

**ESTIMACIÓN TEÓRICA DE PERMEABILIDAD EN YACIMIENTOS
NATURALMENTE FRACTURADOS VERTICALMENTE**

LUZ MARIA UTRIA ROBINSON

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
ESCUELA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2007

**ESTIMACIÓN TEÓRICA DE PERMEABILIDAD EN YACIMIENTOS
NATURALMENTE FRACTURADOS VERTICALMENTE**

LUZ MARIA UTRIA ROBINSON

**Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar el título de
INGENIERA DE PETRÓLEOS**

DIRECTOR

MGS. ARISTOBULO BEJARANO WALLENS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
ESCUELA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2007



DEDICATORIA

*A DIOS por demostrarme que es Grande y Poderoso y sin
El nada es en la vida, el solo basta...*

*A la VIRGEN DE LA DOLOROSA por que es mi
intercesora y por sus dolores supo todo lo que padecí...*

A mis padres

*Mama Luz MA por que su amor incondicional y su
perseverancia en sus oraciones fueron el apoyo constante para
no desfallecer ni siquiera en los momentos más difíciles*

*Papi Blacho por que aunque nunca dejo de apoyarme y darme lo
que necesitaba no sabia hasta cuando iba a esperar por este
triunfo, pero tu amor en silencio fue suficiente*

A mis hermanitos que quiero con toda mi alma

*Kathe por que siempre serás mi modelo pase lo que pase y porque
con tu ternura, comprensión y consejo estuviste conmigo hasta
el fin*

*Blase por que es mi consentido y porque no te cansaste de
admirarme y de poner en mi tus esperanzas...*

*A la memoria de mis abuelos Luis y Mari (Q.E.P.D) y Manuel
(Q.E.P.D) que desde el cielo vean hasta donde he llegado Abue
FILO (Q.E.P.D) pues siempre con tu especial cariño me
brindaste tu ayuda.*

*A la memoria de mi eterno amigo WILMER ARMANDO
RICO FLOREZ (Q.E.P.D) SABES LO QUE FUISTE, LO
QUE ERES Y LO QUE SERAS pues en mi recuerdo estarás y
sabrás que desde el cielo me acompañaras*

*A mi amigo JORGE DAVID ANAYA GARRIDO porque a
pesar de que no pudimos cumplir muchas cosas que habíamos
pactado sabes que fuiste parte de todos mis esfuerzos durante
este camino, Gracias no lo olvides...*

*A mi ahijada Dany porque ella con su dulzura sabe que es mi
pequeña*

*A Pablo Emilio Henríquez Rivadeneira por que es el recuerdo
de un bonito sentimiento (wil. luz, pablo) aunque siempre
discutiéramos mucho...*

Lucecita



AGRADECIMIENTOS

EXPRESOS MIS MÁS SINCEROS AGRADECIMIENTOS A:

INGENIERO ARISTOBULO BEJARANO WALLENS por su colaboración y constante apoyo, orientación en la realización de este proyecto.

A EL PROFESOR ALIRIO MARTINEZ por brindarme su experiencia y consejo en la realización de proyectos.

A Carlos Alfonso Arias por facilitarme su computador y lo que necesite en momentos en que fue imprescindible.

A Marlon Rolando Moreno Infante por su incondicional colaboración y atención para construir este texto.

A Mary, Marly, y Javi por acogerme en su familia y siempre mostrar especial afecto por mi.

A doña Erma por siempre tenerme el almuerzo con cariño.

A mis amigos Julián, Jonathan, David, Ketty, Ingrith, Rosi, Matty, Jenireth, Janath, Kselia, Aminta, MolKary por que siempre me dieron ánimos para no desfallecer...

A mis amigos de medallo Iván, Diego, Marcos, Luidyn, Carlos Mario, y Dianita.

A la señora Luz dari, Enrique, Claudia y Manuela por brindarme su familia y su aprecio.

A todas las personas que aunque no mencione siempre durante toda la construcción de este triunfo estuvieron conmigo de una u otra forma acompañándome solo me queda decir GRACIAS...

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	16
1. DEFINICIÓN DE PARÁMETROS BASICOS A UTILIZAR	18
1.1 YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS	18
1.1.2 Aspectos geológicos de losYNF	20
1.2 DESCRIPCION GENERAL DE FRACTURAS	21
1.2.1 Fractura	21
1.2.1.1 Generacion de las fracturas	22
1.2.1.2 Migración y acumulación	22
1.2.1.3 Formacion de las fracturas	24
1.2.1.4 Tipos de fracturas	26
1.2.1.5 Parámetros de fractura	27
1.3 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS	29
1.3.1 Clasificación de yacimientos según la capacidad de almacenamiento	30
1.4 CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS	32
1.4.1 Técnica de avance geológica	34
1.4.1.2 Técnica inversa ingeniería	37
1.4.1.3 Integración de las dos técnicas	38
1.5 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS	42
1.6 PROPIEDADES PETROFÍSICAS	46
1.6.1 Porosidad	46
1.7 PERMEABILIDAD	49
1.7.1 Permeabilidad intrínseca de fractura	51
1.8 SATURACIÓN	52
1.9 PRESIÓN CAPILAR	52

1.9.1 ¿Qué Causan Presiones capilares?	54
1.9.2 Expresiones para presión capilar bajo condiciones constantes (estáticas de equilibrio)	57
1.9.2.1 En términos del radio del tubo capilar	57
1.9.2.2 En términos de radios de la curvatura de la interfase	59
1.9.3 Métodos de medidas de presión capilar	60
1.9.3.1 Plato poroso	63
1.9.3.2 Método de la centrifuga	64
1.9.3.3 Inyección de mercurio	66
1.9.3.4 Otros métodos	70
1.10 MODELOS CAPILARES	71
1.11 UNIDADES HIDRÁULICAS DE FLUJO	73
1.11.1 Caracterización de las unidades hidráulicas	74
1.11.2 Significado geológico del FZI	77
1.11.3 Proceso de Zonación de Unidades hidráulicas	77
2. PRESENTACIÓN DE MODELOS	79
2.1 LA APLICACIÓN PARA PLATOS PARALELOS	79
2.1.1 Definición de modelos de permeabilidad	80
2.1.1.1 Modelos Basados en el Tamaño de Grano y Mineralogía	85
2.1.1.2 Modelos Basados en el Área de la Superficie y Saturación de Agua	87
2.1.1.3 Modelos Basados en Resonancia Magnética Nuclear	88
2.1.1.4 Modelos Basados en Dimensiones del Poro	90
2.1.1.5 Modelos de Permeabilidad de fractura	94
3. DESARROLLO DEL MODELO	96
3.1 MODELAMIENTO DIRECTO DE PERMEABILIDAD DE LA FRACTURA	96
3.2 DESARROLLO MATEMÁTICO	97
3.3 EJEMPLO DE APLICACIÓN	110
3.4 ASPECTOS GEOLÓGICOS	112
3.5 DEFINICIÓN DE TIPOS DE ROCA Y ELECTROFACIES	113
3.6 PRESENTACIÓN DE GRÁFICOS	117
CONCLUSIONES	126

RECOMENDACIONES	128
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	131

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Representación de un modelo de YNF real	19
Figura 2. Evaluacion de vias de migración	23
Figura 3 . Migracion y Acumulacion en hidrocarburos	23
Figura 4. Porosidad de Vugs	25
Figura 5. Esquema rumbo-buzamiento	29
Figura 6. Tipos de YNF según su capacidad de almacenamiento	31
Figura 7. Modelo 3D balanceado	32
Figura 8. Representación modelo yacimiento	33
Figura 9. Muestra de corazón con fracturas-Enlace con Registros	36
Figura 10. Diagrama de flujo de datos para caracterización de permeabilidad en YNF. Tomado de Baker et al	42
Figura 11. Representacion de porosidades.	48
Figura 12. Balance de fuerza	53
Figura 13. Gráfico de Presión capilar vs. Saturación de agua	55
Figura 14. Balance de fuerzas en un tubo capilar	57
Figura 15. Variables radio de curvatura	59
Figura 16. Equipo de medición de presión capilar método de plato poroso	63
1.9.3.2 Método de la centrifuga	64
Figura 17. Equipo de medición de presión capilar método del centrifugo	64
Figura 18. Equipo de medición de presión capilar método de inyección de mercurio	66
Figura 19. Muestra de corazón en proceso	70
Figura 20. Unidades hidraulicas de flujo de arenas con contenido de arcilla 1-12%	74
Figura 21. Grafico definición de el modelo de platos paralelos	79
Figura 22. Mapa conceptual sistema petrofísico	82

Figura 23. Representación de Conceptos de arenas limpias –con Shale	83
Figura 24. a-b. Grafico de permeabilidad vs porosidad de campos americanos	84
Figura 25. Descripción y representación del modelo y parámetros	98
Figura 26 Representación variables modelo de platos paralelos	99
Figura 27. Representación del modelo sistema aceite-agua	104
Figura 28. Relación entre KF y $PHIF = \phi f$ para varios anchos de fractura W y de bloques d.	107
Figura 29. Relación entre KF y $PHIt = \phi_T$ con un ancho de fractura W de 0.01 cms y diferentes coeficientes de partición.	108
Figura 30. Representación de estratigrafía y registros	111
Figura 31. Análisis de corazones y registros BHI	115
Figura 32. Datos de la figura 13 del documento base del ejemplo entre la relación de la permeabilidad de la prueba y la permeabilidad de la matriz vs distancia más cercana a la falla.	117
Figura 33. Datos de la figura 11 del artículo (paper) entre la Intensidad de la fractura vs distancia más cercana a la falla	119
Figura 34. Gráfica de Permeabilidad de la matriz vs Porosidad de la matriz	121
Figura 35. Gráfico relación de permeabilidad total/permeabilidad de matriz observada vs la calculada	122
Figura 36. Gráfica relación ancho fracturas/ancho de bloques de matriz vs Porosidad de Fractura	123
Figura 37. Gráfico de permeabilidad observada vs. Permeabilidad calculada	124
Figura 38. Gráfico de permeabilidad relacionada con el FZI	125

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Procesos de desplazamiento en YNF	56
Tabla 2. Unidades de presión capilar	58
Tabla 3. Datos de presión capilar	58
Tabla 4. Comparación métodos de medición de presión capilar	68
Tabla 5. El fractal planeado para la permeabilidad	90
Tabla 6. Modelos de permeabilidad de fractura	95
Tabla 7. Datos de porosidad y permeabilidad del ejemplo.	114
Tabla 8. Relación de permeabilidad de prueba /permeabilidad de matriz	118
Tabla 9. Datos de intensidad del fracturamiento	119
Tabla 10. Permeabilidad y porosidad de la matriz presentada en el artículo	120
Tabla 11. Datos para el cálculo de KT/KM.	121
Tabla 12. Datos de permeabilidad estimadas	124

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. CAUDAL DENTRO DE LA FRACTURA	137
ANEXO B. POROSIDAD TOTAL DEL SISTEMA-POROSIDAD TOTAL DE LA MATRIZ	139
ANEXO C. GRAFICAS	140

RESUMEN

TITULO: “Estimación de permeabilidad en yacimientos naturalmente fracturados verticalmente”.*

AUTORES: LUZ MARIA UTRIA ROBINSON **

PALABRAS CLAVES: Permeabilidad, Fracturas Verticales, YNF
Unidades Hidráulicas de Flujo, RQI, FZI.

Los yacimientos naturalmente fracturados (YNF) son un significativo conjunto de los yacimientos de hidrocarburos alrededor del mundo. Para algunos autores “Todos los yacimientos son naturalmente fracturados”, solo que unos en menor o mayor medida, no tomando su comportamiento como tal.

La caracterización y modelamiento de yacimientos conlleva a desafíos únicos para el análisis de *yacimientos naturalmente fracturados* diferenciando su comportamiento de la forma convencional.

Por lo que se ha dado un nuevo enfoque a las propiedades petrofísicas de la roca y los fluidos para este tipo de yacimiento siendo estudiadas ampliamente resultando la publicación de artículos, libros y manuales. Para ser cuidadosamente puesto en consideración posteriormente en modelos esta inquietud se ha tomado pues es el centro de este trabajo una de estas propiedades.

“La permeabilidad “es una propiedad indispensable para la predicción cuantitativa de producción y evaluación de reservas. Esto hace que se presente un modelo para medir permeabilidad como resultado de la unificación de conceptos teóricos siendo una solución general de un estudio, obteniendo resultados que se aproximen a la realidad en tanto las asunciones tomadas lo hagan. Constituyéndose en un aporte para mejorar la caracterización y descripción de un yacimiento naturalmente fracturado visto con geometría de la fractura vertical y porosidad de matriz aislada. Aportando las graficas para a partir del indicador de zona de flujo describir el sistema matriz-fractura como una unidad hidráulica específica.

TRABAJO DE GRADO

****FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS. Ingeniería de Petróleos. TUTOR:
Aristóbulo Bejarano**

ABSTRACT

TITLE: "Estimate Permeability in the Vertical Naturally Fractured Reservoir "**

AUTHOR: LUZ MARIA UTRIA ROBINSON **

KEYWORDS: Permeability, Vertical Fracture, YNF, Capillary Pressure, Hydraulics Unit, RQI, FZI.

The naturally fractured Reservoir (NFR) they are a significant group of the reservoir of hydrocarbons around the world. For some authors the entire reservoir are fractured naturally", alone that some in smaller or bigger measure, not taking their behaviour like such.

The characterization and description of reservoir bear naturally to unique challenges for the analysis of reservoir fractured differentiating their behaviour in the conventional way.

For what a new focus has been given to the properties petrophysical of the rock and the fluids for this reservoir type being studied being the publication of articles, books and manuals thoroughly. To be carefully on in consideration later on in models this restlessness has taken then it is the center of this work one of these properties.

"The permeability is an indispensable property for the quantitative prediction of production and evaluation of reservations. This makes a model to be presented to measure permeability as a result of the unification of theoretical concepts as general solution of a study, obtaining results that they approach to the reality as long as the taken assumptions the they make. They are being constituted in a contribution to improve the characterization and description of a naturally fractured reservoir done with geometry of the vertical fracture and porosity of isolated matrix. Contributing the graphs stops starting from the indicator of zone of flow to describe the system matrix-fracture like a hydraulic unit specifies.

***GRADUATE PROJECT**

****Faculties of Chemicals-Physical Engineering Petroleum Engineering. Tutor: Aristóbulo Bejarano Wallens**

INTRODUCCIÓN

Los yacimientos naturalmente fracturados (YNF) son un significativo conjunto de los yacimientos de hidrocarburos alrededor del mundo. Para algunos autores “Todos los yacimientos son naturalmente fracturados”, solo que unos en menor o mayor medida, no tomando su comportamiento como tal (Thompson 2000)¹. Las complejidades de los YNF han sido objeto de numerosos estudios que pretenden describir el comportamiento de su red asociada a fracturas en superficie (densidad, conectividad, ubicación). Sin embargo, en su mayoría, se han constituido en descripciones cualitativas de las fracturas y no en metodologías conducentes a su cuantificación².

La caracterización y modelamiento de yacimientos conlleva a desafíos únicos para el análisis de *yacimientos naturalmente fracturados* diferenciando su comportamiento de la forma convencional³.

Interpretar un sistema matriz –fractura hace mas complejo el enmarcar detrás de un modelo teórico, siendo un enlace cualitativo y cuantitativo a través del cual los sucesos reales que ocurren en el yacimiento son aproximados. Adicionalmente no solo se requiere la descripción de dos medios (matriz-fractura) sino la influencia que cada uno posee respecto al otro.

Uno de los motivos por los cuales se ha impedido el análisis apropiado de los YNF es la dificultad para reconocer las fracturas y su distribución en el subsuelo, lo cual ha propiciado descripciones idealistas de su presencia, comportamiento en las formaciones y un déficit de metodologías integradas para su interpretación.

Aunque en los últimos diez años se han esmerado por realizar mayores avances en cuanto al tema; a través de la adecuada combinación de conceptos geológicos, ingenieriles y la integración coherente con interpretación de registros,

descripción de núcleos, pruebas de presión y producción, todavía existe un largo camino de trabajo.

El resultado ha sido un enfoque especializado orientado al estudio de las propiedades petrofísicas de la roca y los fluidos, las cuales han sido estudiadas ampliamente logrando la publicación de artículos, libros y manuales. Para ser cuidadosamente puesto en consideración posteriormente en modelos. Esta inquietud se ha tomado pues es el centro de este trabajo una de estas propiedades.

La permeabilidad es una propiedad indispensable para la predicción cuantitativa de producción y evaluación de reservas. Esto hace que tengamos por objeto en este trabajo la presentación de un modelo para medir permeabilidad como resultado de la unificación de conceptos teóricos como solución general de un estudio, obteniendo resultados que se aproximen a la realidad en tanto las asunciones tomadas lo hagan. Constituyéndose en un aporte para mejorar la caracterización y descripción de un yacimiento naturalmente fracturado visto con geometría de las fractura vertical y porosidad de matriz aislada. Unificado con el concepto de unidades hidráulicas de flujo.

CAPITULO I

1. DEFINICIÓN DE PARÁMETROS BASICOS A UTILIZAR

En este capítulo se intentará presentar un breve, pero sencillo conjunto de todos los conceptos principales que se tuvieron en cuenta para construir el modelo que se ha propuesto. Permitiendo así al lector que pueda comprender con claridad el modelo planteado.

1.1 YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Un yacimiento naturalmente fracturado (YNF) se puede definir como aquel yacimiento que contiene fracturas creadas por procesos sucedidos en la naturaleza, las cuales pueden tener un efecto significativo negativo o positivo sobre las características de flujo de fluidos en el medio poroso.

Las fracturas total o parcialmente abiertas tienen un efecto positivo sobre el flujo de aceite, pero negativo sobre el de agua y gas debido a efectos de conificación. Las fracturas cerradas totalmente generan barreras de permeabilidad para todos los flujos, lo cual origina compartimentalización en el yacimiento y recobros marginales o antieconómicos (Aguilera 1995)⁴.

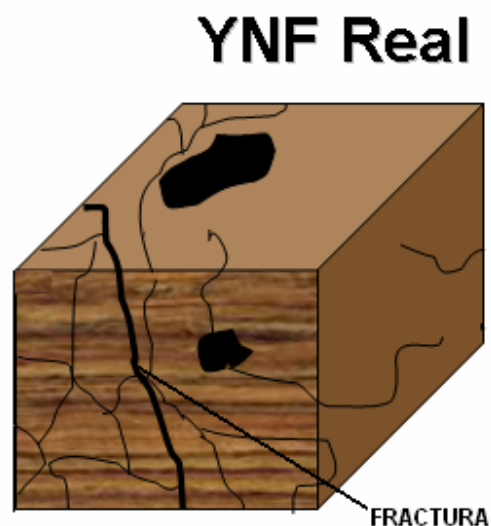
Han sido muchos los trabajos realizados para describir, caracterizar e interpretar YNF alrededor del mundo. En las últimas décadas varios autores han publicado sus experiencias al tratar de entender la naturaleza de los mismos.

Roberts² en 1996 demostró que los pozos que encuentran fracturas naturales son a menudo capaces de producir a altas tasas de flujo, desde rocas de baja permeabilidad de matriz, pero fracturadas debido a procesos de plegamiento.

Recientemente Thompson (2000)¹ describió la red efectiva de fractura a partir del tipo de geometría de fractura y la interacción con la matriz; a través de la interrelación de datos de análisis de registros y núcleos, pruebas de presión sísmica y geología de superficie.

Baker y Kuppe³ a finales del 2000, consideraron que la caracterización de los YNF representa un desafío aun sin resolver debido básicamente a la necesidad de desarrollar nuevas y mejores tecnologías para caracterizar un sistema matriz – fractura y definir su interacción.

Figura 1. Representación de un modelo de YNF real



1.1.2 Aspectos geológicos de los YNF

Un YNF es una “formación almacenadora de hidrocarburos” que contiene fracturas (discontinuidades planares) creadas por la naturaleza, como el resultado del diastrófismo (doblamiento y fallamiento) y de la reducción de el volumen de roca⁴. Dichas fracturas se encuentran distribuidas como una red, consistente en varios grados de fracturamiento en todo el yacimiento⁵.

Yacimientos fracturados destacados pueden ser hallados en rocas de chert, shales, calizas, limonitas, areniscas, rocas ígneas y metamórficas⁴. Debido a que las fracturas son más efectivas en los yacimientos de baja permeabilidad de matriz, como ocurre en los carbonatos; las formaciones de caliza y dolomita son usualmente referidas como verdaderos YNF.

La presencia de fracturas tiene efectos positivos en el flujo de fluidos cuando las fracturas están abiertas o sin cementación. De otro lado, ellas poseen un efecto negativo cuando las fracturas están totalmente mineralizadas bloqueando el paso al flujo de fluidos⁶.

Las condiciones geológicas y la no linealidad dan características únicas a los YNF⁶.

La fracción de volumen poroso que representa al espacio entre granos de la matriz de la roca ocupada por fluidos es llamada porosidad. Hay dos tipos de porosidad. La porosidad asociada a los procesos de depositación de sedimentos que formaron la roca llamada porosidad primaria y la porosidad secundaria, llamada también porosidad inducida, esta es asociada con la presencia de fracturas y otras aperturas tales como joints y vugs causadas por procesos geológicos y químicos respectivamente⁷.

La determinación, modelamiento y uso de la porosidad secundaria ha sido históricamente de gran dificultad para todos los investigadores. Esto se debe a la

no linealidad antes mencionada y al hecho de que la porosidad secundaria es una propiedad fuertemente escalo dependiente⁸. Esto significa que su magnitud es dependiente del volumen de la muestra de roca que se tome para la determinación.

Sin embargo, es bien conocido que la unicidad, complejidad y las características escalo dependientes⁹ de este tipo de yacimientos requieren la determinación de varios parámetros como son **orientación, buzamiento, apertura, longitud e intensidad de fracturamiento para caracterizar completamente el sistema fracturado**¹⁰.

Las fracturas naturales, las cuales son parte de la porosidad secundaria, pueden ser clasificadas desde el punto de vista geológico como tectónicas, regionales, diagenéticas, relacionadas a la superficie y estilolitos¹¹.

Basados en su orientación, distribución y morfología, las fracturas tectónicas son aquellas cuyo origen pueden ser atribuidos a eventos tectónicos locales.¹¹

Las fracturas tectónicas son el tipo más importante de fracturas con respecto a la producción de hidrocarburos. La mayoría de las fracturas de origen tectónico pueden ser divididas en dos categorías: fracturas causadas por procesos de desdoblamiento (*folding*) y fracturas causada por procesos de fallamiento (*faulting*)⁸.

1.2 DESCRIPCION GENERAL DE FRACTURAS

1.2.1 Fractura

Una fractura es una discontinuidad producto de esfuerzos que exceden la resistencia a la ruptura de una roca. Estas pueden generarse por deformación de la roca o por algún proceso físico-químico.

1.2.1.1 Generación de las fracturas

La aparición de las fracturas se atribuyen a tres causas primordialmente¹² :

- **Diatrofismo** el cual incluye todos los movimientos de secciones de la corteza terrestre respecto a otras. Los movimientos pueden darse en varias direcciones, preferentemente, hacia arriba o abajo y horizontales, a demás pueden ser lentos o graduales o súbitos y violentos.
- **Erosión** profunda de las capas superficiales que permite el levantamiento de capas inferiores y su posterior fracturamiento.
- **Contracción del volumen de roca** como consecuencia de la pérdida de agua de enfriamiento en rocas ígneas y desecación de rocas sedimentarias.

1.2.1.2 Migración y acumulación

Existen tres teorías¹² que describen y explican el proceso de la migración y acumulación de hidrocarburos en yacimientos naturalmente fracturados, una de ellas es llamada la teoría de la **Dilatación** esta teoría dice que una roca sometida bajo esfuerzos tectónicos se fracturara a lo largo del plano de debilidad creando vacios que constituyen las fracturas; este efecto trae consigo el flujo de fluidos en dirección hacia zonas dilatantes y el posterior llenado de los mismos.

Figura 2. Evaluacion de vias de migración ¹³



Segun Mcnaughton y Garb¹², el requerimiento geológico es la existencia de una roca fuente adyacente y contigua a la roca que se ha fracturado.

Otra teoria se basa en el efecto de erosión profunda de las capas que causa el levantamiento de las rocas subyacentes, creando fracturas; posteriormente ocurre un proceso de acumulación. Lo que implica que las fracturas se formaron antes de la generación del petróleo.

Por último la tercera teoria considera que en algunos yacimientos el petróleo puede entrar por migración ascendente, a lo largo de fracturas, desde capas más profundas.

Figura 3 . Migracion y Acumulacion en hidrocarburos ¹³



1.2.1.3 Formación de las fracturas

Desde el punto de vista geomecánico, en la superficie de las fracturas han sucedido esfuerzos que han debilitado la fuerza de cohesión que tenía la roca a lo largo de este área originando el rompimiento a la continuidad a nivel de la matriz de la roca (Osorio 2003)¹⁴.

La diagénesis normalmente reduce la porosidad, redistribuye el espacio poroso, altera la permeabilidad y las características capilares. Los procesos básicos de diagénesis, los cuales son identificados por una “**fabric**” específica, son¹⁵:

1. Cementación de carbonato de calcio.
2. Compactación mecánica y química.
3. Disolución selectiva
4. Dolomitización
5. Mineralización de evaporita
6. Disolución masiva
7. Colapso de cavernas
8. Fracturamiento

Las fracturas son una característica común en la roca de carbonatos y se forman en respuesta a los esfuerzos, el cual puede ser generado de diversas maneras.

Tres de los regímenes de esfuerzos más comunes son el tectónico, de geopresión, y el de la formación /destrucción de grandes cavernas.

Las fracturas de origen **tectónico** son formadas en respuesta del doblamiento y rompimiento de estratos, y la distribución puede estar relacionada a los momentos de doblamiento y a la distancia a las fallas. En algunos ejemplos, la densidad de la

fracturas esta relacionada a la litología, como es el caso de la dolomita, la cual tiene la tendencia a ser más fracturada que la caliza.

Las fracturas de **geopresión** se formaron cuando el fluido de poro quedo atrapado y no pudo ser expulsado a medida que la presión de sobrecarga incrementaba. Mientras la presión de poro se aproximaba a la presión de sobrecarga, la presión de fractura se alcanzó y la roca se rompió.

Las fracturas asociadas a **estilolitos** son generadas en concentración de esfuerzos planares dentro de una roca. Estas concentraciones pueden ocurrir en cuerpos litológicos en los límites de las arcillas y zonas de baja porosidad. Los estilolitos pueden convertirse en un problema en algunos yacimientos, ya que reducen la permeabilidad y la porosidad⁴.

La formación de cavernas –**Vugs** y de sistemas cavernoso por disolución masiva inicia una serie de eventos que tienen efectos importantes sobre la geometría del yacimiento. El primero de estos eventos es la importación del sedimento hacia las cavernas por el agua de superficie. Este sedimento depositado en las partes bajas de la caverna puede filtrarse a través de la fractura y pasajes de la zona freática.

Figura 4. Porosidad de Vugs¹⁶



Las grandes cavernas no pueden soportar su propio peso por prolongados períodos de tiempo y se destruyen por colapso de techo. El colapso del techo puede ocurrir durante el tiempo de exposición mientras los sedimentos que la cubren son depositados y la presión de sobrecarga se incrementa. La historia del colapso es muy complicada y se extiende por períodos de tiempo de millones de años.

Los productos del colapso, que son importantes para la descripción del yacimiento, son fracturas y las Breccia colapsadas, la formación de la porosidad de fractura y el espacio del poro en bloque de Breccia, referidos estos como tipos de porosidad cavernosa en contacto. La porosidad de fractura estará concentrada en el techo y en los flancos del sistema cavernoso que fallaron¹⁵.

1.2.1.4 Tipos de fracturas

La evaluación de fracturas requiere una definición y clasificación en relación a criterios puramente descriptivos, y con respecto al fracturamiento y la historia geológica. Las fracturas pueden ser clasificadas con respecto a las siguientes categorías⁵.

- **Fracturas abierta/cerradas**

Debido a que las fracturas pueden estar abiertas o cerradas depende eventualmente del agua circulante y la subsiguiente precipitación de cemento, la cual puede cerrar las fracturas abiertas. Es también muy importante recordar que debido a la compresibilidad de la roca, las fracturas cerradas en un afloramiento pueden estar abiertas en el yacimiento como resultado de la acción del fluido que mantiene las paredes de la fractura separadas.

- **Fracturas macro/micro fracturas**

Las fracturas y la fisuras, llamadas macro y micro fracturas, respectivamente, poseen diferentes longitudes y aperturas; siendo el primer grupo las de mayor extensión y apertura. Las macro fracturas difícilmente detectadas en muestras de corazones pues se desintegran. Sin embargo pueden ser observados en herramientas como el BHTV y el FMI. Las micro fracturas difícilmente son apreciables a la vista en muestras de corazones debido a las dimensiones pequeñas.

- **Fracturas naturales/inducidas**

En el estudio de los YNF es extremadamente importante reconocer si las fracturas son de origen natural o artificial. Las fracturas limpias y frescas tienen menos posibilidad de ser naturales que las impregnadas de crudo y parcialmente cristalizadas.

La evaluación de las fracturas naturales abiertas es desarrollada a nivel de fractura individual y como conjunto de fracturas⁵. La principal diferencia entre una fractura y un conjunto de fracturas esta relacionada con las características que posee una fractura tal como: tamaño, apertura, orientación, etc. Y a las características combinadas de fractura- matriz en el caso del grupo de fracturas como la distribución, la densidad, la intensidad de fractura, etc.

1.2.1.5 Parámetros de fractura

La apertura de una fractura esta representada por la distancia entre las paredes de la fractura. Dicha apertura puede depender de (a condiciones de yacimiento) la profundidad, la presión de poro y el tipo de roca del yacimiento. Las aperturas de fractura del yacimiento varían entre 10-200 micrones, pero las

estadísticas han mostrado que el rango más frecuente es entre 10-40 micrones.

La orientación de fracturas es el parámetro que conecta la fractura simple con el ambiente¹⁷. El plano de fractura puede ser definido por dos ángulos, la dirección de buzamiento y el ángulo de buzamiento (Figura 5).

- **PARÁMETROS DE UN CONJUNTO DE FRACTURAS**

Las fracturas existentes en un medio poroso pueden ser agrupadas de acuerdo a su orientación en la siguiente forma⁵.

El sistema de fracturas esta formado por todas las fracturas que poseen mutuamente su misma dirección (fracturas paralelas). La red de fracturas resulta de la presencia de varios sistemas fracturados en el mismo volumen de control.

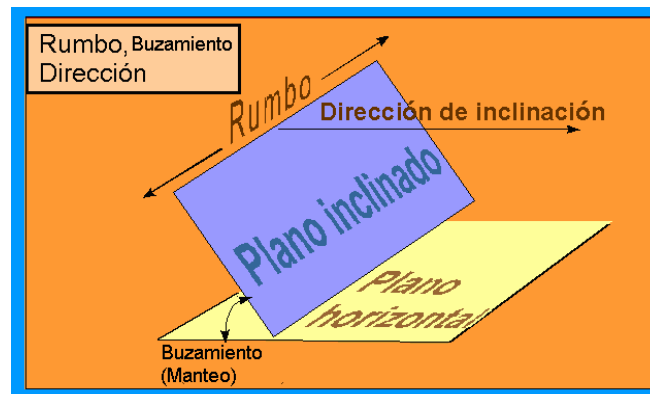
En un sistema fracturado el cual contiene dos o mas sistemas de fracturas cada sistema ha sido generado por diferentes esfuerzos (excepto en el caso de fracturas conjugadas).

La distribución de fractura es expresada por el grado de fracturamiento. Este grado es mayor si hay intercomunicación entre las fracturas en un sistema de fracturas y si los sistemas son equivalentes uno de otro. A demás, el grado de fracturamiento será menor si la intercomunicación entre los sistemas fracturados es interrumpido y si el fracturamiento de uno de los sistemas prevalece sobre el otro (fracturas preferencialmente orientadas).

La densidad de fractura¹⁰ expresa la frecuencia de fracturas en una dirección dada, y el recíproco, la porción de la matriz delimitada por las fracturas encontradas en una dirección (espaciamento de fractura). Cuando la densidad de

fractura esta relacionada a la litología, se obtiene otro parámetro de particular interés, llamado intensidad de fractura.

Figura 5. Esquema rumbo-buzamiento¹³



1.3 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Muchos autores han presentado diversas clasificaciones; dependiendo de característica tomada en cuenta para clasificarlos, mencionaremos las que se trataran en el proyecto,

Maidebor¹⁸ clasifica los YNF en:

- Fracturados porosos:

Se caracterizan por tener todo el petróleo almacenado dentro de la matriz. La fractura tiene una capacidad de almacenamiento despreciable y es unicamente un canal de alta permeabilidad que permite el flujo de fluidos hacia el pozo.

- Fracturados No porosos:

La matriz tiene una capacidad de almacenamiento importante pero baja permeabilidad. De esta forma, el petróleo que fluye de la matriz hacia la fractura es muy poco y solo se produce el petróleo existente dentro de las fracturas.

En el primer tipo de yacimiento, estos presentan tasas iniciales de producción alta, las cuales declinan drásticamente después de un corto período debido a que el petróleo producible ha sido almacenado en la fractura. Sin embargo en los YNF la capacidad de almacenamiento depende del grado de fracturamiento y del valor de porosidad primaria de la formación motivo por el cual no se puede despreciar la capacidad de almacenamiento de la fractura.

En muchos yacimientos, capas contiguas de rocas permeables y compactas reaccionan en forma diferente a los esfuerzos tectónicos, originando un sistema de capas fracturadas intercaladas entre capas no fracturadas.

Cambios laterales en facies pueden llevar a conducir a yacimientos locales, son localmente fracturados. Los esfuerzos tectónicos no son uniformes y la intensidad del fracturamiento pueden ser más pronunciada con los rasgos tectónicos, tales como fallas y pliegues.

Maidebor¹⁸ concluyó que en YNF la amplitud de la fractura dominó la turbulencia mientras el yacimiento no se vea afectado por la caída de presión.

1.3.1 Clasificación de yacimientos según la capacidad de almacenamiento

La capacidad de almacenamiento esta dada por el producto de la porosidad y la saturación de los fluidos presentes en la roca, representando que tantos fluidos puede acumular el yacimiento⁴.

- **YACIMIENTO TIPO A :**

En este tipo de yacimiento la capacidad de almacenamiento de la matriz es mucho mayor en relación con la de las fracturas.

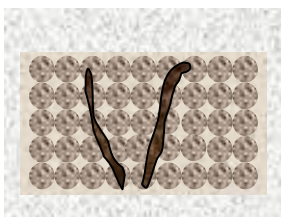
- **YACIMIENTO TIPO B :**

Estos yacimientos poseen una capacidad de almacenamiento prácticamente igual para la matriz como para la fractura.

- **YACIMIENTO TIPO C :**

La capacidad de almacenamiento es debida fundamentalmente a las fracturas, ya que la porosidad de la matriz es despreciable.

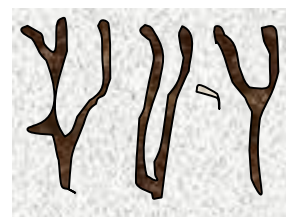
Figura 6. Tipos de YNF según su capacidad de almacenamiento⁴.



YACIMIENTO TIPO A



YACIMIENTO TIPO B

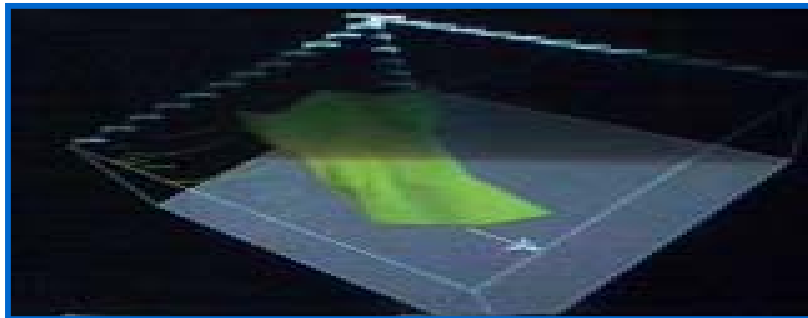


YACIMIENTO TIPO C

1.4 CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

La caracterización de yacimiento se define como la construcción de imágenes tridimensionales (3D) de propiedades petrofísicas que serán usadas para explicar el comportamiento pasado y para predecir el futuro del yacimiento. Tiene como objetivo el describir la distribución espacial de parámetros petrofísicos tales como porosidad, permeabilidad y saturación usando modelos geológicos¹⁵.

Figura 7. Modelo 3D balanceado¹³



La caracterización de YNF (NFR) presentan desafíos únicos a diferencia de la realizada en los yacimientos convencionales debido a:

- La necesidad de caracterizar las fracturas, además de la matriz.
- La necesidad de caracterizar la interacción matriz-fractura¹⁹.

El desarrollo del modelamiento y caracterización de yacimientos para los YNF se ha retrasado debido a la dificultad práctica en la cuantificación de los parámetros de matriz y de la fractura. La complejidad de los cálculos numéricos y matemáticos ha restringido históricamente el desarrollo del modelamiento de estos convirtiendo el modelamiento-simulación de YNF en retos diferentes de los yacimientos con única porosidad continua.

La caracterización de la fractura incluye parámetros tales como: espaciamiento, longitud, apertura, orientación y buzamiento, porosidad, conectividad y permeabilidad.

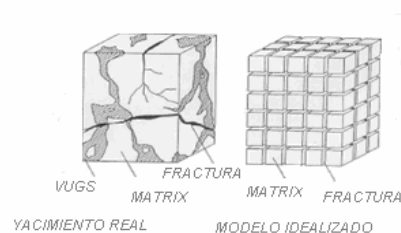
Un medio fracturado representa un sistema altamente heterogéneo. El transporte de fluidos y la presión dinámica no puede ser completamente reproducido en un modelo que usa un sistema homogéneo tridimensional³. Pero en los YNF quizás, deba darse mayor importancia a la caracterización de las heterogeneidades de la fractura. La caracterización de los yacimientos depende, mas rigurosamente en los YNF que en los yacimientos convencionales, de la integración de los conocimientos geológicos, petrofísicos geofísicos e ingeniería de yacimientos.

Por tal motivo, Baker³ recientemente implementaron una metodología

En la que no solo se hace la caracterización de la fractura, igual a la de la matriz, sino tiene como diferencia la descripción de ambas, pero se dificulta por que además debe contar con la interacción entre el sistema matriz-fractura la cual debe ser cuidadosamente modelada.

Recientemente se implemento un procedimiento combinando esencialmente técnica “avanzada” aprovechando la simulación, típicamente usada por geocientíficos, con un “método inverso” usualmente incorporadas por ingenieros de yacimientos. Estos métodos mencionados, han sido aplicados en la evaluación de los YNF, pero en relativa independencia.

Figura 8. Representación modelo yacimiento (tomado de Warren and Root, 1963)²⁰



- El método de avance aprovecha varios estudios y evaluaciones de causas de la fractura natural y esto es asociado con propiedades intrínsecas de las mismas (espacio, altura, distribución de fuerzas, etc.).
- La técnica inversa se centra en el efecto creado por las fracturas (análisis de declinación, balance de materiales, productividad).

Se muestra como una poderosa metodología mejorada es creada para la evaluación de YNF, cuando se combinan estas dos técnicas, que históricamente se han aplicado aisladamente.

El desarrollo del modelamiento y caracterización de YNF tiene simple dominio de flujo de la matriz en el sistema de la roca debido a la limitación práctica en cuantificar ambos parámetros matriz –fractura.

El complemento de cálculos numéricos y matemáticos tiene un contraste a través del tiempo en el desarrollo de modelamiento en YNF.

1.4.1 Técnica de avance geológica

En la parte del campo de la geología han sido numerosos los intentos por compilar la estadística de los distintos parámetros de fractura con relación al espaciamiento, altura, apertura, orientación y longitud de la fractura para subsecuentemente escalar una respectiva porosidad y permeabilidad efectiva de estas. Este caracteriza el yacimiento desde la perspectiva de que se creó un conjunto geológico o causa del ambiente geológico, como opuesto al efecto de lo que produce la presencia de la fractura (usualmente esta preocupación es de la ingeniería).

Espacio de la fractura, apertura, longitud y conectividad son funciones de⁵:

- Porosidad
- Litología
- Posición estructural.
- Fragilidad de la roca

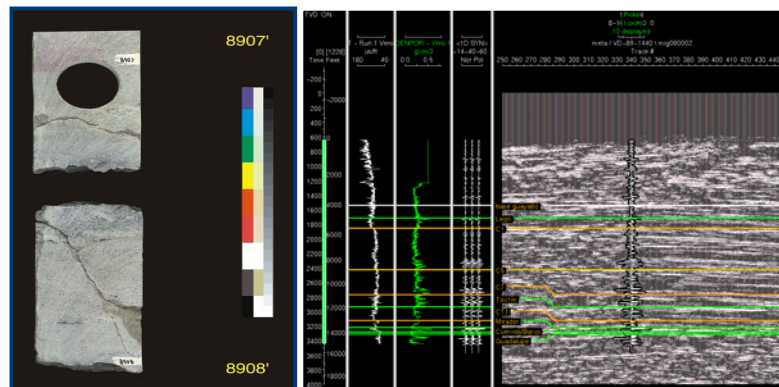
Uno de los objetivos de un modelo de fracturas es generar relaciones empíricas y analíticas que incorporen los parámetros de fracturas y los factores que la controlan. Se requiere cierta cantidad de muestras del yacimiento para caracterizar las fracturas, desafortunadamente la falta de muestras es un problema común en los yacimientos fracturados.

Los afloramientos son un recurso representativo para obtener datos de longitud y conectividad de fracturas²¹. Los pozos verticales tienen baja probabilidad de interceptar fracturas verticales. Los corazones de pozos horizontales perforados perpendicularmente a los sistemas de fractura, también dan una idea de la longitud o del espaciamiento entre fracturas.

Por lo tanto, el alcance relativamente limitado de los corazones de pozos verticales hace improbable obtener una muestra potencialmente representativa. Para diversidad de campos desarrollados actualmente, los datos para correlacionar variables resultan insuficientes. Los datos obtenidos a partir de la ingeniería pueden registrar un gran número de fracturas, es decir, a partir de datos de transiente de presión o de producción a gran escala; pero estos análisis no pueden generar parámetros específicos de fractura. Los parámetros de fractura y las relaciones empíricas deben ser derivados de afloramiento de analogías de campos²². A pesar del tamaño de la muestra relativamente pequeño, el método avanzado es crítico porque normalmente es usado en zonas o áreas específicas. Aunque los promedios de espaciamiento y apertura de fracturas son útiles, hay una amplia evidencia de campo que indica que solo unas pocas fracturas son

hidráulicamente activas y que el flujo de fluidos es posiblemente dominado por valores extremos del medio fracturado.

Figura 9. Muestra de corazón con fracturas-Enlace con Registros¹³



Los estudios de afloramiento pueden dar información valiosa sobre espaciamiento, longitud, dirección y conectividad de la fractura. Sin embargo, como Friedman y colaboradores²¹ lo demostraron, el desgaste y los efectos de esfuerzos posiblemente afecten los parámetros del afloramiento haciéndolos diferentes de su condición “in situ”. Las dimensiones de los bloques de la matriz son factores que controlan el proceso de recobro. El espaciamiento entre fracturas o la determinación de la distribución del volumen del bloque es por consiguiente crítico. Por lo cual el estudio de afloramientos es importante, a pesar de las restricciones.

Para incrementar el número de variables y el alcance areal / vertical del yacimiento, es necesario usar la técnica “inversa”. Una técnica inversa es aquella en donde el efecto o la respuesta dinámica del sistema a gran escala son medidos y posteriormente usada para inferir características a menor escala.

La prueba de trazadores, los datos de historias de producción y las pruebas de transiente de presión permiten en gran medida generar soluciones inversas para cuantificar la longitud, permeabilidad y conectividad de fractura³.

1.4.1.2 Técnica inversa ingeniería

Del aporte de la ingeniería, han sido muchos los adelantos para comprender la naturaleza del sistemas de fracturas usando permeabilidad e intensidad de las fracturas derivadas de pruebas de presión y datos de producción, infortunadamente los datos de trasiente de presión y producción están basado en modelos ideales de “cubos de azúcar” para simplificar las asunciones²³ pero que limitan la realidad de lo que ocurre en el yacimiento, heterogeneidades y cambios en flujo. La mayoría de pruebas de ascenso (build-up) y largas prueba de producción, no se dan en zonas específicas, y por consiguiente se disminuye la efectividad en la caracterización.

Existe un gran volumen de literatura de ingeniería de yacimientos dedicado a resolver el problema del transiente de presión para un sistema de “doble porosidad”. En teoría, los resultados obtenidos a partir de una prueba de presión pueden ser usados para determinar el espaciamiento efectivo de la fractura¹⁰; sin embargo en el 90% de los YNF en la literatura, muestran que un sistema de porosidad simple puede ser usado para obtener un ajuste razonable del comportamiento de ascenso de presión. El ajuste es finalmente obtenido con una permeabilidad efectiva más alta cuando es comparada con la permeabilidad de la matriz³.

En resumen, tanto el método geológico (avance) como la técnica de ingeniería (Inverso) tiene limitaciones debido a la falta de muestras de sistemas de fractura “in situ”, y al uso de modelos teóricos que utilizan representaciones simplificadas de sistemas reales de fractura. Estos métodos, no caracterizan adecuadamente los sistemas de fractura por si solos. Este es el principal problema, ya que a largo

plazo, la entrega o rendimiento, y las reservas del yacimiento son controlados por la permeabilidad efectiva. La combinación de los métodos “avance” e “inverso” sin embargo, permite reducir el grado de incertidumbre y construir modelos más reales de los YNF.

1.4.1.3 Integración de las dos técnicas

Es determinante identificar en estudios iniciales de yacimientos ³:

- Razones de creación del sistema de fracturas (el ambiente regional, de fallamiento, o de plegamiento),
- Las características del sistema matriz-fractura (los tipos de fractura, longitud, tamaño, espaciamiento, etc).
- La permeabilidad y la porosidad de la matriz.
- El grado de comunicación entre la matriz y la fractura.

Determinar como se formaron las fracturas da importantes indicios de la distribución areal y vertical de las mismas, a demás de un probable mecanismo de recobro²¹.

Los dos principales parámetros que controlan el recobro en los YNF son ²⁴:

- La magnitud y heterogeneidad de la permeabilidad de la fractura.
- El grado de comunicación matriz-fractura.

La magnitud de la permeabilidad de fractura controla la adecuada entrega del yacimiento, mientras que la heterogeneidad de la fractura controla el grado de influjo del agua/ gas ³. Una buena comunicación matriz-fractura es esencial para la productividad en el tiempo o para altos factores de recobro.

La comunicación matriz-fractura depende del espaciamiento entre fracturas, además de la permeabilidad de matriz. Estos dos parámetros determinan el mecanismo de empuje del yacimiento. Si el espaciamiento entre fracturas es pequeño y / o la permeabilidad de matriz es alta, se desarrolla una inyección de agua (imbibición) y un mecanismo de drenaje gravitacional muy eficiente. Por el contrario, una baja permeabilidad de matriz y/o un amplio espaciamiento entre fracturas, muchas veces resulta en la canalización de la matriz por el influjo de fluidos inyectados o del acuífero, produciendo por lo tanto, recobros más bajos¹⁹.

El corte (cutt off) de la permeabilidad productiva controla el OOIP (Original Oil in Place). Desde una perspectiva mecánica¹¹, la permeabilidad proporciona una manera de medir la fragilidad de la roca, por lo tanto, la intensidad de fracturamiento. Por consiguiente, la permeabilidad de matriz debe ser considerada cuidadosamente en todos los estudios de YNF.

La clave para el éxito en la caracterización esta³:

- Enfocar variables primordiales que dominan el proceso de recobro.
- Usar técnicas que combinen, de forma mas exacta, pruebas “micro escala (análisis de corazones) con pruebas a gran escala (pruebas de ascenso build-up) que implícitamente promedien las características del yacimiento sobre grandes volúmenes de roca.

Interacción matriz –fractura

El análisis de corazones y las herramientas de registros como el FMS (formation micro-scanner) dan un estimativo de la permeabilidad de la matriz y el espaciamiento en las fracturas, respectivamente⁴. Estas variables, proporcionan datos suficientes para estimar el grado de comunicación matriz-fractura.

Algunos métodos alternativos, tales como los datos de declinación de producción, complementados con los datos de transiente de presión, ayudan a confirmar los parámetros de las funciones de transferencia a gran escala.

Las características de declinación pueden proporcionar información importante sobre el volumen, conectividad y permeabilidad de la fractura ³. El volumen de hidrocarburos presentes en las fracturas de alta permeabilidad será producido rápidamente. Después de este periodo de producción, la tasa de aceite decrecerá rápidamente antes de estabilizarse en una tasa de declinación más baja. El espaciamiento de fractura, el grado de comunicación entre la fractura y la matriz, y además, el mecanismo de empuje, controlaran esta tasa estabilizada de producción.

- **Determinación de los parámetros de fractura**

Como se menciona anteriormente, la permeabilidad, la conectividad y la distribución de fractura, en empujes de agua, imbibición o empujes por capa de gas, son los factores críticos que controlan el recobro de aceite. El parámetro clave, que gobierna la conectividad entre pozos inyectores y productores, es la permeabilidad de la fractura ³.

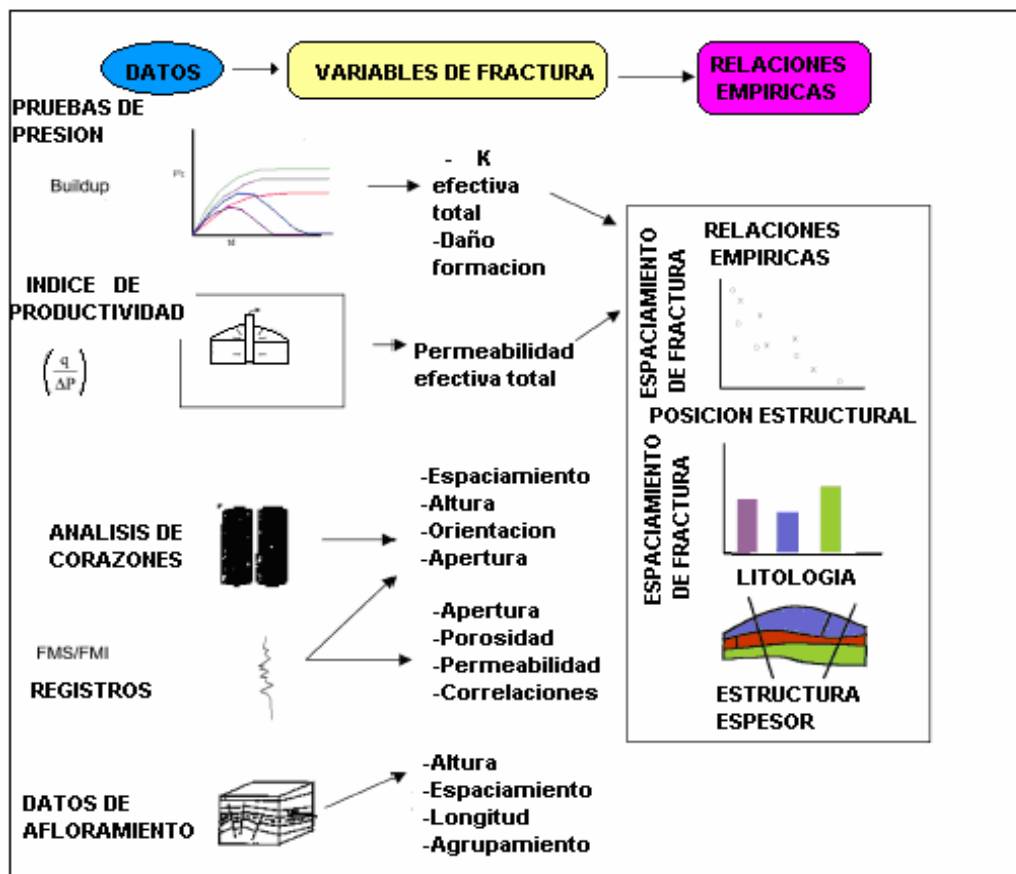
Desafortunadamente las graficas de porosidad-permeabilidad, derivadas a partir de datos de corazones rara vez tienen algún significado físico para los yacimientos naturalmente fracturados, ya que estas simplemente representan las propiedades de la matriz además, los registros convencionales en hueco abierto son limitados cuando predicen la distribución y permeabilidad de la fractura ²⁵. El punto clave para el éxito en la caracterización de la fractura esta en desarrollar relaciones empíricas que puedan relacionar el espaciamiento de fractura con la litología, posición de la estructura, propiedades de la roca o espesor de los estratos ²¹, como se muestra en la figura 10.

Inicialmente, un modelo teórico-geológico de fractura debe ser planteado con base en una combinación de datos análogos, corazonas de afloramiento, y datos FMS/FMI. El principal objetivo de estos modelos geológicos de fractura, es establecer la relación empírica entre parámetros de fractura y porosidad, litología, estructura y fragilidad de la roca. Estos modelos geológicos de fractura, normalmente tienen dificultades, ya que la conectividad y la longitud individual de fractura no han sido bien definidas.

Las pruebas de ascenso (build-up) y los datos de producción pueden ser usados para determinar la permeabilidad efectiva, pero sin ser muy sensibles a la longitud y al tamaño de las fracturas, además de la conectividad. Combinar el análisis a partir de los modelos geológicos conceptuales de fractura con datos de ingeniería, permite determinar estos parámetros. La conectividad de la fractura puede ser definida por dato de producción y de presión.

La metodología anteriormente explicada, fue aplicada exitosamente en la obtención de los parámetros para la caracterización de los yacimientos naturalmente fracturados, en tres famosos campos Weyburn, Spraberry y Waterton³.

Figura 10. Diagrama de flujo de datos para caracterización de permeabilidad en YNF. Tomado de Baker et al³



1.5 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Para evaluar la productividad de un yacimiento es necesario identificar parámetros petrofísicos fundamentales, porosidad, saturación de hidrocarburos, permeabilidad, espesor neto productor, litología, nos permite determinar valores

de reservas totales, si la acumulación de hidrocarburos es un negocio comercialmente rentable²⁶.

Para YNF con un único conjunto de fracturas, la dirección de flujo de fluidos preferencial es paralela a la tendencia de las mismas, por lo tanto, se asume que las propiedades de flujo de fluidos de las fracturas son estáticas y en consecuencia constantes con el tiempo.

No obstante trabajos de laboratorio y campo demuestran que los YNF representan sistemas sensitivos y dinámicos que requieren especial cuidado durante todas sus etapas de desarrollo y depleción. Una caracterización inapropiada de los yacimientos puede ocasionar que las operaciones realizadas sobre los mismos, causen daños irreversibles que pueden reducir significativamente la tasa de producción (Osorio 2001)¹⁴.

Por las razones expuestas YNF son más difíciles de evaluar que los yacimientos de arenas convencionales. Su caracterización puede involucrar de manera general dos pasos fundamentales, realizar una interpretación del origen de los sistemas fracturados presentes, lo cual da una idea de la geometría y distribución de fracturas; éste último sugiere la caracterización del sistema fracturado en términos de su morfología física, distribución y estimación de las propiedades petrofísicas del yacimiento.

En la mayoría de los YNF gran parte de la capacidad de flujo es debida a las fracturas, las cuales conectan bloques de matriz con la cara del pozo para que los fluidos se puedan producir. En tales yacimientos, los mecanismos físicos que hacen posible que los fluidos sean producidos son los siguientes (Schlumberger, 2001)²⁷:

- Expansión de petróleo:

Cuando hay diferencial de presión en el subsistema fracturado, el petróleo fluirá de la matriz para equilibrar los gradientes de presión en ambos componentes del sistema. Este mecanismo de producción puede ser concebido como la expansión del petróleo dentro de los bloques de matriz, cuando la presión del yacimiento está por encima de la presión de burbuja, o por expansión de la capa de gas, cuando esta se haya por debajo de tal presión.

- Imbibición:

En un YNF que se halle mojado por agua, el subsistema matriz tendrá una presión capilar agua-petróleo positiva. Cuando se introduce agua en las fracturas, el agua fluirá y se desplazará por acción de las fuerzas capilares dentro de la matriz desplazando al petróleo que se halla allí almacenado. En yacimientos en los que haya presencia de gas, el petróleo será la fase mojantera y el gas la fase no mojantera, presentándose también la imbibición.

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

- Drenaje Gravitacional:

Este tipo de mecanismo de producción se presenta cuando hay una diferencia de densidades entre la fase agua-petróleo, a través de la matriz, lo cual origina el intercambio de fluidos entre matriz y las fracturas, ya que la fase más pesada forzará a la fase más liviana para que fluya a través de las fracturas hacia los pozos y esta se pueda producir.

- Difusión Molecular:

La difusión molecular, consiste en la vaporización de los componentes del gas y del petróleo dentro de ambas fases. Por ejemplo, el modelo de gas condensado en el que no haya petróleo presente, el gas se difundirá de una región de bajo radio de vaporización petróleo-gas hacia una región de alto radio de vaporización petróleo-gas, por su parte, las moléculas pesadas que se hayan vaporizado, fluirán en la dirección opuesta, es decir, de la región de alto radio de vaporización petróleo-gas, hacia la de más bajo radio.

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

- Desplazamiento Viscoso:

Consiste en el movimiento de los fluidos²⁸ cuando un diferencial de presión es aplicado a través del yacimiento. En un YNF con un gradiente de presión en el subsistema fracturas, el fluido se moverá a través de estas hacia los pozos debido a que los fluidos intentarán mantener el equilibrio hidrostático en el sistema.

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

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

Los últimos dos mecanismos pueden ser despreciados, ya que su aporte no es significativo al compararlo con el que presentan los demás. En los Yacimientos NO fracturados, el principal mecanismo de producción es el desplazamiento viscoso (Sarma, 2003)²⁹.

1.6 PROPIEDADES PETROFÍSICAS

Cuando existen grandes cantidades de hidrocarburos y baja saturación de agua, el agua permanece como una película delgada en los granos y alrededor de los puntos de contacto entre granos lo cual indica que el tamaño del grano es grande.

Todas estas propiedades (porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos) se pueden determinar por métodos directos sobre pequeñas muestras de roca de la formación por medio de análisis de corazones y de su exactitud depende en gran parte el éxito del recobro de aceite del yacimiento.

1.6.1 Porosidad

Es una medida de los espacios vacíos que posee la roca en donde se pueden albergar los fluidos, entre otros los hidrocarburos³⁰.

- **La porosidad total :**

Es la medida de todos los espacios vacíos, teniendo en cuenta los espacios conectados y no conectados.

- **La porosidad efectiva:**

Es una medida de sólo aquellos espacios vacíos que están interconectados.

La porosidad se puede obtener en el laboratorio o desde registros³¹ y representa el volumen vacío como porcentaje del volumen total así:

$$\phi = (V_P / V_T) 100 = (V_T - V_g) 100 / V_T$$

Donde :

V_P = es el volumen vacío o poroso

V_T = es el volumen total

V_g = es el volumen de grano

Para la medición de la porosidad de una muestra de roca se requiere la determinación de dos valores, volumen poroso y volumen total, o volumen de grano y volumen total. Debido a que las rocas son de forma irregular, el volumen total en muestras de rocas se puede determinar midiendo la cantidad de fluido que la muestra desplaza (principio de Arquímedes), el volumen que ocupa el fluido en la roca (volumen poroso), se puede medir directamente registrando el peso de la muestra seca y el peso de la muestra saturada con un fluido mojante, el volumen de grano se mide triturando la muestra y determinando la cantidad de fluido que desplazan los granos. En este caso, se determina exactamente la porosidad total, pero por supuesto, la muestra queda destruida. El volumen de grano también se puede determinar si se conoce la densidad de grano y el peso de la muestra seca. A partir de la ecuación:

$$V_g = P_g / \rho_g$$

Donde:

V_g = volumen de grano

P_g = Peso del grano

ρ_g = Densidad de grano

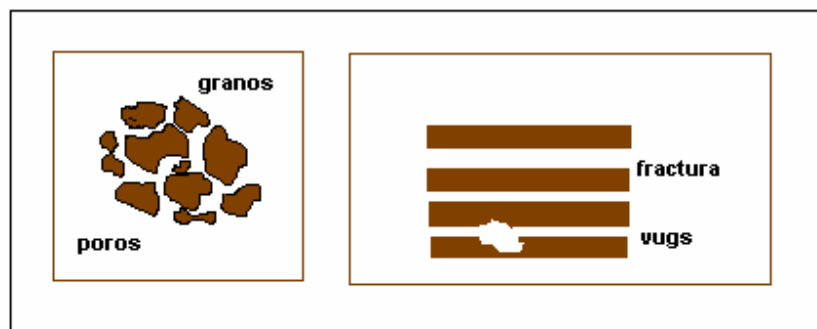
La roca de yacimientos naturalmente fracturados esta compuesta de dos subsistemas¹⁷ de porosidad, una intergranular formada por espacios vacios entre los granos de roca y la otra por espacios vacíos de fractura **o vugs**. El primer tipo es llamado:

- **Porosidad primaria** Se encuentra en arenas o calizas.

El segundo tipo es llamado:

- **Porosidad secundaria** o, cuando refiriendose a solo **vugs** o fracturas, recibe el nombre tambien de porosidad vugular o de fractura.

Figura 11. Representacion de porosidades. Tomado de van-goffl¹⁷



Esta última es generalmente encontrada en rocas compactas, rocas frágiles de relativa baja porosidad intergranular, como calizas compactas, shale, sill. Esta es causada por fracturamiento de la roca, o disolución por circulación de agua. Es reducida a través del tiempo abriéndose con fuertes minerales de cualquier composición de la matriz. Estos minerales son el resultado de disolución y

precipitación. En rocas de carbonatos, como calizas y dolomitas, la solución de canales o los vugs son formados durante ambientación o boreal en la base sedimentaria. Una cierta orientación preferencial vertical de fracturas, ocurren en largas estructuras formadas por calizas, dolomita, sill. Pueden ser resultado de tectónica o esfuerzo de carga litostática la cual reduce la cohesión de la roca.

En un YNF la porosidad total es la suma de la porosidad primaria y porosidad secundaria

$$\phi_t = \phi_f + \phi_m$$

Donde:

ϕ_t = Porosidad total

ϕ_f = Porosidad de fractura

ϕ_m = Porosidad de matriz

Esta porosidad total es el equivalente para la definición estática de fuerzas en la roca o espacios vacíos totales.

1.7 PERMEABILIDAD

Es una medida inherente de la roca, da una proporción de la facultad que tiene la formación para transmitir fluidos permitiendo su movimiento a través de canales interconectados que constituyen el volumen poroso²⁶.

- Esta propiedad puede ser medida en el laboratorio en muestras cilíndricas de roca y puede ser calculada por la siguiente expresión, asumiendo flujo laminar y que solo un fluido fluye por el medio poroso.

$$K = (Q / A)(\mu)(L / dP)$$

Donde

Q/A = es el volumen de flujo por unidad de área

μ = es la viscosidad del fluido

L/dP = es el gradiente de presión en la dirección de flujo

- La unidad básica de la permeabilidad es el darcy.

- **Permeabilidad ABSOLUTA**

Es aquella que tiene la roca a un fluido cuando la roca esta 100% saturada con ese fluido. No cambia teóricamente.

- **Permeabilidad EFECTIVA**

Es la medida relativa de la conductividad de un medio poroso a un fluido específico cuando la roca esta saturada con más de un fluido. Se supone que cada liquido es independiente y considerado inmisible por lo tanto la ley de Darcy puede aplicarse separadamente a cada liquido.

- **Permeabilidad RELATIVA**

Es la relación o razón entre la permeabilidad efectiva y absoluta, se expresa en forma fraccional. Existen permeabilidades relativas y efectivas a los fluidos generalmente que se encuentra en el yacimiento: petróleo, agua, gas.

- **Permeabilidad KLINKERBERG**

La permeabilidad a un gas es una función del recorrido libre promedio a las moléculas de gas. El camino libre es una función del tamaño molecular a demás de la temperatura y presión por lo tanto cuando el recorrido libre promedio es

pequeño como en el caso de una alta presión, se espera que la permeabilidad a los gases se aproxime a la de los líquidos.

- **Permeabilidad de fractura**

El establecimiento de permeabilidad básica en el caso de yacimientos convencionales es válida en el caso de YNF. Pero en presencia de dos sistemas matriz/fractura, la permeabilidad puede redefinirse como ***permeabilidad de la matriz, permeabilidad de la fractura y permeabilidad del sistema matriz-fractura***¹⁷.

Esta redefinición de permeabilidad puede crear alguna confusión especialmente en lo concerniente a permeabilidad de fractura la cual puede ser interpretada como única para una sola fractura o para una red de fracturas, o algunas veces como la permeabilidad del volumen (matriz-fractura)-fractura.

1.7.1 Permeabilidad intrínseca de fractura

Esta asociada a la medición de conductividad del flujo de fluidos comprendiendo a la fractura como única o como una red de fractura aislada independiente de su alrededor (matriz) esto es en factibilidad, la conductividad del único canal o grupo de canales¹⁷. En el caso donde es una única fractura el flujo de la sección transversal es atravesado solo por la fractura (área vacía)(excluyendo los alrededores del área de la matriz). La presencia de fracturas interconectadas incrementa la permeabilidad de la fractura y tasas alrededor de ellas. Si las fracturas son abiertas no cementadas, y no selladas se incrementa sobremanera la permeabilidad de la roca. Haciendo posible estimar la permeabilidad de la fractura y el flujo a través de la misma.

1.8 SATURACIÓN

- La saturación es la cantidad de fluido que contiene una roca y se expresa como un porcentaje del espacio poroso³¹.
- Si una roca esta 100% saturada de agua, significa que todo el espacio poroso es ocupado por agua, pero generalmente en los yacimientos las rocas contienen además de agua, gas y petróleo en cantidades variables.
- Para un fluido en particular, por ejemplo agua, la saturación S_w , esta dada por:

$$S_w = \frac{V_w}{V_p}$$

Donde:

S_w = Saturación de agua

V_w = Volumen de agua en la roca

V_p = Volumen poroso total de la roca

1.9 PRESIÓN CAPILAR

Las características capilares de los medios porosos constituidas por aquellos fenómenos microscópicos que tienen su origen en la interacción superficial de la fases presentes en el medio, constituyen el fundamento de la ingeniería de petróleos, por eso no es raro encontrar fenómenos capilares en aspectos bastante desligados entre si, dentro de la ingeniería de yacimientos.

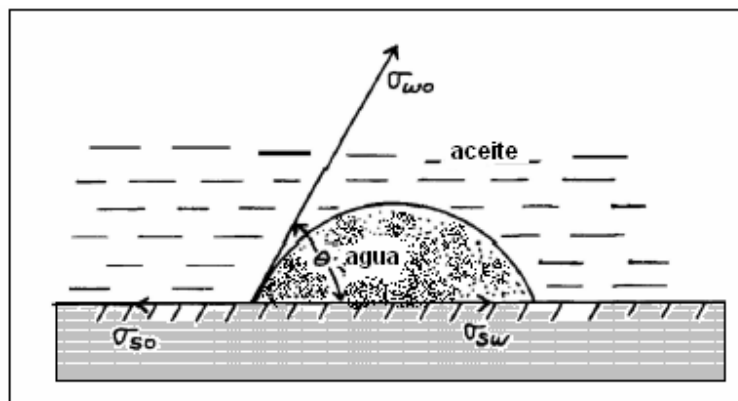
Como los medios porosos reales muestran una amplia heterogeneidad, tanto en la forma como en su naturaleza, comúnmente se utilizan como hipótesis

simplificada modelos capilares por lo cual los resultados se aproximarán a la realidad en tanto los modelos asumidos lo hagan.

La roca del yacimiento contiene típicamente las fases inmiscibles: petróleo, agua, y gas. Las fuerzas que tienen estos líquidos en el equilibrio uno con el otro y con la roca son las expresiones de fuerzas capilares³². Durante un proceso de inyección de agua, estas fuerzas pueden actuar junto con fuerzas de fricción para resistir el flujo del petróleo.

Definición: La presión capilar es la diferencia de la presión que existe a través de la interfase que separa dos fluidos inmiscibles. Si la mojabilidad del sistema se conoce, entonces la presión capilar siempre será positiva si se define como la diferencia entre las presiones de la fase mojannte y la fase no- mojannte³¹.

Figura 12. Balance de fuerzas $\sigma_{so}, \sigma_{sw}, \sigma_{wo}$ Adaptado de CAROLINE HUET³³.



Donde Presión capilar esta dada por:

$$P_C = P_{nw} - P_w$$

Cada variable representa:

P_c = Presión capilar

P_{nw} = Presión fase no-mojante

P_w = Presión de la fase mojante

Para un sistema de agua –aceite (la fase mojante es el agua) y se obtiene:

$$P_c = P_o - P_w$$

Donde

P_c = Presión capilar

P_o = Presión fase aceite

P_w = Presión fase agua

Para un sistema gas-aceite (el aceite es la fase mojante):

$$P_c = P_g - P_o$$

Donde

P_c = Presión capilar

P_o = Presión fase aceite

P_g = Presión fase gas

1.9.1 ¿Qué Causan Presiones capilares?

La presión capilar es resultado de la tensión interfacial que existe en la interfase que separa dos fluidos inmiscibles. La tensión interfacial es causada por el desequilibrio en las fuerzas moleculares de la atracción experimentada por las moléculas en la superficie³².

Para moléculas en el interior:

La fuerza neta = 0 desde que haya suficientes moléculas alrededor para compensarse

Para moléculas en la superficie:

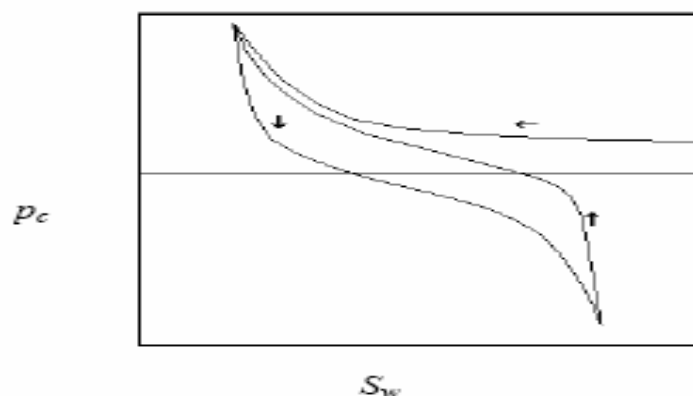
El resultado neto de fuerzas es una fuerza hacia el interior que causa una tensión tangencial en la superficie. El efecto neto de la tensión interfacial es el de tratar de aminorar el área interfacial en una manera análoga a la tensión en una membrana estirada. Para equilibrar estas fuerzas y para mantener la interfase en el equilibrio, la presión dentro de la interfase tiene necesidad de ser más alta que por fuera.

Las fuerzas son reducidas en la interfase debido a:

- a) Tensión Interfacial.
- b) La Presión Externa

El efecto de la tensión interfacial es de comprimir la fase no-mojada de la fase mojada. La fuerza creada por la presión interna lo equilibra. Y es la causa de que se produzca la presión capilar.

Figura 13. Gráfico de Presión capilar vs. Saturación de agua -Adaptado de CAROLINE HUET³³.



Se usan las curvas de presión capilar para estimar la saturación de agua connata inicial del yacimiento referente al aceite-agua original o contacto de gas-agua (Fig. 13). La saturación de agua irreducible puede ser determinado de estos datos. La curva se usa además para determinar el desplazamiento entre el agua-aceite o contacto de gas-agua y el nivel de agua-libre³³.

También pueden tomarse datos de presión capilar de drenaje para estimar la garganta de poro / distribución tamaño del cuerpo de poro, datos de presión capilar para evaluar la integridad del yacimiento.

• CURVAS DE PRESIÓN CAPILAR EN SISTEMAS FRACTURADOS

En cualquier tipo de yacimiento la curva de presión capilar desempeña un papel muy importante; pero para los yacimientos fracturados es más representativa que para yacimientos convencionales¹⁷. Las fuerzas capilares en yacimientos fracturados son extremadamente primordiales en el mecanismo de empuje del yacimiento, mientras que el papel dinámico de las fuerzas de los yacimientos convencionales es más limitada. En un yacimiento fracturado las fuerzas capilares pueden atribuirse al proceso de desplazamiento dentro dos tipos de procesos de imbibición o su opuesto de drenaje.

La siguiente tabla muestra que tipo de proceso se puede dar en un YNF.

Tabla 1. Procesos de desplazamiento en YNF¹⁷

MATRIZ	FRACTURA	TIPO DE DESPLAZAMIENTO
Aceite	Agua	Imbibición
Aceite	Gas	Drenaje
Agua	Aceite o Gas	Drenaje
Gas	Agua o Aceite	Imbibición

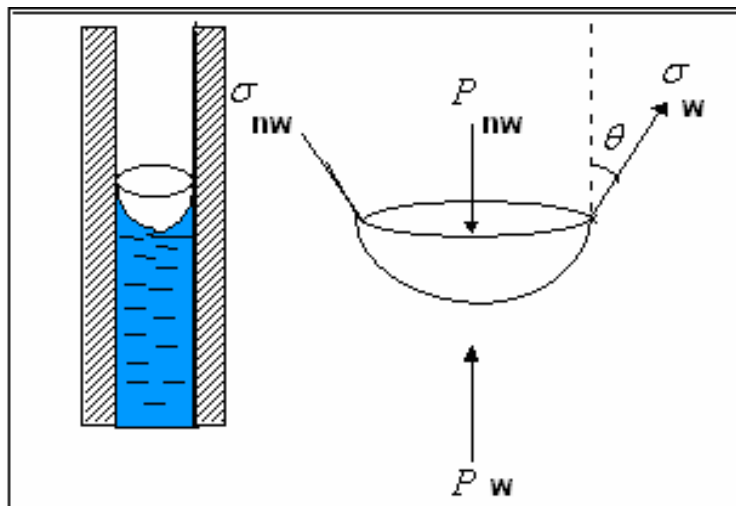
1.9.2 Expresiones para presión capilar bajo condiciones constantes (estáticas de equilibrio)

1.9.2.1 En términos del radio del tubo capilar

Desde que la interfase está en el equilibrio, la fuerza puede ser equilibrada en cualquier segmento. Las fuerzas interfaciales son eliminadas tomando como un cuerpo libre, esa parte de la interfase que no está en contacto directo con el sólido³⁴. Un equilibrio de la fuerza daría:

(La presión interna - la presión Externa) * Área transversal = la tensión Interfacial * El área de la Circunferencia.

Figura 14. Balance de fuerzas en un tubo capilar³⁴



Por lo tanto

$$P_{nw} (\pi r^2) = \sigma \cos \theta (2 \pi r) + P_w (\pi r^2)$$

$$P_{nw} - P_w (\pi r^2) = \sigma \cos \theta (2 \pi r)$$

σ = Tensión interfacial

θ = Angulo de contacto entre las fases

P_{nw} = Presión fase no-mojante

P_w = Presión de la fase mojannte

r = Radio del tubo capilar

Por la

Definición $P_c = P_{nw} - P_w$, nosotros tenemos: $P_c = \frac{2\sigma \cos\theta}{r}$

$$P_c = \frac{2\sigma_{aw} \cos\theta_{aw}}{r}$$

Para un sistema de gas-agua, el aire es la fase no-mojada. Esta ecuación es referida como la ecuación de Laplace en algunos textos.

Tabla 2. Unidades de presión capilar³⁴

cgs Unidades	Unidades de campo :
$P = \text{dinas} / \text{cm}^2$ $\rho = \text{gm} / \text{cc}$ $g = \text{cm} / \text{sec}^2$ $h = \text{cm}$	$P_c = \frac{h\rho_w}{144} \text{ o } P_c = \frac{h(\rho_w - \rho_o)}{144} \text{ psi}$ $\rho_w, \rho_o = \text{lb} / \text{ft}^3$ $h = \text{ft}$

Tabla 3. Datos de presión capilar¹⁷

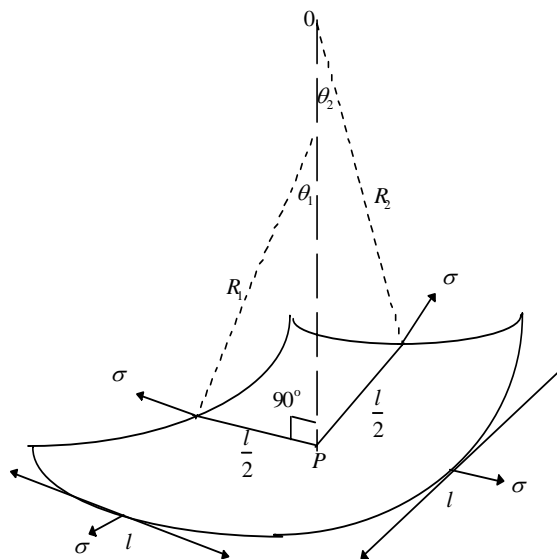
Propiedad	Angulo de contacto α	Coseno del ángulo de contacto	Tensión interfacial σ	$\sigma \cos\alpha$
Sistema				
Laboratorio				
Aire-Agua	0	1.0	72	72
Aceite-Agua	30	0.866	48	42
Aire-Mercurio	140	0.765	480	367
Aire-Aceite	0	1.0	24	24
Yacimiento				
Agua-Aceite	30	0.866	30	26
Agua-Gas	0	1.0	50*	50

*Depende de la Presión y temperatura valores razonables a profundidad de 5000 pies.67

1.9.2.2 En términos de radios de la curvatura de la interfase

La dependencia en la curvatura de la interfase es analizada con la referencia a la figura 15. Esta figura representa un segmento pequeño de una curva de la interfase conteniendo el punto P. El punto está en el centro del segmento, que es aproximadamente cuadrado en la forma. Las orillas del segmento son cada una de longitud $\frac{l}{2}$. Los ángulos son subtendidos por cada arco de media longitud en aviones ortogonales normales al segmento en P, con radios de curvatura R1 y R2 respectivamente³⁵.

Figura 15. Variables radio de curvatura³⁵



$$\text{Sen}\theta_1 = \frac{l}{2R_1}$$

$$\text{Sen}\theta_2 = \frac{l}{2R_2}$$

NOTA: R_1 y R_2 son los radios de la curvatura de la interfase y no tiene nada que ver con el radio r de cualquier tubo.

Equilibrando las fuerzas

$$P_c(l \cos \theta)^2 = 2(\sigma l \sin \theta_1) + 2(\sigma l \sin \theta_2)$$

$$P_c = \frac{2\sigma}{l} \left(\frac{l}{2R_1} + \frac{l}{2R_2} \right)$$

Para pequeños θ , $\cos \theta \approx 1$

Esto es la expresión general para la presión capilar que es aplicable a todos los sistemas a pesar de la forma. Por ejemplo, puede ser aplicado al caso de dos platos paralelos separados entre si. En general:

$$P_c = \sigma \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right)$$

1.9.3 Métodos de medidas de presión capilar

Existen tres métodos de laboratorio que normalmente se usa para medir presión en una roca:

- El método de plato poroso (estado-restaurado)
- El método de la centrífuga
- Técnica de la inyección de mercurio.

Todas las tres pruebas se dirigen en muestras de corazones cortados del yacimiento, las muestras del corazón se dejan enteras. Fluidos de perforación, son retirados del corazón, el procedimiento, manejo, el transporte, almacenamiento y procesos experimentales pueden alterar el estado natural del corazón. Por consiguiente, las precauciones especiales son necesarias para evitar

alterar el estado natural del corazón. Si el estado natural de saturación del corazón hubiera sido alterado, entonces debe restaurarse a su estado natural antes de dirigir cualquier prueba de presión de capilar.

- **Corazón fresco:**

Son muestras de corazones tomadas de un yacimiento petrolífero con agua o lodos base aceite que son preservados (con fluidos invadidos) y como consecuencia son probadas sin limpiar y secar, son los llamados corazones frescos.

- **Corazón de estado-nativo:**

Son muestras de corazones recuperados con parte del aceite crudo o fluidos especiales conocidos que pueden tener influencia mínima en la mojabilidad de los corazones, y se prueba como muestra fresca, llamado el Estado Nativo. Estos corazones están en su estado nativo (es decir sin fluidos invadidos). El corazón viniendo de sobre la zona de transición debe tener la misma cantidad y distribución de agua como en el yacimiento. Estas muestras se prefieren para las pruebas de desplazamiento de agua.

- **Corazón restaurado:**

Las muestras de corazón se limpiaron y secaron antes de probar son conocidos como corazones restaurados. Una ventaja es la permeabilidad de aire y la porosidad disponible para ayudar en la selección de la muestra. Una desventaja es que esa mojabilidad del corazón y la distribución espacial de agua dentro del poro no pueden correlacionar con las del yacimiento.

Las precauciones siguientes pueden ser útiles obteniendo corazones representativos si las condiciones de perforación lo permiten.

1. El uso de lodos base-aceite para minimizar que las arcillas se inchen.
2. El no uso de oxidantes que contaminen el crudo considerándolo como un fluido del corazón.
3. Los procedimientos de almacenamiento convenientes incluyen sumergimiento bajo el riesgo de desgasificación y la preservación cubierto con laminilla y cera.

Aceite refinado contra aceite crudo

Los aceites refinados son convenientes para la mayoría de las pruebas, y se prefiere cuando las pruebas están en las condiciones del ambiente.

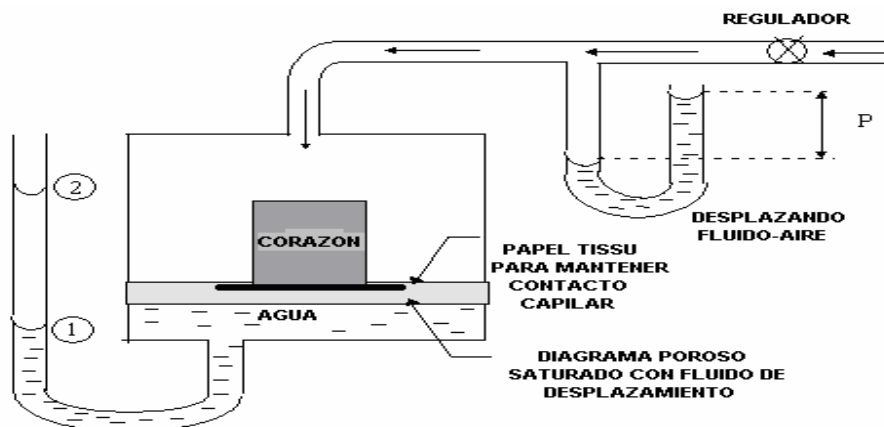
Deben probarse aceites crudos usados en pruebas ambiente de los pozos no productores de agua-vapor de químicos o de calentadores.

Los aceites crudos precipitan a menudo parafina o asfáltenos a condiciones ambiente, produciendo datos de prueba inválidos. Se hacen pruebas a condiciones de yacimiento utilizando crudo vivo a presión y temperatura de este a menudo siendo superadas dificultades experimentadas con crudos a las condiciones del ambiente.

Del yacimiento pueden recuperarse muestras fluidas para las pruebas en corazones especiales usando pruebas técnicas de muestreo de fondo, o recombinación del gas del separador y muestras de aceite.

1.9.3.1 Plato poroso

Figura 16. Equipo de medición de presión capilar método de plato poroso³⁴.



El plato poroso es una técnica que emplea una membrana semi-permeable fuertemente humedecida –con agua, típicamente hecha de porcelana, celulosa o fundido de vidrio que tiene poros finos de tamaño uniforme. Cuando se saturó con una fase mojanante, el plato exhibe una presión alta a la entrada de una fase no-mojante. La muestra del corazón se expone a la fase no-mojante y una presión diferencial se aplica entre esa fase y el lado externo del plato.

Así, la fase no-mojada se fuerza en el corazón, siendo cambiada la fase mojada de sitio en y a través del plato poroso. El proceso de alcanzar el equilibrio es mucho más lento a bajas presiones capilares. En general, se considera que el método del plato poroso es el más exacto de los tres mencionados, con tal de que el tiempo adecuado permita alcanzar el equilibrio. Puede emplearse en medios heterogéneos o muestras laminadas.

La distribución de saturación de los fluidos al final de cada etapa de presión durante el experimento sea uniforme a lo largo de la muestra, ningún modelo de la interpretación se necesita (como al usar el método del centrífugo).

Sin embargo, un experimento del plato poroso es mucho más lento que los otros métodos. Típicamente, casi un mes puede exigirse para alcanzar el equilibrio a cada paso.

Procedimiento:

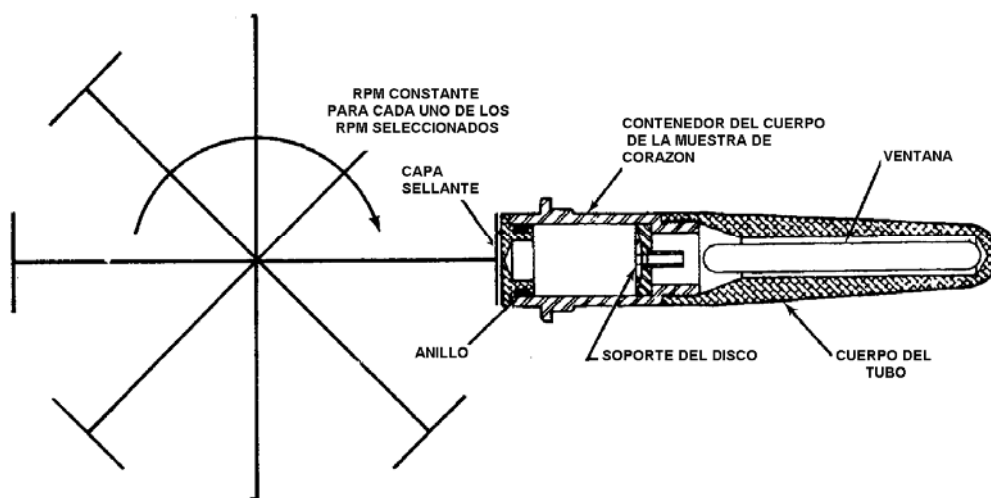
1. Sature la muestra del corazón y el diafragma con el fluido a ser cambiado de sitio.
2. Coloque el corazón en el lugar, como en el aparato mostrado
3. Aplique un nivel de presión, espere que el corazón alcance el equilibrio estático.

La presión del capilar = la altura de columna líquida + presión de producción aplicada

4. Aumente la presión y repite el paso (3).
5. Grafique la presión capilar contra saturación.

1.9.3.2 Método de la centrifuga

Figura 17. Equipo de medición de presión capilar método del centrífugo³⁴



La técnica de la centrifuga, para la medida de presión capilar en muestras de los corazones, se introdujo por Hassler y Brunner³⁶ y Slobod que requiere dos pasos:

- la medida del fluido del centrífugo,
- Los datos de la producción y transformación de esos datos en las curvas de presión de capilar.

Durante las últimas décadas se han hecho adelantos en muchos aspectos de proceso de datos de centrífuga. Sin embargo, se debe tener en mente que no se ha perfeccionado. Las numerosas publicaciones exigieron proporcionar soluciones mejoradas mientras unas corrigiéndose, y a veces contradiciéndose.

En la técnica del centrífugo, tapones del corazón individuales que contienen una saturación alta de una sola fase están montados en contenedores para corazones (coreholders) y puestos en una centrífuga. Los tapones están en contacto con una segunda fase fluida.

La fuerza de la centrifuga, aplicada rotando la muestra, genera una pendiente de presión en cada fase fluida que difiere según la densidad del fluido. Cuando la primera fase se produce de un extremo del tapón del corazón, la segunda fase entra desde el extremo opuesto para reemplazarlo. La velocidad de la centrifuga se aumenta entonces y se mantiene constante a cada paso hasta que cesa la producción. El método de la centrifuga es más rápido que el de Plato poroso, pero no tan rápido como el método de inyección de mercurio. Un típico cronometraje para cada paso esta de tres a cinco días. Pero las muestras más firmes pueden requerir tiempos de equilibrio más largos. El método de la centrifuga no es recomendado para las rocas heterogéneas o laminadas porque el método de análisis de datos no puede con precisión considerar la distribución de fluidos en

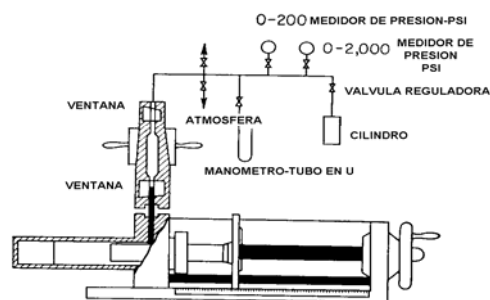
una roca heterogénea. También, para las rocas muy permeables, pueden coleccionarse datos muy limitados fiablemente a presiones capilares bajas.

Procedimiento:

1. Ruede a una velocidad constante fija. La fuerza centrífuga cambia de sitio un poco el líquido que puede leerse a la ventana que usa una luz estroboscópica. Así, la saturación puede obtenerse.
2. La velocidad de rotación se convierte a presión capilar que usando ecuaciones apropiadas.
3. Repita para varias velocidades y grafique presiones capilares - saturación.

1.9.3.3 Inyección de mercurio

Figura 18. Equipo de medición de presión capilar método de inyección de mercurio³⁴



En la técnica de inyección de mercurio, una muestra que se ha extraído, secado, y evacuado se sumerge en mercurio líquido. Se aumenta presión entonces el primer paso (stepwise), y la cantidad de mercurio que entra en la muestra es medido y convertido a una fase no mojante de saturación. Desde que el mercurio se encuentra no-mojado fuertemente en el centro del material, éstas son medidas de procesos de drenaje. La presión capilar del mercurio líquido es muy alta entre (5,000–70,000 psi) puede lograrse para caracterizar los poros más pequeños, y el método puede aplicarse a pequeñas e irregularmente formas de rocas (cortes de perforación ej.). Sin embargo, tales medidas normalmente se hacen en la

ausencia del esfuerzo neto que confina tensión. El método de inyección de mercurio es el más rápido de los tres métodos pero esta todavía sujeto a errores asociados con tiempo de equilibrio. Los equilibrios adecuados pueden requerir más de un día o tanto como una semana para la medida, llenado de rocas de baja calidad. Sólo la técnica de inyección de mercurio proporciona medidas convenientes de presión de la entrada, a la presión a la cual la fase mojante empieza a ser cambiada de sitio por la fase no-mojante.

La técnica de inyección de mercurio puede proporcionar datos de presión capilar tan fiable como el de plato poroso y resultados del método centrífugo, con tal de que las muestras posean la calidad uniforme, y las pruebas se dirijan bajo tensión confinando con tiempos adecuados permitiendo el equilibrio. De hecho, en tales situaciones raras, de todos los tres se espera que estas técnicas proporcionen resultados similares. Sin embargo, desde que el mercurio no es un fluido del yacimiento, el método no puede reproducir el desplazamiento del fluido del yacimiento procesado con precisión, particularmente en la región de baja saturación.

Procedimiento:

1. La muestra del corazón se coloca en un lugar en una cámara y lo evacua de contenido de fluidos.
2. El mercurio se fuerza bajo presión. La cantidad de mercurio que se inyectó dividido por el volumen del poro es la saturación de la fase no-mojada. La presión capilar es la presión de inyección.
3. Continúa para varias presiones y grafique la presión contra la saturación del mercurio.

Ventajas y desventajas de las tres técnicas normalmente usadas para Medidas de presión de capilar. Comparación de las diferentes Técnicas para Medir Presión Capilar

Tabla 4. Comparación métodos de medición de presión capilar (Tomado de Caroline HUET)³³.

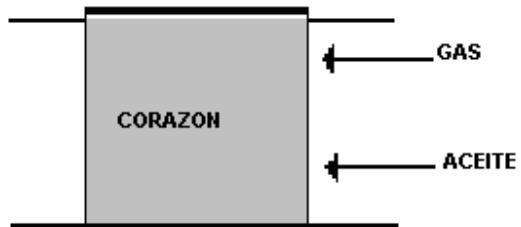
Centrífuga	Plato poroso	Inyección de Mercurio
	<u>Ventajas</u>	
- Mejor definición de bajas presiones capilares.	- Más exacto	- Mejor definición de Presión de entrada
Puede usar moderada Tensión de confinamiento.	- Heterogéneo / Muestras laminadas	- Puede probarse en muestras heterogéneas. - Puede probarse rocas irregularmente formadas (ej. Cortes)
- Puede usar aceite de los tanque (stocktank) a temperatura del yacimiento (a 150° F)	- Puede usar aceite del tanque (stocktank) A temperatura del yacimiento.	- Puede usarse para la tensión de confinamiento moderada (Pero la presión capilar máxima (más bajo) (5,000 psi))
- Más rápido (días)	- Combinó presión capilar /Rt -presiones capilares máximas (mayores a 1000 psi).	- Para presión capilar muy alta (70,000 psi, Pero sin confinar Tensión.

	<ul style="list-style-type: none"> - Puede usarse confinando Tensión - Ningún modelo de la interpretación es necesitado debido a Saturaciones uniformes- - Puede usar corazones enteros 	<ul style="list-style-type: none"> - Más rápido (semanas)
<u>Desventajas</u>		
<ul style="list-style-type: none"> - No es representativo para rocas heterogéneas - La p_c máxima más baja (por encima de 120 psi) - Modelo de la interpretación es Necesario debido a Saturaciones no uniformes - La tensión del centrífugo es severa - Puede usar sólo muestras desgasificadas 	<ul style="list-style-type: none"> -Lento (meses) - Puede usarse sólo en fluidos desgasificados - No da una medida buena de presión de entrada sobre todo en rocas de alta permeabilidad. 	<ul style="list-style-type: none"> - El fluido no-es del yacimiento. -efectos de La contaminación de la muestra - Puede perturbarse delicadamente si se presenta Arcillas. - No recomendado para Saturación de agua inicial determinada sin aprobación de otros Métodos.

1.9.3.4 Otros métodos

Método dinámico:

Figura 19. Muestra de corazón en proceso33



1. Se establece flujo simultáneo de dos fluidos en el corazón.
2. Usando discos especiales, la presión de los dos fluidos en el corazón es moderada.

La diferencia = la presión del Capilar

3. Se cambia la tasa de flujo y de saturación.
4. Se grafica presión capilar contra saturación.

Método del campo:

Una columna larga de medio poroso se pone en contacto con un fluido mojante basado y suspendido en el campo gravitatorio terrestre. Esperando alcanzar el equilibrio. Se toman muestras a diferentes alturas y la presión capilar se calcula a partir de estos datos.

1.10 MODELOS CAPILARES

Se han desarrollado numerosos modelos para simular las respuestas de presión capilar de rocas y arenas.

Utilizando algunos parámetros, éstos refinan modelos capilares para permitir variaciones en propiedades de la muestra, tipo de fluido, y la naturaleza interconectada de la estructura.

- **Corey**³⁷ mostró en 1954 que esas curvas de presión capilar aceite-gas pueden expresarse como:

$$\frac{1}{p_c} = CS_w^*$$

Donde

p_c = Presión capilar

C = Constante

S_w^* = La saturación normalizada de la fase mojante

- En 1960, **Thomeer**³⁸ propuso una relación empírica entre la presión capilar y la saturación del mercurio.

$$p_c = p_e \left[\frac{S_{Hg}}{S_{H\infty}} \right]^{\frac{1}{F_g}}$$

Donde

p_e = Presión capilar de entrada de Hg

S_{Hg} = La saturación del mercurio

$S_{H\infty}$ = La saturación del mercurio a una presión capilar infinito

F_L = el factor de geometría de poro

Analizó curvas de presión capilar para definir el interior de la estructura del poro. Él concluyó que la forma de una curva de presión capilar depende de la geometría de poro. Usando un acercamiento de curva tipo, Thomeer, construyó una muestra de unas familias de curvas pero ningún dato experimental fue empleado.

- En 1966, los **Brooks y Corey**³⁹ encontraron una función general para presión capilar:

$$p_c = p_e (S_w^*)^{-\frac{1}{\lambda}}$$

Donde

p_c = Presión capilar

p_e = Presión capilar de entrada de Hg

λ = el índice de tamaño de distribución de poro

Este modelo normalmente se usa para los medios porosos interconectados consolidados.

En 1980, **Van Genuchten**⁴⁰ adoptó un modelo de presión capilar para predecir la conductibilidad hidráulica de muestras insaturadas. Modelo de Van Genuchten⁴⁰ tiene ventajas sobre el modelo **Brooks –Corey**³⁹.

- Autores diferentes como **Li**⁴¹ y **Horne**⁴¹, **Skelt y Harrison**⁴¹ y **Lenormand**⁴¹ han propuesto modelos de presión capilar bajo diferentes condiciones.

El punto común con estos modelos es que ellos son principalmente empíricos. Los diferentes parámetros no hacen que tenga importancia normalmente física. No obstante, **Li**⁴¹ demostró que el modelo de **Brook-Corey**³⁹ tiene una "**base teórica sólida**" que explica por qué este modelo trabaja bien en muchos casos.

1.11 UNIDADES HIDRÁULICAS DE FLUJO

Definición: Es un intervalo, estratigráficamente continuo, donde las velocidades de los procesos, que ocurren en el yacimiento, son similares y las cuales caracterizan a los procesos geológicos y sostiene características del tipo de roca⁴².

El estudio para comprender la variación compleja de la geometría de poro dentro de las diferentes litofacies es la clave para la descripción y exploración del yacimiento. Datos de corazones proporcionan información sobre varias formas deposicionales y controles diagenéticos en la geometría de poro. La variación en el poro a partir de atributos geométricos en cambio, define la existencia de distintas zonas (unidades hidráulicas) con similar características de flujo de fluidos.

La discriminación clásica de tipos de rocas tiene que estar basada en observaciones geológicas subjetivas y en relaciones empíricas entre registros de permeabilidad vs. Porosidad. Sin embargo, para cualquier porosidad entre un tipo de roca encontrada, la permeabilidad puede variar por modificaciones en orden de magnitud, las cuales indican la existencia de varias unidades de flujo.

Las técnicas están basadas en una modificación de la ECUACIÓN DE KOZENY-CARMEN y el concepto sobre el conocimiento del radio hidráulico. La ecuación es indicada para cualquier unidad hidráulica, un grafico Log-Log de "índice de calidad del yacimiento" (RQI), el cual es igual a

$$(0.0314) \sqrt{\frac{k}{\phi}}$$

Versus "un índice de normalización de la porosidad" (ϕ_z) la cual es igual a

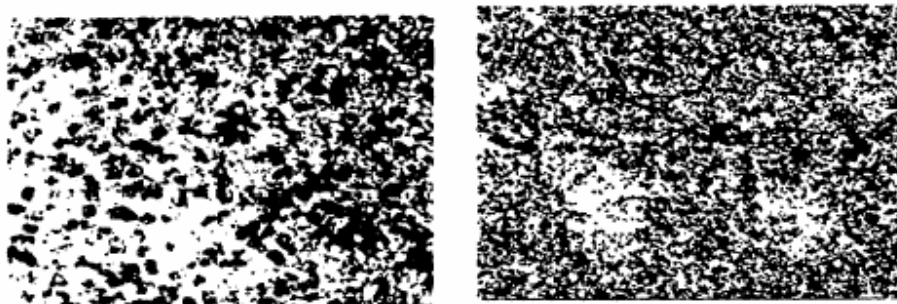
$$\frac{\phi}{(1-\phi)}$$

Con un inclinación de la línea, con el valor de la pendiente. Se intercepta esta línea con porosidad igual a 1, designado como “indicador de zona de flujo “(FZI), es el único parámetro para cada unidad hidráulica. RQI, (ϕ_z) y FZI están basados en la porosidad enfatizada y datos de permeabilidad medidos en muestras de corazones⁴².

FZI es una correlación para ciertas combinaciones de herramientas de gráficos log-log responsables del desarrollo de modelos de regresión lineal para predicción de permeabilidades en pozos con intervalos corazonados y no corazonados.

1.11.1 Caracterización de las unidades hidráulicas

Figura 20. Unidades hidráulicas de flujo de arenas con contenido de arcilla 1-12%⁴²



Uno de los mas importantes retos nacientes y existentes geocientíficos e ingenieriles esta en mejorar las técnicas de descripción de yacimientos permitiendo la reducción de la cantidad de hidrocarburos residuales. La determinación exacta del cuerpo del poro, atributos de garganta y distribución de fluidos son elementos centrales en el mejoramiento de la descripción de yacimientos. Diversas técnicas son utilizadas para establecer patrones acerca de litología, secuencias reposicionales, diagénesis y contenido de fluidos⁴².

Las inferencias están basadas en modelos empíricos utilizando correlaciones entre respuesta de estas herramientas relacionadas con propiedades de rocas y de los fluidos. En muchas instancias, infortunadamente, los modelos de correlación no pueden ser usados globalmente debido a que una cantidad de factores que son influenciados no son considerados en estos modelos.

Factores incluidos son:

1. La presencia de feldespato, potasio, zirconio etc. causan errores en el calculo de V_{sh} a partir del registro gamma-ray.
2. Microporosidad en caolinitas, chert, etc. leyendo altos valores aparentes para el cálculo de saturación de agua.
3. Siderita, pirita, barita, esméctica influenciando la resistividad y la porosidad medida por registros de densidad y neutrón.

La clave para mejorar la determinación de reservas y el mejoramiento de la producción no esta basado en el uso de correlaciones empíricas. Esta en el establecimiento de relaciones causales entre datos derivados de corazones, datos microscópicos de garganta de poro, parámetros y atributos macroscópicos derivados de registros. Esa correcta interrelación teórica puede ser usada como variable de entrada para calibrar registros y para mejorar la descripción del yacimiento.

Una nueva metodología practica y teórica es introducida para identificar y caracterizar unidades hidráulicas dentro de unidades geológicas (facies). Esta metodología usa datos de corazones y desarrolla el entendimiento de la variación compleja de la geometría de poro dentro de diferentes litofacies. Datos de corazones proporcionan información de variación deposicional y control diagenético en la geometría de poro. Variación en los atributos de la geometría de poro, en cambio, define la existencia de distintas zonas (unidades hidráulicas) con similares características de flujo del fluido. una unidad hidráulica (geometría

de poro) esta definida como elemento representativo de volumen (REV) “ el total de la roca de el yacimiento dentro de una geología y propiedades petrofísica que afectan el flujo de fluidos son internamente consistente y predecibles con la diferencia de propiedades de otro volumen de roca “,

Las Unidades hidráulicas están relacionadas con la distribución de facies geológicas, pero no necesariamente coinciden con límites de facies⁴³. Por otra parte, las unidades hidráulicas no pueden ser verificadas continuamente.

Las Unidades hidráulicas están definidas por:

(a) Atributos geológicos de textura. Mineralogía, estructura sedimentaria, contactos y barreras naturales de permeabilidad.

(b) Propiedades petrofísicas de porosidad, permeabilidad y presión capilar.

Relación de porosidad –permeabilidad clásica

El conocimiento de permeabilidad y distribución de permeabilidad es crítica para la descripción efectiva del yacimiento. Varios autores no tienen en cuenta la importancia de estos parámetros para planificación e implementación completas estrategias para el mejoramiento de programas de inyección de agua y de la construcción representativa de modelos de simulación o para el manejo efectivo de un yacimientos, permeabilidad y distribución de permeabilidad son usualmente determinadas de datos de corazones. Sin embargo, muchos pozos no son a menudo corazonados. Como resultado, la permeabilidad es estimada en secciones no corazonadas del pozo de relaciones de porosidad versus permeabilidad estas son obtenidas de conjuntos estadísticos de datos. En zonas no corazonadas, permeabilidades empíricas son estimadas de registro de porosidad usando

$$((\log k = a\phi + b))$$

Donde

a, b son constantes.

Esto es aparentemente una base teórica. Es aquí cuando se introducen las relaciones con los nuevos parámetros radio medio hidráulico, RQI y FZI.

1.11.2 Significado geológico del FZI

Técnicas estadísticas basadas solo en variación de la permeabilidad han sido usadas previamente por investigadores⁴⁴ para zonas del yacimiento dentro de los estratos. El problema está en que estas aproximaciones ignoran los atributos geológicos para el control de zonación del yacimiento⁴⁵. El FZI es un único parámetro que incorpora atributos geológicos de textura y mineralogía en la discriminación de diversas geometrías de poro en facies. (Unidades hidráulicas).

Datos muestran la excelente correlación entre S_{wr} (de presiones capilares) área de la superficie de (NMR), porcentaje en peso de granos con tamaños menores que 30 micrones, y FZI. La relación entre S_{wr} y FZI puede ser representada matemáticamente por la siguiente expresión

$$S_{wr} = 1 - \left[\frac{1}{a + bFZI^{-c}} \right]$$

$$a = 1.12, b = 0.5634, c = 1.44 \text{ Y } r^2 = 0.998.$$

1.11.3 Proceso de Zonación de Unidades hidráulicas

El proceso de zonación de unidades hidráulicas involucra la aplicación de técnicas estadísticas clásicas incluyendo los diagramas de frecuencia/histograma, pruebas de normalización, Análisis cluster, y análisis del error para diferenciación de las unidades hidráulicas. El histograma de frecuencia de un FZI unidimensional acoplado con una prueba clásica para distribución normal fue usado

para distinguir varias familias de unidades hidráulicas. Documentado por normas estadísticas estándar ⁴⁶ distribuciones de las variables intrínsecas y unimodales dentro de cualquier población homogénea dada es aproximada a una distribución normal. Una grafica de probabilidad de la variable de distribución normal y unimodal produce a menudo una línea recta. En contraste, la existencia de múltiples subgrupos homogéneos dentro de una población da lugar con frecuencia a las distribuciones del multimodales y así resultados en múltiples líneas rectas en una grafica de probabilidad. La determinación del número específico de unidades hidráulicas es limitada por errores aleatorios en la porosidad y permeabilidad en los datos con los cuales se computa el FZI. La magnitud de los errores aleatorios puede ser estimada por la técnica de raíz cuadrada de la media.⁴⁷

Todas las muestras con el coeficiente de variación ($\Delta FZI / FZI > 0.5$) generalmente son consideradas inestable y por consiguiente no se recomienda el uso en el Proceso de zonación de unidades hidráulicas.

CAPITULO II

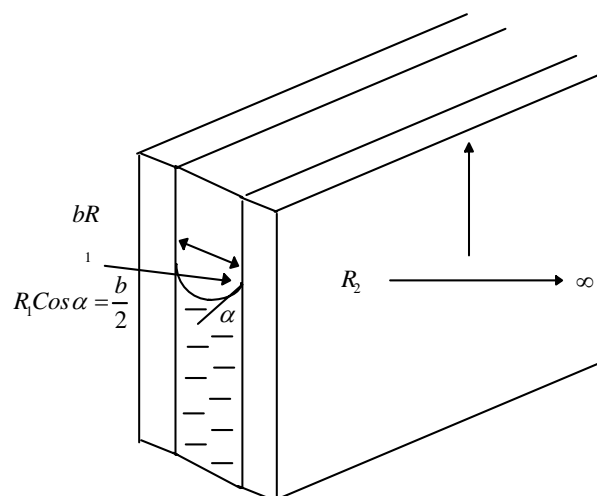
2. PRESENTACIÓN DE MODELOS

En este capítulo se presenta un conjunto de las más importantes deducciones y correlaciones que sirvieron de guía y fundamento para construir el modelo matemático que desarrollaremos en el capítulo siguiente.

2.1 LA APLICACIÓN PARA PLATOS PARALELOS

Considere dos platos paralelos de vidrio separados por un espacio a una posición - altura del líquido en el agua. La expresión para la presión capilar y la altura a que el líquido subirá entre los platos pueden ser obtenidas de la expresión general para la presión capilar en términos de los radios de la interfase de la siguiente manera³⁵:

Figura 21. Grafico definición de el modelo de platos paralelos³⁴



En general,
$$P_c = \sigma \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right)$$

Para el caso de platos paralelos $R_1 = \frac{b}{2 \cos \alpha}$, y $R_2 = \infty$

Por lo tanto,
$$P_c = \sigma \left(\frac{2 \cos \alpha}{b} + \frac{1}{\infty} \right)$$

Esto es, $P_c = \frac{2 \sigma \cos \alpha}{b}$ donde α es el ángulo de contacto.

Nota: aunque esta ecuación parezca semejante a la de un tubo, los denominadores no son los mismos. En este caso, b es la separación entre los platos, y no el radio de ningún tubo.

La altura a que el líquido subirá puede ser obtenido igualando las dos expresiones:

$$h \rho g = \frac{2 \sigma \cos \alpha}{b}$$

$$h = \frac{2 \sigma \cos \alpha}{b \rho g}$$

De donde se tiene que

2.1.1 Definición de modelos de permeabilidad

Las medidas de permeabilidad en muestras de corazones están basadas en la observación, bajo condiciones de estado-continuo de flujo, el gradiente de presión es constante y directamente proporcional a la velocidad del fluido. Esta constante de proporcionalidad, es definida por la ley de Darcy:

$$\frac{dp}{dx} = -\frac{\mu}{k} v_x$$

k , Es la permeabilidad absoluta del corazón.

Archie⁴⁸ presento un modelo conceptual donde todas las propiedades petrofísicas podrían ser "Inter.-relacionadas" esto se muestra en Fig. 22 se denota inmediatamente la razón de Archie⁴⁸, las propiedades volumétricas están relacionadas con las propiedades de flujo, pero típicamente no completamente. Viendo Fig. 22 se puede escribir la siguiente función de Relación para la permeabilidad por inducción:

$$k = f(\text{porosidad, la composición, textura/ clase, diágénesis... etc.})$$

Porosidad:

- Registro de pozos: Sónico, Densidad, Neutrón, Resistividad, etc.

Composición: (Litología)

- Registro de pozos: Gamma-Ray, SP, Gamma-Ray Espectral, Fotoeléctrico, etc.
- Ambiente Depositional: Descripción geológica, cortes-corazones (Core/Cuttings), etc.

Textura/Clase:

- Presión capilar: Presión de desplazamiento, la Saturación Irreducible (de registros), etc.
- Ambiente de Depositional: Descripción geológica, cortes-corazones (Core/Cuttings), etc.

Estructura: (Estructura del poro)

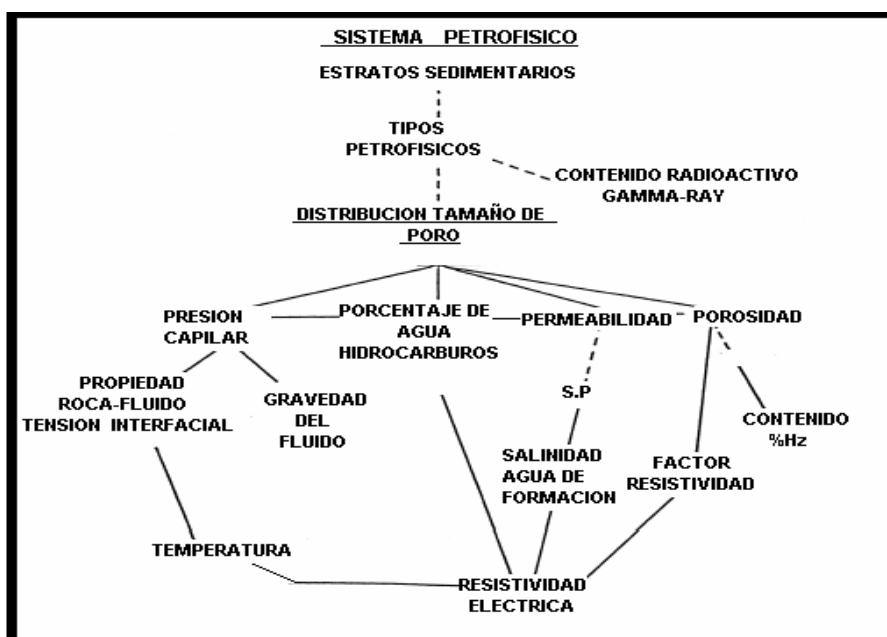
- Distribuciones de Tamaño de grano.

- Registros Gamma-Ray/SP/Espectral , etc.,
- Ambiente Depositional: Descripción geológica, Core/Cuttings, etc.,

Díagénesis: (Alteración de Estructura del Poro)

- Consolidación (corazones y registros del pozo).
- Cementación (sólo muestras de corazones).
- Transformación de Minerales: V_{shale} (corazones y registros del pozo), contenido de arcilla (efecto en porosidad y permeabilidad).

Figura 22. Mapa conceptual sistema petrofísico (Tomado de CAROLINE HUET)³³



Jennings y Lucia (2001) (Fig. 23), Cazier et al⁴⁹ (1995) (Fig. 24a) y Berg⁵⁰ (1970) (Fig.24b).

Cada uno de estos trabajos considera el caso de "limpieza" de arena para ser más de una ley de potencia (o directamente proporcional) entre la porosidad y permeabilidad. El "shale" en arenas presenta algunas dificultades en representar

una "ley de no-potencia", principalmente el típico modelo "exponencial"(es decir, $\log(k)$ vs. $\log(\Phi)$). Estos conceptos esencialmente refuerzan la noción empírica que una correlación de $\log(k)$ vs. $\log(\Phi)$ es pertinente en un sentido práctico. Para abreviar, no se pretende refutar el concepto $\log(k)$ vs. $\log(\Phi)$ sino tratar de ilustrar que este concepto simplemente es una representación conveniente de una cantidad de procesos más complejos.

Figura 23. Representación de Conceptos de arenas limpias –con Shale (Tomado de CAROLINE HUET)³³

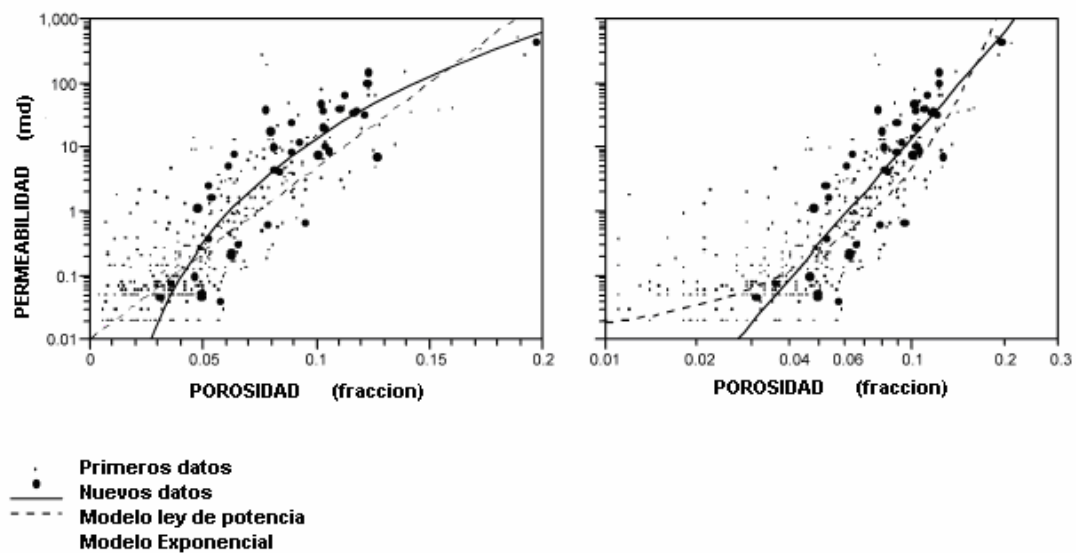
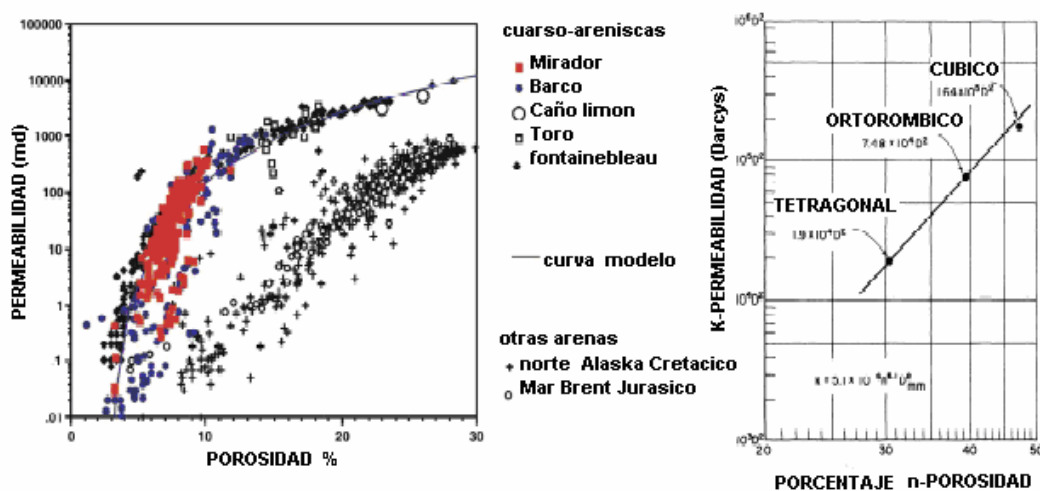


Figura 24 Cazier⁴⁹, datos para los sistemas de yacimientos americanos. Berg⁵⁰ (1970) (idealizó) modelo de ley de potencia para la permeabilidad como una función de porosidad y tamaño grano.

Figura 24. a-b. Grafico de permeabilidad vs porosidad de campos americanos (Tomado de CAROLINE HUET)³³



Modelos de Permeabilidad

Las relaciones fundamentales entre los tamaños/geometría de poro y las propiedades básicas de la roca (Porosidad efectiva del petróleo y, permeabilidad absoluta, etc.) son bien documentadas en la literatura sobre petrofísica y petróleo.

Es más, la literatura está repleta con modelos para estimar o predecir permeabilidad de propiedades básicas de las rocas. Se mencionan unos de los más importantes:

- **Modelo Kozeny - Carman**

Kozeny⁵¹ y Carman⁵² permeabilidad relacionada con la porosidad y área de la superficie de granos expuestas a flujo de fluido para un tubo como modelo de espacio de poro de la roca. Ellos propusieron que una relación simple que declara

permeabilidad es directamente proporcional a la porosidad y al área de superficie de poro por el volumen de la unidad de roca. La permeabilidad se estima como:

$$k = \frac{\phi^3}{f\tau A_g (1-\phi)^2}$$

Donde

ϕ = porosidad

A_g = área de la superficie específica

$f\tau$ = factor de tortuosidad

La técnica es aplicable a medios porosos comunicados sin consolidar y sintéticos de grano; las propiedades del poro podrían ser caracterizadas fácilmente.

Archie³¹ propuso una muy conocida aproximación cuantificando el término de tortuosidad, la ecuación Kozeny-Carman⁵¹⁻⁵², es más útil para los sistemas de rocas naturales, así:

$$k = \frac{r_{eff}^2}{8F}$$

Donde el r_{eff} el radio del poro efectivo y F formación factor.

2.1.1.1 Modelos Basados en el Tamaño de Grano y Mineralogía

- En 1943, Krumbein y Monk⁵³ permeabilidad moderada en muestras de arena con una porosidad constante para una específica clasificación según tamaño y orden. Procedimientos experimentales, obtuvieron:

$$k = 760 D_g^2 \exp(-1.3\sigma_D)$$

Donde

D_g = Diámetro medio geométrico en milímetro

σ_D = Desviación normal del diámetro de grano en Unidades π

De donde

$$\pi = -\log(D(mm)).$$

- Beard y Weyl⁵⁴ concluyeron que esta ecuación es válida para paquetes de arena sin consolidar con un rango de porosidad entre 20 a 43 por ciento que asume esas propiedades de grano como esfericidad angular y textura de la superficie.
- En 1970, Berg et al⁵⁰ presentaron un tamaño de grano vinculando ejemplar, forma y orden para permeabilidad:

$$k = 80.8\phi^{5.1}D^2e^{-1.385p}$$

Donde

D = Diámetro de grano del medio

ϕ = Porosidad en porcentaje

p = Término de orden

p Se define como

$$p = P_{90} - P_{10}.$$

- Nelson⁵⁵ probando la validez del modelo de Berg⁵⁰ con tres datos diferentes, (rocas de areniscas, carbonatos, etc). Concluye que el modelo de Berg⁵⁰ parece ser utilizable para estimar permeabilidad en arenas sin consolidar y relativamente limpias, y para cuarzo consolidado para porosidades mayores que 30 por ciento.

2.1.1.2 Modelos Basados en el Área de la Superficie y Saturación de Agua

- Wyllie y Rose⁵⁶ propusieron una modificación a la ecuación Kozeny – Carman⁵¹⁻⁵² y sustituyen saturación de agua irreducible por el área de la superficie específica. Ellos asumieron que esa saturación de agua irreducible se relaciona a un área de la superficie específica. La ecuación resultante es:

$$k = \left[B \frac{\phi^3}{S_{wir} - B'} \right]^{\frac{1}{2}}$$

Donde

B = Coeficiente relacionado al tipo del hidrocarburo y gravedad

B' = Factor de la corrección para el montaje de los datos.

- Timur y colaboradores⁵⁷ propusieron una ecuación generalizada en la forma:

$$k = A \frac{\phi^B}{S_{wi}^C}$$

Eso puede evaluarse en términos estadísticos de los parámetros determinados A , B y C . Él aplicó el método del eje axial reducido de análisis de datos obtenidos por medidas de laboratorio dirigidas en 155 muestras de arenisca prueba de tres campos diferentes de petróleo de América del Norte. Basado los dos en el más alto coeficiente de correlación y en la desviación normal más baja, Timur⁵⁷ ha escogido de cinco alternativas de relaciones la fórmula siguiente para la permeabilidad.

$$k = 0.136 \frac{\phi^{4.4}}{S_{wi}^2}$$

En la práctica, la correlación puede ser limitada moderadamente y puede estimar permeabilidad. Ajuste de parámetros A , B y C puede mejorar la correlación.

Una extensión de la ecuación mostrada es hecha a través de Coates⁵⁸. Permite que esa permeabilidad sea determinada llevando la S_{wi} a un valor de cero aumentando el llenado completo del espacio poroso.

$$k = \left[\frac{100\phi_e^2(1-S_{wi})}{S_{wi}} \right]^2$$

2.1.1.3 Modelos Basados en Resonancia Magnética Nuclear

Hay dos modelos ampliamente aceptados en la literatura para estimar permeabilidad que usa datos de NMR: el Modelo Fluido libre y el modelo T2 medio. Estos dos métodos expresan la permeabilidad como una función de porosidad. La porosidad es gobernada por el tamaño de los cuerpos del poro, como los espacios entre grano. La Permeabilidad, sin embargo, es controlada por la garganta de poro. Muchos investigadores han encontrado esa clasificación para poros según tamaño, distribuciones obtenidas de NMR y distribuciones de garganta de poro son de hecho muy similares en forma, por lo menos para las areniscas. Esto es porque en areniscas la geometría es simple, la relación entre los cuerpos del poro y las gargantas son relativamente constantes, así que pueden usarse distribuciones de cuerpo de poro como una aproximación para la distribuciones de garganta de poro. Se introducen constantes empíricas en los modelos para cambiar las distribuciones de cuerpo de poro medido con NMR a

las de garganta de poro. De esta manera, pueden relacionarse porosidad y permeabilidad fuertemente.

- El modelo de Fluido Libre fue desarrollado por Coates⁵⁸. En este modelo, la permeabilidad se estima por:

$$k = \left[\left[\frac{\phi}{C} \right]^2 \left[\frac{\text{FFI}}{\text{BVI}} \right] \right]$$

Donde C es una constante, FFI constante empírico, el índice de flujo libre (la parte fraccionaria de volumen de la formación ocupada por fluidos que son libres de fluir); obtuvo sumando la distribución T2 más de T2 valores mayor que T2 y BVI el volumen limitado de agua irreducible.

- El modelo de DEG se desarrolló originalmente en 1988 en términos de T1, y esa versión se ha modificado.

Muchos investigadores han observado que estos dos modelos de estimar permeabilidad no trabajan bien para cada formación. En cambio, ellos han propuesto métodos alternativos de estimar permeabilidad.

- En 2000, Rodriguez et al.⁵⁹ propusieron que los tiempos cortos de T2 espectros corresponden a las propiedades de transporte

Afirman que la estimación de permeabilidad debe incluir solo tiempos tempranos. Ellos declaran que cuando se usa la media geométrica de T2 para el espectro entero, mucha de la información está perdida.

En 1999, Quintero et al.⁶⁰ también han intentado desarrollar un modelo de permeabilidad NMR.

Modelos Basados en Dimensión Fractal

Las propiedades microscópicas de las rocas, como área de la superficie específica, el tamaño de la garganta, tamaño de grano, y tortuosidad, normalmente se usa relacionando permeabilidad a la dimensión del fractal de esas propiedades⁶¹⁻⁶².

Estos estudios usaron tipos diferentes de areniscas o los medios de comunicación porosos sintéticos para desarrollar o verificar el fractal y correlaciones de permeabilidad.

Tabla 5. El fractal planeado para la permeabilidad

Katz and Thomson (1986)	$k = \frac{1}{226} l_c^2 \frac{\sigma}{\sigma_o}$
Mavko and Nur (1997)	$k \propto c(\phi - \phi_c)^3 d^2$
Martys <i>et al.</i> (1994)	$k = \frac{2\phi_2^*}{s^2} (\phi_1 - \phi_1^c)^f$ $k = k_o (\phi_1 - \phi_1^c)^g$
Pape <i>et al.</i> (1999)	$k = A\phi + B\phi^{\text{exp1}} + C(10\phi)^{\text{exp2}}$
Muller and McCauley (1992)	$k \propto \phi^{(4-D)/D}$
Wong (1988)	$k = \frac{c_1 l_g^2}{F} \text{ and } k = \frac{c_2 l_f^2}{F}$
Hansen and Skjeltorp (1988)	$k_r = c' \phi (l_1 / l_n)^2 [(E_s - D_s) - (D_v - E_v)]$
Garrison <i>et al.</i> (1993)	$k = 10^{-1.7 - 0.6 D_{S(\text{control})} + 113 S_{a(\text{control})}'}$

2.1.1.4 Modelos Basados en Dimensiones del Poro

- Función-J de Leverett (J(Sw))

Uno de los primeros modelos de la correlación para las propiedades petrofísicas fue propuesto a través de Leverett⁶³ quién desarrolló una relación entre saturación de la fase mojada y la curvatura de la interfase entre la fase mojante y no mojante.

Fluidos en las gargantas del poro (esta relación es principalmente basado en un equilibrio dimensional de Parámetros (es una "longitud equivalente")). Este concepto (es decir, la "función-J") se propuso por Leverett como una función que podría usarse para normalizar datos de presión capilar para un rango de propiedades de la roca.

La función-J de Leverett se define como

$$J(S_w) = \frac{P_c}{\sigma \cos \theta} \sqrt{k/\phi}$$

Donde:

k = La permeabilidad, cm^2 ($1 \text{ D} = 9.86923 \times 10^{-9}, \text{cm}^2$)

$J(S_w)_{1,0}$ = Función de presión capilar -saturación

σ = La tensión interfacial, dinas/cm

θ = El ángulo del contacto de incidencia por la fase mojante, radianes

ϕ = La porosidad, fracción

S_w = saturación de la fase mojante

P_c = La presión capilar, dinas/ cm^2

$\sqrt{k/\phi}$ = La longitud equivalente, cm.

- Relación de Permeabilidad de Purcell

En 1949, Purcell⁶⁴ desarrolló una ecuación que relaciona permeabilidad absoluta con presiones capilares esta ecuación de Purcell⁶⁴ asume que el flujo de fluido puede modelarse usando la Ley de Poiseuille donde el sistema de poro de la roca es representado por un conjunto de tubos paralelos (pero tortuoso) el capilar entubado es de varios radios. Más allá, el rango de radios del tubo se caracteriza por la distribución de tamaño de poro como computó del área bajo la curva de presión capilar.

El modelo de permeabilidad de original de Purcell se da por:

$$K = 10.66(\sigma_{Hg-aire} \cos \theta)^2 F_p \phi \int_0^1 \frac{1}{P_c} dS_w$$

Donde:

k = La permeabilidad, md

10.66 = La constante de conversión de unidades, md-(psia) / (dinas/ cm²)

F_p = Factor de litología de Purcell, adimensional

$Hg - aire$ = La tensión interfacial de mercurio-aire, dinas/cm

θ = El ángulo del contacto de incidencia de la fase mojante, radianes

ϕ = La porosidad

S_w = Saturación de la fase mojante

P_c = La presión capilar, psia

F_p Es el parámetro que Purcell describió como "los factores de litología " que se usa para representar las diferencias entre el modelo hipotético y el sistema de poroso de la roca real. El F_p "factores de litología " es una corrección empírica que Purcell determinó para varios corazones en diferente prueba por encima de un rango de valores de permeabilidad absoluta.

- Relación de Permeabilidad de Calhoun

En 1949, Calhoun, et al⁶⁵ mostraron que el factor de litología de Purcell⁶⁴ (F_p) es inversamente proporcional al factor de tortuosidad de formación. Su estudio también determinó que el área de superficie interior de la roca pudiera ser definido en los términos de la tensión interfacial del fluido, roca- fase mojante el ángulo de contacto con el fluido, y el área bajo la curva de presión capilar. Adicionalmente, Calhoun et al⁶⁵, desarrollaron una relación semi-empírica para Permeabilidad absoluta como una función de porosidad efectiva, tensión interfacial, presión de desplazamiento capilar, y el valor de la función-J por saturación de la fase mojada igual al cien por ciento. La relación se da como:

$$k = \frac{1}{P_d^2} [J(S_w)_{1.0}]^2 (\sigma \cos \theta)^2 \phi$$

Donde:

k = La permeabilidad, cm² (1 D = 9.86923x10⁻⁹ cm²)

$J(S_w)_{1.0}$ = La función de presión capilar a $S_w = 1.0$

σ = La tensión interfacial, dinas/cm

θ = El ángulo de contacto de incidencia de la fase mojante, radianes

ϕ = La porosidad

S_w = Saturación de la fase mojante

P_c = La presión capilar de desplazamiento, dinas/cm²

La ecuación anterior fue validada por Calhoun⁶⁵, sólo para las rocas de altas permeabilidades.

2.1.1.5 Modelos de Permeabilidad de fractura

- **Determinación de la permeabilidad**

Para ser una roca permeable, una roca debe tener porosidad interconectada (poros, capilares, fisuras o fracturas) la mas grande porosidad usualmente corresponde a la mas grande permeabilidad pero este no es siempre el caso. El tamaño de poro, la forma y continuidad, así como la cantidad de porosidad, influyen en la permeabilidad de la formación².

Algunas arenas de grano muy fino pueden tener alta porosidad interconectada, aunque los poros individuales y los canales de poro son realmente pequeños. Como resultado, los caminos disponibles a través de los poros estrechos para el movimiento de fluidos son bastante restringidos y tortuosos. La permeabilidad de las formaciones de grano muy fino puede ser consiguientemente baja.

Otras formaciones como las calizas, pueden estar compuestas de una densa roca fracturada por pequeñas fisuras de gran extensión .la porosidad de la formación podría ser muy baja, pero la permeabilidad de la fisura enorme .las calizas con fisuras pueden tener bajas porosidades, pero altas permeabilidades.

Cuando el petróleo y el agua están presentes en los poros de la roca, el agua (siendo la fase mojante) llena los canales porosos mas pequeños y el petróleo tiende a acumularse en los poros más grandes, la tensión superficial en la interfase entre agua y petróleo.

Se han propuesto métodos para la adecuada descripción de yacimientos utilizando correlaciones empíricas, análisis estadístico, y estableciendo relaciones casuales entre propiedades de la roca. Entre estos el modelo de unidades de flujo, unidades hidráulicas, permite perfeccionar la derivación de la permeabilidad a partir de porosidad.

Muchos investigadores han construido modelos de fracturas basados en un modelo ideal de las fracturas (cubos, rectángulos, cajetilla de fósforo etc.) conectándolo con distintos parámetros. La tabla 6 muestra un conjunto de modelos para permeabilidad de fractura.

Tabla 6. Modelos de permeabilidad de fractura¹⁷

TIPO M	A_{fd}	ϕ_f	$K_f(\phi_f, a)$	$K_f(\phi_f, b)$	A_{fd}	ϕ_f	$K_f(\phi_f, a)$	$K_f(\phi_f, b)$
slides	$\frac{1}{a}$	$\frac{b}{a}$	$\frac{1}{12}a^2\phi_f^3$	$\frac{1}{12}b^2\phi_f$	$\frac{1}{a}$	$\frac{1}{100}\frac{b}{a}$	$8.33a^2\phi_f^3$	$8.33 \times 10^{-4}b^2\phi_f$
Matches tipo fósforo	$\frac{1}{a}$	$\frac{2b}{a}$	$\frac{1}{96}a^2\phi_f^3$	$\frac{1}{12}b^2\phi_f$	$\frac{1}{a}$	$\frac{1}{100}\frac{2b}{a}$	$1.04a^2\phi_f^3$	$4.16 \times 10^{-4}b^2\phi_f$
Matches tipo fósforo	$\frac{2}{a}$	$\frac{2b}{a}$	$\frac{1}{48}a^2\phi_f^3$	$\frac{1}{12}b^2\phi_f$	$\frac{2}{a}$	$\frac{1}{100}\frac{2b}{a}$	$2.089a^2\phi_f^3$	$8.33 \times 10^{-4}b^2\phi_f$
Cubos	$\frac{1}{a}$	$\frac{2b}{a}$	$\frac{1}{96}a^2\phi_f^3$	$\frac{1}{12}b^2\phi_f$	$\frac{1}{a}$	$\frac{1}{100}\frac{2b}{a}$	$2.089a^2\phi_f^3$	$4.16 \times 10^{-4}b^2\phi_f$
Cubos	$\frac{2}{a}$	$\frac{2b}{a}$	$\frac{1}{48}a^2\phi_f^3$	$\frac{1}{12}b^2\phi_f$	$\frac{2}{a}$	$\frac{1}{100}\frac{2b}{a}$	$2.089a^2\phi_f^3$	$8.33 \times 10^{-4}b^2\phi_f$
Cubos	$\frac{2}{a}$	$\frac{3b}{a}$	$\frac{1}{162}a^2\phi_f^3$	$\frac{1}{18}b^2\phi_f$	$\frac{2}{a}$	$\frac{1}{100}\frac{3b}{a}$	$0.62a^2\phi_f^3$	$5.55 \times 10^{-4}b^2\phi_f$

K Darcys, a cm., b micrones, ϕ porcentaje

CAPITULO III

3. DESARROLLO DEL MODELO

En este capítulo se encuentra el modelo su desarrollo, validación y un ejemplo de aplicación. Siendo un aporte para mejorar la caracterización de yacimientos naturalmente fracturados.

3.1 MODELAMIENTO DIRECTO DE PERMEABILIDAD DE LA FRACTURA

El modelamiento directo de la permeabilidad de fractura parte del análisis de causas del fracturamiento natural y propiedades asociadas (espaciamiento apertura, porosidad) para generar relaciones (analíticas y /o empíricas) que incorporen estos parámetros y los factores que los controlan (litología, posición estructural, espesor) esto implica controlar con una importante cantidad de datos medidos directamente sobre las fracturas. Constituyéndose en una limitante, Baker³ y colaboradores 2000; una posible solución es promediar dichos atributos de fractura (apertura,..etc.) tomados de descripción de núcleos, en todo el yacimiento. De modo que, las evidencias de campo demuestran que solo unas pocas fracturas están hidráulicamente activas y por lo tanto el flujo de fluidos puede ser dominado por valores extremos del medio fracturado y no por los promedios.

De otro lado, se cuenta con datos tomados sobre afloramiento los cuales pueden proveer buena información en la dirección y conectividad de las fracturas, pero tal como lo demostraron Friedman y Mckiernan²¹ en 1993, son poco útiles al llevarse a subsuelo pues estos al considerar los efectos creados por los esfuerzos efectivos, pueden conducir a respuestas erróneas.

El modelamiento directo proporciona la mejor herramienta para entender el fenómeno que se quiere representar; la permeabilidad de la fractura es responsable del flujo de fluidos. La matriz se considera prácticamente impermeable por su baja permeabilidad (Aguilera 1995)²⁵.

Uno de los objetivos de el modelo de fracturas es generar relaciones empíricas/analíticas incorporando parámetros de fractura y el control de estos factores, esto hace que en cierta cantidad de yacimientos se requiera de muestreo para caracterizar la fractura. Infortunadamente, la falla de muestreo o caracterización de la fractura es un problema común.

3.2 DESARROLLO MATEMÁTICO

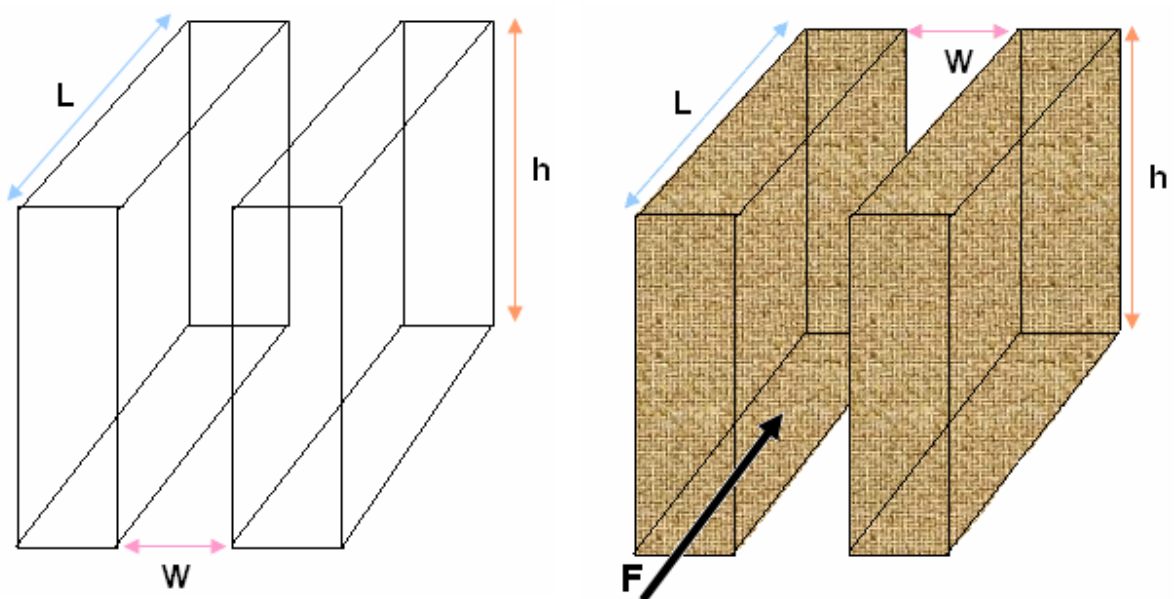
Uno de los objetivos de el modelo de fracturas es generar relaciones empíricas/analíticas incorporando parámetros de fractura y el control de estos factores, esto hace que en cierta cantidad de yacimientos se requiera de muestreo para caracterizar la fractura. Infortunadamente, la falla de muestreo o caracterización de la fractura es un problema común.

El siguiente desarrollo matemático asume:

- Una fractura lisa y plana con apertura (ancho- W), altura (h), extensión lateral l y sección transversal constante hW .
- La ley de Darcy es válida para describir el modelo de flujo de fluidos. Fluido de viscosidad μ que fluye a una tasa Q bajo un diferencial de presión ΔP .
- El flujo de fluidos ocurre solamente a través de la fractura. flujo en una dimensión (lineal).

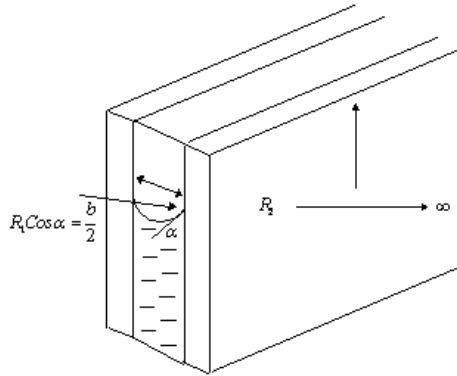
- La porosidad de la matriz esta aislada (Contribución de la matriz en cuanto a permeabilidad es muy baja, la saturación de agua de la matriz es del 100% y esta suma a la porosidad total)
- El sistema se encuentra en condiciones de saturación de agua irreducible.
- Fluido newtoniano y en régimen de flujo laminar.

Figura 25. Descripción y representación del modelo y parámetros



1. La presión capilar mínima requerida para desplazar un fluido Mojante o inyectar uno no mojante dentro de una geometría como la del modelo esta basada en el de *PLATOS PARALELOS*

Figura 26 Representación variables modelo de platos paralelos



En general

$$P_c = \sigma \left[\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right] \quad (1)$$

Para el caso de platos paralelos $R_1 = \frac{W}{2 \cos \alpha}$, y $R_2 = \infty$

Entonces,

$$P_c = \sigma \left[\frac{2 \cos \alpha}{W} + \frac{1}{\infty} \right]$$

Es

$$P_c = \frac{2 \sigma \cos \alpha}{W} \quad (2)$$

En donde

α Es el ángulo de contacto

σ Es la tensión interfacial

$b = W$ Apertura de la fractura

Para la apertura, de la ecuación (2)

$$W = \frac{2\sigma \cos \alpha}{P_c} \quad (3)$$

En donde

P_c Es la presión capilar dentro de la fractura.

- Caudal dentro de la fractura (ANEXO A)

Se tiene que

$$Q = \frac{h \times W^3}{12\mu} \times \frac{\Delta P}{l} \quad (\text{Van-goff}) \quad (4)$$

Si se reemplaza W de la ecuación 3 en 4 se tiene

$$Q = \frac{h \times (2\sigma \cos \alpha)^3}{12\mu(P_c)^3} \times \frac{\Delta P}{l} \quad (5)$$

Involucrando la ley de Darcy:

$$Q = \frac{K_f A}{\mu} \times \frac{\Delta P}{l} \quad (6)$$

Donde K_f es la permeabilidad de la fractura.

Si igualamos 5 y 6

$$K_f = \frac{2\sigma^3 \cos^3 \alpha}{3WP_c^3} = 6.7556 \times 10^{13} \frac{2\sigma^3 \cos^3 \alpha}{WP_c^3} \quad (\text{Darcys}) \quad (7)$$

Donde:

α Es el ángulo de contacto

σ Es la tensión interfacial, dinas/cm.

W Es la apertura de la fractura, cm.

P_c Es la presión capilar dentro de la fractura, dinas/cm²

Para el sistema fracturado

Saturación de agua del sistema:

$$S_{sw} = V * S_{sf} + (1 - V) * S_{wb} \quad (8)$$

S_{sf} Saturación de agua en la fractura. Se considera $S_{sf} = 0$.

S_{wb} Saturación de agua de la matriz. Se considera $S_{wb} = 1$.

$$S_{ws} = (1 - V) \quad (9)$$

V Es el coeficiente de partición

2. POROSIDAD

La porosidad total esta dada por

$$\phi_T = \phi_f + \phi_m \quad (10)$$

ϕ_m = Porosidad de la matriz

ϕ_f = Porosidad de la fractura

Encima de la tabla de agua se tiene:

$$\phi_T(1 - S_{ws}) = \phi_e(1 - S_{we}) \quad (11)$$

$$\phi_s(1 - S_{ws}) = \phi_e(1 - S_{we}) = \phi_T(1 - S_{wT})$$

$$\phi_e = \phi_f$$

$$S_{we} = S_{wf} = 0$$

$$S_o = 1 - S_{ws} \quad (12)$$

$$\phi_T(1 - S_{wT}) = \phi_f$$

$$\phi_T * V = \phi_f \quad (13)$$

Donde

ϕ_e = Es la porosidad efectiva del sistema

S_{we} = Es la saturación efectiva del sistema

ϕ_s = Porosidad del sistema

Porosidad de la matriz (ANEXO B)

$$\phi_b = \frac{\phi_m}{1 - V\phi_T} \quad (14)$$

$$V = \frac{\phi_T - \phi_b}{\phi_T(1 - \phi_b)} \quad (15)$$

ϕ_b = Porosidad total de la matriz

Porosidad de la fractura

$$\phi_f = \frac{V_{pf}}{V_{pf} + V_m + V_{pm}}$$

$$\phi_f = \frac{W}{W + d} \quad (16)$$

$W + d$ Es el ancho del sistema (matriz –fractura)

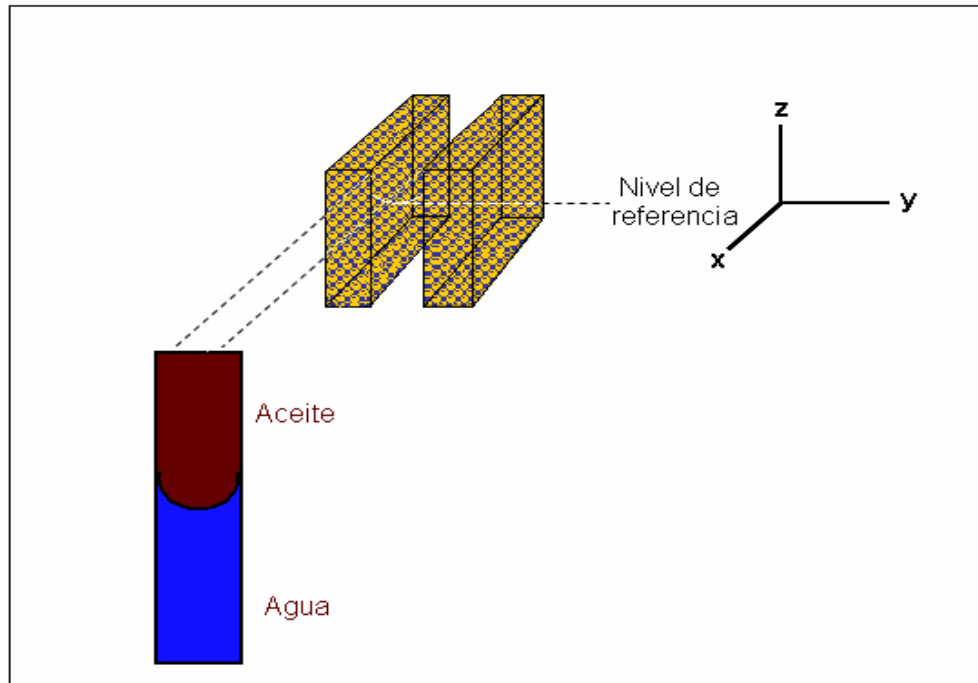
d = Ancho de la matriz, cm.

$$\phi_f * W + \phi_f * d = W$$

$$W = \frac{\phi_f * d}{1 - \phi_f} \quad (17)$$

3. PRESIÓN CAPILAR DE LA FRACTURA

Figura 27. Representación del modelo sistema aceite-agua



$$P_{cf} = \frac{2\sigma \cos \alpha}{W} \quad (18)$$

Si reemplazamos 17 en 18

$$P_{cf} = \frac{2\sigma \cos \alpha}{\frac{\phi_f * d}{1 - \phi_f}} \quad (19)$$

Si

$$\phi_f = V * \phi_T = (1 - S_w) * \phi_T$$

$$P_{cf} = \frac{2\sigma \cos \alpha (1 - \phi_T + \phi_T * S_w)}{(1 - S_w) \phi_T * d} \quad (20)$$

Siendo el coeficiente de partición $V = \frac{\phi_f}{\phi_t}$

Si reemplazamos 20 en 7 se obtiene

$$K_f = 1/12 \frac{(1-S_w)^3 * \phi_T^3 * d^3}{W((1-\phi_T) + \phi_T * S_w)^3} \quad (21)$$

Finalmente
$$K_f = 1/12 \frac{V^3 \phi_T^3 * d^3}{W(1-\phi_T V)^3} \quad (22)$$

ECUACION DEL MODELO

Desarrollando la ecuación 22 se tiene:

$$K_f = 8.4439 \times 10^6 \frac{V^3 \phi_T^3 * d^3}{W(1-\phi_T V)^3} (\text{Darcys}) \quad (22.0)$$

$$K_f = 8.4439 \times 10^6 W^2 (\text{Darcys}) \quad (22.1)$$

Donde

K_f = Permeabilidad de la fractura en darcys

V = Coeficiente de partición

ϕ_T = Porosidad total

W = Apertura de la fractura

d = Ancho de la matriz

La ecuación 22.1 corresponde a la permeabilidad de fractura intrínseca de acuerdo con Van-Golf (eq. 4.12). Esta permeabilidad está asociada al flujo de fluidos en una fractura única excluyendo la matriz. Si se estima la permeabilidad en la forma convencional debe considerarse el área de flujo asociada al volumen total con la ecuación 22.2 como sigue:

$$K_F = 8.4439 \times 10^6 \frac{W^3}{W + d} (\text{Darcys}) \quad (22.2)$$

Si se establece en términos de las ecuaciones elaboradas en este estudio, se tiene introduciendo la ecuación 16, el siguiente resultado en las ecuaciones 22.3 y 22.4:

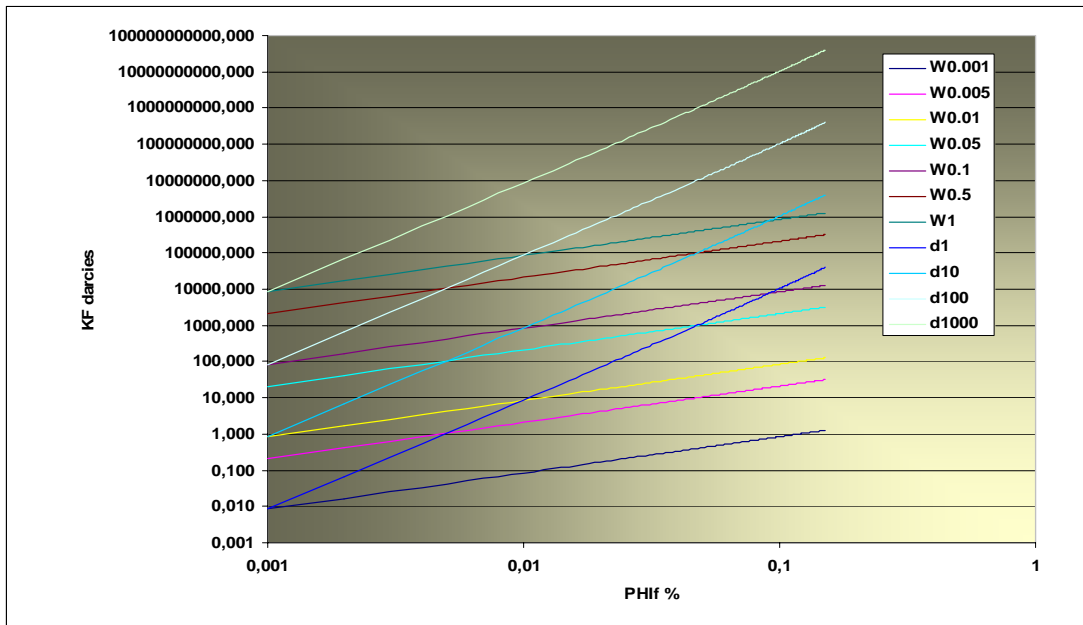
$$K_F = 8.4439 \times 10^6 W^2 \phi_f (\text{Darcys}) \quad (22.3)$$

$$K_F = 8.4439 \times 10^6 W^2 V \phi_r (\text{Darcys}) \quad (22.4)$$

Este resultado (ecuación 22.3) es compatible con la ecuación (4.16) mostrada por Van Golf.

En la gráfica a continuación se muestra la realización de la ecuación 22.3

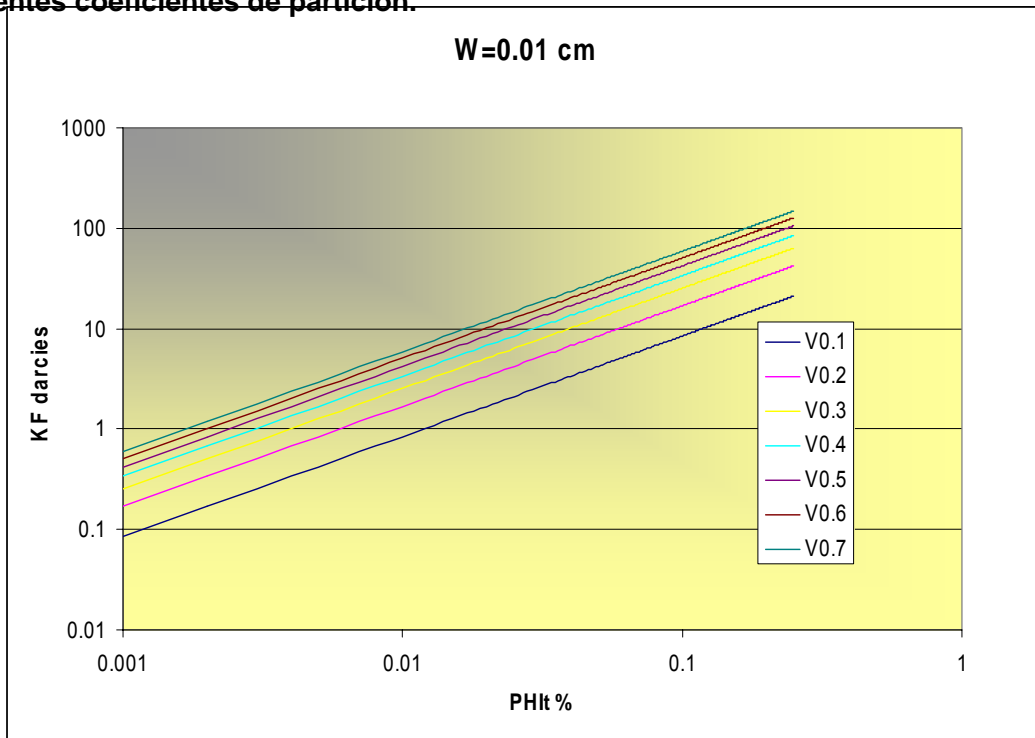
Figura 28. Relación entre KF y $PHIF = \phi f$ para varios anchos de fractura W y de bloques d.



En la figura 28 se observa que las líneas de mayor pendiente corresponden al ancho de los bloques d (cm) mientras que las de menor pendiente corresponden a los anchos de fractura. Este gráfico puede ser utilizado para estimar estas dos variables si la porosidad y la permeabilidad de la fractura son conocidas.

La figura 29 correspondiente a la ecuación 22.4 de este estudio se presenta a continuación:

Figura 29. Relación entre KF y $PHIt = \phi_T$ con un ancho de fractura W de 0.01 cms y diferentes coeficientes de partición.



En esta gráfica se observa el crecimiento de la permeabilidad con el crecimiento del coeficiente de partición y de la porosidad total. La figura se construyó para un ancho de fractura de $W=0.01$ cm.

Si se relaciona las unidades hidráulicas se tiene:

$$\text{El índice de zona de flujo } FZI = \frac{V}{(1-V)} \quad (23)$$

$$V = 1 - S_{wi} \quad (24)$$

$$FZI = \frac{1 - S_{wi}}{S_{wi}} \quad (25)$$

$$S_{wi} = (FZI + 1)^{-1} \quad (26)$$

Donde

FZI Es el indicador de zona de flujo

S_{wi} Es la saturación de agua irreducible

V = Coeficiente de partición

Finalmente se obtiene

ECUACION DEL MODELO EN RELACION CON EL PARAMETRO FZI

$$K_f = 8.4439 \times 10^6 \frac{FZI^3 \phi_b^3 d^3}{W} (\text{Darcys})$$

Porosidad Normalizada

$$\phi_z = \frac{\phi_f}{1 - \phi_f} \quad (28)$$

El índice de calidad del yacimiento (K_F en md) se puede expresar mediante la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} RQI &= 2885 * W \\ FZI &= \frac{2885 * W}{\phi_z} \end{aligned} \quad (29)$$

La permeabilidad puede ser expresada como:

$$K = 1014 * FZI^2 * \frac{\phi_f^3}{(1 - \phi_f)^2}$$

3.3 EJEMPLO DE APLICACIÓN

El ejemplo presenta el modelo de un campo de gas condensado del ordovícico tardío localizado en la cuenca de *ILLIZY* del Algerian del desierto de *SAHARA*, en el cual se ha encontrado en producción desde hace 6 años⁶⁸. Es una capa de gas fuera del centro de un yacimiento de aceite muy grande; cuya producción se comenzó por el Sonatrach en 1967.

El yacimiento está caracterizado por una complejidad geológica extrema. El ordovícico tardío (unidad IV) corresponde a un periodo glacial en la cuenca del Sahara, la heterogeneidad del yacimiento sobre todo las variaciones fuertes en el espesor son tales que es sumamente difícil de predecir el comportamiento de nuevos pozos, incluso cuando se localicen en un área investigada. La presencia de fracturas organizadas en corredores aumenta la complejidad del yacimiento.

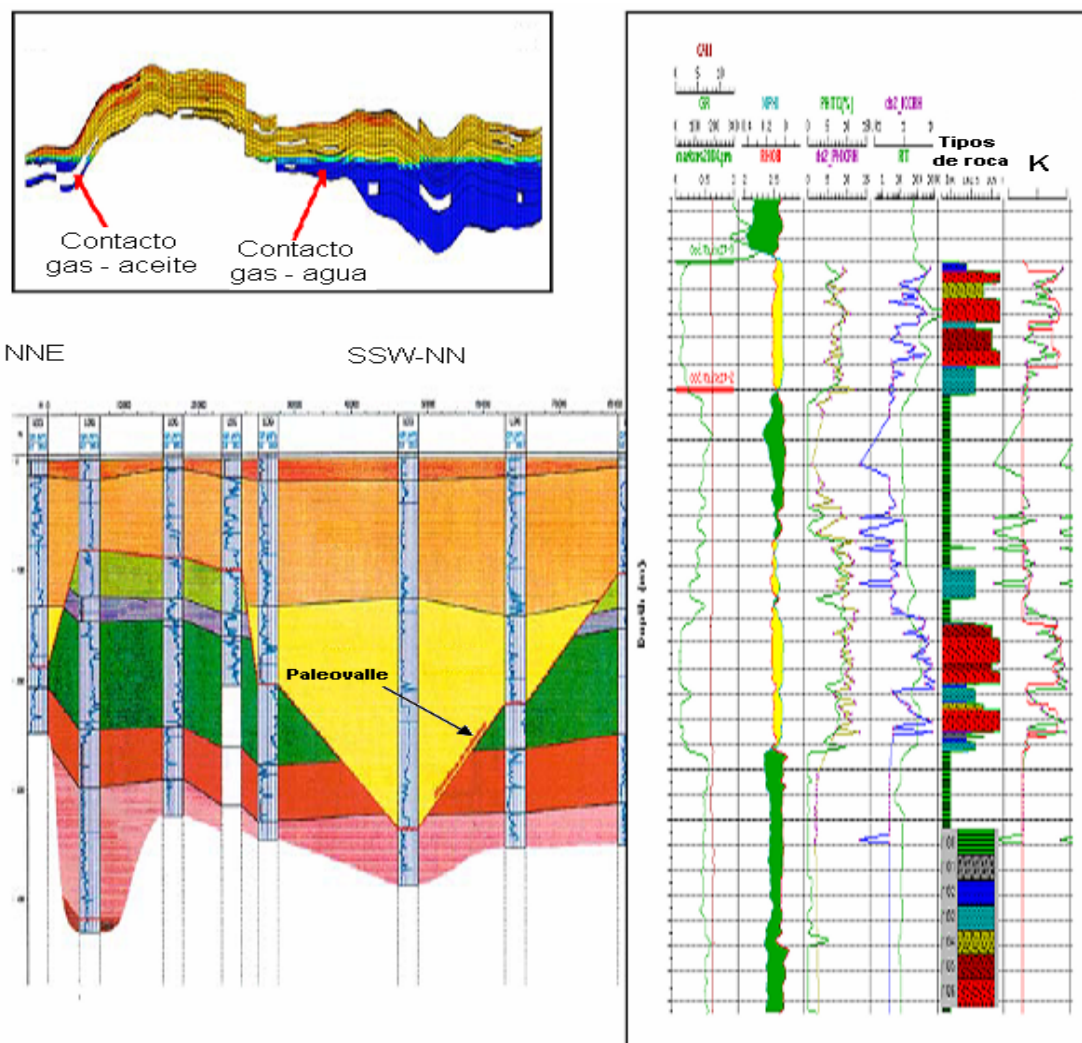
- **GENERALIDADES**

El campo es una capa de gas en la cima de un gran yacimiento de aceite, el cual fue puesto en producción en 1967. El yacimiento principalmente estratigráfico de tal manera que el contacto gas-aceite (GOC) solo existe para el extremo norte del campo de gas (el cual corresponde a el sur del yacimiento de aceite) el contacto agua-gas está presente en todas las otras partes. La Fig.30 Muestra la sección transversal norte-sur del modelo del yacimiento, el contacto agua-aceite en el norte, la ausencia del contacto en el centro (la formación debajo no pertenece al yacimiento) y el contacto agua-gas está en el sur.

La calidad del yacimiento, aunque cambiando rápidamente, tiende a ser de muy buena calidad en el centro del yacimiento donde hay áreas altamente estructuradas. La calidad se deteriora fuertemente en el sur en una forma estratigráfica de sello.

El campo es producido principalmente por estimulación hidráulica de pozos verticales. Pocos pozos horizontales, tiene pequeñas longitudes por fuera del contacto gas-agua, son perforados. La razón gas condensado es baja (alrededor de $0.2 \text{ m}^3/1000\text{m}^3 - 35.5 \text{ stb/MMscf}$) sin embargo la estrategia de gas recirculado es económico. Las dificultades asociadas con el campo esta relacionadas con alta heterogeneidad del yacimiento y la dificultad para predecir el desarrollo de pozos futuros. Aunque el impacto del acuífero es despreciable, el agua es una preocupación mayor, especialmente cuando la columna de gas disminuye.

Figura 30. Representación de estratigrafía y registros⁶⁸



3.4 ASPECTOS GEOLÓGICOS

El yacimiento de gas corresponde a arenas del ordovícico tardío de la unidad IV. Este intervalo estratigráfico es correctamente ubicado en un tiempo geológico, como del periodo glacial particularmente activo de la cuenca del SAHARA. Estas glaciaciones tienen fuerte influencia en la forma del ambiente y es responsable de la compleja geometría resultado de la depositación.

Investigaciones geológicas concluyen que este yacimiento pertenece al Ordovícico tardío que presenta el llenado de paleo valles del glacial principalmente orientados sur-este/ norte-oeste. Estos valles están caracterizados por una compleja morfología unida por la presencia de antiguas paleo estructuras y sus espesores pueden ser mayores de 300-400 metros con sometimiento a grandes esfuerzos y rápida variación (flancos altamente sumergidos característicos de ambientes glaciares).

La presencia de fracturas naturales fue sospechada muy temprano en la vida del campo debido a la producción alta de los mejores pozos. Este asunto fue confirmado cuando el campo empezaba a ser desarrollado mediante la observación de corazones, registros y comparación entre pruebas de presión y potencial de productividad. La dificultad para predecir la productividad del pozo a otro sugiere que las fracturas no están distribuidas uniformemente en el yacimiento y/o sus propiedades dinámicas pueden presentar considerables variaciones. Esta observación fue confirmada después de algún tiempo por un extensivo análisis, estudios sobre corazones orientados, comparaciones de resultados de estudios de la estructura del campo y facies del yacimiento. Este análisis concluye que las fracturas en este yacimiento están organizadas dentro de corredores, que atraviesan verticalmente el yacimiento y se extienden por varios kilómetros en longitud. En cada corredor, la intensidad de fractura puede alcanzar hasta 1 a 4 fracturas/metro. La red de fractura cuando esta conectada juega un papel significativo en el flujo de fluidos.

3.5 DEFINICIÓN DE TIPOS DE ROCA Y ELECTROFACIES

109 pozos localizados ambos dentro de la licencia del campo considerado y fuera de estos límites fueron reportados en este análisis. 15 electrofacies fueron determinadas en muestras representativas de 37 pozos usando el siguiente conjunto de registros:

- Gamma-Ray (GR)
- Porosidad-Neutron (NPHI)
- Density (RHOB)
- Sonico (DT)

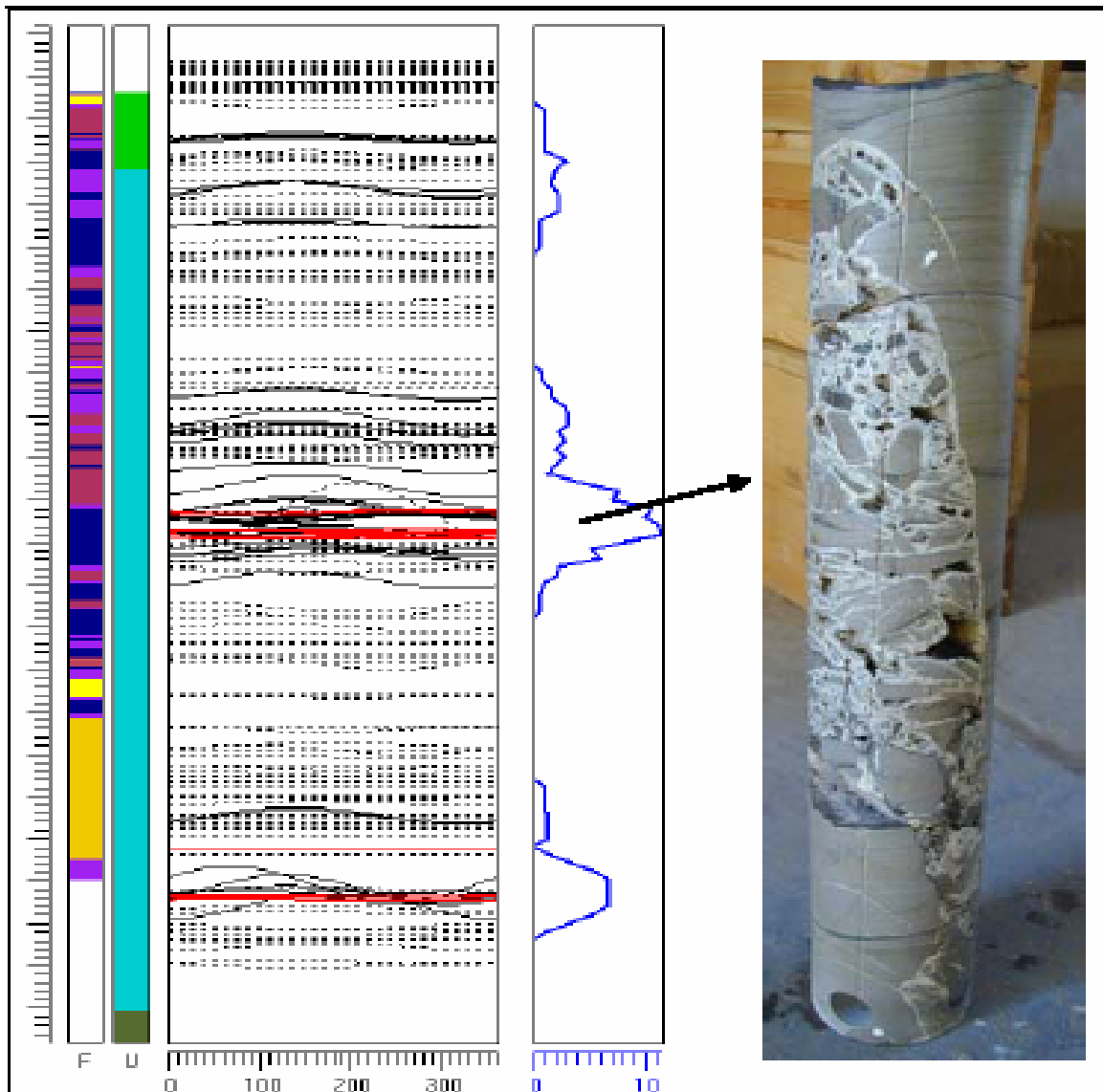
Las electrofacies fueron calibradas usando medidas de permeabilidad y porosidad de corazones. Ellas han sido clasificadas como electrofacies 1 que corresponde a la facies de shale con baja ϕ y k , mientras que la facies 15 corresponde a arenas limpias con alta ϕ y k .

Para la construcción del modelo geológico, la electrofacie 15 ha sido reagrupada dentro de 7 tipos de roca de acuerdo con sus parámetros petrofísicos semejantes a sus características geológicas. La siguiente tabla muestra las características promedio de cada tipo de roca, una ley lineal fue establecida entre ϕ y k medida de corazones.

Tabla 7. Datos de porosidad y permeabilidad del ejemplo.⁶⁸

FACIES	ϕ_T (%)	k_t (md)
Arenas esquistosas con shale	5.30	0.1
Arenas compactadas con grano grueso	4.90	0.06
Arenas esquistosas compactadas de grano fino a grueso	6.40	0.2-0.5
Arenas compactadas de grano fino	8.90	0.24
Arenas de grano medio (baja permeabilidad)	7.80	5.5
Arenas permeables de grano medio	8.40	5.6
Arenas de grano medio y alta permeabilidad	9.0	22.7

Figura 31. Análisis de corazones y registros BHI⁶⁸



- **Caracterización de fracturas naturales**

La presencia de fracturas naturales en el yacimiento, aunque no distribuidas homogéneamente, mejora grandemente la producción.

La estimulación mediante fracturamiento hidráulico de pozos verticales facilita, en algunos casos, la conexión de la producción de la red de fracturas. Esta conexión no solo representa el mejoramiento del índice de productividad sino que también permite sostener la producción.

La existencia de fracturas es confirmada por diferentes fuentes (descripción de corazones, registro (BHI), alto índice de productividad, etc.).

- **Caracterización de una red de fracturas**

La caracterización de la red de fracturas esta clásicamente dividida en 2 pasos: las fracturas son primero analizadas en su organización, distribución y caracterización a escala de la cara del pozo usando registros tales como el BHI y datos de corazones; luego se examina la posible relación entre fracturas que ocurren en los yacimientos presentes en cada pozo y la estructura del yacimiento igual que la asociación de fracturamiento con las facies presentes. En este campo la caracterización fue realizada de la siguiente manera:

- Caracterización a la escala de cara del pozo (Wellbore).
- Registros BHI (en total 13 de los cuales 4 fueron en pozos horizontales), descripciones de corazones (solo de pozos verticales). Para comprender la organización de la red de fractura a la escala del wellbore, ambas fuentes de datos mostraron:
- Fracturas tectónicas (joints) interpretados en BHI están asociadas a zonas de brechas las cuales indican la presencia de fallas cercanas.
- Las fracturas están organizada en cluster.
- La presencia de fracturas no parece estar asociada a las propiedades de la roca sino más bien a fenómenos relacionados con la estructura del yacimiento.
- La orientación media de las fracturas es NE-SW y localización NW-SE.

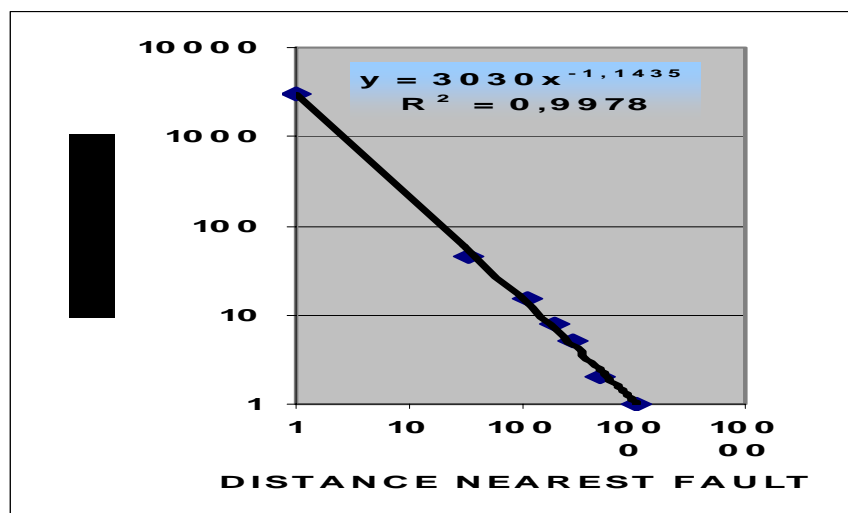
- **Fracturas abiertas y cerradas, dirección de relación de máximo esfuerzo y azimut.**

Observaciones en corazones muestran que solo el 5% de las fracturas están totalmente abiertas y el 95% están parcialmente o completamente mineralizadas. El máximo esfuerzo en el Algerian esta orientado N140E. Esta observación fue hecha asociando la posición estructural de los corazones, lo cual permite evaluar la edad relativa de la depositación (más de 400 Ma) y la presencia de largos periodos de diagénesis. Medidas desarrolladas en registros BHI usando inducción de fracturas y dirección de breakout bore hole muestra que el máximo esfuerzo esta orientado entre N80E-N170E. Esto puede ser modificado por la presencia de fallas responsables de la orientación del esfuerzo máximo.

3.6 PRESENTACIÓN DE GRÁFICOS

Se elaboró las figuras a partir de datos de los gráficos del artículo como sigue:

Figura 32. Datos de la figura 13 del documento base del ejemplo⁶⁸ entre la relación de la permeabilidad de la prueba y la permeabilidad de la matriz vs distancia más cercana a la falla.



A partir de esta gráfica se puede inferir la distancia al punto donde se presume no habrá fracturamiento cuando la relación $K_{test} / K_m = 1$ lo cual corresponde a 1100 m. Igualmente se asume que a una distancia de 1 m existirá el mayor fracturamiento o la mayor relación K_{HTEST}/K_{Hm} la cual sería igual a 3030 md/md. A continuación se presenta la tabla resumen de los datos utilizados en la elaboración de la figura 32:

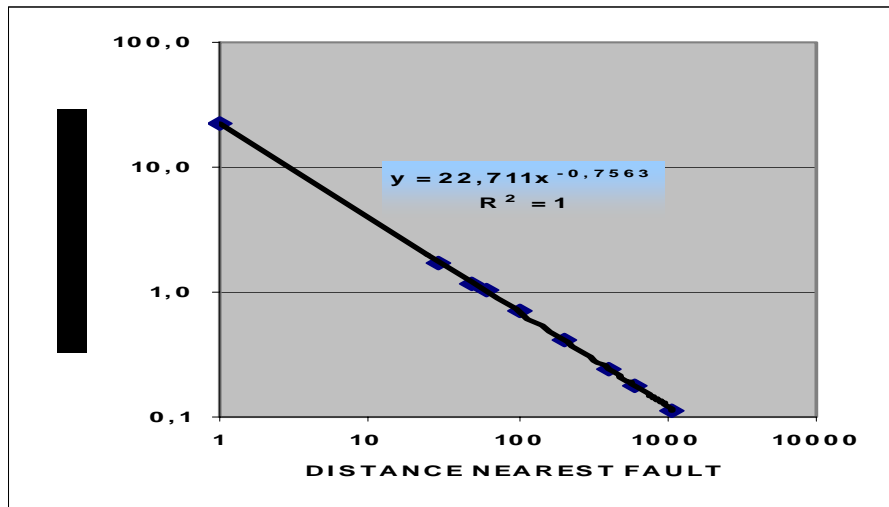
Tabla 8. Relación de permeabilidad de prueba /permeabilidad de matriz

DATOS FIG 13 (ANEXO C)	
L-M	KHTEST/KHM
1	3030
35	45
120	15
200	8
280	5
520	2
1100	1

Se debe notar que los datos mínimos y máximos no se encuentran en el documento original y son calculados a partir de los cinco pares de datos restantes.

Una vez estimadas las distancias máximas y mínimas de fracturamiento se procedió a examinar la intensidad de fracturamiento elaborando la figura siguiente:

Fig. 33. Datos de la figura 11 del artículo⁶⁸ (paper) entre la Intensidad de la fractura vs distancia más cercana a la falla



A partir de esta gráfica se puede inferir la mínima intensidad de fracturamiento de 0.114 a la distancia de 1100 m donde se presume no habrá fracturamiento y la máxima intensidad de fractura de 22.710 a una distancia de 1 m donde se presume existirá el mayor fracturamiento. A continuación se presenta la tabla resumen de los datos utilizados en la elaboración de la figura 33:

Tabla 9. Datos de intensidad del fracturamiento

DATOS FIG 11 (ANEXO C)	
L-M	FRAC INTENSITY
1	22,710
30	1,734
50	1,178
60	1,027
100	0,698
200	0,413
400	0,245
600	0,180
1100	0,114

Igual que el anterior se debe notar que los datos mínimos y máximos no se encuentran en el artículo original y son calculados a partir de los siete pares de datos restantes.

Una vez estimadas las intensidades de fracturas máximas y mínimas se procedió a calcular el coeficiente de partición como la mitad de la raíz cuadrada aplicada a un algoritmo de intensidad de fractura (IDF) normalizada usando la siguiente ecuación:

$$V = 0.5 * \sqrt{\frac{IDF - IDF_{mn}}{IDF_{mx} - IDF_{mn}}}$$

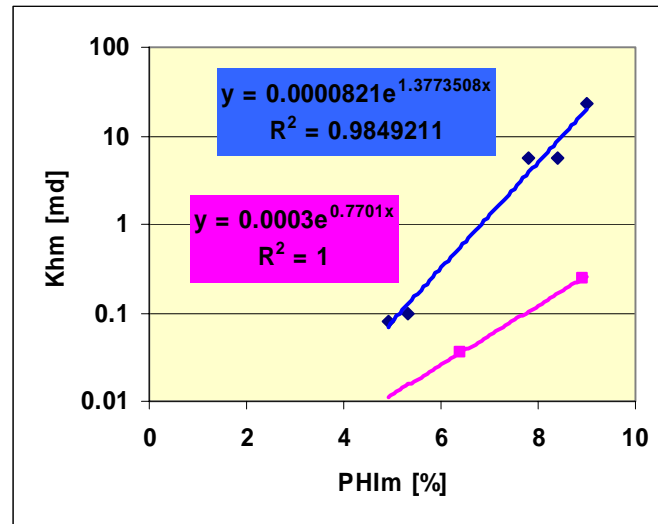
La porosidad y la permeabilidad de matriz se toman como el promedio de los tipos de roca definidos en el artículo que presentan algún grado de permeabilidad (104, 105, 106) como se muestra en la tabla siguiente

Tabla 10. Permeabilidad y porosidad de la matriz presentada en el artículo

TIPO DE ROCA	PHI AVG	Km	Km	DESCRIPCION
	%	md	md	
100	5.30	0.100		SH_SHLY-S
101	4.90	0.080		CGS-COMPACTED
102	6.40		0.035	C_FGSSH
103	8.90		0.240	FGS
104	7.80	5.500		MGS-LK
105	8.40	5.600		MGS-MK
106	9.00	22.700		MGS-HK

La figura 34 correspondiente a la tabla 10 es presentada a continuación:

Fig. 34. Gráfica de Permeabilidad de la matriz vs Porosidad de la matriz



Los tipos de roca 100, 101, 104, 105, y 106 presentan un comportamiento diferente de los tipos de roca 102 y 103. Los tipos de roca 101 y 102 son prácticamente impermeables y solo restan los tipos de roca 104, 105 y 106 cuyo promedio de porosidad y permeabilidad fue seleccionado para probar la ecuación 22.4 propuesta por este estudio.

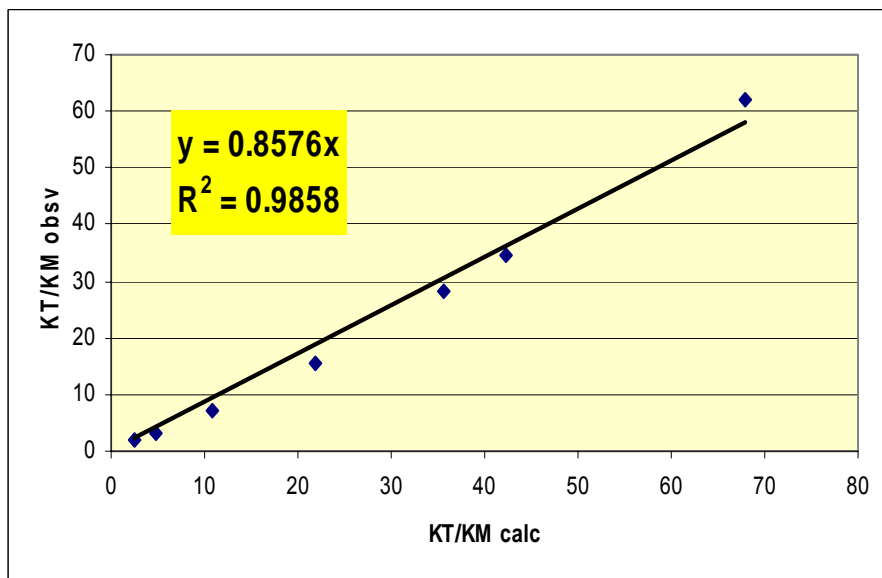
A partir de los datos anteriores se elaboró la siguiente tabla:

Tabla 11 .Datos para el calculo de KT/KM.

	EQ. FIG 11				W = 0.04		CALCUL	EQ. FIG 13
L-M	INTENSIDAD FRAC	V	PHIM	PHIT	PHIF	KF,md	KT/KM	KT/KM
1	22.710	0.500	0.084	0.168	0.084	1134860.160	2820.668	3030.000
30	1.734	0.134	0.084	0.097	0.013	175579.387	67.839	61.995
50	1.178	0.109	0.084	0.094	0.010	138328.303	42.233	34.568
60	1.027	0.101	0.084	0.093	0.009	126969.284	35.634	28.063
100	0.698	0.081	0.084	0.091	0.007	99397.559	21.967	15.647
200	0.413	0.058	0.084	0.089	0.005	69572.774	10.931	7.083
400	0.245	0.038	0.084	0.087	0.003	45286.861	4.823	3.206
600	0.180	0.028	0.084	0.086	0.002	32133.670	2.594	2.017
1100	0.114	0.005	0.084	0.084	0.000	5835.674	0.408	1.008

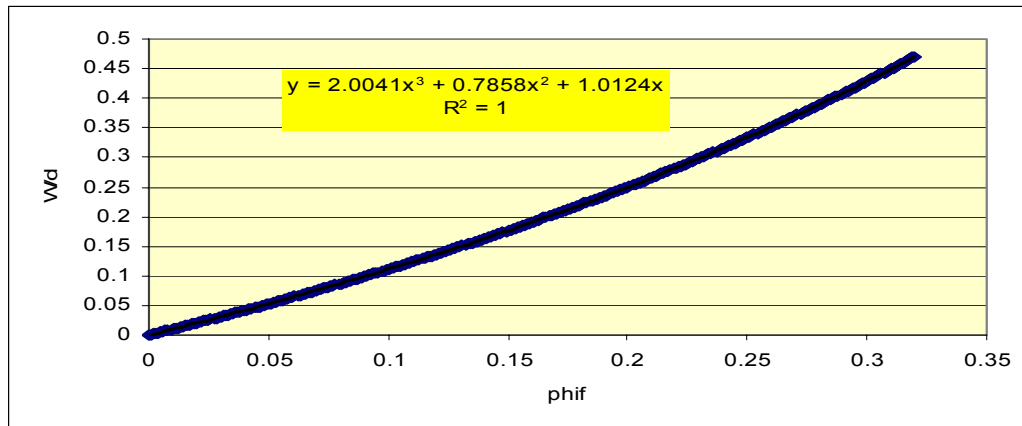
Los resultados obtenidos (Columna CALCUL) se compararon contra los observados tomados del artículo (Columna EQ. FIG 13) obteniéndose un coeficiente de correlación al cuadrado del orden de 0.9858 que permite probar de alguna manera la buena aproximación de la ecuación 22.4 propuesta. La figura correspondiente es la siguiente:

Fig.35. Gráfico relación de permeabilidad total/permeabilidad de matriz observada vs la calculada



Por otro lado la ecuación 17 se puede expresar mediante la solución presentada en la siguiente gráfica donde se define el cociente entre el ancho de las fracturas y el ancho de los bloques en función únicamente de la porosidad de fractura como sigue:

Figura 36. Gráfica relación ancho fracturas/ancho de bloques de matriz vs Porosidad de fractura.



Las permeabilidades de fractura fueron estimadas a partir de las siguientes ecuaciones:

$$KF = 8443900000 * W^2 * V * \phi_T \quad 22.4$$

$$KF_{obs} = \frac{11.27}{\phi_f} * \left(\left(\frac{KT}{Km} \right)_{obs} - 1 + \phi_f \right) \quad (30)$$

$$KF_{FZI} = \left(\frac{V}{1-V} \right)^{6.957464} * \left(\frac{\phi_f^3}{(1-\phi_f)^2} \right)^{-1.826890} \quad (31)$$

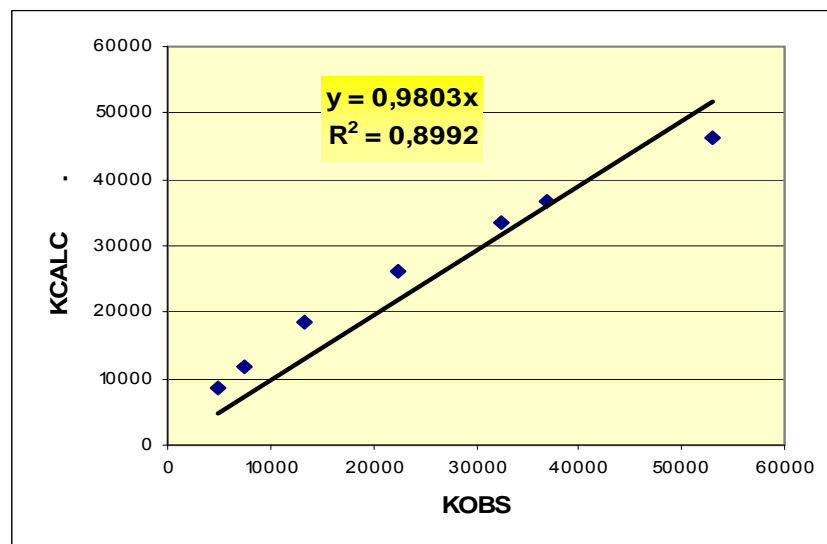
Las permeabilidades estimadas se presentan en la tabla a continuación:

Tabla 12. Datos de permeabilidad estimadas

	EQ. FIG 11				W= 0,020561927		CALCUL	EQ. FIG 13	W/d
L-M	INTENSIDAD FRAC	V	PHIM	PHIT	PHIF	KF,md	KT/KM	KT/KM	PHIFz
1	22,710	0,500	0,084	0,168	0,08400	299881,731	2236,721	3030,000	0,09170
30	1,734	0,134	0,084	0,097	0,01300	46396,069	54,505	61,995	0,01317
50	1,178	0,109	0,084	0,094	0,01024	36552,636	34,208	34,568	0,01034
60	1,027	0,101	0,084	0,093	0,00940	33551,067	28,977	28,063	0,00949
100	0,698	0,081	0,084	0,091	0,00736	26265,361	18,144	15,647	0,00741
200	0,413	0,058	0,084	0,089	0,00515	18384,295	9,398	7,083	0,00518
400	0,245	0,038	0,084	0,087	0,00335	11966,851	4,557	3,206	0,00336
600	0,180	0,028	0,084	0,086	0,00238	8491,179	2,790	2,017	0,00238
1100	0,114	0,005	0,084	0,084	0,00043	1542,051	1,059	1,008	0,00043

Para el calculo se toma una ancho de fractura promedio igual a 0.02056 cm establecido por prueba y error mediante la comparación de KFobs y KF. La permeabilidad de la matriz es asumida como el promedio aritmético de los tipos de roca 104, 105 y 106 el cual es de 11.267 md.

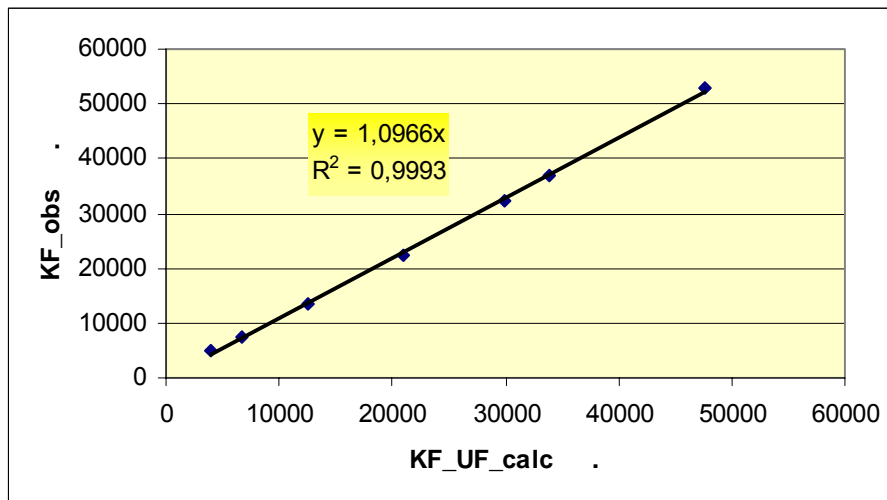
Figura 37. Gráfico de permeabilidad observada vs. Permeabilidad calculada



La gráfica que muestra el resultado entre la KFOBS y KFCALC indica un buen índice de correlación lo cual sugiere una excelente aproximación. Debe notarse

que el fracturamiento no depende en si de la litología presente sino de la fenomenología estructural como es establecido en el artículo original

Figura 38. Gráfico de permeabilidad relacionada con el FZI



Por otro lado se presenta una aproximación empírica de permeabilidad K (FZI) en la ecuación 31 estimada a partir de la formulación teórica de permeabilidad en función de FZI y porosidad de fractura.

CONCLUSIONES

1. La caracterización de los YNF representa un desafío aun sin resolver debido básicamente a la necesidad de desarrollar nuevas y mejores tecnologías para caracterizar un sistema matriz –fractura y definir su interacción (Baker, Kuppe 2000).
2. Un YNF es una “formación almacenadora de hidrocarburos” que contiene fracturas (discontinuidades planares) creadas por la naturaleza, como el resultado del diastrófismo (doblamiento y fallamiento) y de la reducción de el volumen de roca. Dichas fracturas se encuentran distribuidas como una red, consistente en varios grados de fracturamiento en todo el yacimiento.
3. La unicidad, complejidad y las características escalo dependientes de este tipo de yacimientos requieren la determinación de varios parámetros como son orientación, buzamiento, apertura, longitud e intensidad de fracturamiento para caracterizar completamente el sistema fracturado.
4. La apertura de una fractura esta representada por la distancia entre las paredes de la fractura. Dicha apertura puede depender de (a condiciones de yacimiento) la profundidad, la presión de poro y el tipo de roca del yacimiento. Las aperturas de fractura del yacimiento varían entre 10-200 micrones, pero las estadísticas han mostrado que el rango más frecuente es entre 10-40 micrones.

5. La distribución de fractura es expresada por el grado de fracturamiento el cual es mayor si hay intercomunicación entre las fracturas, el grado de fracturamiento será menor si la intercomunicación entre los sistemas fracturados es interrumpido y si el fracturamiento de uno de los sistemas prevalece sobre el otro (fracturas preferencialmente orientadas).
6. Las graficas de porosidad-permeabilidad, derivadas a partir de datos de nucleos rara vez tienen algún significado físico para los yacimientos naturalmente fracturados, ya que estas simplemente representan las propiedades de la matriz.
7. Los diferentes modelos de permeabilidad contemplan la porosidad como variable independiente común y otras que pueden diferir pero que están relacionadas con el tamaño de grano o la saturación de agua irreducible.
8. El modelo de platos porosos permite la formulación teórica de la permeabilidad referida a yacimientos fracturados. Las propiedades petrofísicas como son porosidad y saturación del sistema fracturado deben ser considerados al formular un modelo de permeabilidad en YNF.
9. Los parámetros de espesor y espaciamiento de los sistemas matriz fractura representan un importante elemento que al ser modificado incide de manera significativa en la estimación de permeabilidad de la fractura.
10. Fracturas con geometría vertical se pueden acoplar de manera semejante con fracturas de geometría horizontal para cálculo de caudales intrínsecos de la fractura.

RECOMENDACIONES

Se hace las siguientes recomendaciones:

- Realizar comparaciones con datos de campos colombianos.
- Extender el estudio a medios porosos con diversas geometrías en cuanto a YNF. (fracturas inclinadas, medios porosos -tipo esferas) y matriz con capacidad de producción y almacenamiento.
- Analizar parámetros de intensidad de fracturamiento, compresibilidad, y otras propiedades para solución de modelos de permeabilidad.
- Implementar simulaciones con base en el modelo presentado donde se puedan hacer representaciones de este tipo de yacimientos con la ayuda de modelos soportados con datos de campo o laboratorio.

NOMENCLATURA

P_c = Presión capilar

P_{nw} = Presión fase no-mojante

P_w = Presión de la fase mojante

P_o = Presión fase aceite

P_w = Presión fase agua

P_g = Presión fase gas

σ = Tensión interfacial

θ = Angulo de contacto entre las fases

r = Radio del tubo capilar

$b = W$ Apertura de la fractura

d = Ancho de la matriz

ϕ_e = La porosidad efectiva del sistema

ϕ_T = Porosidad total

ϕ_s = Porosidad del sistema

ϕ_b = Porosidad total de la matriz

ϕ_m = Porosidad de la matriz

ϕ_f = Porosidad de la fractura

S_{wi} = Saturación de agua irreducible

S_{we} = Saturación efectiva del sistema

$S_{sf=}$ =Saturación de agua en la fractura

$S_{wb=}$ =Saturación de agua de la matriz.

K_f = Permeabilidad de la fractura

Km = Permeabilidad de la matriz

V = Coeficiente de partición

FZI = el indicador de zona de flujo

RQI = Índice de calidad del yacimiento

Q = Caudal a través de la fractura

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. THOMPSON, L. B."Fractured Reservoir Integration is the key to optimization. Mobil E&P Technical Center 2000.SPE 56010.
2. ARANGO GOMEZ, Sandro "Determinación del Índice de Intensidad de Fracturamiento y su Incidencia sobre la Permeabilidad en Yacimientos Naturalmente Fracturados". UIS- 2003.
3. BAKER, R.O. and KUPPE, F.:"Reservoir Characterization for Naturally Fractured Reservoirs", Paper SPE 63286 Presented at The SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, 1-4 October, 2000.
4. AGUILERA, Roberto "Naturally Fractured Reservoir". Tulsa, Oklahoma: Pennwell.1980.
5. CHILINGARIAN, G.V, MAZZULLO, S.J, and RIEKE, H.H.:"Carbonate Reservoir Characterization: A Geologic-Engineering Analysis, Part LI,"Elsevier Science B.V, 1996.
6. STEARNS, D.W, and FRIEDMAN, M.:"Reservoirs in Fractured Rocks", AAPG Memoir (1972) 82-106.
7. STEARNS, D.W.:"Certain Aspects of Fractures in Naturally Deformed Rocks," NSF Advanced Science Seminar in Rock Mechanics. R.E.Riccker ed.Bedford, Massachusets (1967) 97-118.
8. IDROBO,E.A.;MEDINA, C.E.; ORDOÑEZ, A. y PEÑUELA, G.:"Desarrollo de Modelos de Producción Y Técnicas de Caracterización para Predecir el Comportamiento de Producción de Yacimientos Naturalmente Fracturados en Colombia, Fase I ,Instituto Colombiano del Petróleo (ICP),División de Exploración y Explotación, Piedecuesta, Santander, Agosto,2000.
9. AGUILERA, R and VAN POOLLEN, H.K.:"Geologic Aspects of Naturally Fractured Reservoirs Explained" The Oil and Gas Journal (December 1978) 47-51.

10. OTERO JARAVA, Benjamín y QUIROZ ANGARITA, Carolina “Análisis e Interpretación de YNF Mediante Analogías “U.I.S, 2003.
11. NELSON, R.A.:”Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs (First Edition),”Gulf Publishing Company, Book Division, 1985.
12. DUENAS OROZCO, José Joaquín y RUEDA GUEVARA Jorge Ignacio “Evaluación y Explotación de Yacimientos Naturalmente Fracturados”. UIS-1998.
13. DEGOLYER, E. “Petroleum prospecting is an art”.University Oklahoma 1960.
14. OSORIO GALLEGO, J.G “Curso de Geomecánica de Yacimientos” Universidad Nacional de Colombia-Sede Medellín, Escuela de procesos y energía. Bucaramanga. Noviembre 10-14 de 2003. ECOPETROL-ICP.
15. LUCIA, F.J.:”Carbonate Reservoir Characterization”, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 1999.
16. <http://www.beg.utexas.edu/indassoc/rcrl/rckfabpublic/poros-perm.htm>
17. VAN GOLF-RATCH, T.D.:”Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering”, Elsevier Scientific Publishing Company, Amsterdam, the Netherlands, 1982.
18. MAIDEBOR, V.”Production from Fractured Oil Reservoir”. Revista JPT, Diciembre de 1973.
19. MA, S., ZHANG, X. and MORROW N.R.: “Influence of Fluid Viscosity on Mass Transfer between Rock Matrix and Fractures,” JCPT (July 1999) 25-30.
20. WARRENT, J.E. and ROOT, P.J.:”Behaviour of Naturally Fractured Reservoir With Uniform Fracture Distribution”, paper SPE 2156 presented at the 43rd Annual Fall Meeting, Houston, Texas, sept 29-oct 2, 1968.
21. FRIEDMAN, M. and MCKIERNAN, D.E.”Extrapolation of Fracture Data from Outcrops of the Austin Chalk in Texas to Corresponding Petroleum Reservoirs at Depth,” JCPT (October 1995)43-49.
22. ALEXANDER; J:” A Discussion on the Use of Analogues for Reservoir Geology,” Advances In Reservoir Geology, in Asthon, M., the Geological Society, London, 1993, 175-194.

23. ALLAN, J.R.: "Controls on Reservoir Performance During Primary and Enhanced Recovery: Lessons Learned from 100 Fractured Giant Fields", C&C Reservoirs, Inc, 2002.
24. BELIVEAU, D., PAYNE, and D.A: and MUNDY, M.: "Waterflood and CO₂ Flood of the Fractured Meidale Field", Paper SPE 22946 Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, October 6-9, 1991.
25. AGUILERA, R: "Advances in the Study of Naturally Fractured Reservoirs," JCPT (Mayo 1993) 24-26.
26. BOYANO DE LA HOZ, F.O. y UREÑA SUAREZ, M.E: "Análisis Comparativo de Modelos Empleados para la Generación de las Curvas de Permeabilidad Relativa en Yacimientos Naturalmente Fracturados. 2004. U.I.S.
27. SCHLUMBERGER: "Eclipse Technical Description 2001A". U.S.A, Schlumberger, 2001.
28. ROSEN, W.R, and KUMAR A.T.A "Single and Two-Phase Flow in Natural Fractures". SPE 24915, Presented At 67th Annual Technical Conference and Exhibition of SPE, Washington D.C October 1992.
29. SARMA, P. "New Transfer Functions for Simulation of Naturally Fractured Reservoirs with Dual Porosity Models" Stanford, 2003. Degree Thesis for Master of Science in Petroleum Engineering. Stanford University, U.S.A. May, 2003.
30. GARCIA PLATA, Gerardo "Propiedades de la Roca de Yacimientos de Petróleo" U.I.S, 1987.
31. ARCHIE, G.E "The Electrical Resistivity Log as in Determining some Reservoir Characteristics". Trans, AIME, 1942.
32. CLARK, Norman J. "Elements of Petroleum Reservoirs" Henry L. Doherty Series, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas, 1960.
33. HUET, C.C.: "Semi-Analytical Estimate of Permeability Obtained from Data Capillary Pressure". Texas, 2005. Degree Thesis for Master of Science in Petroleum Engineering. Texas University, U.S.A 2005.
34. AMYX, J. W., Bass, Jnr. D. M., Whiting, R. L.: Petroleum Reservoir Engineering, McGraw-Hill, 1960.

35. SLIDER H.C, STANDING, M.B.: Lecture notes, Stanford University, 1977-
"Worldwide Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods", Penwell Books, 1983.
36. HASSLER, G.L, and BRUNNER, E.: "Measurement of Capillary Pressure in Small Core Samples", *Trans.AIME*, 160, 114-123.
37. COREY, A.T.: "The Interrelation between Gas and Oil Relative Permeabilities" *Prod.Mon*(1954) 19, 38.
38. THOORMER, J.H.: "Introduction of a Pore Geometrical Factor Defined by the Capillary Pressure Curve," *JPT* (1960),73-77.
39. BROOKS, R.H, and COREY, A.T.: "Properties of Porous Media Affecting Fluid Flow," *Journal Irrigation and Drainage*, Division ASCE, (1966) 92: 61-88.
40. VAN GENUCHTEN M.Th: "A Closed-Form Equation for Predicting the Hydraulic Conductivity of Unsaturated Soils," *Soil Sci. Soc. Am. J.* (1980), 44, 892-898.
41. LI, K. and HORNE, R.N.: "Experimental Verification of Methods to Calculate Relative Permeability Using Capillary Pressure Data," Paper SPE 76757 presented at the 2002 SPE Western Regional/ AAGP Pacific Section Joint Meeting held in Anchorage, AK, May 20 – 22.
42. AMAEFULE, Jude "Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells" SPE 26436 (1993)1-16.
43. HEARN, C.L.EBANKS, W: J: Tye R.S and RANGATHAN, V.: "Geological Factors Influencing Reservoir Performance of the Hartzog Draw Field, Wyoming" *JPT* .36 N°9 (Agosto-1984) 1335-1344.
44. TESTERMAN J: D: "A Statistical Reservoir Zonation-Technique" *JPT* (Agosto 1962) 889-893. *Trans AIME*.
45. WEBER, K.J. and VAN GEUR, L, C: "Framework for Constructing Clastic Reservoir Simulation Models" *JPT* V.42 N°10 (October 1990) 1248-1253 Y 1296-1297.
46. TAYLOR, J.K.: "Statistical Techniques for Data Analysis" Lewis Publishers, Inc. Michigan (1990).

47. AMAUFULE, J.O and Keelan. : "stochastic approach to computation of uncertainties in petrophysical properties" SCA paper 8907(1989)1-28BIRD, R.B, STEWART, W.E. and LIGHTFOOT, E.N.: "*Transport Phenomena*". New York, Wiley (1960).
48. ARCHIE, G.E.: "the electrical resistivity Log as an aid in determination some reservoir characteristics" *JPT* (1942), 5, 1-8.
49. CAZIER, E.C. HAYWARD, A.B. ESPINOSA, G. VELANDIA, J MUGNIOT, J-F. And LEEL, Jr., W.G.: "Petroleum Geology of the Cusiana Field, Llanos Basin Foothills, Colombia," *AAPG Bulletin*, (October 1995), 79, 1444–1463.
50. Berg, R.R.: "Method for Determining Permeability from Reservoir Rock Properties," *Transactions — Gulf Coast Association of Geological Societies* (1970), XX, 303-335.
51. KOZENY, J.: "Über-Kapillare Leitung des Wassers in Boden, Sitzungsberichte," *Wasserkraft und Wasserwirtschaft* (1927) 22, 67-86.
52. CARMAN, P.C.: "Fluid Flow through Granular Beds," *Trans.*, AICE (1937) 15, 150-166.
53. KRUMHEIN. W. and C; MONK. "Permeability as a Function of the Size Parameters of Unconsolidated Sand," *Trans. AIME*, (1944) 151, 153-163.
54. BEARD, D., and WEYL, P.: "Influences of Texture on Porosity of Unconsolidated Sand," *AAPG Bulletin*, (1973) 57, 349-369.
55. NELSON P.H.: "Permeability Porosity Relationships in Sedimentary Rocks," *Log Analyst* (1984), 3, 38 62.
56. WYLLIE M.R. and SPANGLER M. B.: "The Application of Electrical Resistivity Measurements to the Problem of Fluid Flow in Porous Media," *Research Project 4-G-1 Geology Division Report No.15* (March 1951) Gulf Research and Development Company.
57. TIMUR, A.: "An Investigation of Permeability, Porosity, and Residual Water Saturation Relationships for Sandstone Reservoirs, " *The Log Analyst* (1968), 9, 30-48.
58. COATES, G.R. PEVERARO, R.C.A., HARDWICK, A. and ROBERTS, D.: "The Magnetic Resonance Imaging Log Characterized by Comparison With

- Petrophysical Properties and Laboratory Core Data," paper SPE 22723, presented at the 1991 Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in Dallas, TX, October 6-9.
59. RODRIGUEZ, A.: "Facies Modelling and the Flow Unit Concept as a Sedimentological Tool in Reservoir Description: A Case Study," Paper SPE 18154, presented at the 1988 Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in Houston, TX, October 2-5.
 60. QUINTERO, Z.A. and RUTH, D.W.: "Centrifuge Capillary Pressure Data Interpretation: Gravity Degradation Aspect Consideration," SCA Paper
 61. KATZ, A.J. and THOMPSON, A.H.: "Quantitative Prediction of Permeability in Porous Rock," *Phys.Rev. B* (December 1986) 34, No. 11, 8179.
 62. GARRISON, J.R., PEARN, W.C., and VON ROSENBERG, D.U.: "The Fractal Menger Sponge and Sierpinski Carpet," *In-situ* (1992) 17, 1-54.
 63. LEVERETT, M.C.: "Capillary Behavior in Porous Solids," *Trans, AIME* 142 (1941), 341-358.
 64. PURCELL, BURDINE, N.T., GOURNAY, L.S., and REICHERTZ, P.P.: "Pore Size Distribution of Petroleum Reservoir Rocks", *Trans. AIME*, (1950), 189, 195-204.
 65. CALHOUN, J.C., LEWIS, M. and NEWMAN, R.C.: "Experiments on the Capillary Properties of Porous Solids," *Trans., AIME* (1949) 186, 189-196.
 66. COSTA ROMERO, Jaider y RAMOS Omar "Evaluación de Yacimientos Naturalmente Fracturados a partir de Registros Eléctricos-un caso Colombiano. U.I.S 2003.
 67. VARGAS MONTERO, Carlos y URBINA DUARTE, Carlos "Análisis de Normalización de Curvas de Permeabilidad Relativa y Presión Capilar y su Influencia sobre el comportamiento de los Yacimientos. U.I.S,1992.
 68. MAUX, L. T.et al. "The Challenges Of Building Up A Geological And Reservoir Model Of Late Ordovician Glaciomarine Gas Reservoir Characterised By The Presence The Nature Fractures". SPE 101208 Noviembre 2006.

ANEXO A. CAUDAL DENTRO DE LA FRACTURA

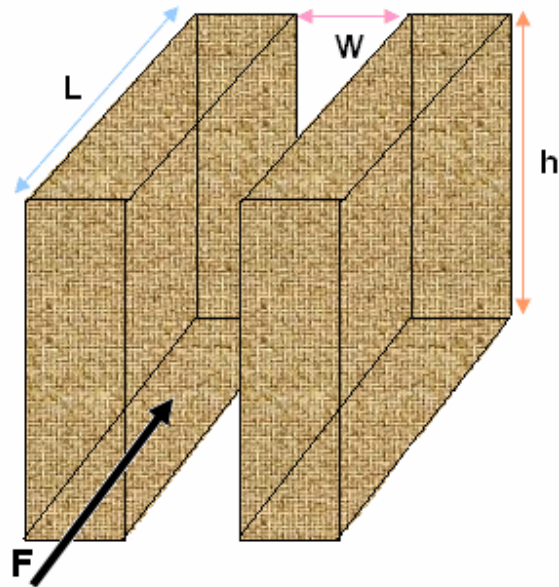


Fig.25 Descripción y representación del modelo y parámetros

Para este sistema las fuerzas que actúan sobre las fracturas son:

- De conducción F_d :

$$F_d = (P_1 - P_2)W \times h$$

- Viscosas F_v :

$$F_v = \mu A \frac{dV}{dW}$$

Donde:

$$A = h \times l$$

Si no hay aceleración, la sumatoria de fuerzas debe ser igual a cero

$$(P_1 - P_2)W \times h + \mu h \times l \frac{dV}{dW} = 0$$

$$(P_1 - P_2) \int W dW = -\mu \times l \int dV$$

$$(P_1 - P_2) \frac{W^2}{2} = -\mu l V + C$$

La constante de integración C , puede ser evaluado $V = 0$ y $W = W_0/2$

$$C = (P_1 - P_2) \frac{W_0^2}{8}$$

Insertando la ecuación en se tiene:

$$V = \frac{(P_1 - P_2)}{\mu l} \left[\frac{W_0^2}{8} - \frac{W^2}{2} \right]$$

La tasa de flujo (dQ) a través de un elemento (dW) es igual a ($V dA$), donde el área (dA_f) esta dada por (hdW) entonces:

$$Q = \int_0^q dQ = \int_0^{W_0} V dA_f$$

$$Q = \frac{W_0^2 A_f (P_1 - P_2)}{12 \mu l}$$

Donde el área es el área de la fractura $A_f = W \times h$

$$Q = \frac{h \times W^3}{12 \mu} \times \frac{\Delta P}{l}$$

ANEXO B. POROSIDAD TOTAL DEL SISTEMA-POROSIDAD TOTAL DE LA MATRIZ

$$\phi_T = \frac{V_{pm} + V_{pf}}{V_f + V_{pm} + V_m} = \frac{V_{pT}}{V_T}$$

$$V_{pm} + V_m = V_T - V_{pf}$$

V_{pm} = Volumen poroso de la matriz

V_{pf} = Volumen poroso de fractura

V_f = Volumen de la fractura

V_m = Volumen de la matriz

V_T = Volumen total del sistema

V_{pT} = Volumen poroso total del sistema

Porosidad de la matriz

$$\phi_b = \frac{V_{pm}}{V_T - V_{pf}} = \frac{\phi_m}{a - \phi_f}$$

$$\phi_b = \frac{\phi_m}{1 - V\phi_T}$$

$$\phi_m = (1 - V)\phi_T$$

$$V = \frac{\phi_T - \phi_b}{\phi_T(1 - \phi_b)}$$

ϕ_b = Porosidad total de la matriz

ANEXO C. GRAFICAS

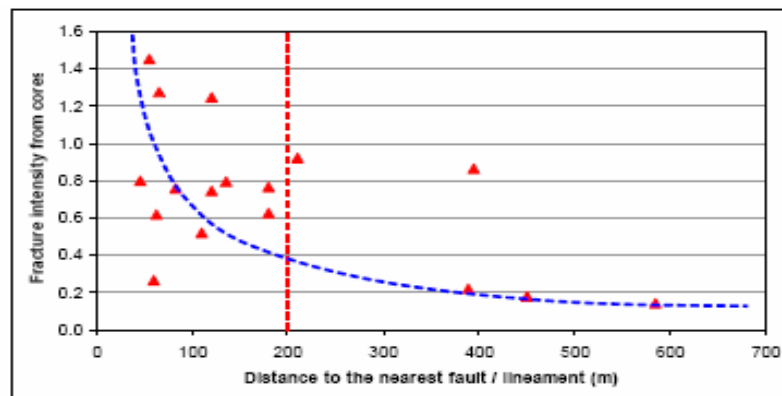


Fig. 11: Comparison between fracture intensity index and distance to the nearest fracture corridor

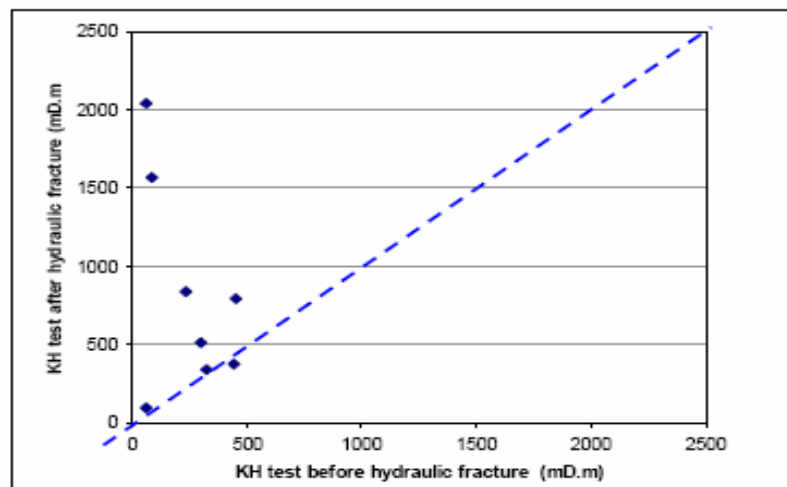


Fig. 12: Transient welltest KH before and after hydraulic stimulation

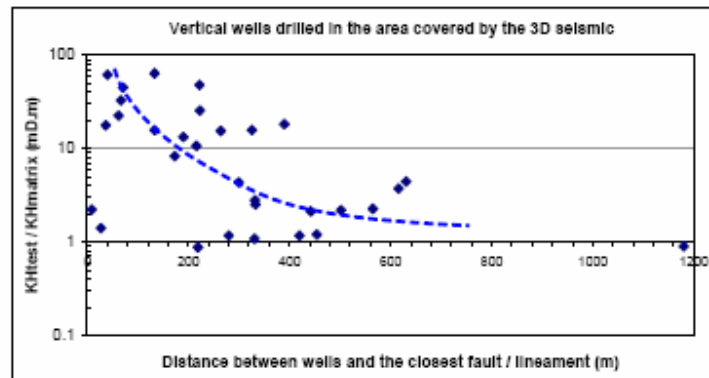


Fig. 13: Comparison between the ratio KH_{test}/KH_{matrix} and the distance between the considered well and the closest fracture corridor