

**METODOS PARA EVALUAR DOBLE POROSIDAD POR MEDIO DE
REGISTROS DE POZOS EN YACIMIENTOS NATURALMENTE
FRACTURADOS**

JAIME MANUEL GARCIA ROBLES

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2011

**METODOS PARA EVALUAR DOBLE POROSIDAD POR MEDIO DE
REGISTROS DE POZOS EN YACIMIENTOS NATURALMENTE
FRACTURADOS**

JAIME MANUEL GARCIA ROBLES

**Trabajo de grado para optar al título de
Ingeniero de Petróleos.**

**Directora
RUTH PAEZ CAPACHO
Ingeniera de Petróleos.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2011

Gracias **Dios mío**...se acabó esta mierda.

Jaime M. García Robles

AGRADECIMIENTOS

A lo largo del arduo camino para culminar mi carrera de Ingeniería de Petróleos... me encontré con muchas personas que me tendieron la mano, a muchas de esas personas, en aspectos no – académicos, las defraude.. a esas personas que saben quiénes son, les pido perdón.

Para ti...y toda tu familia que me acepto como un hijo más y me ayudaron por mucho tiempo.

Para todos los que no necesitan ser mencionados por nombres propios y me ayudaron a terminar esta vaina....siempre los llevare en mi corazón y cuentan con mi eterna gratitud.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
1. CONCEPTUALIZACIÓN GENERAL	19
1.1 POROSIDAD	19
1.1.1 Clasificación de la porosidad	19
1.2 YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS	21
1.2.1 Importancia de la correcta clasificación de las fracturas	22
1.2.2 Clasificación de las fracturas	23
1.2.3 Clasificación yacimientos naturalmente fracturados	32
1.2.4 Aspectos geológicos de los Yacimientos Naturalmente Fracturados	35
1.2.5 Fuentes de Información para evaluar yacimientos naturalmente fracturados	36
1.2.6 <i>Caracterización</i> de yacimientos naturalmente fracturados	39
1.2.7 Evaluación de la capacidad de flujo de un Yacimiento Naturalmente Fracturado	42
1.3. SÍSMICA	43
1.3.1 Ondas sísmicas	43
1.3.2 Conceptos sismológicos	47
2. HERRAMIENTAS USADAS EN ANÁLISIS DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS	56
2.1 PRINCIPIOS DE LAS HERRAMIENTAS EN EL ANÁLISIS DE YNF	56
2.1.1 Registros sónicos ó acústicos (<i>Sonic or acustic log</i>)	56
2.1.2 BoreHole TeleViewer (BHTV)	62
2.1.3 Formation MicroScanner (FMS)	70
2.1.4 Registros de Neutrones ¹⁻⁶	74
2.1.5 Registro de Lito-Densidad (LITHO-DENSITY LOG - LDT)	78

3	EVALUACIÓN DE FORMACIONES FRACTURADOS MEDIANTE ANÁLISIS DE REGISTROS DE POZOS	84
3.1	REGISTROS ELÉCTRICOS	85
3.1.1	Registro de Amplitud Sónica	86
3.1.2	Registro de densidad variable	88
3.1.3	Registro Sónico de Espaciamiento Largo	92
3.1.4	Registro de Inducción	92
3.1.5	Registro de Inducción Doble	93
3.1.6	Registros de Porosidad (Densidad, Neutrón y Sónico)	94
3.1.7	Registro Borehole Televiewer (BHTV)	97
3.1.8	Dipmeter y registro de Identificación de Fracturas	102
3.1.9	Mediciones de calibrador de pozos	109
3.1.10	Registros Formation Microscanner y Fullbore Formation Microimagery	110
3.1.11	Curva Pe en Registro Litho – Densidad	115
3.2	TÉCNICAS PARA LA DETERMINACIÓN DE FRACTURAS	118
3.2.1	Registro de Índice de Producción	118
3.2.2	Registro de Temperatura	119
3.2.3	Curva de Corrección del Registro de Densidad Compensado	121
3.2.4	Comparación entre el Volumen de Arcilla y el Índice de Uranio	123
3.2.5	Gráfico de Lito-Porosidad	123
3.2.7	Sísmica	126
3.3	FRACTURAS NATURALES Ó FRACTURAS INDUCIDAS	131
3.4	SINOPSIS DE LA APLICACIÓN DE REGISTROS CONVENCIONALES EN EL ESTUDIO DE FRACTURAS	133
4.	CONCLUSIONES	138
5.	RECOMENDACIONES	140
	BIBLIOGRAFIA	141
	ANEXOS	151

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Porcentaje de Cubrimiento con la herramienta FMI, relación con diámetro del pozo.	114

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Diagrama de fracturas (a). Diagrama de bloque que muestra el frente de propagación de una fractura. (b) esquematización de los tipos de fracturas correspondientes a Modo I, Modo II, Modo III.	29
Figura 2. Diagrama de fracturas desde punto de vista de laboratorio.....	30
Figura 3. Diagrama de los ejes principales de tensión	30
Figura 4. Movimiento de las ondas de Rayleigh	47
Figura 5. Normal MoveOut, desde punto de vista físico (University of Tulsa).....	48
Figura 7. CMP, Common MidPoint para superficie horizontal e inclinada	51
Figura 8. Espaciamiento del CMP. Espaciamiento desigual de los puntos al presentarse buzamiento en la superficie de reflexión.	52
Figura 9. Amplitud del Offset. Ampliación de la amplitud de las ondas al aumentar la distancia vertical entre la fuente y los receptores.....	53
Figura 10. Una traza VSP . Posee frentes que contienen ondas ascendentes y descendentes.....	55
Figura 11. Esquema de la herramienta BHC	57
Figura 12. BoreHole TeleViewer	65
Figura 13. Imagen del BHTV	68
Figura 14. Formato Bidimensional de la herramienta BHTV	69
Figura 15. Configuración de patines de la herramienta FMS	71
Figura 16. Respuesta del registro de densidad variable.	89
Figura 17. Identificación de fracturas con VDL y un registro FIL	90
Figura 18. Evaluación de fracturas usando ondas Stoneley.	91
Figura 19. Respuesta a la fractura en un registro Laterolog – 8.	94
Figura 20. Identificación de fracturas con registro DLL - MSFL	95
Figura 21. Relación entre la porosidad de corazones y la del registro neutrón.	96

Figura 22. Ilustración esquemática de la representación de una fractura por un registro BoreHole TeleViewer BHTV .	100
Figura 23. Registro BHTV , con su correspondiente intervalo de núcleo.	101
Figura 24. Registro BHTV , con su correspondiente intervalo de núcleo, donde las líneas punteadas corresponden a fracturas cerradas y las líneas continuas corresponden a fracturas abiertas.	102
Figura 25. Datos de Microresistividad que indican anisotropía y posiblemente fracturas.	104
Figura 26. Indicación de la fractura. En la presentación FIL de los datos de Microresistividad de la Figura 25.	105
Desviación	106
Figura 27. Registro de identificación de fracturas	106
Figura 28. <i>Overlay</i> de dos registros de Identificación de Fracturas	107
Figura 29. Registro Identificación de Fracturas en combinación con GR y SP.	108
3.1.9 Mediciones de calibrador de pozos. Al perforar una zona fracturada, los bordes rocosos de las fracturas a menudo se despostillan, lo que agranda el pozo en el plano del sistema de fractura. El agrandamiento del pozo y en particular su alargamiento en una formación que debería tener un pozo circular y calibrado puede indicar fracturas.	109
Figura 30. Esquema del caliper. Forma elíptica del pozo presentada con calibradores de dos y tres brazos.	110
Figura 31. Esquema grafico de los registros FMS y FMI	111
Figura 32. Comparación de un sistemas de fracturas, comparación entre núcleos, BHTV y FMS .	112
Figura 33. Registro de Lito Densidad.	117
Figura 34. Registro de temperatura. Antes y después de un trabajo de fracturamiento.	120
Figura 35. Alta actividad de delta de densidad frente a posibles fracturas.	122
Figura 36. Grafico de Lito-Porosidad	125
Figura 37. Geometría de los componentes en un estudio multicomponentes	131

Figura 38. Comportamiento de diferentes registros, incluido134
BHTV; Rockford, Illinois. Paillet (1991).....134
Figura 39. Ejemplo de registros convencionales (caliper, resistivos, de neutron y
GR para un pozo en New Hampshire.137

RESUMEN

TITULO: METODOS PARA EVALUAR DOBLE POROSIDAD POR MEDIO DE REGISTROS DE POZOS EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS*

AUTOR: JAIME MANUEL GARCIA ROBLES**

PALABRAS CLAVES: Yacimientos naturalmente fracturados, caracterización, registros pozos, porosidad secundaria, evaluación cualitativa.

DESCRIPCIÓN

En el presente estudio “Métodos para evaluar doble porosidad por medio de registros de pozos en Yacimientos Naturalmente Fracturados”, se presentan los principales registros que permiten, de una manera cualitativa, predecir la presencia de fracturas en un yacimiento. También se presenta una recopilación bibliográfica que permita dar el primer paso para la determinación de la presencia de fracturas naturales en un yacimiento. Lo cual permitirá determinar parámetros de las fracturas (dirección, buzamiento, permeabilidad, etc.), los cuales permitirán una real caracterización y simulación de los yacimientos naturalmente fracturados.

El estudio se presenta en tres capítulos donde se va estructuradamente en el conocimiento de la fractura. La importancia de una correcta clasificación y los diferentes puntos de vista en la clasificación de las fracturas, los tipos de yacimientos naturalmente fracturados, las suposiciones utilizadas para determinar las ecuaciones diferenciales parciales que modelan el flujo de fluidos multifásicos en un yacimiento naturalmente fracturado, y los principales conceptos utilizados en los métodos de interpretación para hallar los parámetros de los yacimientos utilizando las ondas sísmicas; todo esto se presenta en el capítulo I, “*Conceptualización General*”.

En el capítulo II, “*Herramientas usadas en análisis de Yacimientos Naturalmente Fracturados*”, se hace un recorrido por los bases fundamentales de algunas de las principales herramientas que se utilizan para el análisis de yacimientos. Solo se tomaron en cuenta las herramientas de mayor uso y de menos acceso en la literatura.

En el capítulo III, “*Evaluación de formaciones fracturadas mediante análisis de registros de pozos*” se exponen principios y aplicaciones de registros de pozos empleados para la evaluación de Yacimientos Naturalmente Fracturados, así como, técnicas orientadas a la caracterización cualitativa de este tipo de yacimientos a partir del análisis e interpretación de las respuestas de las herramientas de perfilaje.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Directora. Ing. PAEZ CAMACHO, Ruth.

ABSTRACT

TITLE: METHODS FOR EVALUATING DOUBLE POROSITY-logged wells in naturally fractured reservoirs

AUTHOR: MANUEL GARCIA ROBLES JAIME**

KEY WORDS: Naturally Fractured Reservoirs, characterization, well logs, secondary porosity, qualitative evaluation.

DESCRIPTION

In this study, "Methods for dual porosity using well logs in naturally fractured reservoirs," presents the main records that allow, in a qualitative way to predict the presence of fractures in a reservoir. It also presents a bibliographic compilation allowed to take the first step in determining the presence of natural fractures in a reservoir. Which will determine fracture parameters (direction, dip, permeability, etc..), Which will allow a real characterization and simulation of naturally fractured reservoirs.

The study was presented in three chapters that knowledge is structured in the fracture. The importance of correct classification and the different views on the classification of fractures, types of naturally fractured reservoirs, the assumptions used to determine the partial differential equations that model the multiphase fluid flow in naturally fractured, and main concepts used in the methods of interpretation to find the reservoir parameters using seismic waves, it is presented in Chapter I, "General Concept".

In Chapter II, "Tools used in the analysis of naturally fractured reservoirs," it becomes a journey through the fundamentals of some of the main tools used for reservoir analysis. Only took into account the increased use tools and less access in the literature.

In Chapter III, "Evaluation of fractured formations by well logs analysis" set out principles and applications of well logs used for the evaluation of naturally fractured reservoirs, as well as techniques aimed at qualitative characterization of such deposits to From the analysis and interpretation of the responses of logging tools.

* Grade Project

** Physicochemical Faculty of Engineering, School of Petroleum Engineering, Director. Mr. PAEZ CAMACHO, Ruth.

GLOSARIO

ANISOTROPÍA: Propiedad de una roca que permite mostrar diferentes respuestas de medida, Esta propiedad permite que la roca presente diferentes respuestas a una medición, dependiendo del eje en que se efectuó dicho cálculo. La anisotropía se usa típicamente para describir propiedades físicas, las cuales, para propósitos de geociencias, pueden tratarse como parámetros intrínsecos a la roca. La excepción notable es que la anisotropía se usa también para describir estados de esfuerzos, los cuales no son una propiedad sino una condición que resulta en la anisotropía de propiedades físicas intrínsecas.

ATENUACIÓN: Pérdida de energía o amplitud de una onda cuando pasa a través de un medio. Las ondas sísmicas pierden energía a través de los procesos de absorción, reflexión y de refracción.

DIAGENESIS: Procesos químicos, físicos y biológicos que sufre un sedimento después de la deposición inicial, los cuales convierten el sedimento en una roca consolidada con algún tipo de porosidad. Tales procesos pueden ser el resultado de consolidación, litificación, cementación, y recristalización, excluyendo el metamorfismo, la erosión y las fracturas producto de tensiones tectónicas.

La porosidad usualmente disminuye durante la diagenesis. La generación de hidrocarburos comienza durante este proceso. La diagenesis ocurre a bajas temperaturas y presiones a diferencia del metamorfismo que acontece a mayores presiones y temperaturas.

DOLOMITACIÓN: Proceso geoquímico en áreas donde los iones de magnesio de la evaporación del agua del mar reemplazan los iones de calcio en una calcita. Formando el mineral de dolomita. El volumen de la dolomita es menor que el de la calcita, así que el reemplazo de dolomita por calcita incrementa el espacio del

poro en la roca hasta en un 13% y forma una importante roca reservorio. La dolomitación puede ocurrir durante la diagenesis profunda.

LITIFICACIÓN: Proceso por el cual los sedimentos no consolidados se convierten en una roca sedimentaria. La cementación causa que los sedimentos se endurezcan, o litifiquen, en roca.

METAMORFISMO: Proceso por medio del cual las características de la roca son alteradas o la roca recristalizada (crecimientos de nuevos granos de minerales a expensas de los antiguos granos). Estas alteraciones ocurren cuando la roca responde a cambios de fluidos, temperatura y presión. Normalmente delante de los bordes de colisión. La presión y temperatura a la cual ocurre el metamorfismo es mayor que la de la diagenesis, pero no hay una frontera exacta entre un proceso y otro.

VUG: Cavidad, espacio vacío o un poro en la roca que es comúnmente forrado con material precipitados; lo cual genera una forma de porosidad secundaria debido a la disolución de porciones más solubles de piedra o al agrandamiento de la solución de poros o fracturas. Generalmente ocurre en los carbonatos.

JOINT: Una gran y relativa planar fractura en la roca a través de la cual no hay un desplazamiento relativo de ambos lados

INTRODUCCIÓN

Grandes cantidades de reservas de petróleo y gas se hayan almacenados en yacimientos naturalmente fracturados (YNF). Por muchos años, investigaciones han sido realizadas en las áreas de geociencias e ingeniería para caracterizar yacimientos naturalmente fracturados. Muchos métodos han sido presentados para vencer tan difícil tarea. Los geocientíficos han enfocado sus investigaciones hacia el entendimiento de los procesos de fracturamiento (propiedades mecánicas de las rocas) y la descripción de las características de la fractura tales como densidad y su orientación. Los ingenieros, por otra parte, han enfocado su atención hacia la descripción del flujo de fluidos en los sistemas fracturados, y en el desarrollo de modelos exactos (simuladores de yacimientos) para predecir la producción de hidrocarburos en estos sistemas complejos. Lo cierto es que la mayoría de estas reservas de hidrocarburos han sido dejados debido al pobre conocimiento y/o metodología de descripción de estos yacimientos.

La falta de conocimiento y la necesidad de recuperar la mayor cantidad de hidrocarburos presentes en un yacimiento, presenta un desafío para el entendimiento, cualitativo y cuantitativo, de la complejidad de los yacimientos naturalmente fracturados; dicha complejidad requiere la integración de toda la información existente en todas las escalas (perforación, registros de pozos, sísmica, pruebas de presión, etc.) para dar una descripción mas adecuada del yacimiento.

Un yacimiento naturalmente fracturado es una formación almacenadora de hidrocarburos que contiene fracturas (discontinuidades planares) creadas por la naturaleza como resultado del diastrofismo (doblamiento y fallamiento) y de la reducción de volumen. Dichas fracturas se hayan distribuidas como una red consistente en varios grados de fracturamiento en todo el yacimiento.

La distribución espacial de las fracturas en los yacimientos afecta el desplazamiento de los fluidos y la predicción de su comportamiento. La caracterización realista de los yacimientos con un comportamiento anisotrópico de porosidad, como son los Yacimientos Naturalmente Fracturados, requieren la cuantificación y clasificación para el entendimiento de las características geológicas y su posterior modelamiento, para la optimización de producción del yacimiento.

Existen yacimientos naturalmente fracturados en todo el mundo, pero tienen muy poco parecido entre sí. La falta de similitud entre este tipo de yacimientos es debido a las diferentes condiciones geológicas prevalecientes en las regiones en que se indujo los diferentes patrones de fracturamiento de la roca. Además el proceso de fracturamiento de una roca es un fenómeno no lineal, muy sensible al cambio de las condiciones presentes durante la falla del material. Las diferentes condiciones geológicas y la no linealidad dan características muy únicas a los YNF.

Colombia, no ajena al progreso de nuevas tecnologías presenta un interés creciente en el desarrollo de la comprensión de la influencia de la anisotropía inducida por fracturas naturales en el comportamiento de los yacimientos. Algunos campos en Colombia con formaciones naturalmente fracturadas son Catalina, Cupiagua, El Segundo, Rio Zulia y Saldaña.

Los Yacimientos Naturalmente Fracturados se pueden evaluar por medio de Fuentes Directas y por medio de Fuentes Indirectas, En el presente trabajo se presentan los métodos para evaluar los Yacimientos Naturalmente Fracturados, por medio de fuentes indirectas, como son los Registros de pozos.

1. CONCEPTUALIZACIÓN GENERAL

Como cualquier proceso de aprendizaje, es de vital importancia el total entendimiento y la correcta definición de los términos que se van a utilizar durante dicho proceso; por esto a lo largo de este capítulo se presentan los términos que se utilizarán en el transcurso de la tesis. Conceptos que van desde simples definiciones de términos comúnmente utilizados en el ámbito petrolero, pasando por clasificaciones de distintos parámetros desde diferentes puntos de vista, hasta nuevos vocablos utilizados en el uso de las ondas sísmicas.

1.1 POROSIDAD

La porosidad representa el espacio vacío en una roca. Esto puede ser cuantificado por el cociente entre el espacio vacío y el volumen total de la roca. De otra manera la porosidad se puede definir como el volumen de los poros por cada unidad volumétrica de formación; es la fracción o porcentaje del volumen total de la roca que es ocupada por poros o huecos.

1.1.1 Clasificación de la porosidad

La porosidad se puede clasificar:

1.1.1.1 Según la Interconexión:

Porosidad absoluta o total:

Porosidad sin tener en cuenta las conexiones entre los espacios porosos.

Porosidad efectiva:

Porosidad efectiva es aquella en la cual los poros están interconectados, permitiendo el flujo de fluidos. La porosidad efectiva es la que realmente interesa al ingeniero de yacimientos.

1.1.1.2 Según el tiempo de depositación (o acumulación de sedimentos)

Porosidad Primaria:

Es la porosidad desarrollada por el proceso de la sedimentación original por el que la roca fue creada; es la porosidad que permanece después que los sedimentos se han apretado pero sin considerar cambios que son el resultado de procesos geológicos posteriores a la formación de las rocas, o de la acción química subsecuente o del flujo de fluidos a través de los sedimentos

Porosidad secundaria ó porosidad inducida:

La porosidad secundaria es creada por los procesos diferentes a la depositación primaria, cementación primaria y consolidación de los sedimentos. Es la porosidad adicional creada por cambios químicos, disolución, dolomitización, hendiduras, y fracturas.

1.1.1.3 Otros términos de porosidad usadas en la industria

- Microporosidad (*Microporosity*)

Porosidad residente en los poros, generalmente se refiere a la porosidad en los poros con un dimensión de menos de un micrón. Comúnmente se le asocia con arcillas detríticas.

- Porosidad intergranular (*Intergranular porosity*)

Porosidad debido al volumen entre los poros de los granos de la roca.

- Porosidad de disolución (*Dissolution porosity*)

Porosidad resultado de la disolución de los granos de la roca.

- Porosidad de fractura (*Fracture porosity*)

La porosidad que es resultado de las fracturas en las rocas a todas las escalas.

- Porosidad intercrystalina (*Intercrystal porosity*)

Es la microporosidad que existe a lo largo de las fronteras intercrystalinas en las rocas carbonatas.

- *Moldic porosity*

Un tipo de porosidad secundaria creada por la disolución de la roca constituyente, en granos o fragmentos de la misma. Los espacios en los poros conservan la forma y el molde del material disuelto.

- *Fenestral porosity*

(*Fenestral* se traduce como “que tiene ventanas”)

es la porosidad de los espacios creados por la disolución de algas marinas.

- Porosidad Vugular (*Vug porosity*)

Los vug (cavidad ó gran espacio vacío en la roca) también es referida como vuggy ó vugular. Es la porosidad dejada por los vug en la roca; ocurre en las rocas propensas a la disolución, tales como las calizas o rocas carbonatadas.

- Porosidad vesicular (*Vesicular porosity*)

Es la porosidad resultado de burbujas de gas, generalmente en rocas ígneas.

1.2 YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Un Yacimiento Naturalmente Fracturado (**YNF**) es una formación almacenadora de hidrocarburos que contiene fracturas (discontinuidades planares), creadas por la naturaleza como resultado del diastrofismo (doblamiento y fallamiento) y de la reducción de volumen^{1 - 68}. Dichas fracturas se hayan distribuidas como una red consistente en varios grados de fracturamiento en todo el yacimiento^{21 - 68}.

Stearns define las fracturas naturales como una discontinuidad planar macroscópica, resultado de tensiones que exceden la capacidad de ruptura de la

roca. Nelson las define como una discontinuidad planar macroscópica natural en la roca, debida a los procesos de deformación o a una diagenesis física⁶⁸⁻⁸⁰.

Las zonas naturalmente fracturadas son importantes y se les busca con atención en las rocas de yacimiento debido al drenaje y al aumento considerable de la permeabilidad que se prevén en dichas zonas. Aunque las fracturas pueden tener un efecto significativo en la permeabilidad total de una roca, generalmente tienen muy poco efecto sobre la porosidad, las saturaciones u otras características petrofísicas de la roca.

Las fracturas naturales generalmente presentan ciertas características constantes:

- Son aproximadamente perpendiculares a los pozos verticales; sin embargo, esto no excluye la posibilidad de fracturas horizontales a dichos pozos, aunque éstas son mucho menos frecuentes y menos grandes que las subverticales.
- Están orientadas de acuerdo con uno o varios rumbos prevaecientes. Ya que las fracturas a menudo son el resultado de tensiones tectónicas, el rumbo prevaeciente de las fracturas coinciden con la orientación de las fallas en la región. Las fracturas causan frecuentemente que, durante la perforación, la broca desprenda pequeños pedazos de roca de la pared del pozo (la broca desportilla los bordes de las fracturas que atraviesa).
- Se producen en rocas compactas en las que el pozo normalmente sería cilíndrico y calibrado sino hubiera facturas.

1.2.1 Importancia de la correcta clasificación de las fracturas. Fractura es el termino general para cualquier tipo de discontinuidad planar presente en un material, y falla es un tipo de fractura. La necesidad de una correcta identificación del tipo de fractura se puede apreciar en los siguientes puntos:

- La correcta identificación del tipo de fractura es esencial para predecir la correcta orientación de la tendencia de fracturamiento en la zona y esto nos permite planear la dirección óptima de perforación y la construcción de un modelo realístico del yacimiento, de tal forma que los esfuerzos del yacimiento hagan que las fracturas se abran y no se cierren.
- Cada tipo de fractura presenta propiedades diferentes al flujo de fluidos.
- Ciertos tipos de fracturas se forman en un específico tipo de roca o en un específico ambiente geológico.
- Algunos tipos de fracturas presentan una particular distribución de tamaño, forma, y obedecen leyes particulares de densidad o distribución los cuales pueden ser usados para construir los modelos en 3D adecuados.
- La correcta terminología permite interactuar y evita confusiones con otras disciplinas.

1.2.2 Clasificación de las fracturas. La clasificación de los yacimientos naturalmente fracturados está íntimamente relacionada con la clasificación del tipo de fracturas que predomina en el yacimiento. En ocasiones se habla indistintamente de un tipo de fracturas predominantes en un yacimiento ó de una clasificación de tipo de yacimientos naturalmente fracturados, según el tipo de fracturas que predominen en él. En otras palabras, es posible encontrar en la literatura la misma clasificación para una fractura que para un sistema de fracturas (como lo es un yacimiento naturalmente fracturado).

Las fracturas pueden ser clasificadas desde diferentes puntos de vistas, entre los cuales tenemos:

1.2.2.1 Clasificación de las fracturas desde un punto de vista geológico^{1 - 68 - 99}

La clasificación geológica de sistemas de fracturas esta basada en la suposición que las fracturas naturales describen las condiciones geológicas en la época de fracturamiento. Por lo cual desde el Punto de vista geológico las fracturas o sistemas de fracturas se pueden clasificar como tectónicas, regionales y diagenéticas.

- **Fracturas Tectónicas**

(*tectonic fractures*)

La orientación, distribución y morfología de estos sistemas de fracturas son asociadas a eventos tectónicos locales. Las fracturas tectónicas forman una red de relaciones espaciales específicas con las fallas y los pliegues. Las fracturas tectónicas son el tipo más importante de fracturas respecto a la producción de hidrocarburos.

La mayoría de fracturas tectónicas pueden ser divididas en dos tipos: Fracturas causadas por procesos de doblamiento (*folding*) y fracturas causadas por procesos de fallamiento (*faulting*).

Las fracturas de fallamiento (*Faulting*), pueden ser formadas, por (1) fallas paralelas o en un ángulo agudo a la falla y (2) en el caso de fallas en forma de cuña, las fracturas pueden ser extensiones de fracturas bisectadas en un ángulo agudo entre dos direcciones de fallas de cizalla. La intensidad de fracturas asociados con fallamientos son una función de la litología, la distancia del plano de falla, la magnitud del desplazamiento de falla, la tensión total y la profundidad a la cual se encuentra la roca.

Los sistemas de fracturas relacionados con procesos de doblamiento (*folding*) exhiben patrones complejos, relacionados genéticamente al proceso de formación y crecimiento (y no a las tensiones regionales causadas por el doblamiento), este tipo de sistemas son definidos en términos de dirección y buzamiento.

- **Fracturas regionales**

(*Regional fractures*)

Se desarrollaron sobre grandes áreas de la corteza terrestre con muy poco cambio en la orientación a lo largo de su gran longitud; muestran evidencia de desplazamientos y desbalance a través del plano de fractura y son siempre perpendiculares a los principales planos de estratificación. Estas fracturas parecen no estar relacionadas con las estructuras locales, y tienden a desarrollarse en patrones ortogonales.

Los sistemas de fracturas tectónicas se pueden distinguir de los sistemas de fracturas regionales ya que estos generalmente exhiben una geometría simple y más consistente y tiene un espaciamiento relativamente más largo. Usualmente las fracturas regionales se desarrollaron como conjuntos ortogonales, con las dos orientaciones ortogonales paralelas a los ejes mayor y menor a la depresión en la cual se formó la fractura.

- **Fracturas diagenéticas**

(*Diagenetic fractures*)

Son formadas a partir de cambios diagenéticos en la roca tales como (1) desecación, (2) sinéresis, (3) gradientes termales y (4) cambios de fases de minerales. Cada una de estas condiciones físicas y químicas puede producir grandes diferencias de tensión causando una reducción de volumen de roca y finalmente generar fracturas de tensión. Por lo tanto, ellas son iniciadas por

fuerzas en el cuerpo en lugar de fuerzas externas, como en el caso de las fracturas tectónicas.

(1) Fracturas por Desección

(Desiccation fractures).

Son el resultado del encogimiento o contracción por pérdida de agua. Este tipo de fractura tiene un buzamiento abrupto con respecto a los planos de estratificación y tienden a tener una terminación en forma de cuña y relleno de material posterior a su formación. Las grietas de lodo (*mud crack*), comúnmente poseen este tipo de fracturas. Las fracturas por desecación no parecen ser muy importantes para la producción de hidrocarburos.

(2) Fracturas por Sinéresis

(Syneresis fractures).

Son el resultado de un proceso químico el cual involucra la reducción de volumen de la roca. Algunas veces se conocen como fracturas “*chicken-wire*” debido a su forma poligonal en tres dimensiones. Las fracturas de este tipo tienden a ser cerradas y regularmente espaciadas y poseen un comportamiento isotropico en sus tres dimensiones.

(3) Fracturas por gradientes de temperatura

(Thermal Contractional fractures).

Resultan de la contracción de la roca caliente cuando esta sufriendo un proceso de enfriamiento. Dependen de la profundidad donde se formen y de los gradientes termales de la roca; son importantes desde el punto de vista de producción de hidrocarburos. Algunas veces este tipo de fracturas están superpuestas en fracturas tectónicas locales producidas por fallamientos.

(4) Fracturas por cambios de fases de minerales

(Mineral-Phase fractures).

La reducción de volumen ocurre por el cambio de fases de los minerales. Su geometría es irregular; un ejemplo de este tipo de fracturas es suministrado por la dolomitación, donde el cambio de fases de la calcita a dolomita produce una reducción de volumen molar de aproximadamente el 13%.

1.2.2.2 Clasificación de las fracturas desde un punto de vista de laboratorio¹. Los patrones de fracturas naturales son frecuentemente interpretado con base en patrones de fracturas generadas en laboratorio; Stearns y Friedman⁸⁰ propusieron una clasificación descriptiva de los sistemas de fractura basados en condiciones de laboratorio, lo cual da, que desde un punto de vista experimental las fracturas pueden ser clasificadas como fracturas de (1) Cizalla, (2) Extensión ó expansión y (3) Tensión.

(1) Fracturas de Cizalla

(shear fractures)

Exhiben un sentido de desplazamiento paralelo al plano de fractura. La dirección del movimiento es paralelo a las superficies de la fractura y también al plano de fractura. Cuando las superficies se mueven en una dirección (movimiento paralelo al plano de fractura) perpendicular al frente de fractura. A este tipo de fracturas en Ingeniería de mecánica de fracturas, se les conocen también como fracturas “**Modo II**” Y “**Modo III**”, cuando las superficies de fractura se mueven en dirección paralela a la superficie de fractura y perpendicular al borde de propagación de la misma se le llama “Modo II”, y cuando las superficies de fractura se mueven en dirección paralela a la superficie de fractura y también paralelos al borde de propagación de la misma se llama “Modo III”. Las fracturas de cizalla se forman cuando el esfuerzo, en las tres direcciones principales, es de compresión. Dando como resultado que una parte de la roca tienda a deslizar sobre la otra parte de la roca. Las fracturas de cizalla Forman un ángulo agudo con la dirección de tensión

principal máxima y un ángulo obtuso con la dirección de tensión compresiva mínima.

(2) Fracturas de Extensión

(Extension fractures),

Presentan una dirección de desplazamiento hacia y desde afuera del plano de fractura. Son perpendiculares a la dirección de tensión mínima y paralelas a los ejes principales de tensión. También son el resultado de tensiones compresivas en las tres direcciones principales y pueden ocurrir en unión con las fracturas de cizalla. Este tipo de fractura también es referido en la literatura como “*Joint*”, y lo opuesto al “*Joint*” se le conoce como “compactación” o como “*Styrolite*”. Este tipo de fracturas es también conocida como Diaclasas, ó “*Dilating Fracture*” ó “*Modo I*” en ingeniería mecánica de fracturas.

(3) Fracturas de Tensión

(tension fractures).

Son similares a las fracturas de extensión ya que en ambos casos las paredes se desplazan desde el plano de fractura; sin embargo las fracturas de extensión son formadas con un componente de tensión principal asumido en una dirección positiva de compresión. Opuesto a las fracturas de compresión que son formadas con un componente de tensión principal asumido en una dirección negativa de tensión. Las fracturas de tensión presentan una dirección de desplazamiento hacia y desde afuera del plano de fractura. Sin embargo, al menos uno de los tres ejes principales de tensión, ha sido extendido. Puesto que las rocas exhiben una reducción de resistencia en las pruebas de tensión, la frecuencia de fracturas bajo condiciones de tensión extensible son mayores.

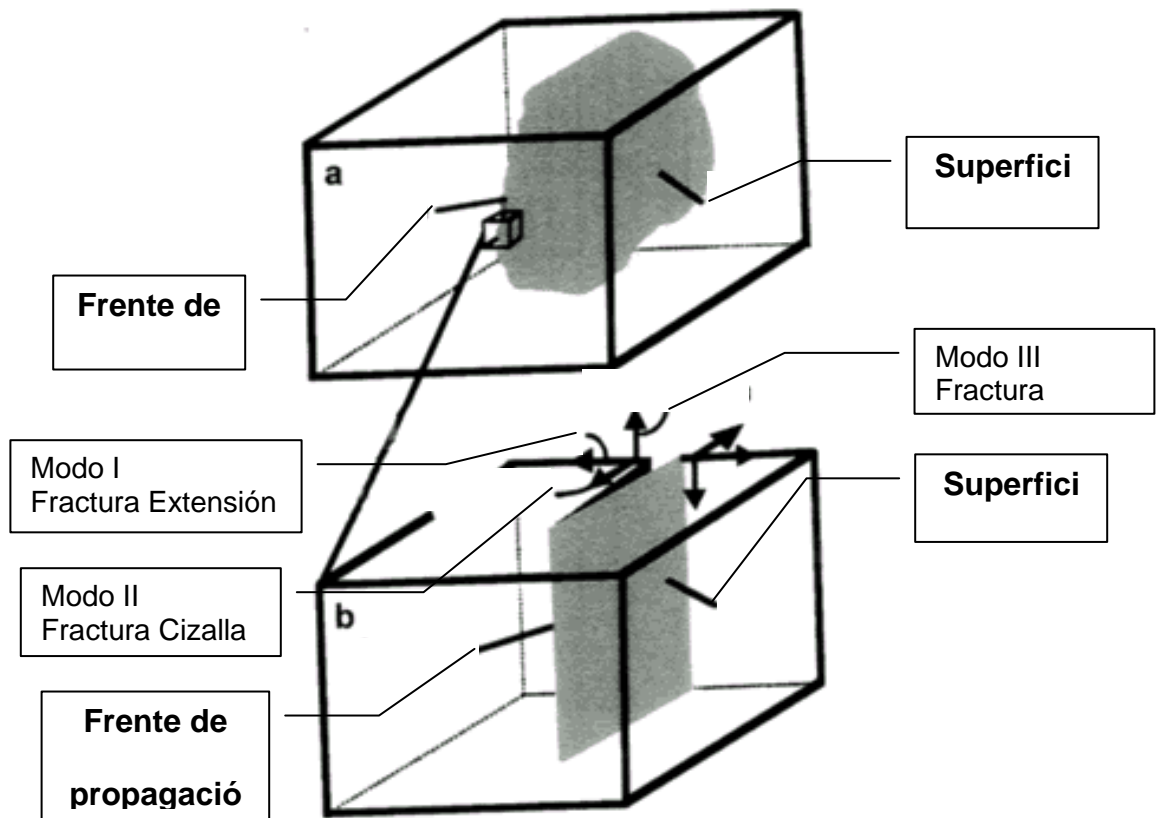


Figura 1. Diagrama de fracturas (a). Diagrama de bloque que muestra el frente de propagación de una fractura. (b) esquematización de los tipos de fracturas correspondientes a Modo I, Modo II, Modo III.

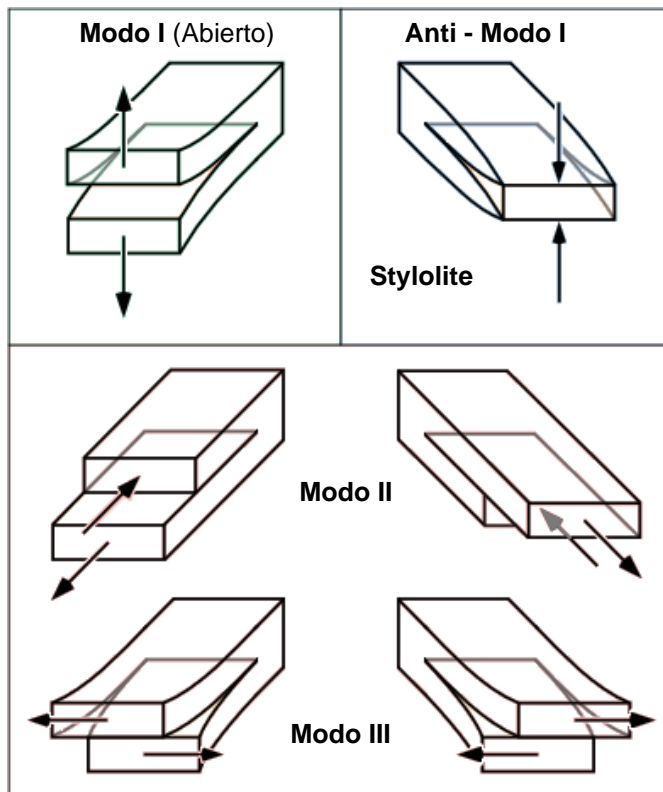


Figura 2. Diagrama de fracturas desde punto de vista de laboratorio.

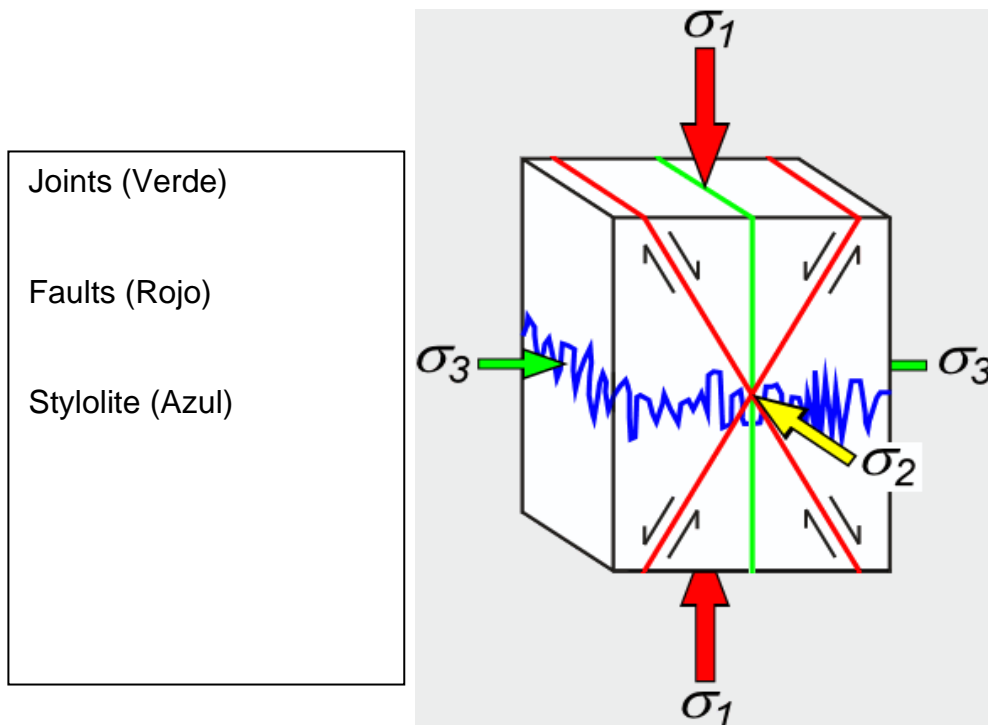


Figura 3. Diagrama de los ejes principales de tensión

1.2.2.3 Clasificación de las fracturas según su morfología. Con relación a las características y/o llenado a lo largo de las fracturas naturales, algunos autores como Nelson⁶¹, plantean que la morfología de las fracturas puede ser considerada abierta, deformada, mineralizada, o vugular.

- **Fracturas abiertas**

(Open fractures)

Se encuentran no cementadas y no contienen ningún tipo de mineralización secundaria; por ejemplo: no posee ninguna alteración la superficie de la fractura original. El ancho de la fractura es muy pequeño, probablemente no más grande que el diámetro del poro, pero tal tipo de fractura incrementa significativamente la permeabilidad de la matriz en una dirección paralela a la fractura. Por otra parte, las fracturas abiertas poseen un innegable efecto en la permeabilidad perpendicular a la fractura. Hay excepciones pero normalmente la porosidad de las fracturas abiertas es muy pequeña.

- **Fracturas deformadas**

(Deformed fractures)

Incluye las fracturas estriadas (*gouge-filled fractures*) y las fracturas alisadas (*slickenside fractures*).

El *gouge* está compuesto de un fino y abrasivo material, resultado de la pulverización entre las rocas y el movimiento deslizante que ocurre a lo largo de la fractura. Este material fino reduce drásticamente la permeabilidad de la fractura.

El *Slickenside* es el resultado de la fricción producida por el deslizamiento de los planos de fractura que pulen las superficies de las fracturas. Al pulir, la superficie estriada de la fractura puede incrementar la permeabilidad paralela a la fractura.

El *Slickenside*, así como el *gouge-filled* pueden causar una gran anisotropía en la permeabilidad.

- **Fracturas mineralizadas**

(Mineral – Filled fractures)

Se encuentran llenas o parcialmente llenas con material generado en una mineralización secundaria (los materiales mas comunes son cuarzo y calcita). Las fracturas completamente llenas pueden ser una formidable barrera permeable. Y por otro lado, las fracturas parcialmente llenas pueden tener un efecto positivo en el recobro de hidrocarburos.

- **Fracturas vugulares**

(Vuggy fractures)

Fracturas con cavidades o vugs, varían la permeabilidad y porosidad en el yacimiento. Las fracturas vugulares de la filtración de aguas ácidas. Por otro lado, tal proceso conduce al desarrollo de “*karst*” (en geología, zonas que contiene profundas fisuras y sumideros caracterizados por cavernas y corrientes subterráneas) y por consiguiente a yacimientos productivos.

1.2.3 Clasificación yacimientos naturalmente fracturados

1.2.3.1 Clasificación para la simulación de yacimientos naturalmente fracturados: Para propósitos de simulación de yacimientos, comúnmente se utiliza la clasificación de Nelson o modificaciones de su clasificación (Nelson, 1979-1982). Dicha clasificación define los siguientes tipos de yacimientos fracturados:

Tipo I,

El sistema de fracturas suministra la porosidad y permeabilidad

Toda la producción de hidrocarburos se encuentra almacenada en las fracturas. Este tipo de yacimientos requiere el calculo exacto de la porosidad, ancho y

espaciamiento del sistema de fracturas. La estimación de esas propiedades predecirá el comportamiento del yacimiento sí las tasas iniciales de flujo pueden ser mantenidas o sí las tasas iniciales de flujo decaen rápidamente después de corto tiempo de estar produciendo. Para este tipo de yacimiento, el factor decisivo para su simulación es la correcta apreciación de la red de fracturas, mientras la clasificación de la matriz de la roca juega un menor papel y la aplicación de un acercamiento de doble porosidad debe ser cuestionado.

Tipo II,

El sistema de fracturas suministra la permeabilidad

Tipo III,

El sistema de fracturas suministra asistencia a la permeabilidad para un yacimiento productor

Para yacimientos fracturados del tipo II y III, donde el principal volumen de almacenamientos se encuentra en la matriz de la roca, el conocimiento temprano de la interacción matriz – fractura es extremadamente importante. Determinara cuan eficientemente puede ser drenada la matriz por el sistema de fractura. La exacta determinación de la porosidad de la fractura es de menor importancia en estos casos. Usualmente puede fallar un modelamiento convencional (modelamiento convencional, sin considerar la anisotropía y la porosidad secundaria) de este tipo de yacimientos, ya que es imposible generar propiedades promedio que caractericen con exactitud la relación del sistema fractura – matriz y su efecto sobre el flujo de fluidos.

1.2.3.2 Clasificación de yacimientos naturalmente fracturados desde tipo de flujo de fluidos. Desde el punto de vista de flujo de fluidos, los yacimientos naturalmente fracturados suelen clasificarse como yacimientos (1) anisotrópicos y (2) yacimientos de doble porosidad.

(1) Yacimiento anisotrópico

se caracteriza por las siguientes características: (1) las fracturas no poseen porosidad y, por ende, la porosidad del yacimiento es igual a la porosidad de la matriz, (2) las fracturas tienden a ser paralelas, y (3) la tendencia de orientación de las fracturas en una dirección específica origina la existencia de dos ejes de permeabilidad ortogonales, una de ellas de magnitud significativamente diferente a la otra. Uno de los principales objetivos de la caracterización en este tipo de yacimiento consiste en determinar la orientación de los ejes de mayor y menor permeabilidad (es decir de las fracturas) y las magnitudes de ambas permeabilidades.

(2) Yacimiento de doble porosidad.

El sistema de fracturas presenta una distribución totalmente aleatoria. Este tipo de yacimientos presenta las siguientes características: (1) el sistema está formado por un sistema de fracturas y un sistema de matrices, (2) la matriz tiene relativamente baja permeabilidad y alta porosidad, y (3) las fracturas tienen alta permeabilidad y muy baja porosidad. La caracterización en este tipo de yacimientos tiene como objetivos la determinación de parámetros que definan la capacidad relativa de almacenamiento y flujo de matriz y fracturas.

1.2.4 Aspectos geológicos de los Yacimientos Naturalmente Fracturados. La presencia de fracturas tiene un efecto positivo en el flujo de fluidos cuando las fracturas están abiertas o sin cementación. Por otra parte, ellas presentan un efecto negativo cuando las fracturas están totalmente mineralizada bloqueando el flujo de fluidos.

La falta de similitud en los Yacimientos Naturalmente Fracturados se debe a las diferentes condiciones geológicas prevalecientes en las regiones en que se indujo los diferentes patrones de fracturamiento de la roca. Además, el proceso de fracturamiento de una roca es un fenómeno no lineal muy sensible al cambio de las condiciones presentes durante la falla del material. Las diferentes condiciones geológicas y la no-linealidad dan características muy únicas a los YNF⁶⁸.

La porosidad secundaria, llamada también porosidad inducida, está asociada con la presencia de fracturas y otras aperturas tales como *Vugs* y *Joints* causadas por procesos geológicos y químicos.

La dificultad, al determinar, modelar y manejar la porosidad secundaria, se debe a la no-linealidad antes mencionada y al hecho que la porosidad secundaria es una propiedad fuertemente escalo-dependiente. Esto significa que su magnitud es dependiente del volumen de la muestra de roca que se tome para su determinación. Sin embargo, es bien conocido que la unicidad, complejidad y las características escalo-dependientes de este tipo de yacimientos requieren la determinación de varios parámetros como la orientación de la fractura, la apertura, la longitud y la intensidad de fracturamiento para caracterizar completamente el sistema fracturado⁶⁸.

La generación de fracturas es atribuida a varias causas entre las cuales se puede citar las descritas por Landes⁴³:

- Deformaciones estructurales asociadas con doblamientos (*Folding*) y fallamientos (*faulting*); los fallamientos tienden a generar grietas a lo largo de la línea de falla, lo cual a su vez produce una zona de dilatancia. La dilatancia es probablemente responsable, en gran parte, de la migración y acumulación del petróleo en yacimientos fracturados.
- Una rápida y profunda erosión por sobrecarga, que permite la expansión, la elevación y fracturamiento a lo largo de los planos de debilidad.
- Reducción del volumen debido a eventos como: deshidratación en *shales*, enfriamiento en la roca ígnea, o desecación en las rocas sedimentarias.
- Por presión de fluido liberado cuando la presión del fluido de los poros es parecida a la presión litostática.
- Impacto excepcional de un meteorito, cuyos fragmentos de las rocas impactadas formen un complejo y extenso sistema compuesto por dichos fragmentos.
- Tectónica de placas, orogénesis de la cordillera, y compactación debido a esfuerzos *in-situ*.

1.2.5 Fuentes de Información para evaluar yacimientos naturalmente fracturados: Las fuentes de información para evaluar los Yacimientos Naturalmente Fracturados se pueden dividir en (1) fuentes directas o en (2) fuentes indirectas.

Dentro de las fuentes directas se tienen el análisis de corazones, los cortes de perforación, y las cámaras en la cara de la formación.

Las Fuentes indirectas de información, incluyen la historia de perforación, los registros de pozos, las pruebas de presión, los empaques inflables, el comportamiento de la producción y los datos sísmicos.

1.2.5.1 Fuentes Indirectas. Las fuentes indirectas permiten al ingeniero obtener información importante de primera mano relacionada con las características de las fracturas (orientación de fractura, ángulo de buzamiento, altura de la fractura, grado de cristalización, etc.)

- Historia de perforación

En las operaciones normales de perforación, la historia de perforación aporta valiosa información acerca de las pérdidas de fluido y del aumento de la tasa de penetración, lo cual a su vez son buenos indicadores de la presencia de formaciones naturalmente fracturadas.

- Análisis de registros de pozos

El análisis de registros de pozos es una de las más poderosas herramienta para detectar y evaluar los yacimientos naturalmente fracturados; En algunos casos, hay registros que se corren específicamente para localizar fracturas. Por ejemplo los registros de amplitud sónica, intensidad variable, borehole televiewer, el dipmeter y los micro-scanner de formación (**FMS - FMI**) los cuales han tenido un gran éxito en la detección de fracturas. En general los registros convencionales de mediciones acústicas, el caliper, los de densidad, resistividad y el dipmeter son buenos indicadores para determinar la doble porosidad.

- Análisis de pruebas de presión

La mayor parte de las curvas de presión pueden ahora ser analizadas por procedimientos analíticos directos y/o por técnicas numéricas. Es posible por medio de las pruebas de presión evaluar parámetros tales como: distancias entre las fracturas, permeabilidad, porosidad de la matriz y de las fracturas, Debido a que todos los Yacimientos Naturalmente Fracturados no son similares, se han reportado varias técnicas, para la evaluación de parámetros de fractura, que han sido validados con datos de pruebas de campo. El análisis de pruebas de múltiples pozos (pruebas de interferencia) puede ser usado para determinar la orientación de la fractura.

- **Empaques inflables**

Impresiones de la cara del pozo son obtenidas al inflar un empaque flexible especial a determinada presión la cual es mantenida durante cierto tiempo en las mismas condiciones. Luego, la impresión puede ser usada para estimar la dirección de buzamiento de la fractura, el ángulo de buzamiento y la apertura de la fractura a condiciones de pozo.

- **Comportamiento o historia de producción**

El comportamiento de la producción de un pozo provee información cualitativa relacionada con la presencia de fracturas naturales.

En yacimientos de muy baja permeabilidad de matriz, la presencia de altas tasas de producción es una clara indicación que el comportamiento mejorado es debido al fracturamiento.

Durante los procesos de recobro durante la inyección de agua, la localización de los pozos donde ha ocurrido la llegada del frente de agua inyectada puede ser usada para determinar la orientación de las fracturas.

En los pozos con altas tasas iniciales de producción, que caen rápidamente, se considera que esta produciendo de una zona de deformaciones fracturadas con muy baja porosidad y permeabilidad de matriz. Las tasa de producción se reducen debido a las bajas transferencias masicas entre los sistemas de matriz y fracturada.

Las graficas de relación gas-aceite (**GOR**) contra recobro, muestran curvas inferiores a las obtenidas de yacimientos no fracturados. Esta diferencia se debe a la tendencia del gas liberado de la solución a segregarse rápidamente hacia el tope de la formación a través de las fracturas en lugar de fluir hacia el pozo.

La relación agua-petróleo (**WOR**) durante la producción de una formación fracturada es función de la tasa de producción, mientras que en los yacimientos no fracturados el **WOR** depende de las características de la roca y fluidos, el comportamiento de desplazamiento y la tasa de flujo^{21 - 68}.

- **Datos sísmicos**

Las ondas sonoras son afectadas mientras viajan a través de un medio fracturado. Estos efectos pueden ser usados para detectar zonas fracturadas, para definir la intensidad y estimar la dirección de la fractura, dependiendo del tipo de datos sísmicos disponibles se obtiene principalmente información cualitativa.

1.2.6 Caracterización de yacimientos naturalmente fracturados. La práctica de la caracterización de los Yacimientos Naturalmente Fracturados se basa en la utilización de la información disponible para describir en detalle un sistema de acumulación de hidrocarburos.

Ninguna herramienta o disciplina puede por si misma proveer toda la información necesaria para la caracterización completa. Por lo tanto, la descripción detallada de un yacimiento puede ser lograda únicamente mediante la integración de los conceptos involucrados en las áreas geológicas, geofísicas, petrofísicas, perforación, producción y simulación de yacimientos. Posteriormente una caracterización exitosa maximizará el recobro al mejorar las estrategias de producción, minimizará la perforación innecesaria de pozos, mejorará la predicción del comportamiento futuro del yacimiento, y ayudará en el diseño de un sistema de recobro mejorado.

El sistema de matriz puede ser caracterizado usando las técnicas tradicionales, ósea como un yacimiento de porosidad simple, mientras que en el estudio del sistema fracturado se están desarrollando técnicas especiales^{21 - 46 - 68}.

Un ejemplo de caracterización de yacimientos naturalmente fracturados es el que presenta el Instituto **Mexicano del Petróleo (IMP)**, el cual comprende 4 áreas principales de investigación y desarrollo tecnológico⁹⁶:

Área 1: Caracterización estática

Dedicada al desarrollo y adecuación de metodologías integradas que permitan una comprensión mayor de los yacimientos, en términos físicos y geológicos, de acuerdo con lo que se conoce técnicamente como sistema fractura-vúgulo-matriz. En este tema se están formando equipos multidisciplinarios de investigadores para definir con certeza la geometría del yacimiento, describiendo sus características petrofísicas. Las metas del área están enfocadas a obtener un modelo geológico-petrofísico a escala de yacimiento, integrando datos de diversas fuentes como: geología, registros geofísicos de pozos, sísmica y núcleos. El modelo aportará una radiografía del yacimiento.

Área 2: Caracterización dinámica

Tiene como propósito investigar, desarrollar y adecuar metodologías que expliquen la interacción dinámica del sistema roca-fluido del yacimiento. Se pretende entender de manera integral cómo se desplazan los fluidos a través de las rocas. Los parámetros que se obtengan servirán para alimentar los modelos de simulación numérica de yacimientos, integrando de manera congruente el modelo estático.

Área 3: Simulación numérica de yacimientos

Su objetivo es desarrollar herramientas de simulación propias no incluidas en simuladores comerciales. Busca, con base en el comportamiento conocido de producción de aceite, gas y agua de las formaciones, realizar un pronóstico a diferentes años y con diversos escenarios de producción. Para llevar a cabo adecuadamente el trabajo es necesario contar con herramientas que permitan considerar todos los procesos del yacimiento, tomando en cuenta, por supuesto, la geometría de las formaciones productoras y la dinámica de los fluidos contenidos en las mismas.

Área 4: Explotación avanzada de yacimientos

Cuando un yacimiento termina su etapa de recuperación primaria de aceite y gas, y la presión decrece significativamente, es necesario aumentar o mantener la presión estimulando al yacimiento con la inyección de fluidos o gases externos a los contenidos en el mismo. Por tal razón, es preciso desarrollar tecnologías que contribuyan a hacer más eficiente la recuperación de hidrocarburos, además de mejorar tecnologías de perforación y producción.

La anterior tendencia a ignorar los efectos de las fracturas naturales en los yacimientos conlleva, entre otras, a causar: (1) pérdida irreparable del factor de recobro, (2) patrones de recobro primario que son inadecuados para los patrones

del recobro secundario, (3) ineficiente gasto de capital durante el desarrollo del campo, (4) perforación innecesaria de pozos y (5) valoración inapropiada de las oportunidades económicas (Fuente: *The Australian Academy of Technological Sciences and and Engineering*)

1.2.7 Evaluación de la capacidad de flujo de un Yacimiento Naturalmente Fracturado

La capacidad y el comportamiento futuro de un yacimiento pueden ser estudiados a través del uso combinado del balance de materiales, el análisis de las pruebas de presión, las curvas de declinación, y la simulación numérica de yacimientos.

El modelamiento numérico es la herramienta más importante de la ingeniería de yacimientos, disponible para evaluar la capacidad de flujo y el comportamiento futuro de un **YNF**. Comúnmente, los sistemas de fractura y matriz son modelados con una ecuación diferencial parcial, condiciones iniciales y de frontera convenientes y ecuaciones auxiliares apropiadas. Dicha ecuación diferencial regularmente simula el flujo de fluidos a través o del sistema fracturado^{1 - 44 - 68}, a través de un sistema equivalente fractura-matriz, o a través de sistemas de fracturas y matriz^{37 - 68 - 85}.

El modelo matemático propuesto por Evans²⁵ describe el comportamiento de los **YNF** usando dos conjuntos de ecuaciones diferenciales parciales. Un conjunto de ecuaciones modela el flujo de fluidos multi-fásicos a través de la matriz de porosidad primaria, y el otro simula el flujo a través de la red de fracturas. Ellas fueron derivadas de acuerdo a las siguientes suposiciones básicas:

1. El yacimiento se considera como un medio de doble porosidad. Una porosidad está asociada a la matriz de roca primaria y la porosidad secundaria esta asociada con la fractura.

2. La roca es un sólido elástico incomprensible donde el cambio de los valores de porosidad en la matriz de la roca y las fracturas se deben a la reordenación y/o reorientación de los granos de la roca.
3. La matriz de porosidad primaria es isotropica y heterogénea, mientras que las fracturas son anisotropicas y heterogéneas.
4. Las velocidades de los fluidos tanto en los poros primarios como en las fracturas se asumen que son pequeñas.
5. El volumen poroso de la matriz es independiente de la presión de la fractura y de igual manera el volumen poroso de fractura es independiente de la presión de los fluidos de la matriz.

1.3. SÍSMICA

Las metas de la simulación de yacimientos, incluida la caracterización por medio de la interpretación de ondas sísmicas, es la interpretación con una alta fidelidad de los parámetros físicos presentes en el yacimiento. La caracterización sísmica de yacimientos ha llegado a ser una herramienta aceptada durante la última década, debido a los avances científicos en la interpretación y los métodos para determinar el arribo de los trenes de ondas.

Avances en el uso de datos sísmicos multicomponentes, adquisición de ondas sísmicas usando geofonos en superficie y en el fondo del pozo, técnicas como el **AVO** y el **DMO**; Todos son conceptos que se presentan a continuación.

1.3.1 Ondas sísmicas. Una onda es una perturbación oscilatoria periódica en la cual la energía es propagada en la superficie ó a través de un medio sin translación del material. Las ondas pueden ser diferenciadas por su frecuencia,

amplitud, longitud y velocidad de propagación. Cuando la perturbación viaja a través de un medio elástico se llama “onda elástica”, y cuando el medio por el cual viaja es la tierra, se le llama “onda sísmica”.

1.3.1.1 Ondas de cuerpo. La teoría de elasticidad plantea que son posible dos tipos de ondas elásticas que viajan a través de la tierra, y son conocidas como ondas de cuerpo u ondas internas, las cuales pueden ser (1) compresionales y de (2) cizalla.

- **Ondas compresionales u Ondas P**

Las ondas compresionales son las que se transmiten cuando las partículas del medio se desplazan en la dirección de propagación de la onda, produciendo compresiones y dilataciones en el medio. Este tipo de onda viaja a una velocidad mayor que los demás tipos de onda, por lo tanto es la primera en llegar a cualquier punto, en ser percibida y registrada; por lo cual se llamo onda **Primera** ó **Primaria** y de allí el nombre de ondas **P** (en ingles se asocia con *Push* que significa empujón o empujar, ya que una partícula “empuja” a la otra en la misma dirección que la propagación de la onda).

- **Ondas de corte ó de cizalla u Ondas S**

Son aquellas ondas en las cuales las partículas del medio se desplazan perpendicularmente a la dirección de propagación, por lo cual están asociadas con deformaciones de terreno tipo cizalla. La onda S es mas lenta que la onda P. En una amplia gama de rocas su velocidad, V_s , es aproximadamente igual a la velocidad de la onda P, V_p , dividida entre la raíz cuadrada de 3 (esto es conocido como condición de *Poisson*). Como la onda S es la segunda en llegar se le llamó **Secundaria**, y de allí su nombre (en inglés se asocia con *shake*, que significa sacudir). A este tipo de ondas también se les conoce como “ondas tangenciales”.

Como los líquidos no pueden soportar esfuerzos cortantes, las ondas S no se propagan a través de ellos.

El desplazamiento de las partículas en el terreno durante el paso de la onda puede ser en cualquier dirección perpendicular a la de propagación; pero, a veces, pueden desplazarse en una sola dirección, en cuyo caso se dice que las ondas están *polarizadas*. La componente vertical de la onda S se denota a menudo por **SV**, mientras que la componente horizontal se denota por **SH**.

Usualmente las ondas S tienen mayor amplitud que las ondas P, y se sienten más fuerte que estas.

- Ondas convertidas

Cuando una onda de cuerpo incide sobre una interfase (una superficie) que lo separa de otro medio con distintas propiedades elásticas, parte de la energía de la onda es transmitida al segundo medio y parte es reflejada al medio original. Presentándose un cambio en el frente del medio de propagación parte de la energía de las ondas P cambian a energía de ondas S y viceversa, a esto se le conoce como ondas convertidas.

La ley de *Snell* es la descripción matemática del proceso físico, por el cual la dirección de un frente de onda cambia cuando viaja de un medio a otro, con cambio en la velocidad y conversión parcial de ondas P en ondas S (y viceversa).

1.3.1.2 Ondas superficiales. Las ondas superficiales son aquellas que se propagan en la interfase entre dos medios. Este tipo de ondas puede viajar en la interfase de las rocas y el aire ó en la interfase de las rocas y los fluidos. Las “ondas *Rayleigh*” y las “ondas *Love*” son los tipos de ondas superficiales.

- Ondas Rayleigh

Estas se denotan usualmente por “R”, o por “LR” cuando son de un periodo muy largo.

Las ondas Rayleigh se deben a la interacción entre las ondas P y las ondas SV, las cuales al interactuar, le imprimen a las partículas un movimiento elíptico con el plano vertical que contiene la dirección de propagación de la onda.

En la parte superior del camino elíptico de la partícula, esta viaja en dirección contraria a la propagación de la onda; y en la parte inferior del camino elíptico esta viaja en la misma dirección de propagación de la onda.

Las ondas Rayleigh posee diferentes longitudes de onda, viajando a diferentes velocidades, lo cual las hace muy útiles en la evaluación de variación de velocidad de las ondas con la profundidad.

Las ondas R son las mas lentas con la que viaja la energía.

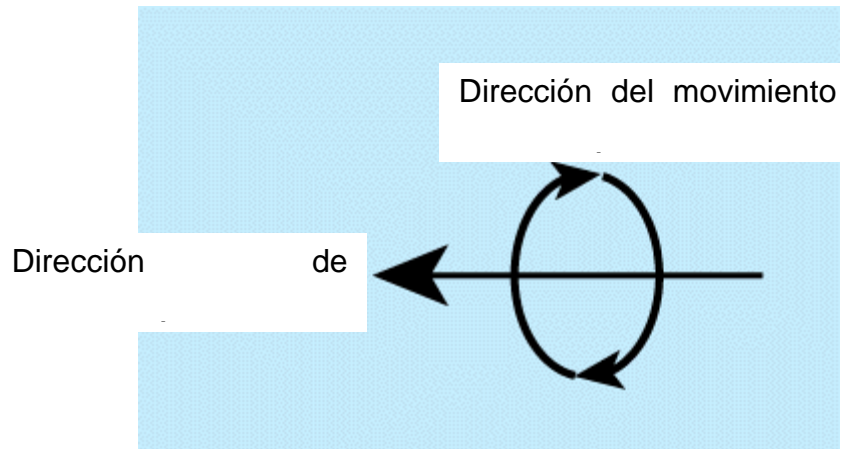


Figura 4. Movimiento de las ondas de Rayleigh

- **Ondas Love (*Love wave or Q-Wave*)**

Estas se denotan usualmente por “L”, o por “LQ” cuando son de un periodo muy largo.

Se comportan de manera muy parecida a Rayleigh, pero se deben a una interferencia constructiva de las ondas SH solamente; lo cual hace que las partículas oscilen verticalmente y horizontalmente a la dirección de propagación del frente de onda.

1.3.2 Conceptos sismológicos: Para un mayor entendimiento de los términos que se utilizan en la interpretación del comportamiento de las ondas sísmicas en un medio, se presentan a continuación una serie de términos relacionados con el proceso de interpretación sísmico.

Offset

Es la distancia horizontal entre dos puntos. En geología es la distancia entre dos puntos de desplazamientos de una falla. En sismología es la distancia horizontal entre la fuente de la onda sísmica y el receptor de la misma.

Normal MoveOut (NMO)

NMO tiene dos significados ya que es a la vez un (1) efecto sísmico y un (2) paso del proceso de interpretación sísmica.

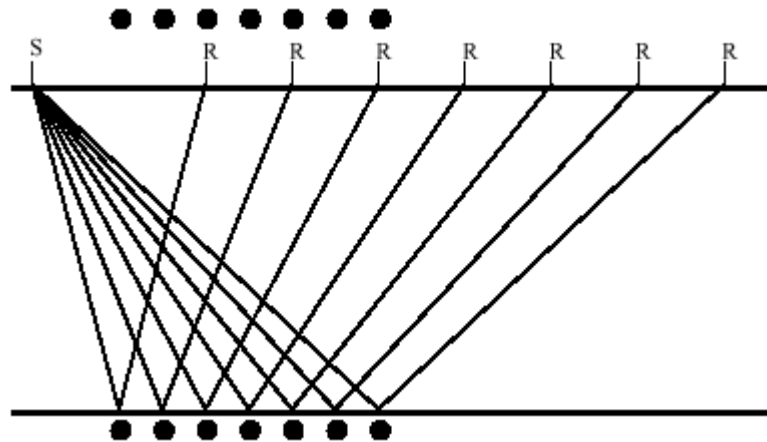


Figura 5. Normal MoveOut, desde punto de vista físico (University of Tulsa)

(1) Desde el punto de vista de un efecto físico

Como se muestra en la Figura 5, un archivo de disparos es la colección de trazas sísmicas generadas por los disparos y recibida por los receptores. La línea negra superior es la superficie de fuente y adquisición de la onda y la línea negra inferior es la superficie de reflexión de las ondas. La distancia media recorrida por la onda, desde la fuente hasta los receptores, es un punto llamado "Punto Medio" (*Midpoint*), ver Figura 7. Estos puntos medios son mostrados como unos puntos negros debajo de la superficie de adquisición. Cuando no hay buzamiento de la superficie de reflexión, los puntos medios se encuentran directamente debajo de

los puntos de reflexión. Como el *offset* (distancia horizontal de la fuente a los receptores) se incrementa, así como el tiempo de tránsito de la onda en su recorrido de la fuente al receptor. Esta característica que retrasa los tiempos de reflexión con un incremento del *offset* se le conoce como *Normal MoveOut*.

En la Figura 6, las reflexiones pueden ser vistas en datos reales con otra clase de eventos. En este caso hay receptores a ambos lados de las fuentes de disparo. El lado derecho de la imagen ha sido marcado presentando diferentes clases de eventos (1) eventos directos (P-Wave, S-Wave, air wave, surface wave), (2) frente de ondas y unas pocas (3) reflexiones. El lado izquierdo de la imagen no está interpretado. Los eventos de reflexión presentan una forma hiperbólica característica del *Normal MoveOut*.

(2) Desde el punto de vista del proceso sísmico.

Es la etapa del proceso sísmico en la cual se compensan los efectos de separación entre la fuente y los receptores en el caso de una superficie de reflexión horizontal. De otra forma de decirlo es que el NMO es la etapa, en el proceso de interpretación sísmica, en la cual los eventos de reflexión son recogidos y nivelados en un punto medio común para el *stacking*, donde el *stacking* es el proceso de reunir las ondas de diferentes fuentes en un punto común. Dicho punto común es conocido como **CMP** (**Common MidPoint**). Este punto se puede apreciar en la Figura 7.

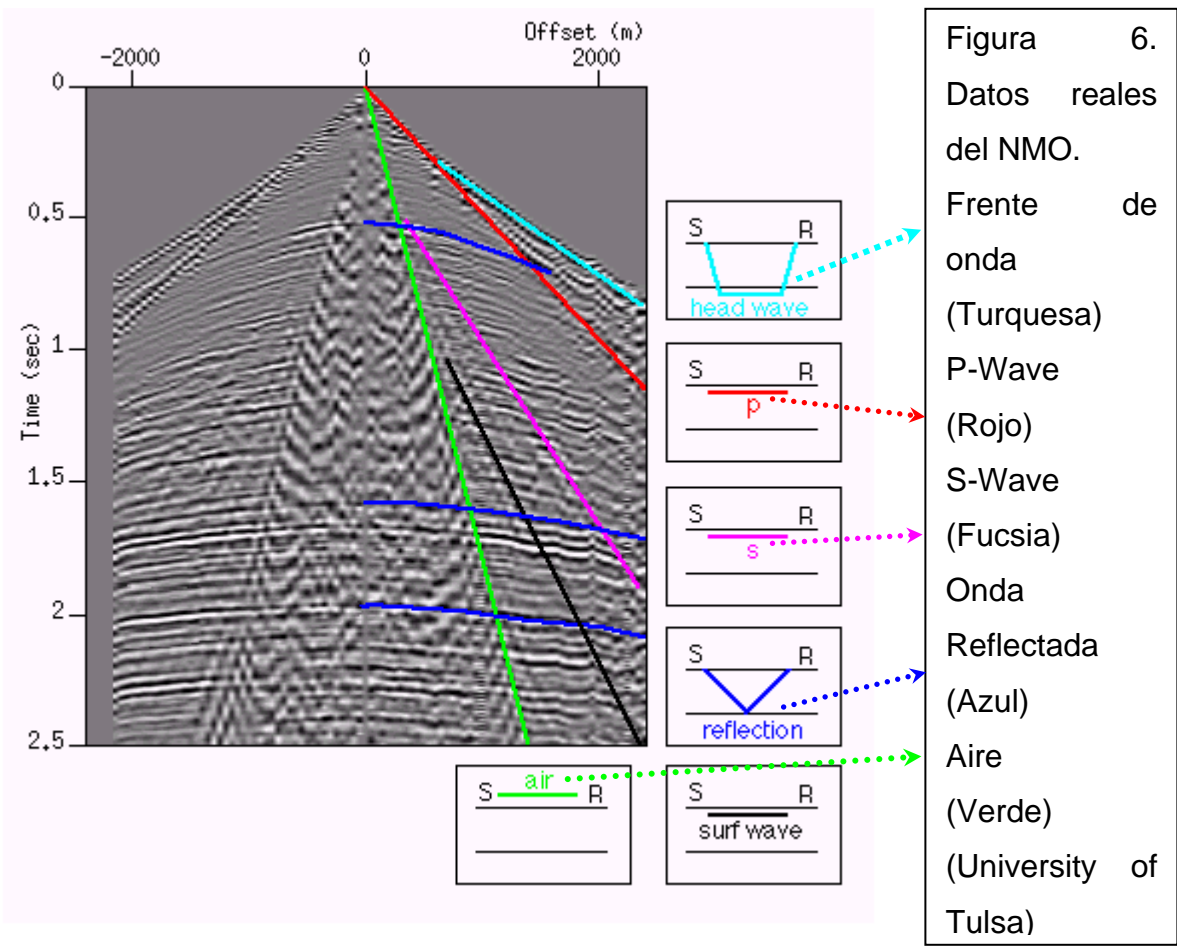


Figura 6.
 Datos reales del NMO.
 Frente de onda de
 (Turquesa)
 P-Wave
 (Rojo)
 S-Wave
 (Fucsia)
 Onda
 Reflectada
 (Azul)
 Aire
 (Verde)
 (University of
 Tulsa)

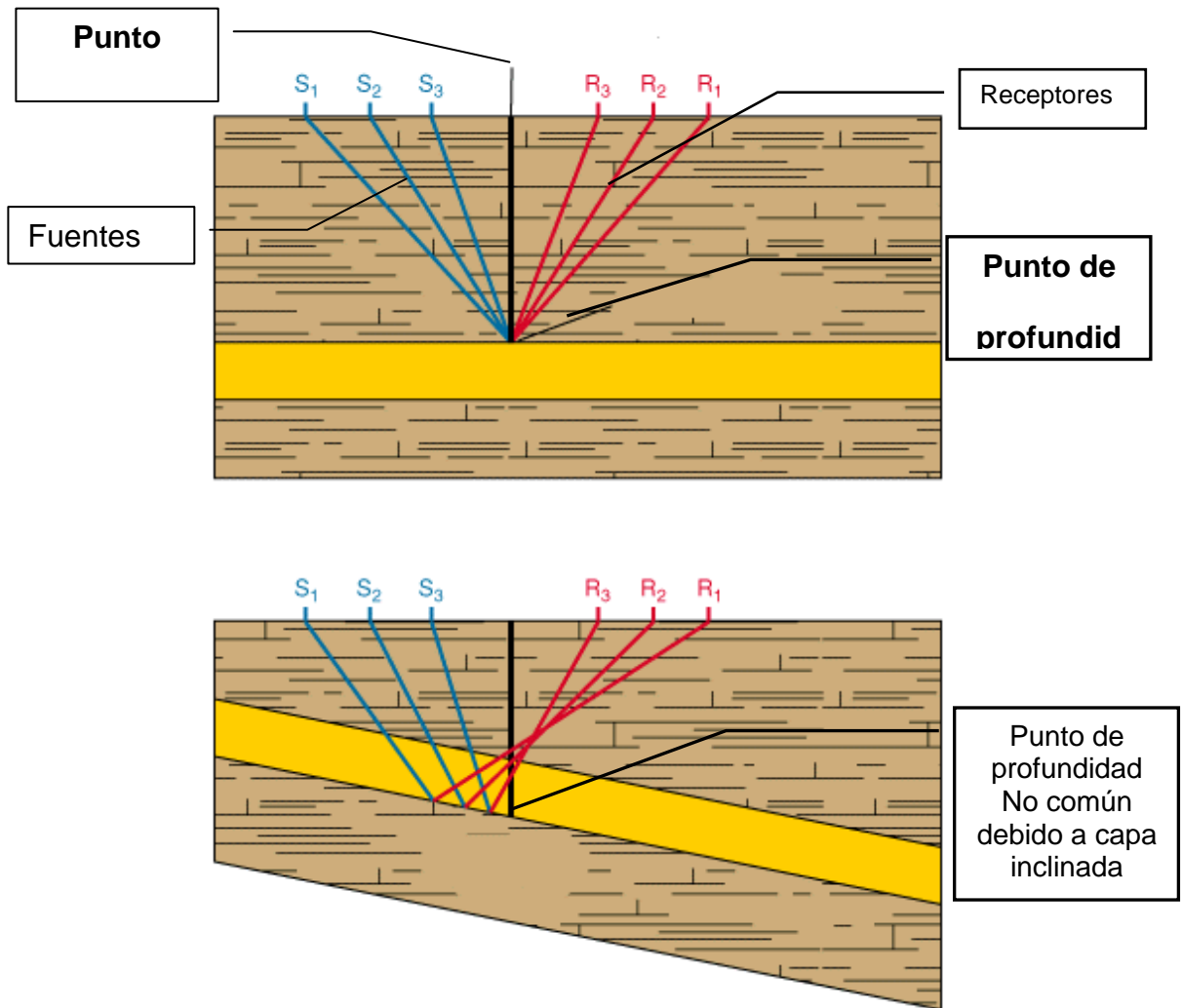


Figura 7. CMP, Common MidPoint para superficie horizontal e inclinada

Dip MoveOut (DMO)

En el proceso de **NMO**, se tomaron todas las trazas sísmicas y se unieron en un solo punto **CMP**, con *offset* de "cero", durante este proceso se asumió que la superficie de reflexión se encontraba horizontal, en el proceso de **DMO** se corrige este hecho, ya que se toma en cuenta el buzamiento (DIP) de la superficie de reflexión. Otros parámetros que tiene en cuenta el proceso de **DMO**, además del buzamiento es la velocidad de desplazamiento de la onda y la anisotropía de los estratos que va atravesando la onda. Todos estos parámetros hacen del proceso

DMO una excelente herramienta para determinar la orientación de los estratos y permite cuantificar la anisotropía de la formación.

En la Figura 8, se aprecia que el **CMP**, cuando se presentan buzamiento en la superficie de reflexión no se encuentra verticalmente debajo de los puntos de fuente. Lo cual hace que los puntos queden desigualmente espaciados.

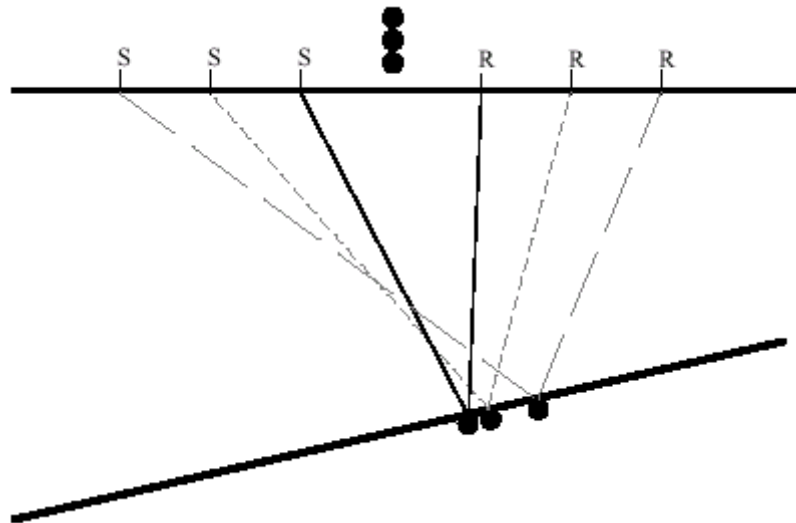


Figura 8. Espaciamiento del CMP. Espaciamiento desigual de los puntos al presentarse buzamiento en la superficie de reflexión.

Amplitude Variation with Offset (AVO)

Es la variación de la amplitud en la reflexión de las ondas sísmicas, variación producida por los cambios en la litología y los fluidos que atraviesa la onda desde la fuente hasta llegar al receptor. El análisis **AVO** es una técnica por medio de la cual se determina el espesor, porosidad, densidad, litología de una formación, así como velocidad de cizalla (V_s , *Velocidad Shear*) y los fluidos contenidos en los estratos atravesados por las ondas sísmicas.

El principal beneficio del análisis **AVO** es su habilidad para separar el comportamiento de las velocidades, de las ondas sísmicas, con los cambios en densidad y las fracturas.

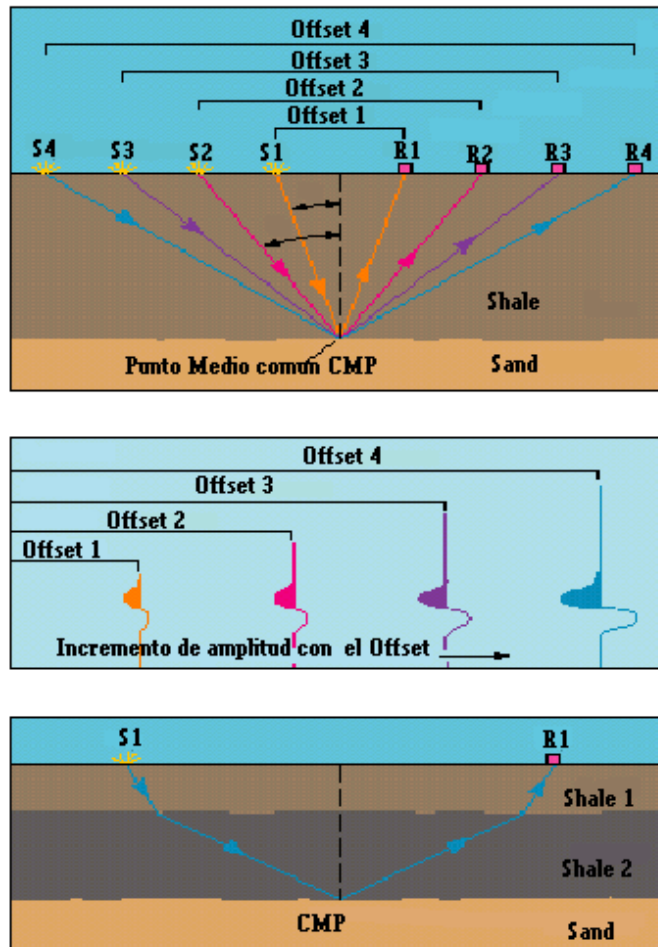


Figura 9. Amplitud del Offset. Ampliación de la amplitud de las ondas al aumentar la distancia vertical entre la fuente y los receptores.

Las ondas cambian el ángulo de incidencia al atravesar de un medio a otro.

Vertical Seismic Profile (VSP)

es la técnica en la cual se mide las ondas sísmicas colocando los receptores dentro del pozo y la fuente en la superficie cercana al pozo. Este método, de colocar los geofonos en el pozo y las fuentes de ondas en la superficie posee una mayor una mayor resolución y da la opción de analizar los trenes de ondas in-situ, un análisis de los trenes de onda ascendentes y descendentes permite estudiar detalladamente el cambio que sufren las ondas sísmicas con la profundidad. De tal

forma que las propiedades acústicas de la tierra pueden relacionarse directamente con la litología del subsuelo e interpretarse de acuerdo a ella.

El uso de sensores de pozo reduce la distorsión de la señal provocadas por las capas poco profundas de baja velocidad, ya que la señal pasa una sola vez por las capas superficiales.

El campo de onda total registrado en el detector dentro del agujero consiste en señales que llegan desde arriba de la herramienta (ondas descendentes) y señales que llegan por debajo de ella (ondas ascendentes). Las señales descendentes llegan de una forma directa (son las primeras en llegar al sensor) y las señales ascendentes son múltiplos de las descendentes.

Las ventajas de la técnica **VSP** incluyen:

- ✓ Registra la traza sísmica real en el pozo en vez de confiar en su sismograma, generado de manera sintética.
- ✓ La medición del contenido espectral de la señal sísmica descendente en función de la profundidad.
- ✓ La determinación de un enlace preciso entre los resultados sísmicos en la superficie y los registros de pozo, ya que el VSP es una medición de velocidad de alta resolución.
- ✓ El registro da señales con un contenido de altas frecuencias, debido a que solo atraviesan una vez las capas de baja velocidad y con capacidad de absorción alta cerca de la superficie.
- ✓ El mejoramiento de la resolución sísmica de características estratigráficas alrededor del pozo, tales como fallas.
- ✓ El VSP no es tan sensitivo a las condiciones del pozo.

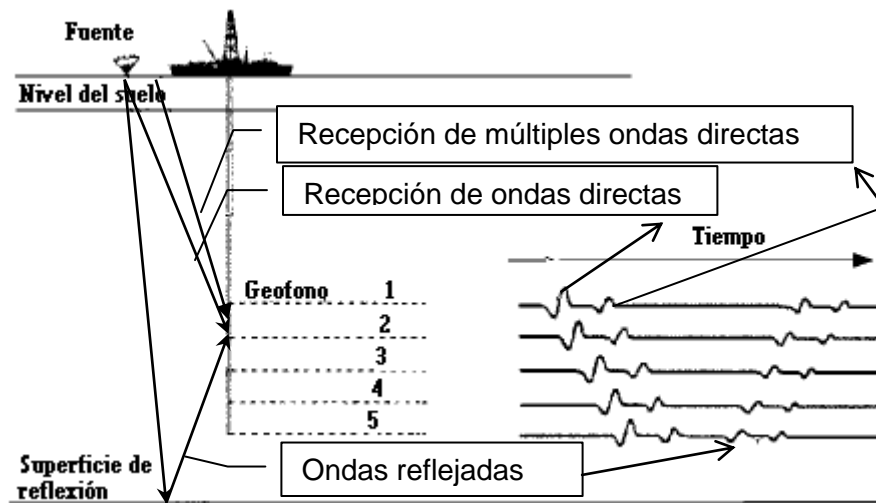


Figura 10. Una traza VSP. Posee frentes que contienen ondas ascendentes y descendentes.

2. HERRAMIENTAS USADAS EN ANÁLISIS DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

El entendimiento de los principios básicos por medio de los cuales funcionan las principales herramientas utilizadas para el análisis de la porosidad es primordial para la evaluación cualitativa y cuantitativa de los Yacimientos Naturalmente Fracturados.

A continuación se presentan algunas herramientas que generan los registros por medio de los cuales se puede evaluar la doble porosidad en un yacimiento.

2.1 PRINCIPIOS DE LAS HERRAMIENTAS EN EL ANÁLISIS DE YNF

2.1.1 Registros sónicos ó acústicos (*Sonic or acustic log*). En su forma mas sencilla, una herramienta sónica consiste de un transmisor que emite impulsos sónicos y un receptor que capta y registra los impulsos. El registro sónico es simplemente un registro en función del tiempo, t , que requiere una onda sonora para atravesar un pie de una formación. Este tiempo es conocido como tiempo de transito, Δt ; t es el inverso de la velocidad de la onda sonora. El tiempo de transito para una formación determinada depende de su litología y su porosidad. Cuando se conoce la litología, esta dependencia de la porosidad hace que el registro sónico sea muy útil como registro de porosidad.

El principio de propagación del sonido en un pozo, es un fenómeno complejo que está regido por las propiedades mecánicas de ambientes acústicos diferentes entre los cuales se incluye: la formación , la columna del fluido del pozo y la misma herramienta de registro.

Registro Sónico Compensado. (BHC – BoreHole Compensated tool)

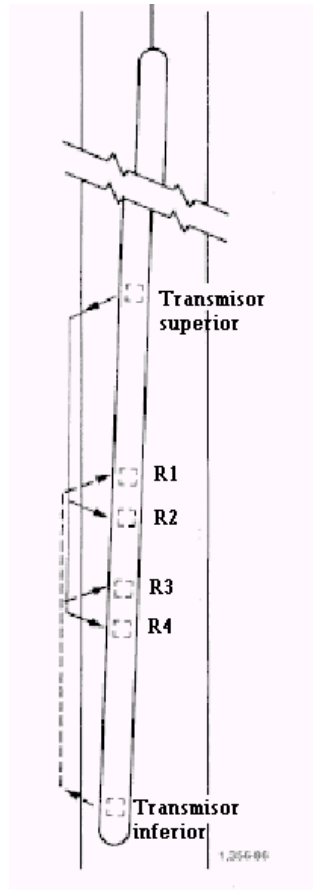


Figura 11. Esquema de la herramienta **BHC**

El **BHC** utiliza un transmisor superior, otro inferior y dos pares de receptores sínicos. Esta sonda reduce substancialmente los efectos ruidosos de cambios en el tamaño del pozo y errores por inclinación de la sonda.

La velocidad del sonido en la sonda sínica y en el fluido de perforación es menor que en las formaciones. De acuerdo con esto, las primeras percepción de los receptores es la energía sonora reflejada por la formación cercana a la pared del pozo.

Los transmisores de la herramienta **BHC** envía pulsos alternativamente y los valores de tiempo se leen en pares alternados de receptores. Una computadora en la superficie promedia los valores del tiempo de los receptores para compensar los efectos del pozo.

Registro Sónico de Espaciamiento Largo. (Long Spacing Sonic log)

Esta herramienta tiene un espaciamiento mayor entre los transmisores y receptores a la herramienta **BHC**; mide el tiempo de transito de la formación a mucho mayor profundidad que la herramienta BHC. Esta herramienta tiende mas a proporcionar una medición libre de efectos por la alteración de la formación, daño por invasión de fluidos y por agrandamiento del diámetro del pozo.

Herramienta Array Sonic. (SDT)

La herramienta *Array-Sonic* proporciona todas las mediciones de los registros BHC y LLS pero además de percibir las ondas compresionales y las de *Stoneley*, registra las ondas de cizalla y todos los tipos de ondas acústicas generadas por el transmisor.

Esta herramienta posee mas receptores que las dos anteriores, posee de 4 a 12 receptores.

2.1.1.1 Aplicaciones de los registros sínicos

- Registro de porosidad y pseudo-densidad

El tiempo de transito de la onda puede ser usado para determinar la porosidad y para determinar la porosidad de las fracturas. De igual forma, esto puede ser usado para computar la pseudo-densidad en los intervalos de formación en donde los registros presentaron problemas.

- Impedancia sísmica

La determinación de las velocidades de las ondas compresionales, permite el uso de seismogramas sintéticos para la determinación de la litología y las porosidades.

- Determinación de la porosidad suministrada por los sistemas de fracturas.

La variación de la amplitud y frecuencia de las ondas, permite determinar la densidad y porosidad de las fracturas.

- Presiones anormales de formación

Las formaciones que tienen presiones de fluido anormalmente altas, con frecuencia estas sobre yacen en arcillas con una alta presión y que contienen un exceso de agua en los poros. El tiempo de tránsito sónico es mayor en estas arcillas que en las que se compactan normalmente, por lo tanto puede emplearse un registro sónico para predecir la posibilidad de presiones anormales en la formación.

2.1.1.2 Limitaciones de los registros sínicos

- Efectos del medio ambiente

Pozos de gran diámetro. En pozos de gran diámetro, es posible tener una llegada de una onda de lodo en el receptor cercano antes que la señal de la formación. Esto requiere de una herramienta de sónica de espaciamiento largo que proporcione una medición correcta de la velocidad de la onda en la zona inalterada; esto no ocurre en la herramienta Array-Sonic.

- Profundidad de investigación y resolución vertical

Estos parámetros no pueden ser fácilmente cuantificados ya que dependen del espaciamiento de los detectores y de las características petrofísicas de la roca (tipo de roca, porosidad).

2.1.1.3 Presentación de los registros sínicos

Las velocidades sínicas en litologías de formaciones comunes fluctúan alrededor de 6000 a 23000 pies/seg. Para evitar fracciones decimales pequeñas se registra el inverso de la velocidad, microsegundos por pie atravesado de formación de la onda.

El tiempo de tránsito por lo general se registra en una escala lineal en las pistas 2 y 3 del registro.

2.1.1.4 Factores que afectan la interpretación de los registros sínicos

- **Litología**

La litología de la formación debe ser conocida para obtener los valores correctos de los valores de la velocidad de la matriz (V_{ma}).

- **Shale**

Los registros sínicos determinan la porosidad primaria, la cual puede ser afectada por los shales. La presencia de shale causa lecturas mayores de los tiempos de tránsito.

- **Tipo de fluido**

La profundidad de investigación de los registros sínicos es muy poco profunda, por esto muchos de los fluidos vistos por el sínico pueden ser filtrado del lodo.

- **Agua**

La presencia de agua, normalmente no afecta las lecturas del registro, exceptuando cuando los fluidos de perforación están saturados de sal, entonces

se debe usar una velocidad de fluido diferente (V_f), usualmente 607 microsegundos por metro.

- **Gas**

El gas residual causa unos valores de tiempo de transito mayores cuando la formación es no compacta. El gas disminuye el transito de las ondas compresionales dando como resultado un aumento en el tiempo de transito.

- **Compactación**

Correcciones por compactación deben hacerse, estas correcciones se realizan con el factor de compactación.

- **Porosidad secundaria ó porosidad por fracturas**

Las variaciones en el contenido de energía y la frecuencia indican cambios en la densidad, porosidad y material mineralizante en las fracturas.

2.1.1.5 Ejemplo de especificación de la herramienta

BoreHole Compensated Tool (**BHC**)

Temperature Rating:	175° C / 350° F
Pressure Rating:	20 kpsi (13.8 kPa)
Tool Diameter:	3.625 in (9.2 cm)
Tool Length:	37.9 ft (11.6 m)
Acoustic Bandwidth:	5 kHz to 18 kHz
Sampling Interval:	6 in (15.24 cm)
Max. Logging Speed:	1,700 ft/hr for eight-receiver array

2.1.2 BoreHole TeleViewer (BHTV). El Acoustic BoreHole TeleViewer, es una sonda que usa las ondas de sonido para escanear y crear una imagen orientada de los 360 grados de las paredes del agujero. Las ondas de sonido se reflejan en las paredes del agujero a unos niveles de energía específicos y son recibidas por el transductor. Características tales como fracturas, vugs, planos de estratificación e intrusión pueden ser fácilmente identificados en una imagen acústica.

El transductor produce pulsos de sonido, aproximadamente 500 por segundo con una frecuencia de 1.3 MHz mientras rota a 3 revoluciones por segundo. Los pulsos que salen de la herramienta van contra la pared del agujero y es recibida de nuevo por el transductor que recibe el eco como una vibración y lo envía para el procesamiento. El pulso está acompañado de un segundo pulso desde el magnetómetro que detecta y orienta la señal de retorno con el norte magnético.

La amplitud de la señal de retorno es una función de la rigidez de la roca, de la geometría y rugosidad del agujero. A mayor litificación de la roca más alta es la amplitud de retorno de la onda refractada la cual a su vez crea la imagen más luminosa en el registro. Cuando la herramienta encuentra formaciones menos rígidas recibe una señal de menor amplitud. De tal manera que la herramienta presenta una imagen de contraste de tonalidades de acuerdo a la formación que va atravesando. Características de alto contraste como fracturas, se verán como imágenes en blanco y negro con tonalidades de gris alrededor de la zona oscura de la fractura abierta. Si la geometría del agujero es diferente a un círculo la onda de incidencia será reflejada en un ángulo diferente a 180 grados y la onda puede que no intercepte el transductor o la amplitud de onda se reducirá. Estas condiciones son a menudo presentadas como líneas longitudinales oscuras en dos cuadrantes opuestos del registro que indican el grado de elipticidad del agujero.

La aplicación inicial del BHTV había sido hallar la densidad de fracturamiento, orientación y ángulo de las fracturas. También se puede utilizar el **BHTV** como un

dipmeter pero con resultados limitados, los cuales son función de las limitaciones de la herramienta.

BHTV ha sido una herramienta confiable y utilizada por dos décadas para el estudio de las fracturas en los agujeros. En los últimos años lo convencional de este tipo de registros, fotografiar y mostrar una imagen de la intensidad de reflexión de las ondas ultrasónicas con un osciloscopio, ha sido modificado en un gran número de usos (Paillet Et al, 1990⁶⁵) de tal forma que una variante es grabar el tiempo de reflexión, en vez de la amplitud, de tal manera que nos da la distancia al reflector (a menudo llamado como un “Caliper Acústico”). Adicionalmente la señal ahora es grabada en un sistema de video convencional para ser procesada y digitalizada en el laboratorio, donde varias y nuevas técnicas para el procesamiento de las imágenes (con computador) permiten nuevos usos y presentaciones de las imágenes obtenidas con este tipo de herramienta (Barton, 1991¹²). Un ejemplo de estas nuevas técnicas en el procesamiento de las imágenes, son los modelos en tres dimensiones de la superficie de agujero obtenidas por medio del **BHTV**, las cuales permiten la rotación desde diferentes ejes para apreciar la anisotropía de las estructuras que atraviesa el agujero.

En la Figura 12¹⁰⁷ se aprecia un ejemplo de aplicación de una interpretación de un registro de **BHTV**; en la extrema izquierda se observa un núcleo hipotético, el cual observamos de sur a norte. La orientación de cualquier núcleo puede ser rotada con un programa de procesamiento de imágenes de **BHTV**. Las curvas y líneas oscuras en el núcleo son áreas de fracturas. A la derecha del núcleo se encuentra una versión resumida del registro del tiempo de tránsito del **BoreHole TeleViewer**. En seguida se encuentra un diagrama de flechas (*Arrow Plot*) con una escala de 0 a 90 grados. El diagrama de flechas posee unas figuras “*Tadpole*” para cada fractura, donde nos indica la profundidad de la fractura y también mostrando el buzamiento calculado. La ubicación de izquierda a derecha en la columna depende del ángulo de buzamiento de la fractura. La cola de la figura “*Tadpole*”

indica la dirección del buzamiento, en dirección que parte del círculo del “*Tadpole*” hacia la cola del mismo. Cuando la “cola” esta hacia arriba esta indicando dirección Norte, cuando la “cola” esta apuntando hacia la derecha

la dirección es hacia el Este, hacia abajo es el Sur y hacia la izquierda es dirección al Oeste; de tal forma que se puede señalar todas las direcciones entre los puntos cardinales.

A continuación del Diagrama de Flechas se encuentran dos “Graficas de Bastón” (*Stickplots*), las cuales muestran las fracturas como líneas. La orientación de la primera *Stickplot* se escoge en el programa de la herramienta y la orientación de la siguientes es al sumarle 90 grados a la primera orientación seleccionada. Las curvas de Gamma Ray y Temperatura se pueden apreciar sí forman parte del conjunto de registros tomados durante la corrida de los registros.

En el extremo derecho se encuentra la Grafica de Desviación con una escala que va de 0 a 10 grados. La herramienta toma las medidas de Desviación a intervalos regulares durante el proceso de registro. Los “*Tadpole*” de la desviación muestran el ángulo y la dirección lo mismo que las “*Tadpole*” del Diagrama de Flechas.

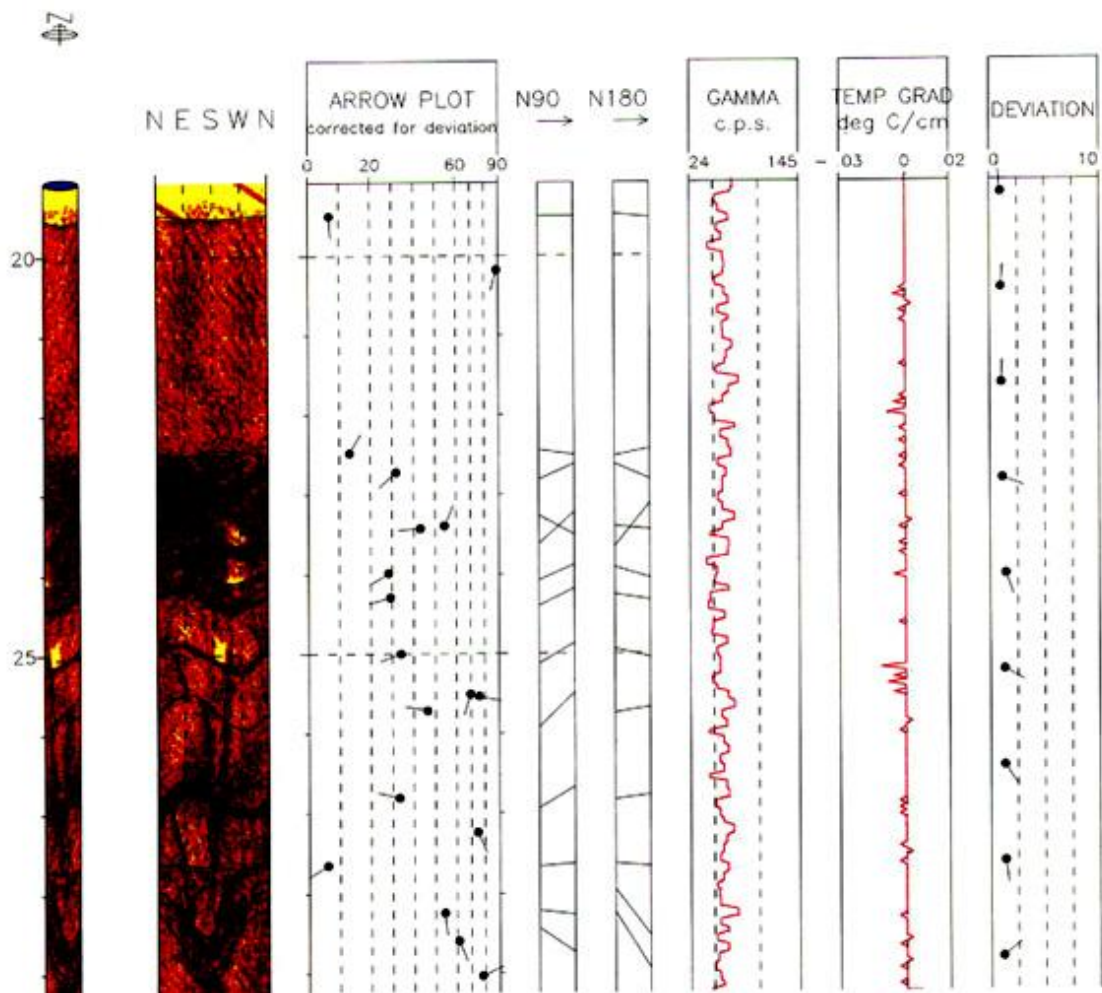


Figura 12. BoreHole TeleViewer.

Este ejemplo solo tiene fracturas, pero cuando hay señalización de dirección y buzamiento de los estratos, los círculos de las “Tadpole” son blancos en vez de negros.

2.1.2.1 Aplicaciones del BoreHole TeleViewer (BHTV)

- Las principales ventajas del **BHTV** son su alta resolución y el cubrimiento completo del agujero ósea cubrimiento de 360 grados.
- Investigación de fracturas

- Localización
- Tamaño
- Orientación de las fracturas interceptadas por el agujero
- Análisis de tensión
 - Caracterización de tensiones in – situ.
- Evaluación estructural
 - Características de los lechos sedimentarios.
 - Distribución de basaltos.
 - Planos estratigráficos y su orientación.
- Textura de las rocas
- Determinación de propiedad física como la Impedancia.
- Estudio de la forma y estabilidad del agujero (Caliper de alta resolución).
- En algunos casos la herramienta funciona para mostrar daños del Casing, que no puedan apreciarse con video cámaras.

2.1.2.2 Limitaciones del BoreHole TeleViewer (BHTV)

- Efectos del medio ambiente
 - Densidad del lodo, Lodos pesados (sobre 1.3 g/cm³)
 - Lodos que contengan ingredientes, como la barita, que atenúen el sonido.
 - Diámetros agujeros o cavidades mayores de 16 pulgadas.
 - Impedancia acústica de la interfase del fluido en el agujero y de las paredes del mismo.
 - Centralización de la herramienta en el agujero.
- Resolución vertical
 - Depende de la velocidad del registro y de los cambios en el diámetro del agujero.
- Resolución horizontal
 - Depende de la señal de frecuencia, numero de muestras de

sonido recogidas por la herramienta (*Sampling rate*) y del diámetro del agujero.

Nota: debido al solapamiento y la alta sensibilidad de la herramienta a cambios en la impedancia, objetos estructurales (fracturas, etc) con tamaños mucho menor que la resolución horizontal pueden ser detectados.

La herramienta trabaja mejor en rocas duras y en formaciones cementadas con agujeros no elípticos.

2.1.2.3 Presentación del registro de BoreHole TeleViewer (BHTV)

La imagen presentada por la herramienta es similar al corte cilíndrico del agujero, pero presentado con un corte el cual lo muestra en dos dimensiones.

La imagen resultante esta orientada hacia el norte magnético, y posee una presentación con ejes de profundidad y dirección; el eje horizontal posee una presentación bidimensional con el norte en el extremo derecho y en el extremo izquierdo, y el sur en el centro; de izquierda a derecha en este eje, el orden es, norte, este, sur, oeste y vuelve a norte. En el eje vertical se encuentra los datos de profundidad del registro.

El **BHTV**, tiempo de transito y los datos de señales de amplitud, usualmente se presentan como mapas codificados de color con datos de profundidad y orientación. Las fracturas verticales aparecen como líneas negras rectas, mientras que las fracturas con inclinación se presentan como líneas sinusoidales.

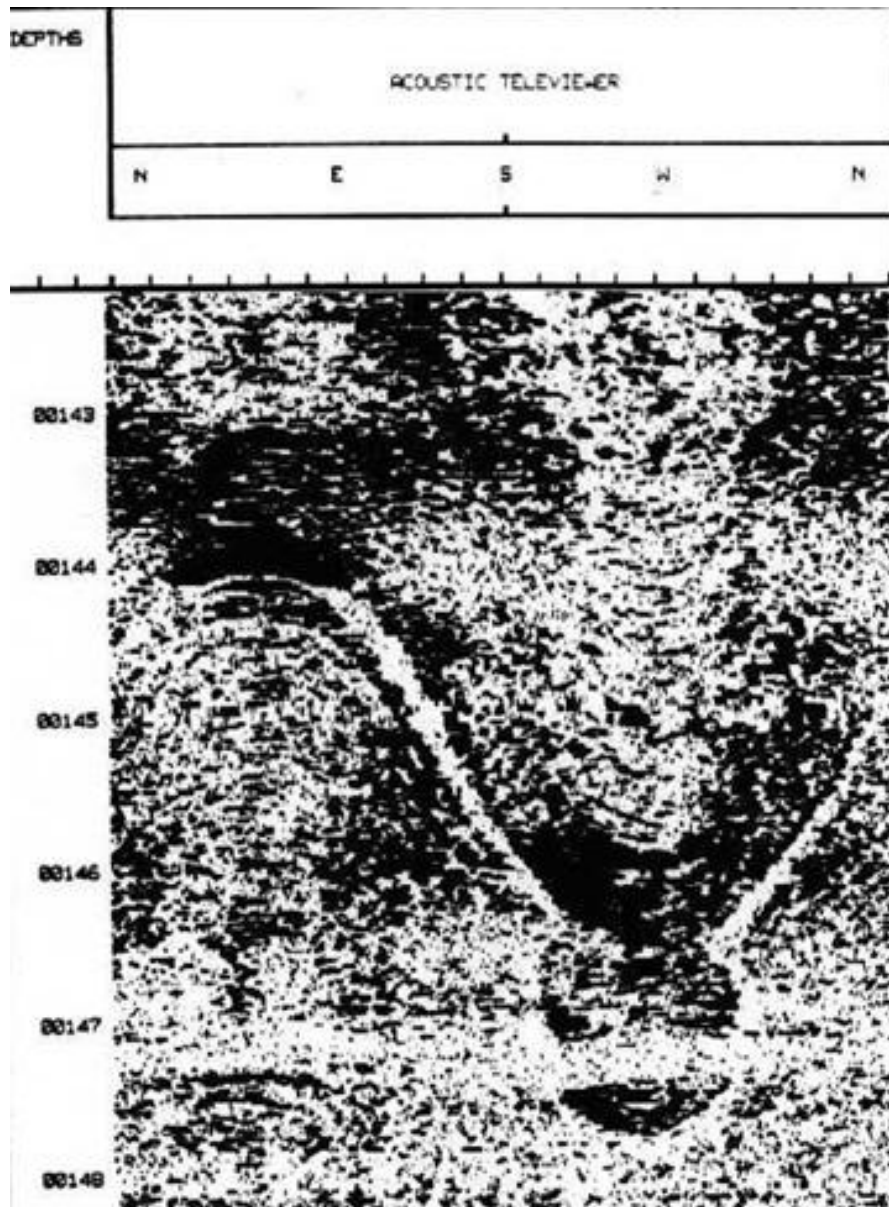


Figura 13. Imagen del **BHTV**

En la Figura 13 se aprecia que la presentación de escala en el ejes de profundidad y orientación, no es tan reducida en este tipo de registros, y a menudo posee una presentación de 50 pulgadas por cada 100 pies, o 1 pulgada equivale a dos pies. En la Figura 13 hay una fractura con dirección del noroeste aproximadamente a los 147 pies.

Los 360 grados que recorre el diámetro del agujero, son presentados en un formato bidimensional (Orientación contra profundidad), las fracturas que intercepta el agujero aparecen como líneas, como se aprecia en la Figura 14; en esta forma de presentación se puede determinar el buzamiento de las fracturas, al hallar el arco tangente de la altura (h) entre el diámetro del agujero (d), donde el alto de la fractura es la distancia vertical mediada desde el lugar donde entra la fractura hasta el punto donde la misma sale del agujero.

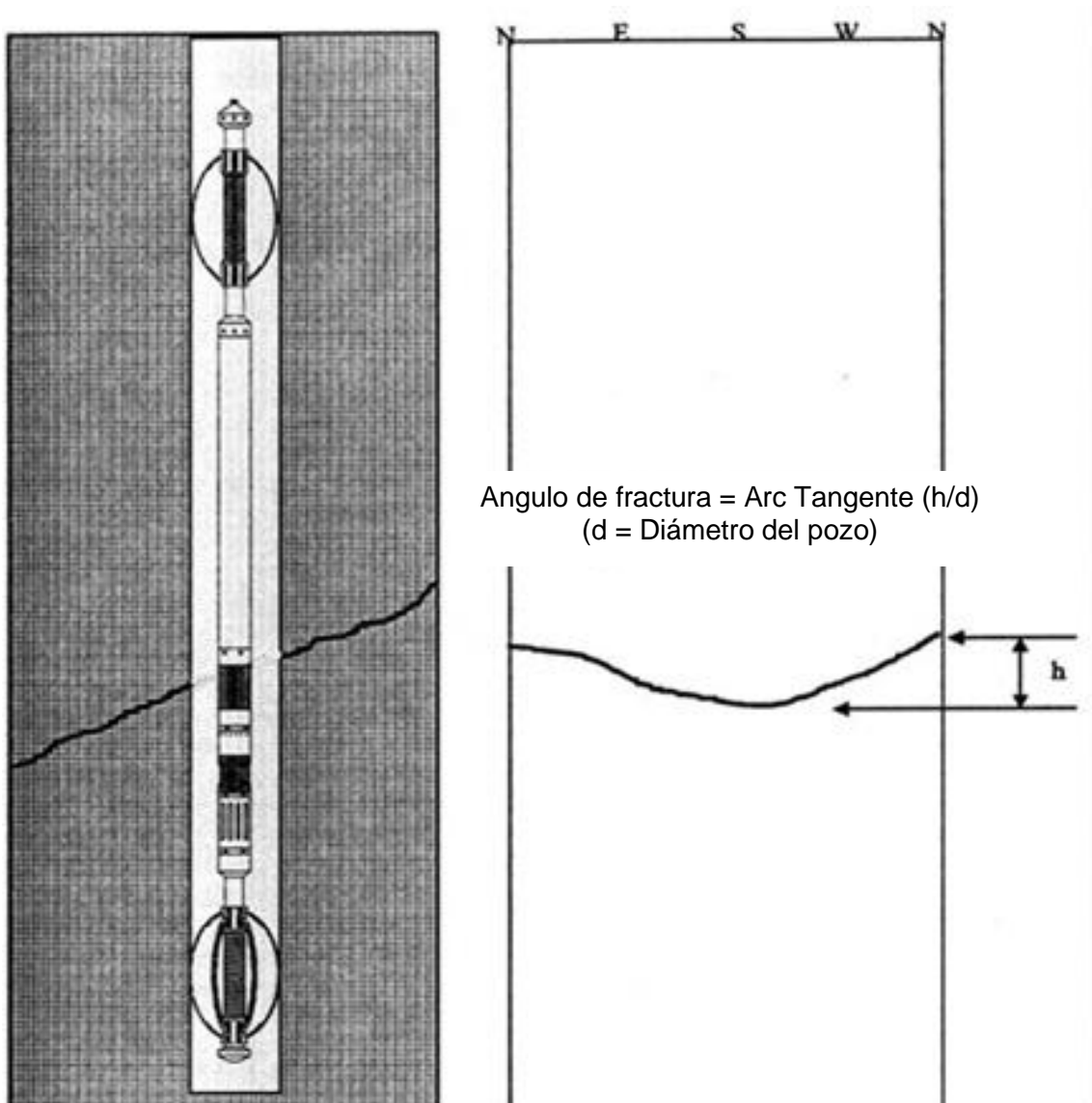


Figura 14. Formato Bidimensional de la herramienta **BHTV**

2.1.2.4 Ejemplo de especificaciones de (BHTV)

Temperature Ratings	300°F (150°C)
Pressure Ratings	15 kpsi (10.4 KPa)
Tool Diameter	3 3/8 in (86mm)
Tool Length	12.6 ft (4.2m)
Hole Size (max)	14 in
Number of sample	250

2.1.3 Formation MicroScanner (FMS). El registro Microbarredor ó Microexplorador de Formaciones, *Formation MicroScanner* (FMS), obtiene imágenes orientadas, bidimensionales y de alta resolución de las variaciones de microresistividad alrededor de la pared del agujero. El concepto de medición es una extensión de la tecnología del registro de Dipmeter de Schlumberger.

El **FMS** es similar al *Schlumberger Dual Dipmeter Tool (SHDT)* en todos los aspectos, excepto en que en una de sus configuraciones tiene dos electrodos de arreglo sobre los cojinetes 3 y 4¹⁻⁹⁴. Uno proporciona la medición estándar del **SHDT** y el otro las imágenes de la pared del pozo. Los electrodos de arreglo se componen de tres filas de siete botones y una de seis (27 en total). Cada uno de los botones tiene un diámetro de 0.2 pulgadas, 2.7 pulgadas de ancho y 1.4 pulgadas de profundidad, ver Figura 15. Esta configuración permite un 60% de cubrimiento de las señales eléctricas ocurridas en la cara del pozo. Con arreglos sobre dos cojinetes se alcanza sólo un 20% de cubrimiento. Este incremento en el cubrimiento ha sido uno de los avances más significativos de esta herramienta.

Además de los electrodos de arreglo, la herramienta tiene 10 electrodos estándar (8 de medida y 2 de velocidad) y un cartucho direccional (**General Purpose Inclinometry Cartridge, GPIT**) que contiene acelerómetros y magnetómetros los cuales permiten definir la posición y orientación espacial. Con los Diez electrodos

estándar el número total de electrodos de la herramienta es 64 (27 + 27 + 10). La adquisición de los datos se hace de dos maneras: como una herramienta *Dual Dipmeter* sin imagen o en el modo imagen con los 64 electrodos registrando⁶.

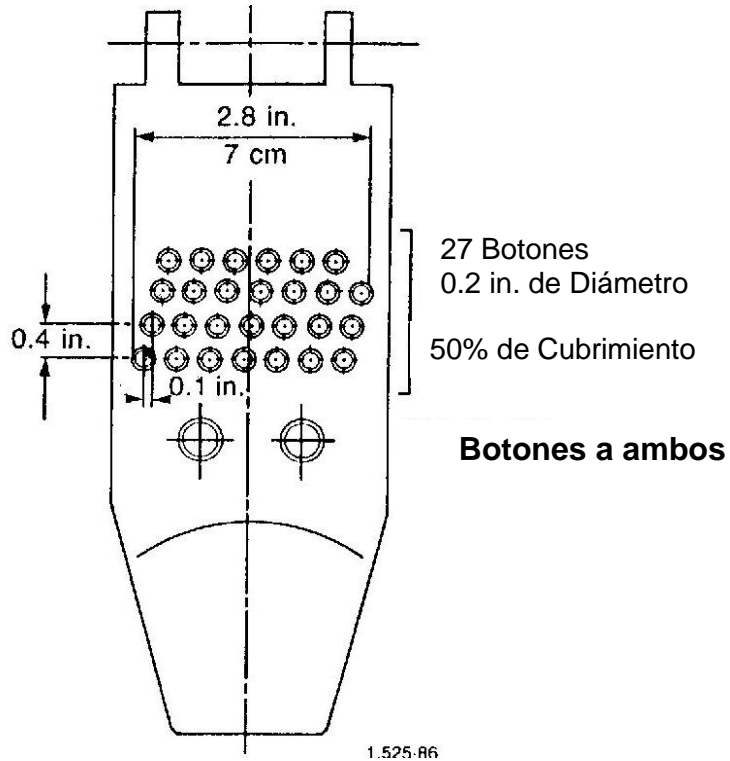


Figura 15. Configuración de patines de la herramienta **FMS**.

El procesamiento de la imagen emplea todos los electrodos del arreglo y va a través de programas para corrección de velocidad y profundidad, reparación de electrodos perdidos, compensación de las respuestas del electrodo y normalización de la imagen. Estos programas permiten el mejoramiento en la interpretación de características estratigráficas detalladas.

El servicio **FMS** proporciona detalles sobre la formación que anteriormente solo se podían obtener con muestras. Estas características o heterogeneidades pueden identificar:

- ✓ Estratificación depositada sobre varios regímenes de flujo, tales como estratificación cruzada de canal o tabulares, ondas, capas muy delgadas y capas con estratificación graduada.
- ✓ Estratificación sujeta a distorsiones posteriores al depósito tales como falla, pliegue o derrumbe.
- ✓ Características no estratificadas como fracturas, cavernas, guijarros, concreciones, fisuras, estilotitas, etc.

La presentación del registro incluye los datos bidimensionales de resistividad y la imagen de la pared del agujero “idéntica al núcleo” en escala de grises ó en imágenes con colores con diferentes intensidades, obtenida de los datos de microresistividad. La representación se realiza con una escala relativa donde el blanco y el negro (colores claros y colores oscuros) corresponden respectivamente a valores altos y bajos de resistividad.

La ultima aplicación del **FMS** es su uso de medición independiente de la conductividad de los fluidos relacionada con la medida de anomalías eléctricas asociadas con la fracturas abiertas (Hornby, 1992)⁹⁴.

2.1.3.1 Aplicaciones del Formation MicroScanner (FMS)

- ✓ Cartografía de planos estructurales, estratigráficos, fracturas, fallas y otras informaciones con respecto a estructura de formación y su buzamiento.
- ✓ Correlación de profundidades de registros y de núcleos.
- ✓ Análisis de ambientes de depositación
- ✓ Localización de fracturas.

2.1.3.2 Limitaciones del Formation MicroScanner (FMS)

- ✓ Efectos de medio ambiente

- Para producir imágenes **FMS** de alta calidad, los cojinetes deben estar firmemente apoyados en la pared del agujero. La máxima extensión de los brazos es de 15 pulgadas. En agujeros de diámetro mayor de 15 pulgadas, el contacto de los brazos es menor al indicado (no todos los brazos están tocando la pared del agujero) y la imagen de **FMS** puede ser borrosa.
 - La máxima desviación de esta herramienta para obtener buenos resultados es de 10 grados.
 - La irregularidad de los agujeros puede dañar la calidad de las imágenes obtenidas, ya que puede ocurrir que uno de los brazos no haga un buen contacto.
 - El resultado es pobre en formaciones muy resistivas.
 - Necesita lodos conductivos
- ✓ Profundidad de investigación y Resolución vertical
- En agujeros con estratos homogéneos la profundidad de investigación es de 10 pulgadas (25 Cm) y la resolución vertical es de 0.2 pulgadas (5 mm).

2.1.3.3 Presentación del registro Formation MicroScanner (FMS)

Para presentar la imagen se utiliza una grafica orientada, llamada Grafica Azimutal, ya que la imagen posee una orientación con el norte en el centro y el sur a ambos lados. Se puede presentar en un mismo registro dos corridas de la herramienta; los calipers u otras curvas pueden ser presentadas a un lado de la imagen **FMS**. Las graficas estándar de Dipmeter consisten en calipers, orientación del agujero, el ángulo de buzamiento y la dirección (*Tadpole*), graficas de frecuencia azimutal y las trazas o graficas de la lectura de los cojinetes.

2.1.3.4 Especificaciones de la herramienta Formation MicroScanner (FMS)

Temperature Rating	350°F (176° C)
Pressure Rating	20 kpsi (13.8 kPa)
Tool Diameter	3 5/8 in (9.2 cm)
Tool Length	25.3 ft (7.72 m)
Sampling Interval	0.1 in (2.5 mm)
Max. Logging Speed	1,800 ft/hr
Vertical Resolution	0.2 in (5 mm)
Depth of Investigation	10 in (25 cm)

2.1.4 Registros de Neutrones¹⁻⁶

Los registros neutrónicos se utilizan principalmente para delinear formaciones porosas y para determinar su porosidad. Responden principalmente a la cantidad de hidrógeno presente en la formación. Por lo tanto, en formaciones limpias cuyos poros están saturados con agua o aceite, el registro de neutrones refleja la cantidad de porosidad saturada de fluido.

Las zonas de gas con frecuencia pueden identificarse al comparar el registro de neutrones con otro registro de porosidad ó con un análisis de muestras. Una combinación del registro de neutrones con uno ó mas registros de porosidad proporciona valores de porosidad e identificación de litologías aún muy exactos.

Las herramientas para registros neutrónicos incluyen a la serie **CNL** (**C**ompensated **N**eutron **L**og) y a **DNL** (**D**ual Energy **N**eutron **L**og).

La herramienta **CNL** es un instrumento de detección de neutrones térmicos de doble espaciamento. Esta herramienta puede trabajar en pozos llenos de fluido, revestido ó abierto, pero no se puede usar en agujeros con gas.

Para optimizar la respuesta al gas y mejorar la interpretación en la presencia de elementos absorbentes de neutrones térmicos, la herramienta **DNL** incorpora dos detectores de epitermales además de los detectores de neutrones termales (los neutrones epitermales son neutrones de menor energía o energía intermedia).

2.1.4.1 Aplicaciones de los registros neutrónicos

- Determinación de la porosidad.
- Identificación de la litología.
- Análisis del contenido de arcilla.
- Detección de gas.

La determinación de la porosidad es uno de los usos mas importantes de los registros de neutrones. Para determinaciones exactas de porosidad, son necesarias correcciones para litología y parámetros del pozo.

Las características de compensación de las herramientas de **CNL** y **DNL** reducen en gran medida los efectos de los parámetros del pozo y están diseñadas para combinarse con otras herramientas para pozos abiertos y entubados. En combinación con otro registro de porosidad (u otros datos de porosidad) o cuando se usan en un diagrama de resistividad, los registros de neutrones son útiles para determinar zonas gasíferas. Para esta aplicación, la combinación neutrones-densidad resulta optima en formaciones limpias ya que las respuestas a la presencia de gas son en direcciones contrarias. En formaciones arcillosas, la combinación neutrones-sónico es un detector eficiente de gas, ya que la arcilla afecta a cada uno de una manera similar. Para una mayor precisión al determinar

la porosidad y la saturación de gas en zonas de gas, el registro de neutrón debe corregirse.

El registro de neutrones se utiliza en combinación con otros registros de porosidad para la interpretación de la litología y de las arenas arcillosas. También, las velocidades de conteo de los detectores epitermales de la herramienta de Doble Porosidad se puede utilizar para determinar la porosidad en pozos vacíos.

2.1.4.2 Limitaciones de los registros neutrónicos

- Efectos del medio ambiente (ver “factores que afectan la interpretación de los registro neutrónicos”)
- Radios de investigación (ver “factores que afectan la interpretación de los registro neutrónicos”)

2.1.4.3 Factores que afectan la interpretación de los registros neutrónicos

- **Litología**

Las lecturas de todos los registros de neutrones se ven afectadas por la litología en la matriz de la roca. La litología de la formación debe ser conocida para obtener los valores correctos de los valores de la porosidad. Existen cartas para correcciones por litología de los valores de porosidad leídos de los registros de neutrones.

- **Shale**

Como el principio por el cual funcionan los registros de neutrones, es la medición de la cantidad de hidrógeno en el área de cubrimiento de la herramienta, entonces hay que hacer correcciones por presencia de Shales ya que estos aumentan la presencia de hidrógeno en la formación.

- **Tipo de fluidos**

Agua: El agua fresca no produce efectos en las lecturas. La presencia de aguas salinas, reduce la presencia de hidrógeno y puede inducir a malas lecturas de porosidad; para corregir este efecto existen cartas.

Hidrocarburos: Los hidrocarburos líquidos tienen índices de hidrógeno cercanos al agua, por lo cual no afecta la lecturas del registro. Sin embargo, el gas generalmente tiene una concentración de hidrógeno mas baja que varia con la presión y la temperatura. Por lo tanto, cuando el gas esta presente a una distancia suficiente del pozo para estar dentro de la zona de investigación de la herramienta, el registro de neutrones lee una porosidad menor de la existente.

- **Porosidad secundaria**

Todos los registros de neutrones leen porosidades totales (la porosidad primaria mas la porosidad secundaria).

2.1.4.4 Presentación de los registros neutrónicos

Los registros **CNL** y Doble Porosidad, se graban en unidades lineales de porosidad para una matriz de litología en particular. Cuando una herramienta **CNL** se corre en combinación con otra herramienta de porosidad, todas las curvas pueden registrarse en la misma escala de porosidad. Esta superposición permite una interpretación visual cualitativa de la porosidad y la litología en presencia de gas.

2.1.4.5 Resolución de la herramienta CNL

La resolución vertical típica de la herramienta **CNL** es de dos pies. La investigación radial depende de la porosidad de la formación. De manera muy general, con porosidad cero la profundidad de investigación es de un pie. Con porosidades mayores en pozos llenos de agua, la profundidad de investigación es

menor porque los neutrones son desacelerados y capturados muy cerca de las paredes del pozo.

2.1.4.6 Ejemplo de especificaciones de la herramienta CNL

Temperature Rating	400 F (205 C)
Pressure Rating	20 kpsi (13.8kPa)
Tool Diameter	3 3/8 in (9.21 cm)
Tool Length	16.6 ft (5.06 m)
Sampling Interval	6 in (15.24 cm)
Max. Logging Speed	1,800 ft/hr
Vertical Resolution	1.5 ft (46 cm)
Depth of Investigation	Ver limitaciones

2.1.5 Registro de Lito-Densidad (LITHO-DENSITY LOG - LDT). Se clasifica con los registros para determinar porosidad, y dentro de los registros que miden la densidad de la formación. Donde los registros de densidad se utilizan principalmente para determinar la porosidad, pero los registros de densidad también tiene otras aplicaciones como la identificación de minerales en depósitos de evaporitas, en combinación con el Neutron permite la determinación de gas, determinación de la densidad de los hidrocarburos, evaluación de arenas con arcillas y de litología compleja y la determinación del rendimiento de lutitas petrolíferas.

Una fuente radioactiva, que se aplica a la pared del pozo en un cartucho deslizable, emite a la formación rayos gamma de mediana energía. Se puede considerar a estos rayos gamma como partículas de alta velocidad que chocan

con los electrones en la formación. Con cada choque, los rayos gamma pierden algo de su energía aunque no toda, la ceden al electrón y continúan con energía disminuida. Esta clase de interacción se conoce como efecto Compton. Los rayos gamma dispersos que llegan al detector, que está a una distancia fija de la fuente, se cuentan para indicar la densidad de la formación.

El numero de colisiones en el efecto Compton está directamente relacionado con el numero de electrones de la formación. En consecuencia, la respuesta de la herramienta de densidad está determinada esencialmente por la densidad de los electrones (numero de electrones por centímetro cúbico) de la formación. La densidad de los electrones esté relacionada con el volumen de densidad real ρ_B (*Bulk Density*), que a su vez depende de la densidad del material de la matriz de la roca, la porosidad de la formación y la densidad de los fluidos que llenan los poros.

La primera herramienta de densidad (*Formation Density Log, FDL*), tenia lecturas muy pobres provocadas por las condiciones del pozo (paredes rugosas, enjarre, etc). La herramienta de Densidad Compensada (*Formation Density Compensated, FDC*), es un diseño mejorado que incluye un sistema de dos detectores de diferentes espaciamientos y profundidades de investigación. El registro de Lito – Densidad (*Litho Density log LDT*) es una versión mejorada y expandida del registro FDC. Además de la medición de densidad total de la formación, la herramienta también mide el factor fotoeléctrico ó Índice de Absorción Fotoeléctrico de la formación, **Pe** o **PEF (PhotoElectric Factor)**.

El factor fotoeléctrico responde principalmente a la litología; mientras que la medición ρ_B (*Bulk density*) responde principalmente a la porosidad y de manera secundaria a la matriz de la roca y al fluido de los poros, la medición **Pe** responde

principalmente a la matriz de la roca (litología) y de manera secundaria a la porosidad y al fluido de los poros.

Las mediciones del factor fotoeléctrico son usadas como (1) indicadores de la litología de la matriz, (2) en unión con registros de densidad, se puede determinar la matriz y la porosidad. (3) en unión con registros de densidad y neutrón, permite determinar la litología de la matriz y la porosidad de formaciones complejas (formaciones con la presencia de mas de tres minerales en su matriz).

En apariencia y en operación, la herramienta Litho – Densidad es similar a la **FDC**; la herramienta tiene una almohadilla o un patín donde se localiza la fuente de rayos gamma y dos detectores. El patín se mantiene contra la pared del pozo por medio de un brazo de respaldo activado por un resorte. Los rayos gamma son emitidos por una fuente con una energía de 662 KeV, se dispersan por la formación y pierden energía hasta que son absorbidos por medio del efecto fotoeléctrico.

El espectro de rayos gamma en el detector cercano se utiliza sólo para corregir la medición de densidad del detector lejano debido a los efectos de enjarre y rugosidad del pozo.

El efecto fotoeléctrico ocurre con rayos gamma de baja energía, menor de 100 KeV. El fotón incidente es absorbido y su energía transferida a un electrón del átomo en forma de energía cinética. Este electrón, expulsado del átomo, se denomina fotoelectrón.

En la herramienta **FDC**, las interacciones se miden contando el numero total de rayos gamma que llegan a los detectores, mientras que el **LDT** se cuentan dentro de ciertos rangos de energía o “ventanas”, solamente. De tal modo que el sistema detector y patín de la herramienta **LTD** obtiene mayor numero de cuentas, lo cual

resulta en menores variaciones estadísticas y mejor repetibilidad de las medidas. La geometría del patín también se ha alterado de manera que la lectura de densidad tiene una resolución vertical mayor que la del **FDC**. La medida **Pe** exhibe una resolución vertical aun mejor; esto tiene aplicaciones en la identificación de fracturas y formaciones laminares.

2.1.5.1 Aplicaciones de los registros de Lito - Densidad

El registro de lito – densidad permite hacer evaluaciones mas precisas especialmente en los siguientes casos:

✓ Formaciones Gasíferas

Tanto en arenas arcillosas como en litologías mas complejas, variaciones en la separación entre el perfil de densidad y la porosidad neutrónica se pueden atribuir a cambios en la litología o arcillosidad o a cambios en la densidad del fluido. Sin embargo, P_e prácticamente no esta afectado por el tipo de fluido existente en los poros; por lo tanto, analizando la combinación LDT-CNL se podrá distinguir zonas gasíferas que son difíciles de reconocer por los métodos clásicos debido a variaciones en la litología. Cuando una variación en la separación de los perfiles densidad – neutron no está acompañada con una variación de la sección fotoeléctrica, P_e , probablemente se trata de un cambio en la densidad del fluido de formación.

✓ Litologías Complejas

Hasta la presente, el método de interpretación mas usado para resolver litologías complejas era el grafico M – N. El factor fotoeléctrico, P_e , agrega una nueva dimensión para el análisis de litologías complejas por medio de un grafico de litología que se obtiene a partir de la combinación LDT – CNL.

✓ Formaciones de Baja Porosidad

Es sabido que las variaciones estadísticas del perfil de densidad son criticas cuando se evalúan formaciones de baja porosidad. Las características del LDT le permiten detectar una cantidad de rayos gamma cinco veces mayor que los

perfiles convencionales de densidad. Como consecuencia se obtienen medidas mas precisas con menores variaciones estadísticas.

✓ **Detección de Fracturas**

En el caso de que el lodo de perforación contenga barita, el perfil LDT, puede indicar la presencia de fracturas abiertas. La barita tiene un numero atómico efectivo alto lo que implica que su sección fotoeléctrica es muy grande. Al introducirse el lodo en la fractura origina un aumento en el valor de Pe registrado por la herramienta.

✓ **Mineralogía de Arcillas**

Combinando la información del factor fotoeléctrico, Pe, con la información del perfil de Espectroscopia de Rayos Gamma Naturales, se puede evaluar el tipo de arcillas de la formación.

2.1.5.2 Limitaciones de los registros de Lito - Densidad

✓ **Estado del pozo**

Aun con un sistema de dos detectores, un pozo en malas condiciones dará lecturas dudosas.

✓ **Arcillosidad**

Esta afecta las medidas en proporción a su contribución a la señal total,

✓ **Lodo con Barita**

Con su elevado valor de Pe, la barita afecta considerablemente esta medida y distorsiona su aplicación litológica. La presencia de barita en el lodo puede frecuentemente detectarse por excursiones agudas de la curva Pe a la derecha. De hecho Pe en tales condiciones se convierte en un excelente indicador de fracturas.

2.1.5.3 Factores que afectan los registros de densidad

- **Litología.**

Debe conocerse la correcta densidad de la matriz para obtener los valores exactos de porosidad.

- **Contenido de agua**

La densidad del agua es proporcional al contenido de sal en ella. La densidad del fluido es seleccionado en unos valores preestablecidos, para una correcta determinación de la porosidad.

- **Porosidad secundaria.**

Los registros de densidad leen la porosidad total ósea la primaria mas la secundaria (porosidad vugular, intercristalina y de fractura).

3 EVALUACIÓN DE FORMACIONES FRACTURADOS MEDIANTE ANÁLISIS DE REGISTROS DE POZOS

Las herramientas de registro están diseñadas para responder a diferentes características del pozo. Algunas herramientas responden principalmente a la litología, algunas a la porosidad y otras a las saturaciones de fluidos. Desafortunadamente, ninguna responde principalmente a las fracturas aunque éstas, en particular las abiertas, pueden afectar las respuestas de algunas herramientas de registro. Sin embargo el efecto es generalmente bastante sutil. Así pues, en la búsqueda de fracturas con mediciones de registros, es necesario comprender tanto a la física básica de la herramienta como la geometría de todas las mediciones involucradas. Generalmente, sólo la experiencia nos permite definir los métodos que, en un lugar dado darán los mejores resultados.

Al buscar en los registros zonas fracturadas la búsqueda se concentra generalmente en áreas donde se sospecha su presencia por las siguientes razones.

- Antecedentes locales de fracturas naturales.
- Falta de precisión en los registros sísmicos.
- Extrapolación de observaciones de afloramientos.
- Aumento de la velocidad de penetración de la broca.
- Presencia de cristales en los cortes de perforación.
- Pérdidas de circulación durante la perforación.
- Mala recuperación de muestras.
- Muestras fracturadas.
- Resultados de pruebas incompatibles con las porosidades y permeabilidades conocidas o estimadas.
- Interferencia de presión entre pozos (producción o inyección)

En general, existen varios métodos para determinar las fracturas, los métodos son particularmente útiles a una variedad de distancias específicas:

- Para la detección a grandes distancias, métodos sísmicos basados en los comportamientos de diferentes tipos de ondas.
- Para detección a una distancia moderada, los métodos de dirección de pozos (*Directional Borehole methods*)
- Para detección en el pozo, métodos de escáner como el *televiwer*, **FMS**.
- Para la caracterización de flujo actual asociado con los sistemas de fracturas, los métodos que utilizan medidores de flujo de alta resolución (*high-resolution flowmeter methods*) y tomografías con radar.

Los objetivos de la mayoría de los estudios son, detectar y caracterizar las fracturas. Las propiedades de interés incluyen las características físicas de las fracturas (por ejemplo: orientación, tamaño, forma, contenido de minerales y de fluido) y las propiedades hidráulicas (por ejemplo: permeabilidad y la variación de la misma con la presión)

En este capítulo se exponen principios y aplicaciones de registros eléctricos empleados para la evaluación de Yacimientos Naturalmente Fracturados (**YNF**), así como, técnicas orientadas a la caracterización cualitativa de estos yacimientos, a partir del análisis e interpretación de la respuesta de las herramientas de perfilaje y algunas integraciones con la información extraída de los núcleos.

3.1 REGISTROS ELÉCTRICOS

Desde 1951 cuando Mardock, Myers, Lyttle y Ricke publicaron diversas técnicas para evaluar la formación Spraberry en Texas a partir de la interpretación de registros de inducción y radioactivos, los registros eléctricos han sido parte integral de la evaluación de formaciones fracturadas. Para ese entonces, dichos estudios

proporcionaron buena información cualitativa referida a la descripción de litologías, pero análisis cuantitativos rigurosos no fueron posibles debido a que no existían adelantos en este campo. Hoy en día se conocen nuevas herramientas, como los registros de imágenes que permiten una interpretación más acertada de los atributos, asegurando una mejor evaluación de las formaciones fracturadas.

3.1.1 Registro de Amplitud Sónica. Este registro es empleado para detectar fracturas, gracias al cambio de atenuación acústica que experimenta la herramienta debido a un cambio drástico en permeabilidad. Pickett indicó en 1963, que las lecturas de velocidad acústica generadas por este tipo de registro identifican varias ondas, a saber (ver Capítulo I, sección 1.3 Sísmica):

- **Compresional**, la cual viaja desde el transmisor hacia la formación como una onda de presión de fluido, es refractada a la cara del pozo, va a través de la formación a la velocidad de la onda compresional y llega al receptor como onda de presión de fluido.
- **Cizalla o corte**, viaja desde el transmisor a la formación como onda de presión de fluido, a través de la formación viaja a la velocidad de onda de corte y llega al receptor como onda de presión de fluido nuevamente. El movimiento de una partícula, en la onda de corte, es perpendicular a los ejes de la cara del pozo.
- **De fluido o agua**, viaja desde el transmisor hacia el receptor a la velocidad de la onda compresional en el fluido de la cara del pozo.
- **De baja velocidad**, la cual viaja desde el transmisor hacia el receptor a una velocidad menor que la de la onda compresional.

Morris et al (1964)⁵³ han mostrado que la amplitud de la onda compresional es más atenuada para las fracturas verticales de alto ángulo, mientras que, la amplitud de las ondas de corte lo es para las fracturas horizontales y de bajo ángulo. La atenuación debido a la presencia de fracturas parece ser el resultado

de drásticos cambios en permeabilidad y no de porosidad. Teóricamente, esto se demuestra con el uso de la ecuación de Biot (1956)¹³ para la onda de corte.

$$a_s = 2\pi^2 \left(\frac{M_2}{M_2 + M_1} \right) \frac{f\rho_f K}{\phi\mu_f} \equiv \frac{2\pi f^2 K}{\rho_b \mu_f} \quad \text{EC.1}$$

Donde,

a_s = Atenuación de la onda de corte

M_1 = Masa de la roca seca (gr)

M_2 = Masa de fluido (gr)

f = Frecuencia (ciclos/seg)

ρ_f = Densidad del fluido (gr/cc)

K = Permeabilidad (md)

ϕ = Porosidad (fracción)

μ_f = Viscosidad del fluido (cp)

ρ_b = Densidad total (gr/cc)

La ecuación anterior muestra que la atenuación de la onda de corte es directamente proporcional a la permeabilidad e inversamente proporcional a la densidad total, debido a que una pequeña fractura puede tener varios darcys de permeabilidad y una porosidad muy baja, se dice que la atenuación esta dominada por el efecto de la permeabilidad; esto también se puede demostrar para las ondas compresionales.

Es posible detectar fracturas a partir del decrecimiento en la amplitud de la onda de corte. Sin embargo Pickett (1969)⁷¹ no recomienda emplear sólo esta técnica para detectar la presencia de fracturas, sino a través de un análisis integrado de herramientas, ya que, hay situaciones como la presencia de un contacto sólido – sólido en la cara de la fractura que pueden reducir el grado de discontinuidad acústica y consecuentemente la amplitud de la onda de corte. Otras condiciones a tener en cuenta con esta herramienta, son que: (1) la mayoría de fracturas a

profundidades por debajo de los 3000 ft son verticales o presentan alto ángulo de inclinación, y esto, en algunos casos, puede reducir la efectividad del registro en la detección de fracturas. Y que, (2) las reducciones en amplitud pueden también ser generadas por la presencia de variaciones en litología, atenuación de la onda acústica en la formación, descentralización de la herramienta, rugosidad del hueco y variaciones drásticas en porosidad y/o permeabilidad.

3.1.2 Registro de densidad variable. Esta herramienta, también conocidas como microsismograma ó registro de densidad variable son de gran utilidad en la detección de fracturas; se presentan comercialmente como un registro de profundidad vs. el tiempo, tiempos (t) medido después de la iniciación de un pulso acústico al transmisor. Los cambios en amplitud se indican por una sucesión de sombras en escala de grises. Las áreas más oscuras corresponden a las amplitudes positivas más grandes, mientras que las áreas más claras, representan las amplitudes negativas mayores, ver Figura 16

En zonas fracturadas, la apariencia del tren de ondas que se obtiene mediante el registro de Densidad Variable (*Variable Density Log, VDL*), muestra cambios repentinos, zonas borrosas, formas en V invertida etc; Figura 17. Estas características sugieren interfaces de diferentes impedancias acústicas entre el transmisor y el receptor de la herramienta sónica. Tales anomalías de propagación pueden ser provocadas por fracturas abiertas. Desafortunadamente, también pueden producirse anomalías similares con cambios en el diámetro del pozo o debido a capas delgadas de diferente litología o inclusive a un sistema de fracturas cerradas⁶.

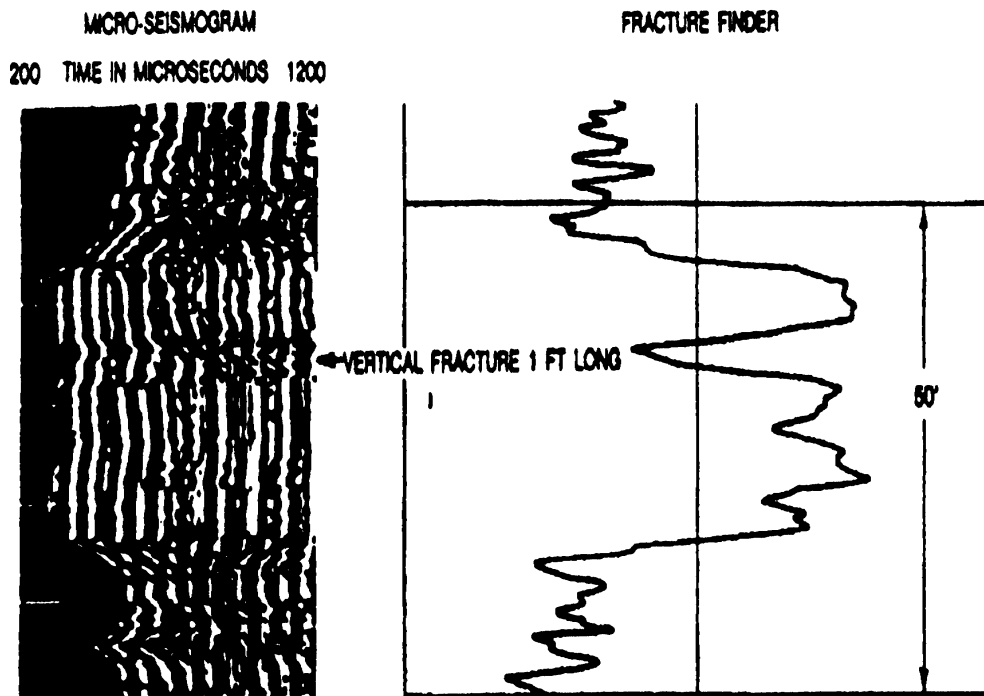


Figura 16. Respuesta del registro de densidad variable.

La onda de tubo (*Stoneley*) tiene una baja frecuencia (aprox. 2 Khz), una alta amplitud, la cual varía con el tamaño del hueco y una velocidad más baja que la del fluido. Estas propiedades son relacionadas al módulo de corte de la formación. Generalmente, dichas ondas aparecen en el receptor después de que la onda de fluido ha llegado. Sin embargo, en huecos pequeños y formaciones en donde, las ondas se pueden propagar rápidamente, las ondas de *Stoneley* pueden llegar al mismo tiempo que las ondas de fluido. Mientras se mueve a lo largo de la cara del pozo la onda *Stoneley* es capaz de intercambiar energía con la formación a través del flujo acústico. Esto representa la movilidad relativa de los flujos. Esta onda puede ser correlacionada con la permeabilidad de la formación y puede proveer una escala cualitativa de pseudo-permeabilidad en donde, una baja atenuación correspondería a una baja permeabilidad y viceversa. La integración de estas pseudo-permeabilidades con registros de producción puede convertirse

en una herramienta poderosa de interpretación en Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF)¹.

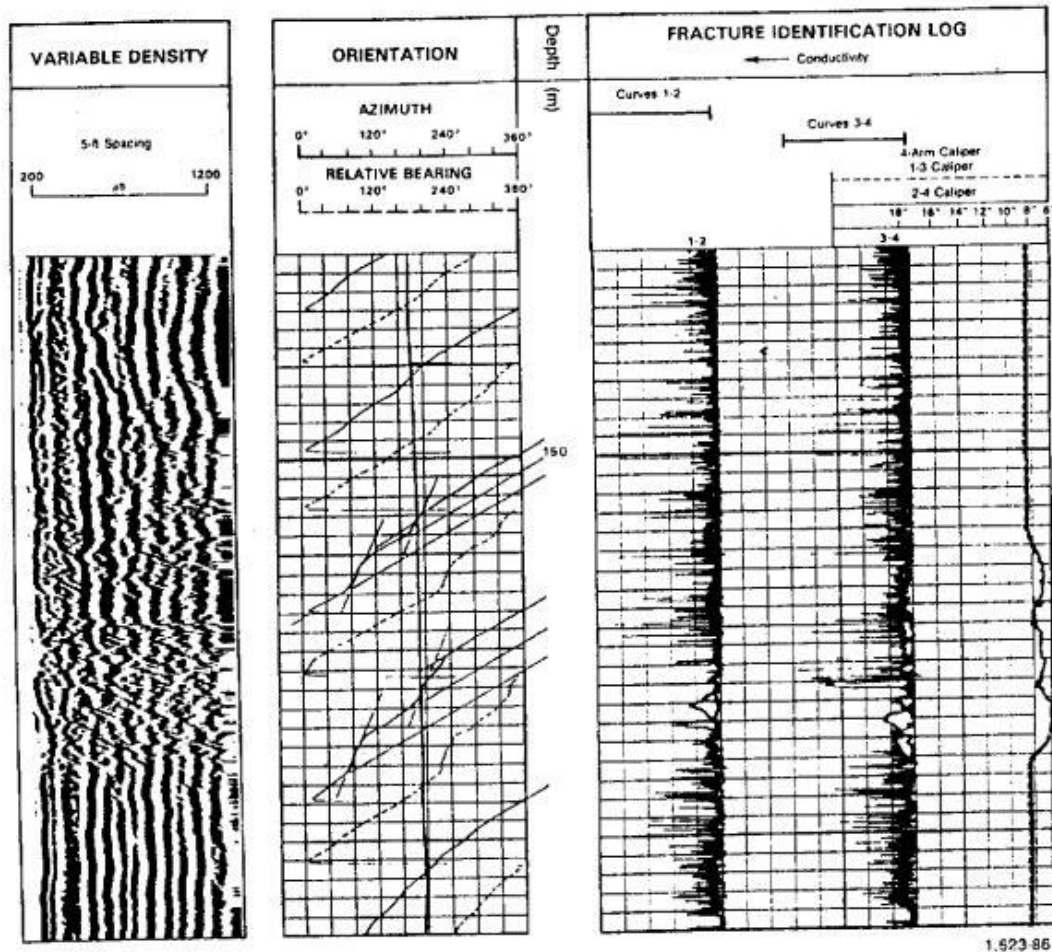


Figura 17. Identificación de fracturas con VDL y un registro FIL.

Cuando las ondas de *Stoneley* encuentran una fractura abierta interceptando el pozo, parte de su energía es reflejada, debido al cambio de impedancia acústica creado por la fractura. Un ejemplo se encuentra en la Figura 18, donde por datos de otros pozos, se espera una zona de fracturas permeables de los 800 a 850 pies. El registro muestra una densidad variable en forma de ondas *Stoneley* del primer receptor, con el coeficiente de reflexión computado. Varias de las reflexiones son visibles en el registro de densidad variable; frente a cada reflexión se encuentra su coeficiente de reflexión. En el registro se aprecian significativas

reflexiones a los 605, 781, 784, 807, 811 y a los 840 pies. El coeficiente de reflexión de las ondas *Stoneley* indica que a esas profundidades se encuentran fracturas abiertas y sus grandes valores indican que son fracturas permeables. Un registro **FMS** (*Formation MicroScanner*), confirmo la presencia de fracturas en la primera y en las tres ultimas profundidades (las reflexiones a las profundidades de 781 y 784 resultaron menos ciertas⁹⁴).

El registro de intensidad variable puede además, proveer información cualitativa con respecto a la presencia de fracturas. Sin embargo, Beck et al (1977)¹⁻¹², reportaron que la resolución del registro es afectada por factores como: descentralización de la herramienta, espaciamiento entre receptor-transmisor, tamaño del hueco, cambios en litología, rugosidad del hueco, orientación del plano de fractura y presencia de *vugs* y/o porosidad secundaria debida a cristalización de minerales.

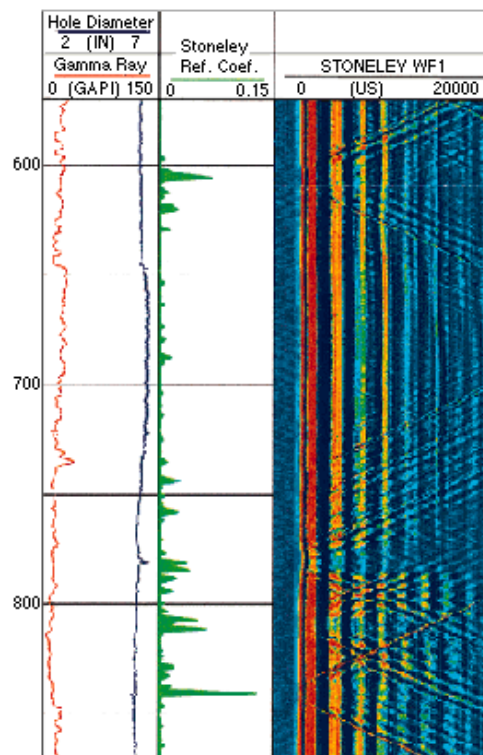


Figura 18. Evaluación de fracturas usando ondas Stoneley.

3.1.3 Registro Sónico de Espaciamiento Largo. Esta herramienta ha mejorado la exactitud en la medida del tiempo de tránsito en formaciones afectadas por los procesos derivados de la perforación del pozo. Gracias al mayor espaciamiento entre el receptor y el transmisor (8,10 y 12 ft), y a la más grande separación entre las ondas, lo que garantiza un mayor grado de atenuación de la onda.

Las tecnologías de adquisición y procesamiento de las imágenes, permiten el cálculo de la velocidad y energía de las ondas compresional y de corte, encontrándose que la relación entre las energías de estas ondas provee un indicador útil de la presencia de fracturamiento. Sin embargo, estas reducciones de energía pueden también apreciarse cuando existen variaciones litológicas drásticas y/o cuando hay gran rugosidad del hueco.

3.1.4 Registro de Inducción. En algunos casos los registros de inducción pueden indicar la presencia de fracturas. Esto es posible cuando hay anomalías de resistividad en un intervalo y existe suficiente contraste de resistividad con los estratos adyacentes (Timko, 1966)

Casos de campo como el presentado por Aguilera en 1991 en el *Gulf Coast*, permiten decir, de forma general, que existe un incremento en la resistividad cuando se atraviesa una fractura, debido al incremento en la densidad del lodo, que provoca el fracturamiento e induce a este lodo (no conductivo) a ubicarse en las fracturas. De otro lado, una reducción en la densidad del lodo, puede provocar el cierre de la fractura y el regreso del lodo desde la fractura hacia la cara del pozo, permitiendo que las lecturas del registro de inducción vuelvan a sus valores iniciales bajos. Esto demuestra que las fracturas se pueden cerrar o abrir con la profundidad, y este efecto debería ser considerado cuando se hacen los pronósticos de comportamiento del yacimiento, pues incide directamente sobre reducciones en porosidad y permeabilidad durante el depletamiento del yacimiento.

3.1.5 Registro de Inducción Doble: Este registro indica la presencia de fracturas, siempre y cuando lea menos resistividad que el registro de inducción (la detección de fracturas se basa en el principio que un dispositivo con mayor profundidad de investigación en la formación recibe menos influencia de una fractura que uno de lectura poco profunda)⁶. El *laterolog-8* (LL8), como es conocido, es una herramienta de resistividad de espaciamiento corto, enfocada verticalmente y que puede responder a formaciones de capa delgada y /o con fracturas verticales, aún cuando estas, están llenas de filtrado o tienen más baja resistividad que la formación. El registro de inducción, por su parte, lee conductividad horizontal, pero se presenta como curva de resistividad, Figura 19. Debido a que el registro de inducción depende de corrientes inducidas, las cuales en general fluyen horizontalmente, puede concluirse que la lectura de esta curva es levemente afectada por el fluido conductivo que llena la fractura vertical. El uso de estos registros sin embargo, puede inducir a errores debido a: la relación existente entre la resistividad del filtrado del lodo (R_{mf}) y la resistividad del agua de formación (R_w); la resistividad del fluido en las fracturas; amplitud, longitud, configuración y extensión lateral de las fracturas, litología y porosidad, salinidad y tamaño del hueco. (Beck et al, 1977).

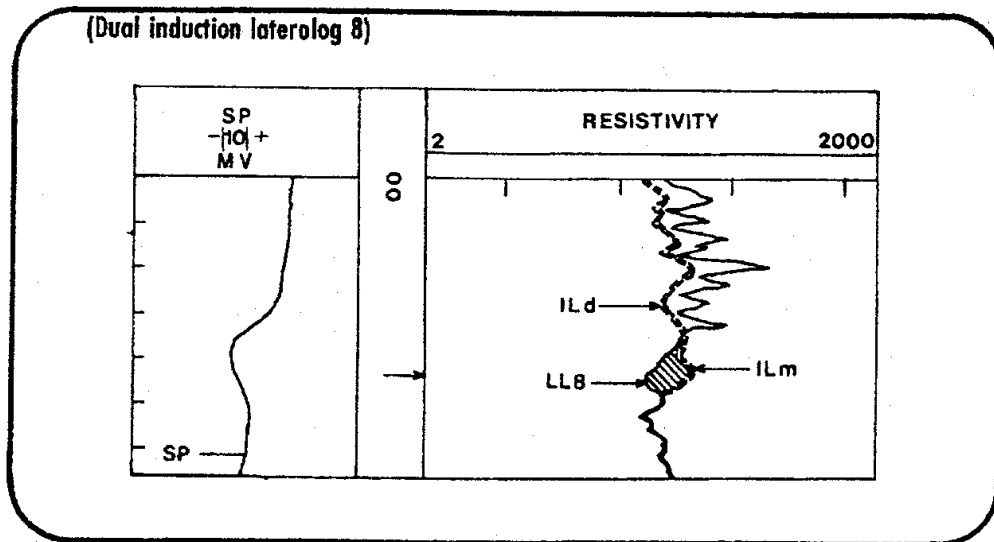


Figura 19. Respuesta a la fractura en un registro Laterolog – 8.

En un registro de inducción doble se pueden indicar fracturas cuando las curva **SFL** ó **LL8** muestran lecturas espurias de baja resistividad que no son evidentes en las lecturas profundas o medianas. Entre mayor sea la separación, mayor será la intensidad de la fractura, si todas las demás condiciones permanecen iguales. La Figura 20 es un ejemplo de detección de fracturas con el registro **DLL – MSFL**⁶.

3.1.6 Registros de Porosidad (Densidad, Neutrón y Sónico). La combinación de estos registros puede ser un método eficaz para indicar la presencia de fracturas. En este método se asume que el registro sónico provee la porosidad de matriz, mientras que los otros proporcionan el valor de la porosidad total. De esta forma, la diferencia entre la porosidad obtenida por los registros densidad, neutrón, o su combinación y la porosidad derivada del registro sónico es interpretada como porosidad de fractura, si se conoce que no existe otro tipo de porosidad secundaria.

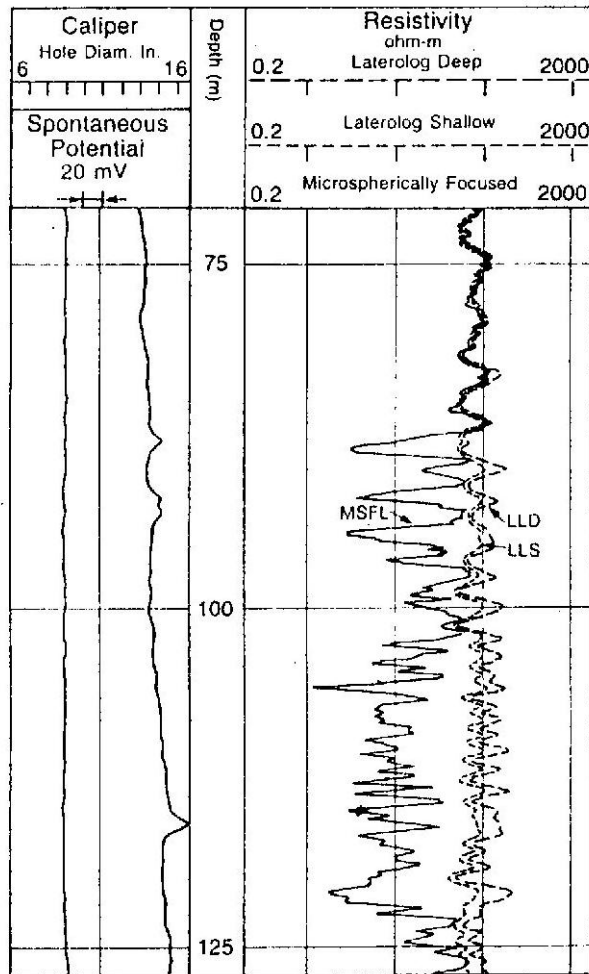


Figura 20. Identificación de fracturas con registro **DLL - MSFL**.

De acuerdo a Beck et al (1977)⁷⁸, existen cuatro problemas al utilizar los registros de porosidad (Densidad, Neutron y Sonico), para la identificación de fracturas:

1. La combinación provee un valor de porosidad secundaria total, esto implica que la porosidad de la fractura sólo puede ser conocida, si se esta seguro de la no presencia de otras porosidades secundarias.
2. La porosidad total puede ser subestimada, debido a que su valor es derivado de una herramienta que mide solamente un lado del hueco, y sí, por ejemplo, la fractura esta ubicada al otro lado, su porosidad no sería computada.

3. Este método puede indicar una porosidad de fractura que realmente no existe, debido a variaciones en arcillosidad.
4. La porosidad total puede ser sobrestimada debido a irregularidades del hueco.

Sin embargo, los inconvenientes 3 y 4 pueden obviarse con el uso de programas de computador especializados en análisis de registros y el empleo de correcciones adecuadas.

Pickett y Reynolds⁷¹ introdujeron un método estadístico para evaluar YNF, a partir de la respuesta de los registros de porosidad descritos anteriormente. Inicialmente, se asume que el registro neutrón, densidad o la combinación entre estos dos, provee la porosidad total mientras que la porosidad de corazones, medida en el laboratorio, provee la porosidad de matriz (Figura 21).

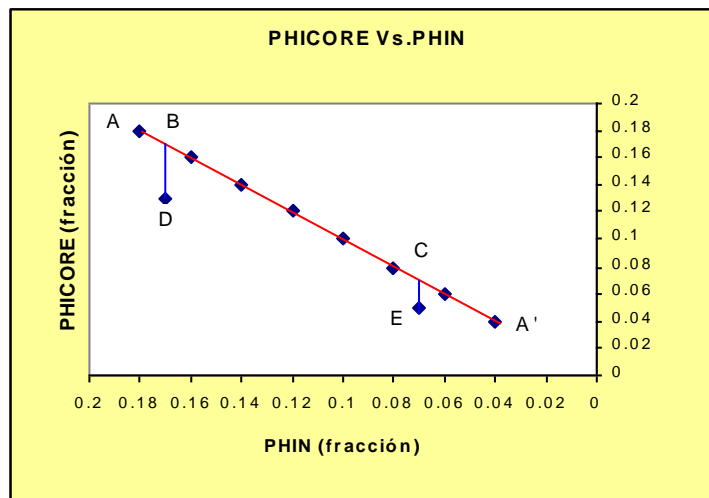


Figura 21. Relación entre la porosidad de corazones y la del registro neutrón.

En la gráfica se aprecia el comportamiento idealizado de la relación entre la porosidad de corazones y la proveniente del registro neutrón. Los puntos que se ajustan a la línea A-A', representan las zonas no fracturadas, pues las dos porosidades (matriz y total) muestran valores iguales. Los puntos E y D,

representan zonas fracturadas donde la porosidad total (neutrón) es mayor que la porosidad de matriz (corazones). El valor de la porosidad de fractura estaría dado por las distancias B-D y C-E.

Sin embargo, en casos más reales, donde existe dispersión de los datos, estos puntos (zonas fracturadas y no fracturadas) no se ven tan claros. La evaluación de esta dispersión, depende de la presencia de una distribución normal de los datos cuando las fracturas no están presentes. La experiencia indica, que las distribuciones de porosidad en zonas no fracturadas usualmente siguen este tipo de comportamiento.

3.1.7 Registro Borehole Televiewer (BHTV). Esta herramienta llamada BHTV para Schlumberger, es similar a la herramienta conocida en la industria como UBI (Ultrasonic Borehole Imager).

Uno de los métodos mas directos y efectivos para la detección de fracturas es la percepción grafica de la pared del pozo. Muchos aparatos basados en técnicas ópticas, acústicas o eléctricas han sido diseñados para suministrar “fotografías” u otro tipo de imágenes de la pared del pozo, de tal forma que la interacción de la fractura con el pozo puede ser “vista” y descrita (Paillet, 1990)⁶⁵.

El **BHTV** produce una imagen acústica mediante un transductor ultrasónico de rotación o escáner. Los transductores pueden ser focalizados o no, usualmente rotan de 3 a 16 veces por segundo. El rango de frecuencias esta entre 500 Khz y 1.5 Mhz. El registro inspecciona la cara del pozo por medio de la emisión de un rayo ultrasónico de impulsos y evalúa la formación revelando la presencia de fracturas naturales e inducidas, *vugs*, distribución de perforaciones y posibles daños en la tubería de revestimiento (*casing*). En una pantalla de rayos catódicos, aparece la representación visual del patrón de reflexión acústica en la pared del pozo. La imagen muestra la pared del pozo como sí estuviera dividida

verticalmente y aplanada, donde las fracturas verticales se ven como líneas rectas y las inclinadas entre horizontal y vertical se ven como líneas sinusoidales. Para obtener una buena imagen, son necesarios los siguientes elementos: (1) centralización perfecta de la herramienta, (2) bajo contenido de sólidos en el fluido cerca de la cara del pozo, y (3) una velocidad de registro lenta y constante. En algunos casos, el daño puede hacer que la fractura se vea más abierta de lo que realmente es.

Con la dispersión de energía acústica sobre la pared del pozo y con la intercepción de la fractura, se presenta una sombra sinusoidal en la imagen. La imagen permite determinar la orientación e inclinación (*azimuth* y *dip*) de la fractura, haciendo correcciones por desviación en la zona del pozo, correcciones de desviaciones magnéticas locales y con el norte verdadero.

El espesor aparente de la línea característica identificada en el registro de **BHTV** puede ser tomada como un índice cualitativo de la apertura de la fractura. Sin embargo este espesor depende de la apertura actual de la fractura y del ancho de iluminación de la herramienta y representa el lugar donde la fractura a sido afectada durante el proceso de perforación. Por esta razón la mejor interpretación semicuantitativa de las fracturas es usando registros **BHTV**.

En la primera versión del aparato de **BHTV**, la imagen se guardaba en una presentación en forma de fotografía esquemática de la intensidad de la reflexión (Figura 22). La Figura 23 muestra que los datos del **BHTV** pueden suministrar una mejor representación descriptiva que el corazón. En la fotografía el corazón es comparado con el registro del **BHTV** para una sección de granito (Paillet, 1985)⁶⁴; El **BHTV** muestra un fractura sencilla, grande y cerca de la vertical; Con indicaciones de desvanecerse en una fractura cerca de la horizontal al fondo de la fractura más grande. El corazón esta separado en dos fracturas horizontales, y cerca de la fractura vertical es apenas visible como una fractura cerrada en el

corazón. La fractura subhorizontal fue cerrada por presiones de confinamiento *in-situ* como lo indica el **BHTV**, pero abierta durante el recobro del núcleo. Aunque las fracturas mostradas en el **BHTV** son comúnmente afectadas por daños durante la perforación, este tipo de registros muestra las condiciones *in-situ* y su modificación por la presencia de la perforación. Esto es de especial importancia en intervalos densamente fracturados donde el núcleo no fue recobrado o donde sale del barril de corazonamiento hecho pedazos.

a

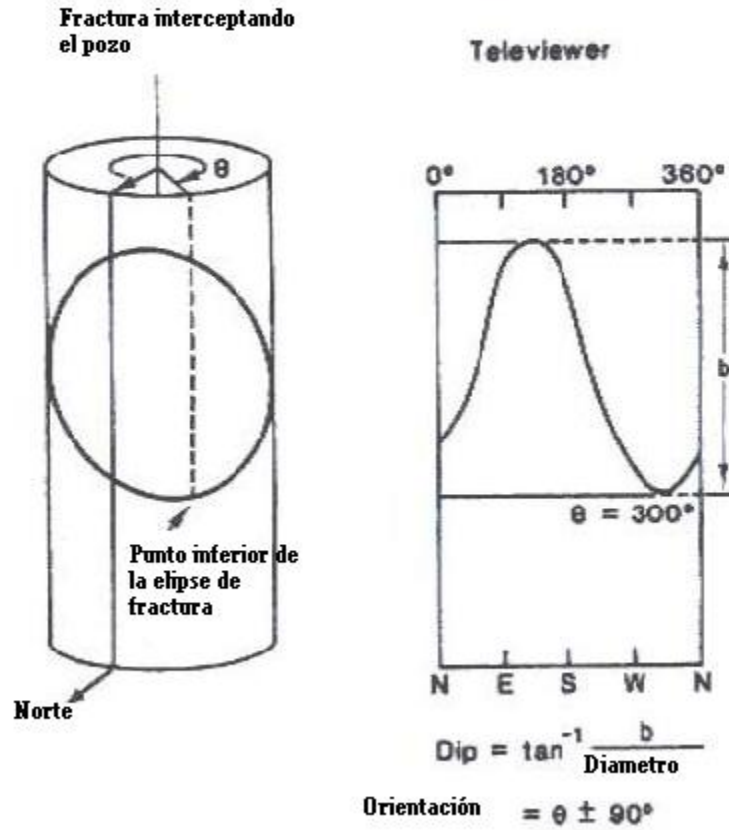


Figura 22. Ilustración esquemática de la representación de una fractura por un registro BoreHole TeleViewer BHTV.

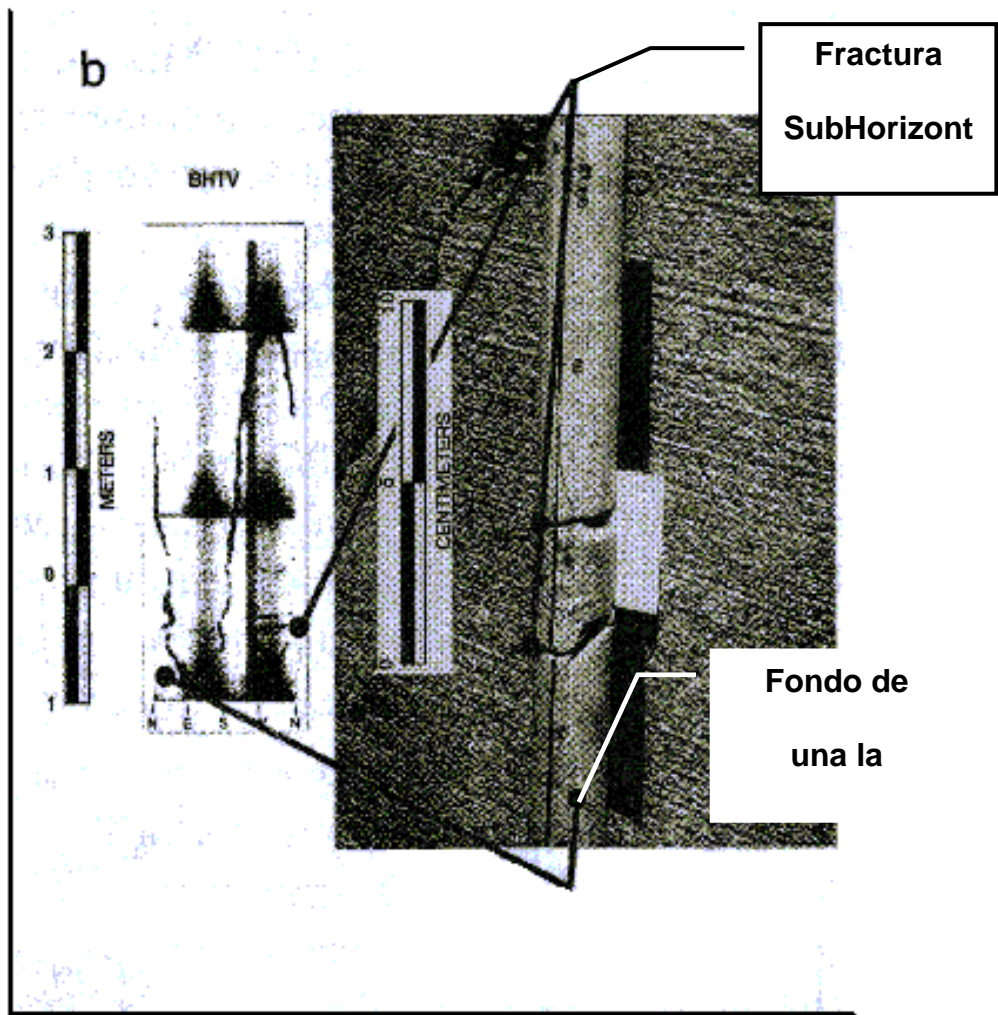


Figura 23. Registro **BHTV**, con su correspondiente intervalo de núcleo

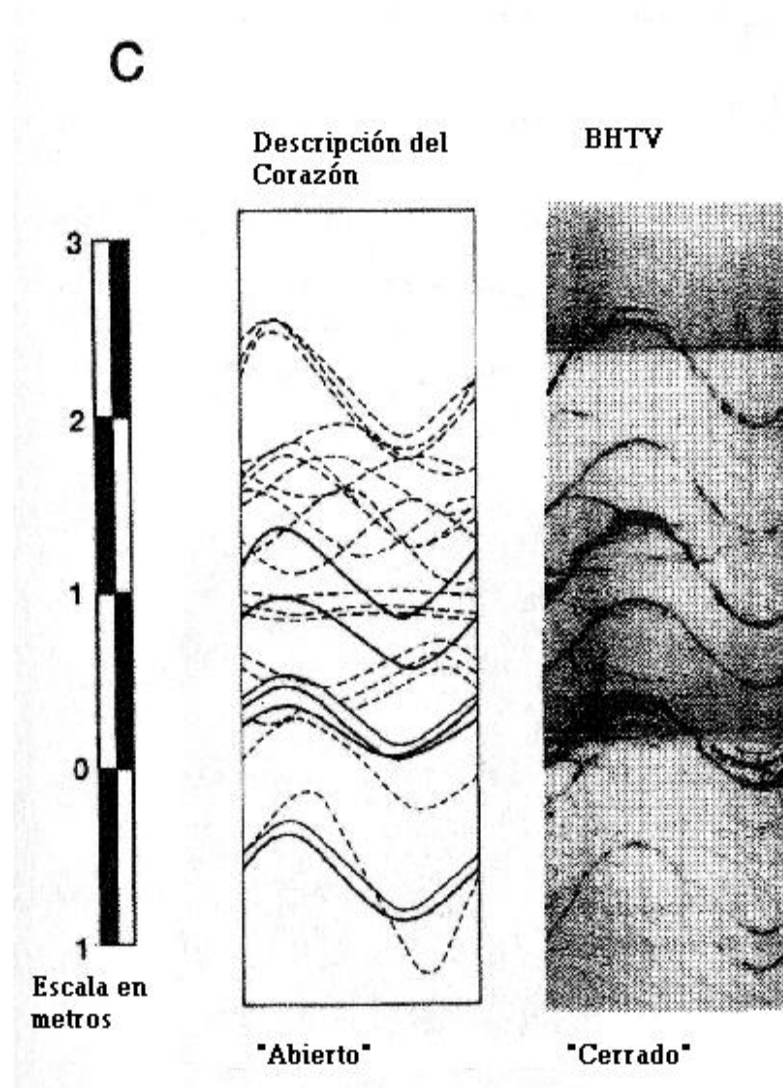


Figura 24. Registro **BHTV**, con su correspondiente intervalo de núcleo, donde las líneas punteadas corresponden a fracturas cerradas y las líneas continuas corresponden a fracturas abiertas.

3.1.8 Dipmeter y registro de Identificación de Fracturas. Este proceso es también conocido como “Medición de Filtrado”. Proceso en el cual, se hace una presentación especial de las mediciones de microresistividad, también es conocido como *FIL (Fracture Identification Log)*, el cual se le considera como un dipmeter de alta resolución. Es uno de los métodos más sencillos y eficaces para detectar fracturas; Por eso el dipmeter ha sido usado ampliamente para ubicar fracturas

desde los años 60's, cuando se observó que se podía correlacionar con la presencia de fracturas verticales.

Cuando el lodo filtrado invade un sistema de fractura, generalmente provoca una lectura de micro-resistividad más baja en el patín frente a la fractura. Una comparación de las mediciones (Figura 21) de patines adyacentes, (es decir separado por 90°), indica fracturas. Si no existen diferencias, la probabilidad de fracturas es baja, si existen grandes diferencias, la probabilidad es alta. Tal diferencia es clara en la Figura 25. Las Curvas 1 y 3 miden resistividades mucho más bajas que las Curvas 2 y 4 sobre un intervalo corto del ejemplo. Al hacer una superposición de las curvas de microresistividad de patines adyacentes, como lo muestra el registro **FIL** de la Figura 26, aparece claramente la zona probablemente fracturada. La Figura 18 ilustra otra presentación de **FIL**.

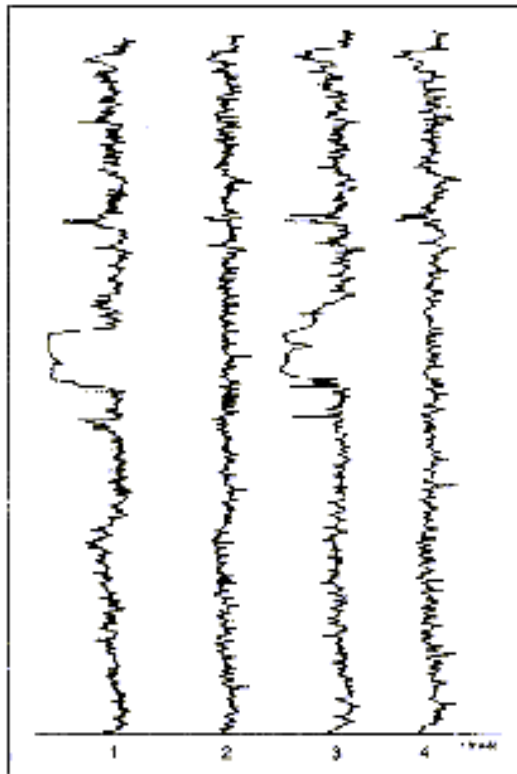


Figura 25. Datos de Microresistividad que indican anisotropía y posiblemente fracturas.

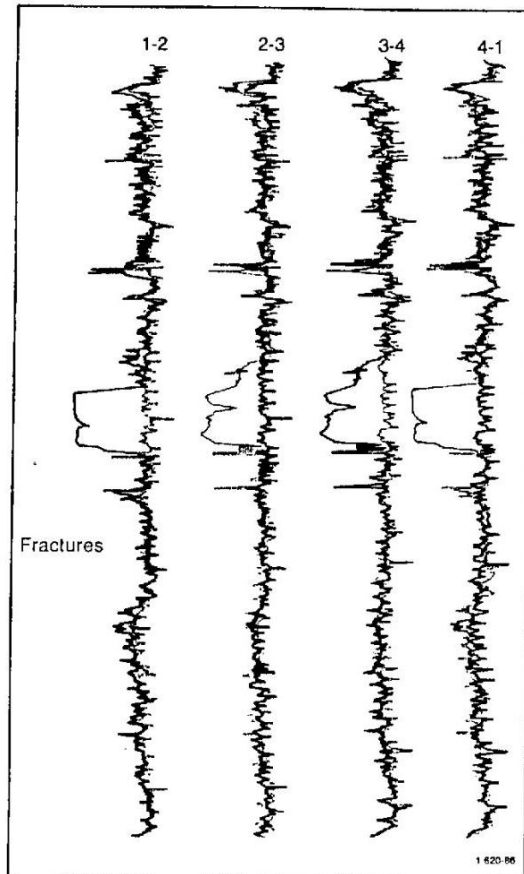


Figura 26. Indicación de la fractura. En la presentación FIL de los datos de Microresistividad de la Figura 25.

Este método no es perfecto pues los patines solamente cubren el 40% de la superficie de la pared en un pozo de 8 pulgadas (20 cm). Quizá no sea fácil de detectar con este método los intervalos gravemente desportillados (al interceptar la broca la fractura, agranda los bordes de la misma) en los que, tal vez, todos los patines den la misma lectura, así como en las fracturas delgadas en formaciones de inclinación constante.

La detección de fracturas con los registros de filtrado y FIL, ofrece la ventaja suplementaria de poder orientar el sistema de fractura. Al saber cuales patines se encuentran contra las fracturas y al conocer la orientación de los patines con respecto al norte, es posible orientar las fracturas subterráneas.

Los canales creados a veces en la pared del pozo por la acción de la broca y la cadena de perforación en intervalos fracturados pueden ser tan graves como para limitar, durante varios pies, la rotación normal de subida (Figura 25) de una herramienta de patines. Las curvas de inclinación de las herramientas **BGT** (**Borehole Geometry Tool**), la cual mide la geometría del pozo, son unas buenas indicadores de este fenómeno.

Cuando un patín o brazo de calibrador entra en uno de estos canales, la rotación normal de la herramienta se modifica hasta que sale del canal; una vez que sale de la zona fracturada, se reestablece la rotación normal. Obsérvese este fenómeno sobre los intervalos fracturados en la Figura 17.

La Figura 27 muestra la forma como un **FIL** de alta resolución puede ayudar a obtener la dirección de una fractura vertical. El azimut siempre da el sentido de la curva uno (1). Las otras curvas son enumeradas de forma secuencial siguiendo las manecillas del reloj. Por ejemplo, si la curva uno esta orientada sobre el lado norte del hueco, la curva dos lo hará registrando al este, la tres hacia el sur y la cuatro al oeste.

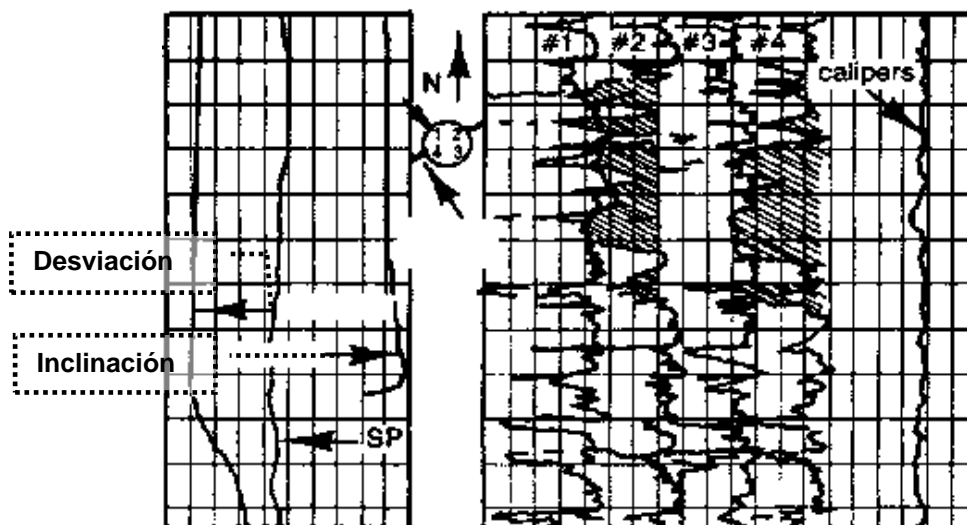


Figura 27. Registro de identificación de fracturas

Algunas veces, las fracturas verticales pueden ser detectadas en curvas opuestas, curvas uno (1) y tres (3), o dos (2) y cuatro (4).. Este tipo de respuesta depende de la invasión de la fractura por un lodo conductivo.

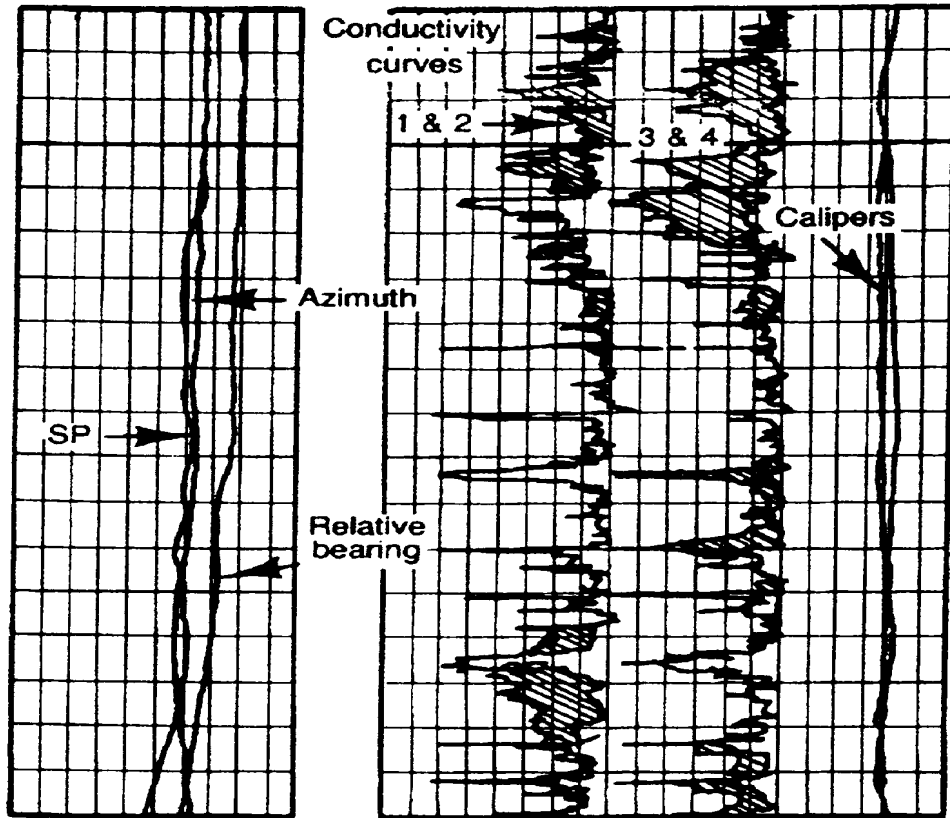


Figura 28. Overlay de dos registros de Identificación de Fracturas

La Figura 28 muestra una sobre-posición (*overlay*) entre curvas, el cual es útil para la indicar zonas con presencia de fracturas verticales. La separación de las curvas puede dar un indicativo cualitativo de la calidad de las fracturas. Esto es muy importante para lograr estimaciones razonables de la producción (*pay*) de fracturas.

Debe tenerse especial cuidado cuando se interpretan las curvas provenientes del dipmeter de alta resolución pues la forma del pozo puede deberse a distintas razones, tal como (1) características sedimentarias de la formación (buzamientos

aparentes y estratificación pueden interpretarse como fracturas), (2) perforación direccional, (3) desviación del pozo, perforación a través de capas inclinadas, (4) estructura porosa orientada.

Otra herramienta similar es la de la empresa *Schlumberger*, **Stratigraphic High Resolution Dipmeter Tool (SHDT)**, la cual tiene cuatro electrodos duales que registran ocho curvas de micro conductividad, permitiendo el manejo de una gran densidad de datos de buzamiento para ser interpretados. Un aparato mecánico adicional colocado en el fondo del pozo, permite buena centralización de la herramienta en pozos desviados. Para una mejor correlación, se corre un registro GR o SP en combinación con **SHDT**, Figura 29, donde se aprecia el registro de GR y SP en la pista numero 1.

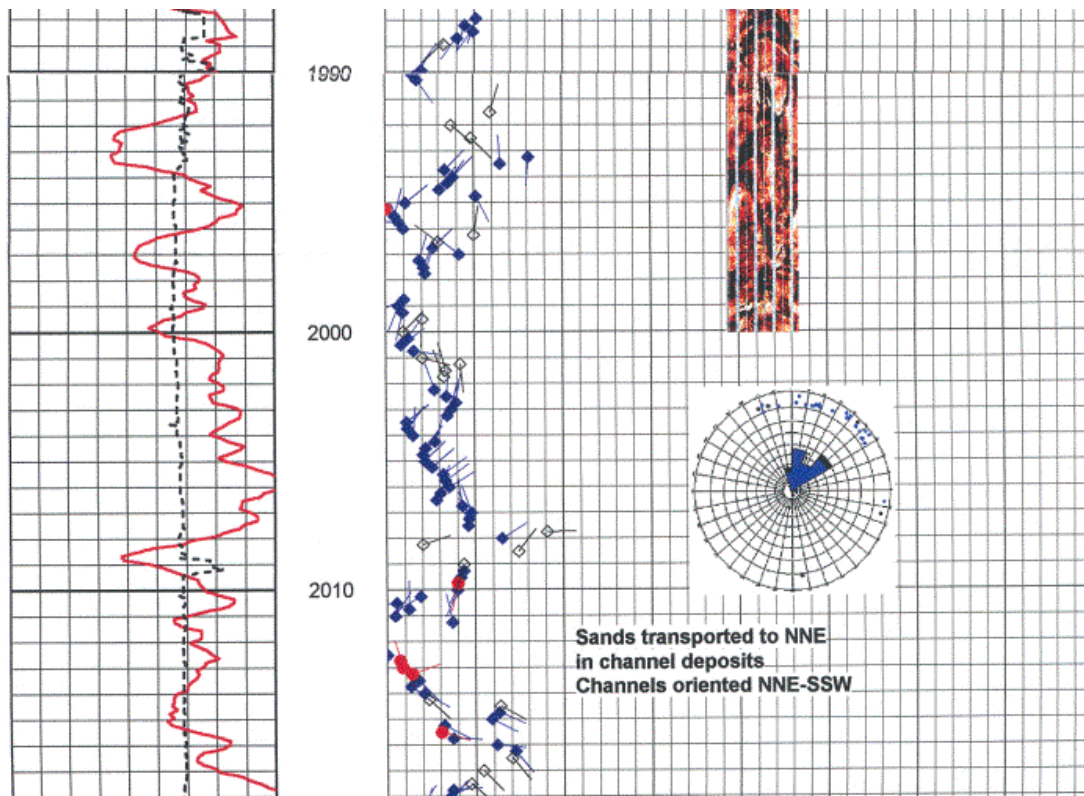


Figura 29: Registro Identificación de Fracturas en combinación con GR y SP

3.1.9 Mediciones de calibrador de pozos. Al perforar una zona fracturada, los bordes rocosos de las fracturas a menudo se despostillan, lo que agranda el pozo en el plano del sistema de fractura. El agrandamiento del pozo y en particular su alargamiento en una formación que debería tener un pozo circular y calibrado puede indicar fracturas.

Para detectar fracturas con un registro de calibre, se prefiere un calibrador multidireccional de varios brazos. Los calibres registrados con las herramientas **HDT** de alta resolución (**High Resolution Dipmeter Tool**) o **SHDT** (**Stratigraphic High Resolution Dipmeter Tool**) son unos ejemplos. Estos calibradores de cuatro brazos registran dos diámetros de pozo separados por 90°. Un par de brazos está casi siempre alineado con el eje principal de un agujero elíptico y el otro par con el eje menor. Por esto se puede reconocer fácilmente un agujero elíptico alargado.

Si no se cuenta por calibrador de cuatro brazos, a menudo se puede reconocer el alargamiento del diámetro del pozo a partir de la comparación de un calibrador de dos brazos (Por ejemplo el de una herramienta de densidad o microresistividad) con uno de tres brazos (herramienta sónica). Nuevamente, el calibrador de dos brazos debe seguir siempre el eje mayor del diámetro del pozo, mientras que el de tres brazos recibe la influencia del diámetro del eje menor (ver Figura 30).

Se debe ser muy cauteloso al usar el calibrador para detectar fracturas. La forma elíptica del agujero puede deberse a factores distintos. (1) Perforación direccional, (2) desviación del pozo, (3) perforación a través de capas inclinadas, (4) estructura porosa orientada y (5) otros factores pueden provocar el alargamiento de la sección transversal del pozo. Si se utiliza un material para evitar la pérdida de circulación durante la perforación, a veces las fracturas pueden tener el efecto contrario sobre

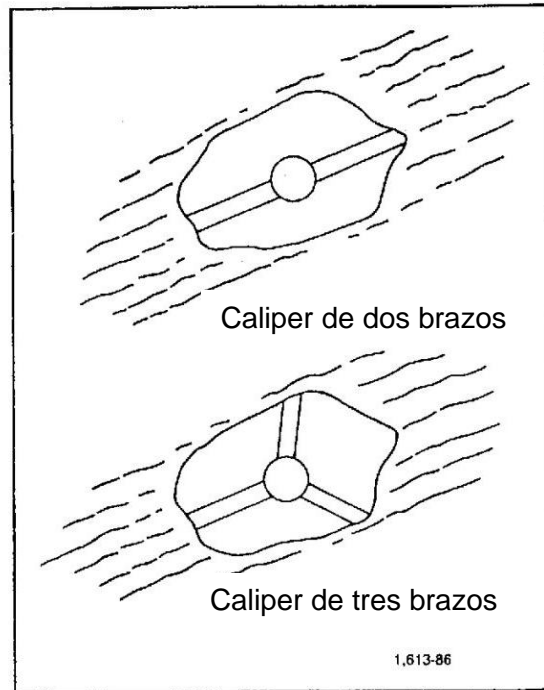


Figura 30. Esquema del caliper. Forma elíptica del pozo presentada con calibradores de dos y tres brazos.

los calibradores; el calibrador puede tener una lectura menor al tamaño de la broca en zonas fracturadas debido a la acumulación del material de circulación en la fractura.

3.1.10 Registros Formation Microscanner y Fullbore Formation Microimagery. Una de las principales aplicaciones del Microbarredor de Formación (FMS), descrito en el capítulo 2, es la detección de fracturas naturales. La herramienta FMS mide la conductividad eléctrica basándose en arreglos de electrodos en dos patines separados por 90 grados. Puede detectar fracturas que van desde una fracción de milímetro hasta varios centímetros de ancho. La herramienta tiene una excelente resolución vertical y puede distinguirse dos fracturas separadas a 4 pulg. La herramienta FMS también puede distinguir entre fracturas abiertas y fracturas cerradas.

El programa de graficación que contiene la herramienta, permite la presentación de las imágenes en escala de grises (blanco para altas resistividades y negro para bajas) y en escala de color. Otro *software* incorporado dentro del registro, permite visualizar las imágenes en presentación azimutal, dándoles su propia orientación entre 0° y 360°.

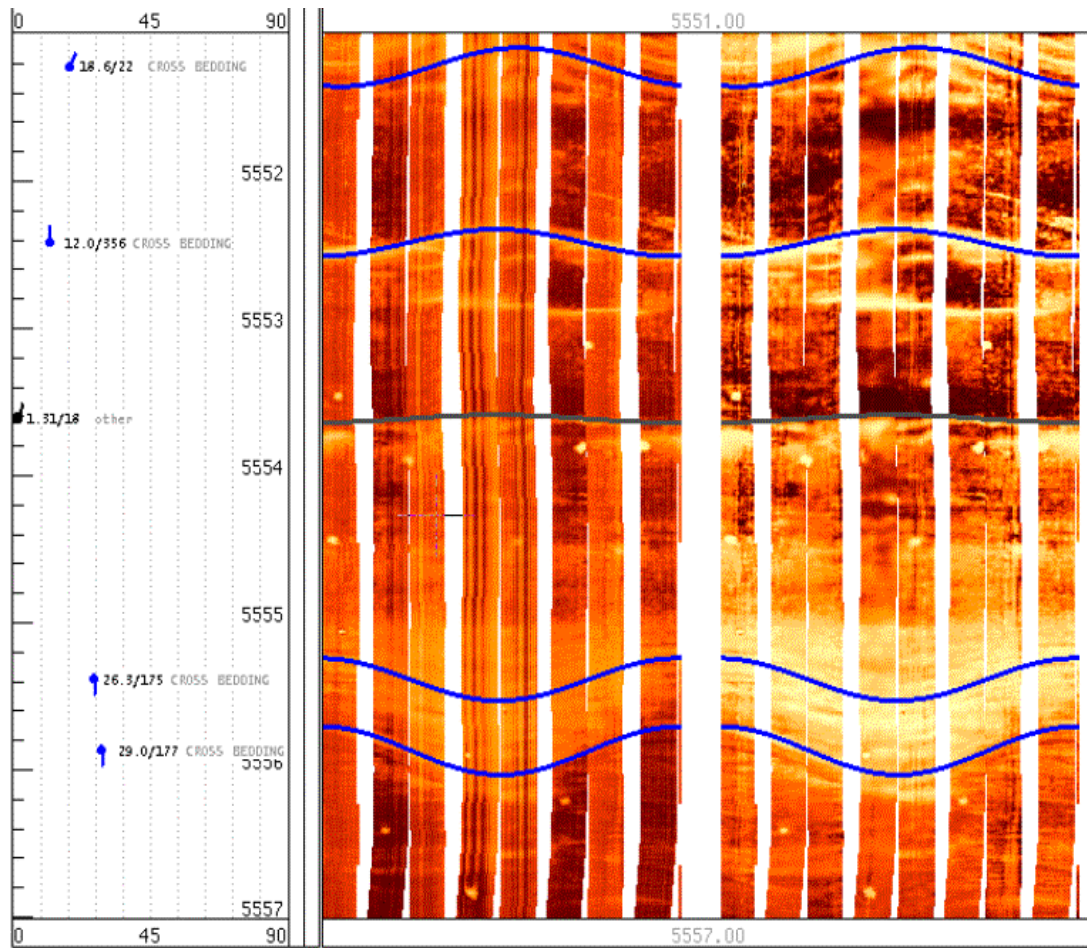


Figura 31. Esquema grafico de los registros **FMS** y **FMI**

Los datos de la herramienta, dan una indicación visual de la estructura de sedimentación así como de las fracturas. Una imagen típica de fractura obtenida con **FMS**, se ilustra en la Figura 32. la imagen muestra que el sistema de **FMS** puede suministrar una efectiva exposición de la fractura en comparación con el **BHTV**.

La herramienta **FMS** ha presentado excelentes resultados para la ubicación de fracturas naturales y en pozos horizontales perforados en el campo *Austin Chalk*, Texas (Fett and Henderson, 1990)²⁶.

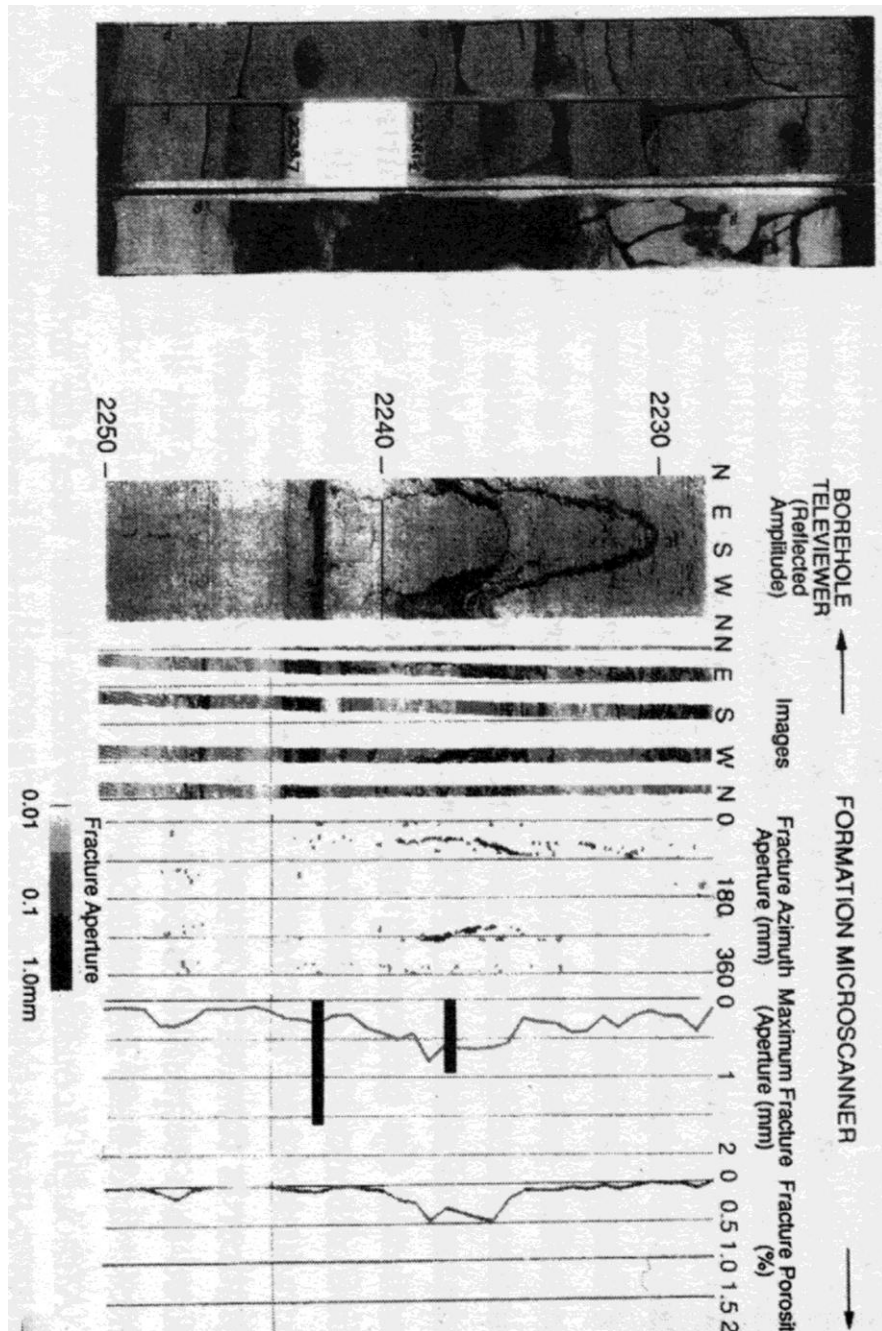


Figura 32. Comparación de un sistemas de fracturas, comparación entre núcleos, **BHTV** y **FMS**.

El registro **FMI**, (*Fullbore Formation MicroImager*), es una herramienta de imágenes eléctricas de última generación. Las imágenes generadas por esta herramienta son prácticamente insensitivas a las condiciones de la cara del pozo. Este registro es particularmente útil para el análisis de fracturas y puede proveer información cuantitativa con relación a la amplitud y porosidad de la fractura. Sin embargo, estos valores deben tomarse como relativos, antes que como absolutos, ya que presenta varias condiciones que pueden afectar su interpretación (Aguilera,1995)¹.

Por ejemplo, un intervalo con una mayor abertura de la fractura (ancho) pudiera considerarse mejor (mayor productividad), que uno, con una abertura menor, sólo si corresponde al mismo pozo y a la misma formación. Sin embargo, se ha encontrado en algunos casos, que una mayor abertura de la fractura no ha significado una mayor productividad. Esto se debe al efecto de la relación entre las resistividades del lodo y de la zona lavada (R_m/R_{xo}), y a que el modelo asume las fracturas como elementos planares de paredes paralelas y de extensión infinita. Otro punto para tener en cuenta, es que un gran número de casos históricos han mostrado que pocas, y en algunos casos, solamente una macro-fractura, puede(n) permitir un mayor flujo, que un gran número de fracturas pequeñas (Aguilera, 1995).

El área aparente de las fracturas es calculada a partir de la suma de las aberturas de cada fractura sobre un área de la cara del pozo. Mientras que la porosidad de fractura aparente se estima como la relación entre el área aparente de las fracturas y el área total de pared de la cara del pozo.

El cubrimiento de la cara del pozo de esta herramienta es bastante significativo. En un hueco de 8½, alcanza el 80%, comparado con el de la **FMS**, que alcanza sólo el 45%. La Tabla 1, resume el porcentaje de cubrimiento de la cara del pozo como una función del diámetro del hueco para la herramienta **FMI**.

Tabla 1. Porcentaje de Cubrimiento con la herramienta FMI, relación con diámetro del pozo.

Diámetro hueco (pulg)	Cubrimiento (%)	Diámetro hueco (pulg)	Cubrimiento (%)
6 ¼	93	14	47
8	80	16	41
10	63	18	37
12	53	20	33

Las herramientas **FMS/FMI**, tienen dos tipos principales de interpretaciones para los **YNF**:

1. Caracterización de la fractura: Identificación del tipo de fractura, morfología y orientación, derivadas de una inspección visual de la imagen.
2. Análisis de fractura (Paauwe,1994)⁶³. Determina parámetros como la abertura y porosidad de la fractura e intensidad de fracturamiento.

Es importante hacer énfasis en que la imagen es simplemente el resultado de una interpretación y nunca debería aceptarse como un valor absoluto, puesto que puede verse afectada en su calidad por factores como:

- Resistividad del lodo (R_m) a la temperatura de la formación.
- Resistividad en la zona lavada (R_{xo}) a la temperatura de la formación.
- Abertura de la fractura (ancho).
- Experiencia del evaluador. (El conocimiento geológico es una variable crítica para una apropiada interpretación de la imagen).

Dos tipos de cálculo para determinar la abertura de la fractura pueden ser realizados a partir de los registros de imágenes:

1. Abertura Principal (F_A): Promedio Aritmético de la abertura (ancho) de cada una de las fracturas. Da una medida del tamaño físico de la abertura de la fractura.
2. Abertura Hidráulica (F_{AH}): Promedio cúbico de la abertura (ancho) de las fracturas. (Raíz cúbica de la suma de los cubos de cada elemento). Da una medida de la capacidad de flujo relativo de la fractura.

Además de la evaluación de intervalos fracturados, la herramienta FMI tiene aplicaciones que incluyen la evaluación de otras porosidades secundarias, determinación de la relación de arena neta/bruta en secuencias areno-arcillosas, ajuste en profundidad de corazones, análisis estructurales, texturales y caracterización de cuerpos sedimentarios.

Probablemente una de las mas importantes limitaciones del **FMS**, en el estudio de sistemas de fracturas, es el incompleto cubrimiento azimutal del pozo mostrado por las imágenes obtenidas por este sistema. Lo cual puede dificultar la determinación de la inclinación y dirección de la fractura. Esta limitación es balanceada por el hecho que la herramienta es de una gran simplicidad operacional. Al contrario del **BHTV**, el **FMS** puede ser corrido a velocidades y condiciones típicas de las demás herramientas de registros, y la sonda del **FMS** no es afectada por muchos retrasos operacionales asociados con la mayoría de los sensores electromecánicos de los sistemas de registros ópticos y acústicos.

Halliburton ha introducido recientemente la herramienta *Electric Micro Imaging (EMI)*, la cual, permite la identificación de fracturas y su orientación, las imágenes son obtenidas de un dipmeter de alta resolución con seis brazos.

3.1.11 Curva Pe en Registro Litho – Densidad. La curva Pe es un índice de absorción fotoeléctrico efectivo que cruza una sección de la formación.

La medición de la sección transversal de absorción fotoeléctrica, P_e , con la herramienta Litho-Density Log puede usarse en lodos pesados de barita para detectar el filtrado y pérdida de fluido en zonas de baja porosidad. La sección transversal fotoeléctrica de la barita es 267, mientras que es sólo de 4.9 para la caliza, 1.87 para la arenisca y 0.119 para el petróleo. Por lo tanto, una fractura llena de lodo debe detectarse fácilmente con una medición de P_e . Una lectura alta de P_e , con un buen contacto herramienta – paredes del pozo establecido por Δp o la curva del calibrador, puede ser una buena indicación de fracturas.

La Figura 33 es un ejemplo de registro de Lito-Densidad incluyendo caliper, registro de densidad compensado con corrección Δp y la curva de P_e . Un intervalo de fractura es claramente delineado por el incremento de la lectura de P_e . Nótese que el pozo posee una forma razonable; sin embargo hay una deflexión de la curva Δp la cual nos suministra un estimativo de fracturas.

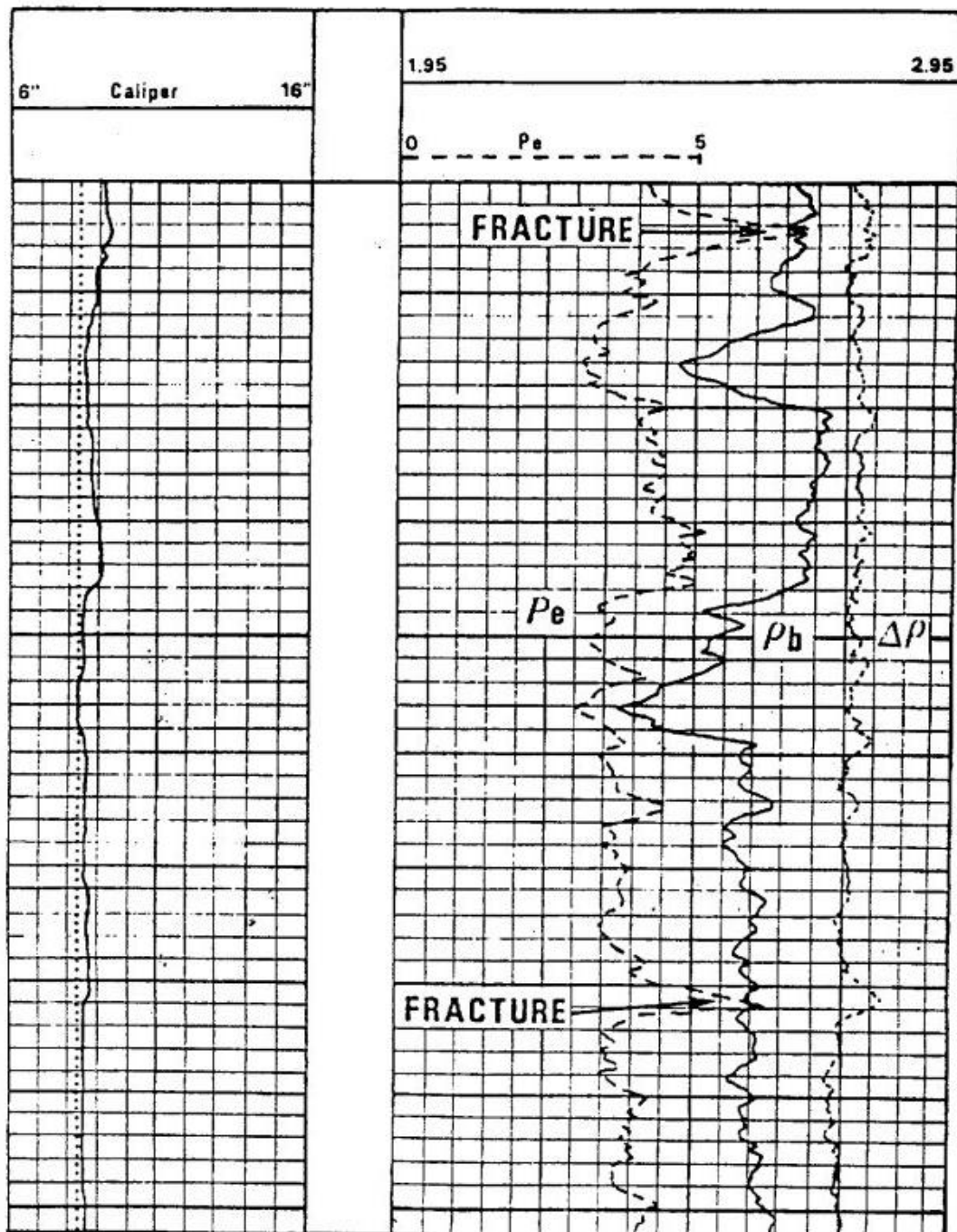


Figura 33. Registro de Lito Densidad

3.2 TÉCNICAS PARA LA DETERMINACIÓN DE FRACTURAS

Los parámetros de interpretación de registros pueden ser determinados de forma directa (lectura del registro) o indirecta mediante la combinación de técnicas, que incluyen la construcción de gráficos o el cálculo de correlaciones a partir de varios registros, análisis de corazones, de laboratorio, de ingeniería y geología, etc. Estos últimos procedimientos complementan la caracterización de formaciones fracturadas y en algunos casos, son el único camino para determinar la presencia o no de las fracturas.

3.2.1 Registro de Índice de Producción. La experiencia en yacimientos (arcillas del Devoniano) ha indicado que ocurren anomalías con los registros GR, Inducción y Densidad (Myung, 1976)⁵⁴. Generalmente en zonas fracturadas, los dos primeros registros se incrementan, mientras que el último decrece. El incremento en la intensidad del GR se atribuye a la presencia en las fracturas de zonas ricas en materia orgánica. El incremento en la resistividad es debida a la presencia de gas o kerógeno en las fracturas y el decremento en la densidad es producto de un incremento en la porosidad debido a la presencia de fracturas y/o más baja densidad del kerógeno.

Myung en 1976 propuso una ecuación que combina la respuesta de los registros GR, Resistividad y Densidad de la siguiente forma⁵⁴:

$$\text{Indice de Producción} = \frac{G + R}{\rho_B} \quad \text{EC.2}$$

Donde,

$$G = \frac{\text{Unidades API registro GR}}{\text{Unidades API promediode una arcilla}} \quad \text{EC.3}$$

$$R = \frac{\text{Resistividad del registro Inducción}}{\text{Resistividad promediode una arcilla}} \quad \text{EC.4}$$

$$\rho_B = \text{Densidad total registro RHOB}$$

Los promedios de GR y Resistividad para la arcilla deben establecerse teniendo en cuenta las condiciones particulares de la formación de análisis.

De la ecuación 3 y los párrafos anteriores, se puede prever que altos valores de índice de producción representan alto grado de fracturamiento.

3.2.2 Registro de Temperatura. Es una herramienta para determinar entradas de gas en la cara del pozo. Cuando el gas entra hay una deflexión drástica de la curva hacía los valores más bajos de temperatura (enfriamiento).

Myung (1976)⁵⁴ ha usado el concepto de expansión de temperatura de Joule Thompson para determinar el índice de fractura térmico de una formación a partir del registro de temperatura. El cero (0%) en la escala del índice de fractura térmico es determinado por la temperatura del gas debido a la expansión y el 100% corresponde al gradiente de temperatura. A mayor valor de este índice, mayor el grado de fracturamiento de la formación.

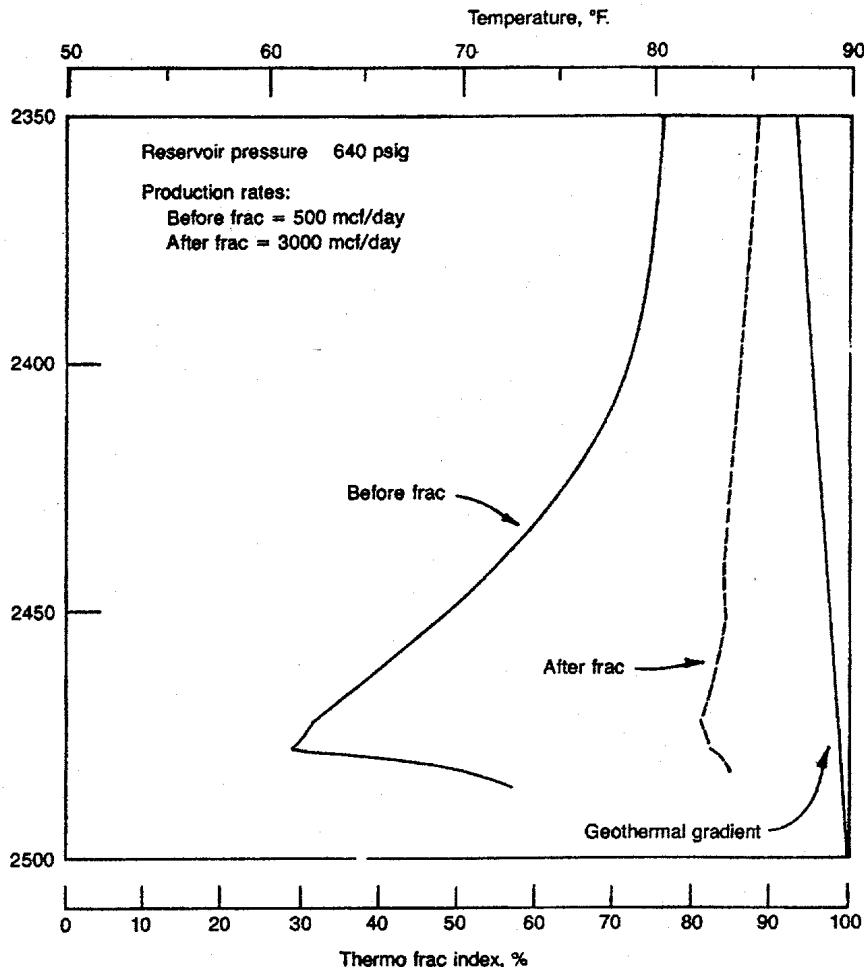


Figura 34. Registro de temperatura. Antes y después de un trabajo de fracturamiento.

La Figura 34 muestra dos registros de temperatura corridos en el mismo pozo antes y después de un fracturamiento hidráulico. La temperatura en la zona de interés es más alta después de la estimulación debido al calentamiento del gas expandido en el sistema fracturado generado. Un índice de fractura térmico igual a cero (0%) es asignado al valor de temperatura teórico de Joule-Thompson (50°F), mientras que para un valor del índice de fractura del 100%, le corresponde el valor del gradiente geotérmico normal a esta profundidad. De la figura se puede ver que el índice de fracturamiento tenía un valor de cerca del 30 % antes de la estimulación y después paso al 80%.

En el caso de yacimientos de petróleo, sí existen fracturas abiertas en la cara de la formación y ha ocurrido pérdida de lodo, el registro de temperatura mostrará un efecto de enfriamiento debido a la invasión del lodo en el intervalo fracturado.

3.2.3 Curva de Corrección del Registro de Densidad Compensado. Un indicativo de la presencia de fracturas puede obtenerse a partir de la curva de corrección del registro densidad ($\Delta\rho$). Debido a que esta curva corrige el registro densidad total, para compensar efectos de rugosidad del hueco, torta de lodo, y al hecho que la herramienta de densidad no se asiente perfectamente contra la pared del pozo.

La curva responde normalmente a la rugosidad de las paredes del pozo y al espesor del filtrado, pero también a una fractura llena de fluido (particularmente cuando los bordes de la fractura han sido despostillados durante el proceso de perforación). Una curva $\Delta\rho$ activa errática puede entonces indicar fracturas cuando el pozo está calibrado. La Figura 35 es un ejemplo de esta situación.

La curva $\Delta\rho$ puede ser afectada por el lodo en la fractura e indicar una corrección, aún estando el hueco esta en buenas condiciones.

Una desventaja de este método es que este puede indicar la presencia de fracturas, solamente en un lado de la cara del pozo, perdiendo la posibilidad de detectarlas al otro lado. No obstante, dado que la herramienta de densidad busca generalmente el eje grande del pozo, la curva de corrección $\Delta\rho$ normalmente sigue el plano de fractura. $\Delta\rho$ también responde a lavados no asociados con fracturas, por lo que se debe tener mucho cuidado al usarlo como indicador de fracturas.

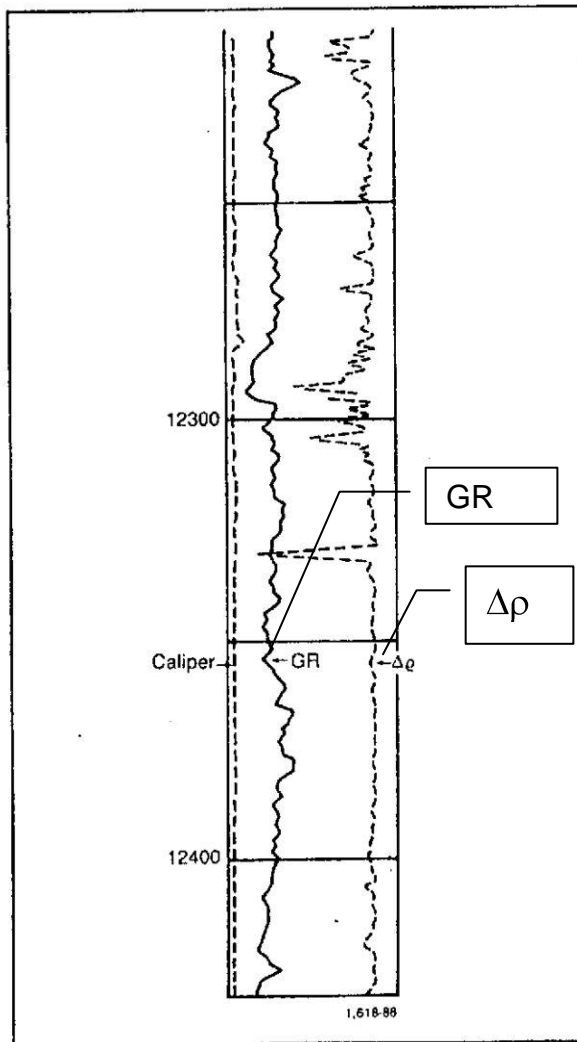


Figura 35. Alta actividad de delta de densidad frente a posibles fracturas.

Generalmente, las fracturas no contribuyen considerablemente a la porosidad de la roca; sin embargo, en algunos casos si pueden hacerlo; también el “despostillado” que provoca la broca en la fractura durante la perforación puede aumentar ligeramente la porosidad aparente registrada por un dispositivo de porosidad de investigación poco profunda, tal como la herramienta de densidad. Así pues, las anomalías de porosidad entre lados adyacentes pueden indicar fracturas y proporcionar un valor de la porosidad de la fractura. Desde luego, esto

requiere dos pasadas de la herramienta de densidad, una con la orientación estándar con el eje largo y otro con el corto.

3.2.4 Comparación entre el Volumen de Arcilla y el Índice de Uranio. Las fracturas pueden detectarse comparando los valores del índice de uranio, determinado del registro *SPECTRALOG*, y el volumen de arcilla en una zona (Heflin et al, 1976)³⁵. Debido a que el uranio es muy soluble en agua comúnmente se encuentra en las aguas de producción, mientras que, el volumen de arcilla es calculado de forma independiente a la radioactividad natural de la formación. Para ambientes de depositación normales el índice de uranio y el volumen de arcilla tienen el mismo valor. Cuando existe una fractura, el índice de uranio puede ser mayor al volumen de arcilla. La principal limitación de esta técnica es que no puede indicar si la fractura esta abierta o no.

3.2.5 Gráfico de Lito-Porosidad. Esta técnica fue introducida para ayudar a interpretar formaciones con litologías complejas (Burke et al, 1969)¹⁷. El método maneja información simultánea de los tres registros de porosidad Neutrón, Densidad y Sónico. De las lecturas de estos registros pueden obtenerse dos parámetros de porosidad que dependen de la litología, M y N. M y N son solo las pendientes de las líneas individuales de litología en las graficas sónico – densidad y neutron – densidad respectivamente. Así, M y N, son esencialmente independientes de la porosidad, y una grafica que proporciona la identificación de la litología. M y N se pueden determinar de la siguiente manera:

$$M = \frac{\Delta t_f - \Delta t}{\rho_b - \rho_f} * 0.01 \quad \text{EC.5}$$

$$N = \frac{(\phi_N)_f - \phi_N}{\rho_b - \rho_f} \quad \text{EC.6}$$

Donde

t (Tiempo de tránsito del sónico, $\mu\text{sec}/\text{ft}$)

Densidad, gr/cc

ρ_n (Porosidad Neutrón)

Subíndices b y f se refieren a *bulk* y fluido respectivamente

Es posible obtener un gráfico entre M y N, en donde cada mineral puro es representado por un único punto sin tener en cuenta la porosidad. Para litologías complejas la posición de los puntos sobre el gráfico M y N ayuda a identificar varios minerales en la formación y el porcentaje aproximado de cada uno de ellos. Además, la gráfica de lito-porosidad puede ayudar a detectar porosidad secundaria, pero sin diferenciar entre *vugs* y fracturas.

Asumiendo que el registro sónico responde solamente a la porosidad de matriz, y los registros neutrón o densidad responden a la porosidad total, entonces la ecuación para N, no se vería afectada por la presencia de porosidad secundaria, mientras que el valor de M crecería en la medida que hubiera más porosidad secundaria, de esta forma el gráfico de lito-porosidad permite la detección de *vugs* y/o zonas fracturadas.

La Figura 36, muestra un gráfico generalizado de lito-porosidad para lodo base agua dulce. Las áreas de porosidad secundaria están localizadas por encima de la línea dolomita-caliza-sílice, y son indicadas por las letras B, C, D y E.

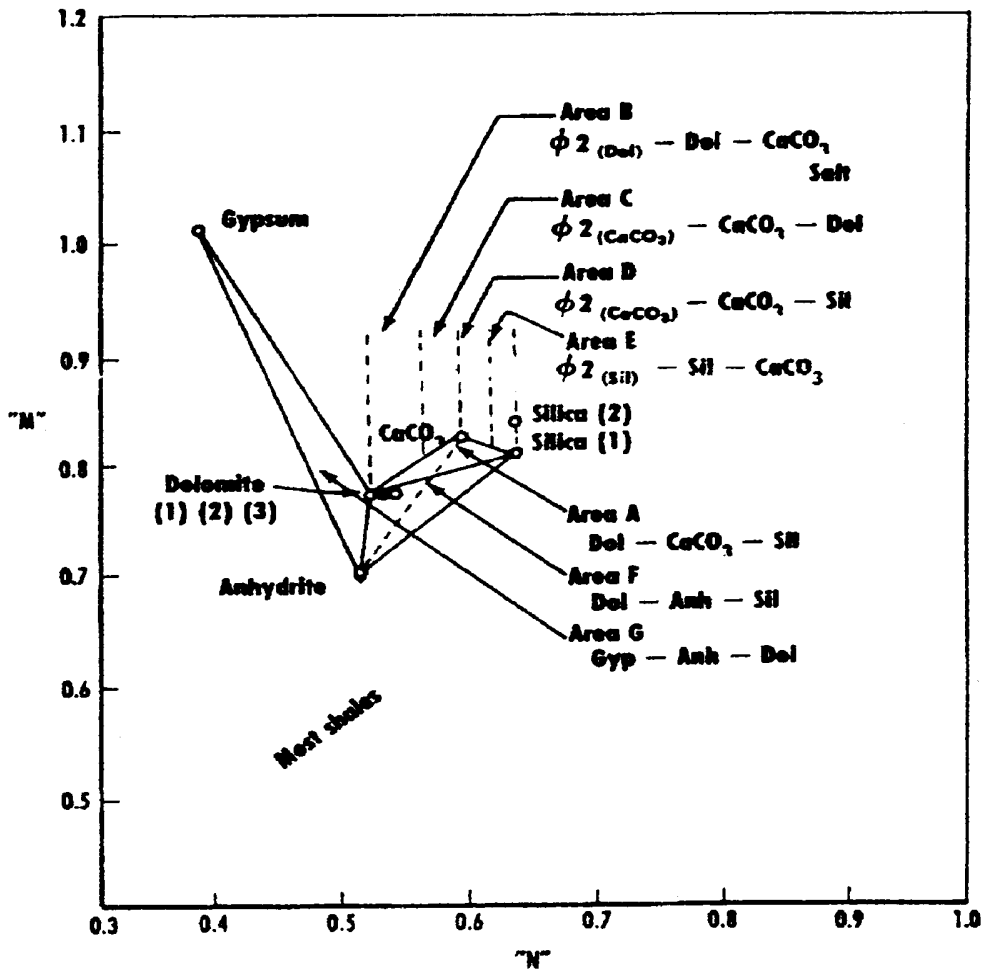


Figura 36. Grafico de Lito-Porosidad

3.2.7 Sísmica. Las ondas sonoras son afectadas mientras viaja a través de un medio fracturado. Estos efectos pueden ser usados para detectar zonas fracturadas, definir la intensidad de fractura, y estimar la dirección de las fracturas. Principalmente solo información cualitativa se obtiene de la sísmica dependiendo del tipo de datos disponibles. A continuación se presentaran las mas importantes técnicas para estimar cuantitativamente la orientación de la fractura. Las técnicas pueden ser divididas en análisis de datos de ondas P, ondas convertidas P-S, y estudios de ondas S de datos sísmicos multicomponentes.

3.2.7.1 Interpretación de ondas P. Los datos de ondas compresionales son los datos sísmicos que comúnmente se adquieren. La información contenida en la velocidad de las ondas P, V_p a medida que viajan por los estratos y que es detectada en un estudio de adquisición sísmica en valores de profundidad para obtener la imagen estructural del subsuelo. Segundo provee de una indicación de su litología ó en algunos casos, la naturaleza de los fluidos contenidos en los poros³⁹⁻⁶⁸. Comparado al registro de las ondas de corte (*shear*), los registros de ondas P es más barato y más robusto.

Las ondas sonoras se comportan de manera diferente (variando su frecuencia, amplitud, longitud y velocidad de propagación) en medios isotropicos y en medios anisotropicos; esta diferencia y las variaciones que sufre una onda al pasar de un medio a otro han sido cuantificados a través de dos técnicas para estimar la orientación de las fracturas. Los estudios han demostrado que la respuesta de las variaciones de la amplitud con el *offset* (**AVO**, **Amplitude Variation with Offset**) de las ondas P, puede ser afectado por la presencia de fracturas dependiendo de la orientación relativa de las fracturas y la línea de registro. Otra técnica basada en los registros de las ondas P es el análisis **Normal-MoveOut (NMO)** de datos multi-azimut de las ondas P⁶⁸.

3.2.7.2 Orientación de fractura usando el análisis AVO.

Amplitude Variation with Offset (AVO) es la variación de la amplitud de reflexión de la onda sísmica, al recorrer la distancia entre el punto de disparo y el punto donde se encuentra el receptor. Esta variación indica diferencias en la litología y los fluidos contenidos en el recorrido de la onda

El análisis **AVO** está basado en la variación de los coeficientes de reflexión y transmisión con el ángulo de incidencia y el correspondiente incremento del *offset*²⁰⁻⁶⁸. Sin embargo, debido a que el análisis convencional de **AVO** se basa en expresiones acústicas para el cálculo de los coeficientes de reflexión de las ondas P en medios isotrópicos, la técnica del **AVO** necesita ser modificada si se presenta anisotropía en cualquiera de los lados de un reflector⁶⁸⁻⁷⁶.

Si una línea de fuentes sonoras y receptores es localizada paralela a la orientación de la fractura, las fracturas tienen una influencia mínima en las propiedades de la reflexión, a pesar del ángulo de incidencia. Esto se debe a que el movimiento de las partículas de las ondas P siempre será paralelo a las fracturas. Sin embargo, si la línea es orientada más perpendicularmente a las fracturas, a grandes ángulos de incidencia, los coeficientes de reflexión serán afectados más fuertemente. A grandes ángulos de incidencia se espera que la velocidad de las ondas P sea afectada por las propiedades acústicas de los fluidos que llenan las fracturas cuando la propagación de la onda es perpendicular a las fracturas. Mientras que es menos afectada cuando la propagación de la onda es paralela a las fracturas⁶⁸.

Si no existe anisotropía azimutal, la respuesta de **AVO** será la misma en todas las direcciones, mientras que en presencia de anisotropía, la respuesta de **AVO** variará dependiendo del ángulo azimutal del conjunto fuente-receptor.

En el caso de campo, presentado por Perez y Gibson (“*Detection of fractures orientation from azimuthal variation of P-wave AVO response*”, 1999)⁷⁰, un análisis **AVO** fue realizado para una línea de tiro, y se obtuvo el gradiente y el intercepto del **AVO**. Se encontró una anomalía del **AVO** en la base de la formación representada por altos gradientes positivos para las líneas perpendiculares a las fracturas. Esta anomalía del **AVO** no fue encontrada en las líneas paralelas a la orientación de las fracturas. Durante el modelamiento, se encontró que esta diferencia es aun más grande cuando el contenido de gas en las fracturas es también grande.

3.2.7.3 Orientación de fractura usando el análisis NMO. El análisis de la velocidad NMO azimutal es el método mas frecuentemente usado en la industria para determinar la orientación de la fractura. La orientación de la fractura es estimada a partir del análisis NMO al ajustar la mejor elipse horizontal a las velocidades NMO para todos los ángulos azimut. Se espera que el eje mayor de la elipse, el cual corresponde a la máxima velocidad NMO, coincida con la orientación de la fractura (*strike*).

Perez et al⁶⁹, presentaron resultados de análisis NMO en 2-D y 3-D y encontraron que los resultados 2-D concuerdan con las ondas convertidas P-S y los análisis de **AVO**. Sin embargo, ellos indicaron que el análisis de elipticidad NMO de datos en 3-D produjeron resultados diferentes que aquellos productos por otros métodos. Algunas razones dadas como explicación de estas diferencias están los efectos de la anisotropía azimutal en la región cercana a la superficie y los efectos de sobre carga (*overburden*) que no pudieron ser removidos efectivamente.

3.2.7.4 Interpretación de ondas convertidas P-S. El análisis rotacional de las ondas convertidas P-S es un método alternativo que tiene varias ventajas sobre

los métodos anteriormente mencionados. Se cree que las ondas P-S contienen la misma información que las ondas de corte (*shear*) pero usando ondas compresionales y por lo tanto haciendo su adquisición menos costosa.

Las ondas S producidas por la conversión de las ondas P en una interfase de anisotropía azimutal experimentan el mismo fenómeno de bifurcación que experimentan las ondas S. Ruger⁷⁶ estableció que una onda P planar que incide sobre un medio HTI fuera de los planos de eje de simetría y del simétrico, genera tres ondas planares con direcciones de polarización mutuamente ortogonales en el medio inferior, así:

1. una onda P polarizada a lo largo de la dirección de propagación.
2. una onda de corte polarizada dentro del plano de isotropía (paralelo a la orientación de la fractura), referida como onda S, la se propaga a la velocidad de la roca no fracturada (modo rápido).
3. una onda de corte polarizada en el plano formado por el vector de *slowness* y el eje de simetría (perpendicular a la orientación de la fractura), llamada la onda S, la cual se propaga a velocidad de la roca fracturada (el modo lento en la dirección vertical) por lo tanto el análisis esta basado en el registro en superficie de las ondas S y S reflejadas. Un estudio de ondas convertidas P-S consiste de una fuente de ondas P y tres receptores de componentes para dar tres observaciones únicas (vertical, radial y transversal).

Después que las observaciones de tres componentes (X, Y, Z) son adquiridas, los datos se procesan de manera usual. El esquema del procesamiento se diseña para preservar la amplitud relativa, maximizar la banda de frecuencias, y optimizar la velocidad y las soluciones estáticas para todos los componentes.

Luego, se ejecuta un análisis rotacional con las dos componentes disponibles (Zx y Zy). Este paso determina el ángulo que alinea los datos observados con los ejes

principales de simetría y maximiza las diferencias de tiempo de transito entre las ondas S y S. La orientación de la fractura se obtiene al adicionar este ángulo al ángulo azimut de la línea de referencia.

Se sugieren las técnicas de la correlación cruzada (*cross-correlation*) y la razón de la energía entre ondas S y S como diagnósticos para revisar la validez del ángulo de rotación finalmente, se aplica un análisis de anisotropía para comparar los tiempos de transito y las amplitudes de los datos rotados. Las diferencias en tiempo de transito son una medida de baja resolución de la anisotropía, mientras que las diferencias en amplitud relativa son una medida de alta resolución de la anisotropía local dentro de una fractura. Las variaciones de amplitud pueden ser el diagnostico de rocas altamente fracturadas.

3.2.7.5 Interpretación de datos de ondas S. los estudios de ondas de corte tienen en cuenta el efecto de bifurcación experimentado por una onda S al propagarse a través de un medio anisotropico⁶⁸⁻⁸⁶. Aun cuando los estudios multi-componentes han sido efectivos en el delineamiento de la orientación de la fractura, los altos costos de la adquisición y procesamiento, la limitada disponibilidad de fuentes de ondas S, y el volumen / calidad de las ondas S restringe su aplicabilidad.

Un estudio multicomponente completo consiste de tres fuentes (ondas P, *inline*, y *crossline*) y tres receptores (vertical, radial y transversal) los cuales dan nueve observaciones únicas en la Figura 37, el área sombreada corresponde a la geometría necesaria para la toma de un registro de datos de ondas S de cuatro componente.

		Receptores		
		X	Y	Z
Fuentes	X	Xx SV - SV	Xy SV - SH	Xz SV - P
	Y	Yx SH - SV	Yy SH - SH	Yz SH - P
	Z	Zx P - SV	Zy P - SH	Zz P - P

Figura 37. Geometría de los componentes en un estudio multicomponentes

El procesamiento de las ondas S es muy similar al descrito en la evaluación de las ondas convertidas P-S. El propósito del procesamiento de los datos de las ondas de corte es el de preservar y recuperar los tres atributos más importantes (polarización, tiempo de demora, y reflectividad principal). Luego se aplica un algoritmo de rotación que numéricamente gira los ejes de las fuentes y receptores hasta minimizar la energía de los elementos fuera de la diagonal (componentes Xy y Yx). Los datos de las ondas S y S rotados son analizados como se explicó en el análisis de las ondas convertidas P-S

3.3 FRACTURAS NATURALES Ó FRACTURAS INDUCIDAS

Las fracturas inducidas de extensión (*Induced tensile fractures*) son las más comunes y de más fácil observación en corazones e imágenes de registros. En los

corazones se distingue fácilmente las fracturas inducidas, por medio de un simple examen visual, se puede apreciar la morfología superficial de la fractura y su relación de geometría entre el núcleo y la forma de la fractura, sus imperfecciones originales y su trayectoria de propagación (Kulander et al; 1979, 1990)⁴¹. Las fracturas individuales no pueden ser identificadas positivamente como las naturales o las inducidas basados únicamente en la señal de fractura de un registro. Sin embargo, el origen de un grupo de fracturas es determinado de los datos de una imagen de registro debido a que las fracturas naturales y las inducidas poseen diferentes geometrías con respecto al pozo. Si un desorden se presenta y la fractura natural se formó en un campo de tensión diferente al campo de tensión presente, entonces la orientación de la fractura relativa la tendencia del desorden provee un criterio adicional (aun que menos rigurosos) para distinguir que tipo de fractura se presenta.

A continuación se presentan unas reglas simples para diferenciar fracturas naturales de otro tipo de fracturas:

Regla 1: Regla de amontonamiento (The stacking rule)

Las fracturas inducidas que no cortan completamente el pozo y tienen una orientación consistente, tienden a tener el mismo azimut en la imagen; pero las fracturas naturales que no cortan completamente al pozo y tienen una orientación consistente, no tienden a tener el mismo azimut en la imagen.

Regla 2: Regla de apertura (The aperture rule)

Las fracturas inducidas están siempre abiertas; las fracturas naturales pueden ser abiertas o parcialmente mineralizadas o llenas de sedimentos.

Regla 3: Regla de continuidad (The continuity rule)

La continuidad de la senda de una fractura no siempre es una indicación de su origen.

Regla 4: Regla de orientación (The orientation rule)

La tendencia de orientación de una fractura a la tensión presente in-situ, no siempre es una indicación de su origen.

Regla 5: Regla de simetría (The symmetry rule)

Las fracturas naturales se desarrollan, a menudo, simétricamente a ambos lados del pozo . Las fracturas inducidas, usualmente se desarrollan de manera asimétrica.

Notas:

1. Estas notas aplican para secciones del pozo donde la tensión in-situ mantiene una orientación constante con respecto al pozo. Las tensiones in-situ pueden variar en orientación y magnitud a la distancia del pozo debido a recientes actividades tectónicas, cambios litológicos y otras razones.
2. Estas notas dirigen directamente a fracturas de cizallas inducidas, sin embargo la regla 1 aplica para este tipo de fracturas.

3.4 SINOPSIS DE LA APLICACIÓN DE REGISTROS CONVENCIONALES EN EL ESTUDIO DE FRACTURAS

Los registros geofísicos de pozos pueden ser usados para determinar las propiedades físicas de las rocas encontradas en el pozo. La Figura 38 nos muestra un resumen de las aplicaciones de los registros convencionales de pozos en sistemas fracturados, descritos por Key (1979)⁴⁰ y Paillet (1993)⁶⁵. La figura es una ilustración esquemática de cómo lucirían las fracturas en una muestra de corazón y como sería su representación en cada uno de los registros.

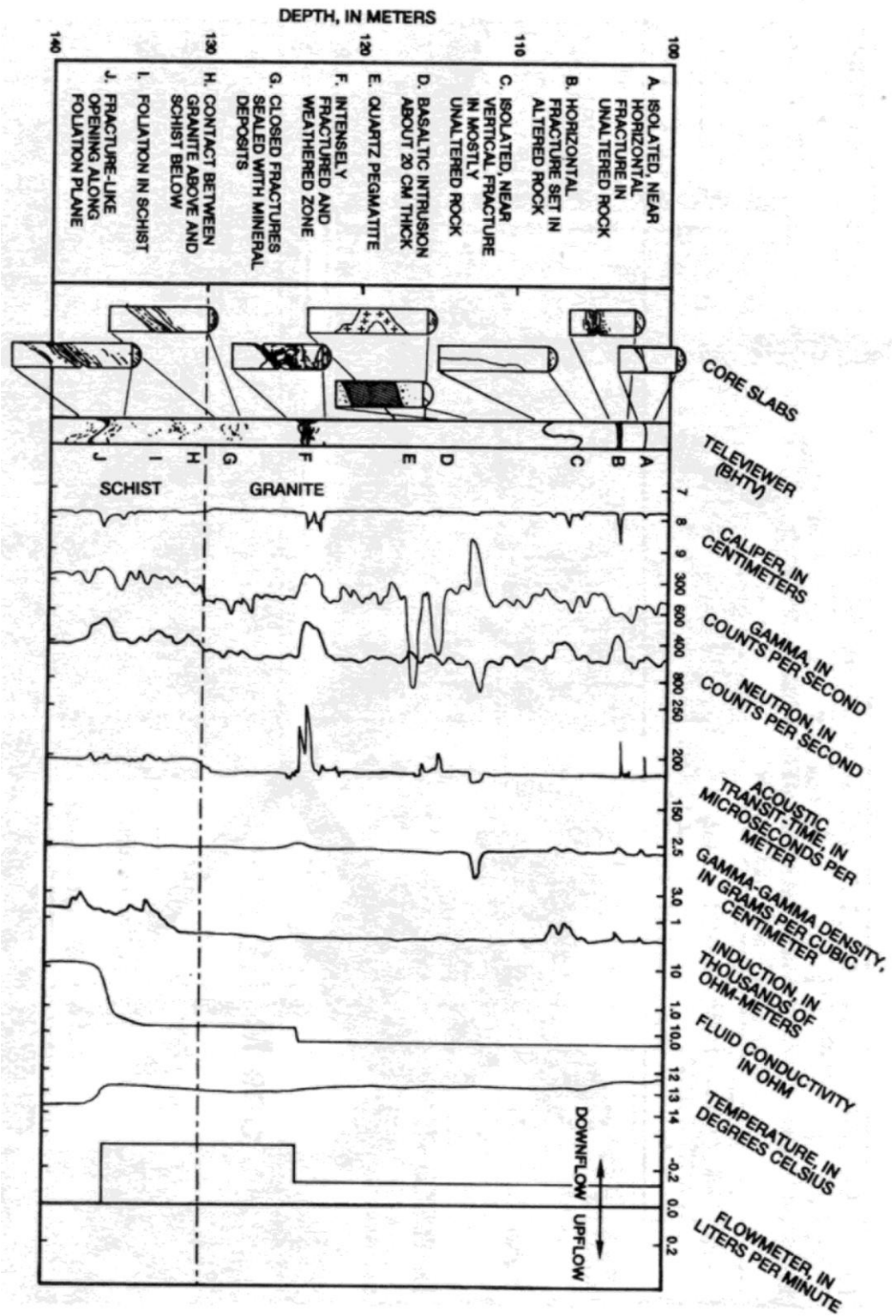


Figura38. Comportamiento de diferentes registros, incluido BHTV; Rockford, Illinois. Paillet (1991).

En muchos casos el volumen de roca de muestra para ser evaluado, posee un tamaño muy grande con relación al tamaño de capacidad de la fractura, y por esto la capacidad de la fractura es una insignificante fracción volumétrica del volumen de la muestra. Sin embargo las mediciones geofísicas son mas sensitivas a los efectos indirectos de la fractura, (tales como alteraciones alrededor de la fractura, agrandamiento o despostillamiento), que a la permeabilidad o a la apertura hidráulica de la fractura.

Los registros eléctricos y de neutron parecen ser especialmente sensitivos a las alteraciones de arcilla e *infilling*. (Nelson, 1983⁵⁹. Katsube y Hume, 1987³⁸). Los registros eléctricos, neutron y de densidad son sensitivos a la rugosidad del pozo.

Los rayos gamma naturales no son sensitivos a la rugosidad y son moderadamente sensitivos a las alteraciones de los minerales. En algunas situaciones los registros de rayos gama son utilizados para indicar fracturas ya que la radioactividad de los minerales como el radio y el uranio pueden encontrarse depositados en fracturas en rocas como el granito. (Aguilera, 1979¹. Paillet, 1991⁶⁵⁻⁶⁶).

Registros acústicos convencionales frecuentemente presentan una respuesta a las fracturas relacionadas con efectos diferentes a la rugosidad. Al producirse un deceso abrupto de la velocidad de la onda acústica, se genera un pequeño salto en la línea del registro, el cual puede ser un indicativo de fractura. Los mas recientes sistemas de medición acústica, están diseñados de tal forma que pueden ignorar la alteración generada por las fracturas.

El registro convencional de caliper mide el diámetro promedio y es útil para detectar fracturas. Como se muestra en la Figura 38, las fracturas son generalmente asociadas con grandes anomalías *spikelike* en este tipo de registros. Estos *spike* representan el despostillamiento de la fractura durante la

perforación. La experiencia ha demostrado que los registros caliper muestran la profundidad donde existe la mayor probabilidad de encontrar una zona de fracturas. Sin embargo, los *spike* también pueden ser un efecto secundario relacionado con alteraciones y daños durante la perforación.

Una aplicación esquemática de la caracterización de fracturas con registros convencionales es ilustrada en la Figura 39; en esta ilustración se presentan anomalías en el registro caliper, las cuales son una indicación de fracturas (nivel "A", en la figura); y el registro de rayos gamma naturales indica un cambio en la litología después de los 46 metros (nivel "B", en la figura); El registro de neutrones muestra la respuesta asociada a una zona de fracturas (nivel "C", en la figura); También se muestra una anomalía en el registro de rayos gamma que puede ser asociado con concentraciones de radioisótopos en una de las fracturas (nivel "D", en la figura); Las anomalías eléctricas en las resistividades están asociadas con el agrandamiento del pozo, indicando la respuesta de un punto sencillo de resistencia (nivel "E", en la figura); los registros de resistencia señalan un mayor cambio a los 41 metros, donde existe la circulación de agua fresca por encima de la fractura, y saliendo agua subterránea salada de la parte profunda del pozo. Todos estos indicadores de fracturas pueden ser comparados con el registro **BHTV**, el cual muestra la intercepción de las fracturas en las paredes del pozo. La imagen del **BHTV**, muestra la orientación y el tamaño relativo de la fractura. Note la extensión a la cual los registros geofísicos responden a las más prominentes fracturas mostradas en el **BHTV**, y su poco éxito puede indicar muchas fracturas pequeñas y cerradas.

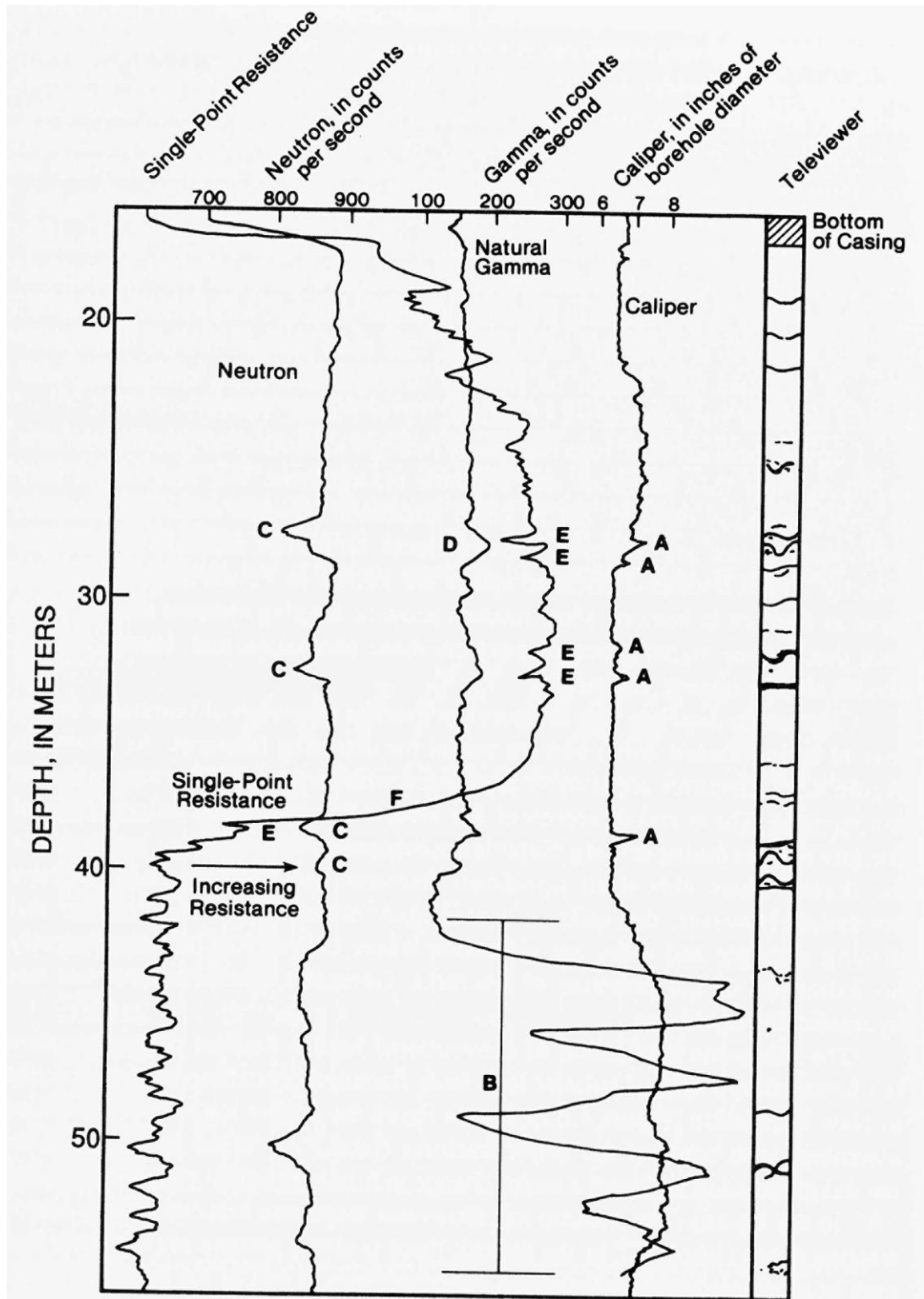


Figura 39. Ejemplo de registros convencionales (caliper, resistivos, de neutron y GR para un pozo en New Hampshire.

4. CONCLUSIONES

- Para la explotación de un yacimiento de una manera eficiente es necesario primero la caracterización del yacimiento, para poderlo explotar sin causar detrimento en su recobro.
- La caracterización exitosa de un yacimiento maximizará el recobro al mejorar las estrategias de producción, minimizará la perforación innecesaria de pozos, mejorará la predicción del comportamiento futuro del yacimiento y ayudará en el diseño de un sistema de recobro mejorado.
- Al detectar la doble porosidad se puede determinar los parámetros de las fracturas, de tal modo que se pueda incrementar el Factor de Recobro, haciendo que los esfuerzos permitan que las fracturas se abran en lugar que se cierren.
- La caracterización detallada de un yacimiento naturalmente fracturado solo puede ser lograda con la integración de las áreas geológica, petrofísica, perforación, producción y simulación de yacimientos.
- Como no en todos los pozos se dispone de todos los registros, y en la mayoría de los pozos antiguos solo se cuenta con registros viejos, es necesario escoger el método que más se ajuste al pozo, para la detección de doble porosidad.
- Ignorar los efectos de las fracturas naturales puede causar:
 - pérdida irreparable del factor de recobro,
 - patrones de recobro primario que son inadecuados para los patrones del recobro secundario,
 - ineficiente gasto de capital durante el desarrollo del campo,
 - perforación innecesaria de pozos
 - valoración inapropiada de las oportunidades económicas
- Es importante la correcta clasificación del tipo de fractura que se presenta en el yacimiento, ya que con esto:

- La correcta identificación del tipo de fractura es esencial para predecir la correcta orientación de la tendencia de fracturamiento en la zona y esto nos permite planear la dirección óptima de perforación y la construcción de un modelo realístico del yacimiento.
- Cada tipo de fractura presenta propiedades diferentes al flujo de fluidos.
- Ciertos tipos de fracturas se forman en un específico tipo de roca o en un específico ambiente geológico.
- Algunos tipos de fracturas presentan una particular distribución de tamaño, forma, y obedecen leyes particulares de densidad o distribución los cuales pueden ser usados para construir los modelos en 3D adecuados.
- La correcta terminología permite interactuar y evita confusiones con otras disciplinas.

5. RECOMENDACIONES

- Debido al potencial de almacenamiento y a la poca comprensión de los yacimientos con doble porosidad es necesario continuar con los estudios que ayuden a desarrollar metodologías tecnológicas para mejorar la productividad de este tipo de yacimientos.
- Este trabajo se puede tomar como punto de partida para la realización de futuros proyectos de pregrado y postgrado, tales como:
 - Metodología de caracterización estática y cuantitativa de yacimientos con doble porosidad.
 - Modelamiento de fluidos en yacimientos con doble porosidad.
 - Estado del arte de software ofrecidos por la industria para evaluación estática y dinámica de yacimientos con doble porosidad.
 - Caracterización y modelamiento para recobro secundario de yacimientos con doble porosidad.
 - Caracterización y modelamiento de yacimiento con doble porosidad, un caso colombiano.
- Crear grupo de investigación de yacimientos con doble porosidad.
- Realizar vínculos de transferencia de información tecnológica con otros grupos de investigación de yacimientos con doble porosidad.

BIBLIOGRAFIA

AGUILERA R. Naturally Fractured Reservoirs. 2nd edition. PennWell Publishing company. 1995.

ALLISON, M. y MORGAN, C. Increased Oil Production and Reserves from Improved Completion Techniques in the Bluebell Field, Uinta Basin, Utah. U.S. Department of Energy. Mayo 1996.

ANDERSON B, Bryant I. Oilfield Anisotropy: Its Origins and Electrical Characteristics. EN: Oilfield Review, October 1994; page 48-56.

ARMSTRONG, B y LEANY, S. The Promise of Elastic Anisotropy. EN: Oilfield Review. October 1994; page 36-47.

BATCHELOR, T y GUTMANIS, J. Hydrocarbon Production from Fractured Basement Formations. EN: Geosciences Limited, Version 8.

BECK, J. Et al. Reservoir Evaluation of Fractured Cretaceous Carbonates in South Texas. SPWLA Logging Symposium Transactions. 1977.

BENDECK OLIVELLA, J. Perfiles Eléctricos – Una Herramienta para la Evaluación de Formaciones. Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos del Petróleo. Santa fe de Bogota. 1992.

BIOT, M. Theory of Propagation of Elastic Waves in a Fluid – Saturated Porous Solid. Journal Acoustic Society American. Volume 28. 1956.

BRIE, A. Et al. New Directions in Sonic Logging. EN: Oilfield Review. Spring 1998; page 40 – 55.

BROWN II, P. A Review of the Well Log Normalization Process. EN: GPGN 519; April 2000.

_____ An Overview of the Vertical Seismic Profile (VSP) Technique. EN: GPGN 432; April 1999.

BURKE, J. Et al. The Litho-Porosity Crossplot. Transactions. 10th Annual Symposium of SPWLA. 1969.

CALDERA, J y TELLEZ CENTENO, G. Reservoirs Descriptions Help to Improve Stimulation Designs in Hot and Fissured Reservoirs in Mexico. EN: SPE 74417, International Petroleum Conference and Exhibition in VillaHermosa, Mexico; February 2002.

CASELL, B y AKHAR, M. The Value of Variations, Seismic-Anisotropy. EN: Middle East Well Evaluation Review. Number 18; 1997.

CASTAGNA, J. AVO Analysis – Tutorial and Review. Offset – Dependent Reflectivity. Theory and Practice of AVO Analysis. 1993.

CHILINGARIAN, G y MAZZULLO, S. Carbonate Fractured Reservoirs Parameters Estimation considering Multiple Block Size. EN: SPE 74387. International Petroleum Conference and Exhibition in VillaHermosa, Mexico; February 2002.

CHOWDHURY, T y DABIRI, G. Improving Dual-Porosity Simulation in the Naturally Spraberry Trend Area. EN: SPE. Naturally Fractured Reservoirs Conference in Oklahoma; June 2002.

CRAMPIN, S. Arguments for Extensive-Dilatancy Anisotropy (EDA). EN: Canadian Journal of Exploration Geophysics. Volume 29. Number 1; June 1993.

EVANS, R y GAUCHER, E. BoreHole Seismic: Supplying Answer to Fractured Reservoirs Questions. EN: SPE 58994. International Petroleum Conference and Exhibitions in Mexico; February 2000.

EVANS, R.D. y McGHEE, J. 1981, Characterization of fluid flow in naturally fractured reservoirs: U.S. Department of Energy, 53 p. [Available from National Technical Information Service, Springfield, VA 22161 as NTIS Report DOE/BC/10255-4.].

FETT, T. y HENDERSON, J. Fracture Evaluation in Horizontal Wells Using the Formation Microscanner (FMS) Imaging Device. Schlumberger. 1990.

GANZER, L. Simulating Fractured Reservoirs Using Adaptive Dual Continuum. EN: SPE 75233. Improved Oil Recovery Symposium in Tulsa; April 2002.

GIRARDI, A, y COHEN, M. Integrated Multidiscipline Approach Lead to a Recent Success in Naturally Fractured Reservoirs – The Macueta Experience. EN: SPE 75944. Gas Technology Symposium in Calgary, Canada; may 2002.

GLOVER, P. Formation Evaluation in MSc Course Notes. Chapter 5, Porosity; University of Tulsa.

GONCALVES, C. Lithologic Interpretation of Downhole Logging Data. EN: Proceedings of Ocean Drilling Program, Scientific Results, Volume 159.

GRAYSON, S. Production Logging Advances in Fractured Monterey. EN: SPE 76749. AAPG Pacific Section Joint Meeting in Alaska; Mayo 2002.

GUERREIRO, L. y COSTA SILVA, A. Integrated Reservoir Characterizations of a Fractured Carbonated Reservoirs. EN: SPE 58995. International Petroleum Conference in Mexico; 2000.

GUTIERREZ, M. y DVORKIN, J. Theoretical Rock Physics for Bypassed Oil Detection behind the Casing: La Cira – Infantas Oil Field. EN: The Leading Edge, February 2001.

HAZLETT, W. y SNOW, P. Integrated Development Plan for a Naturally–Fractured Gas-Bearing Granite Reservoirs. EN: SPE 63092. Annual Technical Conference in Dallas; October 2000.

HEFFLIN, J. Et al. Log Evaluation in the California Miocene Formation. SPE 6160, Presented at the 51st Annual Meeting of SPE of AIME. New Orleans. October 1976.

IWERE, F. y MORENO, J. Vug Characterization and Pore Volume Compressibility for Numerical Simulation of Vuggy and Fractured Carbonate Reservoirs. EN: SPE 74341. International Petroleum Conference in Mexico; 2002.

KASEMI, H. Pressure Transient Analysis of Fractured Reservoirs with Uniform Fractured Distribution. SPEJ. December 1969.

KATSUBE, T. y HUME J. Permeability Determination in Crystalline Rock by Standard Geophysical Logs. Geophysics, number 52. 1987.

KEAREY, P. y BROOKS, M. Fracture Detection in a Carbonate Reservoir using a Variety of Seismic Methods. Geoscience texts, Volume 4. Blackwell Scientific Publications. 1984.

KEY, W.S. Borehole Geophysics in Igneous and Metamorphic Rocks. 20th Annual Logging Symposium Transactions. Houston, Texas. SPWLA. 1979.

KULANDER, B. R. Et al. Fractured Core Analysis: Interpretation, Logging, and the Use of Natural and Induced Fractures in Core. 1990.

LABAT, C y DOGHMI, M. Image-Dip Calculation Using New Generation LWD Density – Porosity Tools. EN: SPE 74370. International Petroleum Conference in Mexico. 2002.

LANDES, K. Petroleum Geology. 2ed John Wiley and Sons Inc. 1959.

LEFEBVRE DU PREV, E y BOSSIE-CODREANU, D. Simulation Numerique de L'Exploitation des Reservoirs Fissures. Proceedings 9th World Petroleum Congress. Tokio, 1975.

LINER, C. Tutorial: Concepts of Normal and Dip MoveOut. Department of Geosciences, University of Tulsa; May 1999.

LIU, X. y SRINIVASAN, S. Geological Characterization of Naturally Fractured Using Multiple Point Geostatistics. EN: SPE 75246. Improve Oil Recovery Symposium in Tulsa; 2002.

LUCIA, F. Carbonate Reservoir Characterization. SpringerVerlag Berlin Heidelberg. 1999.

MacBETH, C. Et al. Processing of a Nine-Component near-offset VSP for Seismic Anisotropy. EN: Geophysics, Volume 62, Number 2, 1997; page 676-689.

MacBETH, C. Using P-Wave data to Distinguish Gas from Water in Fractures. EN: Society of Exploration Geophysicists, Edinburgh, United Kingdom.

MAJER, E. et al. Application of Resolution Seismic Imaging Methods for Fracture Quantification. Federal Energy Technology Center.

MASTERS, I y PAO, W. Coupling Temperature to a Double - Porosity Model of Deformable Porous Media. EN: International Journal for Numerical Methods in Engineering, volume 49, 2000.

McDONALD, P y LORENZ, J. Fracture Characterization Based on Horizontal Core from Spraberry Trend Reservoirs. EN: SPE 38664. Annual Technical Conference in San Antonio, Texas; October 1997.

MOHAGHEGH, S y RICHARSON, M. Virtual Magnetic Imaging Log: Generation of Synthetic MRI Logs from Conventional Well Logs. EN: SPE 51075. Eastern Regional Meeting in Pittsburgh, November 1998.

MORRIS, R. Et al. The Use of Compressional and Shear Acoustric Amplitude for the Location of Fractures. Journal Petroleum Technology. June 1964.

MYUNG, J. Fracture Investigation of the Devonian Shale Using Geophysical Well Logging Techniques. Proceeding Appalachian Petroleum Geology Symposium, Morgantown, West Virginian. March 1976.

NAKASHIMA, T y SATO, K. Effective Permeability Estimation for Modeling Naturally Fractured Reservoirs. EN: SPE 68124. Middle East Oil Show in Bahrain, March 2001.

NAKASHIMA, T y SATO, K. Effective Permeability Estimation for Simulation of Naturally Fractured Reservoirs. EN: SPE 64286. Asia Pacific Oil and Gas Conference in Brisbane, Australia; October 2000.

NATURALLY Fractures Spraberry Formation. Reservoirs Characterization, Chapter 1.

NELSON, R. AAPG Fractured Reservoirs School Notes; Great Falls, Montana (1982-1994).

_____ An Approach to Evaluating Fractured Reservoirs; Journal of Petroleum Technology, September 1982 Page 2167-2170.

_____ Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs; Gulf Publishing company, Houston, Texas 1985.

_____ Natural Fracture Systems: Description and Classification; Bulletin AAPG 1979, Volume 63, Number 12 Page 2214-2221.

_____ Significance of Fracture Set Associated with Stylolite Zones; Bulletin AAPG 1981, Volume 65, Number 11.

PAAUWE, E. Fracture Analysis. Geological Applications of Dipmeter and Borehole Imaging. Schlumberger of Canada Short Course. 1994.

PAILLET, F. Borehole Acoustic Applications in Rock Mechanics. Proceedings of the 26th U.S. Symposium on Rock Mechanics, Rotterdam. 1985.

PAILLET, F. Et al. BoreHole Imaging. SPWLA Reprint Series,. Houston, Texas. 1990.

_____ Acoustic Characterization of Fracture Permeability at Chalk River. Geotechnical Journal. 1983.

PEÑUELA, G y CIVAN, F. Time-Dependent Shape Factors for Interporosity Flow in Naturally Fractured Reservoirs. EN: SPE 75524. Gas Technology Symposium in Calgary, Canada; May 2002.

PEÑUELA, G. y ORDOÑEZ, A. Conceptos Importantes en Análisis de los Yacimientos Naturalmente Fracturados. ECOPETROL – ICP y Universidad de Oklahoma.

PEREZ, M. Et al. Fracture Detection in a Carbonate Reservoirs using a Variety of Seismic Methods. Geophysics 64, Number 4. 1999.

PEREZ, M. y GIBSON, R. Detection of Fracture Orientation from Azimuthal Variation of P-wave AVO Responses. Geophysics 64, Number 4. 1999.

PICKETT, G Y REYNOLDS E. Evaluation of Fractured Reservoirs. Society of Petroleum Engineers Journal. March 1969.

PIRAK – NOLTE, I. The Seismic Response of Fractures and the Interrelations Among Fractures Properties. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. Volume 33. Number 8. 1996. Page 785-802.

PUTRA, E y SCHECHTER, D. Reservoirs Simulation of a Waterflood Pilot in the Naturally Fractured Spraberry Trend. EN: SPE 54336. Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition in Jakarta, Indonesia; April 1999.

_____ Use of Experimental and Simulation Results for Estimating Critical and Optimum Water Injections Rates in Naturally Fractured Reservoirs. Annual Technical Conference and Exhibition in Houston, Texas; October 1999.

QUENES, A y HARTLEY, L. Integrated Fractured Reservoirs Modeling Using both Discrete and Continuum Approaches. EN: SPE 62939. Annual Technical Conference in Dallas; October 2000.

RODRIGUEZ R y HEBER CINCO L. Fractured Reservoirs Parameters Estimation considering Multiple Block Size. EN: SPE 74387. International Petroleum Conference and Exhibition in VillaHermosa, Mexico; February 2002.

RUGER, A. P-Wave Reflection Coefficients for transversely Isotropic Models with Vertical and Horizontal Axis of Symmetry. Geophysics 62, Number 3. 1997.

SATO, K. Productivity of Horizontal Sinks in the Presence of Distributed Fractures. EN: SPE 38339. Annual Technical Conference in San Antonio, Texas; October 1997.

SAVASTA, O. Et al. Estudios de Anisotropía Sísmica en Geofísica de Exploración y Producción. EN: Visión Tecnológica, PDVSA. Volumen 8, Numero 1; 2000.

SCHECHTER, D y BANIK, A. Integration of Petrophysical and Geological data with Open-Hole Logs for Identification of the Naturally Fractured Spraberry Pay Zones. EN: SPE 38913. Annual Technical Conference in San Antonio, Texas; October 1997.

SCHLUMBERGER. Interpretación de Perfiles. Fundamentos. Volumen I. 1972.

_____ Principios y aplicaciones de la interpretación de registros. Schlumberger Educational services.

SCOTT KEYS, W. y MacCARY L. Techniques of Water – Resource Investigations of the United States Geological Survey. Application of Borehole Geophysics to Water – Resource Investigations. Chapter E. 1985.

STEARNS, D y FRIEDMAN, M. Reservoirs in Fractured Rocks. EN: AAPG Memoir, 1972. Page 82-106.

STEARNS, D. Certain Aspects of Fracture in Naturally Deformed Rock. EN: NSF Advanced Sciences Seminar in Rock Mechanics. Massachusetts; 1997. Page 97-118.

TIMKO, D. A Case Against Oils Muds. The Log Analyst. November 1966.

ULEBERG, K y KEPPLER, J. Dual Porosity, Dual Permeability Formulation for Fractured Reservoirs Simulation. Norwegian University of Science and Technology (NTNU).

VASQUEZ, M y CARMONA, H. ¿Qué es la Anisotropía?. EN: Gaceta Geológica, Volumen 4, Numero 3; Diciembre 2000.

WARREN, J y ROOT, P. The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs. SPEJ. September 1963.

YANG LI, X. Fractured Detection using Azimuthal Variation of P-Wave MoveOut from Orthogonal Seismic Survey Lines. EN: Geophysics volume 64, number 4, August 1999.

YANG LI, X. y MULLER, M. Carbonate Seismology. Chapter 14: Case Studies of Multicomponent Seismic Data for Fracture Characterization: Austin Chalk Examples. 1997.

ANEXOS

REGISTRO	Factores que afectan lecturas	Aplicaciones	Comentarios
Registro o tipo de registro.	Factores que afectan las lecturas del registro.	Usos y aplicaciones del registro	Comentario al respecto del uso del registro ante la presencia de fracturas.
Sonico - acústico	Alteraciones de la formación. Compactación. Diámetro. Inclinación de la herramienta. Litología. Porosidad secundaria. Presencia de gas. Presencia Shale. Rugosidad del pozo. Skin. Tipo de fluido.	Registro de porosidad. Registro de pseudo-densidad. Determinación de litología. Presiones anormales.	El tiempo de tránsito de una formación depende de su litología y su porosidad. La variación de la amplitud, tiempo de tránsito y frecuencia de las ondas, permite determinar la densidad y porosidad de las fracturas. Al producirse un deceso abrupto de la velocidad de la onda acústica, se genera un pequeño salto en la línea del registro, el cual puede ser un indicativo de fractura.
Densidad Variable.	Diámetro del pozo. Espaciamiento entre receptor-transmisor. Inclinación de la herramienta. Rugosidad del agujero. Tamaño del pozo.	Medición de la densidad de la formación. Determinación de porosidad. Determinación de gas. Densidad de los hidrocarburos. Propiedades mecánicas de las rocas.	Cambios repentinos, zonas borrosas, formas en V invertidas, sugieren interfaces de diferentes impedancias acústicas las cuales pueden ser debido a fracturas abiertas.
BHTV	Barita en el lodo. Densidad del lodo. Diámetro del pozo. Inclinación de la herramienta.	Investigación de fracturas. Análisis de tensión in-situ. Evaluación estructural. Determinación de forma y tamaño del pozo. Daños del Casing.	Se puede hallar: Densidad de fracturamiento. Orientación y ángulo de fracturas. Las fracturas verticales se presentan como líneas rectas y las fracturas con inclinación se presentan como líneas sinusoidales.
FMS	Diámetro del pozo. Desviación de la herramienta. Rugosidad del pozo. Resultado pobre en formaciones muy resistivas. Necesita lodos conductivos. Incompleto cubrimiento azimuthal del pozo.	Determinación estructural y estratigráfica. Correlación de profundidades. Análisis de ambientes de depositación. Caracterización de fracturas (Morfología, tipo y orientación). Análisis de fracturas (Abertura, porosidad y densidad de las fracturas)	Puede distinguir entre fracturas abiertas y cerradas. Indicación visual de los sedimentos y de las fracturas. Las fracturas verticales se presentan como líneas rectas y las fracturas con inclinación se presentan como líneas sinusoidales.

REGISTRO	Factores que afectan lecturas	Aplicaciones	Comentarios
Registro o tipo de registro.	Factores que afectan las lecturas del registro.	Usos y aplicaciones del registro	Comentario al respecto del uso del registro ante la presencia de fracturas.
Neutrones	Litología. Presencia de Shales. Presencia de agua salinas y de hidrocarburos.	Determinación de porosidad (leen porosidades totales). Identificación de la litología. Análisis del contenido de arcilla. Detección del gas.	Hay que hacer correcciones para litología y parámetros del pozo (diámetro. rugosidad).
Litho - densidad	Mal estado del pozo. Litología. Presencia de arcilla.	Densidad de la formación. Determinación de porosidad. Identificación de minerales. Litologías complejas. Determinación de gas. Determinación del rendimiento de lutitas	El factor fotoeléctrico (P_e) responde principalmente a la matriz (Litología). La medición de densidad (ρ_B) responde principalmente a la porosidad. Los registros de densidad leen porosidad total. En el caso de que el lodo de perforación contenga barita, el perfil LDT, puede indicar la presencia de fracturas abiertas. La barita tiene un numero atómico efectivo alto lo que implica que su sección fotoeléctrica es muy grande. Al introducirse el lodo en la fractura origina un aumento en el valor de P_e registrado por la herramienta.
Densidad compensado	Rugosidad del pozo. Torta del lodo.	Medición de la densidad de la formación. Determinación de porosidad. Determinación de gas. Factor fotoeléctrico de la formación. Densidad de los hidrocarburos.	La curva responde normalmente a la rugosidad de las paredes del pozo y al espesor del filtrado, pero también a una fractura llena de fluido (particularmente cuando los bordes de la fractura han sido despostillados durante el proceso de perforación). Una curva ΔP activa errática puede entonces indicar fracturas cuando el pozo está calibrado. Una desventaja de este método es que este puede indicar la presencia de fracturas, solamente en un lado de la cara del pozo, perdiendo la posibilidad de detectarlas al otro lado.