



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

Facultad de Ingeniería

Desarrollo de un Flujo de Trabajo Enfocado a Yacimientos Naturalmente Fracturados para los Campos de México

Tesis

para obtener el título de:

Ingeniera Geofísica

Presenta:

Hernández Hernández Itzel

Asesor de la Tesis:

Ing. Leonardo Meneses Larios

México D.F., 2013





Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Agradecimientos.

A mis padres por darme la vida...

A mi papá Manuel Hernández porque gracias a él todo esto fue posible.

A mi mamá Gloria, gracias por todo tu amor, tu apoyo incondicional, por tus consejos, por creer en mí sin tí no hubiera podido lograr nada de esto, gracias por cuidarme siempre ¡Te quiero mucho!

A mis hermanas porque siempre estuvieron apoyándome, gracias por la confianza y sus consejos, por estar conmigo en todo momento, por brindarme su casa.

A mi hermano Juan Manuel por ser también mi amigo, mi cómplice, mi compañero de juegos, de fiestas..... Porque siempre voy a estar apoyándote y porque siempre estás conmigo.

A mi familia...

A mis sobrinos Diana, Jaz, Karen y Nez por alegrar mis días.

A mis primos Víctor y Carlos por estar conmigo.

A mis amigos.....

A Julio Romero por ser el mejor amigo que puede existir, por los buenos momentos que vivimos en la facultad y hacer de esto una etapa inolvidable, por estar conmigo siempre que te necesité, por tus consejos, porque me enseñaste el valor de una gran amistad, gracias por tu apoyo...

A Germán y Melisa por todos los momentos que compartimos juntos y que seguiremos compartiendo.

A todos los que estuvieron conmigo dentro y fuera de las aulas, sin ustedes no habría sido lo mismo.

De manera especial al Ing. Leonardo Meneses Laríos por aceptarme para dirigir la tesis, por tus conocimientos, tu paciencia, apoyo y tiempo en la realización de esta tesis.

A mis sinodales por el tiempo que dedicaron a la revisión de este trabajo, por sus comentarios.

A la UNAM por la educación que me brindó, por el orgullo de pertenecer a la mejor universidad, por ser mi segundo hogar.

A la Facultad de Ingeniería por formarme profesionalmente, por todas las experiencias vividas en ella.

Desarrollo de un Flujo de Trabajo Enfocado a Yacimientos Naturalmente Fracturados para los Campos de México.

Índice.

Resumen.....	1
Abstract.....	2
Nomenclatura.....	4
Capítulo 1 Introducción.....	6
Capítulo 2 Geología de Yacimientos Naturalmente Fracturados.....	9
2.1 Conceptos Básicos.....	9
2.1.1 Porosidad ϕ	9
2.1.2 Permeabilidad k.....	12
2.1.3 Mojabilidad.....	14
2.1.4 Presión Capilar.....	15
2.2 Definición de Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF).....	15
2.3 Clasificación de Yacimientos Naturalmente Fracturados.....	16
2.3.1 Clasificación de Nelson.....	16
2.3.2 Clasificación de Narr ²⁶ 2006.....	17
2.3.3 Clasificación de la Oilfield Review, 2006.....	18
2.3.4 Clasificación Ingenieril, Marzouk ²⁶ 1995.....	19
2.3.5 Clasificación Geológica.....	21

2.4 Geología de Sistemas Naturalmente Fracturados.	22
2.4.1 Clasificación de la Ocurrencia de las Fracturas Naturales (Nelson ²⁷ , 2001).	38
2.4 Fuentes de Información para Caracterizar Fracturas.	40
2.4.1 Fuentes Directas de Información.	40
2.4.2 Fuentes Indirectas de Información.	43
2.5 Filosofías de Trabajo en el Modelado de Fracturas.	46
2.5.1 Modelo de Redes Discretas de Fracturas DFN (Discrete Fracture Network).	46
2.5.2 Modelo Continuo de Fracturas CFM (Continuous Fracture Modeling).	47
Capítulo 3 Panorama de los Yacimientos Naturalmente Fracturados en México y en el Mundo.	49
3.1 Yacimientos Naturalmente Fracturados a Nivel Mundial.	49
3.2 Yacimientos Naturalmente Fracturados en México.	50
3.2.1 Región Marina Noreste.	51
3.2.2 Región Marina Suroeste.	54
3.2.2 Región Norte.	57
3.2.3 Región Sur.	60
Capítulo 4 Caracterización Estática y Dinámica, enfocada al desarrollo de YNF.	64
4.1 Caracterización Estática.	64
4.1.1 Sísmica y Atributos.	65
4.1.2 Registros Geofísicos.	71
4.1.3 Núcleos.	84

4.1.4 Modelo Geocelular.....	85
4.2 Caracterización Dinámica.....	86
4.2.1 Datos de Perforación.	86
4.2.2 Pruebas de pozos o Pruebas de Presión.....	87
4.2.3 Herramienta de Registro de Producción PLT (Production Logging Tool).	98
4.2.4 Prueba de Trazadores	100
4.2.5 Datos Históricos de Producción.....	102
Capítulo 5 Análisis de los YNF en México.....	103
Capítulo 6 Desarrollo de un flujo de trabajo para caracterizar YNF.	108
Capítulo 7 Conclusiones.	110
Capítulo 8 Recomendaciones.....	112
Bibliografía	113
Glosario.....	116

Pero, a fin de cuentas, ¿quién puede decir lo que es mejor? No te reprimas por nadie y cuando la felicidad llame a tu puerta, aprovecha la ocasión y sé feliz.

Haruki Murakami, Tokio Blues.

Resumen.

En la caracterización de un YNF se necesita combinar e integrar la información estática y dinámica a distintas escalas, para lo cual es importante seguir un flujo de trabajo para analizar toda la información disponible que se tenga e inferir la que no se tiene, por tal motivo esta tesis propone un flujo de trabajo donde se integra la caracterización dinámica y estática; además de un análisis de la información que se tiene en México de los YNF.

En el capítulo 2 se abordan los conceptos básicos como la porosidad, la permeabilidad, mojabilidad, entre otros que son muy importantes para entender qué es un YNF, en qué se basan sus distintas clasificaciones y la geología de los sistemas naturalmente fracturados, el origen de las fracturas, las fuentes de información para la caracterización de fracturas así como también las filosofías para el modelado de las fracturas.

Un panorama a nivel mundial de los YNF es muy importante para saber su ubicación y cuanta producción representan; en el capítulo 3 se aborda lo anterior, además del panorama en México, los YNF que existen en cada región y su ubicación.

En el capítulo 4 se describe la caracterización estática y dinámica. La caracterización estática se compone de la información previa de sísmica 2D y 3D y atributos, registros geofísicos, todo esto con la finalidad de llegar a un modelo geocelular que a su vez se compone de modelos geológicos especiales. La caracterización dinámica se compone de los elementos que afectan el comportamiento de un yacimiento, el movimiento de los fluidos a través de las fracturas.

El análisis de los YNF en México es una parte muy importante en el desarrollo de esta tesis, en el capítulo 5 se muestra la información que se tiene de cada yacimiento, los modelos geológicos que se tienen, además de su última actualización.

Por último en el capítulo 6 se desarrolla el flujo de trabajo para los YNF con el cual se integra la información estática y dinámica, las distintas escalas a la cuales ocurre el fracturamiento, y las filosofías de trabajo para llegar a una simulación del YNF.

Abstract.

The Naturally Fractured Reservoir (NFR) Characterization needs to combine and integrate static and dynamic data at different scales, therefore is important to follow a workflow to analyze all available information and infer the not available. This thesis proposes a workflow which integrates static and dynamic characterization in addition an analysis of the information in Mexico of NFR.

Chapter 2 describes the basics such as porosity, permeability, wettability and others that are very important to understand what a NFR, their different classifications and geology of naturally fractured systems, the origin of fractures, sources of information for fractures characterization and modeling philosophies fractures.

A global overview of the NFR is very important to know their location and total production represent. Chapter 3 describes a global overview and the NFR that exist in Mexico in each region.

Chapter 4 describes the static and dynamic characterization. The static characterization consists of seismic, attributes, well logs all of the aim of reaching a

geocellular model. Dynamic characterization comprises the elements that affect the behavior of a reservoir.

The analysis of the NFR in Mexico is a important part in the development of this thesis, in Chapter 5 and analysis is done with the information of each reservoir, geological models and the latest update.

Finally in Chapter 6 develops a workflow for NFR integrating static and dynamic information, the different scales at fracturing occurs and the working philosophies for a NFR simulation.

Nomenclatura.

APCH= Abkatún-Pol-Chuc

AVOA= Amplitud versus offset azimutal.

AVAZ= Amplitud versus Azimut.

CFM= Continuous Fracture Modeling (Modelo Continuo de Fracturas).

DFN= Discrete Fracture Network (Modelo Discreto de Fractura).

GR= Registro de Rayos Gamma.

k= Permeabilidad.

$k_{\text{intrínseca}}$ = Permeabilidad Intrínseca.

k_w = Permeabilidad Agua.

mD= Milidarcys.

Mdb= Miles de barriles diarios.

PLT= Production Logging Tool (Herramienta de Registro de Producción).

RMNE= Región Marina Noreste.

RMNO= Región Marina Suroeste.

RN= Región Norte.

RS= Región Sur.

S= Daño.

S_w = Saturación de agua.

V_p = Volumen de poros.

V_r = Volumen de rocas.

VVAZ= Velocity Variation with Angle and Azimut (Variación de velocidad con ángulo y azimut).

Yacimientos CBM= Yacimientos de Metano en Capas de Carbón.

YNF= Yacimientos Naturalmente Fracturados.

σ_1 = Esfuerzo Máximo.

σ_2 = Esfuerzo Medio.

σ_3 = Esfuerzo Mínimo.

ϕ = Porosidad.

ϕ_{Efectiva} = Porosidad Efectiva.

$\phi_{\text{No efectiva}}$ = Porosidad No efectiva.

ϕ_{Primaria} = Porosidad Primaria.

$\phi_{\text{secundaria}}$ = Porosidad Secundaria.

ϕ_{total} = Porosidad Total.

Capítulo 1 Introducción

Actualmente gran cantidad de yacimientos de suma importancia a nivel mundial se han encontrado en formaciones naturalmente fracturadas.

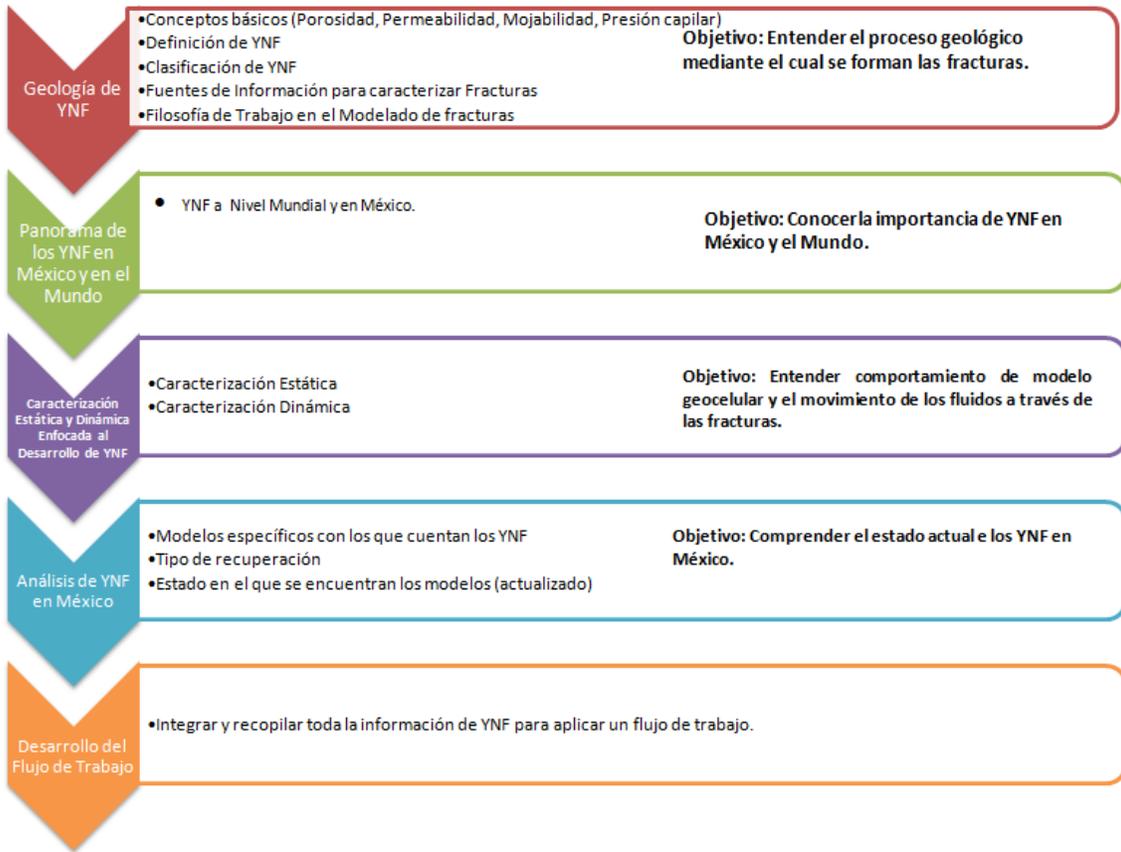
Un yacimiento naturalmente fracturado es un yacimiento en el cual tiene fracturas que fueron creadas por la naturaleza y éstas tienen un efecto significativo en la capacidad del almacenamiento de los fluidos. “Es el volumen de roca compuesto por un sistema multiporoso, en el que se encuentran fracturas (microfracturas, mesofracturas, macrofracturas), canales de disolución, vórgulos (microvórgulos, macrovórgulos), cavernas, presencia de varios tamaños en las gargantas del poro y redes de fracturas, las cuales actúan simultáneamente; estas están saturadas por hidrocarburos y/u otros fluidos (Lugo Ruíz²⁴, 2010)”, los YNF en carbonatos aportan el 90% de la producción en México.

Una fractura natural es una discontinuidad planar macroscópica que es el resultado de los esfuerzos que exceden el punto de ruptura de la roca. Las superficies de ruptura se denominan fracturas cuando no se aprecia desplazamiento entre los dos ámbitos definidos por la superficie de discontinuidad en sentido paralelo a la propia superficie (Stearns, 1990).

En México, los Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF) son el lugar donde existen las acumulaciones más importantes en cuanto a producción y reservas, por lo que caracterizar un yacimiento naturalmente fracturado es de vital importancia debido a que actualmente los grandes proyectos petroleros se encuentran en zonas fracturadas. Sin embargo, caracterizarlos adecuadamente o tener un flujo de trabajo que funcione para todos no se ha logrado, debido al alto grado de heterogeneidad que presentan los YNF y que prácticamente no se integra el modelo estático con el dinámico.

Los YNF tienen muy poca permeabilidad en la matriz por lo cual las fracturas son el principal medio por donde circulan los fluidos, estas fracturas pueden tener efectos positivos, negativos o nulos en el almacenamiento de fluidos debido a la porosidad secundaria. La caracterización de un yacimiento consiste en conocer los límites del yacimiento, las heterogeneidades geológicas, las propiedades de los fluidos y la roca. Para la caracterización de un YNF se necesitan conocer distinta información de las fracturas; como la apertura, echado, azimut y los esfuerzos principales, además de la porosidad, saturación de agua y permeabilidad de las fracturas, todo esto se puede obtener mediante fuentes directas e indirectas de información, que son los registros geofísicos (convencionales y no convencionales), núcleos, información sísmica y atributos, geología, todo esto con la finalidad de tener un modelo estático del yacimiento e integrarlo al modelo dinámico que consiste en las pruebas de presión, historial de producción, datos de perforación.

Un flujo de trabajo ayudará a establecer las bases necesarias para la identificación y caracterización de estas fracturas, aplicando técnicas para interpretar los datos disponibles del yacimiento con la integración del modelo estático y del dinámico para generar un flujo de trabajo que optimice las inversiones para su desarrollo. Esta tesis, tiene como fin presentar un flujo de trabajo aplicable a cualquier YNF para su caracterización apoyándose de elementos estáticos y dinámicos.



Capítulo 2 Geología de Yacimientos Naturalmente Fracturados.

El proceso geológico mediante el cual se produce el fracturamiento de las rocas es muy complejo, esto se debe a la diagénesis y a la deformación que presentan las rocas. Para entender y predecir las características de los sistemas de fracturas y fallas es de vital importancia conocer el origen y la clasificación de estas.

2.1 Conceptos Básicos.

2.1.1 Porosidad ϕ .

La porosidad representa el espacio vacío que existe en una roca, es decir la relación que existe entre el volumen de los poros dentro de la roca con respecto al volumen total de la roca (figura 2.1), generalmente se expresa en porcentaje.

$$\phi = \frac{V_p}{V_r} (100)$$

Donde:

ϕ = Porosidad %

V_p = Volumen de poros

V_r = Volumen de la roca

La porosidad se puede clasificar de acuerdo a su génesis (primaria y secundaria) o a la capacidad de fluir (efectiva o inefectiva).

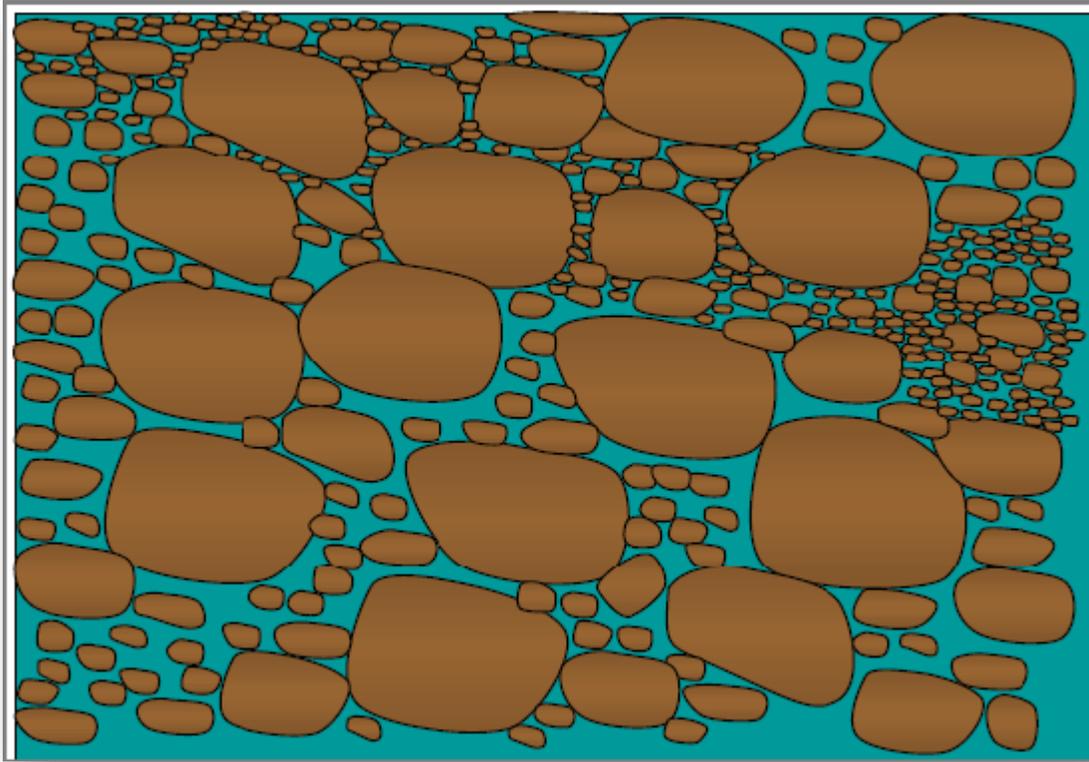


Figura 2. 1 Concepto de Porosidad. Tomada de PEMEX, 2012

2.1.1.1 Porosidad Absoluta.

En esta porosidad se cuenta el total del volumen poroso que existe en la roca, estén interconectados (vúgulos y fracturas) o no lo estén.

2.1.1.2 Porosidad Efectiva.

Esta porosidad cuenta el volumen de poros interconectados (matriz, vúgulos y fracturas) y el fluido contenido en los mismos indica que la roca es buena conductora de fluidos.

2.1.1.3 Porosidad No Efectiva.

En este tipo de porosidad, los poros no están interconectados entre sí o es tan pobre la conectividad que se va a impedir que los fluidos se conduzcan de manera adecuada en las rocas.

Los yacimientos fracturados están formados por dos tipos de porosidad, la porosidad primaria y la porosidad secundaria. El primer tipo está formado por espacios vacíos entre los granos de la roca y el segundo por canales de disolución, fracturas y vóculos.

2.1.1.4 Porosidad Primaria.

La porosidad primaria más común es la intergranular, es decir, está formada por los espacios vacíos que hay entre los granos y la roca. Esta porosidad se desarrolló al mismo tiempo en que se depositaron los sedimentos.

2.1.1.5 Porosidad Secundaria.

Está formada por canales de disolución, fracturas y vóculos y es el resultado de procesos geológicos que se dieron después de la depositación de rocas sedimentarias, generalmente se da por factores como la disolución, recristalización, dolomitización, y el fracturamiento (incluye fracturas, fisuras y diaclasas).

2.1.1.4 Porosidad Total.

Las formaciones siempre van a tener los cuatro tipos anteriores de porosidad ya sea en menor o en mayor grado, esto quiere decir que puede haber porosidad efectiva primaria o no efectiva, al igual que la secundaria. La porosidad total se define como:

$$\phi_{Total} = \phi_{Primaria} + \phi_{Secundaria}$$

$$\phi_{Total} = \phi_{Efectiva} + \phi_{No\ efectiva}$$

2.1.2 Permeabilidad k.

La permeabilidad es la capacidad de una roca para permitir el paso de los fluidos a través de ella. Los yacimientos pueden tener permeabilidad primaria y secundaria. La primera es la porosidad de matriz la segunda se refiere a las fracturas, vórgulos, canales disolución, recristalización. Existen tres tipos de permeabilidad: intrínseca, efectiva y relativa. Las mediciones de permeabilidad se basan en la ecuación de Darcy (figura 2.2):

$$k = \frac{q}{(P_1 - P_2)} \frac{4\mu L}{\pi d^2}$$

Donde:

k= permeabilidad

$P_1 - P_2$ = diferencia de presión

q= gasto del fluido

μ = viscosidad del fluido

d= diámetro de la muestra

L= longitud de la muestra.

Las consideraciones que hace la ley de Darcy son las siguientes:

- El fluido no es compresible.
- El medio poroso es homogéneo.
- El flujo es lineal.

- El flujo no reacciona con el medio poroso.
- El flujo es isotérmico.

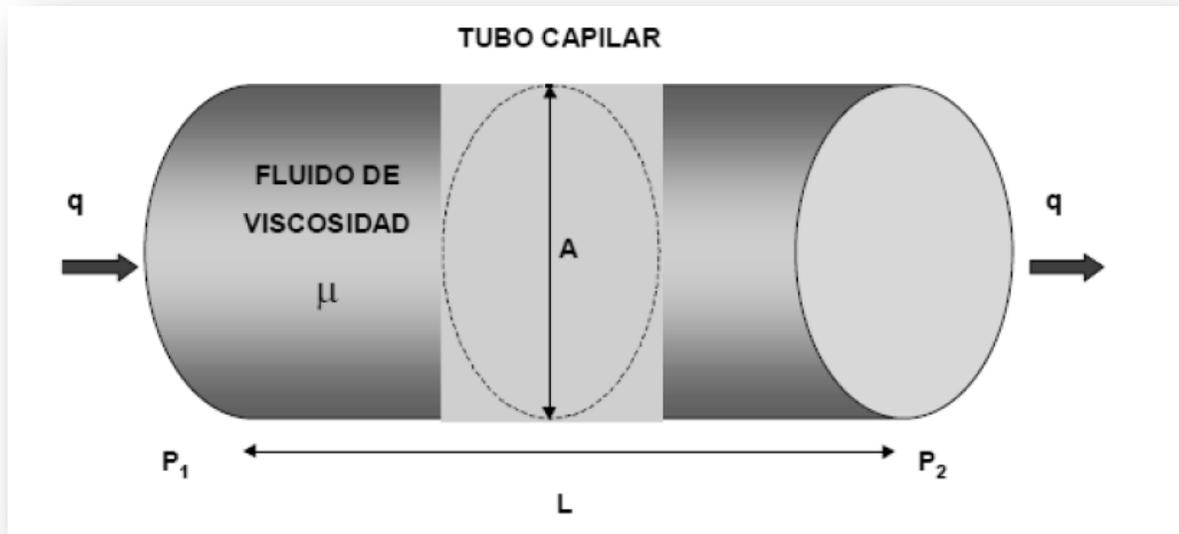


Figura 2. 2 Representación Gráfica de la Ley de Darcy. Tomada de PEMEX 2012

2.1.2.1 Permeabilidad Intrínseca o Absoluta.

Es la capacidad de la roca para dejar pasar fluidos a través de ella cuando solamente existe un fluido, no importando cuál sea este.

2.1.2.2 Permeabilidad Efectiva.

Cuando en la misma roca se tienen dos o más fluidos y estos interfieren entre sí al intentar fluir a través de la misma, la permeabilidad de cada fluido va a disminuir con respecto a la permeabilidad intrínseca por lo tanto la permeabilidad efectiva se va a referir solo a un fluido ya sea agua, aceite o gas.

2.1.2.3 Permeabilidad Relativa.

Es la relación entre la permeabilidad efectiva y la intrínseca, no tiene unidades porque es adimensional.

Para agua:

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k_{intrínseca}}$$

Para aceite:

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k_{intrínseca}}$$

Para gas:

$$k_{rg} = \frac{k_g}{k_{intrínseca}}$$

2.1.3 Mojabilidad.

Se define como la tendencia de un fluido en presencia de otro fluido inmisible con él a extenderse o adherirse a una superficie sólida.

Si la roca es mojada por agua, el agua va a tender a ocupar los poros más pequeños y a estar en contacto con la superficie de la roca, ocurre algo similar en un

sistema mojado por aceite, la roca está en contacto con aceite y este ocupa los poros pequeños y está en contacto con la superficie de la roca.

2.1.4 Presión Capilar.

La presión capilar es la diferencia de presiones que existe a través de la frontera de dos o más fluidos inmiscibles y uno de los cuales moja preferentemente a la roca.

En un medio poroso la presión capilar es la capacidad que tiene el medio poroso de succionar el fluido que la moja y repeler al no mojante.

2.2 Definición de Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF).

Un yacimiento naturalmente fracturado es un yacimiento en el cual tiene fracturas que fueron creadas por la naturaleza y éstas tienen un efecto significativo en la capacidad del almacenamiento de los fluidos. “Es el volumen de roca compuesto por un sistema multiporoso, en el que se encuentran fracturas (microfracturas, mesofracturas, macrofracturas), canales de disolución, vóculos (microvóculos, macrovóculos), cavernas, presencia de varios tamaños en las gargantas del poro y redes de fracturas, las cuales actúan simultáneamente; estas están saturadas por hidrocarburos y/u otros fluidos (Lugo Ruíz²⁴, 2010)”.

Aguilera 1995 considera lo siguiente: “Un YNF es aquel que contiene fracturas originadas por diferentes procesos geológicos en los que actuaron esfuerzos que originaron discontinuidades estructurales en las rocas, estas se denominan fracturas; estas fracturas naturales pueden tener un efecto positivo o negativo en el flujo de fluidos” (Aguilera¹, 1995).

Con base en lo anterior se puede decir que un YNF es aquel cuyas fracturas fueron originadas por la naturaleza (procesos geológicos) las cuales lo hacen altamente heterogéneo, esas fracturas siempre van a tener un efecto en la capacidad de

almacenamiento y/o permeabilidad, y este efecto influye positivamente o negativamente en la productividad, además de la eficiencia en la recuperación de hidrocarburos.

2.3 Clasificación de Yacimientos Naturalmente Fracturados.

Los YNF se pueden clasificar de acuerdo a la interacción que existe entre las aportaciones de la porosidad y permeabilidad relativas del sistema de fracturas y del sistema de la matriz. La ventaja de poder clasificarlos es definir los parámetros del sistema de fracturas y que permitirá hacer predicciones sobre los tipos de producción y los posibles problemas.

2.3.1 Clasificación de Nelson.

De acuerdo con Nelson²⁷ y Aguilera¹ (1995,1999), se puede utilizar la siguiente clasificación para los Yacimientos Naturalmente Fracturados (figura 2.3):

Tipo I. Las fracturas proveen la capacidad esencial de almacenamiento y permeabilidad del yacimiento. La matriz tiene poca porosidad o permeabilidad. Estos yacimientos son altamente anisotrópicos y heterogéneos.

Tipo II. La matriz provee principalmente de la porosidad, que puede ser baja, media o alta; y las fracturas proveen la permeabilidad esencial.

Tipo III. Las fracturas proveen permeabilidad adicional en un yacimiento ya productor, que tiene roca matriz con buena porosidad y permeabilidad.

En estos dos casos, se tienen más reservas almacenadas en la matriz, pero las fracturas aún tienen impacto, que puede resultar en permeabilidad anisotrópica, que de acuerdo con Gaiser (2001) usualmente responde a recuperación secundaria.

Tipo IV. Las fracturas proveen de permeabilidad o capacidad de almacenamiento adicional en un yacimiento ya productor, creando anisotropía. En este tipo de yacimiento ideal las fracturas no existen, y cuando las hay pueden ser barreras al flujo.

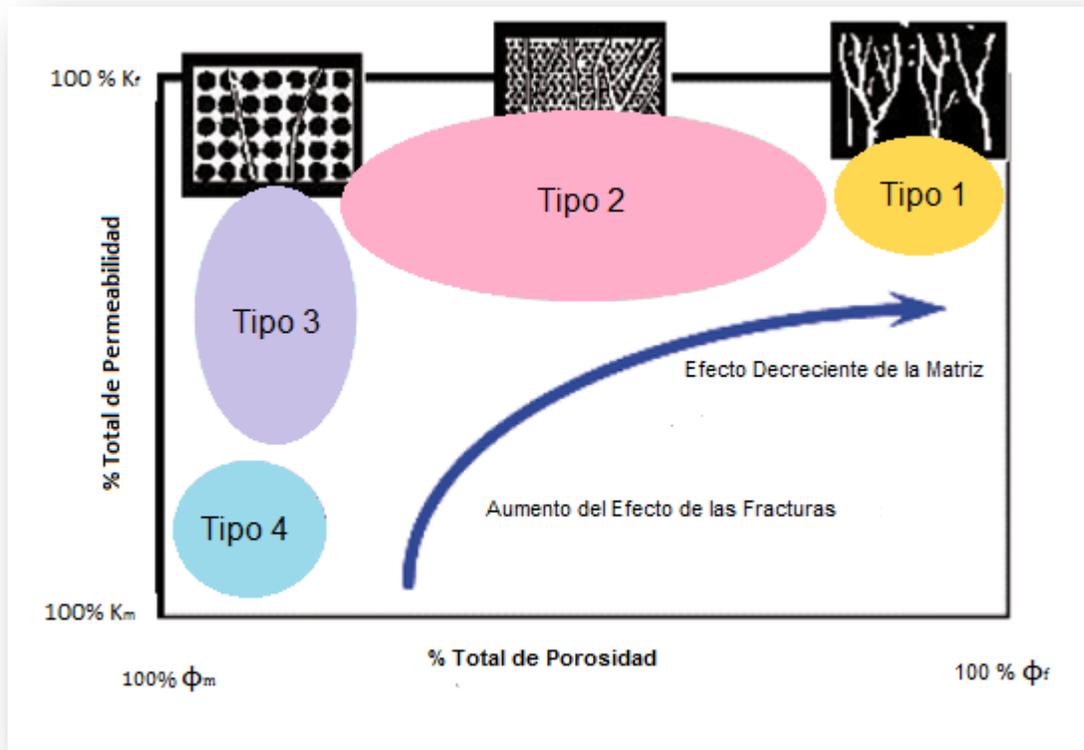


Figura 2. 3 Distribución Esquemática de los Tipos de Yacimientos Naturalmente Fracturados (Modificada de Nelson²⁷, 2001).

2.3.2 Clasificación de Narr²⁶ 2006.

Esta clasificación está basada en la propuesta por Nelson²⁷ (2001), donde los yacimientos fracturados se clasifican de acuerdo a la contribución de la matriz y fracturas en el total de la producción de fluidos. Las fracturas ciertamente pueden disminuir la permeabilidad, sin embargo este efecto es distinto en la geología y en la práctica ingenieril por lo tanto no se considera en esta clasificación (Narr²⁶, 2006).

Tipo 1: Las fracturas proveen porosidad y permeabilidad esenciales.

Tipo 2: Las fracturas proporcionan permeabilidad esencial.

Tipo 3: Las fracturas proporcionan una asistencia de permeabilidad.

2.3.3 Clasificación de la Oilfield Review, 2006.

La clasificación del artículo de la Oilfield Review⁴ basada en la clasificación de Nelson, agrega dos tipos más de YNF, los tipo M y los Tipo G (figura 2.4).

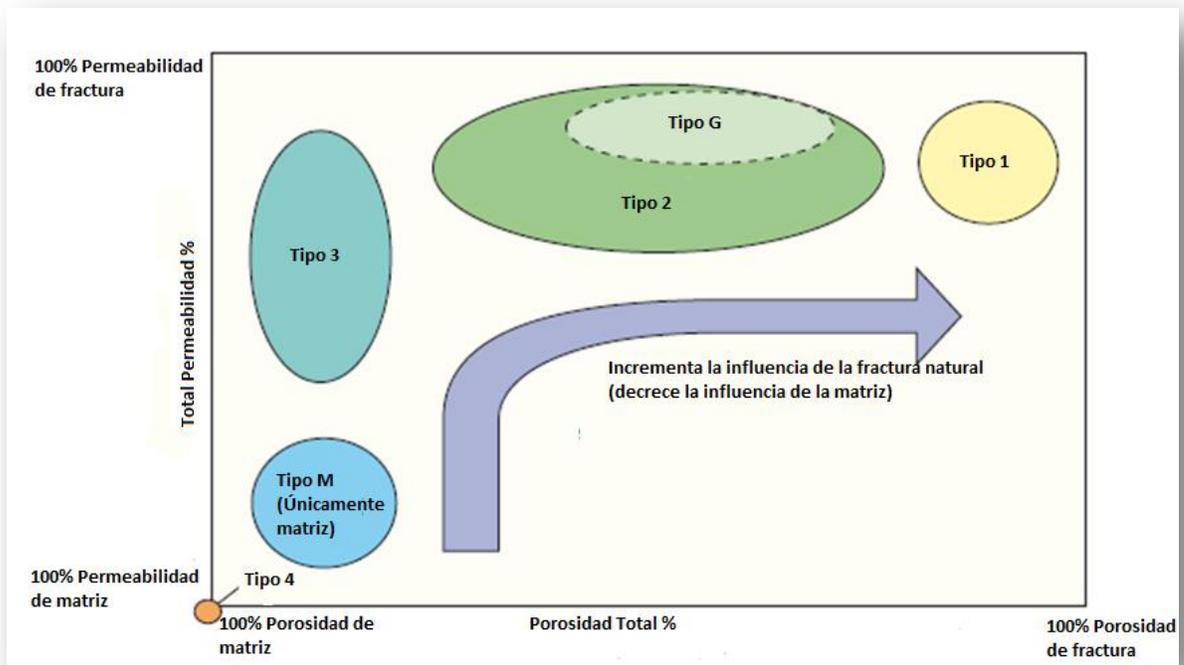


Figura 2.4 Sistema de clasificación de Yacimientos Naturalmente Fracturados. Modificado de Oilfield Review⁹ (2006). La naturaleza de los yacimientos naturalmente fracturados.

Tipo 1: Las fracturas proveen la capacidad de almacenamiento efectivo (porosidad) y permeabilidad de un yacimiento. La matriz tiene pequeña porosidad y permeabilidad.

Tipo 2: La matriz de roca provee la capacidad de almacenamiento efectivo (porosidad) y las fracturas proveen la permeabilidad efectiva de un yacimiento. La matriz de la roca tiene baja permeabilidad; pero puede tener un nivel de porosidad baja, moderada o alta.

Tipo 3: Las fracturas proveen la permeabilidad efectiva de un yacimiento ya productor que tiene buena porosidad y permeabilidad.

Tipo 4: Las fracturas no proveen capacidad de almacenamiento adicional significativa (porosidad) o permeabilidad a un yacimiento ya productivo, pero en lugar de ello crean anisotropía (Barreras de flujo).

Tipo G: Esta clasificación fue creada para los yacimientos fracturados de gas no convencionales, como los yacimientos CBM (Yacimientos de Metano en capas de Carbón), y para los yacimientos fracturados de gas y condensado. La mayoría de los yacimientos Tipo G corresponden o se aproximan a la clasificación de Tipo 2.

Tipo M: Estos yacimientos tienen alta porosidad y permeabilidad matricial, de tal forma que las fracturas abiertas pueden mejorar la permeabilidad, pero las fracturas a menudo complican el flujo de fluidos en estos yacimientos a través de la formación de barreras.

2.3.4 Clasificación Ingenieril, Marzouk²⁶ 1995.

Esta clasificación se basa en la porosidad de los carbonatos por tamaño de la garganta de poro, (Marzouk²⁶ 1995).

Macro poros: garganta de poro > 5.0 microns (figura 2.5)

- Alta permeabilidad cuando es abundante.
- Mayormente aceite-mojado encima del FWL.

Meso poros: garganta de poro entre 0.5 y 5.0 microns (figura 2.5)

- Donde se almacena la mayor parte del aceite.
- Mojabilidad depende de la altura encima del FWL.

Micro poros: garganta de poro < 0.5 microns (figura 2.5)

- Agua irreducible
- Siempre agua-mojada

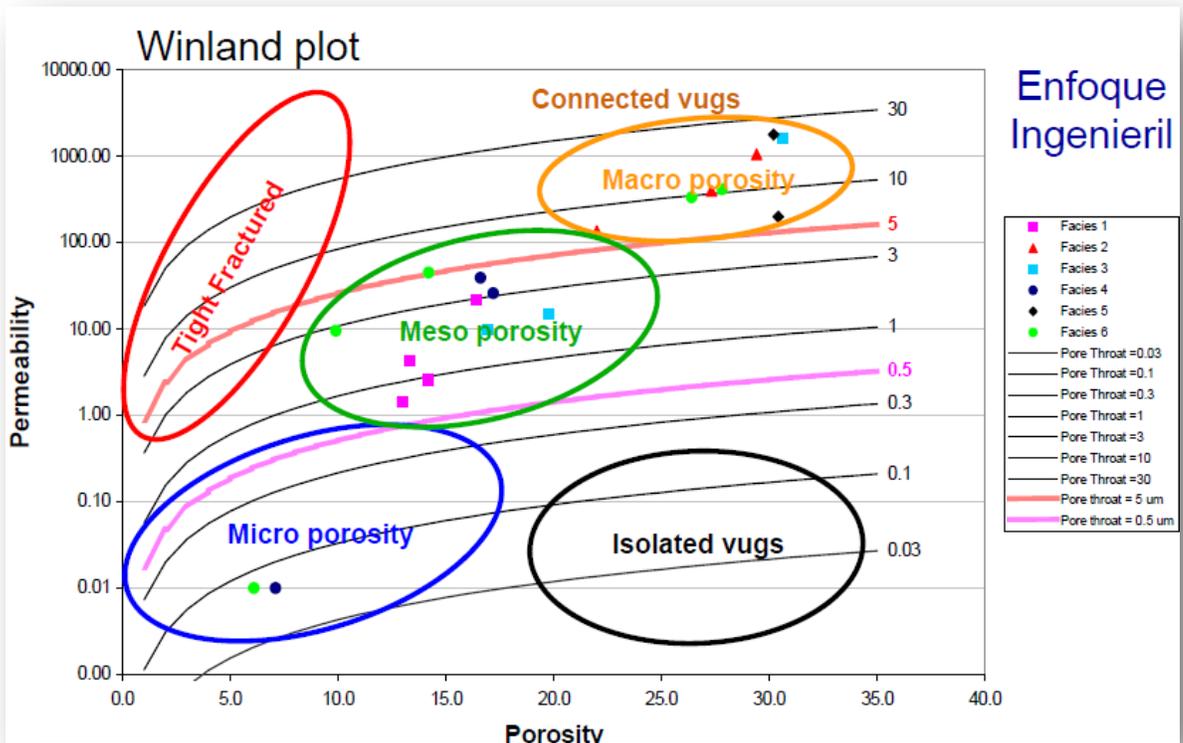


Figura 2. 5 Distribución de porosidad. Modificado de Marzouk²⁶, 1995.

2.3.5 Clasificación Geológica.

Esta clasificación se basa en Dunham, muestra la relación entre la porosidad y la permeabilidad, los rangos de porosidad y permeabilidad de las rocas carbonatadas y los procesos geológicos como lixiviación, fracturamiento, cementación y compactación, las cuales se representan gráficamente en la figura 2.6.

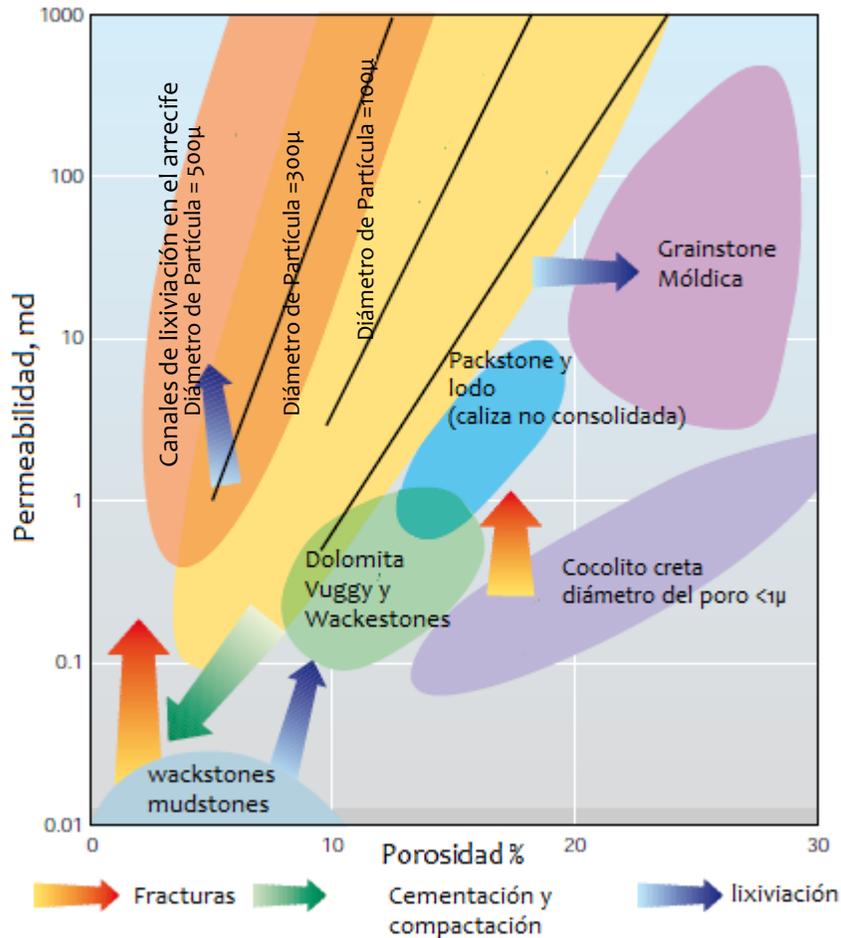


Figura 2. 6 Clasificación Geológica de los YNF. Modificada de Oilfield Review Evaluating Carbonates², 1995.

2.4 Geología de Sistemas Naturalmente Fracturados.

a) Fractura.

Una fractura se puede definir como una discontinuidad plana macroscópica resultado de los esfuerzos que exceden el punto de ruptura de la roca (figura 2.7). Las superficies de ruptura se denominan fracturas cuando no se aprecia desplazamiento entre los dos ámbitos definidos por la superficie de discontinuidad en sentido paralelo a la propia superficie (Stearns, 1990).

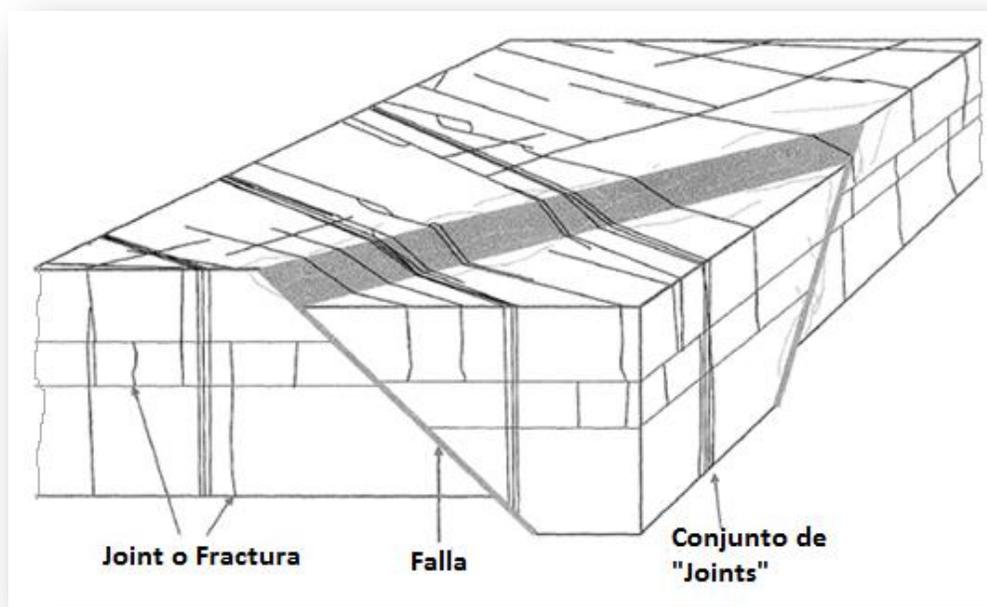


Figura 2.7 Modelo conceptual de arenas fracturadas. Modificado Narr²⁶, 2006

Estas fracturas pueden presentarse en un gran rango de escalas desde toda clase de microfracturas hasta enormes fracturas kilométricas (figura 2.8).

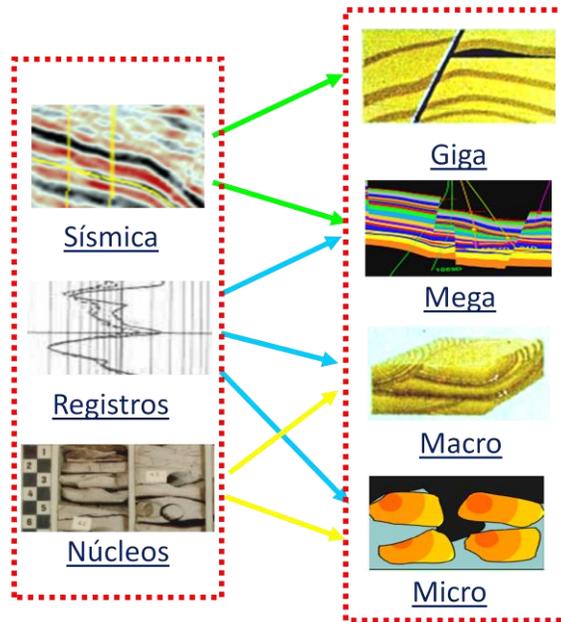


Figura 2.8 Rango de escalas del fracturamiento. Halliburton 2009

La caracterización de los YNF se lleva a cabo a distintas escalas que son: Microscópica, Mesoscópica, Macroscópica y Megascópica.

La caracterización a nivel microscópico describe la estructura de la roca desde su nivel más pequeño tomando en consideración el diámetro de los poros y granos, las fuentes de información para esta escala son las láminas delgadas y los núcleos pequeños.

El nivel mesoscópico va desde centímetros hasta 10 metros de longitud aproximadamente, se basa en mediciones aledañas al pozo, se utiliza para obtener el tipo de estratificación y otras estructuras geológicas de mediana escala; la fuente de información son los núcleos grandes y los registros geofísicos.

La escala macroscópica se basa en el análisis que hay del espacio entre pozos interpretando pruebas de presión, correlacionando la sísmica y algunos otros parámetros entre los pozos.

La escala megascópica va desde el espacio que existe entre los pozos hasta las dimensiones que tiene el campo, de tal manera que se tiene una estructura total de todos los parámetros geológicos, geofísicos, sísmicos y petrofísicos.

Las fracturas pueden tener efectos positivos, neutros o negativos en el flujo de fluidos; en el caso de que el efecto sea neutral se debe a que las fracturas son muy pequeñas y por lo tanto tienen un nivel bajo de conectividad, cuando se tiene un efecto neutro, se debe a que las fracturas están completamente rellenas con cementos naturales y no permiten el movimiento de los fluidos, en el caso del efecto positivo se debe principalmente a las macrofracturas y mesofracturas que son alimentadas por fracturas más pequeñas.

Las escalas de las fracturas se dividen en 3 rangos (Oilfield Review⁴, 2010):

- Microfracturas (menos de 1m) estas fracturas se pueden observar en registros de imagen y se utilizan en los modelos de discretos de fractura y aunque estas fracturas son más pequeñas que la longitud de las ondas sísmicas superficiales, si existe una densidad de población grande de dichas fracturas, estas pueden ser detectadas con mediciones sísmicas mediante el análisis de anisotropía sísmica (figura 2.9).
- Mesofracturas (10 a 100m) son las más difíciles de caracterizar; se encuentran al final de lo más bajo de la superficie de resolución sísmica y muchos pozos pueden interceptarse con ellas (figura 2.9).
- Macrofracturas (mayores a 100m) comparadas con las microfracturas y las mesofracturas son fáciles de detectar con datos sísmicos 3D y forman la base para el modelo estructural (figura 2.9).

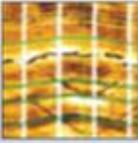
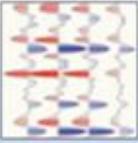
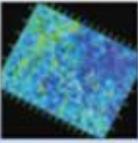
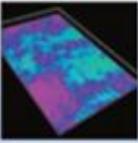
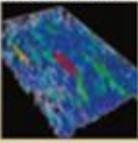
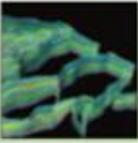
	Características geológicas.	Observaciones Sísmicas	Análisis de Datos	Modelos
Microescala	fracturas difusas 	Anisotropía Sísmica 	Análisis de anisotropía e inversión 	DFN 
Mesoescala	Corredores de fractura 	discontinuidades sutiles y dispersión 	Mapa de Conjuntos de Fractura 	Conjuntos de Fracturas 
Macroescala	Fallas 	Horizontes desplazados 	Transmisividad de Fallas 	Fallas Estructurales 

Figura 2.9 Escalas de Fracturamiento. Modificada de Oilfield Review⁴ Resolving Carbonate Complex, 2010

Las fracturas pueden ser de dos tipos:

i) Naturales: Se originan por distintos fenómenos geológicos generalmente son rompimientos en una roca causados por esfuerzos que exceden la resistencia de la misma y se generan mediante mecanismos naturales, algunas de sus características son:

- En la pared de la fractura se observan estructuras que no tienen relación con la geometría del núcleo.
- El relleno mineral total o parcial sobre la superficie de la fractura, también es un indicador de fractura natural.

ii) Inducidas: Son las que se generan durante la perforación, sus características generales son:

- Orientación preferencial en el núcleo (perpendiculares a la longitud del núcleo).
- Incrementa la densidad de fracturas en el centro del núcleo.

La orientación de fallas y diaclasas (joints) es controlada predominantemente por la orientación del campo de esfuerzos que ocurren en la corteza terrestre como lo muestra la figura 2.10.

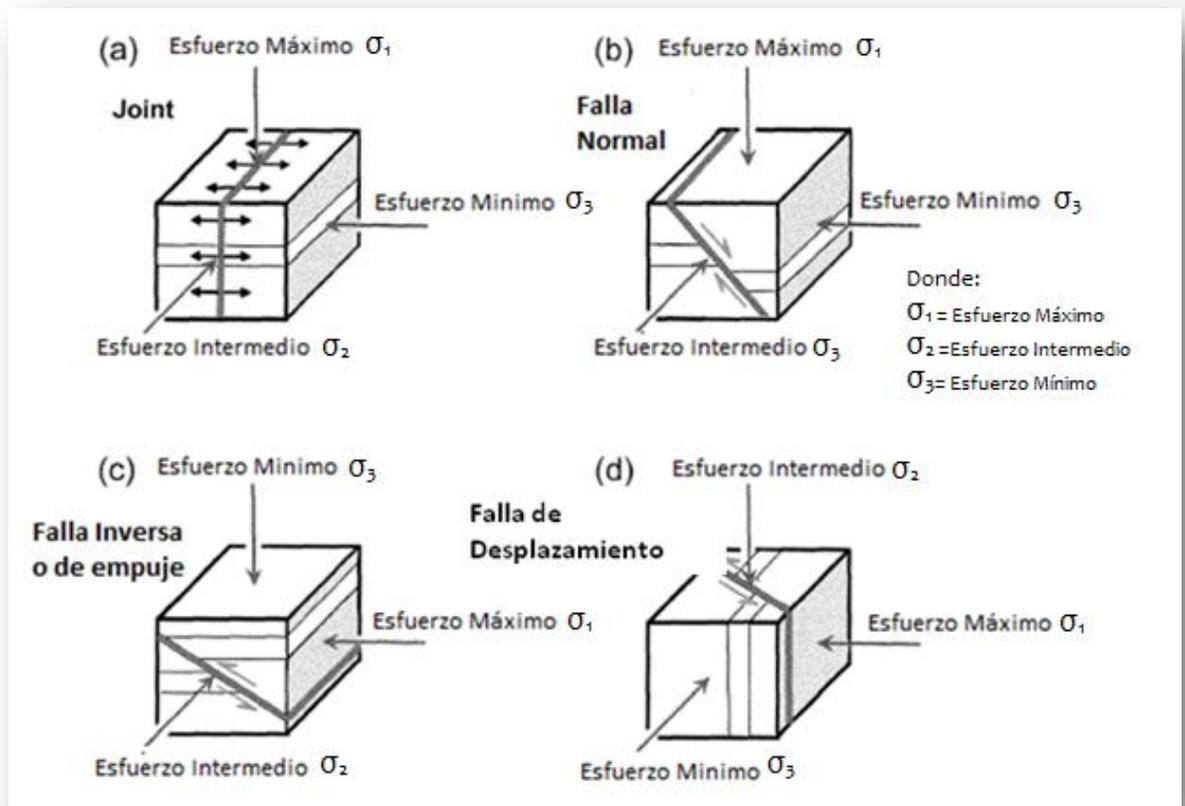


Figura 2.10 Estilos comunes de fracturas y su orientación relativa a las principales direcciones de esfuerzos. Modificado de Narr²⁶ 2006.

1) Fracturas extensión.

Las fracturas de extensión tienen un sentido de desplazamiento perpendicular al plano de fractura, se forman paralelamente a σ_1 y σ_2 y perpendicularmente a σ_3 (figura 2.11) Estas fracturas también se forman cuando los tres esfuerzos principales son positivos y compresivos.

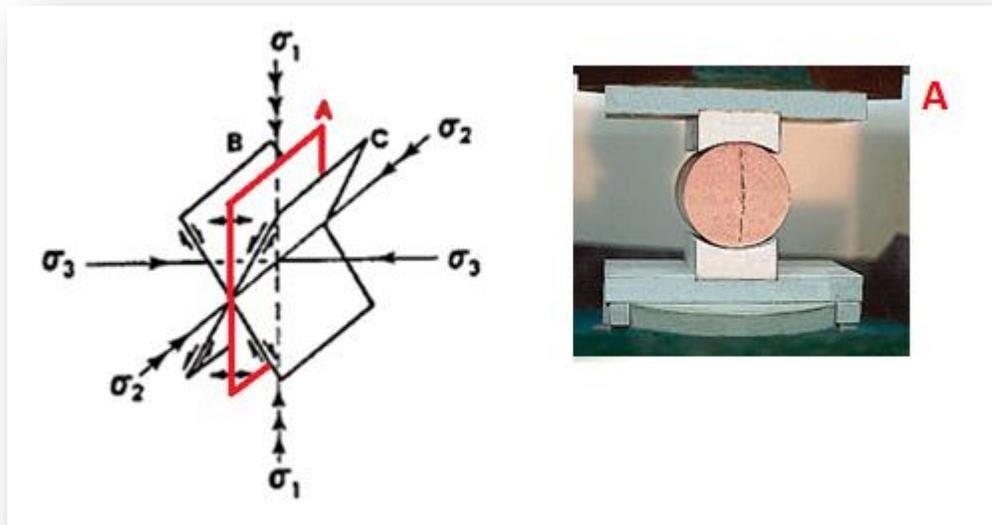


Figura 2.11 En este esquema se ven los planos de fractura obtenidos en pruebas de laboratorio, cuyas muestras fueron sometidas a compresión. Fracturas de extensión (A) y fracturas de cizalla (B y C). Modificada de Nelson²⁷, 2001.

2) Fracturas de cizalla.

Las fracturas de cizalla tienen un sentido de desplazamiento paralelo al plano de fractura, forman un ángulo agudo en la dirección del esfuerzo principal máximo de compresión (σ_1) y un ángulo obtuso en la dirección del esfuerzo de mínima compresión (σ_3). Las fracturas de cizalla (figura 2.12) se forman paralelamente a σ_2 y un ángulo obtuso a σ_3 , estas fracturas se van a formar cuando los tres esfuerzos

principales son compresivos (positivos). El ángulo agudo entre las fracturas de cizalla es llamado ángulo conjugado y primeramente depende de:

- i) Las propiedades mecánicas de la roca.
- ii) La magnitud absoluta del esfuerzo principal mínimo (σ_3).
- iii) La magnitud del esfuerzo principal intermedio (σ_2) relacionado a ambos esfuerzos principales al máximo (σ_1) y al mínimo esfuerzo principal (σ_3).

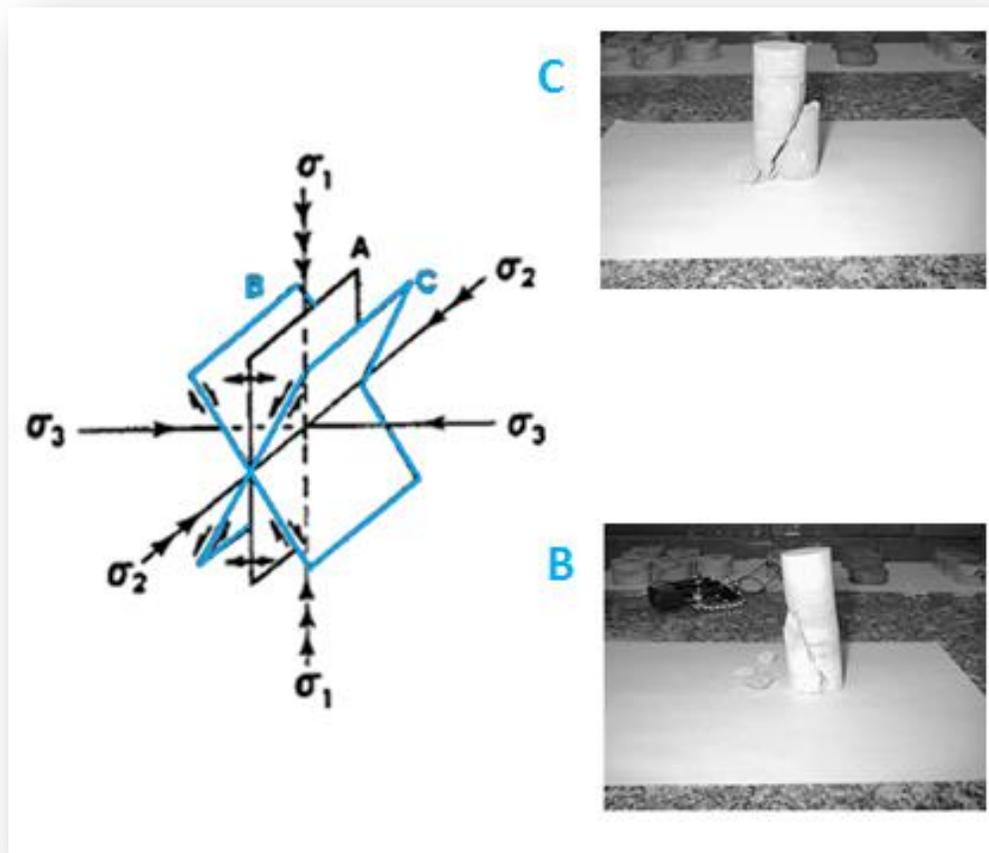


Figura 2.12 Fracturas de cizalla (B y C). Modificada de Nelson²⁷, 2001

3) Fracturas de tensión.

Las fracturas de tensión, tienen un sentido de desplazamiento perpendicular al plano de fractura y hacia fuera del plano de fractura, se forman paralelamente a σ_1 y σ_2 . En términos de la orientación de σ_1 y el sentido de desplazamiento son muy parecidas a las fracturas de extensión, aunque para poder formar una fractura de tensión, al menos un esfuerzo principal (σ_3) debe ser negativo (figura 2.13).

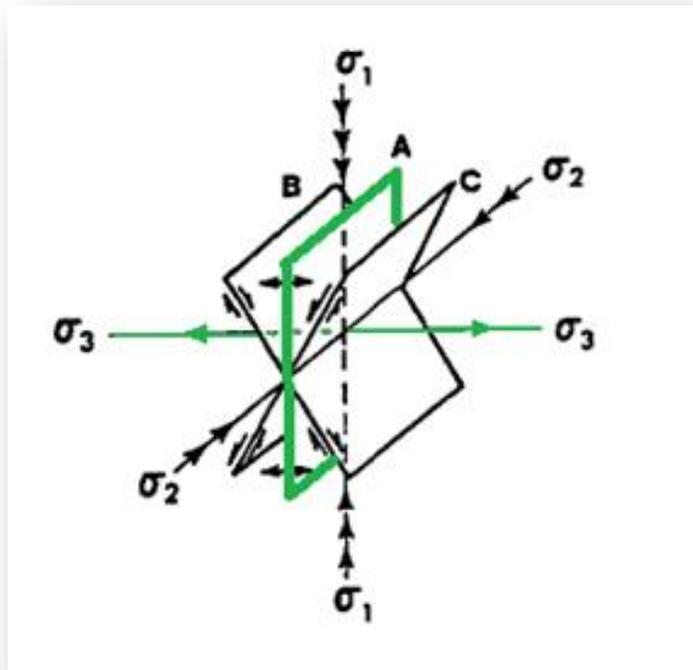


Figura 2.13 Fracturas de Tensión (A). Modificada de Nelson²⁷, 2001

b) Diaclasa (Junta).

Es un conjunto de espacios paralelo a las fracturas que no muestra desplazamiento, y en una roca estratificada tienen un alto ángulo con respecto a la dirección de la capa. Un conjunto de diaclasas se localiza generalmente al final de discontinuidad o en el límite entre capa y capa de estratos (figura 2.14).



Figura 2.14 Un conjunto de diaclasas se localiza generalmente al final de una discontinuidad o en el límite entre capa y capa de estratos. Tomado de Narr²⁶, 2006.

Las fracturas pueden mejorar el flujo de fluidos ya sea agua o hidrocarburos a través de la roca o pueden actuar como barreras al flujo, dependiendo de su apertura, composición y textura, la tabla 2.1, muestra las características, definiciones y origen de las fracturas naturales de acuerdo a la importancia en la industria petrolera.

Tipo de Fractura	Definición
Fractura	Discontinuidad causada por una ruptura frágil. Todas las rupturas definidas en esta tabla son fracturas.
Grieta	Individual, es una fractura aislada que no muestra cizallamiento. Puede ser natural o inducida.
Junta	Es un conjunto de espacios paralelo a las fracturas que no muestra desplazamiento, y en una roca estratificada tienen un alto ángulo con respecto a la dirección de la capa. Un conjunto de juntas se localiza generalmente al final de una discontinuidad o en el límite entre capa y capa de estratos.
Falla	Fractura de origen natural a lo largo de la cual se han desplazado los lados opuestos en paralelo a la superficie de fractura.
Bandas de Deformación	Zona plana con ruptura inducida, las discontinuidades contienen disgregados o partículas rotas de roca encajante.
Veta	Fractura rellena de minerales por mineralización precipitada

Tabla 2.1 Resumen de los distintos tipos de fracturas. Modificado de Narr²⁶, 2006

c) Geometría de la fractura.

Apertura, altura, longitud y orientación son los elementos principales a considerar para describir una fractura. La apertura de la fractura es relevante en el transporte del fluido (figura 2.15).

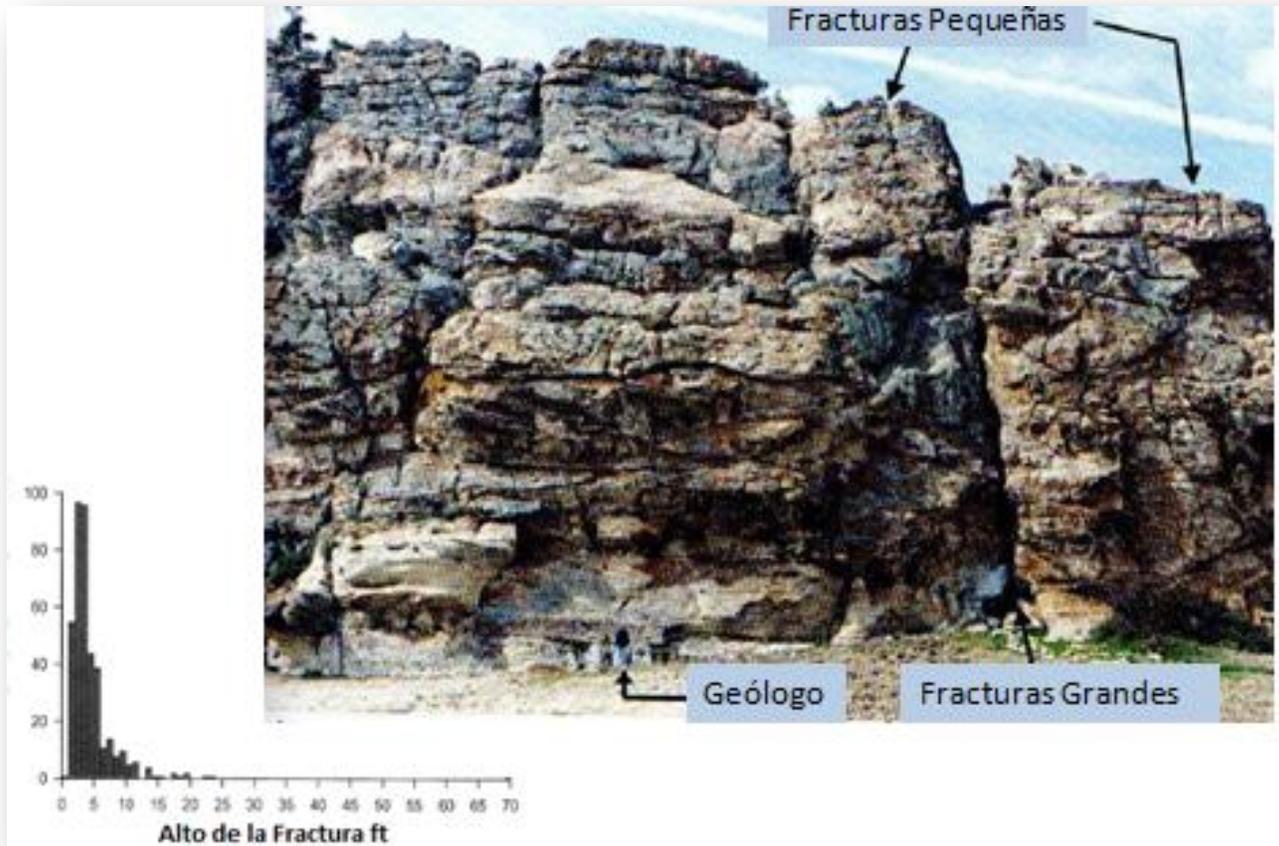


Figura 2.15 Distintos tamaños de fracturas. Modificado de Narr²⁶, 2006

d) Separación entre fracturas.

Son usadas para distinguir fracturas naturales de inducidas en los núcleos y para distinguir Diaclasas (juntas) de Fallas. Además aportan elementos para entender el origen e historia subsecuente de las fracturas (figura 2.16).

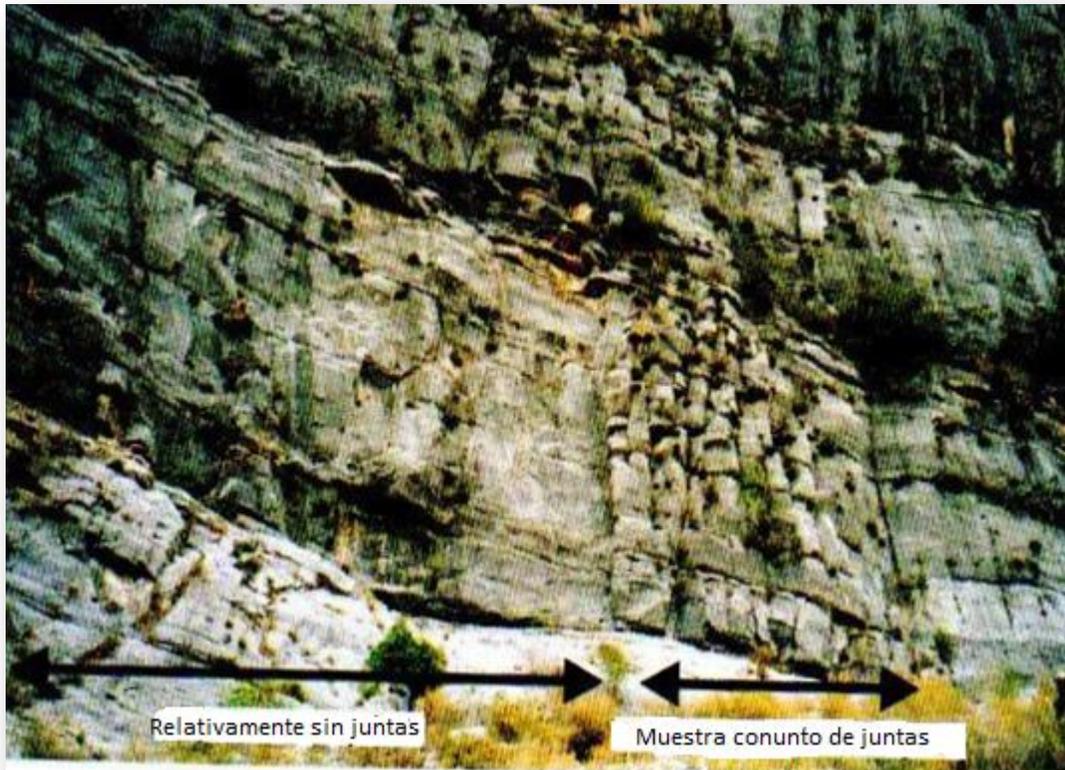


Figura 2.16 Conjunto de Joints, Monterrey, México. Modificada de Narr²⁶ 2006

e) Marcas de Superficie.

Marcas de pluma (o estructuras plumosas) son características que dan una pista de la progresiva propagación de una fractura, además de que son fracturas de extensión que forman arreglos en escalera a lo largo de fracturas de cizalla, las

estructuras plumosas ocurren cuando se muestra un patrón regular de estrías y elevaciones que diverge desde un punto o eje central y es un rasgo único de fracturas de extensión frágiles y las distingue de las fracturas de cizalla (figura 2.17).

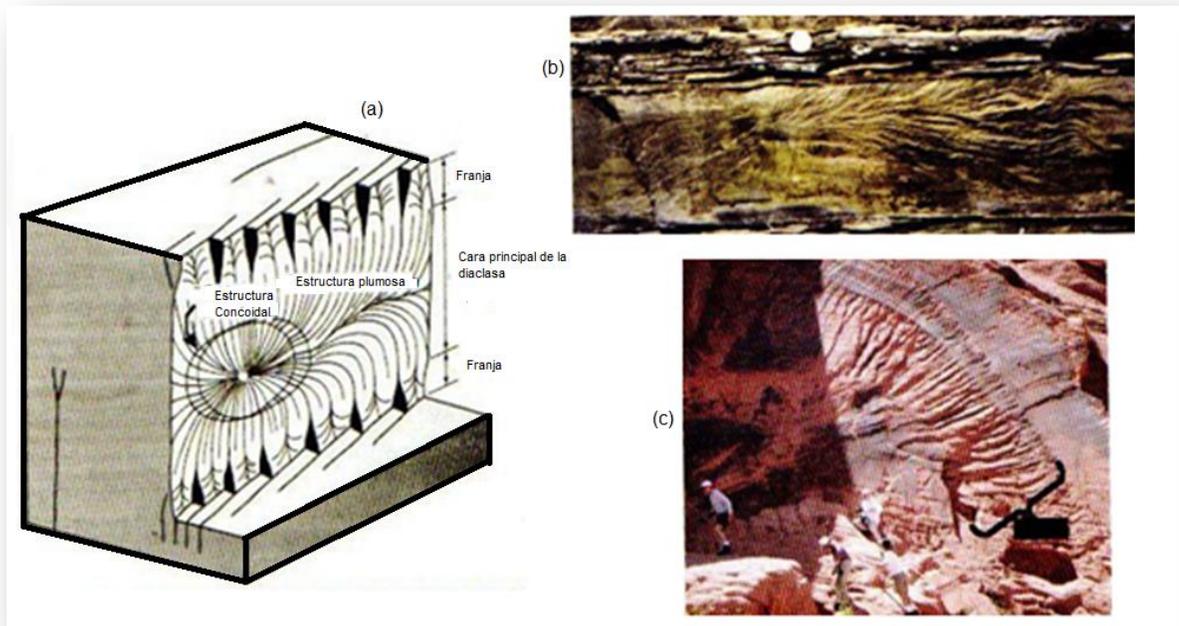


Figura 2.17 (a) Marcas de superficie. (b) Estructura con marcas de pluma. (c) Estructuras concoidales en joints. Modificado de Narr²⁶, 2006

f) Fallas.

Pueden mejorar el flujo de fluidos a través de la roca, pueden actuar como “barreras de k” para el flujo, dependiendo de su apertura, composición y la textura del material dentro de la zona de falla. Una falla es un desplazamiento a lo largo del plano de fractura, esto es, donde la roca ha tenido un movimiento relativo a lo largo del plano de fractura; esto permite distinguir una falla de una fractura (Amaya⁵, 2010).

Las fallas se forman por sistemas de esfuerzos de distinta naturaleza en las zonas en donde ocurre compresión o extensión.

Hay distintos tipos de fallas y se clasifican de acuerdo al desplazamiento que existe entre sus bloques y son: Falla normal, falla inversa, falla lateral izquierda o sinistral, lateral izquierda o dextral, falla rotacional o de tijera y falla oblicua (figura 2.18).

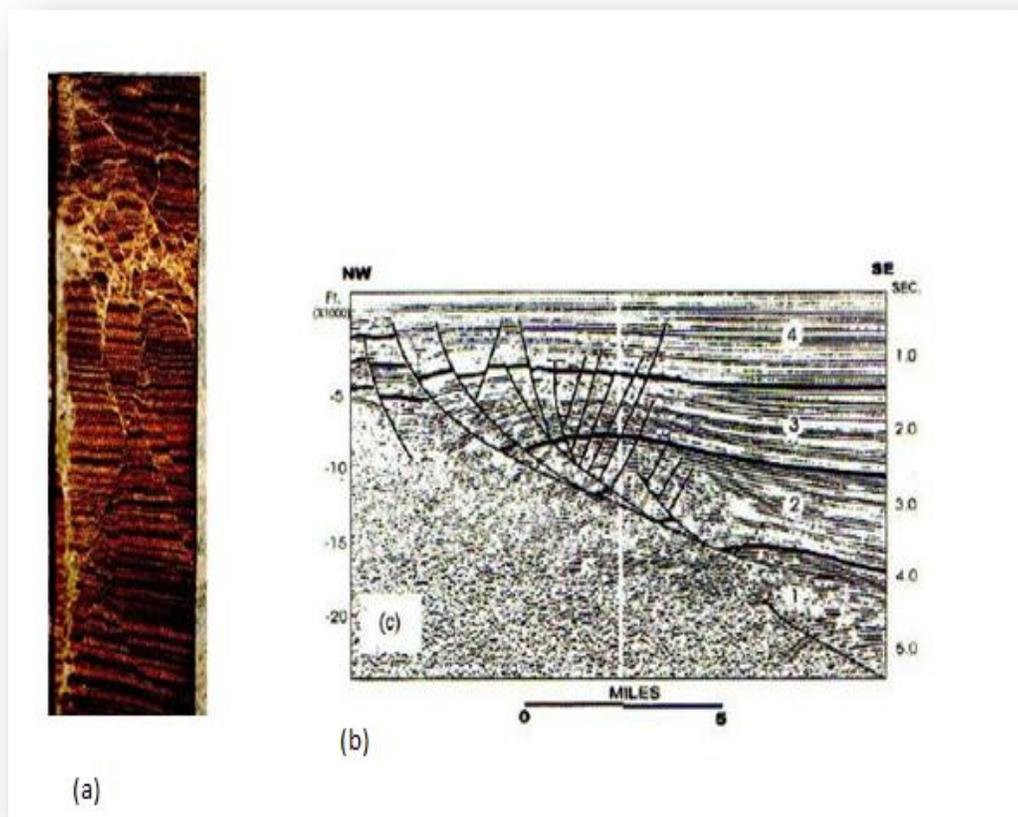


Figura 2.18 (a) Fallas menores en un núcleo que muestran una geometría conjugada (b) Sección sísmica que muestra fallas conjugadas sobre una falla normal principal.

g) Bandas de Deformación.

Son fallas de desplazamiento pequeño, se forman solo en poros y estratos granulares con bajo contenido de arcilla. Tienden a reducir la permeabilidad de 1 a 3 órdenes de magnitud con respecto a la roca base (figura 2.19).



Figura 2.19 Fallas conjugadas (bandas de deformación). Tomado de Narr²⁶, 2006.

h) Estilolita.

No todas las discontinuidades inducidas son una fractura. Una estilolita es una superficie marcada por la acumulación de minerales insolubles a través del cual la roca se disuelve en respuesta a la presión de solución. Las estilolitas actúan como barreras al flujo (figura 2.20).



Figura 2.20 Estilolita en caliza del cretácico, el área entre los dientes es la cantidad de roca disuelta.

i) Brecha de falla.

Es una roca compuesta de fragmentos rotos, gruesos y angulosos cementados por una matriz de grano fino. La brecha es un término de textura que describe una roca; no un tipo de fractura. Roca que se toma entre dos bloques en cualquier tipo de falla (figura 2.21).

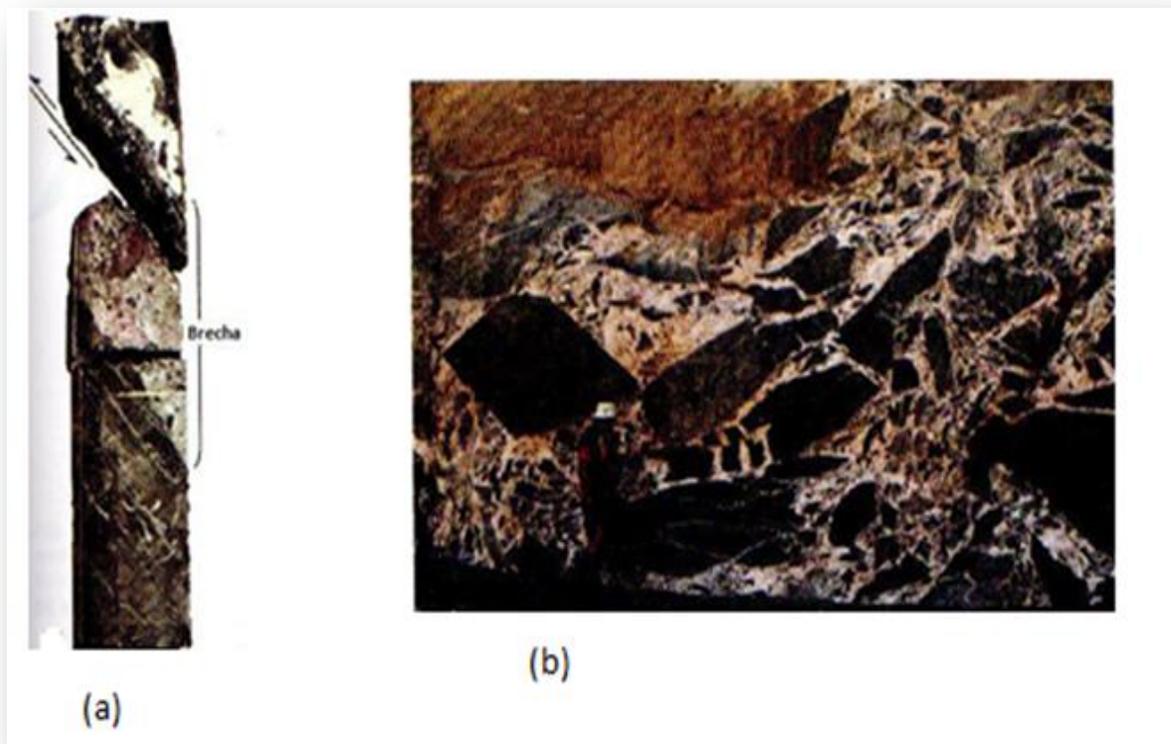


Figura 2.21 (a) Brecha bordeando una falla inversa. (b) Colapso de brecha en rocas carbonatadas

j) Fracturas y pliegues.

Cuando la roca es plegada, el esfuerzo resultante crea fracturas. Y esa densidad de fractura depende del tipo de roca y de las características del pliegue, como en la figura 2.22 se muestra la curvatura que pueden existir en los pliegues.

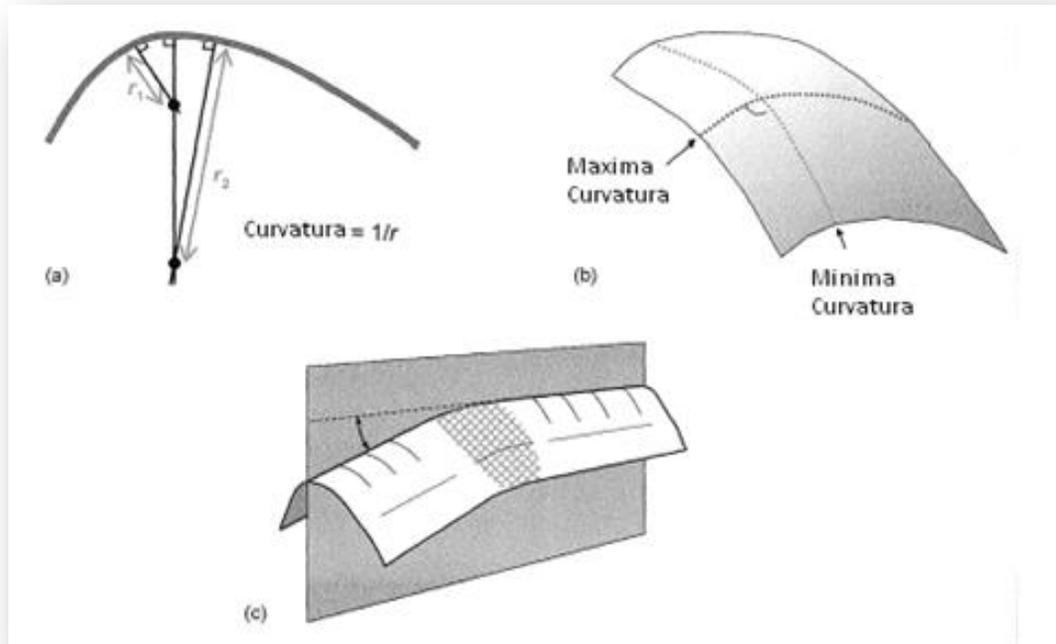


Figura 2.22 (a) Sección transversal de la curvatura. (b) Dos direcciones de la curvatura principal en una superficie de Domo 3D. (c) Sombreado que muestra un área de alta curvatura en una superficie 3D. Modificado de Narr²⁶, 2006.

2.4.1 Clasificación de la Ocurrencia de las Fracturas Naturales (Nelson²⁷, 2001).

1) Fracturas Tectónicas.

Las fracturas tectónicas son debidas a la fuerza de superficie y su origen está asociado con algún evento tectónico, y para estudiarlas se pueden tomar en cuenta alguno de los siguientes parámetros: orientación, distribución y morfología. Las fracturas tectónicas se pueden originar por alguno de los siguientes tipos:

- a) Sistemas de fracturas relacionadas con fallas.
- b) Sistemas fracturados relacionados con pliegues.
- c) Fracturas asociadas con los domos.

d) Otros sistemas de fracturas como perforaciones y estructuras de impacto.

2) Fracturas regionales.

Las fracturas regionales se deben a las fuerzas de superficie y se desarrollan sobre grandes áreas de corteza terrestre con pequeños cambios en orientación, la diferencia entre fracturas regionales y tectónicas es que las primeras tienen una geometría consistente y simple, con un gran espaciamiento y se desarrollan en un área extremadamente grande, y puede ser por los siguientes tipos:

- a) Juntas o diaclasas.
- b) Cruceros.

3) Fracturas Contraccionales.

Las fracturas contraccionales son debidas a la tensión y extensión asociadas con una reducción del volumen bruto a través de la roca y son resultado de:

- a) Fracturas por desecación (grietas de lodo).
- b) Fracturas por sinéresis (poligonales o en enrejado).
- c) Fracturas térmicas contraccionales (juntas columnares).
- d) Fracturas por cambio de fase mineral (relacionadas a la diagénesis).

4) Fracturas relacionadas a la superficie.

Estas fracturas se deben a las fuerzas de cuerpo e incluyen diversos tipos de fracturas como las que se desarrollan durante la pérdida de carga, las creadas durante la liberación de superficies. Estas fracturas no tienen importancia para la producción de hidrocarburos y pueden originar los siguientes tipos de fracturas:

- a) Fracturas por pérdida de carga.
- b) Fracturas debidas a la liberación de una superficie (lajamiento).
- c) Fracturas por intemperismo.

2.4 Fuentes de Información para Caracterizar Fracturas.

Para la caracterización de los Yacimientos Naturalmente Fracturados existen dos tipos de fuentes de información que son directas o indirectas.

2.4.1 Fuentes Directas de Información.

Las únicas fuentes de información que proporcionan información visual del YNF son los núcleos y los registros de imagen debido a que en ellos se observan las fracturas.

- a) Núcleos.

Son la fuente directa más importante, Los núcleos pueden ser usados para determinar el origen, la geometría y la ocurrencia de las fracturas en el yacimiento (figura 2.23).



Figura 2.23 Núcleos con fracturas. Tomado Narr²⁶, 2006

Los núcleos son también la única fuente de información acerca de cuándo se formaron las fracturas, donde es más probable que ocurran, y el grado en el que pueden ser selladas por una mineralización secundaria (figura 2.24) o mejoradas por la acción de ácidos (* Acidificación en el pozo, tipo de minerales).

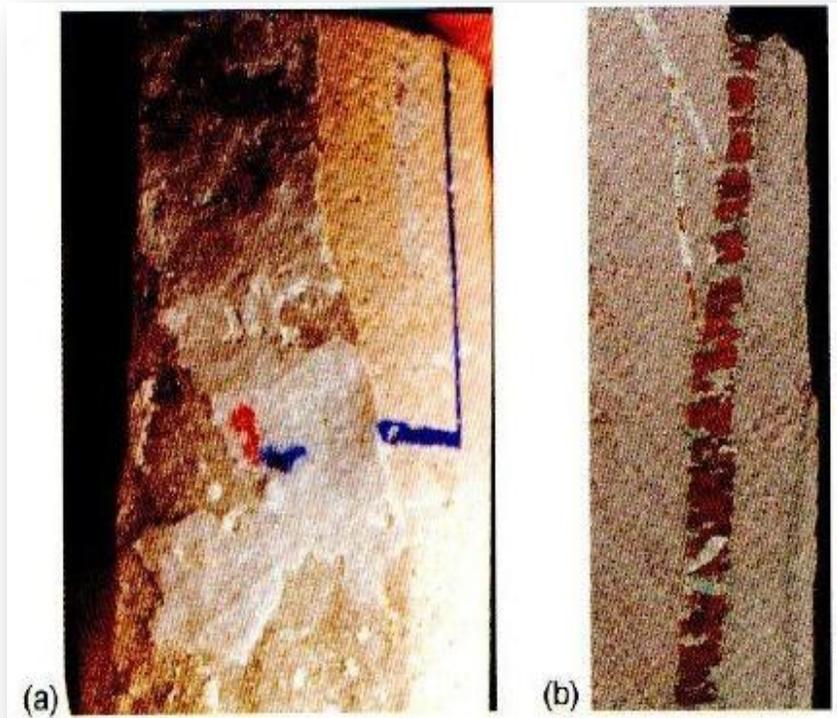


Figura 2.24 (a) Mineralización en una fractura extensiva. (b) Sección transversal de 1 cm de ancho rellena con cristales de cuarzo y calcita. Tomado de Narr²⁶, 2006.

b) Registros de Imagen.

Son una fuente directa de información, las imágenes generadas en tiempo real son fáciles de comprender, además de la calidad y facilidad de interpretación, hay dos tipos de registros de imagen (figura 2.25): resistivos y acústicos y los beneficios de usar estos registros es la fácil interpretación y

caracterización de fracturas en el yacimiento, interpretación de esfuerzos, generaciones de porosidad secundaria.

Cada tipo de registro de imagen tiene ventajas y desventajas (Tabla 2.2).

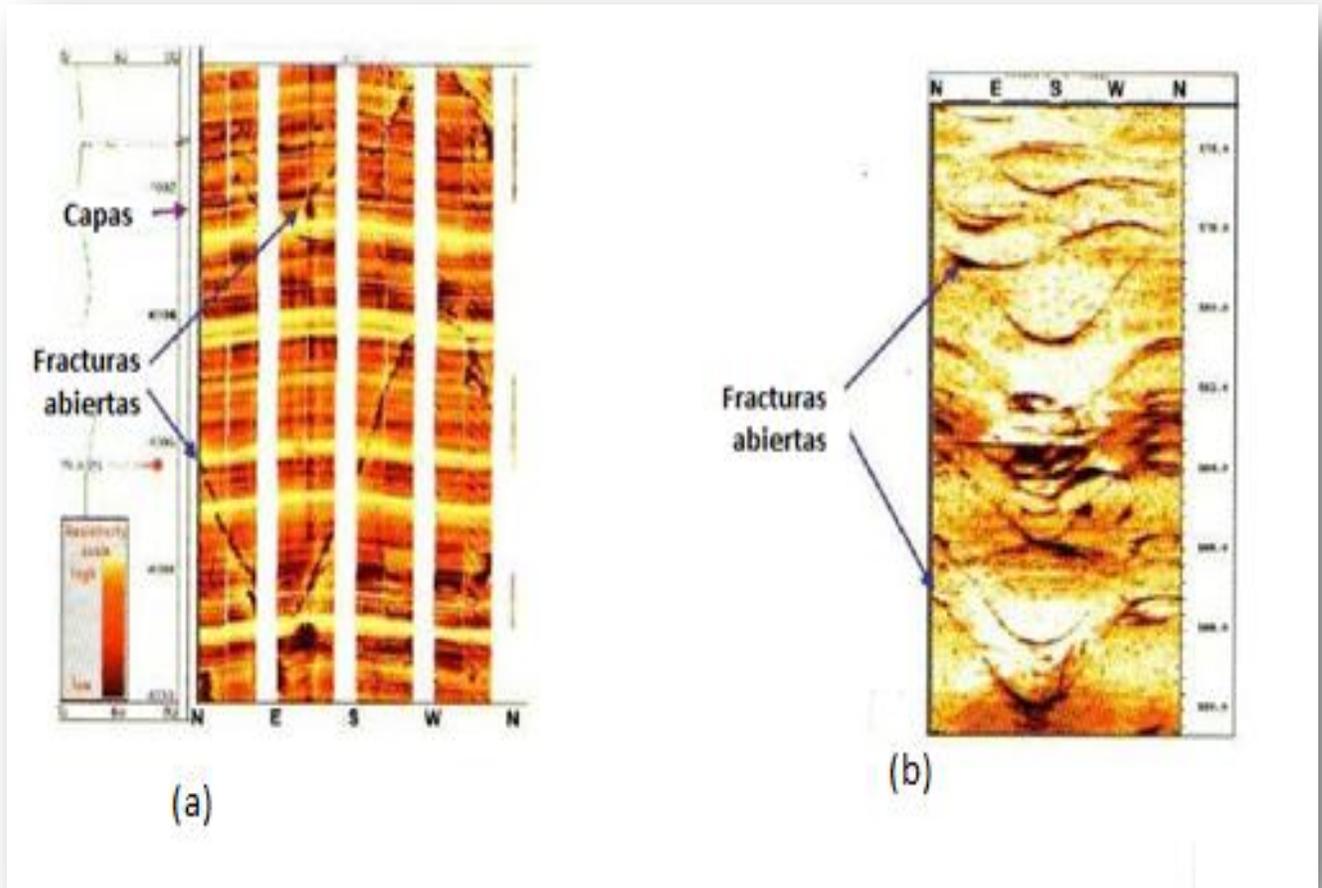


Figura 2.25 (a) Registro de imagen basado en resistividad. (b) Registro de imagen acústico. Modificado de Narr²⁶, 2006

Comparación entre los registros acústico y de resistividad	
Registro de Imagen con Resistividad	Registro de Imagen Acústico Ultrasónico
Los datos son tomados por 4,6 u 8 almohadillas mecánicas , por lo que forman una imagen de espiral de rayas del agujero.	Imagen de 360° del agujero
No funciona en algunos lodos base aceite. (* Cantarell vs. Perdiz)	Funciona en lodos base aceite
Generalmente de alta resolución, un rango dinámico más amplio, y más sensible a variaciones litológicas que el Acústico.	Sensible a los cambios de litología, basados en propiedades acústicas
Puede usarse para calcular la apertura de fractura.	Excelente para detallar la forma del agujero

Tabla 2.2 Comparación entre registros acústico y de resistividad. Modificada de Narr²⁶, 2006.

2.4.2 Fuentes Indirectas de Información.

Los datos más importantes para caracterizar las fracturas provienen de fuentes indirectas, si se combinan las fracturas observadas de los núcleos con la información dinámica de otras fuentes se tendrá mayor conocimiento del sistema de fracturas.

Las fuentes indirectas son:

- a) Registros de pozos.

En general los registros son utilizados para determinar el grado de intensidad de las zonas fracturadas y no para determinar el espaciamiento (Nelson²⁷, 2001). A continuación se mencionan los registros utilizados para detectar fracturas.

- Registro de Rayos Gamma.

- Registro Sónico.
- Registro Neutrón.
- Registro Mineralógico (ECS)
- Registro de Resistividad.
- Registro de Temperatura.

b) Pruebas de Presión.

El comportamiento observado en la tasa de producción o en la presión en una prueba de restauración de presión se puede atribuir a diferentes factores antes que a las fracturas, tales como fallas, estratificación y heterogeneidades, entre otros. Sin embargo, hay muchos pozos en los cuales no se tomaron núcleos y los registros no muestran evidencias de fracturas. Esto convierte los análisis de pruebas de pozos como la única técnica para inferir información acerca de la naturaleza fracturada de la formación. Los parámetros de yacimientos obtenidos de estas pruebas, tales como la permeabilidad y la porosidad, son representativos de un gran volumen del yacimiento en estudio y así pueden ser usados en los pronósticos de producción y la simulación de yacimientos (Zambrano³⁷, 2003).

c) Informes de Perforación.

Aportan información valiosa sobre pérdidas de lodo, muestras de hidrocarburos, está asociado con fracturas naturales, cavernas y fracturas inducidas.

d) Monitoreo del nivel del lodo en presas.

Monitoreo del nivel de lodo en presas. Si se muestra una pérdida de lodo sostenida figura 2.26 **(a)** la causa es alta permeabilidad de la matriz, o un súbito decremento **(b)** puede indicar la presencia de una fractura efectiva.

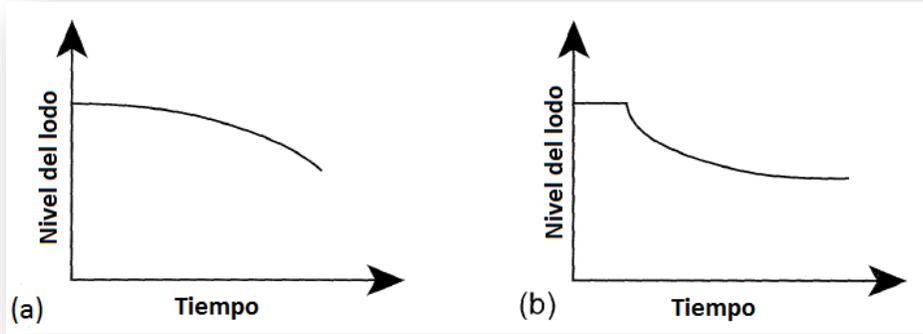


Figura 2.26 (a) la causa es alta permeabilidad de la matriz, o un súbito decremento (b) puede indicar la presencia de una fractura efectiva. Modificado de Narr²⁶, 2006.

e) Herramientas de registro de producción (PLT).

Se corren con el pozo fluyendo, disponen de un medidor de flujo y uno de temperatura. Es la mejor herramienta para identificar que fracturas están contribuyendo con flujo al pozo, así como la cantidad de líquido que la fractura está transmitiendo (figura 2.27).

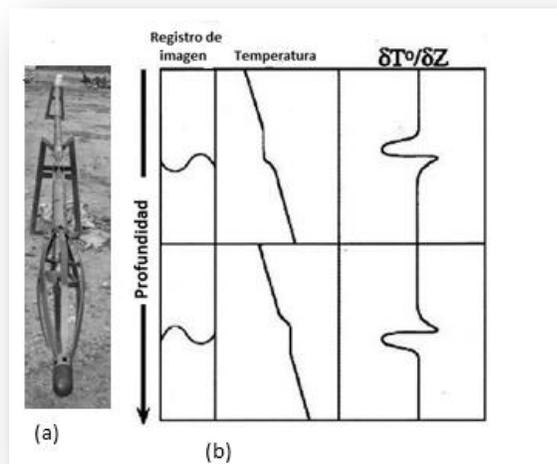


Figura 2.27 (a) Herramienta PLT. (b) Esquema de respuesta de temperatura de fracturas efectivas. Modificado de Narr²⁶, 2006.

2.5 Filosofías de Trabajo en el Modelado de Fracturas.

El proceso de modelar fracturas se inicia se construyendo modelos de fractura capaces de reunir toda la información que existe como la porosidad y la permeabilidad del yacimiento, la geometría y la conectividad de cada fractura para simular el comportamiento de los fluidos en el yacimiento.

Para realizar este modelado se tienen dos filosofías de trabajo las cuales son el modelo discreto y el continuo, en cada una de ellas se utilizan distintos parámetros y regularmente se trabajan por separado.

2.5.1 Modelo de Redes Discretas de Fracturas DFN (Discrete Fracture Network).

En la filosofía de trabajo DFN consiste en que el volumen del yacimiento se llena con discos o planos que representan las fracturas naturales (DeGraff¹⁶, 2005). Este modelo combina redes de fracturas discretas determinísticas y estocásticas. Las redes fracturas determinísticas se observan mediante los registros de imágenes de la pared del pozo, las fracturas de menor escala se generan estocásticamente para ajustar a sus propiedades de densidad y orientación siendo observadas a partir de los datos sísmicos.

Para realizar el modelo de fracturas DFN las principales fuentes de datos son los registros de imagen, núcleos, afloramientos, geomecánica de yacimientos, pruebas de pozos y registros de flujo, este modelado se basa en el enfoque estocástico y para realizarlo se necesitan los siguientes parámetros (Ouenes²⁹, 2000):

- 1) Orientación de la fractura derivada de los registros de imagen o inferida de la red neural.

- 2) Distribución de la longitud de fractura de los registros sísmicos o de imagen y de los afloramientos, debido a que estos datos muestran escalas distintas y dejan huecos en la distribución, una solución es utilizar el poder de la ley de distribución que proporciona un modelo continuo entre las distintas escalas de longitud de las fracturas.
- 3) Transitividad de Fractura (calcular la permeabilidad) que se deriva de los registros de producción de alta densidad y calibrados contra las interferencias y/o pruebas de trazadores.
- 4) Apertura de Fractura (para calcular la porosidad) calibrado a las pruebas de trazadores.

2.5.2 Modelo Continuo de Fracturas CFM (Continuous Fracture Modeling).

Este tipo de modelo se utiliza principalmente para generar modelos predictivos que se validan con la simulación de yacimientos. Para capturar todos los efectos de las fracturas y además integrar toda la información disponible como núcleos, registros, pruebas de pozos, entre otros.

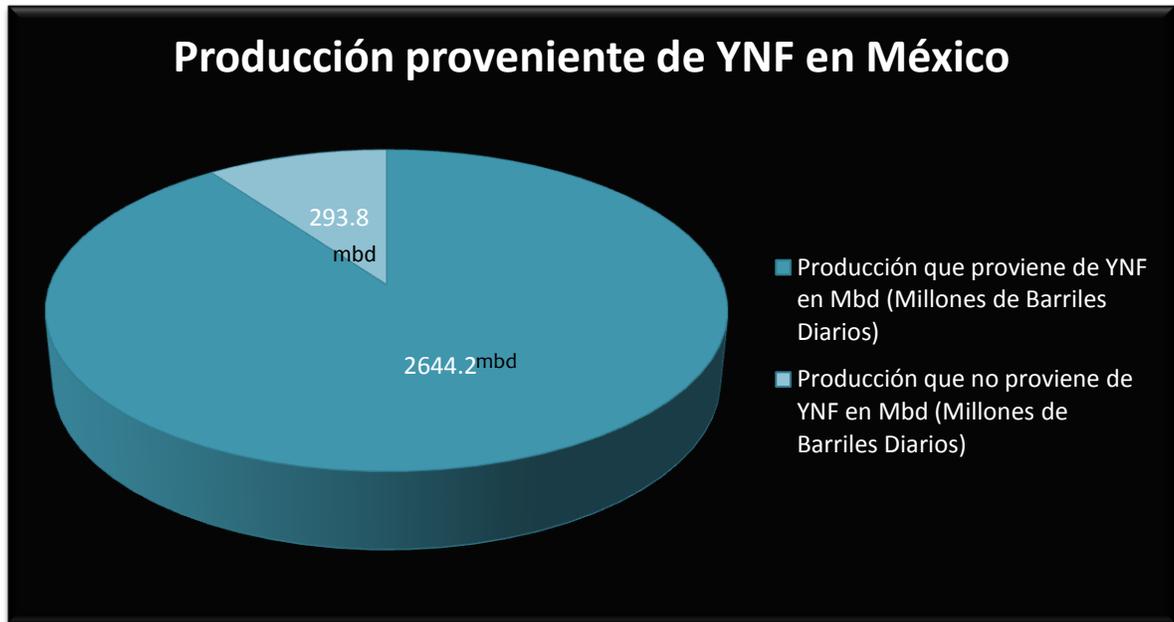
El enfoque CFM no se concentra en las propias fracturas, toma en cuenta otros factores que influyen donde se producen las fracturas, manejadores (drivers) como la litología, estructura, proximidad a las fallas, que controlan la ubicación y la intensidad de fractura y que no sólo se pueden identificar a partir de los datos del pozo, sino también de los datos sísmicos que son clave para poder predecir cuándo ocurrirán las fracturas. A través del enfoque CFM se van a relacionar los manejadores (drivers) con los indicadores de fractura como son la interpretación de fracturas del núcleo, registro de imágenes y registros de producción, para saber el lugar en específico en el que la fractura existe. Una vez que está establecida esta relación, los modeladores de fractura se pueden utilizar para predecir la localización de fracturas en otros lugares, con características similares (tabla 2.3).

Manejadores Geológicos de Fractura.	Manejadores de Fractura Estructural y Geomecánica	Atributos Sísmicos utilizados como Manejadores de Fractura	Indicadores de Fractura en el fondo del pozo
Núcleos y Registros derivados de Porosidad y Permeabilidad	Curvatura Estructural	Amplitud basada en los atributos	Conteo de fracturas de registros de imagen
Volúmenes de Litofacies	Profundidad de yacimiento y estructura	Impedancia derivada de las inversiones de post-apilado	Conteo de fracturas de las descripciones del núcleos
Datos de registros (Rayos Gamma, densidad, resistividad)	Deformación	Frecuencia dependiendo de los atributos de Imagen Espectral	Localizaciones de la entrada y salida de los fluidos de los registros de producción
Saturación de Fluidos	Campos de Esfuerzos y Tensiones	Atributos de Imagen de Estadística espectral	Permeabilidad de pruebas de pozos
Sistema de Correlación	Distancia a las fallas	Propiedades elásticas derivadas de inversiones antes de apilar	Diferencia entre valores de superficie y profundidad de los registros de resistividad
Tendencias Verticales y Laterales	Espesor de los estratos	Atributos de anisotropía Azimutal	Pérdidas de perforación

Tabla 2. 3 Manejadores de Fractura 3D más comunes, utilizados en la Filosofía CFM (Modificada de Jenkins²¹ et al., 2009).

3.2 Yacimientos Naturalmente Fracturados en México.

Actualmente México es uno de los 17 países principales productores de petróleo, más del 90% (Rangel³⁰, 2012) de su producción de hidrocarburos proviene de los YNF. La producción actual de hidrocarburos es de 2938 Mbd (BP⁸, 2012), de los cuales 2644 Mbd provienen de los YNF (gráfica 3.1).



Gráfica 3. 1 Producción de los YNF. CNH 2012

Para la explotación de hidrocarburos en México la única empresa que se dedica a ello es el organismo subsidiario de Petróleos Mexicanos (PEMEX), denominado PEMEX Exploración y Producción (PEP). PEP administra los yacimientos por regiones, activos y campos. Las 4 regiones administrativas que utiliza PEP (figura 3.2):

- i. Región Marina Noreste RMNE
- ii. Región Marina Suroeste RMSO
- iii. Región Sur RS

iv. Región Norte RN



Figura 3. 2 Regiones petroleras de México (Modificado de PEMEX, 1999).

3.2.1 Región Marina Noreste.

Esta región se localiza en el Suroeste de la República Mexicana, incluye parte de la plataforma continental y el talud del Golfo de México, tiene una superficie de aproximadamente 166,000 kilómetros cuadrados, en aguas territoriales nacionales, frente a las costas de Campeche, Yucatán y Quintana Roo (figura 3.3).



Figura 3. 3 Ubicación geográfica de la Región Marina Noreste. Fuente PEP 2012

Esta región está constituida por los activos de explotación: Cantarell y Ku-Maloob-Zaap, los cuales cuentan con campos en los que existen YNF (figura 3.4).

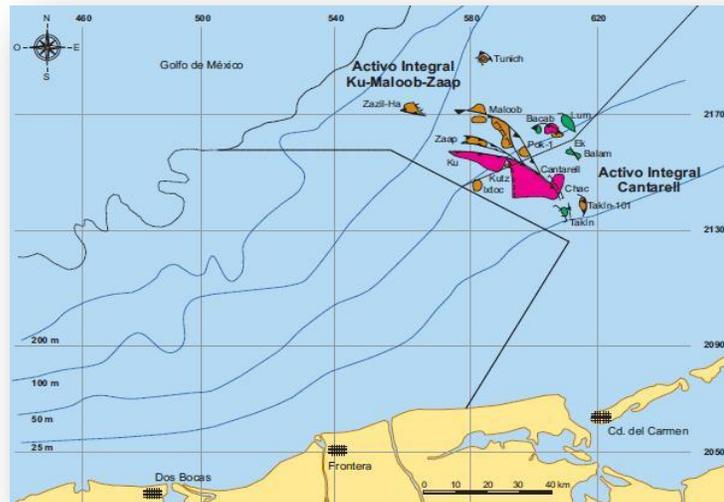


Figura 3. 4 Ubicación geográfica de los Activos Integrales de la Región Marina Noreste. Tomado de PEP 2012

Los campos que pertenecen a los Activos Integrales de la RMNE que cuentan con YNF se muestran en la tabla 3.1, las características principales de los campos de la RMNE son las siguientes (PEMEX):

- Formaciones Productoras: BTPKS, KM, KI, JSK.
- Permeabilidad efectiva de las fracturas \cong hasta 10 Darcies.
- Porosidad total \cong de 8 a 10%

Activo	Campo	Tipo de Fluido que Produce	Densidad del Aceite °API
Cantarell	Akal	Aceite Negro	22
Cantarell	Balam	Aceite Negro	12
Cantarell	Chac	Aceite Negro	19
Cantarell	Ek	Aceite Negro	12
Cantarell	Ixtoc	Aceite Negro	30
Cantarell	Kambesah	Aceite Negro	30
Cantarell	Kutz	Aceite Negro	22
Cantarell	Nohoch	Aceite Negro	22
Cantarell	Sihil	Aceite Negro	22
Cantarell	Takín	Aceite Negro	12
Ku-Maloob-Zaap	Ayatsil	Aceite Negro	11
Ku-Maloob-Zaap	Bacab	Aceite Negro	16
Ku-Maloob-Zaap	Baksha	Aceite Negro	9.6
Ku-Maloob-Zaap	Chapabil	Aceite Negro	10
Ku-Maloob-Zaap	Kayab	Aceite Negro	8
Ku-Maloob-Zaap	Ku	Aceite Negro	21
Ku-Maloob-Zaap	Lum	Aceite Negro	24
Ku-Maloob-Zaap	Maloob	Aceite Negro	13
Ku-Maloob-Zaap	Nab	Aceite Negro	8.8
Ku-Maloob-Zaap	Numan	Aceite Negro	9.2
Ku-Maloob-Zaap	Pit	Aceite Negro	9.2
Ku-Maloob-Zaap	Tekel	Aceite Negro	9
Ku-Maloob-Zaap	Tson	Aceite Negro	9
Ku-Maloob-Zaap	Utsil	Aceite Negro	9.5
Ku-Maloob-Zaap	Zaap	Aceite Negro	13
Ku-Maloob-Zaap	Zazil-Ha	Aceite Negro	9

Tabla 3. 1 Campos que tienen YNF de la RMNE. Fuente CNH y PEP 2012

3.2.2 Región Marina Suroeste.

Esta región está localizada en el Sureste de México, en aguas marinas de la plataforma y talud continental del Golfo de México, tiene una superficie de 352,390 kilómetro cuadrados, está limitada en la porción continental por los estados de Veracruz, Tabasco y Campeche en la parte Sur, al Este por la Región Marina Noreste, al Norte por las líneas limítrofes de aguas territoriales nacionales y al Oeste por la Región Norte (figura 3.5).



Figura 3. 5 Ubicación geográfica de la Región Marina Suroeste. Fuente PEP 2012

La región está organizada por los activos Abkatún-Pol-Chuc y Litoral de Tabasco su ubicación se muestra en la figura 3.6.

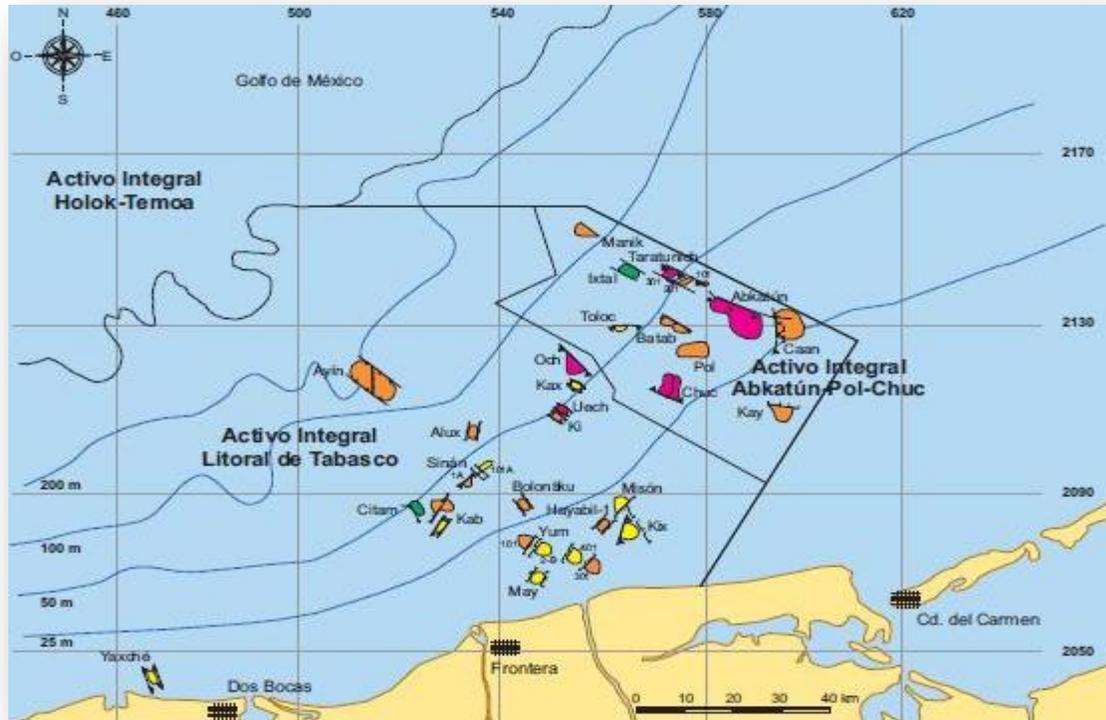


Figura 3. 6 Ubicación geográfica de los Activos de la Región Marina Suroeste. Fuente PEP 2012

Dentro del activo APCH y LT, los campos que presentan YNF se encuentran en la tabla 3.2, produce aceites ligeros de 20 a 32 grados API, las características principales de la RMSO:

- Formaciones productoras \cong BTP-KS-KM-KI
- Espesor de Yacimientos \cong de 4 a 132 m
- Permeabilidad \cong 5-60 mD.
- Porosidad Total \cong 3-21%

Activo	Campo	Tipo fluido producido	Densidad de Aceite °API
Abkatún-Pol-Chuc	Abkatún	Aceite Negro	28
Abkatún-Pol-Chuc	Alak	Aceite Negro	21
Abkatún-Pol-Chuc	Batab	Aceite Negro	25
Abkatún-Pol-Chuc	Caan	Aceite Negro	36
Abkatún-Pol-Chuc	Chuc	Aceite Negro	33
Abkatún-Pol-Chuc	Chuhuk	Aceite Volátil	38
Abkatún-Pol-Chuc	Etkal	Gas y Condensado	45
Abkatún-Pol-Chuc	Homol	Aceite Negro	37
Abkatún-Pol-Chuc	Ixtal	Aceite Negro	32
Abkatún-Pol-Chuc	Kach	Aceite Negro	32
Abkatún-Pol-Chuc	Kanaab	Aceite Negro	28
Abkatún-Pol-Chuc	Kastelan	Aceite Negro	21
Abkatún-Pol-Chuc	Kay	Gas y Condensado	30
Abkatún-Pol-Chuc	Kuil	Aceite Volátil	40
Abkatún-Pol-Chuc	Manik	Aceite Negro	30
Abkatún-Pol-Chuc	Onel	Aceite Negro	34
Abkatún-Pol-Chuc	Pokoch	Aceite Negro	30
Abkatún-Pol-Chuc	Pol	Aceite Negro	30
Abkatún-Pol-Chuc	Taratunich	Aceite Negro	33
Abkatún-Pol-Chuc	Toloc	Aceite Negro	31
Abkatún-Pol-Chuc	Tumut	Aceite Negro	35
Abkatún-Pol-Chuc	Uchak	Gas Seco	-
Abkatún-Pol-Chuc	Wayil	Aceite Volátil	37
Litoral de Tabasco	Akpul	Gas Seco	-
Litoral de Tabasco	Alux	Aceite Negro	28
Litoral de Tabasco	Amoca	Aceite Negro	30
Litoral de Tabasco	Ayín	Aceite Negro	24
Litoral de Tabasco	Bolontikú	Aceite Volátil	37
Litoral de Tabasco	Chukua	Gas Seco	-
Litoral de Tabasco	Citam	Aceite Negro	30
Litoral de Tabasco	Hap	Gas Seco	-
Litoral de Tabasco	Hayabil	Gas y Condensado	-
Litoral de Tabasco	Ichalkil	Aceite Negro	30

Litoral de Tabasco	Isiw	Gas Seco	-
Litoral de Tabasco	Itla	Aceite Negro	30
Litoral de Tabasco	Kab	Aceite Volátil	36
Litoral de Tabasco	Kax	Aceite Volátil	38
Litoral de Tabasco	Kix	Gas y Condensado	39
Litoral de Tabasco	Kopó	Gas Seco	-
Litoral de Tabasco	Makech	Aceite Negro	
Litoral de Tabasco	May	Gas y Condensado	43
Litoral de Tabasco	Men	Gas Seco	-
Litoral de Tabasco	Misión	Aceite Volátil	41
Litoral de Tabasco	Nak	Aceite Volátil	42
Litoral de Tabasco	Namaca	Gas Seco	-
Litoral de Tabasco	Och	Aceite Volátil	38
Litoral de Tabasco	Poctli	Gas Seco	-
Litoral de Tabasco	Sinán	Aceite Negro	29
Litoral de Tabasco	Tabscoob	Gas Seco	-
Litoral de Tabasco	Tecoalli	Aceite Negro	36
Litoral de Tabasco	Teekit	Aceite Negro	32
Litoral de Tabasco	Thel	Gas Seco	-
Litoral de Tabasco	Tsimin	Gas y Condensado	40
Litoral de Tabasco	Uech	Aceite Volátil	39
Litoral de Tabasco	Winak	Gas Seco	-
Litoral de Tabasco	Xanab	Aceite Negro	33
Litoral de Tabasco	Xaxamani	Gas Seco y Aceite	25.4
Litoral de Tabasco	Xicope	Gas Seco	-
Litoral de Tabasco	Xulum	Aceite Negro	14
Litoral de Tabasco	Xux	Gas y Condensado	43
Litoral de Tabasco	Yaxché	Aceite Negro	36
Litoral de Tabasco	Yetic	Aceite Negro	43
Litoral de Tabasco	Yum	Gas y Condensado	41

Tabla 3. 2 Campos que cuentan con YNF y tipo de fluido que producen. Fuente CNH y PEP 2012

3.2.2 Región Norte.

Es la región con mayor extensión territorial de PEP, se extiende en 27 estados y tiene 1.8 millones de kilómetros cuadrados; esta región está conformada por una parte terrestre y otra marina, localizándose en la porción Norte de la

República Mexicana, colinda al Norte con los Estados Unidos de América, al Sur con el Rio Tesechoacán del Estado de Veracruz, al Oriente con la Isobata de 500 metros del Golfo de México y al Occidente con el Océano Pacífico (figura 3.7).

Administrativamente está conformada por cuatro Activos de Producción: Aceite Terciario del Golfo, Burgos, Poza Rica-Altamira y Veracruz; y por un Activo de Exploración, Golfo de México Norte.



Figura 3. 7 Ubicación geográfica de la Región Norte. Tomada de PEP 2012

Administrativamente, la región se compone de cuatro activos: Aceite Terciario del Golfo, Burgos, Poza Rica-Altamira y Veracruz (figura 3.8).



Figura 3.8 Ubicación Geográfica de los Activos Integrales de la Región Norte. Tomado de PEP2012

Los activos que cuentan con YNF se muestran en la tabla 3.3 y sus características principales son las siguientes:

- Espesor del yacimiento \cong 70-140m
- Porosidad \cong 6-19%
- Porosidad matriz más fractura \cong 10-19%
- Permeabilidad \cong 1-1000 md

Activo	Campo	Tipo fluido producido	Densidad de Aceite °API
Poza Rica-Altamira	Altamira	Aceite Negro	10
Poza Rica-Altamira	Cacalilao	Aceite Negro	10
Poza Rica-Altamira	Corcovado	Aceite Negro	13
Poza Rica-Altamira	Ebano Chapacao	Aceite Negro	11
Poza Rica-Altamira	Limón	Aceite Negro	13
Poza Rica-Altamira	Pánuco	Aceite Negro	12
Poza Rica-Altamira	Salinas Barco Caracol	Aceite Negro	12
Poza Rica-Altamira	Topila	Aceite Negro	12
Veracruz	Perdiz	Aceite Negro	22

Tabla 3. 3 Campos que cuentan con YNF y tipos de fluidos que producen. Tomado de PEP 2012

3.2.3 Región Sur.

Esta región tiene una superficie de aproximadamente 390,000 kilómetros cuadrados y se ubica en la porción Sur de la República Mexicana, colinda al Norte con el Golfo de México; al Noroeste con la Región Norte en el paralelo 18° y el Río Tesechoacán, al Oriente limita con el Mar Caribe, Belice y Guatemala y al Sur con el Océano Pacífico (figura 3.9).



Figura 3. 9 Ubicación Geográfica de la Región Sur. Tomada de PEP 2012

La Región Sur está constituida por un Activo Regional de Exploración y cinco Activos de Producción: Bellota-Jujo, Cinco Presidentes, Macuspana, Muspac y Samaria-Luna (figura 3.10).

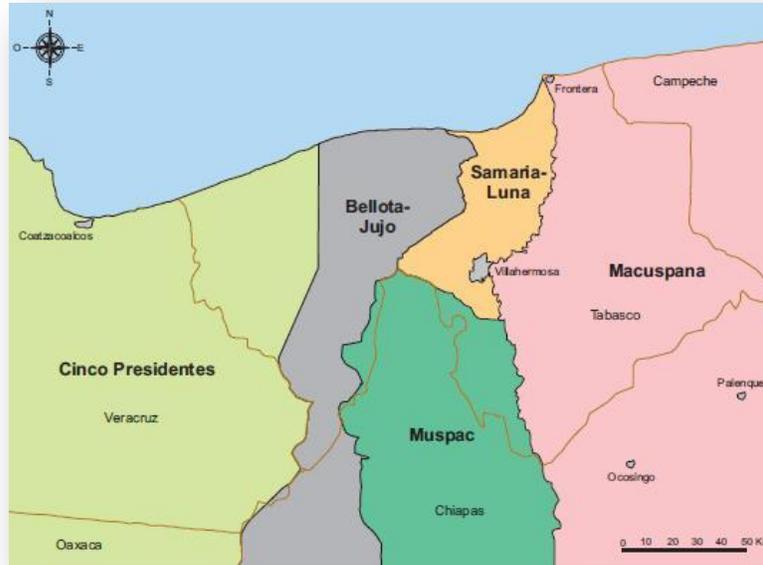


Figura 3.10 Ubicación Geográfica de los Activos Integrales de la Región Sur. Tomado de PEP.

La región Sur cuenta con los siguientes campos que tienen YNF (Tabla 3.4) y sus características son las siguientes:

- Espesor promedio $\cong 256$ m
- Permeabilidad $\cong 40-1000$ Md
- Porosidad $\cong 3-40\%$

Activo	Campo	Tipo fluido producido	°API
Bellota-Jujo	Bellota	Aceite Volátil	34
Bellota-Jujo	Bricol	Aceite Volátil	34
Bellota-Jujo	Cárdenas	Aceite Volátil	34
Bellota-Jujo	Chinchorro	Aceite Negro	34
Bellota-Jujo	Edén-Jolote	Aceite Volátil	34
Bellota-Jujo	Jujo-Tecominoacán	Aceite Volátil	38
Bellota-Jujo	Mora	Aceite Volátil	34
Bellota-Jujo	Palangre	Aceite Volátil	36
Bellota-Jujo	Tajón	Aceite Negro	34

Bellota-Jujo	Tepeyil	Gas y Condensado	38
Bellota-Jujo	Yagual	Aceite Volátil	37
Macuspana	Costero	Gas y Condensado	47
Macuspana	Ribereño	Gas y Condensado	47
Muspac	Agave	Aceite Negro	38
Muspac	Cactus	Aceite Negro	42
Muspac	Carmito	Gas y Condensado	42
Muspac	Catedral	Gas y Condensado	34
Muspac	Chiapas-Copanó	Gas y Condensado	34
Muspac	Gaucho	Gas y Condensado	34
Muspac	Giraldas	Gas y Condensado	34
Muspac	Muspac	Gas y Condensado	36
Muspac	Níspero	Aceite Negro	39
Muspac	Río Nuevo	Aceite Negro	38
Muspac	Sitio Grande	Aceite Negro	40
Muspac	Teotleco	Aceite Volátil	42
Samaria-Luna	Caparroso-Pijije-Escuintle	Aceite Volátil	28
Samaria-Luna	Cunduacán	Aceite Negro	28
Samaria-Luna	Iride	Aceite Negro	29
Samaria-Luna	Luna-Palapa	Gas y Condensado	30
Samaria-Luna	Oxiacaque	Aceite Negro	30
Samaria-Luna	Platanal	Aceite Negro	28
Samaria-Luna	Samaria	Aceite Negro	10
Samaria-Luna	Sen	Aceite Volátil	40
Samaria-Luna	Terra	Aceite Volátil	40
Samaria-Luna	Tizón	Aceite Volátil	40

Tabla 3. 4 Campos con YNF y tipo de fluido que producen. Fuente CNH y PEP.

Capítulo 4 Caracterización Estática y Dinámica, enfocada al desarrollo de YNF.

La caracterización de un YNF es de vital importancia debido a las necesidades que actualmente tiene nuestro país y el mundo, ya que actualmente la mayoría de los grandes proyectos petroleros se encuentran en zonas fracturadas. La finalidad de la caracterización de yacimientos es generar un modelo geocelular del yacimiento integrando la información geofísica, petrofísica, geológica y los datos dinámicos para crear un flujo de trabajo.

Caracterizar un yacimiento es un proceso mediante el cual se le asignan propiedades cuantitativas, reconociendo la información geológica y las incertidumbres en la variación espacial (Lake and Carrol²², 1986), durante este proceso se miden, calculan y se conocen las propiedades de la rocas del yacimiento, además de la configuración estructural, la saturación de los fluidos que contiene y la forma en la que éstos interactúan a lo largo de la vida productiva del yacimiento con la finalidad de construir un modelo de yacimiento para desarrollar un plan de exploración óptimo.

La caracterización de un yacimiento se divide en dos, la primera es la caracterización estática y la segunda es la caracterización dinámica, esta división ha permitido obtener modelos más especializados, aunque el mayor problema es que al trabajarse cada una por separado muchas veces no se integran los resultados y se puede llegar a conclusiones incorrectas.

4.1 Caracterización Estática.

La caracterización de yacimientos comienza con la generación de un modelo estático, este modelo se basa en información previa que se consigue de la

interpretación sísmica 2D y 3D, atributos, registros geofísicos, núcleos y geoestadística.

4.1.1 Sísmica y Atributos.

Una de las fuentes más confiables para obtener las propiedades de las fracturas entre los pozos es la señal grabada en un sismograma, estos datos sísmicos de escala regional después de ser interpretados, describen fallas y fracturas, la estructura y espesor del yacimiento, la saturación de fluidos, la porosidad y la litología (Brown¹⁰, 2001).

Existen distintas maneras de clasificar los atributos sísmicos, una consiste en dividir los atributos en geométricos y físicos (Taner³⁴ et al., 1994). Los atributos geométricos ayudan a resaltar la visibilidad de las características geométricas. Los físicos se relacionan con los parámetros físicos del subsuelo y con la litología. Los atributos espectrales son de gran utilidad para la caracterización de fracturas debido a que los cambios en las características espectrales y de amplitud en la señal sísmica están relacionados con la presencia de fluidos y fracturas en el sistema de rocas. Todos los atributos mencionados anteriormente son con datos apilados aunque también se pueden ocupar algunos atributos sin apilar.

a) Atributos geométricos.

Los atributos geométricos definen la morfología y la variabilidad lateral de los reflectores sísmicos (Chopra y Mafurt¹³, 2007), también se utilizan para la interpretación estratigráfica. Estos atributos se sub-dividen en Azimut y echado, Coherencia y Curvatura, sin embargo para identificar las fracturas sólo sirven los dos últimos.

- **Coherencia:** Este atributo es uno de los más importantes y efectivos para el mapeo de discontinuidades tales como fallas, fracturas y

particularidades estratigráficas (figura 4.1). La coherencia mide qué tan similares pueden ser las formas de onda sísmicas adyacentes, cuando la forma de una onda sísmica es altamente coherente indica que hay litologías lateralmente continuas, en cambio cuando hay una baja coherencia (cambios en la forma de onda abruptos) se indica que hay fracturas, falla, estructuras salinas, bordes de canal y complejos de transporte de masas (Chopra y Marfurt¹³, 2007).

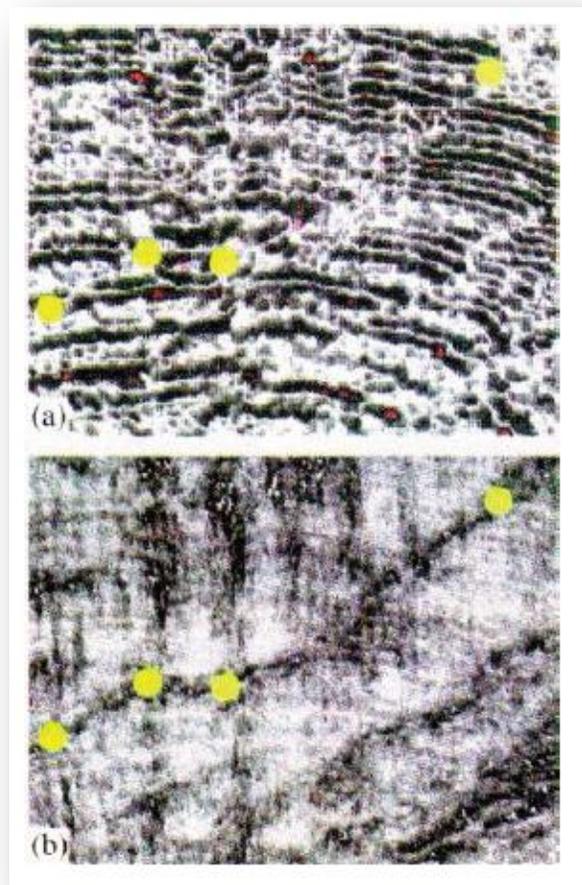


Figura 4. 1 (a) La falla es difícil de ver cuándo es paralela al echado (nótese los puntos de en medio). (b) La coherencia en la misma región. Las fallas se resaltan igualmente siendo paralelas o perpendiculares al echado. Tomada de Bahorich y Farmer⁶, 1995

- **Curvatura** Este atributo se define como la propiedad tridimensional de una superficie cuadrática que cuantifica el grado en que la superficie difiere de ser plana, por lo cual la aproximación de la curvatura es totalmente independiente de las rotaciones volumétricas y las traslaciones del reflector, sin embargo algunos autores las han utilizado para mapear características sutiles y predecir fracturas. La curvatura ayuda a remover los efectos del echado regional y enfatiza características de pequeña escala que pueden estar relacionados con características depositacionales primarias o fallas de pequeña escala (figura 4.2).

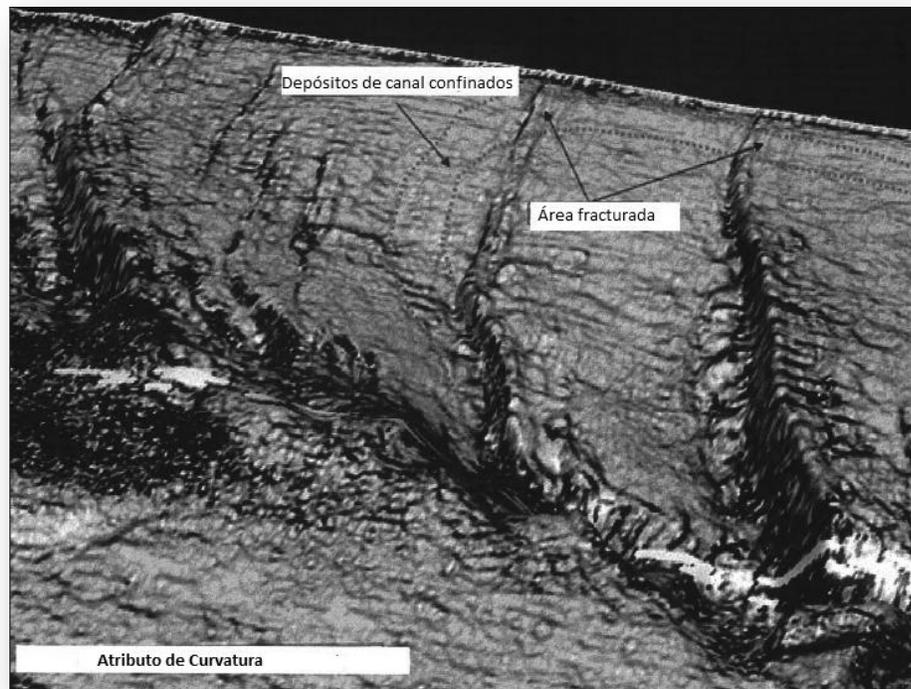


Figura 4. 2 Corte estructural utilizando donde se utiliza el atributo de curvatura mínima. Modificado de Chopra¹³ 2007

b) Atributos Espectrales. Por medio de estos atributos se pueden obtener distintas propiedades del yacimiento que se relacionan directamente con el fracturamiento como el espesor del yacimiento, litología, porosidad, fallas subsísmicas entre otras.

- **Análisis Espectral e Inversión de Alta Resolución** Estas dos técnicas juntas proporcionan los agentes geológicos necesarios para el modelado de fracturas con mucha precisión. “Sólo con el uso de datos sísmicos apilados, combinados con procesos de análisis sísmicos eficientes como la inversión se podría proveer de todos los agentes para el modelado de fracturas (figura 4.3). Si hay datos sin apilar disponibles, es posible usar el análisis de este tipo de datos para obtener atributos más directamente relacionados a las propiedades mecánicas de las rocas, que posteriormente mejorarían el modelado” (Ouenes²⁸ et al., 2004).

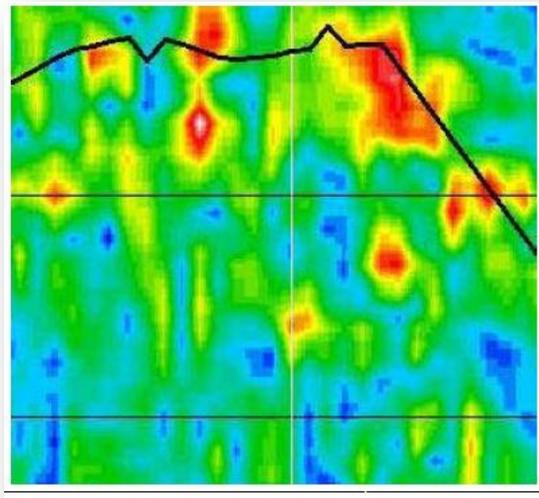


Figura 4. 3 Sección con el atributo de Análisis espectral. Los puntos rojos y amarillos indican zonas fracturadas. Modificada de Ouenes²⁸, 2004

- c) Datos sísmicos sin apilar. Estos datos se utilizan para obtener datos de la orientación y la densidad de las fracturas.
- **Análisis Azimutal** Cada una de las trazas sísmicas graba las ondas reflejadas que viajan de la fuente al receptor. El punto medio es un punto que tiene la misma distancia entre la fuente y receptor, en un arreglo existen varios receptores por lo tanto también hay varios puntos medios que tienen diferentes distancias de la fuente, con diferentes ángulos de incidencia. Al momento de hacer el procesamiento de los datos, cada gather contiene los puntos medios y estos tienen diferente azimut y diferente ángulo de incidencia. Cuando se examina un gather donde la trazas sin apilar se grafican contra distancias crecientes a la fuente, se pueden observar variaciones en la amplitud como función de la distancia. La anterior es la observación clave en el análisis azimutal debido a que al momento de considerar los datos sísmicos sin apilar, se demuestra teórica y prácticamente que para los YNF simples como el que se muestra en la figura 4.4, que la amplitud graficada contra el ángulo de incidencia muestra una separación para diferentes azimutes.

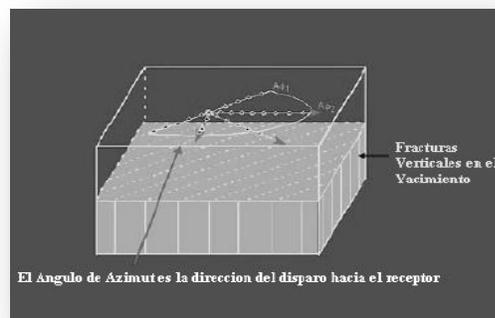


Figura 4. 4 Yacimiento Conceptual Simple Utilizado para el Análisis Azimutal. Modificado de Ouenes²⁸, 2004.

- **AVO Azimutal.** También es conocido como AVAZ (Amplitud versus Azimut) ó AVOA (Amplitud versus offset azimutal) (figura 4.5). La variación de la amplitud de la onda P con el azimut y el offset es una nueva herramienta para estudios de anisotropía azimutal. El análisis AVAZ trabaja bajo las siguientes condiciones (Gray D¹⁹, 2008):
 1. La anisotropía sísmica es causada por fracturas rellenas de fluidos.
 2. Si hay un solo conjunto de fracturas, pueden ocurrir dos cosas:
 - i) Hay un solo conjunto de fracturas verticales alineadas dentro de un superbin (Conjunto de bins) sísmico.
 - ii) Hay varios conjuntos de fracturas bajo la influencia de campos de esfuerzos, donde el campo de esfuerzo máximo horizontal es significativamente más grande que el esfuerzo mínimo horizontal.
 3. Este conjunto de fracturas es cercano a ser vertical (>65°)
 4. Las fracturas están conectadas.

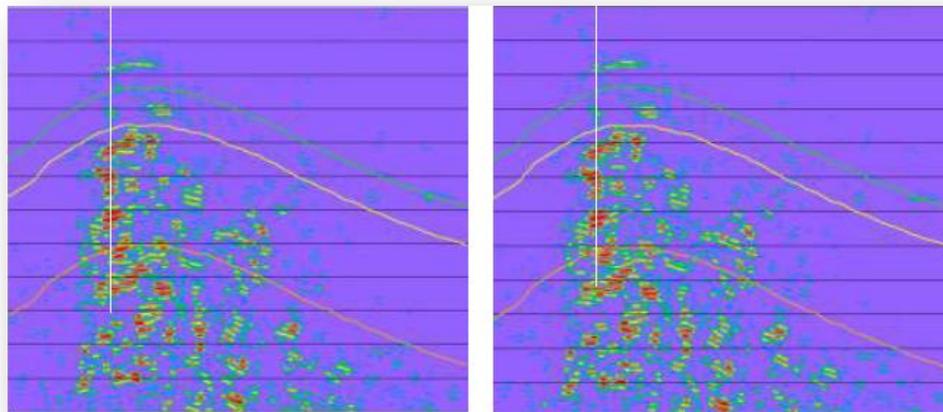


Figura 4. 5 Densidad de fractura utilizando AVAZ. Datos de fase cero (izquierda) y datos rotados 90 grados (derecha.) Modificado de Gray¹⁸, 2003.

- **VVAZ (Velocity Variation with Angle and Azimut) Variación de velocidad con ángulo y azimut**, está basado en las variaciones azimutales en la velocidad de apilado haciendo una elipse en el plano horizontal, mediante el filtro de la variación de velocidad en una elipse, estimando la intensidad de fracturamiento y la orientación de las fracturas (figura 4.6).

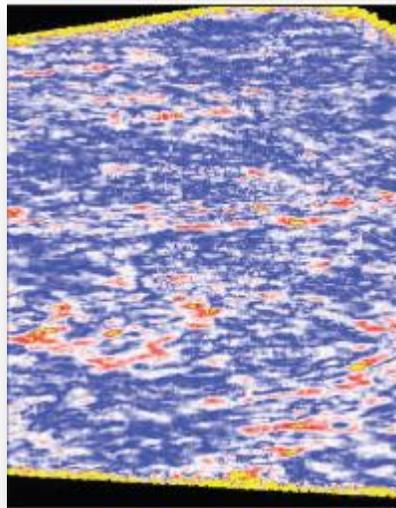


Figura 4. 6 Densidad de Fractura con el atributo VVAZ. Tomada de Divestco¹⁷ AVAZ/VVAZ

4.1.2 Registros Geofísicos.

El análisis de los registros geofísicos es una herramienta importante para comprender el sistema de fracturas. Se utilizan registros convencionales y especiales como son las imágenes resistivas y acústica, rayos gama de captura, espectroscopia de rayos gama, factor fotoeléctrico, resonancia magnética, litodensidad, entre otros

Un registro geofísico es una representación gráfica de los valores de propiedades de la roca con respecto a la profundidad de este. Por medio de ellos se pueden interpretan los siguientes parámetros.

- Litología del yacimiento.
- Ubicación y orientación de las fracturas.
- Ubicación de contactos de fluidos (agua-aceite y gas-aceite).
- Calcular la saturación de aceite residual en la zona invadida por agua.
- Magnitud de la porosidad total, porosidad primaria y secundaria.

4.1.2.1 Registros Convencionales.

Dentro del análisis de YNF estos registros se han utilizado para la detección de fracturas y para saber donde hay zonas de alto y bajo fracturamiento a lo largo de los pozos (Tran³⁵, 2004).

a) Potencial Espontáneo SP. La medición de este se obtiene por medio de un electrodo colocado en la misma sonda que se utiliza para determinar otras propiedades o mediciones con otros aparatos. La curva del SP permite:

- Determinar cuerpos permeables.
- Determinar los límites entre capas.
- Correlacionar Estratos.
- Conocer cualitativamente el contenido arcilloso de una capa.
- Determinar valores de resistividad del agua intersticial de las formaciones (R_w).

b) Registro Sónico. Su principio de funcionamiento consiste en un transmisor que emite impulsos sónicos y un receptor que capta y registra los impulsos, mide los trenes de onda acústica en formaciones rocosas (figura 4.7). En los

YNF sirve para la estimación de la porosidad secundaria, además de los arribos de las ondas acústicas pueden indicar la presencia de fracturas.

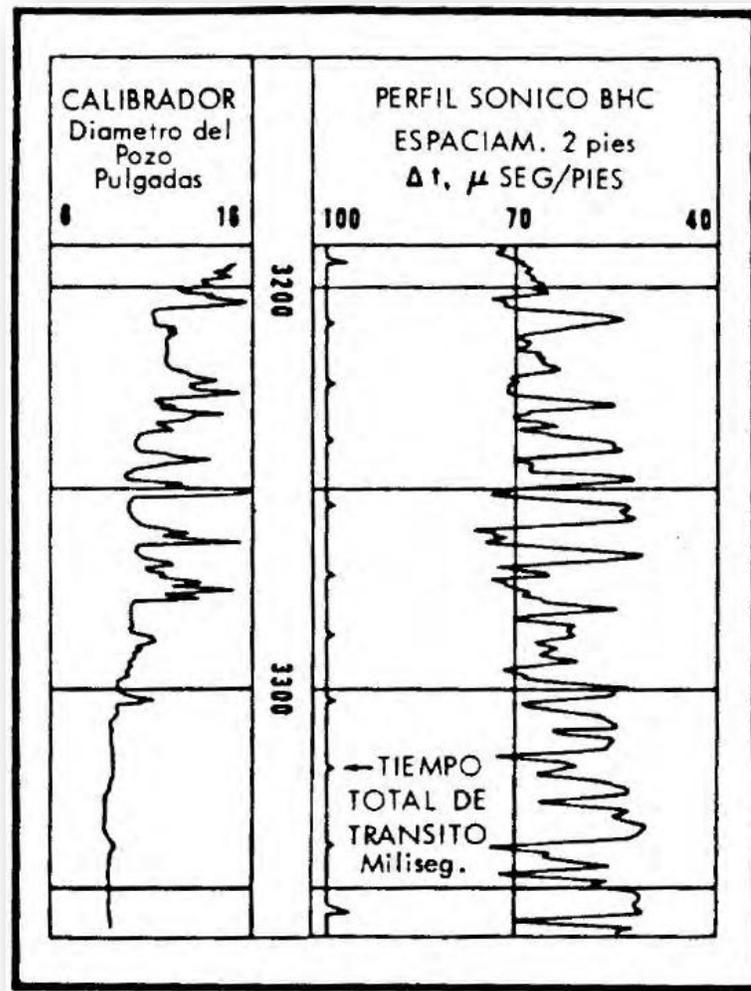


Figura 4. 7 Perfil del registro Sónico. Tomada de Guillot²⁰ 2010.

El registro sónico dipolar realiza mediciones exactas de los tiempos de tránsito compresionales de la formación, se utilizan para determinar la porosidad, además de la anisotropía de los esfuerzos para encontrar el fracturamiento.

c) Registro de Rayos Gamma (GR). Mide la radioactividad natural que emiten las formaciones del subsuelo. Las fuentes radioactivas más comunes son potasio (k), uranio (U), y torio (Th). Sus aplicaciones son las siguientes:

- Diferenciar litologías.
- Determinar contenido de arcilla en areniscas o calizas.
- Correlacionar entre secciones en un mismo pozo.
- Determinar el espesor de las capas.

En los YNF se puede indicar la presencia de fracturas, cuando hay una lectura de rayos gamma más alta, esto se debe a que los compuestos de Uranio pueden penetrar en las zonas de fractura donde hay un aumento de permeabilidad (Laongsakul²³, 2011).

d) Registro Rayos Gamma Espectral (GR Espectral). Este registro discrimina las contribuciones provenientes de torio (Th), Uranio (U), Potasio (K), además identifica formaciones limpias radiactivas con alto GR natural: carbonatos “calientes” (Uranio) y arenas feldespáticas (Potasio), evalúa la litología y la saturación de agua. En algunos casos el uranio puede estar presente en la porosidad y no existen fracturas, debido a que en algunas áreas las fracturas no son radiactivas (figura 4.8).

- Disminuye la incertidumbre sobre la mineralogía.
- Información de la litología para un cálculo más preciso de porosidad y reservas.
- Mejores modelos geológicos y de yacimientos para simulaciones y análisis de atributos sísmicos.
- Litología para una mejor evaluación de propiedades mecánicas y diseño de fracturas.

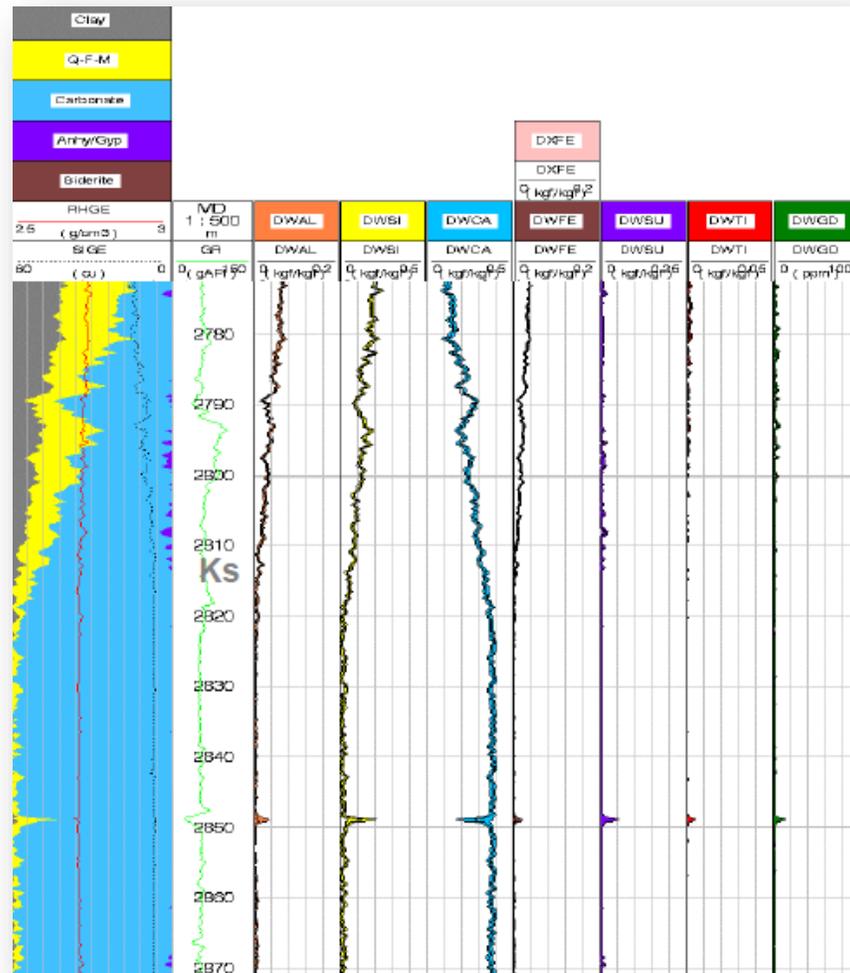


Figura 4. 9 Registro de mineralogía, litología y elementos en “pesos secos”.
Tomado de Schlumberger.

- f) Registro Neutrón. Mide la tasa de absorción de la formación de neutrones rápidos emitidos continuamente por una fuente radiactiva. Los neutrones son frenados por las colisiones con núcleos, por lo que la población de neutrones es inversamente proporcional a la porosidad, es útil para determinar porosidad, determinar litología, conocer el tipo de fluidos existentes en la formación.
- g) Registro de Temperatura. La temperatura tiene un papel muy importante en diversos procesos de fondo de pozo, sus mediciones se utilizan para el cálculo de las contribuciones del flujo, perfiles de inyección de agua y la detección de fracturas. En los YNF las fracturas abiertas pueden presentar entrada de fluidos en el pozo, por lo que hay una disminución de temperatura en esa sección del pozo (Laongsakul²³, 2011).
- h) Registros Eléctricos. En estos registros se pasa corriente por la formación a través de electrodos y los voltajes son medidos; las mediciones de estos proporcionan la resistividad de la roca por la que pasa la corriente, la sonda debe ser corrida en agujeros que contengan fluido conductivo o agua (Guillot²⁰, 2010).

En los YNF estos registros sirven para encontrar la zona de fractura, por ejemplo cuando el contraste de resistividad entre el lodo filtrado y la resistividad de formación es lo suficientemente grande, las lecturas de las herramientas eléctricas indicarán la zona de fractura en lo más profundo, mientras que las lecturas superficiales podrían indicar fracturas abiertas. Los valores altos de resistividad son indicadores de fracturas mineralizadas.

4.1.2.2 Registros Especiales.

Los registros especiales son los registros de imagen y los de resonancia magnética.

Existen dos tipos de registros de imagen, los primeros son los registros de imagen eléctricos y los segundos los registros de imagen acústicos. Los registros de imagen acústicos proporcionan información de la pared del agujero y permiten la descripción de varias propiedades del yacimiento como los intervalos y la orientación de las fracturas, porosidad y esfuerzos locales.

- a) Registro de Imagen basado en resistividad. Provee una imagen del pozo que es generada por 192 medidores de microresistividad, también información petrofísica y litológica, e información a microescala. Este registro es útil para el análisis de fracturas porque da información cuantitativa como el ancho de cada fractura y la porosidad de fractura, el registro se corre en lodos base agua.

Algunas de las ventajas que ofrece este registro es que se pueden distinguir fracturas inducidas y naturales claramente, además de ver la apertura de la fractura, por otra parte se puede interpretar la dirección de los esfuerzos horizontales y de esta manera plantear un modelo geomecánico para la predicción de la ubicación y el tipo de fracturas inducidas (figura 4.10).

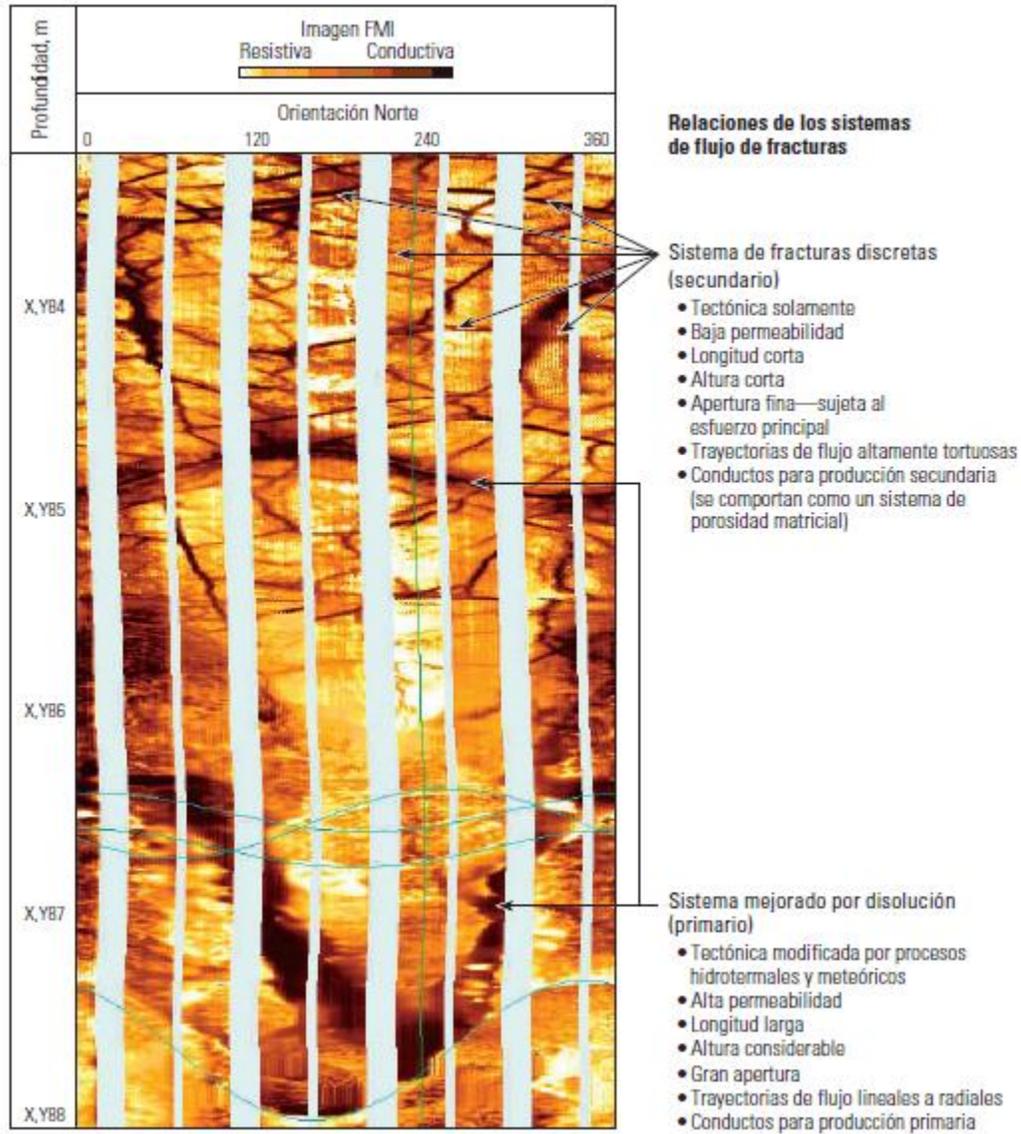


Figura 4. 10 La imagen muestra dos tipos de fracturas principales. Se describen las relaciones de los sistemas de flujo de las fracturas correspondiente a cada tipo. Tomado de Oilfield Review⁹ 2006.

b) Registro de Imagen basado en resistividad en lodos base aceite. Este registro es capaz de generar imágenes de resistividad en lodos no conductivos (base aceite y sintéticos). Su principio de funcionamiento es la diferencia de voltaje entre el electrodo de cada par. Los dispositivos de generación de imágenes de

microrresistividad se utilizan para evaluar si las fracturas naturales están abiertas, lo que permite el movimiento de fluidos, o cerradas por mineralización, que restringe en consecuencia el flujo (Cheung¹², 2002) figura 4.11.

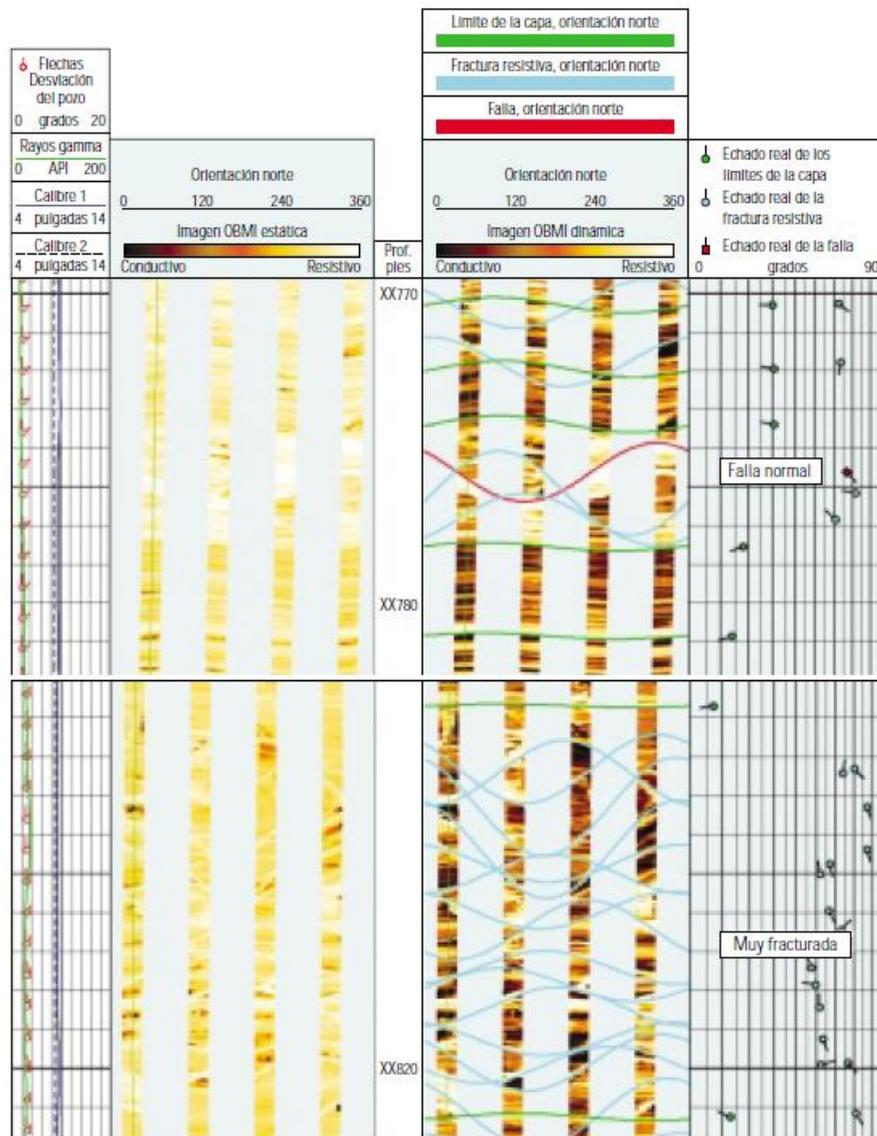


Figura 4. 11 Imágenes generadas por la herramienta OBMI. La herramienta OBMI identifica claramente las fracturas naturales y suministra sus orientaciones. Tomado de Oilfield Review¹² 2002.

c) Registro Acústico de Imágenes. Este registro se caracteriza porque mide amplitudes y tiempos de tránsito, su frecuencia de operación puede ser 250 y 500 Khz la primera genera resultados más confiables cuando hay lodos de perforación altamente dispersivos mientras que la segunda proporciona una mayor precisión en las mediciones (figura 4.12). Además esta herramienta produce dos imágenes desplegadas como imágenes de pozo a 360°, distingue fracturas naturales e inducidas, planos de estratificación, fracturas inducidas durante la perforación, además de que funciona en lodos base aceite.

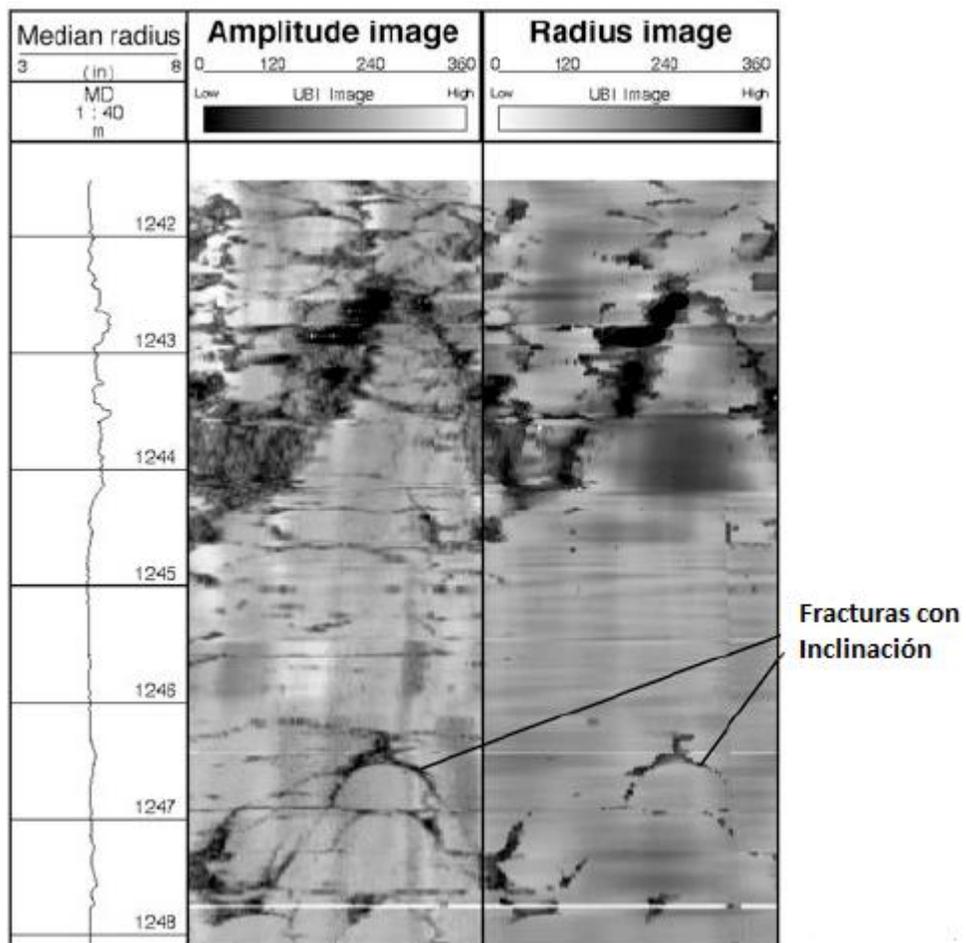


Figura 4. 12 Registro UBI, se pueden observar las fracturas que tienen inclinación. Tomada de Well Logging Principles y Applications, 2008³⁶.

d) Registros Acústicos Televiewer. Esta herramienta se basa en registros obtenidos por una onda sísmo acústica con un emisor piezo-eléctrico que envía señales de alta frecuencia (1.2 MHz) que son reflejadas en las paredes del pozo. Este registro es útil para identificar cambios litológicos, foliación, vórgulos, estilolitas y fracturas que son detectadas incluso cuando no hay cambios en el diámetro del agujero; sirve también para encontrar fracturas abiertas y selladas.

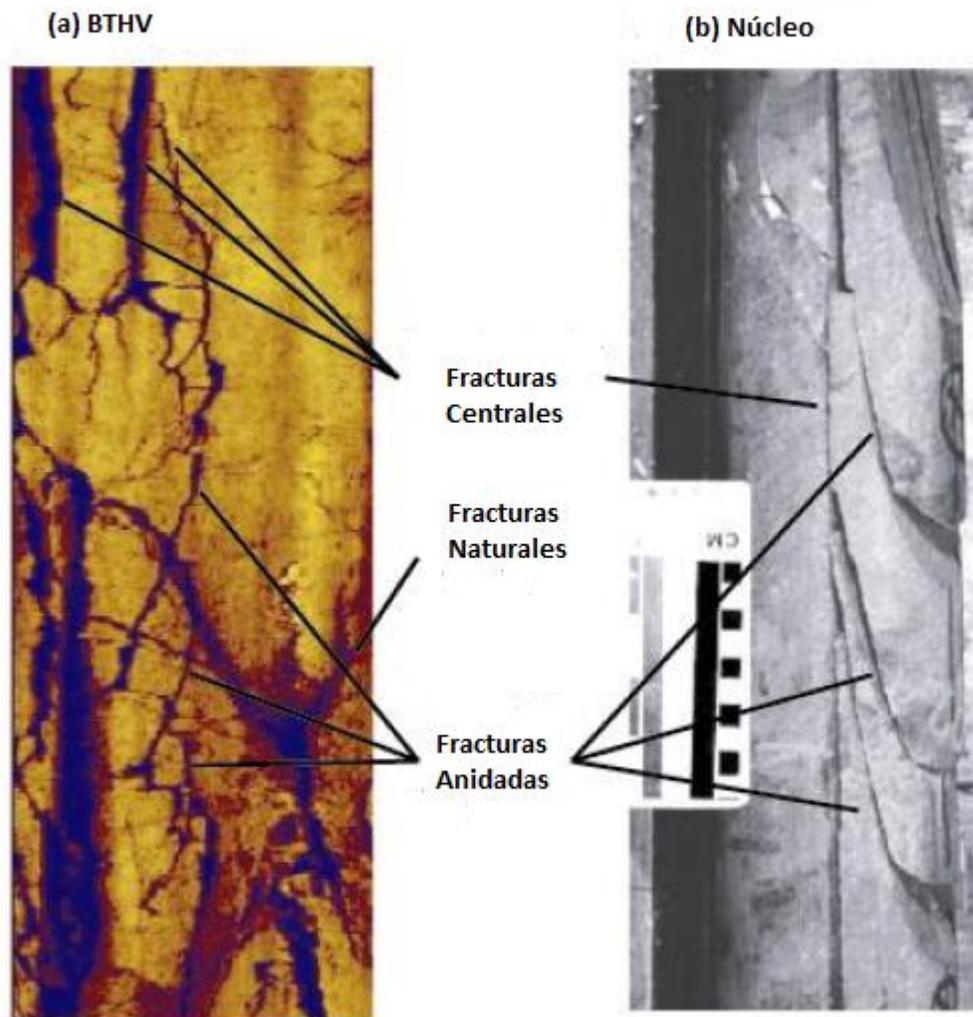


Figura 4. 13 (a) Fracturas observadas con el registro BHTV (b) Fracturas observadas en el núcleo.
Modificado de Datavatzes¹⁵, 2005

e) Registros de Resonancia Magnética. Se construyen a partir de una señal proveniente de los núcleos de hidrógeno, un imán permanente produce un campo magnético que magnetiza los materiales de la formación. Una antena que rodea a este imán transmite energía de radiofrecuencia hacia la formación, en ráfagas controladas con precisión en el tiempo en forma de campo magnético oscilatorio. Durante el tiempo entre pulsaciones, la antena se utiliza para escuchar la señal de eco decadente proveniente de aquellos protones de hidrógeno que están en resonancia con el campo del imán permanente (Richard³³, 2008).

En los YNF sirve para encontrar la distribución de la porosidad, el tamaño de poro, la permeabilidad y encontrar el tamaño de la fractura (figura 4.12).

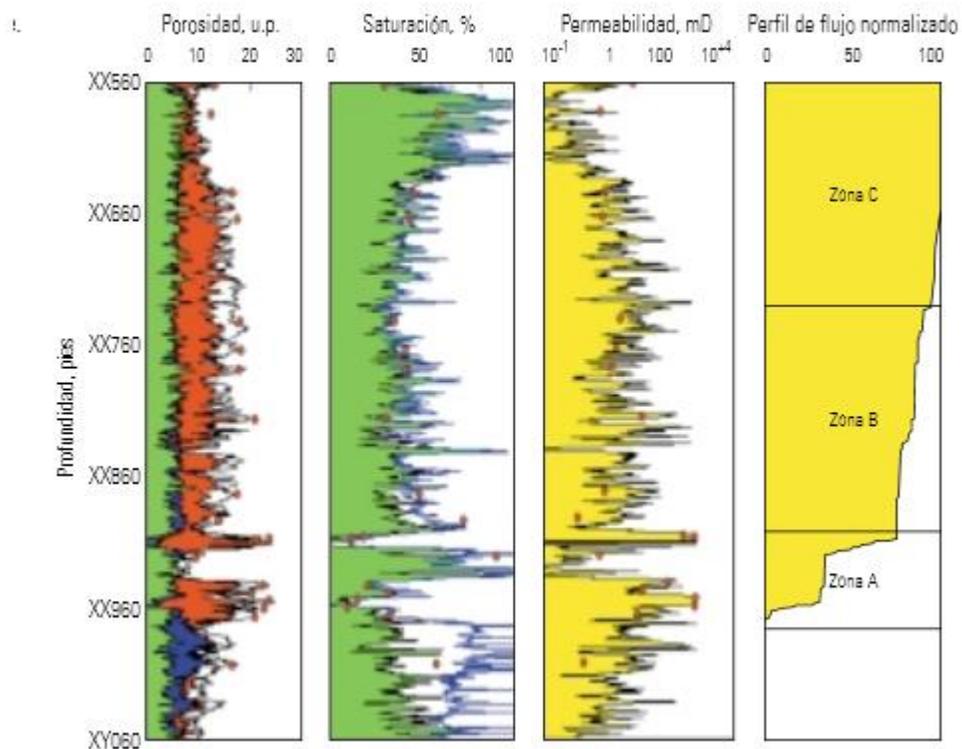


Figura 4. 14 Permeabilidad y porosidad derivadas del registro de resonancia magnética. Tomado de Oilfield Review Tendencias en registros de RMN³³, 2001.

4.1.3 Núcleos.

Los núcleos son la fuente de información más importante porque proporcionan información de características litológicas, físicas y del contenido de fluidos en las rocas. Del núcleo se puede ver claramente la relación entre las fracturas específicas y la roca del yacimiento, también puede ser utilizado para definir el origen, geometría y la ocurrencia de las fracturas en el yacimiento (Narr²⁶, 2006).

La información petrofísica más importante que proporciona el análisis de núcleos es la porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos y las fracturas en el yacimiento.

El análisis de núcleos también sirve para saber si las fracturas son naturales o fueron inducidas. Criterios para diferenciar las fracturas naturales de las inducidas en los núcleos:

La fractura es natural si:

1. Se observa cementación a lo largo de la superficie de fractura.
2. La fractura está incluida en el núcleo.
3. Se observan conjuntos de fracturas paralelos en un núcleo sencillo.
4. Se observan surcos de fricción en la fractura.

Las fracturas son inducidas si:

1. Las fracturas son concoidales o muy irregulares.
2. Ángulos de fractura verticales no cementados abruptamente desde el borde del núcleo en direcciones del fondo de pozo.

4.1.4 Modelo Geocelular.

La realización del modelo estático se basa en la información que se consigue a partir de los datos sísmicos, registros de pozos, los datos de núcleos y la información geológica del yacimiento, entre otros.

El modelo geológico consta de otros modelos más detallados de las diversas disciplinas de la geología:

- Estructural
- Sedimentario-estratigráfico
- Litológico

La finalidad del modelo geológico es determinar la heterogeneidad del yacimiento y la influencia que esta tiene en las propiedades petrofísicas de las rocas.

El modelo estructural se relaciona con los esfuerzos y deformación que determinan el tipo y las orientaciones de la estructura que conforma el yacimiento (trampa, fallas y límites).

En el modelo sedimentario-estratigráfico se definen las unidades litológicas que conforman el yacimiento, la parte más importante de este modelo es la construcción de una malla estratigráfica para definir la geometría interna de las unidades, además de determinar el espacio disponible para el acomodo de sedimentos y la geometría que resulta del patrón de sedimentación.

El modelo litológico consiste en identificar y clasificar facies para poder conocer muchas características petrofísicas de las rocas.

En el modelo petrofísico se utiliza principalmente las mediciones en núcleos y los registros geofísicos para estimar las propiedades petrofísicas: porosidad (ϕ), Saturación de agua (S_w) y permeabilidad (K), al integrar lo anterior se obtiene un modelo petrofísico a escala de pozo.

La sísmica tiene una resolución definida, por lo cual depende de la adquisición, procesamiento y características del área en estudio, por esto si se tiene información con una buena resolución sísmica se puede realizar un estudio detallado en cuanto a estructura, fallas y límites externos. La finalidad del modelo sísmico es generar modelos conceptuales estructurales del yacimiento y generar la correlación entre los atributos sísmicos contra las propiedades petrofísicas, todo esto mediante la generación de cubos de varianza, atributos sísmicos y la generación de modelos de velocidades y realizar la conversión a profundidad.

4.2 Caracterización Dinámica.

La caracterización dinámica se basa en la detección y evaluación de los elementos que afectan el comportamiento de un yacimiento, para la caracterización de las fracturas se busca ver el efecto de las fracturas a través de la descripción del movimiento de los fluidos en la matriz y en las fracturas.

4.2.1 Datos de Perforación.

Las observaciones hechas durante la perforación pueden indicar los posibles lugares donde hay zonas fracturadas, incluyendo las pérdidas excesivas de lodo.

4.2.2 Pruebas de pozos o Pruebas de Presión.

Las pruebas de pozos se utilizan para estimar los volúmenes de hidrocarburos, propiedades y las características de los fluidos producidos, además de la determinación de parámetros de las rocas del yacimiento.

Una prueba de variación de presión se puede definir como la medición continua de la presión de fondo y del gasto en un pozo con respecto al tiempo y se utilizan principalmente para:

- Estimar los parámetros del yacimiento (permeabilidad “k” y daño “s”).
- Calcular la presión promedio del área de drene.
- Detectar las heterogeneidades del yacimiento.
- Encontrar el grado de comunicación entre las zonas del yacimiento.
- Estimar la distancia a una falla.
- Estimar las características de los pozos que interceptan las fracturas.
- Estimar los parámetros de doble porosidad de una formación
- Determinar las condiciones de entrada de agua.
- Confirmar la presencia de un casquete de gas.
- Definir los contactos de los fluidos.
- Establecer el grado de comunicación de varios yacimientos con un acuífero común.
- Estimar el límite del yacimiento.

Consisten principalmente en enviar un estímulo al yacimiento y medir una respuesta. El estímulo es una o varias variaciones en el gasto de producción o inyección, la respuesta es el cambio de la presión en el fondo que se mide en uno o varios pozos (figura 4.15) durante un tiempo determinado por medio de un sensor de presión de alta resolución.

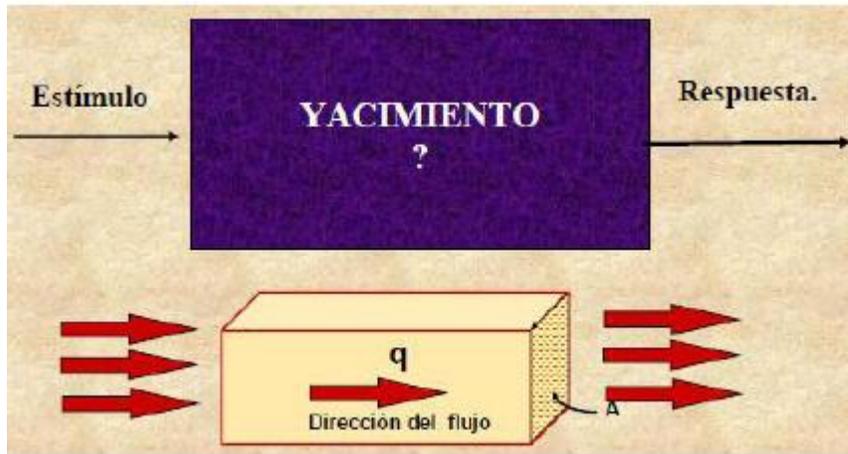


Figura 4. 15 Esquema que muestra como se genera un estímulo al yacimiento que genera una respuesta en la que se puede medir la variación de presión. Tomado de Amaya⁵, 2010.

Para tener una información confiable obtenida de las pruebas de presión es importante planear bien el tipo de prueba para alcanzar el objetivo, hace una correcta calibración de los medidores además de un equipo en buenas condiciones lo más importante realizar el análisis basado en el conocimiento geológico y las condiciones bajo las cuales fue aplicada la prueba.

4.2.2.1 Tipos de pruebas de presión.

- a) Prueba de Decremento de Presión (Drawdown test”). En esta prueba un pozo que está estático, estable y cerrado, se abre a producción, la tasa de flujo se supone constante (figura 4.16). Esta prueba es útil para delimitar el yacimiento.

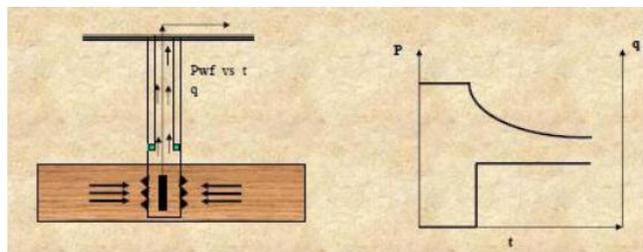


Figura 4. 16 Esquema de una prueba de decremento de presión. Tomado de Amaya⁵, 2010

Las principales dificultades de esta prueba son las siguientes:

- Es difícil hacer fluir al pozo a una gasto constante, aun después de estar más o menos estabilizado.
- Cuando las condiciones del pozo no son inicialmente estáticas o estables, especialmente si el pozo ha sido perforado recientemente o se ha dejado fluir previamente.

b) Pruebas de Incremento de presión (Build up Test). En este tipo de prueba, un pozo que está fluyendo a un gasto constante, se cierra y se mide la presión de fondo del pozo (figura 4.17).

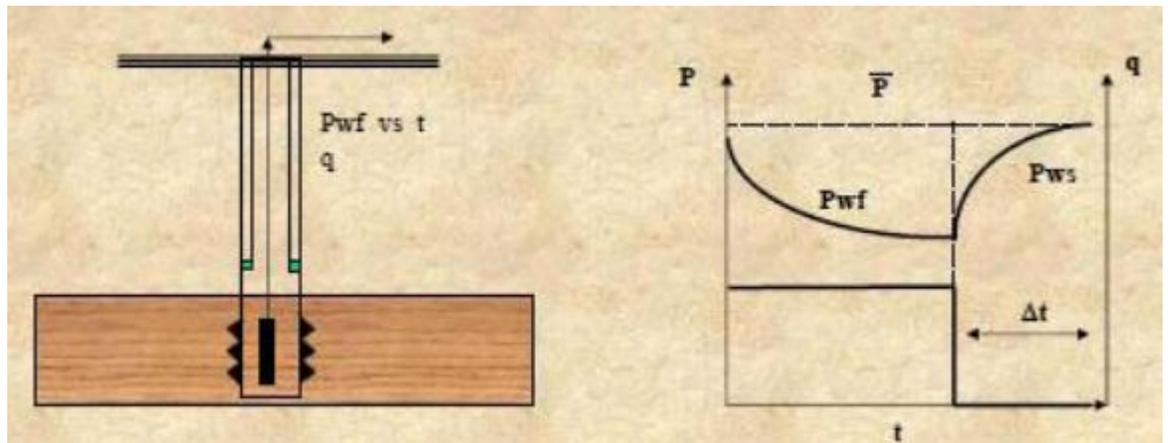


Figura 4. 17 Prueba de incremento de presión. Tomado de Amaya⁵, 2010.

c) Pruebas de Inyección. Esta prueba es similar a una prueba de decremento, con la diferencia de que el flujo va hacia dentro del pozo y no hacia fuera (figura 4.18).



Figura 4. 18 Prueba de inyección. Tomado de Amaya⁵, 2010

- d) Pruebas de Inyección (Fall-Off Test). Se mide la declinación de la presión después de terminar la inyección (figura 4.19).

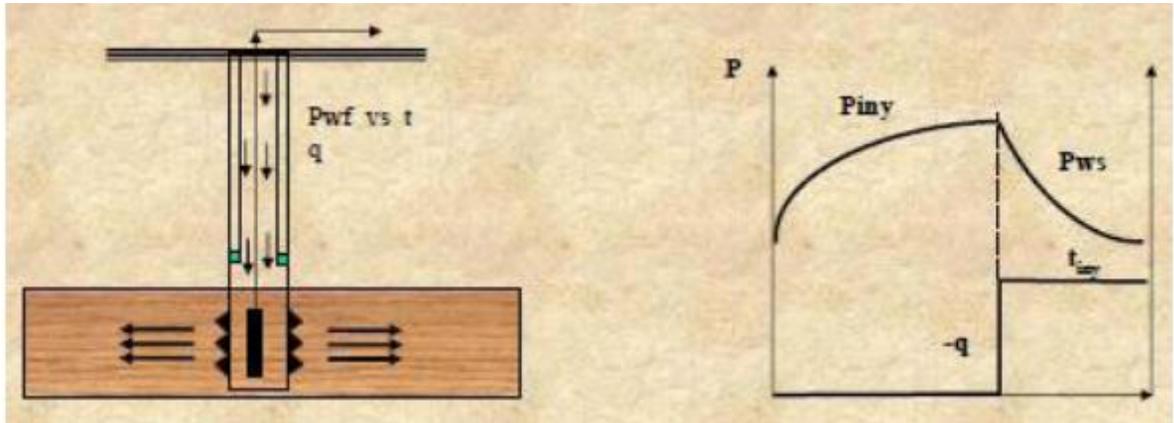


Figura 4. 19 Prueba de de abatimiento fall off. Tomado de Amaya⁵, 2010.

- e) Pruebas de Interferencia. En esta prueba se abre a producción un pozo y se observa la presión en un pozo diferente, además de que se monitorean los cambios de presión en el yacimiento a cierta distancia del pozo productor, por tal motivo esta prueba puede ser muy útil para caracterizar las propiedades del yacimiento en un rango más amplio que las pruebas de pozos individuales. Las pruebas de interferencia se pueden usar sin importar el tipo de cambio de presión inducido en el pozo activo, es decir, pruebas de restauración, incremento, decremento o de inyección; un objetivo importante de este tipo de prueba es tratar de determinar la dirección de anisotropía del yacimiento y la conectividad entre pozos (figura 4.20). En el mejor de los casos, si se utiliza un arreglo de pozos observadores adecuado y la prueba es exitosa, se puede determinar el tensor de permeabilidades alrededor del pozo observador (Reyes³², 2002).

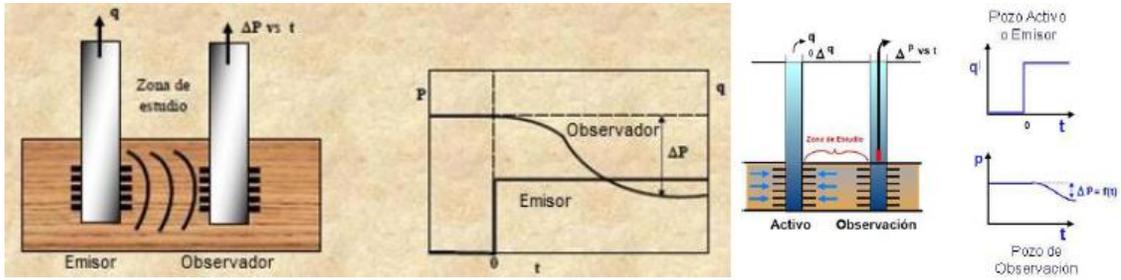


Figura 4. 20 Prueba de Interferencia, medición de la presión en el fondo del pozo observador. Tomada de Amaya⁵, 2010.

4.2.2.2 Flujo de fluidos en un medio poroso.

En los yacimientos las geometrías del flujo indican la dirección preferencial de este (figura 4.21), los tres principales tipos son flujo lineal, flujo radial y flujo esférico. En el flujo lineal las líneas son paralelas y el flujo es constante. En el flujo radial las líneas de flujo también son rectas pero convergen en dos dimensiones a un centro común y la sección expuesta al flujo disminuye a medida que se aproxima al centro. Y en el flujo esférico las líneas son rectas y convergen en tres dimensiones.

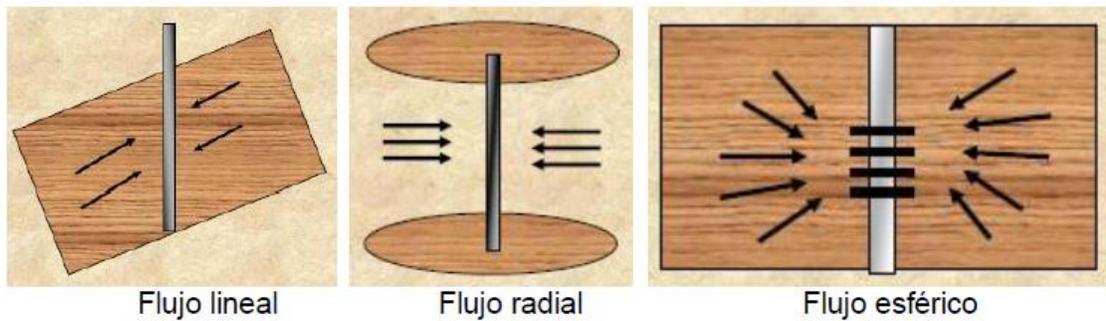


Figura 4. 21 Esquemas que muestran las tres direcciones preferenciales del flujo. Tomado Amaya⁵, 2010

El flujo lineal se puede aplicar para ver si un pozo está fracturado, arenas lenticulares, canales, pozos horizontales y yacimientos fracturados (figura 4.22).

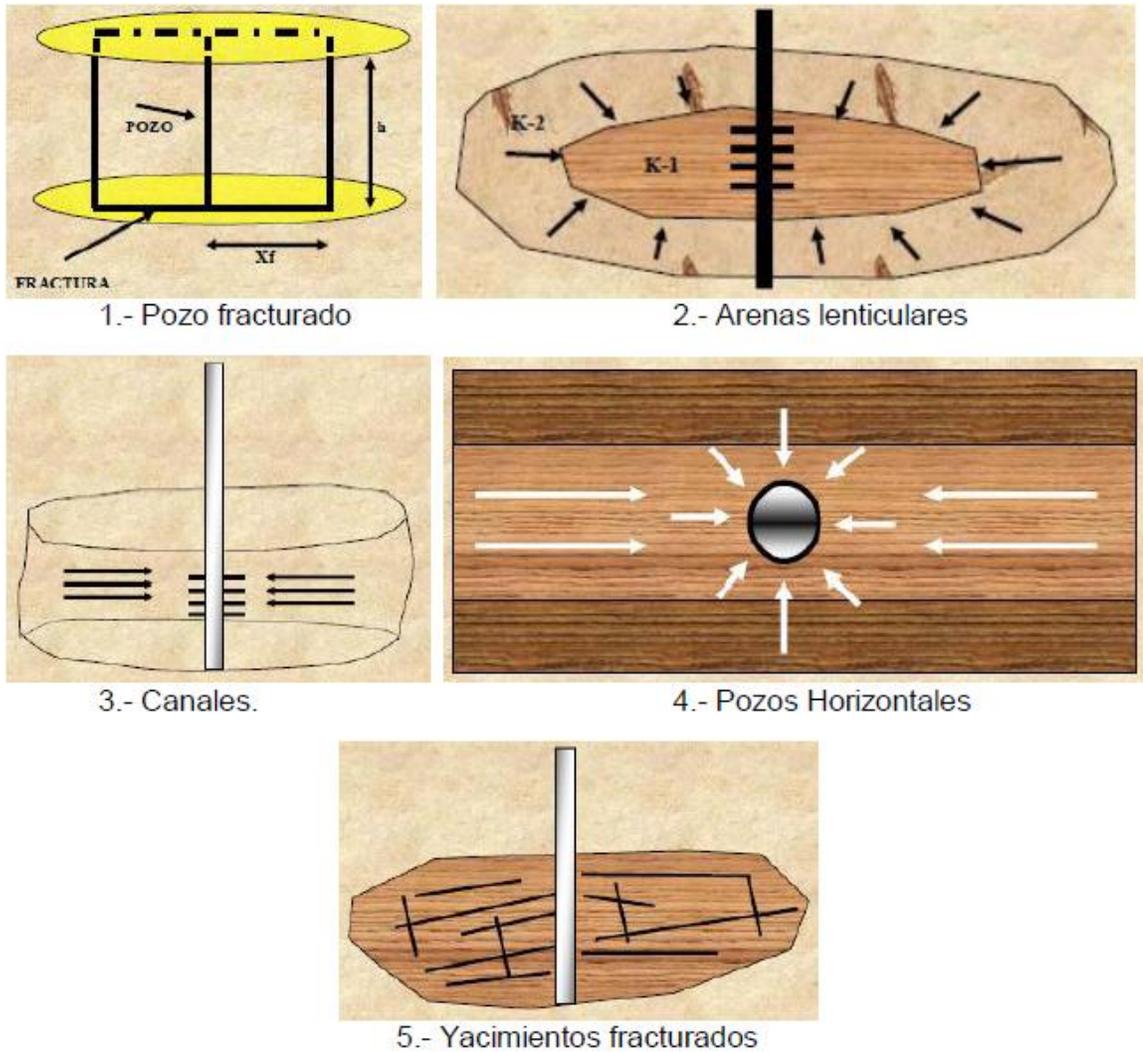


Figura 4. 22 Esquemas que muestran las aplicaciones para el flujo lineal. Tomado de Amaya⁵, 2010.

Hay tres tipos de regímenes del flujo que son: transitorio o infinito, pseudo-estacionario y estacionario (Reyes³², 2002).

- i. Flujo Transitorio o flujo infinito: Es la primera parte del comportamiento de presión en un pozo que produce a un gasto constante durante la producción inicial, la presión se comporta igual que en el caso de un yacimiento infinito. Este es el periodo de flujo transitorio o infinito.

- ii. Flujo Semi-estacionario: Cuando no existe flujo a través de los límites del área de drene mientras está transcurriendo el tiempo de producción, el comportamiento de la presión se desvía del comportamiento de un yacimiento infinito. Finalmente, si la compresibilidad es pequeña y constante, la tasa de declinación de la presión llegará a ser igual en las fronteras del área de drene. Este es un periodo de estado semi-estacionario.

$$\frac{dp}{dt} = \text{constante} \rightarrow P(t) = c_1(t) + c_2$$

- iii. Flujo de Estado Estacionario. En el flujo de estado estable, a una tasa constante del pozo, la presión en cualquier punto en el yacimiento permanecerá constante con el tiempo. Los casos de mantenimiento de presión mediante la inyección de agua o gas, son los que más se acercan al caso de flujo de estado estable.

$$\frac{dp}{dt} = 0 \rightarrow P = \text{constante}$$

4.2.2.3 Efecto de daño en un pozo.

El daño “s” es una medida de la pérdida de productividad o inyectabilidad parcial o total, natural o inducida de un pozo y puede ser ocasionado por invasión de materiales ajenos al yacimiento provenientes de las operaciones de perforación, terminación, mantenimiento o por la vida productiva del pozo.

4.2.2.4 Análisis de las Pruebas de Presión.

Para la doble porosidad existen distintos comportamientos, cada uno de ellos depende del grado de interacción o tipo de flujo interporoso entre los dos medios. El primero se caracteriza por un flujo interporoso restringido y también es conocido

como flujo de estado semi-estable. El segundo es el flujo interporoso no restringido o flujo transitorio se logra cuando no hay un daño interporoso.

Los métodos para analizar pruebas de presión se clasifican en dos grupos:

a) Métodos Convencionales. Estos métodos se basan en la identificación de los diferentes periodos de flujo, a medida de que la presión va siendo medida. Sin embargo, usar los métodos convencionales para analizar pruebas de presión tiene algunas desventajas (Reyes³², 2002):

- Algunas veces se hace difícil identificar un tipo de flujo, el cual se corresponda a una línea recta en un gráfico de presión versus tiempo. La línea recta existe sólo si los diferentes flujos están separados. De otra forma no existe línea recta (para cada tipo de flujo), y no se puede realizar ninguna interpretación convencional.
- La interpretación toma en cuenta sólo los puntos localizados sobre la línea recta. Los puntos que corresponden a la transición entre dos tipos de flujo no se usan.

A causa de esto, algunas veces ocurre que sólo se use en el análisis convencional una pequeña proporción de los datos.

Análisis de Horner Este análisis se realiza graficando en escalas semilog la presión versus una expresión de tiempo conocida comúnmente como tiempo de Horner (figura 4.22).

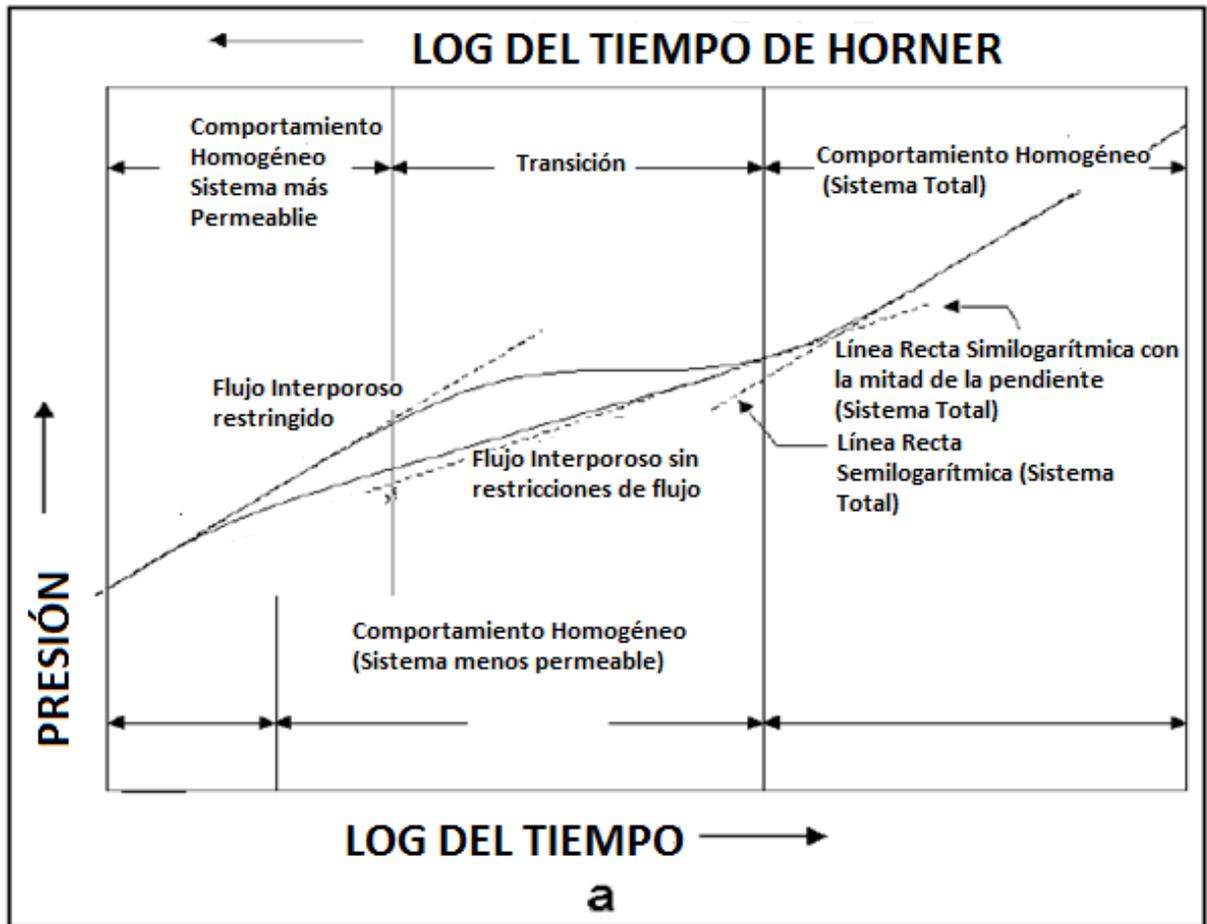


Figura 4. 23 Comportamiento de doble porosidad. Modificado de Reyes³², 2002.

En teoría, el comportamiento de doble porosidad se traduce en dos líneas paralelas en un gráfico semilogarítmico, suponiendo que no existe efecto de almacenamiento y/o efectos de la frontera. La primera línea recta semilogarítmica representa el comportamiento homogéneo del medio más permeable antes de que el medio menos permeable comience la recarga de fluido. Como lo indica la Figura 4.23, esta primera línea recta dura mucho más para flujo interporoso restringido que para flujo interporoso no restringido. La segunda línea recta representa el comportamiento homogéneo de ambos medios porosos cuando la recarga del medio menos permeable está completamente establecida. Las dos

líneas rectas paralelas están separadas por una zona de transición que representa el principio del flujo interporoso. La transición puede ser una línea recta en el caso de flujo interporoso no restringido. La pendiente de tales líneas rectas en la zona de transición generalmente es igual a la mitad de la pendiente de las dos líneas paralelas.

b) Métodos que hacen uso de las Curvas Tipo. Las variaciones de presión esperadas a través de una prueba de presión se pueden simular de acuerdo a la configuración de pozo-yacimiento escogida a través de modelos analíticos, con una mínima cantidad de simplificaciones y el uso de las computadoras han eliminado la mayoría de las limitaciones del método.

Análisis Log-Log. Este análisis involucra un gráfico log-log del cambio de presión adimensional versus el tiempo transcurrido (figura 4.24).

El análisis log-log representa una mejora significativa sobre el análisis convencional para identificar el comportamiento de doble porosidad. Sin embargo, no es totalmente confiable. Por ejemplo, normalmente es difícil ver la forma de S en pozos altamente dañados.

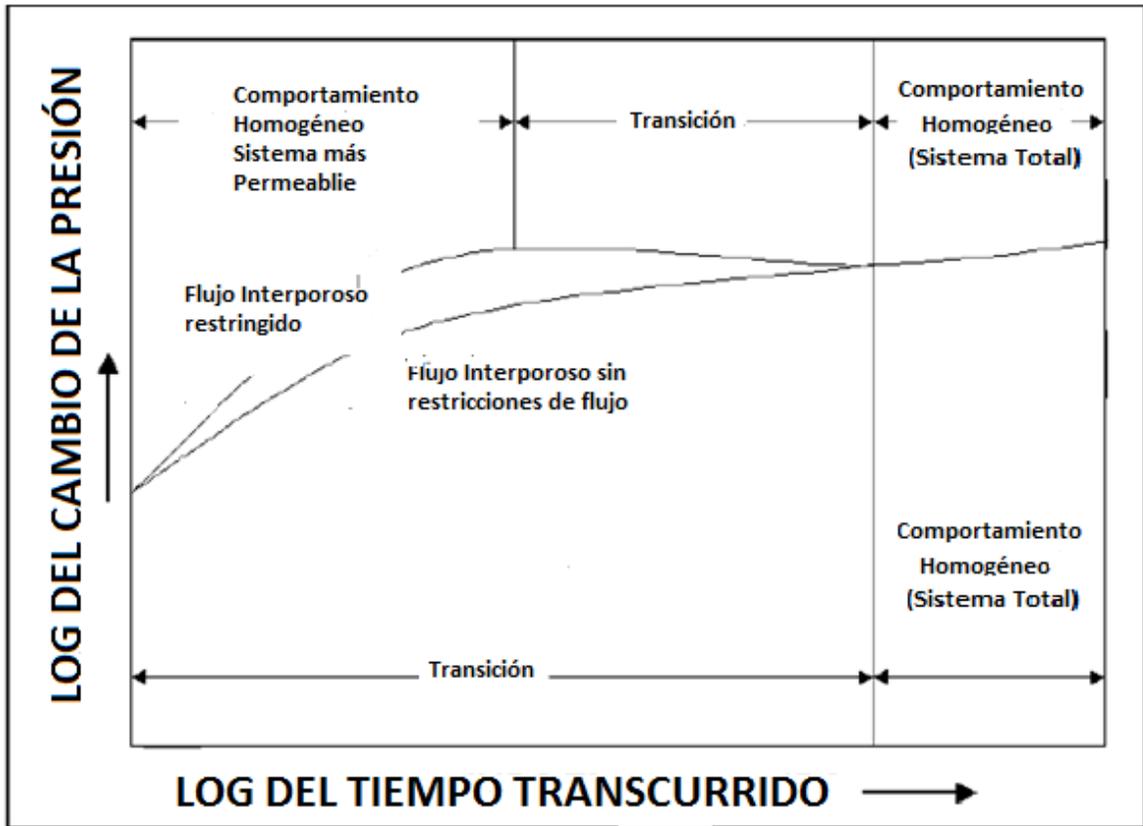


Figura 4. 24 Comportamiento de doble porosidad. Tomado de Reyes³², 2002

Análisis de la Derivada de la Presión En este análisis también se involucra un gráfico log-log de la derivada de la presión con respecto a alguna función del tiempo transcurrido, el comportamiento de doble porosidad se caracteriza por la existencia de un mínimo en la derivada de la presión (Figura 4.25).

La derivada de la presión proporciona el medio más eficiente para la identificación de un sistema de doble porosidad a partir de una prueba de pozo, siempre y cuando se pueda obtener una curva apropiada de la derivada de presión.

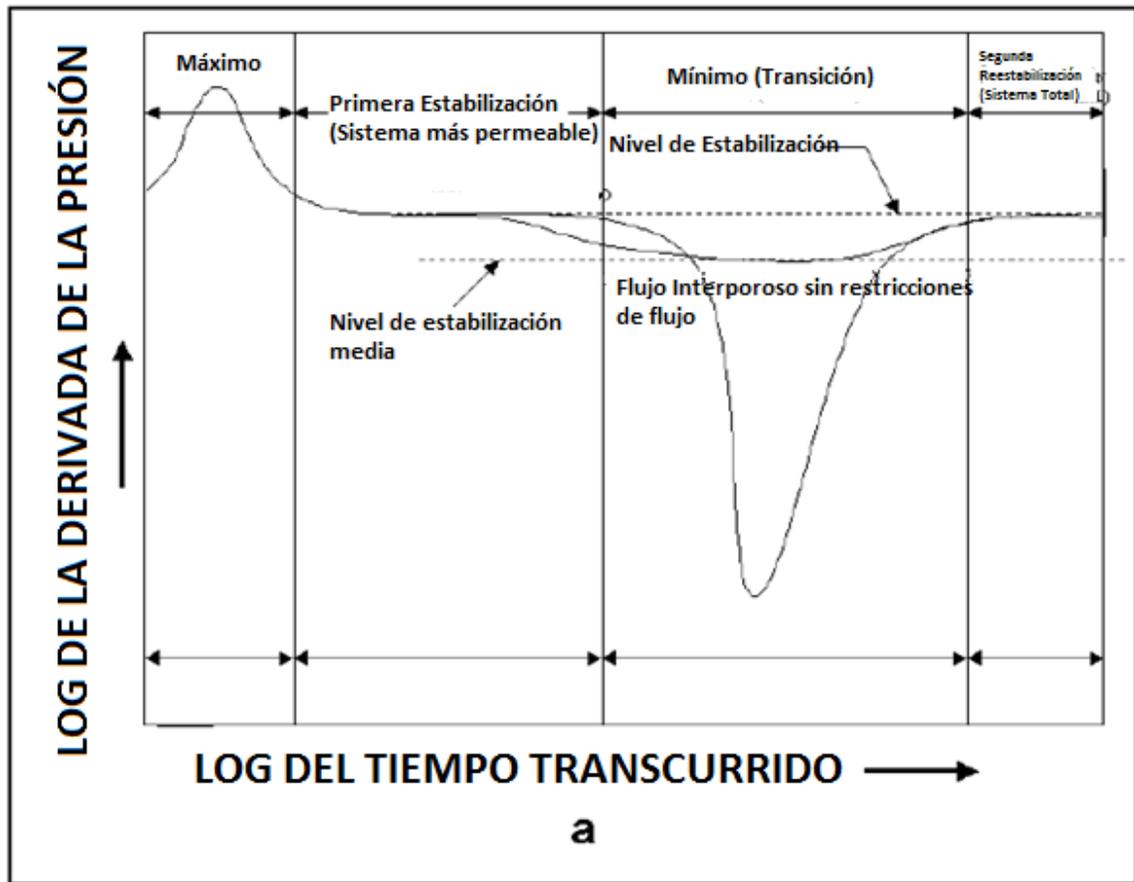


Figura 4. 25 Comportamiento doble porosidad: gráfico de la derivada. Modificado de Reyes³², 2002.

4.2.3 Herramienta de Registro de Producción PLT (Production Logging Tool).

Son herramientas que se utilizan para determinar la aportación de cada uno de los intervalos abiertos a producción o inyección.

Se corren con el pozo fluyendo, disponen de un medidor de flujo y uno de temperatura normalmente. Es la mejor herramienta para identificar que fracturas están contribuyendo con flujo al pozo, así como la cantidad de líquido que la fractura está transmitiendo (figura 4.26).

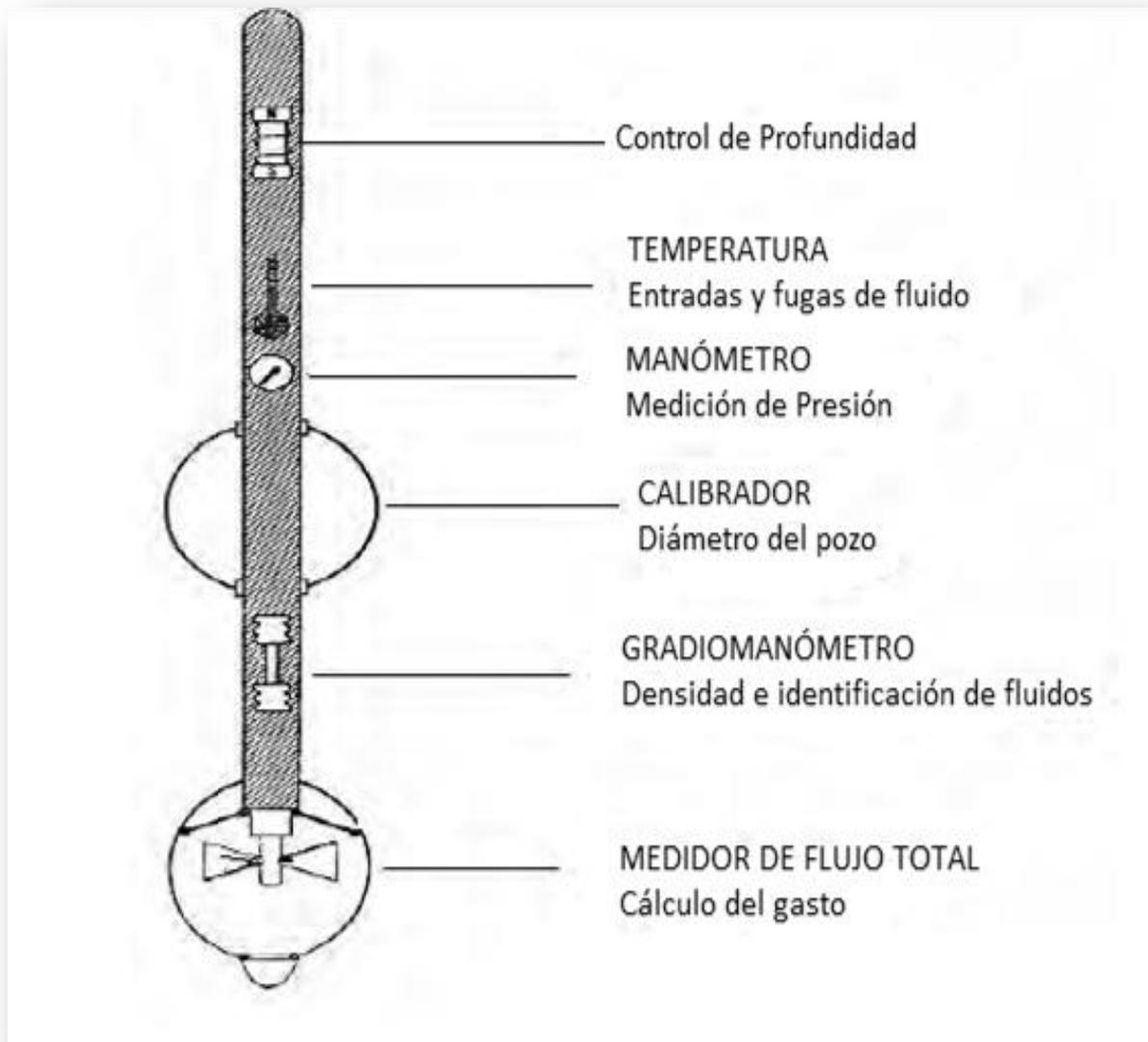


Figura 4. 26 Herramienta típica de un PLT (Production Logging Tool). Tomado de Bobadilla⁷, 2012.

El gradiomanómetro es un sensor que forma parte de la herramienta PLT y mide la diferencia de presión entre dos sensores, separados por una distancia de dos pies, lo que permite derivar la densidad del fluido en el pozo (figura 4.27).

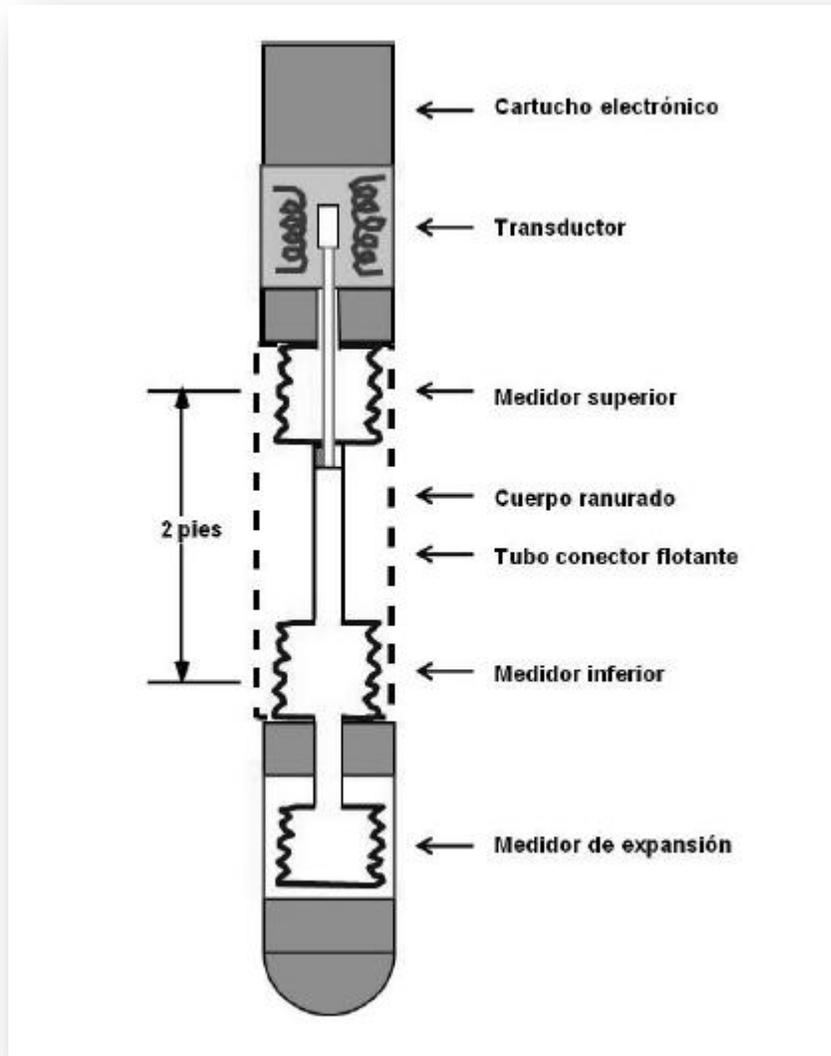


Figura 4. 27 Partes principales de un gradiomanómetro. Tomada de Amaya⁵, 2010.

4.2.4 Prueba de Trazadores

Las pruebas de trazadores brindan información de las direcciones preferenciales de flujo que existen en el yacimiento, durante un proceso de inyección de fluidos, en sentido vertical y en sentido horizontal. Los trazadores son compuestos que se agregan a los fluidos que se inyectan a los yacimientos para monitorear su

movimiento a través de las formaciones productoras, de acuerdo a su interacción con los fluidos o la roca, existen dos tipos:

- a) Pasivos. Se mueven a la velocidad de los fluidos con el que se inyectan sin la interacción con rocas o fluidos del yacimiento (figura 4.28).
- b) Activos. En estos hay interacción con rocas o fluidos del yacimiento (figura 4.28).

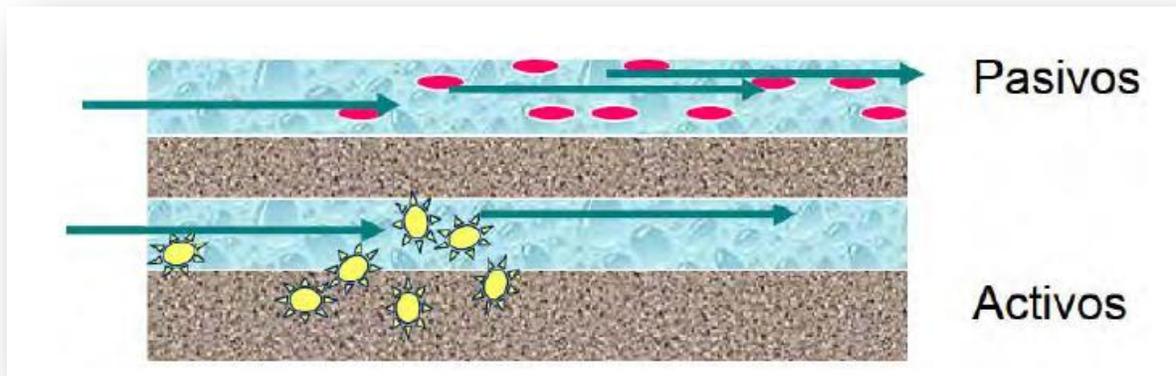


Figura 4. 28 Comportamiento de los trazadores en el medio poroso. Tomado de Bobadilla, 2012

Existen dos tipos de pruebas de trazadores (Bobadilla⁷ 2012):

- a) Pruebas de un solo pozo. Generalmente se inyectan en un pozo invadido de agua dos trazadores uno que se disuelve con el agua inyectada y otro que no tiene interacción con ésta, de acuerdo a la diferencia de tiempos de respuesta en el pozo activo se puede estimar la saturación residual de aceite y de aquí la eficiencia de un proceso de inyección de agua.
- b) Pruebas entre pozos. En esta prueba una cierta cantidad de trazador que puede ser líquido o gaseoso es inyectado dentro del yacimiento a través de un pozo inyector mientras que el muestreo del fluido se realiza comúnmente en los pozos productores para detectar su presencia.

4.2.5 Datos Históricos de Producción.

El análisis de los datos de producción de un pozo permiten determinar el tipo de declinación además de proporcionar información del volumen poroso de drene, patrones de flujo, las fronteras que lo limitan, también en algunos casos calcular la permeabilidad (k) y el daño (s). La historia de producción de un yacimiento se puede considerar como una prueba de decremento con gasto variable y en el análisis de la producción total de un yacimiento y de su historia de presión de fondo fluyente y estática se utilizan para obtener como resultado la evaluación del volumen original de hidrocarburos.

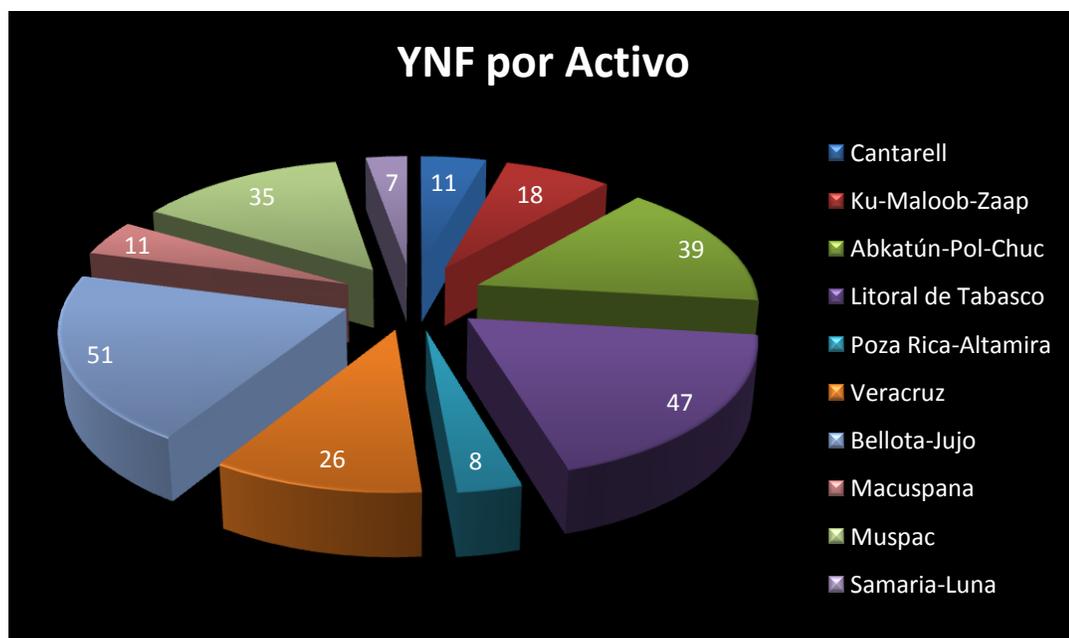
Es necesario trabajar de manera conjunta la caracterización dinámica y estática debido a que por medio de ellas se calculan las reservas y se crea un plan de desarrollo óptimo del yacimiento, además de que por medio de los datos estáticos se pueden incorporar los componentes dinámicos del comportamiento del yacimiento que afectan los procesos de flujo durante la explotación de este, para tener una buena simulación del yacimiento.

Capítulo 5 Análisis de los YNF en México.

Los YNF en México aportan aproximadamente el 90% (PEP, 2011) de la producción de aceite. México cuenta con 401 YNF, su distribución se muestra en la siguiente tabla 5.1 y la gráfica 5.1.

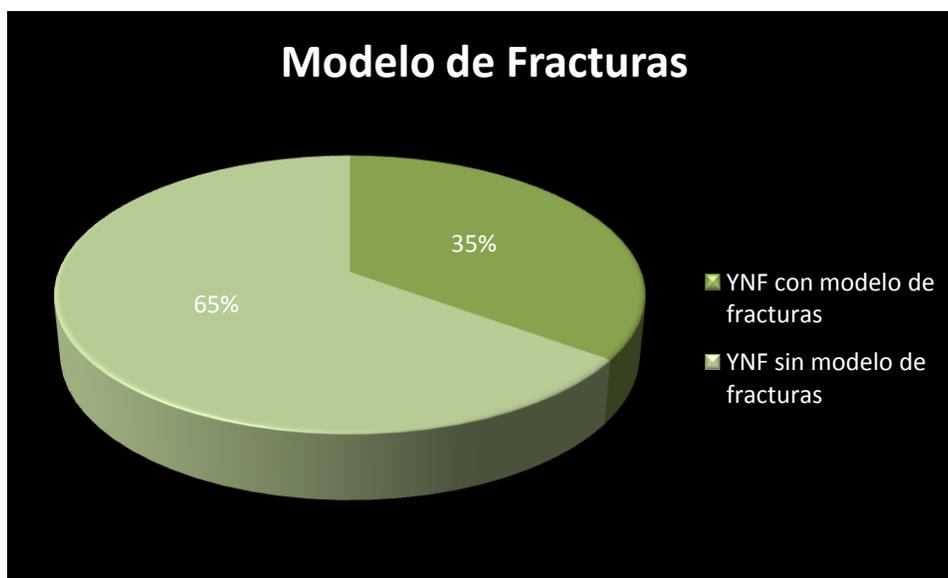
Activo	YNF por activo
Cantarell	11
Ku-Maloob-Zaap	18
Abkatún-Pol-Chuc	39
Litoral de Tabasco	47
Poza Rica-Altamira	8
Veracruz	26
Bellota-Jujo	51
Macuspana	11
Muspac	35
Samaria-Luna	7

Tabla 5. 1 YNF por cada activo. Fuente CNH 2012.



Gráfica 5. 1 Distribución de YNF por Activo. Fuente CNH 2012.

De todos los YNF que existen en el país, sólo el 35% cuenta con un modelo de fracturas (gráfica 5.2).



Gráfica 5. 2 Yacimientos que cuentan con modelo de fracturas. Fuente CNH 2012

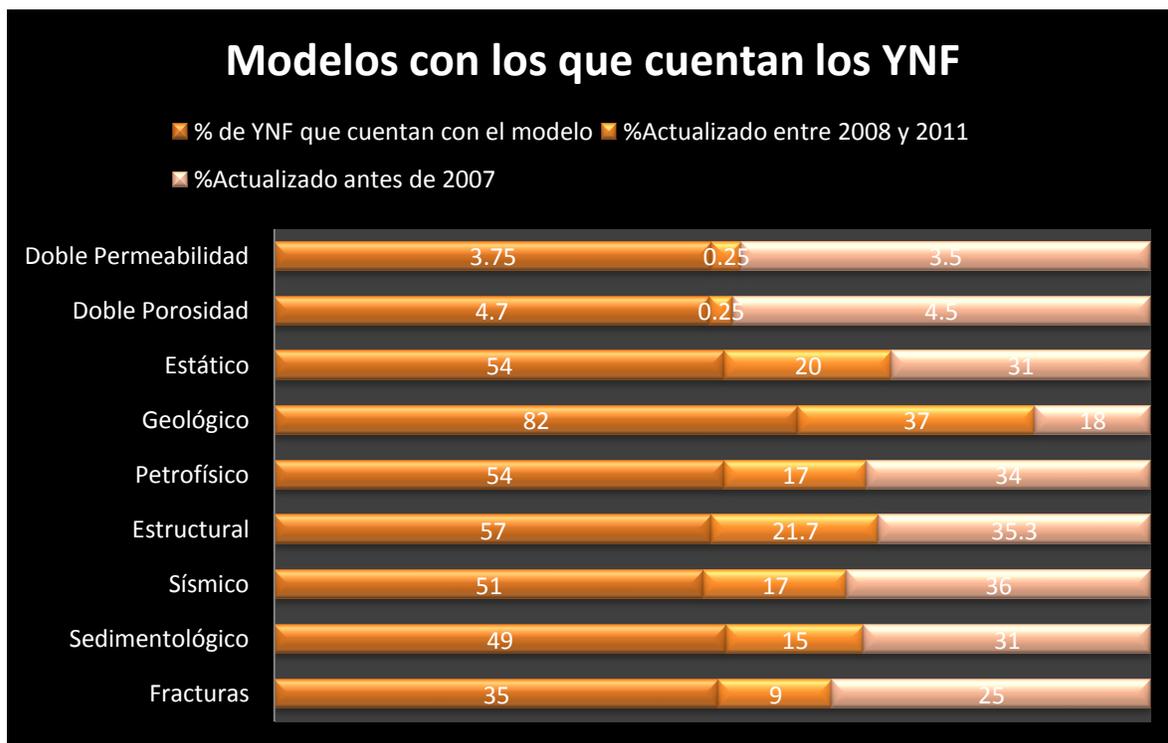
Sin embargo, de los que cuentan con modelo de fracturas la mayoría se encuentra modificado antes de 2007 (Gráfica 5.3), sólo el 9% está actualizado entre 2008 y 2011.

El 57% de los YNF cuenta con un modelo estructural y al igual que el modelo de fracturas, la mayoría no se encuentra actualizado; el 21.7% está actualizado entre 2008 y el 2011, mientras que del 35.3% su última modificación fue antes del 2007 (tabla 5.2).

En lo que se refiere al modelo petrofísico sólo el 54% cuenta con él, la última modificación que tiene 17% de los modelos fue entre 2008 y 2011, el 34% se encuentra no ha sido modificado desde antes de 2007 (Tabla 5.2).

Los YNF que cuentan con modelo sedimentológico solo son el 49%, el 15% se encuentra actualizado entre 2008 y 2011, mientras que 31% tuvo su última modificación

antes de 2007. Para el modelo sísmico de los YNF sólo el 54% cuenta con él, el 17% está actualizado entre 2008 y 2011 y el 36% antes de 2007. El modelo estático sólo el 51% cuenta con este, el 20% su última modificación fue entre 2008 y 2001 y el 31% actualizado antes de 2007.

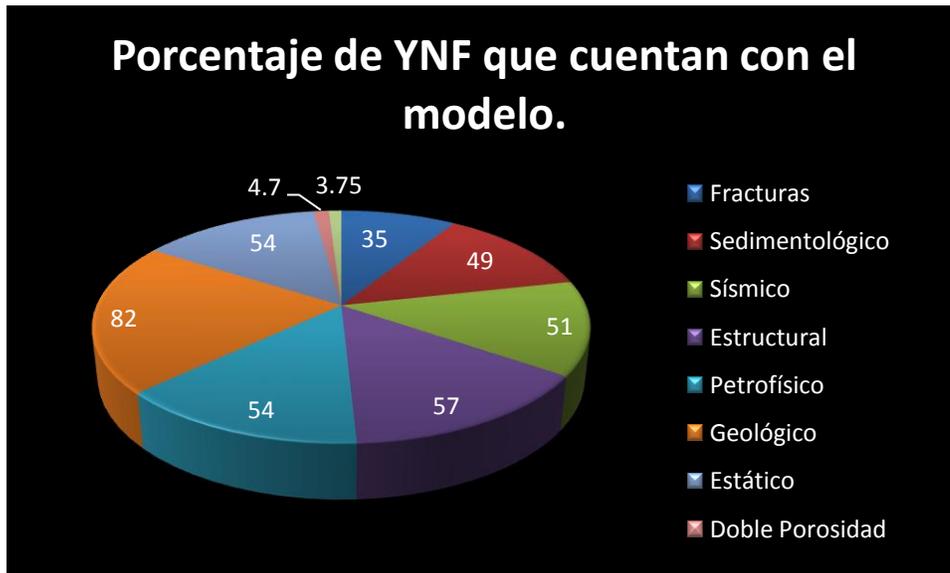


Gráfica 5. 3 Porcentaje de modelos que se encuentran actualizados. Fuente CNH 2012

Modelos	% de YNF que cuentan con el modelo	%Actualizado entre 2008 y 2011	%Actualizado antes de 2007
Fracturas	35	9	25
Sedimentológico	49	15	31
Sísmico	51	17	36
Estructural	57	21.7	35.3
Petrofísico	54	17	34
Geológico	82	37	18
Estático	54	20	31
Doble Porosidad	4.7	0.25	4.5
Doble Permeabilidad	3.75	0.25	3.5

Tabla 5. 2 Resumen de los modelos con los que cuenta el YNF y actualizaciones. Fuente CNH 2012

En la gráfica 5.4 se muestra el tipo de modelos con los que cuentan los YNF.



Gráfica 5. 4 Tipo de Modelos con el que cuentan los YNF. Fuente CNH 2012

Otra parte muy importante en el análisis, son los datos dinámicos de los YNF debido a que aportan información que es de gran ayuda para su caracterización, el 9.27% de los yacimientos cuenta con el factor de daño a la formación de los pozos, al igual que 9.25% de los yacimientos cuenta con el historial de producción (Tabla 5.3).

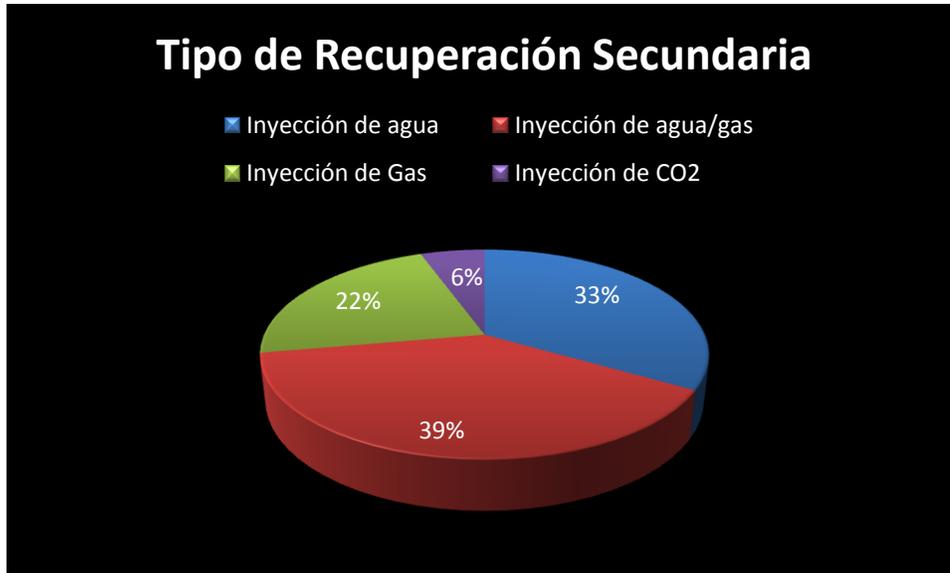
Historial de producción	% que cuenta con el historial
Agua	9.25
Aceite	9.25
Gas	9.25

Tabla 5. 3 Resumen del Historial de Producción. Fuente CNH 2012

Sólo el 4.5% de los yacimientos cuenta con un tipo de recuperación secundaria ya sea inyección de agua, agua/gas, gas, CO₂ (tabla 5.4 y gráfica 5.5)

Tipo de Recuperación secundaria	%
Inyección de agua	1.5
Inyección de agua/gas	1.75
Inyección de Gas	1
Inyección de CO ₂	0.25

Tabla 5. 4 Resumen tipos de recuperación secundaria. Fuente CNH 2012



Gráfica 5. 5 Tipo de recuperación secundaria con la que cuentan los YNF. Fuente CNH 2012.

Con lo descrito anteriormente se observa que mucha de la información que se tiene no está actualizada o ni siquiera existen los modelos por lo que se requiere de mayor información e interpretación para la caracterización de los YNF.

Además de que es muy importante contar con un flujo de trabajo para los YNF, para tener una mejor simulación del yacimiento y llevar adecuadamente un plan de desarrollo del yacimiento, debido a que cualquier variable puede aportar información para la caracterización del yacimiento.

Capítulo 6 Desarrollo de un flujo de trabajo para caracterizar YNF.

Desarrollar un flujo de trabajo es de vital importancia para cubrir las necesidades hidrocarburos de nuestro país, debido a que como se mencionó anteriormente la mayor parte de la producción proviene de YNF.

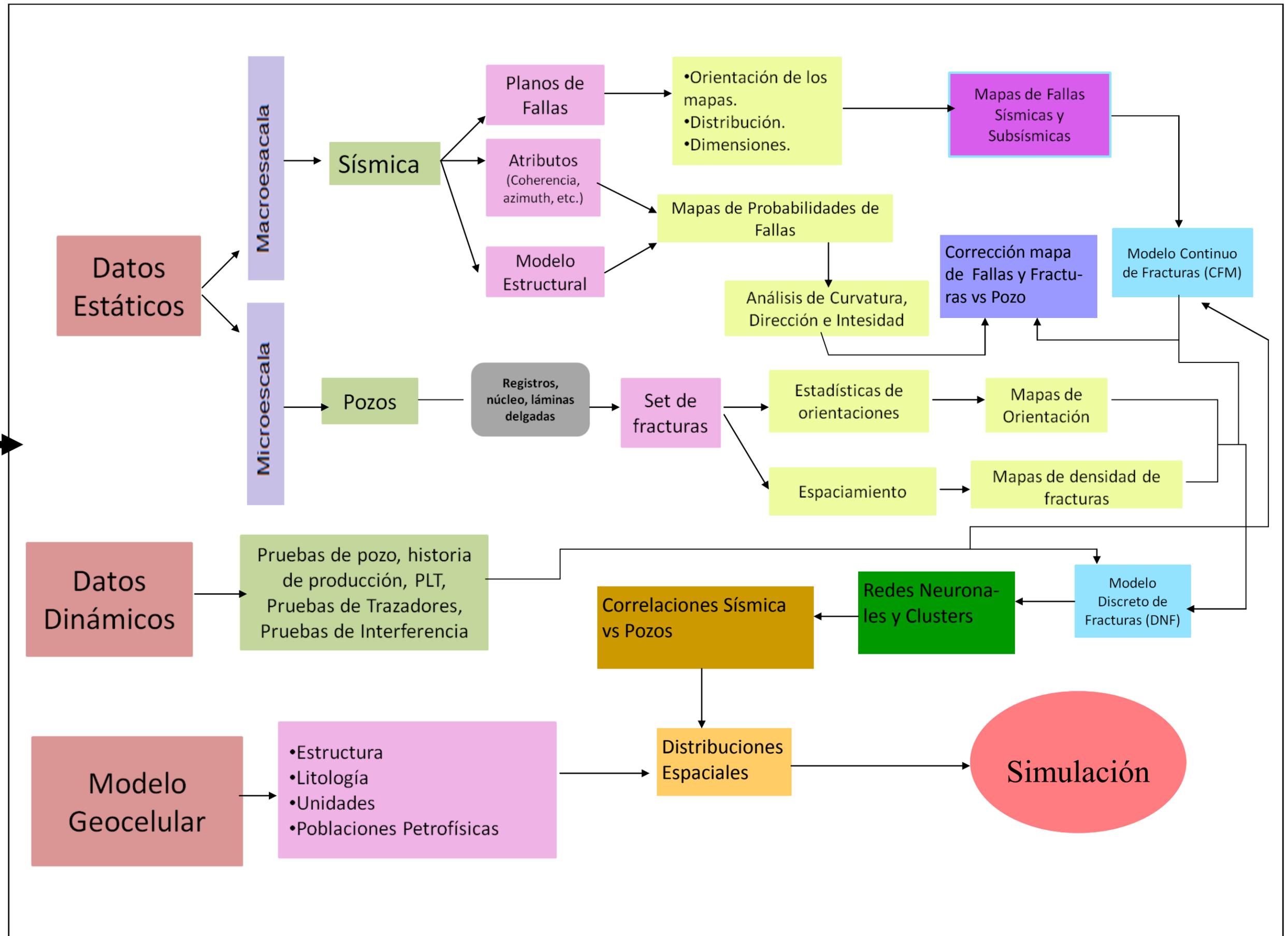
Se plantea el siguiente flujo de trabajo (figura 6.1):

Reconocer la geología estructural regional, para poder realizar esto se necesitan: los datos geológicos/geofísicos estructurales, la descripción litológica de la sección estratigráfica, la geomecánica particular de la roca de interés o de litologías similares, las propiedades de la matriz de registros de áreas aledañas, los gastos iniciales potenciales de flujo, datos de núcleos (estándares o muestras de canal), y los registros de imagen de pozo; todo esto para confirmar la existencia de fracturas.

El análisis estático se realiza para saber los patrones y propiedades de las fracturas, la configuración estructural del yacimiento, la densidad de las fracturas, entre otros.

Se debe realizar modelo sedimentario estratigráfico basándose en la información obtenida de los registros geofísicos y/o núcleos para realizar un análisis de regional de la zona y correlacionar unidades litoestratigráficas y así obtener mapas sedimentarios por unidad. Mediante el modelo sedimentológico se identifican las unidades sedimentarias, analizando el mapa de paleoambiente y de esta manera determinar el ambiente de la sedimentación. Con el modelo estratigráfico se define la composición interna y los cambios de facies además de la continuidad lateral y vertical del yacimiento.

Insumos:
Modelo Sedimentario
Distribución de facies
Propiedades Petrofísicas
Modelo Geocelular



El modelo petrofísico se realiza para cuantificar las unidades litoestratigráficas, y obtener curvas de propiedades petrofísicas en los pozos como la porosidad, saturación de agua, permeabilidad, etc.

El modelo sísmico es muy importante porque a partir de él se genera la correlación entre los atributos sísmicos contra las propiedades petrofísicas, además de generar modelos conceptuales estructurales del yacimiento.

Después de obtener los modelos anteriores, se realiza el modelo estructural para identificar claramente la estructura del yacimiento y los esfuerzos principales que actuaron; lo anterior se logra mediante la interpretación de los horizontes sísmicos principales amarrados con las cimas geológicas, interpretación de fallas, conversión a profundidad e interpretar la dirección y sentido principales; los sismogramas sintéticos se utilizan para la conversión a profundidad, ubicando los planos de fallas.

Para realizar el modelo estático geocelular, se integran los modelos petrofísico, estructural, geológico, geofísico y sedimentario para obtener un modelo estático integrado con población de propiedades petrofísicas y el modelo escalado para la simulación dinámica.

La caracterización dinámica consiste en generar el modelo de fluidos, la historia de producción, definir el caso de simulación, calibración del modelo dinámico, con estos datos dinámicos se podrá calibrar el modelo de fracturas para poder reconocer qué tipos de fracturas son importantes y cuáles no dependiendo del impacto que tengan en el movimiento de los fluidos (efecto positivo, negativo o neutro).

Capítulo 7 Conclusiones.

Es importante tomar en cuenta las distintas escalas de fracturamiento (megafracturas, mesofracturas, microfracturas) considerando los medios por los cuales se puede identificar más fácilmente cada una de ellas y el efecto que tienen en el movimiento de los fluidos.

Las fracturas naturales tienen efectos positivos, neutros o negativos en el movimiento de los fluidos; cuando las fracturas tienen un efecto positivo permiten a los fluidos desplazarse fácilmente por el yacimiento, cuando las fracturas tienen un efecto neutro la mayoría de veces trata de fracturas pequeñas y que no tienen conectividad o es poca y en el caso negativo las fracturas están completamente rellenas con cementos naturales que impiden el movimiento de los fluidos; por todo lo anterior se debe reconocer qué fracturas son importantes en los pozos, es decir las que tienen efecto positivo y negativo, todo esto con la finalidad de calcular la capacidad de flujo en los pozos y la distribución de los hidrocarburos en el yacimiento y evitar pérdidas económicas.

Se debe trabajar conjuntamente las dos filosofías de trabajo en el modelado de fracturas DFN Y CFM para integrar datos verdaderos que puedan reducir la incertidumbre del modelo de fracturas y obtener un modelo más realista, debido a que en el CFM se predice la intensidad de fractura en el espacio que hay entre los pozos, evaluando todos los manejadores (drivers) de fractura y en el DFN se toman individualmente los atributos de permeabilidad, compresibilidad y apertura, así que trabajarlas conjuntamente mejoraría considerablemente el modelado de las fracturas en el yacimiento.

Se debe Integrar el modelo dinámico con el modelo estático, para poder realizar una mejor caracterización de las fracturas porque estas son las que controlan el

movimiento de los fluidos en un yacimiento y uno de los mayores problemas en la caracterización de los YNF es no integrar los datos o trabajarlos por separado, por lo cual es importante integrar un PLT en un pozo o registros de imágenes en otro etc., es decir trabajar la mayor parte de datos dinámicos y estáticos juntos para que al momento de realizar la simulación se tengan datos completos.

La realización de un modelo geocelular donde se describan los aspectos geológico-estructurales del yacimiento como lo son las falla, fracturas, tipos de rocas, distribución de las mismas, delimitación de las unidades geológicas, integrando los modelos de fracturas, estructural, sedimentario-estratigráfico, sísmico, petrofísico

La estrategia a utilizar en la interpolación de información de fracturamiento dentro de un volumen, debido a que cuando la información conocida es escasa, esta se puede predecir o estimar en lugares en donde no se conocen.

Aplicar el flujo de trabajo de distinta forma para cada campo, la simulación de los efectos de las fracturas en el movimiento de los fluidos con la mayor exactitud no es una tarea fácil debido a que la mayoría de veces se tiene información limitada, y que los YNF son muy complejos y que las fracturas van a conducir el fluido en forma distinta, dependiendo de las características del sistema de fracturas.

Capítulo 8 Recomendaciones.

Se recomienda contar con los modelos geológicos suficientes (fracturas, estructural, estratigráfico- sedimentario, sísmico, petrofísico) para poder realizar el modelo geocelular, además estos modelos deben ser adecuados a las necesidades y además actualizados.

Es muy importante obtener la mayor parte de datos que sea posible (dinámicos y estáticos), para poder realizar una mejor caracterización del yacimiento, además de que la adquisición de los datos debe hacerse con cuidado, tanto la directa (núcleos, afloramientos, registros de imagen) como la indirecta.

Otra parte muy importante es la caracterización del yacimiento en sus distintas etapas de vida, porque cada variable es muy importante dependiendo de la etapa y de la información nueva que se tenga.

Bibliografía

1. Aguilera, R., “Naturally Fractured Reservoirs”. Second Edition. Tulsa Oklahoma, PennWell Books, 1995.
2. Akbar et al., “Classic Interpretation Problems: Evaluating Carbonates”. Oilfield Review, 1995.
3. Allen D. et al., “Tendencias en registros de RMN”, Oilfield Review, 2001.
4. Al-Marzouqui et al., “Resolving Carbonate Complexity”, Oilfield Review, Summer 2010.
5. Amaya Santiago, L., “Apuntes de la Asignatura de Geología de Yacimientos Naturalmente Fracturados”, Tesis Licenciatura, UNAM., FI, Agosto 2010.
6. Bahorich, M.S. and Farmer, “3-D Seismic Discontinuity for Faults and Stratigraphic Features: The coherence cube”. The Leading Edge, 14, 1053-1058, 1995.
7. Bobadilla García, G., “Conceptos Básicos de Caracterización Dinámica de Yacimientos”, Tesis Licenciatura, UNAM, FI, Agosto 2012.
8. BP Statistical Review of World Energy, June 2012.
9. Bratton et al., “La Naturaleza de los Yacimientos Naturalmente Fracturados” Oilfield Review, 2006.
10. Brown, R.L. et al., “Seismic Determination of Saturation in Fractured Reservoirs” SPE Paper 62278, 2001.
11. Caracterización de los Yacimientos Fracturados, Schlumberger 2008.
12. Cheung P., et al., “Imágenes claras en lodos base aceite”, Oilfield Review, 2002.
13. Chopra, S. and Marfurt, K. [2007], “Curvature attribute applications to 3D surface seismic data”. The Leading Edge, 26(4).
14. CNH
15. Datavatzes N. et al., “ Comparison of Acoustic and Electrical Image Logs from the Coso Geothermal Field, CA”, Thirtieth Workshop on Geothermal Reservoir

Engineering Stanford University, Stanford, California, January 31-February 2, 2005

16. DeGraff J.M. et al., “Fracture Network Modeling and Dual-Permeability Simulation of Carbonate Reservoirs”, IPTC Paper 10954, 2005.
17. Divestco AVAZ/VVAZ.
18. Gray D. et al., “Envelope of Fracture Density”, Paper SSEG, 2003.
19. Gray, D, “Fracture Detection Using 3D Seismic Azimuthal AVO”, CSEG Recorder, 2008.
20. Guillot M.G., “Manual Básico para la Interpretación de Registros Geofísicos de Pozo”, Tesis Licenciatura, UNAM, FI, Junio 2010.
21. Jenking Creties, Ouenes, et al. “Quantifying and predicting naturally fractured reservoir behavior with continuous fracture models”, AAPG Boletín 93, No. 11. 2009.
22. Lake L., and Carrol. “Reservoir Characterization”, Orlando Florida, USA: Academic Press Inc.
23. Laongsakul et al., “Characterization of reservoir fractures using conventional geophysical logging”, SJST, Marzo-Abril 2011.
24. Lugo Ruiz, M. “Discretización de la porosidad de los yacimientos naturalmente fracturados”. Tesis de Licenciatura. UNAM.F.I. Junio de 2010.
25. Marzouk et al., “Geologic Controls on Wettability of Carbonate Reservoirs, Abu Dhabi, UAE”, SPE Paper 29883, 1995.
26. Narr W. et al., “Naturally Fractured Reservoir Characterization”, SPE Series, 2006.
27. Nelson A. R.: “Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs”. Second Edition, Boston, Gulf Professional Publishing, 2001.
28. Ouenes A. et al., “Impact of Pre-Stack and Post-Stack Seismic on Integrated Naturally Fractured Reservoir Characterization” SPE Paper 87007, 2004.
29. Ouenes et al., “Integrated Fractured Reservoir Modeling Using Both Discrete and Continuum Approaches”, SPE Paper 62939, 2000.

30. Rangel, Edgar. “¿Dónde está la siguiente cuadrilla para enfrentar los próximos retos de E&P?”, Energía a debate, Agosto 2012.
31. Reservas de Hidrocarburos, PEMEX
32. Reyes C., Jesús A. “Metodología para la Determinación del Tensor de Permeabilidad en Yacimientos Naturalmente Fracturados”. Tesis Licenciatura. Universidad Central de Venezuela. Enero de 2002.
33. Richard P., et al., “Aplicaciones del Registro de Resonancia Magnética Nuclear en la Evaluación de Yacimientos”, FICT, ESPOL, Ecuador, 2008.
34. Taner et al., Seismic Attributes Revisted. 64th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts,1104-1106.
35. Tran, N., “Characterization and Modeling of Naturally Fractured Reservoirs”, School of Petroleum Engineering, The University of New South Wales, Sydney, Australia, Julio, 2004.
36. Williams T., et al., “Well Logging Principles and Applications: Borehole Image Analysis image and fracture analysis/Oceanic crust characterization”, Abril, 2008.
37. Zambrano Hamilton, A. “Desarrollo de un programa computarizado para la solución de ecuaciones adimensionales que describan el comportamiento de la presión o la tasa de flujo monofásico de uno o varios pozos produciendo de yacimientos naturalmente fracturados”. Tesis Licenciatura. UCV, 2003.

Glosario

Apilamiento: Registro compuesto por la combinación de trazas de diferentes registros.

Atributo Sísmico: Una medida derivada de los datos sísmicos, comúnmente basada en las mediciones de tiempo, amplitud, frecuencia y/o atenuación. Generalmente si son basada en mediciones de tiempo están relacionadas con estructura, en amplitud se relacionen con la estratigrafía y caracterización del yacimiento y cuando están basados en frecuencia no se ha logrado aclarar si están relacionado con la estratigrafía y/o caracterización de yacimientos.

Barril de petróleo crudo equivalente (bpce): Es el volumen de gas (u otros energéticos) expresado en barriles de petróleo crudo a 600F, y que equivalen a la misma cantidad de energía (equivalencia energética) obtenida del crudo. Este término es utilizado frecuentemente para comparar el gas natural en unidades de volumen de petróleo crudo para proveer una medida común para diferentes calidades energéticas de gas.

Barril: Unidad de volumen para petróleo e hidrocarburos derivados; equivale a 42 gal. (US) o 158.987304 litros. Un metro cúbico equivale a 6.28981041 barriles.

Barriles diarios (bd): En producción, el número de barriles de hidrocarburos producidos en un periodo de 24 horas. Normalmente es una cifra promedio de un periodo de tiempo más grande. Se calcula dividiendo el número de barriles durante el año entre 365 o 366 días, según sea el caso.

Bin: Pequeña área rectangular que usualmente tiene dimensiones $(SI/2)$ $(RI/2)$, donde SI es la distancia entre dos puntos de disparo consecutivos y RI es la distancia entre dos puntos receptores consecutivos. Se asume que todos los

puntos medios que caen dentro de esa área o bin corresponden al mismo punto medio común CMP (Common MidPoint).

Campo: Área geográfica en la que un número de pozos de petróleo y gas producen de una misma reserva probada. Un campo puede referirse únicamente a un área superficial o a formaciones subterráneas. Un campo sencillo puede tener reservas separadas a diferentes profundidades.

Complejo: Término utilizado en la industria petrolera para referirse a la serie de campos o plantas que comparten instalaciones superficiales comunes.

Crudo ligero: Petróleo crudo con densidad superior a 27° e inferior a 38° API.

Crudo pesado: Petróleo crudo con densidad igual o inferior a 22° API.

Crudo superligero: Petróleo crudo con densidad superior a 38° API.

Gas asociado: Es el gas natural que se encuentra en contacto y/o disuelto en el petróleo crudo del yacimiento. Este puede ser clasificado como gas de casquete (libre) o gas en solución (disuelto).

Gas de formación: Innato al estrato, asociado o no asociado. Gas que proviene de los yacimientos.

Gas dulce: Es el gas natural que contiene hidrocarburos y bajas cantidades de ácido sulfhídrico y dióxido de carbono.

Gas húmedo: Es el gas natural que contiene más de 3 gal. /Mpc de hidrocarburos líquidos.

Gather: Conjunto de trazas sísmicas que tienen algunos parámetros de adquisición en común.

Gravedad API: Es la gravedad específica de un crudo expresada en términos de grados API, y se calcula mediante la siguiente relación:

$$API^{\circ} = \frac{141.5}{Sg_{60/60}} - 131.5$$

Migración (Sísmica): Es una operación de inversión que implica el reordenamiento de elementos de información sísmica, se representan en su verdadera localización a las difracciones y reflexiones.

Permeabilidad: Característica de la roca almacenadora que permite el movimiento de fluidos a través de poros interconectados.

Porosidad: Relación entre el volumen de poros existentes en una roca con respecto al volumen total de la misma. Es una medida de la capacidad de almacenamiento de la roca.

Pozo: Perforación para el proceso de búsqueda o producción de petróleo crudo gas natural o para proporcionar servicios relacionados con los mismos. Los pozos se clasifican de acuerdo a su objetivo y resultado como: pozos de aceite y gas asociado, pozos de gas seco y pozos inyectores.

Recuperación mejorada: Es la extracción adicional del petróleo después de la recuperación primaria, adicionando energía o alterando las fuerzas naturales del yacimiento. Esta incluye inyección de agua, o cualquier otro medio que complete los procesos de recuperación del yacimiento.

Recuperación primaria: Extracción del petróleo utilizando únicamente la energía natural disponible en los yacimientos para mover los fluidos, a través de la roca del yacimiento hacia los pozos.

Recuperación secundaria: Se refiere a técnicas de extracción adicional de petróleo después de la recuperación primaria. Esta incluye inyección de agua, o gas con el propósito en parte de mantener la presión del yacimiento.

Reserva: Es la porción factible de recuperar del volumen total de hidrocarburos existentes en las rocas del subsuelo.

Superbin: Conjunto de bins.

Traza: Registro de datos de un canal sísmico.

Yacimiento: Unidad del subsuelo constituida por roca permeable que contiene petróleo, gas y agua, las cuales conforman un solo sistema.