



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Análisis de núcleos con
impregnación de aceite de la
secuencia carbonatada
Cretácica, pozo Yaxcopoil-1,
cráter Chicxulub**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Pablo Sánchez Solís

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Jaime Urrutia Fucugauchi



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2021

Dedicatoria

A mis padres, Lulú y José Inés, que me han apoyado incondicionalmente a lo largo de mi vida. A mis hermanos, Saúl y César, que me han soportado por años. A mi abuelita Elvira (†), que siempre quiso lo mejor para mí. A mi tía Rocío que me ha apoyado mucho con mi educación. A mis amigos de la carrera, David, Agustín y Mario, con los que pasé buenos y divertidos momentos. A Artemisa, que significa mucho para mí y me apoyó mucho en la etapa final de mi carrera.

Agradecimientos

A la Universidad Nacional Autónoma de México, por ser mi segundo hogar y darme el privilegio de formar parte de ella.

Al Dr. Jaime Urrutia Fucugauchi, por ser mi asesor, por su apoyo, por tenerme paciencia, y ser un gran ejemplo a seguir para mí.

Al personal del Instituto de Geofísica, en especial a Margarita, Paco y Rafael, que no solo me apoyaron con mi trabajo, sino también se convirtieron en buenos amigos.

Al Fis. Gustavo Mendoza Romero, al Ing. Javier Arellano Gil, a la Dra. Iza Canales García y al Dr. Víctor Leonardo Teja Juárez, por aceptar ser miembros de mi jurado, revisar mi trabajo y darme buenos consejos.

A todos mis profesores y amigos de la Facultad de Ingeniería, que, sin ellos, nunca habría podido desarrollarme como profesional.

Índice

Resumen	1
CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN	3
I.1 Objetivos	4
CAPÍTULO II. FUNDAMENTOS Y ANTECEDENTES	6
II.1 Rocas Carbonatadas	6
II.1.1 Tipos de rocas carbonatadas.....	6
II.1.2 Porosidad en rocas carbonatadas	10
II.1.3 Diagénesis en rocas carbonatadas	19
II.2 Fracturamiento.....	21
II.3 Geología Estructural.....	22
II.4 Geoquímica de carbonatos	25
II.5 Sistema petrolero	27
II.5.1 Generación de petróleo	29
CAPÍTULO III. ÁREA DE ESTUDIO.....	32
III.1 Cráter Chicxulub	32
III.2 Pozo Yaxcopoil-1	34
CAPÍTULO IV. MÉTODOS	41
IV.1 Selección del intervalo	41
IV.2 Evaluación de la porosidad por medio del registro sísmico	42
IV.3 Análisis microestructural de núcleos	43
IV.4 Análisis químico: reacción al ácido clorhídrico	49
IV.5 Análisis geoquímico: Fluorescencia de rayos X.....	50
IV.5.1 Equipo: Niton XL3t	52
IV.5.2 Equipo: Avaatech XRF Core Scanner	54
CAPÍTULO V. RESULTADOS.....	59
V.1 Litología, registros geofísicos y porosidad	59
V.1.1 Descripción de la columna litológica.....	59
V.1.2 Registros geofísicos.....	62
V.1.3 Evaluación de la porosidad	62
V.2 Análisis de fracturas	64
V.3 Análisis geoquímico	75

CAPÍTULO VI. DISCUSIÓN DE RESULTADOS	85
VI.1 Interpretación de la columna litológica	85
VI.2 Fracturamiento	85
VI.3 Geoquímica	87
VI.4 Análisis	89
CAPÍTULO VII. CONCLUSIONES	95
Referencias Bibliográficas	98
Bibliografía	102
ANEXO	103

Resumen

El pozo Yaxcopoil-1 se perforó en el sector sur del cráter Chicxulub en la zona de terrazas, dentro del marco del Proyecto de Perforación Científico Chicxulub (CSDP). El sitio de perforación se localiza a 62 km de distancia radial del centro de la estructura Chicxulub, se perforó hasta una profundidad de 1511 metros y se obtuvieron registros geofísicos y núcleos (404 m - 1511 m).

El objetivo de este trabajo es caracterizar la secuencia carbonatada Cretácica entre los 1410 y 1455 m de profundidad. El intervalo es rico en materia orgánica y contiene partes con aceite impregnado. A esta secuencia se le realizaron estudios de geoquímica, análisis de fracturas, porosidad y posibles controles estructurales en las zonas con y sin aceite impregnado.

Para el análisis de fracturas en los núcleos, se consideraron la distribución, disposición, tendencia, frecuencia, tamaño, espaciado y apertura, y se obtuvieron los rumbos preferenciales de las familias de fracturas. De esta manera, se definió un sistema de fracturas, y posteriormente evaluar efectos en la porosidad primaria y secundaria, disolución de carbonatos, dolomitización y control estructural.

El análisis geoquímico se realizó utilizando el método de Fluorescencia de Rayos X (XRF), utilizando dos equipos, los cuales proporcionan datos cualitativos y cuantitativos en pruebas no destructivas. Posteriormente, se procesaron los datos obtenidos, y se analizaron los elementos químicos en la secuencia para la caracterización de la litología y obtención de parámetros petrofísicos.

Los resultados documentan que la litología en el intervalo con aceite se compone de roca caliza y, capas de anhidrita en las cuales la porosidad es baja (<10%), mientras que en la mayor parte de la secuencia la porosidad es de 15%, y el intervalo de roca caliza con aceite impregnado presenta el valor más alto (25%).

Se realizó un diagrama de roseta que indica que el rumbo preferencial de las fracturas es de 80°, el cual constituiría un patrón de fracturas prácticamente horizontal. La intensidad de fracturamiento es baja y las fracturas se encuentran tanto cementadas como parcialmente abiertas.

Las concentraciones de calcio y magnesio son altas, indicando dolomitización en la secuencia. Presenta bajas concentraciones de silicio y hierro, alto contenido de material de origen biogénico y presencia casi nula de sedimentos terrígenos. Las concentraciones altas de azufre están asociadas con la materia orgánica y las capas de anhidritas, las cuales estarían funcionando como barrera impermeable para el escape de fluidos. La integración de datos permite investigar la presencia de aceite a esa profundidad en el Yax-1.

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN

El cráter Chicxulub localizado al noroeste de la Península de Yucatán, México, se formó por un impacto hace 66 millones de años en la frontera Cretácico/Paleógeno (K/Pg). Un gran número de estudios se han enfocado en este cráter debido a su asociación con los eventos ocurridos en la frontera K/Pg, y que causó la extinción de los dinosaurios y otros organismos. Como parte de las investigaciones, se han realizado programas de perforación, entre ellos, los realizados por PEMEX y la UNAM. En la zona de terrazas en el sector sur del cráter en la localidad de la Hacienda Yaxcopoil al sur de Mérida se perforó el pozo Yaxcopoil-1 (Yax-1). El pozo fue nucleado continuamente y se recuperó una secuencia, desde los 400 m hasta los 1510 m.

Los núcleos se obtienen de la formación durante la etapa de perforación del pozo, estos se extraen mediante una barrena especial hueca y los tramos cilíndricos son llevados a la superficie para su posterior análisis. Una de las ventajas de los núcleos es que permiten efectuar la caracterización geológica continua de la formación. El objetivo del análisis de núcleos es obtener datos representativos de las propiedades de las rocas del yacimiento.

En esta tesis se reportan los resultados del análisis de litología, fracturas y composición de elementos químicos de los núcleos de la secuencia carbonatada Cretácica en el intervalo de 1410 a 1455 metros. Este intervalo se seleccionó para estudios de detalle por la ocurrencia de zonas ricas en materia orgánica y con aceite impregnado.

En el Capítulo II se abordan los fundamentos y antecedentes, con un marco teórico de las rocas carbonatadas. El 60 % de reservas mundiales de petróleo se encuentran en este tipo de rocas y la secuencia en estudio corresponde a este tipo. Se define la clasificación de las calizas, la etapa de diagénesis, así como los distintos tipos de porosidad en las rocas carbonatadas y el fracturamiento. La geología estructural, donde se explica que son las fallas, pliegues y diaclasas. Se define lo que es la geoquímica de los carbonatos, los elementos químicos clasificados como: elementos mayores y elementos menores, y como se miden.

El Capítulo III describe el área de estudio, la estructura del cráter Chicxulub, las perforaciones que se han realizado dentro de este; en particular el pozo Yaxcopoil-1, el cual es el que estamos analizando, y del cual se conocerá su localización, cómo se realizó la perforación, los registros geofísicos tomados, y la extracción y resguardo de núcleos.

En el Capítulo IV se describen los métodos y técnicas implementadas; la selección del intervalo a analizar; un método para evaluar la porosidad utilizando el registro geofísico sísmico; así como el equipo utilizado para analizar las fracturas y realizar las mediciones de elementos químicos. Asimismo, se describen los métodos utilizados para realizar el análisis de fracturas, análisis químico y análisis geoquímico; los principios básicos de la fluorescencia de rayos X y el procedimiento de medición.

Los resultados se presentan en el Capítulo V, los cuales incluyen la columna litológica con apoyo en estudios previos realizados a la columna entera y el análisis químico realizado a la columna de interés; los registros geofísicos digitalizados, para tener datos puntuales y más exactos, así como la evaluación de la porosidad en la columna de interés; se realizó un análisis detallado de las fracturas, del cual se obtuvo un diagrama de roseta con las principales familias de fracturas; y por último, el contenido de los elementos mayores y menores medidos con dos equipos distintos, y sus graficas correspondientes.

Estos resultados en conjunto se analizan en el Capítulo VI, en el cual se presenta una interpretación de las propiedades físicas de la columna; también se identifican los sistemas de fracturas, y se realiza el análisis de geoquímica de los seis elementos más representativos y su importancia para este estudio. Al final, se realiza un análisis integrado de todos nuestros datos, el cual resulta ser bastante interesante desde el ámbito petrolero.

Por último, las conclusiones, se encuentran en el Capítulo VII.

I.1 Objetivos

- Caracterizar la secuencia carbonatada Cretácica, en particular la zona con impregnación de aceite.
- Realizar análisis geoquímico a la secuencia, así como analizar los controles estructurales.
- Identificar la litología y evaluar la porosidad en el intervalo de interés.
- Realizar un análisis de fracturas e identificar las posibles familias o sistemas de fracturas.
- Determinar las concentraciones de los elementos químicos contenidos en la secuencia, utilizando la fluorescencia de rayos X, por medio de dos equipos

distintos. Comparar y analizar los resultados de estos y determinar su significado en las zonas con y sin aceite impregnado.

- Realizar análisis integrado de los datos y caracterización de la secuencia carbonatada. Analizar las implicaciones para la migración de aceite.

CAPÍTULO II. FUNDAMENTOS Y ANTECEDENTES

II.1 Rocas Carbonatadas

Están conformadas por más del 50% de minerales de carbonatos, predominantemente calcita y dolomita en las rocas antiguas, y calcita (incluidas las variedades altas y bajas en Mg) y aragonito en los sedimentos modernos. El aragonito es comúnmente reemplazado por calcita durante la diagénesis temprana (solo raramente se conserva en algunas calizas impermeables de grano fino). Los otros minerales de carbonato solo raramente están presentes en calizas y dolomías (Tucker, 1981).

Las rocas carbonatadas se diferencian de las siliciclásticas de varias maneras. Las rocas siliciclásticas se forman a medida que los sedimentos en forma de partícula sólida son desplazados, se depositan y litifican, en cambio en las rocas carbonatadas se desarrollan a través de sedimentos biogénicos como en arrecifes (como lodo de carbonato) y acumulación de restos de organismos en el fondo marino. Estas también se diferencian de las rocas clásticas por factores como la textura de depósito, los tipos de grano o de poro, la composición de la roca o la diagénesis. Las rocas clásticas se pueden distinguir por su composición y el tamaño y forma de los granos (Tucker, 2003).

II.1.1 Tipos de rocas carbonatadas

Los principales grupos de rocas carbonatadas son calizas y dolomitas, incluidas las calizas transicionales o parcialmente dolomitizadas (Tabla 2.1).

Se les puede dividir básicamente en tres grupos:

- Calizas
- Dolomías
- Rocas mixtas carbonatadas – siliciclásticas

Todos los sedimentos de carbonato se ven más o menos afectados durante la diagénesis por disolución significativa, reemplazo de aragonito, etc., mientras que las dolomías se forman por sustitución diagenética temprana o tardía de la caliza (Chilingar et al., 1966).

En la Tabla 2.1 se describen los distintos tipos de rocas carbonatadas, así como los subtipos, y su naturaleza y origen.

Tipos	Subtipos	Naturaleza y origen
Calizas ($CaCO_3$ es dominante)	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Tamaño de grano</i> - Calcidurita > 2 mm - Calcarenita 0.063 – 2 mm - Calcilitita < 0.063 mm • <i>Constituyente principal (Folk 1962)</i> - Esparita, oomicrita, - Pelsparita, pelmicrita - Bioesparita, biomicrita - Intraesparita, intramicrita - Biolitita, dismicrita • <i>Características texturales (Dunham 1962)</i> - Grainstone, packstone, wackestone, mudstone, boundstone, floatstone, rudstone, bafflestone, bindstone, framestone 	Partículas de carbonato formadas por precipitación química primaria, por secreción biogénica, como restos fragmentados de esqueletos de carbonato y por erosión de rocas de carbonato preexistentes.
Dolomía ($CaMg(CO_3)_2$)	<ul style="list-style-type: none"> • < 10% dolomita: Caliza • 10 – 50% dolomita: Caliza dolomítica • 50 – 90% dolomita: Dolomita cálcica • > 90% dolomita: Dolomía 	La mayoría de las dolomías son formadas por reemplazo parcial o completo de piedra caliza; puede ocurrir de manera impredecible en condiciones evaporíticas, pero la mayoría se forma durante la diagénesis de entierro superficial a profundo.
Rocas mixtas carbonatadas - siliciclásticas	<ul style="list-style-type: none"> • Conglomerados polimícticos (carbonato) – calciduritas impuras • Calizas arenosas – calcarenitas impuras • Marlstones/smarlstones 	Generalmente partículas de carbonato detrítico y cemento mezclado con material siliciclástico en proporciones variables.

Tabla 2.1. Tipos de rocas carbonatadas

Muchas calizas son análogas a las rocas siliciclásticas, formadas por el transporte y la deposición de partículas de carbonato: del tamaño de la grava se conoce como calciduritas; del tamaño de arena, como calcarenitas; y del tamaño del lodo, como calcilitas.

Cuando contiene más del 50% de lodo siliciclástico, se clasifica como un mudrock (lodolita), mientras que con más del 50% de carbonato es una piedra caliza.

A continuación, se mencionan algunos tipos de clasificación de las rocas carbonatadas:

Por su constitución:

1. Aloquímicos: Cualquier tipo de partícula carbonatada de origen bioquímico o químico, que denota un alto grado de organización y complejidad y que normalmente ha sufrido algún grado de transporte.
 - Intraclastos: son partículas y clastos de sedimento carbonatado reelaborado (litificado o parcialmente litificado), comúnmente a partir de un tamaño de arena de varios centímetros de longitud.
 - Peloides: son subsféricos a elipsoidales (típicamente < 1mm de largo), compuestos de calcita de grano fino (micrita) y que no tienen estructura interna.
 - Oolitos: son esféricos o subsféricos, granos de tamaño de arena (0.2 – 0.5 mm de diámetro)
 - Fósiles y sus fragmentos

2. Ortoquímicos o material intergranular.
 - Micrita: es el término que se le da al material de carbonato de grano fino (calcita microcristalina, < 4 μ m de diámetro) que forma la matriz de muchas calizas y es el constituyente principal de las calizas de grano fino.
 - Esparita: es el término usado genéricamente para los cementos carbonatados. El cemento esparítico es un agregado de cristales de carbonato (aragonito o calcita) de tamaños mayores a las 4 μ m que se precipitan en los espacios existentes entre los granos de un sedimento carbonatado, o en los espacios internos de estas partículas.

Clasificación de las calizas

Tres esquemas se utilizan actualmente para clasificar a las calizas:

1. Tamaño del grano. Un esquema simple pero útil divide a las calizas en función del tamaño medio de grano en: calcilutitas (< 63 μm), calcarenitas (63 μm – 2 mm) y calciduritas (> 2 mm).
2. Basadas en su composición, Folk (1962). La clasificación de Folk define sus términos en función del tipo predominante de grano y el dominio de matriz (micrita) o cemento (esparita) (Figura 2.1).

Folk(1959,1962)			
Aloquímicos:			
<1%	1-10 %	10-50 %	> 50 %
Micrita fosilífera	Esparita	Empaquetamiento Biomícrita	Pobrememente lavada Bioesparita
			Biolitita

Terrígenos

Matriz soportada		Granos soportados	
Arenas:<10%	10-25%	> 25 %	
Mudstone arenoso		Wacka	Areniscas Subwacka
			Arenita

Figura 2.1. Clasificación de las calizas basadas en su composición (Folk, 1962).

3. Basada en la textura deposicional, Dunham (1962). Los diversos nombres de las rocas propuestas por Dunham se mencionan a continuación:

Mudstone: Textura matriz-soportada con más del 10% de granos.

Wackestone: Textura matriz-soportada con más del 10% de granos.

Packstone: Textura grano-soportada y con matriz micrítica. El espacio intergranular está ocupado por micrita.

Grainstone: Textura grano-soportada y sin matriz micrítica. El espacio intergranular puede estar ocupado por cemento (esparita).

Boundstone: Los componentes originales se encuentran ligados durante la sedimentación debido a la acción de organismos bioconstructores (corales, algas rodoíceas, cianobacterias, etc.).

Dunham (1962)

Matriz de carbonatos finos		Esparita	Cemento esparítico	Bioconstrucción
Matriz soportada		Granos soportados		
Granos: < 10 %	> 10 %			
Mudstone	Wackestone	Packstone	Grainstone	Boundstone
				

Figura 2.2. Clasificación de las calizas basadas en la textura deposicional (Dunham, 1962).

II.1.2 Porosidad en rocas carbonatadas

Las rocas, en particular las calizas y dolomías, pueden ser cuerpos porosos, es decir, están formadas por fases minerales sólidas, entre las que se sitúan espacios vacíos, ocupados por fases fluidas.

Se denomina porosidad al conjunto de los espacios vacíos que posee una roca. Dicho parámetro se define como la relación: volumen de espacios vacíos por unidad de volumen total de roca, expresándose normalmente en tanto por ciento. La porosidad como propiedad petrofísica, también denominada: volumen poroso, es un parámetro cuantitativo, por lo que puede correlacionarse con otras propiedades y recibir tratamientos matemáticos; si bien, la información que suministra el medio poroso es parcial y más pobre (Choquette y Pray, 1970).

Los términos, porosidad efectiva o espacio de poros conectados, son comúnmente usados para denotar a la porosidad que sirve para el desplazamiento de los fluidos

El estudio de la porosidad en las rocas carbonatadas, comúnmente calizas y dolomías, es de gran importancia, dado que alrededor del 60% de las reservas de hidrocarburos se encuentran en este tipo de rocas. Los carbonatos en algunos casos pueden tener tanto porosidad primaria, como porosidad secundaria.

En general, los carbonatos de alta energía se caracterizan por tener multi-porosidad, a diferencia de las areniscas. Las rocas carbonatadas exhiben varios tipos de poros, empezando desde la porosidad primaria formada al mismo tiempo que la deposición; hasta la porosidad secundaria, resultado de la diagénesis. El proceso de cementación en algunos

casos puede causar la desaparición de la porosidad, y con el tiempo y el sepultamiento, el sistema poroso puede desaparecer por completo, pero existen ciertos procesos que preservan la porosidad en la formación (Porres et al., 1996).

Porosidad primaria

Es cualquier porosidad presente en una roca o sedimento en la terminación del proceso deposicional. La porosidad primaria está formada en dos etapas básicas, la etapa predeposicional y la etapa deposicional. La etapa predeposicional inicia cuando se forman las partículas sedimentarias individuales e incluye la porosidad intergranular. Este tipo de porosidad puede ser muy importante en ciertos sedimentos.

La etapa deposicional es el tiempo involucrado en la deposición final, en el sitio de sepultamiento final de un sedimento, o de un sistema orgánico en desarrollo.

La porosidad primaria en las rocas carbonatadas puede ser hasta de 70% de acuerdo al depósito, aunque una porosidad de 20% es considerada alta para las calizas; la mayoría de las calizas anteriores al Cenozoico tienen una porosidad por debajo del 3%.

Porosidad secundaria

Es desarrollada en cualquier tiempo después de la deposición. El tiempo involucrado en la generación de la porosidad secundaria respecto a la porosidad primaria puede ser alto (Choquette y Pray, 1970).

Los huecos que confieren a las rocas carbonatadas la característica de porosidad secundaria, y hace a menudo de estas rocas excelentes yacimientos, pueden agruparse en tres categorías:

- a) Aberturas y huecos de disolución.
- b) Huecos intergranulares producidos por modificaciones mineralógicas (dolomitización).
- c) Fracturas, fisuras y cavernas.

Existen varias características de espacio poroso y sistemas porosos, por ejemplo, el tamaño, la forma, la relación con la permeabilidad, etc. Las cuales ayudan a comprender la evolución de la porosidad en la roca. Estas características son usadas para la clasificación de la porosidad de los carbonatos.

Se le denomina sistema poroso a un conjunto de huecos (poros) los cuales están conectados por unas pequeñas gargantas. Estas conexiones mediante las gargantas es lo que se conoce como *tortuosidad*. La recuperación de hidrocarburos de un yacimiento es más eficiente cuando la relación poro/garganta es pequeña, otro factor importante para la recuperación eficiente de hidrocarburos es el número de conexiones, esto se refiere a cuantas gargantas se conectan a cada poro, entre mayor sea este número, la recuperación será mayor. La recuperación eficiente será rápidamente influenciada por el tipo y el grado de heterogeneidad del sistema poroso.

La porosidad puede presentar una buena relación con la permeabilidad, sin embargo, puede que no sea así, en las rocas calizas es normal encontrar que tienen buenas porosidades, pero con bajas permeabilidades; por ejemplo, huecos que están dentro de los granos, pero que no se conectan con otros. Los sistemas de poro pueden mostrar tendencias del flujo de fluidos, de tal forma que se observa más facilidad de flujo en una dirección que en otra.

Clasificación de porosidad

Existen varias clasificaciones de porosidad en carbonatos. La clasificación de Archie (basada en la evaluación cualitativa de la textura y porosidad), la de Choquette-Pray (que utiliza los cambios deposicional y diagenético en la roca), la clasificación de Lucia (relaciona la porosidad, permeabilidad y tamaño de partícula) etc.

- Clasificación de Archie (1952)

Archie propone esta clasificación para facilitar las evaluaciones petrofísicas de los yacimientos de calizas y dolomitas, de tal forma que sea de ayuda para los ingenieros y geocientíficos que se encuentran en el pozo y que sea comprendido mutuamente.

Para la clasificación de Archie, dos términos de porosidad son usados: el primero describe la textura de la matriz y la información concerniente a la porosidad de ésta. Esta minúscula estructura porosa no puede verse, ni con microscopios con aumentos ordinarios, aun así, estas estructuras son importantes en la distribución de los fluidos del yacimiento. Este término de porosidad puede ser usado en la descripción de la porosidad de la matriz para las porciones de aloquemas o fósiles de una roca.

El segundo termino de porosidad, considera la estructura de poro visible; de tal manera que una roca puede tener poros visibles con dos o más tamaños diferentes.

Archie clasifica a la porosidad en rocas carbonatadas (Figura 2.3) en tres tipos:

Tipo I. Cristales compactos. La matriz está compuesta de cristales intercalados firmemente, con porosidad no visible entre ellos. Contiene aproximadamente del 1 al 5% de la porosidad no visible, a menudo es la porosidad no efectiva de la roca.

Tipo II. Matriz Blanquizca. La matriz está compuesta de pequeños cristales o partículas (menores a 0.005 mm en tamaño) los cuales se encuentran intercalados un poco menos firmes o apretados que en el Tipo I. Los minúsculos espacios poroso intercrystalino e interpartícula son visibles sólo con aumentos de 10x en los microscopios petrográficos. La porosidad de la matriz frecuentemente alcanza el 15% y a veces porcentajes mucho mayores.

Tipo III. Granular. Es una matriz compuesta de cristales o granos sólo parcialmente en contacto, dejando espacio poroso interconectado entre las partículas. La porosidad total en este tipo a condiciones ideales varía de 15 a 30%.

- Clasificación de Choquette y Pray (1970)

La clasificación más usada es la propuesta por Choquette y Pray (1970), la cual describe los tipos básicos de porosidad asociada a la fábrica.

Pocos yacimientos mantienen su porosidad inicial, mientras más recientes son, su porosidad es mayor, como podemos observar en la Figura 2.4, a lo largo del tiempo geológico, las rocas sufren cambios y son producto de procesos que están ligados con la pérdida de porosidad, estos procesos diagenéticos actúan a lo largo de la historia de estos estratos; sin embargo, hay otros procesos que ocurren durante la diagénesis, como el fracturamiento, que mantiene una porosidad efectiva en la roca (Leynes-Chavarría, 2015).

La porosidad fábrica-selectiva (condicionada por la fábrica), se refiere a la porosidad que se desarrolló durante la génesis de la roca, y está controlada por granos, cristales y otra estructura física en la roca y los poros mismos (Figura 2.4), y describe los siguientes tipos:

- Porosidad interpartícula. Es la porosidad entre las partículas al momento del depósito, es la porosidad dominante en los sedimentos carbonatados. La porosidad secundaria interparticular puede ser formada por disolución selectiva de partículas finas.

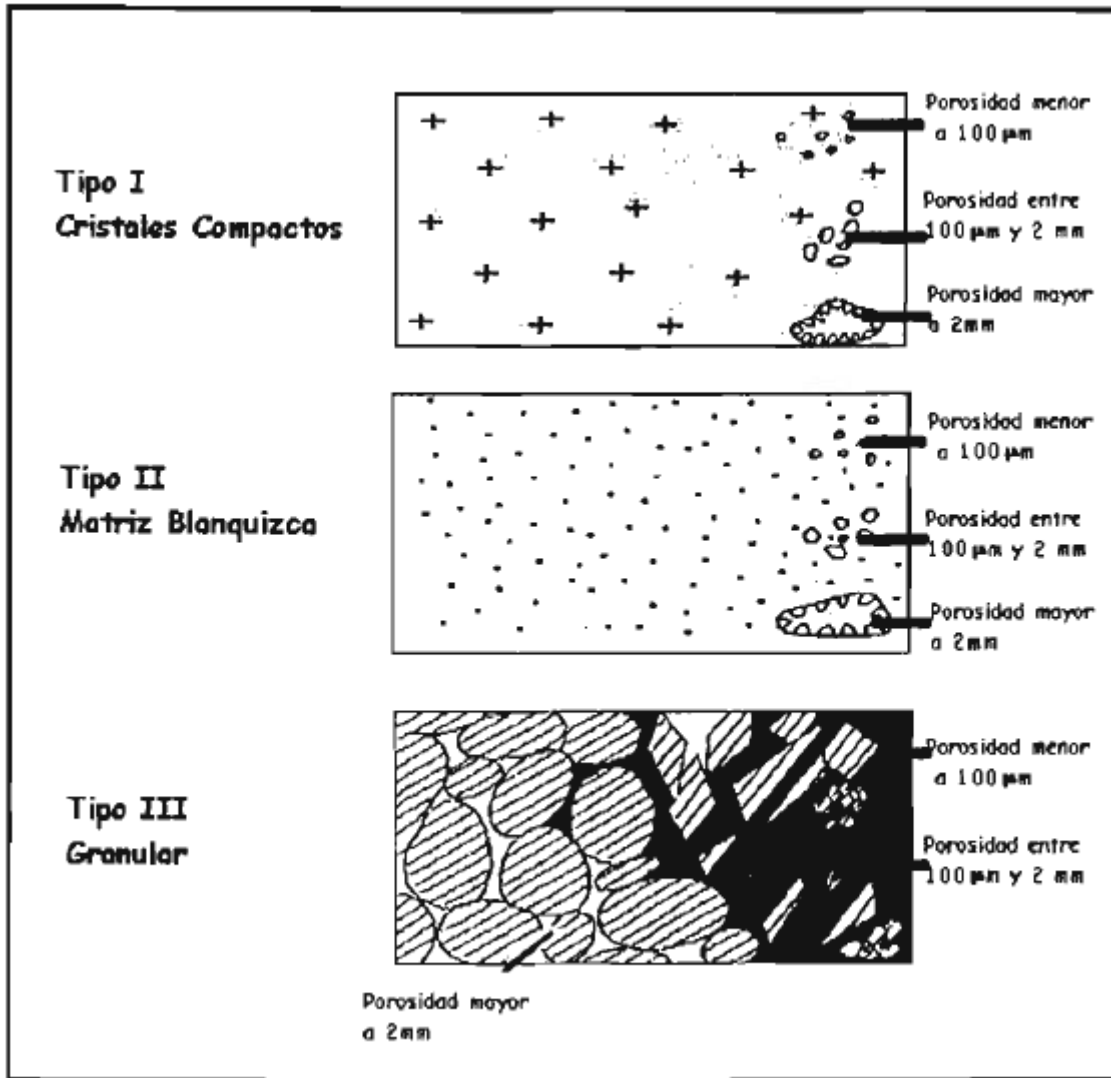


Figura 2.3. Tipos de porosidad presentados por Archie (1952).

- Porosidad intrapartícula. Ocurre dentro de las partículas, se forma entre las cavidades existentes en las conchas de los organismos, también en los granos por disolución.
- Porosidad intercrystalina. Esta se presenta entre los cristales y se encuentra principalmente en las dolomías porosas.
- Porosidad móldica. Un molde es un poro formado por eliminación selectiva, normalmente por solución de los constituyentes de la roca, como son las conchas o las oolitas.

- Porosidad fenestral. En rocas de fábricas lodo-soportado y grano-soportado, donde las aberturas son más grandes que las aberturas entre partículas, forman esta porosidad.
- Porosidad protegida. Forma de porosidad donde los huecos se forman bajo clastos alargados que impiden la acumulación de sedimentos de grano fino.

Los tipos de porosidad secundaria descritos por Choquette y Oren (1970), se refieren a los que se desarrollan en la diagénesis, y que pueden afectar la porosidad primaria, se divide en: no selectiva (no condicionada por la fábrica) y selectiva variable (condicionada o no condicionada por la fábrica) (Figura 2.4).

- Porosidad por fracturas. Están formadas por fracturamiento o rompimiento de las rocas en los yacimientos, normalmente están ligados a zonas de tectónica activas.
- Porosidad vugular. En la industria petrolera el término vúgulo se refiere exclusivamente a los poros con forma esférica, que son visibles al ojo humano, la mayoría de las cavidades fueron creadas por la disolución.
- Porosidad tipo caverna. Los vúgulos pueden evolucionar a cavernas, si la disolución continúa a lo largo del tiempo.
- Porosidad de tipo canal. Es post deposicional y la porosidad se desarrolla por disolución a través de fracturas previas.
- Porosidad tipo burrow. Excavación creada por un organismo en sedimentos no consolidados (bioturbación), como consecuencia de su alimentación, desplazamiento, o creación de una morada. Los organismos bioturbadores pueden ser: moluscos, poliquetos, etc.
- Porosidad tipo encogimiento. Porosidad creada en los lodos calcáreos de ambientes supramareales, como consecuencia del desarrollo de grietas de desecación.
- Porosidad por brecha. Porosidad que queda entre los clastos de una brecha. Se genera en las brechas de colapso formadas por disolución de evaporitas asociadas a carbonatos.



Figura 2.4. Clasificación de la porosidad en rocas carbonatadas presentado por Choquette y Pray (1970). (Imagen tomada de graGEAS).

- Clasificación de Lucia (1995,1999)

Sugiere que el espacio de poros entre los granos y cristales es más importante desde un punto de vista petrofísico.

La clasificación de Lucia se basa esencialmente en el tipo de fábrica, si es dominada por granos o por lodo, el tamaño de ellos es el que controla el tamaño de poro, en la Figura 2.5 observamos cómo se clasifican las calizas (basándose en la clasificación de Dunham) y las dolomías cuyos tamaños de cristal es el principal controlador de la fábrica y del tamaño de poro.

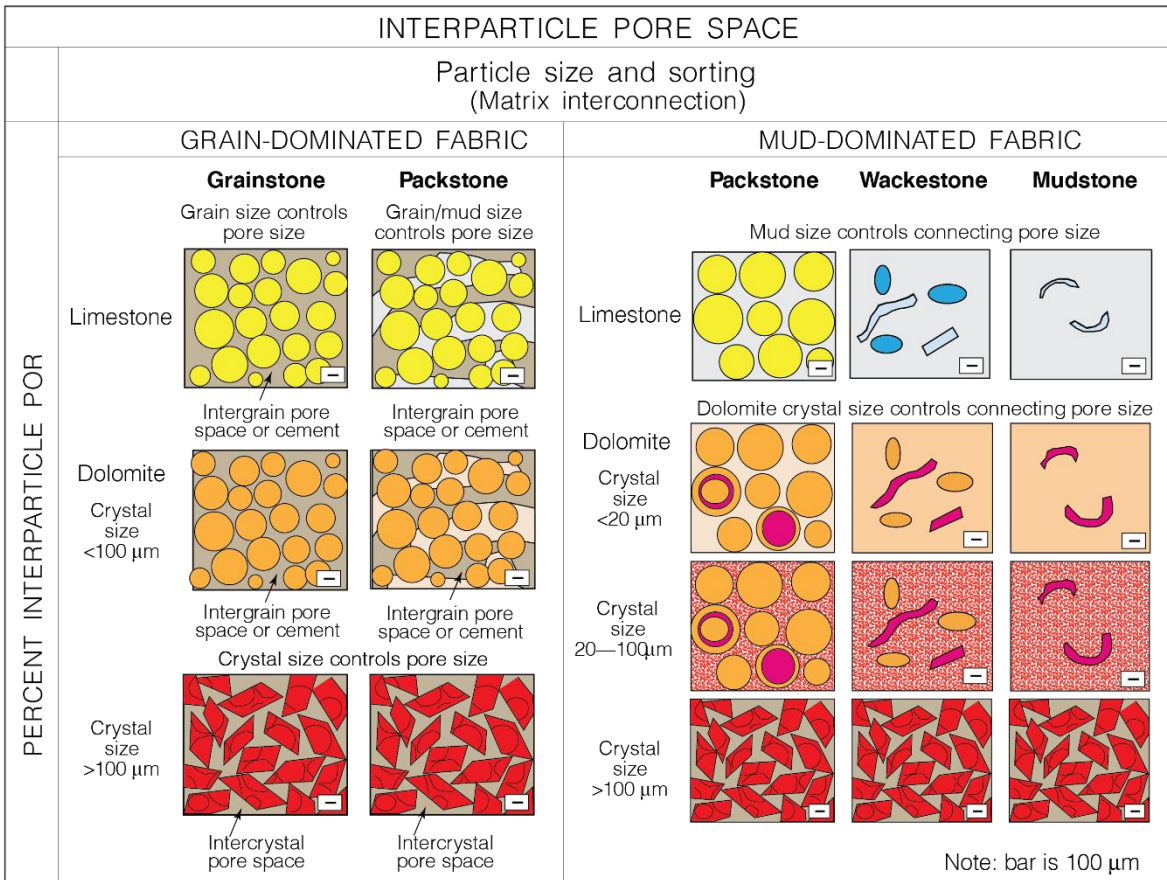


Figura 2.5. Clasificación de las calizas y dolomitas, basados en el tamaño de sus cristales y el tamaño del lodo, modificado de la clasificación de Lucia (1995, 1999) (imagen tomada de saltworkconsultants.com).

Esta clasificación considera espacio vuglar a todos los tipos de poros, dividiéndolos en independientes y conectados.

Los poros vuglares independientes se clasifican por la fábrica, si está dominada por granos o por lodos. En los ejemplos de la Figura 2.6 observamos los tipos de porosidad más comunes.





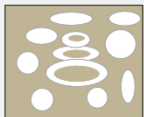
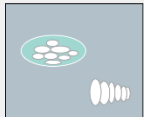


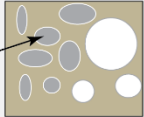

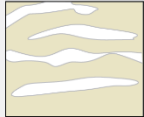

VUGGY PORE SPACE				
SEPARATE-VUG PORES (Vug-to-matrix-to-vug connection)		TOUCHING-VUG PORES (Vug-to-to-vug connection)		
PERCENT SEPARATE-VUG POROSITY	GRAIN-DOMINATED FABRIC	MUD-DOMINATED FABRIC	GRAIN- AND MUD-DOMINATED FABRIC	
	Example types	Example types	Example types	
	Mouldic pores 	Mouldic pores 	Cavernous 	Fractures 
	Intrafossil pores 	Intrafossil pores 	Breccia 	Solution-enlarged fractures 
	Intragrain micropores 	Shelter pores 	Fenestral 	Microfractures connect mouldic pores 

Figura 2.6. Tipos de porosidad, presentado por Lucia (1995, 1999) (imagen tomada de saltworkconsultants.com).

Fabrica dominada por granos

La porosidad móldica la tenemos presente en ambos casos, y se refiere a la porosidad generada dentro de los restos de organismo, como foraminíferos, ostrácodos, etc. El compuesto de poros de molde, como su nombre lo dice, es cuando se juntan dos o más restos de organismos porosos.

La porosidad intrafossil es similar, pero ésta se genera dentro de organismos fosilizados, la micro-porosidad intragranular se presenta dentro de los granos de la roca.

Fabrica dominada por lodos.

Porosidad móldica. Como se mencionó anteriormente, es la que se presenta dentro de los restos de organismos calcáreos, principalmente por disolución.

Porosidad intrafossil. Generada dentro de restos de fósiles, la única diferencia, es que, al dominar el lodo, éstos se verán rodeados de lodo, en cambio en la fábrica dominada por granos, disminuye la cantidad de lodo en la roca.

Porosidad protegida. Se da cuando un poro queda protegido bajo un fragmento de un organismo.

II.1.3 Diagénesis en rocas carbonatadas

La diagénesis comprende más de treinta procesos los cuales son controlados por factores locales y regionales, y los cuales pueden alterar la composición y la textura de los sedimentos (Chilingar et al., 1966). Dentro de los procesos diagenéticos están:

⊞ Micritización

Es un proceso que tiene lugar por la acción conjunta de la erosión biológica y la abrasión mecánica, dando lugar a unas envueltas micriticas que van destruyendo la textura interna de las partículas (total o parcialmente). La erosión biológica la llevan a cabo microorganismos que perforan la estructura de la partícula, rellenándose posteriormente por barro calcáreo. Este proceso se considera típicamente como de diagénesis temprana.

⊞ Compactación

Este proceso implica una reorganización de las partículas en respuesta a las nuevas condiciones de presión por sobrecarga, es decir, reducción de porosidad por pérdida de volumen. El aspecto más importante de la compactación, desde el punto de vista de su estudio en cortes transparentes, es el desarrollo de texturas características como son: contactos suturado (clastos totalmente en contacto e interpenetrados), nodulosidad, estiolitos.

⊞ Cementación

Es el crecimiento de cristales en espacios preexistentes a partir de la precipitación desde soluciones saturadas. Estos espacios pueden ser tanto interpartículas como intrapartículas. Uno de los resultados finales más importantes de la cementación es la litificación del sedimento y pérdida de porosidad.

⊞ Disolución

La disolución es el resultado de la interacción de dos factores: la composición del agua de poros y la mineralogía de las partículas. Cuando estos dos factores se encuentran en desequilibrio, a consecuencia de los cambios que tienen lugar en el enterramiento, se produce la disolución. El resultado final del proceso de disolución va a ser la creación de diferentes tipos de poros (porosidad secundaria).

⊞ Recristalización

La recristalización es el paso de micrita (menor de 4 micras) a microesparita (entre 4 y 10 micras) y posteriormente a pseudoesparita (mayor a 10 micras, de tal forma que el producto final son cristales de gran tamaño (pseudoesparita) que se pueden confundir con los cristales de cementación (esparita). La distinción entre unos y otros resulta fundamental, dada la absoluta diferencia entre ambos procesos.

⊞ Dolomitización

El proceso de dolomitización se refiere al reemplazo de calcita por dolomita. El análisis de textura de dolomitización puede hacerse considerando dos casos, reemplazamiento parcial o total.

1. Reemplazamiento total: podemos encontrarnos diferentes situaciones:
 - a) Conservación de la textura deposicional
 - b) Conservación parcial de la textura deposicional (fantasmas)
 - c) Sin conservación de la textura deposicional

2. Reemplazamiento parcial: el reemplazamiento parcial suele llevar, generalmente, un orden selectivo de tal forma que lo primero en dolomitizarse es la matriz micrítica y posteriormente los bioclastos. En otras ocasiones la selectividad se establece a través de fracturas, bioturbación, estructuras sedimentarias, etc.

Al igual que existe una transformación calcita-dolomita (dolomitización) también existe el reemplazamiento de dolomita por calcita, conocido como dedolomitización o calcitización de dolomita. Este proceso tiene lugar típicamente en condiciones superficiales por la acción de las aguas meteóricas. Al contrario que la dolomitización, la dedolomitización no suele destruir la textura previa, de tal forma que es fácil reconocer, ante una situación de una roca de composición calcítica, si se trata de una calcita primaria o fruto de un proceso de dolomitización y posterior dedolomitización. Los criterios a la hora de establecer si se trata de un caso u otro giran siempre alrededor de la existencia de relictos (composicionalmente o morfológicamente), o de rombos, que es la morfología característica de los cristales de dolomita.

Factores que controlan la diagénesis

- Factores geográficos (clima, humedad, lluvia)
- Geotectonismo
- Factores geoquímicos
- Tasa de acumulación de sedimentos
- Composición inicial de sedimentos
- Tamaño de granos
- Pureza de sedimentos

Permeabilidad

La permeabilidad es una propiedad del medio poroso y es una medida que nos indica la capacidad que tiene el medio poroso de permitir el flujo de los fluidos en su interior. La permeabilidad es, en otras palabras, una medida de conductividad del fluido en la roca, y es probable que sea la propiedad más importante de los yacimientos para la explotación de hidrocarburos. Su unidad de medición es el Darcy [D] o mili Darcies [mD].

La permeabilidad absoluta se refiere a la permeabilidad obtenida cuando sólo existe un fluido o fase, presente en la roca.

La permeabilidad relativa es la relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido determinado, con saturación determinada; y la permeabilidad absoluta de ese fluido con un grado de saturación total.

La presencia de fracturas incrementa en gran medida la permeabilidad de la roca.

II.2 Fracturamiento

El fracturamiento corresponde a una pérdida de la continuidad entre dos partes del cuerpo rocoso. Además, implica la generación de una grieta y su propagación hasta que se presente la falla general o que se alcance un nuevo estado de equilibrio (Aubinet G. y Arias A., 1991).

Una fractura de yacimiento es la ocurrencia natural de una discontinuidad en forma macroscópica o microscópica, con tendencia a seguir un plano en la roca, generado durante

el proceso de deformación o diagénesis. Por razones prácticas, se asume que inicialmente están abiertas y subsecuentemente pueden o no ser alteradas y mineralizadas; es por esto que pueden tener un efecto positivo o negativo en la capacidad de permitir el flujo de fluido a través de la roca. En general una falla o fractura son producto de la deformación frágil en cualquier tipo de roca, se forman por esfuerzos cortantes y en zonas de tensión o de compresión.

Las fracturas son rasgos estructurales en la naturaleza con orden y distribución bien definidos, ya que responden a esfuerzos de la corteza terrestre; dentro de los principales esfuerzos tenemos aquellos generados por fuerzas verticales (gravedad) y por fuerzas tangenciales (tectónicas).

Para comprender la génesis de las fracturas, es necesario realizar un estudio de las formaciones del subsuelo a distintas escalas, utilizando las fuentes de información y las herramientas disponibles que permiten identificar los intervalos afectados por fracturas y sus características (Pacheco-Gutiérrez, 2002).

La integración de información e interpretación de fracturas y microestructuras que se obtienen de diferentes fuentes, permite establecer modelos estructurales realistas para explicar el origen y distribución de las fracturas en las áreas de interés.

II.3 Geología Estructural

Todas las secuencias de roca presentan características o aspectos que constituyen su estructura. El estudio de las disposiciones y significado, constituye la rama de la geología, llamada geología estructural.

La estructura es la forma en la que han sido depositadas las rocas, es decir, como están colocadas. Nos ayudan a determinar el método y costo de la exploración y explotación de recursos naturales.

La geología estructural es la disciplina que se ocupa del estudio y análisis morfológico y geométrico de las deformaciones que sufren los materiales de la corteza terrestre. Incluye a todos los procesos y elementos que están relacionados a las fuerzas tectónicas presentes en la corteza terrestre. En la geología estructural se analizan estructuras geológicas,

especialmente tectónicas, para aclarar la acción de fuerzas dirigida durante la historia geológica. Estos análisis pueden apoyar la prospección o exploración (Tucker, 1981).

En la mayoría de las rocas terrestres se muestran varios tipos de planos geológicos (estratos, fracturas, fallas). Existen en general dos tipos de planos:

- a) Estructuras primarias: tienen su origen antes de la litificación, es decir, durante la depositación. Ejemplos: estratos, flujo magmático.
- b) Estructuras secundarias: Tienen su origen después de la litificación. Todas las estructuras secundarias se originaron debido a fuerzas tectónicas presentes en la corteza terrestre. Ejemplos: fracturas, pliegues y fallas.

Fallas. Una falla geológica puede definirse como una fractura usualmente plana que se observa en un segmento de la corteza terrestre y la cual tiene cierto desplazamiento, siendo ésta lo suficientemente amplia para ser visible a simple vista o desde una vista aérea. En la Figura 2.7 se observan las partes de una falla geológica.

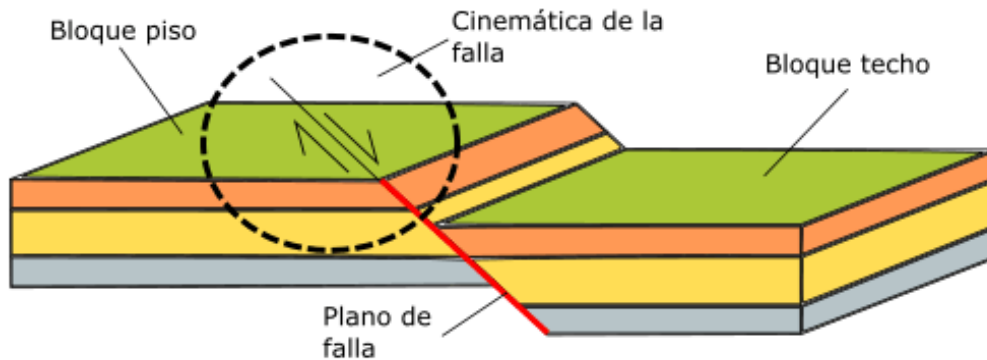


Figura 2.7. Partes de una falla geológica: bloque techo (el que se mueve), bloque piso (el que se mantiene) y plano de falla. (<https://geologiaweb.com/geologia-estructural/fallas-geologicas/>)

Existen varios tipos de fallas:

- a) Fallas laterales. Ocurren cuando el movimiento entre fallas se da de forma paralela a la superficie de las mismas. Este tipo de desplazamiento es mucho mayor, y por lo general se da en el marco de un subsistema de fallas que se desplazan simultáneamente. Se producen por movimientos de cizalladura.

- b) Fallas normales. Ocurren cuando el bloque de techo se desplaza hacia abajo en comparación al bloque de muro, quedando por debajo del mismo. Las fallas normales suelen tener una inclinación de unos 60° disminuyendo con la profundidad.
- c) Fallas inversas y cabalgamientos. En una falla inversa, el bloque de techo se mueve por encima del bloque de muro, y dependiendo de su inclinación o buzamiento, cuando este es menor a 45° , podemos hablar de cabalgamiento. Las fallas inversas tienden a ser de pequeña escala, mientras que las fallas por cabalgamiento, son mucho más extensas y pueden extenderse por cientos de kilómetros.
- d) Fallas de desplazamiento oblicuo. Por último, también podemos hablar de fallas con desplazamientos combinados, tanto verticales como horizontales. A este tipo de desplazamiento se le llamar oblicuo. Si bien, todo desplazamiento de fallas puede registrar ambas categorías, por lo general prevalece una de ellas, para ser denominado como vertical u horizontal.

Pliegues. Son estructuras que se forman como consecuencia de la deformación de los materiales geológicos, son flexiones en las secuencias estratificadas.

Diaclasas. Una diaclasa es una fractura en las rocas que no va acompañada de deslizamiento de los bloques que determina, no siendo el desplazamiento más que una mínima separación transversal. Se distinguen así de las fallas, las fracturas en las que sí hay deslizamiento de los bloques. Son estructuras muy abundantes. Son deformaciones frágiles de las rocas.

Las diaclasas no suelen aparecer aisladas, sino asociadas a fallas y pliegues.

Roseta de diaclasas. Una roseta de diaclasas es un diagrama sencillo para visualizar las direcciones de los rumbos generales de estructuras tabulares (diques, vetas) y de planos tectónicos (diaclasas, fallas). En este tipo de diagrama no hay información sobre la inclinación. En conclusión, se puede describir este diagrama como un histograma de forma circular. Significa que los rangos de rumbo se ubican al margen del círculo desde arriba (Norte o 0°) hacia abajo (Sur o 180°) en sentido del reloj. La cantidad de los datos respecto de un rango se encuentra en el eje desde el centro (como 0%) hacia al margen (como 100%). Solamente es necesario calcular la mitad de los rangos (el medio círculo) porque el rumbo es un elemento bidireccional y automáticamente cubre el rango opuesto, es decir, el rango de diferencia de 180° (lado opuesto) se marca igualmente. En la Figura 2.8 se observa un ejemplo de esta.

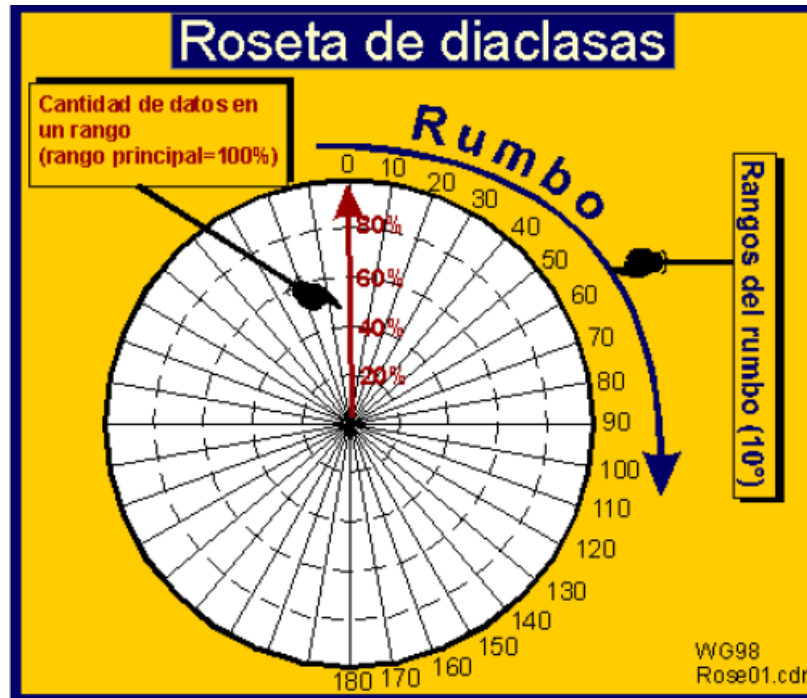


Figura 2.8. Rosa o roseta de diaclasas (tomada de geología.web).

II.4 Geoquímica de carbonatos

Las rocas carbonatadas en cuencas sedimentarias son reactivas y pueden registrar historias complejas de eventos asociados con el flujo de fluidos. Estas incluyen los procesos de dolomitización y dedolomitización.

El propósito de la Geoquímica es, por un lado, determinar cuantitativamente la composición de la Tierra y sus partes, y por otro, la formulación (Henderson, 1982). Allégre y Michard (1974) han considerado a la Tierra como un gran sistema fisicoquímico, en el que gran parte de los procesos que ocurren se encuentran relacionados a la migración de elementos y reacciones químicas.

Para la resolución de los más variados problemas en Ciencias de la Tierra se ha utilizado, en muchas ocasiones, información geoquímica. La importancia de los datos geoquímicos ha aumentado constantemente, gracias al desarrollo de métodos que involucran técnicas altamente instrumentalizadas que permiten determinar con precisión y exactitud el

contenido de los elementos de una muestra, aún si se encuentran en concentraciones extremadamente bajas (< 1ppm).

El análisis químico de materiales geológicos

Es importante señalar que, el análisis de rocas y minerales podría parecer como una simple aplicación de análisis inorgánico. Sin embargo, el desarrollo de metodologías en este campo, implica un conocimiento muy completo sobre las propiedades fisicoquímicas y geoquímicas del elemento a analizar y la naturaleza de la matriz, la cual en la mayoría de los casos es bastante compleja (Potts, 1987). El análisis químico de rocas puede dividirse en tres grandes secciones (Velasco y Verma, 1996):

1. Análisis de elementos mayores (Si, Ti, Al, Fe, Mn, Mg, Ca, Na, K y P), cuya composición se expresa como un porcentaje en peso de su óxido más común.
2. Análisis de elementos menores, constituyentes que presentan una concentración que se expresa en ppm (partes por millón) o ppb (partes por billón). Entre los más frecuentemente analizados se encuentran: Rb, Sr, Ba, Y, Zr, Nb, Ga, V, Cr, Co, Ni, Cu, Zn, lantánidos (La-Lu), Cs, Be, Th, U, Ag, B, Sn, Pb, As, Sb, Se, Te, Hg, Mo y Bi; con una menor frecuencia son determinados elementos del grupo del Pt y Au.
3. Análisis isotópico, encaminado a establecer las relaciones de abundancia de núclidos importantes existentes en la roca. Estas relaciones tienen aplicación en la geocronología o la petrología.

Para fines de esta tesis, solo utilizaremos los primeros dos tipos de análisis.

Los elementos mayores y menores (o traza) que componen las rocas, minerales y fluidos naturales; a lo largo de la historia, han sido entendidos como los datos más fundamentales de la Geoquímica.

La gran complejidad de la matriz a analizar implica la aplicación de técnicas analíticas diversas (Figura 2.9). Sin embargo, estas técnicas son, en general, sumamente complejas en su implementación y altamente costosas (Henderson, 1983).

Conforme la búsqueda de áreas prospectivas de hidrocarburos se vuelve más compleja, más compañías de E&P (exploración y producción) están recurriendo a la geoquímica para evaluar un componente que es esencial para el éxito de cada pozo: la roca generadora (McCarthy et al., 2011).

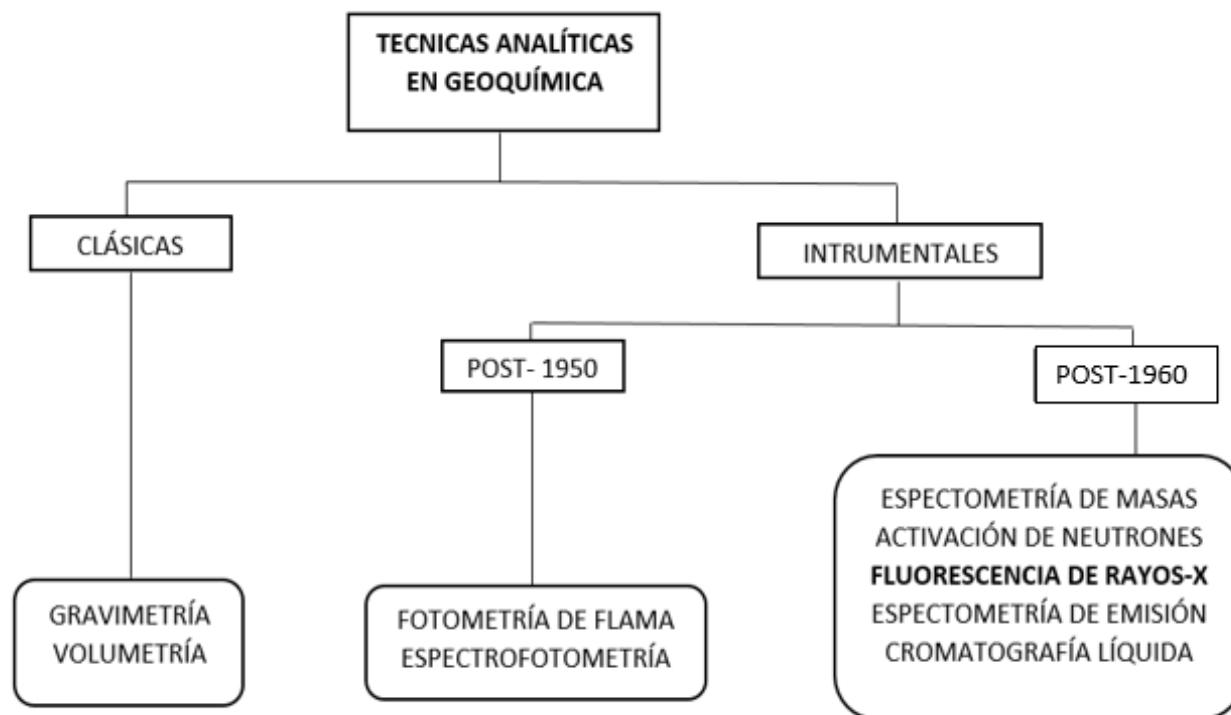


Figura 2.9. Clasificación de las técnicas analíticas aplicadas en Geoquímica (Velasco y Verma, 1996).

II.5 Sistema petrolero

Un sistema petrolero convencional requiere cuatro componentes: roca generadora, roca almacén, trampa y sello; y dos procesos: generación y migración del petróleo (Figura 2.10). La secuencia cronológica entre la migración del petróleo y la formación del yacimiento, la trampa y el sello, también es crucial. Los sistemas no convencionales requieren como mínimo la depositación de la roca generadora y de suficiente sobrecarga para lograr la maduración asociada con la temperatura (McCarthy et al., 2011).

En los sistemas petroleros convencionales, la roca de sobrecarga sepulta a la roca generadora hasta las profundidades en las que se origina el petróleo. El petróleo generado por la roca térmicamente madura es expulsado hacia el interior de una capa productora porosa y permeable, y luego migra hacia una roca almacén (yacimiento) en la que es atrapado estructural y estratigráficamente por debajo de un sello impermeable.

Una *roca generadora* puede definirse como cualquier roca de grano fino, rica en materia orgánica, que puede generar petróleo dada una suficiente exposición al calor y a la presión.

Su potencial para la generación de petróleo se relaciona directamente con su volumen, riqueza orgánica y madurez térmica. La riqueza en contenido orgánico se refiere a la cantidad y tipo de materia orgánica contenida en la roca. La madurez térmica alude a la exposición de una roca generadora al calor con el tiempo. El calor se incrementa a medida que la roca es sepultada a mayor profundidad por debajo de las capas sucesivas de sedimentos. La transformación térmica de la materia orgánica es lo que hace que una roca generadora produzca petróleo (McCarthy et al., 2011).

Las rocas generadoras son el resultado de una convergencia de procesos físicos, bioquímicos y geológicos, que culminan en la formación de rocas sedimentarias de grano fino con contenido de materia orgánica rica en carbono e hidrógeno. La cantidad y tipo de material orgánico incorporado en una roca generadora son controlados, en parte, por las condiciones ambientales y depositacionales. Las rocas generadoras se forman en donde las condiciones ambientales sustentan actividades biológicas que producen grandes cantidades de materia orgánica, en donde las condiciones depositacionales concentran esta materia y en donde las condiciones post-depositacionales permiten su preservación (Tissot y Welte, 1984).

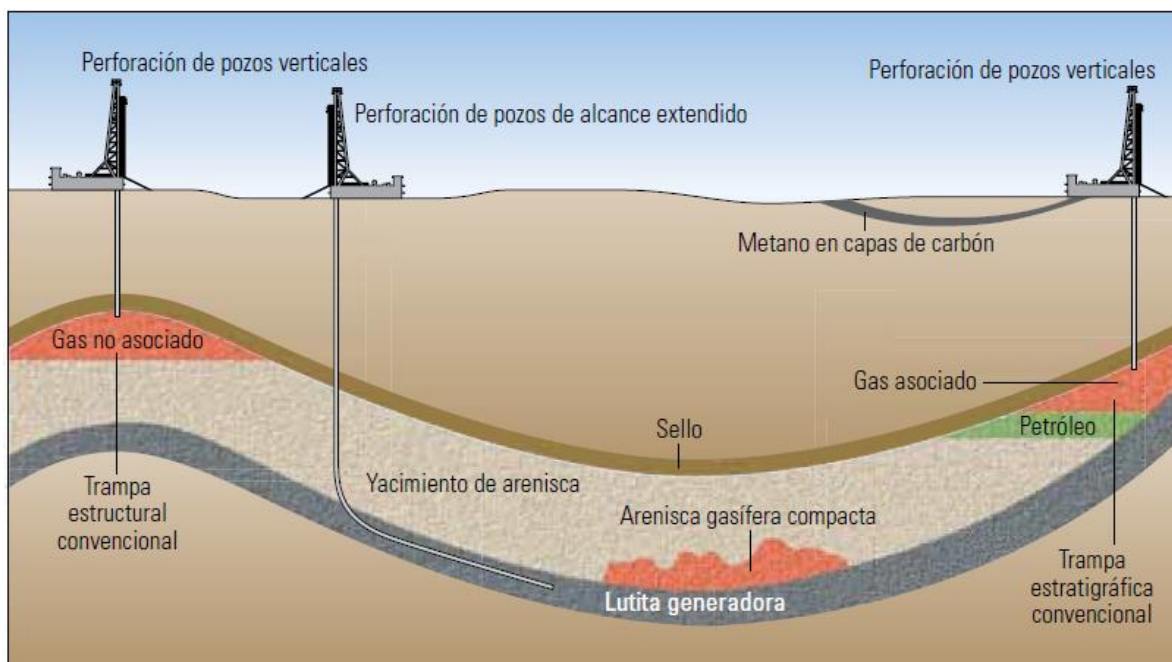


Figura 2.10. Sistema petrolero convencional (imagen tomada de la revista Oilfield Review).

Roca almacén. Una roca almacén es aquella donde comúnmente se almacena el petróleo debido a sus características de porosidad y permeabilidad. Las rocas almacén son regularmente areniscas, sin embargo, en México son principalmente rocas carbonatadas.

Roca sello. Es una unidad de roca relativamente impermeable, de baja porosidad y que actúa como una barrera al paso o escape de los fluidos contenidos en los yacimientos. Las lutitas y las evaporitas generalmente constituyen excelentes rocas sello.

Trampa. Una trampa petrolera es un arreglo geológico en la que las rocas almacenadoras están rodeadas por estructuras que funcionan como sello, de tal modo que los hidrocarburos se quedan atrapados. En términos generales, las trampas de hidrocarburos pueden ser estratigráficas o estructurales, o bien, combinadas. Las trampas estratigráficas se caracterizan por un cambio de permeabilidad, en tanto, las trampas estructurales son aquellas que resultan de la deformación.

II.5.1 Generación de petróleo

El petróleo se origina principalmente en las cuencas sedimentarias, especialmente en ambientes donde las condiciones de acumulación y preservación de la materia orgánica son favorables.

Los mecanismos por los cuales se generan el petróleo y el gas varían entre una cuenca y otra. Tales mecanismos dependen de las facies sedimentarias, la historia de sepultamiento, la tectónica y otros procesos geológicos; no obstante, el modelo general es bastante directo. Las mayores profundidades de sepultamiento son acompañadas por incrementos de la temperatura, de acuerdo con el gradiente térmico de la cuenca. Este calor hace que la materia orgánica se convierta gradualmente en una sustancia orgánica insoluble denominada kerógeno. La alteración del kerógeno continúa conforme el calor se incrementa; a su vez, estos cambios producen la liberación de los compuestos del petróleo que son generados subsiguientemente. El calentamiento posterior convierte el kerógeno en bitumen y petróleo. A medida que libera petróleo, el kerógeno se vuelve más pobre en contenido de hidrógeno. El incremento de la madurez también hace que los compuestos del petróleo inicialmente complejos experimenten un proceso de simplificación estructural; generalmente comienzan con petróleo, continúan con gas húmedo, y terminan con gas seco (Tissot y Welte, 1984).

Migración de petróleo

Cuando los hidrocarburos saturan a la roca generadora, aumenta el volumen y la presión y es cuando comienzan a ser expulsados de la roca. Estas expulsiones se hacen a través de pulsaciones, y es cuando se inicia la migración primaria. Si los hidrocarburos abandonan la roca generadora, se inicia la migración secundaria, atravesando a otras rocas hasta entramparse en alguna roca almacén, o bien, siguen migrando hasta que se dispersan o degradan en la superficie terrestre.

La etapa que comprende desde el inicio hasta el fin de la generación de hidrocarburos por el aumento de las condiciones de presión y temperatura a través del tiempo se denomina “ventana de generación de petróleo” (Figura 2.11).

Kerógeno

El kerógeno es un residuo orgánico contenido en una roca sedimentaria que es formado por la concentración de materia orgánica al final de la etapa diagenética. La riqueza orgánica de las rocas se origina en ambientes sedimentarios que tuvieron condiciones apropiadas para la acumulación y preservación de ésta. Las variaciones en composición del kerógeno están influenciadas por: (1) el tipo de materia orgánica original o facies orgánicas donde fue depositada, (2) por la temperatura y su grado de madurez que haya alcanzado la roca a través del tiempo en la cuenca sedimentarias, y (3) por los procesos de alteración fisicoquímicos (biodegradación, erosión, intemperismo, etc.) a los que se haya sometido la roca (Graf, 1960).

El kerógeno tipo I se origina a partir del material orgánico de tipo algáceo, depositado en ambientes lagunares continentales y produce hidrocarburos ricos en ceras y compuestos saturados. El kerógeno tipo II se caracteriza porque sus organismos son de origen marino y su textura sapropélica, con escasos aportes de material terrígeno, depositados mayoritariamente en ambientes de plataforma continental, ya sea somera o profunda; en etapas tempranas de madurez, el kerógeno tipo II comienza a generar aceites parafínicos pobres en ceras y ricos en naftenos, mientras que en etapas avanzadas de madurez genera aceites ricos en aromáticos y mayores cantidades de gases. El kerógeno tipo III está representado por material orgánico húmico de origen primordialmente continental y costero; en las primeras etapas de madurez se forma mayor cantidad de gas que de aceite. El kerógeno tipo IV es generalmente inerte.

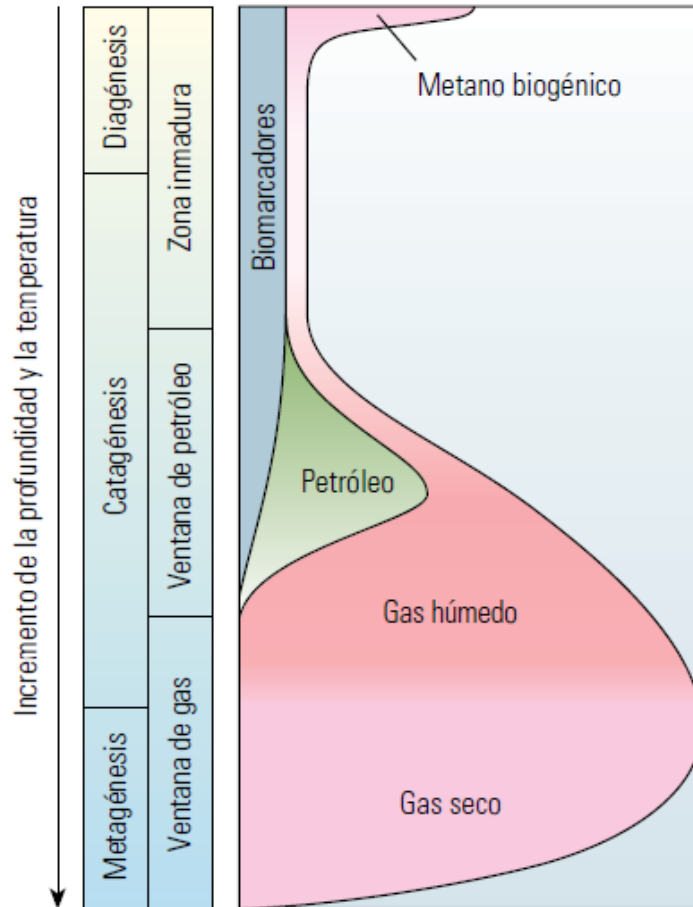


Figura 2.11. Transformación del kerógeno (Oilfield Review, modificada de Tissot, 2011).

Son pocos los lugares en el mundo que muestran una secuencia de rocas generadoras con variaciones mínimas en sus facies orgánicas, y que además abarcan todas las etapas de los procesos de transformación de la materia orgánica o de las rocas sedimentarias (diagénesis, catagénesis y metagénesis) y que tengan una amplia distribución geográfica para poder ser muestreadas. La serie de lutitas y margas del Tithoniano del Golfo de México presenta una secuencia ideal para hacer el modelado de una roca marina con contenidos de materia orgánica marina rica en compuestos de azufre, es decir, kerógeno tipo IIS (Orozco, 2009).

CAPÍTULO III. ÁREA DE ESTUDIO

III.1 Cráter Chicxulub

En la península de Yucatán se encuentra ubicado el cráter Chicxulub (Figura 3.1), el cual es una de las estructuras de impacto más grandes asociadas a eventos del Fanerozoico. En el registro geológico terrestre sólo existen tres grandes estructuras (> a 150 km de diámetro), Chicxulub, Vredefort y Sudbury (Grieve y Therriault, 2000). De estas tres estructuras, el cráter Chicxulub es el más joven y mejor preservado.

El impacto que dejó el cráter como evidencia se ha datado en 65 Ma por lo que está relacionado con el evento que marcó el límite Cretácico/Paleógeno (K/Pg) y con la extinción de más del 75% de las especies (Álvarez et al., 1980; Hildebrand et al., 1991).

El cráter Chicxulub está localizado en el sector noroeste de la península de Yucatán, al sur del Golfo de México; enterrado bajo rocas carbonatadas del Cenozoico (Figura 3.1). La estructura fue identificada a partir de investigaciones de gravimetría y anomalías magnéticas, las cuales mostraron un patrón concéntrico circular de anomalías gravimétricas con anomalías magnéticas de alta amplitud en su zona central, sugiriendo una cuenca sepultada bajo los sedimentos de carbonato.

Estructura del cráter

De la interpretación de datos de potencial de campo, se propuso un diámetro entre 180 km y 200 km para el cráter Chicxulub (Hildebrand et al., 1991; Urrutia Fucugauchi et al., 2004). La mitad del cráter se encuentra costa afuera y la otra mitad costa adentro de la península de Yucatán (Hildebrand et al., 1991; Collins et al., 2008). Los datos geofísicos muestran que el cráter tiene una forma asimétrica (Sharpton et al., 1993).

La estructura del cráter es considerada como una cavidad compleja multianillada completamente sepultada. Los datos sísmicos demostraron la naturaleza multianillada del Chicxulub, así como el anillo de picos (Gulik et al., 2008), lo que ayudó a definir características del cráter, como su dimensión.

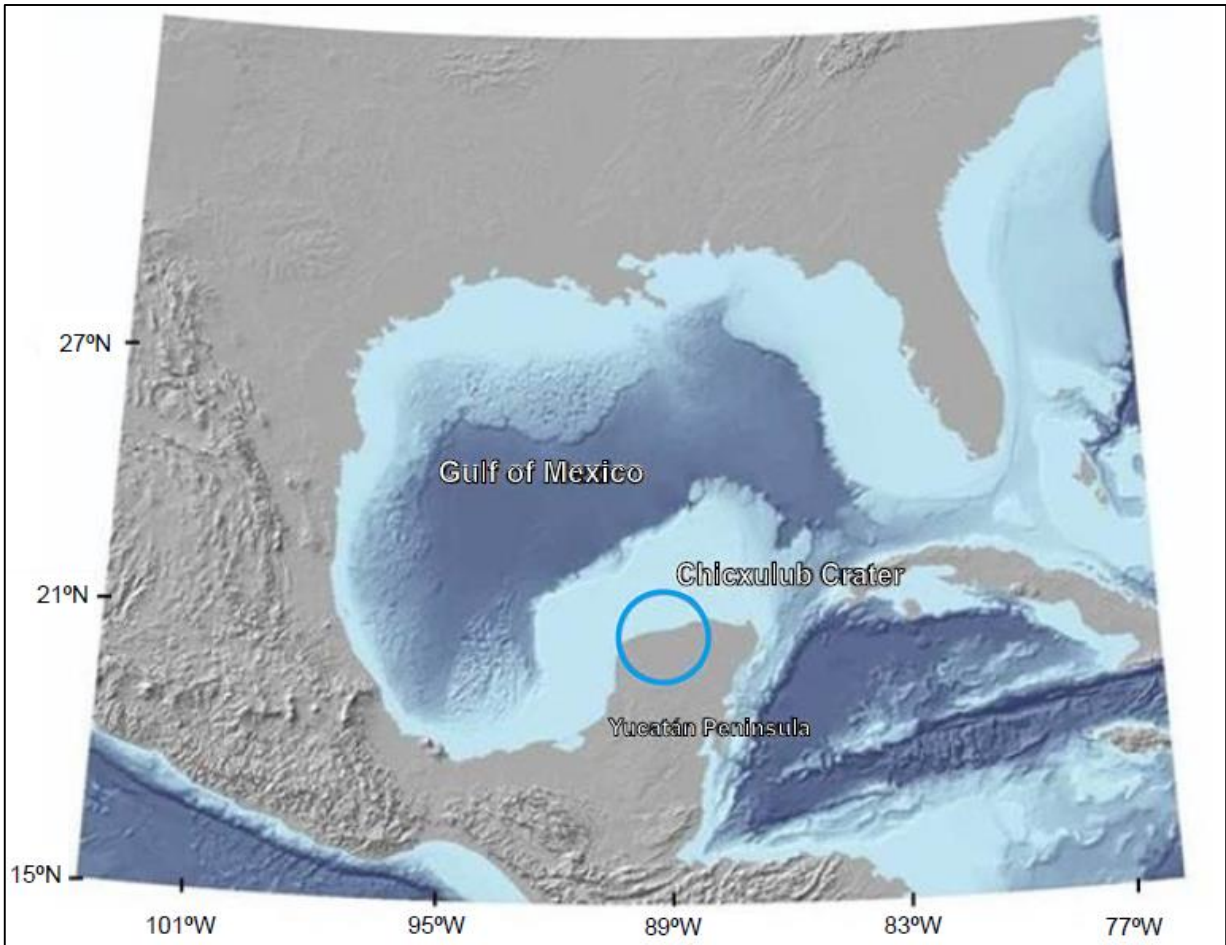


Figura 3.1. Mapa del Golfo de México donde se muestra la localización del cráter de impacto Chicxulub, en la península de Yucatán (modificado de French y Schenk, 2004).

Perforaciones en el cráter

Las primeras perforaciones en la península de Yucatán iniciaron en la década de los cincuenta, cuando PEMEX perforó 8 pozos exploratorios, siendo el pozo Chicxulub-1 el primero. Durante la perforación del programa, se obtuvieron ocurrencias inusuales de rocas cristalinas y brechas.

En 1975, PEMEX realizó pruebas de gravedad y magnetismo que permitieron identificar anomalías circulares de gran amplitud sobre el sector noroeste de la península de Yucatán, estas anomalías fueron interpretadas en términos de una estructura de impacto por Camargo y Penfield (1981). Los resultados indicaron que la estructura de impacto marcaba el final de la era del Cretácico, lo cual resultó de gran interés y dio inicio a nuevos estudios para obtener la mayor cantidad de información del cráter.

En 1993, PEMEX inició un programa de perforación con fines de exploración petrolera. Después de analizar la información obtenida por PEMEX, la UNAM planteo la recuperación continua de núcleos durante la perforación de pozos distribuidos en la zona del cráter (Figura 3.2).

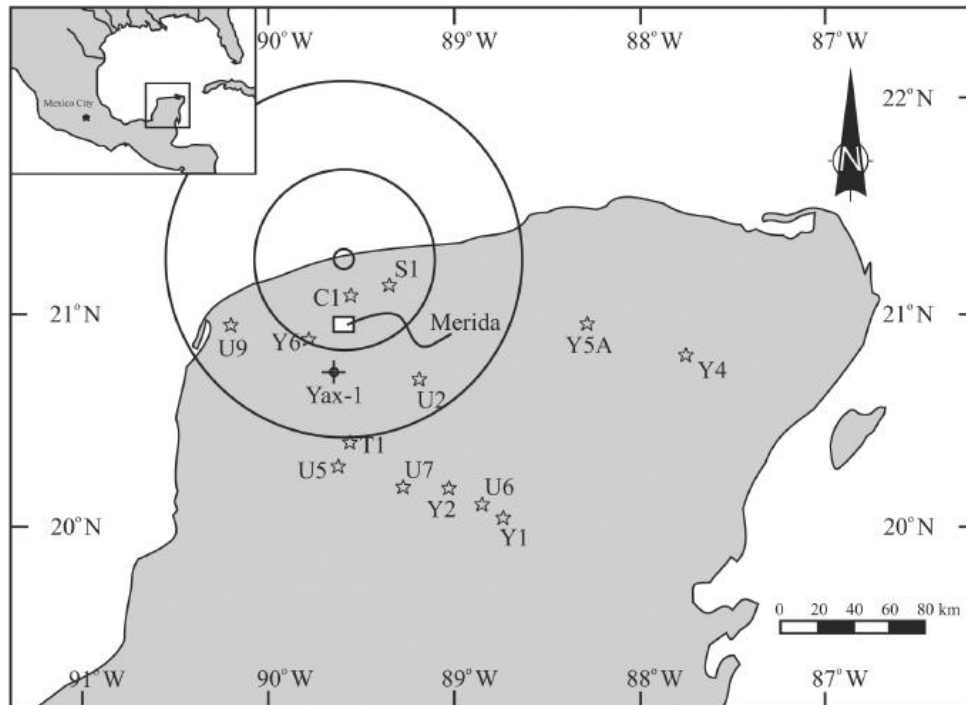


Figura 3.2. Localización de la estructura de impacto Chicxulub en la parte noroeste de la Península de Yucatán, México. También se muestran las localizaciones de los pozos perforados en esta zona, incluido el Yax-1 (Persaud y Sharpton, 1998).

III.2 Pozo Yaxcopoil-1

El Proyecto de Perforación Científico de Chicxulub (The Chicxulub Scientific Drilling Project [CSDP]) apoyado por el Programa de Perforación Científico Continental Internacional (International Continental Scientific Drilling Program [ICDP]) tuvieron como objetivos: (1) Identificar la litología y estructura del cráter Chicxulub, (2) determinar la edad precisa y efectos ambientales del impacto, y (3) entender el proceso de cómo se forma un cráter por impactos de cuerpos tan grandes. En adición a esto, el proyecto hizo énfasis al papel de las colisiones interplanetarias en la evolución geológica y biológica de la Tierra. Para este fin, se perforó el pozo exploratorio Yaxcopoil-1 dentro del cráter Chicxulub, el cual fue continuamente nucleado (Figura 3.3) entre diciembre del 2001 y febrero del 2002, y se recuperó una secuencia sedimentaria continua.



Figura 3.3. Operaciones de perforación y recuperación de núcleos en la Hacienda Yaxcopoil.

Localización

El pozo Yax-1 se localiza en 20.74°N, 89.72°W (Urrutia Fucugauchi et al., 2004), o a 62 km desde el centro de la estructura Chicxulub (Figura 3.2) en la Hacienda Yaxcopoil, aproximadamente 16 km al sur de Umán, Yucatán (Kring et al., 2004). En términos de la estructura del cráter, el pozo se localiza fuera de la cavidad transitoria dentro de la zona de bloques desplomados (Pilkington et al., 2004), pero dentro de la orilla estimada del cráter final.

Perforación del pozo Yax-1

La necesidad de perforar y nuclear dentro de la parte más profunda de la zona de impacto (donde el piso del cráter está enterrado bajo cientos de metros de sedimentos de carbonatos del Cenozoico) fue reconocida durante los primeros estudios del cráter, debido

a que solo los depósitos más someros relacionados al cráter habían sido perforados (Urrutia-Fucugauchi et al., 1996; Rebolledo-Vieyra et al, 2000). Con el inicio del Programa de Perforación Científico Continental Internacional (ICDP), el interés en la perforación del cráter aumento y el Proyecto de Perforación Científico del Chicxulub (CSDP) fue desarrollado como parte de una colaboración internacional dentro del plan del ICDP.

El proyecto de perforación fue financiado por el ICDP y la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) y fue coordinado por la UNAM. El pozo Yaxcopoil-1 del CSDP fue perforado desde diciembre del 2001 hasta marzo del 2002 en el sector sur del cráter al 62 km de distancia radial aproximada al centro del cráter Chicxulub. El pozo Yaxcopoil-1 (Yax-1) fue planeado para nuclearse continuamente en la parte más baja de la secuencia de carbonatos post-impacto, las brechas de impacto, y las rocas Cretácicas desplazadas. El sitio de perforación en la Hacienda Yaxcopoil fue seleccionada basada en la integración de estudios gravimétricos, magnéticos, magnetotelúricos y de sismica costa fuera; pozos preexistentes de programas de PEMEX y la UNAM, condiciones de sitio y acceso, propiedad de tierras, disponibilidad de agua, y una evaluación de impacto ambiental (Urrutia-Fucugauchi et al.2001).

Una torre de perforación rotatoria INDECO de Perforaciones Industriales Térmicas, S. A. (PITSA, por sus siglas en inglés) y el dispositivo de Nucleado de Perforación, Observación, y Muestreo de la Corteza Continental (DOSECC, por sus siglas en inglés) fueron usados para las operaciones de perforación y extracción de núcleos. El modo rotatorio fue usado para perforar desde la superficie hasta la profundidad de 404 m. Después de correr los registros cableados y revestir el agujero, el proceso de perforación continuó, con la extracción de núcleos de la secuencia de carbonatos y litologías de impacto. Se obtuvieron núcleos de 63.5 mm de diámetro hasta la profundidad de 993 m. A esta profundidad, la sarta de extracción de núcleos HQ se atascó y eventualmente fue dejada en el agujero como tubería de revestimiento. La extracción de núcleos continuó con una sarta NQ (diámetro de núcleo de 47.6 mm) hasta la profundidad final de 1511 m (Urrutia-Fucugauchi et al., 2004).

La mayoría de las operaciones, incluyendo la perforación, el nucleado, el revestimiento, y la cementación, fueron ejecutadas de acuerdo al plan. Sin embargo, las rocas carbonatadas de la parte superior, son más compactas y de mayor dureza, lo que causó que se incrementara el tiempo de perforación y hubiera una pérdida de la circulación del lodo de perforación en el estrato carbonatado kárstico. A la profundidad de 993 m, la sarta de

extracción de núcleos mediante cable (sistema HQ) se atascó. Esto fue causado por un rompimiento de roca en el estrato de impacto superior, como indicaron las mediciones de registros cableados a través de la tubería. La sarta de nucleado HQ, tuvo que permanecer en el pozo como tubería de revestimiento no cementada, mientras la extracción de núcleos fue llevada a cabo usando el principio telescópico (Figura 3.4). Una sarta de extracción de núcleos a través de cable, NQ, fue bajada a través de la tubería de revestimiento HQ y fue usada hasta alcanzar la profundidad final (Wohlgemuth et al., 2004).

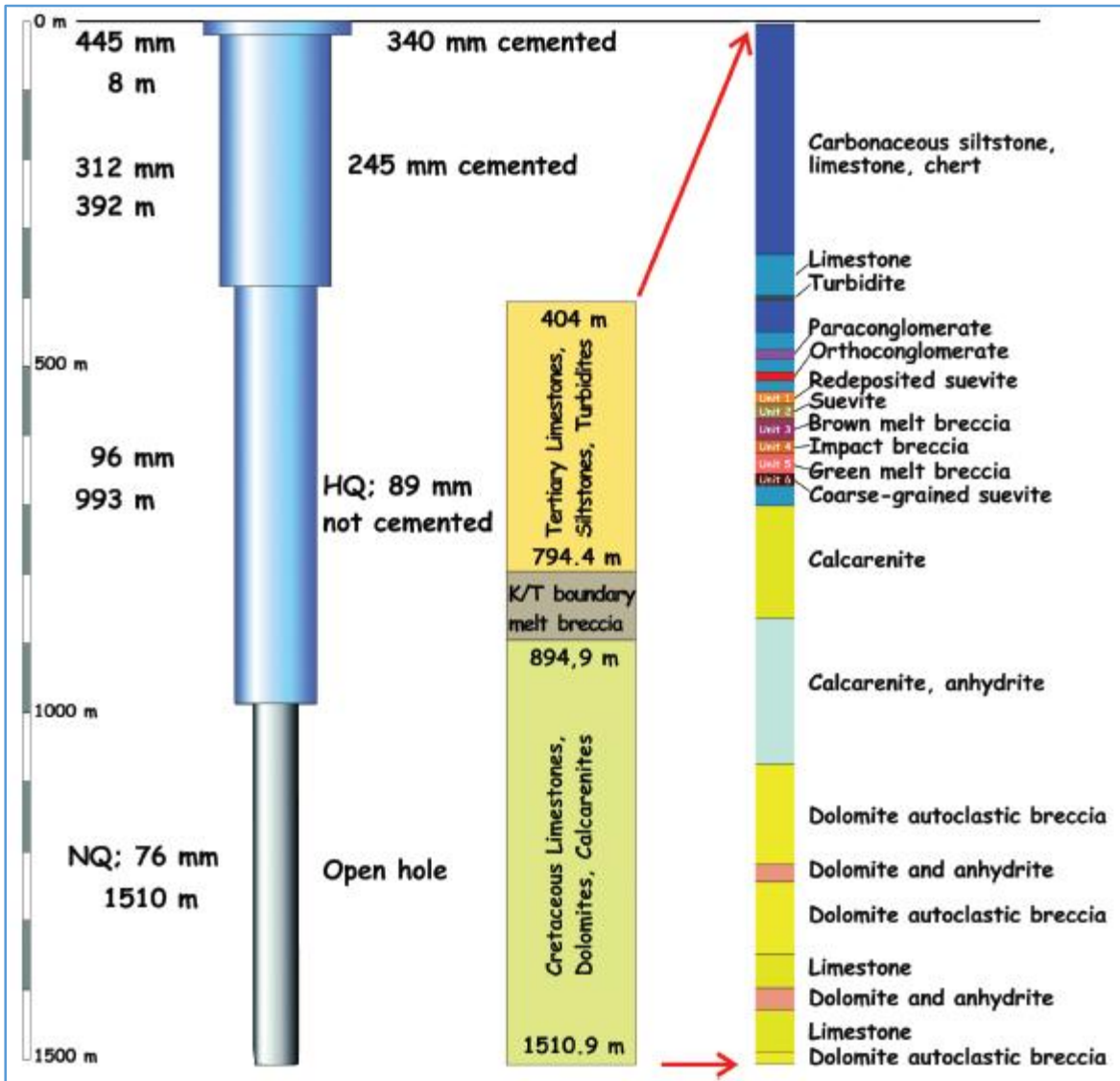


Figura 3.4. Esquema de perforación y revestimiento del pozo Yax-1 y descripción geológica de los estratos. La columna derecha muestra la sucesión litológica de la descripción de núcleos inicial en el sistema de información de la perforación; suevitas y rocas derretidas de brecha basadas de Stöfer et al. (2003), (Wohlgemuth et al., 2004).

Todas las operaciones de perforación y medición de registros, fueron ejecutadas en los 77 días entre el 9 de diciembre del 2001 y el 26 de febrero del 2002 (6 días de perforación rotatoria, 21 días de nucleado HQ, 18 días de nucleado NQ). El costo total de la perforación, medición de registros, montaje y desmontaje de equipo, y la operación del equipo, rondó cerca de 1.6 millones de dólares (Wohlgemuth et al., 2004), en la Figura 3.5 se muestra la distribución de costos.

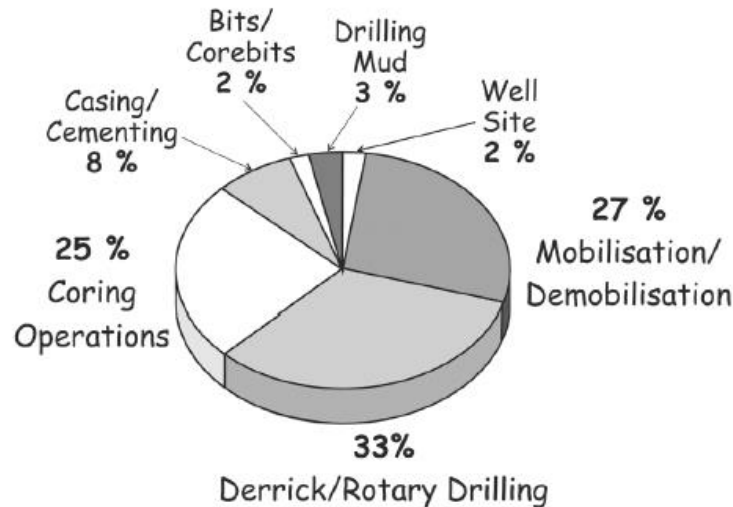


Figura 3.5. Distribución de costos (%) para todas las operaciones de perforación en el Yax-1 (Wohlgemuth et al., 2004).

Registros Geofísicos

La medición de registros geofísicos fue llevada a cabo tras el término de la perforación a través de los primeros 404 m y alcanzando la profundidad final de 1511 m. Las observaciones incluyeron la desviación del agujero y azimuth (caliper, SP), susceptibilidad magnética, contenido de elementos radioactivos, rayos gamma, resistividad eléctrica, temperatura y, sísmico convencional y de forma de onda. El pozo Yax-1 estuvo abierto y disponible para experimentos bajo un acuerdo de diez años entre la Hacienda Yaxcopoil y la UNAM. Varias campañas de medición de registros geofísicos fueron llevadas a cabo después de la terminación del proyecto de perforación (Urrutia-Fucugauchi et al., 2004). En la Figura 3.6 se observan algunos registros tomados por la ICDP y otros realizados posteriormente por científicos para evaluar algunas propiedades del pozo, tales como litología, porosidad y densidad.

Un laboratorio y depósito temporal de núcleos, fue establecido en la Universidad de Yucatán en Mérida. Instalaciones para la fotografía digital de cajas de núcleos y segmentos de

núcleos, y un escáner de núcleos digital automatizado, estuvieron disponibles para la documentación. Los núcleos fueron transportados desde el sitio de perforación diariamente, y la información está disponible en el sitio web del CSDP a través del sistema de información ICDP. Después de terminar las operaciones de perforación, los núcleos fueron empacados y enviados a la Nucleoteca “Chicxulub” del Instituto de Geofísica de la UNAM en la Ciudad de México. Los núcleos fueron examinados más a fondo y entonces cortados longitudinalmente en mitades (una mitad está en el archivo del proyecto, mientras la otra mitad está disponible para muestreo por el equipo de científicos del CSDP) (Urrutia-Fucugauchi et al., 2004).

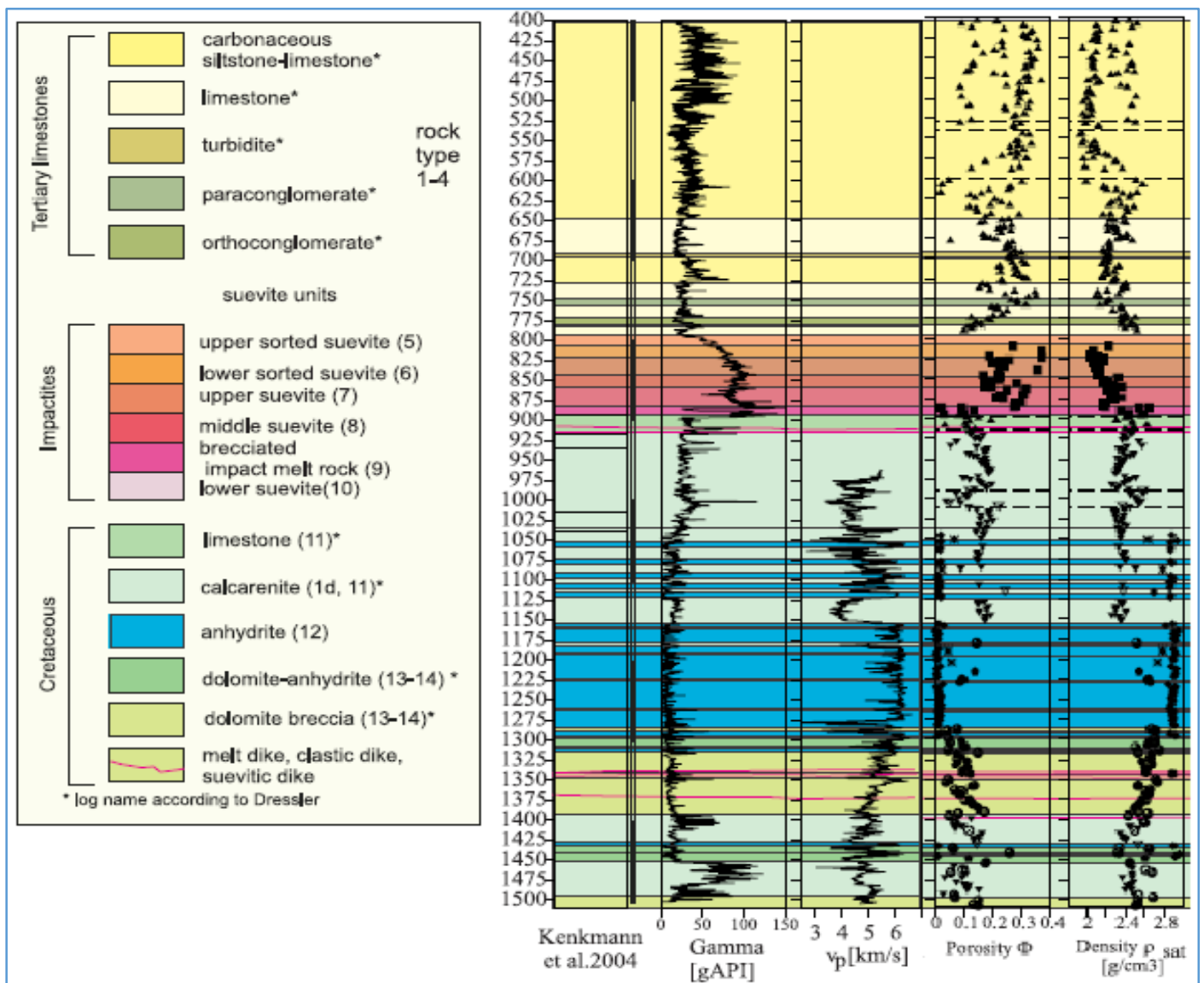


Figura 3.6. Registro de diferentes parámetros: a) nomenclatura por Dressler [2002] y Kenkmann et al. [2004]. b) Registro de rayos gamma (ICDP). c) Registro sísmico (ICDP). d) Porosidad (Mayr et al.). e) Densidad de las rocas saturadas (Mayr et al., 2008).



Figura 3.7. Nucleoteca "Chicxulub" del Instituto de Geofísica de la UNAM, Ciudad de México.

El CSDP recuperó núcleos desde la secuencia de carbonatos del Cenozoico, brechas de impacto, y carbonatos del Cretácico superior, debajo hasta la profundidad de 1511 m. La recuperación de núcleos fue de 98.5 %. Los carbonatos del Cenozoico fueron nucleados entre 404 m y 795 m. Las brechas de impacto fueron nucleadas entre 795 m y 895 m, presentando una inesperada secuencia delgada de impactitas, dado el gran espesor de tales brechas en los pozos localizados hacia dentro y fuera del centro del cráter con relación al Yax-1. Debajo de las brechas de impacto, una secuencia 616 m de rocas carbonatadas (calizas, dolomías y anhidrita) fueron recuperadas. Capas con contenido orgánico-rico y unidades que contienen aceite impregnado están presentes a profundidades entre 1410 y 1455 m (de acuerdo a Kenkmann et al [2004], esta capa empieza en 1263 m) (Urrutia-Fucugauchi et al., 2004).

El estudio científico de muestras de núcleos y estudios complementarios del Yax-1 ha permitido a los investigadores: 1) evaluar la relación entre el cráter Chicxulub y la capa del límite K/Pg, y la extinción de las masas; 2) el estudio del proceso de formación de cráteres a gran escala; 3) investigar las modificaciones post-impacto del cráter, evolución ambiental, y recuperación de la fauna; y 4) proveer información adicional en las composiciones del objetivo y estilos de deformación características de la zona lateral a la cavidad transitoria colapsada.

CAPÍTULO IV. MÉTODOS

En este capítulo se describen los métodos implementados, así como el equipo utilizado para el análisis de fracturas y composición química en los núcleos del intervalo seleccionado del pozo Yaxcopoil-1.

IV.1 Selección del intervalo

Como ya se explicó anteriormente, el pozo Yaxcopil-1 se perforó hasta una profundidad de 1511 m, de la cual se extrajeron núcleos del intervalo de 404 a 1511 m.

Para los análisis y mediciones objetivo de esta tesis, se seleccionó un intervalo a partir de la información de pozo y columna litológica. La profundidad de los núcleos seleccionados oscila entre los 1410 y 1455 m. Dicho intervalo fue seleccionado porque están presentes “capas con contenido orgánico-rico y unidades que contienen aceite impregnado a esas profundidades” (Urrutia-Fucugauchi et al., 2004), tal y como se observa en la Figura 4.1



Figura 4.1. Caja que contiene núcleos con aceite impregnado del Yax-1, a una profundidad aproximada de 1435 metros de profundidad.

Las cajas que contienen los núcleos del pozo Yax-1 se encuentran almacenadas en la Nucleoteca “Chicxulub” de la UNAM.

IV.2 Evaluación de la porosidad por medio del registro sísmico

Existen diversos métodos para determinar la porosidad, tanto prácticos como teóricos. Entre los métodos prácticos están los de radiación, penetración de fluidos y los registros geofísicos, estos últimos determinan la porosidad de la roca en su estado natural.

El registro sísmico consiste en activar un transmisor mediante un pulso, el cual genera una onda de sonido que penetra a la formación, midiendo el tiempo transcurrido entre la detección del primer arribo a los dos receptores correspondientes. Los dos transmisores son activados alternativamente y los valores de “ Δt ” son promediados automáticamente en la superficie.

El tiempo de tránsito Δt en una formación dada, depende de su litología y porosidad.

Si una roca es muy densa (carbonatos), la velocidad es grande y el tiempo de tránsito es mínimo; en una arena es al contrario. El tiempo Δt es recíproco a la velocidad, por lo que, conociendo el valor del tiempo de tránsito del registro y la litología, se puede calcular la porosidad.

Por su investigación y experimentos, Wyllie et al. (1958) concluyeron que, en las formaciones limpias y consolidadas, a través de los poros, existe una relación lineal entre porosidad y el tiempo de tránsito. Proponiendo la siguiente ecuación:

$$t_{log} = \phi t_f + (1 - \phi)t_{ma} \dots \dots \dots \text{Ec. 4.1}$$

Esta ecuación también puede ser escrita de la siguiente forma:

$$\phi = \frac{t_{log} - t_{ma}}{t_f - t_{ma}} \dots \dots \dots \text{Ec. 4.2}$$

Donde:

ϕ = Porosidad de la roca

t_{log} = tiempo de tránsito de la onda leído en el registro ($\mu\text{s}/\text{m}$)

t_{ma} = tiempo de tránsito de la onda en la matriz de la roca ($\mu\text{s}/\text{m}$)

t_f = tiempo de tránsito de la onda en el espacio poroso

t_f : Lodo = 620 ($\mu\text{s}/\text{m}$) o 189 ($\mu\text{s}/\text{pie}$)

Tipo de roca	t_{ma} ($\mu\text{s}/\text{m}$)	t_{ma} ($\mu\text{s}/\text{pie}$)
Arenisca	182	55
Caliza	156	47
Dolomía	143	43
Anhidrita	164	50

Tabla 4.1. Valores del tiempo de tránsito de la onda en la matriz t_{ma} para distintos tipos de roca (Schlumberger, 1972)

En la Tabla 4.1 se encuentran los valores propuestos para cada tipo de roca, para el caso en estudio utilizaremos los valores de la caliza, dolomía y anhidrita, dado que es una secuencia de rocas carbonatadas, y esto dependerá de la litología, que más adelante veremos con la columna litológica detallada en el intervalo de interés.

IV.3 Análisis microestructural de núcleos

En términos generales, las fracturas son rasgos por los cuales la roca ha perdido cohesión independientemente de su origen geológico y representan un volumen que puede ser ocupado por fluidos y además pueden funcionar como un camino preferencial para el movimiento de los mismos, por lo cual es sumamente importante conocer los parámetros principales de los sistemas de fracturas.

En todos los trabajos relacionados con el desarrollo de fracturas es importante establecer el origen de éstas, así como sus atributos tales como: tamaño, densidad, intensidad, tendencia, abertura, relleno de minerales y disolución de su plano, entre otros, para comprender con mayor claridad el comportamiento de los yacimientos naturalmente fracturados.

Dentro de las fuentes de información más importantes para la definición de los sistemas de fracturas, tenemos a los núcleos, de los cuales, ya sea orientados o no, proveen las mayores oportunidades de observación directa (Kulander et al., 1990). Dentro de las herramientas que nos proporcionan información indirecta del subsuelo para determinar intervalos afectados por fracturas, se tiene a los registros geofísicos de pozo, datos sísmicos y datos de pruebas de pozo. Estas herramientas toman datos indirectos del subsuelo, y que, si son procesados e interpretados adecuadamente, se obtiene información muy valiosa. Sin embargo, depende de varios factores que esto tenga éxito.

Para conocer con mayor precisión un yacimiento, es necesario realizar estudios de caracterización geológica-geofísica, integrando varias disciplinas entre las cuales es importante considerar el estudio de “microestructuras” en núcleos que contemple la relación con las estructuras mayores como pliegues y fallas presentes.

El análisis microestructural es una herramienta útil para reconocer las estructuras mayores como son pliegues y fallas, con base en el análisis de rasgo de comprensión a una escala decimétrica y centimétrica. Este tipo de estudios ha sido utilizado con bastante éxito, sobre todo en geología superficial, en donde se dispone de una gran cantidad de datos para establecer por métodos estadísticos la relación entre microestructuras y estructuras mayores.

La interpretación microestructural en los núcleos empieza con la selección, para cada pozo, de muestras desde los horizontes estratigráficos más antiguos hasta los más recientes, este es realizado con el propósito de situar el fracturamiento en el tiempo y espacio.

Metodología empleada

En los estudios de fracturas y microestructuras, se emplea una metodología que se ha implementado a través del desarrollo de los análisis en núcleos que se llevaron a cabo en los diferentes campos petroleros; esta metodología incluye diversas etapas, en las que se analizan las fracturas y microestructuras, y se relacionan con estructuras mayores.

La interpretación de fracturas y microestructuras en núcleos se inicia con la selección de pozos verticales que se les haya cortado núcleos. Después, se revisan aquellas muestras de núcleo cuyos horizontes estratigráficos sean más antiguos, con la finalidad de ubicar las fracturas y las microestructuras en tiempo y espacio. Posteriormente, se describe megascópicamente y por medio de la observación petrográfica en láminas delgadas, la composición litológica de cada núcleo, así como las características que presentan las fracturas a escala microscópica (relleno de minerales, disolución en sus planos, desplazamiento, etc.).

Selección de pozos. Se realiza la revisión de núcleos utilizando primero los pozos verticales que hayan cortado núcleos, ya que estos pozos son los que mejores datos nos proporcionan en cuanto a relaciones espaciales de fracturas y en la inclinación real de estrías de fallamiento, iniciando la revisión de los núcleos con los niveles estratigráficos más antiguos.

Ubicación cronológica de núcleos. Con el fin de obtener mayor beneficio en el análisis de núcleos, este se inicia con los niveles estratigráficos más antiguos; en cada pozo la revisión se realiza del núcleo más profundo al más somero, lo que permite ubicar a los sistemas de fracturas y; en general, a las microestructuras en tiempo y espacio, estableciendo de esta manera la relación con los eventos tectónicos de la región.

Orientación de núcleos. Para orientar las muestras de núcleo, primero se ubican en su posición vertical, auxiliándonos con las marcas registradas en estos (dos rayas marcadas en los núcleos, una roja a la derecha del observador y otra negra o azul a la izquierda; Figura 4.2), que indican la verticalidad del pozo.



Figura 4.2. Núcleo del pozo Yax-1 con aceite impregnado, en el cual se observa como es el trazado de las líneas de referencia vertical del pozo.

Posteriormente se procede a la orientación de los núcleos, lo cual es difícil, sobre todo cuando no se cuenta con registro de imágenes de pozo, ya que estos nos proporcionan estereogramas que es muy fácil correlacionar con la inclinación de fracturas y obtener su orientación.

Para los casos donde no se cuenta con estos registros, se considera la inclinación de la estratificación observada en los núcleos, midiendo el ángulo entre el rumbo de la capa y el rumbo de la fractura y posteriormente su relación con la inclinación de la estratificación en los planos de configuración sísmico estructurales, asimismo nos auxiliamos con datos de estructuras mayores como son pliegues y fallas, relacionando la posición del pozo y su probable relación con el desarrollo de fracturas; dichas estructuras previamente han sido identificadas por métodos sísmicos.

Descripción litológica. Un punto importante en el análisis de fracturas y microestructuras, consiste en la identificación y descripción a escala megascópica de la composición litológica de cada muestra de núcleo, definiendo la litología y textura, describiendo las características diagenéticas observables como son: procesos de dolomitización, recristalización y disolución, asimismo las características petrofísicas como porosidad primaria y porosidad secundaria. Posteriormente, donde es necesario, se detalla con el microscopio petrográfico, identificando y describiendo características tales como composición mineralógica de la roca, tipo de porosidad primaria, relleno de fracturas y eventos de dolomitización, entre otras.

La descripción litológica es muy útil en la interpretación de registros geofísicos de pozos, principalmente en aquellos en los que no se cuenta con descripción y cuyas litologías son particularmente complejas, como sucede en las formaciones del Cretácico Inferior y, en particular, en donde la columna está formada de calizas intercaladas con laminaciones de bentonita.

Definición de sistemas de fracturas. En este punto nos auxiliamos de varios parámetros para definir los sistemas de fracturas. Principalmente, analizamos los núcleos de pozos verticales, donde observamos y definimos las relaciones espaciales de fracturas, reconociendo las familias (sets) de fracturas y, posteriormente, los sistemas.

Descripción de fracturas. En la descripción de fracturas se toman en cuenta varias características o atributos de fracturas como son:

- **Tamaño.** Se refiere a la dimensión de la superficie de fracturas, como esta es un plano que no se extiende indefinidamente, se puede establecer su dimensión, en sentido vertical y horizontal, lo cual es importante para conocer su influencia en la permeabilidad de los yacimientos.

- Densidad. Está relacionada con el número de trazas de fracturas que cortan una línea transversal por unidad de longitud, lo cual depende de varios factores, como son, litología, posición estructural, espesor de las capas y presión de confinamiento, entre otros. Aquí utilizamos los términos cualitativos como abundante, regular y escaso, para referirnos a la densidad de las fracturas
- Intensidad. Se refiere a la concentración de esfuerzo en ciertas áreas debido principalmente a la posición estructural; esto se asocia a la generación de fracturas de origen tectónico que se relaciona con estructuras mayores como pliegues y fallas.
- Orientación e inclinación. Se refiere al rumbo de los planos de fractura, es decir, a la dirección de intersección entre los planos de fractura con un plano horizontal, así como también el ángulo de inclinación de estos planos.
- Abertura. Consiste en la separación de las paredes de la fractura en la roca; no todas las fracturas presentan la misma anchura de apertura, ya que esto depende de su origen.
- Relleno de minerales. En muchos de los campos estudiados, se han observado fracturas rellenas principalmente de calcita o dolomita, en menor proporción se presenta relleno de anhidrita y de sílice. El relleno de minerales ya sea parcial o total, es importante definirlo ya que este reduce la porosidad y permeabilidad del yacimiento, por lo cual es conveniente establecer tanto la temporalidad de los sistemas de fracturas con relleno, como las áreas donde se ubica.
- Disolución de los planos de fractura. Un aspecto importante desde el punto de vista económico-petrolero, lo constituye la disolución de los planos de fractura, ya que esta aumenta considerablemente la porosidad y permeabilidad de los yacimientos.

De esta manera se trata de efectuar un escalamiento de la información, al relacionar rasgos microestructurales en núcleos con estructuras mayores identificadas por sismología a escala hectométrica y kilométrica.

Procedimiento de evaluación de las fracturas

El análisis microestructural se llevó a cabo con un microscopio digital de alta resolución (Figura 4.3). El cual es de un uso sencillo y provee imágenes en tiempo real, así como la captura de fotografías de alta resolución.



Figura 4.3. Captura de imágenes de fracturas y microestructuras de un núcleo del pozo Yax-1.

Lo primero que se realizó fue la identificación de las zonas o intervalos con mayor fracturamiento, de esta manera se seleccionaron núcleos de las zonas con y sin impregnación de aceite, que cuentan con fracturas, tanto abiertas como cerradas. Posteriormente se procedió con la captura de las imágenes de dichas fracturas, las cuales fueron examinadas detalladamente en una computadora. Para conocer la orientación de las fracturas, se utilizó un software llamado *Surfer*, donde identificamos las fracturas en cada muestra de núcleo (Figura 4.4), y posteriormente establecimos el azimut y rumbo de cada una de las fracturas. Conociendo estos datos, se procesaron en otro software llamado *Stereonet*, con el cual se logró realizar una roseta de diaclasas, para visualizar la dirección del rumbo y las familias de fracturas.

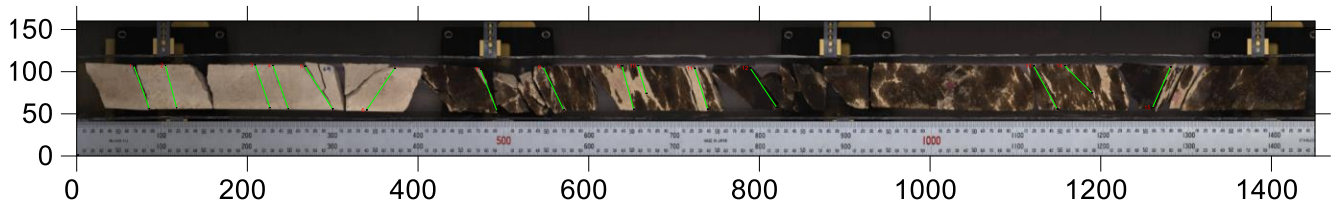


Figura 4.4. Intervalo del Yax-1 en el cual se analiza la orientación de las fracturas mediante el programa Surfer.

IV.4 Análisis químico: reacción al ácido clorhídrico

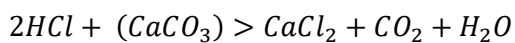
En la industria petrolera, el ácido clorhídrico (HCl) constituye el elemento más utilizado en la preparación de sistemas ácidos para ser empleados en tratamientos de limpiezas, acidificaciones matriciales y fracturamiento ácido, se caracteriza por ser un ácido mineral fuerte, con un alto poder de disolución en formaciones de carbonatos y por su bajo costo (Figura 4.5).



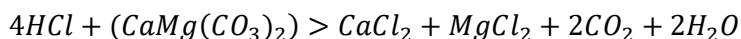
Figura 4.5. Ácido clorhídrico

La ecuación química para las reacciones del HCl con la roca caliza ($CaCO_3$) y la dolomía ($CaMg(CO_3)_2$) se muestra en forma estequiométrica. Los productos de la reacción son solubles en agua y se pueden recuperar fácilmente una vez que el pozo inicie el proceso de limpieza.

Reacción de calizas con el HCl :



Reacción de dolomías con el HCl :



Este método de ensayo se utiliza para determinar la presencia y cantidad de carbonato en una muestra de suelo en términos de la calcita equivalente. El método se diseñó

generalmente para su uso como índice de contenido de carbonato aproximado para ayudar con la caracterización de los suelos marinos.

Para fines de esta tesis, este método será utilizado cualitativamente, basado en la reactividad; la dolomita se disuelve lenta y débilmente en ácido clorhídrico, mientras que la calcita produce una enérgica efervescencia.

IV.5 Análisis geoquímico: Fluorescencia de rayos X

La Fluorescencia de rayos X (XRF, por sus siglas en inglés) es la técnica analítica de mayor aplicación para el análisis de elementos mayores y algunos elementos menores (o traza) en materiales geológicos (Verma et al., 1992). De hecho, los procedimientos experimentales se han desarrollado al punto de establecer, para muchos elementos, un análisis de rutina en relativamente corto tiempo (Rollinson, 1993; Govindaraju et al., 1994).

Por otro lado, la XRF fue introducida en México durante los años cincuenta, y se ha desarrollado hasta la actualidad (Lozano Santa Cruz et al., 1995).

Principios básicos de la XRF

En la fluorescencia de rayos X, estos son generados por una fuente que puede ser un tubo de rayos X, para ser irradiados sobre una muestra. Los elementos que se encuentran presentes en la muestra emitirán radiación fluorescente de rayos X. Cada átomo tiene niveles específicos de energía, de forma que la radiación emitida es característica de ese átomo. Un átomo emite más de una sola energía debido a que se pueden producir vacantes en diferentes niveles y los electrones que llenan esas vacantes también provienen de diferentes niveles. La colección de líneas emitidas es característica de cada elemento y puede ser considerada la huella digital del elemento. El concepto básico para todos los espectrómetros es: una fuente, una muestra y un sistema de detección. La fuente irradia la muestra, y el detector mide la radiación procedente de la muestra (IPICYT).

Para que se dé el proceso de fluorescencia de rayos X, primero tiene que ocurrir la absorción fotoeléctrica por el elemento. La absorción fotoeléctrica por la muestra sucede cuando un fotón altamente energético proveniente de una radiación de rayos X interactúa con la materia. Cuando los átomos de la muestra a analizar absorben esta alta energía, un electrón de los más cercanos al núcleo de las capas internas K o L es expulsado del átomo. En este proceso de absorción, parte de la energía del fotón incidente de rayos X es utilizada

para romper la energía de enlace del electrón interno del elemento y la energía restante acelera el electrón expulsado (Meléndez y Camacho, 2009).

Después de que el electrón es expulsado, el átomo queda en un estado altamente excitado y, por lo tanto, muy inestable. Para que se reestablezca la estabilidad, los electrones de las capas adyacentes llenaran el espacio vacante, al pasar un electrón de otra capa y con una energía diferente al del electrón saliente hay una diferencia de energía, la cual se emite en forma de rayos X. Precisamente, este proceso de emitir rayos X es conocido como fluorescencia de rayos X (XRF). El fotón de rayos X emitido tendrá una energía específica igual a la diferencia entre las dos energías de enlace de un electrón de las capas interna y adyacente, y esta energía es única para cada elemento. En la Figura 4.6 se observa el principio básico de este proceso.

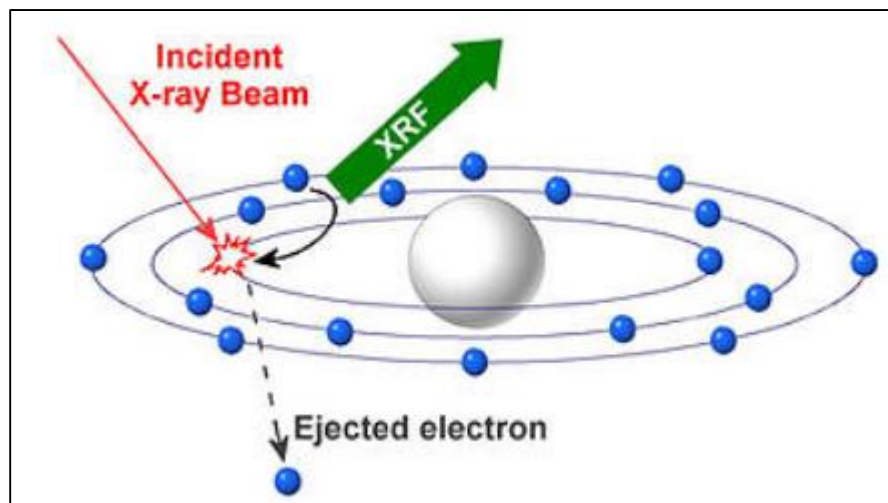


Figura 4.6. Principio básico de funcionamiento de la Fluorescencia de Rayos X (imagen tomada de LINAN-IPICYT)

Análisis cuantitativo y cualitativo

Ambos análisis, cualitativo y cuantitativo, resultan posibles con XRF. Estas transiciones discretas de rayos X discutidas anteriormente son utilizadas para el análisis elemental cualitativo. El espectro de emisión de rayos X característicos es relativamente sencillo y la emisión de rayos X es gobernada por las reglas de selección definidas por la teoría de la mecánica cuántica. Así, la longitud de onda específica, la cual es única para cada elemento, nos permite hacer una clara e inequívoca identificación de los elementos presentes en el material a analizar. Además de utilizar la energía o longitud de onda de los rayos X emitidos para la identificación de elementos, la intensidad de los rayos X permite el análisis

cuantitativo (Figura 4.7). Las intensidades de los rayos X son directamente proporcionales a la concentración de elemento. En cuanto más intensa es la emisión o fluorescencia, en mayor cantidad se encuentra el elemento a cuantificar.

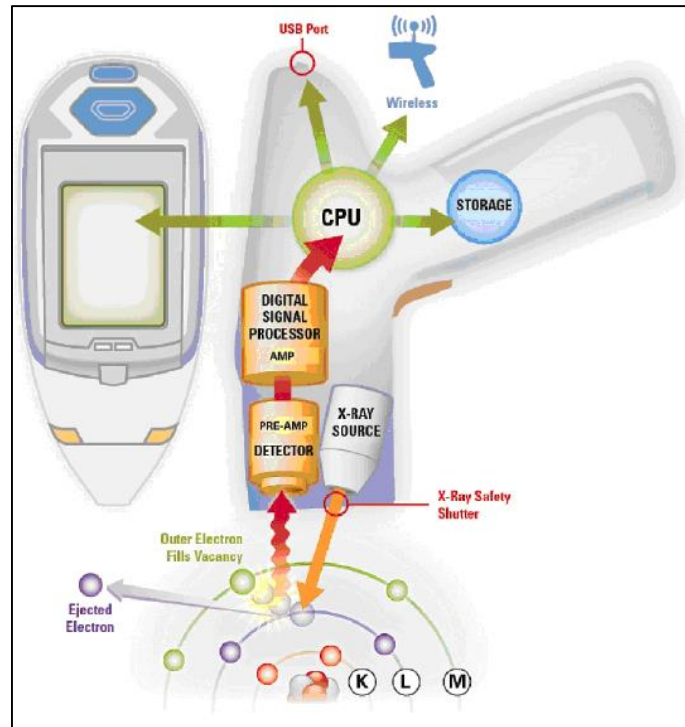


Figura 4.7. Diagrama de análisis XRF (tomada del manual Niton XL3, Thermo Scientific, 2010)

Beneficios

El método es rápido, exacto y no destructivo. La precisión y la reproducibilidad de los análisis por fluorescencia de rayos X son muy altas. Cuando se dispone de buen material de referencia es posible obtener resultados muy certeros, pero también en aplicaciones donde no se tienen estándares específicos. El tiempo de medición depende del número de elementos a determinar y de la exactitud requerida, y varía entre segundos y 30 minutos. El tiempo de análisis después de la medición es de solo algunos segundos.

IV.5.1 Equipo: Niton XL3t

Los analizadores XL3t basados en tubo de rayos X (Figura 4.8), se caracterizan por sus fuentes de tubo de rayos X de 50 kV Y 2 W con múltiples filtros primarios.

Es el instrumento elegido cuando se requiere precisión, velocidad de análisis y la capacidad de medir elementos livianos sin la asistencia de vacío o purga de helio.

Ventajas:

- Fácil de usar. No se requiere ninguna habilidad o capacitación especial.
- Batería de larga duración. Soporta hasta 10 horas de operación continua, con una sola carga.
- Una unidad completamente sellada. Cumple con la Norma IP54. Diseñada para ser resistente al polvo y agua, en cualquier entorno o condiciones de clima.
- Provee un análisis químico no destructivo inmediato, incluyendo elementos livianos sin la asistencia de vacío o purga de helio.
- Ofrece un rendimiento superior para el análisis de los elementos livianos (Mg-S) con los LODs (límites de detección), más bajos y tiempos de medición más rápidos.



Figura 4.8. Equipo Niton XL3t (tomada de ThermoScientific)

Este analizador de multi-elementos químicos no destruye las rocas, minerales, o sedimentos o líquidos. Permite el análisis simultáneo de hasta 25 elementos, algunos de los elementos son aluminio, sílice, calcio, titanio, fierro, etc., incluyendo metales pesados.

Con un tubo de alto voltaje de rayos X de 50 kV para recolectar datos en porcentaje (%) de composición de elementos mayores y en partes por millón (ppm) para elementos traza.

La XRF es una técnica no invasiva que es utilizada para determinar la composición elemental de los materiales, los equipos de XRF determinan la química de una muestra, midiendo la fluorescencia o los rayos X secundarios emitidos por la muestra cuando esta es excitada por una fuente primaria de rayos X. Cada uno de los elementos presentes en la muestra produce un paquete de fluorescencia de rayos X característicos (como una huella digital) que son únicos para cada elemento específicamente (XRF Technology, 2015).

Procedimiento de medición:

En primer lugar, colocamos ordenadamente los núcleos, caja por caja, a partir de la profundidad de 1410 m a 1455 m. De esta secuencia, se seleccionó el intervalo de 1430 m a 1442 m (que es notoriamente la zona que contiene más aceite impregnado) para hacer las mediciones de 10 cm; es decir, a partir de la profundidad de 1430 metros, se coloca una marca cada diez centímetros a cada núcleo por medio de una etiqueta de color amarillo, en esta marca es donde se coloca el equipo Niton para realizar el proceso de medición (Figura 4.9). Este proceso se lleva a cabo en dos modos, *Soils* y *Mining*, de los cuales, cada uno nos brinda la información de los elementos químicos contenidos, es decir, los elementos menores y los elementos mayores.

IV.5.2 Equipo: Avaatech XRF Core Scanner

El escáner de núcleos de fluorescencia de rayos X marca Avaatech (Figura 4.10), es un sistema que proporciona la composición química de las muestras de forma no destructiva y con alta resolución (de hasta un milímetro). Los registros con XRF fueron desarrollados por el Instituto Holandés de Investigaciones Marinas (NIOZ, por sus siglas en inglés) en 1988 (Richter et al., 2006). El sistema Avaatech utilizado en este estudio pertenece al Laboratorio de Paleoceanografía y Paleoclimas (LPyP) de la UNAM y es parte de la última generación de equipos que han estado operando desde 2002 en NIOZ y la Universidad de Bremen.



Figura 4.9. Procedimiento de medición de los elementos químicos por Fluorescencia de rayos X de los núcleos del Yax-1, mediante el equipo Niton XL3t.

El sistema proporciona la composición química de las muestras, obteniendo elementos mayores y menores en unidades de conteos, es decir, al realizar el registro se obtiene la magnitud de la amplitud del espectro para cada elemento químico. Graficando los conteos podemos observar la tendencia de las concentraciones de los elementos en la muestra.

El principio de funcionamiento del Avaatech es parecido al del Niton. Los átomos de la muestra son influenciados por radiación de rayos X, un electrón es expulsado de un orbital interno, la vacante resultante es llenada por un electrón proveniente de un orbital externo y la diferencia de energía entre los orbitales es emitida como radiación electromagnética. La longitud de onda de la radiación emitida es característica para cada elemento químico, y las amplitudes de los picos en el espectro de XRF son proporcionales a la concentración de los elementos correspondientes en las muestras analizadas (XRF Core Scanner, 2016).

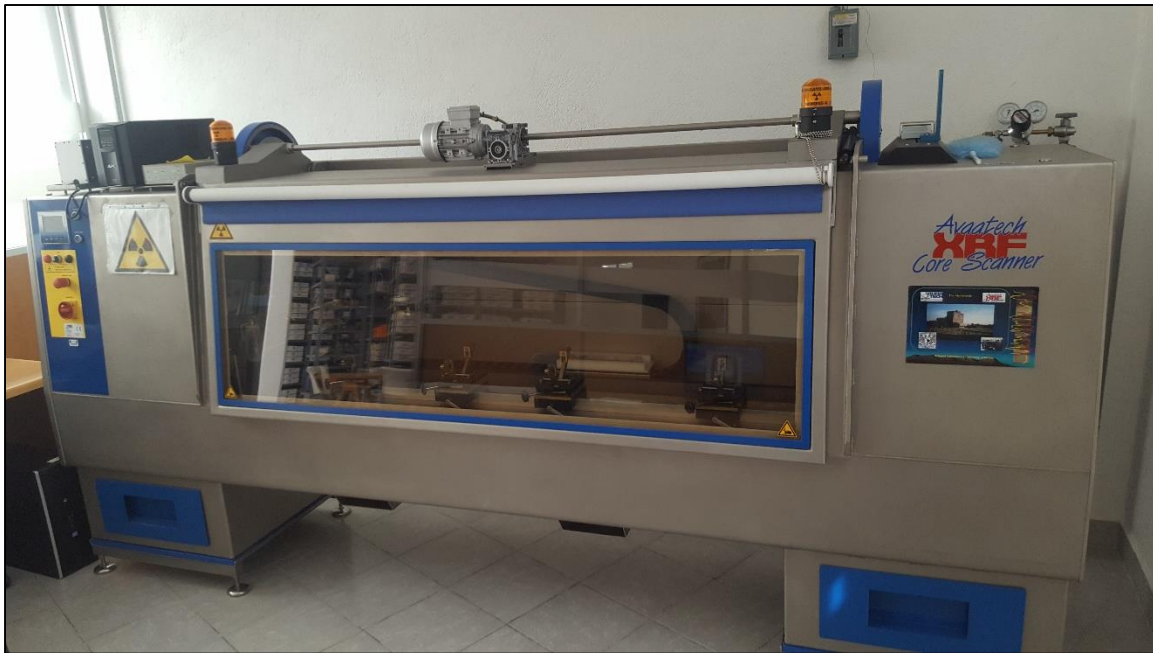


Figura 4.10. Equipo Avaatech XRF Core Scanner, ubicado en el Laboratorio de Paleoclimas y Paleoclimas (LPyP) de la UNAM.

El equipo Avaatech permite la medición de un amplio rango de elementos químicos, esto gracias a sus condiciones de medición, el voltaje del tubo de medición se puede variar de acuerdo a las necesidades del investigador y los elementos que se requiere analizar (Tabla 4.2). El equipo utiliza filtros especiales que pueden ser colocados en el haz incidente para atenuar la radiación en el tubo de rayos X, esto mejorando la sensibilidad para el rango de elementos de interés (Richter et al., 2006).

El XRF Avaatech Core Scanner esta originalmente diseñado para la determinación rápida y no destructiva de los componentes químicos de sedimentos marinos a bordo de buques y en laboratorios terrestres.

Voltaje (kV)	Filtro	Elementos analizados
10	Ninguno	Al, Si, P, S, Cl, K, Ca, Ti, Cr, Mn, Fe
30	Pd	Cu, Zn, Rb, Sr, Zr, Pb
50	Cu	Cd, Sn, Te, Ba

Tabla 4.2. Condiciones de medición del equipo Avaatech core scanner

Las mediciones de XRF son llevadas a cabo en núcleos cortados. Como un ejemplo, el escáner puede realizar un escaneo completo de un núcleo de un metro de longitud con una resolución de 1 cm dentro de 30 minutos o más rápido.

Procedimiento de medición

Para realizar las mediciones, los núcleos tienen que estar cortados por la mitad, tienen que estar secos, con una superficie plana y sin rugosidades, para ser colocados directamente en el equipo para su medición. Las muestras para este estudio no requirieron ninguna preparación, ya que son núcleos de roca cortados a la mitad, secos y con superficies lisas.

De la misma manera que con el equipo Niton XL3t, los núcleos se etiquetaron, cada 10 centímetros para la zona con mayor impregnación de aceite, de 1430 a 1442 metros; y cada 30 centímetros para el intervalo restante, 1410 a 1430 m, y 1442 a 1455 m.

Se colocan los núcleos ordenadamente en las canaletas, las cuales sirven para poder acomodar los núcleos dentro del equipo Avaatech (Figura 4.11); entonces, el equipo es operado por una computadora, y una vez establecidas las condiciones de medición, se procede a realizar las mediciones, las cuales se realizan automáticamente y sin ningún riesgo.

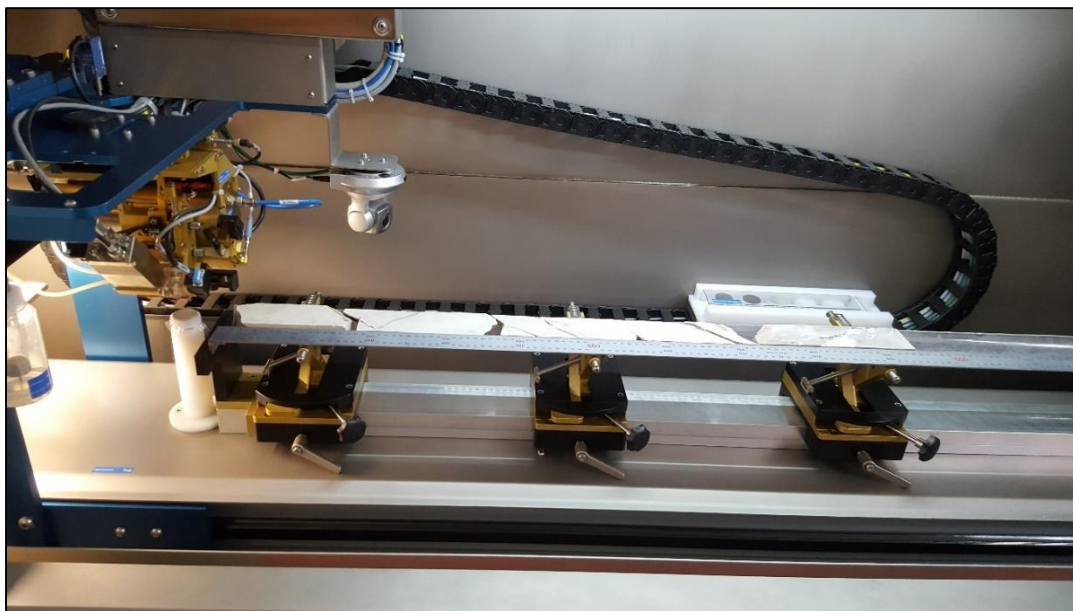


Figura 4.11. Núcleos del Yax-1 colocados en una canaleta dentro del equipo Avaatech XRF Core Scanner para su posterior análisis geoquímico por Fluorescencia de Rayos X (XRF).

La adquisición de datos de un núcleo es llevada a cabo en una computadora personal. Antes de un escaneo, todas las posiciones o áreas de interés son ingresadas. El escaneo de un núcleo es controlado por computadora. Si el escáner no puede encontrar una superficie de sedimento, este continuara a la siguiente posición. El post-procesamiento de los datos es llevado a cabo en la misma computadora.

El equipo Avaatech, también nos proporciona imágenes de alta resolución, para poder observar detalladamente las zonas con impregnación de aceite, las microestructuras y la orientación de las fracturas. Estas imágenes fueron de gran utilidad para poder determinar el azimut las fracturas (Figura 4.4).

CAPÍTULO V. RESULTADOS

V.1 Litología, registros geofísicos y porosidad

La secuencia de carbonatos del Cretácico del pozo Yaxcopoil-1 de interés, y que contiene zonas con aceite impregnado, comprende un espesor de 45 metros en un intervalo de 1410 a 1455 metros.

V.1.1 Descripción de la columna litológica

Primero que nada, debemos identificar el tipo de roca que se encuentra, y para esto nos guiamos por estudios previos realizados por Stinnesbeck et al. (2004) y Kenkmann et al. (2004), así como con el análisis químico realizado con ácido clorhídrico (*HCl*) en algunas muestras representativas el intervalo de interés (Figura 5.1 y Tabla 5.1).

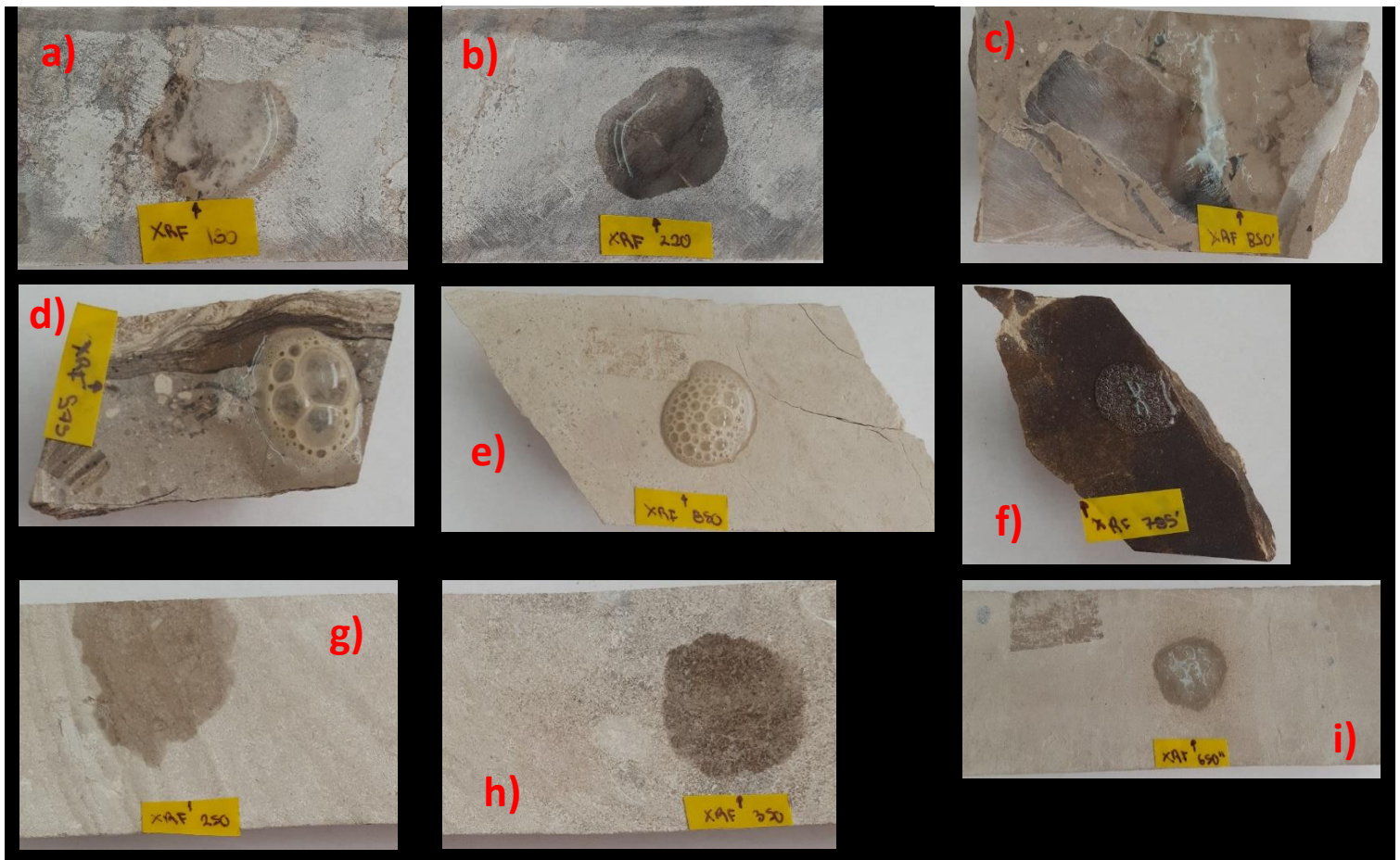


Figura 5.1. Fotografías de núcleos del Yax-1 a los cuales se les aplicó ácido clorhídrico

Muestra	Profundidad [m]	Tipo de reacción al <i>HCl</i>	Observaciones
a)	1430.405	Reacción ligera	Hay disolución, pero esta es lenta y no hay efervescencia, por lo tanto podría tratarse de anhidrita.
b)	1430.475	Reacción ligera	Hay disolución lenta y no hay efervescencia.
c)	1432.460	Reacción ligera	Hay disolución, pero ya no es tan lenta, y no hay efervescencia.
d)	1433.585	Reacción intensa	Hay disolución rápida, hay efervescencia, podría ser calcita.
e)	1433.860	Reacción intensa	Hay disolución rápida, hay aún mayor efervescencia, definitivamente es calcita.
f)	1434.985	Reacción intensa	Hay disolución rápida, pero no tanta efervescencia como las dos anteriores.
g)	1436.090	Reacción ligera	Hay disolución lenta, pero no hay efervescencia.
h)	1436.190	Reacción ligera	Hay disolución lenta, pero tampoco hay efervescencia.
i)	1440.955	Reacción moderada	Hay disolución lenta pero mayor que los dos anteriores, y hay efervescencia ligera, podría tratarse de dolomita.

Tabla 5.1. Observaciones de la reacción del HCl a muestras de núcleos del intervalo de interés del Yax-1

Después de observar los distintos tipos de reacciones al aplicar HCl a las muestras de núcleo, y analizar qué tipo de mineral podría tratarse, se procedió a realizar una columna litológica junto con las fotografías de los núcleos más representativos del intervalo de interés (Figura 5.2).

Algunas de las rocas Cretácicas tienen composición mineral mixta: existen calcarenitas que están parcialmente dolomitizadas, y algunas de las dolomías contienen anhidrita. También podemos encontrar muestras de dolomía pura, muestras de dolomita con anhidrita, muestras de dolomía con fragmentación intensa; y por el análisis químico con el ácido clorhídrico (*HCl*) realizado, se pueden notar pequeños tramos de roca caliza.

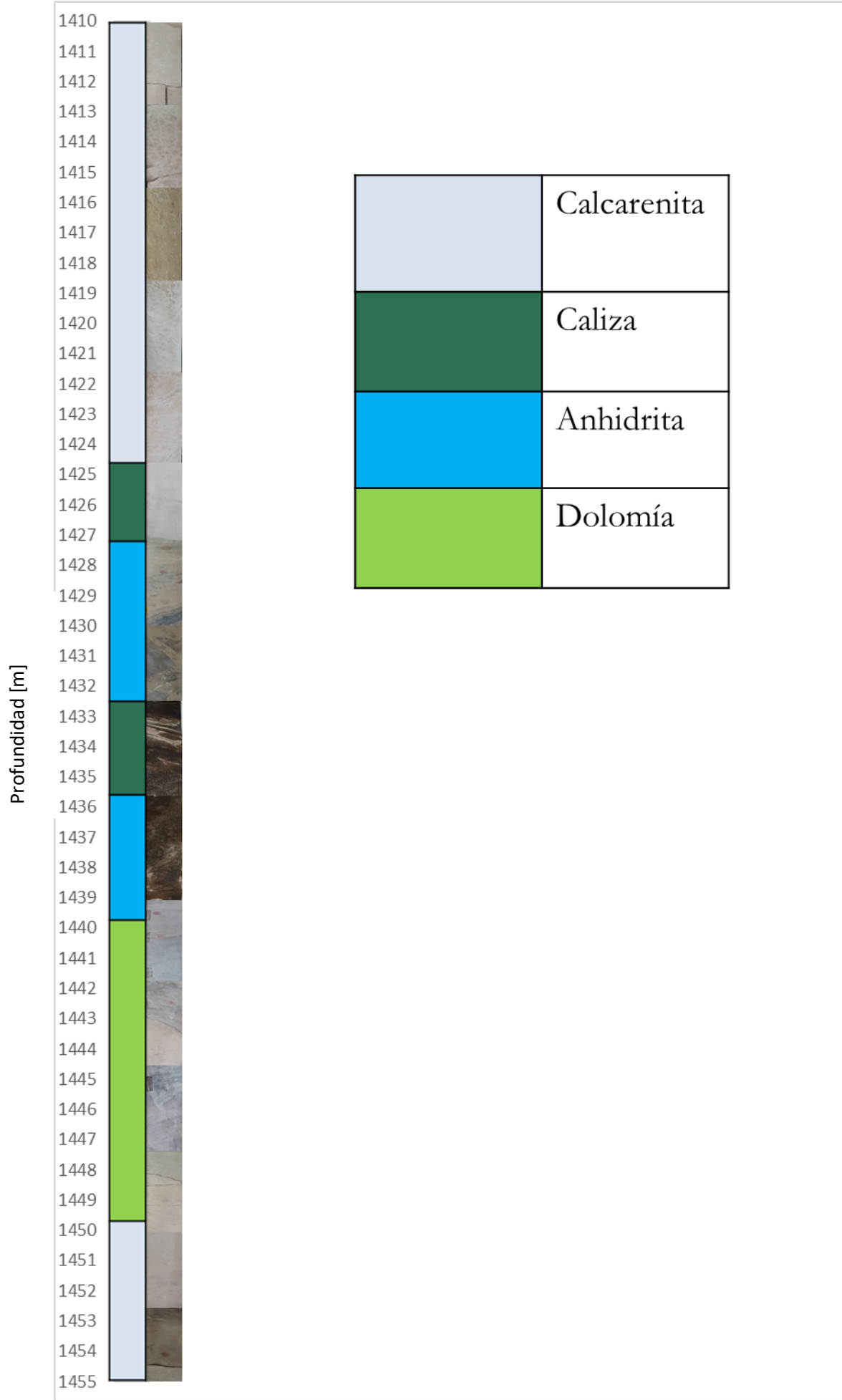


Figura 5.2. Columna litológica con fotografías de núcleos del pozo Yax-1 (1410-1455 m)

V.1.2 Registros geofísicos

En esta sección se digitalizaron los registros geofísicos que fueron de utilidad para determinar algunas propiedades importantes del intervalo de interés del Yax-1, esto se logró gracias al software *Surfer*, y a los registros geofísicos obtenidos durante la perforación del Yax-1 por la ICDP.

Primero se digitalizaron los registros de la columna entera del Yax-1 (400 – 1511 m), asimismo se tomaron en cuenta algunos registros realizados por Mayr et al. (2008) (Figura 5.3). De esta manera se obtuvieron datos puntuales de toda la columna sedimentaria, para posteriormente limitar los datos a nuestro intervalo de interés; es decir de 1410 metros a 1455 metros. Los datos presentados por Mayr et al. (2008) para la evaluación de la porosidad, fueron realizados con el método de saturación de agua; sin embargo, estos resultados son escasos en el intervalo de interés (1410 – 1455 m), por lo que se realizó un nuevo estudio para determinar la porosidad en nuestro intervalo de interés, esto gracias al registro sísmico.

V.1.3 Evaluación de la porosidad

Para determinar la porosidad, se utilizó la ecuación de Wyllie et al. (Ec. 4.2) para rocas carbonatadas:

$$\Phi = \frac{t_{log} - t_{ma}}{t_f - t_{ma}} \dots \dots \dots \text{Ec. 4.2}$$

Los valores del t_{ma} fueron tomados de la tabla de referencia (Tabla 5.2) para cada tipo de roca presente en el intervalo una vez conocida la litología de este.

Tomando como referencia la columna litológica realizada (Figura 5.2), se tomaron los valores del t_{ma} , para las diferentes secciones de la columna; el t_f se toma como un valor constante, $t_f = 620$ ($\mu\text{s}/\text{m}$); y el t_{log} es el valor otorgado por el registro sísmico, aunque el registro entrega los valores de la velocidad de la onda v_p en $[\text{km}/\text{s}]$, este se puede fácilmente ser convertido a $\mu\text{s}/\text{m}$, puesto que es el inverso del tiempo de tránsito medido por el registro t_{log} .

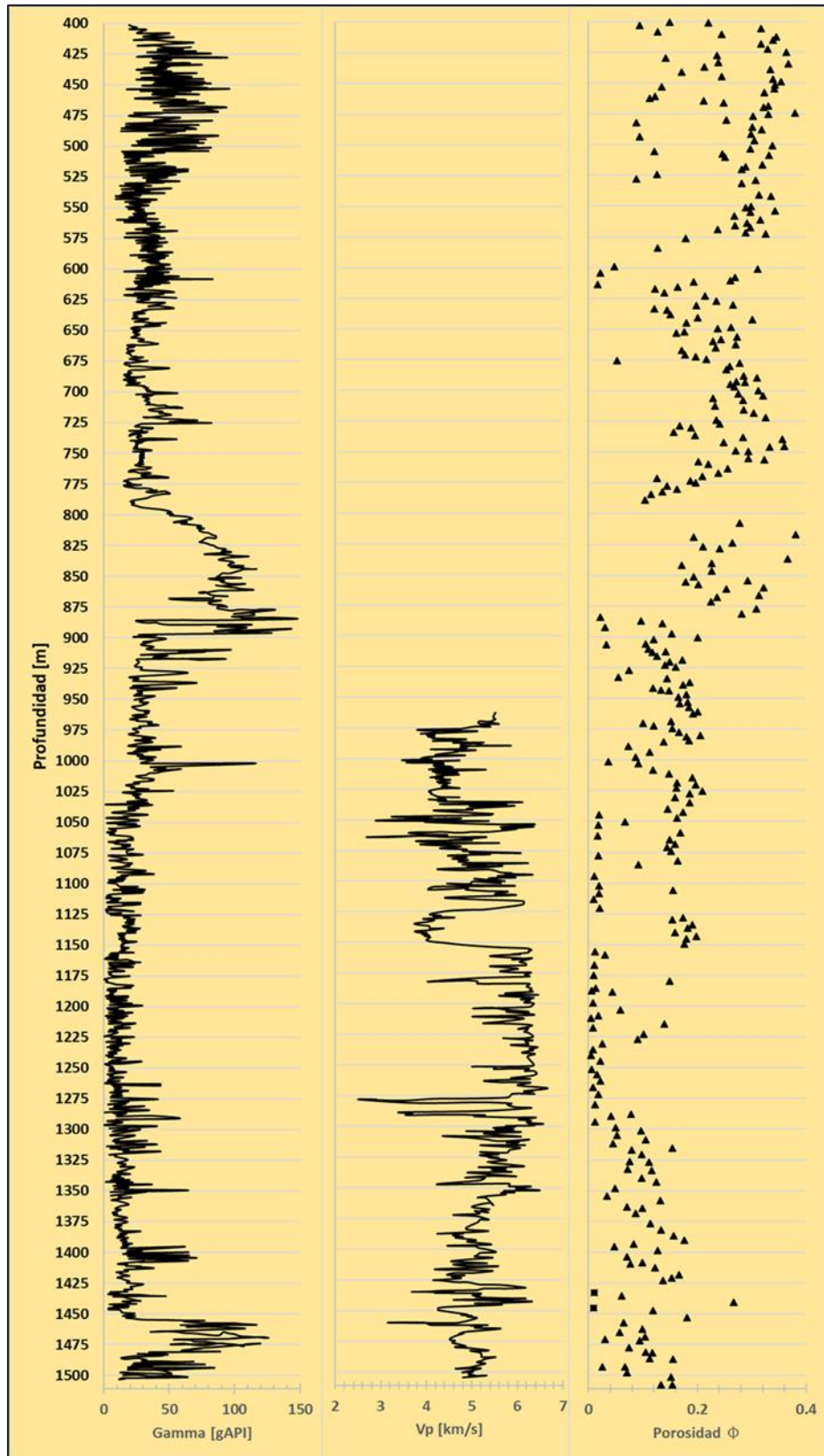


Figura 5.3. Registros geofísicos del Yax-1 (400 – 1511 m). a) Registro de rayos gamma [°API] (ICDP, 2002), b) Registro sísmico, V_p [km/s] (ICDP, 2002), c) Porosidad Φ (Mayr, 2008).

Intervalo [m]	Litología	t_{ma} ($\mu\text{s}/\text{m}$)
1410 – 1424.5	Calcarenita	156
1424.5 – 1427	Caliza	156
1427 – 1432.5	Anhidrita	164
1432.5 – 1435.5	Caliza	156
1435.5 – 1439.5	Anhidrita	164
1439.5 – 1449.5	Dolomía	143
1449.5 - 1455	Calcarenita	156

Tabla 5.2. Muestra los valores utilizados en la ecuación de Wyllie para el tiempo de tránsito de la onda en la matriz para cada tipo de litología.

Los resultados de la porosidad del intervalo de interés se encuentran graficados en la Figura 5.4, junto con la columna litológica y los registros gamma y sísmico.

Los valores de porosidad resultantes generalmente son bajos ($\Phi < 15\%$), y esto puede ser debido a que la ecuación de Wyllie para evaluar la porosidad (Ec. 4.2) no toma en cuenta la porosidad provocada por fracturas o vórgulos, y esto afecta las mediciones, ocasionando porosidades más bajas en zonas con fracturamiento o porosidad secundaria; otra de las razones se debe a que el tipo de roca en el intervalo es anhidrita, la cual genera valores bajos de porosidad.

Por esto es que se deben realizar más estudios para conocer a detalle la columna de interés, como se verá más adelante.

V.2 Análisis de fracturas

En la etapa de exploración, es de vital importancia analizar las fracturas en los yacimientos naturalmente fracturados, ya que estas son las creadoras de canales de permeabilidad para el transporte de los fluidos, pero a su vez, estas pueden crear barreras que impidan el paso de los fluidos. La mejor forma de hacerlo es mediante núcleos de perforación, describiendo las fracturas y determinando los sistemas de fracturas, ya que estos pueden actuar a favor o en contra del transporte de fluidos, lo cual impacta en lo económico y saber si el yacimiento será rentable o no.

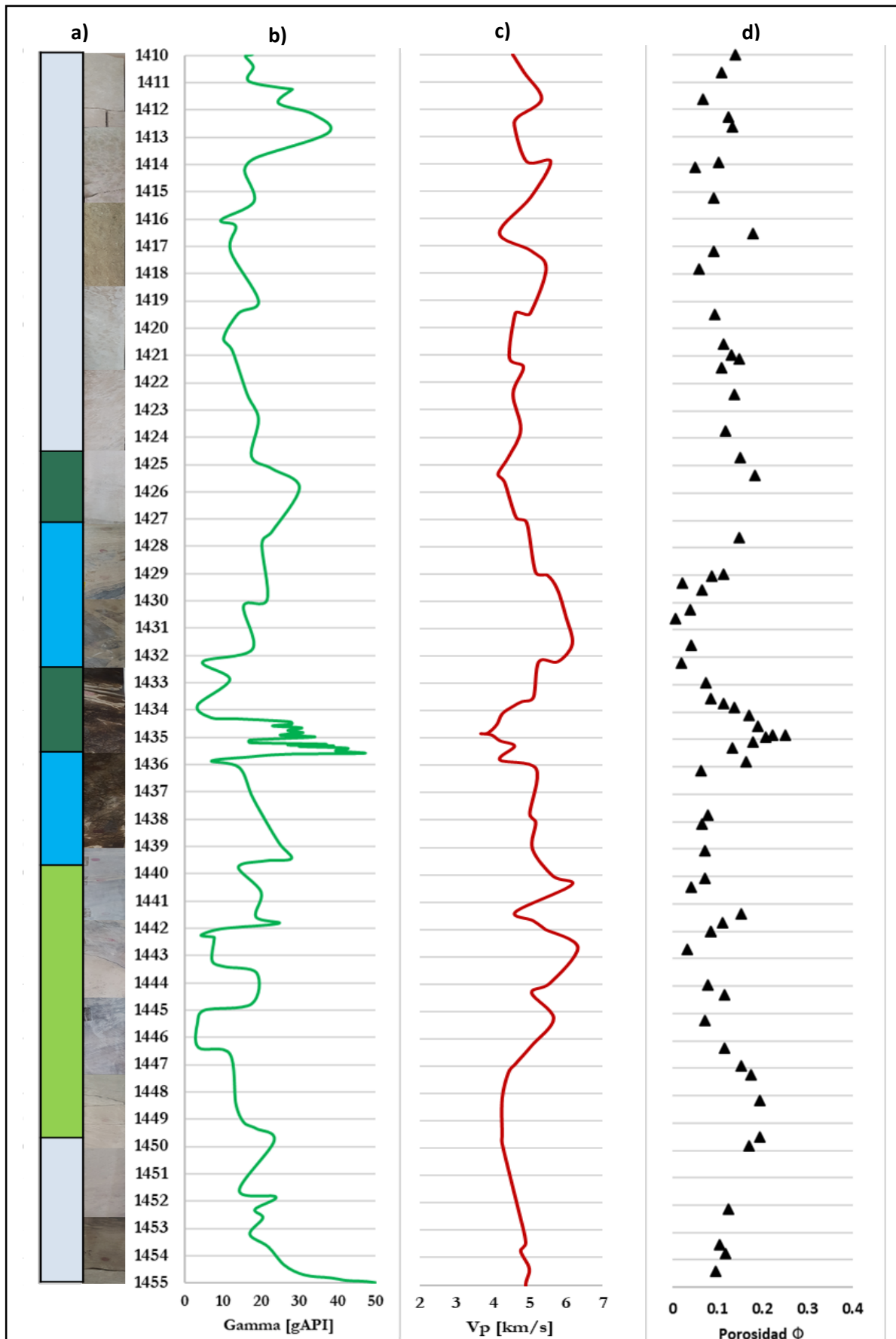


Figura 5.4. Registros del Yax-1 (1410 - 1455 m); a) Litología, b) Rayos gamma [°API] (ICDP, 2002), c) Registro sónico, V_p [km/s] (ICDP, 2002), d) Porosidad Φ .

Selección de los núcleos.

Lo primero que se realizó fue la identificación de las zonas o intervalos con mayor fracturamiento, de esta manera se seleccionaron núcleos de las zonas con y sin impregnación de aceite, que cuentan con fracturas, tanto abiertas como cerradas. Cabe recalcar que este es el intervalo de mayor interés de estudio de la presente tesis. En la Figura 5.5 se pueden apreciar algunos de los núcleos seleccionados para el estudio, en donde se muestran las fotografías de los núcleos del lado izquierdo, mientras que del lado derecho se les colocó un filtro del software *Surfer*, para poder apreciar con mayor facilidad las fracturas. Las fotografías de todos los núcleos utilizados para este estudio se encuentran en el Anexo de la presente tesis. De igual forma en estas imágenes podemos apreciar que, efectivamente, existen zonas con gran impregnación de aceite, en las que hay fracturamiento asociado.

Orientación de los núcleos

Al momento de la perforación y extracción de las muestras de núcleos, se colocaron las líneas de referencia vertical del pozo en cada uno de segmentos de núcleo, como se aprecia en la Figura 5.6.

Orientación de las fracturas

Debido a que las fracturas generalmente son irregulares, se tiene incertidumbre en determinar el rumbo exacto, sin embargo, podemos estimar el grado de orientación de cada una de ellas, y posteriormente identificar las familias (sets) de fracturas por medio de los rumbos preferenciales. Aquí abrimos un pequeño paréntesis, y es que, solo se tomaron en cuenta las diaclasas; es decir, fracturas que presentan un leve desplazamiento, o se encuentran parcialmente abiertas, esto debido a que existen venas o vetas, que son más numerosas y por lo general están rellenas de cemento y no presentan una abertura y tamaño que permita transporte de fluidos.

Como se aprecia en la Figura 5.7, se utilizó el software *Surfer* para obtener el grado de orientación de cada una de las fracturas; el plano utilizado fue el horizontal, por lo que, para obtener el rumbo o azimut debemos utilizar el norte geográfico, en la Tabla 5.3 se muestran los resultados del grado de orientación de cada una de las fracturas.

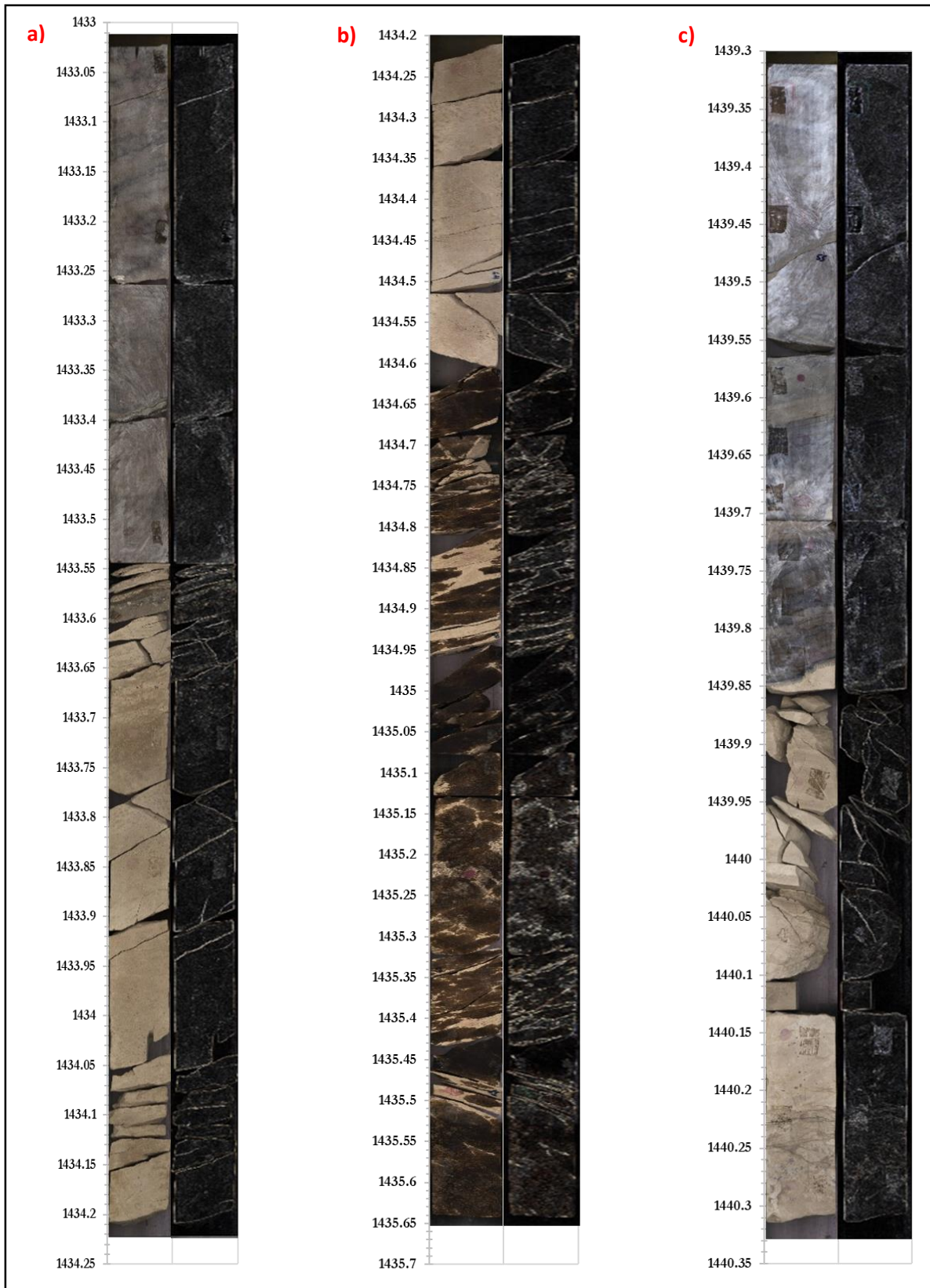


Figura 5.5. Fotografías de algunos intervalos de núcleos; los intervalos son: a) 1433-1434.2 m, b) 1434.2-1435.65, c) 1439.3-1440.35



Figura 5.6. Núcleo del Yax-1 con aceite impregnado, en el cual se observan las líneas de referencia vertical del pozo y una fractura de tamaño considerable, la cual podría estar asociada a una falla.

Descripción de fracturas

Para el caso en estudio se tomaron en cuenta varias características o atributos, con ayuda de herramientas como el microscopio digital y programas de cómputo, para el cálculo del: tamaño, densidad, intensidad, abertura, y evaluar si existía relleno de minerales y disolución de los planos.

Tamaño. Debido a que los núcleos están partidos a la mitad, no se puede establecer con exactitud las dimensiones de las fracturas, y debido a que algunas de ellas, cortan perpendicularmente al núcleo, podríamos deducir que estas se extienden más allá de los 47.6 mm, que es lo que tienen de diámetro los núcleos a esta profundidad, de igual manera existen fracturas con menor tamaño, y cada una de ellas fue medida, como se aprecia en la Figura 5.7.

Densidad. Esta se determinó cualitativamente a lo largo del intervalo, y tiene que ver con las fracturas que forman canales, se pueden observar algunos ejemplos en la Figura 5.8. La mayoría de las microfracturas que se canalizan están cementadas por algún mineral o por materia orgánica, y están son escasas en la secuencia. Por lo que podríamos decir que la densidad es de regular a pobre en este intervalo.

Intensidad. 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 número de fracturas (N), entre la longitud total (L) de la línea de escaneo.

$$F = \frac{N}{L} \dots \text{Ec. 5.1}$$

Para este caso utilizamos la línea de escaneo y el número de fracturas en el software *Surfer*, como se observa en la Figura 5.7. Los resultados se dividieron en secciones, en este caso 9 secciones del intervalo en estudio (Tabla 5.3).

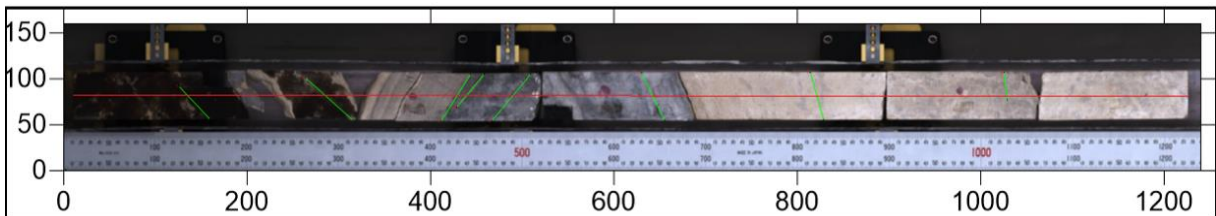


Figura 5.7. Ejemplo de cómo se mide la orientación y la intensidad del fracturamiento (F), la línea roja indica la longitud de la sección (L), y la línea verde son las fracturas numeradas (N) a lo largo de esta sección del Yax-1, a una profundidad de 1437.13 m a 1438.34 m.

#Sección	Profundidad [m]	Longitud, L[m]	#Fracturas, N	Intensidad del fracturamiento, F[1/m]
1	1430.31-1431.62	1.31	1	0.7633
2	1431.62-1433.03	1.41	8	5.6737
3	1433.03-1434.21	1.18	12	10.1695
4	1434.21-1435.65	1.45	15	10.3448
5	1435.85-1437.13	1.28	11	8.5937
6	1437.13-1438.34	1.21	8	6.1157
7	1438.42-1439.31	0.89	5	5.6180
8	1439.31-1440.32	1.01	11	10.8911
9	1440.32-1441.2	0.88	3	3.4090
1 - 9	1430.31-1441.2	10.62	74	6.9680

Tabla 5.3. Intensidad del fracturamiento del caso en estudio, dividido por secciones, al final se muestra la intensidad del fracturamiento del intervalo de mayor interés del Yax-1.

Abertura. Para este punto, usaremos la palabra “ancho” para describir al espacio entre las paredes de la fractura, ya que no todas se encuentran abiertas, sino cementadas por algún mineral o bien, por materia orgánica, que es el caso de varias microfracturas presentadas

en este caso. En la Figura 5.8, podemos apreciar las fotografías tomadas con el microscopio digital, en la cual se pueden apreciar estas microfracturas, así como la longitud del ancho de cada una, de igual forma los resultados están en la Tabla .5.4

#Fractura	Profundidad [m]	Ancho de la fractura [mm]	Observaciones
1	1432.460	0.073	Parcialmente cementada por minerales, posiblemente dolomita.
2	1433.585	0.152	Red de microfracturas cementadas por materia orgánica.
3	1433.680	0.082	Parcialmente abierta, cementada por calcita.
4	1434.330	0.07	Fractura abierta, que se canaliza.
5	1434.570	0.065	Fractura abierta, de igual forma se canaliza.
6	1434.860	0.083	Parcialmente abierta, cementada por materia orgánica y por minerales, muy probablemente por calcita o dolomita
7	1435.250	0.187	Cementada por calcita, se aprecia como dos fracturas con diferente orientación se intersectan, lo que podría significar que pertenecen a dos sistemas diferentes de fracturas.
8	1435.360	0.113	Parcialmente cementada por minerales, en la foto se pueden apreciar algunas microestructuras.
9	1435.450	0.07	Parcialmente cementada por minerales, también se observan microestructuras.
10	1436.670	0.133	Red de microfracturas, una abierta, las otras cementadas por materia orgánica.
11	1436.890	0.129	Cementada por materia orgánica, la fractura funge como límite entre dos facies, una caliza y otra dolomita con aceite impregnado.
12	1438.555	0.314	Abierta, con el ancho de mayor longitud medido en este intervalo.
13	1439.060	0.0320	Vetas cementadas, posiblemente por dolomita.
14	1439.061	0.053	Red de microfracturas abiertas que se canalizan con vetas cementadas.
15	1440.200	0.059	Abierta, de lado derecho se observan otras microfracturas, pero cementadas por dolomita.

Tabla 5.4. Descripción de las microfracturas evaluadas con el microscopio digital en el intervalo de mayor interés del caso en estudio del Yax-1.

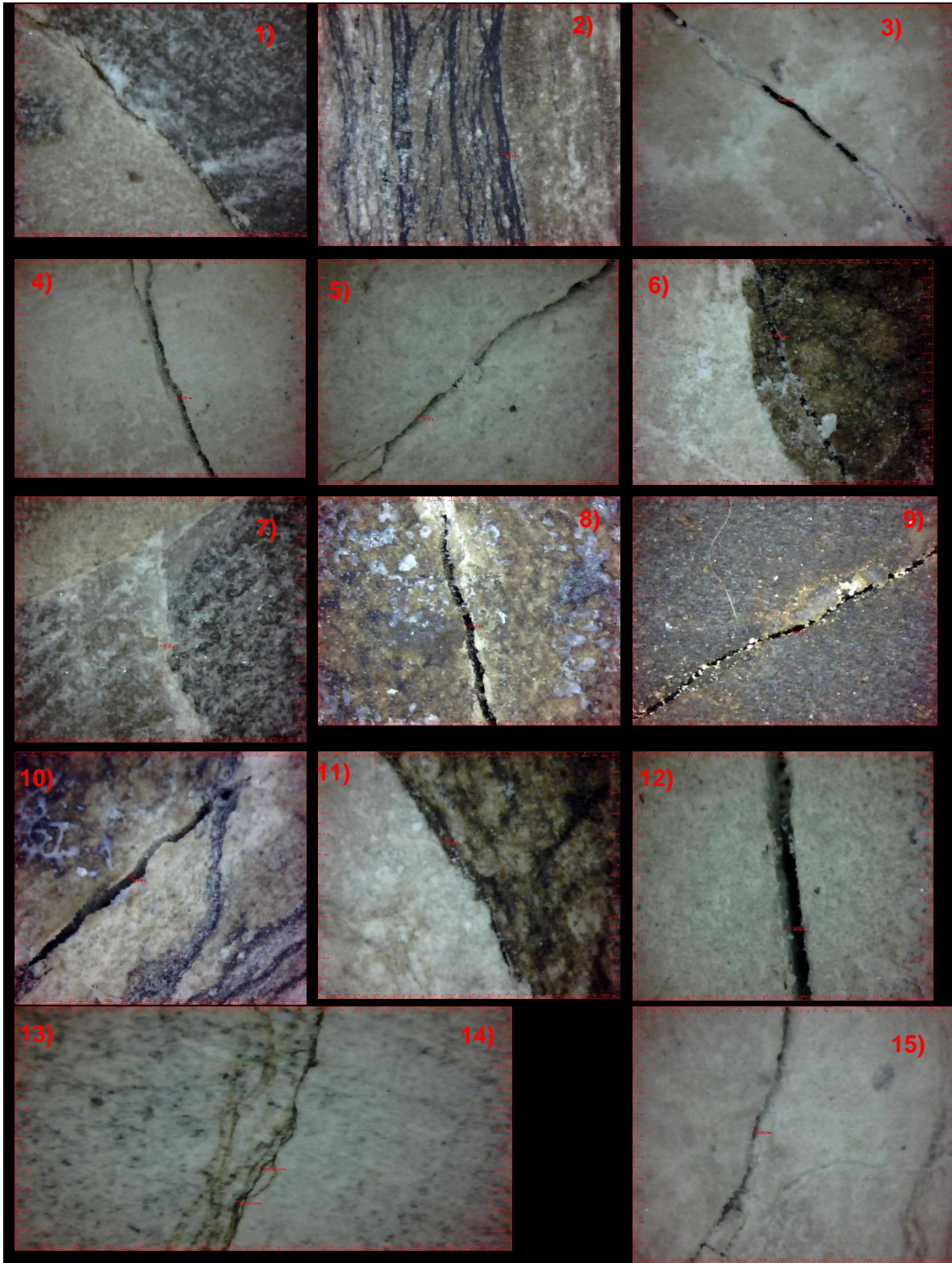


Figura 5.8. Fotografías realizadas con el microscopio digital, en el cual se aprecia el ancho de las microfracturas de algunos núcleos del Yax-1.

Relleno de minerales. Como se explicó en el punto anterior, muchas de las fracturas se encuentran cementadas principalmente por minerales, tales como la calcita y dolomita. Es de vital importancia determinar si las fracturas son abiertas, parcialmente abiertas o cementadas, ya que esto influye directamente en la porosidad y permeabilidad de la roca. En la Tabla 5.4, se anotaron las observaciones.

Orientación e inclinación. Se analizaron 74 fracturas a lo largo del intervalo de mayor interés, los resultados de la orientación se encuentran en la Tabla 5.5. Una vez obtenido el rumbo y azimut de las fracturas, se realizó un diagrama de roseta de las fracturas en el intervalo de interés. Los resultados mostraron las familias (sets) de fracturas, en donde se identificó al rumbo preferencial de 80° , tal y como indica el diagrama de roseta (Figura 5.10).

Identificación de los sistemas de fracturas. En este punto nos auxiliamos de varios parámetros para definir los sistemas de fracturas. Primeramente, analizamos los núcleos del pozo Yax-1, donde observamos y definimos las relaciones espaciales de las fracturas, reconociendo las familias (sets) de fracturas y, posteriormente, los sistemas. Un ejemplo se muestra en la Figura 5.9, donde se presenta un primer sistema de fracturas con dirección de 70 a 80° , prácticamente horizontales, considerando el norte geográfico y un sentido horario, y el segundo sistema, con una dirección aproximada de 120° , el cual ya se estima como un considerable ángulo de orientación.

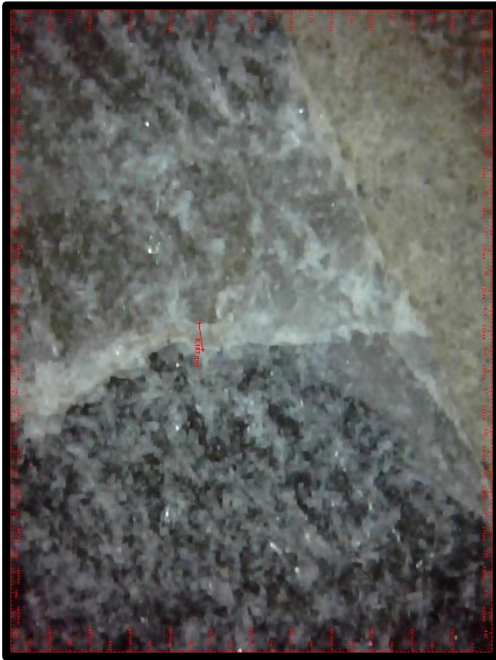


Figura 5.9. Fotografía de muestra de núcleo del Yax-1 (1435 metros de profundidad), el cual muestra dos sistemas diferentes de fracturas contenidos en este. El primero con 80° de azimut, y el segundo a 120°, respecto al norte geográfico.

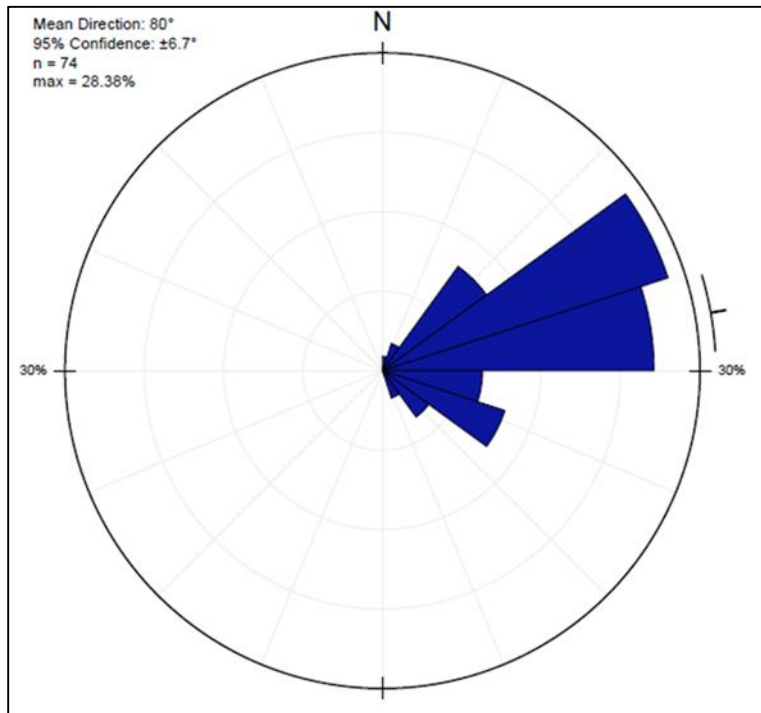


Figura 5.10. Diagrama de roseta, el cual indica las familias de fracturas, así como el rumbo preferencial de estas en el intervalo de interés del Yax-1.

#Fractura	Profundidad [m]	Azimut [°]	Tamaño [cm]	#Fractura	Profundidad [m]	Azimut [°]	Tamaño [cm]
1	1431.1	140	8	38	1436.24	86	5
2	1432.41	30	5.2	39	1436.56	115	5
3	1432.43	30	2	40	1436.58	113	5
4	1432.46	57	3.4	41	1436.66	150	5.6
5	1432.59	97	7	42	1436.67	114	5.2
6	1432.64	80	4	43	1436.76	111	3.2
7	1432.66	63	4	44	1436.79	160	4.8
8	1432.69	53	5.9	45	1436.93	38	5.2
9	1432.74	43	2.2	46	1436.94	64	4
10	1433.07	69	5.2	47	1436.95	70	4
11	1433.4	73	5	48	1437.25	46	4.8
12	1433.61	72	2.4	49	1437.37	41	7
13	1433.63	67	2.2	50	1437.54	122	6
14	1433.7	52	3.6	51	1437.55	130	4.6
15	1433.88	17	3.4	52	1437.6	130	6.6
16	1433.93	52	1.4	53	1437.75	64	5.8
17	1434.06	79	2	54	1437.93	74	5.6
18	1434.12	69	2.4	55	1438.15	83	3
19	1434.14	71	2.6	56	1438.56	80	5
20	1434.17	44	3	57	1439.09	105	5.3
21	1434.18	79	1.4	58	1439.12	99	5.3
22	1434.27	70	5.4	59	1439.13	123	2.3
23	1434.3	75	5.6	60	1439.14	100	5.3
24	1434.43	71	5.6	61	1439.47	64	6
25	1434.44	70	5.6	62	1439.61	75	5.4
26	1434.48	57	6	63	1439.63	76	5.4
27	1434.54	124	5.8	64	1439.64	78	5.4
28	1434.68	68	5.4	65	1439.69	69	5.5
29	1434.75	64	5.4	66	1439.75	82	2.5
30	1434.85	75	5.2	67	1440.16	79	5.4
31	1434.87	73	3.2	68	1440.22	105	2.5
32	1434.92	72	5.2	69	1440.23	82	5.5
33	1435	56	5.4	70	1440.25	119	3.8
34	1435.34	61	5.8	71	1440.3	52	4.4
35	1435.37	135	4.4	72	1440.34	81	4.4
36	1435.47	114	5.2	73	1440.87	94	5.2
37	1436.04	83	5	74	1440.98	92	5.2

Tabla 5.5. Indica la profundidad, azimut y tamaño de las 74 fracturas analizadas en el intervalo de interés del Yax-1 (1431-1441 m).

V.3 Análisis geoquímico

Los resultados de la medición de los elementos, se dividieron en cuatro secciones; utilizando los dos equipos (Avaatech y Niton) con los cuales se midieron tanto elementos mayores, como menores, y adicionando una sección donde se comparan los resultados de elemento contra elemento, y cocientes de estos; considerando los elementos de mayor relevancia y de los cuales podemos obtener información importante de los núcleos.

Avaatech core scanner: Elementos mayores

Los elementos seleccionados y editados con un margen del 10 % de error, fueron: Si, Ca, Fe y Mn. El equipo da los resultados en conteos por segundo (CPS) y estos fueron graficados contra la profundidad (m), como lo muestra la Figura 5.11.

El Si se graficó en semilogarítmico, debido a que los datos están muy dispersos, de esta manera se muestra la tendencia en la gráfica, y en el intervalo donde hay aceite impregnado se observan anomalías.

Los resultados del Ca son altos, como se esperaría, solo que aquí, caso contrario al Si, los datos en el intervalo de aceite presentan una tendencia lineal.

Con el Fe ocurre algo parecido al Ca, pero a la inversa, los resultados en la zona con aceite parecen más dispersos, mientras que en los otros intervalos parecen lineales.

El Mn muestra anomalías en el intervalo de 1430 a 1434 m, y varios metros después se observan valores dispersos.

Avaatech core scanner: Elementos menores

Al igual que en la medición de los elementos mayores, se eligieron y depuraron resultados, dejando como elementos medidos los siguientes: S, Cu, Zn, Sr, Br, Zr, Pb, Ag y Sn. Los resultados graficados contra la profundidad se observan en la Figura 5.12.

Aquí hay dos grupos de datos: los elementos que tienen una variación considerable respecto al intervalo con aceite y el intervalo sin aceite; y los elementos que no presentan una variación, es decir, la gráfica es prácticamente una línea recta. En la parte superior de la Figura 5.12, se aprecian el grupo de elementos que presentan una tendencia variable, estos son: el S, Sr, Br y Zr. Y en la parte inferior los que no presentan una variación significativa: Cu, Zn, Pb, Ag y Sn.

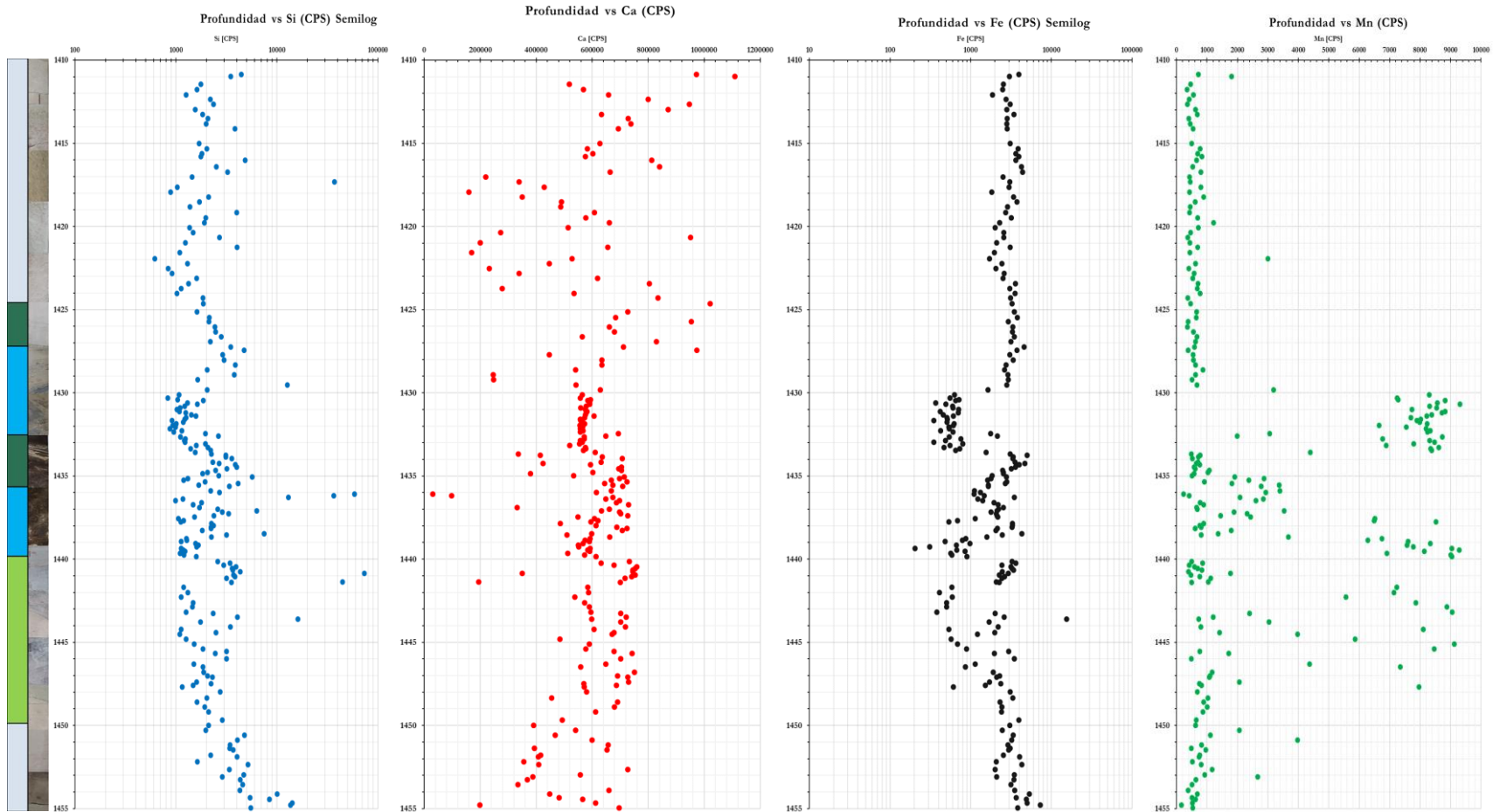


Figura 5.11. Registro geoquímico de elementos mayores, graficados contra la profundidad, en la parte izquierda se muestra la columna litológica junto a las fotografías de los núcleos representativos, los elementos graficados [en conteos por segundo, CPS] de izquierda a derecha son: Si, Ca, Fe y Mn.

El S, presenta un incremento significativo en el intervalo con impregnación de aceite (1430-1442 m), incluso se tuvo que graficar en semilogarítmico para poder apreciar mejor los resultados en los intervalos restantes.

Con el Sr ocurre algo parecido con el S, en el intervalo con aceite se incrementan los conteos de manera significativa, pasando de los 20,000 a los 120,000 en un instante.

Al contrario que los demás, el contenido de Br disminuye cuando empieza el intervalo de aceite, aunque no de manera tan significativa como los otros, pero se puede apreciar muy bien en la gráfica.

Y el Zr también se incrementa en el intervalo de aceite, aunque los conteos no son tan grandes como en el S y el Sr, pero de igual forma se aprecia el cambio.

Con los elementos restantes no se observa variación en los gráficos, sin embargo, el Ag presenta valores altísimos (aproximadamente 450,000 CPS), y el Sn valores considerables (4000 – 5000 CPS), los tres elementos restantes: Cu, Zn y Pb, presentan valores bajos (200 – 400 CPS).

Niton XL3t: Elementos mayores

Este equipo midió los elementos en porcentaje, de acuerdo a la composición de la muestra de núcleo.

Una vez editados los datos, con un margen de error del 10% para todos los elementos, a excepción del Mg (el cual fue del 20%), se lograron detectar los porcentajes de los siguientes elementos mayores: Si, Ca y Mg. Las representaciones graficas de cada elemento contra la profundidad se puede observar en la Figura 5.13.

La cantidad de Si es bajo, aproximadamente del 1% en la mayor parte de la columna, aunque alcanzando valores más altos en algunos puntos, llegando a valer 14%.

El Ca, como era de esperarse es alto en toda la columna, aunque presenta una anomalía; en donde el valor del Si es alto (14%), el valor del Ca disminuye abruptamente hasta el 1%.

El Fe, es demasiado bajo, y presenta porcentajes de errores al tener valores por debajo del rango de medición del equipo, de igual forma se graficó, ya que es un elemento que nos puede proveer información relevante de la columna.

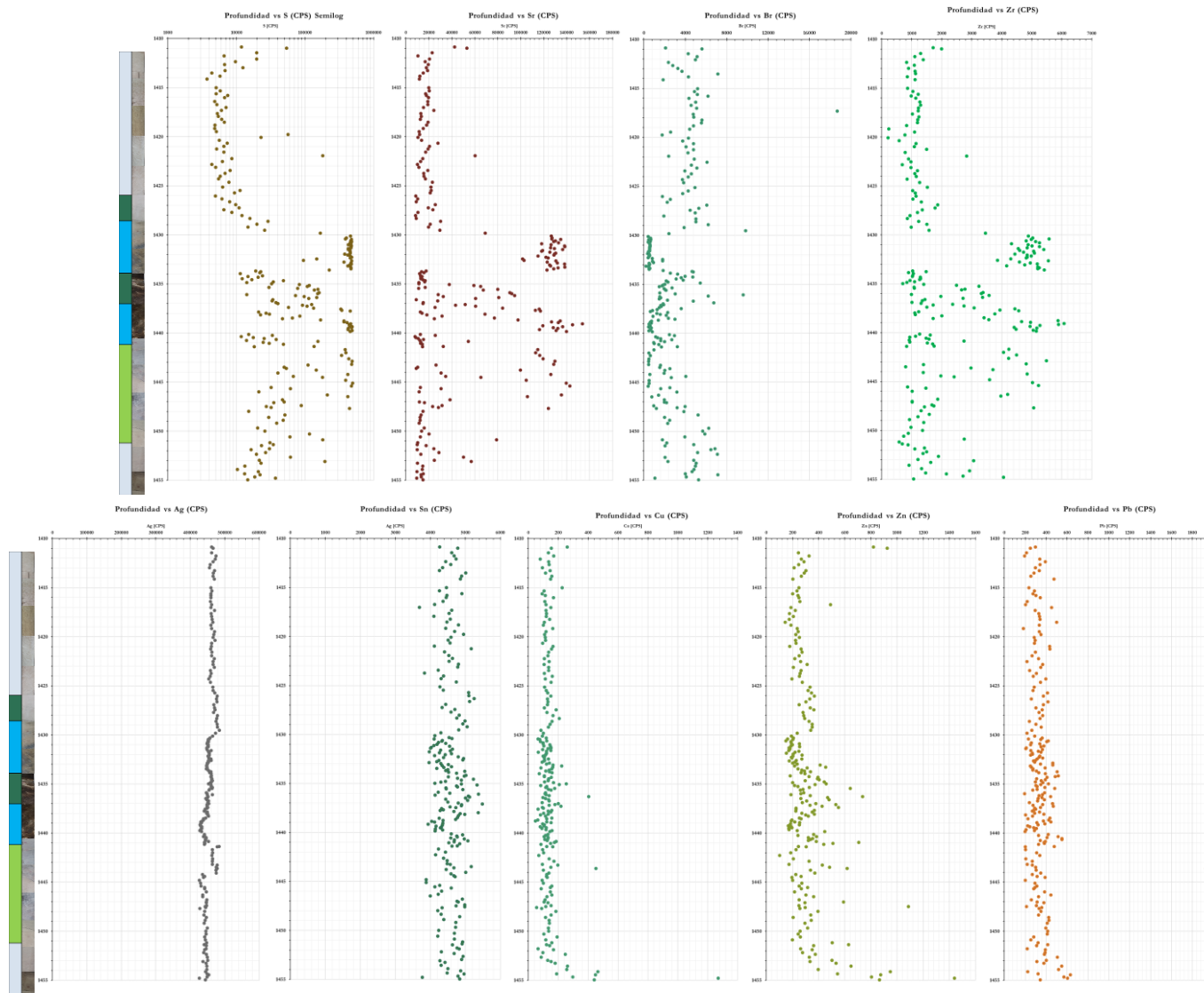


Figura 5.12. Registro geoquímico de elementos menores, en la parte superior se muestran, de izquierda a derecha: S, Sr, Br y Zr, y en la parte inferior, de izquierda a derecha: Ag, Sn, Cu, Zn y Pb.

El contenido del Mg, tiene una variación del 3% al 8%, sin embargo, hay puntos donde el equipo no pudo medir con precisión, es por eso que el margen de error para este elemento tuvo que ser considerado un poco más alto, debido a la importancia de representarlo gráficamente para poder identificar algunas propiedades de la columna en estudio, que más adelante se verán.

Niton XL3t: Elementos menores

Para los elementos menores el rango de detección fue demasiado bajo, donde al final solo se pudieron identificar dos elementos menores: S y Sr. Aunque el Sr, al ser un elemento menor, como se esperaba, sus valores fueron menores al 1%, pero para el S, ocurrió algo inusual, debido a que se registraron porcentajes demasiado elevados, incluso más altos que el Ca, todos estos valores se graficaron en conjunto para poder compararlos, tal y como se observa en la Figura 5.14.

Diagramas de variación

Para poder determinar algunas propiedades del pozo, se pueden realizar este tipo de diagramas, graficando elemento contra elemento. En este caso, el calcio, al ser el elemento abundante en nuestra secuencia carbonatada, se graficó contra los elementos: Si, Fe, Sr y Mg. Esto para obtener algunas propiedades del pozo, por ejemplo, el calcio contra el magnesio nos da un indicador de la porosidad primaria. Además de estos, se graficó el silicio contra el hierro, para obtener un indicador de materiales terrígenos, todos estos gráficos se observan en la Figura 5.15. Adicionalmente se graficó el cociente de Ca/Mg contra la profundidad, lo cual nos da el grado de dolomitización, y el cociente Ca/Fe sirvió como indicador del contenido de material de origen biogénico en los sedimentos (Figura 5.16), principalmente de carbonato de calcio.

Los resultados del Ca vs Mg, muestran que mientras el Ca vale aproximadamente del 20% al 25%, el Mg varía del 4% al 7%. Muestra tendencia positiva.

En el diagrama del Ca vs Si, los valores del Si son muy bajos cuando el Ca presenta valores altos; sin embargo, cuando el Ca presenta sus valores más bajos, el Si presenta los más altos, aunque todos los valores del Si son menores al 1 %.

Los resultados del Ca vs Sr, son un poco dispersos al principio, pero cuando el Ca presenta sus valores por encima del 25%, el Sr también muestra sus valores más altos, mostrando una tendencia negativa.

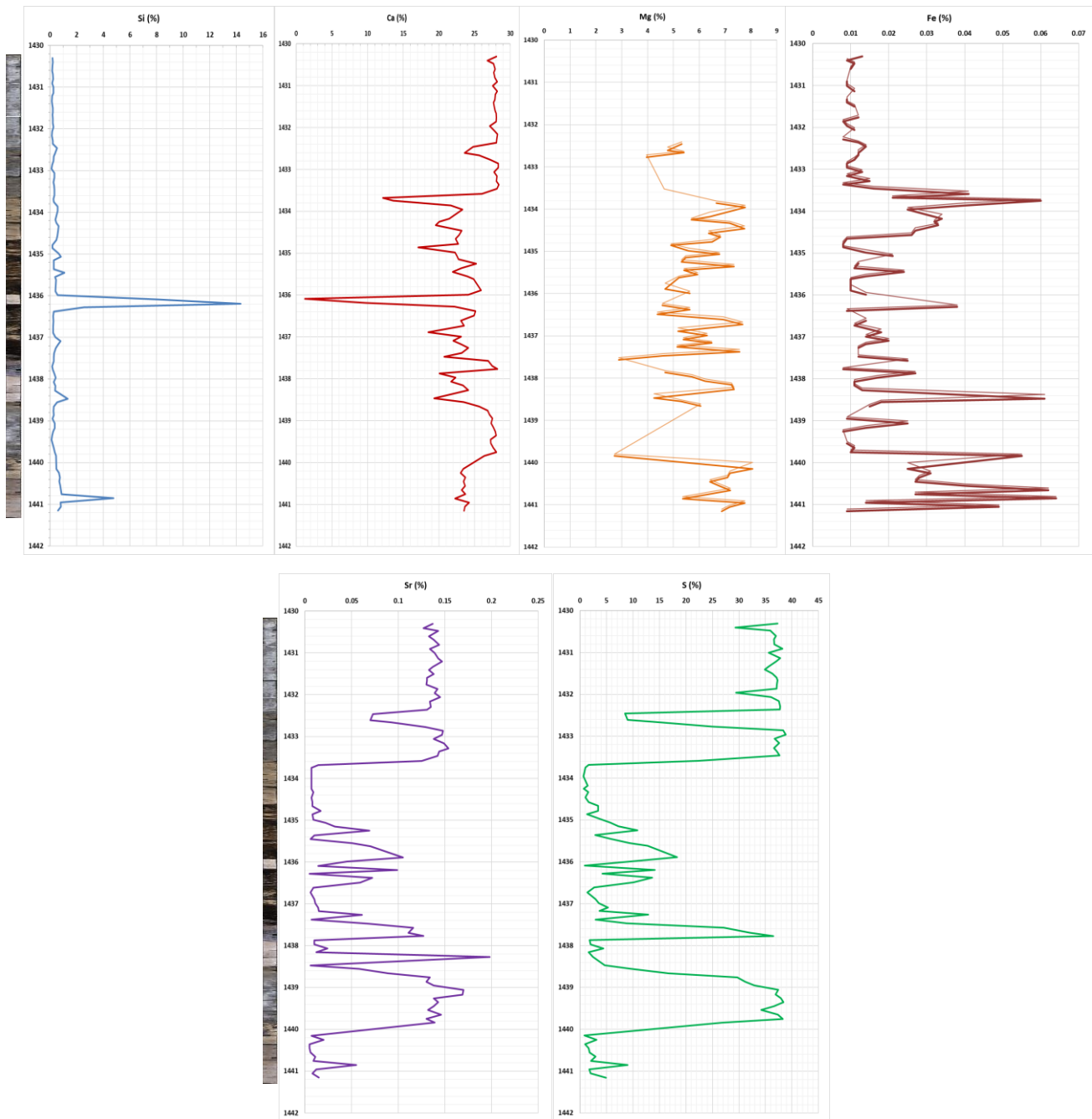


Figura 5.13. Registro geoquímico de elementos mayores (parte superior) y elementos menores (parte inferior) medidos en porcentaje [%], del lado izquierdo se encuentra la columna de mayor interés, mediante fotografías de los núcleos del intervalo.

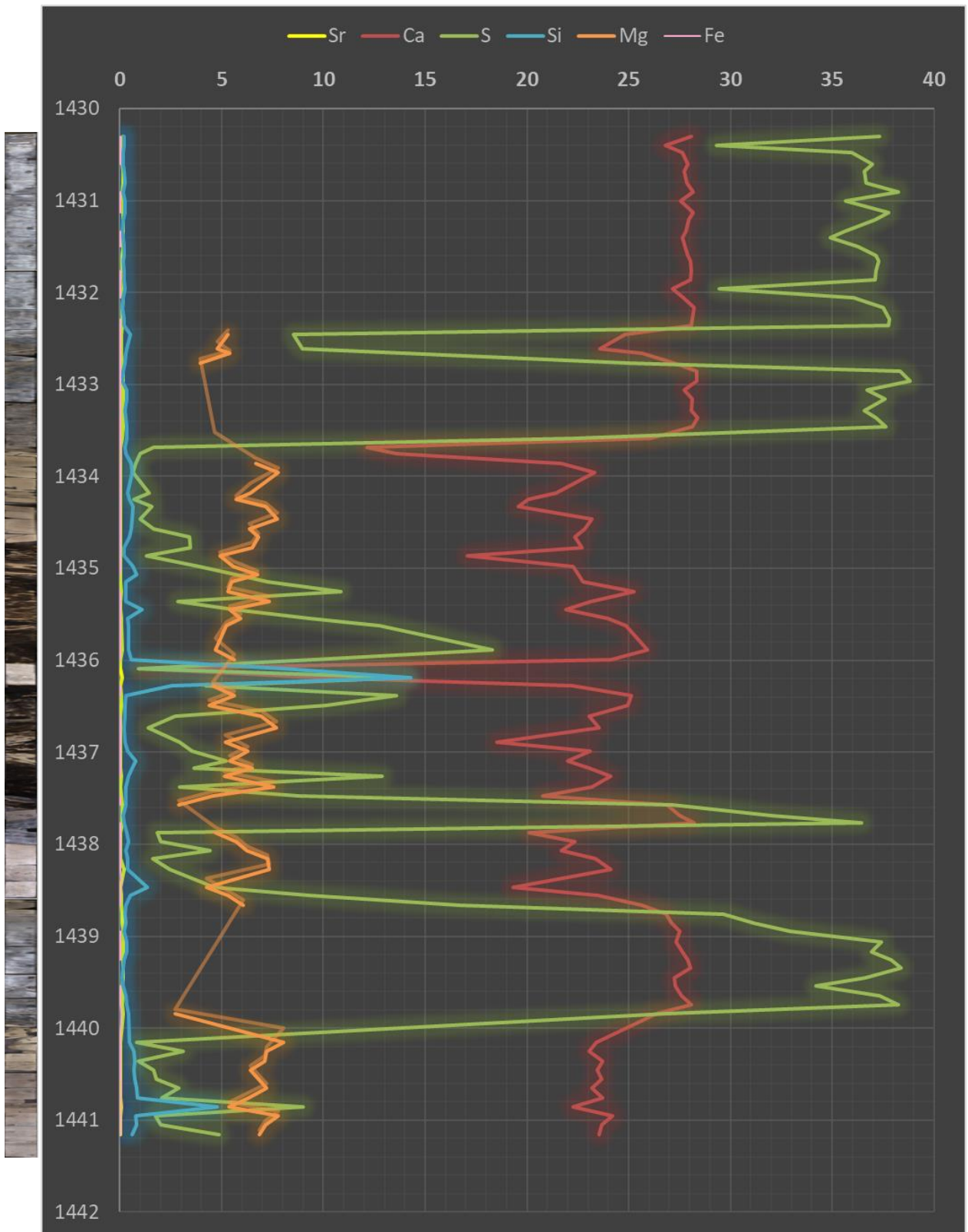


Figura 5.14. Composición de la columna de mayor interés (1430 – 1442 m) en porcentaje [%] de su contenido de elementos químicos.

El diagrama del Si vs Fe, muestra todos sus valores en la parte superior del gráfico, ya que ambos elementos presentan valores demasiado bajos, por debajo del 1%. Muestra tendencia negativa.

En los gráficos de cocientes contra profundidad se observan otros resultados, ya que el Ca/Mg, nos muestra la mayoría de sus valores en el intervalo con aceite impregnado (1434 – 1439 m), presentando valores que van del 2 al 7 [adimensionales]. Mientras que el cociente Ca/Fe, presenta valores dispersos y altos, y no se observa una tendencia.

En el siguiente capítulo se discutirán los resultados e información relevante y aquellos en los cuales existe menor grado de incertidumbre, así como aquellos que nos determinan propiedades petrofísicas del pozo.

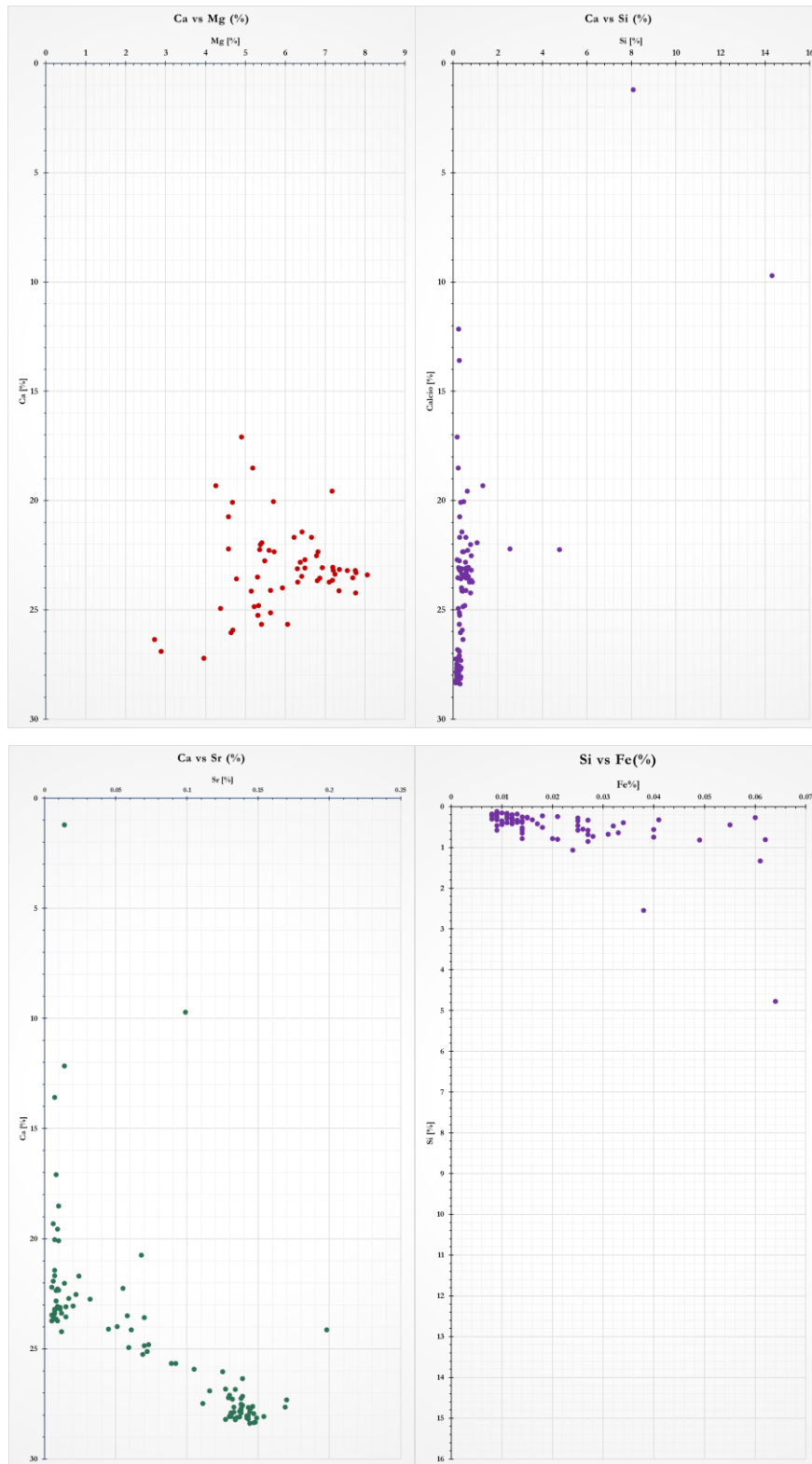


Figura 5.15. Diagramas de variación de elementos de acuerdo a su contenido en porcentaje [%] en la columna de interés del Yax-1, en la parte superior: Ca vs Mg y Ca vs Si, en la parte inferior: Ca vs Sr y Si vs Fe.

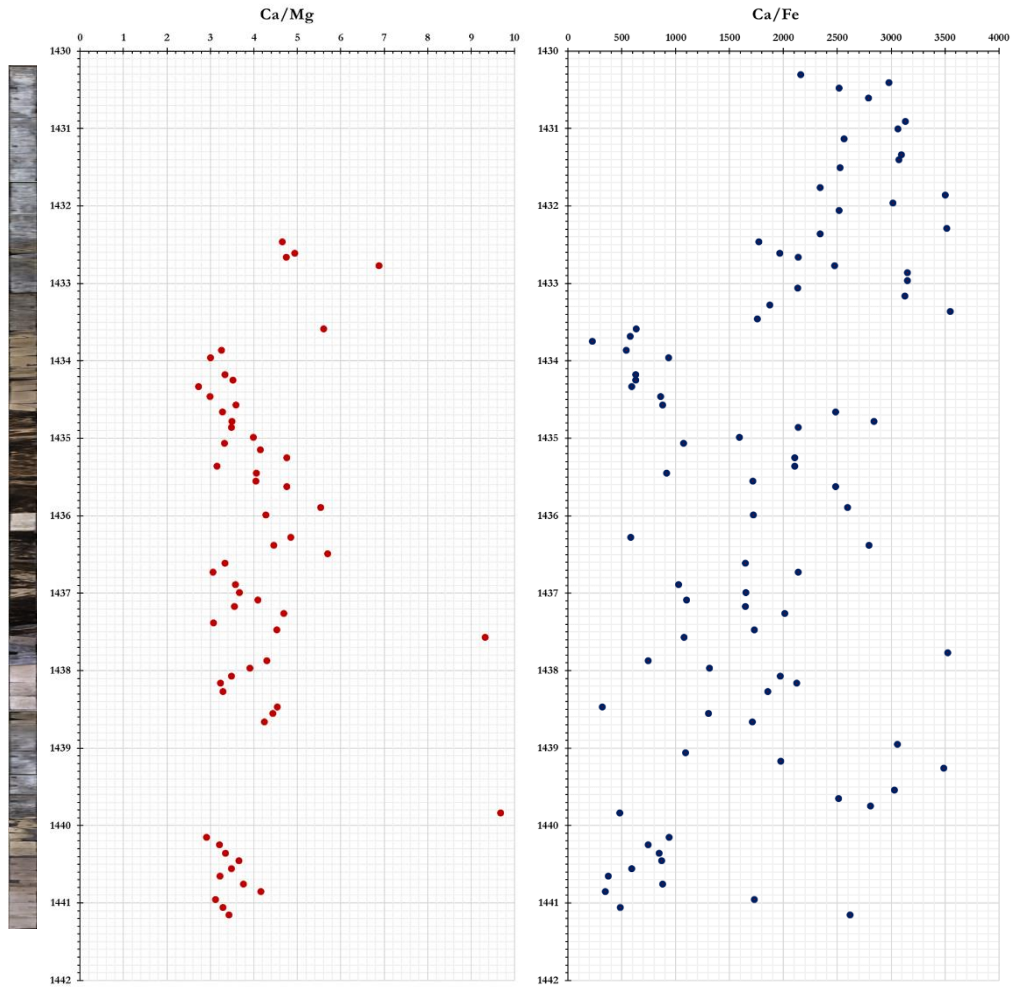


Figura 5.16. Graficas donde se muestran los cocientes Ca/Mg (izquierda) y Ca/Fe (derecha) contra la profundidad.

CAPÍTULO VI. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

VI.1 Interpretación de la columna litológica

Las rocas de este rango de profundidad tienen porosidades menores al 15%, y las propiedades petrofísicas son dominadas por el tipo de mineralogía predominante. Algunas de las rocas tienen composición mineral mezclada: algunas de las calcarenitas están parcialmente dolomitizadas, algunas de las dolomías contienen anhidrita (Myer et al., 2009).

El intervalo que contiene aceite se encuentra en calizas, que a su vez se encuentran entre dos capas de anhidrita (Figura 5.2), donde la anhidrita funciona como roca sello, debido a que es impermeable. En el registro sísmico, también se puede ver como disminuye la velocidad de la onda en las capas de anhidrita, y aumenta significativamente en la caliza, por lo que podríamos estar hablando de que esta zona también podría tener una alta permeabilidad y la porosidad generada, ya sea por fracturas o microestructuras, esta interconectada.

En la Figura 5.4 podemos ver como las porosidades más bajas (<10 %) se encuentran en estas capas de anhidrita que comprenden los intervalos de 1427-1432.5 m, y 1435.5-1439.5 m; y en el intervalo de roca caliza donde hay aceite impregnado, la porosidad alcanza su punto máximo de la columna (25%), lo que podría deberse a las fracturas y vóculos.

En el intervalo analizado se presentan grandes variaciones de propiedades petrofísicas. La mayoría de las variaciones se correlacionan con cambios en la litología, pero aún en unidades litológicamente homogéneas, se pueden encontrar grandes variaciones de propiedades petrofísicas, reflejando la heterogeneidad y posible geología estructuralmente anisotrópica de la formación.

VI.2 Fracturamiento

En análisis de núcleos, comúnmente las recuperaciones incompletas de los núcleos en pozos de exploración, coinciden con los intervalos que presentan un fracturamiento más intenso. En este caso, la recuperación de núcleos fue del 98.5 % en la columna entera (400-1511 m), por lo que, aunque existe fracturamiento, este no es tan intenso, como se puede observar en la Tabla 5.3, en promedio existen 7 macrofracturas por cada metro de la secuencia en estudio. Si bien, las fracturas inducidas por la extracción de núcleos pueden

resultar difíciles de distinguir de las fracturas naturales no mineralizadas, en nuestro caso, descartamos las fracturas que se encontraban completamente horizontales y con un fracturamiento prácticamente impecable.

Las fracturas en los yacimientos no siempre funcionan como canales de alta permeabilidad, pues a menudo funcionan como barreras, impidiendo el flujo del fluido, esto ocurre cuando están rellenas de cementantes. En nuestro caso, podemos observar en la Figura 6.1, que se identificaron principalmente dos sistemas de fracturas, uno prácticamente horizontal (80° azimuth) y uno orientado 120° de azimuth considerando el norte geográfico.

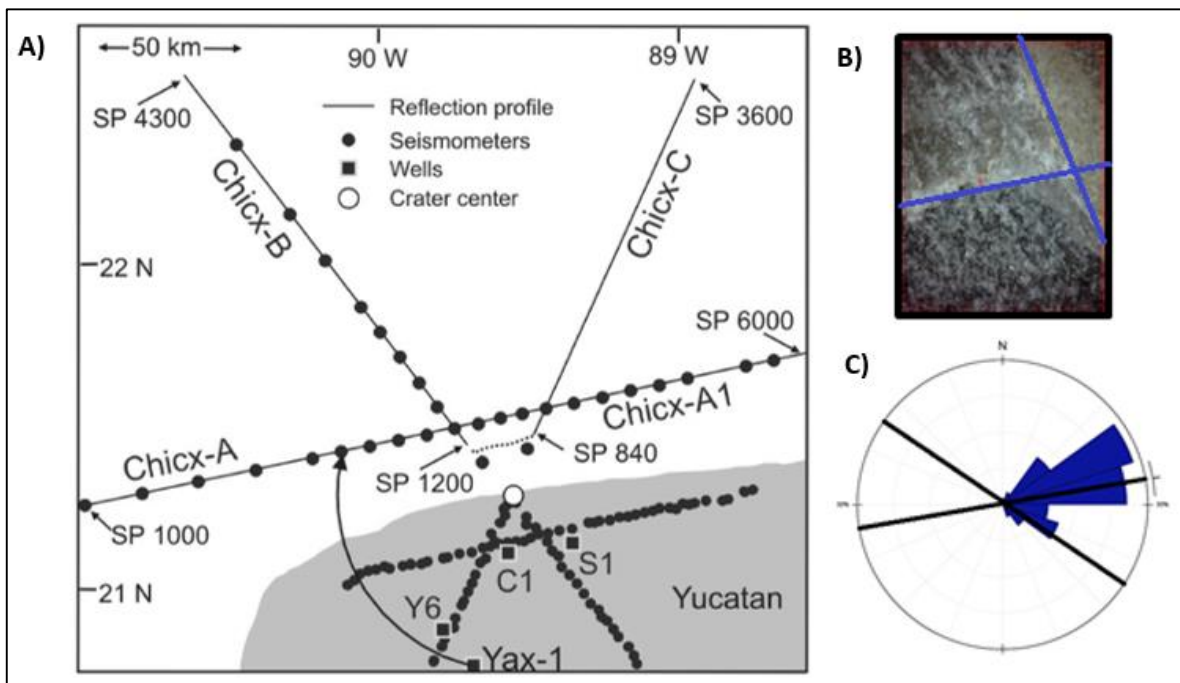


Figura 6.1. A) Mapa de perfiles de reflexión sísmica y pozos perforados dentro de la estructura. La flecha que va desde el Yax-1, indica la proyección de este pozo sobre la línea sísmica Chicx-A (C. Bell et al., 2004). B) Muestra de núcleo del Yax-1 (profundidad de 1435 m) con dos fracturas perpendiculares entre sí. C) Diagrama de roseta del Yax-1 (1410-1455 m) que muestra los rumbos preferenciales de 74 fracturas.

Desafortunadamente no existe mucha información sísmica de la parte terrestre de la estructura Chicxulub, aun así se realizó un escalamiento de la información, relacionando los rasgos microestructurales (fracturas) en los núcleos con una estructura mayor (mapa de reflexión sísmica del Chicxulub), en donde se ha visto buena correlación, en especial con el mayor sistema de fracturas (80° de azimuth), el cual curiosamente muestra similitud con la línea sísmica Chicx-A, tal y como se muestra en la Figura 6.1. Esto podría ser un indicio

de que el rumbo preferencial de las fracturas este asociado a una falla, aunque es difícil determinar la proximidad de la estructura. De la relación entre fracturamiento y fallamiento es posible determinar la dirección de los principales esfuerzos y a la presión de sobrecarga; también conociendo la orientación del plano de falla y de las fracturas asociadas con este, se puede deducir el sentido de movimiento de la falla (Shepherd, 1982). La relación entre fallamiento y fracturamiento existe en todas las escalas. Friedman (1969), habilitó el uso de la orientación de las microfracturas en núcleos orientados en el campo Saticoy en California para determinar la orientación y profundidad de una falla cercana. Sin embargo, esto se desvía un poco de los objetivos de esta tesis y nos limitaremos con saber que existen fracturas asociadas a una falla y que estas pueden estar creando un sistema de fracturas casi horizontales, el cual sirve como un sello y evita el flujo de fluidos. Del caso en estudio, sabemos que existen principalmente dos sistemas de fracturas, el casi horizontal (80° de azimut) que podría estar funcionando como barrera; y otro orientado 120° de azimut, el cual podría funcionar como canal de migración de fluidos. Esto lo analizaremos más adelante.

VI.3 Geoquímica

Se analizaron en total 227 datos para el intervalo de 1410 a 1455 metros con el equipo Avaatech; y 105 datos para el intervalo de 1430 a 1441.5 metros con ambos equipos (Avaatech y Niton). Para esta parte dejamos de lado algunos elementos que no representan una fuente de información para los objetivos de esta tesis, dejando únicamente los siguientes: Si, Ca, Mg, Fe, S y Sr. De los cuales se obtuvieron los valores mínimo y máximo medidos, así como la media geométrica de cada uno a lo largo del intervalo, para tener una idea de la tendencia de cada uno. En la Tabla 6.1 se pueden observar estos valores, y saber cuáles son los elementos con mayor tendencia a lo largo de la columna en estudio, de igual forma, para hacer una comparación de los dos equipos, así como de los elementos, medidos en conteos por segundos (CPS) y en porcentaje (%), por el Avaatech y el Niton, respectivamente. Y como se observa, los resultados de los elementos medidos en la columna estudiada (1410-1455 m) y el intervalo con aceite (1430-1441.5 m) no presentan muchas diferencias; de igual manera, ambos equipos presentan resultados parecidos en cuanto a la media de cada elemento, por lo que no debería haber un grado mayor de incertidumbre si se analizan cualitativamente los resultados.

Intervalo: 1410 – 1455 m	1430 – 1441.5 m
---------------------------------	------------------------

Equipo: Avaatech core scanner, XRF [CPS]			Avaatech core scanner, XRF [CPS]			Niton XL3t, XRF [%]			
Elemento	Mínimo	Máximo	Media	Mínimo	Máximo	Media	Mínimo	Máximo	Media
Si	616	73,539	2,262	833	73,539	2,141	0.172	14.311	0.351
Ca	29,953	1,109,330	562,175	29,953	759,413	569,937	1.205	28.387	23.714
Mg	-	-	-	-	-	-	2.723	8.06	5.83
Fe	204	15,461	1,813	204	5,012	1,293	0.008	0.064	0.0157
S	3,708	489,339	146,731	11,369	486,224	123,598	0.621	38.82	9.563
Sr	7,966	153,369	33,437	7,966	153,694	52,568	0.005	0.198	0.043

Tabla 6.1. Muestra los resultados mínimo, máximo y medio, de los elementos más importantes para este análisis, medido tanto por el equipo Avaatech (CPS) y el Niton (%), para el intervalo completo (1410-1455 m) y el intervalo con aceite (1430-1441.5 m).

Como se muestra en la Tabla 6.1, el elemento que en menor proporción se encuentra en la columna es el Fe, el cual es un indicador del aporte de sedimentos terrígenos, como se puede observar en la gráfica de Si vs Fe de la Figura 5.15, la tendencia es negativa, por lo tanto, el aporte de terrígenos es casi nulo. El Si es bajo en toda la columna, aunque presenta un punto alto en el intervalo de roca caliza, era de esperarse que estos valores no fueran muy altos, debido a que estamos tratando con rocas carbonatadas.

El Sr se relaciona con los parámetros climáticos y se asocia al agua de mar y su incorporación en los carbonatos biogénicos, se encuentra en mayor porcentaje en las rocas carbonatadas, como lo son las de la columna en estudio, y esto justifica los valores considerables obtenidos con ambos equipos.

El Mg presenta una relación más directa con el Ca, que con el Si, debido a dos factores: primero, por su relación química calcita-dolomita, y segundo, por la influencia de los procesos diagenéticos; aunque también debido a la diagénesis hay una relación directa con la precipitación del sílice.

Si la roca carbonatada sufrió un proceso de dolomitización, el resultado del porcentaje de calcio disminuirá, mientras que el porcentaje de magnesio presentará un incremento, ya que en el proceso de dolomitización se produce una sustitución por intercambio iónico del calcio por magnesio en la roca. Para corroborar si los elementos proceden de la misma fuente de origen, se relacionó el porcentaje de un elemento contra el porcentaje del otro elemento, y como se observa en la Figura 5.15 en la gráfica del Ca vs Mg, la tendencia es positiva entre ambas variables, por lo que podemos concluir que los elementos en cuestión proceden de la misma fuente de origen. Mientras tanto el cociente Ca/Mg muestra el grado de dolomitización

El cociente Ca/Fe, indicó el contenido del material de origen biogénico en los sedimentos, los cuales son valores altos, principalmente porque el contenido de Fe resultó ser muy bajo en toda la columna en estudio. Como se observa en la Figura 5.16, los valores son más altos en algunos intervalos que en otros, indicando que en dichos intervalos el material de origen biogénico es mayor.

Los valores de S altos, se deben a que las rocas en algunos horizontes contienen anhidritas principalmente, las cuales como ya se había mencionado, están funcionando como rocas sello para impedir el paso del aceite encontrado en el intervalo de roca caliza. Además, también está relacionado con reacciones de la materia orgánica en los sedimentos, lo cual explicaría su alto contenido en el intervalo con aceite. Steinbrecher (1959) describió cristales de S asociados con calcita en una caliza fétida encontrada en un pozo perforado en South Harz, Alemania. En Ras Gemsa, Egipto, se ha encontrado azufre diseminado en anhidrita y en espacios abiertos en capas de aragonita y dolomita. Algunas porciones de estas rocas con azufre en Ras Gemsa están extensamente contaminadas por hidrocarburos (Schnellman, 1959). Por lo que no debería ser raro también hallar tan alto contenido de azufre en las rocas carbonatadas en estudio. La descripción de la mayoría de estas ocurrencias indica que el azufre sedimentario está asociado con materia bituminosa, con sulfato de calcio o de estroncio, y con carbonato de calcio. En resumen, el azufre indica origen orgánico.

VI.4 Análisis

Para esta última parte nos enfocaremos únicamente en el intervalo de mayor interés (1430-1441.5 m), que es la zona con impregnación de aceite. Los registros geofísicos y geoquímicos en conjunto, pueden ayudar a detectar si hay alguna roca generadora en el

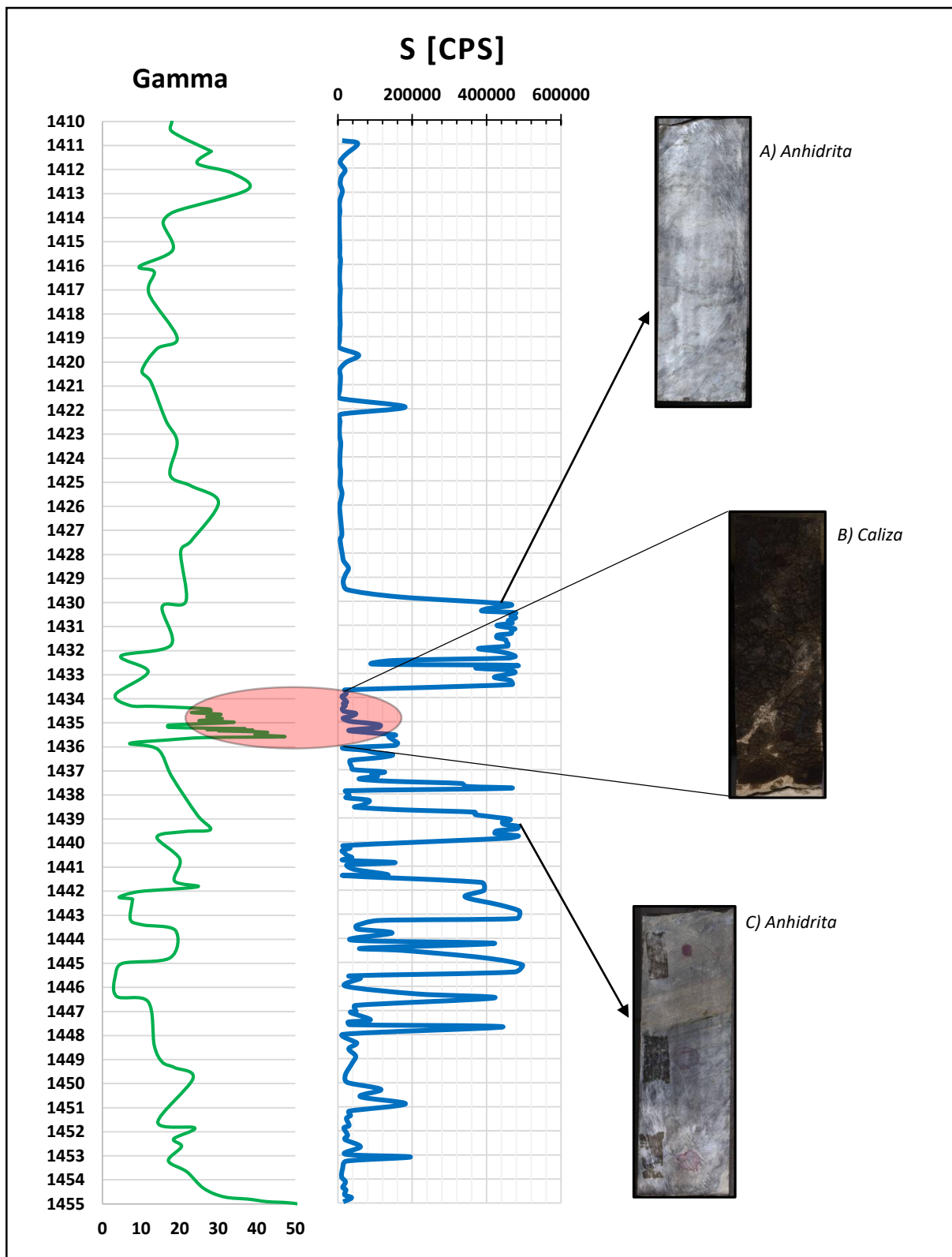


Figura 6.2. Correlación del registro de rayos gamma [gApi] y cantidad de azufre (S) [CPS], en el cual se observa una respuesta en las curvas donde se encuentra la roca caliza (B), y las anhidritas funcionando como roca sello (A y C).

intervalo. En este caso específico, se usó el registro de rayos gamma en conjunto con el registro geoquímico del contenido de azufre (Figura 6.2). Las curvas muestran una correlación, en la cual, se observa que, cuando la respuesta de los rayos gamma es alta (lo cual nos da a entender mayor reactividad en ese intervalo), el contenido de azufre es muy bajo, y en los demás intervalos, el contenido de azufre es muy alto, lo cual sugiere variación en el potencial de roca generadora, y alto contenido de materia orgánica, así como un alto contenido de azufre en donde se encuentran las capas de anhidrita. Analizando el intervalo, es un hecho de que estamos ante una roca almacenadora, pero no existe suficiente evidencia como para afirmar que existe una roca generadora.

Materia orgánica

La materia orgánica es abundante en la parte más baja de la secuencia (1400-1500 m) y esta muestra una fuerte fluorescencia usando luz ultravioleta, indicando una baja madurez (Kenkmann et al., 2004).

La concentración de materia orgánica es variable. De acuerdo a Lüders et al. (2003), basados en siete muestras evaluadas por métodos geoquímicos orgánicos, el contenido de carbón orgánico total (TOC) oscila entre 0.06 y 0.66 % para carbonatos de grano fino y entre 0.75 y 6.77 % para zonas con manchas oscuras. También estiman que al menos 40 % de la materia orgánica estuvo presente en el tiempo del impacto.

Ventana de generación de petróleo

La principal fase de formación de petróleo tiene lugar a temperaturas entre 70-100° (catagénesis), que, en áreas de gradiente geotérmico medio, representa una profundidad de 2-3.5 km, esta es la ventana del petróleo (Tucker, 1981).

Existe evidencia de movilización de materia orgánica tras el impacto. Esta movilización subsecuente fue probablemente mejorada por un pulso de calor térmico de impacto-inducido del orden de 90-100°, que puede ser deducido basado en los estudios de inclusión de fluidos, relación de isotopos estables y mediciones de vitrinita (Lüders et al., 2003). Para la fase principal de la formación de aceite crudo desde la materia orgánica en un escenario de no-impacto, se requieren temperaturas de 70-100°. Este intervalo de temperaturas se correlaciona con una profundidad de 2000-3500 m, si un gradiente geotérmico promedio es aplicado (Klemme, 1975). La producción de gas natural se extiende a temperaturas aún mayores y, por lo tanto, profundidades más grandes en un escenario geológico de no-

impacto. Esta materia orgánica pudo haber madurado lo suficiente para generar aceite y posteriormente este migró hacia las rocas almacenadoras en estudio.

De acuerdo a Stinnesbeck et al. (2004), están presentes capas de anhidrita y dolomita intercaladas, entre 1429 y 1444 m, en un intervalo bituminoso; sin embargo, la secuencia de pre-impacto Cretácica, carece de evidencias de litologías características de deformación de impacto (ej. fragmentación mecánica, microtectonismo, deformación dúctil), y alteración térmica. Y también concluyen que la materia orgánica es abundante en estas profundidades (TOC > 7 %). Por lo que aún si el impacto no generó alteración térmica a estas profundidades, la materia orgánica es abundante y un gradiente geotérmico podría haber generado petróleo (Figura 6.3).

¿Presencia de reservas de petróleo?

Se ha propuesto que la brecha dolomítica K/T de la Sonda de Campeche, que almacena petróleo, se formó por el impacto (Grajales-Nishimura et al., 2000).

El campo petrolero más cercano, es el Campo Xan que se localiza en la parte norte de Guatemala (Figura 6.4), con reservas originales de aproximadamente 100 millones de barriles de aceite, produce desde una calcarenita dolomitizada del Turoniano a 2,300 m de profundidad. El yacimiento sobreyace a una roca generadora calcárea del Cenomiano y está sellado por anhidrita. La migración de hidrocarburos hubiera radiado desde el centro de esta cuenca a través de capas calcáreas permeables entre los niveles potentes y continuos de anhidrita (Rosenfeld, 2002).

La Plataforma de Yucatán se caracteriza por niveles de carbonatos y anhidritas lateralmente extensos controlados por los cambios relativos del nivel del mar.

La presencia de más de 30 mil millones de barriles de aceite de la Sonda de Campeche, y más de 10 billones de pies cúbicos de gas de la Cuenca de Macuspana, indica la generación de una carga masiva de hidrocarburos a lo largo del borde de la Plataforma de Yucatán.

El impacto y formación del cráter genero altas temperaturas con la generación de un sistema hidrotermal.

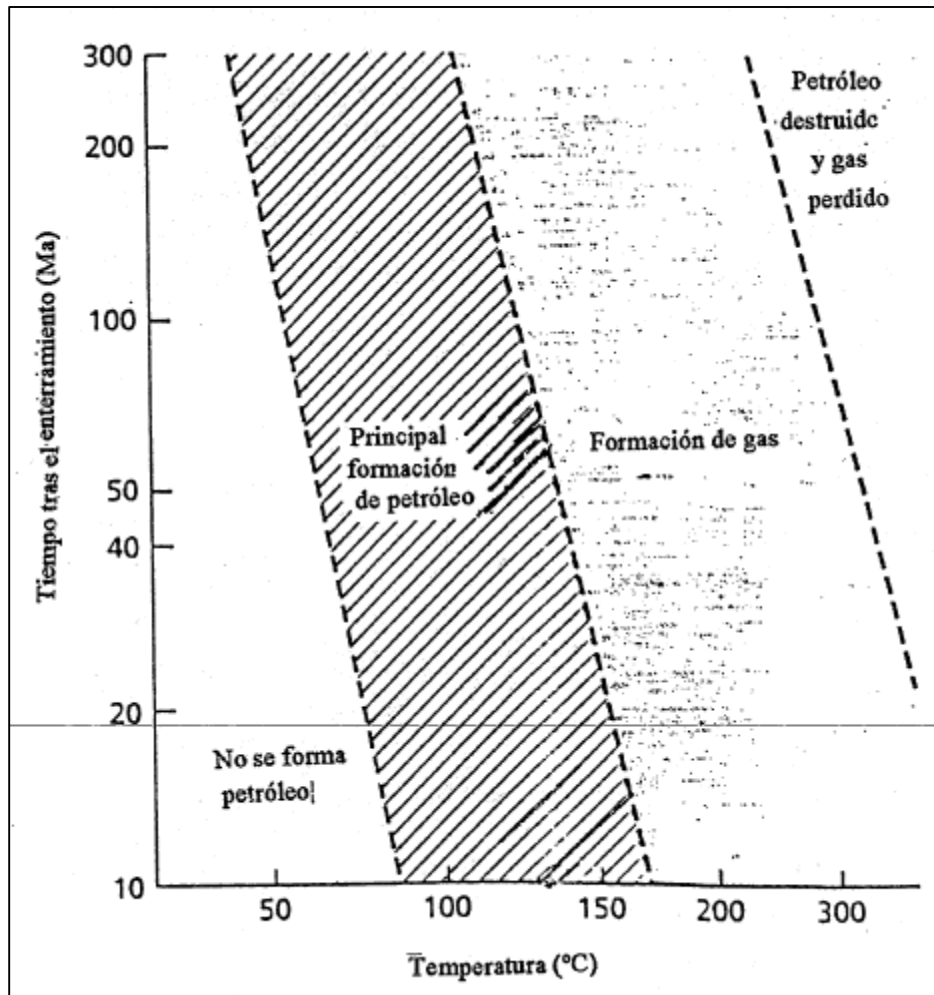


Figura 6.3. Representación esquemática de la relación entre el tiempo tras el enterramiento de las rocas generadoras y las temperaturas para la generación de petróleo y gas (Tissot & Welte, 1984).

El bajo gradiente geotérmico en los carbonatos y anhidritas perforados probablemente no hubiera permitido la generación de hidrocarburos. Por eso, la existencia de hidrocarburos en el área dependería del calentamiento producido por el mismo impacto (Rosenfeld, 2002). Los impactos generan calor por los siguientes mecanismos:

- 1) El calor de la roca fundida por el impacto, más el alto gradiente geotérmico relacionado al levantamiento rápido por el rebote de los niveles profundos de la litósfera.
- 2) La fricción entre los bloques desplazados durante el colapso del cráter inmediatamente después del impacto.
- 3) La redistribución de calor alrededor del cráter por sistema hidrotermal.

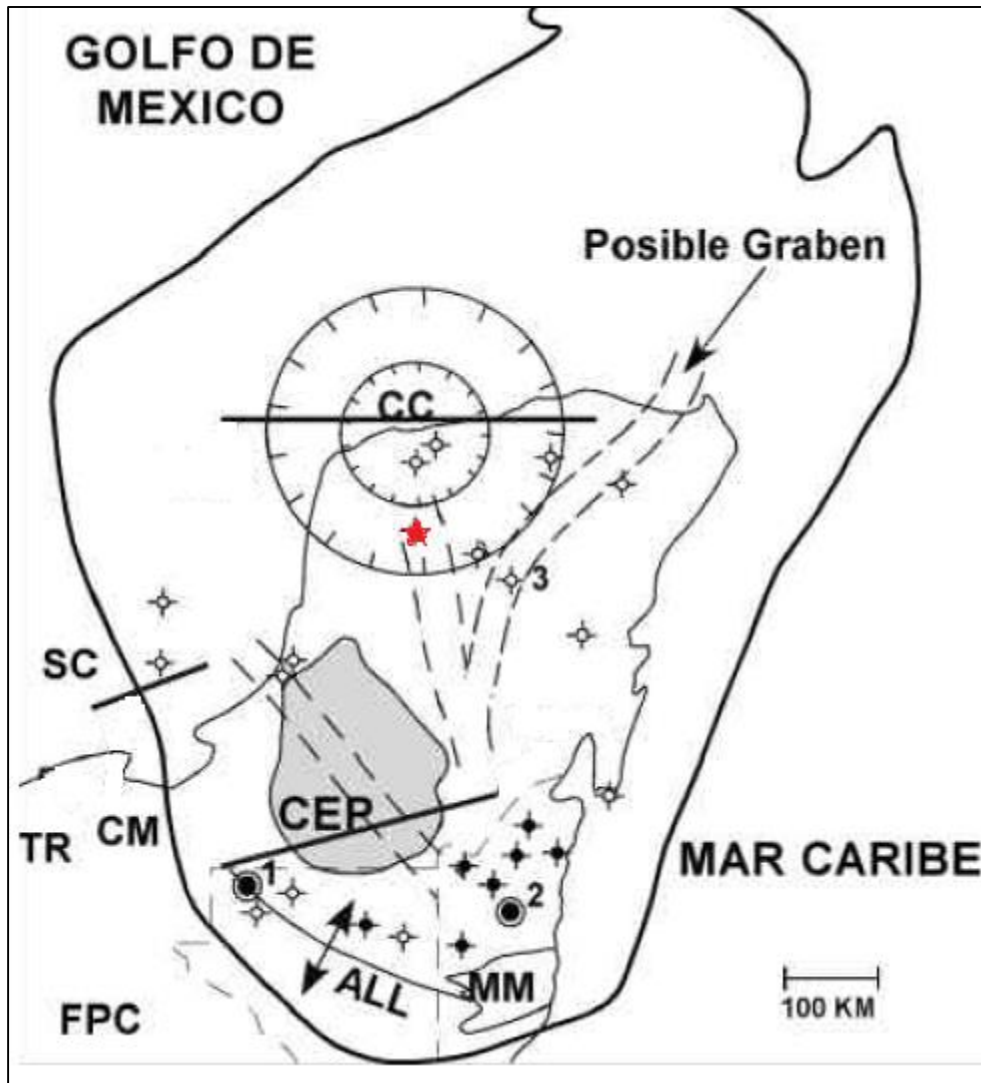


Figura 6.4. Elementos tectónicos y pozos relevantes a los recursos económicos en el Bloque de Yucatán. ALL: Arco de la Libertad; CC: Cráter Chicxulub; CER: Cuenca de Entreplataforma; CM: Cuenca de Macuspana; FPC: Faja Plegada (Sierra) de Chiapas; MM: Montañas Mayas; SC: Sonda de Campeche; TR: Tendencia Reforma; 1: Campo Xan; 2: Pozo Eagle; 3: Pozo Yucatán-1; Círculo negro cruzado: pozo con manifestación de hidrocarburos; Círculo blanco cruzado: Pozo sin información sobre manifestaciones de hidrocarburos; Estrella roja: Pozo Yax-1 (Modificado de Rosenfeld, 2002).

Estudios de las secciones del límite K/Pg en el interior de Norte América indican que el impacto resultó en la combustión de grandes cantidades de materia orgánica y/o hidrocarburos. Esto sugiere una posible relación entre la ausencia de depósitos de aceite al norte de Yucatán y el impacto de Chicxulub (Urrutia-Fucugauchi et al., 2013).

CAPÍTULO VII. CONCLUSIONES

El análisis de núcleos constituye un método eficiente para la evaluación de formaciones, que provee información para determinar los parámetros críticos y para estudios de localización, evaluación y desarrollo de yacimientos.

En el caso de estudio del pozo Yax-1, se concluye:

- El análisis de núcleos y los registros geofísicos del pozo, permiten evaluar la columna litológica, y determinar propiedades petrofísicas como la porosidad. Esta se correlaciona muy bien con las litologías y los análisis de geoquímica. La litología está compuesta por calcarenita, dolomía; y en la zona con impregnación de aceite, roca caliza en medio de dos capas de anhidrita. La porosidad es baja en la columna (15%), y es aún más baja en las capas de anhídritas localizadas (<10%), lo que da más certeza a la teoría de que están funcionando como una capa impermeable que no permite el escape de fluidos, mientras que la porosidad más alta (25%) se encuentra en la roca caliza con aceite impregnado.
- El estudio de fracturas proporciona información para análisis de porosidad y permeabilidad secundaria. Identificar sistemas de fracturas es útil para evaluación de producción y posibles efectos como decaimiento de la presión del yacimiento.
- El diagrama de roseta indica que el rumbo preferencial de las fracturas es de 80° con dirección al Este, el cual constituiría un patrón de fracturas prácticamente horizontal. La intensidad de fracturamiento es baja y las fracturas se encuentran tanto cementadas como parcialmente abiertas.
- Las unidades de anhídritas funcionarían como capa impermeable. Ello se observa en el campo Xan, el cual es el campo cercano al Yax-1, y está ubicado en el Bloque de Yucatán.
- Los equipos utilizados para la medición de XRF funcionaron y proporcionaron datos de manera rápida y sin complicaciones. El equipo Niton es de ayuda en campo, ya que este al ser portátil puede usarse de manera práctica. El equipo Avaatech requiere de instalaciones de laboratorio, permite adquirir imágenes digitales de alta resolución, las cuales son de utilidad para identificar fracturas. Los resultados entregados por ambos equipos fueron concordantes. El Avaatech no tiene filtro para detectar el magnesio, por lo que lo más recomendable, sería utilizar ambos equipos para estudios futuros.

- Las concentraciones de calcio y magnesio son altas, indicando dolomitización en la secuencia. Las concentraciones bajas de silicio y hierro, alto contenido de material de origen biogénico y presencia nula de sedimentos terrígenos.
- El contenido de azufre es muy alto debido a la presencia de las anhidritas. Es importante integrar los datos de la secuencia con la caracterización de litología, porosidad, fracturas, e identificar el alto contenido de elementos químicos, como en este caso del azufre. Se analiza parte de un sistema petrolero formado por: caliza como roca almacenadora, y capas de anhidrita funcionando como roca sello. Es posible que exista un sistema petrolero dentro de la estructura Chicxulub, una roca generadora con materia orgánica lo suficientemente madura para haber generado aceite, el cual migro a las rocas almacenadoras del intervalo; sin embargo, no hay suficiente evidencia de esto, y el sistema no presentaría dimensión como para que represente un yacimiento.
- Las rocas almacenadoras en el sureste de México y los grandes campos, incluido Cantarell, están relacionados con Chicxulub, por lo que se esperaría un posible sistema petrolero que estuviera ubicado en aguas profundas entre las costas de Chicxulub y Progreso, en el Golfo de México.
- El aceite encontrado en el pozo Yax-1 podría haber migrado dentro de la plataforma de Yucatán. La migración puede haberse llevado a través de fracturas entre las capas de anhidrita y dolomita. Aunque también es posible que el impacto generó un gradiente geotérmico y desplazamiento de bloques, lo cual causaría fricción y generaría alteraciones térmicas suficientemente altas para la generación de petróleo.
- La geoquímica petrolera mejora la eficiencia de las operaciones de exploración y producción a través de la caracterización de los elementos y procesos que controlan la riqueza y distribución de las rocas generadoras y almacenadoras de petróleo, lo que provee información valiosa para el modelado de cuencas y sistemas petroleros.
- La complejidad y heterogeneidad de los carbonatos plantean retos operacionales y de interpretación. El caso de estudio presentado en esta tesis destaca la necesidad de integrar datos y seleccionar herramientas de evaluación.

Recomendaciones:

- Realizar análisis de laboratorio sobre la calidad y cantidad de hidrocarburos presentes.
- Corroborar la existencia de materia orgánica descrita por diversos investigadores, contenida en los núcleos de este intervalo (cálculo de Carbono Orgánico Total, TOC) y el tipo de materia orgánica que contienen (determinación del Índice de Hidrógeno, IH). Además, un análisis de pirolisis Rock–Eval, el cual permite obtener sus parámetros cinéticos.
- Realizar estudios de mineralogía y, XRD (Difracción de Rayos X) en conjunción con la XRF. Debido a que la XRD se une para corregir la descripción mineralógica de XRF, dando una buena guía de interpretación.

Referencias Bibliográficas

- Alvarez L.W., Alvarez W., Asaro F., y Michel H.V., 1980, Extraterrestrial cause for the Cretaceous-Tertiary extinction, *Science* 208, p. 1095–1108.
- Bell C., Morgan J.V., Hampson G.J., Trudgill B., 2004, Stratigraphic and sedimentological observation from seismic data across the Chicxulub impact basin, *Meteorit. Planet. Sci.* 39(7), p. 1089-1098.
- Canales-García I., Urrutia-Fucugauchi J., y Aguayo-Camargo, 2018, Seismic imaging and attribute analysis of Chicxulub Crater central sector, Yucatán Platform, Gulf of México, *Geología Acta*, 16(2), p. 215-235.
- Chilingar G.V., Bissel H.J., y Wolf K.H., 1966, Diagenesis of Carbonate Rock, University of Southern California, p.179-322.
- Choquette P.W., y Pray L.C., 1970. Geologic nomenclature and classification of porosity, *Bull AAPG* 54, p. 207-250.
- Collins G.S., Morgan J., Barton P., Christeson G.L., Gulick S., Urrutia-Fucugauchi J., Warner M., y Wünnemann K., 2008. Dynamic modeling suggests terrace zone asymmetry in the Chicxulub crater is caused by target heterogeneity. *Earth and Planetary Science Letters*, 270, p. 221-230.
- Delgadillo-Peralta M., Urrutia-Fucugauchi J., Pérez-Cruz L., y Velasco-Villareal M., 2015, Rock magnetic and AMS fabrics characterization of suevitic breccias from the Cretaceous – Paleogene Chicxulub impact crater, *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, 32(1), p. 145-155.
- Dressler B.O., Sharpton V.L., Morgan J., Buffler R., Moran D., Smit J., Stöfler D., y Urrutia-Fucugauchi J., 2003, Investigating a 65-Ma-old smoking gun: Deep Drilling of the Chicxulub impact structure, *Eos Trans, AGU* 84(14), p. 125-136.
- Dressler B.O., Sharpton V.L., Swandt C.S., y Ames D., 2004, Impactites of the Yaxcopoil-1 drilling site, Chicxulub impact structure: Petrography, geochemistry, and depositional environment, *Meteorit. Planet. Sci.*, 39(6), p. 857-878.
- Escobar-Sánchez J.E., y Urrutia-Fucugauchi J., 2010, Chicxulub crater post-impact hydrothermal activity – evidence from Paleocene carbonates in the Santa Elena borehole, *Geofísica Internacional*, 49(2), p. 97-106.
- French C.D., y Schenk C.J., 2004, Map showing geology, oil and gas fields, and geologic provinces of the Caribbean region. U.S. Geological Survey Open-File Report 97-470-K, CD-ROM.
- Graf. D.L., 1960, Geochemistry of Carbonate Sediments and Sedimentary Carbonate Rocks, University of Illinois, p. 1-39.

- Grajales-Nishimura J.M., Cedillo-Pardo E., Rosales-Dominguez C., Morán-Zenteno D.J., Alvarez W., Claeys P., Ruíz Morales J., García-Hernández J., Padilla-Avila P., y Sánchez-Ríos A., 2000, Chicxulub impact: The origin of reservoir and seal facies in the southeastern Mexico oilfields: *Geology* 28(4), p. 307-310.
- Govindaraju, K., 1994, Compilation of working values and sample description for 383 geostandards: *Geostandards Newsletter*, 18 (Special Issue), p. 1-158.
- Güiza S., y Vargas G., 2018, Geotechnologies XRF and LIBS portable useful to characterize oil seep and oil-show drilling, Universidad Nacional de Colombia, p. 1-10.
- Gulick S., Barton P., Christeson G., Morgan J., MacDonald M., Mendoza K., Urrutia-Fucugauchi J., Vermeesch P., y Warner M., 2008. Importance of pre-impact crustal structure for the asymmetry of the Chicxulub impact crater. *Nature Geoscience*, 1, p. 131-135.
- Hall D., Sterner M., y Shukla R., 2013, Application of cutting gas/oil analysis, rapid XRF and high resolution photography to reservoir evaluation, *World Oil*, p.163-168.
- Hildebrand A. R., Penfield G., Kring D. A., Pilkington M., Camargo A., Jacobson S. B., and Boynton W. V. 1991. A possible Cretaceous-Tertiary boundary impact crater on the Yucatán Peninsula, Mexico. *Geology* 19, p. 867–871
- Jarvie D.M., 1991, Total Organic Carbon (TOC) Analysis: Source and migration processes and evaluation techniques, *Handbook of petroleum geology AAPG*, p. 113-118.
- Kenkmann T., Wittman A., y Scherler D., 2004, Structure and impact indicators of the Cretaceous sequence of the ICDP drill core Yaxcopoil-1, Chicxulub impact crater, Mexico, *Meteorit. Planet. Sci.*, 39(7), p. 1069-1088.
- Kring D.A., Horz L., Zurcher L., y Urrutia-Fucugauchi J., 2004. Impact lithologies and their emplacement in the Chicxulub impact crater: Initial results from the Chicxulub scientific drilling project, Yaxcopoil, Mexico. *Meteoritics and Planetary Science*, 39, p. 879-897.
- Kulander B. R., Dean S. L., y Ward B. J., 1990, Fractured core analysis: interpretation, logging and use of natural and induced fractures in core (American Association of Petroleum Geologists). *Methods in Exploration Series*.
- Lüders V., Horsfield T., Kenkmann T., Mingram B., y Wittmann A., 2003. Hydrocarbon and aqueous fluids in Cretaceous sediments of the ICDP-Chicxulub drill core Yax-1 (abstract #1378). 34th Lunar and Planetary Science Conference.
- Mayr S.I., Wittman A., Burkhardt H., Popov Y., Romushkevich R., Bayuk I., Heidinger P., y Wilhelm H., 2008, Integrated interpretation of physical properties of rocks of the borehole Yaxcopoil-1 (Chicxulub impact structure), *Journal of Geophysical Research*, vol 113., p. 1-21.
- McCarthy K., Rojas K., Nicmann M., Palmowski D., Peters K., y Stant K.A., 2011, La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras, *Oilfield Review*, 23(2), p. 36-47.

- Nieto-Samaniego A.F., Alaniz-Álvarez S.A., Tolson G., Xu S., y Pérez-Venzor J.A., 2003, Estimación de densidades, distribuciones de longitud y longitud total de fracturas; un caso de estudio en la Falla de los Planes, La Paz, B.C.S., Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, LVI(1), p. 1-9.
- Pacheco-Gutiérrez A.C., 2002, Deformación Transpresiva Miocénica y el desarrollo de sistemas de fracturas en la porción nororiental de la Sonda de Campeche, Tesis UNAM, 98 pp.
- Penfield G.T., y Camargo-Zanoguera A., 1981. Definition of a major igneous zone in the central Yucatán platform with aeromagnetic and gravity, in *Technical Program, Abstracts and Bibliographies, 51st Annual Meeting*, Society of Exploration Geophysicists, Tulsa, Oklahoma, p.37.
- Popov Y., Romushkevich R., Bayuk I., Korobkov D., Mayr S., Burkhardt H., y Wilhelm H., 2002, Physical Properties of rocks from the upper part of the Yaxcopoil-1 drill hole, Chicxulub crater, *Meteorit. Planet. Sci.*, 39(6), p. 799-812.
- Porres A., Samudio M., Pacheco C., Castrejon F., 1996, Studies on Fracturing Carbonate Formations in Mexico, SPE 35287, p. 17-24.
- Rebolledo-Vieyra M., Urrutia-Fucugauchi J., Marín L., Trejo-García A., Sharpton VL, y Soler-Arechalde A.M., 2000, UNAM Scientific shallow drilling program of the Chicxulub impact crater. *Intl Geol Rev* 42, p. 928–940.
- Rollinson H., 1993, *Using Geochemical Data: Evaluation, Presentation, Interpretation*, London (Longman Sci. and Tech.), 352 pp.
- Rosenfeld J.H., 2002, El potencial económico del Bloque de Yucatán en México, Guatemala y Belice, Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana LV (1), p. 30-37.
- Salguero-Hernández E., Urrutia-Fucugauchi J., y Ramírez-Cruz L., 2010, Fracturing and deformation in the Chicxulub Crater-Complex trace analysis of instantaneous seismic attributes, *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, 27(1), p. 175-184.
- Santamaría-Orozco D.M., Amezcua-Allier M.A., y Carrillo-Hernández T.d.J., 2009, Generación de petróleo mediante experimentos de pirolisis: revisión sobre el conocimiento actual, Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, 61(3), p. 353-366.
- Schmitt R.T., Wittmann A., y Stöfler D., 2004, Geochemistry of drill core samples from Yaxcopoil-1, Chicxulub impact crater, Mexico, *Meteorit. Planet. Sci.*, 39(6), p. 979-1001.
- Schnellman, 1959, Formation of sulfur by reduction of anhydrite at Ras Gamsa, Egypt, *Economic Geology* 54(5), p. 889-894.
- Sharpton V. L., Burke K, Camargo A., Hall S.A., Lee S., Marin L., Suarez G., Quezada J.M., Spudis P.D., y Urrutia-Fucugauchi J., 1993. Chicxulub multiring impact basin: Size and other characteristics derived from gravity analysis. *Science* 261, p. 1564-1567.
- Schlumberger, 1972a. *Log interpretation: V.I. principles*: New York (Schlumberger Ltd.).

- Stinnesbeck W., Keller G., Adatte T., Harting M., Stüben D., Istrate G., y Kramar U., 2004, Yaxcopoil-1 and the Chicxulub impact, *Int J. Earth Sci.* 93, p. 1042-1065.
- Tissot B.P., Durand B., Espitalié J., y Combaz A., 1974, "Influence of Nature and Diagenesis of Organic Matter in Formation of Petroleum", *AAPG Bulletin*, 58(3).
- Tissot B.P., y Welte D.H., 1984, *Petroleum Formation and Occurrence*, AAPG Bulletin, 666 pp.
- Tuchscherer M.G., Reimold W.U., Koebler C., Gibson R.L., 2004, Major and trace element characteristics of impactites from the Yaxcopoil-1 borehole, Chicxulub structure, Mexico, *Meteorit. Planet. Sci.*, 39(6), p. 955-978.
- Tucker M.G., 1981, *Sedimentary Petrology: An Introduction*, *Geoscience Tests Vol.3*, 252 pp.
- Tucker M.G., 2003, *Petrología Sedimentaria*, Universidad de Durban, 261 pp.
- Urrutia-Fucugauchi J., Marin L., y Trejo-Garcia A., 1996, UNAM scientific drilling program of the Chicxulub impact structure-evidence for a 300-km crater diameter. *Geophysical Research Letters* 23, p.1516–1568.
- Urrutia-Fucugauchi J., Morán-Zenteno D., Sharpton V. L., Buffler R., Stöffler D., y Smit J. 2001. The Chicxulub Scientific Drilling Project. *Infraestructura científica y desarrollo tecnológico 3*. México City: Instituto de Geofísica, Universidad Nacional Autónoma de México. 45 pp.
- Urrutia-Fucugauchi J., Morgan J., Stöfler D., y Claeys P., 2004, The Chicxulub Scientific Drilling Project (CSDP). *Meteorit. Planet. Sci.*, 39(6), p. 787-790.
- Urrutia-Fucugauchi J., Camargo-Zanoguera A., Pérez-Cruz L., y Pérez-Cruz G., 2011, The Chicxulub multi-ring impact crater, Yucatán carbonate platform, Gulf of Mexico, *Geofísica Internacional*, 50(1), p. 99-127.
- Urrutia-Fucugauchi J., Pérez-Cruz L., y Camargo-Zanoguera A., 2013, Oil exploration in the Southern Gulf of Mexico and the Chicxulub impact; *Geology Today*, Vol. 29, No. 5, September–October 2013, p. 182-189.
- Velasco F., y Verma S.P., 1996a. El análisis químico de materiales geológicos. *Educ. Quim.*, 7, p. 180-184.
- Wohlgemuth L., Bintakis E., Kück J., Conze R., Harms U., 2004, Integrated Deep Drilling, coring, downhole logging, and data management in the Chicxulub Scientific Drilling Project (CSDP), Mexico, *Meteorit. Planet. Sci.*, 39(6), p. 791-797.
- Wyllie R.J., Gregory A.R., y Gardner H.F., 1958, An experimental investigation of factors affecting elastic wave velocities in porous media: *Geophysics*, 23, p. 459-493.

Bibliografía

- Akbar M., Vissapragada B., Alghamdi A.H., Allen D.H., Cornegre A., Dotta D., Olesen J.R, Chourasiya R.D., Logan D., Stiet D., Netherwood R., Rusell S.D., y Saxena K., 2001, Evaluación de los yacimientos carbonatados, *Oilfield Review*, p. 20-43.
- Avaatech XRF Core Scanner, 2007, XRF Core Scanner User Manuals, 71 pp.
- Bassiouni Z., 1994, Theory, measurement, and interpretation of well logs, SPE Textbook series vol. 4, 372 pp.
- Bratton T., Viet C.D., Van Q.N., V. Duc N., Gillespre P., Hunt D., Li B., Marcinew R., Satyaki R., Montaron B., Nelson R., Schuderbek D., y Sonneland L, 2000, La Naturaleza de los Yacimientos Naturalmente Fracturados, *Oilfield Review*, p. 4-25.
- Canales-García I., Urrutia-Fucugauchi J., y Aguayo-Camargo, 2018, Seismic imaging and attribute analysis of Chicxulub Crater central sector, Yucatán Platform, Gulf of México, *Geología Acta*, 16(2), p. 215-235.
- Golfo de México–Cuencas del Sureste-Aguas Someras, 2014, CNH.
- Lozano–Santa Cruz R., Verma S.P., Girón P., Velasco F., Morán–Zenteno D., Viera F., y Chávez G., 1995. Calibración preliminar de fluorescencia de rayos–X para análisis cuantitativo de elementos mayores en rocas ígneas: *Actas INAGEQ*, 1, p. 203–208.
- Meléndez-Pizarro C.O., y Camacho Dávila A.A., 2009, Espectrometría de fluorescencia de rayos X, *Aventuras del pensamiento*, p- 1-4.
- Padilla-Sixto R., Pacheco-Gutiérrez C.A., y Reyes-G. S., 2004, Integrated Dynamic and Static Characterization for a Mesozoic Naturally Fractured Reservoir Located in a Platform – Basin Area in Southeastern Mexico, *SPE 92197*, p. 1-7.
- Padilla-Sixto R., y Toledo-Piña R., 2013, Evaluación de yacimientos naturalmente fracturados y retos por resolver, *Ingeniería Petrolera*, 53(3), p.138-161.
- Ramírez-Carrillo L.A., 2007, En la ruta del petróleo-impactos de una eventual explotación petrolera en Yucatán, *Plan Estratégico de Mérida, Serie Análisis Urbano No.2*, 534 pp.
- Thermo Fisher Scientific Niton, 2010, XL3 Analyzer-User's Guide, 650 pp.

ANEXO

Imágenes de núcleos del Yax-1

Caja 422: 1410.76 – 1413.42 m



Caja 423: 1413.42 – 1416.33 m



Caja 424: 1416.33 – 1419.07 m



Caja 425: 1419.07 – 1421.83 m



Caja 426: 1421.83 – 1424.73 m



Caja 427: 1424.73 – 1427.32 m



Caja 428: 1427.32 – 1430.27 m



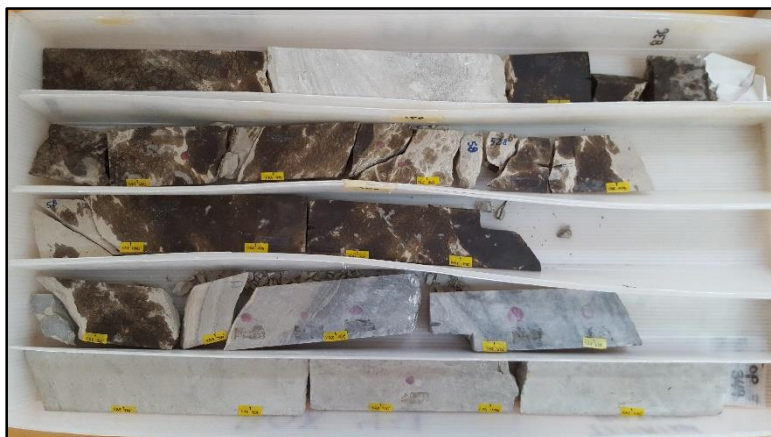
Caja 429: 1430.27 – 1433.02 m



Caja 430: 1433.02 – 1435.85 m



Caja 431: 1435.85 – 1438.42 m



Caja 432: 1438.42 – 1441.28 m



Caja 433: 1441.28 – 1444.11 m



Caja 434: 1444.11 – 1446.69 m



Caja 435: 1446.69 – 1449.58 m



Caja 436: 1449.58 – 1452.26 m



Caja 437: 1452.26 – 1455.07 m

