

CAPÍTULO 4. METODOLOGÍAS Y EQUIPO PARA LA EVALUACIÓN DE LAS FRACTURAS.

La complejidad de los yacimientos de hidrocarburos y de acuíferos naturalmente fracturados, hace que su estudio sea más complicado que el de los yacimientos convencionales, por lo que para tales fines se ha desarrollado el proceso de caracterización, proceso con el cual la industria se ha perfeccionado, auxiliándose con la elaboración de secuencias o procedimientos de estudio y trabajo particulares, que comienzan generalmente en una primera fase con la cuantificación e interpretación del origen del sistema de fracturamiento presentes en alguna área geográfica o sitio a explorar, esta interpretación aporta certidumbre en la predicción de la geometría y distribución de las fracturas.

Una segunda fase de estudio involucra la determinación por separado de las propiedades petrofísicas en las rocas del subsuelo, que controlan los sistemas del flujo de los fluidos en la porosidad primaria, esto nos permite realizar predicciones de algunos factores que son variables dentro de los yacimientos, los cuales están relacionados con la profundidad, posición estructural y las relaciones entre los sistemas de flujo dentro de la porosidad primaria o secundaria en las fracturas; pudiéndose presentar cambios laterales o verticales debidos a condiciones ambientales como caída en la presión de poro, gradiente térmico y dirección del fluido.

Como tercer paso, se analiza la interacción del cruce de flujos con el modelado de los sistemas, tanto de la matriz como de las fracturas y esto se evalúa para estimar el total de los volúmenes de reservas recuperables del yacimiento.

La última fase de estudio involucra la clasificación del tipo de yacimiento bajo las bases de las propiedades del yacimiento y del sistema de fracturamiento que este provee, (Bratton T, 2006).

Se ha comprobado que al desarrollar esta metodología, caracterizando los sistemas de fracturamiento más relevantes, se han podido delinear y anticipar potenciales problemas de producción de agua y de hidrocarburos.

El origen del sistema de fracturamiento es postulado con base en la toma de datos in-situ respecto a las características físicas y espaciales de las fracturas, como son: profundidad, morfología, rumbo, echado, abundancia relativa y relación angular.

Estos datos pueden ser obtenidos de afloramientos o núcleos completos, orientados o convencionales. También son utilizados los dispositivos de cámara y video dentro del pozo y algunas herramientas menos directas, como serian la interpretación del procesado de datos sísmicos, en especial de algunos atributos de las ondas sísmicas y de otras propiedades físicas de las rocas que se obtienen de la información proveniente de registros geofísicos de pozo que aportan datos muy valiosos, como ocurre con el registro de imagen de pared de pozo. El procesamiento consiste en la elección y posterior aplicación de los parámetros y algoritmos matemáticos que facilitan el tratamiento adecuado de los datos

sísmicos y geofísicos de pozos adquiridos en el campo (datos brutos), con el fin de obtener una configuración más aproximada sobre la distribución de las formas y propiedades de las rocas en el subsuelo, pudiéndose desarrollar secciones sísmicas de calidad en 2D, generando la posibilidad de crear un cubo sísmico con información en 3D, (Landmark Graphics Corporation, 2003). Los algoritmos matemáticos son aplicados para realizar la interpolación de la información obtenida de los registros geofísicos en pozos localizados a distancia y así generar una adecuada configuración del subsuelo.

Lo anterior se ha logrado con el uso de grandes bases de datos como la ORACLE acompañada por la asistencia de algún software generado por la industria para diferentes aplicaciones, como podrían ser (GeoProbe, Petroworks, Z-map, en plataforma Landmark Inc. o Petrell para Schlumberger)

4.1.- Caracterización de un sistema de fracturamiento.

El conocimiento de la orientación general de los sistemas de fracturas durante la planeación de los pozos aumenta significativamente la posibilidad de que algún pozo logre interceptar fracturas, lo cual representa un factor muy importante en el proceso de producción y recuperación de los hidrocarburos en la vida útil de un pozo (Monroy S. 2007). Al aplicar las nuevas metodologías y tecnologías para la caracterización de los sistemas de fracturamiento, es necesaria la consideración de los siguientes fundamentos y procedimientos para realizar una óptima clasificación del sistema de fracturamiento:

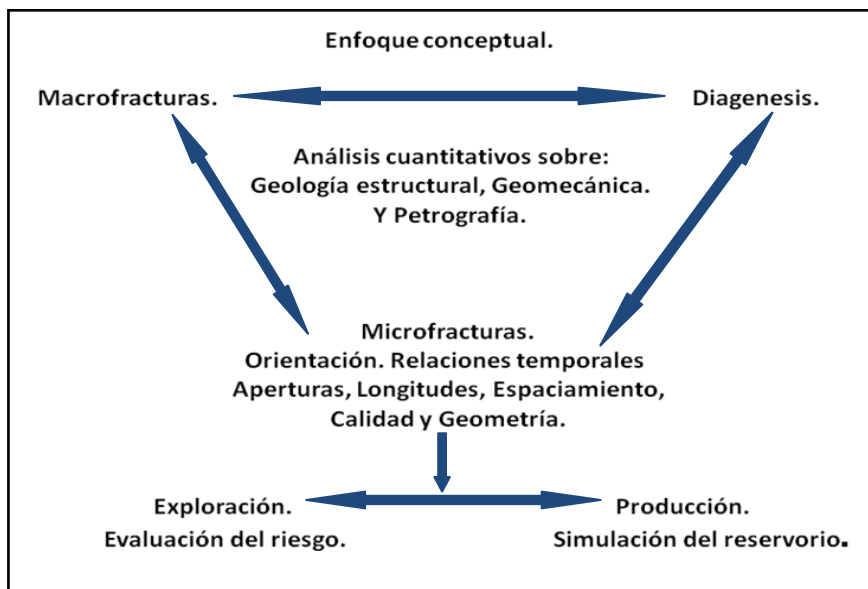
- + Aplicar un enfoque conceptual.
- + Muestreo de fracturas en el subsuelo.
- + Clasificación de fracturas.
- + Orientación de fracturas.
- + Calidad de fractura.
- + Escalamiento (Intensidad del fracturamiento).
- + Modelado del sistema de fracturas.
- + Discusión.

4.1.1.- Enfoque conceptual. Dentro de este concepto, se postula que a partir de estudios cuantitativos más detallados sobre el microfracturamiento, su transformación por los procesos día- genéticos y su relación con la geología estructural tanto local como regional, considerando el comportamiento geomecánico en el respectivo análisis petrográfico, es posible conocer cuál es la disposición espacial del microfracturamiento por medio de algunas características como son: orientación, relaciones temporales, apertura, longitud, espaciamiento, calidad y geometría. Esto nos permite dentro de la exploración tener una mejor valoración del riesgo geológico y dentro de la producción, poder realizar ciertas simulaciones del reservorio, cuadro 4.1.

Este concepto se enfoca al criterio de considerar que solo cuando se conozca muy bien como se encuentran las fracturas en la naturaleza, es decir en cómo medir y representar de forma cuantitativa y cualitativa las propiedades de un sistema fracturado; se podrán generar modelos matemáticos, que representen adecuadamente dicho sistema fracturado. Con estos modelos se puede predecir

correctamente el flujo de hidrocarburos. Para poder generar modelos matemáticos que representen adecuadamente un sistema fracturado, es necesario realizar modelos que puedan predecir correctamente el flujo de fluidos, lo cual se facilita aplicando un enfoque conceptual, del cual el cuadro siguiente representa los conceptos y metodologías aplicadas en este (Monroy S. 2007).

Cuadro 4.1.- Diagrama que muestra la finalidad y los conceptos del enfoque conceptual.



4.1.2.- Muestreo de fracturas. El tipo de información que se requiere acerca del fracturamiento corresponde principalmente a la necesidad de conocer lo más certeramente su distribución espacial, orientación, apertura, longitud, separación, relleno mineral, textura, porosidad, e interpretación del origen. Por lo que para obtener información más confiable y representativa es necesario apoyarse con diferentes técnicas para la obtención de la información en campo. Por lo cual se ha requerido de la implementación de un correcto uso de los sistemas de geoposicionamiento para determinar la localización geográfica, ópticos para tener control de la escala visual en que se trabaja y manuales para la extracción física de la muestra para poder observar las características del microfracturamiento en un análisis petrográfico.

Una metodología usual de trabajo consiste en clasificar las fracturas, establecer su espaciamiento, orientación (rumbo y echado), litología, espesor de capa fracturada y su posición dentro de una estructura masiva, llana o plegada (flanco o núcleo). Además, de analizar la relación temporal entre las diferentes familias y/o sistemas de fracturas, con base en la relación de corte en campo, (Narr, W. And Lerche. L, 1984).

4.1.2.1.- Fuentes de información sobre el fracturamiento. Como hemos mencionado anteriormente las fuentes de información sobre el fracturamiento provienen de los pozos de exploración y de afloramientos en superficie. Los principales problemas en la colección de datos de fracturamiento se mencionan en el cuadro 4.2.

Cuadro 4.2.- Comparación entre características del muestreo de fracturas en superficie y subsuelo.

SUBSUELO.	SUPERFICIE.
+ Procesos repetitivos. (Sobrepuestos). + Problemas de muestreo. + Problemas de escala. + Resolución sísmica.	+ Procesos repetitivos. (Sobrepuestos). + No existen problemas de muestreo. + No existen problemas de escala + Colección de datos restringido al tiempo.

Una consideración importante es tomar en cuenta que los estudios diagenéticos pueden resolver el problema de interpretar los procesos sobrepuestos relacionados con el sepultamiento, levantamiento, exhumación y erosión. Problemática por la cual se ha decidido estudiar los principales procesos que gobiernan el fracturamiento en la superficie y aplicar este conocimiento en el estudio del subsuelo donde los datos son escasos, pero con la consideración de que existe una relación análoga entre los procesos internos y externos de la corteza terrestre, esto nos permite realizar interpretaciones más congruentes (Monroy S. 2007).

4.1.2.2.- Consideraciones en el muestreo sobre afloramientos. Los afloramientos proveen abundante información sobre la historia diagenética y tectónica de las rocas en estudio y esta puede ser diferente en las rocas del subsuelo, sin embargo las metodologías y los resultados obtenidos en estudios de rocas en afloramientos tienen aplicabilidad en el subsuelo. La disponibilidad de los afloramientos permite calibrar las técnicas de detección y medición del fracturamiento permitiendo proponer postulados sobre el origen y evolución de los sistemas fracturados.

Una metodología de trabajo consiste en documentar el tipo de fractura, espaciamiento, orientación (rumbo y buzamiento), litología, espesor de capa fracturada y su posición dentro de la estructura de roca.

También se puede realizar la digitalización de las fracturas en la red estereográfica, ya sea manualmente o utilizando el software llamado estereonet. (M. Sanhueza, 2004), es otro software que existe en el mercado, esto permite analizar la relación espacial entre las diferentes familias y/o sistemas de fracturas, con base en la relación a nivel afloramiento y poder establecer su clasificación.

Para la interpretación correcta de las relaciones temporales entre el fracturamiento se puede utilizar el modelo de plegamiento de Price and Cosgrove (1992), mejorado por Peterson-Rodríguez (2001). Para la clasificación puede ser utilizada la realizada por Hancock (1985) y Stearns (1996); ambas se fundamentan en documentar el rumbo y echado de la capa plegada que contiene

a las fracturas para definir tres ejes a, b y c, los cuales son la base de la clasificación tanto de las fracturas de tensión como las de cizalla.

4.1.2.3.- Consideraciones en el muestreo del subsuelo. Generalmente la cantidad de fracturas en muestras de subsuelo es baja. Los pozos y las fracturas pueden estar en posición vertical y el espaciamiento entre fracturas es en general mucho mayor que el diámetro del pozo (Bratton T, 2006). Las características de las fracturas pueden cambiar entre capas, principalmente asociado a la diferencia de espesor, composición, y procesos de deformación a los cuales fueron expuestos cada capa o estrato, (figs. 4.1, 4.2). Aún si las fracturas son muestreadas, los datos pueden ser incompletos e inadecuados, por lo que se requiere una gran cantidad de datos para predecir el sistema de fracturas más allá del pozo. Esta problemática puede ser compensada con el empleo de un nuevo enfoque en el cual se considera lo siguiente:

+ El uso de la información de las microfrazuras como guía para la detección de las macrofracturas (fig. 4.1).

+ Utilización de nuevas metodologías y tecnologías como:

- Orientación de núcleos de pared (sidewall cores).
- Cátodoluminiscencia (CL) en microscopio electrónico (SEM).

+ Para la detección de las microfrazuras se emplea comúnmente algún instrumento para su observación como: lupa, microscopio estereoscópico, microscopio petrográfico y microscopio electrónico; para las macrofracturas la observación es a simple vista.

En el esquema de la figura 4.1, se ilustra la coincidencia entre las orientaciones de las microfrazuras, en diferentes estratos sedimentarios, las fracturas corresponden con tamaños que varían entre en tamaño de las microfrazuras con escalas de (μm -mm) con respecto a las macrofracturas con escales de (cm-m).

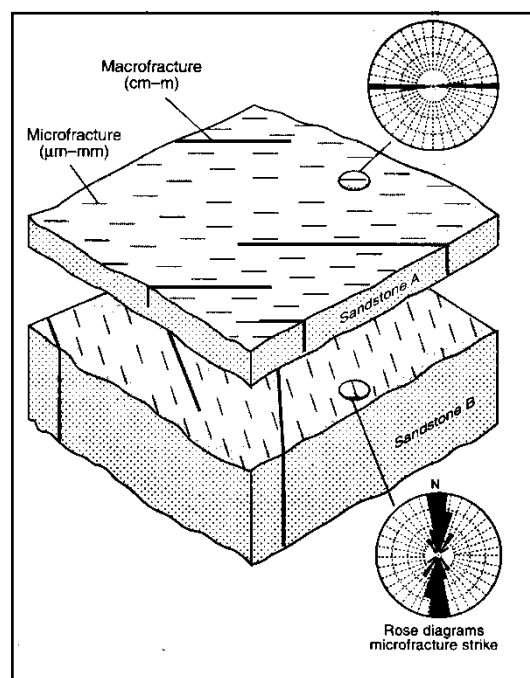


Figura. 4.1.- En el esquema se muestra la comparación del fracturamiento entre dos estratos diferentes (Tomado de: Price y Cosgrove, 1992).

La figura 4.2, muestra dos imágenes que comparan la intensidad del fracturamiento en capas de roca sedimentarias de diferente composición.

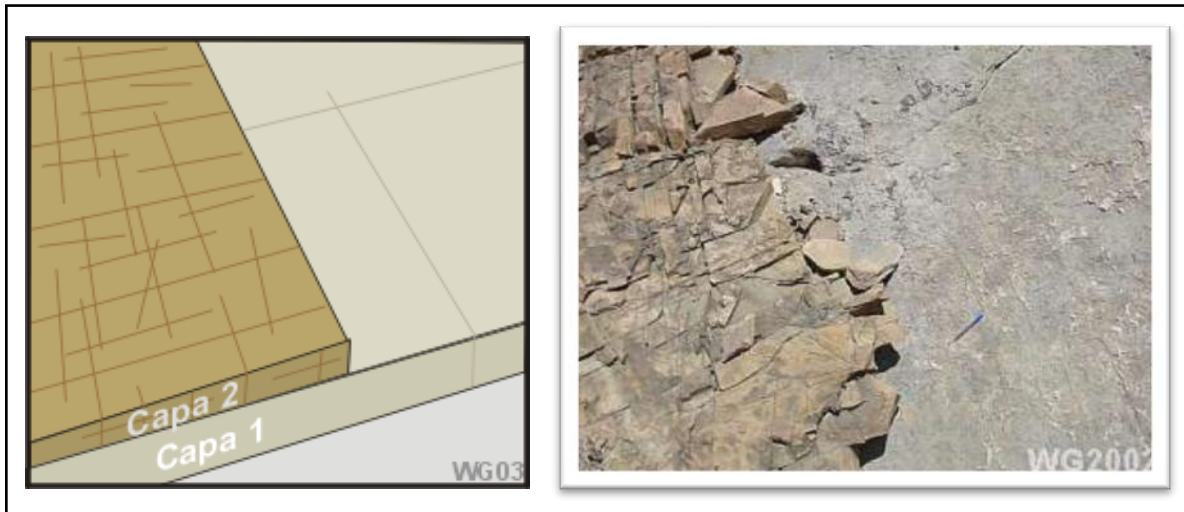


Fig.4.2.- Esquema y fotografía que representan la diferencia entre la intensidad de) fracturamiento entre capas (Tomado de <http://www.ucursos.cl/ingenieria2005/2/GL55/1m> Aterial_docente/objeto. Comportamiento frágil de la corteza, 2005).

4.1.2.4.- Introducción al estudio de los núcleos. Los datos de los núcleos obtenidos con muestras de roca recuperadas de una formación de interés juegan un papel vital en los programas de exploración, operaciones de complementación y reacondicionamiento de pozos, así como en la evaluación de estos y de los yacimientos. Estos datos los proporciona el análisis de núcleos lo que representa una evidencia positiva de la presencia de petróleo, la capacidad de almacenamiento de los fluidos del yacimiento (porosidad) y la capacidad y distribución del flujo (permeabilidad).

Durante la perforación de los pozos se suele adquirir información directa acerca de las características de las formaciones que se van atravesando, esto se puede hacer mediante la toma de núcleos, que no son más que muestras de roca extraída dentro de la tubería de perforación, donde se pueden realizar medidas directas de las características petrofísicas de la formación (Core Lab, 1973).

Existen, métodos indirectos que nos pueden llevar a inferir las características de las formaciones en la proximidad de los pozos; entre estos métodos se encuentran los registros eléctricos y las pruebas de formación. Los registros eléctricos, tales como: el de rayos gamma, SP (potencial espontáneo), resistividad, neutrones, densidad, nos proporcionan estimados indirectos de la calidad de la roca, porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos (agua, petróleo o gas).

Para la toma de núcleos de perforación se utilizan varias técnicas *importantes* entre ellas destaca la perforación con coronas saca-testigo o "núcleos" que es una técnica altamente especializada y avanzada, que permite obtener muestras intactas o inalteradas de núcleos o testigos tanto de roca como de suelo los cuales son recuperados por la acción rotativa de una corona diamantada que corta los materiales del subsuelo y que a su vez son alojados en un barril porta-testigo que sigue a la corona. Esta técnica requiere el uso de un flujo de agua

más aditivos especiales con el fin de refrigerar la herramienta o sarta de perforación y limpiar el pozo de toda impureza o recortes de perforación, estabilizar las paredes del pozo, etc.

Desde mapas elaborados por geólogos, pasando por la sísmica y hasta un análisis petrofísico detallado, el yacimiento es sometido a numerosas pruebas para determinar el comportamiento del mismo y proporcionar información fundamental, importante para lograr un desarrollo óptimo de este.

4.1.2.5.- Tipos de Núcleos. El análisis de núcleos se utiliza para la caracterización de yacimientos, con lo cual se permiten mejores predicciones de la explotación del yacimiento a partir de muestras de núcleo, para evaluar cualquier efecto perjudicial al exponer el yacimiento a fluidos extraños al perforar y para evitar o eliminar problemas de producción (Álvarez Caballero, 2004).

Los análisis de núcleos deben establecerse con tiempo en un programa de perforación. Igualmente deben considerarse los requerimientos de perforación, geología e ingeniería, ya que algunas veces son contradictorios. Los objetivos incluyen el método de muestreo, la selección del fluido de perforación, el manejo de los núcleos y el programa de las pruebas especiales que se practicarán en el análisis de núcleos.

A partir del análisis de los núcleos, se tienen un conjunto de datos muy valiosos para los diferentes especialistas relacionados con la ingeniería petrolera, geólogos ingenieros de perforación e ingenieros de yacimientos. Los geólogos y los ingenieros de yacimientos obtienen información sobre: litología, porosidad, permeabilidad, saturación aceite-gas y agua, interfaces aceite-agua, gas-aceite, rumbo y echado de las capas e información estructural sobre el fracturamiento.

Para los ingenieros de perforación, la mecánica de las rocas proporciona información más detallada a considerar en los futuros proyectos de perforación.

Para la elección de la profundidad de corte de núcleo, depende de varios factores entre ellos:

- Tipo de pozo: Exploratorio o de desarrollo.
- Tipo de información requerida: Geológica, yacimientos, perforación.

Para casos de pozos exploratorios, se requieren evaluar los horizontes que por correlación tienen posibilidades de ser productores. Se cortan de 1 a 2 núcleos por intervalo dependiendo del análisis de los primeros núcleos. Así mismo, se busca obtener información geológica adicional como: litología, textura, edad, depositación, planos de fractura, porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos.

Para el caso de pozos en desarrollo, la información requerida depende de los antecedentes de producción de pozos de correlación, sin embargo en general proporcionan información sobre: La distribución de porosidades y permeabilidades, las permeabilidades relativas, la saturación residual de aceite, la mojabilidad, el contacto agua aceite, la presión en el volumen poroso (Core Lab, 1973). Por lo general se corta un núcleo en cada una de las formaciones que

son productoras en los pozos de correlación. Existen dos métodos para cortar núcleos:

- Núcleos de fondo.
- Núcleos laterales (Pared del pozo).

La selección del método depende de varios factores, entre ellos: Profundidad del pozo, condiciones del agujero, costo de la operación. Porcentaje de recuperación. Las operaciones de fondo permiten la obtención de diferentes tipos de núcleos.

4.1.2.5.1.- Núcleos convencionales. Estos se obtienen una vez que se ha llegado a la profundidad deseada. Una vez en la superficie, el núcleo se recupera en el piso de perforación y el geólogo se encarga de describirlo, estudiarlo y guardarlo en forma orientada. Este método es adecuado cuando se tienen formaciones compactas.

4.1.2.5.2.- Núcleos encamisados. Si se desea cortar un núcleo en formaciones pobremente consolidadas utilizando la técnica convencional, la recuperación es inferior al 10%, por lo que son de longitud corta, y es preferible encamisar un núcleo en formaciones suaves, quebradizas o semiconsolidadas.

- El método consiste en cubrir el núcleo a medida que se corta, con una camisa de neopreno o de fibra de vidrio.

- La consolidación artificial del núcleo se lleva a cabo congelándolo o inyectándole gel plástico, posteriormente se transporta al laboratorio para su análisis.

4.1.2.5.3.- Núcleos orientados. Una de las ventajas de obtener núcleos en lugar de recortes, es que se pueden identificar estructuras diagenéticas y sedimentarias, el echado de los estratos, las fracturas y otras estructuras sedimentarias o diagenéticas. En un núcleo convencional, tal estimación es posible con una exactitud controlada por la inclinación del agujero nucleado. Cuando se desconoce la orientación horizontal del barril, el buzamiento y los echados verdaderos no se pueden estimar, además de que el buzamiento y los echados verdaderos de la estructura en diferentes partes del núcleo pueden desconocerse si el núcleo se rompe en esas partes.

Para conocer la orientación de la herramienta en el fondo del pozo, se instala un multishot en un lastrabarrena anti-magnético arriba del muestrero, el multishot se fija al barril interior, lo cual permite que permanezca estacionario con el barril cuando se corta el núcleo. Posteriormente se llevan a cabo las mediciones continuas de la instalación del agujero y de la orientación de la cara del barril, dentro del barril y después de la recuperación, la orientación del núcleo se realiza por medio de una zapata orientada fija al sujetador de núcleos (core cácher), este dispositivo contiene tres cuchillas que marcan ranuras de referencia alrededor del núcleo a medida que entra en el barril interior. Con la combinación de las mediciones del multishot, la velocidad de penetración y las marcas de orientación en el núcleo es posible orientar la muestra y obtener mediciones exactas de echado y buzamiento de las estructuras. Además, se pueden realizar análisis de mineralogía y de mecánica de rocas (Álvarez Caballero, 2004).

4.1.2.5.4.- Núcleos Presurizados. En las operaciones convencionales, las propiedades del núcleo cambian a medida que el núcleo viaja a la superficie, ya que ocurre declinación en la presión y en algún grado la temperatura; lo que se refleja en una liberación de los esfuerzos de la roca y con ello la modificación de la permeabilidad y porosidad absoluta y efectiva. La exudación y la expansión de gas modifican sustancialmente la saturación relativa de los fluidos (100 años de perforación en México. PEMEX, 2000).

Un núcleo presurizado permite obtener muestras que mantengan, lo más cerca de las condiciones originales, la composición y las propiedades representativas del yacimiento, una vez cortado el núcleo, se presuriza el barril por medios mecánicos en la parte superior e inferior de la herramienta, esto se realiza para mantener las condiciones originales y compensar los cambios de presión por enfriamiento, se tiene una cámara de (N₂) a presión regular, llegando a la superficie, el núcleo se congela por medio de hielo seco o nitrógeno líquido durante 12 horas. La desventaja de esta técnica es el costo.

4.1.2.5.5.- Núcleos de pared. Esta técnica se utiliza para recuperar pequeñas muestras de roca pertenecientes a las formaciones ya perforadas a una profundidad determinada. La pistola se baja con cable y se disparan las cámaras de recuperación, cada herramienta puede recuperar un promedio de 30 a 50 muestras a diferentes profundidades y paredes del agujero, por lo general, esta técnica se aplica una vez analizados los registros. El costo es bastante inferior y las mediciones realizadas a los núcleos de fondo, también pueden efectuarse a las muestras de pared.

4.1.2.6.- Factores que afectan los núcleos. Existen dos factores básicos que afectan los núcleos, estos son:

1. El lavado de la roca por medio de los fluidos que penetran durante la perforación, ya que durante la perforación existe un problema, dado por la penetración en la roca, ello provoca un desplazamiento de los fluidos originales (reducción del contenido de hidrocarburos e incremento del contenido de agua), lo que afecta agregando fluidos diferentes a los originales (Fig.4.3).

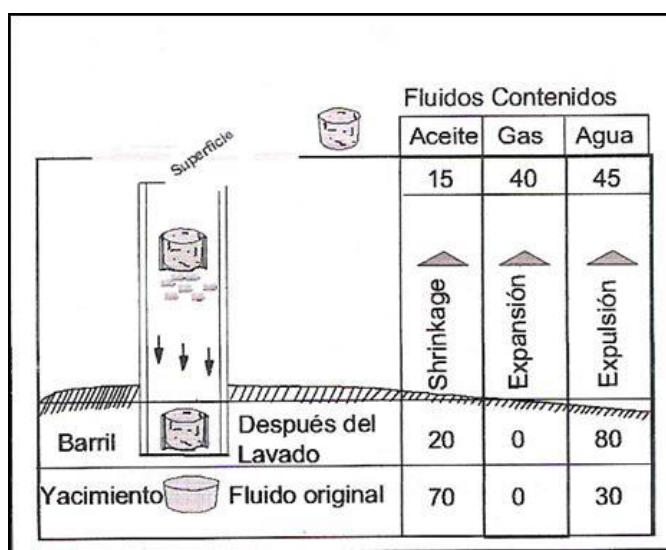


Fig. 4.3.- Ejemplos de cambios de saturación que se presentan en un núcleo desde su posición original hasta condiciones superficiales (Tomado de 100 años de perforación en México. PEMEX, 2000).

2. Los cambios de presión y temperatura instantáneos a los que son expuestos, ya que la presión y la temperatura son cambiadas bruscamente provocando un efecto durante la medición de la permeabilidad, porosidad y resistividad de la formación, el factor de cementación y el exponente de saturación.

A medida que se corta el núcleo, el lavado que ocasiona el filtrado del lodo reducirá la saturación del petróleo a la residual ocasionada por inyección de agua. Además a medida que el núcleo es subido a la superficie, el gas que contiene en solución escapará causando una contracción y pérdida del petróleo residual, por inyección de agua. Las saturaciones de agua medida en núcleos cortados con lodos a base de petróleo pueden ser verdaderas saturaciones de agua de los yacimientos para porciones del yacimiento por encima de la zona de transición agua-petróleo.

4.1.2.7.- Análisis convencional de la información proveniente de núcleos.

Existen diferentes tipos de análisis convencionales que se realizan para un estudio más detallado de los núcleos, tanto en campo como en laboratorio los más usuales son:

4.1.2.7.1.- Perfil de rayos gamma de superficie. Puede ser corrido tanto en sitio como en laboratorio, se utiliza para correlacionar con el perfil rayos gamma del pozo y ajustar las profundidades del núcleo, también ayudan a identificar los intervalos de núcleos y conocer litología en los casos de núcleos con mangas de goma o tubo plástico.

4.1.2.7.2.- Perfil rayos gamma espectral. Cumple el mismo objetivo de los rayos gamma, se obtienen las radiaciones individuales a los elementos de uranio, torio y potasio, lo cual ayuda a identificar los tipos de arcilla existentes en la formación y la capacidad de Intercambio de cationes.

4.1.2.7.3.- Densidad de granos. La densidad de granos se obtiene mediante la medición directa del volumen de granos con el porosímetro de helio y posteriormente se divide con respecto al peso de la muestra seca.

4.1.2.7.4.- Análisis Granulométricos. Este análisis se realiza en muestras de roca no consolidadas que pueden ser disgregadas, manteniendo la integridad de los granos, la muestra disgregada, limpia y seca se pasa por una serie de tamices de diferentes tamaños, para obtener la distribución de los tamaños de los granos. Esta información es muy importante en los diseños con empuje con grava.

4.1.2.7.5.- Análisis especiales de núcleos. Aunque los datos sobre porosidad, permeabilidad y contenido de fluido son importantes, se requieren también pruebas especiales de núcleos para calcular con exactitud el petróleo original en sitio y permitir calcular la eficiencia de la extracción de hidrocarburos por varios mecanismos de empuje. Estas pruebas especiales solo las mencionaremos y las principales son: Análisis de permeabilidad y porosidad con presión de sobrecarga, compresibilidad, humectabilidad, presión capilar, propiedad eléctrica.

Los Estudios de núcleo, son utilizados principalmente a obtener datos sobre porosidad, permeabilidad y contenido de fluido. Algunas de estas son: permeabilidad relativa agua-petróleo, pruebas de presión capilar, pruebas de drenaje y centrifugación (PEMEX, 2008).

4.1.2.8.- Descripciones de núcleos de roca. Las observaciones megascópicas de núcleos de roca recuperados son realizadas con herramientas auxiliares como son la lupa, el martillo, el ácido clorhídrico (diluido al 10%) y navaja; con ellos se describen: textura, fábrica, color, densidad, dureza, brillo, morfología, exfoliación (fracturamiento), tipos de minerales, etc. (Álvarez Caballero, 2004).

En las descripciones más detalladas, que requieren la utilización de equipo, se determina principalmente la textura, granulometría, composición de los granos y porcentajes, forma, redondez, clasificación, estructuras primarias, espesor, forma de estratos, geometría de los estratos, reconocimiento de capas, alternancia de litologías, ritmo en la sedimentación, polaridad de la secuencia, contenido fosilífero, estructuras diagenéticas, color al fresco y a la intemperie, grado de litificación, así como el grado y tipo de intemperismo; todo lo anterior para lograr una buena descripción del núcleo. Para realizar estos estudios, se realizan cortes longitudinales de los núcleos con un grosor de 1/3 del diámetro total del núcleo, éstos son pulidos con abrasivos muy finos y finalmente, se realiza un pulido a espejo con cada muestra (Fig.4.4).



Fig.4.4.- Cortes longitudinales de núcleos, (Tomado de Izquierdo M. G. y Paredes S. A, 2001).

Posteriormente se realiza el procesamiento digital, que consiste en reproducir la superficie pulida de cada muestra con un scanner a 1400 dpi (puntos por pulgada, ppp) del inglés dots per inch (DPI), la cual es una unidad de medida para resoluciones de impresión; el número de puntos individuales de tinta que una impresora o toner puede producir en un espacio lineal de una pulgada, en color. Después se calibra la imagen de cada muestra, para aplicar un filtrado de bordes y la ecualización de la imagen (fig.4.5), posteriormente se sectorizan las oquedades, fracturas y áreas de las muestras y finalmente, se cuantifican áreas, longitudes e intersecciones mediante un programa elaborado para tal fin (Izquierdo M. G. y Paredes S. A, 2001).

Por último el resultado se presenta en un formato digital que incluye datos de identificación de la muestra y un resumen que incluye: área de la muestra, área

de oquedades, área de fracturas, número total de fracturas, número de intersecciones, número de fracturas por área, número de intersecciones por fractura y número de intersecciones por área.

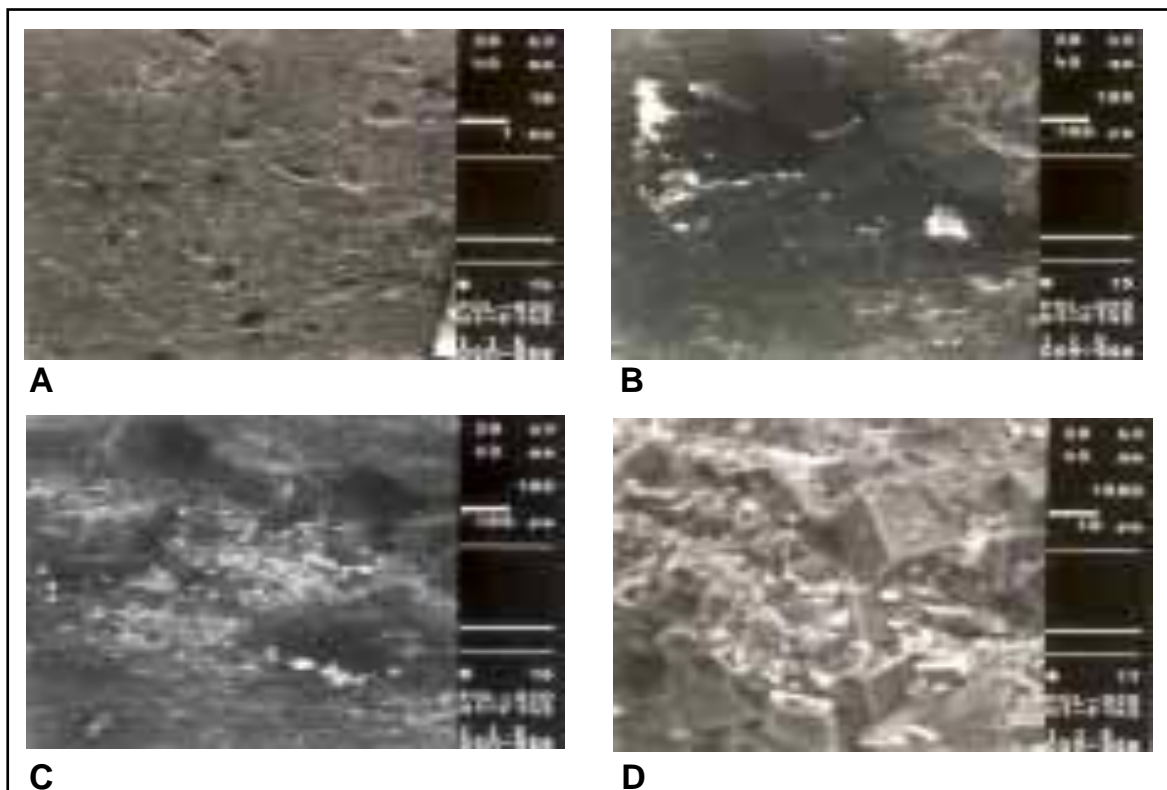


Fig. 4.5.- Micrografías de un corte longitudinal de núcleo, con un proceso de filtrado de bordes, tomado de la parte superior del Núcleo 1 del pozo Pol 92-D. (A) muestra total; (B) dolomita en oquedad; (C) oquedad rellena de dolomita; (D) Magnificación de los cristales de dolomita (Tomado de Izquierdo M. G. y Paredes S. A, 2001).

Posteriormente en este capítulo se muestra un ejemplo de la forma de presentación del análisis de microfracturamiento en cortes longitudinales de núcleos, con el objeto de ejemplificar la aplicación dentro de la metodología empleada en la caracterización geológica de núcleos obtenidos en la perforación de pozos petroleros.

4.1.2.8.1.- Análisis de fracturas. Para los análisis del fracturamiento en núcleos se han desarrollado variados instrumentos, algunos se mencionan en capítulos posteriores. Un instrumento el cual nos permite obtener directamente información acerca de la posición espacial de los planos de fracturamiento, es el goniómetro electromagnético (fig.4.6), el cual es operado por computadora para realizar análisis detallados de las características y orientación de las fracturas del núcleo.

Esta información obtenida se puede utilizar para planificar la producción de yacimientos fracturados, la exploración futura, así como para interpretar historia tectónica. Así también la información es usada en conjunto con estudios geológicos para determinar en forma precisa la dirección y ángulo del buzamiento de los planos de fractura tal como se muestra en los yacimientos; utilizando este método se puede generar un informe inmediatamente después de examinado el núcleo (Pemex, 2008).

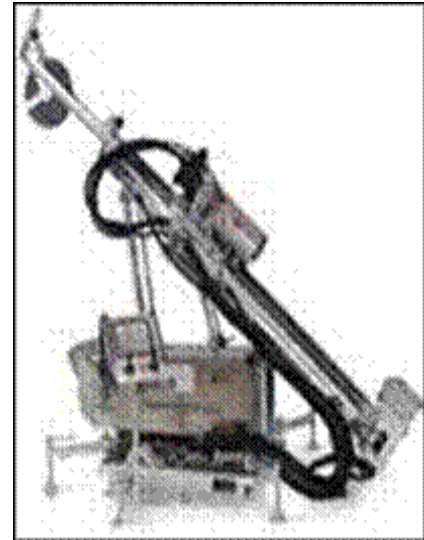


Figura 4.6.- Goniómetro, instrumento que permite determinar la orientación de las fracturas en los núcleos (Tomado de: www.answers.com/topic/goniometer, .2010).

El análisis de fracturamiento constituye una valiosa herramienta desarrollada para la definición y cuantificación de fracturas y microfracturas a partir de los núcleos, también el análisis de fracturas permite documentar la presencia de los diferentes sistemas de fracturas y conocer las características físicas de estas dentro de un intervalo nucleado.

Como ejemplo del procedimiento a seguir en el análisis de fracturamiento en un campo petrolero, en este trabajo mencionamos dentro de este capítulo y principalmente en el siguiente los yacimientos Ku Maloob Zapp, localizados en la sonda de Campeche.

Inicialmente en este tipo de análisis para obtener la orientación de las fracturas, la metodología a seguir es la siguiente. En primer lugar se procede a realizar la orientación del núcleo (fig. 4.7), se identifica su profundidad y se marca la Línea Maestra de Orientación, esta línea es trazada usando como referencia la estratificación de la formación con la ayuda del goniómetro (Pemex, 2008).

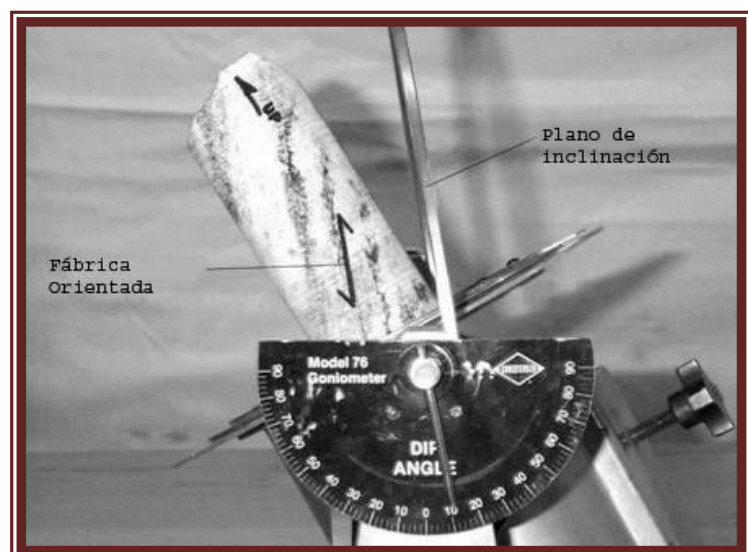


Figura 4.7 Goniómetro para fracturas orientadas en un núcleo (Tomada de http://www.Accudril.com/products_core.html,2008).

Posteriormente se procede a organizar físicamente al núcleo es decir, acomodar los fragmentos de acuerdo a la parte que pertenecen (Fig. 4.8).

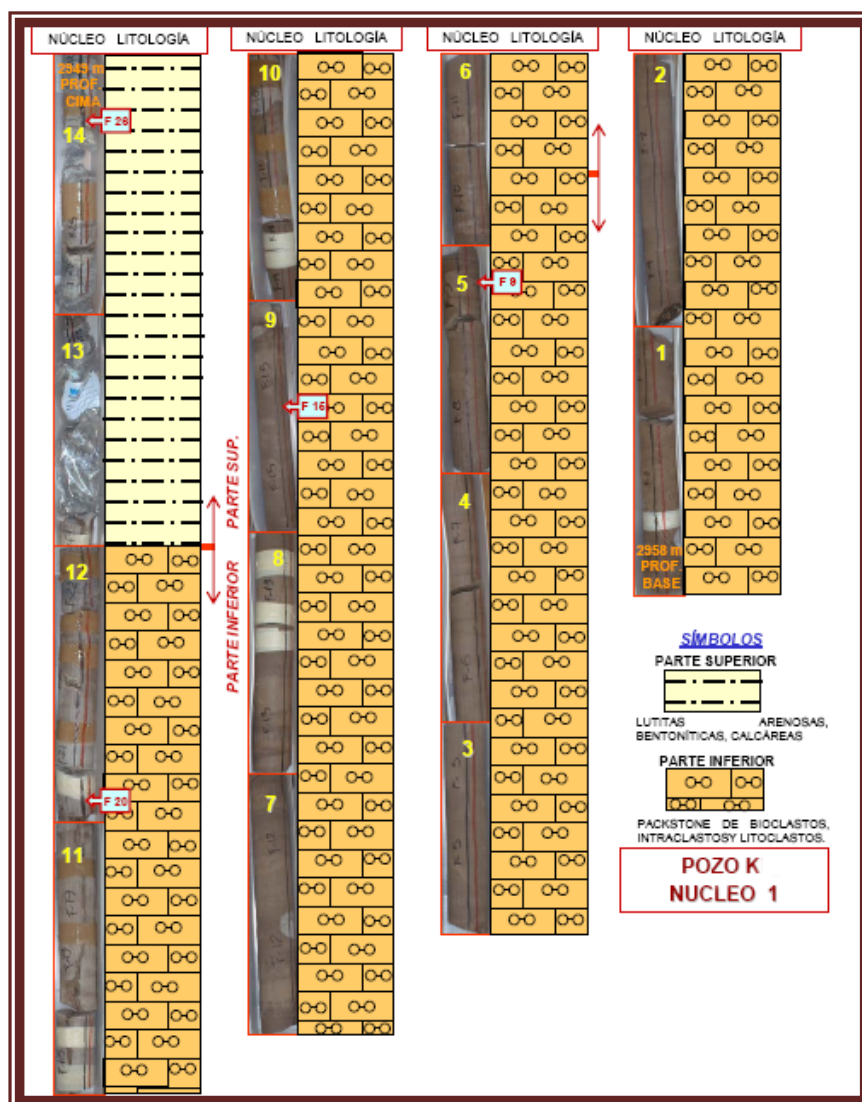


Figura 4.8. Intervalos de padecería de un núcleo del pozo K, núcleo 1 de la Sonda de Campeche (Pemex, 2008).

Después de medir los datos de las fracturas, estos son tabulados (Tabla. 4.3), en orden según la profundidad del tope de cada fractura, que además considera, el azimut de la inclinación de la fractura, su rumbo, la medida del ángulo de inclinación de la fractura, longitud vertical en centímetros, cuantas existen por unidad de área, el ancho medido de la fractura y el ancho efectivo de esta.

El ancho medido de la fractura es el ancho real a través de ella y el ancho efectivo de la fractura es la parte del ancho medido que está todavía abierto y por lo tanto es capaz de almacenar y permitir el flujo de hidrocarburos (Delgado R, 2006).

El ancho de cada fractura abierta es medido con un caliper digital, sin embargo, en las fracturas cerradas, rotas o mineralizadas no es posible medir con precisión el ancho efectivo. Sin embargo, estadísticamente se puede manejar que el ancho de las fracturas varía entre 0.01 mm y 0.04 mm, por lo que a todas las fracturas cerradas y rotas se les asigna un ancho efectivo de 0.01 mm., y para las fracturas completamente mineralizadas se asume que tienen un ancho efectivo de 0.001 mm, por lo que en estos casos la fractura tendrá una porosidad y permeabilidad limitada (Delgado R, 2006), en la tabla también se debe indicar el tipo de mineral que rellena las fracturas, el porcentaje aproximado de relleno en las mismas, el

Metodologías y equipo para la evaluación de las fracturas

tipo de roca en la cual se localiza, la presencia de cualquier rasgo estructural notable o impregnación de hidrocarburos, y el origen de la fractura.

TABLA 4.3. Datos obtenidos para 34 fracturas de un pozo del campo S en la Sonda de Campeche (Pemex, 2008).

<i>Estructura</i>	<i>Fluidos</i>	<i>Condición</i>	<i>Tipo de Mineral</i>	<i>Litología</i>	<i>Origen</i>
SP-Plano de Estratificación	D-O-Aceite crudo no productivo	B-Rota	ANH-Anhidrita	B-Boundstone	I-Inducida
DI-Difusa	OIL-Aceite	C-Cerrada	CAL-Caliza	CH-Pedernal	N-Natural
EE-En echelon	TAR-Brea	M-Mineralizada	CLY-Arcilla	Co-Conglomerado	P-Posiblemente Inducida
FL-Falla		O-Abierta	DOL-Dolomita	DI-Dolomia	
S-Sinuosa		V-De disolución	PYR-Pinta	G-Grainstone	
SH-Corte			QTZ-Cuarzo	Ig-igneo	
SL-Espejo de Falla				Ls-Caliza	
SN-Corte Normal				M-Mudstone	
SR-Corte Inverso				MI-Metamórfica	
				P-Packstone	
				Sh-Lutita	
				SH-Limolita	
				Ss-Arenisca	
				W-Wackestone	
				XI-Caliza Cristalina	
SH-Corte			QTZ-Cuarzo	Ig-igneo	
SL-Espejo de Falla				Ls-Caliza	
SN-Corte Normal				M-Mudstone	
SR-Corte Inverso				MI-Metamórfica	
				P-Packstone	
				Sh-Lutita	
				SH-Limolita	
				Ss-Arenisca	
				W-Wackestone	
				XI-Caliza Cristalina	

<i>Profundidad</i>	<i>Azimut de la Inclinación</i>	<i>Ángulo de Inclinación</i>	<i>Longitud Vertical (cm)</i>	<i>Ancho Horizontal Medido (mm)</i>	<i>Ancho Horizontal Efectivo (mm)</i>	<i>Estructura de la Fractura</i>	<i>Tipo de Fluído</i>	<i>Condición de la Fractura</i>	<i>Tipo de Mineral</i>	<i>Porcentaje de Relleno</i>	<i>Litología</i>	<i>Origen de la Fractura</i>
4848.54	117	87	5.3	1	0.001			M	CAL	100	Ls	N
4849.25	12	87	4.1	0.01	0.01			B	CAL	0	Ls	N
4849.46	92	89	28.3	0.5	0.01			B,M	CAL	80	Ls	N
4849.61	275	87	11.4	0.4	0.001			M	CAL	100	Ls	N
4849.68	172	85	2.2	0.5	0.001			M	CAL	100	Ls	N
4849.69	261	86	5.2	0.3	0.001	S		M	CAL	100	Ls	N
4849.78	11	82	2.8	0.01	0.01			B	CAL	0	Ls	N
4849.8	357	86	4	1	0.001	S		M	CAL	100	Ls	N
4849.81	82	80	3.1	0.7	0.001	DI		M	CAL	100	Ls	N
4849.86	215	26	2	0.15	0.15	DI	OIL	O		0	Ls	P
4850.08	144	80	7.7	0.01	0.01			B	CAL	0	Ls	N
4850.06	138	76	9.4	0.9	0.001			M	CAL	100	Ls	N
4849.81	9	77	1.1	1.1	0.001	DI		M	CAL	100	Ls	N
4850.44	145	81	7.3	0.01	0.01			B	CAL	0	Ls	N
4850.38	200	87	3.9	0.01	0.01			C		0	Ls	P
4850.86	148	78	2.1	0.01	0.01			B	CAL	0	Ls	N
4851.30	153	88	5.3	0.01	0.01			B	CAL	0	Ls	N
4851.6	142	76	6.6	0.8	0.001			M	CAL	90	Ls	N
4851.6	81	79	8.8	0.5	0.001			M	CAL	100	Ls	N
4851.68	145	79	4.1	0.01	0.01			B		0	Ls	N
4851.67	89	84	19	0.01	0.01			B	CAL	0	Ls	N
4851.91	269	85	17.9	1.1	0.001			M	CAL	100	Ls	N
4852.11	85	85	20.5	0.01	0.01			B	CAL	0	Ls	N
4852.21	255	90	8.2	0.01	0.01			B	CAL	0	Ls	N
4852.24	78	89	4.8	0.01	0.01			C		0	Ls	N
4851.18	266	83	3	1.2	0.001			M	CAL	100	Ls	N
4852.51	285	61	12	0.01	0.01			B	CAL	0	Ls	N
4852.71	234	62	3.1	0.01	0.01			C		0	Ls	N
4852.51	293	66	17.5	1.5	0.001			M	CAL	100	Ls	N
4852.50	274	69	12	0.6	0.001			M	CAL	100	Ls	N
4852.50	278	54	11.9	1.3	0.001			B,M	CAL	100	Ls	N
4852.97	77	83	17.6	0.01	0.01			B		0	Ls	N
4852.97	68	70	7.1	0.01	0.01			B		0	Ls	N
4852.91	72	77	8.8	1	0.001			M	CAL	100	Ls	N

Metodologías y equipo para la evaluación de las fracturas

Los datos de estratificación son tabulados de acuerdo a la profundidad donde se identificaron en el núcleo, la tabla está compuesta por los siguientes parámetros: el azimut del plano inclinado de estratificación, los grados de inclinación de ese plano, la morfología del plano, el tipo de estratificación y el contacto de la estratificación (TAB.4.4).

TABLA 4.4. Datos que corresponden a planos de estratificación para un pozo del campo S en la Sonda de Campeche (Pemex, 2008).

<i>Morfología</i>	<i>Tipo</i>	<i>Contacto</i>
DP-Planar Discontinua	CB-Estratificación Cruzada	ES Superficie Erosional
DW-Ondulada Discontinua	PB-Estratificación Planar	GC Contacto Gradual
PL-Planar	RB Estratificación Regional	SC Contacto Angular
W-Ondulada	SB Estratificación de Lutita	
	TB Estratificación Verdadera	

<i>Profundidad</i>	<i>Azimut de Inclinación</i>	<i>Angulo de Inclinación</i>	<i>Angulo de Inclinación Medido</i>	<i>Morfología</i>	<i>Tipo</i>	<i>Contacto</i>
4848.73	285	3	57	PL	RB	
4848.93	149	12	49	PL	RB	
4849.35	16	9	66	PL	RB	
4849.97	346	3	60	PL	RB	
4851.01	29	8	65	PL	RB	

También se presenta un diagrama denominado histograma de los ángulos de inclinación de las fracturas, esta gráfica caracteriza e ilustra la distribución de los ángulos de inclinación de las fracturas en porcentaje.

Esta información facilita la identificación de las diferentes familias de fracturas según el ángulo de inclinación y la frecuencia o abundancia sobre el resto de las fracturas del yacimiento. El histograma distribuye las fracturas de grupos de ángulos para cada 10°, (TAB. 4.5).

Angulo Corregido	No. Fracturas	Por ciento %	Por ciento Acumulado %
0-5	0	0	0
5-10	0	0	0
10-15	0	0	0
15-20	0	0	0
20-25	0	0	0
25-30	1	2.94	2.94
30-35	0	0	2.94
35-40	0	0	2.94
40-45	0	0	2.94
45-50	0	0	2.94
50-55	1	2.94	5.88
55-60	0	0	5.88
60-65	2	5.88	11.76
65-70	3	8.82	20.59
70-75	0	0	20.59
75-80	7	20.59	41.18
80-85	7	20.59	61.76
85-90	13	38.24	100
TOTAL	34	100	100

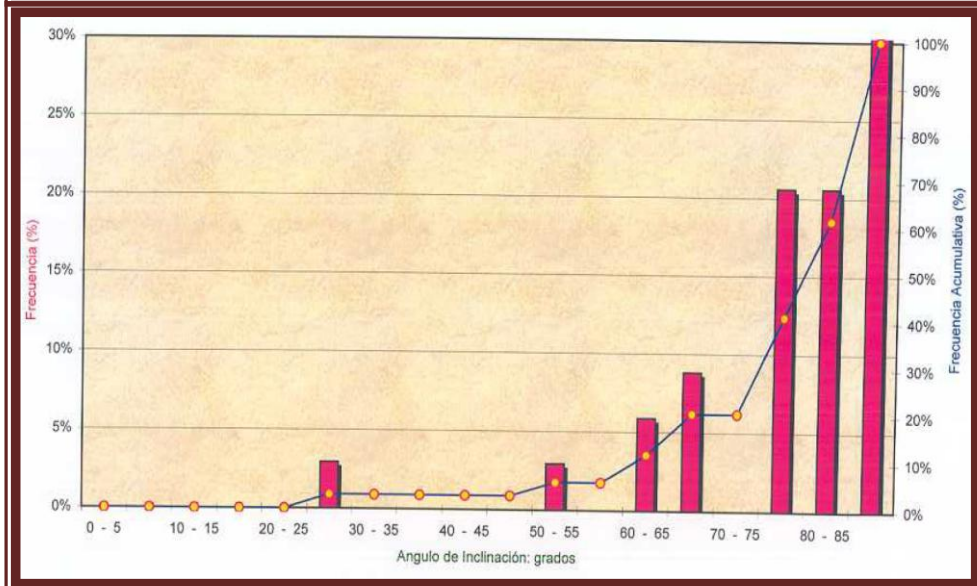


TABLA 4.5. Histograma de fracturas para un pozo del campo S en la Sonda de Campeche (Pemex, 2008)

Los resultados de análisis estereográfico (Fig. 4.9), permiten identificar ciertas características del fracturamiento como son la distribución, la orientación preferencial y la dirección de los esfuerzos que originaron a las fracturas.

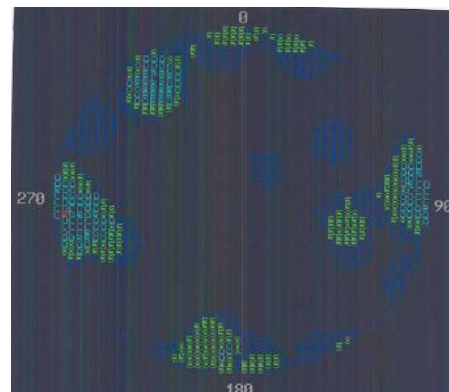


Figura 4.9.- Diagramas estereográficos y de fracturas (Pemex, 2008).

Los diagramas de roseta de fracturas (Fig. 4.10), por su parte identifican únicamente el rumbo preferencial de las familias de fracturas.

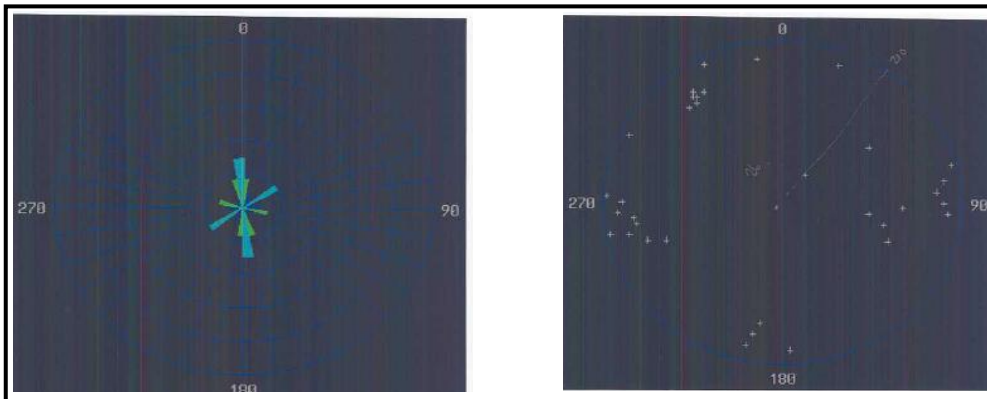


Figura 4.10.- Derecha diagrama de rosetas para el rumbo de fracturas, izquierda estereodiagramas de polos, para un total de 34 fracturas (Pemex, 2008).

En la figura 4.11 se muestra un mapa de direcciones preferenciales de fracturas medidas y rotadas en fragmentos de núcleos recuperados en la cima de la brecha productora en la Sonda de Campeche, y la cual es representativa de los yacimientos Ku Maloob Zapp, de los cuales se comentara con mayor detalle en el siguiente capítulo.

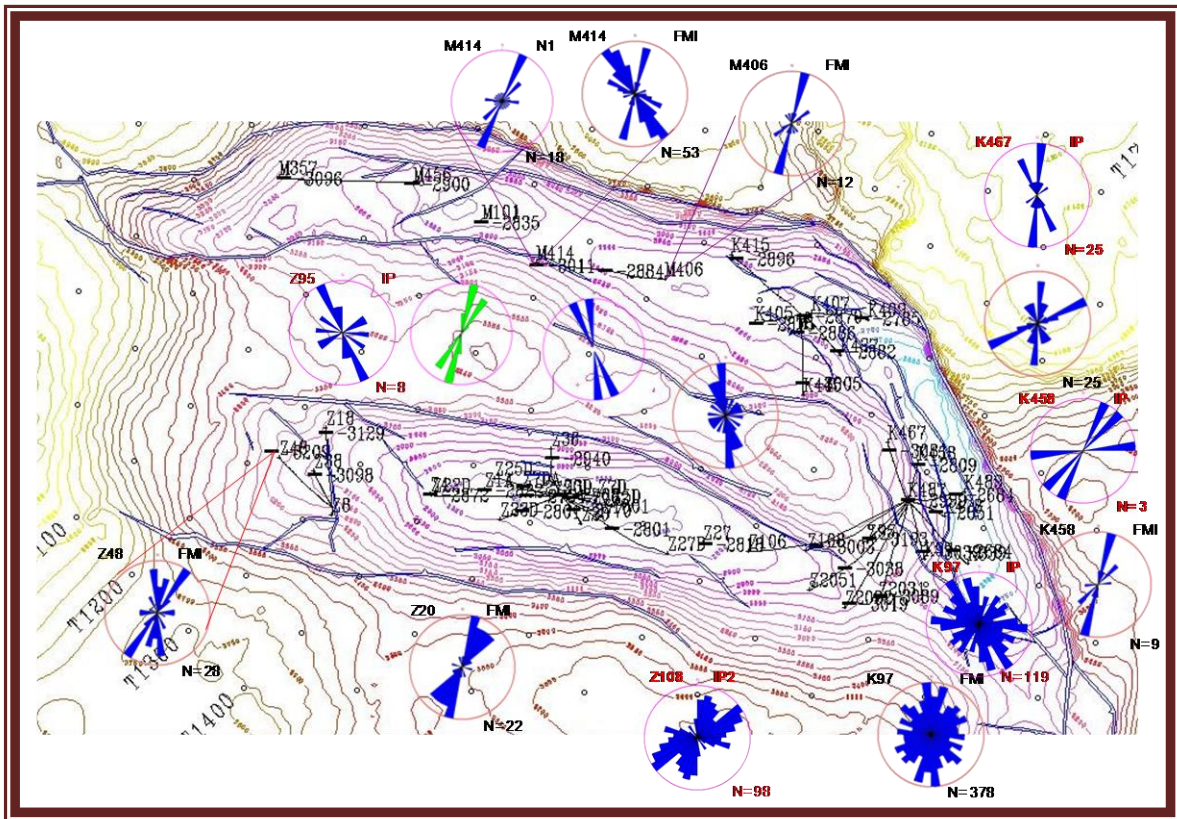


FIGURA 4.11. Mapa de direcciones preferenciales de fracturas medidas y rotadas en fragmentos de núcleos recuperados en la cima de brecha en la Sonda de Campeche (Pemex, 2008).

Es recomendable realizar análisis que permitan estudiar de manera microscópica a las fracturas, con la finalidad de interpretar si existió o no alguna migración de hidrocarburos previo a la cementación, esto ayuda a direccionar la búsqueda de hidrocarburos hacia otras áreas, que puedan tener posibilidades de contener hidrocarburos que sean susceptibles de explotar con rendimiento económico (Delgado R., 2006).

4.1.2.8.2.- Registro de la información proveniente de los núcleos de roca.

Generalmente la información básica requerida sobre cada muestra de núcleo es: Nombre del pozo, clave y número de núcleo, orientación, fragmento, profundidad, fracturas, longitud de las muestras, etc. Las observaciones megascópicas de núcleos de roca recuperados son realizadas con herramientas auxiliares como son la lupa, el martillo, el ácido clorhídrico (diluido al 10%) y navaja, con ellos se describen: textura, fábrica, color, densidad, dureza, brillo, morfología, exfoliación (fracturamiento), tipos de minerales, etc. (Álvarez Caballero, 2004). Esta información puede plasmarse en algún formato tipo el de la TAB 4.6.

TABLA 4.6. Formato de descripción integral de núcleos (Modificada de informe técnico PEMEX, 2008).

FORMATO DE DESCRIPCIÓN INTEGRAL DE NÚCLEOS	
1.- DATOS GENERALES	
FECHA:	DÍA, MES Y AÑO DE LA EXTRACCIÓN DE LA MUESTRA
POZO:	NOMBRE DEL CAMPO Y DEL POZO CORRESPONDIENTE
NUCLEO:	EL NÚMERO DE NÚCLEO CORTADO
INTERVALO:	MEDIDA POR LO REGULAR CON UN INTERVALO DE 9 m
RECUPERACION:	ES EL COCIENTE DE: (METROS CORTADOS/CORTE DE SARTA DE PERFORACIÓN)*100 Y SE REPRESENTA EN PORCENTAJE
TIPO DE LODO:	SEGUN EL QUE SE HALLA EMPLEADO EN EL CORTE
2.- DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA	
DESCRIPCIÓN DE COLOR, REDONDEZ DE LOS CLASTOS, TAMAÑO, MATRIZ, TEXTURA, ETC.	
3.- FAUNA	
DESCRIPCIÓN TAXONÓMICA DE LAS FACIES SEDIMENTARIAS	
EDAD:	EL FOSIL INDICE NOS INDICA ESTE PARAMETRO
4.- AMBIENTE	
DESCRIPCIÓN DE DEPOSITO SEDIMENTARIO	
5.- RASGOS DIAGENÉTICOS	
DESCRIPCIÓN DE LA GÉNESIS DE LA ROCA SEDIMENTARIA	
6.- POROSIDAD	
7.- CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA POROSO	
8.- FRACTURAS	
9.- ESTIOLITAS	
10.- PRESENCIA DE HIDROCARBUROS	
EN LOS INCISOS 6-11 DESCRIPCIÓN DE PARAMETROS ESTRUCTURALES EN LA ROCA	
11.- DESCRIPCIÓN:	NOMBRE DEL PETROGRAFO

En las descripciones más detalladas, que requieren de la utilización de equipo se determina principalmente la textura, granulometría, composición de los granos y porcentajes, forma, redondez, clasificación, estructuras primarias, espesor, forma de estratos, geometría de los estratos, reconocimiento de capas, alternancia de litologías, ritmo en la sedimentación, polaridad de la secuencia, contenido fosilífero, estructuras diagenéticas, color al fresco y a la intemperie, grado de litificación, así como el grado y tipo de intemperismo; todo lo anterior para lograr una buena descripción del núcleo. Para las muestras obtenidas en un núcleo de roca, su descripción de muestra de mano se apoya en un formato de descripción integrada de núcleos, tabla 4.6.

4.1.2.9.- Características distintivas entre microfracturas y macrofracturas. La dimensión del fracturamiento puede considerarse como función de las propiedades mecánicas y petrofísicas de los materiales pétreos (Monroy S. 2007), y las más distintivas se exponen en la tabla 4.7.

Tabla 4.7.- Comparación entre las características de las microfracturas y las macrofracturas.

CARACTERISTICA	MICROFRACTURAS	MACROFRACTURAS
-Abundancia relativa. -Probabilidad de muestreo -Calidad (porosidad de fractura) -Permeabilidad.	Mayor. Alto. Bajo-nulo. Bajo-nulo.	Menor. Bajo. Alto-moderado. Alto.

En la (fig. 4.12), se ilustra la relación en dimensión entre una macrofractura y un sistema de microfracturas que la cortan en un ángulo preferencial de 60 grados.

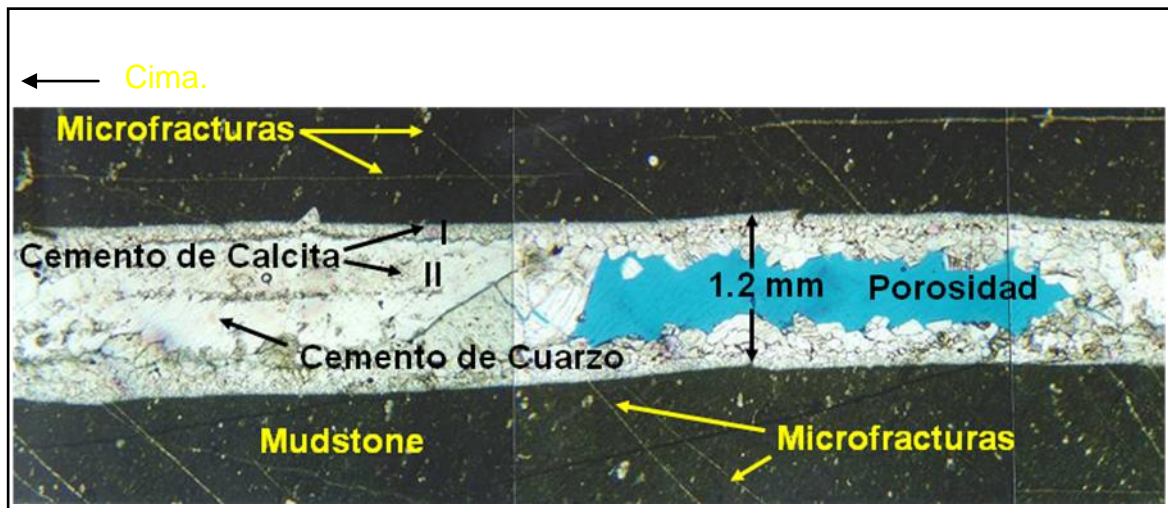


Fig. 4.12.- Comparación entre macrofracturas (cm-m) y microfracturas (μm -mm), con el uso de petrografía convencional (Monroy S. 2007).

Hay que tomar en cuenta que las microfracturas colaboran poco o nada a la permeabilidad del yacimiento, e Independientemente que las microfracturas y las macrofracturas pueden compartir:

- Historia diagenética (tipos de cemento, características de recristalización, relleno, etc.).
- Orientación (rumbo, azimut, echado, etc.)
- Relaciones temporales con otro tipo de estructuras (fracturas, estilolitos etc.)
- Se puede asumir que ambos tipos de fracturas, pueden formar parte de un mismo juego de fracturas.
- La orientación no es criterio suficiente debido a la dificultad de medir la orientación 3D de las microfracturas.

Entre otras cosas se ha podido comprobar que las microfracturas:

- Son más abundantes que las macrofracturas.
- Pueden ayudar a predecir de las macrofracturas:
 - + Orientación (Laubach, 1997).
 - + Abundancia (Marrett et. al.1999).
 - + Calidad (fractura abierta).
 - + Historia diagenética (Monroy et. al.2001).
- Las microfracturas y las macrofracturas están ligadas cuantitativamente.
- Si están presentes las Macrofracturas pueden aportar importante información sobre: Orientación, historia de cementación, presencia de hidrocarburos, tamaño mínimo de fractura abierta.

En la figura 4.13, se muestra la relación entre la dimensión y las características de porosidad entre las microfracturas y macrofracturas.

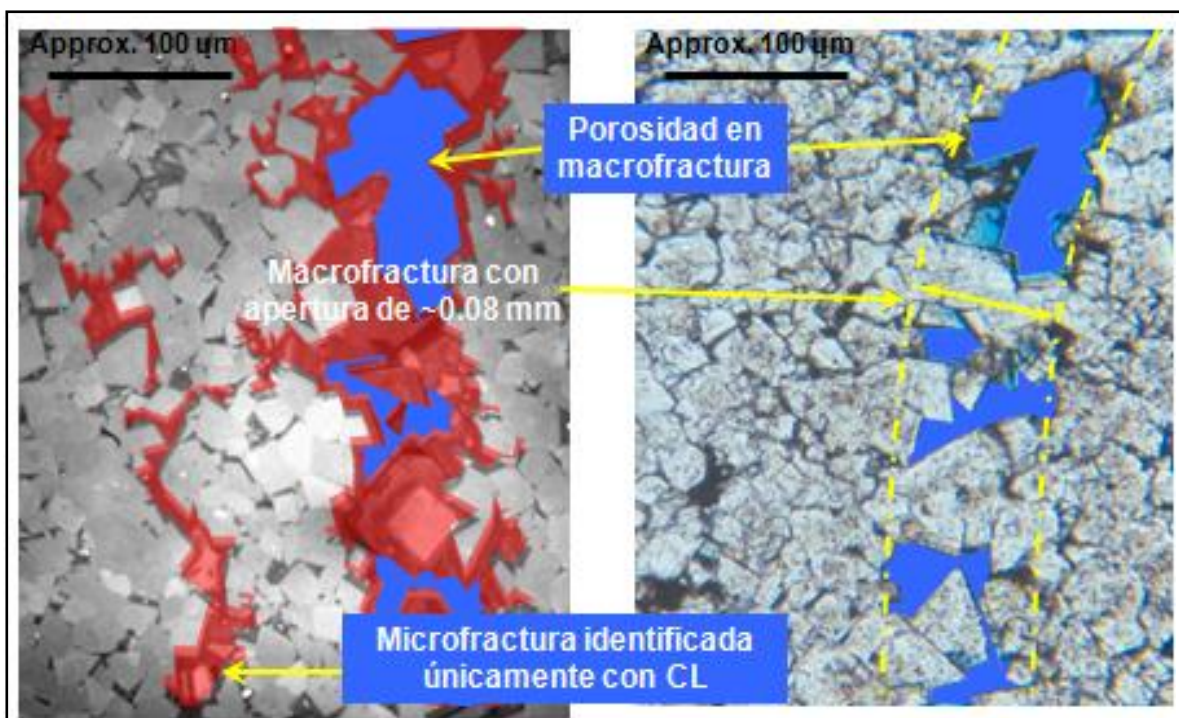


Fig.4.13- Microfracturas en dolomitas revaladas con el uso de SEM/CL. En una sección delgada vertical-Sidewell core de la Formación Ellenburger, Texas (Monroy S. 2007).

4.1.3.- Clasificación de las fracturas. La clasificación de las fracturas como se comento en el capítulo anterior, es clave para establecer una distinción con base a sus características morfológicas y genéticas, lo cual nos permite realizar

consideraciones en el estudio en la forma de su comportamiento con respecto a la conducción de los fluidos. Para la clasificación de las fracturas en el subsuelo es necesario hacer las siguientes consideraciones en la distinción entre la formación de las diaclasas y las venas ó vetas en las rocas (tabla 4.8).

Tabla 4.8.- Características distintivas entre las diaclasas y las venas o vetas.

<u>Diaclasa.</u>	<u>Vena o veta.</u>
Desplazamiento pequeño. Apertura limitada. Sin cemento cristalino. Originada en la superficie.	Desplazamiento variable. Rango amplio (μ – cm). Total o parcialmente rellena. Formada en el subsuelo.

El estudio de las venas o vetas es importante por la consideración de los siguientes atributos:

- a).- Las venas son abundantes en las rocas.
- b).- Los rellenos minerales de las venas preservan su historia geológica. El estudio de los cementos minerales puede revelar información importante acerca del origen, tiempo y condiciones en las cuales el fracturamiento fue originado.
- c).- Las venas pueden estar parcialmente abiertas y por lo tanto ser conductoras de fluidos en el subsuelo.
- d).- Pueden tener aplicaciones importantes como son: almacenamiento de material peligroso (radioactivo), caracterización de yacimientos de petróleo, evaluación de riesgo en zonas sísmicas y valoración del riesgo estructural provocado por movimientos sísmicos, etc.

4.1.3.1.- Orientación de las fracturas. La disposición espacial de las fracturas es de gran importancia para el entendimiento del comportamiento en la conducción o flujo de los fluidos dentro de las rocas de un yacimiento, por lo que el reconocimiento de estas características nos permite deducir con mayor factibilidad las direcciones preferenciales del flujo de los fluidos. En la (figura 4.14), se ilustra la representación estereográfica de los sistemas de fracturamiento en una muestra de núcleo orientado.

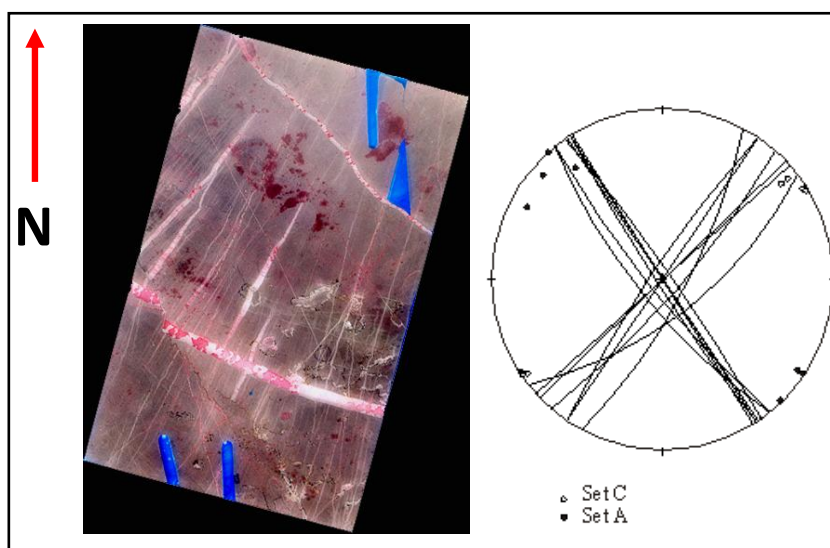


Fig. 4.14.- Orientación de fracturas; con muestra orientada y representada en proyección estereográfica (Monroy S, 2007).

Así también, la disposición espacial de las fracturas nos permite deducir las componentes de los esfuerzos y movimientos relativos de las formaciones de roca y con ello se puede evaluar la vulnerabilidad de los asentamientos humanos ante los riesgos geológicos. Las principales características sobre la geometría del sistema de fracturas a definir dentro de la orientación son: el rumbo y la inclinación de los planos principales del fracturamiento con respecto a la superficie o plano horizontal, escala, forma, espaciamiento y la relación con otras estructuras. Relaciones que se deben registrar con exactitud al momento de extraer las muestras y registrar los datos deseados.

La orientación de las fracturas dentro de los núcleos provenientes de un nivel considerado del subsuelo, puede ayudar a inferir la posición de los paleo esfuerzos que generaron la deformación en la roca. La forma de las fracturas está íntimamente ligada al tipo de rocas y a la estructura, mientras que el espaciamiento de la fractura se asocia con la litología y con el espesor de la capa.

Cuando se analizan secciones delgadas en microscopio, solamente las microfracturas que crucen grano(s) y cemento(s) (figura 4.15), deben ser utilizadas para predecir la orientación de las macrofracturas, (Laubach, 1997).

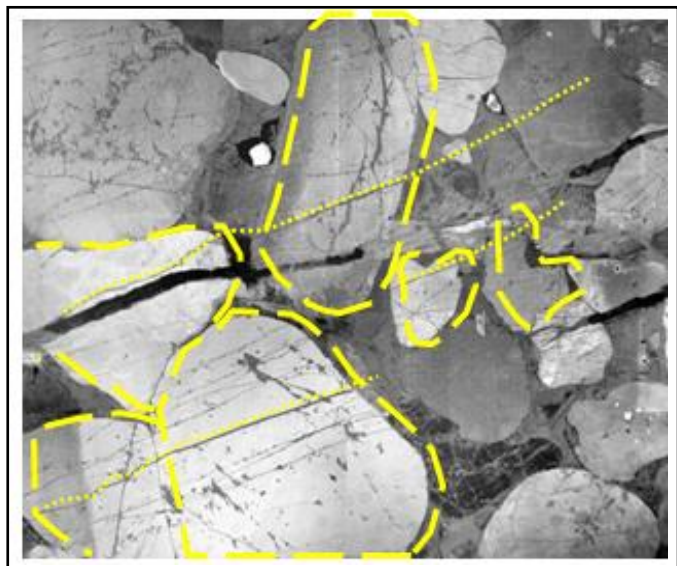


Figura 4.15.- Mosaico de imágenes pancromáticas SEM/C, donde se marca la traza (línea punteada amarilla) de las fracturas medibles (Monroy S. 2007).

4.1.3.2.- Calidad de las fracturas. La calidad de las fracturas es un aspecto que involucra a todas las características del fracturamiento que son favorables en la conducción de los fluidos. Este aspecto conceptualmente involucra características como los siguientes: aberturas considerables, sin relleno, con continuidad y de gran extensión, lo cual se refleja potencialmente en la extracción de grandes cantidades de fluidos. Es importante señalar que los siguientes dos aspectos son fundamentales para definir la calidad de las fracturas:

- Fracturamiento y tipos de cemento.
- Predicción de fracturas abiertas (índice de degradación).

En la figura 4.16, se ilustra con una progresión de fotografías y microfotografías, las características macroscópicas y microscópicas de fracturas abiertas parcialmente rellenas por cuarzo cristalino, dentro de una arenisca.

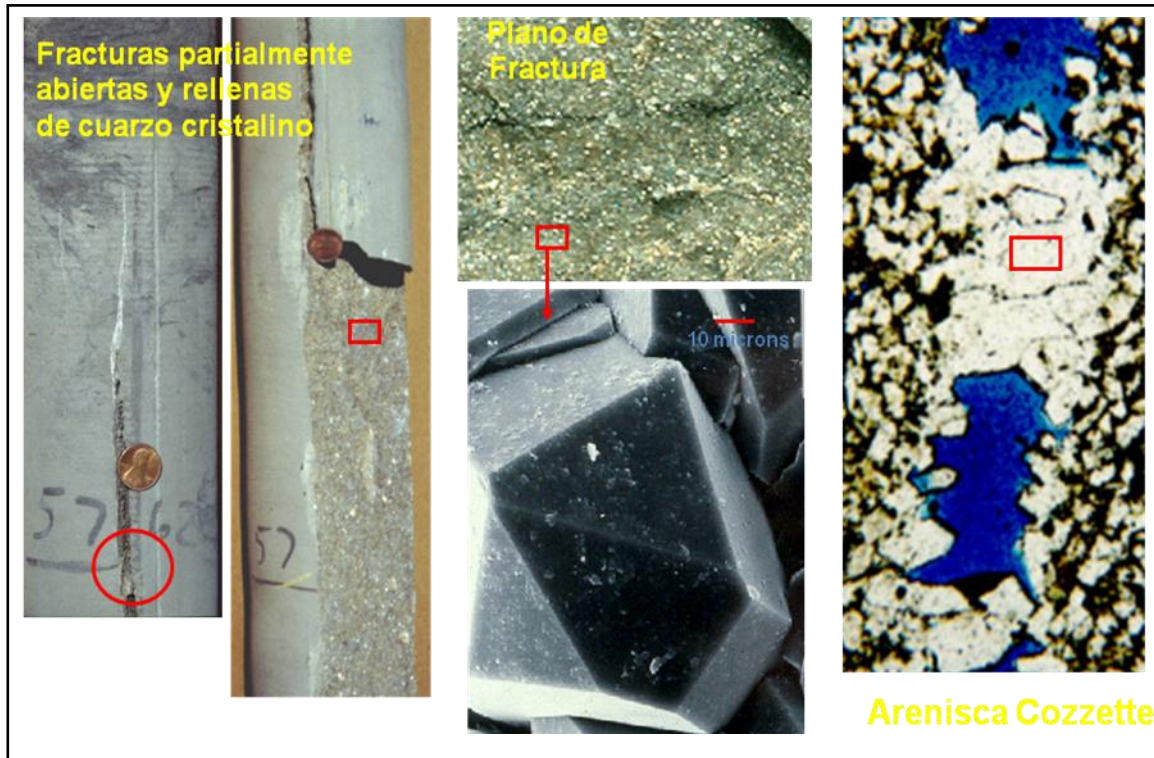


Fig. 4.16.- Progresión en las escala microfotografica de una microfractura dentro de arenisca con cementación de cuarzo syn-cinemático, (Monroy S. 2007).

4.1.3.3.- Fracturas y tipos de cementante. Se consideran dos tipos o etapas de cementación principales. Cemento(s) syn-cinemático y Cemento(s) Post-cinemático.

- Cemento(s) syn-cinemático:
 - Precipita durante el desarrollo del sistema de fracturas.
 - Usualmente no sella fracturas grandes pero genera “puentes” y textura “crack-seal”.
- Cemento(s) Post-cinemático:
 - Precipita después del desarrollo del sistema de fracturas.
 - Principal culpable de sellar fracturas grandes.

En la figura 4.17, se ilustra las características ópticas y morfológicas de los dos tipos de cementación bajo observaciones pancromáticas SEM/CL. En estas imágenes se muestra la comparación entre cementos, en la imagen izquierda se muestra un puente de cuarzo producido por cementación syn- cinemática; en la derecha se muestra un cemento post.cinemático, en este caso ankerita,

El cemento Syn-cinemático precipita ~ cuando las fracturas se están abriendo mientras que el cemento Post-cinemático precipita ~ cuando las fracturas están estáticas. En la figura 4.18 se ejemplifica la morfología de estos tipos de cementos.

- Para la determinación de la porosidad y porcentaje del cemento en las rocas, se requiere del análisis petrográfico convencional.

- Para determinar la relación temporal del cemento con las fracturas (paragenesis) se debe determinar si las fracturas grandes están abiertas o selladas. Si las fracturas grandes están selladas, el cemento post-cinemático (PK) es usualmente el causante y por consiguiente lo que indica es un Índice de degradación alto, por lo que las fracturas están selladas, lo que puede expresarse con la siguiente relación matemática.

$$\text{Degradación (Dg) \%} = \frac{\% \text{ cemento Post-K}}{\Phi + \% \text{ cemento(s) Post-K}} \times 100$$

Relación de cemento post-cinemático con respecto al volumen intergranular.

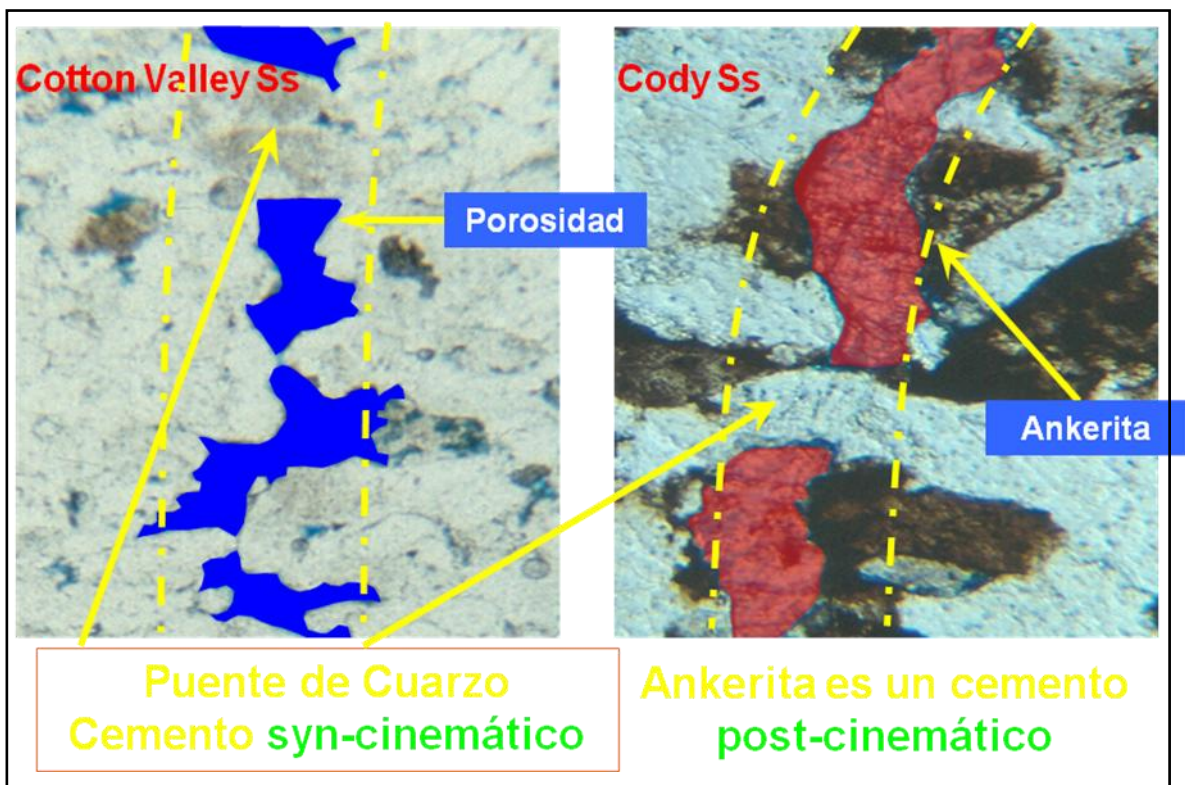


Fig.4.17.-Imágenes pancromática SEM/CL, de dos tipos de cementantes (Monroy S. 2007).

En la siguiente figura 4.18, se realiza una comparación entre los cementos tempranos Syn-cinemático a la izquierda y los cementos tardíos post-cinemático a la derecha, en la fractura de la izquierda hay crecimiento de cuarzo contemporáneo a la apertura y a la derecha el relleno fue claramente posterior al fracturamiento puesto que no hay evidencia de cristalización avanzada,

Existen ciertas propiedades de las rocas que se puedan medir y que proveen información local sobre las fracturas sin necesidad de muestrearlas y con esa información es posible diferenciar esos cementos sin muestrear las fracturas grandes.

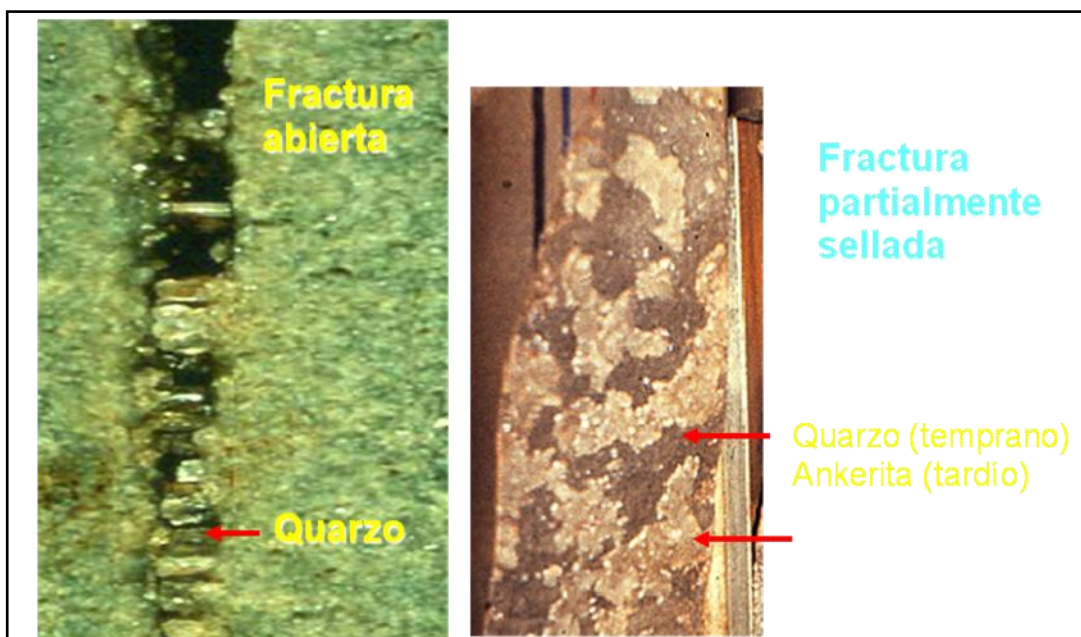


Fig.4.18.- Comparación entre los cementos tempranos Syn-cinématico a la izquierda y los cementos tardíos post-cinématico a la derecha (Monroy S. 2007).

4.1.6.- Escalamiento. El escalamiento se refiere a la relación que existe entre la intensidad del fracturamiento en un área sobre un transepto lineal, observado en diferentes escalas visuales (simple vista, lupa, microscopio). Tanto en sistemas de fracturas naturales, como en sistemas generados por modelado numérico, se ha observado que los conjuntos de fracturas adquieren una característica fundamental al evolucionar; la repetición de los objetos en distintas escalas (Cowie et al., 1995; Gupta y Shulz 2000), cuando esto ocurre, se dice que el objeto ha adquirido una geometría fractal.

Por ejemplo el numero de fracturas de una longitud o intervalo de longitudes, puede variar al observar imágenes del objeto esta de echo a escalas diferentes; las imágenes son similares para el observador ó más estrictamente, son equivalentes desde el punto de vista estadístico sin importar la escala de observación (Fig. 4.19). Estas características se observan principalmente en la distribución de longitudes acumuladas de fallas o fracturas, habiéndose encontrado que obedecen relaciones de potencia ó exponenciales (Ackermann, 2001).

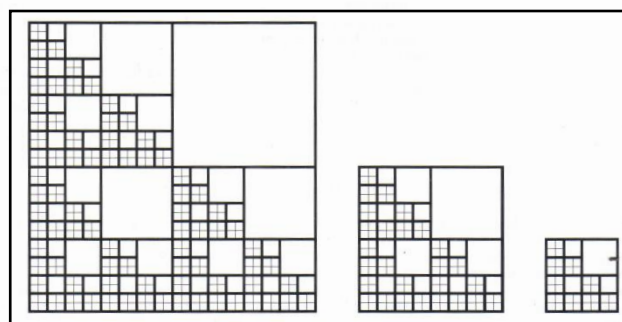


Figura. 4.19.- Modelo de un objeto fractal que ilustra la autosimilaridad (modelo de Sammis), los cuadros menores son replica de los cuadros mayores. Pero se debe tener una escala de referencia, no es posible determinar la escala de observación. (Nieto-Samaniego, 2003).

La relación del tipo ley de potencias le confiere al parámetro analizado, longitud en este caso, una geometría autosimilar, lo que significa que el objeto se repite sin distorsiones en las distintas escalas.

4.1.6.1.- Autosimilaridad y longitud total de las fracturas. Un fractal autosimilar es un objeto que se mantiene invariable en distintas escalas y/o distintos puntos del espacio. Esta característica puede ser definida de manera precisa matemáticamente (Feder, 1988). En un sentido práctico la autosimilaridad permite que conociendo el comportamiento del objeto en una escala, podamos extrapolar a una escala distinta.

En el caso de las longitudes de fractura, conociendo la distribución de longitudes en una escala podemos determinar la longitud en otra u otras escalas, en donde el objeto presenta autosimilaridad, incluyendo aquellas escalas que no podemos observar o medir por ser demasiado pequeñas o demasiado grandes. En las figuras.4.20 y 4.21, se representan digitalmente las poblaciones de fracturas sintéticas desarrolladas en muestras de roca bajo pruebas de laboratorio.

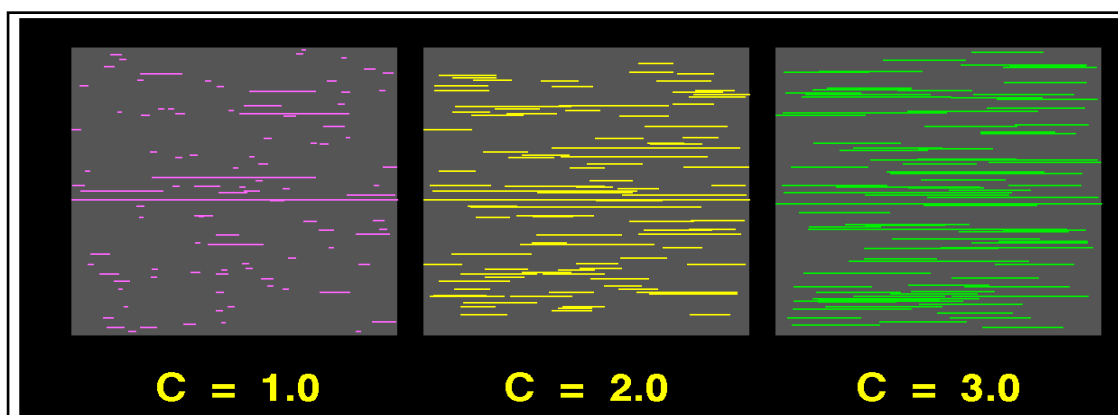


Fig.4.20.- Análisis de las poblaciones de fracturas sintéticas obtenidas de una muestra con pruebas de laboratorio (Monroy S. 2007).

De la figura 4.20, se concluye lo siguiente, hay 100 fracturas en cada mapa, la fractura más larga en cada mapa tiene la misma longitud y la distribución de longitudes de fracturas en cada mapa es diferente. En la figura 4.20 se muestra un diagrama en el cual las líneas punteadas de colores, muestran el tipo de distribución exponencial geométrica semejante casi paralela, que representa la relación entre las poblaciones de longitud de fractura, en diferentes escalas.

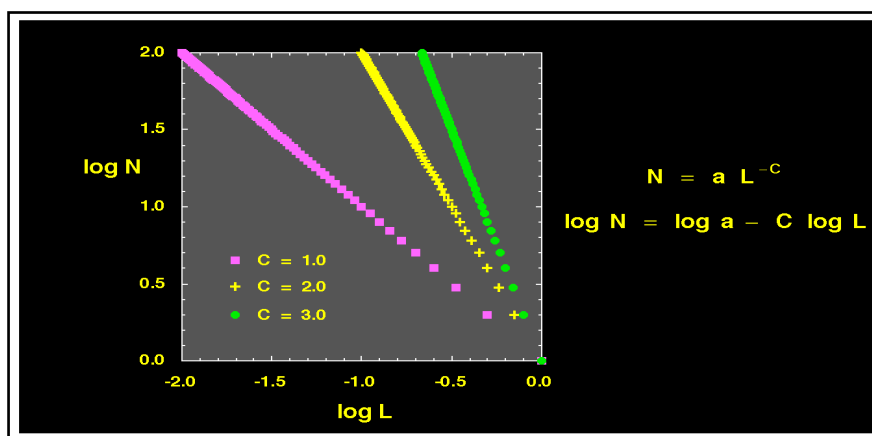


Fig. 4.20.- Grafica que relaciona las poblaciones de longitud de fractura, en diferentes escalas. Se nota el patrón exponencial (Monroy S. 2007).

De la imagen anterior podemos deducir que existe un comportamiento análogo del fracturamiento en diferentes escalas, puesto que hay repetición del comportamiento exponencial grafico.

En las siguientes figuras 4.22 y 4.23, se ilustra la técnica empleada para la medición de la apertura de la fractura y las condiciones de normalización numérica.

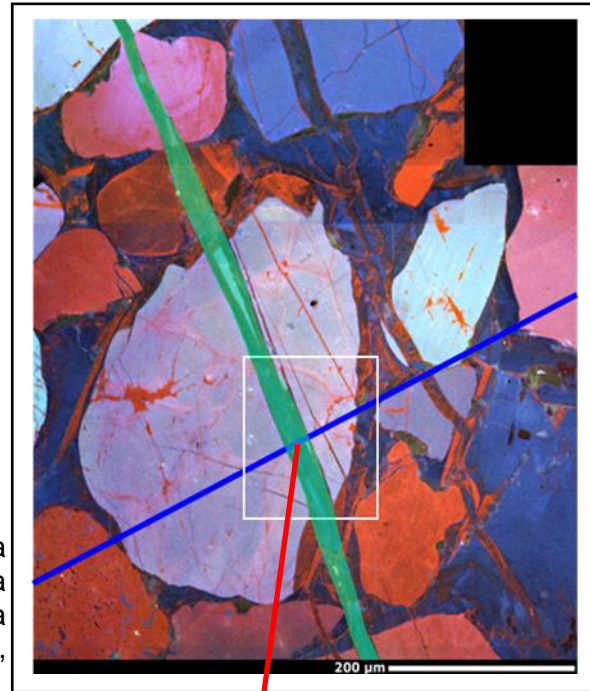


Fig. 4.22- Microfotografía de lámina delgada con utilización de SEM/CL mostrar la metodología para la obtención de la intensidad del fracturamiento (Pemex, 2008).

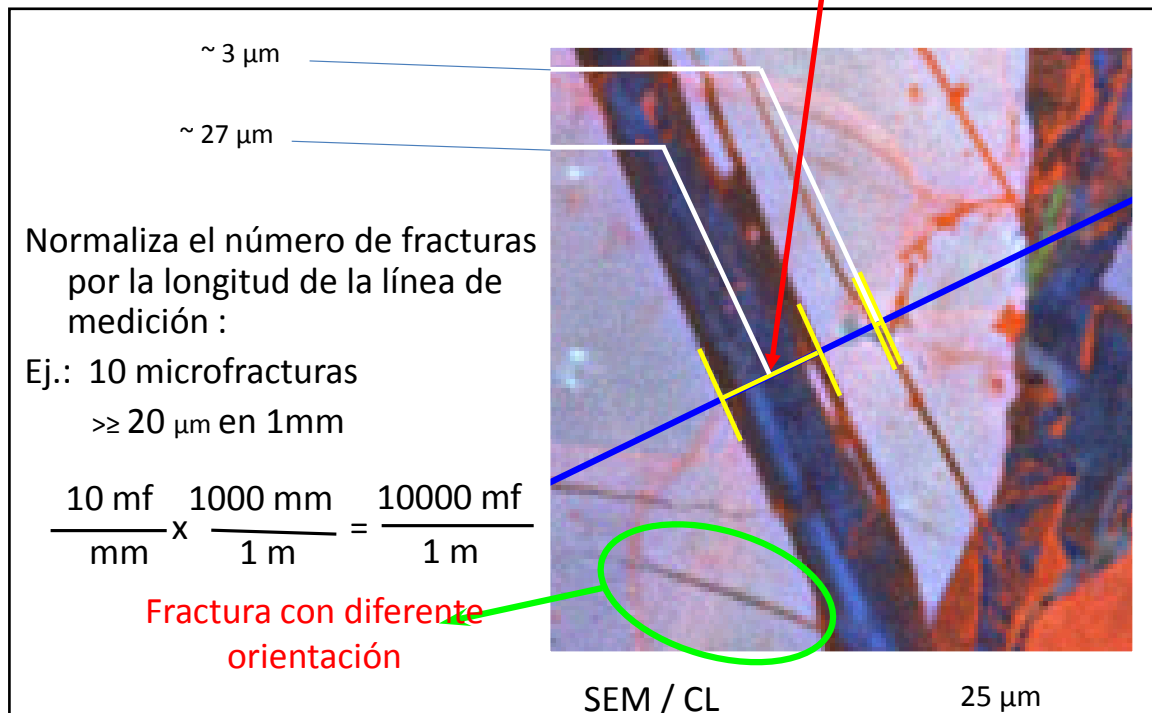


Fig. 4.23.- Forma adecuada para la medición de la apertura de las microfisuras (Pemex, 2008).

El primer paso en esta técnica para la medición de la apertura de las microfisuras: inicia trazando una línea de escaneo con dirección perpendicular al sistema de fracturamiento, la cual cruza granos y cementos, posteriormente se miden las distancias perpendiculares a las paredes de las fracturas, realizándose un conteo

y el procedimiento de normalización del fracturamiento, para finalmente realizar un análisis estadístico y representación grafica.

La figura 4.24, es una sección de lámina delgada perteneciente a un núcleo orientado, en la cual se ha colocado una línea de escaneo con dirección perpendicular a la orientación preferencial del sistema de fracturamiento.

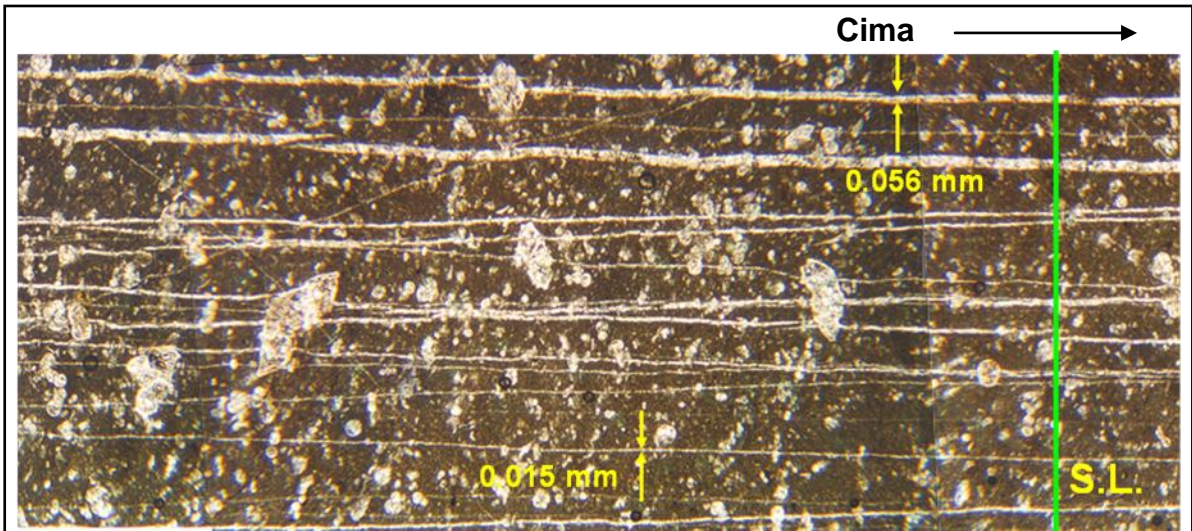


Fig.4.24.- Sección en lámina delgada, donde se observa la línea de escaneo y la medida de apertura de algunas microfracturas, (Pemex, 2008).

4.1.6.2.- Métodos que permiten la evaluación de las dimensiones promedio y distribución geométrica de los sistemas de fracturamiento. Con el fin de realizar descripciones cuantitativas mucho más coherentes, los especialistas han desarrollado diversas metodologías para la realización de mejores y más certeras cuantificaciones e interpretaciones de los sistemas de fracturamiento, teniendo en cuenta diferentes criterios, pero con la finalidad de describir lo más confiablemente las dimensiones y características espaciales del fracturamiento.

A continuación mencionaremos algunos trabajos desarrollados con diversos enfoques en lo referente a la medición sistemática de las propiedades físicas del fracturamiento, con la finalidad de poder establecer un escalamiento y la constancia geométrica fractal en los sistemas de fracturamiento, basados en datos obtenidos de forma directa e indirecta.

La geometría fractal por lo general obedece una ley de potencias, donde la distribución de tamaños no tiene tendencia hacia un valor característico, o sea se comporta de la misma manera en todo el rango de escalas mientras la relación de potencias se conserve, ese rango de escalas acota los límites de su comportamiento fractal (Nieto – Samaniego., et. al. 2006).

En diversos estudios con aplicación de diferentes técnicas para estimar la distribución de longitudes, comúnmente se utiliza una imagen sobre la cual se miden directamente las longitudes de las fallas o fracturas, también se puede aplicar un conteo de cajas. La información recopilada de esta forma, presenta un sesgo, en las escalas mayores y menores, debido a la pérdida de resolución o muestreo incompleto (Pickering, 1995).

Por otra parte, el grado de fracturamiento de una roca, generalmente se analiza utilizando distintos parámetros, siendo el más general la cantidad de fracturas medida como longitud de trazas, divididas entre el área donde fueron medidas. Se ha observado que existe un valor máximo del grado de fracturamiento (Renshaw., 1997.Gupta y schultz., 2000).

En cuanto a las limitaciones, podemos mencionar que dentro de las estimaciones del comportamiento en las densidades de fracturas o la distribución de longitudes basados en este tipo de análisis presentan problemas importantes en el proceso de muestreo.

4.1.6.3.- Fundamentos y métodos para la estimación de las densidades, distribuciones de longitud y longitud total de fracturas. Estos conceptos y procedimientos se han desarrollado con el fin de conocer el límite máximo de fracturas que puede contener un cuerpo de roca y la manera en que pueden estar distribuidas sus longitudes en el subsuelo.

En el estudio sobre fracturamiento se realizaron en el granito las cruces en La Paz Baja California (Nieto – Samaniego., et. al. 2006), aplicaron un método que emplea el uso de fotografías con campos visuales horizontales a cada. 10, 1 y 0.1 m, las cuales sirven como base para analizar los siguientes parámetros:

- Longitud total de fracturas ($L = \sum Li$).
- Intensidad de fractura ($I = \sum Li / A$).
- Densidad de fracturas ($D = (1/A) \sum (Li / 2) 2$).
- Exponente de la longitud de fractura acumulada (C).
- Dimensión de caja de las trazas de fractura (Cb).
- Donde: (A) es el área de la Imagen y (Li) la longitud de cada fractura.

4.1.6.3.1.- Metodología.

1.- Tomar datos en afloramientos de calidad (perpendiculares a la traza de falla, libres de vegetación, con un mínimo de intemperismo).

2.- Fotografiar el área de interés en el afloramiento, con campos visuales que permitan cubrir en la horizontal, una longitud de cada. 10, 1, 0.1 m (fig.4.25). Las fotografías de escalas menores siempre deben estar incluidas en el campo visual de la fotografía de escala mayor.

3.- Tomar muestra orientada, para posteriormente elaborar lamina delgada.

4.- Obtener fotomicrografías de escalas 0.01, 0.001 m, siguiendo los mismos criterios que en las escalas mayores.

5.- En un papel transparente colocado sobre las fotos se traza manualmente las fracturas que se pudieron observar con claridad y se procede a medir la longitud de cada una de ellas (fig. 4.26); con los datos de longitudes en las diferentes escalas se procede a calcular los parámetros.

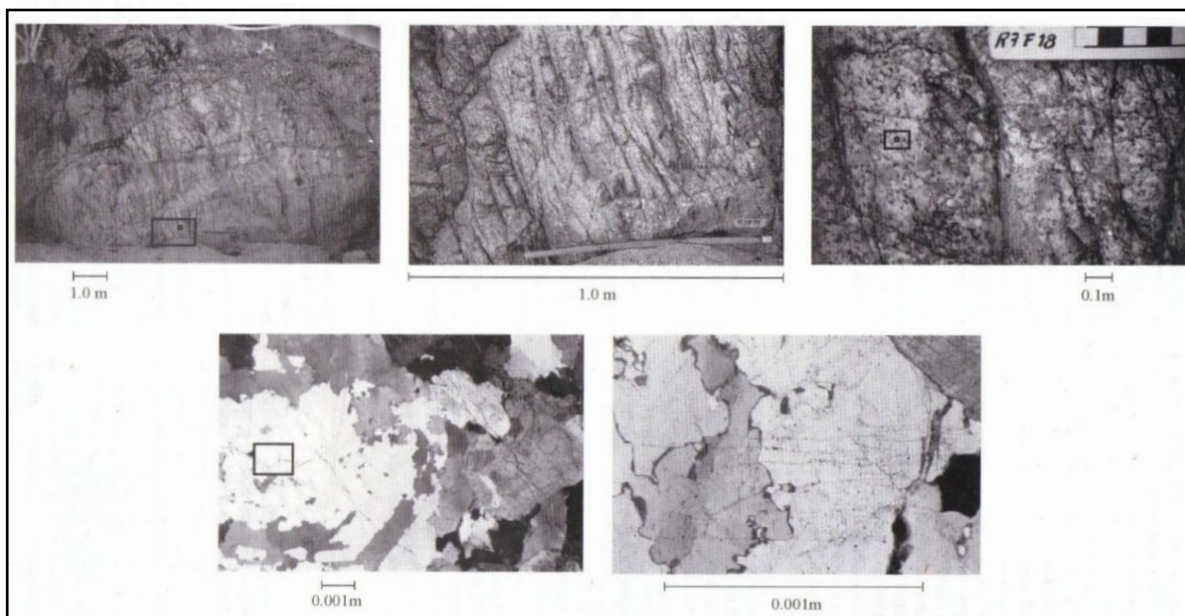


Fig.4.25.- Fotografías tomadas en campo y microscopio con acercamientos progresivos en diferentes escalas de observación (Tomado de Nieto – Samaniego, et. al, 2006).

En la figura 4.26 se muestran ejemplos de las trazas de fracturas, en cada caso se realizó el trazado manualmente cada una de las trazas de fractura utilizando papel transparente colocado sobre la fotografía, las trazas se midieron manualmente y se calcularon los parámetros indicados A = área de la imagen, C_b = dimensión de caja, D = densidad de las fracturas, Exp. = indica que la curva acumulativa de longitudes de traza se ajusta a una función exponencial

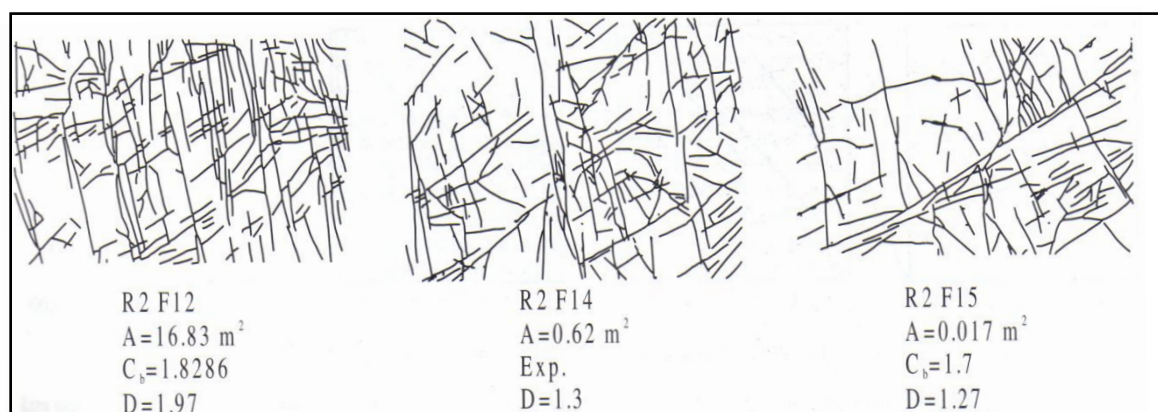


Fig. 4.26.- Ejemplos de las trazas de fracturas, de fotografía a papel (Tomado de Nieto – Samaniego, et. al, 2006).

4.1.6.3.2.- Interpretación de los resultados.

4.1.6.3.3.- La longitud total de la fractura (L), correspondiente a cada fotografía, se grafica contra el área en un espacio logarítmico (fig. 4.27). La línea de tendencia representada por la pendiente (y), se ajusta a una relación de potencias con exponente en este caso de 0.6.

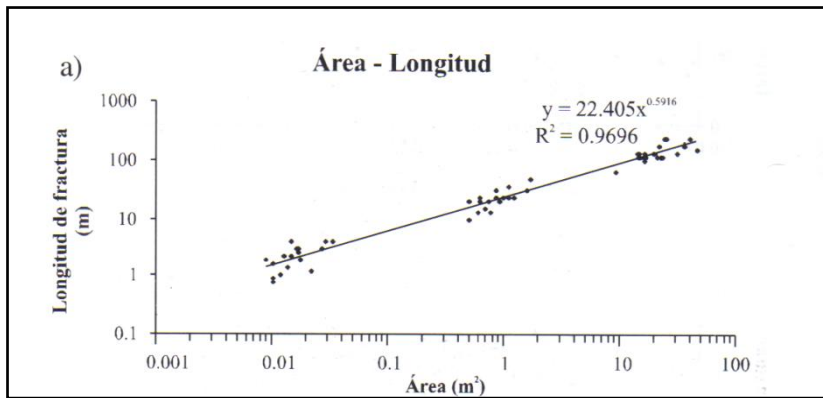


Fig.4.27.- Grafica en espacio logarítmico en escala total de fracturas contra área. (Tomado de Nieto – Samaniego et. al., 2006).

4.1.6.3.4.- La intensidad de fracturas, se define como la longitud de fracturas por unidad de área, presenta un comportamiento inverso al de L. La línea de tendencia obtenida se ajusta a una relación de potencia con exponente -0.4 (fig. 4.28).

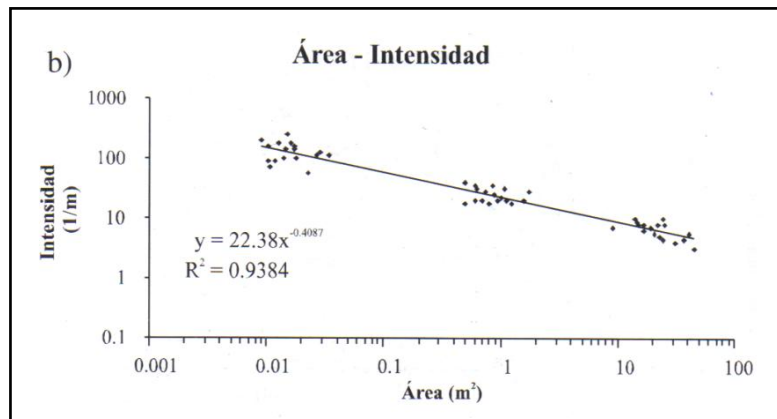


Fig.4.28.- Grafica en espacio logarítmico de intensidad de fracturas contra área (Tomado de Nieto – Samaniego et. al., 2006).

Se puede considerar un patrón de fracturamiento que se repite así mismo en diferentes escalas, o se puede medir exclusivamente las fracturas que corresponden a una escala específica para calcular la longitud total; entonces la intensidad variara siguiendo una ley de potencia con exponente; en este caso de -0.5 (fig. 4.28) lo cual refleja el cambio de área en las escalas.

En la figura 4.29, se muestra un modelo que ejemplifica la variación de la longitud total de la fractura y la intensidad de fractura al variar la escala de medición, el modelo está formado por la repetición exacta, en tamaños más grandes, del arreglo de fracturas mostrado en el dibujo de la izquierda. En cada caso, se midieron exclusivamente las fracturas que corresponden a cada escala. La gráfica de la derecha muestra que la variación del área produce una pendiente de 0.5 en la intensidad de fracturamiento.

El valor de -0.4 en los datos indica que hay una mayor cantidad de fracturas en las fotografías más grandes, que aquella esperada si el patrón de fracturas se repitiera exactamente en todas las escalas. De esta manera se deduce que

además del cambio de área, hay otros factores que modifican la pendiente en la grafica de Intensidad contra área.

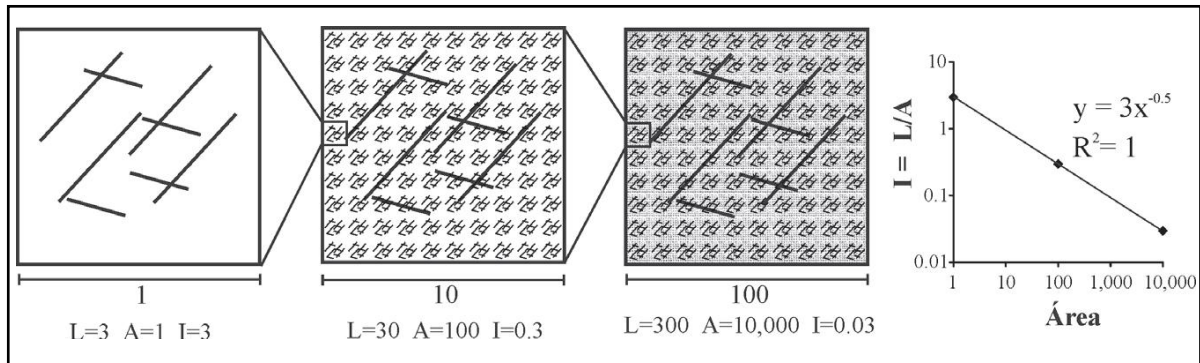


Fig. 4.29.- Modelo que ejemplifica la variación de la longitud total de la fractura y la intensidad de fractura al variar la escala de medición (Tomado de Nieto – Samaniego et. al., 2006).

Al graficar la intensidad de fracturas separadamente para cada una de las escalas estudiadas, se observó que no existe una tendencia y por lo contrario hay una dispersión muy grande en los valores de (I).

Si consideremos válido asumir que la longitud total de fracturas es directamente proporcional a la cantidad de deformación. Entonces esa dispersión indica que los lugares de muestreo representan diferentes estados en la evolución del fracturamiento de la roca. El comportamiento observado en (I) sugiere que los tamaños de fractura entre 0.01 y 1 m, fueron los principales durante el desarrollo del sistema, lo cual sugiere también la existencia de un límite máximo de (I) para cada escala.

4.1.6.3.5.- La densidad de fracturas. Elimina el efecto del cambio de área (Fig.4.30), por lo que se observa una ligera tendencia a tener valores menores en las escalas pequeñas, mientras que en las escalas grandes no se observa tendencia a incrementarse, esto probablemente debido a una tendencia asintótica a la horizontal, sugiriendo la existencia de un valor máximo, en este caso igual a 3. El hecho que la deformación se concentre a lo largo de las fallas grandes significa que las fallas más pequeñas son abandonadas paulatinamente durante el proceso de deformación, entonces en las escalas pequeñas observamos fracturas y fallas que acomodaron una deformación menor.

Bajo este supuesto, el aumento progresivo de la densidad del fracturamiento hacia las escalas mayores (fig. 4.30), es el registro del incremento en la magnitud de la deformación acomodada durante la evolución del sistema de fracturas. La relación menor deformación - menor densidad de fracturas, corresponde con una evolución hacia un valor constante al aumentar la magnitud (Gupta y scholz., 2000).

El valor absoluto de la máxima densidad de fracturas no es tan relevante como su existencia ya que el valor máximo probablemente dependa de la litología entre otros factores siendo probable que este no llegue a ser alcanzado.

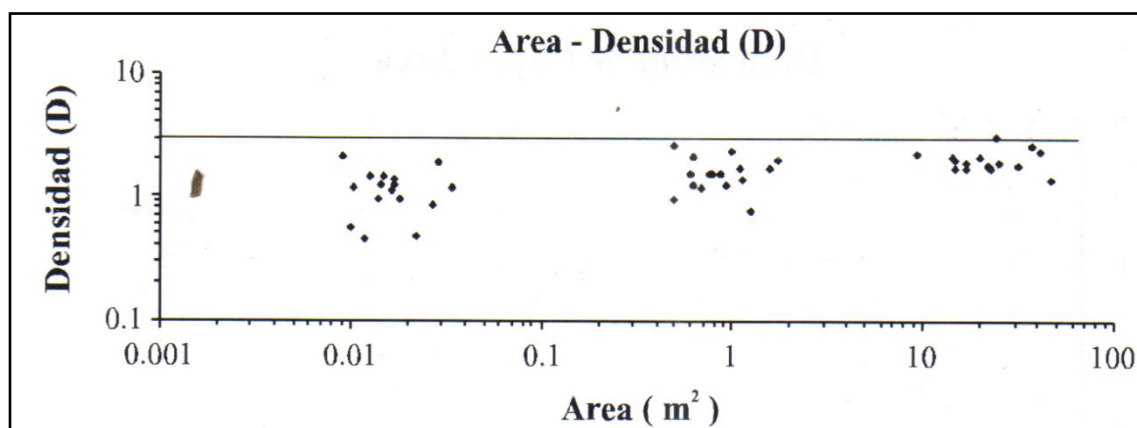


Figura 4.30.- Gráfica en espacio logarítmico de densidad de fractura contra área (Tomado de Nieto – Samaniego et. al., 2006).

Las graficas de longitud acumulada de la figura 4.31, se ajustan a una relación tipo ley de potencias para las partes centrales de las graficas. El exponente C muestra una dispersión grande para los datos individuales de cada fotografía. En este trabajo obtuvieron entre 0.66 y 2.22. y cuando reunieron las tres fotografías correspondientes a un solo afloramiento en una misma grafica y realizando la corrección por área los valores en C se ubican entre 1.59 y 1.91.

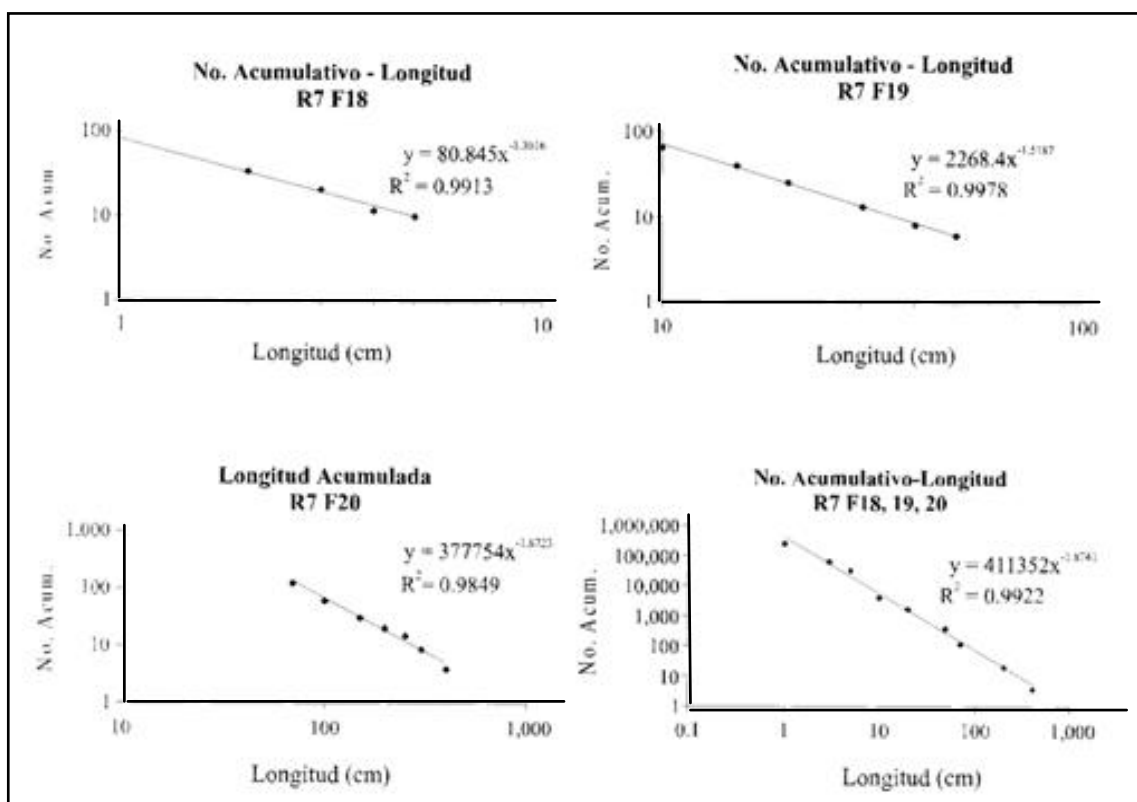


Figura 4.31. Graficas de longitud acumulada (Tomado de Nieto – Samaniego et. al., 2006).

Estas observaciones solo tienen sentido si la densidad de fracturas en una escala es homogénea, en el área de la escala mayor, esta situación parece ser válida en el caso analizado, tanto por la consistencia de los valores obtenidos, como debido a que todas las muestras se obtuvieron dentro de la zona de falla (donde el granito en estudio se observó fracturado en toda el área de muestreo).

Los conteos de cajas se realizaron sobre imágenes digitalizadas en blanco y negro de las trazas de las fracturas dibujadas manualmente, utilizando el programa denominado Fractal Analysis (Tolson., 2001), quien utiliza el metodo Box-Flex, descrito por Barton, (1995), estos conteos por lo regular poseen un exponente (Cb). Pequeño.

4.1.6.3.6.- Conclusiones de este método:

- 1).- Las distribuciones de longitud total e intensidad de fracturas, indican que las muestras contienen zonas con diferente grado de fracturamiento y la densidad de fractura indica que existe un valor máximo al cual se tiende al aumentar la magnitud de la deformación.
- 2).- La distribución de longitud acumulada de fractura es un fractal estadísticamente autosimilar. Se considera que el valor C constituye un valor límite para el conjunto de fracturas analizado.
- 3).- La autosimilaridad de la distribución de longitudes permite utilizar los valores de C obtenidos en el análisis para determinar la longitud total de fracturas, incluyendo aquellas escalas no observables a simple vista.

4.1.6.4.- Acercamiento hacia una escala independiente sobre la intensidad del fracturamiento y medida del promedio de espaciamiento.

La intensidad del fracturamiento, es el número de fracturas por unidad de longitud que interseca una línea o transepto trazada sobre la muestra. Es un importante atributo del sistema de fracturamiento y puede ser problemático establecerlo en el subsuelo.

La ausencia de obstrucciones favorables que eviten el cierre de las fracturas adecuadas en el sistema de fracturamiento, puede limitar la explotación económica del yacimiento naturalmente fracturado, porque la intensidad describe la abundancia de fracturas potencialmente adecuadas para el flujo de los fluidos y su conocimiento aumenta la probabilidad de encontrar fracturas adecuadas dentro de la trayectoria del pozo.

Los métodos tradicionales para la medición de la intensidad del fracturamiento han sido inadecuados, por ignorar el amplio espectro de los tamaños de las fracturas encontradas en los diversos sistemas de fracturamiento, además de no considerar que paralelamente exista una consecuente dependencia de escala por parte de la intensidad del fracturamiento. Como alternativa el siguiente acercamiento puede ser usado para determinar la distribución del tamaño de fractura, permitiéndonos mejores comparaciones entre diferentes sistemas de fracturamiento en distintas localizaciones, permitiendo que las muestras de microfracturas en el subsuelo puedan ser usadas para la medición de la intensidad del fracturamiento (Ortega O., et. al. 2006).

Los problemas de muestreo representan un reto fundamental en la caracterización de las fracturas del subsuelo, porque un completo muestreo de

alguna fractura conductiva y larga, que domine el flujo del fluido en el subsuelo es poco factible. Este tipo de fracturas en el subsuelo generalmente se encuentran ampliamente espaciadas y son de grandes dimensiones, mucho mayores con respecto a la perforación y consecuentemente la probabilidad de encontrar dichas fracturas en una capa dada es baja y aun cuando dichas fracturas sean interceptadas solo se pueden obtener datos fragmentados (Narr., 1991).

Las grandes fracturas comúnmente son más abiertas que sus equivalentes en pequeño, pero su recuperación en núcleos es típicamente incompleta (Laubach, 2003). Por consiguiente se ha comprobado que la perforación direccional horizontal principalmente nos brinda la probabilidad de encontrar solo una fracción de estas grandes fracturas, ya que su intersección con las fracturas es limitada debido a su disposición tridimensional.

Quizá el paradigma más ampliamente difundido acerca del control de la intensidad del fracturamiento, es la influencia del espesor de la estratificación o espesor de la capa mecánica. (Bagdonov, 1947); este autor fue el primero en documentar, mediante un resultado intuitivo, que la intensidad del fracturamiento se incrementa o el espaciamiento de la fractura decrece; cuando decrece el espesor de la estratificación. Aunque existen varios autores que han llegado a la misma conclusión.

Este procedimiento expone como la frecuencia acumulativa es una medida directa de la intensidad del fracturamiento, así también implícitamente la covariancia es directa a la intensidad del fracturamiento. Consecuentemente es inadecuado el cuantificar la intensidad del fracturamiento, sin la especificación del rango del tamaño de fracturamiento que se está representando y es un riesgo el comparar medidas de la intensidad del fracturamiento, procedentes de diferentes localizaciones si los resultados no han sido previamente normalizados en algún rango común de tamaño de fractura.

Con este método explícitamente se obtiene la variación de la intensidad del fracturamiento de acuerdo con el tamaño de fractura.

Este método se puede aplicar para hacer buenas comparaciones con los resultados de las medidas de la intensidad del fracturamiento para diferentes localidades, permitiendo la cuantificación de la variación con las discrepancias de los parámetros geológicos independientes. Además este procedimiento puede ser disponible para observaciones sistemáticas en cualquier escala y puede ser aplicable en estudios sobre el microfracturamiento del subsuelo, lo que represente un verdadero reto para el muestreo.

4.1.6.4.1.- Recolección de los datos del fracturamiento. La aplicación de las técnicas esenciales para el estudio del fracturamiento necesita la documentación de los siguientes datos: la medida de los atributos del fracturamiento a lo largo de transeptos lineales o líneas de escaneo, orientación de la fractura, morfología, relaciones de intersección, composición y textura del relleno de las fracturas; además del espesor de la capa estructural. Estos atributos son registrados para cada sistema de fracturas en los diferentes estratos estudiados.

También se requiere registrar los desplazamientos de apertura o apertura cinemática para cada fractura, interceptada por la línea de transepto ó escaneo perpendicular, al sistema de fracturamiento; hay que tomar en cuenta que los estratos elegidos, pueden presentar contrastes en las facies sedimentarias (dependiendo de la textura y contenido de aloquímicos), pudiéndose encontrar en varios espesores y diferentes grados de alteración. Ortega, 2005, estudio afloramientos de rocas carbonatadas en la sierra madre oriental, realizo comparaciones entre el número de estratos estudiados con respecto a los rangos de espesor de los estratos, también con respecto a los diferentes tipos de facies y los diferentes grados de dolomitización (Fig.4.32). los rangos del espesor mecánico de las capas, varia de entre 10 cm a 2m y el grado de dolomitización va de 0 a 100 % y las capas pueden estar completamente, parcialmente o sin dolommitizar. El contenido de dolomita se mide en microfotografías digitales.

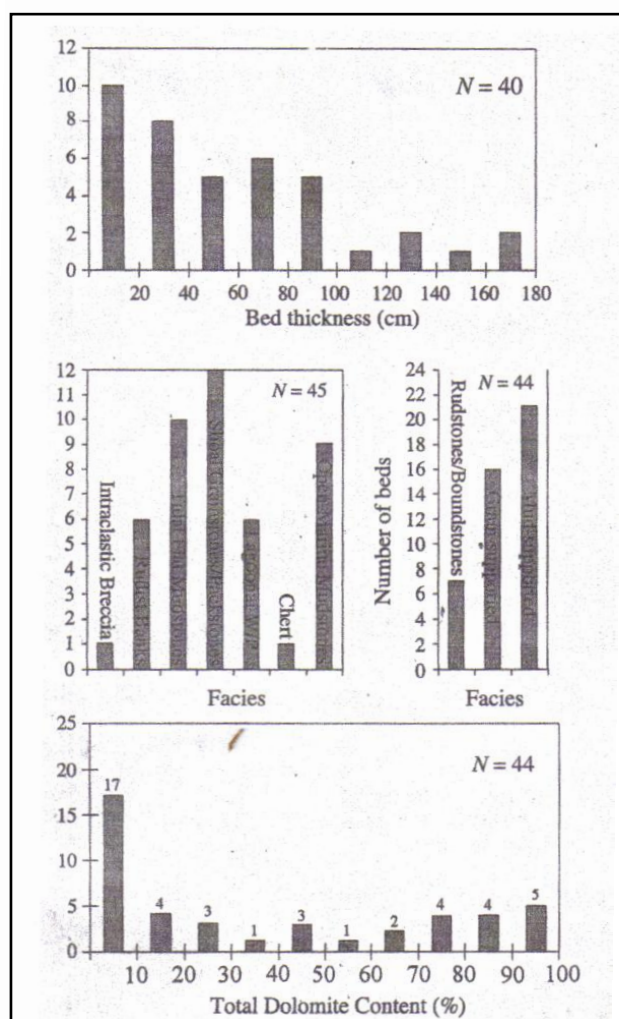


Fig.4.32.-Variación de las facies, espesor de las capas y contenido de dolomita; la definición de facies incluye los grupos texturales y la interpretación de los ambientes sedimentarios (Tomado de O. J. Ortega, 2006).

4.1.6.4.2.- Determinación del sistema de fracturamiento. Las fracturas y en conjunto el fracturamiento presentan ciertos atributos, como lo son la morfología, la orientación y el tiempo de generación. Los cuales nos pueden ayudar para establecer las características de los sistemas de fracturamiento. En muchos casos la orientación es lo mas recurrido, pero el tiempo de fracturamiento nos proporciona un mejor diagnostico.

La interpretación del tiempo de fracturamiento está basada en la relación de cruce y corte de fracturas, el cual establece que el sistema de fracturamiento que sistemáticamente intercepte y corte otro sistema, es posterior con respecto al segundo sistema; aunque esta relación no llega a determinar el tiempo absoluto de la formación del fracturamiento. Puede ayudarnos a clasificar y separar los diferentes grupos de fracturamiento que se hayan formado contemporáneamente y probablemente bajo condiciones de antiguas etapas de esfuerzos. El tiempo relativo en que ocurrió el fracturamiento también nos ayuda a relacionar fenómenos o productos de otros procesos geológicos como son la diagénesis y el tectonismo.

Las fracturas que sistemáticamente limitan o se van sucediendo, son interpretadas como más recientes (Gross, 1993). Se puede tomar como base en la relación estadística de los diferentes sistemas de fracturas y en las relaciones de orientación e intersección lo que, sirve como fundamento para definir la relación del tiempo de fracturamiento.

4.1.6.4.3.- Datos sobre el tamaño del fracturamiento. El tamaño de fracturamiento es cuantificado con la medida de las aperturas a lo largo de las líneas de escaneo dibujadas perpendicularmente a los sistemas de fracturas, los cuales son captados con exposiciones fotográficas perpendiculares (fig.4.33).

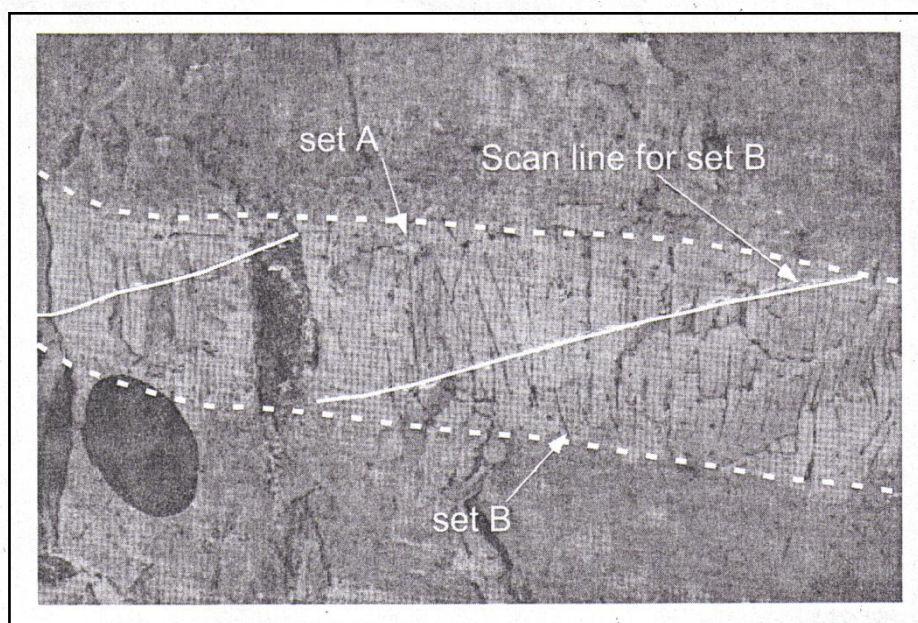


Fig.4.33.- Segmento de una línea de escaneo con dirección perpendicular a la del sistema de fracturas (Tomado de O. J. Ortega, 2006).

Los datos principalmente se toman de afloramientos de calidad, disponibles y preferentemente donde se encuentre la estratificación en posición horizontal, lo cual es una limitante. La efectiva recolección de las medidas del espesor de las fracturas es más precisa con la ayuda de un comparador graduado logarítmicamente (fig. 4.34). la utilización de esta herramienta con la asistencia de un lente de mano, son de gran ayuda en la documentación de las aperturas en las fracturas y tan pequeñas como 0.05 mm (0.2 In.) la mínima más común en afloramientos.

El comparador (Fig. 4.34), contiene líneas en las cuales el espesor se va incrementando, comenzando en los 0.05 mm. Hasta los 5 mm. Los incrementos en los espesores de las líneas representan aproximadamente múltiplos uniformes con respecto uno de otro y así eventualmente espaciados cuando son trazadas en un eje logarítmico, de este modo las aperturas de las fracturas pueden ser medidas con mayor certeza.

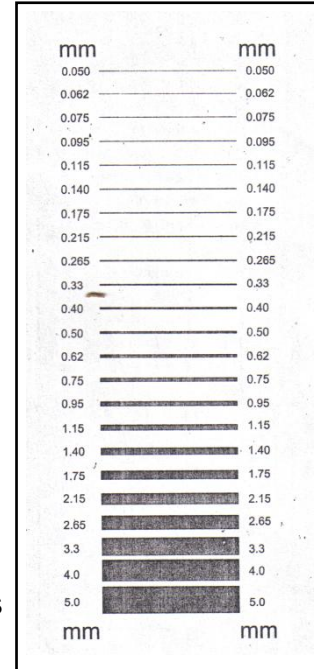


Fig.4.34- Comparador de la apertura de las fracturas (Tomado de O. J. Ortega, 2006).

4.1.6.4.4.- Normalización de la intensidad del fracturamiento. Un inventario completo de las aperturas a lo largo de una línea de escaneo provee una estimación más completa de la intensidad del fracturamiento, con diferencia a otros métodos que no se auxilian con el tamaño (Bagdonov, 1947; Narr, 1996). De los datos analizados se concluyo que la distribución del tamaño de fracturamiento generalmente sigue una fuerte ley de escalamiento (power - law scaling) y se confirma que el método es aplicable para cualquier tipo de distribución acumulativa de tamaño.

La intensidad de fracturamiento, la densidad de fracturamiento, el promedio de espaciamiento del fracturamiento y la frecuencia de fracturamiento todos estos describen la abundancia espacial del fracturamiento.

La frecuencia de las fracturas es un término general al cual se adicionan la intensidad de fracturamiento y la densidad de fracturamiento, para la determinación de la intensidad de fracturamiento (F), en el campo, lo más común es determinarla con observaciones de una sola dimensión (líneas de escaneo), dividiendo el numero de fracturas (N), entre la longitud total (L) de la línea de escaneo.

$$F = \frac{N}{L}$$

La referencia más común de abundancia de fracturamiento reportada en la literatura es el promedio de espaciamento (S), entre fracturas a lo largo de una línea de escaneo (Huang y Angelier., 1989), (Narr, 1991). El promedio de espaciamento es el inverso de la intensidad de fracturamiento.

$$S = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^n S_i = \frac{L}{N} = \frac{1}{F}$$

Donde (S_i) es el espaciamento entre las fracturas vecinas más cercanas a lo largo de una línea de escaneo. Algunos conjuntos de datos de espaciamento siguen una distribución normal, pero es mejor modelarla con una distribución negativa exponencial, log-normal, o gamma, (Pineau, 1985),

La poderosa influencia de la calidad del muestreo, explica las variaciones en los mejores modelos matemáticos para evaluar la distribución del espaciamento de las fracturas; sin embargo se han propuesto explicaciones alternativas.

Aunque numerosas estudios y mediciones de la intensidad del fracturamiento y del espaciamento promedio se han desarrollado previamente, estas estimaciones típicamente no proporcionan una explicación sobre el tamaño de fracturamiento, (Huang y Angelier., 1989).

Estos datos son utilizados para inferir relaciones entre el espesor de la capa o la intensidad y espaciamento de la fractura, comúnmente no son claros acerca del tamaño de las fracturas usadas para determinaciones del espaciamento; esto se debe principalmente debido a lo relativo de la apreciación del tamaño a simple vista. Por ejemplo si hacemos un cambio en la escala de observación partiendo de la escala de un afloramiento y cambiando a la escala del microscopio, las estimaciones de intensidad o espaciamento del fracturamiento pueden ser típicamente diferentes.

4.1.6.4.5.- Cálculo de la intensidad del fracturamiento normalizada. El uso de distribuciones acumulativas con la finalidad de cuantificar la frecuencia y el tamaño del fracturamiento, inherentemente influencia el promedio en las determinaciones de la intensidad o espaciamento de las fracturas, porque este campo de medición en la abundancia de fracturas explica variaciones de acuerdo con el tamaño, y trae como ventaja la facilidad en la comparación entre conjuntos de datos colectados a diferentes escalas, observaciones, o niveles de resolución; con las divisiones correspondientes para todos los tamaños de fractura considerados.

Esto es una gran ventaja facilitando la comparación entre conjuntos de datos colectados a diferentes escalas de observación o niveles de resolución.

El siguiente ejemplo muestra las ventajas de usar la frecuencia acumulativa de la distribución de fracturas sobre el tradicional método de medición y comparación de la abundancia del fracturamiento. La figura 4.35 muestra una sección

B) Muestra el primer 20% de la línea de escaneo (área sombreada a la izquierda en A). Muestran las fracturas con aperturas de 0.05 o mayores. El promedio del espaciamiento del fracturamiento en esta escala de observación es de 7 mm.

C) línea de escaneo a escala microscópica (área negra en B), muestra fracturas que presentan aperturas mayores a los .0.005 mm o mayores en lamina delgada, el promedio del espaciamiento de fractura en esta escala de observación es de 1.2 mm. Todas las fracturas en esta escala no son apreciables directamente en los afloramientos salvo las de 0.115 mm.

4.2.- Instrumentos para microscopia y métodos para obtener imágenes (microfotografías), que permiten la detección del microfracturamiento.

Los equipos y metodologías actuales se han especializado para la observación de los rasgos y características más evidentes de las estructuras microscópicas propias de los materiales pétreos, estas observaciones han sido un reto a superar dentro del estudio de la naturaleza, génesis y comportamiento mecánico del fracturamiento. Por lo que a continuación describiremos los principales equipos, principios y procedimientos a seguir para realizar observaciones más confiables.

4.2.1.- Análisis de lámina delgada. Una lamina delgada es un segmento de roca montada entre un porta y cubre objetos, la cual ha sido devastada hasta aproximadamente las (30 μ), lo suficientemente delgada para permitir el paso de la luz natural y polarizada a través de esta para ser observada con un microscopio petrográfico, el cual puede estar equipado con accesorios de epifluorescencia o cátodoluminiscencia, filtros, cámaras, etc.

4.2.2.- Microscopio de polarización. Es la herramienta básica utilizada por en petrologo, en la evaluación de la calidad de un yacimiento, y en sí de cualquier trabajo geológico. Los rasgos más sobresalientes de este instrumento consisten en que posee un lente polarizador de luz, un lente analizador y una platina giratoria de 360° (figura 4.36).

La luz es generada por una lámpara integrada es transmitida por el sistema de lentes colectores y a través del polarizador hacia la muestra en la platina, y posteriormente de pasar la muestra, la luz pasa a través del objetivo y él analizador hacia el ocular. Debido a que en la fase inicial de separación de longitud de onda de los dos rayos interfieren entre ellos por efecto de la refracción, se presentan los colores de interferencia. Los colores de interferencia producidos dependen de la naturaleza de la luz y de la cantidad de retardo de un grupo de ondas con respecto de otro, y los cuales difieren dependiendo del tipo de superficie mineral que atraviesen. El retardo (D) se expresa en mili micrones y su relación es la siguiente:

$$D = f (N1 - N2)$$

donde: f = espesor del mineral en mm., N1, N2 son los Índices refracción menor y mayor respectivamente.

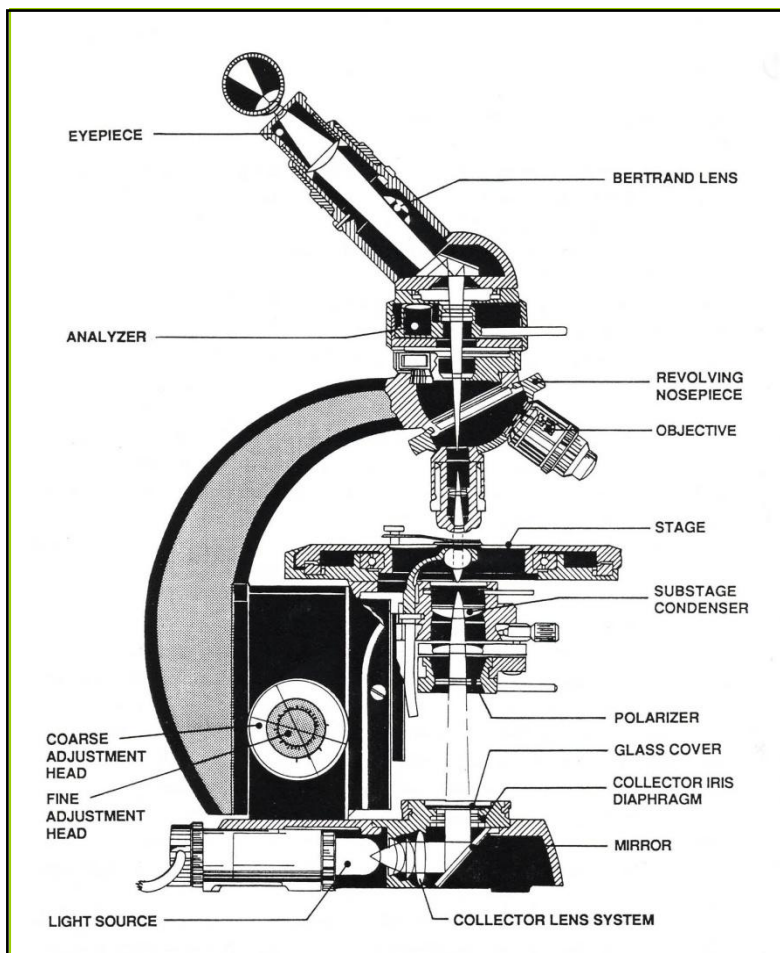


Fig.4.36.- Microscopio de Polarización (Tomado de M. Silva, 2003).

4.2.3.- Microscopio de

fluorescencia. Principalmente se trata de un microscopio de polarización con la adaptación de un accesorio, el episcopio-fluorescente (fig.4.37), el mecanismo óptico radica en que la luz usada para examinar las muestras es Incidente en vez de transmitida, la luz se produce de una fuente de mercurio de alta intensidad que pasa a través del bloque de filtro y a través de objetivo a la Muestra en la platina y se devuelve al ocular.

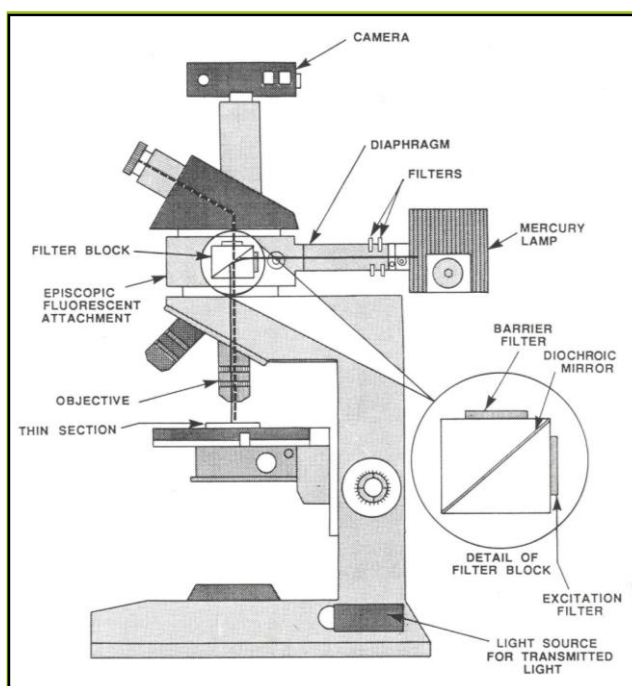


Fig.4.37.- Esquema de los componentes de un Microscopio de Fluorescencia (Tomado de M. Silva, 2003).

Para las muestras previamente es necesario usar una resina epoxica para Impregnar la muestra, esta debe ser fluorescente bajo un rayo de luz incidente y debe teñirse con rodamina. Las principales aplicaciones son para observar la porosidad y distinguir con mayor claridad el microfracturamiento, ya que son las únicas partes de las muestras que son invadidas por la resina epoxica fluorescente, para este proceso se utilizan filtros de color azul violeta y verde.

4.2.4.- Imágenes de alta resolución utilizadas para la detección de microestructuras.

El análisis del microfracturamiento proporciona un entendimiento extenso de las características de los sistemas de fracturamiento que existen dentro de los yacimientos. Este análisis no se limita únicamente a la orientación de la fractura sino que incluye el origen, densidad, configuración de la fractura y la influencia potencial en la migración del hidrocarburo.

Los datos obtenidos de la estructura del núcleo pueden ser utilizados en la exploración, en la delineación del prospecto individual y durante la elaboración del modelo del yacimiento; también se utiliza en el diseño de los patrones de drenaje del pozo y en los programas de completamiento y de simulación del pozo.

4.2.4.1.- Las Técnicas de Radiografía-X se utilizan para examinar los rasgos internos de un núcleo sin cortarlo, con este proceso es posible obtener dos imágenes (0° y 90°) de la misma pieza de núcleo y exhibirlas de lado a lado, el proceso permite la detección y evaluación de estructuras geológicas internas tales como planos de estratificación, fracturas y nódulos, cambios litológicos, distribución de porosidad (áreas porosas y betas apretadas). Esta técnica se utiliza para identificar secciones de núcleo recuperadas en manga plástica y para su preservación para futuros estudios de ingeniería, antes de su corte y laminación.

4.2.4.2.- La Fotografía Digital a Color proporciona una imagen permanente del intervalo muestreado incluyendo intervalos manchados de hidrocarburo; la captura digital de la imagen facilita el realce de las características más sutiles en el núcleo.

Los métodos para capturar imágenes de alta resolución de las microestructuras, actualmente han evolucionado y dentro de estos métodos el empleo con mejores resultados ha sido el escáner de cátodoluminiscencia (CL). El cual nos permite delinear los patrones de fracturamiento en la microestructuras de las rocas, lo que anteriormente era desconocido (Milliken,1994a; Laubach, 1997; Milliken y Laubach, 2000; Reed y Milliken, 2003) (Figs.4.38).

La sensibilidad del photomultiplier-basado en sistemas de CL, la alta magnificación y las condiciones estables de observación en el microscopio electrónico de barrido (MEB o SEM en ingles), aumentan significativamente la débil luminiscencia propia de los minerales comunes, este tipo de acercamiento provee ciertas ventajas sobre los sistemas de CL convencionales los cuales nos permiten apreciar grandes magnificaciones (por encima de los 2000 x, de imagen).

En la observación de los silicatos minerales en lamina delgada, pulida, orientada y bajo el análisis de mosaicos de imágenes de múltiples muestras (fig.4.38), se ha observado que tienen bajos niveles de luminiscencia, los cuales son captados en imágenes digitales que abarcan áreas a lo largo del espécimen de roca del orden de algunos milímetros cuadrados; donde pueden ser mapeados los granos, la porosidad, cementante y los patrones de fracturamiento.

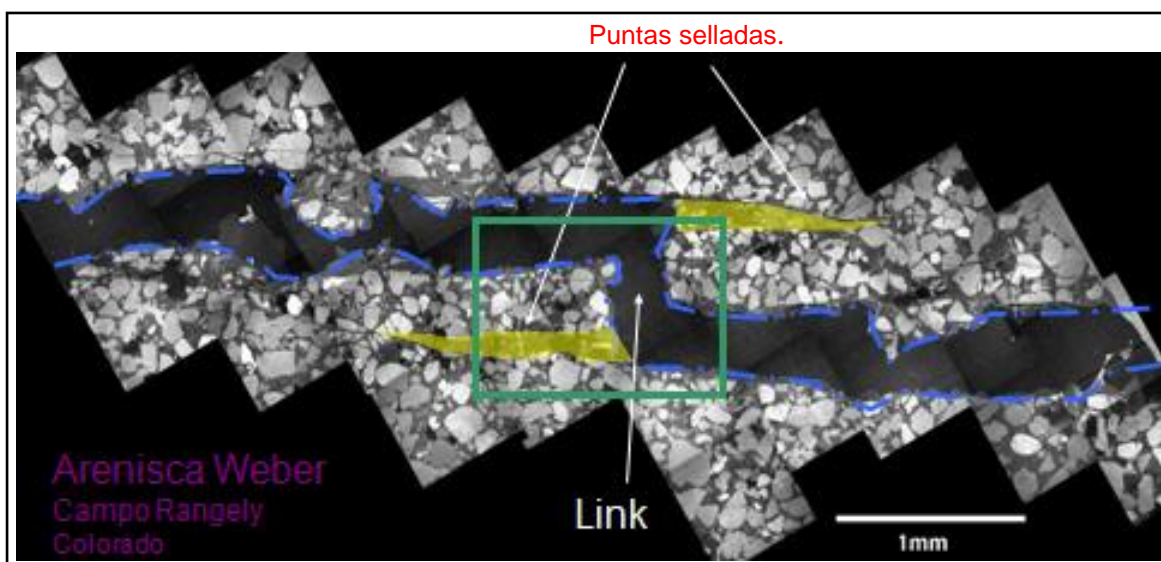


Fig.4.38.- Conjunto de imágenes detalladas del microfracturamiento en muestra de la arenisca Weber del campo Rangely en Colorado USA. Obtenidas con el uso del SEM / CL (Monroy S. 2007).

4.2.5.- Microscopio de catodoluminiscencia. Las láminas delgadas pueden ser observadas usando un microscopio equipado con un luminoscopio, para observar texturas de minerales y roca no reconocidas con luz transmitida en un microscopio de petrografía. De acuerdo con (Nickel, 1978), la luminiscencia se origina por perturbaciones moleculares de los materiales cristalinos (fig. 4.39). Durante el proceso de luminiscencia los materiales generan radiación no termal debido a la excitación de los electrones característicos de material emisor; el proceso incluye excitación, acumulación termal de energía y emisión. La luminiscencia se produce con un rayo catódico. Para examinar los minerales se usa una combinación de luz transmitida y catodoluminiscente, el luminoscopio se fija entre el objetivo y la fuente de luz transmitida del microscopio de petrografía.

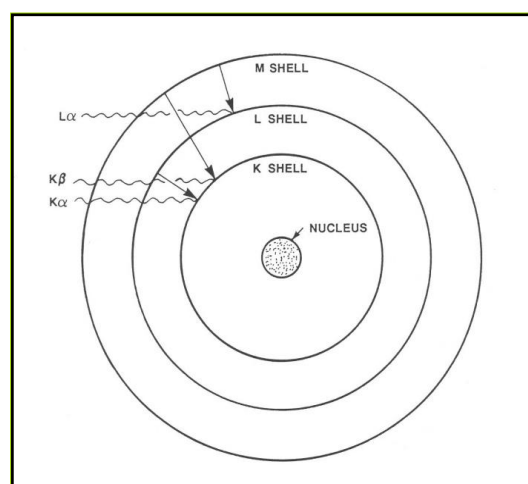


Fig. 4.39.- Perturbación electrónica de un núcleo, (M. Silva; 2003).

La lamina delgada se monta en una bandeja dentro de una cámara de vacío, Posteriormente se genera un rayo de electrones de la pistola y se dirige hacia la lamina delgada, cuando el rayo de electrones golpea los minerales (fig. 4.39); ellos son luminiscentes. Las láminas delgadas se preparan de una manera estándar a excepción que se dejan sin cubrir y con la superficie expuesta finamente pulida.

El dispositivo de catodoluminiscencia, o pistola que emite un rayo de electrones hacia la lámina delgada, se representa esquemáticamente en la siguiente figura 4.40.

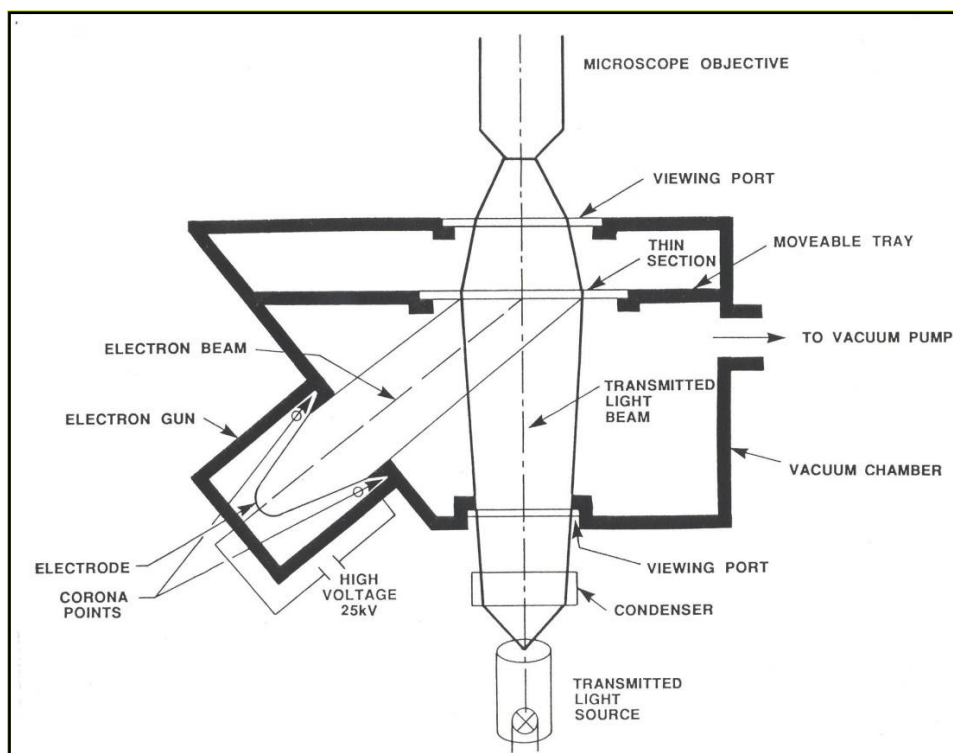


Fig. 4.40.- Dispositivo de catodoluminiscencia (M. Silva, 2003).

Las principales aplicaciones de esta técnica, es que nos permite observar texturas internas de minerales específicos lo cual se usa para estudios diagenéticos donde es posible diferenciar granos detríticos de cementos posteriores y con ello definir los estados de precipitación y disolución de estos minerales.

4.2.6.- Microscopio Electrónico de Barrido (MEB). Principalmente es utilizado para evaluar la morfología y distribución de poros y materiales de relleno de poros y microfracturas, especialmente arcillas alcanzando ampliaciones de 10 a 100000 x, manteniendo una buena profundidad de campo.

4.2.6.1.- Preparación de muestras: Se coloca un fragmento pequeño de la roca en un tubo de aluminio usando una pasta de plata, si la muestra está impregnada con hidrocarburo debe primero limpiarse. La muestra se monta en el tubo con la superficie fresca fracturada mirando hacia arriba, el espécimen se coloca en una cámara de vacío (fig. 4.41), en donde al vacío y con la ayuda de una carga eléctrica, el oro es transferido de un disco de oro a la superficie de la muestra para formar una película conductiva delgada de (100-400 ángstroms); se puede usar carbón o paladio en vez de oro para eliminar los efectos de carga en la

muestra. Por último la muestra se coloca en el microscopio teniendo cuidado de no tocarla con los dedos para evitar contaminación y errores en los resultados.

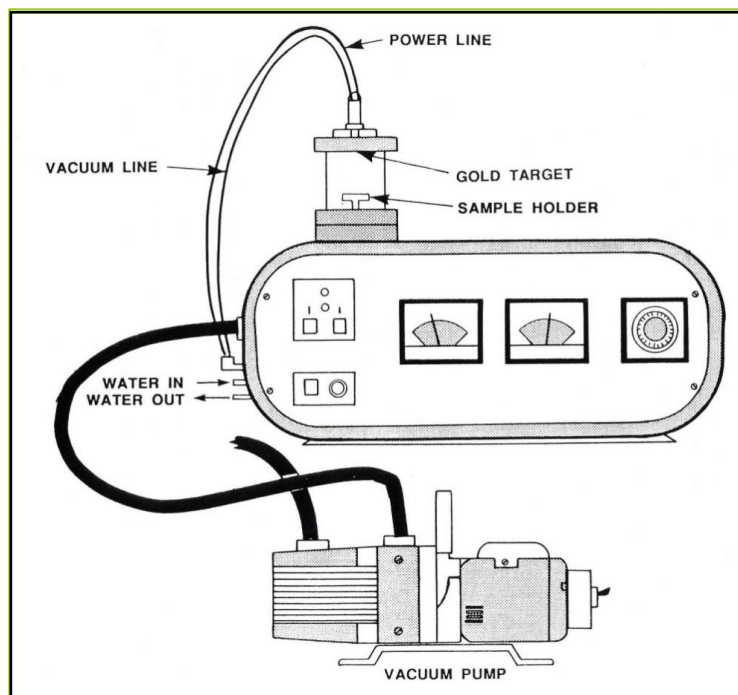


Fig.4.41.- Cámara de vacío de un microscopio electrónico de barrido, (M. Silva, 2003).

4.2.6.2.- Preparación de la muestra de Molde Puro: La muestra es impregnada con resina epóxica para rellenar todo el espacio poroso, esta muestra es bañada en HCl para remover los carbonatos y luego en HF para remover los silicatos. El resultado es la remoción de toda la roca, quedando el molde epóxico del sistema poroso.

4.2.6.3.- Fundamentos de Operación: Véase diagrama de la fig. 4.42, el proceso de operación comienza cuando las muestras de hasta 4 mm de diámetro son golpeadas por un rayo enfocado de electrones en una cámara de vacío, para ello la muestra debe ser conductiva al rayo de electrones, por lo cual se reviste con una capa muy delgada de carbono u oro-paladio.

Los electrones primarios son reflejados y los electrones secundarios son detectados y amplificados, posteriormente un espectro de rayos X es generado cuando la muestra es golpeada por el rayo, la radiación X es resuelta y graficada en picos característicos para varios elementos desde el flúor (número atómico 9) hacia arriba.

Las imágenes son registradas en fotografía o video y con las imágenes tridimensionales se puede documentar la morfología de las microfracturas, de los granos minerales y no minerales y de la matriz. Con estas imágenes se puede evaluar la rugosidad de los poros y fracturas deduciendo su interconectividad. Estos datos pueden ser relacionados con los parámetros de flujo del yacimiento, tales como permeabilidad y respuesta a los registros de pozo.

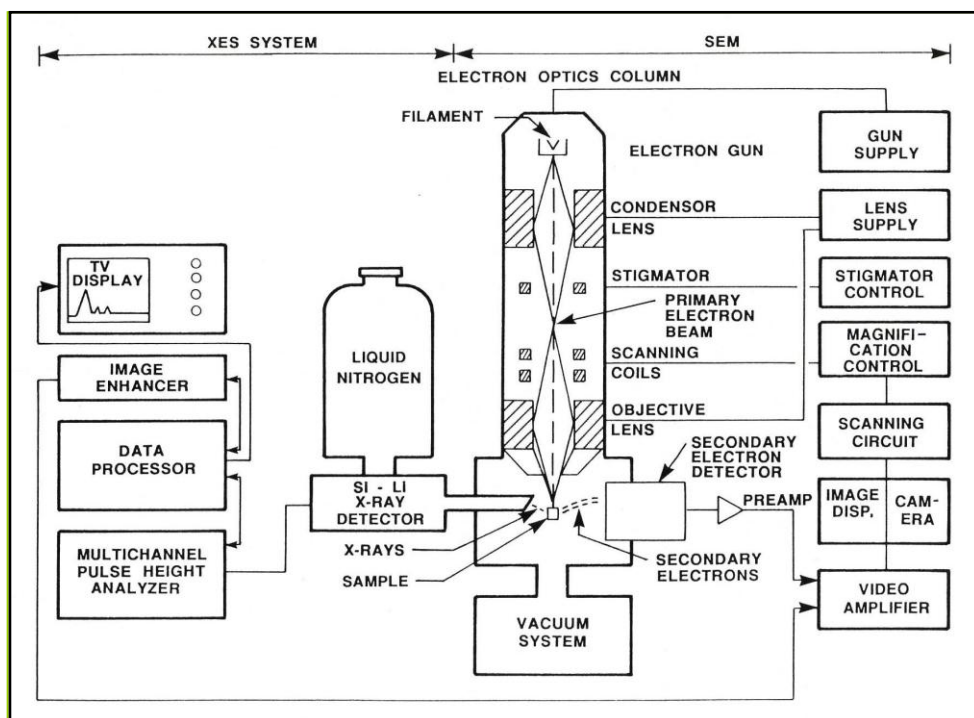
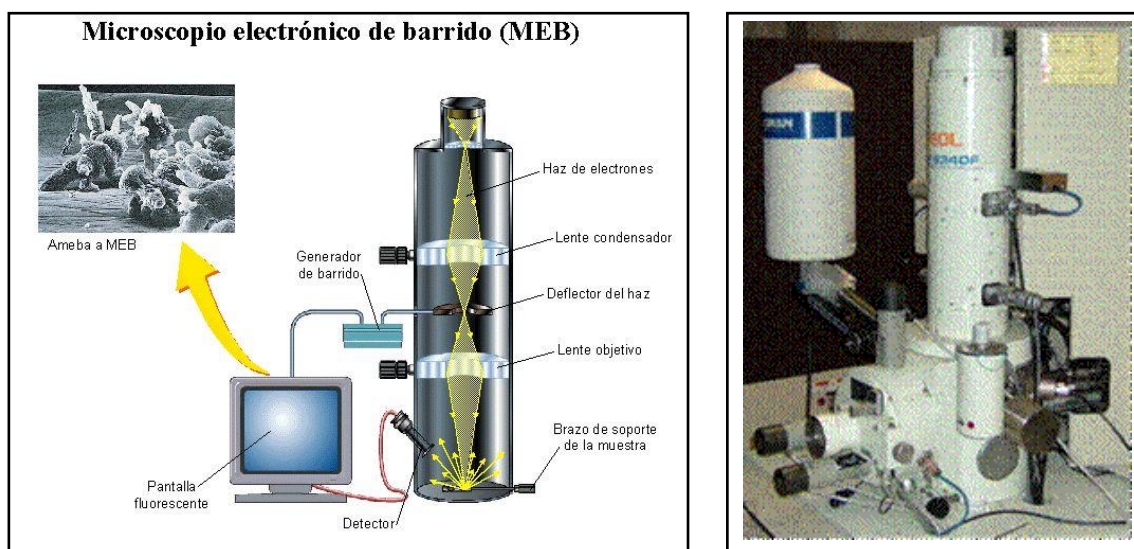


Fig. 4.42.- Esquema de los componentes y procesamiento de la información del (MEB) microscopio electrónico de barrido (Tomado de M. Silva, 2003).

En la figura 4.43, se muestran las características físicas de este tipo de equipos, donde se aprecia la estructura física del aparato, su conexión a la computadora y el tipo de imagen obtenida.



Figuras 4. 43. A la izquierda esquema de un microscopio electrónico de barrido MEB; y a la derecha fotografía de un MEB (Tomado de <http://almez.pntic.mec.es/~jrem0000/dpbg/1/1bch/1bch.htm> 2002/03).

Las imágenes de la figura 4.44 (Laubach, 2004), fueron captadas por un sistema Oxford Instruments MonoCL2 conectado a un Philips XL30 SEM que opera a 15 kV. Las imágenes a color han sido creadas usando filtros rojos, verdes, azules. Y superponiendo múltiples imágenes.

Los filtros de color se usan para convertir la imagen original pancromática de una fuente de CL. A una imagen sintética a color, comúnmente se pueden evidenciar algunas texturas que no pueden ser reveladas con imágenes pancromáticas. La Figura 4.44, muestra la comparación entre imágenes petrográficas de una arenisca rica en cuarzo.

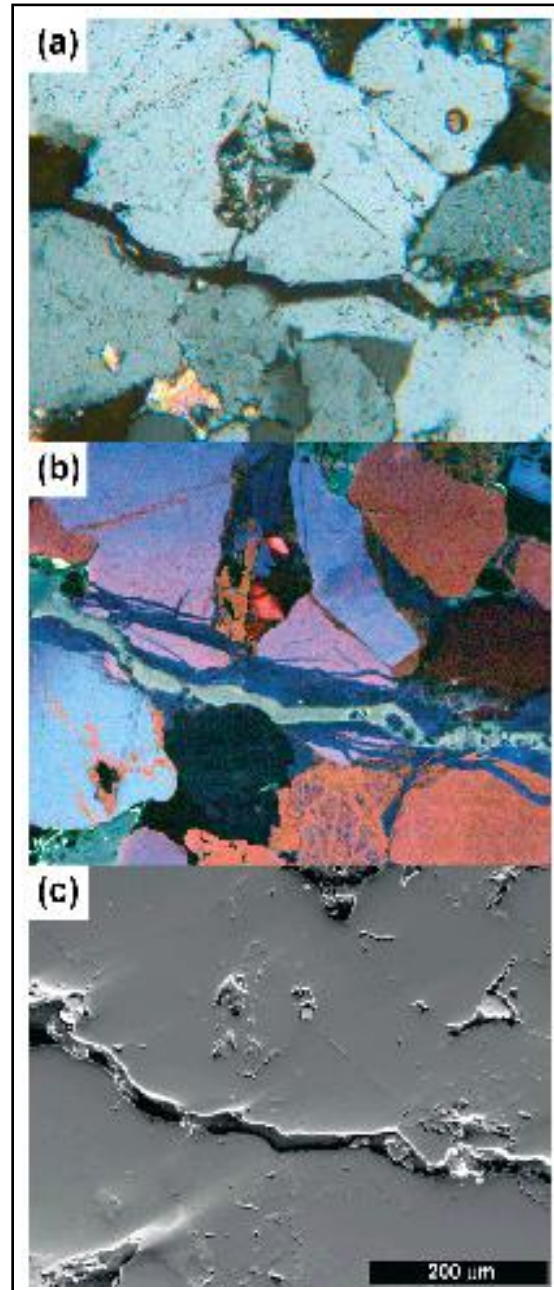


Fig. 4.44.-comparación entre imágenes petrográficas, al centro se observan los colores bajo cátodo luminiscencia (CL), arriba se utilizo luz polarizada y abajo se utilizo microscopio electrónico de barrido. (Tomada de Laubach, 2004).

Al centro se observan los colores bajo cátodo luminiscencia (CL), arriba se utilizo luz polarizada y abajo se utilizo microscopio electrónico de barrido.

Transversalmente se observa una fractura limitada por una textura (crack seal), la muestra fue rellena de epoxico. El cual en CL, se distingue por un color verde pálido, los granos de cuarzo en azul, rojo, púrpura. El cemento de cuarzo es azul-oscuro a negro ó rojo. El cemento de calcita en la parte inferior izquierda, es no luminiscente.

Los granos de feldespato alterado al centro izquierda, parece estar hecho de una mezcla de colores en CL. El cuarzo deformado al centro derecha presenta una mezcla de rojo y azul en CL. Y las microfracturas paralelas a la fractura principal están completamente rellenas por cuarzo azul luminiscente.

En algunas muestras que se han examinado con CL. La imagen captada por solo una parte del espectro disponible las emisiones proveen una imagen clara de la textura, lo que no es obtenible utilizando todo el espectro, la aplicación de la luminiscencia principalmente nos refleja una insignificante diferencia en la pista de la composición mineral y la estructura mineral (Pagel et al., 2000). Se ha usado el contraste entre los colores de CL. Principalmente para documentar patrones texturales.

4.3. - Métodos geofísicos empleados en la detección del fracturamiento en el subsuelo.

La utilización de la red sísmica para caracterizar los sistemas de fracturas, se emplea en la primera etapa dentro del desarrollo de un campo, puesto que reduce el riesgo económico lo cual permite que los equipos a cargo de los activos pertenecientes a las compañías determinen las direcciones óptimas de los pozos verticales y horizontales para que sea más factible la producción y la recuperación.

La investigación de las fracturas se centra básicamente en el empleo de técnicas de resolución relativamente alta, si se comparan con los métodos sísmicos, que emplean longitudes de onda de hasta 100 m - (328 pies), para detectar la presencia de fracturas naturales utilizando, el análisis de anisotropía azimutal. Estas técnicas no detectan fracturas o fallas individuales sino que explotan la respuesta promedio, a lo largo de un gran volumen de roca (T. Bratton, 2006).

Los levantamientos sísmicos de componentes variables (3c) adquiridos en las primeras etapas de desarrollo de los campos petroleros arrojan, datos importantes para la determinación de la anisotropía azimutal, lo que es esencial para caracterizar las fracturas naturales y posicionar los pozos en una forma efectiva.

Los métodos sísmicos para la caracterización de fracturas comprenden la determinación de la anisotropía de la velocidad, la variación de la amplitud azimutal con el desplazamiento y la variación del retardo normal (normal move out - NMO) con el azimut, véase la (figura 4.45). La aplicación de estos principios radica en la medición de las diferencias en tiempo de tránsito entre la onda de corte rápida y la onda de corte lenta, junto con la dirección de polarización de la onda de corte, las cuales ayudan a inferir la intensidad de las fracturas y su orientación, respectivamente.

Las investigaciones sísmicas de los yacimientos naturalmente fracturados. Incluyen investigaciones realizadas mediante perfiles sísmicos verticales (VSP) con desplazamientos múltiples de la fuente y azimuts múltiples. Las técnicas VSP con desplazamientos sucesivos de la fuente y con desplazamiento de fuente

y herramienta. Posibilitan los análisis de anisotropía de la velocidad, la variación de la amplitud con el desplazamiento y el azimut (AVOA), con resoluciones más altas que con los métodos sísmicos de superficie y pueden ser utilizados para calibrar los resultados sísmicos de superficie.

Los diagramas de la (figura 4.45), muestran los métodos de adquisición sísmica terrestre y marina, utilizados para detectar la anisotropía inducida por las fracturas. El diagrama de fracturas (extremo superior izquierdo) muestra las fracturas verticales con rumbo norte-sur en el ejemplo, las cuales producen la separación de las ondas de corte que ayuda a determinar la dirección de las ondas de corte rápidas (vectores de polarización rojos de dirección norte-sur) y la dirección de las ondas de corte lentas (vectores de polarización azules de dirección este-oeste). La sinusoide muestra cómo puede determinarse la anisotropía a partir de las variaciones de la velocidad compresional y de la velocidad de corte con el azimut (extremo superior derecho).

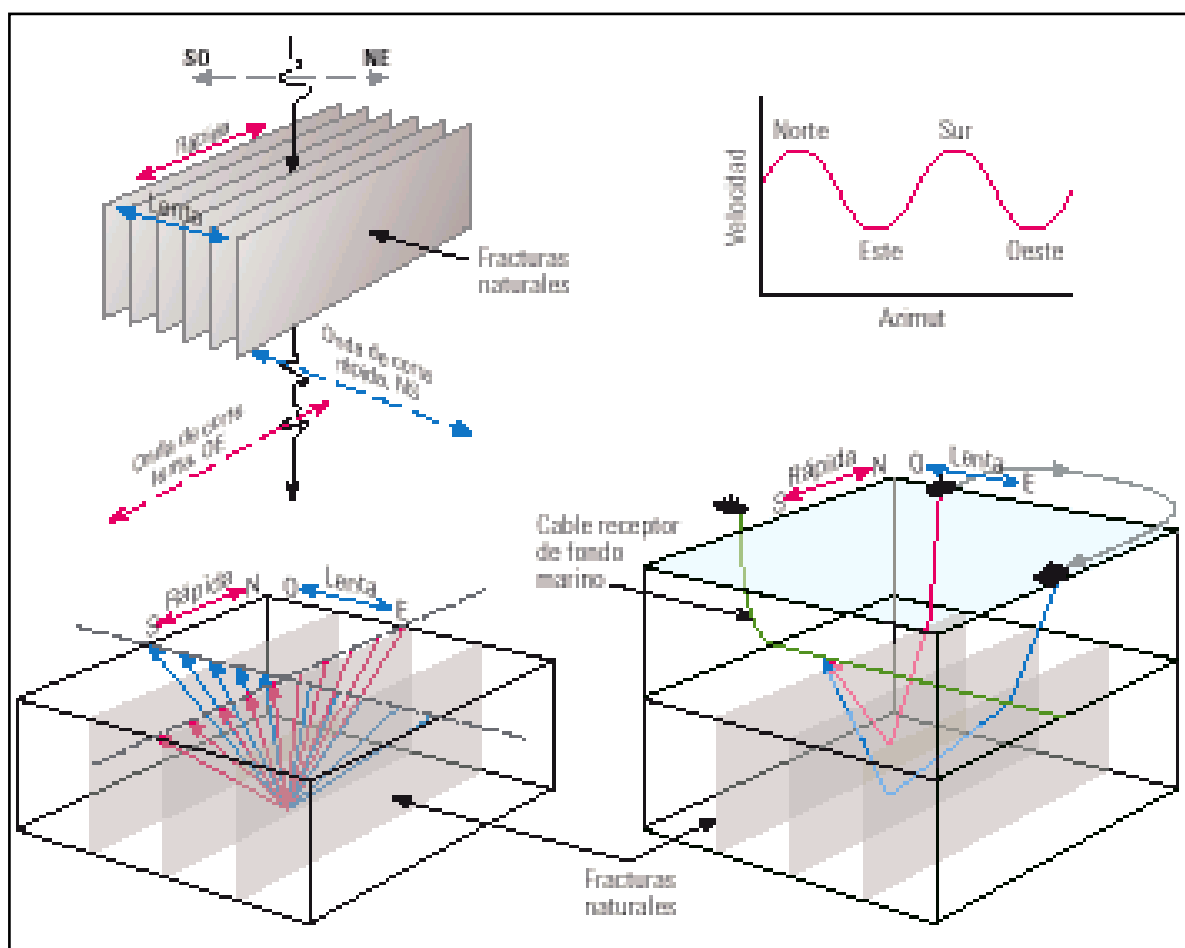


Fig.4.45.- Métodos sísmicos de anisotropía acimutal (Tomado de: www.slb.com/media/services 2006).

El diagrama sísmico terrestre (extremo inferior izquierdo) muestra los rayos para las colecciones de trazas de punto medio común, desde dos direcciones fuente-receptor. El diagrama sísmico del fondo marino (extremo inferior derecho) demuestra los efectos de la anisotropía sísmica, a través de dos rayos: un rayo rápido que se dirige hacia el sur, desde una posición de fuente situada al norte del cable receptor de fondo marino; y un rayo lento que se dirige hacia el oeste,

desde una posición de fuente situada al este, por encima del cable receptor de fondo marino. En los levantamientos 3D, se interrogan todas las direcciones azimutales.

En la integración de todos los datos disponibles para optimizar la configuración el VSP ayuda a extraer información sobre la anisotropía de alta calidad, esta información puede servir luego para diseñar levantamientos sísmicos de superficie 3D con el fin de cubrir e interpretar la configuración del subsuelo en las áreas alejadas del control de pozos. Y para tal tarea se utilizan métodos y algoritmos de interpolación como el krigging, cokrigging, mínimos cuadrados, desviación estándar etc. Apoyados con el uso de algún programa de computo especializado para el procesado y modelado de estos grandes volúmenes de datos.

A través de los años los geofísicos han observado que las velocidades de procesamiento de algunos levantamientos sísmicos 3D, especialmente en los realizados cerca de áreas de gran esfuerzo tectónico. La dirección de las ondas (P) rápidas se alinean con la dirección del esfuerzo compresional máximo, que resulta ser paralela a las fracturas naturales generadas por el esfuerzo, (T. Bratton, 2006).

En este escenario simple, la dirección de las ondas P lentas se alinearía en sentido perpendicular al rumbo de las fracturas, a la vez el fluido que rellena las fracturas afectara la velocidad.

Por otro lado se pueden definir y explotar las variaciones azimutales de otros atributos sísmicos, tales como las amplitudes de las reflexiones para determinar el azimut de las fracturas.

La ventaja de examinar las variaciones de amplitud, consiste en que se detectan las variaciones azimutales locales, a diferencia de las técnicas basadas en la velocidad que responden a los efectos acumulados de los estratos sobre yacentes (Hall SA y Kendall JM., 2000). En consecuencia, el análisis AVOA es una representación de un yacimiento NFR de resolución vertical más alta que la obtenida con métodos basados en la velocidad.

La amplitud de las reflexiones, o reflectividad, depende de las propiedades elásticas efectivas de la roca fracturada en la escala sísmica. Dado que tanto la velocidad compresional (P) como la velocidad de corte (S) cambian con el azimut en un medio fracturado, la respuesta AVOA será afectada por las propiedades de las fracturas, incluyendo su azimut. Si bien el procesamiento y la interpretación del análisis AVOA son relativamente simples cuando existe un solo alineamiento, en un medio de lo contrario homogéneo, las direcciones múltiples de las fracturas por ejemplo cerca de las Fallas y las fuentes de anisotropía adicionales, significativamente pueden complicar el análisis. (Sayers CM: y Dean S: 2001)

Otro enfoque examina la variación azimutal de la velocidad corregida por el retardo normal (NMO) de las ondas P. (Grechka V y Tsvankin I.1998) Se necesita un mínimo de tres mediciones azimutales para construir una elipse en el plano horizontal, que muestre las velocidades NMO en todas las direcciones azimutales.

Si bien la mayoría de los métodos sísmicos de análisis de fracturas asumen una geometría simple, capas horizontales y fracturas verticales la técnica NMO permite cierta evaluación adicional donde las capas buzan y donde las fracturas naturales pueden no ser verticales. No obstante, esta técnica también padece de la degradación de la resolución vertical asociada con la velocidad.

En un estudio de un yacimiento carbonatado de un campo del sudoeste de Venezuela se compararon los resultados de la orientación de las fracturas, basados en métodos sísmicos, con las orientaciones de las fracturas derivadas de imágenes FMI, (Pérez MA, Grechka V y Michelena RJ., 1999). Para el estudio se utilizan diferentes tipos de datos sísmicos, incluyendo datos de ondas P y S 2D, de tres componentes (3C) y datos de ondas P 3D. Se observó que la mayoría de los resultados del análisis de rotación de los datos 3C-2D, de ondas convertidas y los resultados de los análisis AVOA y NMO de los datos de ondas P 2D y 3D determinaron la dirección general del esfuerzo horizontal máximo regional. No obstante, los resultados variaron entre los diferentes métodos debido a variaciones estructurales locales.

Con los datos de ondas P 3D, la técnica AVOA pareció más robusta que el análisis NMO. Según el estudio de Venezuela, existían ventajas cuantificables con respecto a la adquisición de datos 3C terrestres, incluyendo la capacidad para estimar la orientación de las fracturas y su densidad, o su intensidad.

La adquisición de datos sísmicos de componentes múltiples en un ambiente marino requiere equipos sofisticados de adquisición de datos sísmicos de fondo marino de cuatro componentes (4C).

4.3.1.- Los datos sísmicos marinos 4C. Se adquieren habitualmente utilizando tres geófonos orientados en sentido ortogonal y un hidrófono instalado en un censor k de fondo oceánico. Siempre que el sistema esté en contacto con el fondo marino, los geófonos 3C miden las ondas de corte, el hidrófono mide las ondas compresionales.

Los estudios sísmicos marinos han resultado exitosos en lo que respecta a la identificación de la dirección y magnitud de la anisotropía, en el horizonte objetivo específico, a través de la eliminación efectiva de la influencia de los estratos de sobrecarga en un método de eliminación de capas (layer-stripping). (Gaiser J, Loinger E, Lynn H y Vetri L .2002).

4.3.2.- Los métodos sísmicos pasivos. Detectan la respuesta del yacimiento a las operaciones de producción o inyección pueden considerarse como técnicas dinámicas de caracterización de fracturas y fallas.

Las fracturas y fallas naturales emiten eventos microsísmicos, en su mayor parte debidos a reajustes por esfuerzos de corte en respuesta a cambios producidos en el esfuerzo efectivo, luego de las operaciones de producción e inyección y especialmente durante las operaciones de estimulación por fracturamiento hidráulico. (Bennet L. et. Al. 2006). Los sensores sísmicos de alta sensibilidad posicionados en los pozos cercanos detectan estas mediciones acústicas, que en este método sirven como fuente sísmica, (fig.4.46).

La producción extraída de las rocas del subsuelo o por inyección de fluidos en esas rocas modifica el esfuerzo neto presente en las fracturas y fallas, induciendo pequeños eventos de corte que emiten señales acústicas (estrellas rojas), estas emisiones pueden ser registradas en los pozos de observación cercanos que contienen equipos de registro sísmico sensibles de componentes múltiples. El procesamiento de localización especial crea un registro de los eventos en el espacio y el tiempo, estas emisiones acústicas se localizan en el espacio 3D y ayudan a identificar las direcciones de las fracturas y de las fallas.

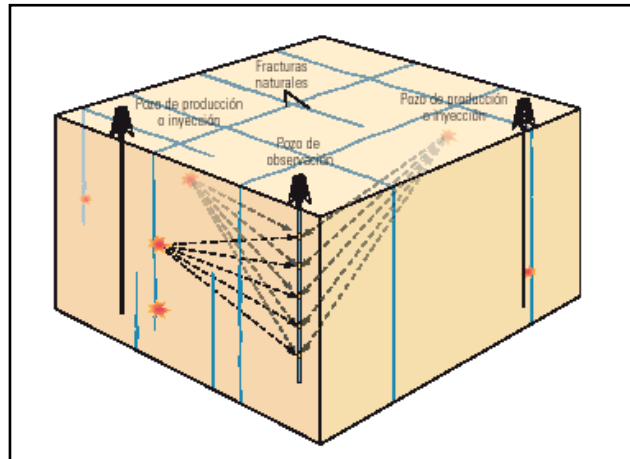


Fig. 4.46. Rastreo de emisiones acústicas inducidas por la producción o la inyección de fluidos, (Tomado de: www.slb.com/media/services 2006).

Los métodos especiales de procesamiento estiman las localizaciones de los eventos, produciendo un registro continuo en función del tiempo de la actividad inducida por las operaciones de producción o inyección.

Los métodos sísmicos representan métodos de detección y caracterización de fracturas de escala intermedia a grande y en consecuencia, poseen implicaciones con respecto a los esfuerzos para modelar el volumen de estos yacimientos complejos, entre pozos. Independientemente de la técnica, la información cultivada a partir de los datos sísmicos contribuye al modelado de yacimientos que guía la planeación de los proyectos de recuperación primaria y secundaria. No obstante, en muchos campos petroleros, los pozos de los que se puede extraer información detallada sobre las fracturas son demasiado pocos y están demasiado espaciados como para poblar el volumen del modelo.

4.4.- Aplicación de la fotografía digital para el mapeo del fracturamiento, con la utilización de datos 3d obtenidos con tecnología de detección de luz y distancia (LIDAR).

Se ha desarrollado una forma de captar la información cuantitativa detallada necesaria para construir los modelos de yacimientos fracturados a partir de afloramientos análogos.

Este método utiliza una combinación de fotografía óptica de alta resolución, tecnologías de radares y una técnica automática de extracción de superficie, que ahora se emplea ampliamente para mapear fallas en conjuntos de datos sísmicos 3D (Pedersen SI, et. al. 2002).

Se comprobó esta nueva técnica utilizando un afloramiento análogo a un yacimiento fracturado bien estudiado, el afloramiento se sitúa en las Montañas Guadalupe de Nuevo México, EUA (T. Bratton, 2006).

Los modelos fotorrealistas 3D detallados se obtienen a partir del mapeo de fotografías 2D de alta resolución en barridos 3D de afloramientos análogos, utilizando la tecnología de detección de luz y distancia (LIDAR).

El equipo LIDAR transmite luz Láser (radiación electromagnética visible) a un objetivo y recibe la señal reflejada para el análisis destinado a determinar ciertas propiedades del objetivo. El tipo más común de datos LIDAR se utiliza para telemetría precisa con precisión de 2 mm [0.08 pulgadas] y la intensidad de la radiación de retorno puede ayudar a definir otras características del objetivo, ver (fig. 4.47).

La digitalización con suficiente detalle de la arquitectura sedimentaria a partir de modelos fotorrealistas para la construcción de modelos de yacimientos es un proceso directo. No obstante, la digitalización manual y el análisis de las fracturas a partir de estos conjuntos de datos son procesos poco prácticos, porque comúnmente existen varios cientos de miles a millones de fracturas.

Este procedimiento automatizado de mapeo de afloramientos está organizado para sacar provecho de la información direccional 3D, inherente a los datos LIDAR, y combinarla con la información detallada de los datos de imágenes 2D de alta resolución. Para ello, primero se analizan los datos LIDAR y los datos fotográficos por separado.

Dado que los afloramientos naturalmente se meteorizan a lo largo de las fracturas, los planos de falla y la estratificación, los conjuntos de fracturas principales y los límites de capas se captan mediante el análisis vectorial de los datos LIDAR.

La fotografía digital se mapea en forma fotorrealista (fig. 4.47), sobre una superficie obtenida a partir de los datos LIDAR (extremo superior). Los patrones de fracturamiento principales se ponen de manifiesto tanto a partir del análisis de imágenes (centro) como del análisis vectorial. La componente (Y) del vector normal de superficie (extremo inferior) muestra rasgos verticales que corresponden en su mayoría a fracturas. La altura del frente del afloramiento vertical oscila entre 6.1 y 7.6 m.

Las orientaciones de las superficies objetivo se describen utilizando las tres componentes direccionales del vector normal.

La intensidad de la radiación se corrige luego tanto por la distancia existente hasta el dispositivo LIDAR como por el ángulo de la superficie del afloramiento. Se crea una grilla de modelo LIDAR 3D, que se puebla con los datos direccionales y los datos de intensidad. Los datos de intensidad y de componentes direccionales LIDAR corregidos se pueden separar luego en rangos de valores para el mapeo y análisis. Si bien los datos LIDAR son bien detallados, las fotografías contienen un nivel de información aún más alto. No obstante, para

lograr una interpretación estructural automatizada de los datos fotográficos, se debe filtrar la imagen digital por la presencia de ruido; cualquier evento en la imagen que no represente parte de la exposición de la roca, tal como vegetación o derrubio.

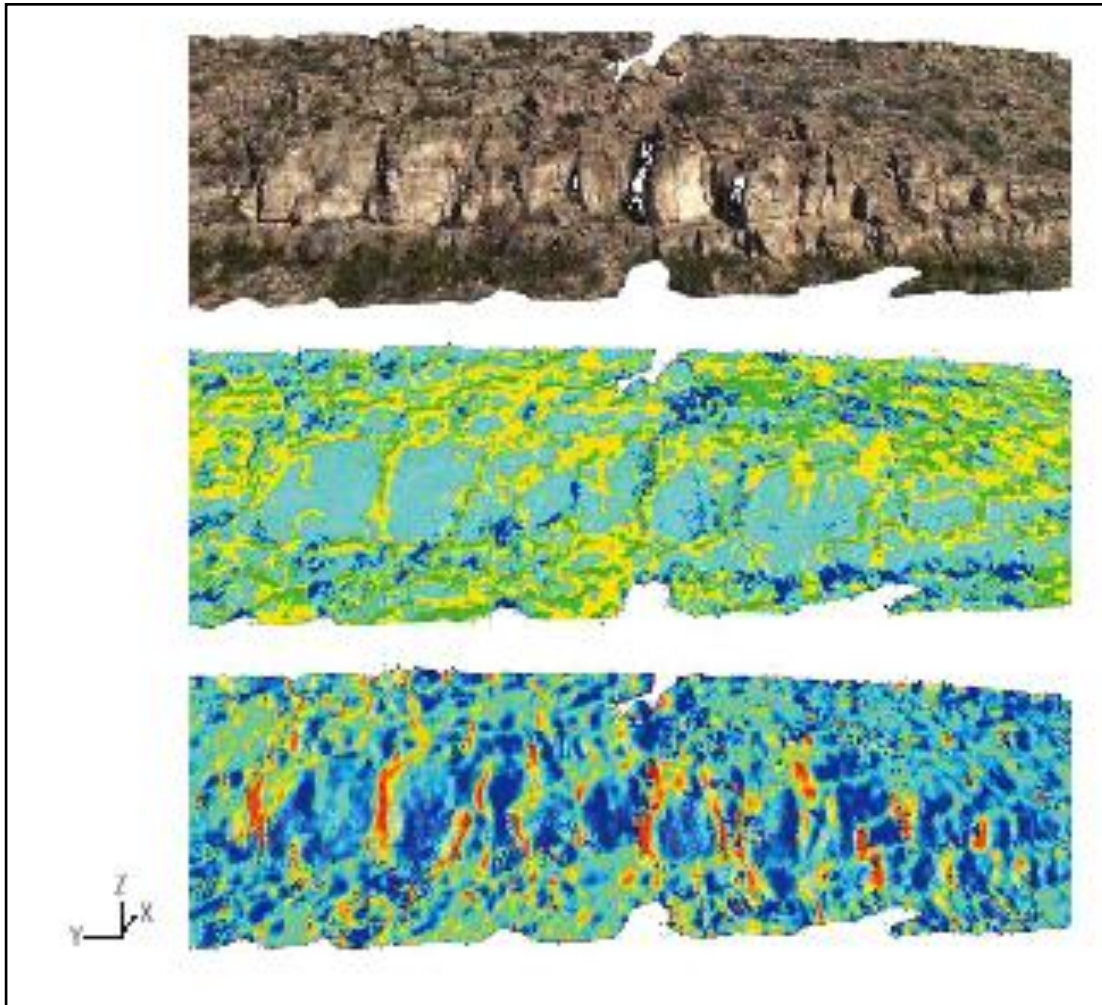


Fig.4.47.- Utilización de datos 3D con tecnología de detección de luz y distancia (LIDAR) para mapear los conjuntos de fracturas principales. (Tomado de: www.slb.com/media/services2006).

El primer pasó en el análisis LIDAR, (fig. 4.48), es el procesamiento de una fotografía digital con alta resolución proveniente de un afloramiento análogo (extremo superior). El programa detecta y mejora las discontinuidades que aparecen en la fotografía (centro). La codificación en blanco indica un alto nivel de discontinuidad y la codificación en negro representa un bajo nivel de discontinuidad. Se mapean tanto la estratificación (verde) como los frentes de las fracturas (rojo) (extremo inferior). La altura del frente del afloramiento vertical oscila entre 6.1 y 7.6 m.

A continuación, se selecciona un atributo o una combinación de atributos y el proceso de Interpretación estructural automatizada, adaptado a partir de los principios aplicados por el programa de computación Petrel creado por la compañía SLB, con la aplicación de la Interpretación estructural se afinan los contornos de las superficies, (fig. 4.48).

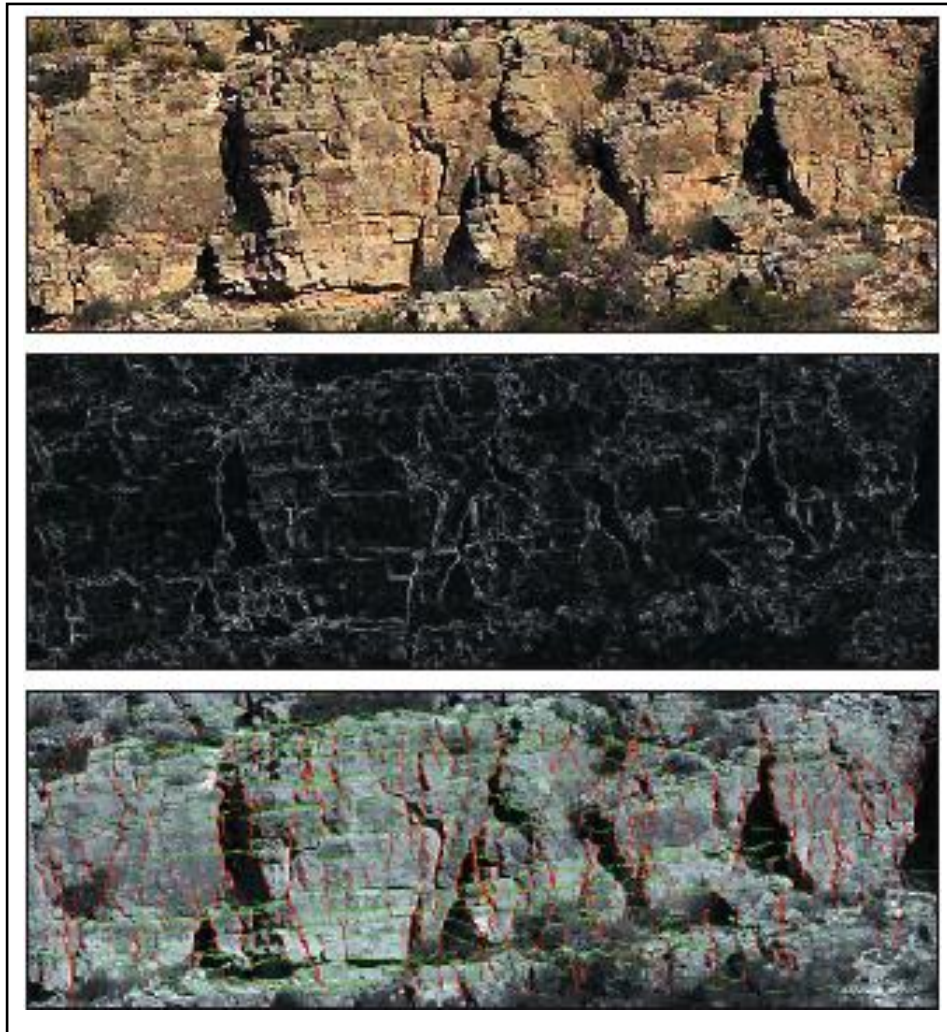


Fig. 4.48- Utilización de los componentes de un modelo foto realista, una fotografía y un programa de computación para mapear la estratificación, las fracturas y las fallas, (Tomado de: www.slb.com/media/services2006).

El proceso utiliza una adaptación de la técnica desarrollada para la interpretación de fallas en los volúmenes sísmicos 3D. Al principio, una falla o una fractura puede aparecer solamente como una tendencia dentro de los datos, pero a medida que se mejoran las características de la relación señal-ruido a lo largo de las superficies, los “agentes” mapean un plano más definido, utilizando los principios de la “inteligencia de enjambres”. Un gran número de agentes de proceso se despliegan en el volumen de datos, tomando decisiones basadas en el comportamiento precodificado, a partir del cual se genera y almacena una estimación de la orientación de la superficie; en este caso, se pican las fracturas y la estratificación. El resultado es un mapa 2D de rasgos de afloramientos lineales en su mayor parte fracturas y estratificación pero con una resolución mayor que la extraída de los datos LIDAR.

Para la delineación automática (Fig.4.49), Se selecciona uno o varios atributos para la generación del cubo B a partir del cubo sísmico A. Se acondiciona el cubo B mediante el módulo de Interpretación estructural automatizada del programa Petrel, utilizando la “inteligencia de aglomeraciones,” que mejora los rasgos de las fracturas y las fallas para producir el cubo C resultante. Las superficies de las

fallas se extraen luego como objetos separados, como se muestra en el cubo D. Estas superficies se pueden incorporar posteriormente en los modelos geológicos.

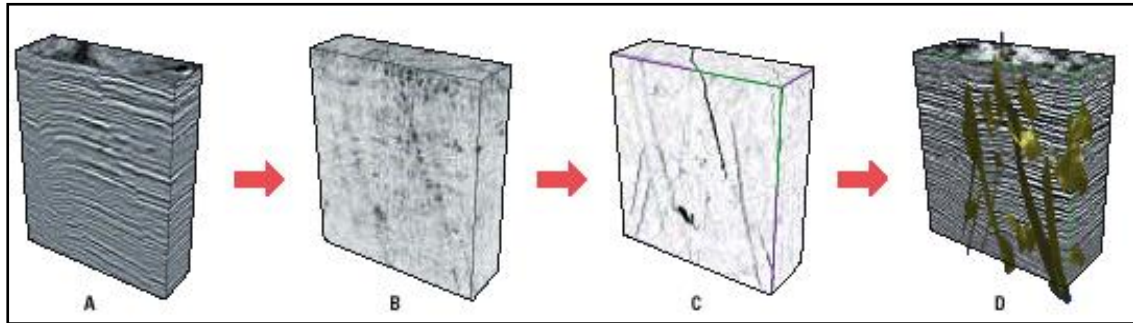


Fig.4.49- Delineación automática de fracturas y fallas, (Tomado de www.slb.com/media/services2006).

Una vez realizado el innovador procesamiento en las fotografías digitales de alta resolución y en los datos LIDAR, se recombinan los resultados con el fin de conformar el modelo fotorrealista 3D para la verificación manual y el análisis e interpretación. En esta etapa, los mapas 2D obtenidos de las fotos se transforman en datos 3D, conforme se proyectan en el modelo de afloramiento fotorrealista, como una serie de planos y atributos. Los resultados del análisis fotográfico y LIDAR son desplegados como atributos en una ventana de edición y luego son comparados por el intérprete con el modelo fotorrealista, para el control de calidad. Posterior a la edición de los datos, el geólogo estructural puede iniciar el proceso de interpretación cuantitativa de las fracturas. Dado que la estratificación se mapea automáticamente como parte del proceso, el intérprete puede realizar el análisis cuantitativo del alcance, densidad y orientación de las fracturas, capa por capa, estableciendo así una estratigrafía mecánica, (T. Bratton, 2006).

Los planos de rompimiento analizados y su relación con la estratificación y las fallas pueden ser utilizados luego como base para modelos de redes de fracturas discretas. Tales modelos pueden ser analizados en términos de volúmenes de fracturas representativos y heterogeneidad del flujo relacionada con los sistemas de fracturas.

4.5.- Participación del fracturamiento en la modelación integral de yacimientos petroleros.

Dentro del proceso de modelado de yacimientos es probable que no existan otras tareas de simulación tan desafiantes como lo es el tratar de simular los efectos de las fracturas en los campos de petróleo y gas en la construcción de modelos de yacimientos naturalmente fracturados, y que sean válidos para simular el flujo de fluidos de un yacimiento con un grado de certeza razonable. Los desafíos cubren disciplinas a escalas múltiples, y por lo regular siempre son encarados con información limitada.

El objetivo fundamental de la simulación de yacimientos es estimar y pronosticar la distribución y el flujo de fluidos en el yacimiento, en respuesta a los procesos de producción o inyección. Las fracturas naturales dificultan considerablemente la consecución de este objetivo. Algunos especialistas simplifican los desafíos que

plantea la simulación del flujo de fluidos de los yacimientos naturalmente fracturados, mediante una división en tres categorías.

Primero, un modelo debe resolver las trayectorias de los fluidos mediante la determinación de la conectividad de las fracturas. La conectividad depende de la longitud, orientación e intensidad de las fracturas, que se obtienen de los datos del subsuelo y de afloramientos análogos.

En segundo lugar, es esencial el conocimiento de las permeabilidades de los sistemas de fracturas, la variación de la permeabilidad a través del campo y la interacción entre las fracturas y la matriz.

En tercer lugar, se deben captar la presión del fluido o presión capilar y las permeabilidades relativas presentes en el yacimiento. Además, es necesaria una buena comprensión del régimen de esfuerzos locales para lograr una simulación del yacimiento creíble.

Esta información proviene de una diversidad de fuentes incluyendo las mediciones obtenida de los registros, el análisis de ovalización por ruptura de la pared del pozo y las pruebas de pérdida de fluido. También se emplea en los modelos mecánicos del subsuelo (Ali AHA, 2003).

La complejidad de los yacimientos naturalmente fracturados representa un desafío real en las operaciones de simulación de yacimientos. Los modelos geológicamente más realistas son modelos de redes de fracturas discretas, (Fig.4.50), en estos modelos, cada fractura es representada como un plano en el yacimiento, con propiedades conexas, tales como apertura y permeabilidad, los modelos de redes de fracturas discretas, representan la complejidad geométrica de los yacimientos fracturados con un alto grado de detalle.

El flujo de fluidos puede ser simulado a través de los modelos de redes de fracturas discretas, utilizando métodos de elementos finitos y los efectos del flujo matricial también pueden ser incorporados.

La creación de un modelo verosímil, sin embargo, impone grandes exigencias sobre los geocientíficos y el sistema de fracturas debe ser parametrizado en todo su detalle. Este modelo se construye habitualmente a partir de pozos cercanos con datos de alta calidad; por ejemplo, datos de imágenes de la pared del pozo, análisis de núcleos y datos de presiones transitorias y luego se expande a la región que se extiende entre los pozos utilizando técnicas geoestadísticas.

Los modelos de redes de fracturas discretas, también pueden ser guiados por los resultados de la caracterización de fracturas con base en la anisotropía sísmica y los datos de producción (Will R, 2003).

Los datos de pozos y los datos sísmicos en general no son suficientes como para proveer información sobre el alcance y conectividad de las fracturas, por lo que los afloramientos análogos se convierten en fuentes de información cruciales. Hoy en día, la generación de modelos de redes de fracturas discretas sigue presentando limitaciones, estos modelos son intensivos desde el punto de vista

computacional, por lo que de esta manera no es posible modelar todas las fracturas presentes en un yacimiento.

Si bien un modelo de redes de fracturas discretas podría utilizarse para un ajuste histórico individual de pruebas de pozos, los modelos que se encuentran en el mercado sólo tratan el flujo monofásico y por ende, no pueden modelar los mecanismos de recuperación secundaria.(Rawnsley K y WeiL., 2001):

Es posible representar geoméricamente sólo las fracturas más grandes en los modelos celulares, mientras que las fracturas más pequeñas tienen que ser representadas como propiedades de células modificadas. No obstante, la física del flujo entre las fracturas y la matriz en los modelos celulares puede representarse utilizando el método de diferencias finitas y empleando técnicas de porosidad dual y porosidad dual / permeabilidad dual, (fig. 4.50).

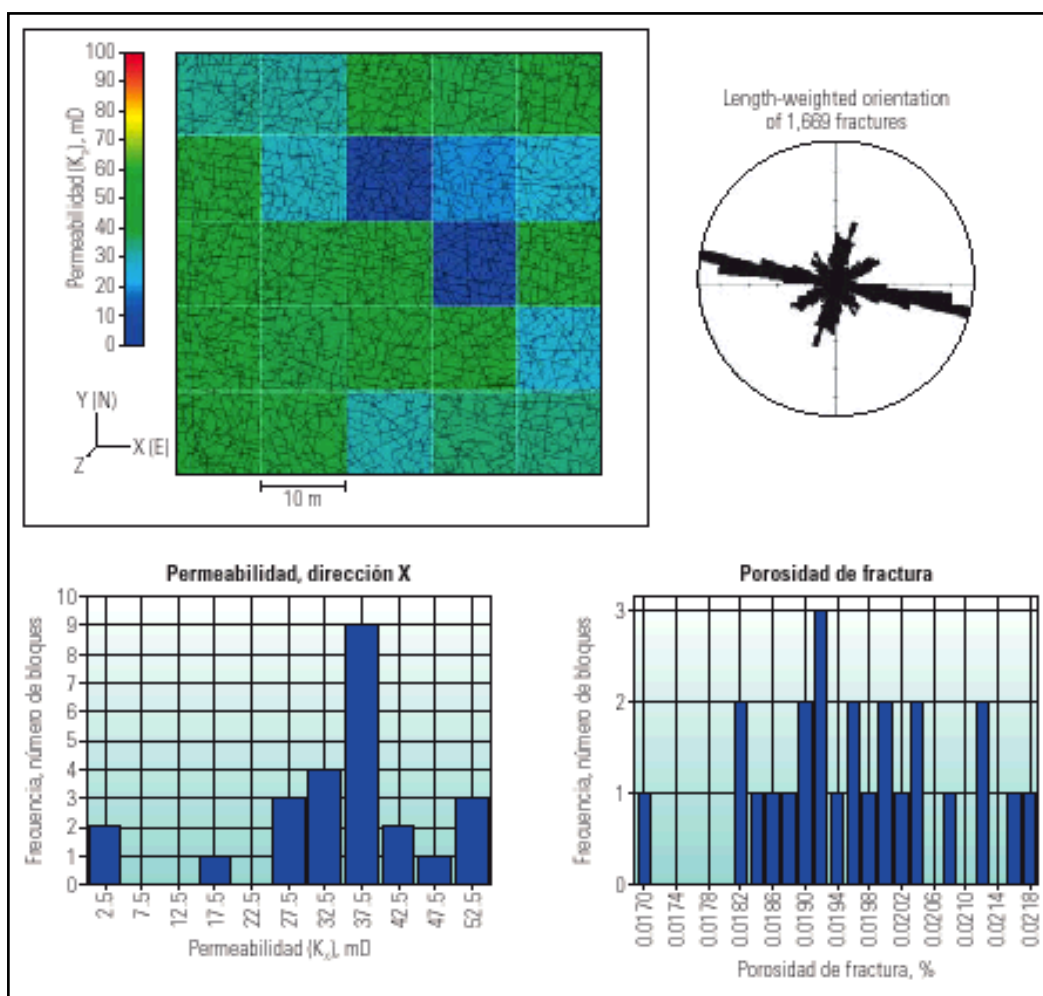


Fig.4.49.-Ejemplo de un patrón de fracturamiento generado en forma automática a partir de un afloramiento, incorporado en un modelo de redes de fracturas discretas, (Tomado de www.slb.com/media/services2006).

Es difícil proveer un enlace entre la visualización de un yacimiento fracturado que posee un geólogo y una representación celular. Un método para encarar este problema consiste en crear modelos de redes de fracturas discretas en pequeña escala, que representen los detalles del fracturamiento, y reescalarlos en bloques de cuadrículas celulares utilizando métodos estáticos o bien dinámicos.

En la (fig. 4.50), se muestra el ejemplo de un patrón de fracturamiento generado en forma automática, a partir de un afloramiento en un área de 50 m por 50 m [164 pies por 164 pies] (extremo superior izquierdo), incorporado en un modelo de redes de fracturas discretas, a las fracturas se les asignó una apertura constante y la permeabilidad se re escaló utilizando un algoritmo de cálculo de la presión.

La permeabilidad re escalada en la dirección X, Bloque Kxx, se escala de acuerdo con la barra de colores (izquierda). Los histogramas (extremo inferior) muestran el Bloque Kxx y la porosidad de fractura para cada célula de 10 m por 10 m [32.8 pies por 32.8 pies]. El diagrama de roseta (extremo superior derecho) muestra la orientación de 1,669 fracturas, interpretadas con el proceso de interpretación estructural automatizada Petrel.

La simulación de flujo en los modelos celulares se realiza de dos maneras: simulación por diferencias finitas y simulación de líneas de flujo. (Afilaka JO 2001).

4.5.1.- Los simuladores por diferencias finitas. Ofrecen habitualmente una amplia gama de funcionalidades y son preferibles en entornos de proyectos maduros de largo plazo. Además, los simuladores por diferencias finitas han resultado más adecuados para simular el flujo de fluidos no dominado por las heterogeneidades del yacimiento en modelos con menos incertidumbres.

4.5.2.- Los simuladores de líneas de flujo. Tales como el módulo ECLIPSE FrontSim trifásico, son mejores para acceder al comportamiento dinámico del yacimiento en modelos grandes con múltiples millones de células.

Los simuladores de líneas de flujo fig. 4.51, son más rápidos de correr y permiten simular en forma rápida el flujo de fluidos en los yacimientos heterogéneos, lo cual permite a los encargados de los activos de las compañías validar rápidamente los modelos de yacimientos re escalados con datos dinámicos, Estos simuladores resultan particularmente útiles a la hora de simular los efectos de las fracturas u otros conductos de alta permeabilidad sobre los proyectos de inyección de agua para recuperación secundaria.

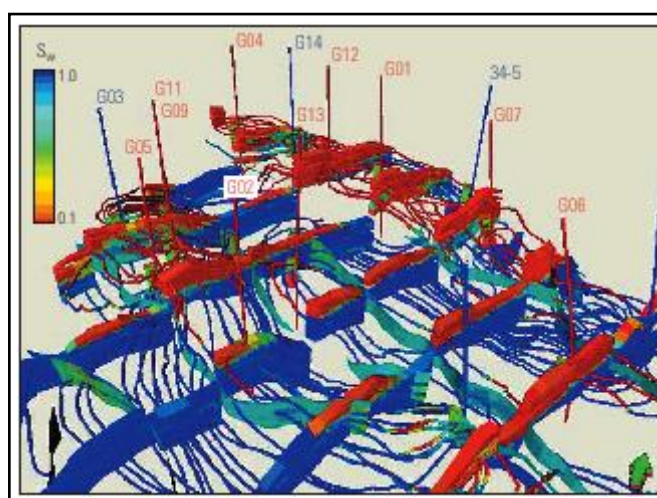


Fig.4.51.-Simulación de líneas de flujo. Las líneas de flujo y las capas prospectivas se codifican en color, de acuerdo con la saturación de agua, www.slb.com/media/services. 2006).

Conforme se ingresan más datos en el modelo, es posible ajustar cada porción del mismo, esto puede implicar el mejoramiento de los modelos estructurales y los modelos mecánicos del subsuelo, los modelos de matrices y fracturas, y los modelos de intercambio matriz-fractura.

Habitualmente los modelos se prueban y se calibran utilizando datos históricos de presión y producción, ajuste histórico y deben ser actualizados y ajustados con nueva información. Se considera que algunos de los yacimientos de hidrocarburos más grandes del mundo corresponden a yacimientos carbonatados naturalmente fracturados de Medio Oriente, México y Kazajstán (Ahr W. M, 2005).

En muchos casos, estos yacimientos poseen tres sistemas de porosidad: porosidad de fractura, porosidad de matriz y porosidad vacuolar tanto conectadas como aisladas e implican un flujo de fluido multifásico, lo que se suma a las complejidades del modelado. La declinación de la productividad de hidrocarburos, el incremento de la producción de agua y los volúmenes significativos de petróleo sin barrer son los motivos de preocupación más obvios y a considerar dentro del modelado, (Kossack CA, 2001).

4.6.- Enfoque analítico dentro de la modelación integral de yacimientos petroleros.

El aspecto analítica es un concepto clave dentro de los propósitos fundamentales en la modelación integral de los yacimientos petroleros, sus características más importantes son:

- Aportar una visión general del papel integrador de la modelación matemática y computacional en la caracterización geológica-petrofísica y en la simulación de los mecanismos de flujo y transporte en los yacimientos petroleros.
- Facilita la revisión de los diferentes enfoques y modelos que permiten realizar de manera sistemática la integración de las diferentes fuentes de información para la obtención de modelos geológicos--petrofísicos realistas y confiables.

4.6.1.- La modelación matemática de las características de un yacimiento a grosso modo consta de dos etapas:

- Caracterización estática. →

{	Modelo geológico
	Modelo petrofísico
- Simulación numérica.

4.6.2.- Caracterización estática. En esta etapa se realiza la aplicación de un enfoque probabilístico apoyado con el uso de modelos estocásticos; basándose principalmente en:

- El reconocimiento de patrones
- La estadística multivariada
- Los fractales
- La geoestadística
- Las simulaciones estocásticas

Dentro de los objetivos en esta etapa esta la creación del modelo geológico – petrofísico, los cuales consisten en:

4.6.2.1.- Modelo geológico. Descripción de los rasgos geológicos-estructurales del yacimiento (fallas, fracturas, delimitación de unidades geológicas, tipos de rocas y su distribución, etc.), para el estudio del fracturamiento nos enfocaremos en las propiedades geométricas y volumétricas que definen los planos de fracturamiento. Este tipo de modelos constan o se complementan de los siguientes modelos:

- 1.- Modelo estructural.
- 2.- Modelo estratigráfico.
- 3.- Modelo litológico.
- 4.- Modelo de heterogeneidades del yacimiento.

4.6.2.2.- Modelo Estructural. Modelo que define principalmente la arquitectura del yacimiento (fig. 4.52), delimitando el marco geométrico básico de la trampa de hidrocarburos, considerando principalmente estos rasgos:

- las fallas principales que limitan los bloques más grandes del yacimiento.
- Las superficies geológicas que delimitan a las principales formaciones geológicas del Yacimiento.

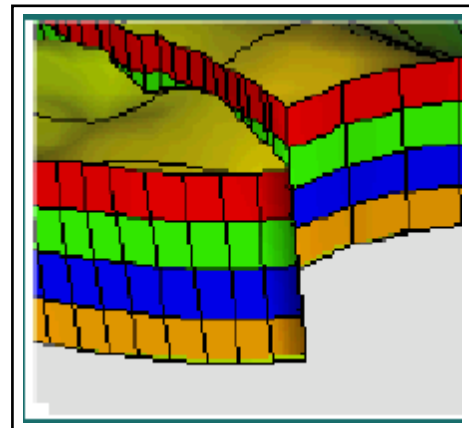


Fig.4.52.- Esquema de un modelo geológico estructural. (Tomado de H Cinco Ley, 2006).

4.6.2.3.- Modelo estratigráfico. Este modelo define las superficies que delimitan a las principales unidades de permeabilidad favorable al flujo dentro del yacimiento fig. 4.53. Define la geometría (malla) interna de las unidades de la formación, considerando capas proporcionales y paralelas.

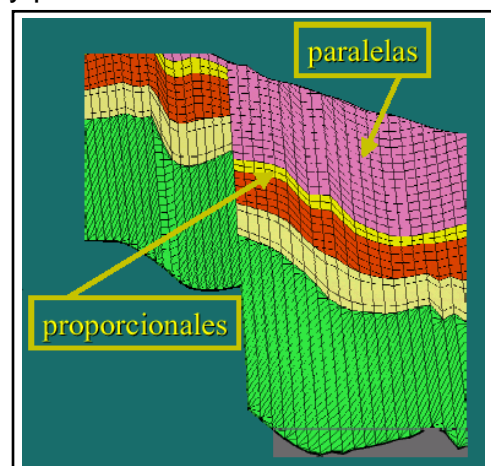


Fig. 4.53.- Esquema con placas proporcionales y paralelas. (Tomado de H Cinco Ley, 2006).

4.6.2.4.- Modelo litológico. Este modelo es una representación conceptual del yacimiento y se construye integrando principalmente.

- El modelo sedimentológico conceptual.
- Clasificación de facies ó tipos de roca.
- Distribución de facies.

4.6.2.5.- Modelo de heterogeneidades del yacimiento. En este modelo son representadas las características geológicas particulares que van desde pequeña hasta gran escala y que tienen un impacto significativo en el flujo de los fluidos (fallas, fracturas, vórgulos, etc).

4.6.2.6.- Modelo petrofísico. Este modelo principalmente representa la distribución de las propiedades petrofísicas (porosidad, permeabilidad, saturación, etc.) en el yacimiento, fig.4.54. A cada celda del modelo se le asignan los valores de manera que reproduzcan las características estadísticas (histograma, variograma, correlación con otra variable) de la propiedad para la facies asociada con dicha celda.

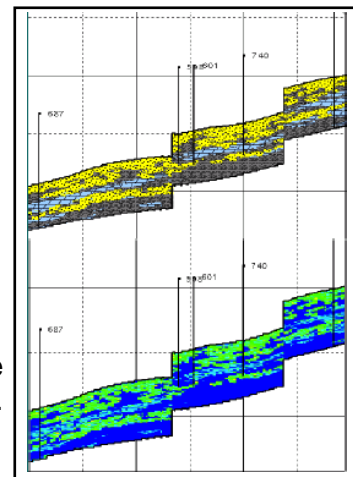


Fig.4.54.- En la parte superior se muestra un modelo de facies y la parte inferior de un modelo de porosidad. Tomado de: H Cinco Ley., (2006).

4.6.3.- Simulación numérica. En esta etapa se realiza la aplicación del uso de un enfoque determinístico y la aplicación de modelos de sistemas continuos ha corroborado los sistemas de ecuaciones diferenciales parciales que describen flujo y transporte en medios porosos. Uno de los objetivos en esta etapa es la creación del modelo de flujo y transporte multifásicos en el yacimiento y lo cual consiste en:

- La descripción de los rasgos geológicos--estructurales del yacimiento (fallas, fracturas, delimitación de unidades geológicas, tipos de rocas y su distribución, etc.).
- Determinar la distribución de las propiedades petrofísicas de roca y fluidos (porosidad, permeabilidad, saturación, etc.).

4.6.4.- Geoestadística. En los años 60, Matheron acuñó el término de geoestadística, formalizó y generalizó un conjunto de técnicas de regresión desarrolladas por D.G.Krige (1941) que explotaban la correlación espacial para hacer predicciones en la evaluación de reservas de las minas de oro en Sudáfrica. Matheron (1962) definió a la geoestadística como "la aplicación del formalismo de las funciones al reconocimiento y estimación de fenómenos naturales"

La geoestadística es una rama de la estadística aplicada, que se especializa en el análisis y la modelación espacial en ciencias de la tierra.

El objeto de estudio de la geoestadística, es el análisis y predicción de fenómenos en espacio y/o tiempo, tales como: ley de metales, distribución de porosidades, concentraciones de un contaminante, etc.

Un propósito de la geoestadística es: Que a partir de escasa información conocida se pueda estimar o predecir el valor de una variable en localidades donde no se conoce.

La relación de la geoestadística con otras ramas de la estadística, radica en que es una rama de la estadística espacial o de fenómenos espacialmente distribuidos y se puede considerar como la hermana mayor de las series de tiempo.

Las aplicaciones típicas de la geoestadística son:

- Diseño de muestreo
- Estudio de la variabilidad espacial
- Estimación (interpolación)
- Simulación estocástica

El uso de la geoestadística es conveniente por las siguientes razones: Permite integrar las diversas fuentes de información (geológica, núcleos, registros y sísmica), las herramientas geoestadísticas son cada vez más empleadas en la modelación de yacimientos petroleros debido a la disponibilidad de códigos (software) comerciales que de una manera u otra están basados en estas técnicas.

Los enfoques más exitosos para la caracterización de yacimientos principalmente aplican:

- Estimaciones conjuntas, usando imágenes sísmicas.
- Simulaciones estocásticas, restringidas por la geología (facies).

4.6.5.- Estimaciones. Se fundamentan o están basadas en las funciones aleatorias:

- A cada punto del espacio se le hace corresponder una variable aleatoria.
- Los valores que toman las muestras son realizaciones.
- Tales valores no se consideran independientes, es decir, existe cierta dependencia espacial.

4.7.- Conclusión de capítulo.

Con los equipos y metodologías que se han descrito anteriormente en este capítulo, nos podemos dar una idea del contexto en el cual se trabaja para desarrollo de una interpretación válida acerca de las características cualitativas y cuantitativas de los sistemas de fracturamiento en rocas y suelos; por lo que en síntesis se muestra el diagrama de flujo (fig. 4.55), que representa la metodología

necesaria para implementar trabajos para el estudio del fracturamiento en el subsuelo.

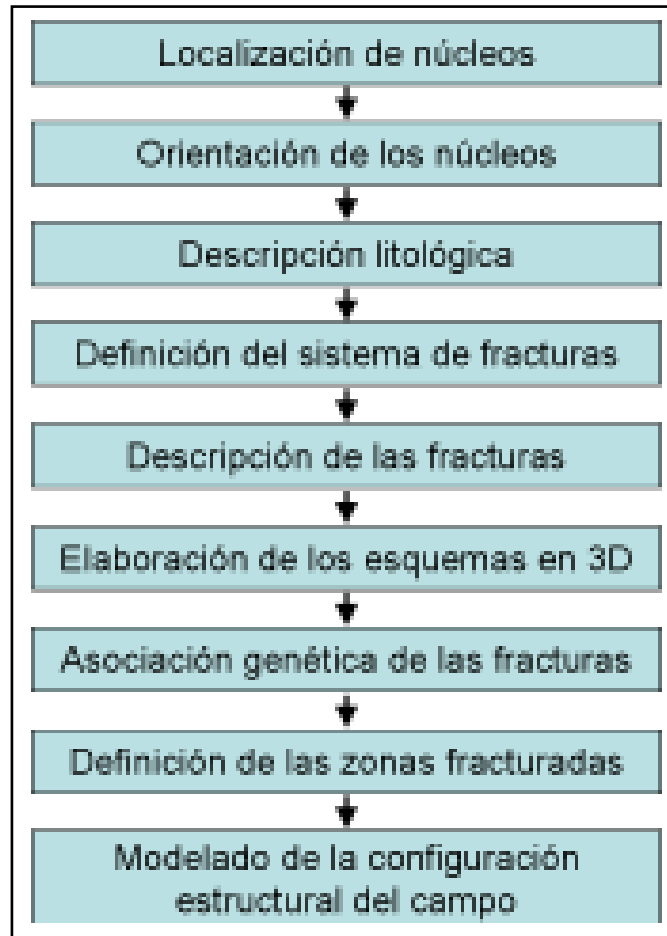


Figura 4.54.-. Metodología implementada en los trabajos sobre fracturas en Región Sur (PEP-IMP, 1997).