



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**“MÉTODOS NO CONVENCIONALES PARA
CARACTERIZACIÓN DE CALIZAS Y DOLOMIÁS:
ESTUDIO EN LA PLATAFORMA CARBONATADA
DE YUCATÁN”**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN:

JOSÉ DANIEL SALOMÓN DÁVILA

CLAUDIO VÁZQUEZ SÁNCHEZ



DIRECTOR DE TESIS:
DR. JAIME URRUTIA FUCUGAUCHI

México D.F., Ciudad Universitaria, julio de 2012.



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

ÍNDICE

	Página
LISTA DE FIGURAS	iv
LISTA DE TABLAS	ix
INTRODUCCION	x
CAPÍTULO 1. GENERALIDADES	
1.1. Tipos de Rocas	1
1.2. Rocas Sedimentarias	2
1.3. Clasificación de Rocas Sedimentarias	3
1.4. Propiedades Físicas de las Rocas	8
1.5. Métodos Usados en la Evaluación de Formaciones	13
CAPÍTULO 2. YACIMIENTOS CARBONATADOS	
2.1. Rocas Carbonatadas	17
2.2. Efecto de la Diagénesis en los Yacimientos Carbonatados	20
2.3. Ambientes Diagénéticos	24
2.4. Clasificación de las Rocas Carbonatadas	25
2.5. Importancia de las Rocas Carbonatadas en el Sistema Petrolero	28
2.5.1. El Sistema Petrolero	28
2.5.2. Los Carbonatos como Roca Almacén	30
2.6. Campos de Aceite en Yacimientos Carbonatados	35
2.6.1. Campos Petroleros en Plataformas Carbonatadas	35
2.6.2. Yacimientos Naturalmente Fracturados	36

CAPÍTULO 3. MÉTODOS DE EVALUACIÓN DE FORMACIONES

3.1. Mud Log	46
3.2. Registro Durante la Perforación “MWD”	47
3.3. Toma y Análisis de Núcleos	48
3.3.1. Tipos de Núcleos	50
3.3.2. Factores que Afectan los Núcleos	53
3.3.3. Programa de Extracción de Núcleos	55
3.3.4. Análisis de Núcleos	57
3.4. Registros Geofísicos	60
3.4.1. Tipos de Registros	61
3.4.2. Registros Eléctricos	62
3.4.3. Registros Nucleares	64
3.4.4. Registros Acústicos	69
3.4.5. Registros Magnéticos	70
3.4.6. Otros Registros	72

CAPÍTULO 4. CARACTERIZACIÓN DE CALIZAS Y DOLOMIÁS

4.1. Plataforma Carbonatada Yucatán	74
4.1.1. Clasificación de las Unidades de Terreno por su Origen	75
4.2. Programa de Perforación de la Estructura de Impacto Chicxulub	78
4.3. Pozo UNAM-7: Estudios Previos	79
4.3.1. Litología y Propiedades Magnéticas	81
4.4. Caracterización de Calizas y Dolomías Aplicando Métodos No Convencionales	82
4.5. Estudio de Susceptibilidad Magnética	82
4.5.1. Marco Teórico	82
4.5.2. Descripción de la Herramienta Utilizada	83
4.5.3. Desarrollo del Estudio	83
4.5.4. Ejemplo de Aplicación a Nivel Mundial	85

Índice

4.6. Análisis Geoquímico de los Núcleos	86
4.6.1. Marco Teórico	86
4.6.2. Descripción de la Herramienta Utilizada	86
4.6.3. Desarrollo del Estudio	87
4.6.4. Ejemplo de Aplicación a Nivel Mundial	96
4.7. Análisis Químico	97
4.7.1. Marco Teórico	97
4.7.2. Descripción de la Herramienta Utilizada	98
4.7.3. Desarrollo del Estudio	99
4.7.4. Ejemplo de Aplicación a Nivel Mundial	105
CAPÍTULO 5. INTERPRETACIÓN	
5.1. Desarrollo de la Interpretación	108
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	117
BIBLIOGRAFIA	120

Lista de Figuras

Capítulo 1. Generalidades	Página
Figura 1.1 Ciclo de las rocas	1
Figura 1.2 Ciclo de las rocas sedimentarias	2
Figura 1.3 Componentes terrígenos aportados por ríos.	3
Figura 1.4 Aspecto microscópico de los principales componentes aloquímicos	4
Figura 1.5 Biomicrito	4
Figura 1.6 Diagrama de elementos principales que componen las rocas sedimentarias	5
Figura 1.7 Arenisca	6
Figura 1.8 Caliza	6
Figura 1.9 Lutita	6
Figura 1.10 Dolomía	6
Figura 1.11 Alta porosidad y baja porosidad	8
Figura 1.12 Porosidad intergranular	9
Figura 1.13 Porosidad secundaria	10
Figura 1.14 Saturaciones	11
Figura 1.15 Esquema de permeabilidad	12
Figura 1.16 Mud log en proceso	14
Figura 1.17 MWD	15
Figura 1.18 Núcleos de perforación	15
Figura 1.19 Diagrama esquemático de la toma de núcleos	16

Capítulo 2. Yacimientos Carbonatados	Página
Figura 2.1 Distribución de yacimientos carbonatados en el mundo	17
Figura 2.2 Areniscas de la formación Fish River	18
Figura 2.3 Carbonatos	18
Figura 2.4 Litificación	22
Figura 2.5 Dolomitización	24
Figura 2.6 Esquema matriz, clastos, porosidad y cemento	26
Figura 2.7 Sistema petrolero	29
Figura 2.8 Caliza coquinoide	31
Figura 2.9 Porosidad secundaria intergranular e intragranular	32
Figura 2.10 Distribución mundial de las reservas en carbonatos	36
Figura 2.11 Las cuatro regiones petroleras de México	37
Figura 2.12 Principales campos carbonatados en la Región Marina Noreste	39
Figura 2.13 Principales campos carbonatados en la Región Marina Suroeste	39
Figura 2.14 Principales campos carbonatados en el Activo Altamira	40
Figura 2.15 Principales campos carbonatados en el Activo Veracruz	40
Figura 2.16 Principales campos carbonatados en el Activo Poza Rica	41
Figura 2.17 Principales campos carbonatados del Activo Jujo-Tecominoacán	41
Figura 2.18 Principales campos carbonatados del Activo Bellota-Chinchorro	42
Figura 2.19 Principales campos carbonatados del Activo Luna-Palapa	42
Figura 2.20 Principales campos carbonatados del Activo Múspac	43
Figura 2.21 Principales campos carbonatados del Activo Samaria-Sitio Grande	43
Figura 2.22 Campos carbonatados del complejo Antonio J. Bermúdez	44

Capítulo 3. Métodos de Evaluación de Formaciones	Página
Figura 3.1 Núcleo de perforación (UNAM-7)	49
Figura 3.2 Barril muestreador tipo convencional	51
Figura 3.3 Barrena de diamante	51
Figura 3.4 Factores que afectan a los núcleos	54
Figura 3.5 Tapones de núcleos de perforación	58
Figura 3.6 Análisis total de núcleos	58
Figura 3.7 Núcleo de pared	59
Figura 3.8 Toma de registros geofísicos	60
Figura 3.9 Registro eléctrico	64
Figura 3.10 Registro de Rayos Gamma	68
Figura 3.11 Registros sísmico	70
Figura 3.12 Correlación entre pozos para definir inconformidades	71
Capítulo 4. Caracterización de Calizas y Dolomías	Página
Figura 4.1 Escarpe de Yucatán	75
Figura 4.2 Sección litológica del escarpe de Campeche y plataforma Campeche-Yucatán	77
Figura 4.3 Ubicación del sitio de perforación del pozo UNAM-7	79
Figura 4.4 Columna litológica del pozo Tekax UNAM-7	80
Figura 4.5 Susceptómetro Bartington	83
Figura 4.6 Gráfica de susceptibilidad magnética del pozo UNAM-7 (0-230m)	84
Figura 4.7 Gráfica de susceptibilidad magnética del pozo Jordan-1x	85
Figura 4.8 Ubicación geográfica del pozo La Victoria	86

Lista de Figuras

Figura 4.9	Gráfica de porcentaje de Circonio	88
Figura 4.10	Gráfica de porcentaje de Estroncio	88
Figura 4.11	Gráfica de porcentaje de Zinc	89
Figura 4.12	Gráfica de porcentaje de Cobalto	89
Figura 4.13	Gráfica de porcentaje de Hierro	90
Figura 4.14	Gráfica de porcentaje de Manganeso	90
Figura 4.15	Gráfica de porcentaje de Cromo	91
Figura 4.16	Gráfica de porcentaje de Calcio	91
Figura 4.17	Gráfica de porcentaje de Potasio	92
Figura 4.18	Gráfica de porcentaje de Bario	92
Figura 4.19	Gráfica de porcentaje de Aluminio	93
Figura 4.20	Gráfica de porcentaje de Sílice	93
Figura 4.21	Gráfica de porcentaje de Cloro	94
Figura 4.22	Gráfica de porcentaje de Magnesio	94
Figura 4.23	Gráfica de porcentaje de Vanadio	95
Figura 4.24	Gráfica de porcentaje de Titanio	95
Figura 4.25	Gráfica de porcentaje de Azufre	96
Figura 4.26	Gráfica de COT, Mn, V+Cr, Mo contra profundidad	97
Figura 4.27	Columna estratigráfica pozo UNAM-7 (0-230)	99
Figura 4.28	Pozo UNAM-7, Profundidad: 73.7m	100
Figura 4.29	Pozo UNAM-7, Profundidad: 76.8m	100
Figura 4.30	Pozo UNAM-7, Profundidad: 78.4m	101
Figura 4.31	Pozo UNAM-7, Profundidad: 93.4m	101
Figura 4.32	Pozo UNAM-7, Profundidad: 107.8m	101

Lista de Figuras

Figura 4.33 Pozo UNAM-7, Profundidad: 112.5m	102
Figura 4.34 Pozo UNAM-7, Profundidad: 114.5m	102
Figura 4.35 Pozo UNAM-7, Profundidad: 117.35m	102
Figura 4.36 Pozo UNAM-7, Profundidad: 120.25m	103
Figura 4.37 Pozo UNAM-7, Profundidad: 124.05m	103
Figura 4.38 Pozo UNAM-7, Profundidad: 142.1m	103
Figura 4.39 Pozo UNAM-7, Profundidad: 150.35m	104
Figura 4.40 Pozo UNAM-7, Profundidad: 165.7m	104
Figura 4.41 Pozo UNAM-7, Profundidad: 175.1m	104
Figura 4.42 Mapa del estado de Yucatán	105
Figura 4.43 Descripción litológica de la serie carbonatada y posición estratigráfica	106

Capítulo 5. Interpretación

Página

Figura 5.1 Análisis Químico en Proceso	107
Figura 5.2 Análisis Geoquímico en Proceso	107
Figura 5.3 Gráfica de Porcentaje de Calcio, Sílice y Susceptibilidad Magnética	109
Figura 5.4 Gráfica de Porcentaje de Sílice vs Potasio	110
Figura 5.5 Gráfica de Porcentaje de Sílice vs Aluminio	110
Figura 5.6 Gráfica de Porcentaje de Sílice vs Hierro	111
Figura 5.7 Gráfica de Porcentaje de Calcio vs Magnesio	111
Figura 5.8 Gráfica de Porcentaje de Calcio, Sílice, Magnesio, Aluminio, Hierro y Titanio	112
Figura 5.9 Gráfica de Porcentaje de Calcio, Magnesio y Susceptibilidad Magnética	114
Figura 5.10 Gráfica de Porcentaje de Tinción vs Profundidad	115

Lista de Tablas

Capítulo 1. Generalidades	Página
Tabla 1.1 Principales Diferencias Entre Sedimentos Carbonatados y Silicilásticos	7

Capítulo 2. Yacimientos Carbonatados	Página
Tabla 2.1 Principales Componentes Mineralógicos de las Rocas Carbonatadas	20
Tabla 2.2 Sistema de Clasificación de Rocas Carbonatadas Ideado por Dunham	27
Tabla 2.3 Sistema de Clasificación de Rocas Carbonatadas Propuesto por Folk	27
Tabla 2.4 Comparación de Algunos Sistemas de Clasificación de Rocas Carbonatadas	28
Tabla 2.5 Los Campos Petroleros más Importantes en carbonatos en México	38

Capítulo 4. Caracterización de Calizas y Dolomías	Página
Tabla 4.1 Clases Texturales de Sedimentos en la Plataforma de Yucatán	74
Tabla 4.2 Propiedades Físicas y Químicas del Rojo de Alizarina	98

Capítulo 5. Interpretación	Página
Tabla 5.1 Identificación de Bloques	108
Tabla 5.2 Clasificación de Tipo de Roca	113

INTRODUCCIÓN

La mayor parte de las reservas de hidrocarburos en el mundo están en rocas carbonatadas, en las que se tienen varios de los campos gigantes y supergigantes con alta producción en varias regiones del mundo tal como ocurre en el Golfo de México, Arabia Saudita y el Golfo Pérsico. El estudio de estos yacimientos y las secuencias carbonatadas confrontan dificultades en la caracterización y evaluación de formaciones, análisis de propiedades petrofísicas, procesos de fracturamiento y los controles e influencia de estos factores en las características y comportamiento de los yacimientos.

En esta tesis se presentan los resultados de un estudio de la secuencia carbonatada de la Plataforma de Yucatán. El estudio se realizó en núcleos de perforación del proyecto de perforación científica de Chicxulub. A diferencia de los programas de recuperación de núcleos en proyectos de explotación petrolera que se basa en un muestreo intermitente, este programa incluyó la recuperación continua, lo que permitió un estudio a detalle de las secuencias.

En el capítulo uno, se definen los conceptos básicos fundamentales para la comprensión de este trabajo; entre estos destacan la clasificación de las rocas, propiedades petrofísicas y se mencionan brevemente los métodos que se emplean para la evaluación de formaciones.

En el capítulo dos, se aborda el tema de los yacimientos carbonatados, su importancia en la industria petrolera; así como procesos diagenéticos y dolomitización que ocurren a lo largo de su formación los cuales pueden llegar a afectar las propiedades petrofísicas originales.

En el capítulo tres se hace referencia a los métodos utilizados para la evaluación de formaciones, como lo son los registros durante la perforación, los registros geofísicos, la toma de núcleos. Se hace énfasis en el estudio de los núcleos que son base para el desarrollo de este trabajo.

El capítulo cuatro describe el trabajo llevado a cabo en la nucleoteca del Instituto de Geofísica de la UNAM. En donde se realizaron estudios de susceptibilidad magnética, análisis químico y geoquímico a muestras del pozo UNAM-7; abarcando el intervalo de 0 a 210 (m), perteneciente al programa de perforación científica del cráter Chicxulub ubicado en la plataforma carbonatada de Yucatán. También se describen las nuevas herramientas

que se emplearon para la caracterización de estos núcleos y considerando que parte de los objetivos es la evaluación de las mismas.

En el capítulo cinco se concluye con una interpretación de la información recabada a través de las pruebas realizadas en el laboratorio.

CAPÍTULO 1. GENERALIDADES

La elaboración de modelos de yacimientos y las predicciones realistas dependen de la comprensión de los procesos que crearon o modificaron las formaciones carbonatadas y de la medición de las propiedades de las rocas. El objetivo principal de la evaluación de formaciones es estudiar y describir el sistema roca-fluidos, esto implica un entendimiento claro de las propiedades como litología, porosidad, permeabilidad y saturaciones.

1.1 TIPOS DE ROCAS

Las rocas que constituyen la corteza terrestre, se agrupan en tres clases principales: ígneas, metamórficas y sedimentarias. En la figura 1.1 se muestran los procesos que conectan los tres tipos principales de rocas de la Tierra.

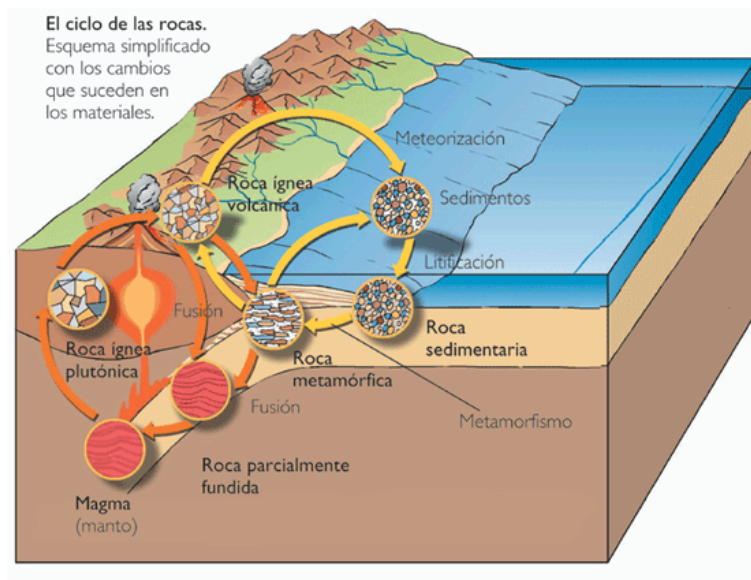


Fig. 1.1 Ciclo de las rocas (Reineck, H. E., Singh, I. B., 1980)

Las rocas ígneas se forman por el enfriamiento y solidificación del material de roca que se encuentra debajo de la corteza terrestre en estado fundido. Pueden ser formadas debajo de la superficie por enfriamiento muy lento o formadas en la superficie de la tierra. En esta categoría se encuentran granitos, dioritas, basaltos, etc.

Capítulo 1. Generalidades.

Las rocas sedimentarias son originadas por mecanismos físicos y químicos a través de los procesos de meteorización, erosión, transporte, precipitación, sedimentación y litificación de sedimentos de rocas preexistentes, también se pueden formar por medios orgánicos.

Las rocas metamórficas originalmente pueden ser ígneas o sedimentarias, sus características originales han sido cambiadas por las acciones de presión, temperatura y otros factores que actuaron sobre ellos dentro de la corteza de la Tierra. Ejemplo de estas rocas son: filitas, esquistos.

1.2 ROCAS SEDIMENTARIAS

Las rocas sedimentarias son formadas por la acumulación de partículas de rocas más antiguas, clastos (pedazos de rocas), granos minerales, precipitación química y biogénica (Fig. 1.2). Son generalmente clasificadas por tamaño de grano, aunque existen esquemas de clasificación más detallados.

Las rocas sedimentarias son descritas usando términos como: redondez, esfericidad y acomodo. También muestran estructuras como la estratificación cruzada y grietas de desecación, las cuales nos pueden dar pistas del ambiente en el cual fueron formadas. Las estructuras geológicas en los afloramientos nos pueden ayudar a saber si la roca fue afectada por movimientos tectónicos.

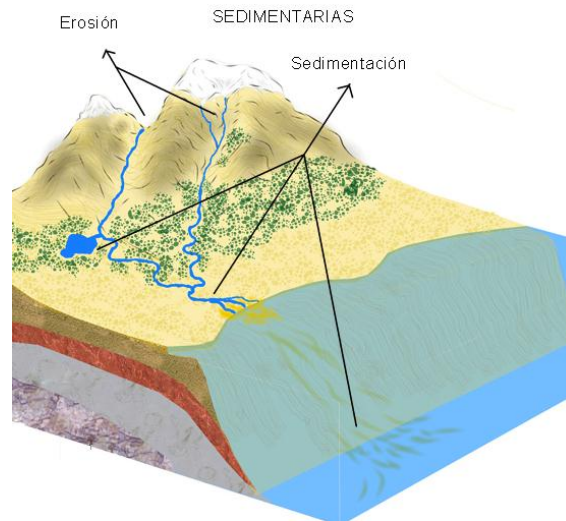


Fig. 1.2 Ciclo de las rocas sedimentarias. (areamineral.com 2008)

Las rocas sedimentarias cubren cerca del 80% de la corteza terrestre con diferentes espesores. Todo nuestro conocimiento de estratigrafía y geología estructural está basado

Capítulo 1. Generalidades.

en estudios de rocas sedimentarias. Un abrumador porcentaje de los depósitos minerales del mundo económicamente rentables, se encuentran en las rocas sedimentarias: petróleo, gas natural, carbón, sal, sulfuro, potasio, yeso, caliza, fosfato, uranio, acero, manganeso, sin mencionar algunas cosas como arenas para construcción, rocas para construcción y arcillas de cerámica.

Estudios de la composición y propiedades de las rocas sedimentarias han sido fundamentales en la interpretación de la estratigrafía, los cuales a su vez han sido pieza clave en la prospección económica de reservas minerales, especialmente en los nuevos depósitos difíciles de localizar. Los estudios de los sedimentos son ejercidos por las compañías petroleras y mineras, a favor de encontrar nuevos yacimientos.

1.3 CLASIFICACIÓN DE ROCAS SEDIMENTARIAS

Los sedimentos consisten en tres componentes principales los cuales pueden mezclarse en cercanas proporciones: componentes terrígenos, componentes aloquímicos y componentes ortoquímicos.

- a) *Los componentes terrígenos:* Son derivados de la erosión en un lugar distinto a la base donde se depositaron, y fueron arrastrados hacia la cuenca como sólidos; por ejemplo: arenas de cuarzo y de feldespato, minerales pesados, minerales arcillosos, clastos de calizas derivadas de otros afloramientos, etc.



Fig. 1.3 Componentes terrígenos aportados por los ríos. (Carpi 2010)

Capítulo 1. Generalidades.

- b) *Constituyentes aloquímicos*: Son aquellas sustancias precipitadas en solución dentro de la cuenca de depositación, las cuales son precipitaciones químicamente anormales porque en general se han movido más adelante como sólidos dentro de la cuenca, tienen un mayor grado de ordenamiento que los simples precipitados. Ejemplos: conchas rotas en su totalidad, oolitos (Fig. 1.4).

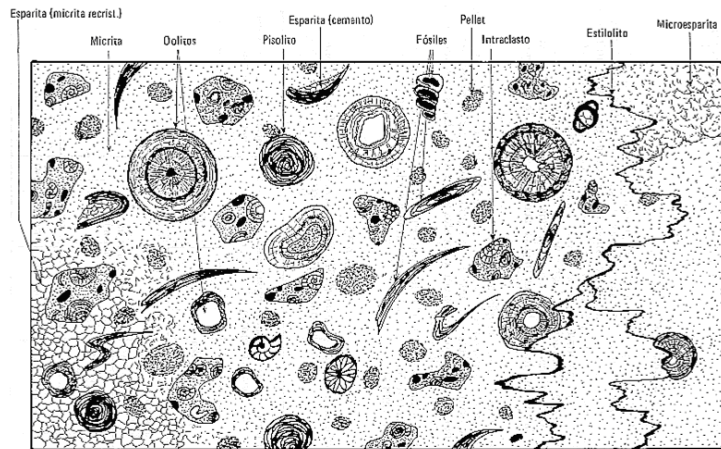


Fig. 1.4 Aspecto microscópico de los principales componentes aloquímicos. (Adams, A.E., MacKenzie, W.S. & Guilford, C. 1984)

- c) *Constituyentes ortoquímicos*: Son precipitados químicos normales, son producidos químicamente dentro de la cuenca y muestran poca o ninguna evidencia de transportación o agregación dentro de entidades más complejas. Ejemplos: calcita microcristalina, probablemente algunas evaporitas, poros repletos de calcita o cuarzo en arenas, reemplazamiento mineral (Fig. 1.5).

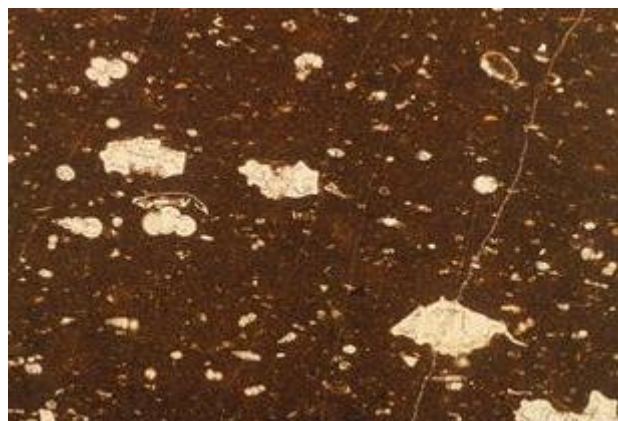


Fig. 1.5 Biomicrito. (Folk 1959)

Capítulo 1. Generalidades.

Las clases (b) y (c) son colectivamente nombradas como constituyentes “químicos”, las clases (a) y (b) son denominadas “fragmentarias”. Algunas personas nombran como “detríticos” o “clásticos” a los componentes “terrígenos”.

Las rocas sedimentarias son divididas en 5 diferentes clases con base en la proporción de tres elementos fundamentales, como se muestra en la figura 1.6:

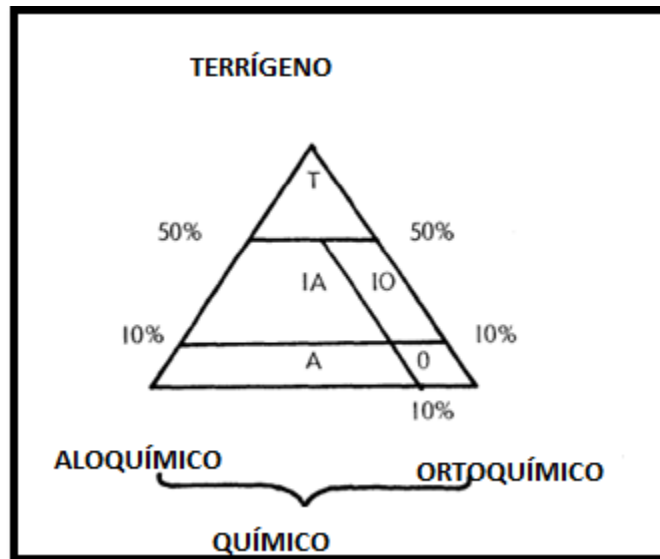


Fig. 1.6 Diagrama de elementos principales que componen a las rocas sedimentarias. (Modificada de Folk 1954)

Las características de la figura 1.6 se describen a continuación:

T) Rocas terrígenas. Ejemplo: la mayoría de lodos, arenas y conglomerados. Componen del 65% al 75% de la sección estratigráfica.

IA) Rocas aloquímicas impuras. Ejemplo: lutitas fosilíferas, arenas fosilíferas o calizas oolíticas. Comprenden del 10% al 15% de la sección estratigráfica.

IO) Rocas ortoquímicas impuras. Ejemplo: calizas arcillosas microcristalinas. Comprenden del 2% al 5% de la sección estratigráfica.

A) Rocas aloquímicas. Ejemplo: fosilíferos, oolíticos, partículas intraclásticas de calizas o dolomías.

O) Rocas ortoquímicas. Ejemplo: calizas microcristalinas o dolomías, anhidrita. Comprenden del 2% al 8% de la sección estratigráfica.

Capítulo 1. Generalidades.

Las rocas sedimentarias pueden ser clasificadas desde el punto de vista de la composición. La gran mayoría de los yacimientos de hidrocarburos se encuentran en rocas clasificadas como clásticas y carbonatadas.

Las rocas clásticas son formadas por fragmentos de rocas preexistentes y minerales que son depositados principalmente por acciones mecánicas desde su agente de transporte con poca o ninguna alteración química. Ejemplo: areniscas y lutitas.

Se define como roca carbonatada a las formadas por carbonatos de calcio y de magnesio precipitados de las aguas marinas por procesos químicos y bioquímicos. Ejemplo: calizas (Fig. 1.8) y dolomías (Fig. 1.10).



Fig. 1.7 Arenisca. (Antonio del Ramo 2001)



Fig. 1.8 Caliza. (Miquel Ramis 2003)



Fig. 1.9 Lutita. (Millan 2010)



Fig. 1.10 Dolomía. (Murch 2009)

A continuación se presenta en la tabla 1.1 una comparación entre sedimentos carbonatados y sedimentos clásticos:

Capítulo 1. Generalidades.

SEDIMENTOS CARBONATADOS	SEDIMENTOS CLÁSTICOS
La mayoría se dan en medios tropicales someros.	No importa el clima, se dan en todas partes y profundidades
La mayoría son marinos.	Continental y marinos.
El tamaño de grano generalmente refleja el tamaño original de las partículas duras calcificadas de los organismos.	El tamaño de grano refleja la energía hidráulica del medio.
A menudo la presencia de lodo calcáreo indica el crecimiento prolífico de organismos cuyas partes calcificadas están constituidas por agregados de cristales de tamaño del lodo	La presencia de lodo indica decantación a partir de suspensión.
El tipo de sedimento ha cambiado a través del tiempo, respondiendo a la evolución de la vida.	La naturaleza de los granos sedimentarios no ha cambiado en el transcurso de los tiempos geológicos.
Los cuerpos arenosos carbonatados de aguas someras, se forman primariamente como resultado de la fijación localizada de carbonato, tanto de origen biológico como fisicoquímico.	Los cuerpos arenosos clásticos de aguas someras, siempre se forman directamente a partir de la interacción de las corrientes y el oleaje.
Las construcciones localizadas de sedimentos modifican el carácter de los ambientes sedimentarios de alrededor, aún sin ser acompañados en origen de alteraciones en el régimen hidráulico	Los cambios en los ambientes sedimentarios son generalmente el resultado de cambios generalizados en el régimen hidráulico.
Normalmente en el fondo marino los sedimentos están cementados.	Los sedimentos permanecen sin consolidarse en el medio de depositación.
La exposición periódica de los sedimentos durante la depositación da lugar a una intensa diagénesis (cementación y recristalización esencialmente)	La exposición periódica de los sedimentos durante la depositación, deja a estos relativamente sin afectar (exceptuando costras endurecidas y paleosuelos)
Las señales de diferentes facies sedimentarias se borran con un metamorfismo de bajo grado.	Las señales de facies sedimentarias sobreviven al metamorfismo de bajo grado.

Tabla 1.1 Principales diferencias de los sedimentos carbonatados y los clastos (Modificada de James y Leeder 1982), (tomada de Arche 1992)

1.4 PROPIEDADES FÍSICAS DE LAS ROCAS

Porosidad

Es el volumen poroso por unidad de volumen de la formación, por lo que corresponde con la fracción del volumen total de una muestra que esta ocupada por poros o espacios vacíos. El símbolo de la porosidad es \emptyset . La porosidad de las formaciones del subsuelo puede variar considerablemente (Fig. 1.11), esta depende de:

- El empaque geométrico, en condiciones ideales, los granos esféricos que son todos del mismo tamaño, dan como resultado las siguientes porosidades:

Cúbico: 47.6%

Rómbico: 39.5%

Hexagonal: 25.9%

- El arreglo, el empaque de granos esféricos de diferentes tamaños (un mal acomodo) reduce la porosidad.
- La cementación por cristalización secundaria de cualquier mineral (cuarzo, calcita, dolomita) reduce la porosidad.
- La angulosidad y grados de redondez, los granos con mayor grado de redondez permiten una mayor porosidad y viceversa.
- La solución de minerales a través de aguas circulantes aumenta la porosidad. Constituye un factor significativo, para el desarrollo de la porosidad en las rocas carbonatadas.

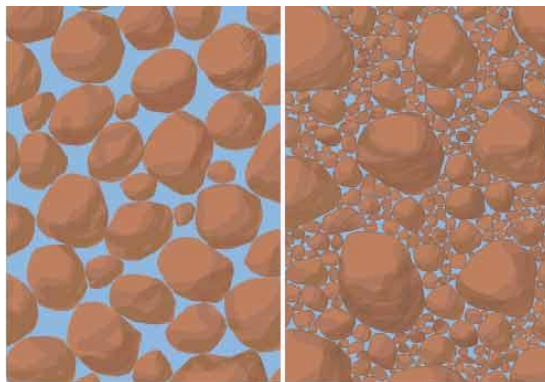


Fig. 1.11 Alta porosidad y baja porosidad. (VanBuskirk 2010)

Capítulo 1. Generalidades.

Porosidad intergranular o primaria

Las porosidades se clasifican de acuerdo a las condiciones físicas del material que rodea a los poros, así como según la distribución y forma de los poros mismos.

En una arena limpia, la matriz de la roca esta compuesta de granos individuales, los cuales son más o menos esféricos y se encuentran empacados de alguna forma donde existen poros entre ellos; esta porosidad se denomina intergranular o porosidad de matriz (Fig. 1.12). Por lo general han perdurado en las formaciones desde la época en que fueron depositados por esta razón se le conoce como porosidad primaria.

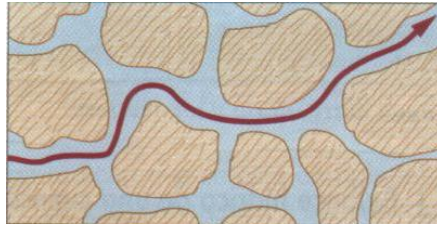


Fig. 1.12 Porosidad intergranular. (Tejero 2008)

Porosidad secundaria

Dependiendo de la forma en que fueron depositadas, las calizas y dolomías pueden tener porosidad intergranular, así como también exhibir una porosidad secundaria la cual se presenta en forma de cavidades de disolución o pequeñas cavernas. La porosidad secundaria es causada por la acción de las aguas de formación o de las fuerzas tectónicas sobre la matriz de la roca después de la depositación. Las aguas que se filtran y que son ricas en minerales pueden dar lugar a depósitos que sellan parcialmente algunos de los poros o canales de las formaciones calizas, reduciendo la porosidad y/o alterando la geometría de los poros.

Si las aguas son ricas en sales de magnesio, al filtrarse a través de la calcita pueden provocar un reemplazo gradual del calcio por el magnesio. Debido a que este reemplazo ocurre átomo por átomo y molécula por molécula, y que el volumen de una molécula de dolomía es 12% menor que la de la calcita, el resultado es un volumen menor de la matriz y un correspondiente aumento en el volumen poroso.

Capítulo 1. Generalidades.

Los esfuerzos que afectan a la formación, también pueden causar redes de fracturas o fisuras, lo cual aumenta el volumen poroso. Por lo general, el volumen de las fracturas es relativamente pequeño; normalmente no incrementan la porosidad de la roca de manera significativa, aunque sí pueden aumentar su permeabilidad.

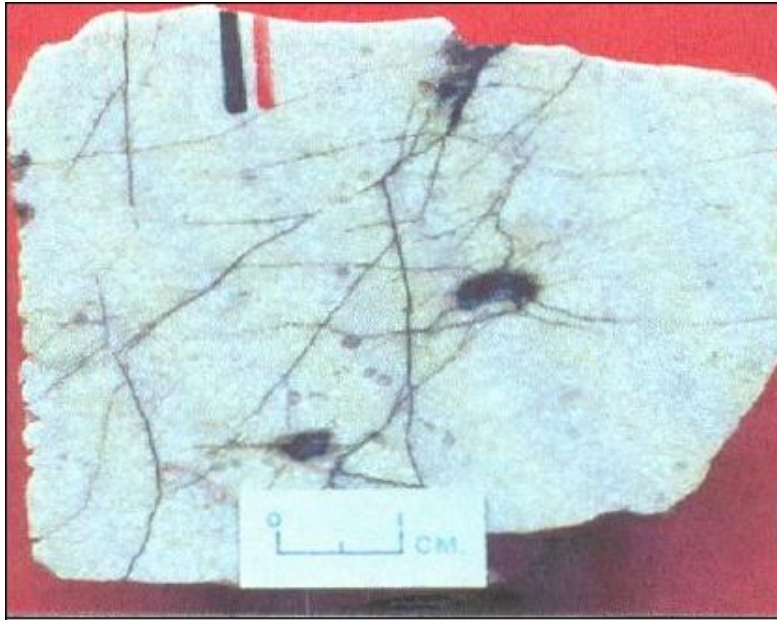


Fig. 1. 13 Porosidad secundaria (*GCAGS Transactions*
Volume 39 1989)

Saturaciones

Generalmente suponemos que el yacimiento estuvo inicialmente repleto de agua y que a lo largo del tiempo, el aceite o gas migraron hacia la formación porosa, desplazando el agua de los poros de mayor tamaño.

A la fracción del espacio poroso ocupado por el agua se denomina “saturación de agua” o S_w , la fracción restante, se denomina “saturación de aceite” o S_o , entonces tenemos que $S_o = (1 - S_w)$. Sin embargo los hidrocarburos que migran nunca desplazan toda el agua intersticial. Existe una saturación de agua irreductible o S_{wi} , representada por el agua retenida por la tensión superficial sobre la superficie de los granos, en el contacto entre

Capítulo 1. Generalidades.

los granos. Su valor varía entre 0.05 (5%) en las formaciones de granos muy gruesos, hasta 0.4 (40%) o más, en las formaciones de granos muy finos con alta superficie específica. A continuación se presenta la fórmula de la saturación de agua en términos de resistividades, las cuales pueden ser obtenidas a partir de registros geofísicos.

$$S_w^n = \frac{R_o}{R_t}$$

Donde:

S_w = Saturación de agua.

R_o = Resistividad del aceite.

R_t = Resistividad de la roca (saturada 100% de agua).

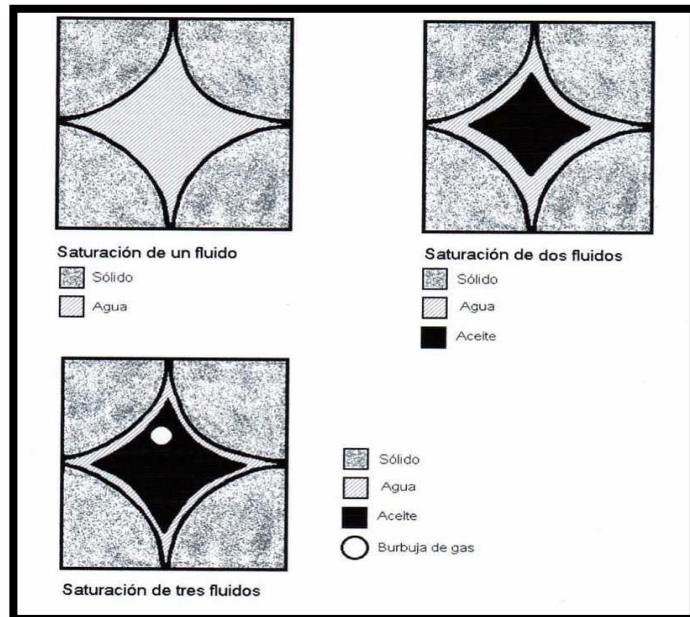


Fig. 1.14 Saturaciones (Manual Registro de pozos CIED-PDVSA 2003)

Capítulo 1. Generalidades.

Permeabilidad

Es la medida de la facilidad con que los fluidos se desplazan a través de una formación. La permeabilidad es una propiedad dinámica para una muestra dada de roca y para un fluido homogéneo, siempre que el fluido no interactúe con la roca misma. La unidad de permeabilidad es el “darcy” y el símbolo de la permeabilidad es k . Para que sea permeable la roca debe poseer poros interconectados o fracturas, por lo tanto, hay una relación de tipo general entre la porosidad y la permeabilidad. Una mayor permeabilidad, generalmente corresponde con una mayor porosidad, aunque esto no siempre constituye una regla absoluta.

El volumen total del espacio poroso interconectado se llama “porosidad efectiva”. En las rocas clásticas, ésta generalmente es igual a la porosidad total o absoluta. La siguiente ecuación de darcy expresa el gasto de aceite a través de un medio poroso y permeable, con unidades prácticas.

$$Q = 1.127A \left(\frac{K \Delta P}{\mu L} \right)$$

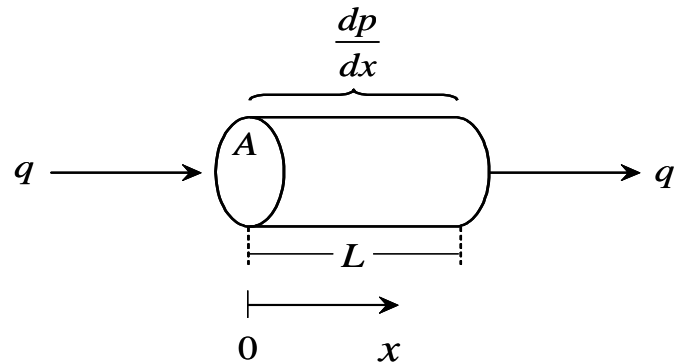


Fig.1.15 Esquema de permeabilidad.(Espinoza 2004)

Donde:

K = Permeabilidad (Darcy)

Q = Gasto de aceite (bls. por día)

ΔP = Diferencial de presión (psi)

L = Distancia recorrida por el fluido (ft)

A = Área transversal (ft²)

μ = Viscosidad (centipoise)

1.4 MÉTODOS USADOS EN LA EVALUACIÓN DE FORMACIONES

La evaluación de formaciones es el proceso que usa las mediciones hechas en un pozo para evaluar las características físicas de las formaciones del subsuelo. Existen una variedad de mediciones in situ que se pueden efectuar para este fin:

- Mud log.
- Registro durante la perforación (MWD).
- Toma y análisis de núcleos.
- Registro en agujero descubierto.

Mud Log

Mud log consiste en un monitoreo continuo hecho durante la perforación de un pozo que incluyen mediciones relacionadas con las operaciones de perforación en sí y las relacionadas con la evaluación de las formaciones. Las mediciones que son de interés para el evaluador de formaciones son:

- Tasa de penetración.
- Detección y análisis del gas presente en el lodo.
- Detección y análisis del gas presente en los recortes.
- Descripción y análisis de los recortes.

En la descripción y análisis de los recortes se efectúa una inspección visual que normalmente determina lo siguiente:

- Litología, algunas veces incluye una calcimetría para determinar la presencia y la relativa concentración de calcitas y dolomitas en las muestras.
 - Color
 - Textura, tamaño de los granos etc.
 - Fósiles.
 - Porosidad aproximada.
-

Capítulo 1. Generalidades.

- Presencia de hidrocarburos (fluorescencia bajo los rayos ultravioletas).

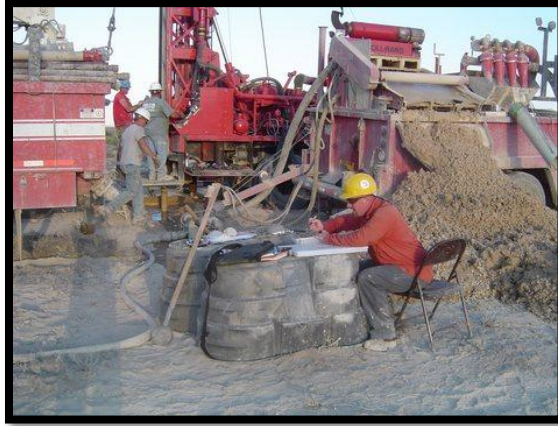


Fig. 1.16 Mud log en proceso. (Citipeek 2011)

Registro durante la perforación (MWD)

Actualmente constituyen los procedimientos de mediciones indispensables en la perforación de pozos direccionales y horizontales, ya que le proporcionan al operador en forma casi inmediata, información sobre la geometría del pozo y las características de las formaciones penetradas por la barrena en ese momento. Los sensores de la sarta contienen una instrumentación que tiene la capacidad de realizar mediciones de algunos de los siguientes parámetros:

- Torque.
- Peso sobre la barrena.
- Presión hidrostática del pozo.
- Temperatura del pozo.
- Desviación del pozo con respecto al vertical.
- Azimut del pozo.
- Rayos gamma natural de la formación.
- Resistividad de la formación.
- Densidad total de la formación.
- Porosidad neutrónica de la formación.

Las primeras seis mediciones son relacionadas directamente con la operación de perforación y las condiciones del pozo. Las últimas cuatro son relacionadas

Capítulo 1. Generalidades.

exclusivamente con las características físicas de la formación. Últimamente se acostumbra a llamar las primeras mediciones como MWD y las últimas como LWD (Logging While Drilling).

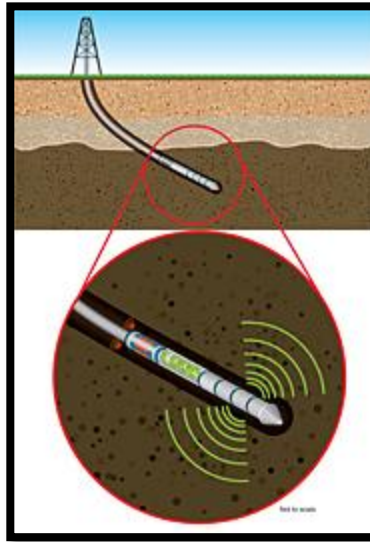


Fig. 1 .17 Herramienta MWD aplicada a pozos direccionales (Horizon Energy 2011)

Toma y análisis de núcleos

Los objetivos de la toma de núcleos son traer muestras de la formación y sus fluidos porales directamente del subsuelo hasta la superficie, preservarlos y transportarlos al laboratorio para su análisis. Los resultados de estos análisis proveen tanto al Ingeniero Petrolero, como al Geólogo información fundamental para la exploración, descripción y explotación del yacimiento.



Fig. 1.18 Núcleos de perforación.(Salomón-Vázquez 2012)

Capítulo 1. Generalidades.

Registro en agujero descubierto

Constituyen el eje central de todos los métodos de evaluación de formaciones. Este es el único método que tiene la capacidad de registrar tantas propiedades de las formaciones para presentarlas en forma continua a lo largo de todo el pozo.

Este método mide las propiedades eléctricas, acústicas y radioactivas de la formación, las cuales son interpretadas y convertidas en propiedades como porosidad, saturación de agua y tipo de roca entre otras.

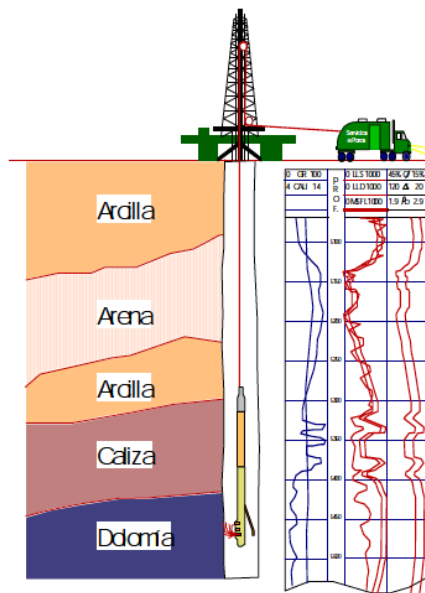


Fig. 1.19 Diagrama esquemático de la toma de registros.(Schlumberger 2004)

CAPÍTULO 2. YACIMIENTOS CARBONATADOS

2.1 ROCAS CARBONATADAS

Una roca sedimentaria que abundantemente contiene hidrocarburos es la caliza. Algunas veces las calizas contienen cantidades sustanciales de magnesio, reemplazando al calcio, y se convierten en dolomías. Se ha convertido en costumbre en el ámbito petrolero llamar a las calizas y dolomías, carbonatos para evitar hacer una distinción.

El primer vestigio de petróleo en rocas carbonatadas fue en Ontario en 1850 y en Ohio e Indiana en 1880. En el año de 1920 los carbonatos del oeste de Texas comenzaron a resaltar por su importancia. Para 1930 y 1940, los grandes campos petroleros de Irán y Arabia Saudita fueron descubiertos en las calizas de Asmari, en el Mioceno y Jurásico, respectivamente. Se ha estimado que más de la mitad de las reservas de hidrocarburos a nivel mundial están en carbonatos (Fig. 2.1), aunque son numéricamente menores que los yacimientos en areniscas.

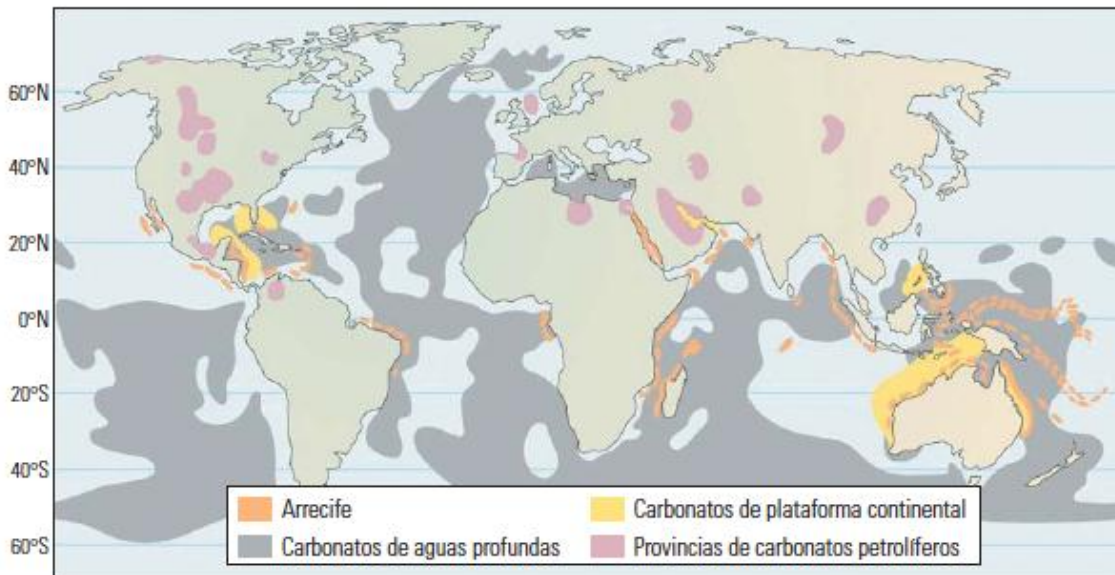


Fig. 2.1 Distribución de Yacimientos Carbonatados en el mundo (Oilfield Review, 2001).

Los carbonatos (Fig 2.3) difieren en muchos aspectos de las areniscas (Fig. 2.2). Son formados principalmente por restos de animales (marinos) y plantas (algas); se encuentran cerca o en el mismo lugar donde se originaron, y no fueron transportados y depositados como las arenas. El carbonato de calcio se puede disolver fácilmente en soluciones acuosas, así que la solución y recristalización de los carbonatos después de su depositación (diagénesis) es muy común. Esta solución origina algunas cavidades que pueden albergar hidrocarburos. Las calizas son mucho más frágiles que las arenas, y como resultado de plegamientos o fallas se pueden romper, dejando fracturas abiertas que sirven como rutas para el flujo de fluidos.



Fig. 2.2 Areniscas de la formación Fish River (ambiental-hitos.org, 2007).



Fig. 2.3 Carbonatos (Díaz, 2010).

El aspecto, composición y textura de estas rocas, son muy variables, haciendo difícil el establecimiento de clasificaciones. Esto procede del hecho de que su formación es resultado de acciones variadas, susceptibles de superponerse unas a otras:

- *Precipitación química "in situ"*: debida a las condiciones del medio (temperatura, concentración del calcio en el agua, presión del CO₂, agitación del agua, etc.), que da lugar esencialmente, a las calizas finas y compactas, dolomías de textura fina y calizas oolíticas.
- *Precipitación bioquímica*: a veces difícilmente separable de la primera, debida a los organismos vivos en las condiciones del medio.
- *Destrucción de rocas calizas preexistentes*: sea cual sea su origen y tipo de sedimentación de los fragmentos, frecuentemente su depósito ocurre a corta distancia de la fuente del material, debido al hecho de la gran solubilidad de los carbonatos que no resisten un transporte muy largo.

- *Modificaciones mineralógicas*: formadas casi al mismo tiempo de la sedimentación o más tardías, provocadas por la circulación de aguas cargadas de sales disueltas y en particular con iones de Mg (dolomitización) o de sílice.
- *Fenómenos de disolución y precipitación*: durante la diagénesis o posteriormente a ella, ocurren variaciones en la composición y proporción del cemento existente entre los elementos originales de la roca.

La mineralogía de las rocas carbonatadas es relativamente sencilla y exhibe un predominio de minerales de calcita (CaCO_3), dolomita ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$) y evaporita, tales como la anhidrita (CaSO_4) y el yeso ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$). (véase Tabla 2.1)

El sepultamiento podría preservar el carbonato de calcio en el lugar en el que se formó, o el material podría ser erosionado o lixiviado, transportado en forma de granos o en solución, y depositado en otro lugar por el agua en movimiento o la reprecipitación.

Las variaciones físicas, biológicas y químicas crean texturas y fábricas de rocas heterogéneas durante y después de la depositación, destruyendo a menudo cualquier relación comparativamente simple que pudo haber existido entre los atributos sedimentarios, la porosidad y la permeabilidad.

Una vez depositados los sedimentos pasan por la diagénesis, es decir, los cambios químicos y físicos posdepositacionales que convierten el sedimento en roca sólida. La diagénesis de los carbonatos puede modificar de manera significativa la permeabilidad y el espacio entre los poros.

Los carbonatos son altamente susceptibles a la disolución; los granos se pueden disolver para formar un nuevo espacio entre poros y la disolución a lo largo de fracturas y planos de estratificación puede producir grandes cavidades. Normalmente, la diagénesis clástica no implica un cambio en la mineralogía, sin embargo, la diagénesis de los carbonatos generalmente implica reemplazar la calcita y aragonita originales por la dolomita mineral, un proceso denominado dolomitización, que puede mejorar las características productoras de los hidrocarburos.

MINERAL	FORMULA	SISTEMA CRISTALINO *subsistema	APARICIÓN
Aragonito 	CaCO ₃	Ortorrómico	En ciertos esqueletos carbonáticos. Es inestable y pasa al polimorfo estable calcita.
Calcita 		Hexagonal *romboédrico	a) En ciertos esqueletos carbonáticos. b) Como lodo (micrita). c) Como cemento (esparita)
Dolomita 	CaMg(CO ₃) ₂	Hexagonal *romboédrico	a) Ampliamente como roca cristalina diagenética. b) También asociada penecontemporáneamente con evaporitas.
Magnesita 	MgCO ₃	Hexagonal *romboédrico	En cantidades pequeñas dentro de las mallas del aragonito y la calcita de origen esquelético (la calcita con más del 5 % de MgCO ₃ se llama magnésica) (High Mg Calcite HMC)
Ankerita (Ferrodolomita) 	Ca(MgFe)(CO ₃) ₂	Hexagonal *romboédrico	Una variedad menor de dolomita.
Siderita 	FeCO ₃	Hexagonal *romboédrico	Encontrada en concreciones y oolitos (esferosideritos)

Tabla 2.1 Principales componentes mineralógicos de las rocas carbonatadas. (tomada de Arche, 1992)

2.2 EFECTO DE LA DIAGÉNESIS EN LOS YACIMIENTOS CARBONATADOS

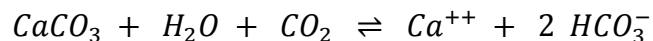
Las rocas carbonatadas incluyen las calizas compuestas en su mayoría de calcita (CaCO₃), y la dolomía compuesta en gran parte del mineral llamado dolomita (CaMg(CO₃)₂). Como yacimientos, los carbonatos son tan importantes como las areniscas, pero su desarrollo y producción presenta diferentes problemas para los ingenieros. El sílice es químicamente más estable que la calcita. Por lo que los efectos de la diagénesis son más marcados en las calizas que en las areniscas.

En los yacimientos de areniscas, el principal problema es establecer las variaciones originales de sedimentación, la elaboración del medio ambiente deposicional y paleografía; por lo que es difícil predecir las variaciones del campo que esta siendo perforado. Los efectos de la diagénesis son generalmente supeditados por las variaciones en la porosidad primaria, mientras que en los yacimientos carbonatados es muy rara esa dependencia.

Cuando se depositan por primera vez, los sedimentos carbonatados son altamente porosos, permeables e inherentemente inestables en el medio ambiente bajo la superficie. Los minerales carbonatados son de esta manera disueltos y reprecipitados para formar calizas, en las cuales la distribución de porosidad y permeabilidad son mayormente secundarias en origen y frecuentemente sin relación a la porosidad primaria. De esta manera, en los yacimientos con carbonatos, solo pueden ayudar los análisis de facies, al desarrollo y la producción de aquellos raros casos donde la alteración de la diagénesis es mínima.

La diagénesis en los carbonatos se presenta en fenómenos como la litificación y la dolomitización.

- *Litificación:* El carbonato de calcio (CaCO_3) es ligeramente soluble en agua, a diferencia del bicarbonato de calcio $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$ que es altamente soluble. Cuando el dióxido de carbono (CO_2) es disuelto en agua, se forma el ácido carbónico (H_2CO_3), el cual cambia el carbonato de calcio a bicarbonato de calcio.



La reacción es reversible, por lo que el carbonato de calcio cristalino puede ser disuelto o precipitado, dependiendo de las condiciones del agua en solución, de esto, que lo más importante es el pH.

La porosidad y la permeabilidad de las rocas carbonatadas, como las de las arenas, son controladas por las corrientes y ondas en los ambientes originales de depositación. Sin embargo, la textura original es bastante alterada por la solución y reprecipitación de carbonato de calcio después del sepultamiento.

Los poros intergranulares son a menudo llenados por calcita cristalina la cual destruye la porosidad. Por otra parte, los limos impermeables son algunas veces convertidos a cristales de dolomita, otorgando una permeabilidad excelente.

Los lodos recientemente depositados consisten en su mayoría de aragonita y calcita rica en magnesio. Las calizas consolidadas se componen de calcita baja en magnesio y algunas veces de dolomita. Los cambios profundos toman lugar poco después del sepultamiento.

Cuando originalmente se depositan, los lodos tienen una porosidad de 50% o más, pero cuando se consolidan en caliza su porosidad generalmente es menor al 2%. Las calizas son formadas por lodos mediante recristalización y los poros son llenados por precipitación de calcita.

Cuando los sedimentos depositados recientemente son expuestos a la atmósfera, el agua fresca entra en los poros y se filtra hacia abajo. Al principio se disuelve la aragonita, pero de manera que se va yendo más profundo, se va saturando y reprecipitando la calcita, llenando así los poros. Debido a que la mayoría de los carbonatos fueron depositados en aguas someras, su exposición a la atmósfera ocurre con frecuencia. Las calizas consolidadas muestran evidencia abundante de solución y reprecipitación, canales irregulares y cavidades.

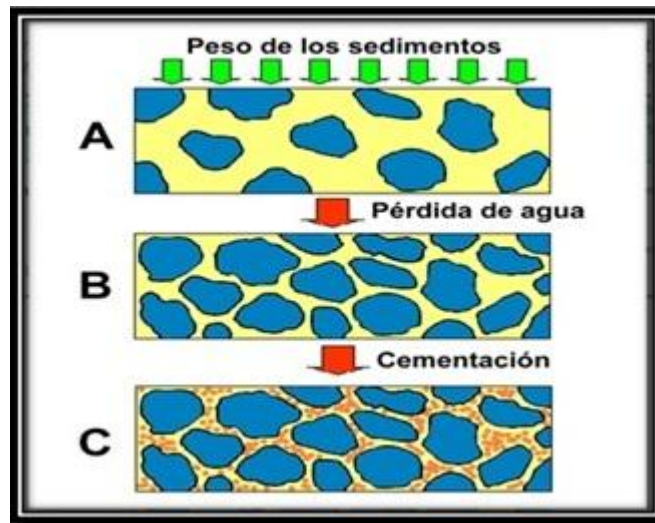


Fig. 2.4 Litificación (Tarbuck 2005).

- *Dolomitización*: Las calizas son a menudo parcial o completamente cambiadas a dolomías. La composición de la dolomita es $(\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2)$ y es cristalográficamente similar a la calcita. Sin embargo, tiene mayor densidad, menor solubilidad en agua,

menor ductilidad y mayor fragilidad. Obviamente las aguas enriquecidas en magnesio se filtran en los depósitos de carbonato de calcio un tiempo después del sepultamiento, dejando un átomo de magnesio y tomando uno de calcio. Usualmente la dolomitización envuelve una recristalización.

Estudios recientes de costas en zonas áridas han propuesto un origen de las soluciones dolomitizadas. La evaporación del agua de mar en lagunas costeras ha creado salmueras, en las cuales se precipita el calcio y el yeso, y son enriquecidas en magnesio. En las costas del Mar Rojo, Bonaire y Australia, estos depósitos se han convertido recientemente de carbonatos de calcio a dolomías.

Friedman (1980) sugirió que los enormes mares epicontinentales del pasado en los que se depositaron carbonatos a profundidades someras, fueron sujetos a periodos de excesiva evaporación. Algunas veces, la evaporación fue tan intensa que el yeso y la sal fueron depositados en mayores volúmenes. La salmuera pudo entonces filtrarse y dolomitizar los carbonatos. Esta teoría es muy aceptada, ya que las dolomías se encuentran siempre en zonas someras, no en cuencas muy profundas y son comúnmente asociadas con evaporitas; como la sal y especialmente con el yeso y la anhidrita.

La dolomitización puede ser mejorada por el fracturamiento, en el campo Petrolero Scipio de Michigan, donde las fracturas son asociadas con una falla. La caliza esta dolomitizada solamente en la vecindad de las fracturas. El incremento de la permeabilidad aparece al incrementarse la dolomitización, probablemente por las soluciones de dolomitización.

El arrecife Leduc en Alberta Canadá, contiene agua que esta en comunicación hidráulica con agua de otros arrecifes y esta dolomitizada. El arrecife Golden Spike, solo a unos kilómetros de distancia no contiene agua y no esta dolomitizado. No hay duda que las dolomías son más porosas y permeables que las calizas, sin embargo no es tan evidente si la dolomitización mejora la permeabilidad o la permeabilidad mejora la dolomitización.



Fig. 2.5 Dolomitización vista desde Lámina delgada (UCM, 2007)

2.3 AMBIENTES DIAGENÉTICOS

Los ambientes diagenéticos se dividen principalmente en submarino y meteórico.

Submarino: Esta zona se caracteriza por situarse debajo de agua netamente marina, sin influencia de agua meteórica, y se puede dividir en dos:

- *Submarino somero:* Aguas someras, donde ocurre micritización, formación de cementos de aragonita, calcita magnésica (micrítico), cementación en climas cálidos, en aguas sobresaturadas de carbonato de calcio.
- *Submarino profundo:* Se produce un cemento criptocristalino de calcita magnésica. Producto de la solución por presión-disolución, cementación de granos así como estilolitos.

Meteórico: Caracterizado por la influencia de agua meteórica que se filtra por los sedimentos. Por lo general ésta se encuentra por arriba de la zona de mezcla y se divide en vadoso y freático:

- *Vadoso:* Arriba del nivel freático, en ambientes de supramarea, arrecife y playa; bajo la influencia de agua meteórica o de olas en la playa. Se caracteriza por contener aire y agua en poros, la aragonita se disuelve en aguas ácidas meteóricas, produciéndose poros entre las partículas o disolviéndolas.

- *Freático (meteórico freático)*: Zona dentro del nivel freático en la que existe agua meteórica en poros. Aquí se genera abundante cemento, ocurre el reemplazo de aragonita por calcita.
- *Marino Freático*: En áreas por debajo de aguas marinas someras («100 m), con sedimentos con agua salada (marina normal) en poros, y se genera cemento de agujas y fibras de aragonita, de calcita magnésica micritica.
- *Zona Mixta*: Esta zona se encuentra donde ocurre la mezcla entre el ambiente marino freático y el meteórico freático, produciéndose así un ambiente con agua salobre en los poros de los sedimentos, lo que produce dolomitización y salificación.

2.4 CLASIFICACION DE LAS ROCAS CARBONATADAS

Las rocas clásticas se distinguen por la composición y el tamaño de sus granos, los carbonatos se diferencian por factores como la textura depositacional, los tipos de grano o de poro, la composición de la roca, o la diagénesis. Diversos esquemas de clasificación han sido aplicados a las rocas carbonatadas, los de Dunham y Folk son quizás los más conocidos. La clasificación de Dunham enfatiza las texturas deposicionales, mientras que el de Folk comienza con los tipos de granos y su abundancia relativa e incorpora la textura y el tamaño de los granos.

También se utilizan clasificaciones que se centran en las propiedades de los poros para evaluar la calidad del yacimiento. La capacidad de diferenciar las unidades de flujo actuales de las unidades deposicionales originales es cada vez más importante que diferenciar otros aspectos de clasificación, por cuanto el emplazamiento óptimo del pozo depende de cuan bien se comprendan las unidades de flujo actuales.

Las rocas carbonatadas pueden ser subdivididas de acuerdo a:

- a) Composición química y mineralógica; por ejemplo las clasificaciones de Chilingar (1960), Pettijohn (1957) o Fuchtbauer (1959).

- b) Características de la fábrica, relación matriz / cemento y partículas o granos; ejemplos: las clasificaciones de Dunham (1962), Plumley et. al (1962), Leighton y Pendexter (1962).
- c) Parámetros físicos, porosidad; por ejemplo la clasificación de Choquete y Pray (1970).

Casi todos los sistemas de clasificación están basados en características de las rocas carbonatadas en secciones delgadas y muestras de mano, tales como matriz, cemento y partículas; por lo que es importante definir estos términos:

- Partículas: Granos que constituyen los sedimentos derivados de otras rocas, fósiles y de fragmentos de fósiles.
- Matriz: Se define como "la parte de la roca en donde todos los sedimentos aloquímicos y terrígenos se encuentran contenidos" o "el material de grano más fino de una roca", y está constituida principalmente de micrita.
- Micrita: La micrita es calcita microcristalina, matriz de grano muy fino en rocas carbonatadas.
- Cemento: Material químicamente precipitado que rellena poros originalmente vacíos entre los granos de sedimentos, el cual está constituido generalmente mayores de 10 micras y de colores claros, traslúcidos. Originada como cemento rellenando poros o por procesos de neomorfismo de la micrita.

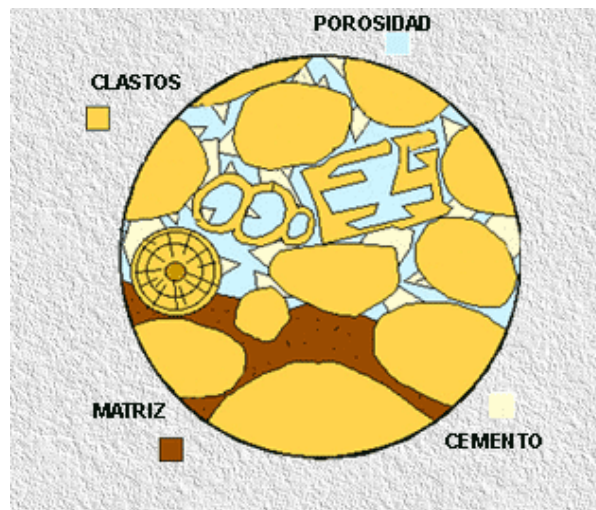


Fig. 2.6 Esquema de matriz, clastos, porosidad y cemento (Griem, 2006).

Aunque existen muchos sistemas de clasificación de las rocas carbonatadas, los esquemas de Dunham (1962) y Folk (1962) son los más usados; el primero tiene como ventaja la identificación y clasificación de las rocas directamente en el campo y la segunda proporciona una subdivisión de las rocas de acuerdo a su textura.

Clasificación de Dunham (1962)					Textura no reconocible
Textura deposicional reconocible					Autóctonas (componentes ligados)
Alóctonas (componentes no ligados durante la depositación)					
- 10% de componentes > 2 mm					
con fango		sin fango			
textura fango sostén	textura grano sostén				
- 10% de granos	+ 10% de granos				
Mudstone	Wackestone	Packstone	Grainstone	Boundstone	Caliza Cristalina

Tabla 2.2 Sistema de clasificación de rocas carbonatadas ideado por Dunham (1962).

Clastos		Folk (1962) modificada	Cristales				
64	CALCIRUDITA	muy gruesa	64	MACROESPARITA	cristalina extremadamente gruesa		
		gruesa			cristalina muy gruesa		
		mediana		1		ESPARITA	cristalina gruesa
		finas			0,5		0,25
16	CALCARENITA	muy gruesa	0,125	SUBESPARITA		cristalina fina	
		gruesa			0,063	0,03	cristalina muy fina
		mediana					0,016
		finas			limo calcáreo	micrita	
4	CALCIPELITA	muy fina	mm				

Tabla 2.3 Sistema de clasificación de rocas carbonatadas propuesto por Folk (1962)

A continuación se presenta un tabla en la cual se mencionan algunos de los sistemas de clasificación que existen para los carbonatos, mencionando sus aplicaciones, ventajas y desventajas:

AUTOR	APLICACIONES	PRELIMINARES CONOCIMIENTOS	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Dunham (1962)	Muestra mano y sección delgada	Tipo de texturas	Rápida identificación en el campo	
Folk (1959-1962)	Sección delgada	Conocimientos del tipo de partículas y matriz	Subdivisión de textura	Algunas subdivisiones son artificiales
Fuchtbauer (1970)	Campo, muestra mano y sección delgada	Conocimientos del tipo de partículas, matriz y cemento	Rápida clasificación	Mezcla descriptiva y conocimiento genético
Leighton and Pendexter (1962)	Campo, muestra mano	Conocimientos del tipo de partículas, matriz	Rápida designación en la roca	Mezcla descriptiva y criterio genético; algunos valores de % son rigurosos
Monty (1963)	Sección delgada	Conocimientos del tipo de partículas		Sistema de nomenclatura y términos complicados
Todd (1966)	Sección delgada	Conocimiento de grano, matriz / cemento textura, composición química	Intento de una clasificación exhaustiva	También involucra análisis de facies
Plumley et. al (1962)	muestra mano y sección delgada	Conocimientos del tipo de textura	Rápida clasificación de tipo genético	Algunos conocimientos son hasta cierto punto cuestionables

Tabla 2.4 Comparación de algunos sistemas de clasificación de rocas carbonatadas. (Tomado de Flugel, 1982).

2.5 IMPORTANCIA DE LAS ROCAS CARBONATADAS EN EL SISTEMA PETROLERO

2.5.1 EL SISTEMA PETROLERO

El análisis de un mapa de repartición de las manifestaciones de petróleo en el mundo, ya se trate de indicios superficiales o de yacimientos de petróleo y gas explotados comercialmente, superpuesto a un mapa geológico, muestra que el petróleo se encuentra en condiciones geológicas muy variadas, tanto en lo que concierne a la edad y naturaleza de los terrenos, como a su posición en el marco tectónico regional. De todas maneras, un análisis más detallado, indica que la existencia de hidrocarburos, y con mayor razón la existencia de yacimientos explotables, está ligada a la asociación de ciertas facies, en un mismo conjunto geológico. Es la presencia de tal asociación, es lo que constituye el llamado Sistema Petrolero (Fig. 2.7).

De una forma más precisa, un Sistema Petrolero se puede definir como un conjunto sedimentario, donde se han encontrado reunidas, las diferentes condiciones necesarias:

- 1.- Para la génesis de los hidrocarburos.
- 2.- Para su circulación por los terrenos.
- 3.- Para su protección a los agentes destructores.
- 4.- Para su acumulación en yacimientos explotables.

Es decir, donde se encuentran reunidas diferentes facies, bien por la presencia de todas ellas, o bien por la interacción de dos o varias de las enumeradas anteriormente, que son responsables de una o varias de las condiciones de existencia de yacimientos.

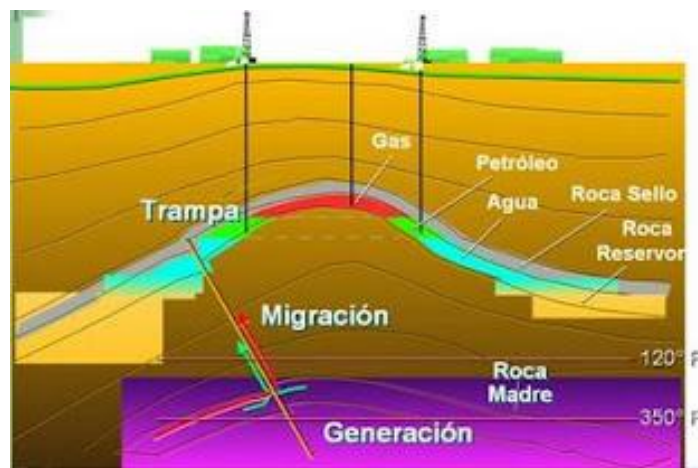


Fig. 2.7 Sistema petrolero (Barrios, 2009).

Las facies correspondientes a las condiciones necesarias para la génesis de hidrocarburos, se designan con el nombre de rocas madre o generadora.

Las rocas almacén, corresponden a las facies favorables para la circulación y acumulación de los hidrocarburos formados, quedando asegurada su protección por la presencia de las facies llamadas rocas de cobertura o sello, que están en contacto directo con las rocas almacén.

Finalmente, la presencia de un trampa donde se realiza la acumulación de petróleo y gas, está igualmente ligada de una manera importante a la interdigitación de las diferentes

facies favorables, acompañada de movimientos tectónicos que juegan un papel importante no solamente por las deformaciones creadoras de trampas, sino también por sus influencias en la sedimentación.

2.5.2 LOS CARBONATOS COMO ROCA ALMACÉN.

La mayor parte de las rocas carbonatadas, pueden contener hidrocarburos explotables. Sus características de porosidad y permeabilidad, pueden ser de origen primario, pero la mayoría de los yacimientos carbonatados, presentan características secundarias resultantes de fenómenos que actúan sobre la roca, después de su litificación.

- *Porosidad y permeabilidad primaria:* Para las calizas, la tendencia a la cementación que reduce el volumen y tamaño de los huecos, juega aquí un papel importante, al ocurrir los fenómenos de solución-precipitación en la calcita de manera muy frecuente.

Es posible distinguir diferentes tipos de huecos en las rocas calcáreas (Holht, 1948), siendo distinto el papel de cada uno en los caracteres del almacén:

- a) Huecos entre partículas detríticas, o parecidas desde el punto de vista de la textura, a partículas detríticas, conglomerados y areniscas con fragmentos de calizas (calciruditas y calcarenitas), calizas oolíticas, etc.
- b) Huecos entre los cristales y según los planos de clivaje de los cristales, en las calizas cristalinas, sea cual sea el tamaño de los cristales de calcita.
- c) Huecos a lo largo de los planos de estratificación, debidos a diferencias en el material depositado, tamaño y acomodo de los cristales.
- d) Huecos en la estructura de los esqueletos de los invertebrados o en el tejido de las algas fósiles.



Fig. 2.8 Caliza coquinoide (Boggetti, 2010).

Las mayores porosidades, aparecen en las calizas coquinoideas, donde se suman los huecos de las conchas y los huecos debidos al carácter clástico de la roca. Las calizas oolíticas, proporcionan igualmente buenas porosidades, así como las calizas construidas por pólipos y algas (calizas productoras del Devónico de Alberta en Canadá).

Las porosidades debidas a los huecos existentes entre los planos de estratificación y a los huecos intercristalinos, son en general poco importantes en lo que concierne a la producción de los almacenes, mientras que por el contrario, la presencia de tales huecos, ofrece un interés considerable, por el hecho de que permiten el paso inicial de las aguas subterráneas a través de toda la masa de la roca caliza, factor esencial de la porosidad y permeabilidad secundarias.

- *Porosidad y permeabilidad secundarias:* Los huecos que confieren a las rocas carbonatadas las características de porosidad y permeabilidad secundarias, y hacen a menudo de estas rocas, excelentes almacenes, pueden agruparse en tres categorías:
 - a) Aberturas y huecos de disolución relacionadas con la circulación de agua.
 - b) Huecos intergranulares, producidos por modificaciones mineralógicas (dolomitización).
 - c) Fracturas o fisuras, sea cual sea su origen.

De estas tres categorías, las dos primeras se encuentran casi exclusivamente en las rocas carbonatadas; la tercera, menos específica, puede aparecer en todas las rocas consolidadas. El fracturamiento reviste sin embargo toda su importancia, en las rocas carbonatadas en el sentido de que no solamente participa por sí misma en la creación del almacén, sino que también abre el camino a la circulación subterránea responsable de la disolución y de una parte de los fenómenos de la dolomitización.

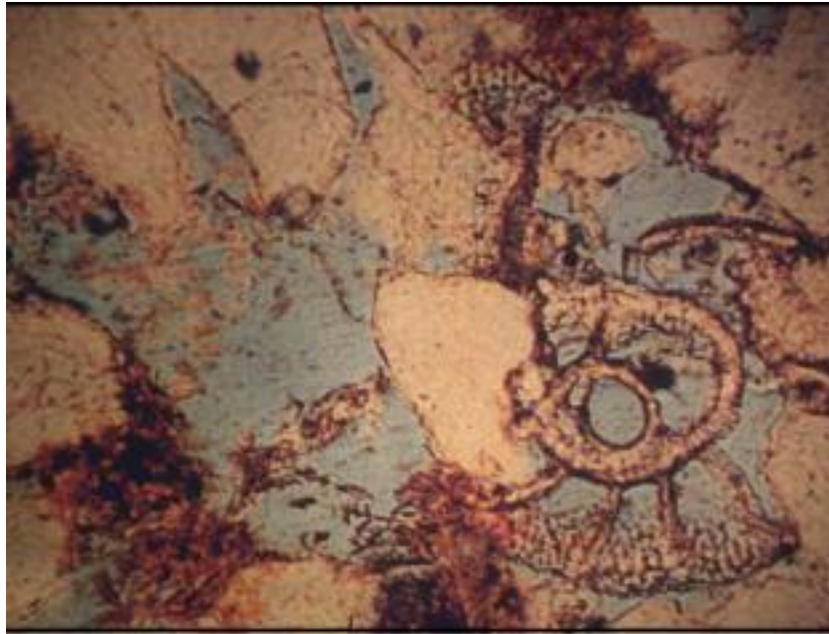


Fig. 2.9 Porosidad secundaria inter e intragranular (Schmidt, 1979).

Los tres tipos de huecos, pueden coexistir en un almacén y superponerse, además, a las características primarias del almacén.

Almacenes producidos por fenómenos de disolución de calizas.

Los fenómenos de disolución en carbonatos, juegan un papel que está lejos de ser despreciable, en formación de almacenes productivos. No es raro encontrar verdaderas cavernas en los yacimientos, aunque es más común encontrar gran cantidad de vórgulos; aunque a menudo, la disolución se ajusta a una fisuración preexistente. La solubilidad del (CaCO_3), es prácticamente nula en el agua marina ya saturada de carbonatos; es muy pequeña en el agua pura (de .0143 a .0198 gramos por litro); pero por el contrario, es notablemente más importante en el agua dulce cargada de CO_2 (Holht, 1948). Sólo esta

última, parece poder realizar una acción suficiente para crear los huecos del gran tamaño observados en rocas almacenadoras calcáreas.

El origen del gas carbónico disuelto en el agua es múltiple:

- Lavado de la atmósfera.
- Descomposición de la materia orgánica en presencia de oxígeno.
- Respiración de las raíces vegetales.
- Reacciones de ácidos orgánicos con los carbonatos.

Estos diferentes orígenes, tienen sin embargo como punto común, estar ligados a influencias continentales, aéreas, lo que explica que la mayor parte de los almacenes productores que presentan porosidad de disolución, estén en estrecha relación con antiguas superficies de emersión.

En el NE de E.U.A. y en Ontario (Canadá), el 90% de los yacimientos que producen a partir de un almacén de este tipo, están situados a menos de 30 m. por debajo de una superficie de discordancia (Murray, 1930). En el campo de Kraft Prusa (Kansas), la dolomía de Arbuckle, no es productiva más que donde ha sido atacada por la disolución, durante la emersión que precedió al depósito de la cobertura Pennsylvania, siendo despreciable la porosidad, en las zonas de alrededor.

Sin embargo, las acciones de disolución, parecen poder intervenir todavía eficazmente, a más de 30 m de profundidad, no estando limitadas más que por la saturación de (CaCO_3) de las aguas de circulación subterránea.

Almacenes formados por modificaciones mineralógicas.

Son esencialmente, los almacenes dolomíticos. Entre las dolomías, las rocas con un mínimo de 50% de dolomita, se pueden distinguir tres tipos principales, que difieren los unos de los otros por su textura y su aspecto. Se designan habitualmente con términos referentes a su modo de formación (G. V. Chilingar, 1956, Inst. Fr. Petr., 1959).

- *Dolomías primarias*: rocas de precipitación química, que se encuentran en una posición estratigráfica bien definida. Están bien estratificadas y asociadas frecuentemente con sulfatos (anhidrita) y margas. Son de grano muy fino, no sobrepasando los cristales de dolomita, las 20 micras y su porosidad es nula.

- *Dolomías diagenéticas o penecontemporáneas*: que son resultado de una transformación de la calcita en dolomita, antes de la consolidación total del sedimento; se presentan en lechos o lentejones de estratificación masiva y su grano es igualmente fino, con baja porosidad.
- *Dolomías epigenéticas*: que son resultado de la transformación de una caliza ya litificada. Aparecen en forma de masas irregulares, a menudo de “chimeneas” o en forma de “hongos” sin estratificación y asociadas frecuentemente con fracturas. Los cristales son de tamaño variable y frecuentemente bastante voluminosos (50 a 1500 micras), visibles a simple vista; presentan una porosidad importante y pueden constituir excelentes rocas almacenadoras.

La porosidad de este último tipo de dolomías, se explicaría por el hecho de que la transformación molecular de la calcita en dolomita por sustitución de una parte de los iones de Ca^{++} , por iones Mg^{++} , viene acompañada de una contracción que reduce el volumen del conjunto en una proporción de 12 a 13%.

La porosidad se acentúa aún por la circulación de agua permitida y facilitada por la contracción de los cristales. La calcita, más soluble que la dolomita, es eliminada más rápidamente dejando en su lugar un conjunto comparable a una arenisca.

Los yacimientos que producen de un almacén dolomítico, son numerosos en las cuencas de sedimentación carbonatada, donde es frecuente que la dolomitización haya jugado un papel importante. El yacimiento de Parentis en Aquitania, presenta un almacén muy dolomitizado, formado por un sistema de fracturas perpendiculares al eje de la estructura. Otro ejemplo clásico de dolomitización en “chimenea” que crea un almacén y trampa aparece en el yacimiento de Deep River (Michigan).

Almacenes debido a fracturamiento.

Una gran parte de las calizas productoras debe sus caracteres de almacén al fracturamiento; de todas formas, el fenómeno es específico de las rocas carbonatadas y puede encontrarse en todas las rocas compactas. Una secuencia sedimentaria fracturada puede definirse como una roca de la cual no se podría obtener ninguna producción de

petróleo o gas, o esta sería muy pequeña, si no existieran fracturas (K. Hubbert y otros 1955).

En las rocas fracturadas pueden aplicarse dos categorías principales de roca almacén:

- *Las rocas que poseen una porosidad intergranular o de matriz despreciable y donde el fracturamiento origina a la vez, la porosidad y permeabilidad.*

A esta categoría se refieren, por ejemplo, las calizas de Globigerinas del Cretácico Superior, productivas en Ain Zalah en Irak, cuya porosidad de matriz, varía de 0 a 11% y cuya permeabilidad es nula. La producción se debe únicamente a las fracturas. Los pozos secos no proporcionan ni petróleo, ni gas, ni agua. Corresponden siempre a zonas donde no se ha observado ninguna traza de fracturamiento y los ensayos de estimulación por fracturamiento artificial y acidificación, no han dado resultado (E. J. Daniel, 1954).

- *Las rocas que poseen una porosidad intergranular conveniente, donde el fracturamiento produjo solamente la permeabilidad necesaria para una producción rentable.*

Este es el caso donde la presencia de fracturas juega un papel real, pero donde la roca constituida por caliza detrítica, más o menos dolomitizada, presenta una porosidad (alrededor del 20%) y permeabilidad (40 a 75 md) de matriz para nada despreciables.

2.6 CAMPOS DE ACEITE EN YACIMIENTOS CARBONATADOS

2.6.1 CAMPOS PETROLEROS EN PLATAFORMAS CARBONATADAS.

Existen enormes áreas que son cubiertas por plataformas carbonatadas, como las de la cuenca de Williston. La mayoría de las plataformas carbonatadas son mitríticas y de baja permeabilidad. En ciertas zonas, probablemente donde el agua fue somera y agitada por corrientes se desarrollaron oolítas. El agua se hizo más somera con el tiempo por que la producción de carbonatos se incremento cerca del nivel del mar.

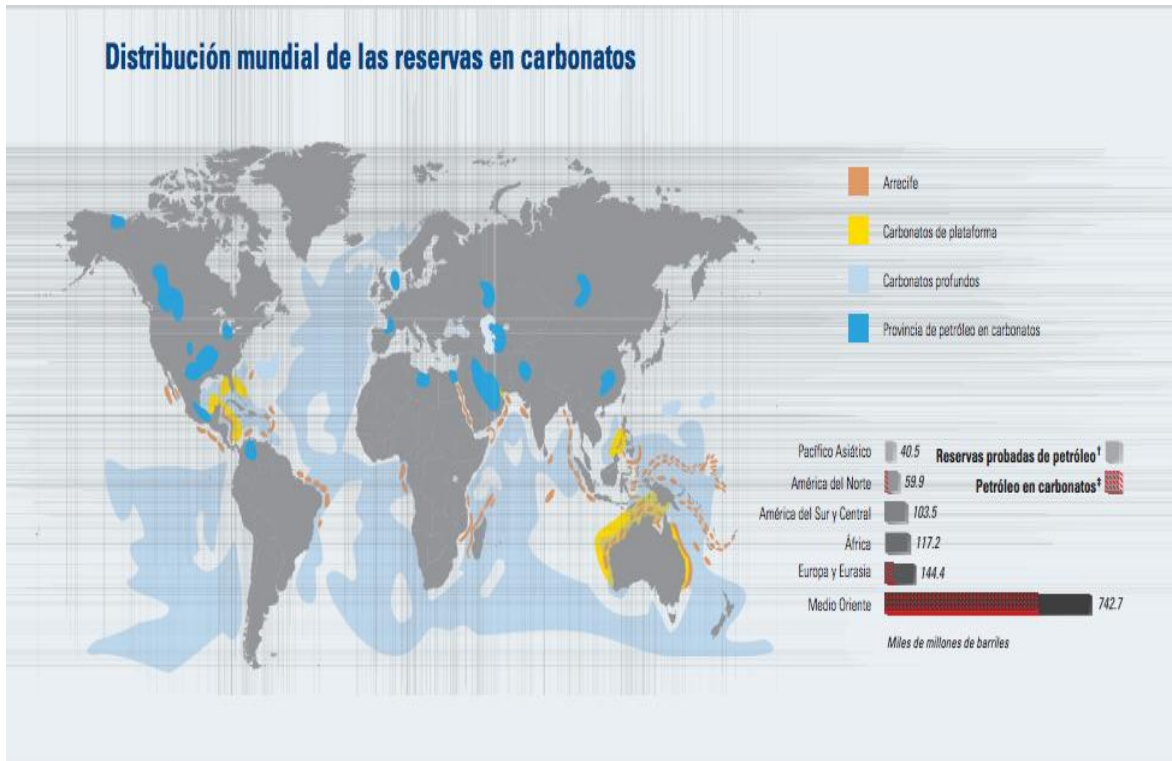


Fig. 2.10 Distribución mundial de las reservas en carbonatos (Schlumberger, 2006).

El campo Ghawar en Arabia Saudita es el campo petrolero más grande del mundo. Sus reservas recuperables nunca han sido publicadas pero hay certeza de que tiene más de 70 billones de barriles; el aceite se encuentra en calizas de plataforma. La formación Jurásica Arab consiste en cuatro principales ciclos de depositación y desecación nombrados A,B,C,D. Cada zona comienza con calizas marinas y sellado por anhidritas.

2.6.2 YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.

Cuando los estratos de carbonatos son flexionados como ocurre en la cima de una estructura anticlinal, son fracturados. Dentro de un ambiente tectónico compresional como los que originan una cabalgadura, las fracturas están estrechamente cerradas y manifiestan poca porosidad. Cuando la secuencia es deformada bajo un ambiente de tensión, como lo es en el límite del bloque de la falla, en el basamento, fracturas amplias y fluyentes se desarrollan; incluso entonces, rara vez las fracturas proveen porosidades mayores al 1% del volumen de roca. El mejor yacimiento del tipo fracturado también posee porosidad intersticial en los bloques sólidos entre las fisuras. Esto es llamado porosidad de matriz. El principal efecto de las fracturas es el de proveer canales para el

flujo de fluidos, aún si la matriz tiene una permeabilidad de 10 md o menor, los pozos producirán cientos de barriles por día, si hay abundantes fracturas.

En México, más del 80% de la producción de hidrocarburos proviene de los yacimientos naturalmente fracturados en carbonatos, el 20% se encuentra en cuerpos arenosos; para ubicarlos mejor, se presenta un mapa de las cuatro regiones productoras ;así como la tabla 2.5 que muestra los principales campos en carbonatos en el país:



Fig. 2.11 Las cuatro regiones petroleras de México (PEMEX, 1999).

Capítulo 2. Yacimientos Carbonatados

REGIÓN	ACTIVO	CAMPOS
Marina Noreste	Cantarell	Akal
		Nohoch
		Chac
		Kutz
		Ek-Balam
Marina Suroeste	Ku-Maloob-Zaap	Ek-Balam
		Ixtoc
		Ku-Maloob-Zaap
		Abkatún- Pol-Chuc
		Abkatún
Norte	Litoral de Tabasco	Pol
		Chuc
		Caan
		Ixtal
		Taratunich
		Batab
		May
		Och, Uech y Kax
		Yum
		Boluntiku
		Sinán
		Citam
		Ayín
		Alux
		Yaxché
Sur	Altamira	Arenque
		Tamaulipas-Constituciones
		Veracruz
		Cópite
		Mata Plonche
		Macayucan
		Miralejos
		Angostura
		Novillero
		Poza Rica
		Poza Rica
		San Andrés
		Santa Agueda
		Jujo-Tecominoacán
		JujoTecominoacán
Eden-Jolote		
Jacinto		
Paredón		
Complejo Antonio J. Bermúdez	Bellota-Chinchorro	Bellota
		Chinchorro
		El Golpe
		Mora
		Yagual
		Cárdenas (JSK)
		Palangre
		Luna-Palapa
		Luna-Palapa
		Sen
Caparroso-Pijje-Escuintle		
Complejo Antonio J. Bermúdez	Múspac	Múspac
		Carmito
		Catedral
		Chiapas-Copanó
		Giraldas
		Agave
		Samaria
		Samaria
		Sitio Grande
		Sitio Grande
Cactus, Nispero y Río Nuevo		
Complejo Antonio J. Bermúdez	Complejo Antonio J. Bermúdez	

Tabla 2.5 Los campos petroleros más importantes en carbonatos en México (PEMEX, 2005).

Capítulo 2. Yacimientos Carbonatados

- *Región Mariana Noreste:* los principales campos carbonatados en el activo Cantarell, son: Akal, Nohoch-Chac, Kutz ; del activo Ek-Balam, son: Ek, Balam, Ixtoc; del activo Ku-Maloob-Zaap, son : Ku, Maloob, Zaap.

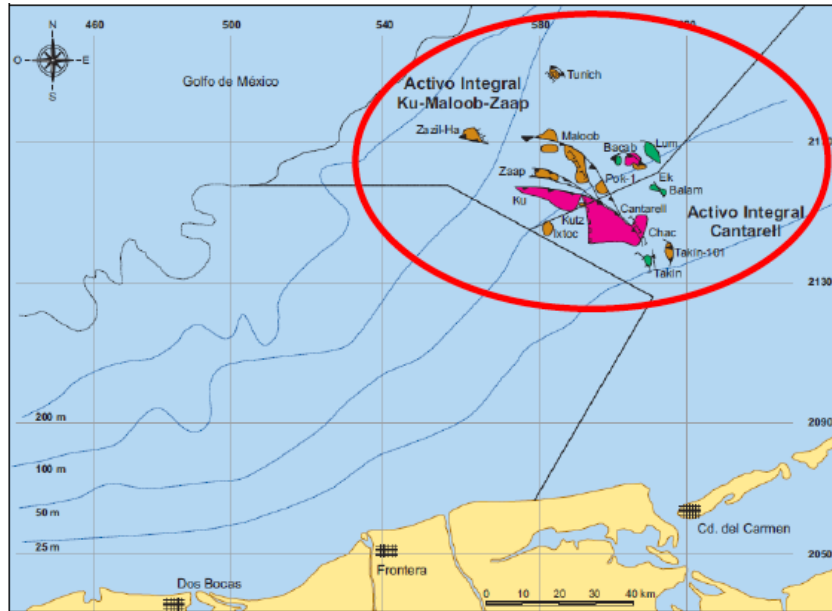


Fig. 2.12 Principales campos carbonatados en la Región Marina Noreste (PEMEX, 2008).

- *Región Marina Suroeste:* los principales campos carbonatados en el activo Abkatún-Pol-Chuc, son: Abkatun, Pol, Chuc, Taratunich, Batab, Ixtal; y del activo Litoral de Tabasco: May, Och, Uech, Kax, Yum, Bolontiku, Sinán, Citam, Ayin, Yaxché.

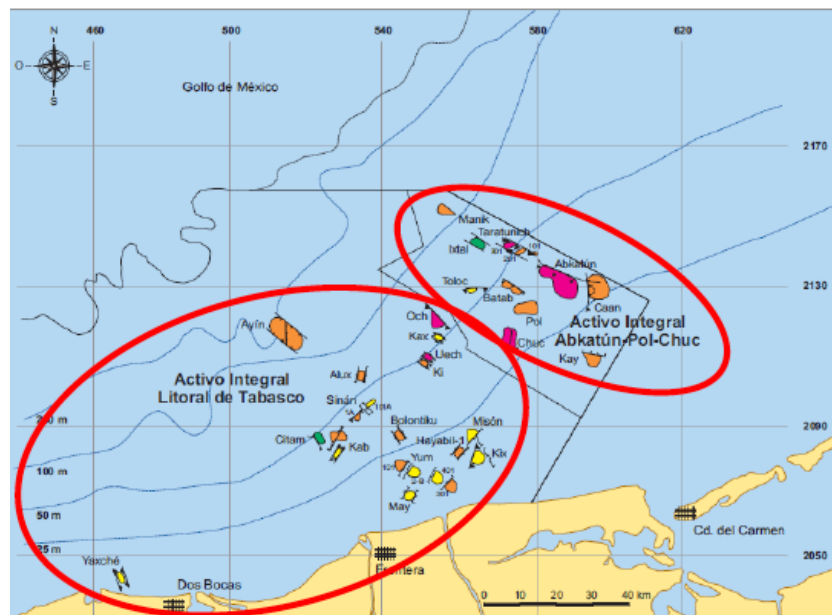


Fig. 2.13 Principales campos carbonatados en la Región Marina Suroeste (PEMEX, 2008).

Capítulo 2. Yacimientos Carbonatados

- *Región Norte:* los principales campos de carbonatos fracturados en el activo Altamira, son; Arenque y Tamaulipas-Constituciones.

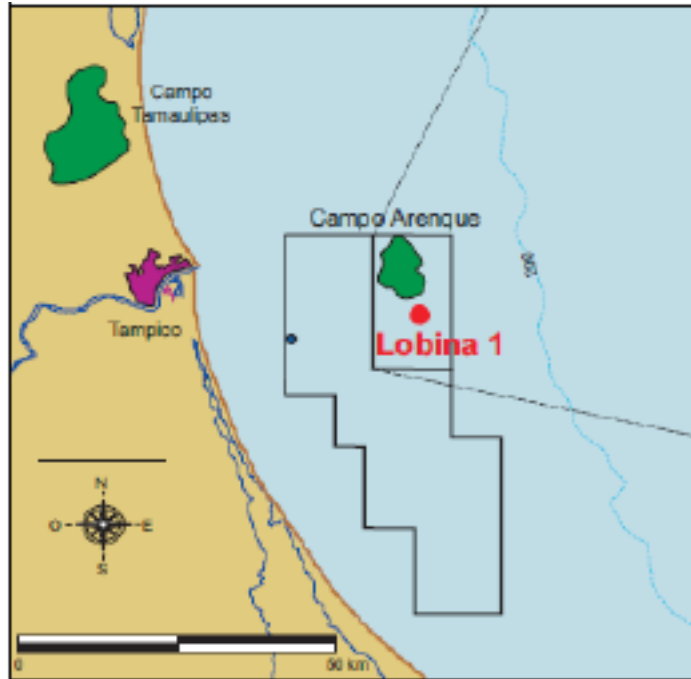


Fig. 2.14 Principales campos carbonatados en el activo Altamira (PEMEX, 2004).

En el activo Veracruz encontramos los campos: Cópite, Mata Pionche, Macayucan, Miralejos, Angostura, Novillero.



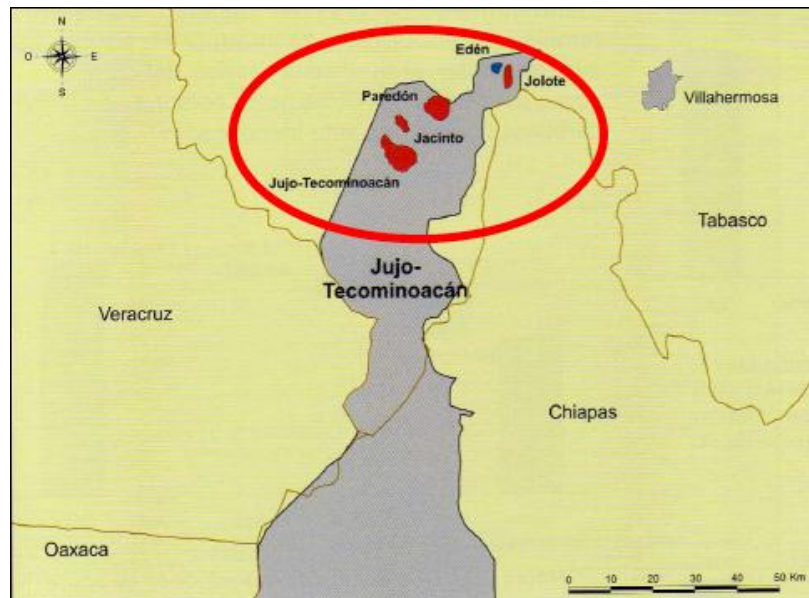
Fig. 2.15 Principales campos carbonatados en el activo Veracruz (PEMEX, 2004).

Capítulo 2. Yacimientos Carbonatados

Dentro del activo Poza Rica los principales campos en carbonatos fracturados, son: Poza Rica, San Andrés y Santa Águeda.



- *Región Sur*: los principales campos en carbonatos fracturados del activo Jujo-Tecominoacán, son: Jujo-Tecominoacán, Eden, Jolote, Jacinto, Paredón.



Capítulo 2. Yacimientos Carbonatados

En activo Bellota-Chinchorro se tienen los campos: El Golpe, Yagual, Chinchorro, Bellota, Mora, Cárdenas y Palangre.

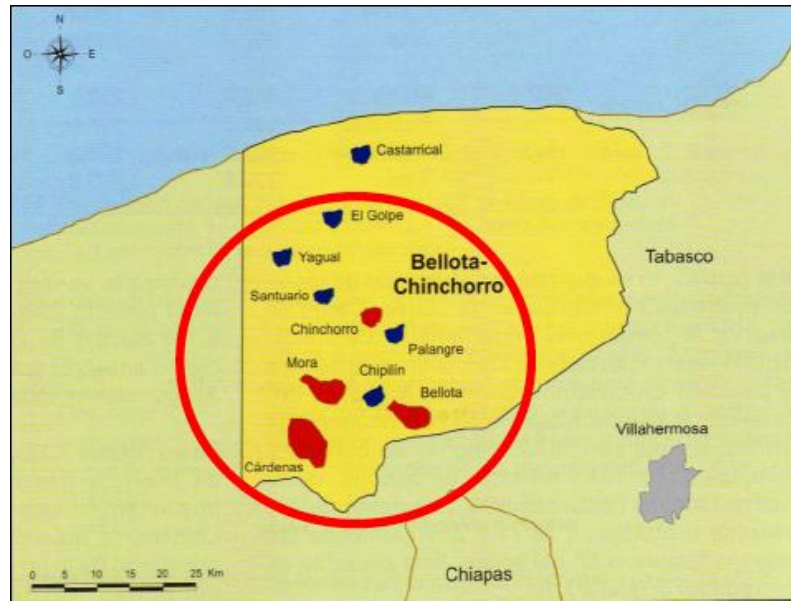


Fig. 2.18 Principales campos en carbonatos del activo Bellota-Chinchorro (PEMEX, 1999).

Los principales campos de carbonatos fracturados en el activo Luna-Palapa, son: Luna-Palapa, Sen, Caparroso, Pijje, Escuintle.



Fig. 2.19 Principales campos en carbonatos del activo Luna. Palapa (PEMEX, 1999).

Capítulo 2. Yacimientos Carbonatados

Los principales campos carbonatados fracturados en el activo Múspac, son: Múspac, Camito, Catedral, Chiapas, Copanó, Girdaldas y Agave.

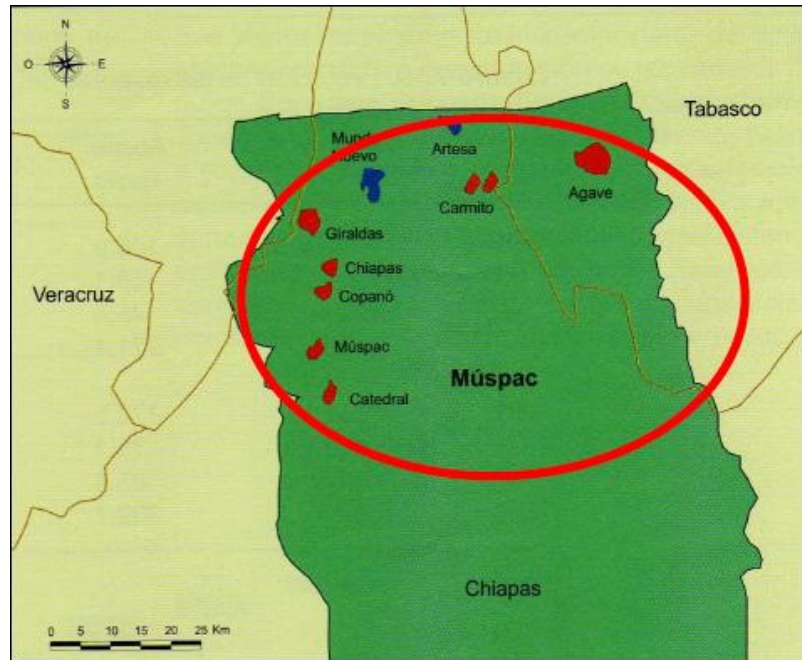


Fig. 2.20 Principales campos en carbonatos del activo Múspac (PEMEX, 1999).

Los principales campos en carbonatos fracturados en el activo Samaria-Sitio Grande, son: Samaria, Sitio Grande, Cactus, Níspero, Río Nuevo.

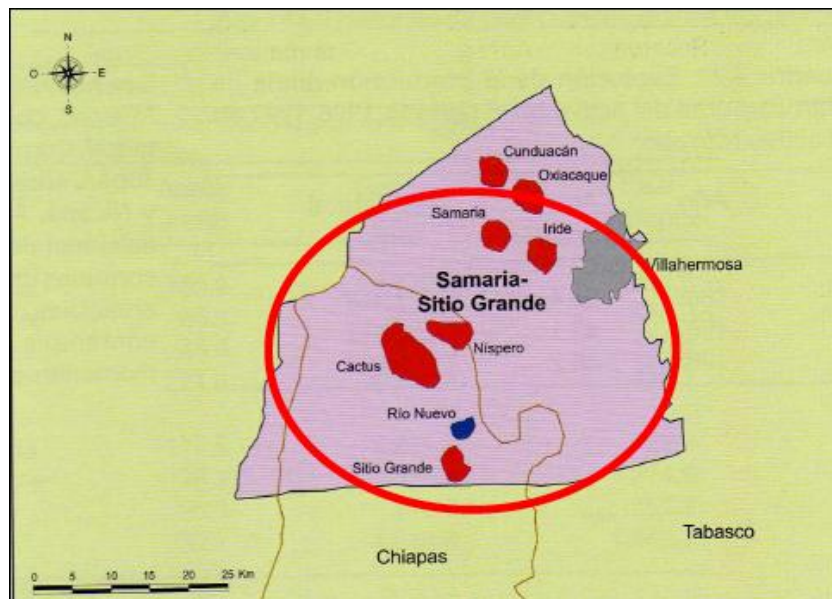


Fig. 2.21 Principales campos en carbonatos del activo Samaria-Sitio Grande (PEMEX, 1999).

Capítulo 2. Yacimientos Carbonatados

Los campos carbonatados del complejo Antonio J. Bermúdez se me muestran en la figura 2.22.

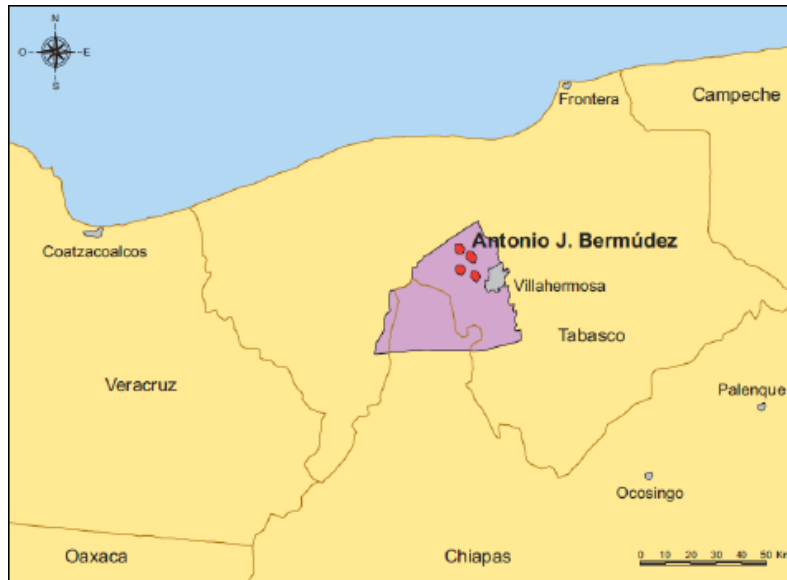


Fig. 2.22 Campos carbonatados del complejo Antonio J. Bermúdez (PEMEX, 1999).

CAPÍTULO 3. MÉTODOS DE EVALUACIÓN DE FORMACIONES

La evaluación de formaciones es el proceso en el cual se utilizan mediciones a boca de pozo para estimar las características de las formaciones. Esto aplica a varias áreas de la ingeniería donde son requeridas diferentes propiedades. La evaluación de formaciones representa un gasto considerable de dinero cada año, se estima que un 20% del costo total de cada pozo, es destinado a la evaluación de formaciones. Una amplia variedad de mediciones están disponibles para valorar formaciones. Estas mediciones se pueden agrupar en cuatro categorías:

- *Registros durante las operaciones de perforación (mud logs):* Análisis de los recortes, análisis del lodo de perforación y el análisis de la información de datos durante la perforación.
- *Análisis de núcleos:* Mediciones cualitativas (cambios en la litología a simple vista, presencia de eventos) y mediciones cuantitativas (porosidad, permeabilidad, factores de formación, etc.).
- *Registros de pozo:* Eléctricos, acústicos, radiactivos, etc.
- *Registro durante la perforación (MWD).*

Obviamente no todas estas pruebas se realizan a un solo pozo. Más bien, se realiza una selección juiciosa de las mediciones, en orden de realizar una completa identificación y evaluación de las zonas comercialmente productivas de hidrocarburos. El problema es seleccionar la combinación de mediciones a un bajo costo que nos reditué una estimación definitiva. También, en la evaluación de zonas comercialmente productivas de hidrocarburos se obtiene información de gran valor para geólogos, geofísicos y petroleros.

Una lista parcial de aplicaciones de las mediciones a boca de pozo es mostrada a continuación:

1. Estimación del volumen recuperable de aceite.
2. Estimación del volumen original de aceite.
3. Identificación del tipo de roca.

4. Detección de zonas de presión anormales.
5. Evaluación de esfuerzos en la roca.
6. Localización de contacto de fluidos en el yacimiento.
7. Detección de fracturas.
8. Identificación de los ambientes geológicos.

3.1 MUD LOG

El termino “mud log” es actualmente inapropiado desde que esta forma de registrar abarca una gran cantidad de datos, mas de los que son exclusivos del sistema de lodos.

El registro “mud log” consiste en el continuo monitoreo de la operación de perforación, el lodo de perforación, los recortes y la inclusión de una amplia variedad de datos. La información recolectada, incluyendo los parámetros computacionales, son usualmente presentados en una forma análoga contra la profundidad. El resultado final es de un contenido variable y probablemente sea mas descriptivo llamarlo registro durante las operaciones de perforación.

La información de la perforación ha sido recolectada desde los comienzos de la industria petrolera, desde estos inicios las operaciones durante la perforación han ido evolucionando. Hoy en día estos registros generalmente presentan la información de tres fuentes:

- Operaciones de perforación.
- Recortes de la formación.
- Del lodo de perforación.

La principal preeminencia que tiene el mud log, es que, es el primer registro disponible al iniciar la perforación de un pozo, con lo cual se hace indispensable su uso en pozos exploratorios. De hecho, en para los pozos perforados actualmente la información recabada de este registro es de suma importancia para el programa de evaluación de formaciones. De esta manera, la evaluación de formaciones debe de estar al tanto del programa de perforación, pues este afecta su análisis. Es particularmente importante cuando los análisis de los recortes y el lodo son planeados como parte del programa de perforación. Es sorprendente cuan a menudo los análisis de recortes y del lodo son planeados sin la consideración de la influencia del programa de lodo en esos análisis. Claramente el evaluador de formaciones debe de intervenir en el diseño del programa de lodos para optimizar la calidad de la información de los análisis de los recortes y del lodo.

Si las mediciones son hechas apropiadamente este método de evaluación puede proporcionar las siguientes aplicaciones:

1. Le proporciona al evaluador información en tiempo real, en el mismo momento en que la barrena esta penetrando las distintas formaciones.
2. Proporciona una idea aproximada de la porosidad y el contenido de fluidos antes del perfilaje.
3. Ayuda a tomar decisiones durante la perforación del pozo.
4. Debido a la limitación de información en los pozos exploratorios este método representa una gran ayuda.

Las limitaciones que posee este método son:

1. Tiene una gran dependencia de la calidad de los equipos y la experiencia y habilidad de los operadores.
2. Debido a la gran cantidad de factores que intervienen en las mediciones, la mayoría de los resultados deben considerarse como un aproximado.

3.2 REGISTRO DURANTE LA PERFORACION “MWD”.

El término de mediciones durante la perforación (MWD) se introduce hace más de 15 años y en sus inicios se limitaba en mediciones direccionales y registros de rayos gamma naturales y resistividad. Esta base fue muy importante para la evolución de esta tecnología, gracias a la integración de herramientas de medición en las tuberías (drill collars) de perforación dando un importante apoyo al progreso de las herramientas LWD, que con el tiempo están sustituyendo a las herramientas wireline. Sin embargo, su más grande desarrollo como tecnología ha sido su implementación para de pozos horizontales o con alto ángulo y multilaterales, cuyo costo y operación resulta muy complicado utilizando registros convencionales. Además la tecnología MWD permite minimizar daños en la formación y vida útil de las herramientas.

Otro aspecto importante para que las empresas opten por esta tecnología tiene que ver con la adquisición de datos en la superficie en tiempo real, que permite ahorrar tiempo en la toma de decisiones y la producción.

La herramienta MWD consiste en tres secciones básicas:

- Fuente de energía. A base de baterías de litio o de turbinas.
- Sección de sensores. Para definir la trayectoria del pozo. Comúnmente acelerómetros (para mediciones de inclinación y azimut), magnetómetros (para medición de la dirección de referencia en un pozo) con base al norte magnético, y otros sensores: presión, rayos gamma y la resistividad son colocados en secciones separadas de la herramienta.
- Transmisores. De dos maneras: mediante ondas de presión a través de lodo (mud pulse) o mediante señales electromagnéticas a través de la formación (poco utilizado).

Algunas aplicaciones de esta herramienta son:

- Locaciones inaccesibles.
- Pozos desviados.
- Pozos múltiples.
- Control de fallas.
- Domos salinos.
- Perforación multi-direccional en mares profundos.
- Pozos horizontales y multilaterales.

3.3 TOMA Y ANÁLISIS DE NÚCLEOS.

La toma y el análisis de núcleos forma parte integral de la evaluación de formaciones y proveen información vital, que los registros no nos pueden otorgar. La información de los núcleos incluye la litología detallada, la definición macroscópica y microscópica de heterogeneidades de la roca del yacimiento, la presión capilar definiendo la distribución de fluidos en el sistema roca y las propiedades multifásicas del flujo de fluidos en el sistema roca, incluyendo las propiedades de flujo direccional del sistema roca. También, la información seleccionada de núcleos es utilizada para calibrar la respuesta de registros como los son el sísmico, densidad o neutrón, utilizados para determinar la porosidad. Como resultado, la información de núcleos se vuelve una fuente indispensable en la recolección de datos básicos del yacimiento para lograr una evaluación final de los hidrocarburos presentes en la formación.



Fig. 3.1 Núcleo de perforación UNAM-7 (Salomón-Vázquez, 2012).

El proceso de la obtención de información básica del yacimiento requerida para la evaluación, es seguida por el problema de generación de información a mínimo costo. En orden de hacer esto, una serie de preguntas deben de ser resueltas:

1. ¿Cuántos pozos deben de ser nucleados en cada yacimiento?
2. ¿Qué tipo de información de núcleos es requerida?
3. ¿Qué tipos de fluidos nucleados bajo condiciones de yacimiento, son requeridos con respecto al tipo de información del núcleo que va a ser obtenida?
4. ¿Cómo podrían ser estos núcleos manejados en preparación para los análisis?
5. ¿Cuántas muestras de núcleos deben ser analizadas?
6. ¿Cuánto pueden coordinarse la toma de núcleos y los programas de registros para minimizar los requerimientos de núcleos y maximizar de manera efectiva el uso de la información de registros la cual es mas barata?

Porque la información de núcleos se puede obtener al mínimo costo durante el desarrollo del yacimiento, el programa de evaluación de formaciones y la coordinación de ambos, obtención de núcleos y programas de registros, deben ser planeados a corto plazo después del descubrimiento del pozo. La información requerida de los núcleos varía de pozo en pozo; sin embargo, una serie de pautas han sido establecidas con el mismo enfoque básico, aunque las condiciones varíen.

3.3.1 TIPOS DE NÚCLEOS

Ha sido siempre reconocido por la industria petrolera que el análisis de las muestras de roca son esenciales en la evaluación de yacimientos de hidrocarburos. En sus inicios la evaluación consistía en el examen y la evaluación cualitativa de recortes; sin embargo, la falta de fiabilidad de la información obtenida de análisis de recortes, y posteriormente, la necesidad de muestras de núcleos más grandes se hizo latente. Por todo esto, el ímpetu de obtener mayor información de buena calidad llevó a que se desarrollaran nuevas técnicas de toma de núcleos, las cuales se han ido sofisticando y haciendo más exactas. Hoy en día existen de varios tipos de técnicas de obtención de núcleos usadas en conjunto con la perforación, de las cuales podemos mencionar el tipo convencional, los núcleos de pared, la toma de núcleos con barrenas de diamante y toma de núcleos con cable de acero.

- *Extracción de núcleos convencionales:* El aparejo del barril muestreado del tipo convencional consiste de una cabeza de corte, un barril exterior, un barril interior flotante, y un receptor tipo dedo (Catcher); el cual mantiene el núcleo dentro del barril cuando el aparejo es elevado. El lodo circula de la tubería de perforación entre los dos barriles hasta la cabeza de corte. Ordinariamente, el barril muestreador convencional recuperara un núcleo de 20 pies, aunque pueden ser acomodadas longitudes mas cortas o largas. Las ventajas del muestreo convencional incluyen, (1) un diámetro largo de núcleo obtenido por cada agujero, (2) un alto porcentaje de recuperación de la formación nucleada, (3) adaptabilidad a un gran número de formaciones y (4) no requiere un equipo superficial adicional al de perforación. La desventaja es que se necesita sacar toda la tubería de perforación para recuperar el núcleo después de que fue cortado.

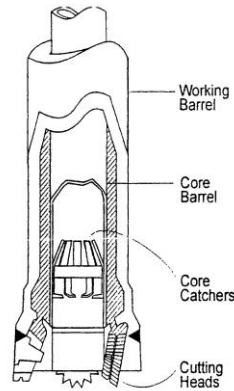


Fig. 3.2 Barril muestreador tipo convencional (NOV, 2001).

- *Extracción de núcleos con barrena de diamante:* El uso de las barrenas de diamante para extraer núcleos, en adición para mejorar el proceso de recuperación, puede a menudo optimizar las tasas de penetración sobre las barrenas convencionales en formaciones duras. El barril muestreador que se utiliza en el núcleo con barrenas de diamante, es muy similar al barril utilizado en la extracción de núcleos convencionales. Las ventajas de este tipo de extracción incluyen: (1) una vida mas larga de la barrena, (2) la posibilidad de cortar arriba de 90 pies de núcleo en una sola corrida, (3) un alto porcentaje de recuperación y (4) un penetración económica en formaciones duras y abrasivas. Las desventajas incluyen (1) un costo inicial alto por el barril y las barrenas, (2) el requerimiento de condiciones de operación precisas, y (3) la supervisión de una persona con conocimientos en el muestreo de núcleos con barrenas de diamante.



Fig. 3.3 Barrena de diamante (API, 2001).

- *Extracción de núcleos con cable de acero:* En la extracción de núcleos con cable, un aparejo de elevación, incluyendo un carrete de cable, un malacate y un lubricador de cable, se adicionan al equipo usual de perforación. Además, al equipo subsuperficial se le incluye una barrena y un drill collar especial para núcleos, una guía de cable de acero y una guía de pesca. El drill collar para núcleos y la barrena se corren en la tubería de perforación con un enchufe dentro. Anterior al muestreo, el enchufe es jalado con la guía de pesca. El barril del núcleo con el portacuchillas y el receptor de núcleos se deja caer dentro de la tubería de perforación y automáticamente encaja en su lugar en el drill collar. Después de que el núcleo se ha cortado, el barril con el núcleo dentro es jalado con ayuda del cable y la guía de pesca. Las ventajas de este método de extracción de núcleos incluyen (1) corte y recuperación de núcleos sin la necesidad de sacar toda la tubería de perforación, (2) alternancia entre la perforación y la toma de núcleos, sin tener que sacar la tubería de perforación, y (3) usualmente menores costos por operación. Las desventajas incluyen (1) mayor cantidad de equipo superficial, (2) el uso de este método es relativamente solo para formaciones suaves, (3) la recuperación de núcleos con diámetros menores a los convencionales, y (4) usualmente menor porcentaje de recuperación de núcleos.

La toma de muchos núcleos mejora al análisis cualitativo con lo que la litología puede ser estudiada mejor en intervalos largos a un costo razonable; sin embargo, las desventajas del tamaño limitado de núcleos reduce considerablemente la calidad de pruebas especiales a los mismos.

- *Extracción de núcleos de pared:* En este tipo de método, una muestra es obtenida de la pared del agujero previamente perforado a una profundidad seleccionada. El uso mas amplio de esta herramienta es el tipo de percusión, el cual es corrido en un camión de registros con cable de acero, y se asemeja a una pistola de disparos la cual tiene balas de punta para abrir huecos. Las balas son incorporadas al cuerpo de la pistola por cables de acero, disparadas dentro del agujero hacia la pared del mismo, y retirados por los cables de acero. Usualmente este herramienta es corrida en conjunto con los registros en agujero descubierto en los cuales las profundidades para la extracción de núcleos son elegidos de los registros. Este método es estrictamente solo para formaciones suaves y medias, y los núcleos recuperados usualmente son afectados por compactación, microfracturamiento o desarreglos intergranulares. Las ventajas de este método incluyen (1) el muestreo a cualquier profundidad después de que el agujero fue perforado, (2) la posibilidad de añadir o confirmar la interpretación de los registros. Las desventajas incluyen

(1) muestras muy pequeñas para un completo análisis de laboratorio, (2) muestras muy alteradas, y (3) las formaciones muestreadas han sido lavadas por el lodo de perforación y el filtrado.

- *Herramientas especiales de extracción de núcleos:* Las herramientas de orientación de núcleos proveen información sobre la dirección y hundimiento de la formación nucleada. Un método ranura el núcleo como es cortado, y la ranura es relacionada hacia la brújula de rodamiento por un sistema de almacenamiento de fondo.

Con una manga de goma en el barril es posible mejorar la recuperación de núcleos de arenas sin consolidarse cuando los barriles convencionales fallan. En adición para retener el núcleo hasta llevarlo a la superficie, el barril provee un núcleo empaquetado, lo cual es conveniente para su manejo y transporte hasta el laboratorio.

3.3.2 FACTORES QUE AFECTAN LOS NUCLEOS.

Lo ideal en el proceso de recuperación sería, obtener una muestra de roca como existe in-situ en su estado sin alteración. Esto, sin embargo, es imposible desde el proceso de perforación y la subsecuente eliminación en la superficie, el núcleo y los fluidos que contiene son irremediamente alterados. Tres factores son los responsables de la alteración de los núcleos:

1. El lavado de la roca delante de la barrena por el fluido de perforación.
2. La reducción de presión.
3. La reducción de la temperatura, la cual ocurre con la reducción de la presión mientras el núcleo sube hacia la superficie.

Los tres factores están envueltos en cambios de saturación que ocurren dentro del núcleo durante su recuperación desde las condiciones in-situ hasta las condiciones en superficie (Fig. 3.4).

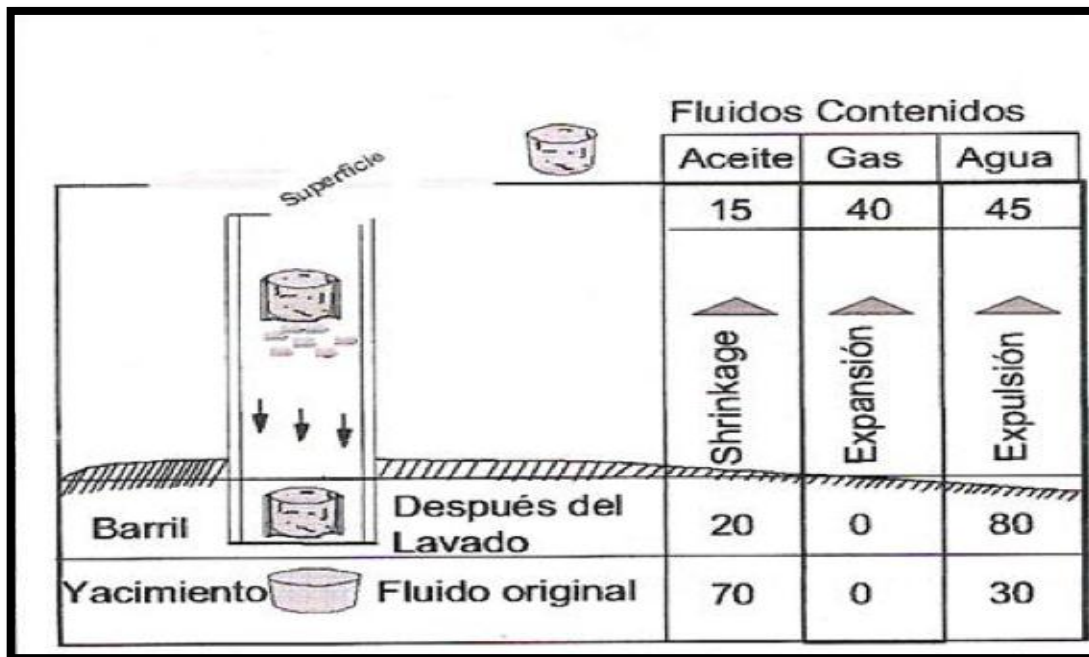


Fig. 3.4 Factores que afectan a los núcleos (Escalante, 2008).

- Lavado*: En esencia, el lavado por la filtración de lodo tiende a reducir el contenido de hidrocarburos e incrementar el contenido de agua dentro de la muestra de roca. Ambas reducciones de presión y temperatura permiten que el gas disuelto en solución salga del aceite original, con lo cual actúa como un empuje de gas disuelto en miniatura, forzando a los líquidos, a ser lavados del espacio de los poros. Como resultado, las saturaciones en superficie consistirán solo de una parte del volumen residual de aceite, el volumen del agua consistirá en el volumen de agua del filtrado y el volumen de agua del yacimiento. Claro que aunque los fluidos contenidos en el núcleo en superficie, no son representativos de las condiciones de saturación in-situ, las saturaciones se siguen midiendo y registrando normal desde que, en un sentido cualitativo, esa información puede tener importantes aplicaciones en la evaluación de cualquier yacimiento con potencial de hidrocarburos.
- Reducción de la temperatura y la presión*: Las reducciones de presión y temperatura que ocurren también son responsabilidad de los cambios en los esfuerzos de la roca que pueden afectar la medición de propiedades importantes de la misma, como lo son permeabilidad, porosidad y resistividad, usadas para definir el factor de resistividad de la formación, el factor de cementación y el exponente de saturación. Para algunos tipos de

rocas, la disminución del esfuerzo es de tal magnitud que importantes propiedades de la roca deben ser medidas bajo condiciones in-situ simuladas, particularmente bajo las condiciones de presión in-situ. Ya que estas mediciones bajo condiciones de yacimiento, son de gran importancia para la calibración de los registros y subsecuentemente para la evaluación de formaciones.

3.3.3 PROGRAMA DE EXTRACCIÓN DE NÚCLEOS

Como se dijo antes, una de las principales metas en el diseño de un programa de extracción de núcleos es minimizar el número de pozos en los que se debe extraer núcleos y tratar de confiar en los registros de pozo para abastecer la información requerida para la evaluación de los pozos sin núcleos. El número de pozos clave, y así como el número de pozos a ser nucleados, no nos da una solución al problema del diseño del programa de extracción de núcleos. Se podría decir que deberían ser nucleados suficientes pozos para definir adecuadamente el yacimiento; sin embargo, el problema se mantiene. A continuación se presentan dos posibles aproximaciones para diseñar un programa de extracción de núcleos.

- *Aproximación empírica:* Clark y Sherian señalan que programas exitosos han sido basados en un pozo clave por cada 640 acres, mientras que otras requieren un pozo cada 320 acres o menos. La cámara canadiense de la conservación, por instancia, ha establecido un mínimo de extracción de núcleos para algunas provincias: en Alberta y Saskatchewan, un pozo por sección es requerido, mientras que en Columbia Británica dos pozos por sección son requeridos. Un resumen de historias de campo publicado indica que existen un amplio rango de extracción de núcleos, pero parece probablemente un solo pozo debe ser nucleado por sección (640 acres). Si, como resultado de esta frecuencia de extracción de núcleos, los análisis de registros y núcleos indican estadísticamente cambios significantes en las propiedades de las rocas, el espacio de extracción de núcleos debe ser cambiado. Si los análisis de registros y núcleos muestran que las variaciones de las propiedades de las rocas son insignificantes, el espacio entre pozos debe de ser incrementado en 1000 o tal vez 2000 acres.
- *Aproximación estadística:* Obviamente existe un problema en tratar de representar un largo volumen con una muy pequeña muestra volumétrica.

La intuición nos dice que la fiabilidad de los promedios de propiedades de las rocas incrementa con la cantidad de datos que usamos para obtener que esos promedios incrementen. Es interesante visualizar el porcentaje de volumen de la masa que va a ser estudiado de todo el análisis de núcleos y que representa en relación al volumen de la masa por cualquier simple espacio.

Por ejemplo si tomamos un núcleo entero de 3 pulg. de diámetro y de 1 pie de largo y comparamos el volumen de este núcleo con un área de drenado de pozo de un pie de espesor, el volumen de la masa de la muestra puede ser visto para su representación como 5.6×10^{-10} %. Este tamaño de muestra se reduce así como el espacio de pozos se incrementa y el análisis de los tapones de todo el núcleo es usado en lugar de usar todo el núcleo mismo. Aunque el tamaño de la muestra es muy pequeño, los procedimientos estadísticos son posibles de describir la fiabilidad de cualquier promedio de propiedad de la roca. Al aplicar estos procedimientos estadísticos para propiedades de yacimientos, es posible determinar si estas propiedades han cambiado significativamente en dirección vertical o areal. Obviamente, si existen variaciones significantes, se requerirán núcleos adicionales. Si las variaciones areales no son significantes, la frecuencia de toma de núcleos puede ser reducida.

La aproximación estadística utiliza el concepto de límites de confianza en el diseño de un programa óptimo de extracción de núcleos. El ancho del intervalo de confianza, sobre un promedio de propiedades del yacimiento, depende del número de muestras, maquillando el promedio y la probabilidad de que el verdadero promedio del yacimiento se equivoque dentro del intervalo de confianza. El intervalo de confianza es angosto para la probabilidad baja y es una barrera para la probabilidad alta. Si hay verdaderamente variaciones insignificantes de una propiedad de la roca, el promedio de la mitad de los pozos se encuentra fuera del 50%, el promedio de un cuarto de los pozos se sale del 75% de los límites de confianza, y el promedio de un solo pozo de 20 se sale del 95% de los límites. Porque los límites de confianza son utilizados para determinar si existe una variación significativa de pozo a pozo, el nivel de confianza debe ser lo suficientemente alto, que el promedio de las propiedades para un pozo, normalmente no caerá fuera de los límites. Usualmente el 95% del nivel es usado.

Los límites de confianza pueden ser determinados por cualquier propiedad del yacimiento medible, los valores de porosidad son más usados desde, que en adición a los pozos nucleados, la porosidad puede ser interpretada por registros. Este procedimiento puede también ser aplicado al espesor neto impregnado y a la saturación de agua.

3.3.4 ANÁLISIS DE NÚCLEOS

Existen tres tipos de técnicas de análisis para núcleos:

- Convencional o análisis por tapones.
- Análisis total del núcleo.
- Análisis de núcleos de pared.

La técnica usada depende del método con el que se recupero el núcleo, el tipo de roca a ser analizada y el tipo de información que se desea obtener.

- *Análisis convencional o análisis por tapones:* Este tipo de análisis por tapones, es el más frecuentemente utilizado. En este método una pequeña muestra, lo cual facilita su trabajo en el laboratorio, se corta a intervalos seleccionados del núcleo entero. La información obtenida de estos pequeños tapones, es asumida para representar las propiedades de la roca del intervalo muestreado. La validación de esta aproximación se incrementa conforme el tipo de roca se hace más uniforme.

Es también necesario tomar una decisión del número de muestras requeridas para el análisis. Es una práctica por lo general muy aceptada para determinar propiedades básicas de las rocas como lo son la porosidad y la permeabilidad, hacerlo con una frecuencia de una muestra por pie, y con contenido de fluidos posiblemente siendo determinado con menor frecuencia. En muchas instancias, esto puede resultar en más información de la que se necesita; las indicaciones son que en muchos yacimientos el promedio de la permeabilidad y de la porosidad determinados de una muestra por cada dos pies no hace una diferencia significativa de la que se determina en una muestra por pie.

Un factor adicional por considerar es el procedimiento de muestreo, puesto que es más importante evitar cualquier sesgo en la selección de las muestras a ser analizadas. Pueden utilizarse numerosas técnicas que eliminarán la posibilidad de no seleccionar las muestras de mejor aspecto.



Fig. 3.5 Tapones de núcleos de perforación (inlab, 2003).

- *Análisis total del núcleo:* El análisis de todo el núcleo se usa cuando el estudio por tapones se hace inválido por la presencia de heterogeneidades como las fracturas o vórgulos. Este método utiliza el núcleo completo para medir las propiedades de la roca en como mucho una longitud posible. La técnica requiere equipos largos en el laboratorio, y no todos los laboratorios comerciales están equipados para realizar este tipo de análisis.



Fig. 3.6 Análisis total de núcleos (inlab, 2003).

- *Análisis de núcleos de pared:* Considerando el proceso debajo del cual estos núcleos han sido obtenidos y el tamaño de la muestra del núcleo, la información medida tendrá valores limitados. Claro, en algunas áreas y en algunas situaciones, este tipo de muestra de roca es toda utilizable. Por lo tanto, es deseable ver el valor relativo de las propiedades de la roca como se determina a partir de los núcleos de pared y las obtenidas de núcleos convencionales. Algunos estudios indican que en general (1) que porosidades de muestra de percusión en arenas mas suaves y flojas, son solo ligeramente mayor que las de los núcleos convencionales, (2) las permeabilidades de las muestras de núcleos de pared disminuyen en formaciones de mayor permeabilidad y (3) las saturaciones de agua de núcleos de pared son menores y las saturaciones de aceite son ligeramente mas altas en la información de núcleos convencionales. Existen muchas áreas donde la extracción de núcleos de pared es intrépidamente usada, sin embargo, parece que podrían desarrollarse relaciones adecuadas para permitir evaluaciones fiables y posiblemente obtenerse información cualitativa y cuantitativa. Sin duda la información de núcleos de pared y la información de registros puede ser mutuamente complementaria en el proceso de evaluación de formaciones.

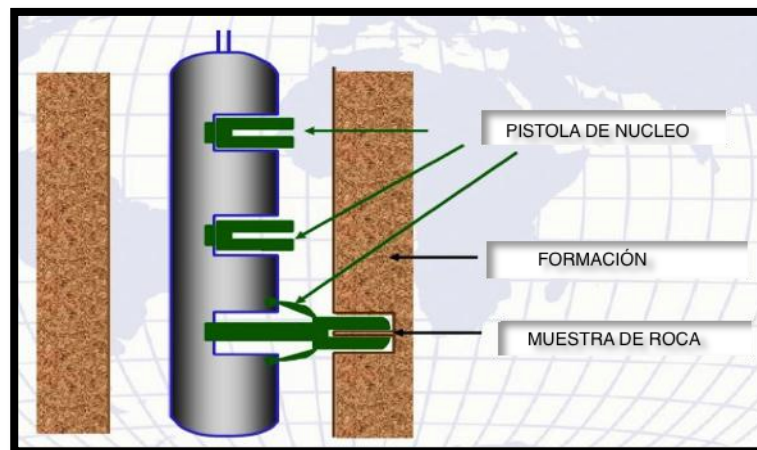


Fig. 3.7 Núcleo de pared (Crain, 2010).

3.4 REGISTROS GEOFÍSICOS

Un registro geofísico de pozo es toda aquella presentación gráfica de una característica de las formaciones atravesadas por un pozo en función de la profundidad. El registro se obtiene al hacer pasar los sensores de la sonda enfrente de la formación, moviendo la herramienta lentamente con el cable.

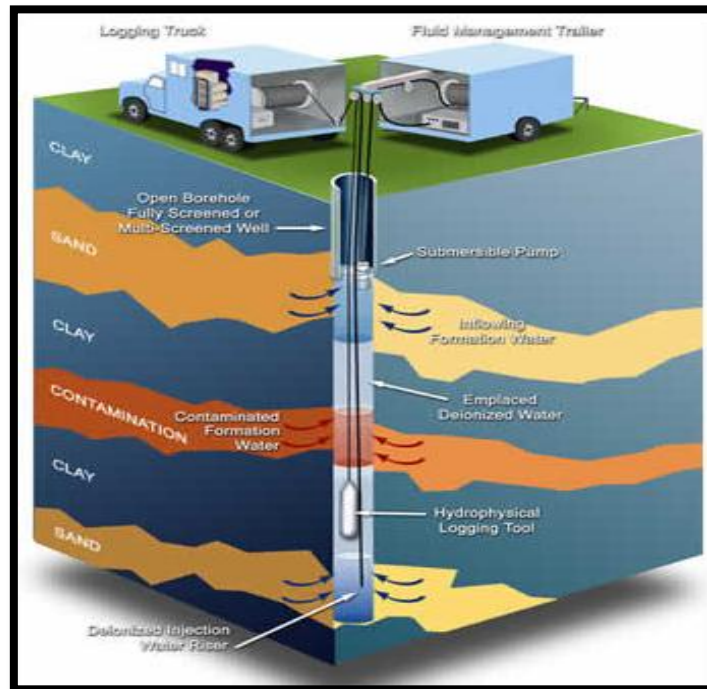


Fig. 3.8 Toma de registros geofísicos (Schlumberger, 2006).

Dentro de los objetivos de los registros geofísicos podemos mencionar:

- Determinación de características de la formación: porosidad, saturación de fluidos, densidad.
- Delimitación de litología.
- Desviación y rumbo del agujero.
- Medición del diámetro del agujero.
- Dirección del echado de la formación.
- Evaluación de la cementación.
- Condiciones mecánicas de la TR.

3.4.1 TIPOS DE REGISTROS

Existen dos formas de tomar los registros:

Agujero abierto:

- Inducción.
- Doble laterolog.
- Neutrón compensado.
- Densidad compensada.
- Sónico digital.
- Imágenes de pozo.
- Rayos gamma

Agujero entubado:

- Evaluación de la cementación.
- Pruebas de formación.
- Desgaste de tubería.

El equipo de fondo de una unidad de registros consta básicamente de la sonda. Este es el elemento que contiene los sensores y el cartucho electrónico, el cual acondiciona la información de los sensores para enviar a la superficie. Las sondas se clasifican, en función de su fuente de medida, en:

- Eléctricas (fuente: corriente eléctrica)
- Nucleares (fuente: capsulas radiactivas)
- Acústicas (fuente: emisor de sonido)
- Electromagnéticas
- Radiactividad Natural

Herramientas de registros con principio eléctrico:

- Inducción
- Doble inducción

- Doble laterolog
- Microesférico
- Medición de echados
- Microimágenes resistivas de formación.

Herramientas de registros radiactivos:

- Neutrón compensado.
- Litodensidad compensada.
- Espectroscopia de rayos gamma.
- Rayos gamma naturales.

Herramientas de registro con principio acústico:

- Sónico de porosidad.
- Sónico dipolar de imágenes.
- Imágenes ultrasónicas.

3.4.2 REGISTROS ELÉCTRICOS

Los parámetros físicos principales para evaluar un yacimiento son porosidad, saturación de hidrocarburos, espesor de la capa permeable y permeabilidad. La resistividad de una formación depende del fluido contenido en la misma y del tipo de formación. Para medir la resistividad de una formación se cuenta con dos herramientas: *inducción* y *doble laterolog*.

Generalmente se utiliza la herramienta de *inducción* cuando la resistividad de la formación es baja, del orden de 500 ohms. Cuando se tienen formaciones altamente resistivas la herramienta *doble laterolog* proporciona información más confiable. En carbonatos de baja porosidad se tienen resistividades muy altas, por lo cual, si se requiere hacer una interpretación cuantitativa, se debe tomar un registro *doble laterolog*, aunque debe tomarse en cuenta que el registro *doble laterolog*, no es posible tomarlo en lodos no conductivos, como los que son base aceite.

- *Doble inducción Fasorial:* Realiza medidas de resistividad a tres diferentes profundidades de investigación. Proporciona información para determinar las resistividades de la zona virgen, la zona barrida y la zona de transición. El sistema fasorial permite obtener datos más exactos para diferentes valores de resistividad. Las principales aplicaciones de esta herramienta son:

1. Interpretación de formaciones con diámetros grandes de invasión.
2. Formaciones con contraste medio-alto de resistividades.
3. Gráficos de invasión
4. Pozos con lodos no conductivos.

- *Doble laterolog Telemétrico:* La herramienta proporciona dos mediciones con la mayor profundidad de investigación, de las tres que se requieren para tratar de determinar la resistividad de la zona invadida y la zona virgen. A este par de mediciones se les conoce como Lateral somera (Lls) y Lateral profunda (Lld). La tercera medición se puede obtener con otra herramienta conocida como microesférico. Aplicaciones principales:

1. Resistividad en la zona virgen y en la zona lavada.
2. Perfiles de invasión.
3. Correlación.
4. Detección de vista rápida de hidrocarburos.
5. Control de profundidad.
6. Indicador de hidrocarburos móviles.

- *Microesférico enfocado:* La herramienta se conoce genéricamente como registro microesférico (Micro Spherical Focused Log). Se ubican electrodos en un patín de hule que se apoya directamente sobre la pared del pozo, con lo cual el arreglo microesférico reduce el efecto del enjarre y de esta manera se obtiene una adecuada profundidad de investigación. Principales aplicaciones:

1. Resistividad de la zona lavada.
2. Localización de poros y zonas permeables.
3. Indicador de hidrocarburo móvil.
4. Calibrador.

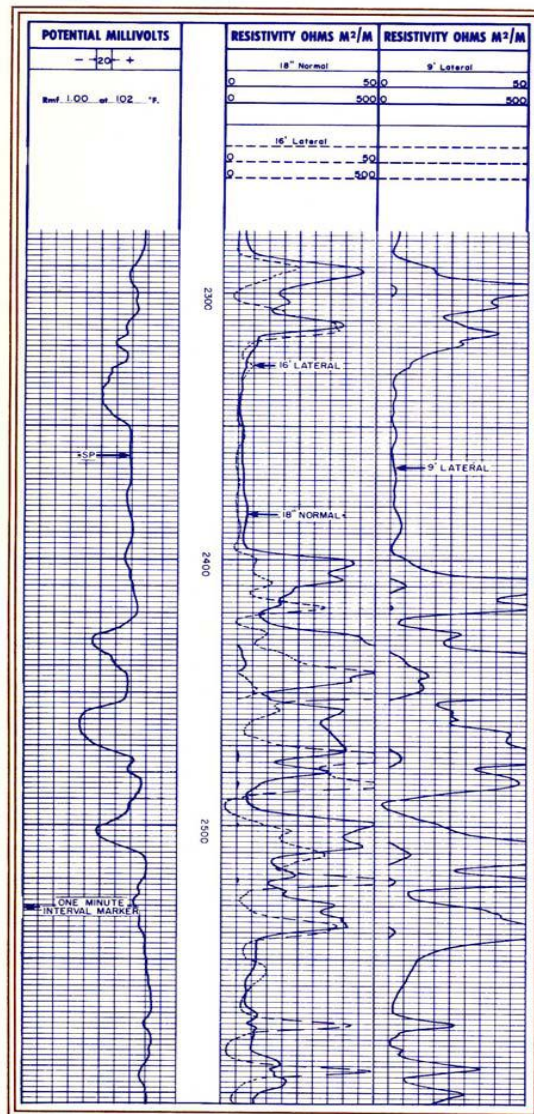


Fig. 3.9 Registro eléctrico (Ramos, 2001).

3.4.3 REGISTROS NUCLEARES

La fuente más abundante de radiactividad natural se encuentra en isótopo de potasio (k^{40}) y en los elementos radiactivos de las series de uranio y torio. El material radiactivo se encuentra originalmente en rocas ígneas y se distribuyó subsecuentemente a través de las formaciones sedimentarias durante los procesos de erosión, transporte y depositación.

En las formaciones sedimentarias, los elementos radiactivos tienden a concentrarse en los minerales arcillosos, los cuales a su vez se concentran en las lutitas.

La radiactividad natural está en función del tipo de formación, la edad y el método de depositación. En general, areniscas, calizas y dolomías tienen un bajo contenido de radiactividad. Las lutitas negras y las lutitas marinas poseen un alto nivel de radiactividad.

La radiactividad puede ser utilizada para distinguir entre formaciones con lutitas o sin ellas y estimar el contenido de las mismas en las formaciones. Utilizar radiactividad natural para la clasificación de litologías requiere un alto nivel de conocimiento de la litología local. El registro Gamma Ray es usualmente corrido con registros de porosidad como el densidad, neutrón y sínico.

La determinación de la porosidad de la formación se puede hacer de manera indirecta a través de las medidas obtenidas de herramientas nucleares o acústicas.

Se tienen tres tipos de herramientas nucleares:

- Radiactividad natural: rayos gamma, espectroscopia.
- Neutrones: neutrón compensado
- Rayos gamma: litodensidad compensada.

Las herramientas para medir la radiactividad natural no requieren de fuentes radiactivas y la información que proporcionan es útil para determinar la arcillosidad y contenido de minerales radiactivos de la roca. Las herramientas de neutrón compensado y litodensidad requieren de fuentes radiactivas emisoras de neutrones rápidos y rayos gamma de alta energía.

- Neutrón Compensado: La herramienta de neutrón compensado utiliza una fuente radiactiva (emisor de neutrones rápidos) y dos detectores. Se basa en la relación de conteos de estos dos detectores. Esta relación refleja la forma en la cual la densidad de neutrones decrece con respecto a la distancia de la fuente y esto depende del fluido (índice de hidrogeno) contenido en los poros de la roca y por lo tanto, de la porosidad. La herramienta es útil como indicador de gas. Esto es porque mide el índice de hidrogeno y el gas contiene un bajo índice, entonces la porosidad aparente medida será baja. Al comparar esta porosidad aparente con la determinada por otras herramientas como la litodensidad o el sínico, es posible determinar la posible presencia de gas. Las principales aplicaciones de la herramienta son:

1. Determinación de la porosidad.
 2. Identificación de la litología.
 3. Análisis del contenido de arcilla.
 4. Detección de gas.
- *Litodensidad compensada*: La herramienta utiliza una fuente radiactiva emisora de rayos gamma de alta energía y se usa para obtener la densidad de la formación e inferir con base en esto la porosidad así como identificar la litología. Para obtener la densidad, se mide el conteo de rayos gamma que llegan a los detectores después de interactuar con el material.

La identificación de la litología se hace por medio de la medición del “índice de absorción foto eléctrica”, el cual representa la capacidad del material de la formación para absorber radiación electromagnética. Las principales aplicaciones de la herramienta son:

1. Análisis de porosidad.
 2. Determinación de litología.
 3. Calibrador.
 4. Identificación de presiones anormales.
- *Espectroscopia de rayos gamma*: La respuesta de una herramienta de rayos gamma depende del contenido de arcilla. Sin embargo, la herramienta de rayos gamma naturales no tiene la capacidad de diferenciar el elemento radiactivo que produce la medida. La mayor parte de la radiación gamma natural encontrada en la tierra es emitida por el uranio, torio y potasio. El análisis de las cantidades de torio y potasio ayudan a identificar el tipo de arcillas. El análisis del contenido de uranio puede facilitar el reconocimiento de rocas generadoras. Las principales aplicaciones de la herramienta son:

1. Análisis del tipo de arcilla.
2. Detección de minerales pesados.
3. Contenido de potasio en evaporitas.
4. Correlación entre pozos.

- *Rayos Gamma Naturales:* La herramienta de rayos gamma mide la radiactividad natural de las formaciones. En formaciones sedimentarias el registro refleja el contenido de arcilla de la formación. Esto se debe a que los elementos radiactivos tienden a concentrarse en las arcillas. Las formaciones limpias tienen un bajo nivel de contaminantes radiactivos.

La herramienta reemplaza a la medida del potencial espontáneo en pozos perforados con lodo salado, lodos con base aceite, o aire. El registro Gamma Ray puede ser utilizado para delinear intervalos de lutitas para correlacionarlas entre pozos; el Gamma Ray sustituye al SP cuando éste arroja una línea recta como resultado de un bajo contraste entre R_{MF} y R_W y cuando el SP no puede ser corrido como cuando se tienen lodos base aceite, agujeros vacíos y agujeros entubados.

Cuando el potasio es el único o el mayor contribuyente de radiación en lutitas, el registro Gamma Ray puede ser utilizado para estimar el contenido de las mismas. En la exploración mineral, el registro Gamma Ray es utilizado para detectar minerales radiactivos como el potasio y el uranio y minerales no radiactivos como el carbón. El registro Gamma Ray es particularmente útil en agujeros entubados tanto en las operaciones de terminación como de producción.

El simultáneo registro del localizador de casing collar y el Gamma Ray es indispensable para lograr un posicionamiento exacto de las pistolas para disparos y otros aparatos de fondo.

En las operaciones de producción, abunda la aplicación y utilización del registro Gamma Ray; por ejemplo, en la migración prolongada de fluidos detrás de la TR o a través de las perforaciones causa anomalías radiactivas que son fácilmente reconocidas a través de dicho registro.

Es también el corazón de los registros de trazados radiactivos. En este proceso, el fluido bombeado dentro del agujero emite isótopos de igual manera en suspensión o solución.

Un registro Gamma Ray mostrará un incremento en la radiactividad de zonas opuestas que experimentan una entrada de fluido. El registro de trazadores radiactivos es utilizado para determinar perfiles de inyección de agua, zonas para

tratamiento de fracturas, pérdidas de circulación, fugas en la TR zonas perforadas y localización del cemento. Las aplicaciones principales de la herramienta son:

1. Indicador de arcillosidad.
2. Correlación.
3. Detección de marcas o trazadores radiactivos.

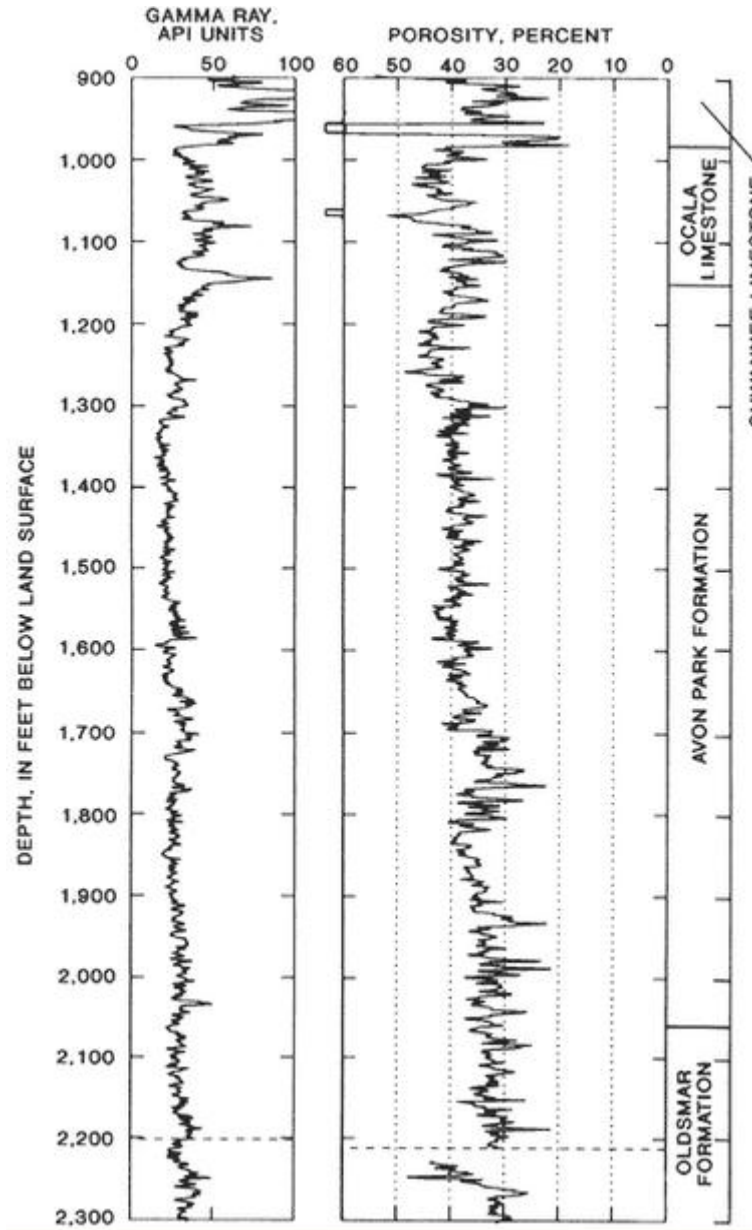


Fig. 3.10 Registro Rayos Gamma (Ramos, 2001).

3.4.4 REGISTROS ACÚSTICOS

El equipo sónico utiliza una señal con una frecuencia audible para el oído humano. Es una fuerza que se transmite desde la fuente de sonido como un movimiento molecular del medio. Este movimiento es vibratorio debido a que las moléculas conservan una posición promedio.

- Sónico digital: La energía sónica emitida desde el transmisor impacta la pared del pozo, con lo cual se origina una serie de ondas en la formación y en superficie (Fig. 3.11). El análisis del trend de ondas proporciona la información concerniente a la disipación de la energía de sonido en el medio. La herramienta permite la digitación del trend de ondas completo en el fondo, de tal manera que se elimina la distorsión del cable. Las principales aplicaciones de la herramienta son:
 1. Correlación de datos sísmicos.
 2. Sismogramas sintéticos.
 3. Determinación de porosidad primaria y secundaria.
 4. Detección de gas.
 5. Detección de fracturas.
 6. Características mecánicas de la roca.
 7. Estabilidad del agujero.
 8. Registro sónico de cemento.

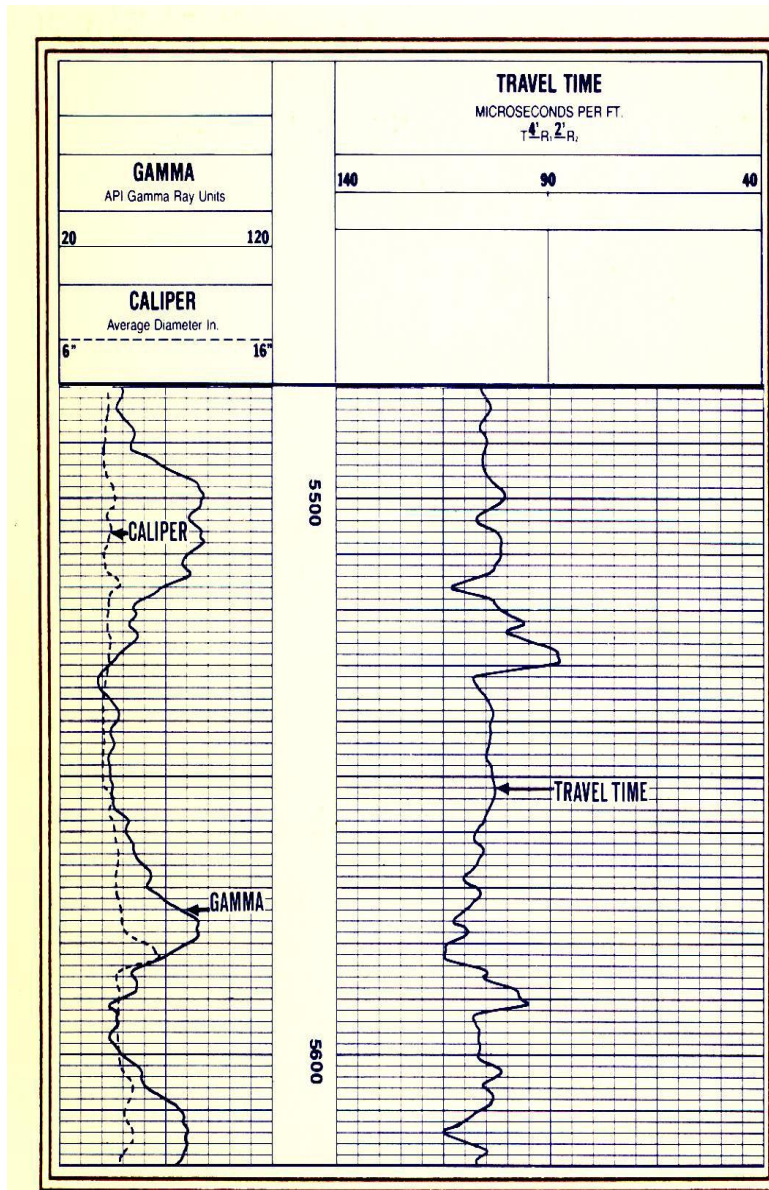


Fig. 3. 11 Registro Sónico (Ramos, 2001).

3.4.5 REGISTRO MAGNÉTICO

La primera prueba de la inversión del campo magnético fue dada en 1906 por un físico francés, cuando descubrió en rocas volcánicas que, estaban magnetizadas casi exactamente en la dirección opuesta del campo geomagnético de estos días. Esto sirvió de guía para creer que las rocas podían retener magnetización de campos magnéticos anteriores, un fenómeno llamado magnetismo natural remanente (NRM).

El NRM es una impresión del campo geomagnético existente al momento en que se depositaron las rocas. Datos de todo el mundo han producido una escala del tiempo de polaridad magnética (GPTS) la cual abarca más de 460 millones de años. Muchos yacimientos de hidrocarburos han sido analizados en esta escala de tiempo, los cuales corresponden a ambientes de depósito, como son el mar del norte, el oeste de África, el golfo de México y Sudamérica.

Un registro de pozo de la secuencia magnética inversa (MRS), nos proporciona una directa correlación con la GPTS. Porque el registro MRS es medido contra la profundidad y el GPTS es contra el tiempo, la correlación entre ellos infiere la tasa de sedimentación. Esta es el espesor de sedimento depositado entre dos cambios, indicado por el MRS, dividido por el tiempo transcurrido indicado por el GPTS. Durante la formación de un ambiente, la tasa de sedimentación varía, pero la variación no es al azar y es estrictamente independiente de los cambios en la polaridad magnética. Esto significa que la tasa de sedimentación no debe exceder el límite compatible con la litología y no debe cambiar drásticamente por cada cambio. Las secuencias magnéticas inversas pueden usarse también para proveer una correlación pozo a pozo, se pueden definir inconformidades (Fig. 3.12). La susceptibilidad magnética de las rocas depende de la litología.

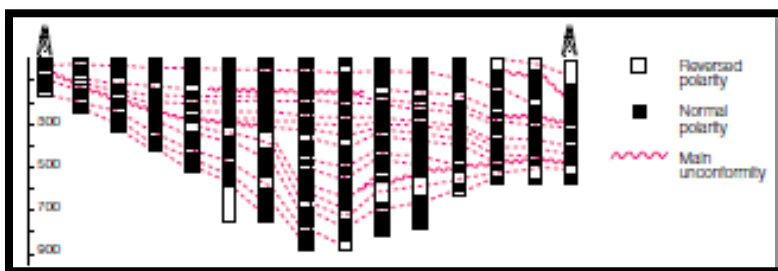


Fig. 3.12 Correlación entre pozos para definir inconformidades (Oilfield Review, 1993).

Las rocas adquieren magnetismo natural remanente (NRM) de diversas maneras: magnetismo termal remanente (TRM), magnetismo químico remanente (CRM), magnetismo deposicional remanente (DRM), magnetismo isotermico remanente (IRM), y magnetismo viscoso remanente (VRM). Porque los tiempos de relajación dependen sobre el volumen de grano, la temperatura y la fuerza coercitiva cualquiera de los distintos fenómenos naturales que ocurren pueden influenciar como es adquirido el NRM.

El magnetismo termal remanente (TRM) es una forma común de magnetización encontrada en los océanos. A altas temperaturas, los minerales ferromagnéticos no pueden retener la NRM porque los tiempos de relajación son muy cortos. Como las rocas se enfrían en el campo magnético de la Tierra, el tiempo de relajación incrementa hasta que el magnetismo inducido se estabiliza y el NRM es retenido.

Otra forma de magnetización es el magnetismo químico remanente (CRM), los minerales ferromagnesianos pueden formarse por cambios químicos, así como por reacción directa o precipitación por solución. Si estos cambios ocurren en un campo magnético, el magnetismo químico remanente resulta una vez que los granos han crecido a un tamaño suficiente. CRM es el más común en las rocas sedimentarias.

También en las rocas sedimentarias ocurre el magnetismo depositacional remanente (DRM). Un proceso importante, el cual fue reproducido en laboratorio. DRM es adquirido durante la depositación y litificación de las rocas sedimentarias. Este proceso básicamente es el alineamiento físico de los granos ferromagnesianos, principalmente la magnetita, durante la depositación.

3.4.6 OTROS REGISTROS

- *Medición continua de echados:* Mide la conductividad de la formación por medio de electrodos montados en cuatro patines. Mediante la respuesta obtenida es posible determinar la inclinación del echado, otra información obtenida es el calibre del pozo. Las principales aplicaciones de la herramienta son: determinación de echados, identificación de fracturas y geometría del pozo.
- *Geometría de pozo:* Cuenta con cuatro brazos, los cuales miden simultáneamente dos calibres de pozo independientes, también mide el azimut, la desviación del pozo y rumbo relativo. Con un programa de cómputo es posible obtener la integración del volumen del pozo y el volumen necesario de cemento para cementar la próxima TR. Las aplicaciones principales de la herramienta son: geometría del agujero, información direccional y volumen de agujero y de cemento.

- *Inducción de imágenes:* Provee una imagen de la resistividad de la formación que refleja las capas, contenido de hidrocarburo y proceso de invasión. La resolución vertical hasta de un pie muestra las laminaciones y otras estructuras de formación. La herramienta puede operar en cualquier fluido del pozo. Las aplicaciones principales son: la resistividad verdadera y una descripción detallada de la resistividad de invasión, determinación de la saturación de hidrocarburos e imágenes.

CAPITULO 4. CARACTERIZACIÓN DE CALIZAS Y DOLOMIÁS DE LA PLATAFORMA CARBONATADA DE YUCATÁN: POZO UNAM-7

4.1 PLATAFORMA CARBONATADA DE YUCATÁN.

El ambiente de plataforma es una unidad modelada tanto por procesos marinos como por depositación de sedimentos y precipitación de carbonatos, además de la depositación de organismos con testas o partes rígidas de su cuerpo, constituidas por carbonato de calcio. También han influenciado a la plataforma los proceso subáereos, al haber quedado expuesta hace 18, 000 años, durante el descenso del nivel del mar en la ultima glaciación.

La plataforma carece de valles erosivos, debido a la importante infiltración y consecuente disolución-erosión de la masa rocosa, constituida por gruesos depósitos de carbonato de calcio (CaCO_3), carbonato doble de calcio y magnesio ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$), que constituyen a la roca caliza y dolomía respectivamente, así como rocas evaporíticas como anhidrita (CaSO_4), yeso ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) y halita (NaCl).

A partir del análisis granulométrico, se definieron cuatro clases texturales de sedimentos:

TEXTURA	CONTENIDO DE ARENA
ARENA	> 90 %
ARENA LODOSA	50 % - 90%
LODO ARENOSO	10 % - 50 %
LODO	< 10 %

Tabla 4.1 Clases texturales de sedimentos en la plataforma de Yucatán. (Salomón-Vázquez 2012)

El relieve submarino es notoriamente modelado por la sedimentación; el limite entre las zonas de precipitación de carbonatos y depositación de terrígenos no es brusco, sino transicional. Para la definición de unidades de relieve, el cambio se define por el contacto que contrasta a los sedimentos lodosos de los arenosos.

Se reconoció que el borde continental está estrechamente relacionado con la historia tectónica del Golfo de México, en especial con el Bloque Yucatán. Se definieron fallas normales y fallas de carácter transcurrente, que pudieron relacionarse con el movimiento de rotación de la plataforma de Yucatán.

En el talud de Campeche se tienen fracturas las cuales favorecen el desarrollo de cañones – corredores submarinos, estas fracturas cortan el talud y se prolongan hasta la plataforma continental de Campeche Yucatán.

Como puede apreciarse en la figura 4.1 sobre el escarpe de Yucatán existen fallas normales que han generado la existencia de escalones definiendo así un talud superior y otro inferior.

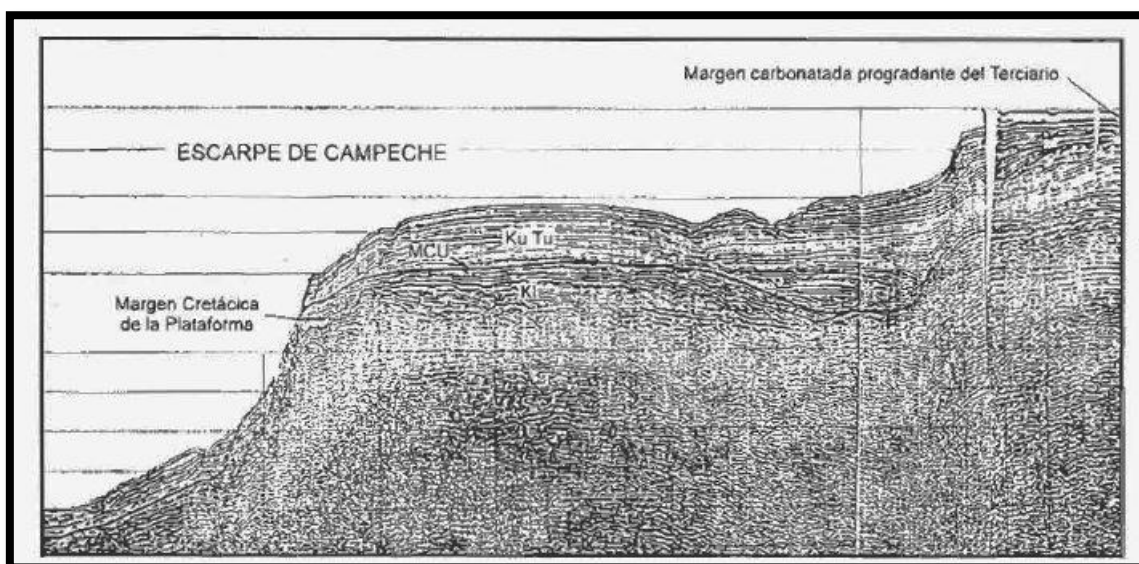


Fig. 4.1 Escarpe de Yucatán (Buffer et al., 1980).

4.1 .1 CLASIFICACIÓN DE LAS UNIDADES DE TERRENO POR SU ORIGEN.

Las formas de relieve presentes en el Golfo de México se agrupan con base en su origen en tectónico – tabular modelado, marino biogénico, marino gravitacional, marino acumulativo y kárstico.

- Tectónico - Tabular modelado: Esta unidad incluye todas las formas que son producto de movimientos de la corteza así como de inyección de sal y han sido modeladas por procesos de precipitación y erosión.

- Talud continental:
 - Talud de diapiros salinos: Esta unidad se constituye por cuerpos de sal formados en mares someros y de circulación restringida, que se inyectaron en los sedimentos cenozoicos, los cuales pertenecen a la gran cuenca salina de Campeche. Se pueden definir dos grandes unidades: Talud continental y plataforma continental no rodeada. Los sedimentos superficiales de este talud están representados por lodos terrígenos.
 - Escarpe de Campeche: Esta unidad está formada por rocas carbonatadas, químicas, biogénicas y anhidritas del grupo de Yucatán. Estas rocas subyacen a sedimentos recientes constituidos por lodos carbonatados (limos y arcillas). En el borde de la plataforma un subsecuente crecimiento arrecifal se presenta debido a la acumulación de sedimentos carbonatados.
 - Escarpe de Yucatán: La unidad del escarpe de Yucatán se desarrolla sobre rocas carbonatadas, químicas, biogénicas y anhidritas del grupo de Yucatán y los sedimentos recientes que lo cubren están constituidos por lodos carbonatados.
 - Escarpe de Transición Campeche – Yucatán: Esta unidad se encuentra representada por la porción norte del escarpe de Campeche y la occidental del escarpe de Yucatán (Fig. 4.2); en la zona se realiza el cambio de dirección del talud. Las rocas que lo conforman son las del Grupo Yucatán y los sedimentos son texturalmente lodos constituidos por carbonatos.
 - Talud – Cabecera de cañón submarino: en este talud se desarrollan rocas carbonatadas y evaporíticas, mientras que los sedimentos superficiales que la recubren corresponden a lodos terrígenos aportados por el sistema lagunar de términos y los ríos Grijalva – Usumacinta.

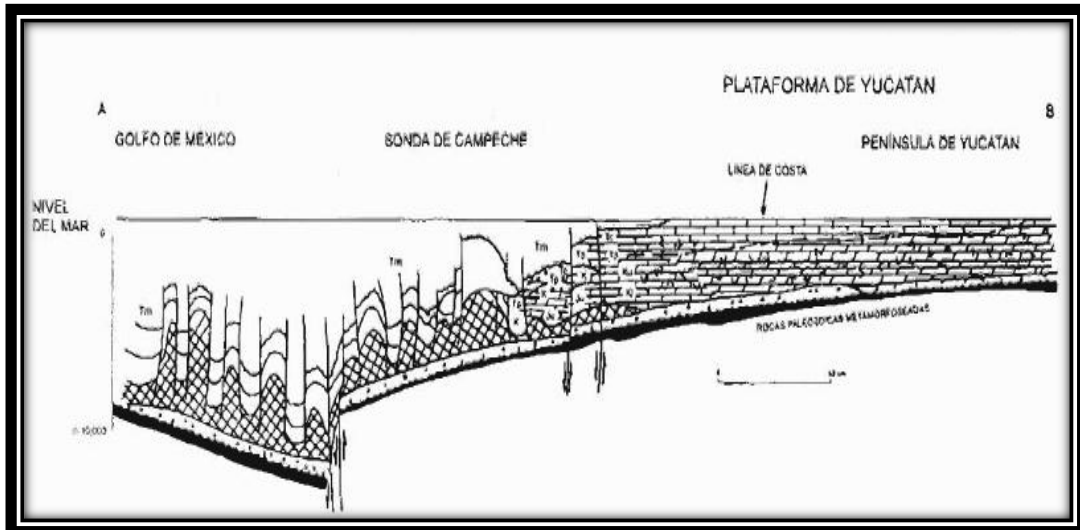


Fig. 4.2 Sección litológica-estructural del escarpe de Campeche y de la plataforma Campeche-Yucatán. (Buffer et al., 1980)

- PLATAFORMA CONTINENTAL: Representa casi el 66% del área en estudio, resultado de la precipitación de carbonato de calcio, anhidrita, la sedimentación de fragmentos de organismos calcáreos. La plataforma presenta tres superficies de nivelación o terrazas las cuales se sitúan a una profundidad constante, por lo que son interpretadas como antiguas líneas de costa, desarrolladas durante las fluctuaciones del nivel del mar.
- Plataforma Continental no rodeada interna: La plataforma interna es la porción de planicies sumergidas que inicia en la línea de costa; las rocas que conforman la plataforma son las margas, calizas de la formación Carrillo Puerto. Existen dos subtipos: plataforma continental carbonatada no rodeada interna y plataforma continental terrígena interna.

La plataforma carbonatada se caracteriza por que en ella se realiza una importante precipitación química de carbonato de calcio y depositación de fragmentos de organismos de esqueleto rígido de carbonato de calcio. La textura de estos sedimentos varía de arena media a fina y está pobremente clasificada.

La terrígena se caracteriza por la gran influencia continental, es decir, el aporte de material erosionado en el continente, transportado por el sistema fluvial Grijalva Usumacinta y el aporte del sistema lagunar de términos. La textura sedimentaria corresponde principalmente a limos y arcillas.

- Marino Biogénico: las formas que constituyen este relieve están directamente relacionadas con la actividad de organismos que a su vez se ven influenciados por las corrientes, el oleaje, la turbiedad del agua, vientos, temperatura del agua, entre otros.
 - Construcciones de coral – algas sobre margen continental: El origen y desarrollo de estas formas se vincula a la existencia de una surgencia de aguas profundas; consiste en el ascenso de sales nutritivas, las cuales proceden de las capas oceánicas profundas subsaturadas de carbonato – aragonita que penetran en el sótano calcáreo poroso del arrecife.

Durante este ascenso se realiza también un reemplazamiento mineral conocido como dolomitización, es decir, el carbonato de calcio (principal constituyente de la caliza) se reemplaza por dolomita (magnesio).

- Marino Acumulativo: Son producto de la depositación del sedimento proveniente de las unidades sedimentarias someras que ha sido transportado por efecto de la gravedad, de las corrientes de fondo o de precipitación in situ de los materiales disueltos en el agua del mar, por lo que estas unidades se componen de limo y arcilla. Se definen dos unidades: pie de talud y llanura abisal.
- Marino Gravitacional: Son las originadas por efectos de los procesos exógenos erosivos de las corrientes y los movimientos de masas. Se pueden definir dos unidades: cañones – corredores submarinos y cañón submarino.

4.2 PROGRAMA DE PERFORACIÓN DE LA ESTRUCTURA DE IMPACTO CHICXULUB.

Estudios de gravedad y de magnetismo realizados por Petróleos Mexicanos (PEMEX 1975) permitieron la identificación de anomalías circulares de gran amplitud sobre el sector noroeste de la península de Yucatán. Las anomalías fueron asociadas a cuerpos ígneos sepultados bajo una secuencia de carbonatos. Estos cuerpos fueron alcanzados por perforaciones realizadas en esta área las cuales mostraron, que consisten en brechas volcánicas y de carbonatos así como una unidad masiva de textura ígnea de composición andésitica.

Las anomalías fueron interpretadas después en términos de una estructura de impacto por Camargo y Penfield (1981). Esto atrajo considerablemente su atención porque la asociación de la estructura de impacto marcaba el final de la era del Cretácico. Los estudios subsecuentes previeron evidencia de la edad, diagnósticos de las características del impacto e información paleomagnética, geoquímica, mineralógica y geofísica, la cual fortaleció la interpretación de lo que representa la estructura del cráter Chicxchulub en el límite del Cretácico/Cenozoico. Los cuerpos de composición ígnea son brechas de impacto y la unidad de fusión fue producida por la alta velocidad de un cuerpo extraterrestre. Existen muchos contrastes en las propiedades físicas entre los carbonatos, las brechas y la unidad de fusión.

Como parte del proyecto de investigación de la estructura de impacto Chicxchulub, científicos de la UNAM llevaron a cabo un programa de perforaciones con recuperación continua de núcleos. Siete pozos fueron perforados, localizados en la parte sur de la estructura, entre 1994 y 1995.

4.3 POZO UNAM-7: Estudios previos.

El pozo está localizado a 2.5 kilómetros del centro de Tekax, a lo largo de la carretera federal 184 para Ticum. El sitio está dentro del centro recreacional del municipio de Tekax, 200 metros fuera de la carretera y alrededor de 126 kilómetros del centro de la estructura del cráter cerca del puerto Chicxchulub.

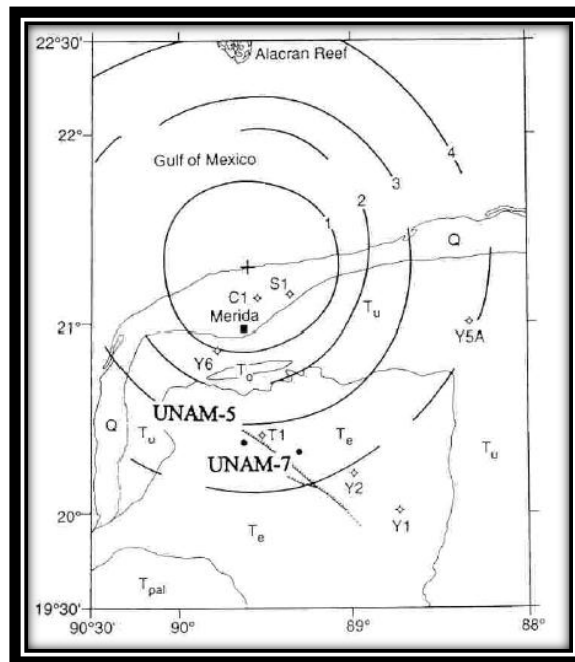


Fig. 4.3 Ubicación del sitio de perforación del pozo UNAM-7. (Urrutia, Marín, Trejo 1995)

La perforación se llevó a cabo con un equipo tipo JKS Boyles BBS-37 y se realizó entre Mayo 24 y Julio 2 de 1995. La profundidad máxima fue de 702.4 m (referidos al nivel del suelo local). Tres diferentes diámetros fueron utilizados para la perforación, correspondientes a los intervalos de 3 a 114.7 m, de 114.7 a 426.1 m y de 426.1 m a 702.4 m. La recuperación de las muestras fue de un 99.01 %, 99.55% y 99.34% para cada uno de los intervalos.

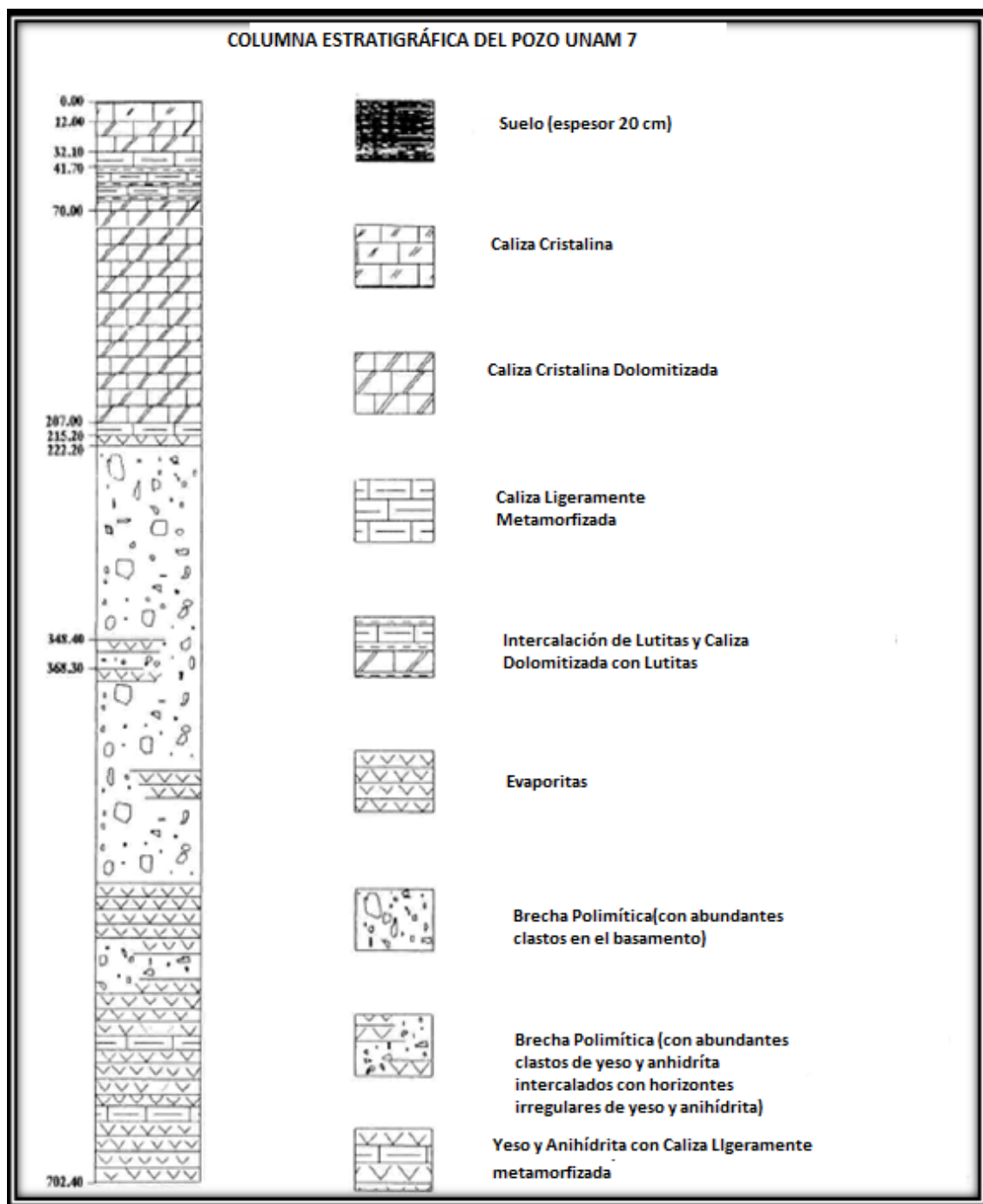


Fig. 4.4 Columna litológica del pozo UNAM-7 Tekax. (Urrutia, Marín, Trejo 1995)

4.3.1 LITOLÓGÍA Y PROPIEDADES MAGNÉTICAS.

La columna litológica simplificada que se presenta en la figura 4.4, desde la superficie hasta el fondo, la columna consiste en una capa muy delgada de suelo (0.2m), seguida por mas de 200 m de espesor de una secuencia de carbonatos del Cenozoico y de 400-500 m de espesor de una secuencia de brechas de sedimentos del Cretácico. La secuencia de carbonatos del Cenozoico consiste de calizas cristalinas dolomitizadas incluyendo intercalaciones de arcilla, de calizas dolomitizadas, lutitas carbonosas, calizas cristalinas y margas. El contacto con la brecha ocurre alrededor de los 222 m. Las unidades por encima del contacto incluyen evaporitas, entre 215. Y 222.2 m, margas, entre 207 y 215.2 m. La unidad de brecha puede ser dividida en una unidad superior caracterizada por la aparición de clastos del basamento y en una unidad inferior caracterizada por los abundantes clastos de anhidrita intercalados con horizontes anisotrópicos de evaporitas. El limite entre las dos unidades de brecha ocurre alrededor de los 348.4 m.

El bajo campo magnético de susceptibilidad fue medido a lo largo de la columna, con especial énfasis en la unidad de brecha. Las mediciones fueron llevadas a cabo por medio de un sistema Bartington M2S y un sensor de 60 mm de diámetro para las muestras de núcleos. El sistema trabaja con una frecuencia operante de 0.565 kHz y una precisión de calibración de 5%. Las mediciones se tomaron con diferente espaciamiento, 5, 10 y 60 cm. La susceptibilidad mostro un patrón simple, con valores bajos en los carbonatos, valores altos en la unidad superior de la brecha y valores menores dentro de la unidad inferior de la brecha. La señal depende de la proporción de clastos y de la matriz que se encuentra entre los componentes en la brecha, por lo tanto, el registro de susceptibilidad es un indicador de la composición de la brecha.

Una gráfica semilogarítmica de la susceptibilidad como función de la posición estratigráfica, muestra que el contacto de la secuencia de carbonatos del Cenozoico con la brecha es marcada por dos pasos de incremento de la susceptibilidad, de bajos valores de alrededor de -1 a 0 SI, característicos de las calizas. Los valores entre -1 a 10×10^{-6} SI sobre 5 m del intervalo y después valores alrededor de $50-600 \times 10^{-6}$ SI que corresponden con la brecha.

4.4 CARACTERIZACIÓN DE CALIZAS Y DOLOMIÁS APLICANDO MÉTODOS NO CONVENCIONALES.

La industria petrolera tiene un amplio interés en conocer las porosidades presentes en los yacimientos carbonatados, por la importancia que estos tienen en las reservas mundiales y su aportación a la producción actual. Los ingenieros utilizan las porosidades para planear la perforación, terminación, estimulación y pruebas de pozo. Así como la estimación de reservas y la evaluación de escenarios de producción.

Es por esto que es importante, tener una comprensión clara de la litología que se nos presenta en los yacimientos; las calizas y dolomías presentan un desafío para su caracterización, ya que no es nada sencillo diferenciar una de otra. Por lo cual nosotros proponemos una caracterización sencilla con base en tres estudios realizados en el laboratorio, los cuales fácilmente podrían llevarse a cabo en campo; los estudios comprenden: estudio de susceptibilidad magnética, análisis geoquímico, y análisis químico.

Todos estos estudios fueron llevados a cabo a núcleos de perforación continuos del pozo UNAM-7, los que se realizaron en el laboratorio de Paleomagnetismo del Instituto de Geofísica de la UNAM.

4.5 ESTUDIO DE SUSCEPTIBILIDAD MAGNÉTICA

4.5.1 MARCO TEÓRICO

La susceptibilidad magnética es una medida de cuán magnetizable es un material, de forma tal que varía con las características intrínsecas de un material o de un conjunto de materiales con diferentes propiedades magnéticas. Esto hace que la susceptibilidad magnética sea un parámetro importante para caracterizar distintos tipos de rocas, que varían según su mineralogía magnética.

La susceptibilidad de una roca dependerá directamente de la forma, tamaño y tipo de los granos que la conforman y, por ende de la magnetización remanente, así como también de la magnitud del campo externo. Rocas con contenido relativamente alto de magnetita, como el basalto, tienen una susceptibilidad magnética más alta que rocas con menos contenido de magnetita, como las calizas.

La susceptibilidad magnética es una medida de la atracción total que ejerce un campo magnético dado sobre un mineral (Dearing, 1999), donde (κ) es la letra griega con la que se designa la susceptibilidad magnética que es, por definición, la relación de la magnetización inducida en el material (J_i) respecto a la magnitud del campo aplicado (H). Sin embargo (J_i) también depende de la magnetización remanente (J_r), de tal forma que:

$$J_i = \kappa H + J_r$$

κ es adimensional (S.I.); en c.g.s K es 4 πK (S.I.)

4.5.2 DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA UTILIZADA

El equipo MS2 es un medidor digital que usa un método independiente del tiempo, lo que genera medidas más confiables; este sistema va conectado al sensor MS2B, de frecuencia dual que acepta muestras granulares o líquidas en contenedores de 10 cc a 20 cc. Dicho sensor trabaja con un sistema dual de frecuencias, la alta (HF) 4,6 KHz y la baja a 0,465 KHz (LF). Las mediciones hechas para este estudio se realizaron para las altas frecuencias (HF).



Fig. 4.5 Susceptómetro Bartington. (Bartington instruments 2012)

Las aplicaciones incluyen exploraciones geológicas y de suelos, paleomagnetismo, prospecciones arqueológicas, estudios paleoclimáticos, hidrología, sedimentología, correlación de registros de testigos ("core logging") y análisis magnético de fábrica de edificios.

4.5.3 DESARROLLO DEL ESTUDIO

Se llevó a cabo el registro de susceptibilidad al pozo UNAM-7 en el intervalo de 0-273 m de núcleo continuo. Las mediciones fueron desarrolladas, a partir de un susceptómetro Bartington que opera con una frecuencia de .565 kHz y una precisión en la calibración del 5%. Los intervalos fueron tomados cada 20 cm.

En el laboratorio de susceptibilidad magnética, se procedió a limpiar las muestras para evitar contaminación, enseguida se hizo pasar el dispositivo a cada muestra registrando en una hoja de cálculo los valores obtenidos.

La susceptibilidad muestra un simple patrón con bajos valores en los carbonatos, lo que permite su identificación. Los signos dependen de la proporción de clastos y matriz en las muestras que fueron abordadas.

A continuación se muestra la gráfica obtenida con los valores de la prueba:

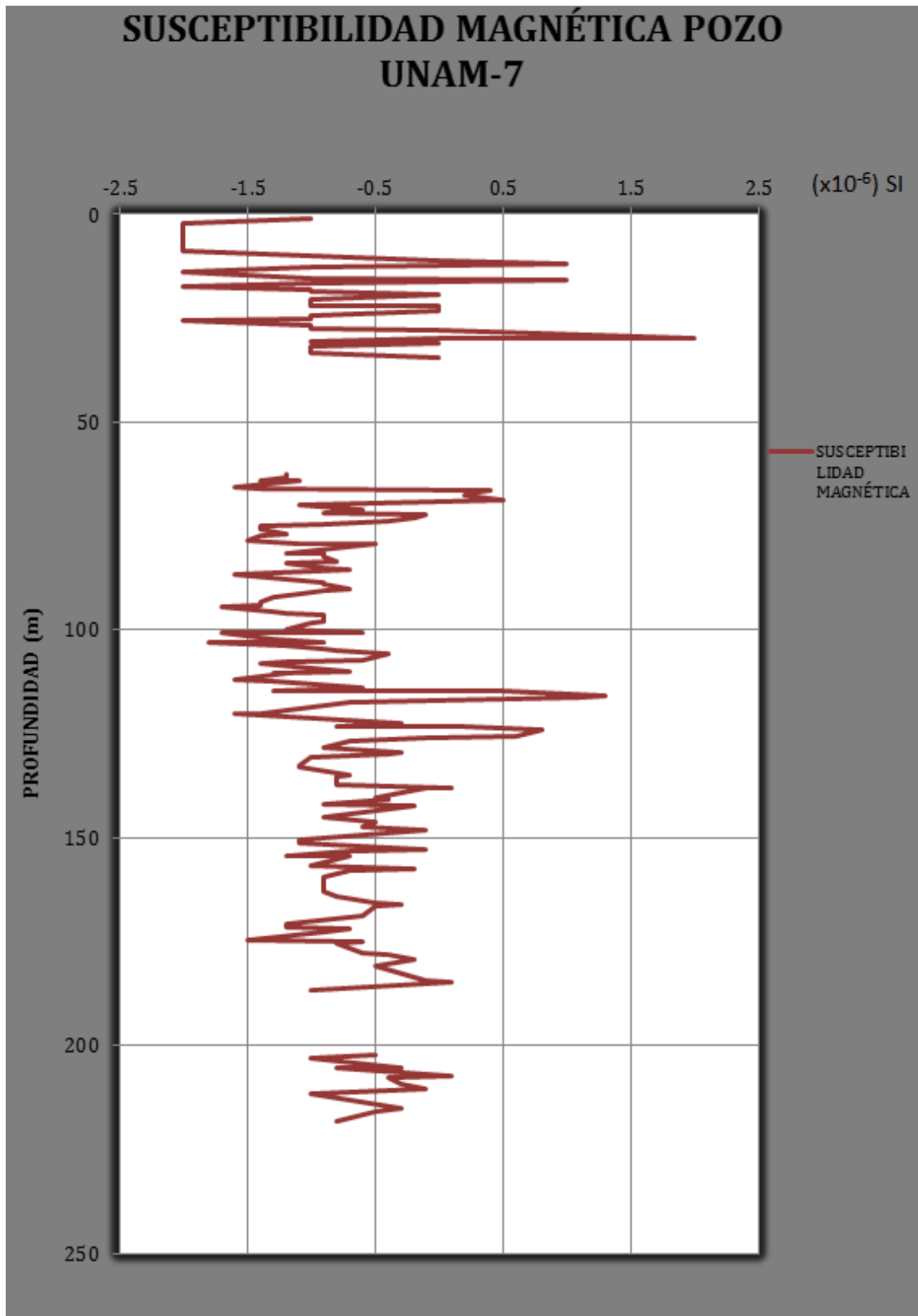


Fig. 4.6 Gráfica de susceptibilidad magnética pozo UNAM-7 (0-230). (Salomón-Vázquez 2012)

4.5.4 EJEMPLO DE APLICACIÓN DEL MÉTODO A NIVEL MUNDIAL

Integración de datos aeromagnéticos con registros de susceptibilidad magnética (en muestras someras de pozos) en el Campo la Victoria.

Las mediciones de susceptibilidad magnética del suelo y en muestras de pozos, documentan que las anomalías magnéticas están generalmente asociadas a acumulaciones de hidrocarburos (Saunders et al., 1991; Foote, 1996; Berguer et al., 2002). Por lo tanto, estas anomalías magnéticas tienen gran potencial como complemento de los métodos convencionales, geológicos y sísmicos en la exploración de gas y petróleo, lo que implica el desarrollo de una nueva herramienta alternativa para la caracterización de yacimientos en superficie.

Donovan et al. (1979) demostró que abundantes magnetitas secundarias se encontraban relacionadas a micro migraciones de hidrocarburos y también su posible contribución a las anomalías magnéticas de altas frecuencias y bajas amplitudes, observadas sobre el campo Cement, Oklahoma (Fig. 4.7). Desde entonces, comportamientos similares han sido reportados para otros campos (Cai, 1986; Foote, 1987, 1988, 1996, Li, 1987; Saunders et al., 1989; Reynolds et al. ,1990a; Tompkins, 1990).

Para confirmar la relación genética entre estas anomalías magnéticas y ambientes con migraciones de hidrocarburos, han sido extensamente estudiados los procesos geoquímicos que conciernen a las alteraciones inducidas por dichas filtraciones (Donovan, 1967; Elmore, 1987; etc.).

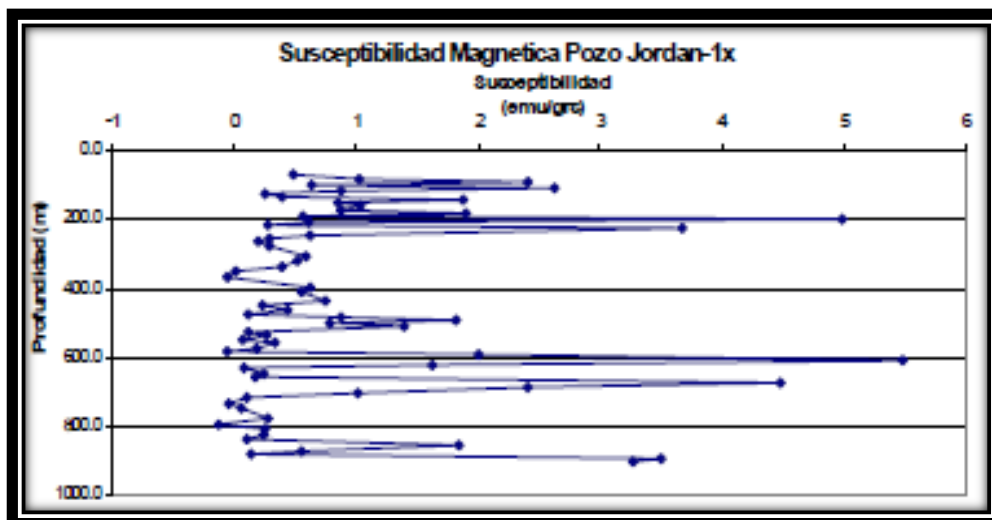


Fig. 4.7 Gráfica de susceptibilidad magnética del pozo Jordan-1x. (Pérez Caro 2006)

En Venezuela, Aldana et al. (1999), realizaron estudios en el Campo La Victoria para muestras someras de pozos, que permitieron distinguir en los niveles anómalos una

mayor concentración de magnetita, presente en forma de agregados esferoidales, confirmando así una relación causal entre anomalías magnéticas, medidas en niveles someros, y la presencia de hidrocarburos causantes de un ambiente reductor que favorece la nucleación y recristalización de agregados esferoidales de magnetita antigénica.

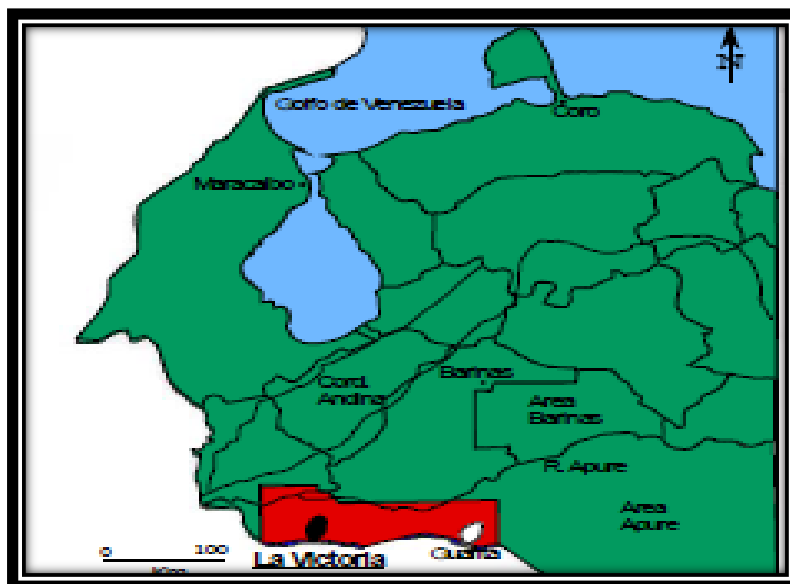


Fig. 4.8 Ubicación geográfica del pozo La Victoria. (Pérez Caro 2006)

4.6 ANÁLISIS GEOQUÍMICO DE LOS NÚCLEOS.

4.6.1 MARCO TEÓRICO

Los Rayos Gamma y Rayos X, con la energía suficiente pueden sacar de su órbita a los electrones de un átomo. Esta radiación de excitación primaria se genera dentro del instrumento mediante una fuente de Rayos X, que puede ser un tubo de Rayos X o una radiación emitida por la descomposición natural de un isótopo radiactivo. La fuente del instrumento se sitúa de manera que los Rayos X de excitación produzcan la fluorescencia de la muestra, pero sin penetrar en el detector. Estas energías de Rayos X se miden con un detector Si PIN de alta resolución que determina la energía de la señal entrante (que identifica el elemento) y cuenta el número de señales que se producen con esa energía concreta (lo que define la concentración del elemento dentro de la muestra). Dado que cada tipo de energía indica la presencia de un elemento específico, como cromo (Cr), hierro (Fe) o níquel (Ni), dicho elemento y su porcentaje de concentración en la muestra puede calcularse con el ordenador del instrumento.

4.6.2 DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA UTILIZADA

Los analizadores Niton XRF son valiosos para los procesos de exploración y producción, al ofrecer análisis químicos rápidos de muestras de rocas que pueden ser usados para identificar formaciones y determinar la composición del mineral de la roca. También se destacan al inferir propiedades de las rocas que son favorables para la producción de petróleo y gas usando información recolectada en tiempo real, ya sea en el lugar de perforación o en el laboratorio.

El equipo analizador de XRF contiene una fuente de excitación (un tubo de radiografía miniaturizado de 50 kilovoltios) que nunca requiere el reemplazo de la fuente. Incluye una pantalla táctil de color, con un menú fácil de emplear. Permite el procesamiento de datos en tiempo real, así como el almacenamiento de los mismos al poder conectarse a una computadora mediante un cable USB.

Se puede utilizar con baterías de litio, las cuales son recargables y duran alrededor de 5 horas cada una (contiene 2); o también cuenta con un cargador el cual se conecta a la corriente y permite el funcionamiento del equipo sin necesidad de las baterías. Contiene una pequeña cámara con la cual uno puede ver si la superficie de la muestra que se está analizando está en completo contacto con el tubo de radiografía.

4.6.3 DESARROLLO DEL ESTUDIO

Al inicio de cada medición, se calibra el equipo Niton XL3t con unas muestras estándar de las cuales se conoce sus componentes, ya que estos vienen incluidos en el manual del equipo. Después de esta calibración, se procedió a limpiar las muestras para evitar contaminación. Para llevar a cabo este registro se utilizó el dispositivo en modo Mining, con un tiempo de medición para cada muestra de 2 minutos para intervalos de 20 cm; a partir de 0- 230 m de núcleo continuo del pozo UNAM-7.

Los valores que arrojó el dispositivo se grabaron en una hoja de cálculo; se discretizaron los elementos de mayor presencia y se realizaron las gráficas correspondientes contra profundidad.

Se obtuvieron 17 gráficas que se muestran a continuación:

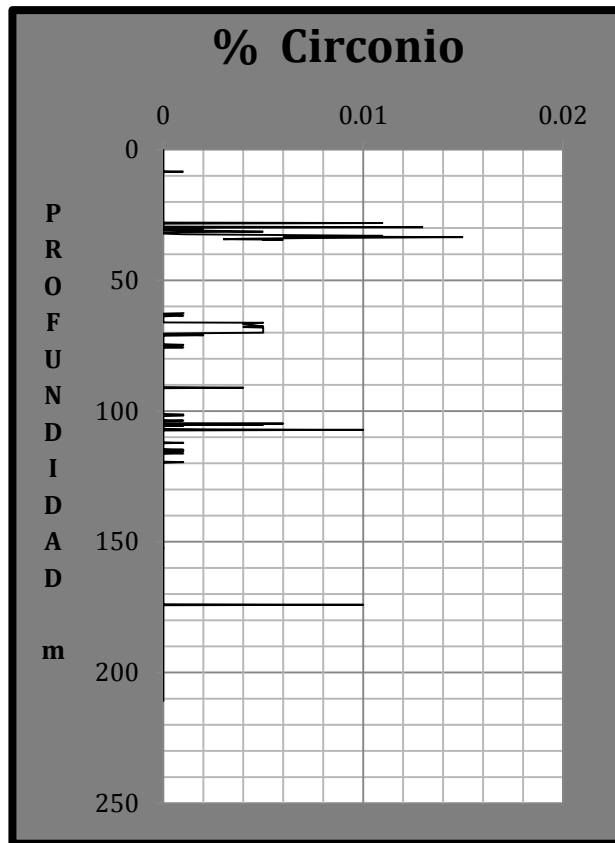


Fig. 4.9 Gráfica de porcentaje de Circonio. (Salomón-Vázquez 2012)

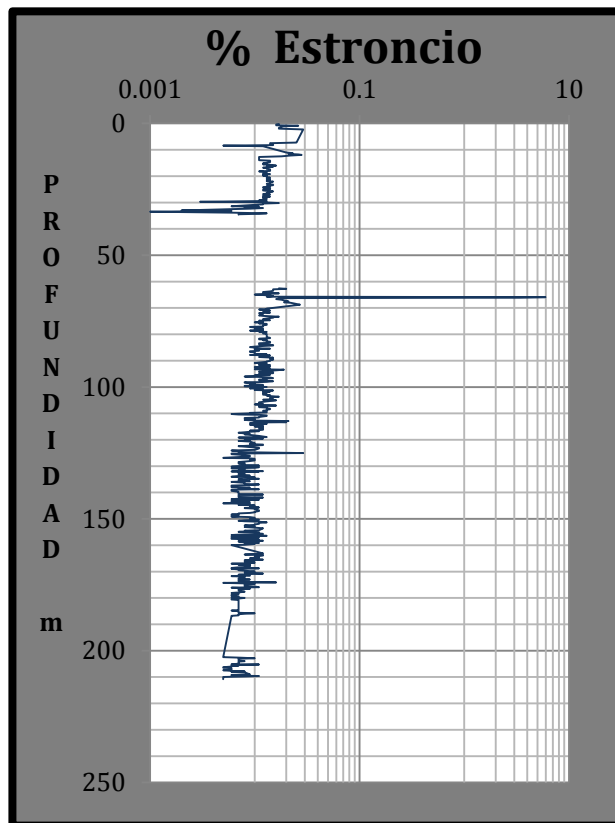


Fig. 4.10 Gráfica de porcentaje de Estroncio. (Salomón-Vázquez 2012)

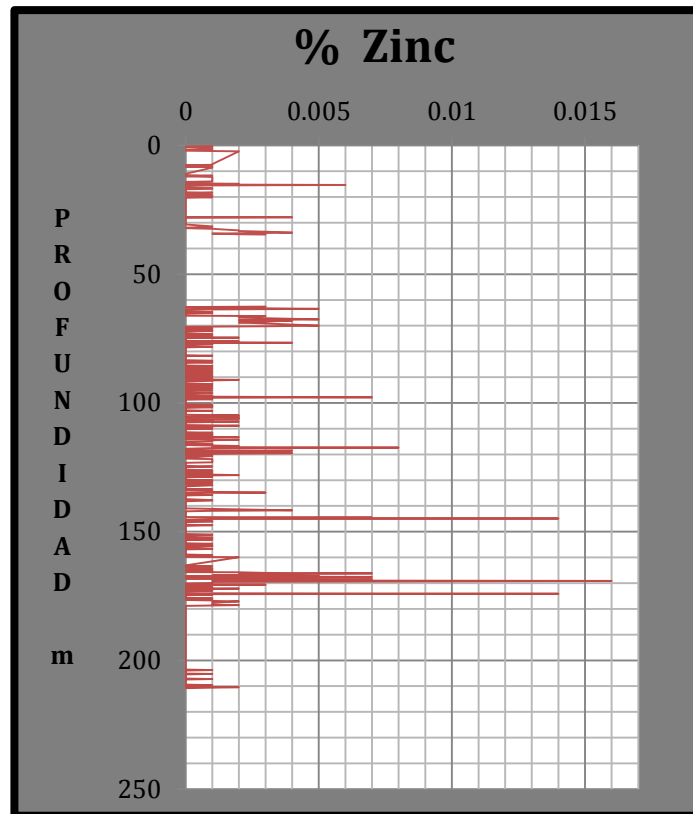


Fig. 4.11 Gráfica de porcentaje de Zinc. (Salomón-Vázquez 2012)

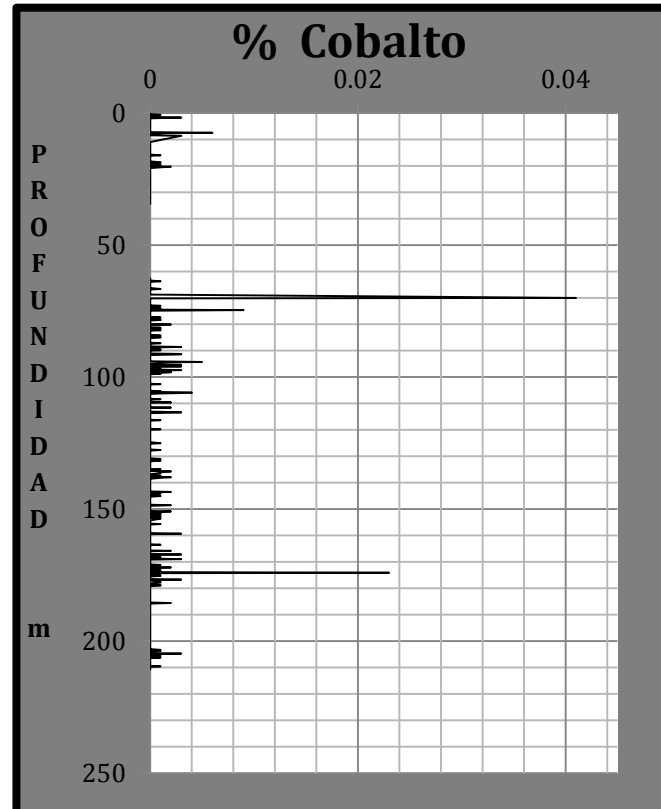


Fig. 4.12 Gráfica de porcentaje de Cobalto. (Salomón-Vázquez 2012)

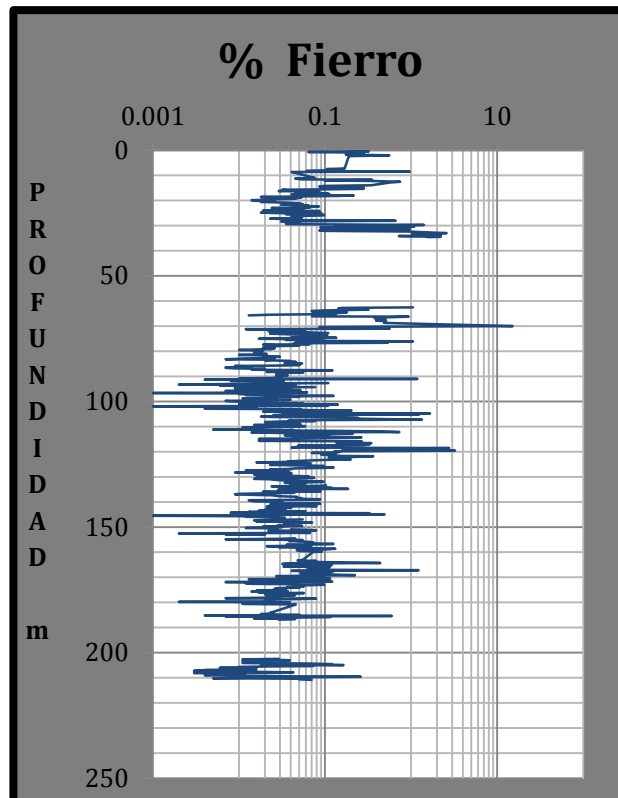


Fig. 4.13 Gráfica de porcentaje de Zinc. (Salomón-Vázquez 2012)

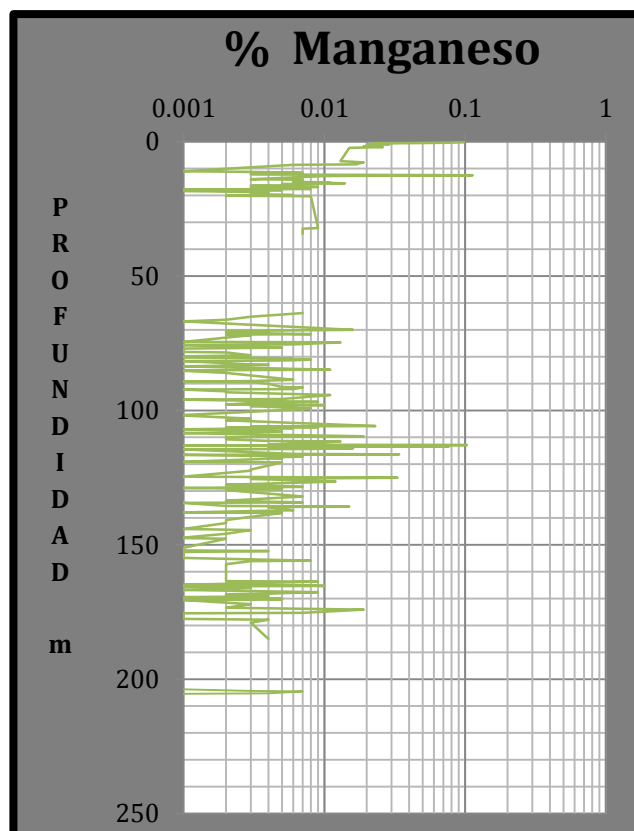


Fig. 4.14 Gráfica de porcentaje de Manganeso. (Salomón-Vázquez 2012)

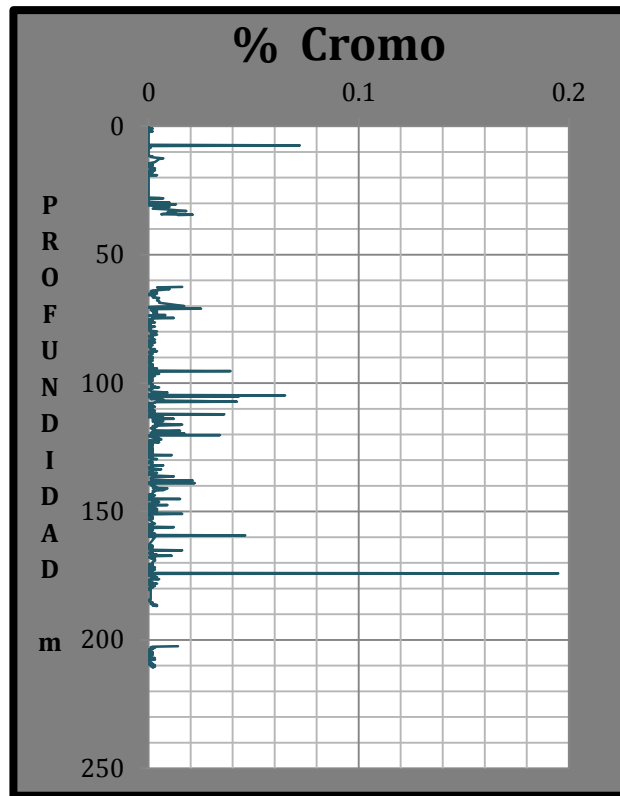


Fig. 4.15 Gráfica de porcentaje de Cromo. (Salomón-Vázquez 2012)

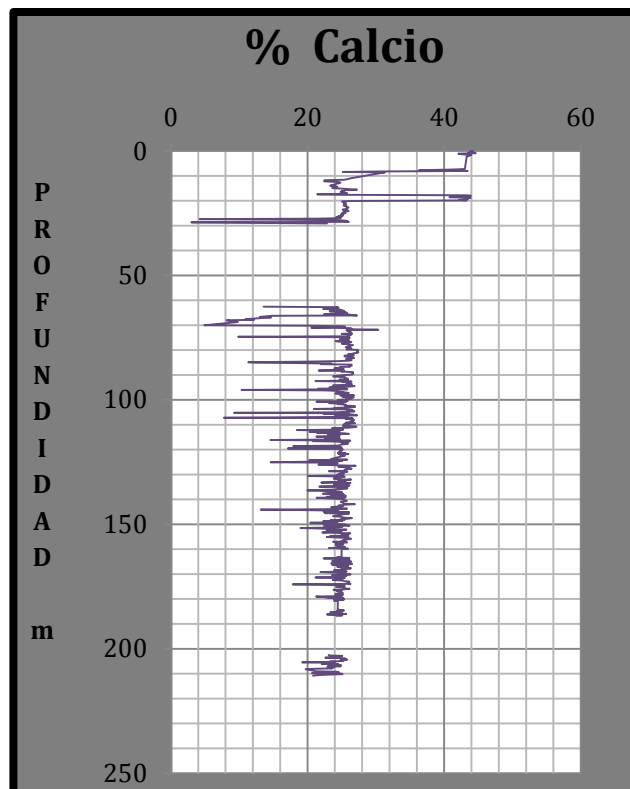


Fig. 4.16 Gráfica de porcentaje de Calcio. (Salomón-Vázquez 2012)

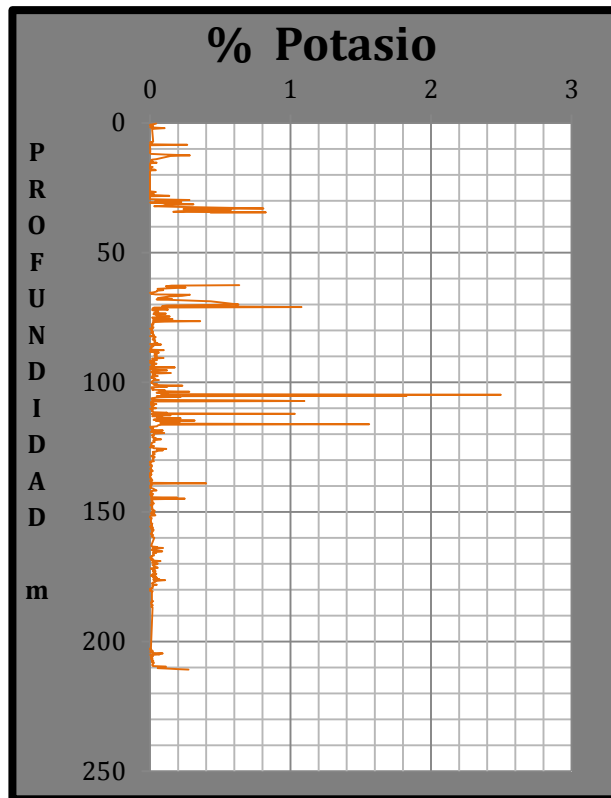


Fig. 4.17 Gráfica de porcentaje de Potasio. (Salomón-Vázquez 2012)

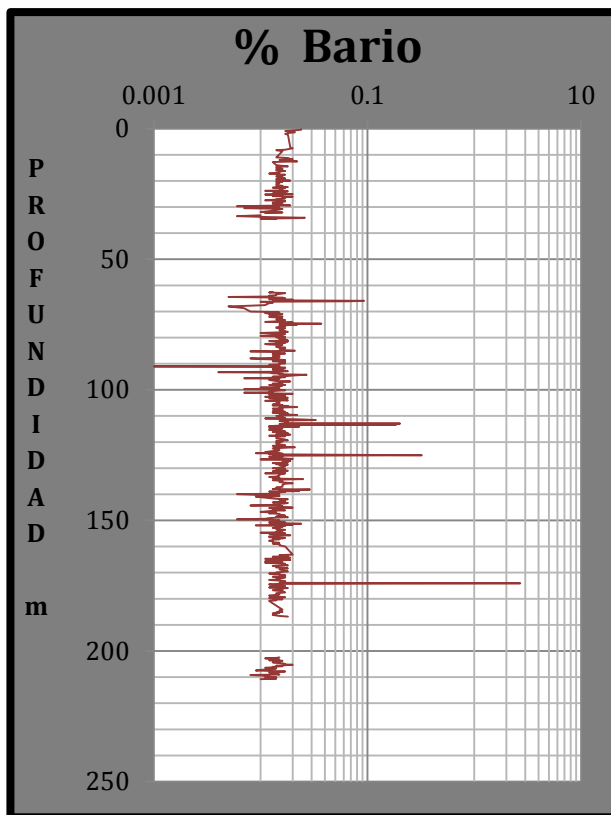


Fig. 4.18 Gráfica de porcentaje Bario. (Salomón-Vázquez 2012)

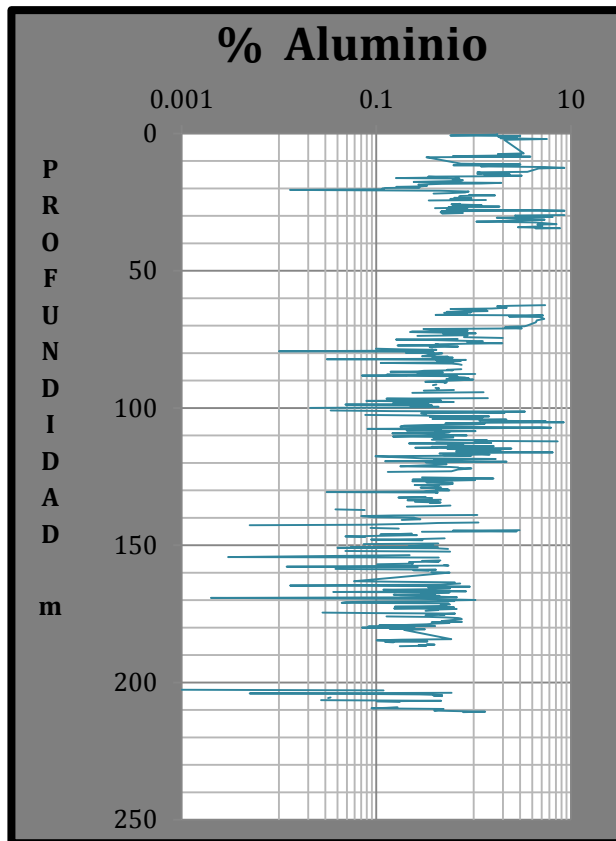


Fig. 4.19 Gráfica de porcentaje de Aluminio. (Salomón-Vázquez 2012)

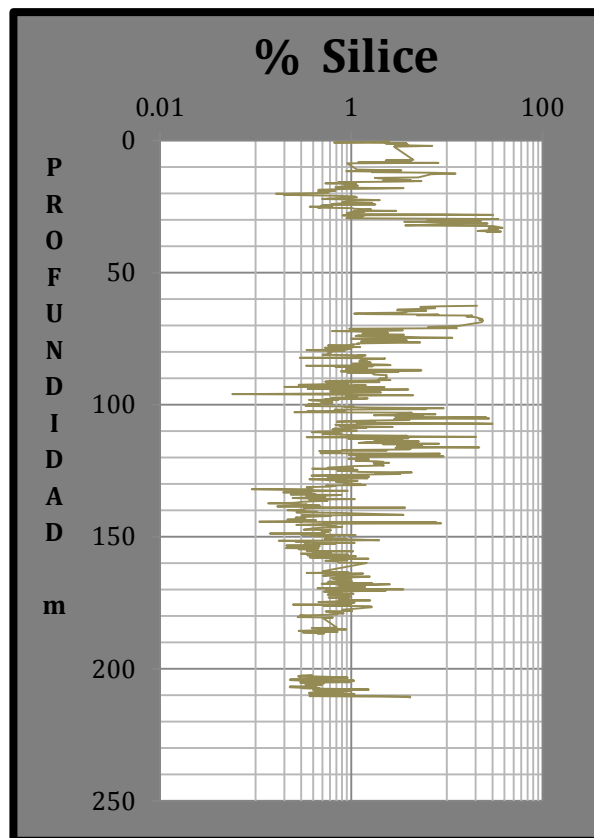


Fig. 4.20 Gráfica de porcentaje de Sílice. (Salomón-Vázquez 2012)

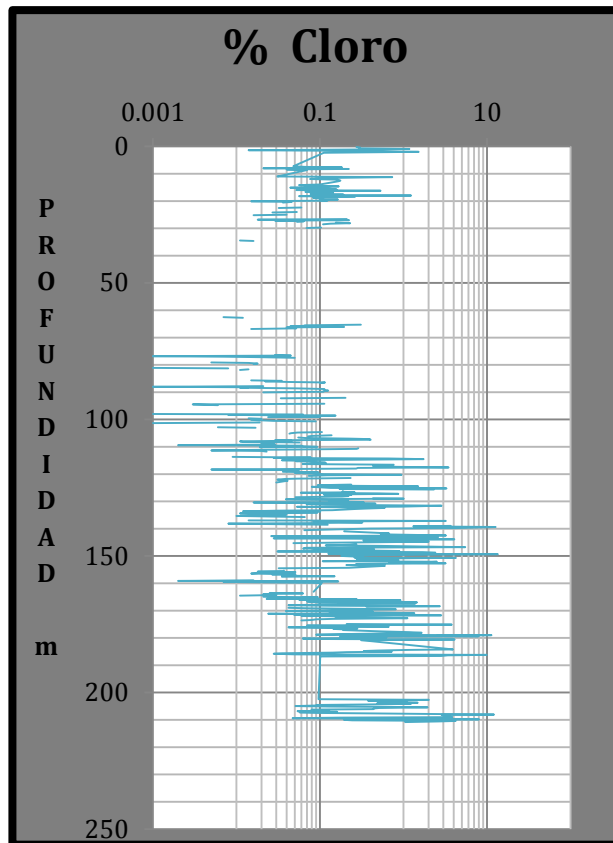


Fig. 4.21 Gráfica de porcentaje de Cloro. (Salomón-Vázquez 2012)

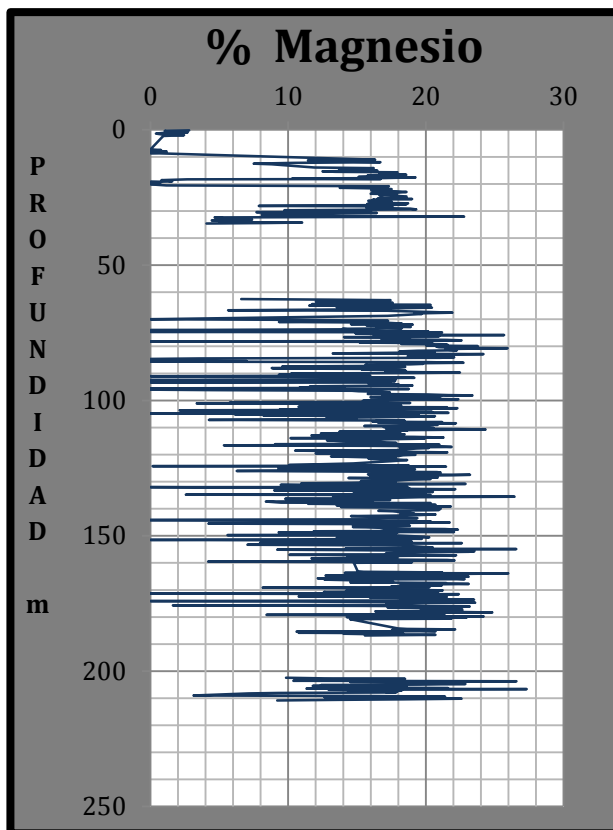


Fig. 4.22 Gráfica de porcentaje de Magnesio. (Salomón-Vázquez 2012)

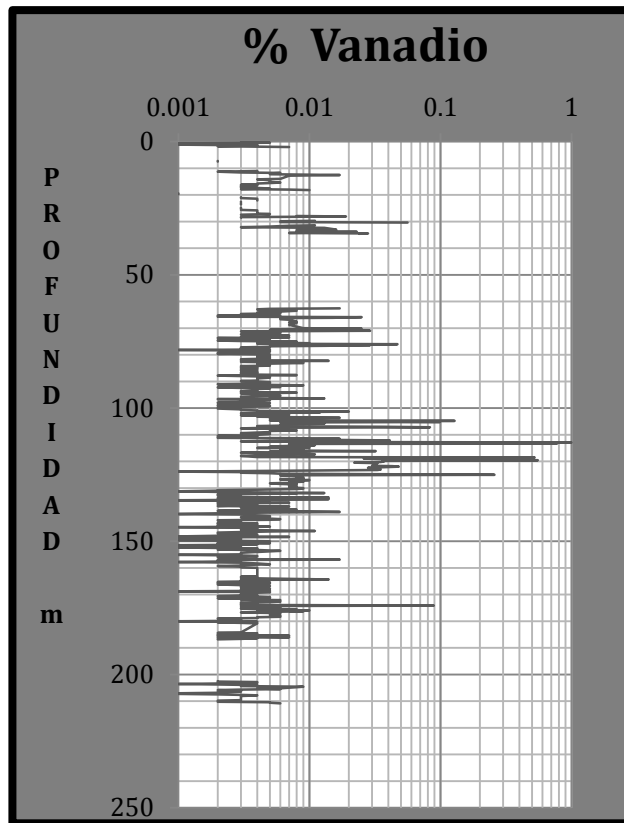


Fig. 4.23 Gráfica de porcentaje de Vanadio. (Salomón-Vázquez 2012)

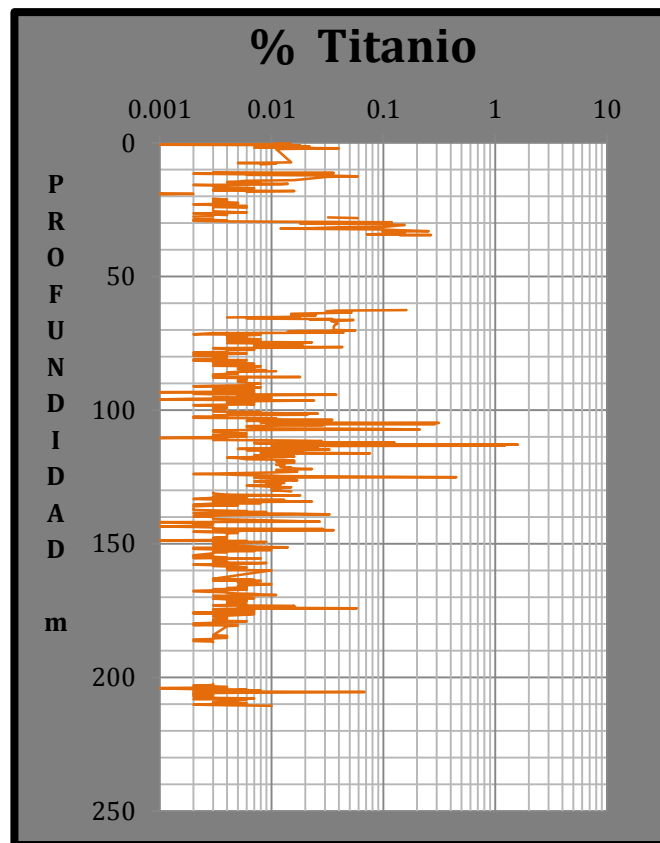


Fig. 4.24 Gráfica de porcentaje de Titanio. (Salomón-Vázquez 2012)

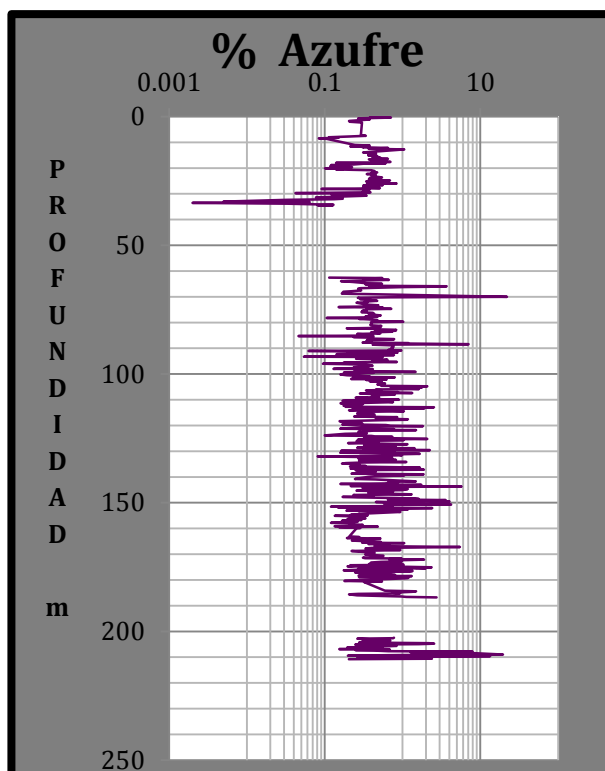


Fig. 4.25 Gráfica de porcentaje de Titanio. (Salomón-Vázquez 2012)

4.6.4 EJEMPLO DE APLICACIÓN A NIVEL MUNDIAL

Campo Eagle Ford (caso de estudio).

La formación Eagle Ford es una secuencia de caliza, lutita y limolita que representa una fuente importante de rocas para la construcción, así como de lutitas gasíferas en el estado de Texas. Dentro de las lutitas, hay pocos indicadores visuales que indiquen su localización estratigráfica; además existe un importante contacto entre las edades de las rocas del Turoniano/Cenomaniano separados por secuencias que varían en su contenido de carbono orgánico total (COT).

El COT controla que tanta cantidad de gas se puede encontrar dentro de las lutitas. Los datos de Mn, V, Cr y Mo, presentados en la Figura 4.24 muestran una marcada disminución en Mn y aumento en V + Cr y Mo por debajo del límite de la etapa; y se correlaciona con mayor contenido de COT de los cortes.

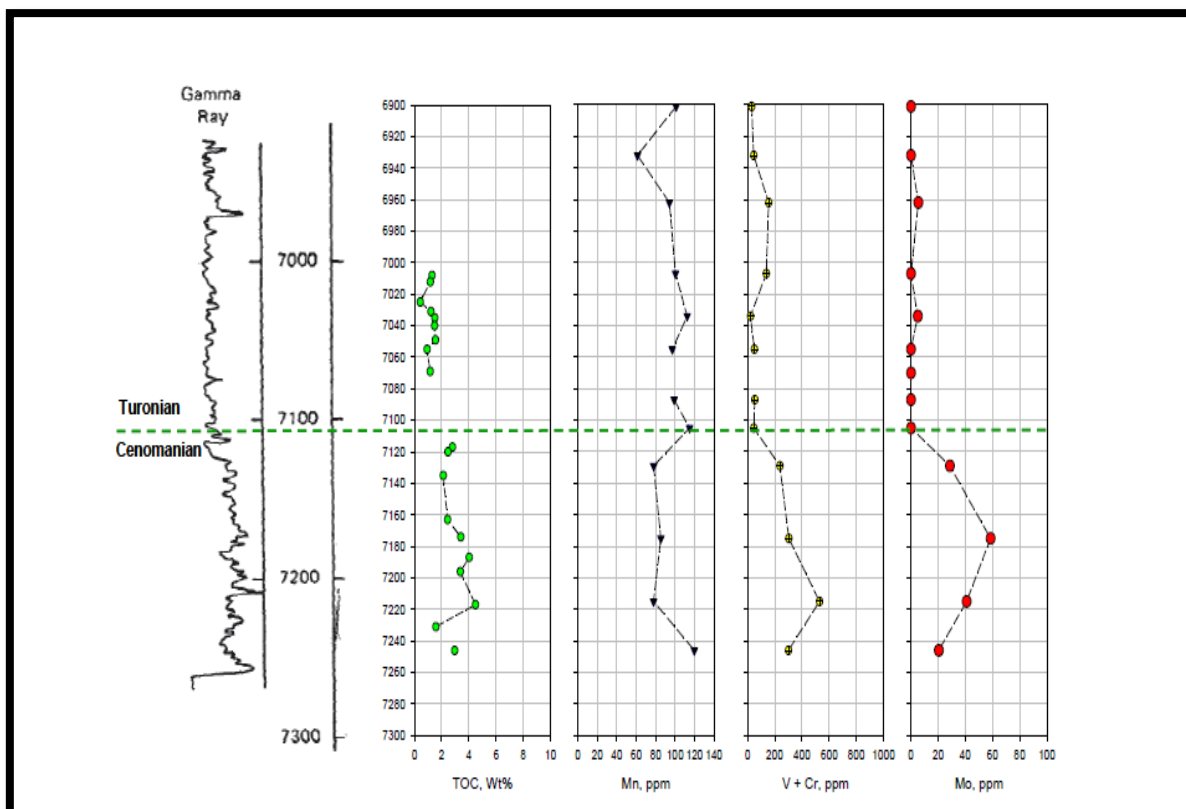


Fig. 4.26 Gráfica de COT, Mn, V+Cr, Mo vs Prof. (Ross, D.J.K. and Bustin, R.M., 2009)

El fuerte contraste de metales traza por encima y por debajo del límite Turoniano /Cenomaniano nos permite identificar el contacto. Este estudio de caso demuestra claramente que el Niton XL3t se puede utilizar para definir con precisión los intervalos estratigráficos por sustitutos químicos.

El volumen químico se puede utilizar para determinar las regiones productivas en las lutitas gasíferas que será una herramienta importante utilizado en el sitio de la toma de registros de pozos y como una ayuda para el análisis de núcleos de rutina.

4.7 ANALISIS QUÍMICO

4.7.1 MARCO TEÓRICO

El rojo de alizarina, comúnmente es un colorante orgánico que se encuentra en polvo de color anaranjado. Puede ser utilizado tanto en campo como en el laboratorio y sirve para la identificación de calcita. Se requiere que este se diluya en Acido Clorhídrico para crear una solución de tinción.

Sus propiedades físicas y químicas se resumen en la tabla 4.2:

Sinónimos:	Alizarina Rojo S- Rojo 3 Mordaz 3, 4- Dihidroxido-2 Antraquinomasulfúrico Acido, Sal de Sodio- Rojo de Alizarina Indicador.
Fórmula Química:	C ₁₄ H ₇ NaO ₇ S
Concentración:	10%
Peso molecular:	346.25
Grupo Químico:	Compuesto Orgánico -Indicador
Número CAS:	130-22-3
Número NU:	No registrado
Código Walder:	RO-1387
Estado Físico:	Sólido
Apariencia:	Polvos color amarillo o naranja
Olor:	Característico
pH:	Intervalos de transición visual: pH 4.0 (amarillo)- pH6.0 (rojo)
Temperatura de ebullición:	430 @C
Temperatura de fusión:	287-289@C
Densidad(Agua)	No reportado
Presión de vapor:	No reportado
Densidad de vapor (Aire):	No reportado
Solubilidad:	Escasamente soluble en agua

Tabla 4.2 Propiedades físicas y químicas del rojo de alizarina. (Winkler 2007)

4.7.2 DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA UTILIZADA

Para utilizar el Rojo de alizarina en la identificación de calcita en carbonatos se debe hacer una solución; para crearla el primer paso es diluir el HCL en concentraciones de 1 a 2 % con agua destilada para formar un litro como base para dos soluciones. La concentración de HCL es importante para permitir que la calcita normal efervesca libremente y que el resto de los carbonatos reaccione de manera más lenta. Un incremento en el contenido de HCL puede provocar una efervescencia más activa y que no se produzca la tinción. Lo siguiente es disolver el Rojo de alizarina en 500 (ml) del HCL diluido previamente.

Con esto se produce una solución, la cual teñirá de un color rojo la calcita contenida en las muestras de roca a analizar. Después de creada la solución, se escoge la

superficie de la muestra a teñir (de fractura, corte de sierra o pulida). Se lava dicha superficie con abundante agua destilada, especialmente si la roca es micro porosa y se aplica la solución de tinción dejando reposar a la roca por alrededor de 4 minutos. El rojo de alizarina teñirá de rojo el calcio en la calcita.

La tinción sólo afecta a la superficie de la muestra; dicha superficie no debe tocarse durante el proceso y mientras la roca se mantenga húmeda. La presencia de calcio en la superficie o en el sistema poroso de la muestra –debido, por ejemplo a la evaporación del agua en contacto con la muestra– puede generar falsas interpretaciones.

4.7.3 DESARROLLO DEL ESTUDIO

Para la realización de este análisis, se limpiaron las muestras a utilizar con un paño húmedo para remover el polvo que se encontrara en su superficie, después se procedió a aplicar una gota de rojo de alizarina (previamente preparada en el laboratorio) a las muestras del núcleo continuo del pozo UNAM-7 de 0-230 m (Fig. 4.27); en intervalos de 20 cm.

Se registraba la profundidad, el tiempo de reacción de la muestra y la coloración de cada muestra. Tomando fotografías de los núcleos antes y después de llevada a cabo la reacción. Se obtuvo que en promedio en 25 segundos, las muestras con alto contenido de carbonato de calcio se tiñeran de color rojo; indicando que las muestras eran representativas de rocas calizas.

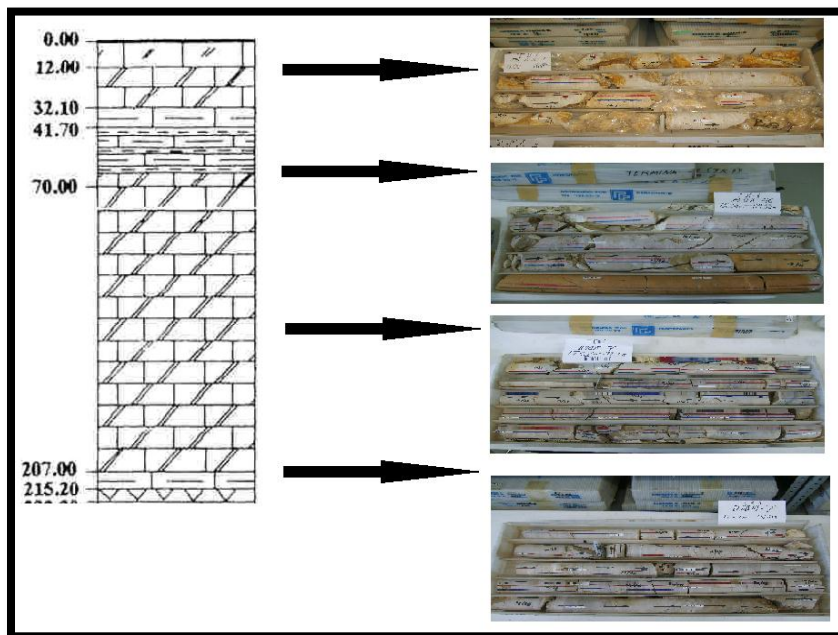


Fig. 4.27 Columna estratigráfica pozo UNAM-7. (Salomón-Vázquez 2012)

A continuación se presentan algunas de las muestras individuales que se tomaron del pozo UNAM-7, donde podemos apreciar los cambios de coloración antes y después de la reacción al aplicar el rojo de alizarina.



Fig. 4.28 Pozo UNAM-7, profundidad: 73.7m (Salomón-Vázquez 2012)

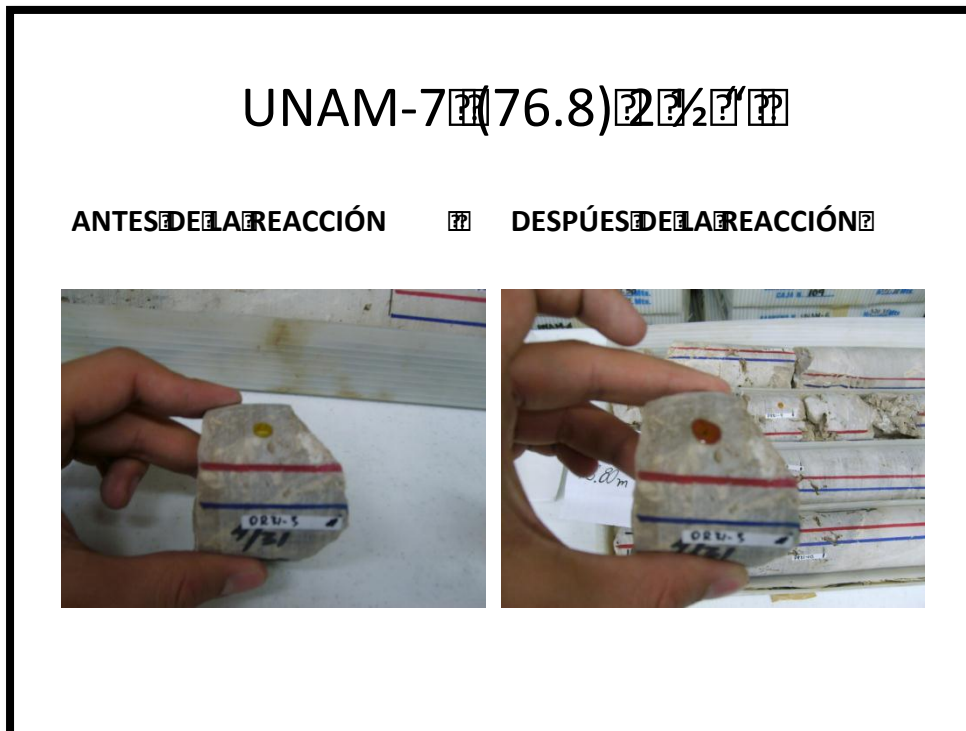


Fig. 4.29 Pozo UNAM-7, profundidad: 76.8m (Salomón-Vázquez 2012)



Fig. 4.30 Pozo UNAM-7, profundidad: 78.4m (Salomón-Vázquez 2012)



Fig. 4.31 Pozo UNAM-7, profundidad: 93.4m (Salomón-Vázquez 2012)

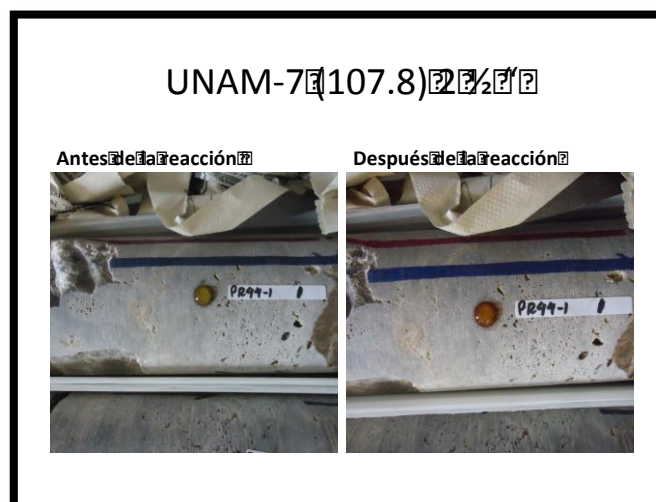


Fig. 4.32 Pozo UNAM-7, profundidad: 107.8m (Salomón-Vázquez 2012)



Fig. 4.33 Pozo UNAM-7, profundidad: 112.5m (Salomón-Vázquez 2012)

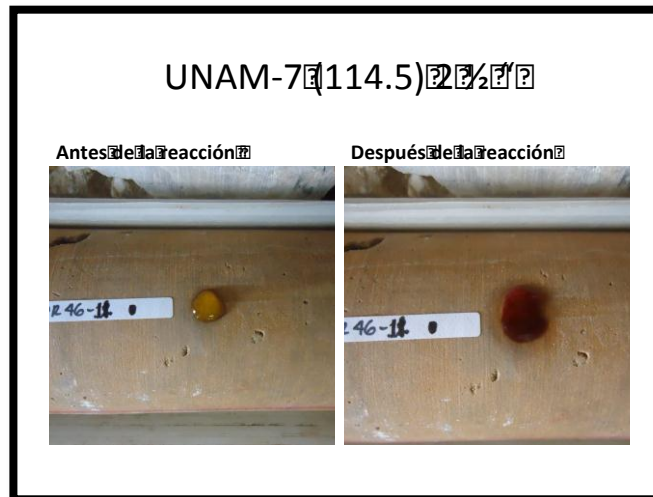


Fig. 4.34 Pozo UNAM-7, profundidad: 114.5m (Salomón-Vázquez 2012)



Fig. 4.35 Pozo UNAM-7, profundidad: 117.35m (Salomón-Vázquez 2012)

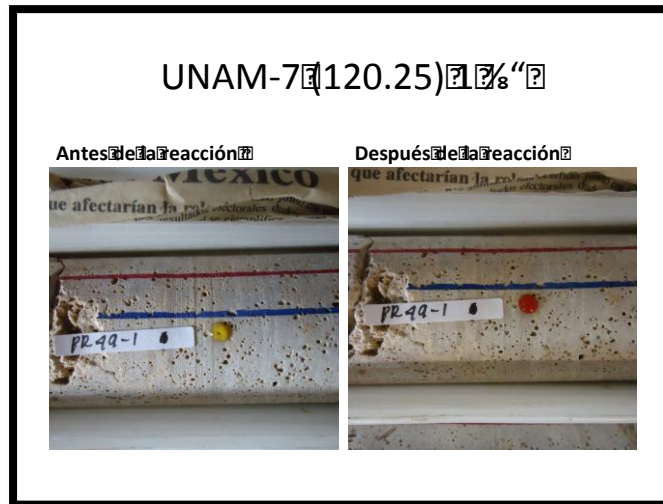


Fig. 4.36 Pozo UNAM-7, profundidad: 120.25m (Salomón-Vázquez 2012)

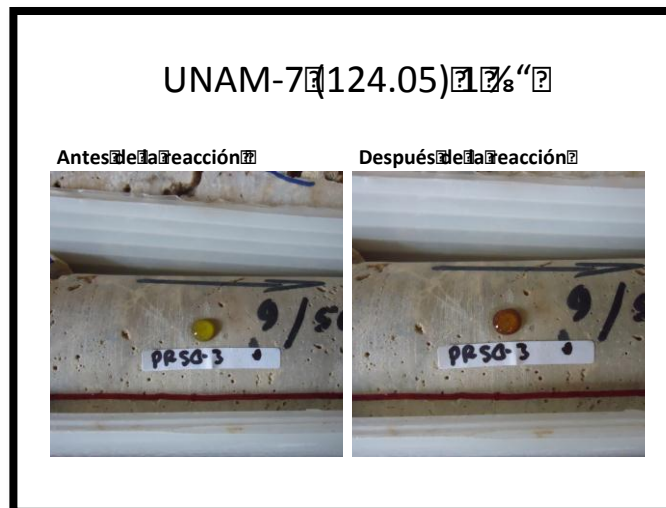


Fig. 4.37 Pozo UNAM-7, profundidad: 124.05 (Salomón-Vázquez 2012)

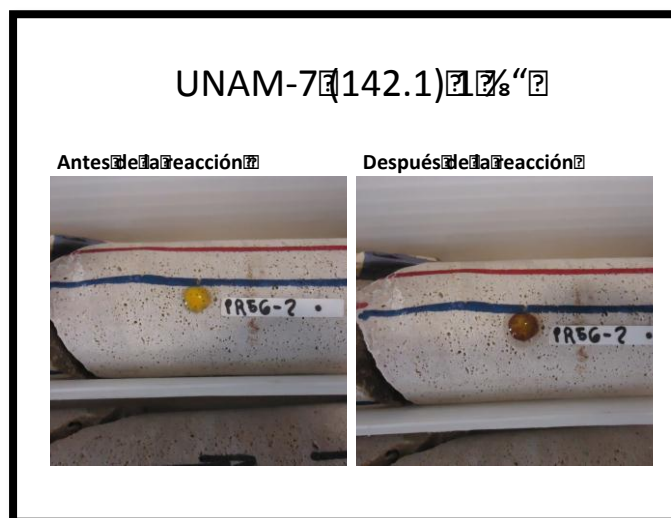


Fig. 4.38 Pozo UNAM-7, profundidad: 142.1m (Salomón-Vázquez 2012)



Fig. 4.39 Pozo UNAM-7, profundidad: 150.35m (Salomón-Vázquez 2012)

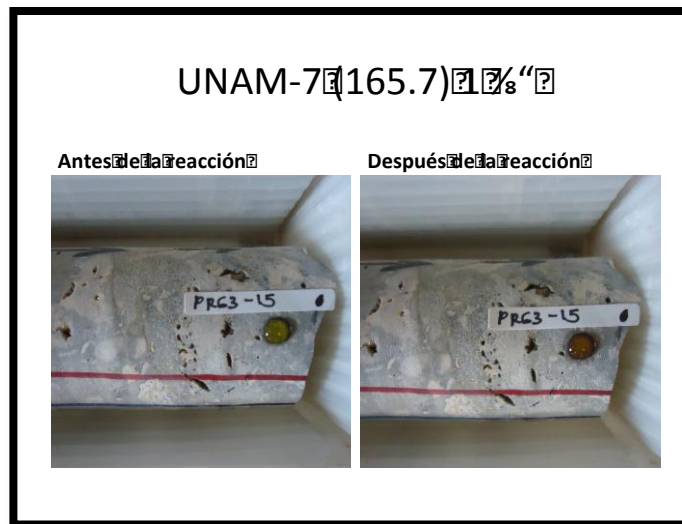


Fig. 4.40 Pozo UNAM-7, profundidad: 165.7m (Salomón-Vázquez 2012)

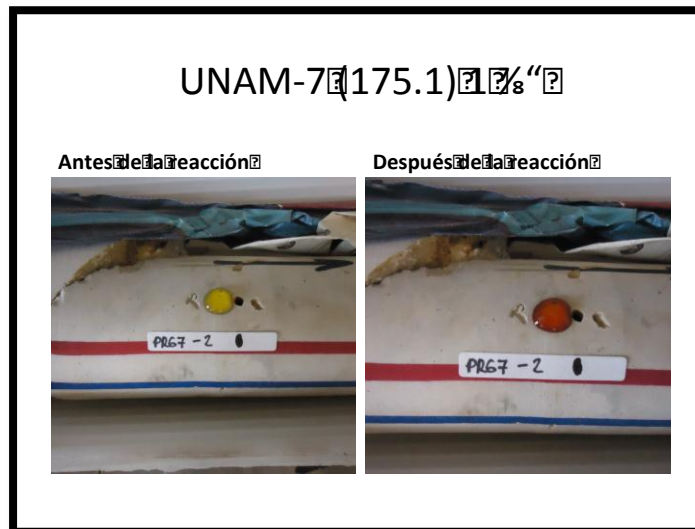


Fig. 4.41 Pozo UNAM-7, profundidad: 175.1m (Salomón-Vázquez 2012)

4.7.4 EJEMPLO DE APLICACIÓN A NIVEL MUNDIAL

Mineralogía, geoquímica y evolución diagenética de los materiales carbonatados del área de Mérida.

En el área de Mérida Yucatán, México (Fig. 4.42) aflora una serie carbonatada, atribuida al Cámbrico Inferior, compuesta por calizas carbonosas con intercalaciones de niveles y nódulos de pedernal, en su parte inferior, y una secuencia predominantemente dolomítica en la parte superior. Las calizas presentan una composición química y mineralógica relativamente homogénea. En cambio, las dolomías se han diferenciado en tres grupos (dolomías negras, de grano fino; dolomías blanco-grisáceas, bandeadas; y dolomías oquerosas, de colores pardos y rojizos), con unos rasgos petrográficos y geoquímicos distintivos.



Fig. 4.42 Mapa del estado de Yucatán (Burton 2010)

El reconocimiento geológico de la zona ha permitido levantar la columna estratigráfica y, al mismo tiempo, realizar un muestreo representativo de los diferentes tipos de rocas carbonatadas, que fueron seleccionadas evitando los efectos de posibles alteraciones metasomáticas en relación con las intrusiones ígneas del entorno.

Se llevó a cabo la caracterización mineralógica y la estimación cuantitativa de los componentes mineralógicos por el método de difracción de rayos X. El estudio mineralógico de las rocas carbonatadas se ha complementado por microscopía óptica de luz transmitida, mediante observaciones de láminas delgadas, en algunos casos cubiertas con una mezcla de rojo de alizarina (0,2%) y ferrocianuro potásico (0,5-1 %), en solución acidulada con ácido clorhídrico (0,2%), para diferenciar los cristales de calcita y dolomita.

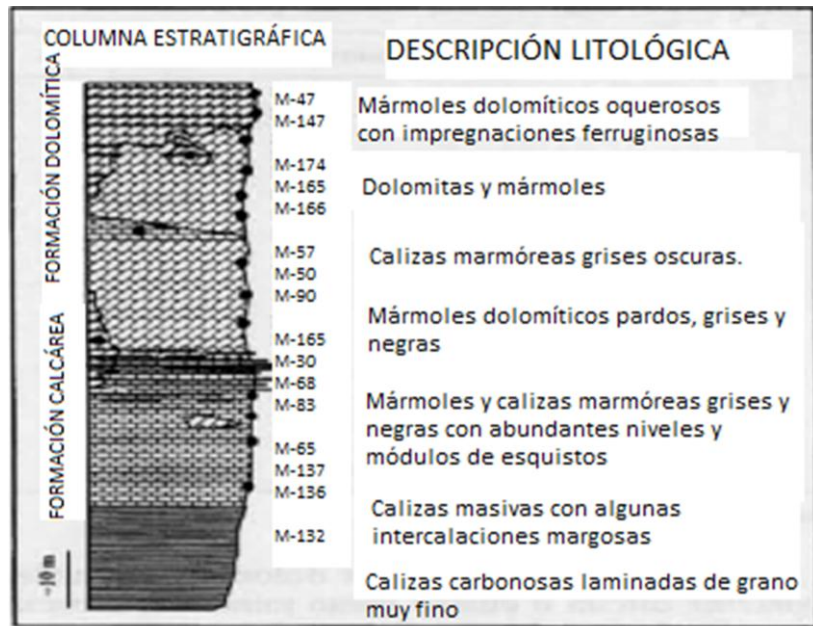


Fig. 4.43 Descripción litológica de la serie carbonatada, y posición estratigráfica de las muestras estudiadas.(Caliani 1996)

CAPÍTULO 5. INTERPRETACIÓN

Los yacimientos carbonatados representan el tipo de roca almacén más importante a nivel mundial en términos de reservas y de campos gigantes y supergigantes. El estudio de los yacimientos carbonatados sin embargo presenta diversos problemas asociados a la caracterización de calizas y dolomías, estimaciones de porosidad y permeabilidad y efectos de alteración y deformación (Akbar et al., 2001; Bratton et al., 2006). Ahr y colaboradores (2005) han analizado las dificultades en la caracterización de los yacimientos en carbonatos y la aparente heterogeneidad y posibles esquemas de clasificación. Entre las dificultades en caracterización se tienen los procesos de dolomitización y los diferentes modos de formación de dolomías, aspectos que han sido enfatizados en diversos trabajos (Al-Awadi et al., 2009). La dolomitización es un proceso íntimamente relacionado con los niveles de porosidad en los carbonatos; por la sustitución de una parte de los iones de Ca^{++} , por iones Mg^{++} , produce una contracción que reduce el volumen del conjunto en una proporción de 12 a 13%, aumentando la porosidad.

La correcta interpretación de los tipos de rocas encontrados en un yacimiento, influye en la elección óptima de escenarios de producción. Las decisiones tomadas a partir de un estudio técnico-económico adecuado, repercuten en la rentabilidad de un proyecto petrolero. El volumen de hidrocarburos presente en cualquier parte del yacimiento está directamente relacionado con la porosidad (volumen de poros del estrato) y de la distribución de los fluidos presentes en los poros. La producción de hidrocarburos depende, entre otras cosas, de la permeabilidad, la cual está controlada por el número, tamaño y el grado de intercomunicación entre los poros.

La obtención de registros de susceptibilidad magnética y geoquímicos presentan una herramienta rápida para la caracterización de las secuencias y la identificación de calizas y dolomías. Los registros de susceptibilidad magnética han sido empleados para estudios de caracterización de formaciones y correlación lateral entre pozos. Recientemente han sido usados en secuencias de arenas bituminosas y de pizarras (Morris y Ugalde, 2008). Los estudios de geoquímica usan los registros de gama, que permiten estimar las variaciones en uranio, torio y potasio en los diferentes estratos. Los registros gama permiten caracterizar las secuencias y forman parte de las herramientas estándar empleadas en los diferentes proyectos. Sin embargo, los registros gama no permiten analizar los elementos que forman las diferentes litologías. En este estudio hemos empleado y evaluado un registro geoquímico empleando fluorescencia de rayos x, que permite determinar la

composición elemental y proporciona información de mayor detalle sobre la composición de las formaciones. Adicionalmente hemos empleado un método de tinción para caracterizar las calizas y dolomías, analizando los porcentajes relativos de calcio y magnesio y los porcentajes de reemplazamiento. Las distintas variaciones de la susceptibilidad, el porcentaje de elementos encontrados en las muestras tomadas y la tinción, arrojan información que permite proporcionar una buena caracterización.

En este proyecto se dispone de núcleos continuos, que permite una caracterización de alta resolución de la secuencia carbonatada. Esto ha sido importante para la evaluación de estas técnicas y su posible aplicación en pozos con recuperación intermitente de núcleos o bien en recortes. Los resultados sugieren que las técnicas tienen aplicación potencial en estos casos.



Fig. 5.1 Análisis Químico en proceso (Salomón-Vázquez, 2012).



Fig. 5.2 Análisis Geoquímico en proceso (Salomón-Vázquez, 2012).

5.1 DESARROLLO DE LA INTERPRETACIÓN

Con la información obtenida de las pruebas de susceptibilidad magnética, análisis geoquímico y químico de tinción desarrollados en el laboratorio, en muestras del pozo UNAM-7; se llevaron a cabo una serie de registros abarcando las profundidades de 0 – 218 (m).

Los altos índices de recuperación de los núcleos obtenidos en el pozo UNAM-7 permiten identificar la composición de los estratos y sus cambios geoquímicos a lo largo de la sección estudiada. La selección de los intervalos de estudio y puntos de medición se basó en la descripción macroscópica de la secuencia, que permitió evaluar los cambios mayores de litología a través de los cambios de coloración, textura, grados de brechamiento y fracturamiento en la secuencia.

Para identificar en primera instancia el origen de los distintos estratos encontrados, se ocuparon los registros de susceptibilidad magnética así como el registro de porcentaje de calcio y sílice. En estos registros existe una correlación que indica si el origen de los bloques estudiados es marino y si se tiene influencia de aporte de terrígenos.

La correlación encontrada se basa en proporciones directas en los valores de sílice y susceptibilidad y a su vez estas son inversamente proporcionales a los valores del calcio. Es decir a mayor porcentaje de calcio en las rocas, disminuyen los valores de sílice y de la susceptibilidad; esto es explicado a través del aumento de los valores de la susceptibilidad en la roca debido al aumento de minerales magnéticos, en este caso el sílice.

Los registros geoquímicos para calcio y sílice y de susceptibilidad magnética se presentan en la Figura 5.3. Estos registros se usaron para diferenciar las unidades en la secuencia analizada. Para la caracterización de las unidades se interpretaron las tendencias de variación y los valores relativos de cambios en composición y de susceptibilidad. En los registros se identifican con letras las diferentes unidades. En la primera sección se marcan tres unidades, con los cambios en concentración de calcio y sílice y los valores de susceptibilidad. La segunda sección se caracteriza por bajos cambios en contenidos de calcio, que permanece con variaciones pequeñas. Las unidades se distinguen por las variaciones en los contenidos de sílice y en la susceptibilidad magnética. La unidad F presenta contenidos mayores de calcio y se separa en dos partes por la variación en la susceptibilidad magnética. Las unidades G y H presentan tendencias similares y en la grafica se han separado debido al hiatus en las observaciones de los registros. Estas interpretaciones iniciales usando estos tres registros se analizan y evalúan usando varios registros, disponibles dado que la técnica de fluorescencia permite obtener análisis de un espectro amplio de elementos. Esto es una de las aportaciones de este estudio, que en este caso permite evaluar el uso potencial de esta nueva herramienta (ver figura 5.8 y tablas 5.1 5.2).

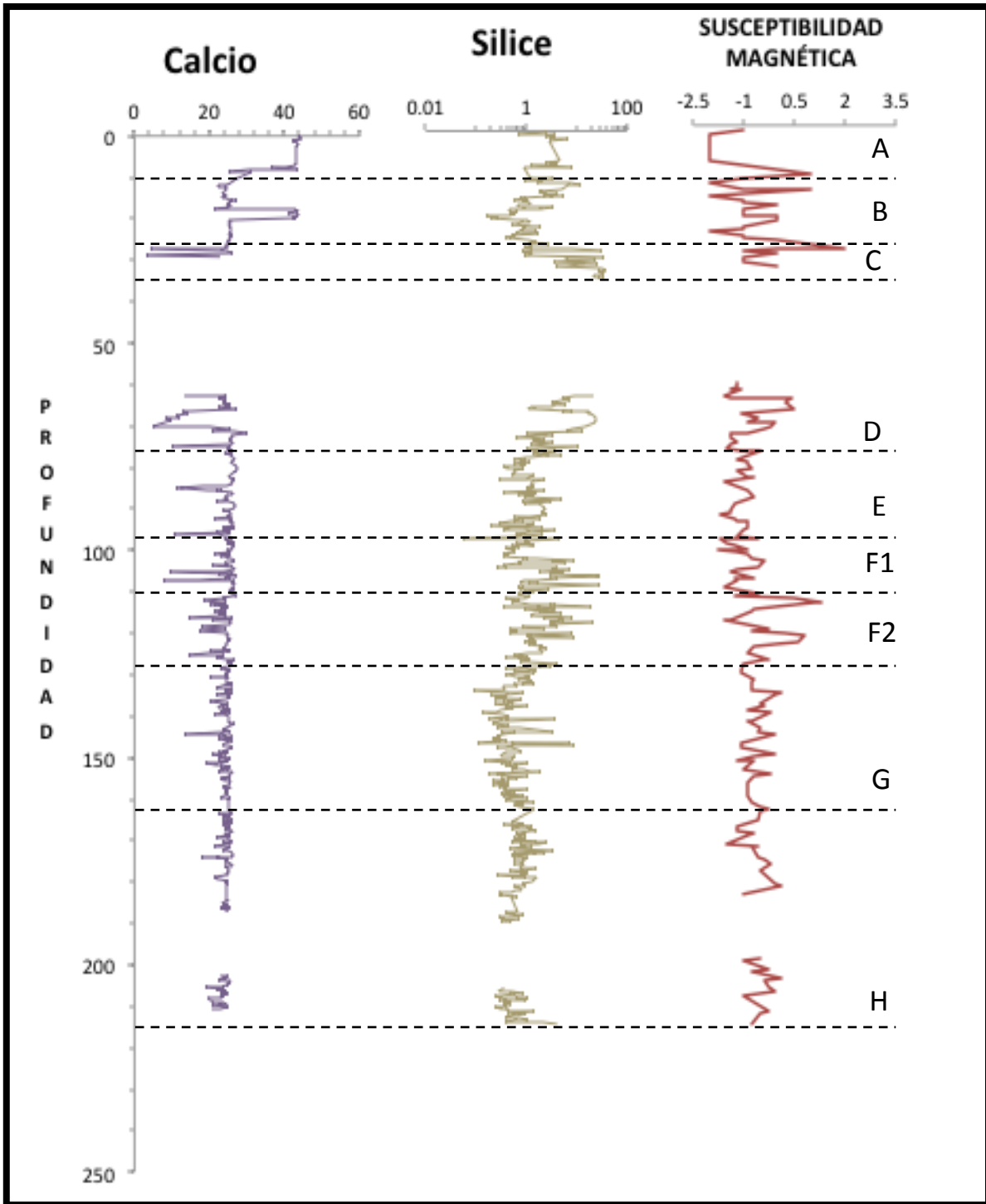


Fig. 5.3 Gráfica de Calcio, Sílice y Susceptibilidad Magnética, en la cual se observan la división de bloques propuesta (Salomón-Vázquez, 2012).

Bloque	Profundidad (m)	Descripción	Aporte
A	0 a 10	(+)Ca, (-) Si, (-) S.M.	Marino
B	10 a 28	(+)Ca, (-) Si, (-) S.M.	Marino
C	28 a 34	(-)Ca, (+)Si,(+)S.M.	Terrígeno
D	63 a 77	(-)Ca, (+)Si,(+)S.M.	Terrígeno
E	77 a 98	(+)Ca, (-) Si, (-) S.M.	Marino
F1	98 a 110	(-)Ca, (+)Si,(+)S.M.	Marino
F2	110 a 129	(-)Ca, (+)Si,(+)S.M.	Terrígeno
G	129 a 163	(+)Ca, (-)Si, (-)S.M.	Marino
H	163 a 218	(+)Ca, (-) Si, (-) S.M.	Marino

Tabla 5.1 Identificación de Bloques (Salomón-Vázquez, 2012).

(+) Aumento en el porcentaje del elemento respecto al bloque anterior.

(-) Disminución en el porcentaje del elemento respecto al bloque anterior.

La aportación de material terrígeno (Si, K, Al, Fe) a la roca, proviene de una sola fuente, esto debido a que existe una correlación directa entre todos estos elementos, la cual se puede observar en las siguientes gráficas:

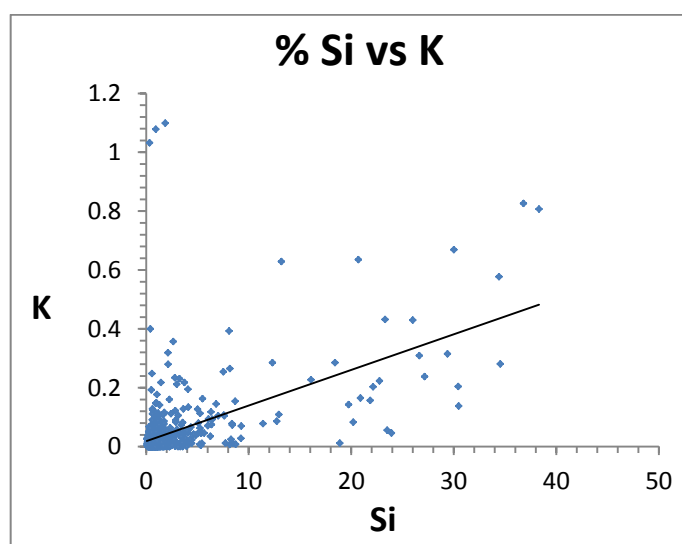


Fig. 5.4 Gráfica de Porcentaje de Sílice vs. Potasio (Salomón-Vázquez, 2012).

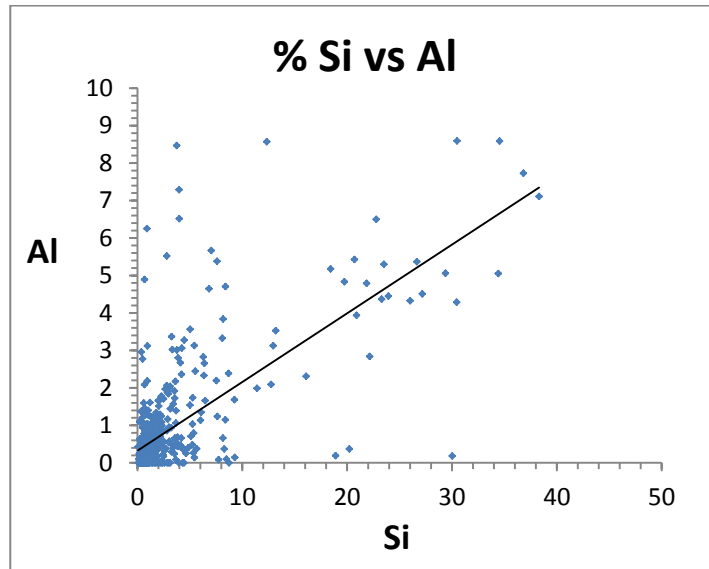


Fig. 5.5 Gráfica de Porcentaje de Sílice vs. Aluminio (Salomón-Vázquez, 2012).

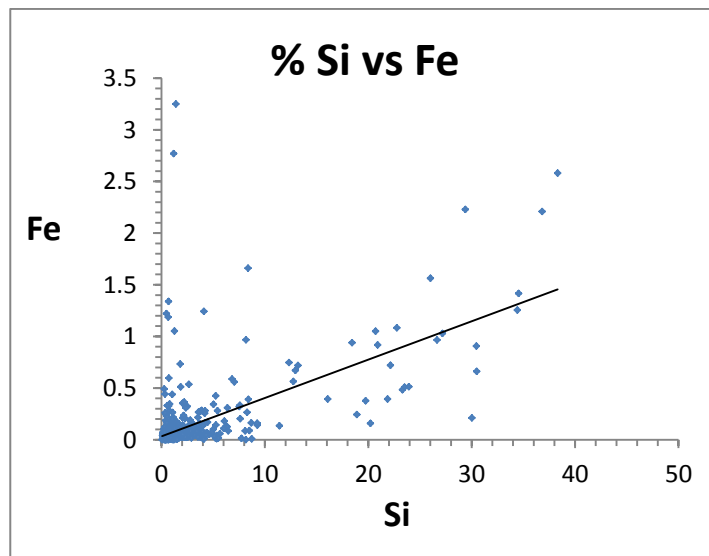


Fig. 5.6 Gráfica de Porcentaje de Sílice vs. Hierro (Salomón-Vázquez, 2012).

Por otra parte, los elementos como el magnesio y el calcio no guardan una correlación entre si ya que la dispersión de datos se agrupa en el centro de la gráfica, con lo cual podemos decir que provienen de un aporte distinto. Con ello podemos interpretar que para los aumentos del porcentaje de magnesio en la gráfica, se infiere una pequeña dolomitización de la roca.

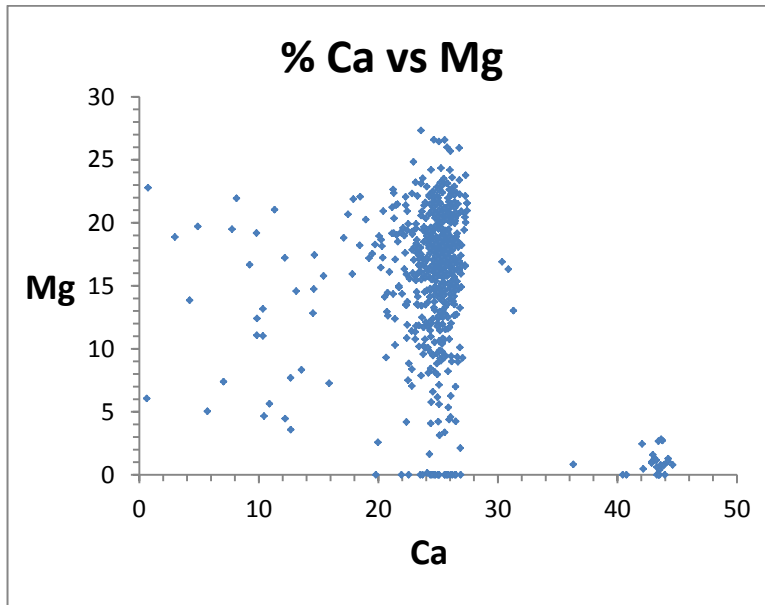


Fig. 5.7 Gráfica de Porcentaje de Calcio vs. Magnesio (Salomón-Vázquez, 2012).

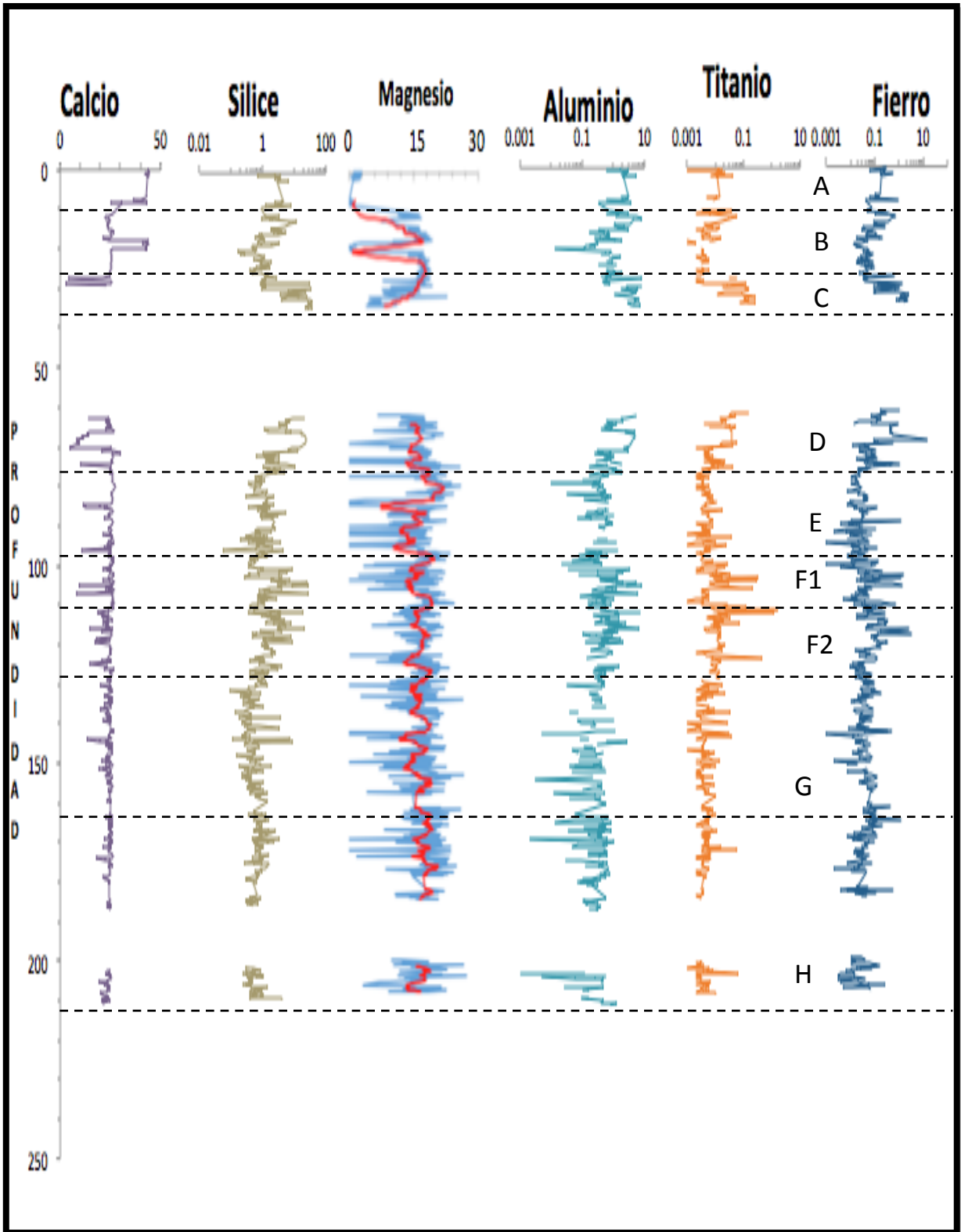


Fig. 5.8 Gráfica de Calcio, Sílice, Magnesio, Aluminio, Titanio y Hierro (Salomón-Vázquez, 2012).

Para identificar el tipo de roca presente en los bloques estudiados se emplearon las gráficas de porcentaje de Ca, Mg y el registro de susceptibilidad; aunados al registro químico. El proceso de identificación consiste en la comparación del porcentaje de Ca y Mg. Y al tener menor aporte el Mg, se utiliza el registro de susceptibilidad magnética para complementar la interpretación.

Los puntos clave para esta identificación son:

- Los valores de S.M. en la caliza son del orden de -1×10^{-9} a 0.
- Los aumentos en el porcentaje de Mg y los decrementos en el porcentaje de Ca, nos muestran indicios de dolomitización.

Bloque	Profundidad (m)	Comportamiento Ca	Comportamiento Mg	Tipo de roca
A	0 a 10	Se mantiene constante en un porcentaje alto (45%)	Porcentajes mínimos (3%)	Caliza
B	10 a 28	Porcentajes variados a lo largo del bloque	Porcentajes variados a lo largo del bloque	Caliza Dolomitizada
C	28 a 34	Disminución de porcentaje	Ligeros aumentos en el porcentaje	Caliza Dolomitizada
D	63 a 77	Porcentajes variados a lo largo del bloque (10-30%)	Porcentajes variados a lo largo del bloque (12-18%)	Caliza Dolomitizada
E	77 a 98	Porcentajes constantes del orden del 30%	Porcentajes variados a lo largo del bloque (9-21%)	Caliza Dolomitizada
F1	98 a 110	Porcentajes constantes del orden del 30%	Porcentajes constantes del orden del 15%	Caliza Dolomitizada
F2	110 a 129	Porcentajes constantes del orden del 30%	Porcentajes constantes del orden del 15%	Caliza Dolomitizada
G	129 a 163	Porcentajes constantes del orden del 30%	Porcentajes constantes del orden del 15%	Caliza Dolomitizada
H	163 a 218	Porcentajes constantes del orden del 30%	Porcentajes constantes del orden del 15%	Caliza Dolomitizada

Tabla 5.2 Clasificación de Tipo de Roca (Salomón-Vázquez, 2012).

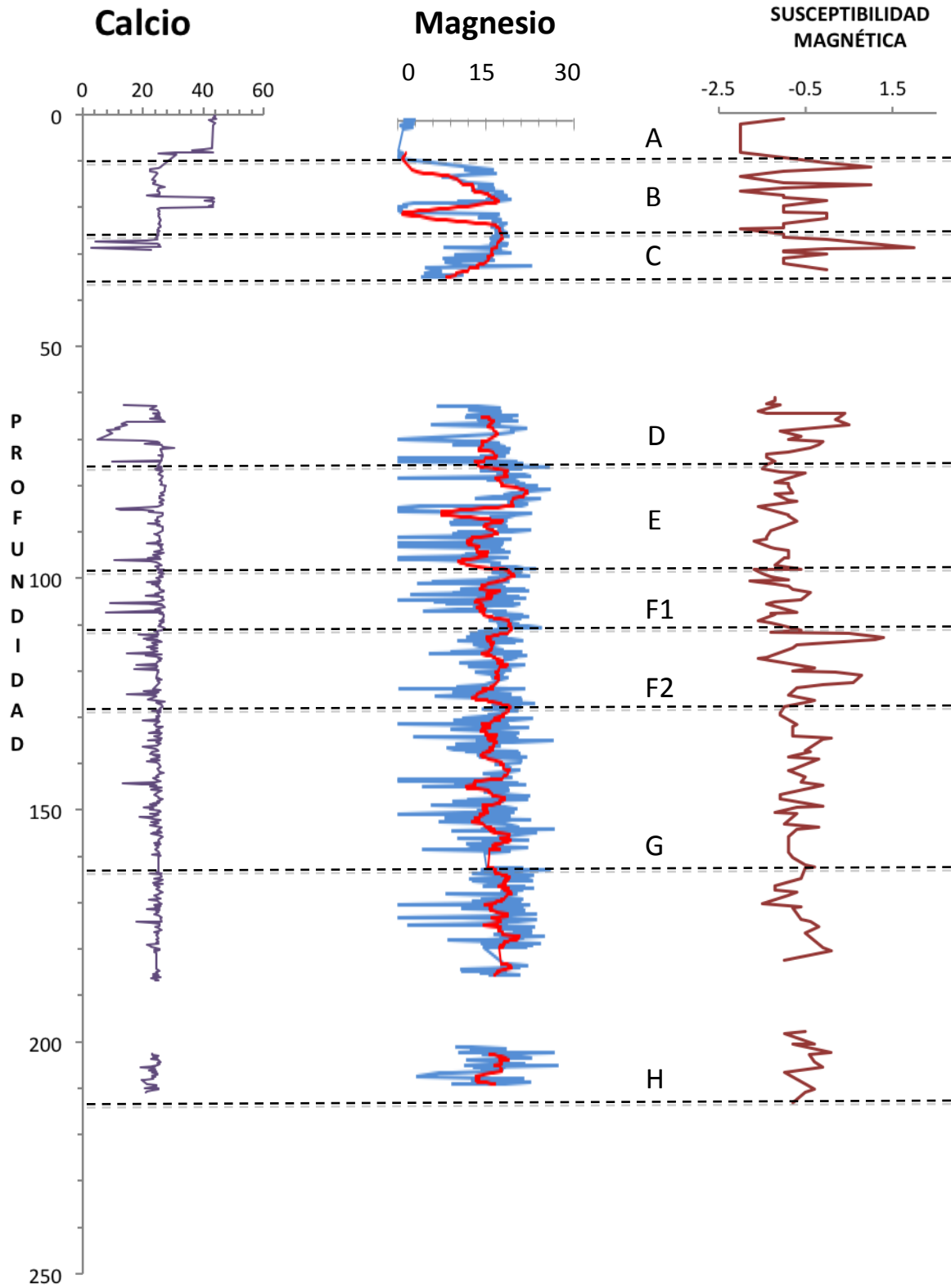


Fig. 5.9 Gráfica de porcentaje de Calcio, Magnesio y Susceptibilidad Magnética (Salomón-Vázquez, 2012).

Apoyándonos en el registro químico, los puntos que presentan mayor porcentaje de tinción identifican a las calizas, mientras que los puntos con porcentajes más bajos muestran calizas con un grado pequeño de dolomitización. Se puede observar en la Figura 5.10 que la mayor concentración de puntos se encuentra entre 50 y 75%; con lo cual podemos decir que la roca es caliza con un índice de dolomitización, esto correlacionado con la grafica anterior comprueba lo descrito en la tabla 5.2.

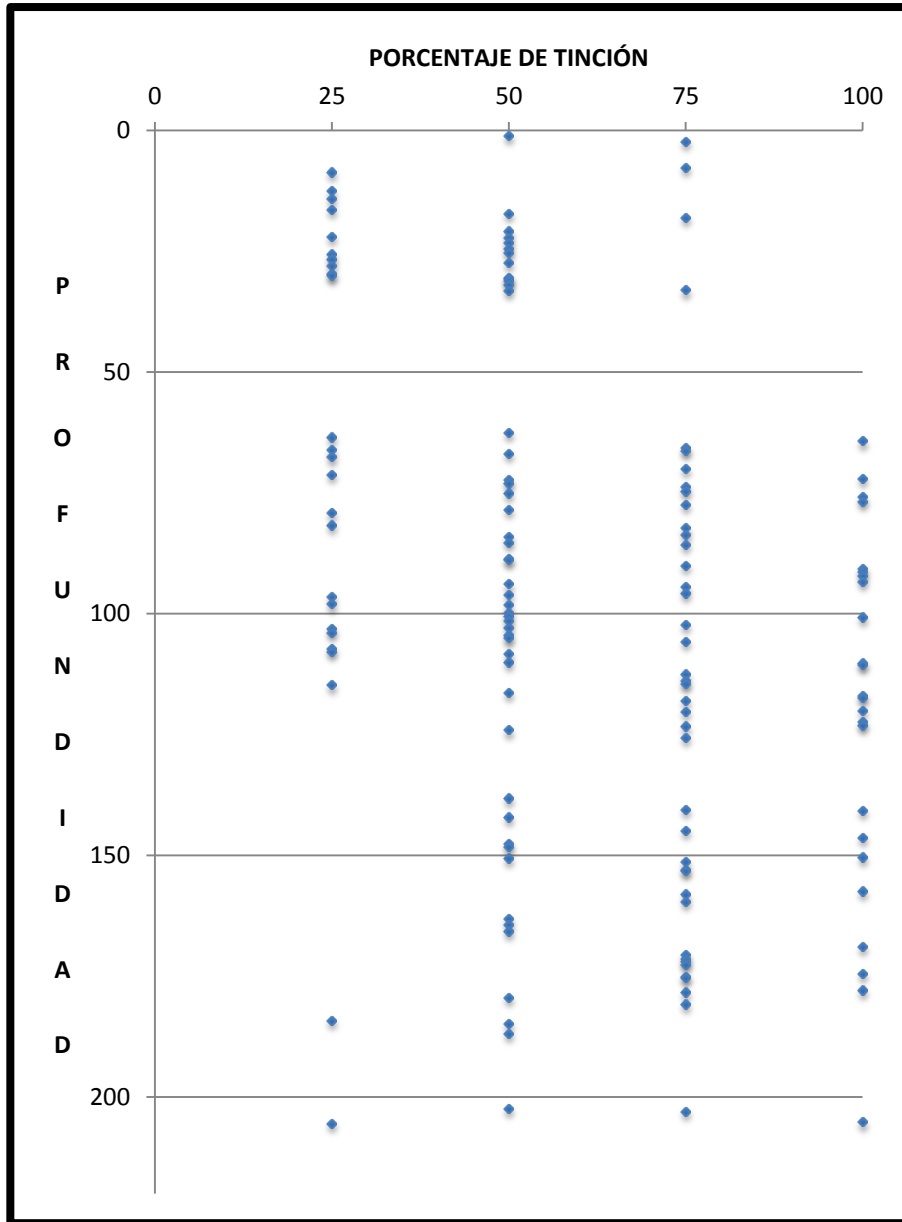


Fig. 5.10 Gráfica de Porcentaje de Tinción contra profundidad, que permite estimar los grados de dolomitización en la secuencia (Salomón-Vázquez, 2012).

En las figuras 5.8 y 5.9 se presentan las evaluaciones e interpretación de unidades usando combinaciones de registros. La caracterización inicial de las unidades se basó en los registros geoquímicos de calcio y sílice, que forman las componentes principales de las rocas, con carbonatos de calcio marinos y los aportes de terrígenos (aunque también se tiene sílice biogénico) y el registro de susceptibilidad magnética (registros en figura 5.3). La integración de registros permite una evaluación y análisis de la caracterización de unidades y mayor resolución en la interpretación de las tendencias y variaciones observadas en los registros. La correlación entre los registros de aluminio, titanio y hierro, que muestran tendencias similares y su comparación con el registro de sílice permite corroborar un origen principalmente asociado a terrígenos.

BIBLIOGRAFÍA

- Al-Hamai, W.; Russell, D.; y Vissapragada, B. Carbonate Rocks. Schulerberger.2000
- A.Timur, M. N. Toksoz. Downhole Geophysical Logging. Ann. Rev. Earth planet. Sci 1985.
- Ahr, W.L. et al., Confrontando el intricado tema de los carbonatos, Oilfield Review, 20-33, 2005.
- Akbar, M.; Alghamdi, A.; Allen, D.; Carnegie, A.; Chourasiya, R.D.; Logan, D.; Netherwood, R. Evaluación de Yacimientos Carbonatados. Oilfield Review. 2001.
- Al-Awadi, M. et al. La dolomía: Aspectos de un mineral desconcertante. Oilfield Review, 32-48, 2009.
- Ballay, G.; y Cox,R.; Formation Evaluation: Carbonate vs Sandstone.2005.
- Bratton, T. et al., La naturaleza de los yacimientos naturalmente fracturados. Oilfield Review, 4-25, 2006.
- Buenaventura, Lucino. Apuntes de la Asignatura de Geología de Yacimientos Naturalmente Fracturados. Tesis, Facultad de Ingeniería, UNAM 2010.
- Dickey, Parke A. Petroleum Development Geology. Emeritus Professor of Geology. University of Tulsa. Tercera Edición. 1985.
- Ekwere, J. Peters. Petrophysics. Department of Petroleum and Geosystems Engenieering. The University of Texas at Austin. 2007
- Etchecopar, Pages,Pocachard. Harnessing Paleomagnetism for Logging.Oilfield Review 1993.
- Folk, Robert L . Petrology of Sedimentary Rocks. Austin Texas, 1980.
- Guillemot, J. Geología del Petróleo. Director del Centro de Estudios Superiores de Prospección Geológico y Geofísica de Paris. Segunda Edición. 1982.

Helander, Donald P. Fundamentals of Formation Evaluation. Oil and Gas Consultants Intl. Agosto 1983.

Judd, William R. et al. Principios de Geología y Geotecnia para Ingenieros. 1975. Cuarta Edición.

Martell Andrade, J. B.; Desarrollo de la Evaluación Petrofísica en México y su futuro a Través de la UNAM. 2008.

Mendoza, M.; y Ortiz Pérez, M.A. Caracterización Geomorfológica del Talud y la Plataforma Continentales de Campeche-Yucatán, México. Investigaciones Geográficas, Boletín del Instituto de Geografía, UNAM. Mayo 2000.

Morris, W.A., Ugalde, H.A., 2008. Litho-magnetostratigraphy of the Athabasca oil sands. CSEG Recorder, 40-44, 2008.

Ramos Rodriguez, H.; Zinat Conte, D. 65 Aniversario de los Registros Electricos en México. Octubre 2001.

Schlumberger. Cased Hole Log Interpretation Principles/ Applications. Houston Texas. 1989.

Schlumberger. Evaluación de Pozos. W.E.C. 1997.

Scoffin, Terrence P. An introduction to Carbonates Sediments and Rocks; Capitulo:1. 1986.

Selley, Richard C. Elements of Petroleum Geology. Department of Geology, Imperial College London, U.K. Segunda Edición. 1985

Tucker, M.; y Wright, J. Carbonates Sedimentology. Section 2.2. , 6.2 y 6.2.2. 1991

Urrutia Fucugauchi, Jaime. Initial Results of the UNAM Scientific Drilling program on the Chicxulub Impact Structure: Rock Magnetic Properties of UNAM-7 Tekax Borehole. Instituto de Geofísica, UNAM. Marzo, 1996.

Urrutia Fucugauchi, Jaime. UNAM Scientific Drilling Program of Chicxulub Impact Structure- Evidence for a 300 Kilometer Crater Diameter. Instituto de Geofísica, UNAM. Junio 1996.

Urrutia Fucugauchi, J., Chavez Aguirre, J.M., Perez Cruz, L., de la Rosa, J.L., 2008. Impact ejecta and carbonate sequence in the eastern sector of Chicxulub Crater. *Comptes Rendus Geosciences*, v. 341, p. 801-810

Viro, J. Eduardo; Interpretación de Registros. Rio de Janeiro. 1997.

Wayne M.; Allen D.; Smithson, T.; Gzara, K.; Zubari, H.; y Ramamoorthy, R. Confrontando el Intrincado Tema de los Carbonatos. *Oilfield Review*, verano 2005.

Wolfgang ,Blendinger & Meibner, Edwin. Dolomite- Limestone alternations- from outcrop to 3D model. *GEO Expro* Marzo 2006.

Zaki Bassiouni. Theory, Measurement and Interpretation of Well Logs. Richardson, TX 1994.

Zhao, Yonghui et al. Approximate Relationship of Coal Bed Methane and Magnetic Characteristics of Rock Via Magnetica Susceptibility Logging. *Journal of Geophysics and Engineering*. Diciembre 2011.

Referencias electrónicas

- <http://glosarios.servidor-alicante.com/geologia/ensayos-de-coloracion-pruebas-de-coloracion>
- <http://usuarios.geofisica.unam.mx/cecilia/SedimEstra/AmbTerrig-billarentsacristanvargas.pdf>
- <http://www.glossary.oilfield.slb.com>
- http://www.niton.com/Libraries/Document_Library/Upstream_Exploration_Production_with_the_Thermo_Scientific_Niton_XL3t_900_GOLDD.sflb.ashx
- <http://www.pdv.com/lexico/museo/minerales/caliza.htm>
- http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish05/win05/p4_25.ashx

Bibliografia

- http://www.ucm.es/info/crismine/Mine_nosilicat/Practicas_2.pdf
- www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/.../p4_25.ashx