



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE
LA TIERRA

**“REGISTROS GEOFÍSICOS Y EVALUACIÓN DE
FORMACIONES EN LA PLATAFORMA DE
YUCATÁN”**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

EDGAR ANDRÉS BALTAZAR

*DIRECTOR DE TESIS: DR. JAIME URRUTIA
FUCUGAUCHI*



México D.F. Ciudad Universitaria 2013



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.

AGRADECIMIENTOS

Mi agradecimiento a la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), a la Facultad de Ingeniería que me brindo las herramientas, profesores y compañeros para mi formación como ingeniero. Gracias a la UNAM por ser un instituto que otorga educación de calidad, gran riqueza cultural, así como el libre pensamiento a sus estudiantes.

Gracias al Dr. Jaime Urrutia Fucugauchi por guiarme en esta última etapa de la licenciatura, por compartirme sus conocimientos y su tiempo para dirigir este trabajo, por contribuir en la preparación de generaciones de Ingenieros Petroleros.

A quienes sin escatimar esfuerzo alguno, han sacrificado gran parte de su vida para formarme y educarme. A quienes la ilusión de su vida ha sido convertirme en persona de provecho. A quienes nunca podré pagar todos sus desvelos ni aún con las riquezas más grandes del mundo. Por esto y más Gracias Padres.

Gracias a Margarita Villa Real, por su responsabilidad, sensibilidad y preocupación, por ser una persona admirable que sigue sus ideales e increíblemente segura de sí misma. De las pocas personas que siguen siendo mis amigos de los primeros días en la Universidad.

A Briselda Pacheco, Nayelli Santos y Jacqueline Machorro, por brindarme su amistad ya que ustedes son las personas que me enseñaron; la palabra "Perseverar". Ustedes son mujeres admirables. "Aunque por más adverso fuera el camino siempre, siempre hay que creer en uno mismo". ¡Gracias por su cariño y amistad!

A mis amigos: Carlos Magallanes, Gabriel Alberto, Erwind, Alejandro, Miguel Cerero, Erick Balderas, Cesar Méndez, Jorge A. Briseño, Ernesto Leal (Neto), Lewis, Cristian (Xoltic), Isaac (Furias), Rafael Avalos, Isabel Mendez, Diana Mendez, Zaratustra, Mónica Morales, Juan Mantufar, José Carlos Reyes, Mireya, Edith, Jesús Cruz, Alberto Alvarado, Rosita Alvarado, Luis Armando (Chango), Teresita, Oscar, Gerardo Velázquez, Cesar, Ana Karenina, Ingrid, Paquito, Indira, Cuauhtémoc, Alejandro, Enrique Trujillo, Juan Trujillo, Edgar Jesús, Felipe Posadas, Adolfo (Yeyo), Eduardo Miñón (Chispa), Susana García, Daniel Salomón (Bono), Claudio Vázquez, Eduardo Marroquín, Eduardo Hernández, Miguel Flores, Samantha, Mauricio Díaz, Jacqueline Gurrero, Eliel, Alfredo Chaparro, Isaac Cano, Elena Salas, Douglas, Alan, Carlos Eduardo Arroyo, Mónica, Carolina (Roja), Sugeira Romero, Víctor Manuel (Gato), Arturo Tena, José Alfredo Torres, Maria de la Paz, Joseph, Josué Hernández, René Arellano y a todas aquellas personas que me brindaron su amistad. Porque cada uno de ustedes me dejaron una enseñanza y me acompañó en diferentes etapas de mi vida.

Lista de Figuras	IV
Lista de Tablas	VIII
Resumen	IX
Introducción	XI
Capítulo 1 Generalidades	1
1.1 Etapas del Proceso Exploratorio	1
1.1.1 Estudio de Cuencas	2
1.1.2 Sistema Petrolero	2
1.1.3 Identificación, Evaluación y Selección de Plays	3
1.1.1 Identificación, Evaluación y Selección de Proyectos	3
1.1.5 Prueba de Prospecto	3
1.1.6 Delimitación y Caracterización Inicial	4
1.2 Propiedades Petrofísicas de las Rocas	4
1.3 Registros Geofísicos y su Importancia en la Industria Petrolera	9
1.3.1 Registros en Tiempo Real durante la Perforación	12
1.3.2 Registros Wiline en Pozo Abierto, Open-Hole	14
Capítulo 2. Rocas Carbonatadas y Yacimientos Naturalmente Fracturados	17
2.1 Rocas Sedimentarias	17
2.1.1 Clasificación de Rocas Sedimentarias	19
2.1.2 Composición de Rocas Sedimentarias	20
2.2 Rocas Carbonatadas	22
2.3 Diagénesis de Rocas Carbonatadas	24
2.4 Clasificación de Rocas Carbonatadas	26
2.5 Las rocas carbonatadas en el Sistema Petrolero	30
2.5.1 El sistema petrolero	30
2.5.2 Los carbonatos como roca almacén	31
2.6 Presencia de campos petroleros en Yacimientos Carbonatados	40
2.6.1 Yacimientos Naturalmente Fracturados en el Mundo	40

2.6.2 Yacimientos Naturalmente Fracturados en México	41
Capítulo 3. Caracterización de Formaciones Carbonatadas	
en la Plataforma de Yucatán	50
3.1 Principales Características de una Plataforma	50
3.1.1 Elementos que Controlan el Desarrollo de Plataformas Carbonatadas.....	51
3.1.2 Descripción detallada de los tipos de Plataforma Carbonatada	53
3.2 Geología de la Plataforma de Yucatán	54
3.3 Presencia de Hidrocarburos en la Plataforma de Yucatán	58
3.3.1 Migración lateral de hidrocarburos desde el Golfo de México.....	59
3.3.2 Generación de Hidrocarburos	61
3.4 Métodos de Evaluación de Formaciones	62
3.5 Registros durante la operación de perforación (Mud Log)	65
3.6 Registros de Pozos	65
3.6.1 Tipos de Registros.....	66
3.6.2 Registros Eléctricos.....	67
3.6.3 Registros Nucleares.....	69
3.6.4 Registros Acústicos.....	70
3.6.5 Registros Magnéticos	71
3.7 Toma de análisis de núcleos	73
3.7.1 Programa de extracción de núcleos.....	75
3.7.2 Análisis de núcleos	76
3.8 Programa de Perforación de la Estructura del Impacto Chicxulub	78
3.9 Caracterización de Calizas y Dolomías del Pozo Yaxcopoil-1	80
3.10 Estudios de Susceptibilidad Magnética	81
3.10.1 Descripción de la Herramienta Utilizada.....	82
3.10.2 Desarrollo del Estudio de Susceptibilidad Magnética.....	83
3.10.3 Aplicación del Método a Nivel Mundial	87
3.11 Análisis Químico	88
3.11.1 Descripción de la Herramienta Utilizada.....	89
3.11.2 Desarrollo del Estudio	89
3.11.3 Muestras de Aplicación de Análisis Químico.....	93

Índice

3.12 Análisis Geoquímico Sobre Núcleos	95
3.12.1 Descripción de la Herramienta Utilizada.....	96
3.12.2 Desarrollo del Estudio	97
3.12.3 Muestras de Aplicación de Análisis Geoquímico.....	104
Capítulo 4. Análisis e Interpretación de Datos	105
4.1 Interpretación	107
Conclusiones	119
Bibliografía	122

Lista de Figuras

Figura 1.1 Distribución geométrica de las partículas (Charles M. Gilbert et. al., 1979)	5
Figura 1.2 Comparación de porosidad primaria y porosidad secundaria (Charles M. Gilbert et. al., 1979)	6
Figura 1.3 Flujo de un fluido a través de los espacios vacíos interconectados (Charles M. Gilbert et. al., 1979)	7
Figura 1.4 Saturación del agua en el volumen total poroso (modificado Bussioni, 1994)	7
Figura 1.5 Clasificación de registros geofísicos	11
Figura 1.6. Registros LWD como herramienta en la perforación y exploración (Schlumberger, 2003)	12
Figura 1.7 Adquisición de datos petrofísicos en exploración (PEMEX, 2005)	16
Figura 2.1 Proceso de formación de Rocas Sedimentarias (Richard M. Pearl, 2006)	18
Figura 2.2 Diagrama de elementos principales que componen a las rocas sedimentarias. (Modificada de Folk 1954)	19
Figura 2.3 Calizas (banco de imágenes CNICE).....	22
Figura 2.4 Dolomitas (Vela Platas, 2011).....	22
Figura 2.4 Clasificación de calizas basada en su composición según Folk (1959, 1962) (modificada de Tucker, 1981) (tamada de Arche, 1992).....	27
Figura 2.5 Clasificación de las calizas según Dunham, 1962 (agrega la caliza recristalizada, con textura original no reconocible). (Tomada de Pettjohn, 1975)	29
Figura 2.6 Componentes de una roca sedimentaria (tomada de J. J. Agueda, www.nimbar.net/trapicheo/geologia/estratigrafica/temas%2005.pdf ,2004)	30
Figura 2.7 Sistema petrolero (tomada de: http://cienciasnaturalescnp.blogspot.mx/p/el-petroleo.html , Año:2012).....	31
Figura 2.8 Porosidad Intergranular Oolita Peloidal, Lámina delgada teñida, “LPNA” (tomada de Adams 1997)	32
Figura 2.9 Porosidad intrapartícula en briosos y ooides (tomada de: http://gmg.unizar.es/gmgweb/Asignaturas/Exogenall/TranspaMicroscopio/Pr%C3%A1ctica6_Carbonatadas_matriz_cemento_porosidad.pdf , año 2007).....	33
Figura 2.10 Porosidad fenestral. Lámina delgada teñida, Jurásico Inferior, Alto Atlas Central, Marruecos; aumento 14 x, LPNA(tomada Adams,1997)	33
Figura 2.11 Porosidad en zonas Protegidas. Lámina delgada teñida, carbonífero Inferior, Arbigland, Dumbries, Escocia, Gran Bretaña; aumento: 16X, LPNA (tomada Adams, 1997).....	34
Figura 2.12 Porosidad en estructuras de crecimiento (tomada de: http://gmg.unizar.es/gmgweb/Asignaturas/Exogenall/TranspaMicroscopio/Pr%C3%A1ctica6_Carbonatadas_matriz_cemento_porosidad.pdf , Año 2000)	34
Figura 2.13 Porosidad Inter cristalina (tomada Ramos, 2002).....	35
Figura 2.14 Porosidad móldica de gasterópodos (tomada de Ramos y Morales, 2002)	36

Figura 2.15 Porosidad de fractura en calizas (tomada de: http://gmg.unizar.es/gmgweb/Asignaturas/Exogenall/TranspaMicroscopio/Pr%C3%A1ctica6_Carbonatadas_matriz_cemento_porosidad.pdf , Año 2012)	36
Figura 2. 16 Porosidad por disolución de canal (tomada de: http://gmg.unizar.es/gmgweb/Asignaturas/Exogenall/TranspaMicroscopio/Pr%C3%A1ctica6_Carbonatadas_matriz_cemento_porosidad.pdf , Año 2007)	37
Figura 2.17 Porosidad por vugulos o cavidades (tomada de: http://gmg.unizar.es/gmgweb/Asignaturas/Exogenall/TranspaMicroscopio/Pr%C3%A1ctica6_Carbonatadas_matriz_cemento_porosidad.pdf , Año 2007	37
Figura 2.18 Distribución mundial de las reservas en carbonatos (Schlumberger, 2006).....	41
Figura. 2.19 Mapa que muestra la división de las regiones petroleras de México, como son: la región Norte, la región Sur, la Región Marina Noreste, Región Marina Sureste (tomado de PEMEX 1999).....	42
Figura 2.20 Principales Campos Carbonatados en la Región Marina Noreste (PEMEX, 2008)	44
Figura 2.21 Principales Campos Carbonatados en la Región Marina Suroeste (PEMEX 2008).....	44
Figura 2.22 Principales campos carbonatados en el activo Altamira (PEMEX, 2004)	45
Fig. 2.23 Principales Campos Carbonatados en el activo Veracruz (PEMEX, 2004).....	45
Figura 2.24 Principales campos Carbonatados del Activo Poza Rica (PEMEX, 1999).....	46
Figura 2.26 Principales campos en carbonatos del activo Bellota-Chinchorro (PEMEX, 1999)	47
Figura 2.27 Principales campos en carbonatos del activo Luna-Palapa (PEMEX, 1999).....	47
Figura 2.28 Principales campos en carbonatos del activo Múspac (PEMEX, 1999).....	48
Figura 2.29 Principales campos en carbonatos del activo Samaria-Sitio Grande (PEMEX, 1999)	48
Figura 2.30 Campos carbonatados del complejo Antonio J. Bermúdez (PEMEX, 1999).....	49
Figura 3.1 Formación de Carbonatos en aguas someras. (José Antonio Díaz, 2009)	51
Figura 3.2 Principales factores que controlan la formación de la secuencias de carbonatos (Tomado de Walker 1992).....	52
Figura. 3.3 Tipos de plataformas de acuerdo a la Clasificación Tucker (Modificado Tucker 1990)	53
Figura 3.4 Perfil sísmico del Escarpe de Yucatán donde se observa la presencia de un fallamiento normal. (Buffer et al., 1980).....	55
Figura 3.5 Sección litológica del Escarpe de Yucatán y la Plataforma de Campeche-Yucatán (Peterson et al., 1982)	56
Figura 3.6 Mapa de Localización del Bloque de Yucatán. (José Padilla, 2007)	59
Figura 3.7 Sección longitudinal esquemática mostrando posibles rutas de migración desde la Sonda de Campeche hacia el Bloque de Yucatán. (Padilla, 2007).....	60

Lista de Figuras

Figura 3.8 Mapa esquemático de la Plataforma Carbonatada de Yucatán y el Cráter de Chicxulub (Urrutia-Fucugauchi et al., 2008)	60
Figura 3.9 Sección longitudinal esquemática mostrando posibles recursos económicos relacionados al cráter de Chicxulub (adaptado de Sharpton et al., 1994)	62
Figura 3.10 Representación de la toma registros geofísicos en Perforación (Oil Field Review Schlumberger, Summer 2003)	64
Figura 3.11 Tipos de Registros Geofísicos	66
Figura 3.12 Registro Eléctrico (Ramos, 2010)	68
Figura 3.13 Registro de Rayos Gamma (Ramos, 2001)	69
Figura 3.14 Transmisión de energía acústica (Schlumberger, 2003)	71
Figura 3.15 Correlación entre pozos para definir inconformidades (OilfieldReview, 1993)	72
Figura 3.16 Extracción de un núcleo en pozo (Crain, 2010).....	73
Figura 3.17 Factores que afectan a los núcleos (Escalante, 2008).....	75
Figura 3.18 Análisis total de Núcleos (Inlab, 2003)	77
Figura 3.19 Núcleo de pared (PEMEX 2008)	78
Figura 3.20 Columna esquemática de los pozos de PEMEX, incluyendo el Pozo Yaxcopoi-1 (Rebolledo-Vieyra y Urrutia Fucugauchi, 2004	79
Figura 3.21 Susceptómetro Bartington (Bartington instruments 2012).....	82
Figura 3.22 Gráfica de Susceptibilidad magnética del intervalo [847.92 - 891.95] [m] de la Matriz Conglomerada	84
Figura 3.23 Gráfica de Susceptibilidad Magnética en el intervalo [847.92 - 891.95] [m] sobre Clastos	85
Figura 3.24 Gráfica de Susceptibilidad magnética del intervalo [929.42 - 942.10] [m] en Calizas	86
Figura 3.25 Gráfica de susceptibilidad magnética del pozo Jordan-1x (Pérez Caro, 2006).....	87
Figura 3.26 Cambios de coloración después de aplicar Rojo Alizarina en el intervalo [929.42-932.32] [m]	90
Figura 3.27 Cambios de coloración después de aplicar Rojo Alizarina en el intervalo [932.32 - 934.43] [m]	90
Figura 3.28 Cambios de coloración después de aplicar Rojo Alizarina en el intervalo [934.43 - 936.80] [m]	91
Figura 3.29 Cambios de coloración después de aplicar Rojo Alizarina en el intervalo [936.8 - 938.96] [m].....	92
Figura 3.30 Cambios de coloración después de aplicar Rojo Alizarina en el intervalo [938.96 - 940.96]	92
Figura 3.31 Cambios de coloración después de aplicar Rojo Alizarina en el intervalo [940.96 -942.1] [m]	93

Lista de Figuras

Figura 3.32 Descripción de la serie carbonatada y posición estratigráfica de las muestras estudiadas (Caliani, 1996)	94
Figura 3.33 Técnicas de estudio para el análisis químico de elementos. (Petrología Sedimentaria, Química; Geoquímica: Browlow, Krauskopf-2009)	95
Tabla 3.34 Relación con la Mineralogía en diferentes tipos de roca. (Petrología Sedimentaria, Química; Geoquímica: Browlow, Krauskopf-2009)	96
Figura 3.35 Gráfica de porcentaje de Sílice	97
Figura 3.36 Gráfica de porcentaje de Calcio	98
Figura 3.37 Gráfica de porcentaje de Magnesio	98
Figura 3.38 Gráfica de porcentaje de Aluminio	99
Figura 3.39 Gráfica de porcentaje de Hierro	99
Figura 3.40 Gráfica de porcentaje de Potasio	100
Figura 3.41 Gráfica de trazas de Azufre	100
Figura 3.42 Gráfica de trazas de Zinc	101
Figura 3.43 Gráfica de trazas de Rubidio	101
Figura 3.44 Gráfica de trazas de Níquel	102
Figura 3.45 Gráfica de trazas de Vanadio.....	102
Figura 3.46 Gráfica de trazas de Oro	103
Figura 3.47 Gráfica de trazas de Estroncio	103
Figura 3.48 Gráfica de COT, Mn, V +Cr, Mo vs Prof. (Ross, D.J.K. and Bustin, 2009	104
Figura 4.2 Gráficas de Susceptibilidad Magnética y Porcentajes de elementos presentes en las formaciones.....	107
Figura 4.3 Brechas Carbonatadas presentes en la Formación A y B	108
Figura 4.4 Carbonatos presentes en la Formación C	108
Figura 4.5 Gráficas de Porcentaje de Calcio vs Magnesio	109
Figura 4.6 Gráficas de Porcentaje de Calcio vs Aluminio	110
Figura 4.7 Gráficas de Porcentaje de Calcio vs Sílice	111
Figura 4.8 Gráficas de Porcentaje de Hierro vs Calcio	112
Figura 4.9 Gráficas de Porcentaje de Calcio vs. Potasio.....	113
Figura 4.10 Gráficas de Porcentaje de Sílice vs. Potasio	114
Figura 4.11 Gráficas de Porcentaje de Magnesio vs. Sílice	115
Figura 4.12 Gráficas de Porcentaje Hierro vs. Sílice	116
Figura 4.13 Gráficas de Porcentaje de Potasio vs. Sílice	117

Lista de Tablas

Tabla 2.1 Abundancia relativa de las rocas sedimentarias	18
Tabla 2.2 Composición Media de las Rocas (Geología del Petróleo, J. Guillemot, Pag. 246 2da Edición, España Madrid).....	21
Tabla 2.3 Principales componentes mineralógicos de las rocas carbonatadas. (Tomada de Arche, 1992).....	24
Tabla 2.4 Clasificación de calizas por Embry y Klovan (modificada de Dunham) (agregan la caliza recristalizada o dolomía, con textura original no reconocible; y es una clasificación mejor especificada en cuanto a porcentajes), (tomada de Arellano, 2007)	28
Tabla 2.5 Los Campos petroleros más importantes en carbonatos en México (Pemex ,2005).....	43
Tabla 3.1 Provincia sedimentaria de ambiente nerítico con estructura tabular elevada y basculada Superficie 129,139 km ² (Manuel Mendoza y Mario Ortiz Pérez.....	57
Tabla 3.2 Caracterización geomorfológica de Plataforma Continentalno rodeada por barrera arrecifal interna. Superficie 78,500 km ² (Manuel Mendoza y Mario Ortiz Pérez).....	57
Tabla 3.3 Plataforma continental no rodeada por barrera externa. Superficie 25, 594 km ² (Manuel Mendoza y Mario Ortiz Pérez	58
Tabla 3.4 Tipos de Registros Eléctricos y sus aplicaciones.....	68
Tabla 3.5 Tipos de Registros Nucleares y sus aplicaciones	70
Tabla 3.6 Tipos de Registros Sónicos y sus aplicaciones.....	71
Tabla 3.7 Tipos de técnicas de extracción de Núcleos.....	74
Tabla 3.8 Propiedades físicas y químicas del rojo de alizarina (Winkler, Ficha de seguridad química, 20007).....	88
Tabla 3.9 Tiempo de reacción del Rojo Alizarina en el intervalo [929.42-932.32] [m].....	89
Tabla 3.10 Tiempo de reacción del Rojo Alizarina en el intervalo [932.32 - 934.43] [m]	90
Tabla 3.11 Tiempo de reacción del Rojo Alizarina en el intervalo [934.43 - 936.80] [m]	91
Tabla 3.12 Tiempo de reacción del Rojo Alizarina en el intervalo [936.8 - 938.96] [m]	91
Tabla 3.13 Tiempo de reacción del Rojo Alizarina en el intervalo [938 .96 - 940.96] [m]	92
Tabla 3.14 Tiempo de reacción del Rojo Alizarina en el intervalo [940.96 -942.1] [m]	93
Tabla 4.1 Evaluación de los dato obtenidos para la identificación de Formaciones.....	118

ABSTRACT

Carbonate reservoirs contain more than 60% of hydrocarbons reserves worldwide, most of the gigantic oil fields produce from this type of rocks. In México, much of the petroleum production (94.5%) and the remaining reserves (67%) come from the oil fields located in the southeast country's region. In this area, petroleum reservoirs in carbonate rocks are prevailing.

Most of limestone rocks occur in shallow-water sedimentary depositional environment; however it is also possible to find them in the foreslope, in ramp settings in the open sea shelf environment that generates its own sediments; it has a unique set of characteristics compared to marine systems dominated by terrigenous. A carbonate platform it is defined as a shallow marine environment generally with low energy, attach or detach to the landmass where it takes place phenomena like the precipitation and the accumulation of carbonate sediments, the influence of terrigenous is very poor.

In this work, we present results of a well logging study of the Yucatan carbonate sequence, sampled as part of the Chicxulub drilling project. The logging study was carried out in cores of the Yaxcopoil-1 Well. As part of the thesis project, we develop and test a logging tool that uses high resolution geochemical measurements by x-ray fluorescence, combined with magnetic susceptibility and density logs. In the study, we also applied a chemical tool that allows to characterize limestones and dolomites from their response to a chemical reagent applied directly on the cores or core cuttings. The study is completed in selected sections of breccias and carbonates. The study focuses on the Chicxulub crater area, within the Yucatan Platform, with the objective to study and characterize the petrophysical properties of the rock. In this thesis we studied different types of geophysical logs such as log of magnetic susceptibility and geochemical logs for characterizing and identifying sequences of limestones and dolomites.

RESUMEN

Los yacimientos petroleros en rocas carbonatadas almacenan más del 60% de las reservas de hidrocarburos en el mundo, la mayoría de los campos gigantes de petróleo son productores en este tipo de yacimientos; en México, gran parte de la producción (94.5%) y de las reservas probadas de hidrocarburos (67%) provienen de los campos localizados en la región Sureste del país. En esta razón predominan los yacimientos asociados a rocas carbonatadas.

La mayoría de las rocas calizas se forman en ambientes marinos de aguas someras, sin embargo también, podemos encontrarlas en ambientes de talud, de rampa y de aguas profundas. Una plataforma carbonatada es un ambiente de aguas someras, generalmente de baja energía, separado o unido a la masa continental en donde ocurre la precipitación y acumulación de sedimentos de carbonato, con mínima o nula entrada de terrígenos. Localmente se tienen condiciones de alta energía en el entorno de desarrollos arrecifales.

En este trabajo, se presenta los resultados del estudio de registros de pozos de la secuencia carbonatada de Yucatán, muestreados como parte del proyecto de perforación de Chicxulub. El estudio de los registros se llevo a cabo en núcleos del pozo Yaxcopoil-1. Como parte del proyecto de tesis se desarrollo y probó una nueva herramienta de registro, que utiliza

mediciones de alta resolución geoquímica por fluorescencia de rayos-x, combinado con susceptibilidad magnética y registros de químicos. En el estudio, se aplicó una herramienta química que permite caracterizar calizas y dolomita, a partir de su respuesta a un reactivo químico aplicado directamente sobre los núcleos ó recortes de núcleos. El estudio es complementado secciones seleccionadas de brechas y carbonatos. El estudio se centra sobre el área del cráter Chicxulub dentro de la plataforma de Yucatán, con el objetivo estudiar caracterizar las propiedades petrofísicas de la roca. En esta tesis fueron estudiados diferentes tipos de registros geofísicos tales como: el registro de susceptibilidad magnética y los registros geoquímicos para la caracterización e identificación de secuencias de calizas y dolomitas.

INTRODUCCION

En este trabajo se presentan los resultados del estudio de la secuencia carbonatada de Yucatán, a través de análisis de registros en núcleos de perforación. Para el estudio se analizan secciones de carbonatos y brechas muestreadas en el pozo exploratorio Yaxcopoil-1, perforado en Yucatán dentro del proyecto de perforación Chicxulub. Los objetivos principales del proyecto de tesis incluyen: (a) caracterización de propiedades petrofísicas (susceptibilidad magnética y densidad) y químicas (composición de óxidos mayores y elementos trazas), (b) evaluación del uso del método de fluorescencia de rayos-x como herramienta de análisis de núcleos para determinación de la composición química, (c) evaluación de un método químico para identificación de calizas y dolomías y estimación de procesos de dolomitización/de dolomitización en muestras de núcleos y recortes, y (d) evaluación del uso de registros combinados de susceptibilidad magnética, geoquímica para la caracterización de unidades en secuencias carbonatadas de la plataforma de Yucatán.

En el primer capítulo se presentan las etapas de proceso exploratorio de un yacimiento, propiedades petrofísicas de las rocas así como la descripción de las herramientas utilizadas en pozos exploratorios. En el segundo capítulo se describe la formación de las rocas carbonatadas, las propiedades físicas que contienen las rocas carbonatadas y las características de los yacimientos en rocas carbonatadas así como la presencia de estos mismos en México y en el mundo.

Para el tercer capítulo presenta los diferentes ambientes sedimentarios para la formación de Plataformas y su clasificación esta misma, se describe los tipos de registros geofísicos utilizados en pozos perforados. En este capítulo también se menciona el estudio de susceptibilidad magnética, química y geoquímica realizados sobre núcleos, apoyándose del uso nuevas herramientas geofísicas, realizados para la caracterización de formaciones del pozo Yaxcopoil-1.

En el cuarto capítulo se muestra toda la información recabada por los estudios de susceptibilidad magnética y geoquímica, en el cual se identifican la presencia tanto de brechas carbonatdas y calizas, observando las diferencias con respecto a los diferentes tipos de gráficas. Dentro de la interpretación de datos también se identifica, si los intervalos estudiados vienen del misma fuente sedimentaria.

CAPÍTULO 1. GENERALIDADES



REGISTROS GEOFÍSICOS Y EVALUACIÓN DE
FORMACIONES EN LA PLATAFORMA DE
YUCATÁN.

Capítulo 1. Generalidades

El estudio de yacimientos carbonatados presenta un gran interés debido que los beneficios son potencialmente grandes: alrededor del 60% de las reservas mundiales de petróleo se encuentran en los yacimientos carbonatados, con un alto potencial de reservas de gas adicionales.

En México, más del 80% de la producción de hidrocarburos proviene de yacimientos naturalmente fracturados en carbonatos, el 20% se encuentra en cuerpos arenosos. Donde la gran parte de las calizas productoras debe sus características de roca almacén, como son la permeabilidad que es debido al fracturamiento, el fenómeno es específico de las rocas carbonatadas y puede encontrarse en todas las rocas compactas.

Para incrementar las reservas que tiene nuestro país, la opción es la exploración de nuevos yacimientos. El proceso de exploración incluye tres grandes etapas: evaluación del potencial petrolero (Cuenca y Play), incorporación de reservas (Prospecto) y delimitación de yacimiento.

En la etapa de evaluación del potencial, las actividades iniciales que tienen como objeto identificar, mapear y jerarquizar las áreas donde existan mayores probabilidades de encontrar acumulaciones comerciales de hidrocarburos. Una vez comprobada la existencia del sistema petrolero, la cuenca pasa a la etapa denominada incorporación de reservas, donde el objetivo es descubrir reservas de hidrocarburos a partir de la identificación, jerarquización y perforación de intervalos con gran oportunidad. La tercera etapa del proceso de delimitación de yacimientos y tiene como objetivo dar certeza a los volúmenes de reservas descubiertas, a partir de un mejor entendimiento de la geometría y propiedades estáticas y dinámicas del yacimiento.

Para tener certeza de que un posible prospecto contiene hidrocarburos, es necesario perforar pozos exploratorios. En esta etapa dependen fuertemente de que se tengan un buen conocimiento acerca de la magnitud y de la variación espacial de elementos estructurales, recipientes de hidrocarburos, así como las permeabilidades relativas, propiedades mecánicas y petrofísicas obtenidos de los estudios geofísicos y pruebas de laboratorio. Integrando la factibilidad técnica como la económica de desarrollar un prospecto de yacimiento petrolero, depende de que las rocas que intervienen exhiban una combinación ideal para la explotación del yacimiento.

1.1 Etapas del Proceso Exploratorio

El objetivo de la exploración en México es evaluar las zonas con gran potencial en volumen de aceite y gas que se encuentran en el subsuelo, de esta forma se incorporan reservas probadas de hidrocarburos dentro de las normas a nivel mundial bajo los marcos de seguridad y protección ambiental.

Para poder cumplir con las expectativas anteriores, la exploración petrolera se debe realizar en las siguientes etapas.

- I. Estudio de Cuencas
- II. Sistema petrolero
- III. Identificación, evaluación y selección de plays
- IV. Identificación, evaluación y selección de prospectos
- V. Prueba de prospectos
- VI. Delimitación y caracterización inicial

1.1.1 Estudio de Cuencas

Los estudios de las cuencas están encaminados a definir la sucesión estratigráfica, espesor y tipo de roca (depositada inicialmente en forma de sedimentos en depresiones marinas como el actual Golfo de México), así como el tiempo de su formación. Esto con la finalidad de estimar qué tipo de rocas pueden almacenar petróleo o gas. Para lograrlo, se requiere apoyo en investigaciones como la interpretación de imágenes (fotográficas de satélite, estudios de afloramientos, estudios geoquímicos, cartografiado de capopoterías y levantamiento geofísicos regionales (sísmica de reflexión).

La sismología exploratoria es la más resolutiva: mediante la inducción por medios artificiales de energías al interior de la Tierra y la detección de las ondas reflejadas por las diferentes capas geológicas ayuda a predecir la estructura y probable composición de las rocas en el subsuelo. Esta hipótesis se corrobora posteriormente con la perforación de pozos petroleros.

1.1.2 Sistema Petrolero

Una vez definida la potencialidad de la sucesión de sedimentos de una cuenca para almacenar hidrocarburos, se inician los estudios para detectar las áreas de rocas que generan y concentran aceite o gas (sistema petrolero) en algún lugar de la cuenca sedimentaria. Los métodos más valiosos utilizados son análisis geoquímicos de las rocas e hidrocarburos presentes (chapopoterías e impregnaciones en las rocas) y modelado de madurez térmica.

1.1.3 Identificación, Evaluación y Selección de Plays

Un play es un grupo de prospectos o campos con similitudes en cuanto a generación, acumulación, trampa, maduración, migración y preservación. Es importante realizar la organización de los tipos de plays, además de efectuar un análisis económico, que es un paso fundamental para el proceso de evaluación.

Los trabajos de identificación y evaluación de los objetivos petroleros (play) permiten delimitar aquellas áreas con mayor probabilidad de encontrar hidrocarburos: es decir, que las rocas generadora y almacenadora, trampa y sello así como la sincronía y migración estén presentes: para ello se requieren estudios complementarios, de sismología y análisis de laboratorio, así como la perforación de un pozo denominado de “evaluación de potencial”.

1.1.4 Identificación, Evaluación y Selección de Proyectos

Un prospecto es una trampa mapeada no perforada sobre un play, donde existe información sísmica de suficiente calidad para definir totalmente los cierres estructurales y/o estratigráficos. El prospecto deberá tener el volumen suficiente de reservas y un bajo riesgo para obtener un VPN (Valor Presente Neto) Y VME (Valor Monetario Esperado) positivos.

La siguiente etapa es la identificación y selección de prospectos (localizaciones de pozos exploratorios) para lo cual se detallan los cuatro elementos ya citados con el fin de seleccionar el área más factible de perforarse y que incorpore el mayor volumen de hidrocarburo. Para alcanzar esto, es necesario efectuar trabajos de detalle sísmológico, interpretación, geológica y geofísica detallada y modelado geoquímico.

1.1.5 Prueba de Prospecto

Localizando el mejor sitio, se realiza la prueba de prospectos de perforación con la finalidad de confirmar los postulados objetivos petroleros. Los geólogos y paleontólogos estudian de las muestras cortadas por el pozo y realizan el análisis de los registros geofísicos evalúan las capas del subsuelo y seleccionan aquellas en donde es factible extraer hidrocarburos.

1.1.6 Delimitación y Caracterización Inicial

Un lead es una trampa parcialmente mapeada que no ha sido perforada, la cual puede encontrarse sobre una trampa estructural y/o estratigráfica sin datos suficientemente como para comprobarse su perforación y falta de investigación adicional que reduzca su incertidumbre.

Descubierto el yacimiento, es posible entrar a la última fase de proceso exploratorio: la evaluación de campos. En esta etapa se realizan los estudios necesarios para conocer con mayor seguridad la geometría interna del yacimiento, la cantidad de reservas de petróleo que contienen

la estructura descubierta, así como la forma más rentable y racional para extraer los hidrocarburos.

En esta etapa la geología, geofísica e ingeniería de yacimientos entran en acción. Es importante mencionar que en cada una de las etapas de este proceso exploratorio se realiza un análisis económico con la finalidad de determinar la rentabilidad de las inversiones y descartar las áreas de mayor riesgo.

1.2 Propiedades Petrofísicas

En la búsqueda de yacimientos que puedan ser explotados comercialmente, parte de su estudio es fundamentada en las características petrofísicas como son: porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, presión capilar, etc. El conocer estas propiedades permite tener un mejor panorama para la explotación de los fluidos que se encuentran almacenados en los yacimientos, ya que al no estudiarlos detalladamente se pueden presentar fallas de gran magnitud que tiene costos millonarios tales como pérdida de lodo de perforación, atascamiento de barrena, colapso de tubería entre muchas otras. A continuación se presentan la definición de las características petrofísicas que permiten un mejor desarrollo en la explotación de los fluidos.

A) Porosidad

Es la capacidad de las rocas para contener fluidos y es el resultado de la relación entre el volumen de espacios vacíos sobre el volumen total de la roca. Puede ser expresada en términos de porcentaje (10 %) o en fracción decimal (0.10).

$$\emptyset = \frac{\text{Volumen Vacío}}{\text{Volumen Total}}$$

La porosidad de las formaciones del subsuelo puede variar considerablemente las siguientes condiciones:

- 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.

B) Porosidad Primaria.

Es aquella porosidad formada por los espacios vacíos existentes originalmente entre los granos o cristales luego de que fueron depositados como sedimentos. Su valor varía en función del tamaño, uniformidad y distribución geométrica de las partículas, constituyendo el valor más alto el arreglo de tipo cúbico con una porosidad del 47.6 % o un arreglo romboédrico que nos ofrece una porosidad de 25.96 % (Figura 1.1).

En términos generales la porosidad primaria está afectada principalmente por el empaquetamiento de los granos, clasificación, cementación, forma de los mismos y la compactación.

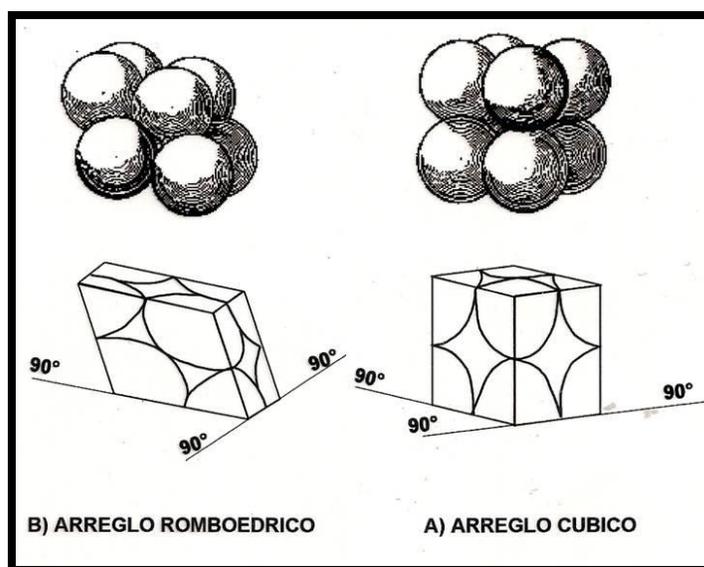


Figura 1.1 Distribución geométrica de las partículas (Charles M. Gilbert et. al., 1979)

C) Porosidad Secundaria

Es aquella porosidad creada como resultado de los procesos posteriores a su depositación original; como por ejemplo la disolución de calizas y dolomías por efecto de las aguas subterráneas, que originan vacíos o cavidades en estas rocas. El fracturamiento por efectos tectónicos y la dolomitización por reacciones químicas (Figura 1.2). En la mayoría de los casos, la porosidad secundaria da como resultado un incremento en la permeabilidad en las rocas que la observada únicamente por la porosidad primaria.

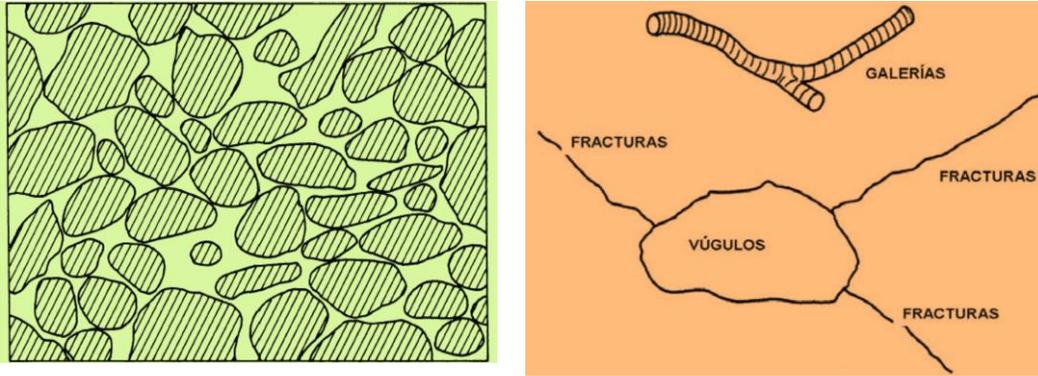


Figura 1.2 Comparación de porosidad primaria y porosidad secundaria (Charles M. Gilbert et. al., 1979).

D) Permeabilidad

Se define como la habilidad de un yacimiento para permitir el flujo de un fluido a través de los espacios vacíos interconectados. La permeabilidad depende fundamentalmente de: el tamaño y abertura de los poros, tamaño del poro, grado de conectividad y tipo de cemento entre los granos. La permeabilidad se mide en darcies. La permeabilidad (k) es un darcy cuando 1 cm^2 de la superficie de la roca desaloja 1 cc de unidad de fluido, de viscosidad de un centipoise en un segundo a una presión diferencial de 1 atmósfera (Figura 36). En base a estudios de laboratorio, la permeabilidad puede ser expresada en los siguientes términos:

$$k = \frac{Q * u}{A \left(\frac{\Delta P}{L}\right)}$$

$$Q = \frac{k}{u} * \frac{A}{L} * (P1 - P2)$$

Donde:

K = permeabilidad (k)

Q = flujo por unidad de tiempo (cm/s)

u = Viscosidad (cp)

A = sección del área (cm²)

L = Longitud de la roca (cm) y

ΔP = presión diferencial

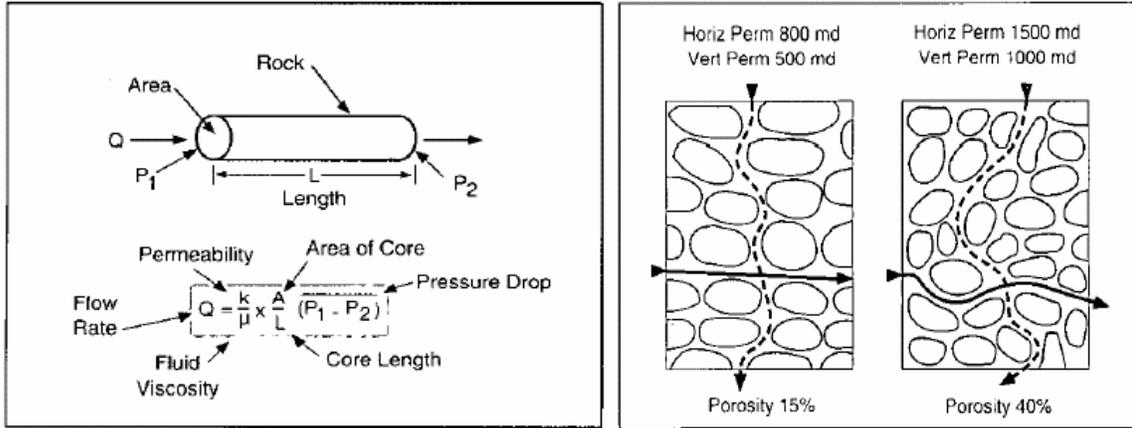


Figura 1. 3 Flujo de un fluido a través de los espacios vacíos interconectados (Charles M. Gilbert et. al., 1979).

E) Saturación de fluidos

Se entiende que es la relación del volumen del fluido dentro del volumen total poroso, está expresada como un porcentaje del volumen poroso. Por ejemplo una saturación de agua del 30%, significa que 30/100 del espacio poroso esta lleno con agua. El símbolo utilizado para la saturación de agua es S_w (Figura 1.4). En un yacimiento, los fluidos que pueden estar presentes son agua, gas y aceite; sin embargo debido a su densidad, estos fluidos tienden a estar separados. En consecuencia la saturación total de fluidos (100%) se puede expresar como:

$$100\% = S_o + S_g + S_w$$

Donde:

S_o = saturación de aceite (%)

S_g = saturación de gas (%)

S_w = saturación de agua (%)

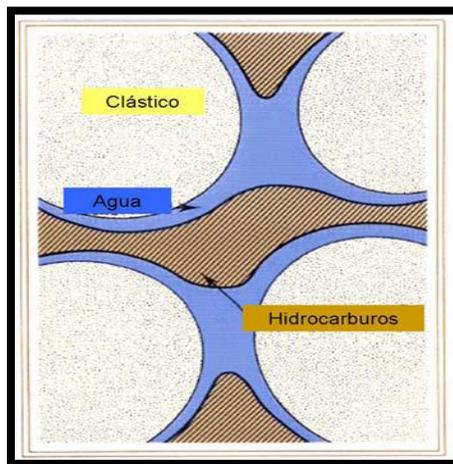


Figura 1.4 Saturación del agua en el volumen total poroso (modificado Bussioni, 1994).

Es conveniente considerar otros conceptos muy relacionados con el término de saturación de fluidos tales como la saturación de agua intersticial o congénita, que debe considerar el contenido de agua original en el yacimiento, saturación de agua irreductible con la cual debemos de interpretar la cantidad de agua no móvil del yacimiento por adherencia a la pared del poro y saturación de hidrocarburos residuales, aceptándolo como el hidrocarburo no móvil en el yacimiento.

F) Presión capilar

Definida como la diferencia de presión que se produce entre dos fases de fluidos inmiscibles en las gargantas de los poros y que genera contracción de los mismos ocupando la menor área posible por unidad de volumen.

G) Mojabilidad

Es la preferencia de una roca a ser mojada por un determinado fluido, hecho que determina el comportamiento del petróleo o del agua a lo largo de la historia de producción de un yacimiento. Ángulo medido a través de la fase mojante que conforma la interfase agua/aceite en contacto con la superficie sólida.

Existe otro parámetro en la evaluación de formaciones o determinaciones petrofísicas, el cual fue introducido por Archie en 1947, este es el denominado *Factor de Formación*, mismo que puede considerarse que es la resistencia intrínseca de la roca al paso de la corriente eléctrica y propuso la expresión $F = \phi^{-m}$, en donde m es el exponente cementación que varía según el grado de consolidación de las rocas; si estas no están bien consolidadas poseen valores próximos a 1.1 en tanto que en las muy consolidadas se logra alcanzar valores muy cercanos a 2.9. Posteriormente en 1952 Winsauer et. al., introdujeron una constante a de tal manera que la ecuación original quedó como $F = a \phi^{-m}$.

Se ha establecido de manera experimental que la resistividad de una roca sin hidrocarburos y libre de arcilla conteniendo únicamente agua, es proporcional a la resistividad del agua con la cual está completamente saturada y la constante de proporcionalidad se define como factor de resistividad de la formación $F = R_o/R_w$. Esta expresión está íntimamente relacionada con la expresión anterior, por lo cual puede inferirse que el factor de formación está inversamente relacionado con la porosidad y es también una función de la estructura porosa y la distribución del tamaño de los poros.

1.2.1 Registros Geofísicos su Importancia en la Industria Petrolera

Como se ha mencionado con anterioridad la petrofísica desempeña un papel de gran importancia en el desarrollo y preparación del pozo, como en la especificación de cuáles o qué registros son necesarios de adquirir en las distintas secciones del pozo.

El objetivo de un estudio petrofísico está orientado a construir un modelo estático y dinámico del yacimiento de aceite y gas. Un primer modelo estático es elaborado a partir de la caracterización y cuantificación de la estructura geológica antes de cualquier proceso de producción de campo para posteriormente generar un modelo dinámico conjunto con todos los parámetros petrofísicos.

Dentro de los parámetros necesarios para la evaluación de un primer modelo y por mencionar algunos, se encuentran:

- El volumen de roca total del yacimiento que almacena el hidrocarburo.
- El volumen neto que es ocupado por el espacio de poro en la formación, así como, el espacio de poro que contiene el hidrocarburo.
- La porosidad, como parámetro petrofísico que se entiende como la porción de la formación que contiene los fluidos.
- La permeabilidad, que se entiende como la facilidad para permitir el flujo de fluidos (tal como agua, gas o aceite) a través del sistema poroso interconectado y/o sistema de fracturas, cuando la formación está totalmente saturada con este fluido.
- La saturación de agua (S_w), como la porción de la porosidad que contiene agua.
- La saturación de hidrocarburo (S_h), o de otra manera, el porcentaje del espacio poroso ocupado por el hidrocarburo.

Las propiedades petrofísicas, se obtienen del análisis de núcleos, del análisis de recortes de la formación en los diversos laboratorios y con ayuda de las herramientas de los registros geofísicos.

Actualmente, dentro de la industria petrolera los registros geofísicos son indispensables en el ámbito de la exploración, así como en la producción del yacimiento, son indispensables para la evaluación de problemas mecánicos y para evaluar la integridad del pozo. Son los encargados de indicar si existe hidrocarburo en la zona, de que tipo y que tan factible es su explotación.

Los registros geofísicos son utilizados dentro del pozo para evaluar la formación y durante la perforación como es el caso de los registros en tiempo real con fines de exploración y de igual manera en la evaluación de la formación.

Hoy en día podemos distinguir tres tipos básicos de registros geofísicos utilizados en la industria petrolera, que se diferencian entre sí por las condiciones de adquisición y por su principio físico; el primero de ellos hace referencia a los registros en tiempo real o conocidos en el mercado como registros *MWD* y *LWD*, el otro par de registros son aquellos que se corren mediante cable (*Wireline*), conocidos en la industria como registros de pozo abierto *open-hole*, y registros de pozo entubado *cased-hole*. Existe otro tipo de registros que es corrido mediante una línea de acero o bien mediante la tubería de perforación, hoy en día este tipo de registros justifica su utilización sólo bajo ciertos procesos de operación.

Hay mucha diferencia en la literatura de cómo se clasifica los registros geofísicos de pozos, si bien no existe una clasificación en general para los registros geofísicos, si hay una idea muy clara en separar aquellos registros adquiridos con cable y aquellos adquiridos durante la perforación. El esquema de la figura 1.5, muestra una clasificación basada en las operaciones adoptadas por la industria petrolera y que actualmente consideran dentro de cualquier operación de campo.

Dentro de las operaciones de *open-hole* para obtener la evaluación volumétrica en un pozo dentro del yacimiento se tienen que emplear varios parámetros petrofísicos y correr varios registros, como por ejemplo el registro de rayos gamma, de resistividad, densidad de neutrón y registro sísmico. Con la unión de la información obtenida de estas mediciones se pueden calcular con mucha precisión la profundidad a la que se tiene el hidrocarburo, el tipo de roca asociado a ese hidrocarburo, la porosidad de la zona, el volumen de arcilla y la saturación del agua de formación.

Esta formación es de suma importancia para evaluar que tan viable es hacer producir ese pozo o bien, si se sigue perforando hasta encontrar hidrocarburo o en el peor de los casos si se abandona el proyecto.

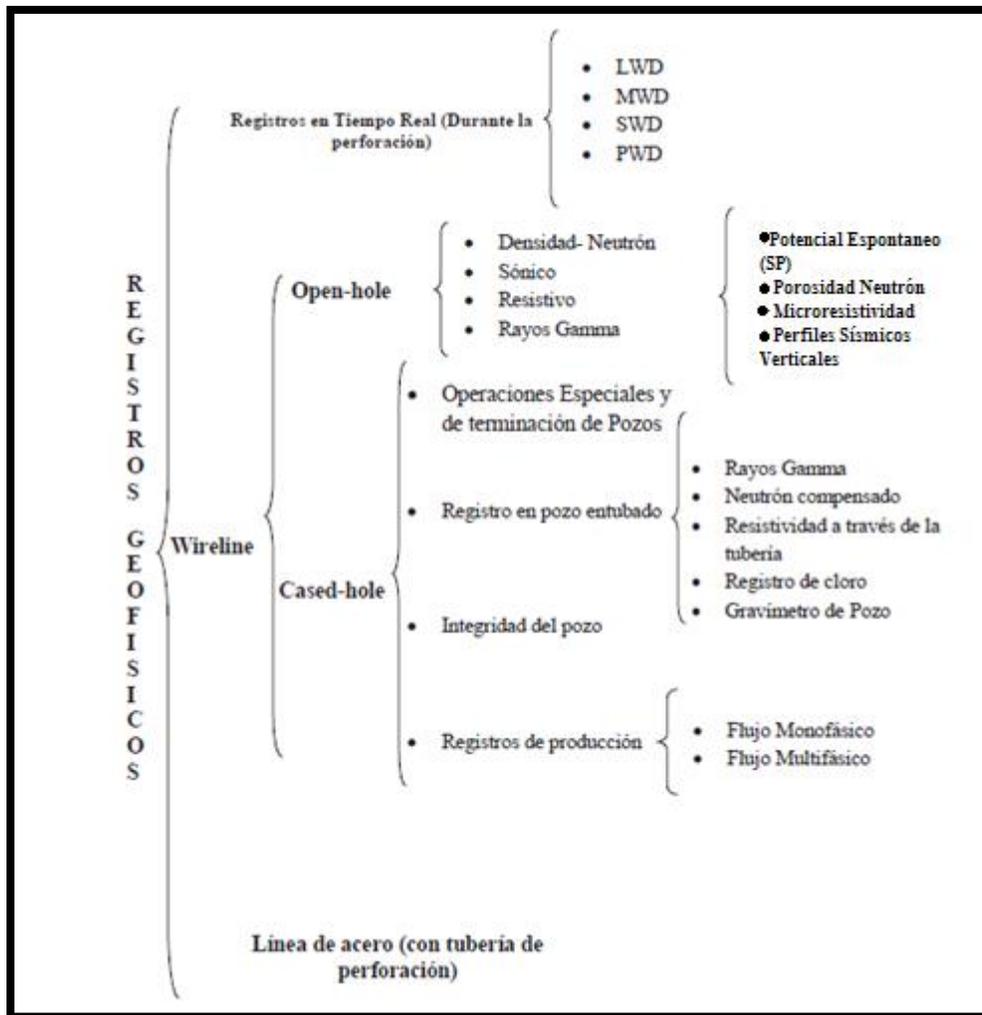


Figura 1.5 Clasificación de registros geofísicos (Andrés, 2012).

La diferencia entre un tipo de registro y otro radica en el principio físico de operación con el que trabaja la herramienta y sobre todo las condiciones en las cuales fue adquirido. Tanto los registros en tiempo real MWD y LWD como los registros *wireline* comparten un fin común como apartadores de datos petrofísicos; es decir, los registros en tiempo real son utilizados entre otras cosas para evaluar la formación al igual que los registros *wireline*, casi las mismas herramientas que existen para un tipo de registros existirá para el otro par; sin embargo, como lo mencionaba, la forma de adquirir y las condiciones de adquisición marcan la diferencia entre sí. No obstante podemos decir que cada tipo de registros presenta una razón de ser por sí mismo, mientras los registros en tiempo real fueron diseñados con fines de exploración y para resolver cuestiones operativas y de costos, los registros convencionales *wireline* están diseñados para evaluar la formación y la producción del pozo; si bien no comparten el diseño ni el principio físico de operación que los LWD, si podemos decir que en esencia tienen un objetivo en particular.

1.3.1 Registros en Tiempo Real Durante la Perforación

El primer conjunto de estos registros se lleva a cabo cuando el pozo está en perforación y los datos son adquiridos en ese momento. La herramienta de registro y la sarta de perforación forman una sola pieza; este conjunto de registros incluyen una serie de mediciones que tienen como principal característica la adquisición de datos en tiempo real: es decir, en este tipo de registro no se usa un cable (wireline) para transmitir datos, si no la información viaja por medio de la columna de lodo, o son almacenados en la memoria interna de la herramienta, que pueden ser descargados cuando la sarta de perforación es traída de nuevo a la superficie.

Generalmente a este tipo registros se les conoce como LWD (Logging While Drilling) y MWD (Measurement While Drilling), no obstante, existen varios tipos más de registros que se pueden realizar durante la perforación y dependen en gran medida del principio físico con que funcionan. Como por ejemplo; los registros SWD, medición de datos sísmicos pruebas durante la perforación. (Figura 1.6)

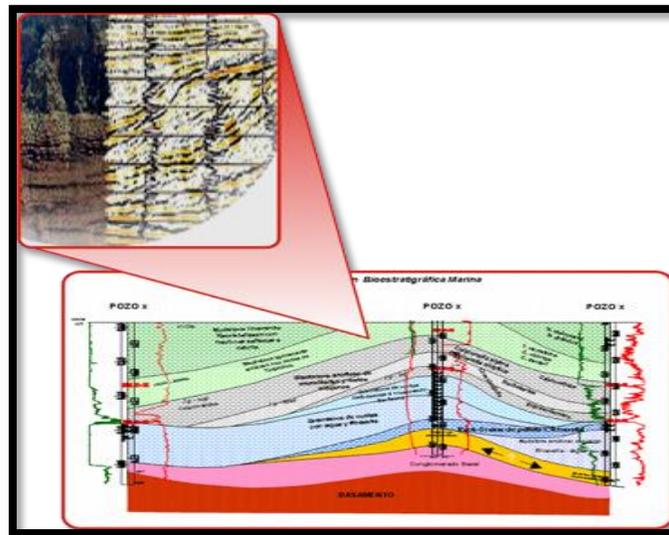


Figura 1.6. Registros LWD como herramienta en la perforación y exploración (Schlumberger, 2003).

Usar tecnología LWD, registros durante la perforación, conlleva a una serie de problema durante la perforación, así como también una serie de gastos adicionales. Sin embargo, su uso puede estar justificado cuando:

- En tiempo real la información es necesario por cuestiones operativas, tales como la dirección de un pozo, como por ejemplo cuando éste lleva una trayectoria horizontal o se pretende conocer las principales características de una formación y se requiere de la ubicación de puntos de nucleado; también para obtener la profundidad de ajuste de la tubería de revestimiento.

- La adquisición de datos implica que el agujero sea lavado o la invasión del pozo se produzca.
- Es necesario, el respaldo de la información si existe un riesgo de perder el agujero.
- La trayectoria del pozo es complicada, lo que hace difícil la adquisición por cable (por ejemplo, en pozos horizontales).

Los datos LWD del pozo se puede almacenar en la memoria y ser recuperados cuando la herramienta se trae de vuelta a la superficie, pero también los datos pueden ser transmitidos como pulsos a través de la columna de lodo en tiempo real durante la perforación. En una operación típica ambos métodos de transmisión de datos son utilizados. Una vez que los datos de la memoria están llenos, ésta se sustituye con los pulsos y se recuperan cuando la herramienta es traída de vuelta a la superficie. Sin embargo, los factores que podrían limitar, la capacidad para utilizar plenamente los dos conjuntos de datos son los siguientes:

- Modalidad de Perforación: los datos pueden ser enviados por la comuna de lodo sólo si la sarta de perforación está bombeando lodo a través de él.
- La duración de la batería: esta función de las herramientas y de la sarta de perforación, puede trabajar en modo de memoria sólo entre 40 y 90 horas.
- Tamaño de la memoria: la mayoría de la memoria de las herramientas LWD tienen un tamaño limitado que se reduce a unos pocos megabytes. Una vez que la memoria esta llena, los datos empiezan a ser sobrescritos, dependiendo de la cantidad de parámetros que se registran, la memoria puede llegar a funcionar plenamente entre 20-120 horas.

Algunos de los datos registrados pueden utilizarse únicamente si la sarta de perforación está rotando mientras se perfora, lo cual no siempre ocurre cuando se está utilizando un motor de lodo dirigible. En estas circunstancias, el ingeniero solicitará el equipo de perforación para adquirir datos en zonas particulares. Lo anterior, también puede ser requerido si la tasa de penetración (RP), ha sido muy alta como para afectar a la precisión de las herramientas que trabajan en datos estadísticos (por ejemplo, la densidad/neutrón), o si el intervalo de muestreo para que trabajen las herramientas en determinados periodos de tiempo aumenta.

1.3.2 Registros Wireline en Pozo Abierto, *Open-Hole*

Como anteriormente se menciona, existen dos principales tipos de registros geofísicos que son adquiridos con cable una vez que se perforo el pozo, uno de ellos hace referencia a los registros en agujero abierto (*open-hole*), y el otro a pozo entubado o ademado, *cased-hole* (Figura 1.6).

Una vez que sección del pozo ha sido completada, se jala la barrena hacia la superficie, dando una oportunidad de adquirir más registros de pozo abierto a través de cable o mediante la sarta de perforación antes de que el pozo sea ademado o abandono. Las Versiones *wireline* de las herramientas LWD, descritas anteriormente junto con otras adicionales, se mencionan a continuación:

- Rayos Gamma: mide la magnitud de la radioactividad natural presente en la formación. Esto es particularmente útil para distinguir arenas de lutitas en ambientes siliciclásticos.
- Espectroscopía de Rayos Gamma Naturales: la herramienta separa los contadores de rayos gamma tres ventanas de energía para determinar las contribuciones relativas provenientes de i) Uranio, ii) Potasio y iii) Torio que existe en la formación.
- Potencial Espontaneo (SP): mide la diferencia de potencial que ocurre de forma natural cuando el filtrado de lodo tiene una cierta salinidad, la cual invade la formación que contenía agua con una salinidad diferente.
- Caliper: mide la geometría del pozo usando dos o cuatro brazos. Éste proporciona el diámetro visto por la herramienta sobre los diámetros mayor o menor del pozo.
- Densidad: la versión *wireline* de esta herramienta normalmente tiene una fuente más fuerte que la usada en los registros LWD, también incluye una curva Pe (factor foto eléctrico), útil en la evaluación de litología compleja.
- Porosidad Neutrón: es un dispositivo de neutrones termal, sin embargo los nuevos dispositivos normalmente utilizan neutrones epitermales (que presentan un avance al tener una menor dependencia de la salinidad), y un colador en los generadores de neutrón de tipo minitron en vez de fuentes químicas.
- Sónico completo de forma de onda: además de la velocidad compresional básica (V_p) de la formación, las herramientas avanzadas pueden medir la velocidad de cizalla, velocidad de *Stoneley*, y muchos otros modos de sonido en el pozo, interface formación / agujero y formación.

- Resistividad: estas herramientas caen dentro de dos categorías principales: los registros *Laterolog* y los registros de inducción. Las herramientas *Laterolog* utilizan corrientes de baja frecuencia, por lo tanto requieren un lodo base agua (*WBM Water Based Mud*), para medir el potencial causado por la fuente actual sobre un arreglo de detectores. Las herramientas de inducción utilizan bobinas primarias para inducir corrientes en la perforación, posteriormente, se tiene un segundo arreglo de bobinas para medir los campos magnéticos causados por dichas corrientes; debido a que operan con altas frecuencias, estas pueden ser usadas en sistemas de lodos base aceite (*OBM, Oil Based Mud*). Las herramientas son diseñadas para ver un rango de profundidades de investigación dentro de la formación. Las lecturas someras tienen una mejor resolución vertical que las lecturas profundas.
- Microresistividad: diseñadas para medir la resistividad de la formación de la zona invadida cercana a la pared del agujero: Dichas herramientas operan empleando corrientes de baja frecuencia, por lo cual no pueden usarse en *OBM*. Son utilizadas para estimar la saturación de la zona invadida, y para obtener las características de las capas que son muy pequeñas para ser resueltas por una herramienta de lecturas profundas.
- Herramientas de Imágenes: éstas trabajan bajo principio acústico y principio resistivo y se diseñaron para brindar una imagen de la pared del pozo que puede ser usada para establecer la inclinación estratigráfica o sedimentológica y/o la presencia de fracturas.
- NMR: mide la relación entre los tiempos T_1 y T_2 de la formación.
- Perfiles Sísmicos Verticales (VSP): esta herramienta dispara una fuente sísmica en la superficie y mide las llegadas de sonido en el pozo a ciertas profundidades, usando un hidrófono o un geófono triaxial anclado. Los datos son utilizados para construir una imagen sísmica de alta resolución del pozo. Si sólo se miden los primeros arribos, el estudio es llamado normalmente como prueba de disparo de pozo (*WST, Well Shot Test*), o estudio de prueba de disparo (*checks hot*).

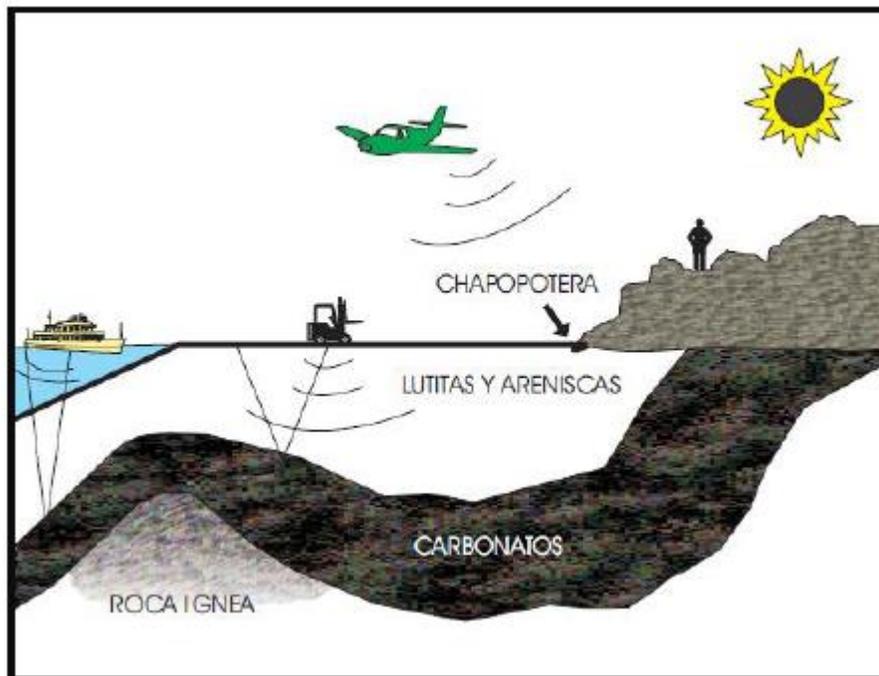
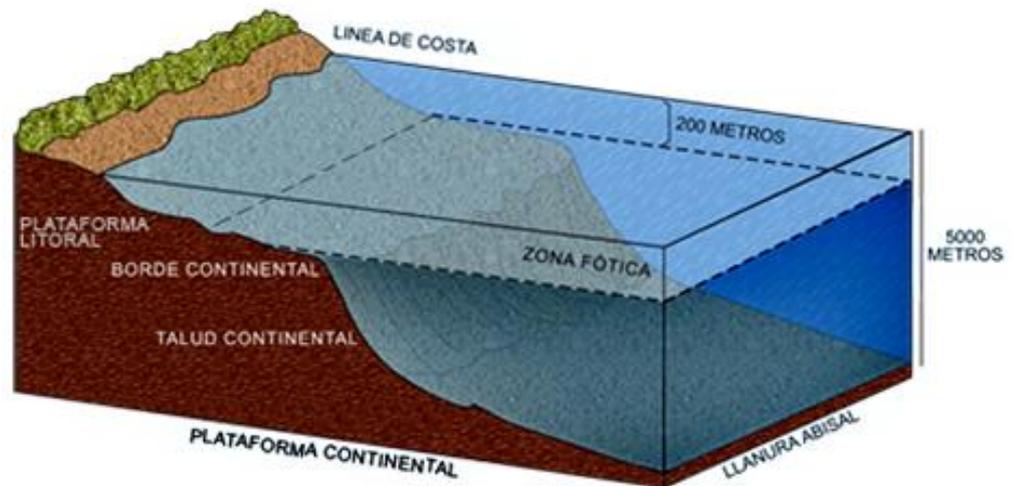


Figura. 1.7 Adquisición de datos petrofísicos en exploración.

Las mediciones básicas realizadas por las herramientas de registros en agujero-abierto son la porosidad y la resistividad. Con la obtención de estos resultados básicos, se puede calcular gracias a la ecuación de Archie (y tomada en cuenta otras variables y exponentes obtenidos de datos de núcleos y pruebas de laboratorio), un porcentaje o una fracción del espacio de poro en la formación que es ocupado por agua, conocida como agua de saturación. Si el agua de saturación de una formación es conocida, entonces es un indicador directo de la cantidad de hidrocarburo.

Las adquisiciones de datos petrofísicos en agujero-abierto tienen un carácter básicamente exploratorio y están orientando a evaluar a la formación al igual que lo hacen los registros en tiempo real (Fig. 1.7), a diferencia de estos tipos de registros, los datos adquiridos en *cased-hole* o pozo- adomado son utilizados básicamente para el análisis de la producción del pozo, y en la evaluación de problemas mecánicos del mismo.

CAPÍTULO 2. ROCAS CARBONATADAS Y YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS



REGISTROS GEOFÍSICOS Y EVALUACIÓN DE FORMACIONES EN LA PLATAFORMA DE YUCATÁN.

Capítulo 2

Rocas Carbonatadas y Yacimientos Naturalmente Fracturados

2.1 Rocas Sedimentarias

“Los sedimentos son materiales formados como consecuencia de la actividad química o mecánica ejercida por los agentes que afectan las rocas preexistentes, y se depositan en forma estratificada, en la superficie de la litosfera. La litificación de los sedimentos a temperaturas y presiones relativamente bajas, conduce a la formación de las rocas sedimentarias. Las capas de sedimentos quedan enterradas a medida que se depositan otras capas sucesivas. Los estudios estratigráficos demuestran que las rocas sedimentarias pueden acumularse en espesores de decenas de millares de metros.” (Geología del Petróleo, J. Guillemot, Pag. 245, 2da Edición, Madrid, 1976)

Algunos sedimentos depositados en cuencas y estructuras de geosinclinal debajo de grandes espesores de rocas suprayacentes han estado sometidos a elevadas presiones y temperaturas, y llegando así a recrystalizar a un grado tan extenso que se han convertido en rocas metamórficas. Ciertamente, las rocas sedimentarias enterradas a gran profundidad pueden constituir una forma de metamorfismo de grado bajo, por el cual tales rocas sedimentarias pasan imperceptiblemente a rocas metamórficas.

Los capas de ceniza, escoria y lapilli que se depositan en cualquier parte como resultado de una erupción volcánica, deben agruparse lógicamente con las rocas ígneas; sin embargo por la erosión normal de otras rocas piroclásticas más antiguas, los productos similares pueden hallar su camino hacia las cuencas sedimentarias, en las que se depositan como areniscas, material lodooso y conglomerados volcánicos más o menos puros (Tabla 2.1). Estas son *rocas epiclásticas* típicas producidas por la erosión normal y por la depositación de fragmentos de roca; y a no ser que se conozca su origen exacto de formación, pueden confundirse fácilmente con las rocas piroclásticas. Muchas rocas sedimentarias se han formado a partir de rocas preexistentes más antiguas. Por tanto, son muy comunes las mezclas de materiales piroclásticos y clásticos en la producción de sedimentos “tobaceos”. Frecuentemente es imposible asignar una roca a alguna de esta clases cuando sólo están disponibles para su análisis unos cuantos ejemplares, y cuando su forma de ocurrencia en el campo no es clara.

“La distinción entre las rocas sedimentarias y las metamórficas es arbitraria, y la clasificación de ciertas rocas comunes es asunto de simple preferencia. Excepto cuando el calor, a la vez que el esfuerzo, han constituido los factores principales para producir el cambio, puede haber poca diferencia visible en la composición entre la Calcita Blanda (Shale) y la Pizarra Dura (Slate). A la primera se la clasifica por lo general como sedimentaria, mientras que a la última se la clasifica comúnmente como metamórfica.” (Geología, Richard M. Pearl, CIA. Editorial Continental, México, 1986)

Abundancia relativa de las rocas sedimentarias e ígneas		
Rocas	Por volumen %	Por área %
Sedimentarias	5	75
Igneas	95	25
Abundancia relativa de las rocas sedimentarias		
Roca Sedimentaria	Como se ha medido en los afloramientos %	Como se ha determinado por cálculo %
Arenisca	15-40	10.-16.
Caliza	16-28	5.-14.
Lutita (Shale)	48-56	70.-83.

Tabla 2.1 Abundancia relativa de las rocas sedimentarias.

La dolomita se clasifica de ordinario como roca sedimentaria, aun cuando ha resultado de los cambios completos posteriores a la depositación que se verificaron en la textura en la composición, debido al extenso reemplazamiento de la calcita original.

A los procesos que intervienen en la reconstrucción de sedimentos entre el tiempo de la depositación y el tiempo en el que tiene lugar la petrificación completa, se les puede llamar colectivamente diagénesis. Estos procesos comprenden la compactación, cementación, reemplazamiento y recristalización, y han tenido importancia variable en la reconstrucción de diferentes clases de sedimentos. Ordinariamente, los resultados de la diagénesis mostrados por las rocas sedimentarias consolidadas no han disfrazado considerablemente los caracteres originales de los sedimentos como se muestra en la figura 2.1.

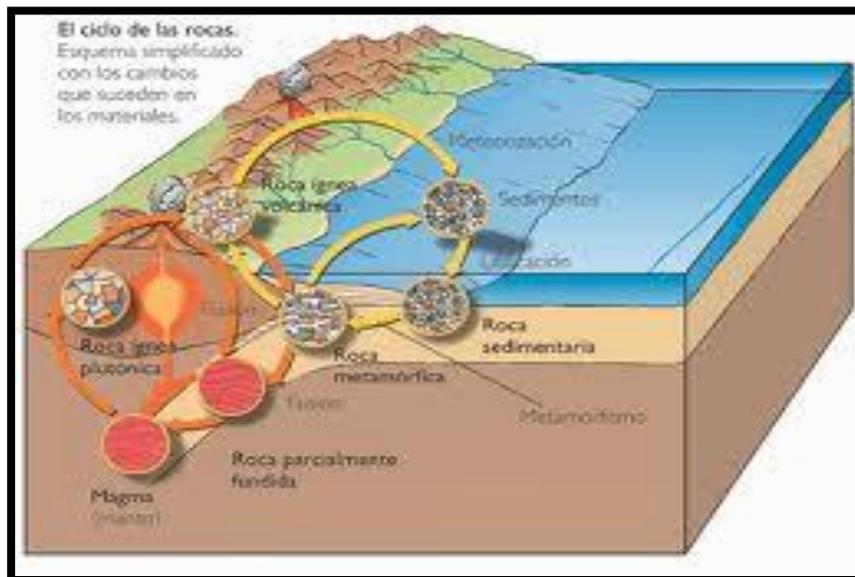


Figura 2.1. Proceso de formación de Rocas Sedimentarias (Pearl M., 2006).

Las características de la figura 2.2 se describen a continuación:

T) Rocas terrígenas. Ejemplo: la mayoría de arcillas, 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.

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. 2.3) y dolomías (Fig. 2.4).

2.1.2 Composición de las Rocas Sedimentarias

Para entender los procesos geoquímicos y la evaluación de los diversos tipos de sedimentos, son importantes los análisis químicos de las rocas sedimentarias. Además, en algunos sedimentos es tan fino el tamaño que sólo por medio de estudios químicos se ha obtenido gran parte de nuestro conocimiento sobre su composición.

La composición química de las rocas sedimentarias es muy variable, por que los sedimentos son, en cierto sentido, los productos de procesos de fraccionamiento químico y mecánico en gran escala. El cálculo de *Clarke* relativo a la composición media de las rocas sedimentarias comunes, calcita blanda, arenisca y caliza determinado por el análisis de mezclas de muchas muestras individuales, se muestra en Tabla 2.2.

Componente	Igneas	Pizarra blanda	Arenisca	Caliza	Sedimento ^a	Sedimento ^b
SiO ₂	59.14	58.10	78.33	5.19	57.95	44.5
TiO ₂	1.05	0.65	0.25	0.06	0.57	0.6
Al ₂ O ₃	15.34	15.40	4.77	0.81	13.39	10.9
Fe ₂ O ₃	3.08	4.02	1.07	0.54	3.47	4.0
FeO	3.80	2.45	0.30	—	2.08	0.9
MgO	3.49	2.44	1.16	7.89	2.65	2.6
CaO	5.08	3.11	5.50	42.57	5.89	19.7
Na ₂ O	3.84	1.30	0.45	0.05	1.13	1.1
K ₂ O	3.13	3.24	1.31	0.33	2.86	1.9
H ₂ O	1.15	5.00	1.63	0.77	3.23	—
P ₂ O ₅	0.30	0.17	0.08	0.04	0.13	0.1
CO ₂	0.10	2.63	5.03	41.54	5.38	13.4
SO ₃	—	0.64	0.07	0.05	0.54	—
BaO	0.06	0.05	0.05	—	—	—
C	—	0.80	—	—	0.66	—
MnO	—	—	—	—	—	0.3
Total	99.56	100.00	100.00	99.84	99.93	100.0

Tabla 2.2 Composición Media de las Rocas (Guillemot J., 1976)

Debe señalarse que la caliza promedio contiene 7.90 por ciento de MgO, contienen a 16.5 por ciento o más de 40 por ciento de MgCO₃ pero que la mayoría de las calizas 4 por ciento o más de 40 por ciento de MgCO₃ equivalente, que contiene mucha menos magnesio o mucho mas en ciertos casos (Tabla 2.2). Las rocas de composición intermedia son poco comunes, por lo tanto, la caliza promedio de Clarke es una roca carbonatada media, no una caliza, e incluye tanto a las dolomitas como a las calizas.

Las características significativas de la composición química de las rocas sedimentarias son el promedio de la potasa sobre la sosa, del carbonato de calcio sobre la magnesia y del hierro férrico sobre el hierro ferroso, el exceso de alúmina y el alto contenido de sílice. Estas son generalizaciones y pueden encontrarse muchas excepciones. Es difícil describir los tipos de las rocas sedimentarias a partir de los análisis químicos solamente por un diagrama triangular como se hace por medio de la norma para las rocas ígneas. Los grupos principales se sobreponen en sus extremos, aunque Mason establece ciertos límites tentativos, las rocas arcillosas con más de 50 por ciento de SiO₂ contienen generalmente sílice libre, mientras que las demás con un 40 por ciento de Al₂O₃ contienen alúmina libre. Para determinar a una roca caliza o dolomita, se debe por lo menos considerar el carbonato que es el componente dominante, y de modo parecido en la arenisca, la sílice libre debe sobrepasar a todos los demás componentes químicos.

2.2 Rocas Carbonatadas

Las rocas sedimentarias carbonatadas se diferencian de las rocas sedimentarias siliciclásticas de varias maneras. Las rocas siliciclásticas se forman a medida que los sedimentos son desplazados, se depositan y litifican, o se compactan y cementan en roca sólida. La mayor parte de los carbonatos se desarrollan a partir de los sedimentos orgánicos formados por actividad biológica, como la creación de arrecifes y la acumulación de restos de organismos en el fondo marino. Otros tipos se forman a medida que el agua se evapora de las cuencas poco profundas, o como precipitados de las aguas marinas. Normalmente, los fragmentos que componen la mayor parte de los carbonatos han viajado mucho menos que los sedimentos siliciclásticos.

Como ya se había mencionado en el capítulo anterior la mineralogía de las rocas carbonatadas están compuestas por un grupo limitado de minerales los cuales son calcita y dolomita. En este caso las calizas (Fig. 2.3) han recibido este nombre porque la cal que se fabrica a partir de ellas “quemando” las rocas para quitarles el bióxido de carbono y dejar la cal. Se designa este nombre como calizas a aquellas rocas sedimentarias en las cuales la porción carbonosa está compuesta principalmente de calcita. El término dolomita (Fig. 2.4) se otorga para aquellas rocas que están compuestas principalmente por el mineral dolomita. La denominación de las rocas de composición intermedia puede efectuarse utilizando adjetivos, como caliza dolomítica, dolomita calcítica, y caliza magnesiana.



Fig. 2.3. Calizas (banco de imágenes CNICE,2009) Fig. 2.4. Dolomitas (Ing. Juan Julio Vela Platas, 2011)

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”*: debido 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 2.3)

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.

MINERAL	FORMULA	SISTEMA CRISTALINO *Subsistema	APARICIÓN
Aragonita 	CaCO ₃	Ortorrómbico	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 (espirita)
Dolomita 	CaMg(CO ₃) ₂	Hexagonal *romboédrico	a) Ampliamente como roca cristalina diagenética. b) También asociada contemporáneamente con evaporitas.
Magnesita 	MgCO ₃	Hexagonal *romboédrico	En cantidades pequeñas dentro de las mallas del aragonito y la calcita de origen esquelético.
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 2.3 Principales componentes mineralógicos de las rocas carbonatadas (Tomada de Arche, 1992).

2.3 Diagénesis de las Rocas Carbonatadas

Al tener depósitos, los sedimentos pasan por la diagénesis, que son cambios químicos y físicos posdeposicionales que convierten el sedimento en roca sólida. La diagénesis de los depósitos carbonatados 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 las fracturas y planos de estratificación puede producir grandes cavidades.

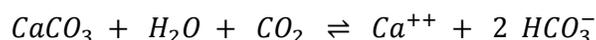
Normalmente, la diagénesis clástica no implica un cambio en la mineralogía. Sin embargo la diagénesis de los carbonatos generalmente implica reemplazar la calcita y la aragonita originales

por la dolomita mineral, un proceso denominado dolomitización, que puede generar las características productoras de hidrocarburos.

A continuación se describirán los fenómenos que se presentan en la diagénesis de los carbonatos 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 oleaje 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.

Dolomitización

Las calizas son a menudo parcial o completamente cambiadas a dolomías. La composición de la dolomita es $(CaMg(CO_3)_2)$ 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 está en comunicación hidráulica con agua de otros arrecifes y está dolomitizada. El arrecife Golden Spike, solo a unos kilómetros de distancia no contiene agua y no está 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.

2.4 Clasificación de 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, dentro los más usados en la industria petrolera nacional es el de Dunham y en la internacional es el de Embry y Klovan.

1) El esquema de clasificación de Folk (1959, 1962): está basado principalmente en la composición (Fig. 2.4) y distingue tres componentes principales:

- Los aloquímicos (partículas o granos).
- La matriz, fundamentalmente micrita.
- El cemento, fundamentalmente esparitadrúsica.

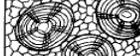
PRINCIPALES ALOQUÍMICOS EN CALIZAS	TIPOS DE CALIZAS			
	CEMENTADAS POR ESPARITA		CON UNA MATRIZ MICRÍTICA	
granos esqueléticos (bioclastos)	biosparita		biomicrita	
ooides	oosparita		oomicrita	
peloides	pelesparita		pelmicrita	
intraclastos	intraesparita		intramicrita	
caliza formada in situ	biolitita		caliza fenestral-dismicrita	

Figura 2.4 Clasificación de calizas basada en su composición según Folk (1959, 1962) (modificada de Tucker, 1981), (tamada de Arche, 1992)

2) La clasificación de Dunham (1962) (Fig. 2.5): se dividen las calizas con base en su textura, por lo que los divide en los siguientes seis tipos principales:

- Grainstone, granos sin matriz (ejemplo: una bio-esparita u oo-esparita de Folk).
- Packstone, granos en contacto con matriz (ejemplo: también una biomicrita de Folk).
- Wackstone, granos flotando en una matriz (ejemplo: también una biomicrita de Folk).
- Mudstone, micrita con pocos granos.
- Boundstone, caliza de sujeción orgánica.
- Caliza recristalizada (textura original no reconocible).

3) La clasificación de Embry y Klovan (1971): estos autores añadieron varios términos adicionales a la clasificación de Dunham, 1962 (Tabla 2.4), tanto para indicar el tamaño de grano (floatstone y rudstone) como el tipo de sujeción orgánica para el caso de los boundstones (bafflestone, bindstone y framestone). Para dar información sobre la composición de los granos se pueden mencionar, ejemplo: grainstone oolítica, mudstone con pellets o rudstone de crinoides.

CLASIFICACIÓN DE CALIZAS (DUNHAM MODIFICADO)													
Textura deposicional reconocible										Textura deposicional no reconocible			
Componentes originales no entrelazados durante el depósito								Componentes originales entrelazados durante el depósito			Caliza cristalina Dolomía		
Partículas menores a 2 mm				Partículas mayores a 2 mm alóctonas				BOUNDSTONE					
Soportado por lodo				Soportado por partículas				Soportado por lodo	Soportado por partículas	Crecimiento primordialmente vertical		Crecimiento primordialmente horizontal	Crecimiento vertical y horizontal
< 10 % de partículas		> 10 % de partículas		> 10 % de lodo		< 10 % de lodo							
MUDSTONE		WACKSTONE		PACKSTONE		GRANSTONE		FLOATSTONE	RUBSTONE	Bafflestone	Bindstone	Framestone	
0-10%	10-20%	20-30%	30-40%	40-50%	50-60%	60-70%	70-80%						80-90%
MUDSTONE	MUDSTONE-WACKSTONE	WACKSTONE-MUDSTONE	WACKSTONE	WACKSTONE-PACKSTONE	PACKSTONE-WACKSTONE	PACKSTONE	PACKSTONE-GRANSTONE	GRANSTONE-PACKSTONE	GRANSTONE				

Tabla 2.4 Clasificación de calizas por Embry y Klovan (modificada de Dunham) (agregan la caliza recristalizada o dolomía, con textura original no reconocible; y es una clasificación mejor especificada en cuanto a porcentajes), (tomada de Arellano, 2007).

4) La clasificación de Tucker (1981): Se propone un cuarto esquema de clasificación muy simple, pero a menudo útil (sobre todo en el campo) que divide las calizas con base en su tamaño de grano, en los siguientes tres tipos:

- Calcirrudita- la mayoría de los granos mayores de 2 mm.
- Calcarenita- la mayoría de los granos entre 2 mm y 62 micras.
- Calcilitita- la mayoría de los granos menores de 62 micras.

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 relleno de poros o por procesos de neomorfismo de la micrita (Fig. 2.6).

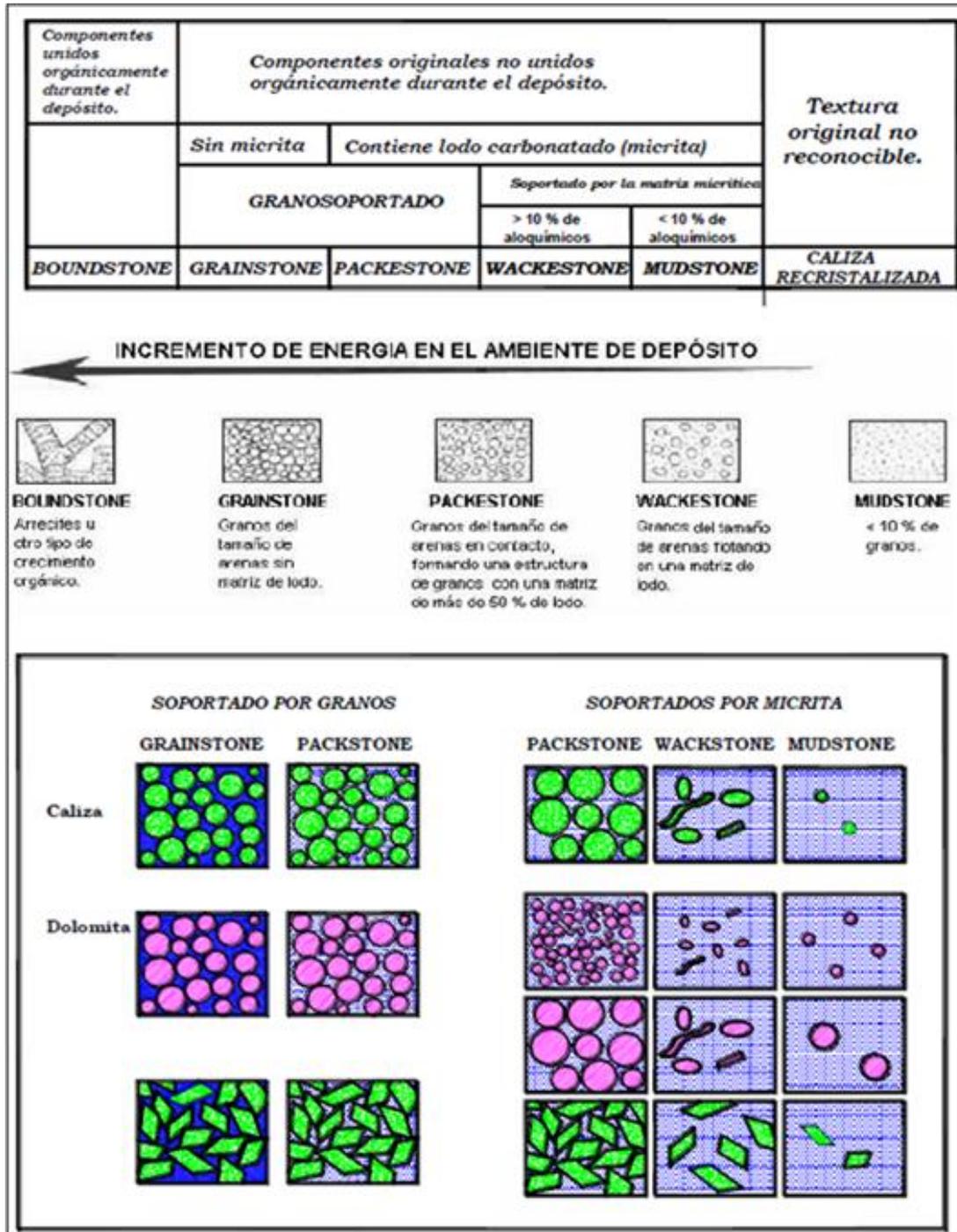


Figura 2.5 Clasificación de las calizas según Dunham, 1962 (agrega la caliza recristalizada, con textura original no reconocible), (Tomada de Pettjohn, 1975).

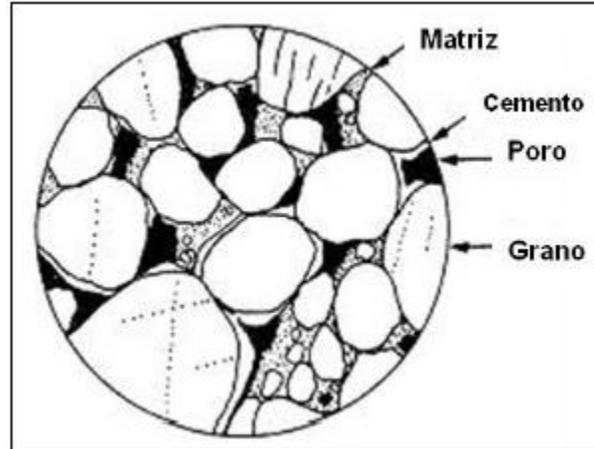


Figura 2.6 Componentes de una roca sedimentaria (tomada de J. J. Agueda, www.nimbar.net/trapicheo/geologia/estratigrafica/temas%2005.PDF,2004).

2.5 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 las rocas.
- 3.- Para su protección a los agentes destructores.
- 4.- Para su acumulación en yacimientos explotables.

Se puede decir que el sistema petrolero es el conjunto de factores que permiten el equilibrio de facies; como son las propiedades físicas de la roca, así como la interacción entre los fluidos, donde todos los elementos que interactúan permiten la existencia del yacimiento.

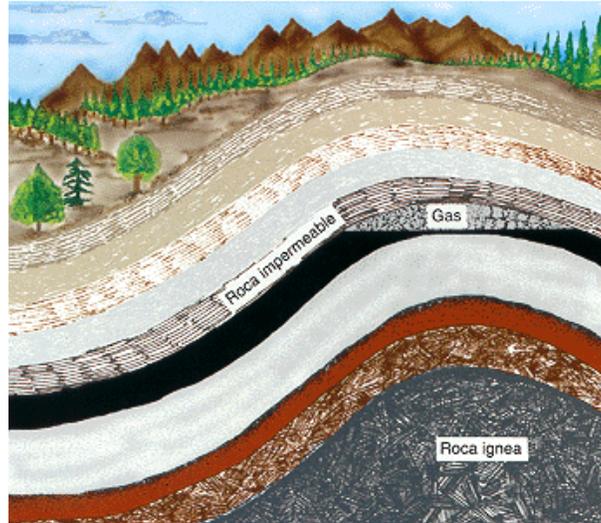


Figura 2.7 Sistema petrolero (tomada de: <http://cienciasnaturalescnp.blogspot.mx/p/el-petroleo.html>, Año:2012).

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 una 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 creadores 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.

A continuación se mostraran los tipos de porosidad primaria más conocidas en las rocas carbonatadas:

- a) Porosidad Intergranular (Fig. 2.8): Son los espacios (poros) que existen entre los granos (sólidos) que forman la roca, ya sea de cuarzo, de carbonatos o de cualquier componente. Este espacio sedimentario esta sin rellenar por sedimento o por cemento.

Este tipo de roca se encuentra en la región Sur y Sonda de Campeche donde se tienen ejemplos de este tipo de porosidad en las calcarenitas del Cretácico Superior de los Campos Cactus y Cunduacán, así como en las calcarenitas del Eoceno del complejo Cantarell. Este tipo de depósitos están formados por fragmentos del tamaño de limo y arena, originados en condiciones de alta energía en la plataforma carbonatada, que posteriormente fueron transportados en grandes cantidades hacia zonas batimétricas de talud y mar abierto, por medio de flujos de turbidez, en donde finalmente quedan depositados como gruesos paquetes en forma de abanicos submarinos calcáreos, en donde presentan generalmente gradación por depósitos gravitacional.

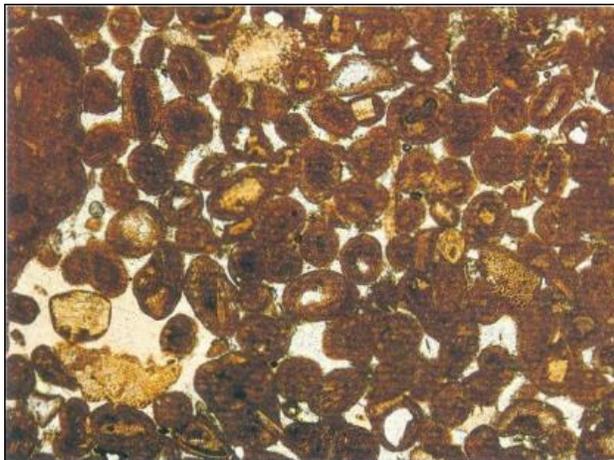


Figura 2.8 Porosidad Intergranular Oolita Peloidal, Lamina delgada teñida, “LPNA” (tomada de Adams 1997).

- b) Porosidad intrapartícula (Fig. 2.9): Son los poros que se encuentran dentro de los sólidos de la roca, la cual prevalece particularmente en caparazones (estructuras) de arrecifes donde las colonias de organismos masivos abundan. La permeabilidad con este tipo de porosidad puede ser baja, debido a que los poros no están necesariamente conectados unos con otros.



Figura 2.9 Porosidad intrapartícula en briosos y ooides (tomada de: http://gmg.unizar.es/gmgweb/Asignaturas/Exogenall/TranspaMicroscopio/Pr%C3%A1ctica6_Carbonatadas_matriz_cemento_porosidad.pdf, año 2007)

- c) Porosidad fenestral (Fig. 2.10): Corresponde con los poros en un sedimento o roca carbonatada que tienen dimensiones mayores que la de los espacios granosoportados por lo que son denominados “fenestrae” (en singular, “fenestra”). Habitualmente resultan ocupadas por sedimento interno o cemento, o por una combinación de ambos. El tamaño y forma de las fenestrae puede ser muy variado, según cual haya sido su mecanismo de formación.



Figura 2.10 Porosidad fenestral. Lámina delgada teñida, Jurásico Inferior, Alto Atlas Central, Marruecos; aumento 14 x, LPNA (tomada Adams, 1997).

- d) Porosidad en zonas protegidas: Es aquella que se produce debajo de fragmentos de conchas que se conservan con la cavidad hacia abajo. La figura 2.11 muestra un roca compuesta por fragmentos de bivalvos en una matriz de lodo carbonatado. Aquellos fragmentos de conchas que se han conservado con la concavidad hacia abajo, entre los cuales destaca el fragmento de mayor tamaño que atraviesa completamente el campo de la imagen, presenta debajo de

ellas zonas de cementos esparítico que precipito como relleno de la cavidad protegida generada a favor al efecto de “paraguas” de la concha.



Figura 2.11 Porosidad en zonas Protegidas. Lámina delgada teñida, carbonífero Inferior, Arbigland, Dumbries, Escocia, Gran Bretaña; aumento: 16X, LPNA (tomada Adams, 1997)

- e) Porosidad en estructuras de crecimiento (Fig. 2.12): Es la porosidad asociada al crecimiento de biohermos en distintos tipos de construcciones arrecifales. El poro corresponde al espacio que ocupaba la parte blanda del organismo, que al morir en un ambiente de alta energía no se conserva la llamada materia orgánica y solo se preserva el caparazón que forma excelente porosidad primaria.

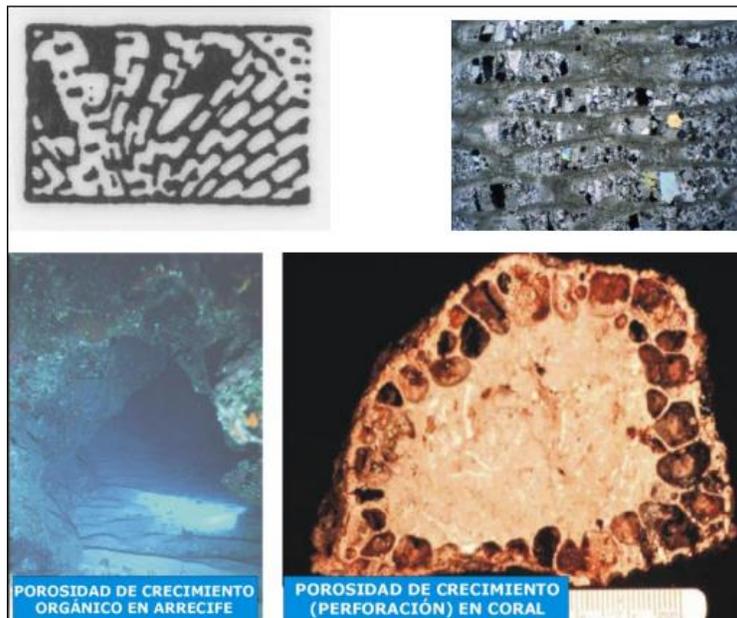


Figura 2.12 Porosidad en estructuras de crecimiento (tomada de:

http://gmg.unizar.es/gmgweb/Asignaturas/Exogenall/TranspaMicroscopio/Pr%C3%A1ctica6_Carbonatadas_matriz_cemento_porosidad.pdf, Año 2007) .

Porosidad y permeabilidad secundarias

La porosidad secundaria es el resultado de procesos físicos y/o químicos posteriores a la sedimentación, lo que origina que se formen espacios vacíos que pueden preservarse y que pueden ser ocupados por cualquier fluido. La porosidad secundaria tiene que ver con el fracturamiento, con la disolución o con la dolomitización. También puede ocurrir por una combinación de los factores antes mencionados.

A continuación se presentaran los diversos tipos de porosidades secundarias presentes en rocas Carbonatadas:

- a) Porosidad Intercristalina: Esta definición podría aplicarse a la mayoría de los carbonatos, ya que por estar constituidos por cristales de carbonato de calcio o de magnesio, se considera el espacio entre los cristales como conductos básicos porosos. La cristalización y recristalización se consideran procesos diagenéticos, que imprimen a la roca modificaciones en la textura y en la porosidad.

En la Región Sur y Sonda de Campeche se tiene numerosos ejemplos de porosidad intercristalina, principalmente representada por dolomitización de calizas por procesos de diagénesis. En general esta porosidad está estrechamente ligada con los otros tipos de porosidad, como con la intergranular primaria, donde posteriormente los fragmentos son recristalizados (Fi. 2.13), así como con la dolomitización de sedimentos del tipo de carbonatos de plataforma y brechas de talud, también se presentan en calizas de mar abierto.



Figura 2.13 Porosidad Intercristalina (tomada de Ramos, 2002)

- b) Porosidad móldica: Es un tipo de porosidad secundaria muy frecuente en diferentes secuencias sedimentarias, su origen corresponde básicamente a la disolución de los bioclásticos orgánicos (ejemplos: disolución de fragmentos de conchas o restos orgánicos calcáreos). La permeabilidad podría ser baja si los moldes tienen una pobre intercomunicación, por lo que la eficiencia en la recuperación es solo relativa a la extensión de las conexiones entre los moldes.

Se tiene este tipo de porosidad en la Región Sur en los campos que se ubican dentro de la plataforma Artesa-Mundo Nuevo y en el Complejo Cantarell. En la figura 2.14 corresponde a una fotografía de una muestra de roca de la línea de costa de Ciudad del Carmen, Campeche.

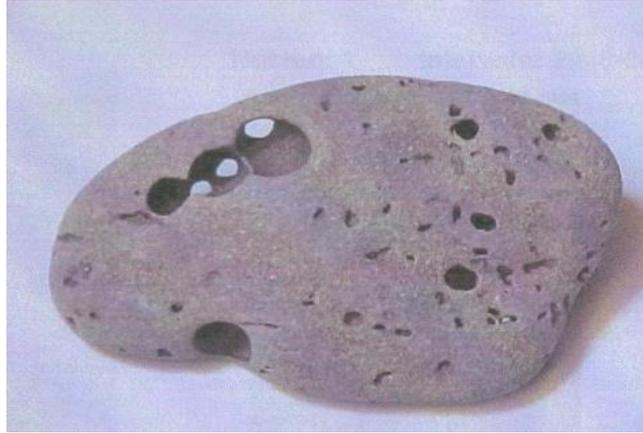


Figura 2.14 Porosidad móldica de gasterópodos (tomada de Ramos y Morales, 2002).

- c) Porosidad de la fractura (Fig 2.15): Este tipo de porosidad es muy común en las rocas carbonatadas, por lo general se sobrepone a otros tipos de porosidad primaria o secundaria. También es posible que por fracturamiento, se genere porosidad en una roca compacta.

La porosidad de la fractura se define como una porosidad desarrollada a lo largo de los rompimientos en un cuerpo de roca, en donde ha habido un pequeño desplazamiento mutuo entre los bloques proximos.

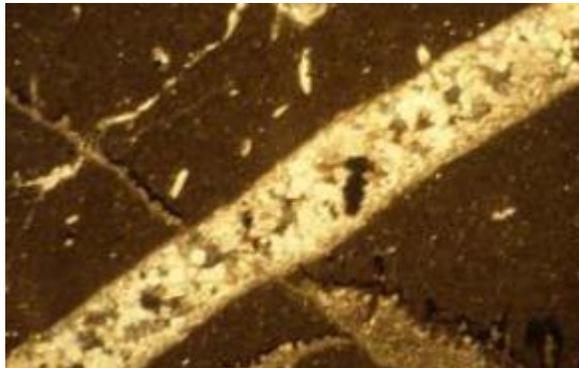


Figura 2.15 Porosidad de fractura en calizas (tomada de: http://gmg.unizar.es/gmgweb/Asignaturas/ExogenII/TranspaMicroscopio/Pr%C3%A1ctica6_Carbonatadas_matriz_cemento_porosidad.pdf, Año 2007).

En la Región Sur y en la Sonda de Campeche, el tectonismo ha deformado fuertemente las formaciones geológicas y en el caso de los carbonatos, por ser frágiles, aparte de deformados

mediante plegamientos, se encuentran fracturados y afallados originando conductos verticales y porosidad secundaria desde microfisuras a megafisuras.

- d) Porosidad de Canales: La porosidad debida a procesos de disolución, que forman canales a través de la roca (Fig. 2.16) en estos casos son fisuras ampliadas por la disolución de carbonatos.

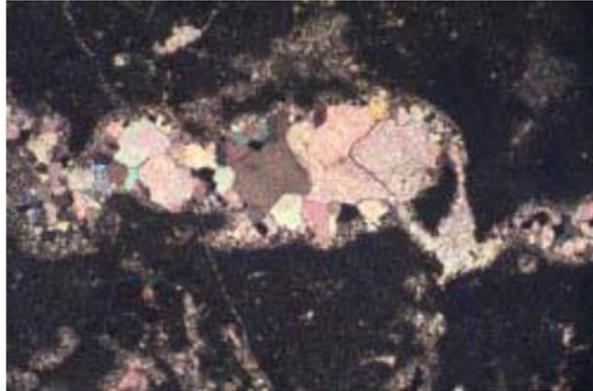


Figura 2. 16 Porosidad por disolución de canal (tomada de: http://gmg.unizar.es/gmgweb/Asignaturas/Exogenall/TranspaMicroscopio/Pr%C3%A1ctica6_Carbonatadas_matriz_cemento_porosidad.pdf, Año 2007)

- e) Porosidad Vugular (Fig. 2.17): Es el tipo de porosidad probablemente más frecuentemente en carbonatos y también tiene una amplia variedad de definiciones. El “vugulo” se define como un poro semicircular y no proceso dominante en la formación de “vugulos”, pero aún se desconoce con precisión el origen de éstos.



Figura 2.17 Porosidad por vugulos o cavidades (tomada de: http://gmg.unizar.es/gmgweb/Asignaturas/Exogenall/TranspaMicroscopio/Pr%C3%A1ctica6_Carbonatadas_matriz_cemento_porosidad.pdf, Año 2007).

Rocas almacenadoras originadas por fenómenos de disolución de calizas.

Los fenómenos de disolución en carbonatos, juegan un papel que está lejos de ser despreciable, en formación de rocas almacenadoras productivas. No es raro encontrar verdaderas cavernas en los yacimientos, aunque es más común encontrar gran cantidad de vóculos; 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, siendo los principales fuentes:

- 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 KraftPrusa (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 Pennsylvanica, 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 DeepRiver (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 Presencia de campos petroleros en Yacimientos Carbonatados.

2.6.1 Los yacimientos naturalmente Fracturados en el Mundo

En 1975 Mc Nuagthon y Gard, estimaron que la recuperación de aceite que proviene de los yacimientos naturalmente fracturados podría sobrepasar los 40 billones de barriles. Para 1995 esta cifra es muy conservadora, ya que en la actualidad la mayor producción proviene de este tipo de yacimientos, aportando la mayor parte de lo que se consume diariamente y que es del orden de 80 millones de barriles. Además existen volúmenes significativos de hidrocarburos que todavía no se han descubierto, que hay pozos abandonados que todavía pueden producir ya que fueron abandonados debido a que no se interceptaron a las fracturas verticales.

En la figura 2.18 se muestra de manera esquemática la localización de algunos de los campos productores de aceite y gas del mundo en yacimientos naturalmente fracturados y una lista con sus nombres. Algunos de estos yacimientos son muy prolíficos, otros más producen a ritmos más modestos, pero siguen siendo económicamente rentables.

Los yacimientos naturalmente fracturados se pueden encontrar en la mayoría de las cuencas petroleras del mundo y en todo tipo de litologías (carbonatos, areniscas pedernales, lutitas, rocas del basamento, etc.); también se encuentran a través de la columna geológica que puede ir desde el Precámbrico hasta el Mioceno.

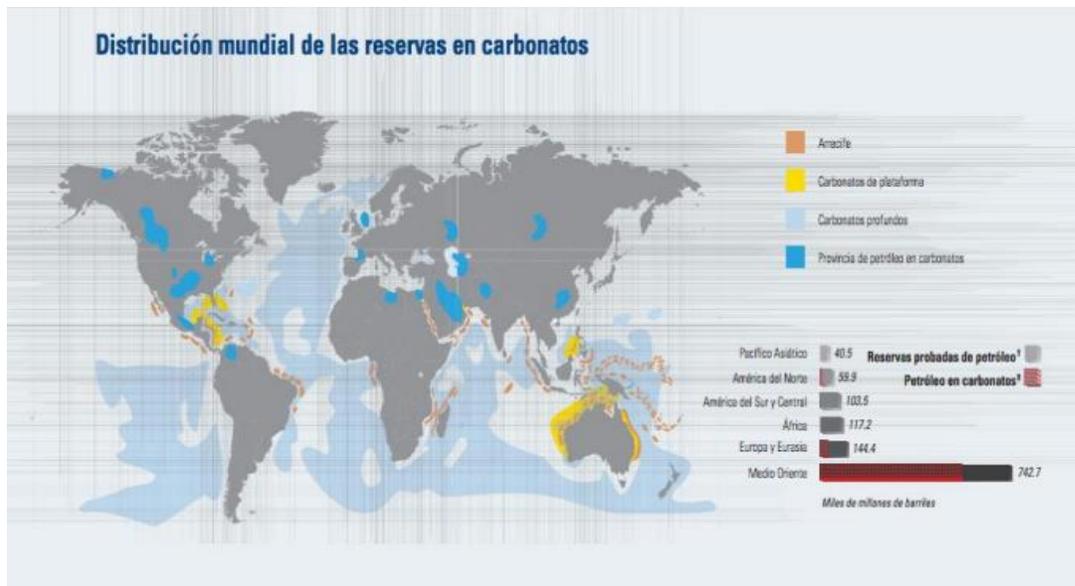


Figura 2.18 Distribución mundial de las reservas en carbonatos (Schlumberger, 2006)

2.6.2 Yacimientos Naturalmente Fracturados en México

En México más del 80% de la producción de hidrocarburos proviene de los yacimientos naturalmente fracturados en carbonatos, razón por la cual en este trabajo se describe los campos con yacimientos naturalmente fracturados que han sido explotados en México.

En los yacimientos naturalmente fracturados se estima que se encuentran la mitad de las reservas mundiales de hidrocarburos. También existen yacimientos geotérmicos naturalmente fracturados; en rocas volcánicas con grandes fallas o sistemas de fracturas, que dan lugar a la producción de agua caliente y vapor, útiles en la generación de electricidad. La mayor parte de las zonas geotérmicas a nivel mundial se encuentran en yacimientos fracturados y en formaciones compuestas por rocas ígneas, las cuales son más difíciles de evaluar o caracterizar. Los yacimientos petroleros, estos en general son yacimientos de doble porosidad, por lo que existe la necesidad de determinar las características de ambos medios (Matriz-Fractura) y su forma de interactuar. El Fracturamiento de una roca se origina comúnmente debido a esfuerzos generados por diversas condiciones tectónicas y a diferentes profundidades; ya que pueden originar plegamientos, fallamientos o fracturamiento.

La caracterización de yacimientos es una disciplina científica y matemática cuyo propósito es definir cuantitativamente los datos o información necesarios para realizar una predicción de su comportamiento, lo cual permitiría, por medio del uso de modelos, determinar sus condiciones de explotación óptimas, con base en un estudio de rentabilidad.

Existen diversos modelos que permiten conocer mejor a los yacimientos naturalmente Fracturados, aunque en algunos casos se tiene únicamente porosidad primaria o sea que luego de su depósito no ha presentado un deformación importante y el fracturamiento es mínimo.

Para ubicar mejor a los campos petroleros en los carbonatos naturalmente fracturados, se presenta un mapa de las cuatro regiones productoras de petróleo de México (Figura 2.19).



Figura. 2.19 Mapa que muestra la división de las regiones petroleras de México, como son: la región Norte, la región Sur, la Región Marina Noreste, Región Marina Suroeste (tomado de PEMEX 1999).

Los campos más importantes en carbonatos en México, que corresponden con yacimientos naturalmente fracturados se muestran en la tabla 2.5.

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

Tabla 2.5 Los Campos petroleros más importantes en carbonatos en México (Pemex ,2005)

Región Marina Noreste

Los principales campos carbonatados del activo Cantarell son: Akal, Nohoch-Chac, Kutz; del activo Ek-Balam son: Ek, Balam, Ixtoc y del activo Integral Ku-Maloob-Zaap son: Ku, Maloob, Zaap (Fig. 2.20).

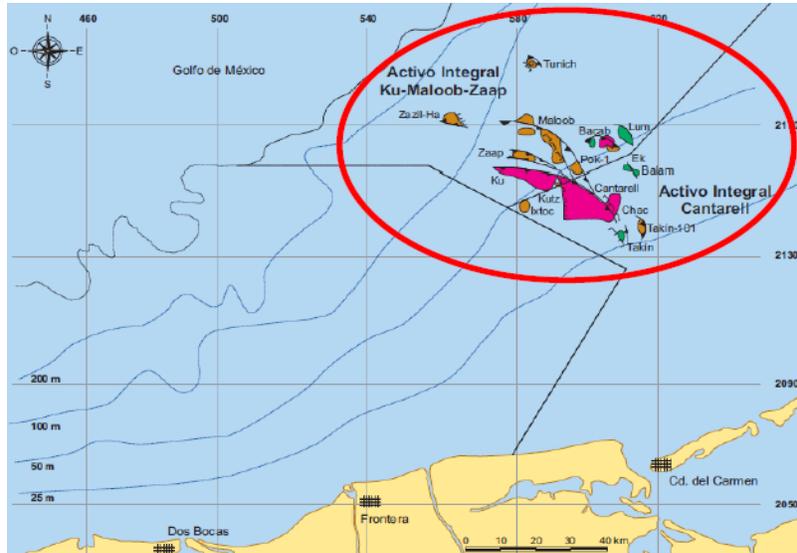


Figura 2.20 Principales Campos Carbonatados en la Región Marina Noreste (PEMEX, 2008).

Región Marina Suroeste

Los principales campos Carbonatados en el Activo Abkatun-Pol-Chuc, son: Abkatun, Pol, Chuc, Taratunich, Batab, Ixtal; y del activo Litoral de Tabasco: May, Och, Uech, Kax, Yum, Bolontiku, Sinán, Cita, Ayim, Yaxché (Fig. 2.21).

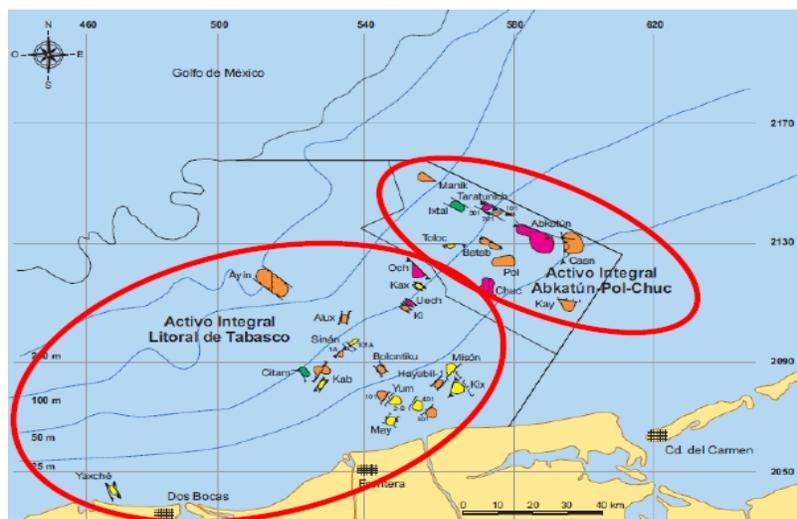


Figura 2.21 Principales Campos Carbonatados en la Región Marina Suroeste (PEMEX 2008).

Región Norte

Los principales campos de carbonatos fracturados en el activo Altamira, son; Arenque y Tamaulipas-Constituciones (Fig. 2.22).

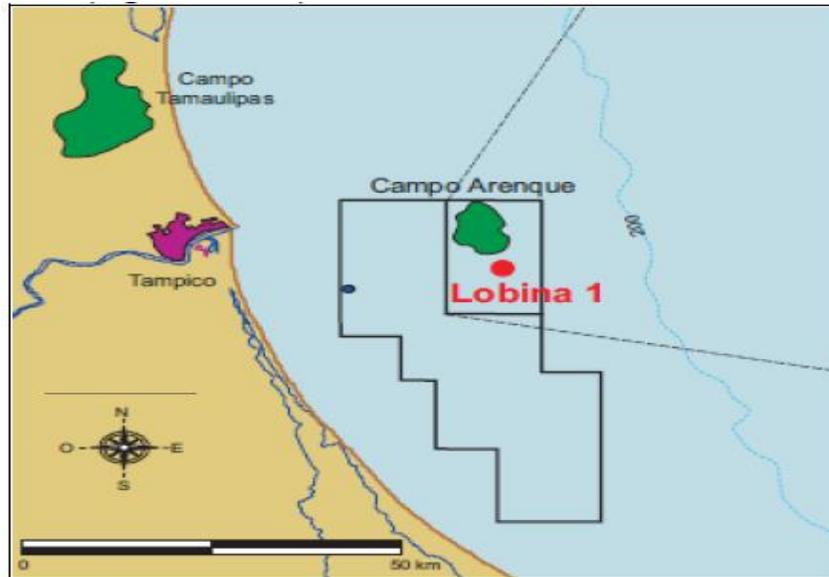


Figura 2.22 Principales campos carbonatados en el activo Altamira (PEMEX, 2004).

En el activo Veracruz encontramos los campos: Cópite, Mata Pionche, Macayucan, Miralejos, Angostura, Novillero (Fig. 2.23).



Figura 2.23 Principales Campos Carbonatados en el activo Veracruz (PEMEX, 2004).

Capítulo 2. Rocas Carbonatadas y Yacimientos Naturalmente Fracturados

Dentro del activo Poza Rica los principales campos en carbonatos fracturados, son: Poza Rica, San Andrés Y Santa Águeda (Fig. 2.24).



2.24 Principales campos Carbonatados del Activo Poza Rica (PEMEX, 1999).

Región Sur

Los principales campos en carbonatos fracturados del activo Jujo-Tecominoacán, son: Jujo-Tecominoacán, Eden, Jolote, Jacinto y Paredón (Fig. 2.25).

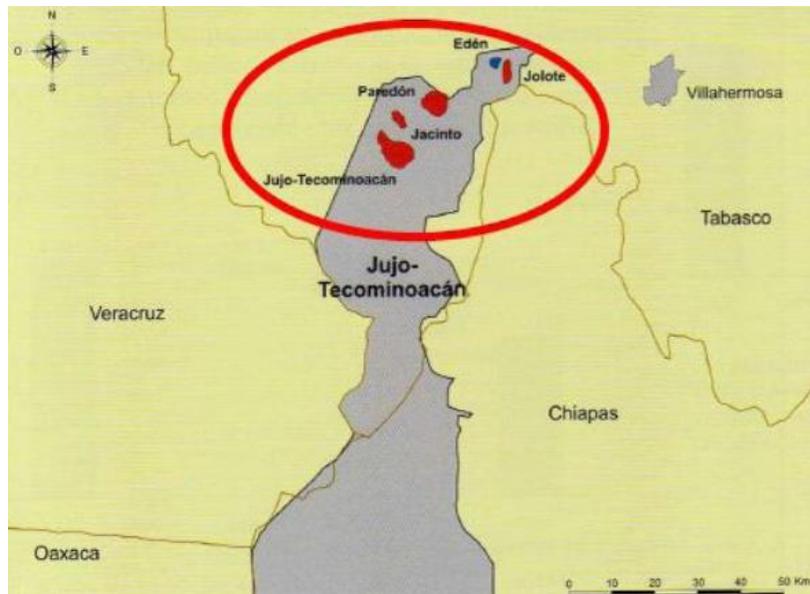


Figura 2.25 Principales campos en carbonatos del activo Jujo-Tecominoacán (PEMEX, 1999).

Capítulo 2. Rocas Carbonatadas y Yacimientos Naturalmente Fracturados

En activo Bellota-Chinchorro se tienen los campos: El Golpe, Yagual, Chinchorro, Bellota, Mora, Cárdenas y Palangre (Fig. 2.26).



Figura 2.26 Principales campos en carbonatos del activo Bellota-Chinchorro (PEMEX, 1999).

Los principales campos de carbonatos fracturados en el activo Luna-Palapa, son: Luna-Palapa, Sden, Caparoso, Pijije y Escuintle (Fig. 2.27).



Figura 2.27 Principales campos en carbonatos del activo Luna-Palapa (PEMEX, 1999).

Capítulo 2. Rocas Carbonatadas y Yacimientos Naturalmente Fracturados

Los principales campos carbonatados fracturados en el activo Múspac, son: Múspac, Camito, Catedral, Chiapas, Copanó, Girdaldas Y Agave (Fig. 2.28).

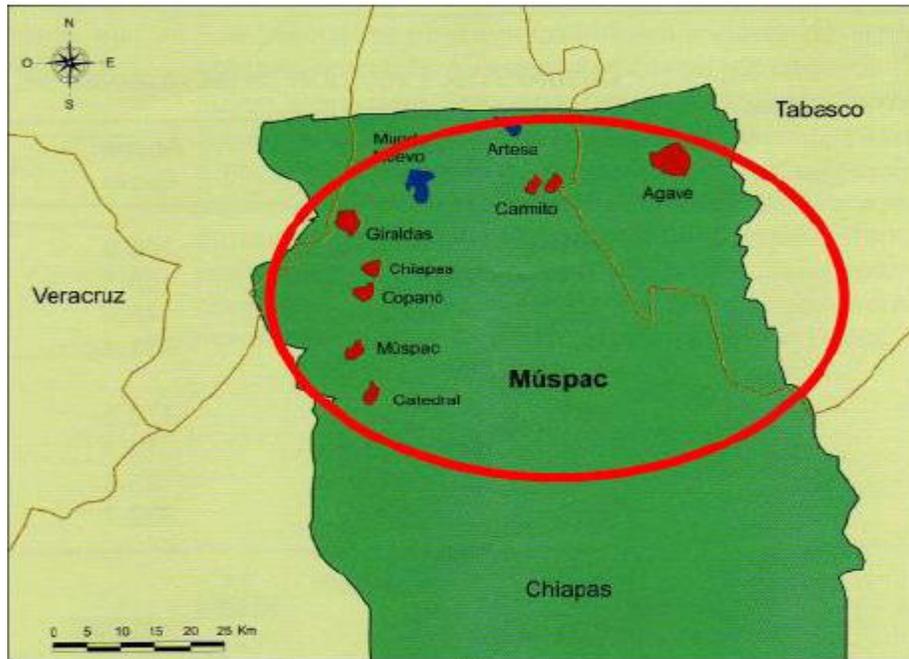


Figura 2.28 Principales campos en carbonatos del activo Múspac (PEMEX, 1999).

Los principales campos en carbonatos fracturados en el activo Samaria-Sitio Grande; son: Samaria, Sitio Grandes, Cactus, Níspero y Río Nuevo (Fig.2.29).

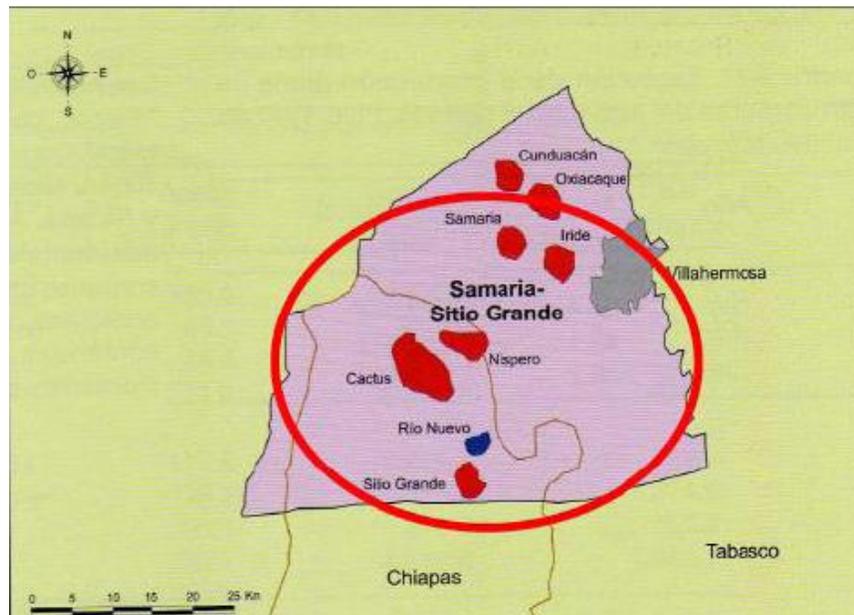


Figura 2.29 Principales campos en carbonatos del activo Samaria-Sitio Grande (PEMEX, 1999).

Los campos carbonatados del complejo Antonio J. Bermúdez se muestran en la figura 2.30.

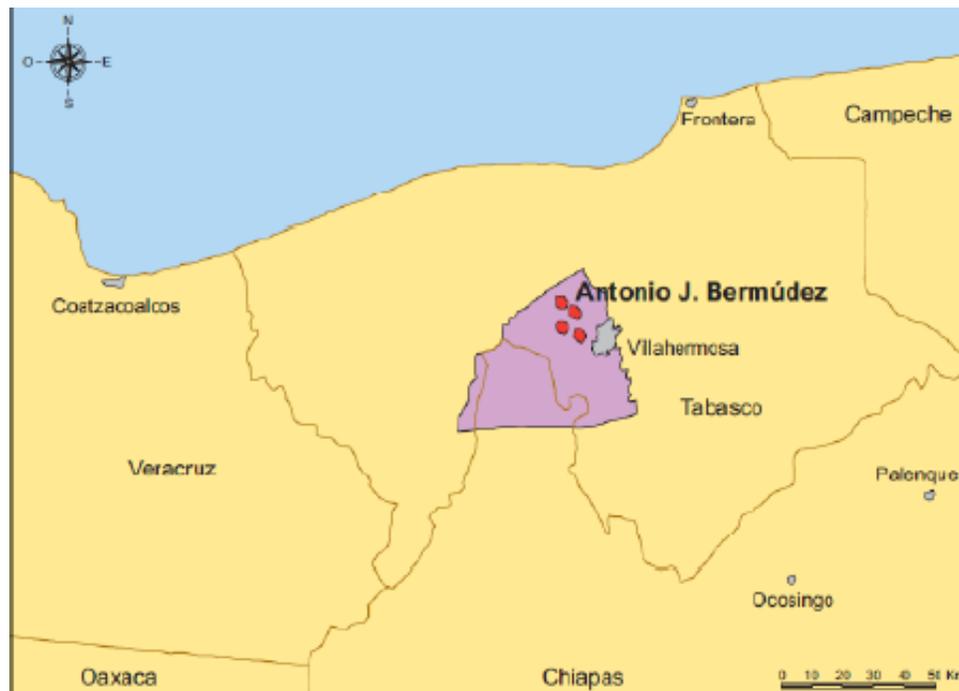
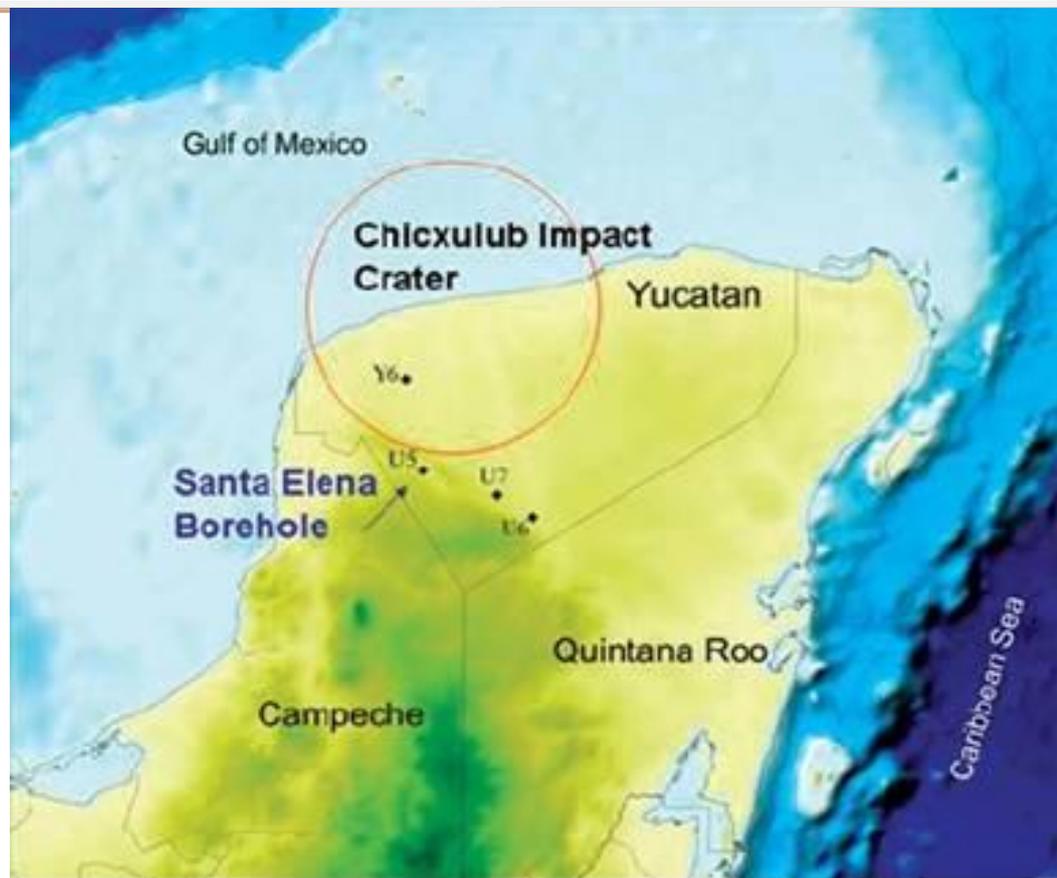


Figura 2.30 Campos carbonatados del complejo Antonio J. Bermúdez (PEMEX, 1999).

CAPÍTULO 3. CARACTERIZACIÓN DE FORMACIONES CARBONATADAS EN LA PLATAFORMA DE YUCATÁN



REGISTROS GEOFÍSICOS Y EVALUACIÓN DE FORMACIONES EN LA PLATAFORMA DE YUCATÁN

Capítulo 3

Caracterización de Formaciones Carbonatadas en la Plataforma de Yucatán.

3.1 Principales Características de una Plataforma

Una plataforma carbonatada corresponde con un ambiente de aguas someras, generalmente de baja energía, separando o unido a la masa continental en donde ocurre la precipitación y acumulación de sedimentos de carbonato, con mínima o nula entrada de terrígenos. El sistema de carbonatos en aguas someras abarca una extensa porción del registro geológico (Fig. 3.1) Debido a que es el único ambiente de depositación que genera sus propios sedimentos, tiene características únicas, las principales se describen a continuación:

- Marco tectónico: es necesario tener una mínima o nula afluencia de terrígenos, de tal forma que un marco tectónico estable, con poco relieve facilita el desarrollo de los carbonatos, tal como ocurre en la actual plataforma de Yucatán y en la plataforma de Florida. Para que los espesores sean importantes se requiera que ocurra una subsidencia continua y uniforme.
- Forma: La configuración de las plataformas carbonatadas es, en general, de forma tabular. Algunos tipos de construcciones presentan acumulaciones lineales o locales como en el caso de los arrecifes, bancos oolíticos y pilas de sedimentos.
- Dimensión: Los sistemas de plataformas carbonatadas pueden abarcar miles de kilómetros cuadrados y oscilan entre cientos y miles de metros de espesor. Algunos ambientes de depositación específicos llegan a acumular desde pequeños arrecifes que abarcan cientos de metros cuadrados con espesores considerables, hasta estructuras de mayor extensión pero con delgadas acumulaciones de carbonatos.
- Textura: Las texturas comunes en sedimentos terrígenos no son propias de los sistemas de carbonatos. A diferencia de los clásticos, los carbonatos son generados dentro de la misma cuenca de depositación y no ha sido sometidos a procesos de intemperismo y/o meteorización, así como su consecuente transporte. En consecuencia, durante los períodos de transgresión, no es posible la acumulación de granos de tamaño creciente de forma ascendente, o de granos finos. El incremento en el nivel del mar o una subsidencia continua, permite mantener las condiciones de depositación existentes durante largos períodos de tiempo, produciendo acumulaciones verticales importantes.
- Litología: La mineralogía presente no es compleja, está básicamente constituida por: aragonita, calcita y dolomita. A pesar de que la mayoría de los sedimentos son biogénicos, la precipitación de lodo calcáreo y ooides también puede ser considerable. Los minerales

evaporíticos y las arenas de cuarzo, provenientes de ambientes adyacentes de terrígenos complementan la litología del sistema.

- Estructuras Sedimentarias: Aparecen una gran variedad de estructuras, la estratificación cruzada es común en las oolitas y en los grainstone de esqueletos. Las grietas de desecación son características de los wackestones someros.
- Paleontología: El contenido de fósiles es abundante y diversos, en los arrecifes existe una compleja fauna integrada por organismos constructores. Algunos de los organismos aportan información del origen de los estratos.
- Asociación de estratos: las facies dentro de la plataforma carbonatada manifiestan distintas configuraciones laterales y estratigráficas. Incluso, existen asociaciones entre.

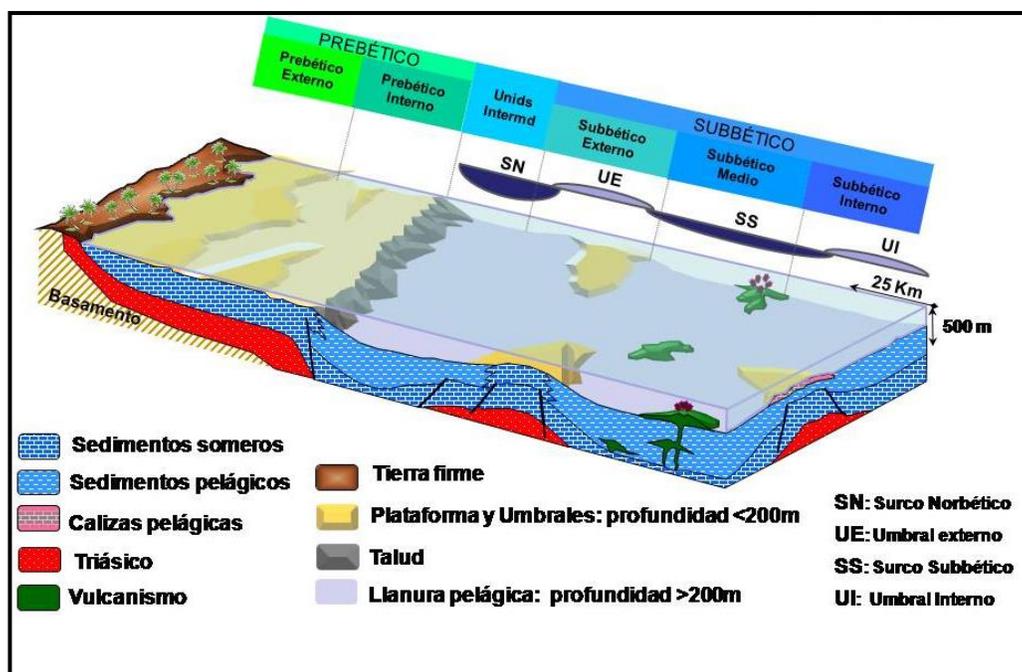


Figura 3.1 Formación de Carbonatos en aguas someras. (Díaz, 2009).

3.1.1 Elementos que Controlan el Desarrollo de Plataformas Carbonatadas

Este tipo de sistemas tienen naturaleza dinámica, debido a que las fluctuaciones en el nivel del mar, así como la subsidencia provocan modificaciones sustanciales en el medio. La formación de carbonatos está fuertemente influenciada por la evolución, el tipo de organismos, clima, salinidad, profundidad y la entrada de terrígenos.

El depósito final de los sedimentos depende de los agentes de transporte, como el viento, corrientes oceánicas, tormentas y mareas. El equilibrio entre la producción y el transporte de sedimentos determina el potencial de crecimiento de la plataforma. Una dimensión en el nivel del mar conduce a la entrada de clastos o a fenómenos de carstificación de carbonatos previamente depositados.

La topografía que se adquiere durante la carstificación, impacta la morfología de la plataforma durante la posterior acumulación de sedimentos. Por último, la litología de los paquetes verticales es consecuencia de las interacciones entre el potencial de crecimiento, los cambios del nivel del mar y la morfología. En la figura 3.2 se presentan los principales elementos que participan en el crecimiento de las plataformas carbonatadas.

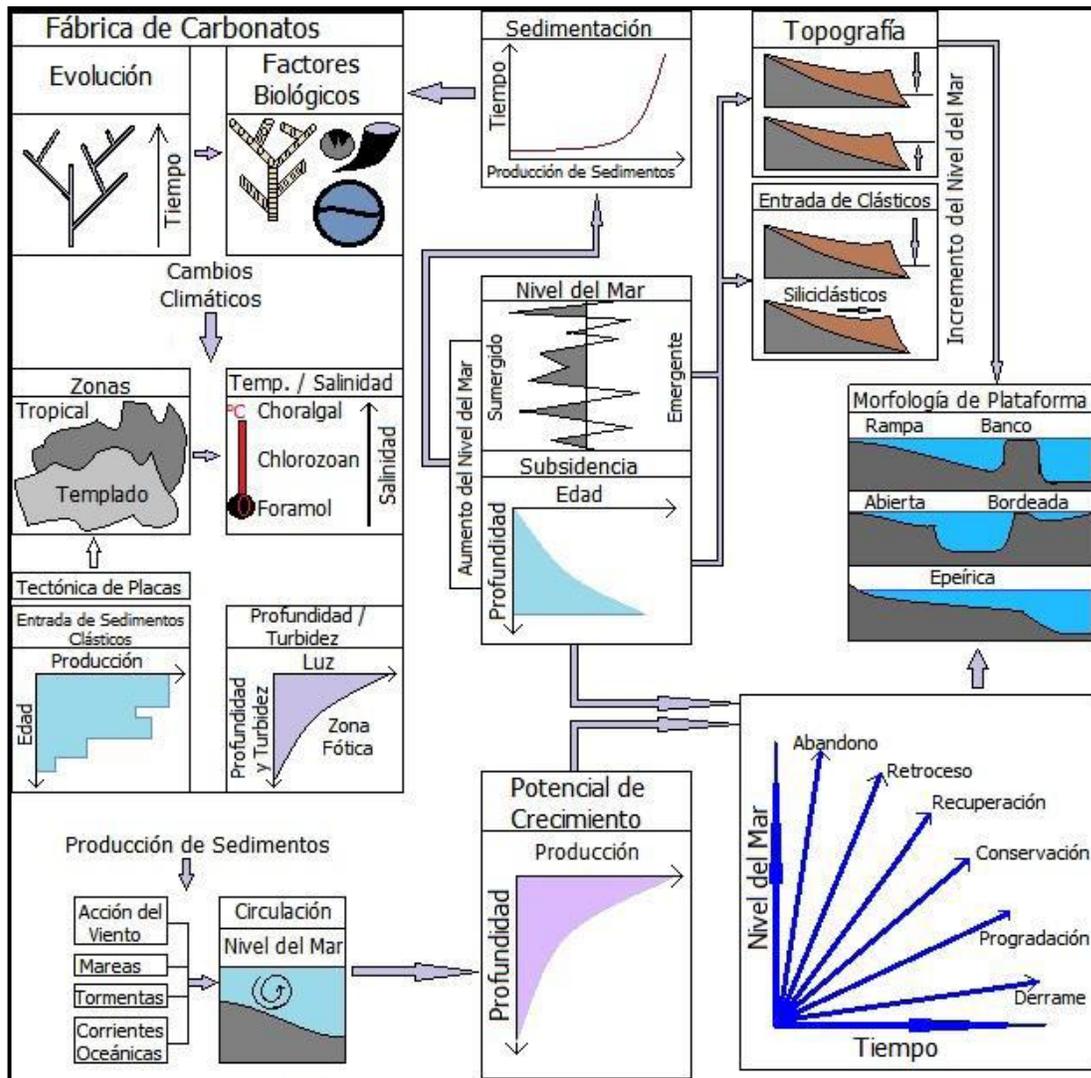


Figura 3.2 Principales factores que controlan la formación de la secuencias de carbonatos (Tomado de Walker 1992).

3.1.2 Descripción detallada de los tipos de Plataforma Carbonatada

Entre los años de 1982 y 1985 el investigador Read fue el primero en desarrollar una clasificación de las plataformas carbonatadas, considerando el perfil de depositación, la distribución de las facies, y su evolución. Las distintas clasificaciones consideran los siguientes aspectos:

- Unión o separación del continente: tiene relación con la topografía y la configuración tectónica.
- Tamaño: Altamente influenciado por las variaciones del nivel del mar, la topografía inherente y la configuración tectónica.
- Perfil deposicional: Afectado por la producción de carbonatos, los sitios de acumulación, el régimen hidráulico y la energía del medio. La producción depende de las condiciones intracuenca, como la temperatura, nutrientes, salinidad del medio, concentración de oxígeno, etc.
- Evolución: incluye los factores antes mencionados, así como los procesos biológicos.

La clasificación que consideramos más adecuada desde el punto de vista petrolero corresponde a la propuesta por Tucker, 1990 (Fig. 3.3).

- Plataforma bordeada
- Rampa
- Plataforma epeírica
- Plataforma aislada
- Plataforma sumergida

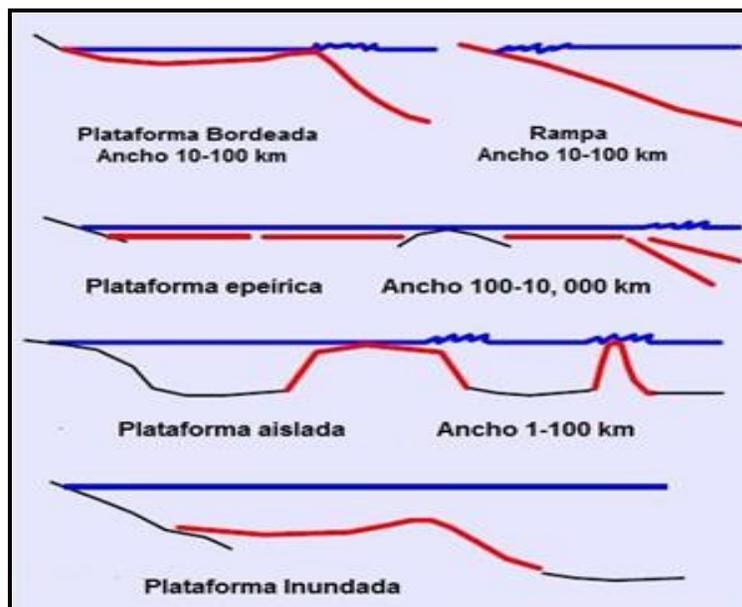


Figura. 3.3 Tipos de plataformas de acuerdo a la Clasificación Tucker (Modificado Tucker 1990).

La plataforma bordeada e caracteriza por tener un descanso en el pendiente hacia la zona de aguas profundas. Se tienen bordes de arrecifes de barrera o bancos de arenas oolito-esqueléticas; su extensión alcanza hasta los 100 km. Una rampa tiene una pendiente suave (generalmente menor a 1 grado). Los arrecifes de barrera están ausentes, mientras que los montículos de lodo (mud mounds) y los arrecifes (pinnacle reefs) son comunes. Las plataformas epeíricas tienen de 100 a 10,000 km de extensión, de forma plana, áreas cratónicas* cubiertas por aguas marinas de profundidad somera. Las plataformas aisladas tienen lados escarpados, están rodeadas por regiones de aguas profundas; la distribución de facies está influenciada por el viento. Por otro lado, las plataformas sumergidas incluyen a las anteriores categorías, y que sufrieron un incremento del nivel del mar, de tal forma que facies de aguas profundas se depositaron por encima de las calizas pelágicas se han depositado en plataformas sumergidas.

El tipo de plataforma carbonatada depende de la geotectónica, así como del nivel relativo del mar. Cualquiera de las configuraciones puede modificarse en otra, en función de los cambios de sedimentación, efectos tectónicos o incremento y disminución del nivel del mar; los patrones conocidos son: una rampa puede formar una plataforma bordeada, particularmente con el crecimiento de arrecifes; una plataforma puede convertirse en una rampa al sufrir subsidencia; una plataforma epeírica puede desarrollar plataformas locales, rampas y cuencas debido a las fallas; cualquiera de las plataformas carbonatadas puede ser sumergida al ocurrir cambios repentinos o graduales del nivel del mar.

3.2 Geología de la Plataforma de Yucatán

La zona ha tenido una evolución geológica compleja y ha jugado un papel importante en el origen del Golfo de México y en el desarrollo de la Geología del Caribe. Se caracteriza por un basamento metamórfico de edad paleozoica sobre el cual ha evolucionado una secuencia sedimentaria de más de 3000 metros de espesor depositada desde el jurásico hasta el reciente.

El ciclo sedimentario comienza con un depósito de rocas jurásicas de origen continental con intercalaciones volcánicas; al parecer la fuente de suministro de los materiales provenía de un basamento paleozoico. Durante el cretácico se formaron cuencas de circulación restringida generando las condiciones propicias para el desarrollo de sedimentación evaporítica.

En el cretácico superior se manifestaron cambios en la sedimentación, por un lado, la porción central comenzó a emerger hasta quedar bien expuesta. Los materiales asociados con este evento son las margas y horizontes de bentonita en áreas alejadas de las antiguas costas, dolomías, areniscas y derrames andesíticos* en las zonas poco profundas. Durante el terciario y cuaternario se presentan facies de plataforma somera en ambientes de supramarea, generados por la continua oscilación del nivel del mar.

El ambiente de plataforma es una unidad modelada tanto por procesos marinos como por deposición de sedimentos y precipitación de carbonatos, además de la deposición de sedimentos con testas o partes rígidas de su cuerpo, constituida por carbonato de calcio.

El relieve es notoriamente modelado por la sedimentación, el límite entre las zonas de precipitación de carbonatos y deposición 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.

En el desarrollo de investigaciones se ha contemplado que el borde continental está estrechamente relacionado con la historia tectónica del Golfo de México, en e especial con el Bloque de 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 tiene 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 3.4 sobre el escarpe de Yucatán existen fallas normales que han generado la existencia de escalones definiendo así un talud superior y otro inferior.

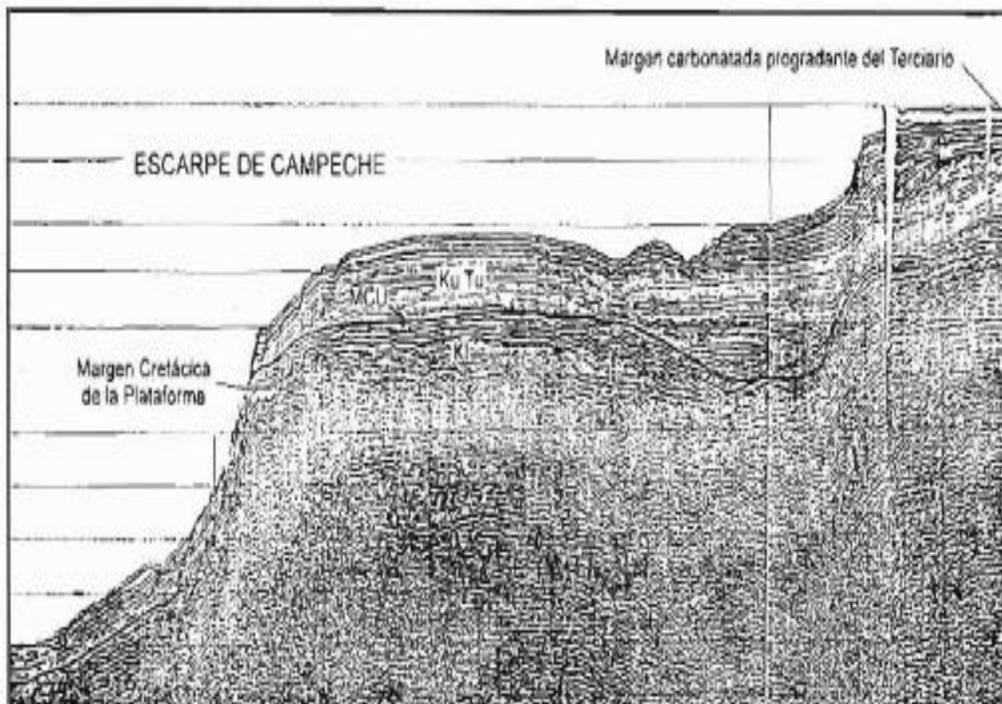


Figura 3.4 Perfil sísmico del Escarpe de Yucatán donde se observa la presencia de un fallamiento normal. (Buffer et al., 1980).

El Escarpe de Campeche se orienta aproximadamente de norte a sur, abarca una superficie de poco más de 3000 km², esta formada por rocas carbonatadas químicas, biogénicas y anhidritas. Como puede observarse en la sección litológica de la figura 3.5 estas rocas subyacen a sedimentos recientes constituidos por lodos carbonatados (limos y arcillas) de la unidad sedimentarias propuesta por Logan et al. (1969).

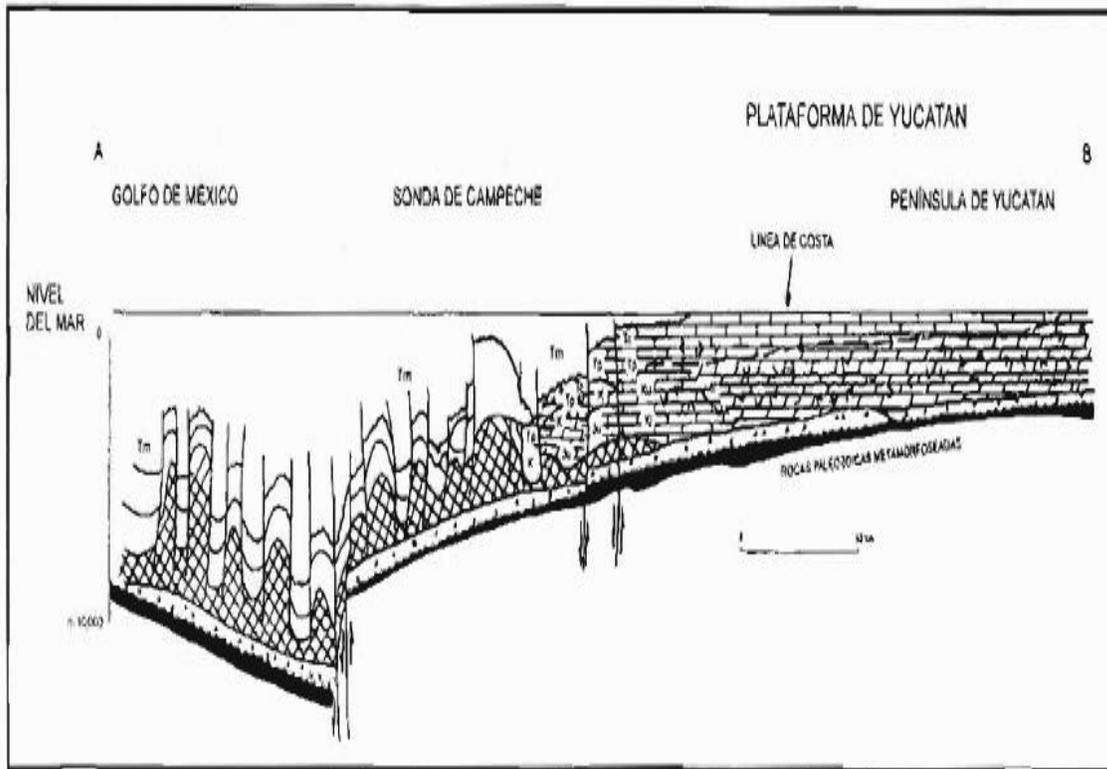


Figura 3.5 Sección litológica del Escarpe de Yucatán y la Plataforma de Campeche-Yucatán (Peterson et al., 1982).

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. A continuación se presentaran tres tablas que describen la caracterización geomorfológica del talud y la plataforma continentales.

Capítulo 3. Caracterización de Formaciones Carbonatadas en la Plataforma de Yucatán

Clave	Unidad	Superficie (km ²)	Geología	Sedimentos	Amplitud de relieve (m)	Profundidad a la que se encuentra	Pendiente (en grados)	Origen
1.1.1	Talud de diapiros salinos	4 683	Diapiros de Cenozoico constituidos por sal Jurásica.	Lodos terrigenos con foraminiferos.	3 200	200 m hasta los 3 500 m	De 1 hasta 30	Resultado de la inyección de sal durante el Cenozoico.
1.1.2	Escarpe de Campeche	3 031	Rocas carbonatadas químicas, biogénicas y anhidritas (Grupo Yucatán).	Limos y arcillas carbonatados (Manto Sigsbee).	2 600	200 mbnm, a 2 800 mbnm	De 2 hasta ser superior a los 45	Distensión tectónica (falla de transformación) y subsecuente crecimiento arrecifal.
1.1.3	Escarpe de Yucatán	12 474	<i>Idem</i>		2 800	200 mbnm y final a los 3 000 m	De 1 a más de 45	Distensión tectónica (riftingénesis) y subsecuente crecimiento arrecifal.
1.1.3.a	Talud Superior	8 954	<i>Idem</i>	Lodos carbonatados (Manto Sigsbee).	8 000	200 mbnm a 1 000 mbnm	De 1 a 10	<i>Idem</i>
1.1.3.b	Talud Inferior	3 520	<i>Idem</i>	Lodos carbonatados (Manto Sigsbee).	2 000	1 000 mbnm a 3 000 mbnm	5 y más de 45	<i>Idem</i>
1.1.4	Escarpe de Transición Campeche-Yucatán	3 079	<i>Idem</i>	Lodos constituidos por carbonatos.	2 800	200 mbnm a 3 000 mbnm	10 a más de 45	Distensión tectónica (falla de transformación y riftingénesis) y subsecuente crecimiento arrecifal.
1.1.5	Talud Cabecera de Cañón submarino	4 733	Rocas carbonatadas y evaporíticas que varían del Jurásico al Terciario Superior.	Lodos terrigenos constituidos principalmente por foraminiferos.	800	200 mbnm y finalizando a 1 000 m	Superiores a 3 inferiores a 30	Favorecido por falla de transformación y por procesos erosivos.

Tabla 3.1 Provincia sedimentaria de ambiente nerítico con estructura tabular elevada y basculada Superficie 129,139 km² (Manuel Mendoza y Mario Ortiz Pérez, 1993).

Clave	Unidad	Superficie (km ²)	Geología	Sedimentos	Amplitud de relieve (m)	Profundidad a la que se encuentra	Pendiente (en grados)	Origen
1.2.1a	Plataforma continental carbonatada no rodeada interna	66 776	Margas, calizas autígenicas y biogénicas del Mioceno-Pleistoceno (Formación Carrillo Puerto).	Varia de arena media a fina (Manto Progreso).	50	0 mbnm a 50 mbnm	Inferior a 1	Precipitación de evaporitas y calizas, modelado por erosión subaérea.
1.2.1b	Plataforma continental interna terrigena	11 800	Margas, calizas autígenicas y biogénicas del Mioceno-Pleistoceno (Formación Carrillo Puerto).	Limos y arcillas terrigenas constituidas principalmente por foraminiferos.	50	0 mbnm a 50 mbnm	Inferior a 1	Precipitación de evaporitas y calizas, modelado por sedimentación de lodos.

Tabla 3.2 Caracterización geomorfológica de Plataforma Continental no rodeada por barrera arrecifal interna. Superficie 78,500 km² (Manuel Mendoza y Mario Ortiz Pérez, 1993).

Clave	Unidad	Superficie (km ²)	Geología	Sedimentos	Amplitud de relieve (m)	Profundidad a la que se encuentra	Pendiente (en grados)	Origen
1.2.2.a	Plataforma continental carbonatada no rodeada externa	13 594	Margas, calizas autógenas y biogénicas del Mioceno-Pleistoceno (Formación Carrillo Puerto).	Arena media a fina y lodos carbonatados.	150	50 mbnm a 200 mbnm	Inferior a 1	Precipitación de evaporitas y calizas, modelado por erosión subaérea.
1.2.2.b	Plataforma continental externa terrígena	12 000	<i>Idem</i>	Depósitos terrígenos, con una textura fina constituidos por fragmentos de foraminíferos y minerales silíceos.	150	Inicia a los 50 mbnm y finaliza a los 200 m	Inferior a 1	Precipitación de evaporitas y calizas, modelado por sedimentación de lodos.

Tabla 3.3 Plataforma continental no rodeada por barrera externa. Superficie 25, 594 km² (Manuel Mendoza y Mario Ortiz Pérez, 1993).

3.3 Presencia de Hidrocarburos en la Plataforma de Yucatán

En estudios exploratorios se ha encontrado que hay muy poca sedimentación terrígena en Yucatán desde el Jurásico Medio por la falta de relieve local y los aislamientos de terrenos levantados desde la separación de América del Norte y Suramérica. Con respecto a los estudios geológicos, se tienen acumulaciones de hidrocarburos al occidente del Bloque de Yucatán en las tienen los sectores de Reforma y Campeche, y en la Cuenca de Macuspana. Se ha encontrado petróleo también al sur-occidente en la Faja Plagada de Chiapas y Guatemala (Sierra de Chispa). Sin embargo, hasta la fecha se ha descubierto solamente un yacimiento comercial de aceite en el Bloque de Yucatán (el Campo Xan de Guatemala). La exploración para recursos metálicos se ha limitado a una pequeña área del zócalo cristalino expuesto en las Montañas Mayas de Belice.

El Bloque de Yucatán cubre aproximadamente 450, 000 km² sobre tierra y la plataforma continental de México, Guatemala y Belice (Fig.3.6)

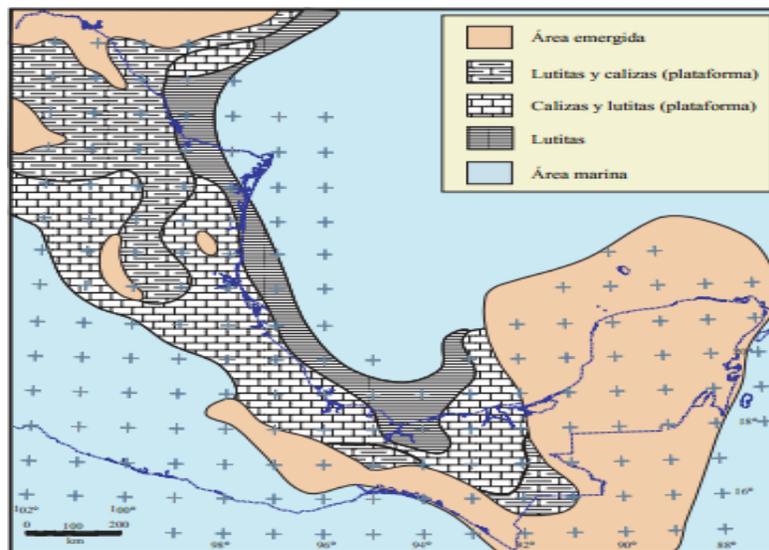


Figura 3.6 Mapa de Localización del Bloque de Yucatán. (Padilla, 2007).

Los eventos deformacionales que han tenido influencia sobre la formación de hidrocarburos son:

- El periodo de rifting (Triásico Tardío - Jurásico Medio).
- La colisión con Chortis (Cretácico Tardío).
- El impacto del meteorito (Chicxulub, en el límite cretácico terciario K/T).
- El basculamiento de Yucatán hacia el occidente desde el Cretácico hasta el Neógeno.

Los episodios sedimentarios relacionados a estos eventos tectónicos incluyen:

- El depósito de capas rojas y arenas eólicas en el Jurásico Temprano y Medio.
- La inundación marina en el Jurásico Tardío/Cretácico Temprano y la acumulación de carbonatos y evaporitas (principalmente yeso-anhidrita) desde el Jurásico Tardío hasta el Reciente.
- Los movimientos en masa, el fracturamiento y la formación de brechas en el límite K/T debido al impacto de Chicxulub.

3.3.1 Migración lateral de hidrocarburos desde el Golfo de México

La presencia de más de 30 mil millones de barriles de aceite de la Sonda de Campeche, y más de 10 billones de pies cúbicos de gas de la Cuenca de Macuspana, indica la generación de una carga masiva de hidrocarburos a lo largo del borde occidental del Yucatán. El basculamiento de Yucatán hacia el occidente ha creado la geometría ideal para capturar los hidrocarburos que han pasado, o han sido vertidos, de las trampas del Pilar de Akal y la Cuenca de Macuspana. Es posible, entonces, que estos hidrocarburos hayan entrado por la orilla de la plataforma y hayan migrado hacia la plataforma interna para quedar atrapados en arrecifes, bancos de calcarenita, o acuíferos de porosidad entre sellos compuestos de gruesas capas de anhidrita. (Figura 3.7).

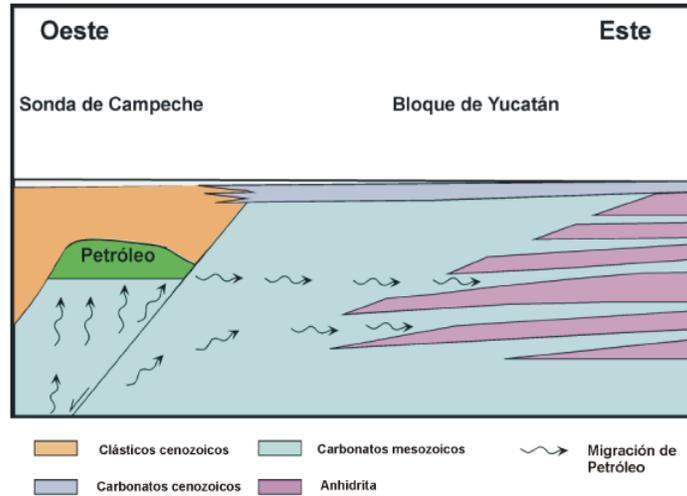


Figura 3.7 Sección longitudinal esquemática mostrando posibles rutas de migración desde la Sonda de Campeche hacia el Bloque de Yucatán. (José Padilla, 2007)

El cráter K/T de Chicxulub (Fig. 3.8), con un diámetro final estimado en hasta 300 km, es uno de los más grandes rasgos de impacto preservado en el mundo (Urrutia 2000). Se ha propuesto en forma convincente, que la brecha dolomítica K/T de la sonda de Campeche, que almacena la mayor parte de su petróleo se formó por el impacto (Granjes-Nishimura et al. 2000). La posible presencia de un sistema petrolífero dentro del Bloque Yucatán relacionado al impacto también debe ser considerada.

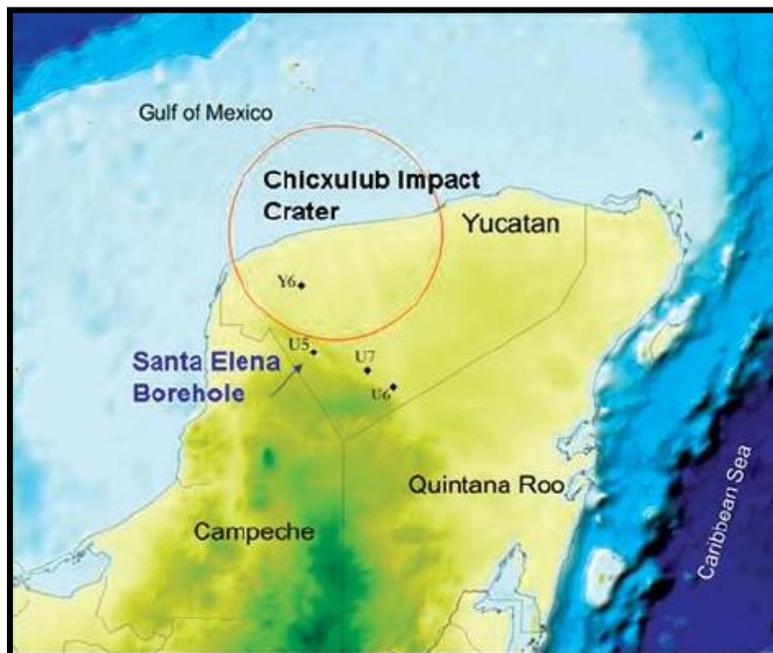


Figura 3.8 Mapa esquemático de la Plataforma Carbonatada de Yucatán y el Cráter de Chicxulub (Urrutia-Fucugauchi et al., 2008).

Se perforaron varios pozos en el área del cráter antes de 1970 (López-Ramos), 1973. Algunos de ellos penetraron rocas ígneas y brechas originadas por el impacto de Chicxulub. Los pozos perforados fuera del cráter penetraron las típicas alternancias de carbonatos dolomíticos y anhidritas (Fig. 3.9). Es difícil concebir algún sistema petrolífero en la parte central del cráter, pero las condiciones en sus alrededores pudieran haber sido aptas para la generación y acumulación de hidrocarburos.

3.3.2 Generación de hidrocarburos

El pozo Yucatán-1 penetró rocas paleozoicas a la profundidad de 3,200 m. el bajo gradiente geotérmico en los carbonatos y anhidritas perforados probablemente no hubiera permitido la generación de hidrocarburos en el área dependería del calentamiento producido por el mismo impacto. Los impactos generan calor por los siguientes mecanismos:

1. El calor de la roca fundida por el impacto, más el alto gradiente geotérmico relacionado al levantamiento-rápido por rebote de los niveles profundos de la litósfera.
2. La fracción interna del gran volumen de roca perturbada por el tren de ondas sísmicas de alta amplitud.
3. La fracción entre bloques desplazados durante el colapso del cráter inmediatamente después del impacto.
4. La redistribución de calor alrededor del cráter por amplios sistemas hidrotermales.

Roca Almacén

Las dolomías alrededor del cráter deben estar muy fracturadas sobre un área extensa debido al impacto, aumentando así su porosidad y permeabilidad.

Trampas

El levantamiento del borde del cráter final y la rotación de los bloques fallados componen altos estructurales que conducen a la formación de trampas (Fig. 3.9).

Sellos

Las anhidritas deben construir sellos internos entre las capas de dolomía fracturada. Los sellos laterales pueden ser fallas selladas por la roca mecánicamente molida, y hasta fundida (pseudoquilita), por la fracción generada durante el desplazamiento rápido de enormes bloques desprendidos durante el colapso de cráter. Un buen sello encima de toda la sección mesozoica alrededor del cráter debe ser la brecha de impacto por haberse depositado en estado, de manera similar a ignimbritas o tobas soldadas.

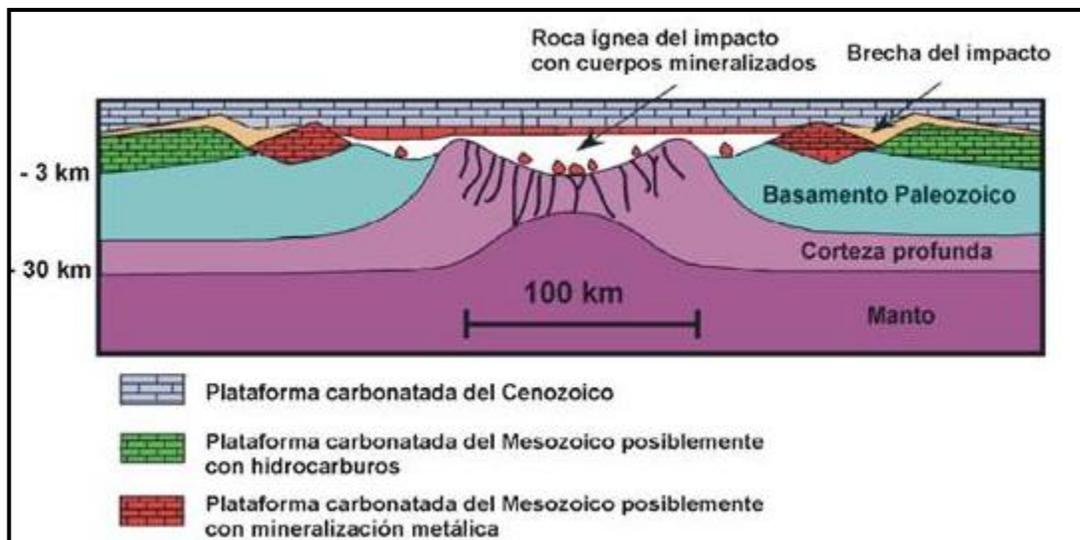


Figura 3.9 Sección longitudinal esquemática mostrando posibles recursos económicos relacionados al cráter de Chicxulub (adaptado de Sharpton et al., 1994).

3.4 Métodos de Evaluación de Formaciones

La exploración para localizar hidrocarburos se inicia con un entendimiento de la geología regional, lo cual se complementa con la interpretación sísmica detallada de la zona para proporcionar el modelo conceptual de un yacimiento potencial, es decir, de una estructura geológica en la cual pudieran existir hidrocarburos. Entre las propiedades más importantes, que se utilizan para describir la existencia de hidrocarburos son la porosidad, la permeabilidad, la compresibilidad del volumen de los poros, el factor de resistividad de la formación, las permeabilidades relativas, las presiones capilares, las constantes elásticas y otras propiedades mecánicas.

Todas las pruebas se realizan en diferentes pozos para observar las diferentes propiedades que se pueden tener en las formaciones. Uno de los problemas es identificar y seleccionar las zonas que pueden tener presencia de hidrocarburos así como seleccionar la combinación de mediciones a un bajo costo que nos reditué una estación definitiva. Dentro de las principales aplicaciones de las mediciones a boca de pozo es mostrada a continuación:

- Estimación del volumen recuperable de aceite.
- Estimación del volumen original de aceite.
- Identificación del tipo de roca.
- Detección de zonas de presión anormales.
- Evaluación de esfuerzos en la roca.
- Localización de contacto de fluidos en el yacimiento.
- Detección de fracturas.
- Identificación de los ambientes geológicos.

La ejecución de una amplia variedad de actividades relacionadas con las etapas de exploración, localización, evaluación y desarrollo de los yacimientos petroleros, depende fuertemente de que se tenga un conocimiento de la magnitud y de la variabilidad espacial de estas propiedades. Tanto la factibilidad técnica como la económica de desarrollar un prospecto de yacimiento petrolero, dependen de que las rocas que intervienen exhiban una combinación adecuada de sus propiedades, para así constituir una estructura geológica confinante y almacenadora de hidrocarburos, que sea factible de desarrollarse técnicamente, a la vez que tenga el potencial de reeditar un beneficio económico.

Al integrar e interpretar los datos resultantes en términos de la viabilidad técnica y financiera del proyecto de desarrollo. A esta labor se le designa en forma abreviada como *Evaluación de Formaciones*, y a la disciplina que se encarga de ello se le conoce actualmente en forma genérica como *Petrofísica*.

Las aplicaciones petrofísicas no están limitadas solamente a la evaluación inicial del recurso, sino que se adquieren y analizan datos adicionales del pozo a través de toda la vida del campo, dado que las propiedades de la formación cambian con el tiempo. Esta información adicional ayuda a refinar la predicción acerca del comportamiento del campo y conduce a mejores oportunidades de desarrollo para los hidrocarburos remanentes.

Los modelos de las formaciones que potencialmente constituyen yacimientos de hidrocarburos, se desarrollan la base de datos sísmicos y geológicos. Inicialmente hay incertidumbre en el modelo y aún no se sabe si la formación contiene hidrocarburos. Aunque los avances actuales que tienen en la adquisición y procesamiento de datos sísmicos, hacen posible obtener información detallada acerca del subsuelo, la perforación de un pozo exploratorio continúa siendo la única manera de confirmar la presencia de aceite y de gas.

Una vez que se perfora un pozo exploratorio, un grupo de trabajo se encarga de cuantificar e integrar las propiedades de la formación, a partir de la siguiente variedad de fuentes de información, que son posibilitadas precisamente por la disponibilidad del pozo:

- Registros de operaciones de perforación (Mudlogging)
 - *Análisis de recortes de perforación.*
 - *Detección de gases producidos.*
 - *Registro de datos de la perforación.*

- Registros de pozo (Wireline Logging, Fig. 3.10)
 - *Registro de rayos gamma naturales (K,U, Torio).*
 - *Registros de rayos gama emitidos (densidad total).*
 - *Registro de neutrones (porosidad).*
 - *Registros de resistividad eléctrica (saturación de fluidos).*

- *Registro sísmico (V_p , V_s , porosidad, litología, impedancia acústica).*
- *Registro de imagen del agujero (identificación d espesor y litología de capas).*

- Análisis de Núcleos
 - *Análisis básicos o rutinarios en muestra tapón y de diámetro completo.*
 - *Análisis especiales en muestra tapón y de diámetro completo.*
 - *Análisis básicos en muestras de pared.*
 - *Análisis geológicos: petrografía, mineralogía, sedimentología, rayos-X.*

- Pruebas de producción.



Figura 3.10 Representación de la toma registros geofísicos en Perforación (OSchlumberger, 2003).

3.5 Registros durante la operación de perforación (Mud Log)

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 más descriptivo llamarlo registro durante las operaciones de perforación.

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

- Le proporciona una gran información al evaluador de información en tiempo real, en el mismo momento en que la barrera esta penetrando las distintas formaciones.
- Proporciona una idea aproximada de la porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos.
- Auxilia en la interpretación de posibles áreas con alta perdida de fluido.

Las limitaciones que posee este método son:

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

3.6 Registro de pozos

Conocer las características de las formaciones atravesadas por los pozos, tanto en su naturaleza litológica, como en lo relativo a su contenido de fluidos (agua o hidrocarburos), es de vital importancia. Porque el conocimiento de los diferentes parámetros que proporcione información, ayudará en la extracción eficiente de los hidrocarburos.

Para ello se cuenta con el muestreo de pozos: es decir el registro de lo que la barrena atraviesa. Este muestreo se hace en forma directa: estudiando muestras de la formación, o mediante el análisis continuo del fluido de perforación, y por la introducción mediante cables con conductores eléctricos de dispositivos medidores de los distintos parámetros característicos de las formaciones atravesadas y de su contenido. Estos métodos de muestreo son mejor conocidos como registros geofísicos. Dentro de los objetivos de los registros geofísicos podemos mencionar:

- a) Determinación de características de la formación: porosidad, saturación de fluidos, densidad.

- b) Delimitación de litología.
- c) Desviación y rumbo del agujero.
- d) Medición del diámetro del agujero.
- e) Dirección del echado de la formación.
- f) Evaluación de la cementación.
- g) Condiciones mecánicas de la TR.

3.6.1 Tipos de Registros

Existen dos formas de tomar los registros geofísicos tal y como se muestra en la figura 3.11.



Figura 3.11 Tipos de Registros Geofísicos.

El equipo de fondo de 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 radioactivas)
- Acústicas (fuente: emisor de sonido)
- Electromagnéticas.
- Radioactividad Natural

Herramientas de registros con principio eléctrico

- Inducción
- Doble inducción
- Doble laterolog.
- 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.

3.6.2 Registros Eléctricos

Los parámetros físicos principales para evaluar un yacimiento son porosidad, saturación de hidrocarburos, espesor de la capa permeable y la permeabilidad. La resistividad de una formación depende del fluido contenido en la misma y del tipo de formación. En la tabla 3.4 se muestran los tipos de registros eléctricos (Fig. 3.12) y sus principales aplicaciones.

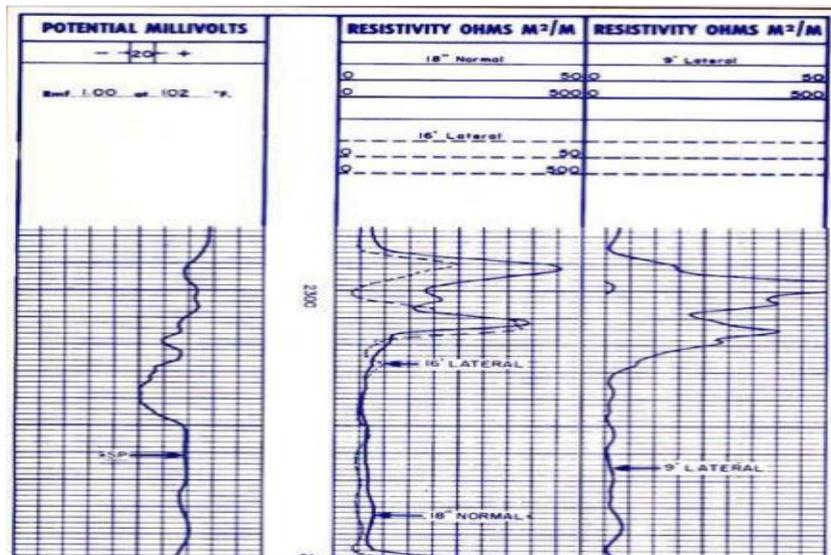


Figura 3.12 Registro Eléctrico (Ramos, 2010).

TIPO DE REGISTRO	DESCRIPCION	APLICACIONES
Doble Inducción Fasorial	Proporciona información para determinar las resistividades de la zona virgen, la zona barrida y la zona de transición. El sistema fasorial permite obtener datos exactos para diferentes valores de resistividad.	<ol style="list-style-type: none"> 1) Interpretación de formaciones con formaciones con diámetros grandes de invasión. 2) Gráficos de invasión. 3) Pozos con lodos no conductivos.
Doble Laterolog Telemétrico	Proporciona dos mediciones con respecto a la profundidad, para tratar de determinar la zona invadida y la zona virgen. A este par de mediciones se le conoce como <i>Lateral Somera</i> (Ls) y <i>Lateral profunda</i> (Ld).	<ol style="list-style-type: none"> 1) Resistividad en la zona virgen y zona lavada. 2) Perfiles de invasión. 3) Control de profundidad. 4) Detección de rápida de hidrocarburos. 5) Correlación.
Microesférico enfocado	Elementos de esta herramienta que proporcionan información sobre la profundidad son los electrodos que se apoyan sobre la pared del pozo, con lo cual el arreglo microesferico reduce el efecto del enjarre.	<ol style="list-style-type: none"> 1) Resistividad de la zona lavada. 2) Localización de poros y zonas permeables. 3) Indicador de hidrocarburo movil. 4) Calibrador.

Tabla 3.4 Tipos de Registros Eléctricos y sus aplicaciones.

3.6.3 Registros Nucleares

En las formaciones sedimentarias los elementos radiactivos tienden a concentrarse en los minerales arcillosos, los cuales a su vez se concentran en lutitas. La fuente más abundante de radiactividad natural se encuentra en isótopo de potasio (k^{40}) y en los elementos radioactivos 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 el proceso de erosión, transporte y depositación.

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 negra y las lutitas marinas poseen un alto nivel de conductividad.

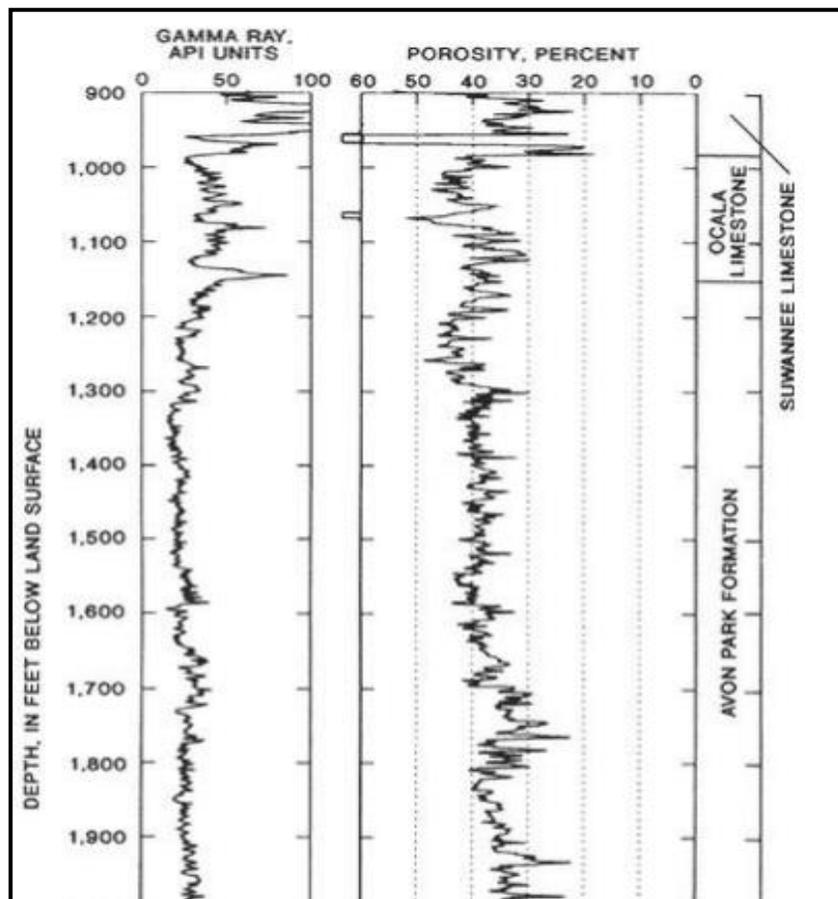


Figura 3.13 Registro de Rayos Gamma (Ramos, 2001).

En la tabla 3.5 se muestra los tipos registros nucleares.

TIPO DE REGISTRO	DESCRIPCION	APLICACIONES
Neutron Compensado	Se basa en la relación de conteos de estos dos detectores. Esta relación refleja la forma en la cual la densidad de neutrones disminuye con respecto a la distancia de la fuente y esto depende del fluido contenido en los poros de la roca.	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.	1) Análisis de porosidad. 2) Dterminación 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. El análisis de las cantidades de torio y potasio ayudan a identificar el tipo de arcillas. El análisis de uranio ayuda a identificar la roca generadora.	1) Análisis del tipo de arcilla. 2) Detección de minerales pesados. 3) Contenido de potasio en evaporitas. 4) Correlación de Pozos.
Rayos Gamma Naturales	Mide la radioactividad natural de las formaciones. En formaciones sedimentarias el registro refleja el contenido de arcilla de la formación. Esto se debe a que los elementos radioactivos tienden a concentrarse en las arcillas.	1) Indicador de arcillosidad. 2) Correlación. 3) Detección de marcas o trazadores radioactivos.

Tabla 3.5 Tipos de Registros Nucleares y sus aplicaciones.

3.6.4 Registros Acústicos

El equipo sónico utiliza una señal con una frecuencia audible para el oído humano. El sonido es una forma de energía radiante de naturaleza puramente mecánica. 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. Cada molécula transfiere su energía a la siguiente molécula antes de regresar a su posición original. Cuando una molécula transfiere su energía a otra, la distancia entre ellas es mínima, mientras que entre la primera y la anterior a ella, la distancia es mayor que lo normal. Las áreas de distancia mínima entre moléculas

se llaman “áreas de compresión” y las de mayor distancia se llaman “áreas de rarefacción”. Un impulso de sonido aparecerá como un área de compresión seguida por un área de rarefacción.

En el equipo sónico los impulsos son repetitivos y el sonido aparecerá como áreas alternadas de compresiones y rarefracciones llamadas ondas. Ésta es la forma en que la energía acústica se transmite en el medio. La figura 3... muestra las diferentes ondas y trayectorias.

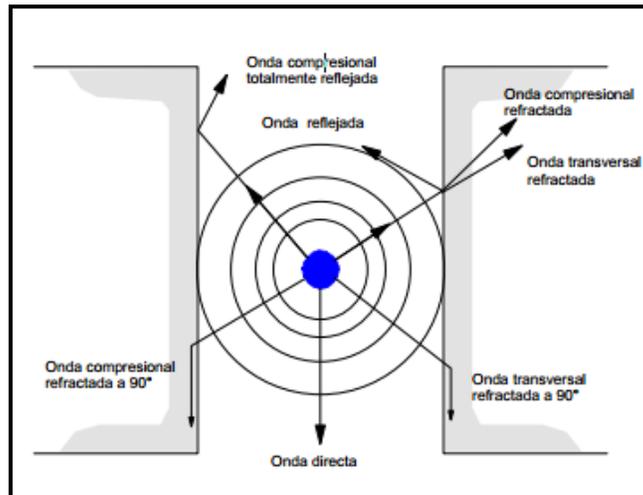


Figura 3.14 Transmisión de energía acústica (Schlumberger, 2003).

En la tabla 3.6 se tiene la descripción de uno de los registros sónicos mas utilizados en la industria petrolera.

TIPO DE REGISTRO	DESCRIPCION	APLICACIONES
Sonico Digital	La energía sonora emitida desde el transmisor impacta la pared del pozo, con lo cual se origina una serie de ondas en la formación y en superficie.	<ol style="list-style-type: none"> 1) Correlación de datos sísmicos. 2) Sismo grafos sintéticos. 3) Determinación de porosidad primaria y secundaria. 4) Detección de gas. 5) Detección de fracturas.

Tabla 3.6 Tipos de Registros Sónicos y sus aplicaciones.

3.6.5 Registros Magnéticos

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 medio contra la profundidad y el GPTS es contra el tiempo, la correlación entre ellos infiere la tasa de sedimentación. Esta es el espesor de sedimentación. Esta es el espesor de sedimento depositado entre dos cambios, indicando por el MRS, dividido por el tiempo transcurrido indicando por el GPTS. Durante la formación de un ambiente, 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 para proveer una correlación pozo a pozo, se pueden definir anomalías (Fig. 3...). La susceptibilidad magnética de las rocas depende de la litología.

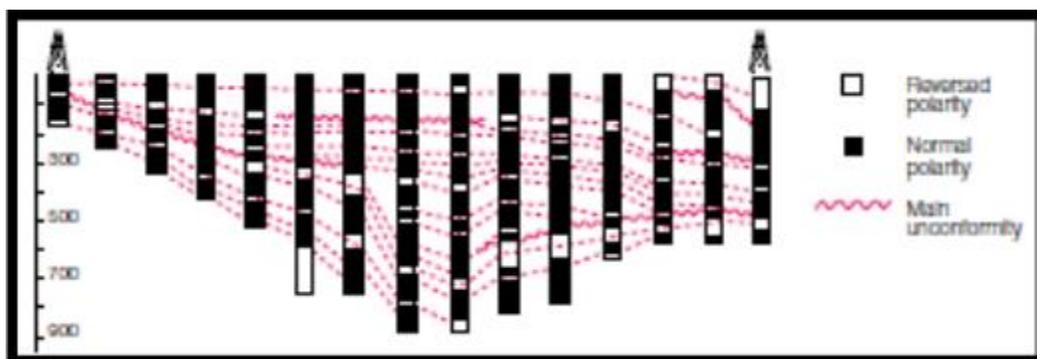


Figura 3.15 Correlación entre pozos para definir inconformidades (Oilfield Review, 1993).

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

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.

3.7 Toma y análisis de núcleos

El análisis de núcleos continúa siendo hoy en día, la piedra angular sobre la que descansa la evaluación de formaciones en su conjunto, ya que proporciona información relevante, cuya obtención no es posible por ningún otro medio. De esta manera, las mediciones de laboratorio en muestras de roca ofrecen los medios más directos y tangibles para determinar los parámetros críticos del yacimiento.

Los datos acerca de las propiedades de las rocas que se obtienen mediante el análisis de núcleos, son utilizados principalmente para dos aplicaciones. En primer lugar para calibrar y refinar la interpretación de los registros de pozos. Un gran número de parámetros que son determinados a partir de estos registros, tales como la densidad total, la porosidad, la resistividad eléctrica y la velocidad de las ondas acústicas P y S, también pueden medirse en el laboratorio bajo condiciones muy bien controladas en muestras tomadas de un núcleo, generándose así datos de muy alta calidad, con los cuales pueden calibrarse los registros de pozo. En segundo lugar, los análisis de laboratorio en muestras de núcleos de perforación, se emplean para determinar propiedades y parámetros de la formación que no pueden obtenerse mediante los registros de pozo, ni por ningún otros medio. En este grupo se encuentran por ejemplo, la permeabilidad, las presiones capilares, las permeabilidades relativas, el exponente de saturación, la eficiencia de la recuperación de hidrocarburos, la mojabilidad, la compresibilidad del volumen de poros y varios parámetros relativos al comportamiento mecánico de la formación.

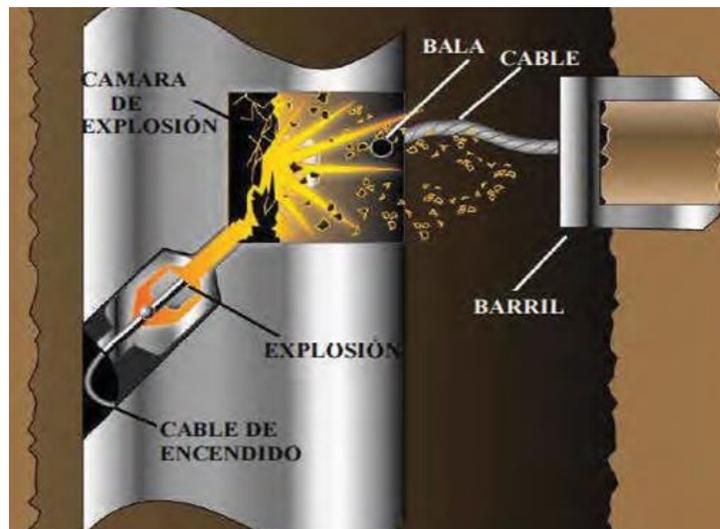


Figura 3.16 Extracción de un núcleo en pozo (Crain, 2010).

Hoy en día existen 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.

En la tabla 3.7 se muestra los tipos de técnicas de extracción de núcleos y las ventajas que tiene cada una de ellas.

TIPOS DE NUCLEOS	DESCRIPCIÓN	VENTAJAS
Núcleos Convencionales	El aparejo del barril muestreador del tipo convencional consiste de una cabeza de corte, un barril exterior, un barril interior flotante y un receptor de dedo (Catcher).	1) Un diametro largo de núcleo obtenido cada agujero 2)Alto porcentaje de recuperación de la formación nucleada. 3) No requiere un equipo superficial adicional al de perforación.
Extracción de núcleos con barrena diamante	Mejora el proceso de recuperación, en formaciones duras. El barril muestreador que se utiliza en el núcleo con barrenas diamante, es muy similar al barril utilizado en la extracción de núcleos convencionales.	1) Una vida mas larga de la barrena 2) Un alto porcentaje de recuperación 3)Un alta penetración en formaciones duras y abrasivas.
Extracción de núcleos con cable de acero	Un aparejo de elevación, incluyendo un carrete de cable, un malacate y un lubricador de calbe, se adicionan al equipo subsuperficial se le incluye una barrena con un drill collar especial para núcleos y una guía cable de acero	1) Corte y recuperación de núcleos sin la necesidad de sacar toda la tubería de perforación. 2) Disminucion de costos por operación 3) Alternancia entre la perforación y la de núcleos.
Extracción de núcleos de pared	El uso más amplio de esta herramienta es el tipo de percusión, la cual es corrido en un camión de registros con cable acero, y se asemeja a una pistola de disparos la cual tiene balas de punta para abrir huecos.	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.
Herramientas especiales de extraccion de núcleos	Son herramientas de orientación de núcleos sobre las formaciones penetradas. Un método renura el núcleo como es cortado, y la ranura es relacionada hacia la brújula de rodamiento por un sistema de almacenamiento.	1) Proveen información sobre la dirección y hundimiento de la formación.

Tabla 3.7 Tipos de técnicas de extracción de Núcleos .

Para la obtención de núcleos siempre se ha buscado diferentes procesos para una recuperación de roca sin alteraciones (Fig. 3.17), sin embargo es imposible ya que en el proceso de perforación, la presencia de fluidos así como el desgaste por la misma herramienta realizan cambios irremediables en las muestras.

Dentro de los factores que tienen mayor alteración en los núcleos son los siguientes:

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

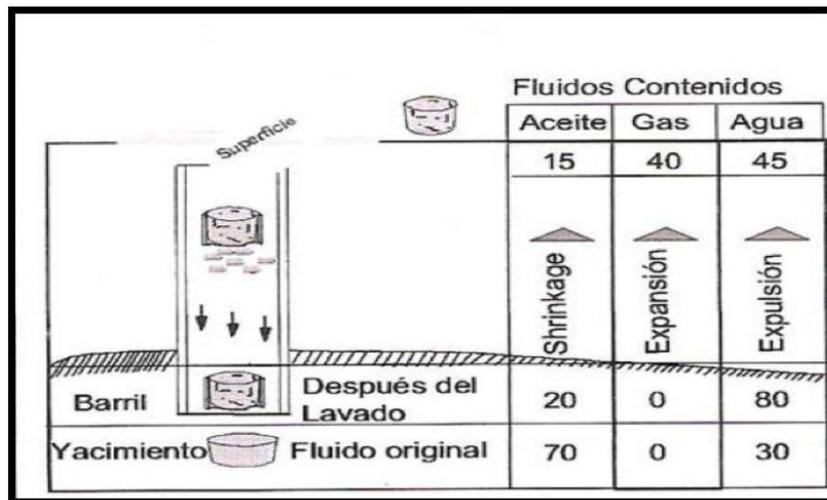


Figura 3.17 Factores que afectan a los núcleos (Escalante, 2008).

3.7.1 Programa de extracción de núcleos

En conjunto, el objetivo fundamental de un grupo de corte y análisis de núcleos debe ser: obtener información sobre las propiedades físicas y químicas de la formación y de los que ésta contiene, que pueda conducir a una o más de las siguientes metas:

- a) Refinar la evaluación de reservas
- b) Descubrir nuevos yacimientos.
- c) Aumentar la eficiencia de la producción en los yacimientos que ya se encuentran bajo explotación.

Un programa de obtención y análisis de núcleos es similar a muchos proyectos de ingeniería: inicia con la premisa de que una inversión redituará en un beneficio. El programa progresa a través de una fase de exploración de fuentes alternativas de información: pruebas de pozo, perfiles (logs), núcleos previos de localidades afines y recortes de perforación o muestras de pared.

Con el fin de garantizar de un programa de recuperación de núcleos se pueda derivar la máxima cantidad de información posible, es necesario observar las siguientes medidas:

- Tomar los núcleos lo más pronto posible en el programa de perforación
- Tomar los núcleos en una sección transversal de pozos.
- Tomar núcleos en uno o más pozos, usando aceite o un fluido en base de aceite.
- Tomar núcleos en uno o más pozos, para determinar la mojabilidad de la roca.
- Analizar cuidadosamente en el laboratorio el material de los núcleos recuperados para obtener los datos requeridos, tanto de las pruebas de caracterización básica como de los análisis especiales.
- Preservar y almacenar adecuadamente las muestras utilizadas y el material sobrante de los núcleos, para posibles análisis futuros.

La necesidad de llevar a cabo un programa de toma y análisis de núcleos, puede expresarse en términos del estado que guarda el desarrollo de un campo petrolero. El alcance y la exención que deben tener los programas de análisis de núcleos cambian durante las etapas de exploración, evaluación y desarrollo de un campo, para poder satisfacer los también cambiantes objetivos geocientíficos y de ingeniería que se requieran. Durante la etapa de exploración, cuando la información disponible es poca o nula y el riesgo es alto, los núcleos se cortan con la finalidad de examinar el potencial del yacimiento y describir la estratigrafía, y pueden ser usados para establecer una base petrofísica para la calibración de herramientas indirectas de evaluación del yacimiento, como los registros de pozo y los datos sísmicos.

3.7.2 Análisis de Núcleos

Existen tres tipos de técnicas de análisis para núcleos:

- a) Convencional o análisis por tapones.
- b) Análisis total del núcleo.
- c) Análisis de núcleos de pared.

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

La técnica usada depende del método con el que se recuperó 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, hacerlos con una frecuencia de una muestra por pie, y con contenido de fluidos posiblemente siendo determinado con menor frecuencia.

- Análisis total del núcleo (Fig. 3.18): 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 vóculos. 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.



Figura 3.18 Análisis total de Núcleos (Inlab, 2003).

- Análisis de núcleos de pared (Fig. 3.19): Considerado 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 es toda utilizable. Por lo tanto, es deseable ver el valor relativo de las propiedades de la roca como se termina a partir de los núcleos de pared y las obtenidas de núcleos convencionales.

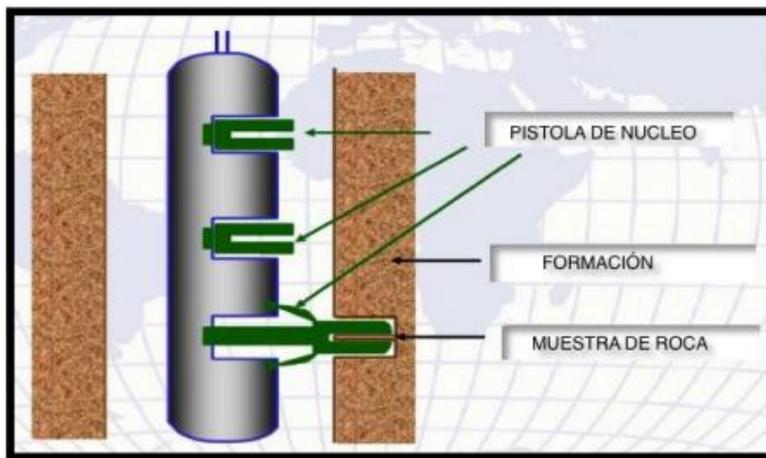


Figura 3.19 Núcleo de pared (PEMEX 2008).

Algunos estudios indican que en general (1) que porosidades de muestra de percusión en arenas más 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 más 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.

3.8 Programa de Perforación de la Estructura del 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 la cuales mostraron, que consiste en brechas volcánicas y de carbonatos así como una unidad masiva de textura ígnea de composición andésítica.

Capítulo 3. Caracterización de Formaciones Carbonatadas en la Plataforma de Yucatán

Las anomalías fueron interpretadas después en términos de una estructura de impacto por Camargo y Pienfield (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 (Chicxulub) en el límite del Cretácico/ Conozoico. Los cuerpos de composición ígnea son brechas de impacto y la unidad de fusión fue producida por la alta velocidad de un cuerpo entre los carbonatos, las brechas y la unidad de fusión.

Como parte del proyecto de investigación de la estructura de impacto Chicxulub, investigadores de la UNAM llevaron a cabo un programa de perforaciones con recuperación continua de núcleos así como el estudio de núcleos anteriormente obtenidos por PEMEX.

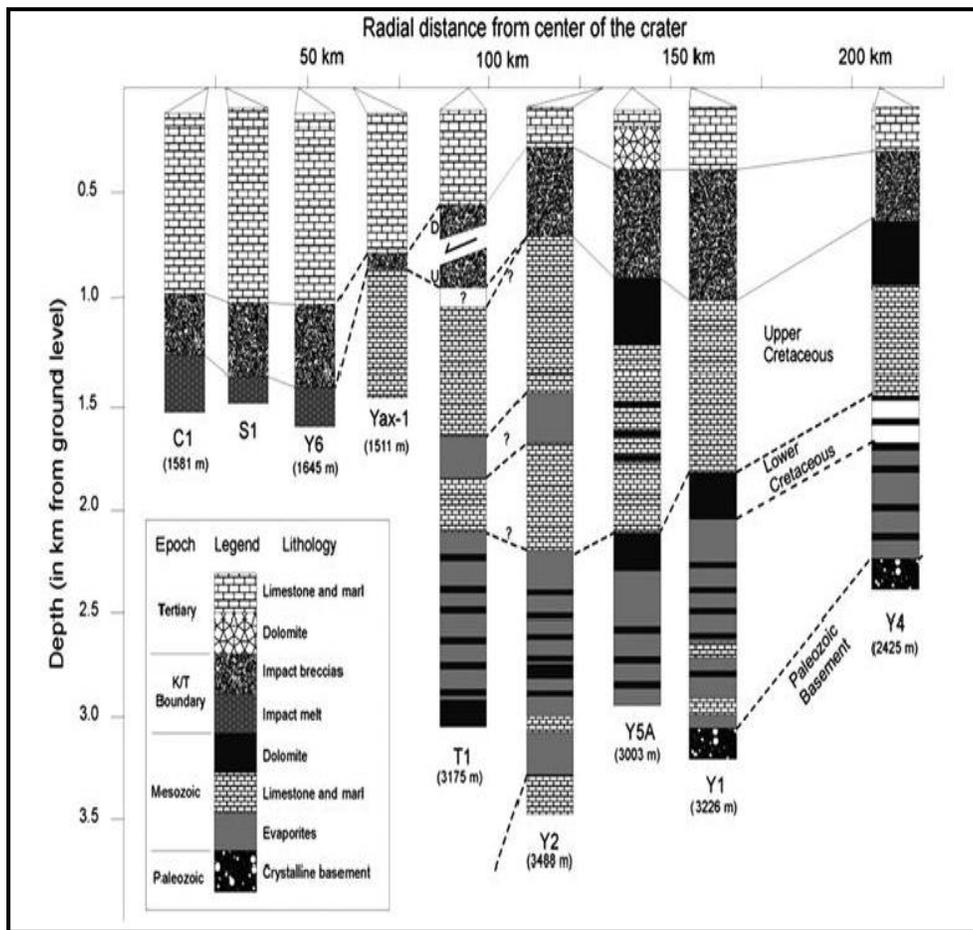


Figura 3.20 Columna esquemática de los pozos de PEMEX, incluyendo el Pozo Yaxcopoi-1 (Rebolledo-Vieyra y Urrutia Fucugauchi, 2004).

3.9 Caracterización de Calizas y Dolomías del Pozo Yax-1

Dentro de las partes de la exploración para localizar hidrocarburos se inicia con un estudio de geofísico complementado con la interpretación sísmica de la zona que proporciona un modelo de un yacimiento. Todos estos estudios son realizados para responder las siguientes preguntas:

- ¿Qué tipo de Sistema Petrolero se encuentra en la zona?
- ¿Hay hidrocarburos presentes?
- ¿Los hidrocarburos son aceite, gas o ambos?
- ¿Cuál es el volumen de los hidrocarburos?
- ¿Cuáles son los riesgos técnicos y financieros asociados con el desarrollo del campo?
- ¿Cuáles son las posibilidades reales de lograr el éxito comercial?

Un elemento básico que da respuesta fundamentada a estas preguntas es la *Evaluación de Formaciones* que cuantificas las propiedades relevantes tanto de las rocas, como de los fluidos que éstas contienen.

Actualmente la industria petrolera tiene un amplio interés en conocer las propiedades petrofísicas de los yacimientos carbonatados, ya que estos tienen un alto potencial en reservas a nivel mundial. Además de la búsqueda de métodos más eficientes de explotar los hidrocarburos en estos yacimientos. Uno de las propiedades petrofísicas con mayor interés para los ingenieros son la porosidad y la permeabilidad, que permiten una mejor comunicación entre el yacimiento y el pozo.

“El conocer la litología que se nos presenta en los yacimientos es fundamental en la planeación de pozos, ya que brinda una mayor visión de los elementos que se necesitan para perforar. En el estudio de calizas y dolomías se enfrentan a grandes problemas para su caracterización, que no es sencillo diferenciar una de otra. Por lo cual se realizaron diversos estudios para una caracterización sencilla con base en 4 estudios realizados en el laboratorio, los cuales fácilmente podrían llevarse a cabo en el campo los cuales son:

- Estudio de susceptibilidad magnética.
- Análisis geoquímico.
- Análisis químico (PH).

En este conjunto de estudios se llevaron acabo en núcleos de perforación continuos del pozo YAX-1, los que se realizaron en el laboratorio de Paleomagnetismo del Instituto de Geofísica de la UNAM.

3.10 Estudios de Susceptibilidad Magnética

Toda sustancia es magnetizable al ser expuesta a un campo magnético externo. Si la magnetización es en la dirección del campo, se dice que es una sustancia paramagnética, en tanto que si es en la dirección opuesta se conoce como diamagnética que es el caso presente en Calizas.

En el campo se han hecho pruebas de este tipo de estudio para correlacionar los registros geofísicos en zonas con anomalías magnéticas que están relacionadas con presencia de Hidrocarburos.

La susceptibilidad magnética es una medida de cuan magnetizable es una 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.

En el que los valores de 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 que tiene una susceptibilidad magnética más alta que rocas con menos contenido de magnetita, como calizas.

La susceptibilidad magnética es una medida de la atracción total que ejerce un campo magnético dado sobre un mineral (Dearing, 1999), donde (k) 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:

$$J_i = k \cdot H + J_r$$

Donde $k \cdot H$ es la Intensidad Magnetizable y las unidades de k son adimensionales (S.I.); en c.g.s K es 4/JK (SI).

Dependiendo del tipo de minerales que contenga las rocas se obtendrán distintos tipos de materiales como son:

- Diamagnéticos: Susceptibilidad magnética muy pequeña y negativa en el cual la orientación del *campo emitido por la roca* es contraria al campo externo. Ejemplo: halita, yeso, caliza y cuarzo*.
- Paramagnéticos: Susceptibilidad magnética débil y positiva. La presencia mínima de metaloides, produce un mayor campo magnético. Donde se tiene una orientación paralela al campo magnético externo; se retarda por la agitación térmica, y decrece inversamente proporcional a la temperatura absoluta. Ejemplos: anfíboles, piroxenos y biotita.

- Ferromagnéticos: Susceptibilidad magnética muy fuerte y positiva, ya que todos los campos magnéticos generados, se acoplan en la misma dirección y se suman. Se ordenan según el campo magnético terrestre. Ej.: hierro, cobalto y níquel.
- Ferrimagnéticos: Susceptibilidad magnética y positiva, pero no tanto como los anteriores, ya que no se acoplan todos los campos magnéticos generados, en la misma dirección. Ejemplo: magnetita y pirrotina.
- Antiferromagnéticos: Baja susceptibilidad, casi 0, aunque de signo positivo. Los campos magnéticos de los diferentes segmentos, están orientados en sentido contrario. Ejemplo: Hematites.

3.10.2 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 sistema dual de frecuencias, la alta (HF) 4.6 KHz y la baja a 0.465 (LF). Las mediciones hechas para este estudio se realizaron para las altas frecuencias (HF).

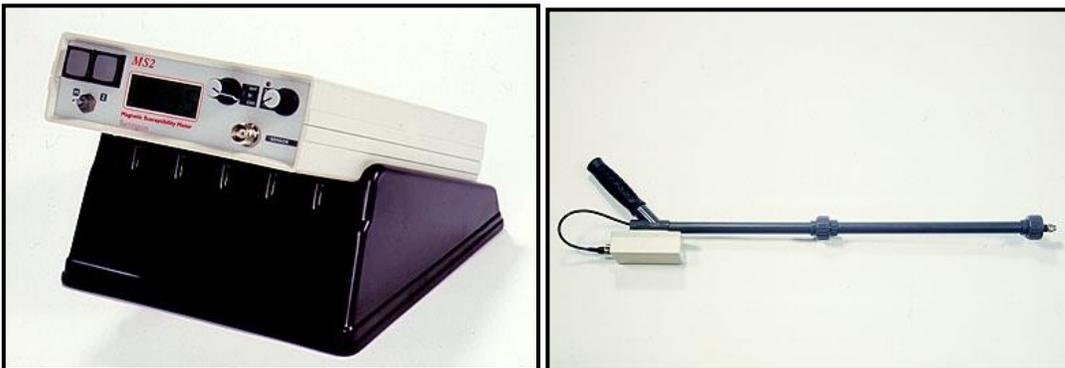


Figura 3.21 Susceptómetro Bartington (Bartington instrumentes 2012).

3.10.3 Desarrollo del Estudio de Susceptibilidad Magnética

Parte de los estudios en la evaluación de formaciones en la Plataforma de Yucatán se realizó el registro de susceptibilidad de núcleo continuo del pozo YAX-1 el cual se desarrolló en los intervalos; [847.92 - 861.05] [m], [876.12- 891.95] [m], y [929.42-942.1] [m]. Las mediciones fueron desarrolladas, a partir de un Susceptómetro Bartington que opera con una frecuencia de .565KHz y una precisión en calibración del 5%. Las mediciones fueron tomadas cada 10 [cm] para una mejor resolución.

Para evitar errores en las mediciones se tuvo que limpiar la superficie de los núcleos con agua de esta manera se minimiza las contaminaciones en las muestras a estudiar también se alejaron todos los objetos metálicos a más de un metro. Después sobre los núcleos se hizo pasar el dispositivo cada 10 [cm] para tomar lectura que posteriormente fue registrada en una hoja de cálculo. En total fueron 250 mediciones uniendo todos los intervalos.

La susceptibilidad magnética 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 muestran tres gráficas obtenidas con los valores de la prueba:

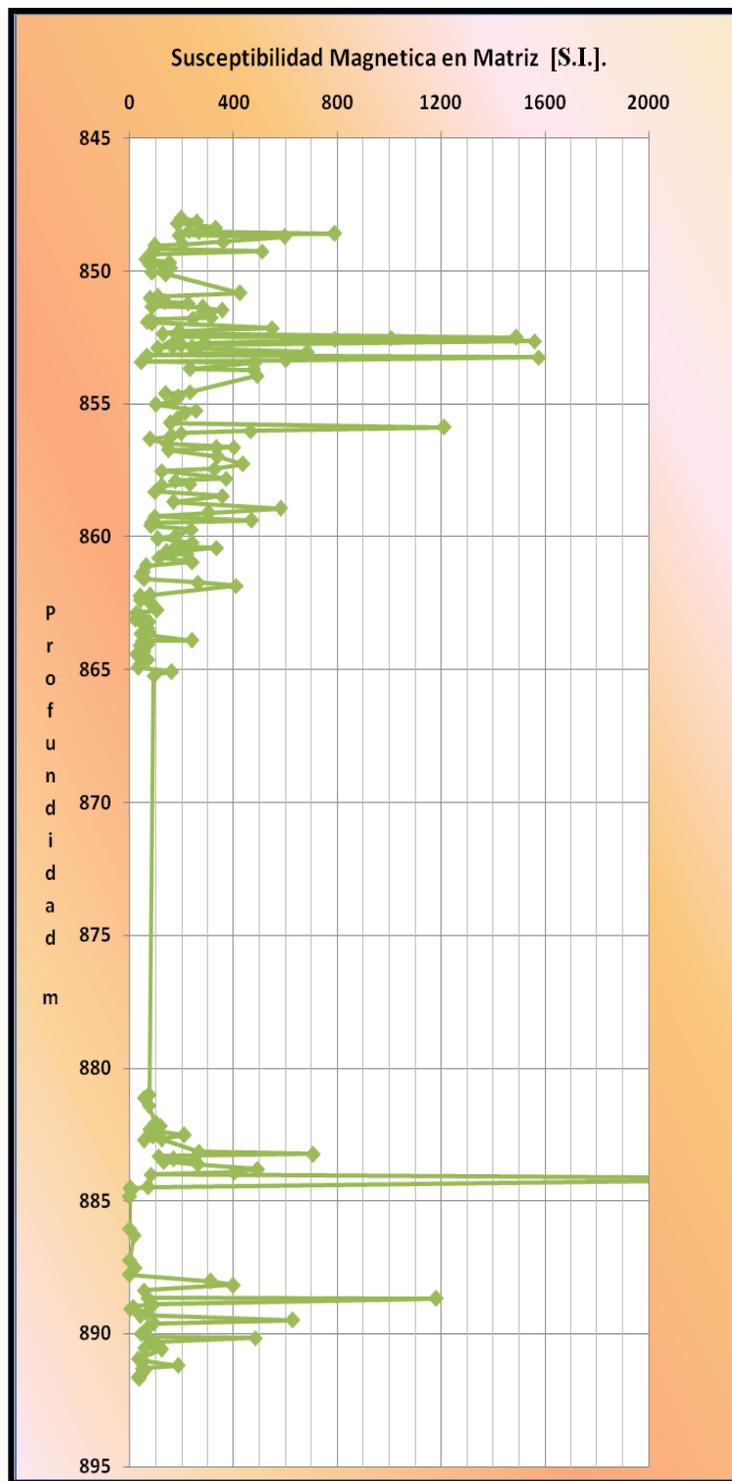


Figura 3.22 Grafica de Susceptibilidad magnética del intervalo [847.92 - 891.95] [m] de la Matriz Conglomerada.

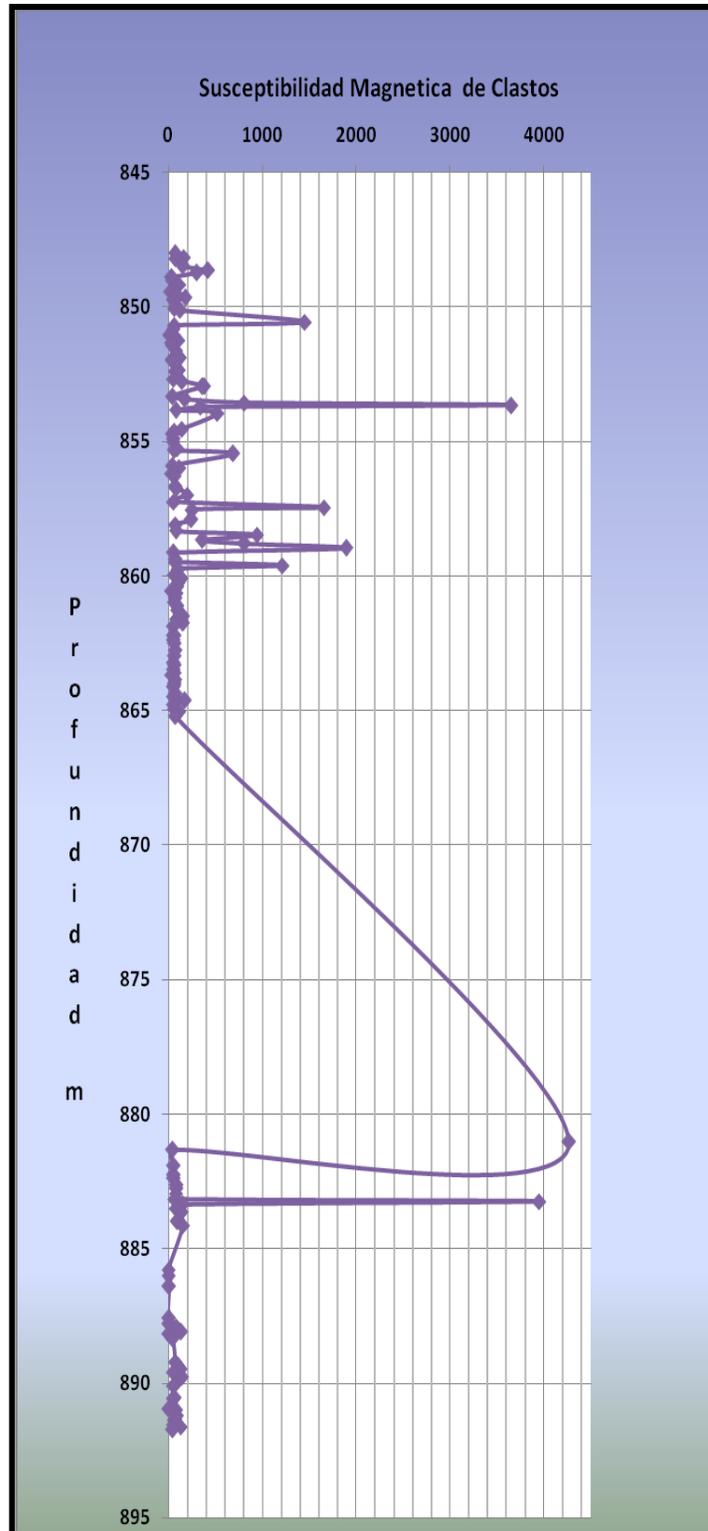


Figura 3.23 Grafica de Susceptibilidad Magnética en el intervalo [847.92 - 891.95] [m] sobre Clastos.

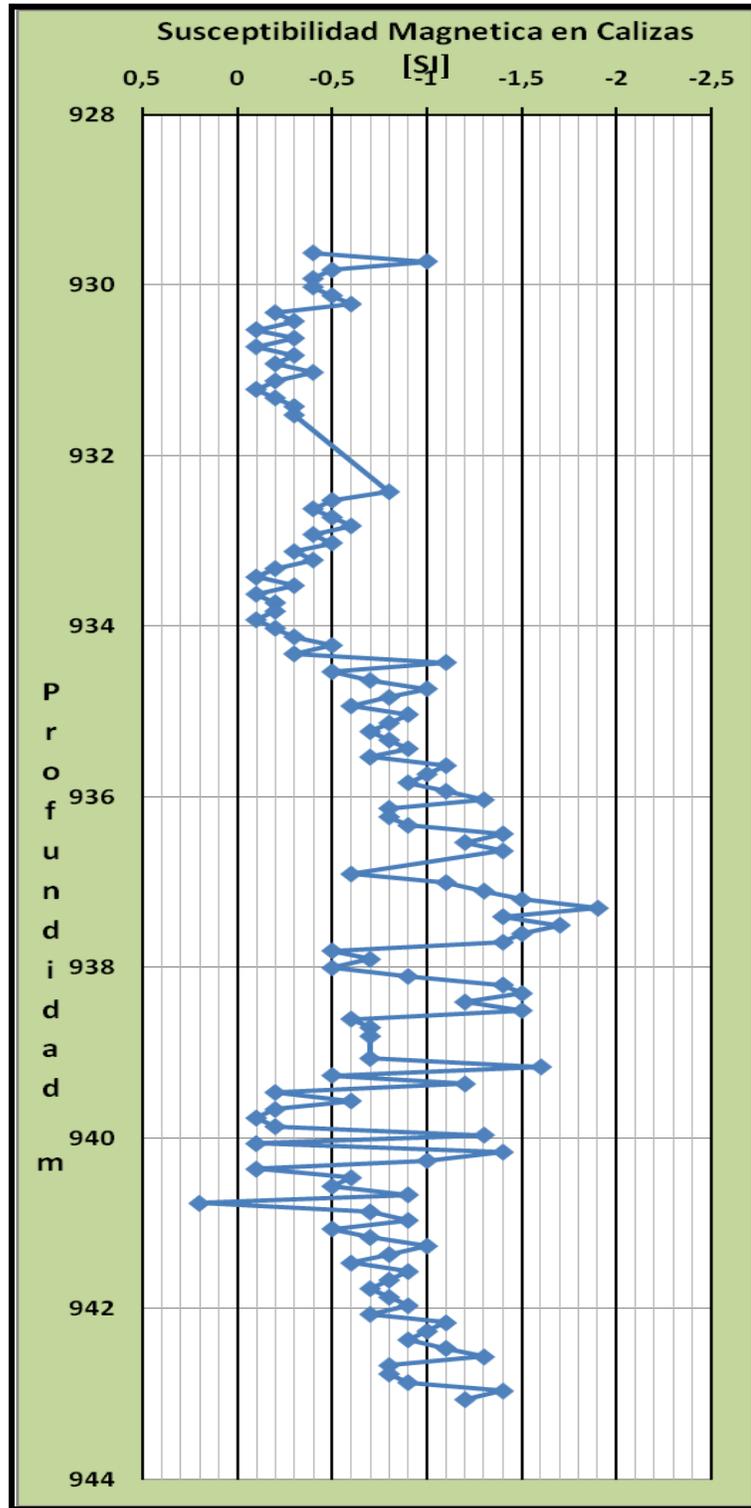


Figura 3.24 Grafica de Susceptibilidad magnética del intervalo [929.42 – 942.10] [m] en Calizas

3.10.4 Aplicación del Método a Nivel Mundial.

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 tiene 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. 3.19). 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, 1990; 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 en a las alteraciones inducidas por dichas filtraciones (Donovan, 1967, Elemore, 1987; etc.).

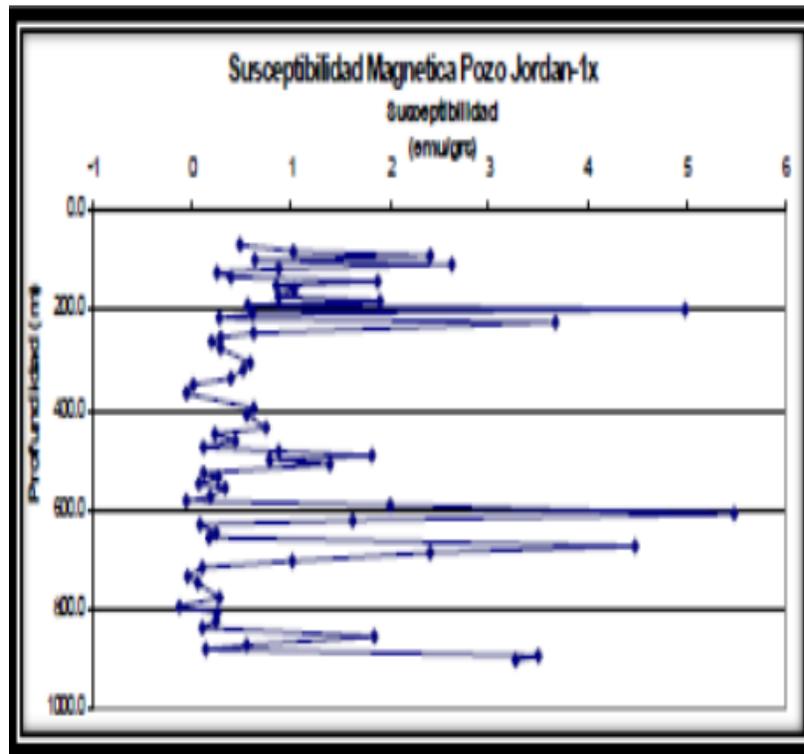


Figura 3.25 Gráfica de susceptibilidad magnética del pozo Jordan-1x (Pérez Caro, 2006).

3.11 Análisis Químico

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. La preparación de este colorante se necesita diluir en Acido Clorhídrico para crear una solución de tinción.

Sus propiedades físicas y químicas en la tabla:

Sinónimos	Alizarina Rojo S-Rojo3, 4-Dihidroxi-2-Antraquinonasulfónico Acido, Sal de Sodio-Rojo de Alizarina Indicador.
Formula Química	$C_{14}H_7NaO_5S$
Concentración	No reportada
Peso Molecular	342.26
Grupo Químico	Compuesto Orgánico- Indicador
Número CAS	130-22-3
Número UN	No regulado
Código Winkler	RO-1387
Estado Físico	Sólido
Apariencia	Color Amarillo a Naranja
Olor	Olor característico
pH	Intervalos de transición visual: pH 4.0 (amarillo) – pH 6.0 (rojo)
Temperatura de Ebullición	430°C
Temperatura de Fusión	287-289 °C
Densidad (Agua l)	No reportado
Presión de Vapor	No reportado
Densidad de Vapor (Aire 1)	No reportado
Solubilidad	Escasamente Soluble en agua.

Tabla 3.8 Propiedades físicas y químicas del rojo de alizarina (Winkler, Ficha de seguridad química, 20007).

3.11.2 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 efervesce libremente y que el resto de los carbonatos reacciones 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) de 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 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.

3.11.3 Desarrollo del Estudio

Para la realización del estudio, se limpiaron las muestras a utilizar con agua destilada para remover el polvo que se encuentra en la superficie de los núcleos del pozo YAX-1 en el intervalo [929.42-942.1] [m].

Los elementos que se tomaron en cuenta para el estudio fueron la profundidad, el tiempo de reacción de la muestra y la coloración en el punto sobre el núcleo. El lapso de tiempo fueron cuatro minutos que es el tiempo que se necesita para secar el rojo alizarina tiempo en el que se observo que 10 segundos, las muestras con alto contenido de carbonato del calcio se teñirán de color rojo, indicando que las muestras eran representativa de rocas calizas. A continuación se muestran 6 tablas que indican el tiempo de reacción del rojo alizarina.

Caja 241					
Muestra	TIEMPO				C
	10 (seg)	1 (min)	2 (min)	4 (min)	
1	Naranja	Naranja	Rojo	Rojo	O
2	Amarillo	Amarillo	Rojo	Rojo	L
3	Naranja	Rojo	Rojo	Rojo	O
4	Amarillo	Amarillo	Rojo	Rojo	R

Tabla 3.9 Tiempo de reacción del Rojo Alizarina en el intervalo [929.42-932.32] [m].



Figura 3.26 Cambios de coloración después de aplicar Rojo Alizarina en el intervalo [929.42-932.32] [m].

Caja 242					
Muestra	TIEMPO				
	10 (seg)	1 (min)	2 (min)	4 (min)	C
1	Amarillo	Amarillo	Rojo	Rojo	O
2	Amarillo	Naranja	Rojo	Rojo	L
3	Naranja/R	Rojo	Rojo	Rojo	O
4	Amarillo	Naranja	Rojo	Rojo	R

Tabla 3.10 Tiempo de reacción del Rojo Alizarina en el intervalo [932.32 - 934.43] [m].

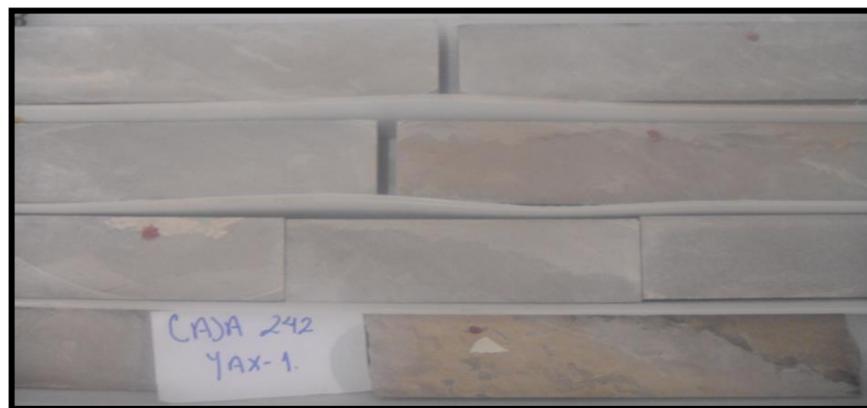


Figura 3.27 Cambios de coloración después de aplicar Rojo Alizarina en el intervalo [932.32 - 934.43] [m].

Caja 243					
Muestra	TIEMPO				
	10 (seg)	1 (min)	2 (min)	4 (min)	C
1	Amarillo	Naranja	Rojo	Rojo	O
2	Rojo	Rojo	Rojo	Rojo	L
3	Naranja	Rojo	Rojo	Rojo	O
4	Rojo	Rojo	Rojo	Rojo	R

Tabla 3.11 Tiempo de reacción del Rojo Alizarina en el intervalo [934.43 - 936.80] [m].



Figura 3.28 Cambios de coloración después de aplicar Rojo Alizarina en el intervalo [934.43 - 936.80] [m].

Caja 244					
Muestra	TIEMPO				
	10 (seg)	1 (min)	2 (min)	4 (min)	C
1	Amarillo/R	Rojo	Rojo	Rojo	O
2	Amarillo/R	Rojo	Rojo	Rojo	L
3	Amarillo/R	Rojo	Rojo	Rojo	O
4	*	*	*	*	R

Tabla 3.12 Tiempo de reacción del Rojo Alizarina en el intervalo [936.8 - 938.96] [m].



Figura 3.29 Cambios de coloración después de aplicar Rojo Alizarina en el intervalo [936.8 - 938.96] [m].

Caja 245					
Muestra	TIEMPO				
	10 (seg)	1 (min)	2 (min)	4 (min)	C
1	Amarillo	Rojo	Rojo	Rojo	O
2	Amarillo	Amarillo	Rojo	Rojo	L
3	Amarillo	Rojo	Rojo	Rojo	O
4	Naranja	Naranja	Rojo	Rojo	R

Tabla 3.13 Tiempo de reacción del Rojo Alizarina en el intervalo [938.96 - 940.96] [m].



Figura 3.30 Cambios de coloración después de aplicar Rojo Alizarina en el intervalo [938.96 - 940.96] [m].

Caja 246					
Muestra	TIEMPO				C
	10 (seg)	1 (min)	2 (min)	4 (min)	
1	Amarillo	Rojo	Rojo	Rojo	O
2	Amarillo	Naranja	Naranja	Rojo	L
3	Amarillo	Amarillo	Rojo	Rojo	O
4	*	*	*	*	R

Tabla 3.13 Tiempo de reacción del Rojo Alizarina en el intervalo [940.96 -942.1] [m].



Figura 3.31 Cambios de coloración después de aplicar Rojo Alizarina en el intervalo [940.96 -942.1] [m].

3.11.4 Muestras de Aplicación de Análisis Químico.

En el área de Mérida Yucatán, México (Fig. 3.32) aflora una serie carbonatada, atribuida al Cretácico inferior, compuesta por calizas carbonosas con intercalaciones de niveles y nódulos de pedernal, en su parte inferior, y una secuencia predominante 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.

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 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.

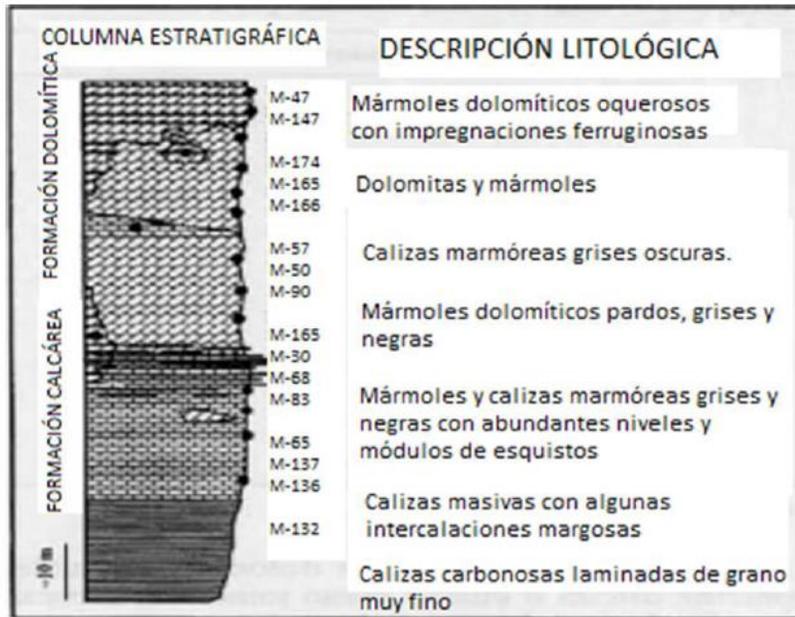


Figura 3.32 Descripción de la serie carbonatada y posición estratigráfica de las muestras estudiadas (Caliani, 1996).

3.12 Análisis Geoquímico Sobre Núcleos

El análisis geoquímico que se realizó sobre los núcleos obtenidos del pozo Yax-1 se decidió de entre los diversos métodos instrumentales, el método de Fluorescencia de Rayos-X (Fig. 3.33), se considera como el más adecuado, debido a las ventajas que presenta, como son: rapidez en el análisis, fácil preparación de la muestra y no destrucción de la misma muestra.

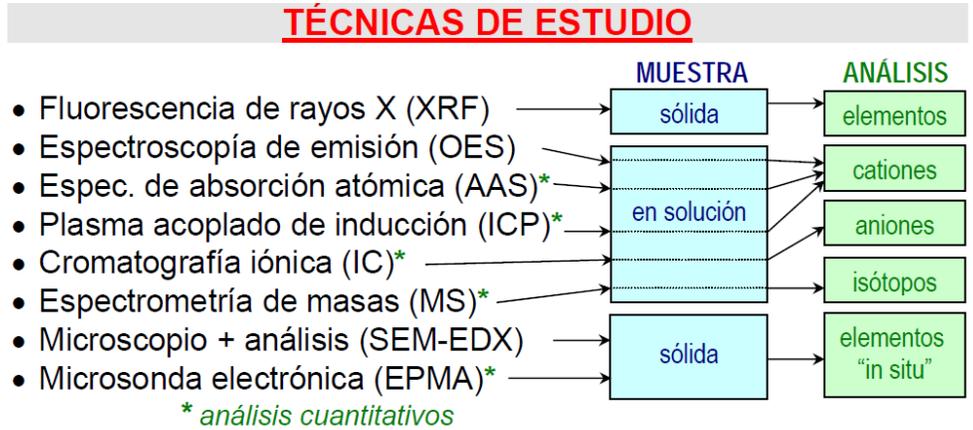


Figura 3. 33 Técnicas de estudio para el análisis químico de elementos. (Browlow, Krauskopf-2009)

La espectrometría de fluorescencia de rayos-X es un método de análisis cualitativo y cuantitativo para elementos químicos basados sobre la medición de las longitudes de onda y las intensidades de las líneas espectrales emitidas por excitación secundaria. El rayo primario procedente de un tubo de rayos-X irradia la muestra, excitando cada elemento para emitir líneas espectrales secundarias, teniendo longitudes de onda características de cada elemento e intensidades relacionadas a su concentración.

Los 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 puede ser; cromo (Cr), hierro (Fe) o níquel (Ni), dicho elemento y porcentaje de concentración en la muestra puede calcularse con el ordenador del instrumento. A continuación se presentan la Tabla 3.14 con un promedio de los minerales presentes en los diferentes tipos de roca.

COMPOSICIÓN QUÍMICA

◆ Relación con la MINERALOGÍA

ELEMENTOS MAYORES

RANOV & YAROSHEKY

Rocas: (% en peso)	SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe _x O _y	CaO	MgO	Na ₂ O	K ₂ O	CO ₂	H ₂ O
- de la corteza	60%	16%	7%	7%	4%	3%	2,5%	-	-
- sed. continentales	50%	13%	6%	12%	3%	1,5%	2%	8%	3%
- sed. oceánicas	40%	11%	5,5%	17%	3%	1%	2%	13%	5%

Destacar: Ca ↑, H₂O ↑, CO₂ ↑, C ↑, S ↑; K > Na, Fe³⁺ > Fe²⁺

ELEMENTOS MENORES-TRAZAS

B, V, Sr, Mn

ISÓTOPOS ESTABLES

C¹³, O¹⁸, S³⁴

Interés:
en el estudio
de ambientes
sedimentarios

Tabla 3.34 Relación con la Mineralogía en diferentes tipos de roca. (Browlow, Krauskopf-2009).

3.12.2 Descripción de la Herramienta Utilizada.

Los analizadores Niton XRF son equipos los suficientemente eficientes 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 kilovatios) 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, la 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 de equipo sin necesidad de las baterías. Contiene una pequeña cámara con la cual no puede ver si la superficie de la muestra que se está analizando esta completo contacto con el tubo de radiografía.

3.12.3 Desarrollo del estudio

Al inicio de cada medición, se calibra el equipo Niton XL3t con 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 Yax-1.

Los valores que arrojó el dispositivo se grabaron en una hoja de cálculo; se discretizaron los elementos de mayor presencia y se realizaron las graficas correspondientes contra profundidad, en el cual se obtuvieron 11 gráficas que presentan en este capítulo:

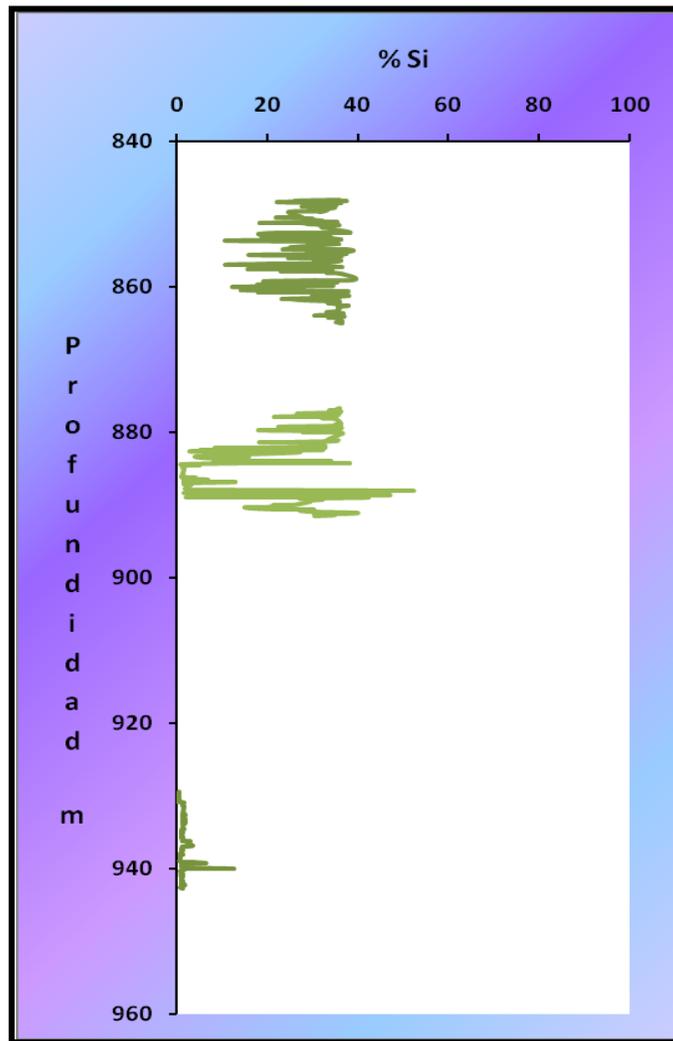


Figura 3.35 Gráfica de porcentaje de Silice.

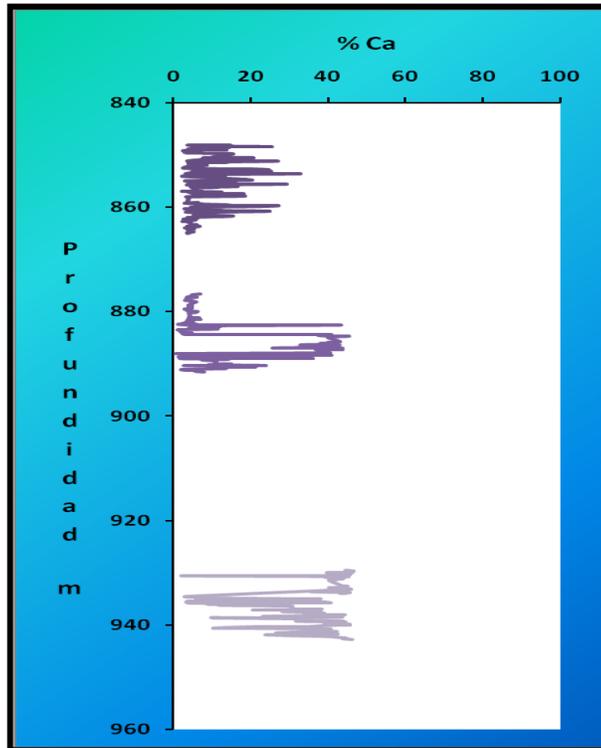


Figura 3.36 Gráfica de porcentaje de Calcio.

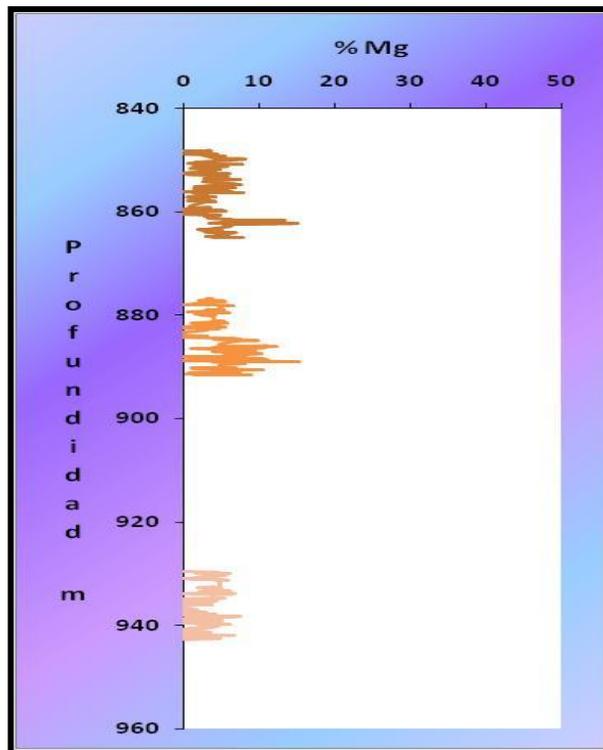


Figura 3.37 Gráfica de porcentaje de Magnesio.

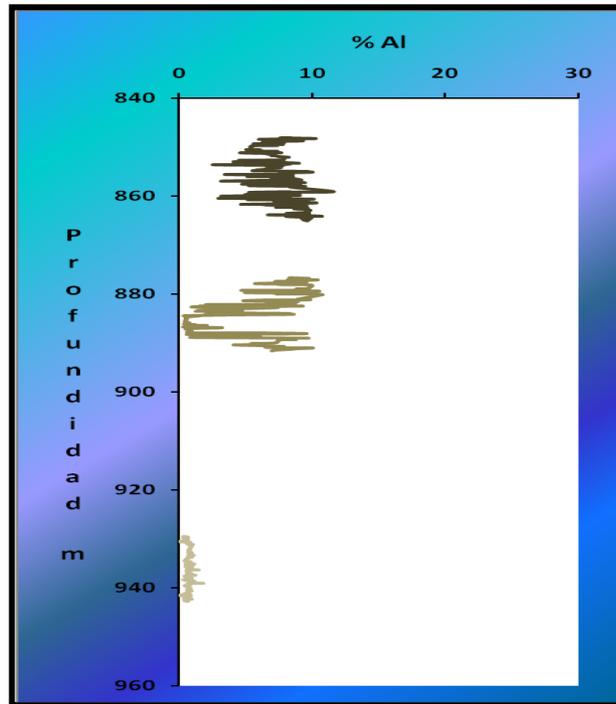


Figura 3.38 Gráfica de porcentaje de Aluminio.

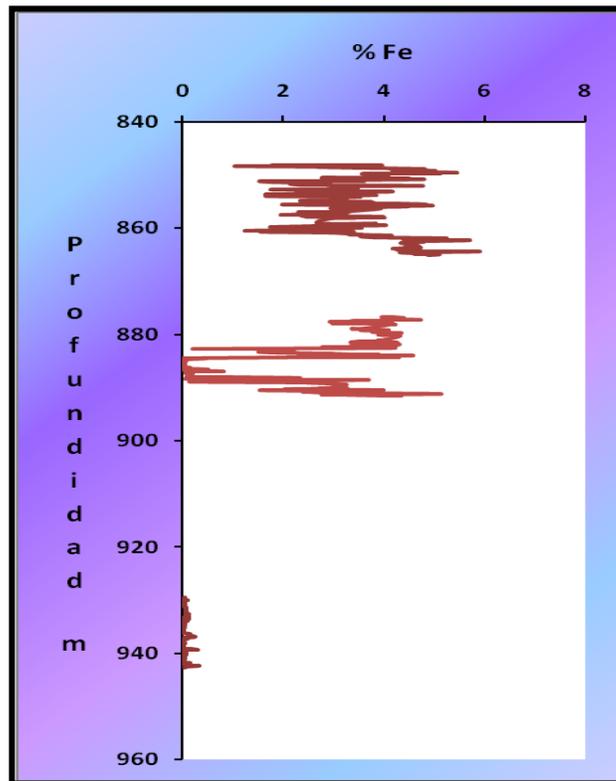


Figura 3.39 Gráfica de porcentaje de Hierro.

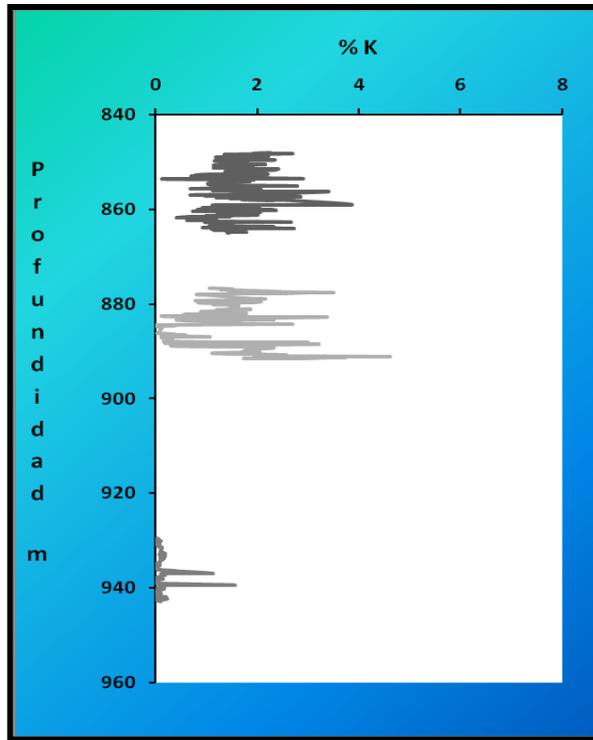


Figura 3.40 Gráfica de porcentaje de Potasio.

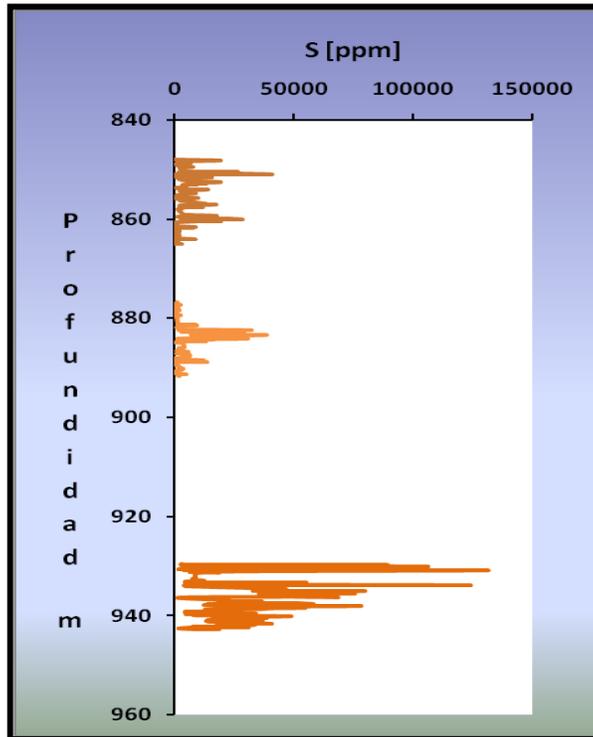


Figura 3.41 Gráfica de trazas de Azufre.

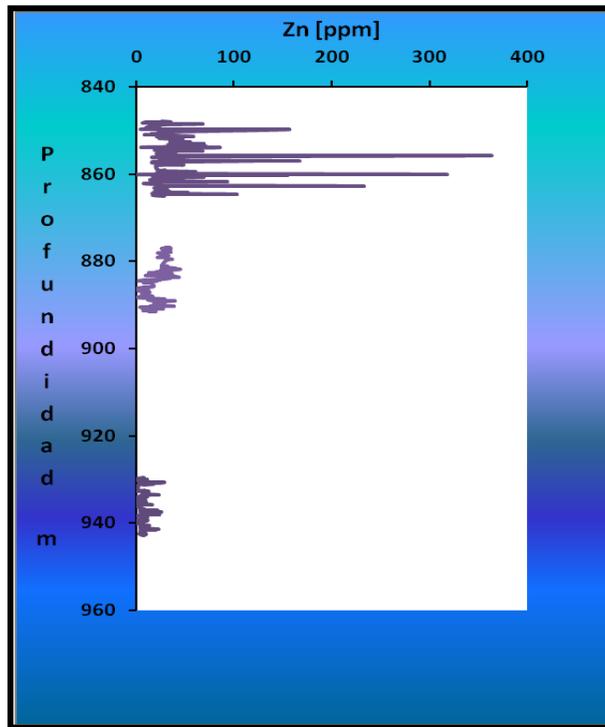


Figura 3.42 Gráfica de trazas de Zinc.

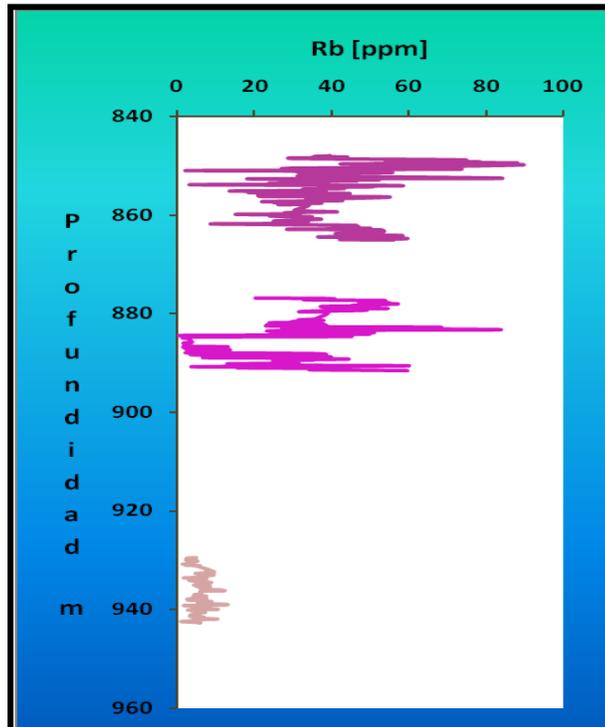


Figura 3.43 Gráfica de trazas de Rubidio.

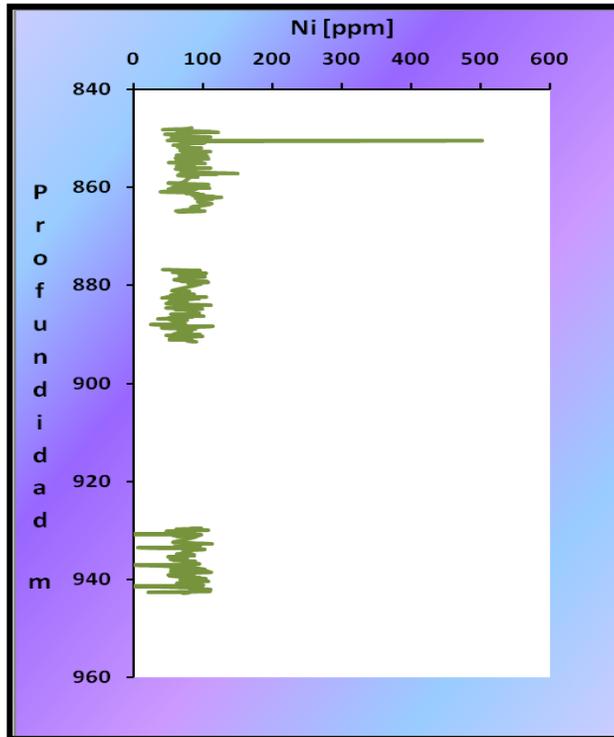


Figura 3.44 Gráfica de trazas de Niquel.

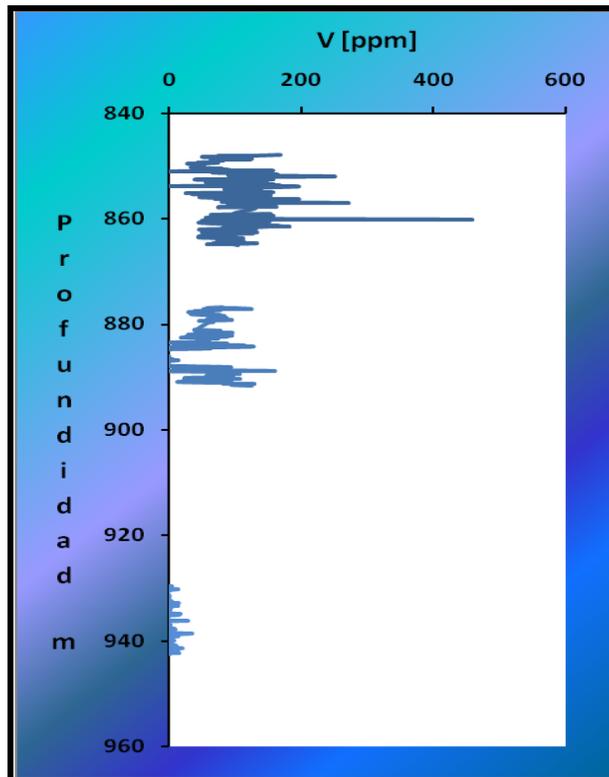


Figura 3.45 Gráfica de trazas de Vinidio.

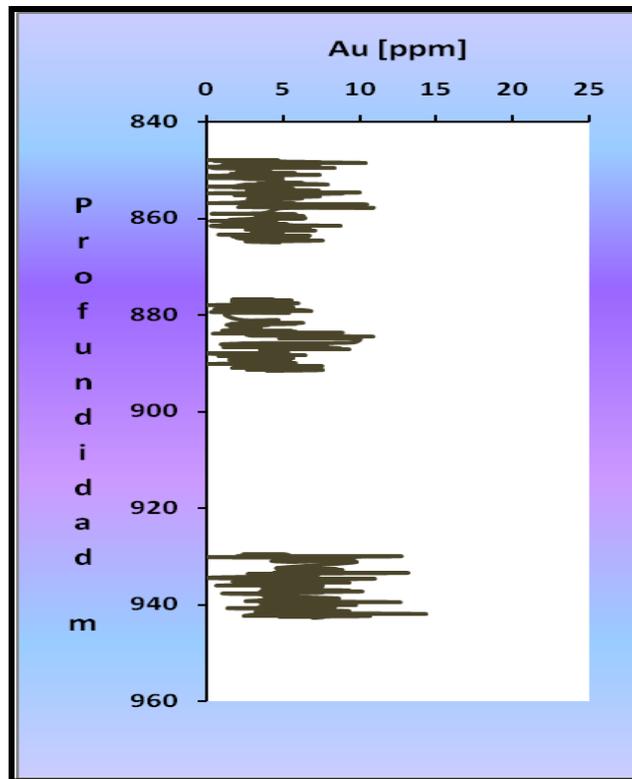


Figura 3.46 Gráfica de trazas de Oro.

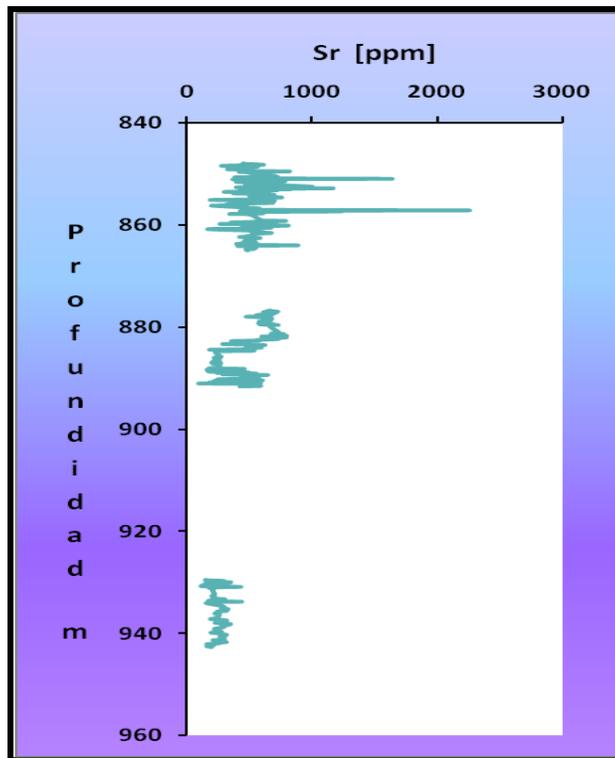


Figura 3.47 Gráfica de trazas de Estroncio.

3.12.4 Muestras de Aplicación de Análisis Geoquímico

Campo Eagle Ford (caso de estudio)

La formación Eagle Ford es una secuencia de caliza, lutita 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).

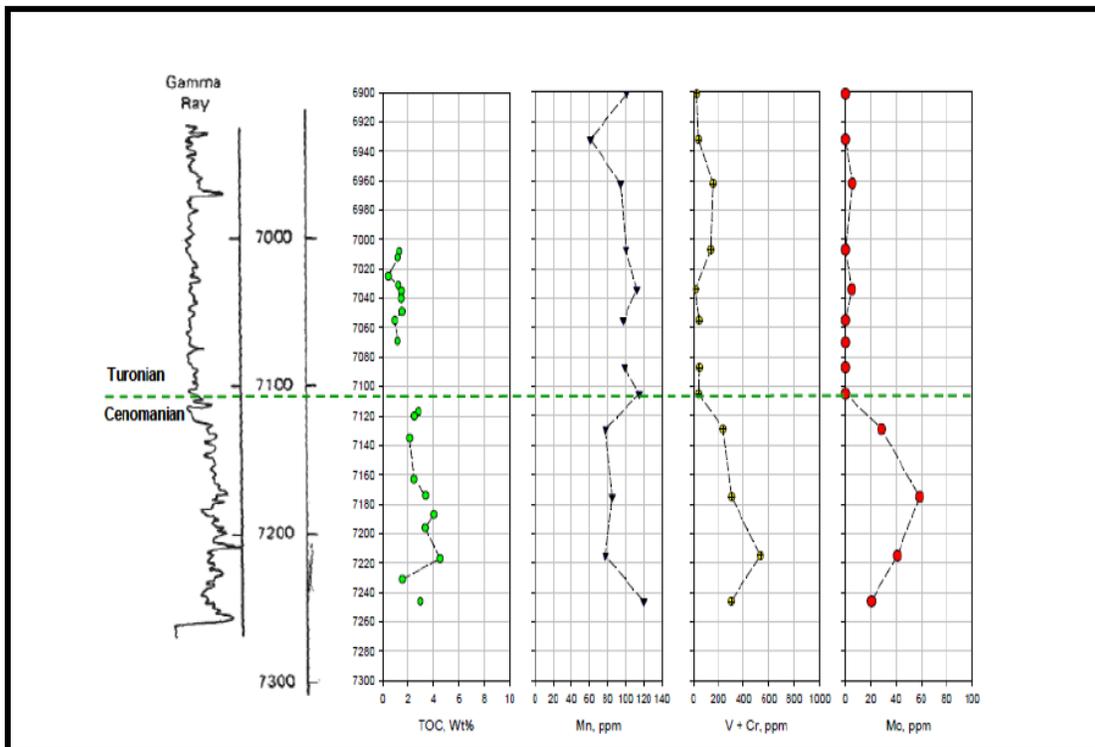


Figura 3.48 Gráfica de COT, Mn, V +Cr, Mo vs Prof. (Ross, D.J.K. and Bustin, 2009).

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 3.48 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.

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 equipo 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 utilizada en el sitio e la toma de registros de pozos y como una ayuda para el análisis de núcleos de rutina.

CAPÍTULO 4. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE DATOS



REGISTROS GEOFÍSICOS Y EVALUACIÓN DE
FORMACIONES EN LA PLATAFORMA DE
YUCATÁN

Capítulo 4

Análisis e Interpretación de Datos

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 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 de 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, infiere 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 geoquímico presentan una herramienta rápida para la caracterización de las secuencias y la identificación de brechas carbonatadas, 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 lutitas (Morris y Ugalde, 2008). Los estudios de geoquímica usan los registros de rayos gamma, que permiten estimar las variaciones en uranio, torio y potasio en los diferentes estratos. Los registros gamma permiten caracterizar las secuencias y forman parte de las herramientas estándar empleadas en los diferentes proyectos. Sin embargo, los registros gamma no permiten analizar los elementos que forman las diferentes litologías. En este estudio se ha empleado y evaluado un registro geoquímico empleando por el método de fluorescencia de rayos-X (Fig. 4.1), que permite determinar la composición elemental y proporciona información de mayor detalle sobre la composición de las formaciones. Adicionalmente se implemento el método de tinción para caracterizar las brechas carbonatadas, calizas y dolomías, analizando los porcentajes relativos de sílice, aluminio, calcio y magnesio. 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.



Figura 4.1. Uso del equipo para el método de fluorescencia de rayos-X.

5.1 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 Yaxcopoil-1; se llevaron a cabo una serie de registros abarcando las profundidades [847.92 - 861.05] [m], [876.12- 891.95] [m] y [929.42-942.1] [m].

Los altos índices de recuperación de los núcleos obtenidos en el pozo Yaxcopoil-1 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.

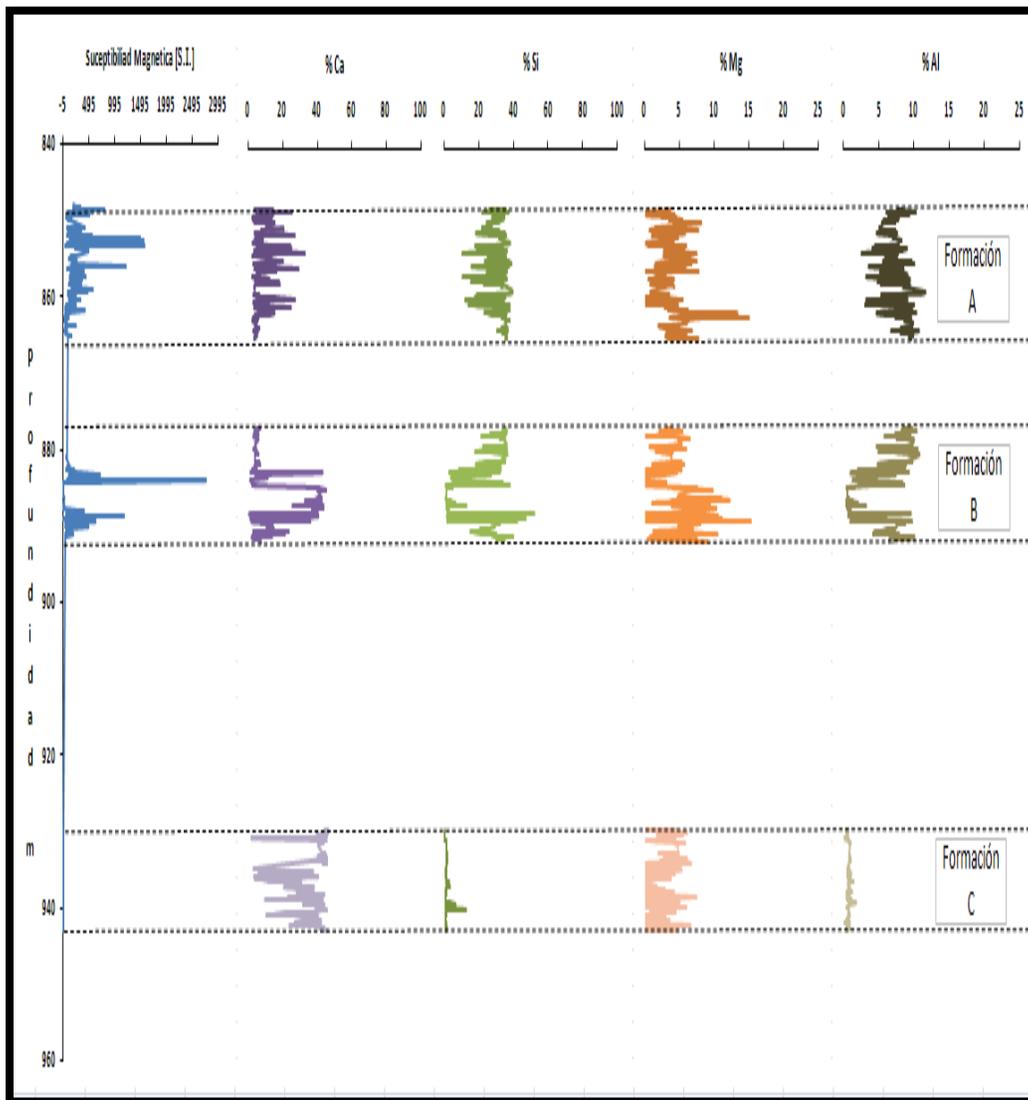


Figura 4.2 Gráficas de Susceptibilidad Magnética y Porcentajes de elementos presentes en las formaciones.

Capítulo 4. Análisis e Interpretación

Para identificar en primera instancia el origen de los distintos estratos encontrados, se ocuparon los registros de susceptibilidad magnética así como el registro del 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 porciones directas en los valores de sílice y susceptibilidad y a su vez estas son inversamente proporcionales a los valores de calcio. Es decir, a mayor porcentaje de calcio en las rocas, disminuyen los valores de sílice y de 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 él sílice.

Cabe destacar que la Formación A, B y C son parte de la unidad Sta. Elena, donde se tiene Brechas Carbonatadas en todo el intervalo estudiado, también en la Formación B contiene Brechas Carbonatadas, pero en la Formación C se encuentran Carbonatos como se muestras en las siguientes imágenes.



Figura 4.3 Brechas Carbonatadas presentes en la Formación A y B.



Figura 4.4 Carbonatos presentes en la Formación C.

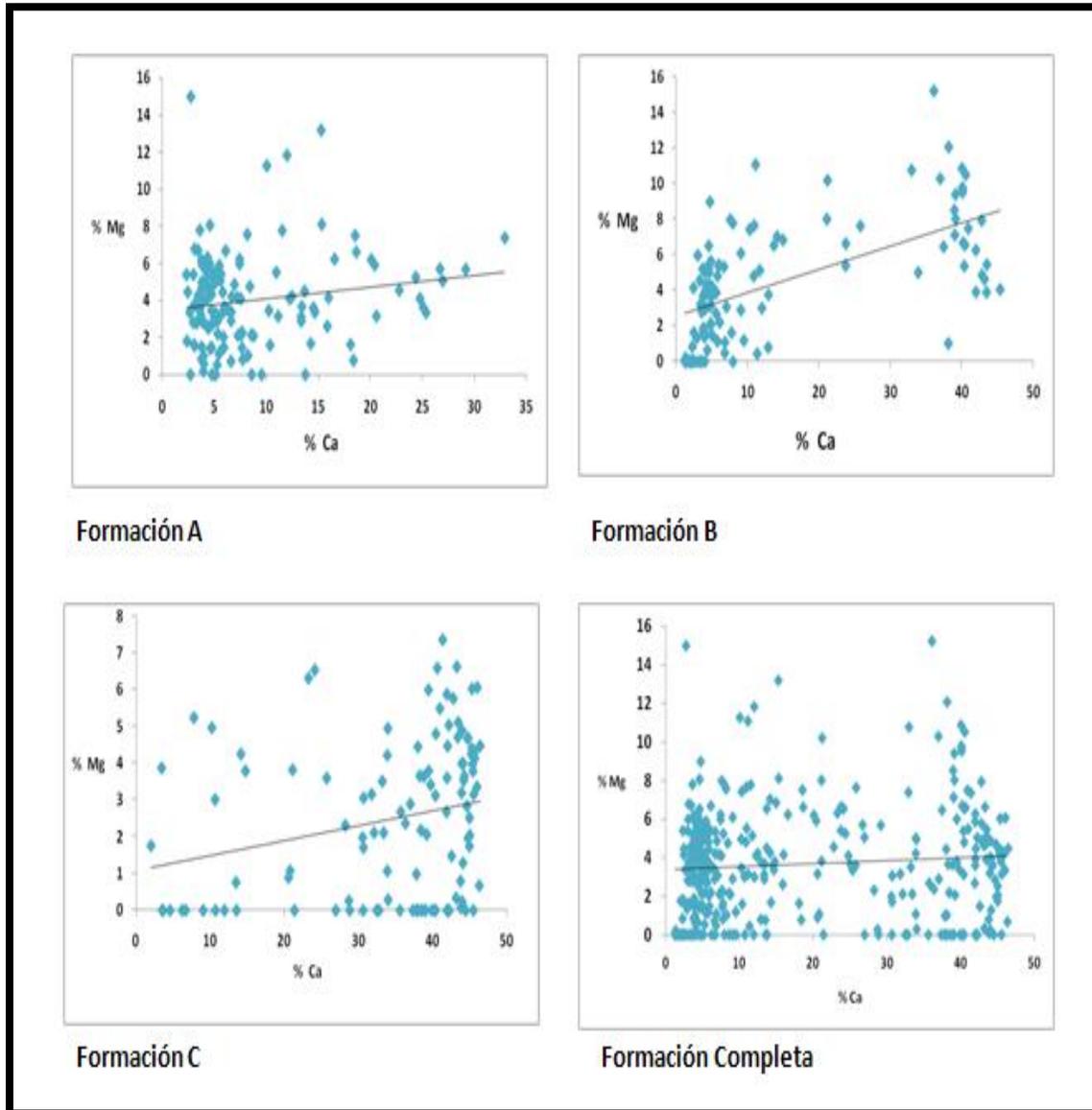


Figura 4.5 Gráficas de Porcentaje de Calcio vs Magnesio.

En la figura 4.5 se observa que no existe una relación lineal entre los elementos que son el Magnesio y el Calcio en las diferentes formaciones, en donde la formación A, B y C tienen un pequeño rango con alta concentración de Calcio con variación en Magnesio, lo que podría interpretarse que los dos elementos provienen de un aporte distinto.

Si las graficas de cada formación tienen una dispersión de los datos muy parecida es decir, si en cada una hay una relación lineal, se puede interpretar que los elementos de por cada formación provienen de la misma fuente, en este caso serían de origen

La formación A se encuentra en el intervalo [847.92 - 861.05] [m], la formación B [876.12- 891.95] [m], la formación C [929.42-942.1] [m] y la gráfica de Formación Completa contienen a las tres formaciones.

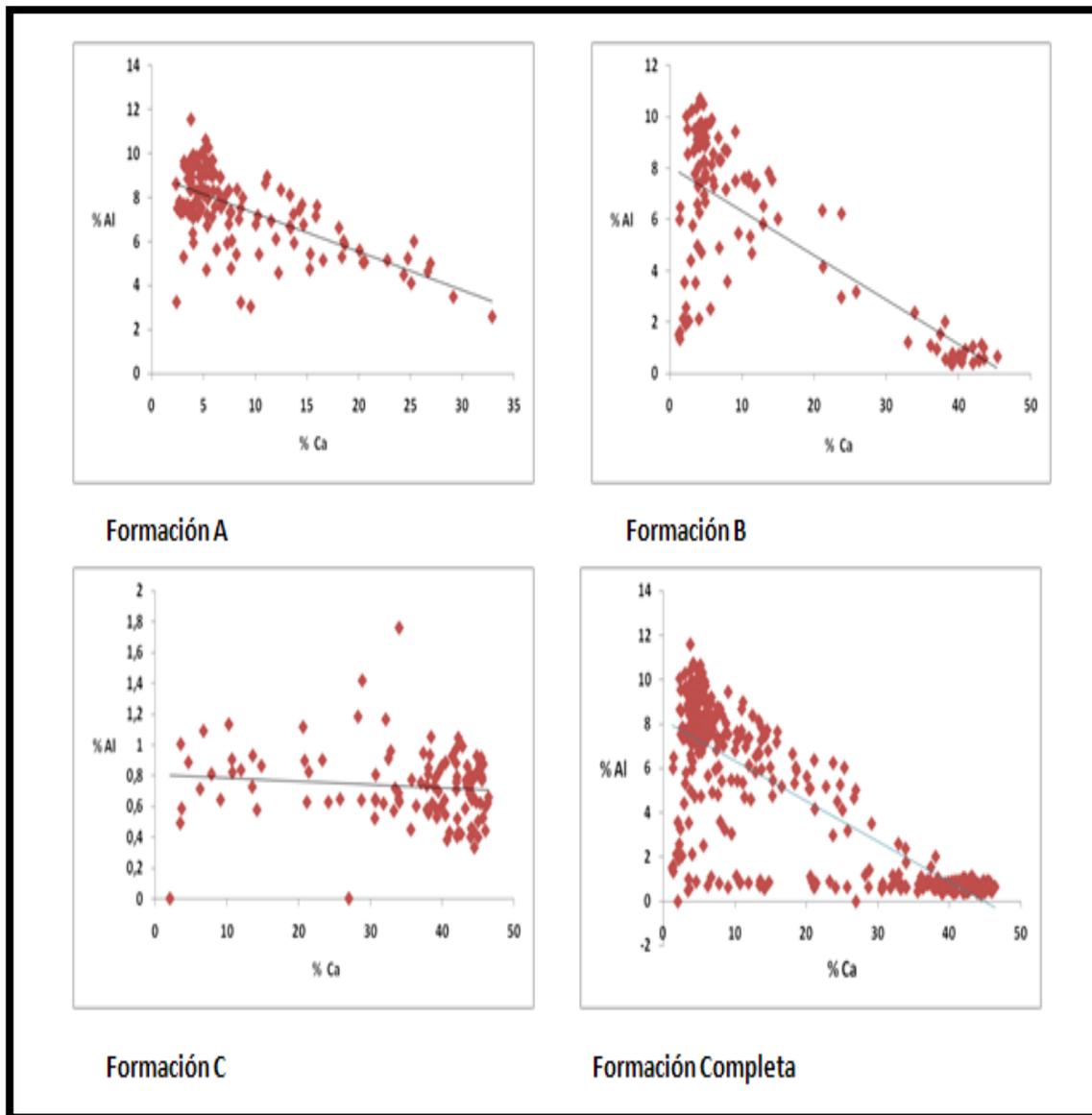


Figura 4.6 Gráficas de Porcentaje de Calcio vs Aluminio.

En la figura 4.6 se presenta la relación que tiene el Calcio con respecto al Aluminio, la cual no es lineal en donde se tienen pequeños rangos de Aluminio con variación en Calcio. En este caso se alcanza a apreciar que en la Formación A, el Calcio aumenta mientras que el Aluminio disminuye. Para la Formación B se tiene dos rangos de concentración Aluminio pero al igual que en la primera formación no existe una relación lineal, mientras que en la Formación C se presenta una dispersión de datos que se agrupa al final de la gráfica.

Con respecto a la Formación Completa se tiene que los elementos no guardan una correlación entre sí ya que se presentan dos rangos Aluminio con una gran variación con respecto al Calcio, lo cual quiere decir que los elementos provienen de diferentes fuentes.

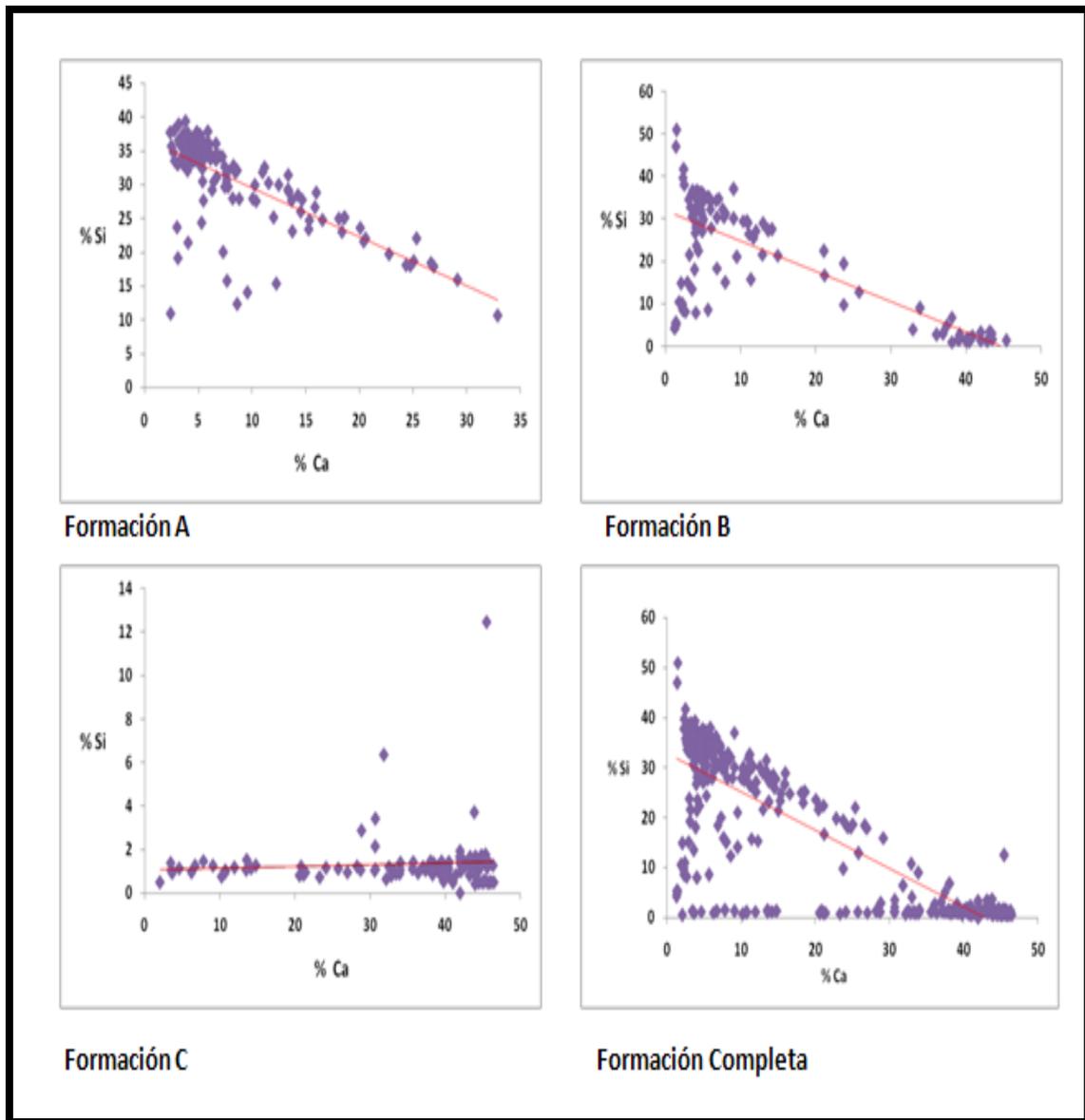


Figura 4.7 Gráficas de Porcentaje de Calcio vs Sílice.

Los elementos que se tienen en la figura 4.7 son Calcio contra Sílice en donde se observa que en la Formación A, que mientras el Calcio aumenta el Sílice disminuye, así como en la Formación B, pero en la Formación C se presenta una dispersión de datos que se agrupa al final de la gráfica en donde no hay una correlación entre los datos.

En la gráfica de la Formación Completa no presenta una relación lineal esto se interpreta que cada uno de los elementos proviene de diversas fuentes. Como se ha observado en cada una de las formaciones no cumplen con una relación por lo tanto se tienen diferentes litologías ya que los sedimentos silíceos cambiaron a través del tiempo tuvieron.

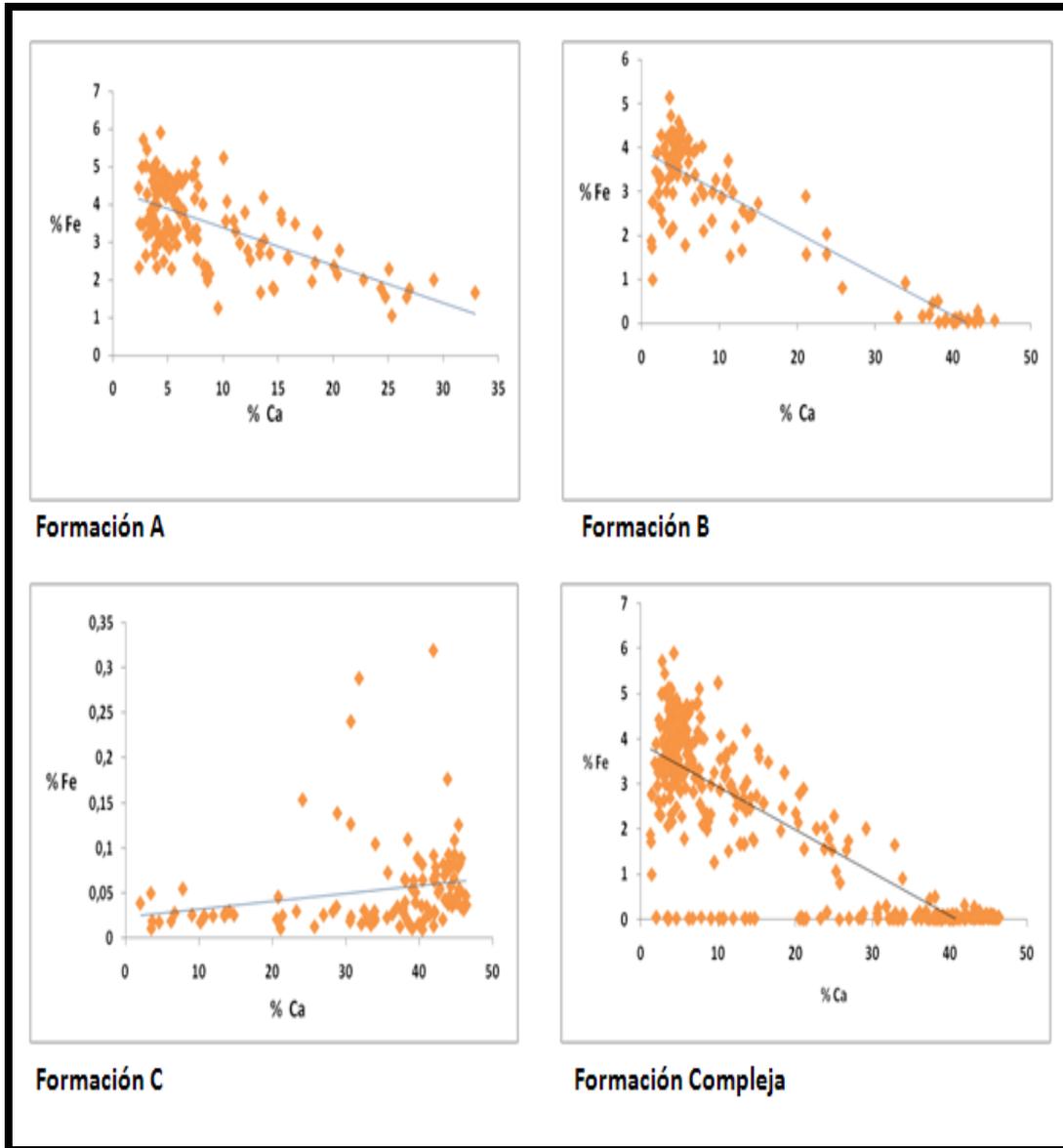


Figura 4.8 Gráficas de Porcentaje de Calcio vs Hierro.

En la Figura 4.8 se observa que en la Formación A el Hierro no tiene una relación lineal con respecto al Calcio del mismo modo se presenta en la Formación B en donde el Hierro disminuye conforme el calcio aumenta.

Para la formación C hay un rango pequeño de Calcio con variación en Hierro, pero no existe una relación lineal ya que los datos siguen dispersos al final de la gráfica. En este caso las graficas nos ayudan a corroborar que cada formación tendrá una litología diferente.

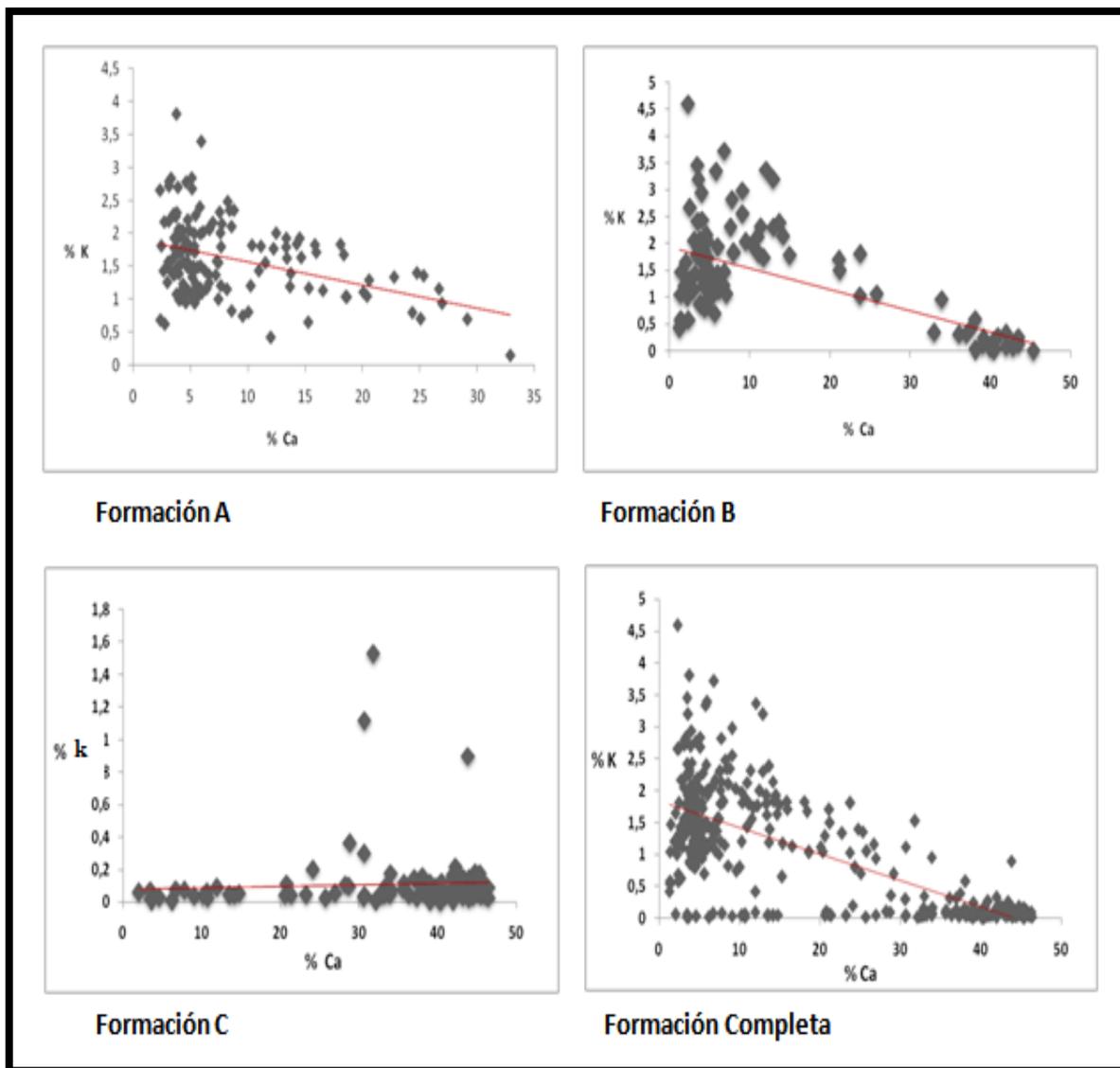


Figura 4.9 Gráficas de Porcentaje de Calcio vs. Potasio.

En la Figura 4.9 se presenta la relación que tiene el Calcio con respecto al Potasio, la cual no es lineal en donde se encuentran pequeños rangos de Potasio con variación en Calcio, como se alcanza apreciar en la Formación A, en donde el Calcio incrementa mientras que el Potasio disminuye.

Para la Formación B se encuentra dos rangos de concentración de Potasio pero al igual que en la primera formación no existe una relación lineal, mientras que en la Formación C se presenta una dispersión de datos que se agrupa al final de la gráfica.

Con respecto a la Formación Completa se tiene que los elementos no guardan una correlación entres si ya que se presentan dos rangos de Potasio con una gran variación con respecto al Calcio, lo cual quiere decir que los elementos provienen de diferentes fuentes.

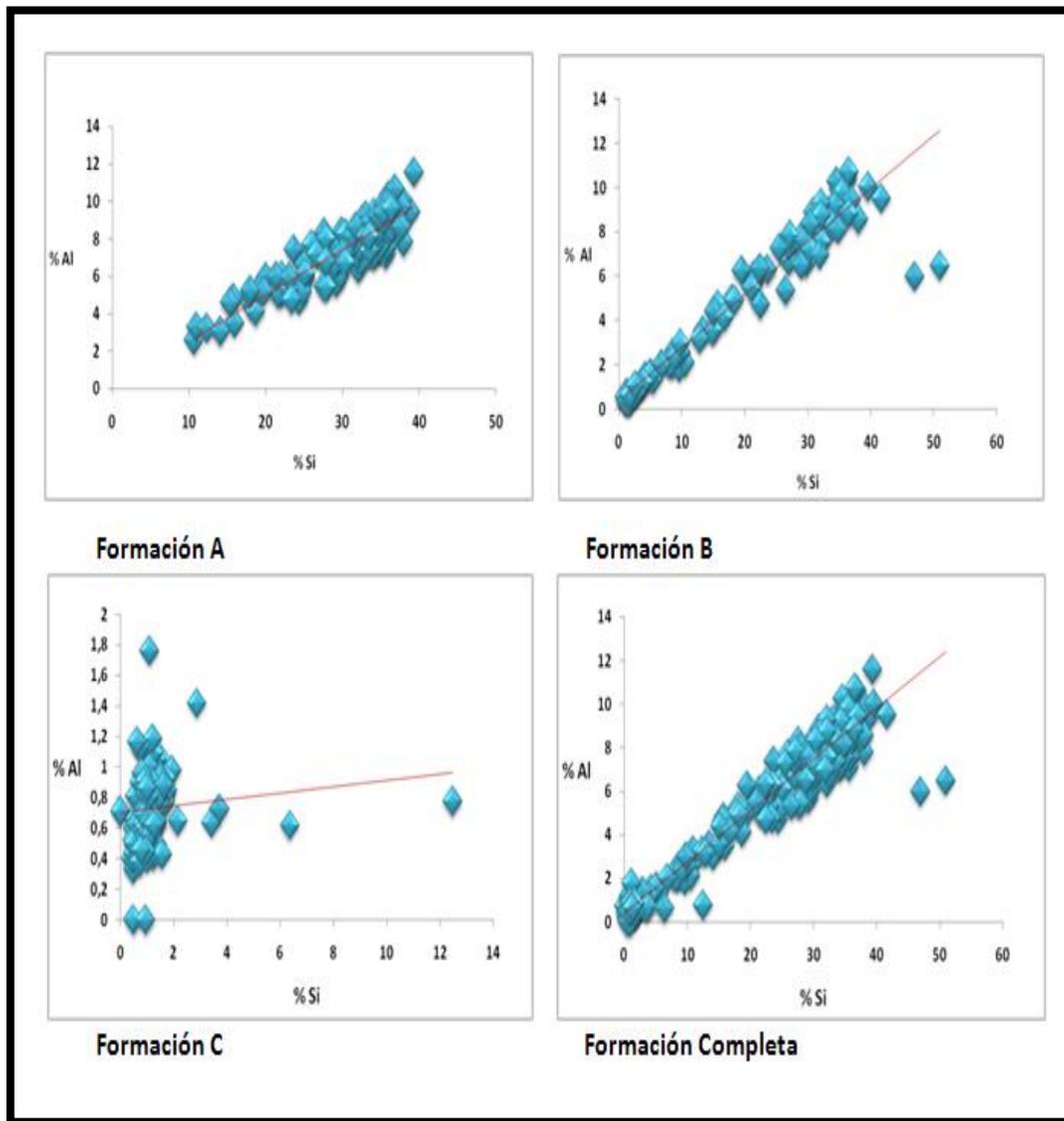


Figura 4.10 Gráficas de Porcentaje de Sílice vs. Aluminio.

La figura 4.10 muestra la relación que tiene el Sílice con respecto al Aluminio, en donde la Formación A tiene correlación directa con los elementos, del mismo modo lo tiene la Formación B con una ligera variación en los datos del Aluminio. Para la Formación C se tiene un rango pequeño de Sílice con ligera variación en el Aluminio, pero no tiene una relación lineal.

En la gráfica de la Formación Completa se observa una relación lineal, es decir si el Sílice incrementa el Aluminio también incrementa, lo cual se puede interpretar que la aportación de material terrígeno proviene de la misma fuente.

Como se sabe el Sílice existe en disolución en grandes cantidades en la mayoría de los ríos, y gran parte del Sílice está probablemente en disolución como un coloide que es arrastrado hasta el mar y precipitado por los electrolitos en el agua del mar. Aunque en este caso se tiene gran presencia de Sílice en la Formación A y B ya que son intervalos Brechas Carbonatadas que fueron formadas por el impacto del Meteorito contra la Plataforma de Yucatán.

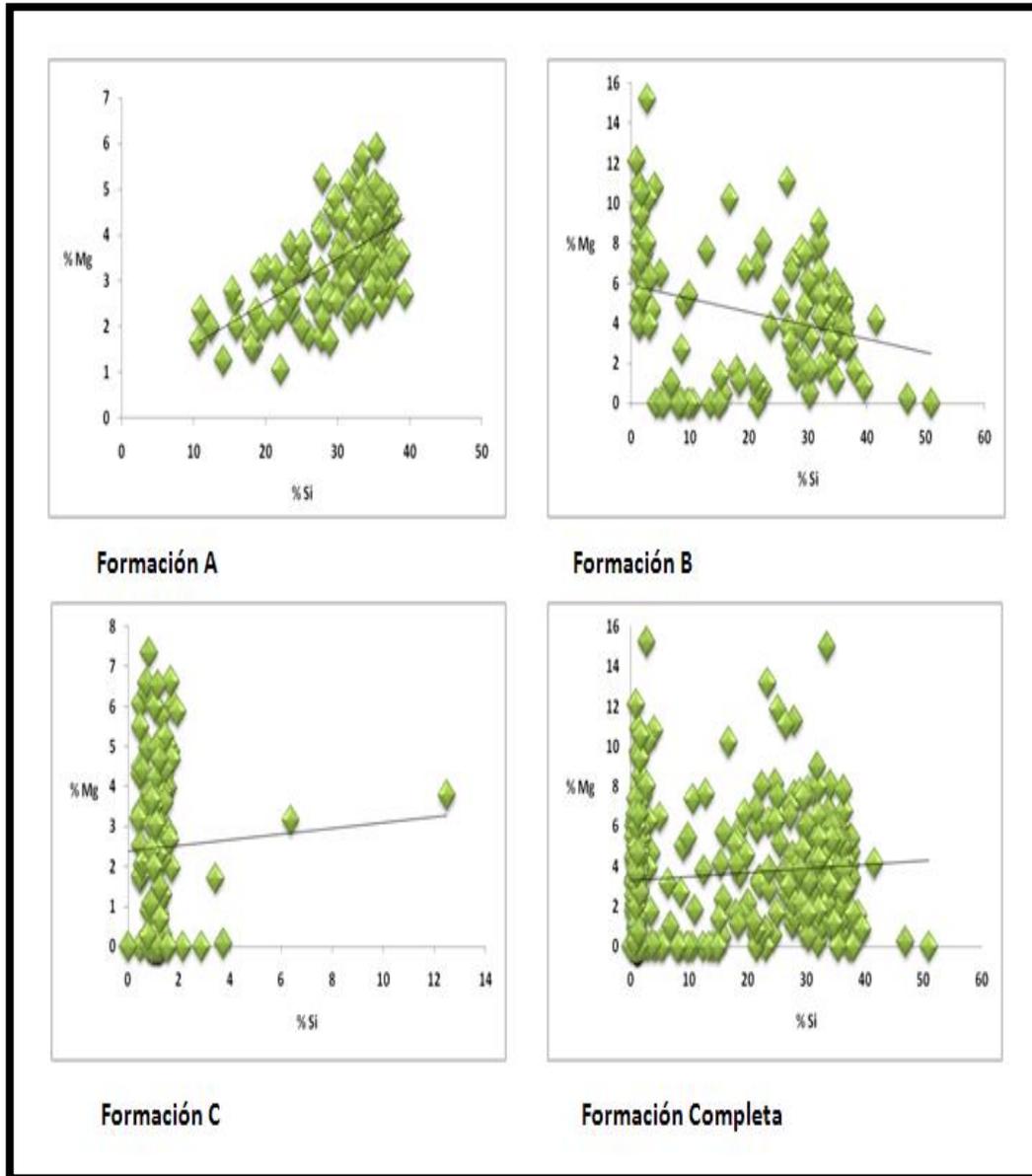


Figura 4.11 Gráficas de Porcentaje de Sílice vs Magnesio.

En la Figura 4.11 se observa en la Formación A se tiene correlación directa entre el Magnesio y el Sílice esto quiere decir que la aportación de material proviene de la misma fuente. En el caso de la gráfica de la Formación B se observa que si el Sílice incrementa el Magnesio disminuye, por lo que

no tiene una relación lineal, así como en la Formación C donde se tiene un rango pequeño de Sílice con variación de Magnesio.

Observando la gráfica de la Formación Completa no guarda una correlación entre el Magnesio y el Sílice ya que los datos están dispersos en la gráfica, lo cual puede interpretarse que el aporte de material para cada elemento proviene de diferentes fuentes.

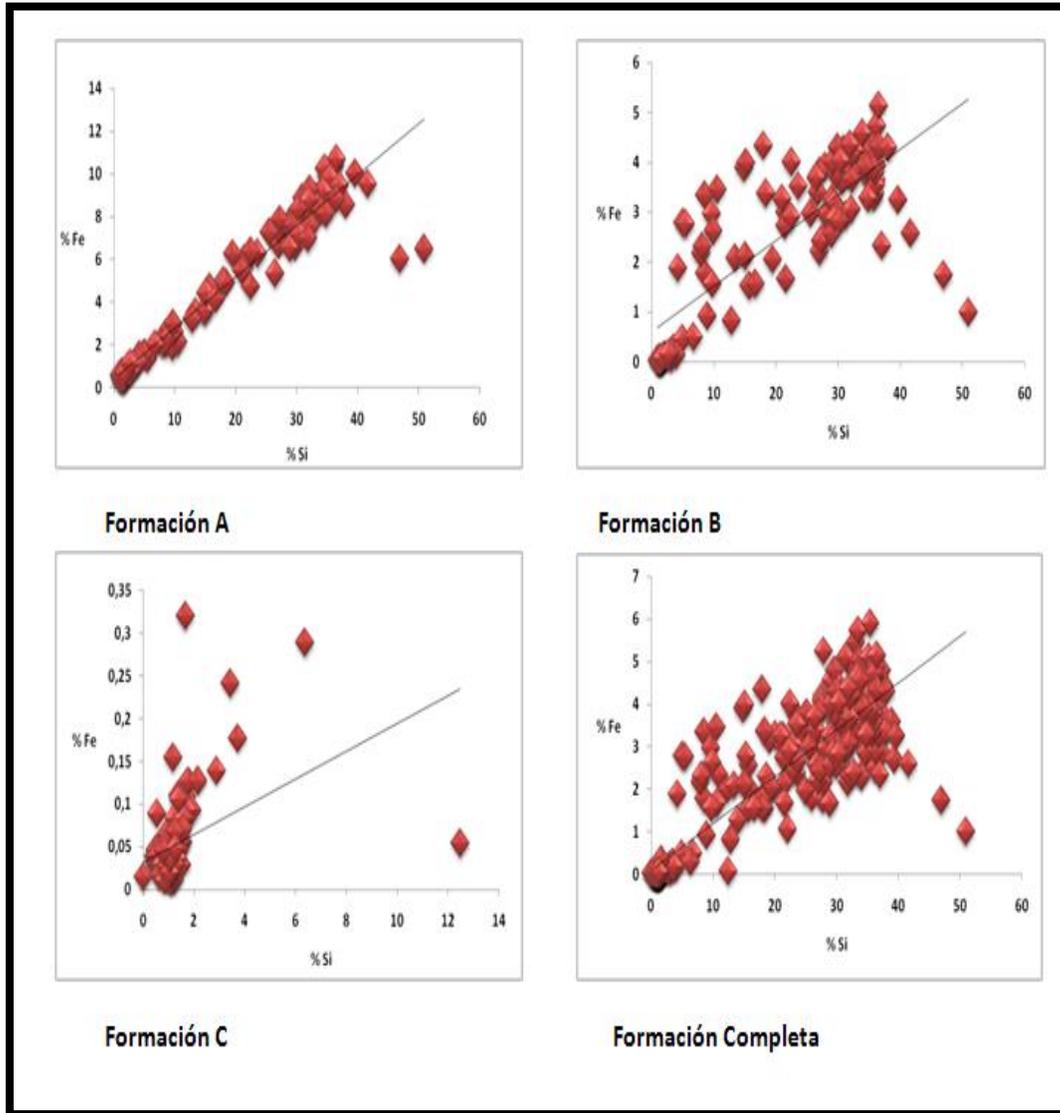


Figura 4.12 Gráficas de Porcentaje Sílice vs Hierro.

La figura 4.12 muestra la relación que tiene el Sílice con respecto al Hierro, en donde la Formación A tiene correlación directa con los elementos, del mismo modo lo tiene la Formación B con una variación en los datos del Aluminio. Para la Formación C se tiene un rango pequeño de Sílice con ligera variación en el Aluminio, pero no tiene una relación lineal.

Capítulo 4. Análisis e Interpretación

Con respecto a la gráfica de la Formación Completa se observa una relación lineal, es decir si el Sílice incrementa el Hierro también incrementa, lo cual se puede interpretar que la aportación de material terrígeno proviene de la misma fuente.

La presencia del hierro es espacialmente evidente en las rocas coloreadas de rojo o de café con óxidos férricos. Los minerales de hierro más comunes en las rocas sedimentarias son la limonita, la hemetita, la siderita, la greenalita, la glauconita, la pirita y la magnetita. Las rocas ricas en hierro, es decir, las rocas sedimentarias que contienen hierro en mayor cantidad que lo ordinario, son relativamente raras, aunque son prominentes en las formaciones de hierro del Precámbrico en muchas partes del mundo.

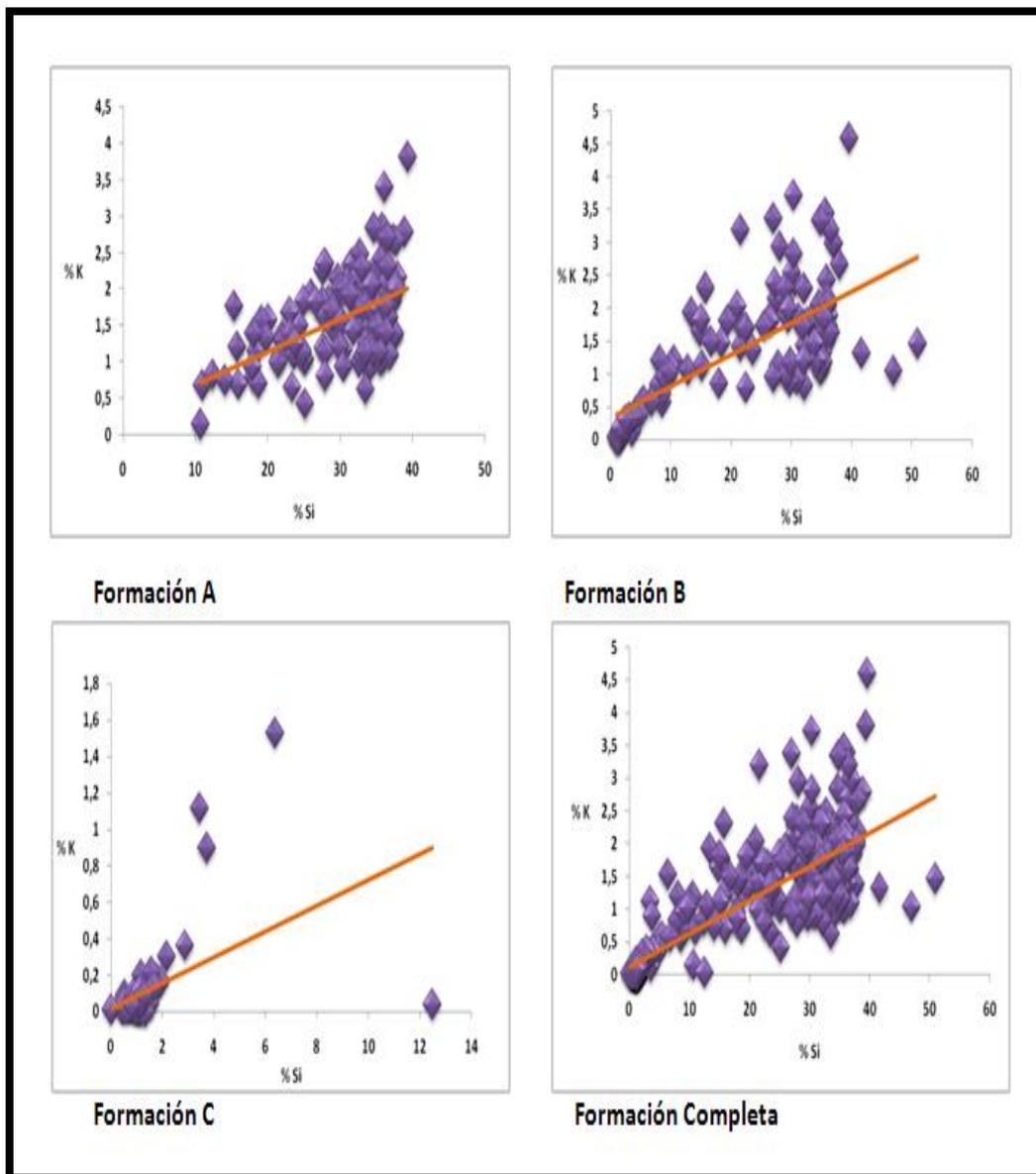


Figura 4.13 Gráficas de Porcentaje de Sílice vs Potasio.

Capítulo 4. Análisis e Interpretación

Los elementos que se tienen en la figura 4.13 son Potasio contra Sílice en donde se observa que en la Formación A, que mientras el Potasio aumenta el Sílice también, así como en la Formación B, pero en la Formación C se presenta una dispersión de datos que se agrupa al inicio de la gráfica en donde no hay una relación lineal entre los datos.

En la gráfica de la Formación Completa presenta una relación lineal esto se interpreta que cada uno de los elementos provienen de las mismas fuentes. Como se ha observado en las Formaciones A y B.

Para identificar el tipo de roca presente en los bloques estudiados se emplearon las graficas de porcentaje de Ca, Mg, Al y Si, así como el registro de susceptibilidad magnética junto con los datos de densidad. El proceso de identificación consiste en la comparación del porcentaje de Ca, Mg y Si. En el cual al tener menor aporte de Mg, se utiliza el registro de susceptibilidad magnética.

Profundidad (m)	Comportamiento Ca	Comportamiento Mg	Comportamiento Si	Comportamiento Al	Tipo de Roca
848.05-856.02	Se mantiene constantes del orden del 27%	Porcentajes del orden del 8%	Se mantiene constantes del orden del 35%	Porcentaje alrededor del 7%	Brecha Carbonatada
856.02-865.01	24%	Se mantiene constantes del orden del 11%	Porcentaje de alrededor del 35%	Porcentajes mínimos 8%	Brecha Carbonatada
865.01-876.67	Porcentajes variados	Porcentajes mínimos 4%	Porcentaje de alrededor del 35%	Porcentajes del orden del 9%	Brecha Carbonatada
876.67-883.81	Porcentaje contante del orden del 41%	Porcentajes variados 5-8%	Se mantiene constantes del orden del 25%	Porcentajes del orden del 5%	Brecha Carbonatada
883.81-929.52	Porcentaje del orden del 45%	Se mantiene constantes del orden del 4%	Porcentaje alrededor del 1%	Se mantiene constantes del orden del 8%	Caliza
929.52-942.01	Porcentaje del orden del 45%	Se mantiene constantes del orden del 5%	Porcentaje alrededor de 1-2%	Porcentaje alrededor del 1%	Caliza

Tabla 4.1 Evaluación de los dato obtenidos para la identificación de Formaciones.

Conclusiones

Generales

En la exploración y explotación de los yacimientos petroleros en rocas carbonatadas, es importante conocer lo más que se pueda acerca de estas rocas, como es su origen, su composición, los ambientes en los se depositan los sedimentos que posteriormente al pasar por diversos procesos forman las rocas carbonatadas, las diferentes clasificaciones de estas rocas, los procesos diagenéticos a los que son sometidas; todo esto con el fin de comprender en mejor medida el comportamiento de tales yacimientos.

Los procesos de formación de rocas carbonatadas, así como los elementos constituyentes, determinan en gran parte las características geológicas y petrofísicas, que se encuentran en los yacimientos.

Los procesos diagenéticos son de importancia debido a que llegan a modificar tanto las características geológicas como la estructura, composición, textura y propiedades, resultando cambios en las propiedades petrofísicas, principalmente en porosidad y permeabilidad.

Es importante conocer acerca de las porosidades, permeabilidades, presiones capilares y fracturamientos, que entre otras son las que determinan los niveles de producción en los yacimientos, y a medida que mejor se documente estas propiedades se podrán aprovechar en forma más eficiente los mecanismos de producción, y tener mayor control del yacimiento.

Los carbonatos son rocas que por su estructura propician el fracturamiento, por lo que es común encontrar yacimientos naturalmente fracturados. El fracturamiento es una característica importante ya que eleva considerablemente los rangos de permeabilidad en un yacimiento.

La porosidad primaria en los carbonatos es generalmente baja, sin embargo, los carbonatos presentan gran tendencia a desarrollar porosidades secundarias, debido a procesos diagenéticos, como disolución, con lo que aumentan sus rangos de porosidad.

En cuanto a la permeabilidad, hay yacimientos con rangos de permeabilidad menores a 0.1 mD; sin embargo, también existen otros con altos valores. Algunos procesos diagenéticos también contribuyen con el aumento de los rangos de permeabilidad de un yacimiento.

Con respecto a la ingeniería petrolera, las propiedades geológicas y petrofísicas son parte fundamental en la caracterización de yacimientos, y por otra parte, son factores indispensables para desarrollar los modelos matemáticos con los que se realizan las simulaciones para predecir el comportamiento de los yacimientos.

En cuanto a producción, es necesario determinar los rangos de variación de las propiedades petrofísicas, ya que en combinación con las propiedades de los fluidos se pueden calcular los gastos de producción, la vida del yacimiento, el momento oportuno de aplicar un método de recuperación mejorada (para los cual también se deben conocer las propiedades geológicas). También es con los datos petrofísicos, se pueden calcular los contactos entre los fluidos, y se puede simular el flujo de fluidos a la superficie.

Conclusiones

Con respecto a la perforación de pozos, las propiedades geológicas son de gran importancia, pues es necesario saber acerca de la litología, factor que determina, desde qué barrena se utilizará durante la perforación, los tipos de fluidos que se deben usar para no causar reacciones con la información, hasta el intervalo de interés para la explotación. La forma del yacimiento y la trampa son factores importantes para determinar la estrategia de desarrollar al yacimiento.

Registros y caracterización de formaciones

En este trabajo para la evaluación y caracterización de formaciones se emplearon y evaluaron nuevas herramientas de registro de núcleos, en particular el estudio geoquímico permite una mayor resolución en la identificación de tipos de roca en los intervalos medidos. La herramienta de registro utiliza el método de fluorescencia de rayos-x, que permite cuantificar la composición elemental en los núcleos de perforación, es fácil de manejar y puede ser usada en espacios reducidos. El método de fluorescencia permite cuantificar los elementos químicos con mayor porcentaje en la formación. Y que permitan evaluar las formaciones.

En el estudio de evaluación de la herramienta de registro y análisis de su potencial se trabajó en tres intervalos de brechas y calizas muestreados en el pozo exploratorio *Yaxcopoil-1*. Los intervalos analizados corresponden a las profundidades [847.92 - 861.05] [m], [876.12- 891.95] [m] y [929.42-942.1] [m]. m. En los núcleos se corrieron tres tipos de registros: análisis químicos por fluorescencia de rayos x, análisis químicos para identificación de calizas y dolomías y susceptibilidad magnética.

En los análisis de fluorescencia, los elementos con mayor presencia fueron: Sílice, Calcio, Aluminio, Hierro, Potasio y Magnesio. En los intervalos estudiados se encontró que la sílice tiene un mayor porcentaje a menor profundidad y a mayor profundidad incrementa el porcentaje de calcio. Con los porcentajes obtenidos se tiene información que ayuda a corroborar la presencia de brechas carbonatadas y calizas, los porcentajes de cada uno de los elementos se encuentran dentro del 40% y 45% en promedio. Las brechas carbonatadas y calizas constituyen unidades potencialmente de interés como rocas almacenadoras.

Los intervalos estudiados pertenecen a la unidad Santa Elena en la cual se presenta una gran columna de brechas carbonatadas con alto contenido en clastos silíceos que abarcaron los estudios en las Formaciones A y B así como a las Formación C que pertenecen a un Intervalo de calizas en donde el conjunto de registros y datos permitió reconocer el tipo de roca. Para la caracterización de las formaciones se compararon la información obtenida entre cada intervalo para observar los cambios tanto en los registros de Susceptibilidad y Geoquímico, en el caso de que si las graficas hubieran sido constantes entre cada cambio de profundidad se tiene una sola litología.

En el análisis del registro geoquímico se identificaron tres formaciones, la primera corresponde a la profundidad [876.12- 891.95] [m], que presenta los porcentajes de Aluminio al 8%, Hierro al 5%, Potasio al 3%, Calcio al 20 % y Sílice al 40% por lo que confirma la presencia de Brechas Carbonatadas ya que sus altos porcentajes en Calcio y Sílice lo demuestran.

Conclusiones

La segunda formación se encuentra en la profundidad [876.12- 891.95] [m], donde obtuvieron los siguientes porcentajes de Hierro al 6%, Aluminio al 10%, Potasio al 5%, Calcio al 40% y Sílice al 45% que también confirma la presencia de brechas carbonatadas.

Para la tercera formación corresponde a la profundidad [929.42-942.1] [m] en la cual se obtuvieron los siguientes porcentajes Aluminio al 2%, Potasio al 5%, Hierro al 1%, Calcio al 50% y Sílice al 5%, lo que aprueba la presencia de Calizas por sus altos porcentajes en calcio.

Para el apoyo del análisis geoquímico se compararon con los datos obtenidos en el registro de Susceptibilidad Magnética (S.M.) que permite documentar la presencia de metales ó metaloides. Con respecto a los datos obtenidos se tiene una alta susceptibilidad magnética en la profundidad más somera y conforme aumenta está misma disminuyen los valores, esto se puede interpretar que hay alto contenido en minerales ferromagnéticos en los primeros intervalos así como la presencia de metaloides en los últimos intervalos, lo que nos lleva a reafirmar la ubicación de brechas carbonatadas y calizas.

El Análisis Químico brinda una mayor confiabilidad en la identificación de calizas dolomitizadas. El método permite tener una caracterización sencilla y en corto tiempo de calizas-dolomías en núcleos de perforación, recortes y muestras de afloramiento.

La información recabada por el estudio de Susceptibilidad Magnética, Análisis Químico y el Análisis Geoquímico permitieron la caracterización de las formaciones. En el cual se desarrollaron registros geoquímicos de calcio y sílice que forman las componentes principales de las rocas con carbonatos de calcio marinos y los aportes de terrígenos.

Del análisis de resultados e integración de información, se considera se alcanza los objetivos de caracterización de formaciones ya que los datos recabados juntos con los registros obtenidos reafirman poder identificar las formaciones ya sea por un registros geoquímico ó un registro de susceptibilidad magnética.

Cabe mencionar que los estudios fueron realizados sobre núcleos continuos, los cuales tienen un alto costo de recuperación para exploración de yacimientos. Los métodos y herramientas de registros de pozo empleadas pueden ser aplicados al reconocimiento de elementos químicos presentes en los recortes de perforación que ayuden a detectar la presencia de gas ó impurezas.

BIBLIOGRAFÍA

- Arche, A.; 1992; *"Sedimentología. Del Proceso a la Cuenca Sedimentaria"*, editorial Csic-M Ciencia e Innovación.
- Arellano Gil *"Apuntes de Geología de Yacimientos"*, UNAM. F.I. 2002.
- Adams, A.E.; Mackenzie, W.S.; y Guilford, C.; 1997, *"Atlas de Rocas Sedimentarias"*, Masson.
- Ayala, S. R.; Granados, G.; Pineda, C.; y Villalobos, A. M.; 1984; *"Explotación petrolera en México (Evaluaciones en las formaciones en México)"*, Schlumberger.
- Cancino, R.; 2005; *"Características Geológico-Petrofísicas de Yacimientos Petroleros en Rocas Carbonatadas"*, tesis de licenciatura Facultad de Ingeniería-UNAM.
- Cardenas Vences G, *"Evaluación petrolera y métodos de explotación en el Complejo Ku-Maloob-Zaap"*. Tesis de licenciatura, UNAM. F.I. Febrero del 2005.
- Clasificación de Dunham (1962). Scholle, P.A.; Ulmer-Scholle, Dana, S.; 2003; *"A Color Guide to the Petrography of Carbonate Rocks: Grains, textures, porosity and diagenesis"*, AAPG Memoir 77, Oklahoma.
- Fred, R.J.; 1985; *"Carbonate Platform Facies Models"*, AAPG Bulletin V.69 No. 1, Virginia.
- Guillemot Jacques. *"Geología del petróleo"*. 2da edición, Madrid, Editorial PennWell Books, Tulsa, Oklahoma. 1992.
- López, R.E.: *"Geología General de México"*. Editorial Trillas, México, Séptima Edición, 15 de Octubre de 1993.
- Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, Tomo LIX, Num 1, 2007. P19-42, Ricardo José Padilla y Sánchez.
- Boletín de la Sociedad Geologica Mexicana Tomo LV, Núm 1, 2002, p. 30-37, Joshua H. Rosendfeld.
- PEMEX, Activo Integral Ku-Maloob-Zaap, 2009.
- PEMEX, AIKMZ, 2005.

INTERNET

- http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_serial&pid=0016-7169&lng=es&nrm=iso consultada el 8 de Agosto del 2012.
- <http://132.248.9.1:8991/hevila/RevistamexicanadefisicaE/2006/vol52/no2/1.pdf> consultada el 5 de Octubre del 2012.
- http://gmg.unizar.es/gmgweb/Asignaturas/Exogenall/TranspaMicroscopio/Pr%C3%A1ctica6_Carbonatadas_matriz_cemento_porosidad.pdf consultada en el 2012.
- <http://gustato.com/petroleo/Petroleo2.html> consultada el 17 de Septiembre del 2012.
- <http://sie.energia.gob.mx/sie/bdiController?action=login> consultada el 22 de Septiembre del 2012.
- <http://www.uclm.es/users/higueras/yymm/YM7.html> consultada 10 de agosto del 2012.
- http://www.slb.com/error.html?aspxerrorpath=/media/services/resources/oilfieldreview/spanish06/aut06/naturally_fract_reservoirs.pdf consultada el 28 de Septiembre del 2012.