



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

---

---

**“ESTUDIO DE NÚCLEOS DE ROCA DEL  
ACTIVO INTEGRAL CANTARELL DE LA SONDA  
DE CAMPECHE”**

**T E S I S**

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
INGENIERO GEÓLOGO**

**P R E S E N T A :**

**GARCÍA AVENDAÑO ALBERTO**

**DIRECTOR DE TESIS:**

**ING. JAVIER ARELLANO GIL**



MÉXICO, D.F.

2010.

“ Bueno es dar cuando nos piden; pero mejor es dar sin que nos pidan, como buenos entendedores. ”

*Khalil Gibrán*

## AGRADECIMIENTOS.

Quiero darle gracias a:

Dios por permitirme escribir estos párrafos ya que sin él y sin la ayuda de mis padres no hubiera llegado a este momento, gracias mamá que a pesar de tu carácter hiciste que por tus propios medios y manera de ser, tu Yolanda me hicieras una persona de bien, gracias papá que me hiciste ver que todavía hay cosas más difíciles en la vida que los problemas comunes que a todos nos acechan y que la vida nos da esa segunda oportunidad Lázaro, a mis hermanas Diosinanzin así como su esposo Francisco y Fabiola mi hermana menor este es un pequeño tributo de todo el amor que me han brindado todos estos años.

A mi alma mater a la Universidad Nacional Autónoma de México a la que nunca podre pagarle toda mi formación académica y por ende a la Facultad de Ingeniería, contando a todos los profesores que tuve desde la División de Ciencias Básicas hasta la División de Ciencias de la Tierra de los cuales cada uno me dio las herramientas para poder afrontar la vida profesional.

A mis amigos empezando por Yamel Anahi Sandoval Xool, a Cesar López Hernández quien es un gran amigo y me ayudo en Ciencias Básicas así como Oscar Abrego, Marco Antonio Trejo y Abel Santiago quienes ayudaron en momentos críticos a mi familia así como Bernal Manzanilla y la Ing. Lourdes García Peña y mi tía Reyna García Oropeza; sin olvidar antes a las personas que hubieran gustado de este momento como el Ing. Leovigildo Cepeda Dávila, Josue Jaime Téllez, Christian Macías Conde y Liliana López Juárez profesor y amigos de generación que en paz descansen.

Mis amigos de Ciencias de la Tierra empezando por los geólogos como Alejandro Ortega Nieto, Daniel López Aguirre, Pedro Alejandro López Zúñiga,

Mario Dávila y José Estrada Contreras además de geofísicos como Jorge Real Pérez además de Aurora.

A mis mejores amigos que he tenido hasta ahora en la vida laboral Cristian Moya García y Juan Martínez Quiroz además de mis compañeros de Agua Dulce, Veracruz y Cd. Del Carmen, Campeche así como los del DF el Lic. Manuel Huerta también Axel, Sergio, Jorge, Gaby, Citlali y José Luis (de Protección Civil).

Los amigos que me asesoraron en la elaboración de este trabajo como Xochitl Xolocotzi, Arturo, Fabián y el Ing. Rogelio Magaña.

A mi director de tesis el Ing. Javier Arellano Gil, el cual le tengo un aprecio por su paciencia y tolerancia en la elaboración de este trabajo sin olvidar a mis sinodales los Ings: Guadalupe Alvarado, Martell y Villamar además del Dr. Padilla, quienes también me asistieron en este trabajo.

Sé quien lea estos agradecimientos que probablemente no los he mencionado pero todas las personas estén o no estén mencionadas y estén en mis reminiscencias de mi ser para ustedes no es suficiente todo esto que he escrito para decirles GRACIAS!!!!!!.

Esperando agradecer dando de ahora en adelante todo mi esfuerzo para poner mi grano de arena para la construcción de este país y como universitario contribuir a la sociedad dando una aportación de lo que me ha dado por ser egresado de esta universidad para romper el paradigma en nuestro país del laberinto de la soledad sin olvidar por ser bicentenario de nuestra independencia, centenario de la revolución y de la Universidad Nacional el ideal de José Vasconcelos "POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU".

---

# ÍNDICE

<b>ÍNDICE .....</b>	<b>I</b>
<b>RESUMEN.....</b>	<b>VIII</b>
<b>CAPÍTULO 1.</b>	
<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
1.1. OBJETIVO .....	1
1.2. METAS .....	1
1.3. LOCALIZACIÓN DEL ÁREA.....	1
1.4. ANTECEDENTES .....	2
1.4.1. Aspectos Históricos .....	2
1.4.2. Formaciones Productoras .....	5
1.4.3. Infraestructura .....	5
<b>CAPÍTULO 2.</b>	
<b>TÉCNICAS DE MUESTREO,</b>	
<b>CORTE DE MUESTRAS Y ANALISIS DE LABORATORIO .....</b>	<b>6</b>
2.1. DEFINICIÓN DE NÚCLEO DE ROCA.....	6
2.2. TIPOS DE NÚCLEOS.....	6
2.2.1. Núcleos convencionales.....	6
2.2.2. Núcleos encamisados .....	9
2.2.3. Núcleos orientados .....	9
2.2.4. Núcleos presurizados .....	10
2.2.5. Núcleos de pared de pozo .....	10
2.3. OBTENCIÓN DE UN NÚCLEO CONVENCIONAL.....	11
2.3.1. Pozo estratigráfico .....	11
2.3.2. Pozo exploratorio.....	12
2.3.3. Pozo semi-exploratorio o delimitador.....	12

---

2.3.4. Pozo de desarrollo .....	12
2.4. CORTE Y RECUPERACIÓN DE UN NÚCLEO .....	13
2.4.1. Barrenas de perforación .....	14
2.4.2. Barrenas Tricónicas.....	15
2.4.3. Barrenas de cortadores fijos .....	16
2.4.3.1. Barrenas de diamante natural.....	17
2.4.3.2. Barrenas de diamante térmicamente estables (TSP).....	18
2.4.3.3. Barrenas de diamante policristalino (PDC).....	18
2.4.4. Barrenas especiales .....	19
2.5. CORTE DE MUESTRAS .....	20
2.5.1. Muestras de Tapón .....	20
2.5.2. Muestras de diámetro completo.....	21
2.5.3. Slabbs de núcleo.....	23
2.6. LIMPIEZA Y SECADO DE LAS MUESTRAS .....	24
2.6.1. Técnica Soxhlet .....	25
2.6.2. Técnica Dean Stark.....	25
2.6.3. Lavado por Centrifuga.....	26
2.6.4. Secado de las muestras.....	26
2.6.5. Pesado de las muestras.....	28
2.7. PREPARACIÓN DE MUESTRAS PARA ESTUDIO Y ANÁLISIS DE LABORATORIO.....	28
2.7.1. Porosidad .....	30
2.7.2. Permeabilidad.....	34
2.7.3. Saturación de Fluidos .....	36
2.7.4. Propiedades eléctricas de las rocas .....	38
2.7.5. Propiedades mecánicas de las rocas.....	40
2.8. INVENTARIO DE NÚCLEOS DE ROCA.....	41
<b>CAPÍTULO 3.</b> <b>MARCO GEOLÓGICO.....</b>	<b>50</b>
3.1. MARCO GEOLOGICO REGIONAL .....	50

---

---

3.2. UNIDADES LITOSTRATIGRÁFICAS .....	52
3.2.1. Basamento .....	52
3.2.2. Jurásico.....	55
3.2.2.1. Calloviano .....	55
3.2.2.2. Oxfordiano .....	55
3.2.2.3. Kimmeridgiano .....	55
3.2.2.4. Tithoniano .....	56
3.2.3. Cretácico .....	56
3.2.3.1. Cretácico Inferior .....	56
3.2.3.2. Albiano-Cenomaniano .....	57
3.2.3.3. Cretácico Superior.....	57
3.2.4. Cenozoico.....	57
3.2.4.1. Paleoceno.....	57
3.2.4.2. Eoceno.....	57
3.2.4.3. Oligoceno .....	58
3.2.4.4. Mioceno .....	58
3.2.4.5. Plioceno .....	58
3.2.4.6. Pleistoceno .....	59
3.3. MODELO ESTRUCTURAL .....	59
3.4. MODELO TECTÓNICO .....	60
3.4.1. Origen del Golfo de México.....	60
3.4.2. Origen de las cuencas del Sureste.....	63
...3.4.2.1. Localización .....	65
3.4.2.2. Pilar Tectónico Reforma Akal .....	65
3.5. AMBIENTES SEDIMENTARIOS .....	67
3.5.1. Jurásico.....	67
3.5.2. Cretácico .....	68
3.5.3. Cenozoico.....	70
<b>CAPÍTULO 4.</b>	
<b>SISTEMA PETROLERO .....</b>	<b>71</b>
4.1. ROCA GENERADORA.....	72
4.1.1. Subsistema Generador Oxfordiano .....	72
4.1.2. Subsistema Generador Titoniano .....	74

---

4.1.3. Subsistema Generador Mioceno (HIPOTÉTICO) .....	75
4.2. ROCA ALMACENADORA.....	76
4.2.1. Jurásico Superior Oxfordiano .....	77
4.2.2. Jurásico Superior Kimmeridgiano .....	77
4.2.3. Carbonatos Fracturados del Cretácico Inferior y Albiano-Cenomaniano.....	78
4.2.4. Brecha Calcárea del Cretácico Superior~Paleoceno (K-T).....	78
4.2.5. Rocas Cenozoicas .....	79
4.3. ROCA SELLO .....	79
4.4. MIGRACION DE HIDROCARBUROS .....	80
4.5. TRAMPAS .....	81
4.6. SINCRONIA DE EVENTOS.....	82
<b>CAPÍTULO 5.</b>	
<b>INTERPRETACIÓN DE</b>	
<b>ASPECTOS GEOLÓGICOS</b>	
<b>A PARTIR DE NÚCLEOS DE ROCA.....</b>	<b>84</b>
5.1. ANÁLISIS LITOLÓGICO .....	84
5.1.1. Unidades litológicas (Estratigráficas) .....	84
5.1.2. Descripciones de nucleos.....	86
5.1.3. Análisis de Fracturas .....	87
5.2. ANÁLISIS PETROGRÁFICO Y MINERALÓGICO.....	94
5.2.1. Petrografía de lámina delgada .....	94
5.2.2. Microscopia Electrónica y de barrido (SEM).....	96
5.2.3. Conteo de Puntos .....	97
5.2.4. Clasificación de carbonatos y secuencia paragenética.....	98
5.2.4.1. Resultado del conteo de puntos .....	102
5.2.5. Clasificación de areniscas y secuencia paragenética .....	104
5.2.5.1. Resultado del conteo de puntos .....	107
5.2.6. Análisis de Difracción por Rayos X.....	110
5.2.7. Tomografía de Rayos X .....	112
5.3. RADIATIVIDAD NATURAL.....	113

---

5.4 FLUORESCENCIA DE ROCAS.....	116
<b>CAPÍTULO 6.</b>	
<b>INTERPRETACIÓN DE</b>	
<b>PARÁMETROS PETROFÍSICOS</b>	
<b>A PARTIR DE NÚCLEOS DE ROCA.....</b>	<b>118</b>
6.1. POROSIDAD Y PERMEABILIDAD .....	119
6.1.1. Porosidad .....	119
6.1.1.1. Clasificación de la porosidad .....	120
6.1.2. Permeabilidad.....	121
6.1.2.1. Clasificación de la permeabilidad .....	122
6.1.2.2. Factores que afectan a la medición de la permeabilidad (Efecto Klinkenberg) .....	122
6.1.3. Descripción, procedimientos y resultados de los análisis de porosidad y permeabilidad .....	124
6.2. SATURACIÓN DE FLUIDOS.....	125
6.2.1. Saturación.....	125
6.2.1.1. Clasificación de la saturación .....	126
6.2.2. Tensión superficial .....	127
6.2.2.1. Medición de la tensión superficial.....	128
6.2.3. Mojabilidad.....	129
6.2.3.1. Medición de la mojabilidad (técnica de Amott).....	129
6.2.4. Presión capilar .....	131
6.2.4.1. Medición de la presión capilar .....	131
6.2.5. Descripción, procedimientos y resultados de los análisis de Saturación obtenidos de núcleos de pozos .....	132
6.3. PROPIEDADES ELÉCTRICAS .....	138
6.3.1. Factor de formación .....	139
6.3.2. Índice de resistividad .....	140
6.3.3. Descripción, procedimientos y resultados de los análisis de las propiedades eléctricas.....	141
6.4. PROPIEDADES MECÁNICAS.....	143
6.4.1. Esfuerzo .....	144
6.4.2. Distorsión.....	145

---

6.4.3. Relación Esfuerzo-Distorsión.....	145
6.4.4. Descripción, procedimientos y resultados de los análisis de las propiedades mecánicas (Velocidades acústicas en muestras de tapón y de diámetro completo).....	146
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>149</b>
Conclusiones.....	149
Recomendaciones.....	150
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>151</b>
<b>APÉNDICES.....</b>	<b>i</b>
APÉNDICE A	
DESCRIPCIONES DE NÚCLEOS DE ROCA .....	i
APÉNDICE B	
IMÁGENES Y DESCRIPCIONES PETROGRAFICAS DE LAS ROCAS CARBONATADAS .....	vi
APÉNDICE C	
IMÁGENES Y DESCRIPCIONES PETROGRAFICAS DE LAS ROCAS DETRITICAS .....	xi
APÉNDICE D	
POROSIDAD Y PERMEABILIDAD.....	xv
APÉNDICE E	
ANÁLISIS DE SATURACIÓN (Mojabilidad, presión capilar y permeabilidad relativa) .....	xviii
APÉNDICE F	
PROPIEDADES ELÉCTRICAS (Factor de formación e índice de resistividad) .....	xxiv
APÉNDICE G	
PROPIEDADES MECÁNICAS (Velocidades acústicas en muestras de tapón y DC.) .....	xxx
<b>ÍNDICE DE FIGURAS, TABLAS Y GRÁFICAS .....</b>	<b>xxxiv</b>
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xxxiv
ÍNDICE DE TABLAS .....	xliii
ÍNDICE DE GRÁFICAS.....	xliv

## RESUMEN

En el presente trabajo se presenta la metodología, de los análisis que se realizan a los núcleos de roca de los campos del Activo Integral Cantarell (AIC), perteneciente a la Región Marina Noreste (RMNE). Estos análisis son de vital importancia para determinar propiedades petrofísicas, las cuales están determinadas por la composición, textura y fábrica de las rocas, que por lo regular en los campos de este activo provienen del subsuelo a profundidades de más de 4,000m. Se presentan parcialmente algunos ejemplos de núcleos del AIC.

El capítulo 1, se trata lo referente a los objetivos y metas de este trabajo, los cuales destacan la importancia de los núcleos de roca, que son la evidencia de los yacimientos que mediante el mayor conocimiento de este, permite que los procesos de exploración y explotación petrolera sean más eficientes aunado a todo ello se menciona la ubicación geográfica y el área de estudio, así como los antecedentes de la zona. Además se hace referencia a los primeros trabajos exploratorios realizados en el área y los indicios para el descubrimiento de los yacimientos de la RMNE; dentro de ellos el campo Cantarell siendo este uno de los más grandes del mundo cuya producción inició en 1976 alcanzando en 2004 su máxima producción de la historia y por ende también del país de 3,383,000 barriles diarios en promedio.

El capítulo 2, se presentan los procesos, equipos y herramientas utilizados para la extracción de los núcleos de roca, los procesos de corte (en diámetro completo (DC) o en muestra de tapón) y finalmente el proceso de limpieza, que permite determinar las propiedades petrofísicas las cuales se determinan a través de la metodología que aquí se presenta.

En el capítulo 3, se presenta el marco geológico tanto regional como local donde se mencionan las principales formaciones geológicas y los procesos tectónicos que afectaron a la zona de estudio. La columna estratigráfica tipo está representada por depósitos de edad del Jurásico Medio con presencia de evaporitas del Calloviano a las cuales sobreyacen concordantemente al Jurásico Superior depósitos representados por las formaciones Ek-Balam (Oxfordiano), Akimpech (Kimeridgiano) y Edzna (Titoniano), constituidas por miembros terrígenos calcáreo-arcillosos y calcáreos. En el Cretácico Inferior la formación Akal está conformada por carbonatos, para el Cretácico Superior la formación Cantarell alcanza la base del Terciario conformando la brecha calcárea por su parte en el Paleoceno la formación Abkatún está constituida por intercalaciones de depósitos terrígenos con carbonatos, el Eoceno Medio es un depósito de calcarenitas, el Neógeno esta conformado por las formaciones Depósito y Encanto mientras que para Plioceno-Pleistoceno las formaciones Concepción, Filisola, Agueguesquite, Cedral y Reciente están constituidas principalmente por Terrígenos.

El capítulo 4, se describe al sistema petrolero, siendo las rocas generadoras de facies calco-arcillosas del Oxfordiano, Titoniano y del Mioceno; las rocas almacenadoras son areniscas del Oxfordiano, bancos oolíticos del Kimeridgiano, así como carbonatos fracturados del Cretácico Inferior y Superior, además de las Brechas Calcáreas dolomitizadas del límite Cretácico-Paleógeno, así como horizontes de calcarenitas del Eoceno y cuerpos arenosos del Mioceno-Plioceno. Las rocas sello del Oxfordiano son secuencias de anhidrita, las del Titoniano son básicamente lutitas, del Cretácico son carbonatos (mudstone y wackestone), mientras que para el Paleoceno son lutitas con bentonita. La migración ocurrió horizontal y verticalmente. Las trampas son estructurales y combinadas, predominando los pliegues dislocados por fallas normales, inversas y laterales. Existió sincronía entre todos los elementos del sistema petrolero.

El capítulo 5 es el tema principal de este trabajo, ya que en el se trata lo referente a la interpretación de aspectos geológicos, los análisis tanto en muestras de diámetro completo (DC) o muestras de tapón y también se trata lo referente a la descripción de núcleos de DC para algunos de los pozos mediante la correlación estratigráfica y datos de registros geofísicos de pozos donde se identifican las diversas edades y los análisis de fracturas permiten obtener valores estructurales para fracturas abiertas y fracturas mineralizadas. En lo que respecta a las muestras de tapón, de ellas se realizaron láminas delgadas que se estudiaron con el microscopio petrográfico y el electrónico de barrido; con estas técnicas apoyadas con el conteo de puntos se determinó la secuencia paragenética que afecta a cada tipo de rocas. Otros análisis que se realizaron solo para algunas de las muestras de estos pozos, son la fluorescencia, medición de la radiactividad natural y tomografías, para interpretar la presencia de fracturas, así como la difracción de Rayos X para determinar la mineralogía, la porosidad y la permeabilidad.

En el capítulo 6, se describen para algunos pozos los aspectos petrofísicos de núcleos de roca donde se determinó la porosidad y la permeabilidad tanto a muestras de DC y tapones; se utilizaron porosímetros y permeámetros, donde dichas muestras son sujetas a diferentes presiones de confinamiento en diversos fluidos como los gases por el efecto Klinkenberg. También se realizó el análisis de Saturación donde se tomó en cuenta la mojabilidad, presión capilar y permeabilidad relativa. En lo que respecta a las propiedades eléctricas se determinó el factor de formación y el índice de resistividad. Las propiedades mecánicas de las rocas se determinaron por varios métodos como por ejemplo la presión triaxial y la velocidad acústica.

## **CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN**

Los estudios integrados que se realizan a los núcleos de roca en la industria petrolera son de gran utilidad e importancia ya que proporcionan información petrofísica, sedimentológica y estructural, muy útil para entender el sistema petrolero y optimizar la explotación del yacimiento; en una primera instancia los núcleos que se obtienen en la perforación de pozos petroleros proporcionan información detallada sobre los procesos, condiciones de depositación y diagénesis que ocurrieron en las rocas sedimentarias. Estos estudios son un marco de referencia para proporcionar la información geológica necesaria que sirve de pauta para la actualización del modelo geológico de un campo en estudio, como ocurre en el activo Cantarell de la Región Marina Noreste (RMNE), que se tratará en este trabajo. Las herramientas que se emplean para un corte de núcleo usan los mismos principios y equipo similar al que se ocupa en la perforación convencional, solo que con algunas adaptaciones pueden recuperar muestras representativas de las formaciones del subsuelo; es importante cuidar la muestra para lograr una mejor recuperación y obtener su orientación.

### **1.1. OBJETIVO**

El presente trabajo tiene como objetivo principal destacar la importancia de cortar un núcleo en un pozo petrolero, debido a la información que se obtiene del mismo mediante estudios especializados que se realizan para conocer las propiedades petrofísicas y características de la formación geológica que se está cortando; además se describen la terminología y las herramientas que se emplean para el corte del núcleo y la metodología para la adecuada recuperación y tener control de su orientación.

### **1.2. METAS**

- Explicar de una manera clara y sencilla la importancia que tiene la extracción de un núcleo en la industria petrolera.
- Dar a conocer qué tipo de análisis de interpretación de aspectos geológicos y parámetros petrofísicos se realizan a los núcleos de roca.
- Describir el proceso en el inventariado de los núcleos.

### **1.3. LOCALIZACIÓN DEL ÁREA**

La Sonda de Campeche está localizada en aguas territoriales del Golfo de México, en su porción suroccidental; hacia el oriente se ubica la Península de Yucatán y al sur y sureste los estados de Campeche y Tabasco del sureste de la República Mexicana. Se encuentra a 80 km de la costa y queda comprendida entre las siguientes coordenadas geográficas: N20°10', W92°40', N18°55' y W91°55' (López, 1983).

Fisiográficamente queda situada en la plataforma continental, en una franja que comprende las isobatas de 20 a 200 m de profundidad, con una superficie aproximada de 15,000 km<sup>2</sup>; geológicamente queda incluida en la Sonda de Campeche, según denominación de Petróleos Mexicanos; los rasgos estructurales y estratigráficos son similares al área de Chiapas – Tabasco (López, 1983).

En relación a las muestras de núcleo analizadas en este trabajo, estas provienen de la Región Marina Noreste que administra los activos integrales de Cantarell y Ku-Maloob-Zaap. (FIG. 1.1.).

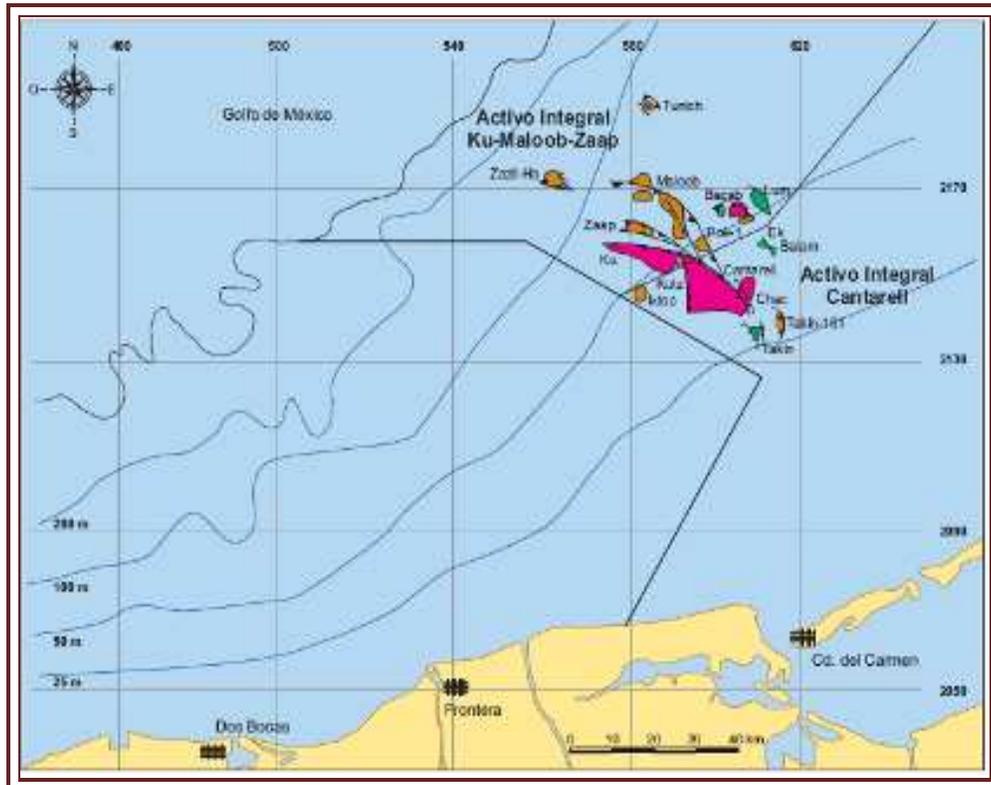


FIGURA 1.1. Ubicación geográfica de los Activos Integrales de la Región Marina Noreste (Reservas de hidrocarburos de México PEMEX, 2007).

## 1.4. ANTECEDENTES

### 1.4.1. Aspectos Históricos.

En el año de 1949 se realizaron los primeros trabajos exploratorios en la Plataforma Continental del Golfo de México, frente a la porción sur de los estados de Veracruz y Tabasco, encontrándose escasas evidencias de hidrocarburos, sin embargo los trabajos geológicos efectuados en tierra en 1960, cerca del poblado de Xicalango en Campeche, indicaban una mayor posibilidad de encontrar yacimientos en una continuación estructural hacia el mar (Ángeles, 1985).

Con la información geológica obtenida de los pozos perforados en la península de Yucatán, Campeche y Tabasco; así como con el conocimiento de la geología regional y el análisis de la información sísmológica del área, se procedió a la elaboración de mapas paleogeográficos principalmente del Jurásico y del Cretácico; dichos mapas indicaron que en la “Sonda de Campeche” debían de existir condiciones sedimentológicas y estructurales similares a las terrestres productoras del área mesozoica de “Chiapas – Tabasco”. Todos los estudios geológicos realizados y la presencia de una importante manifestación de hidrocarburos en aguas de la Sonda de Campeche, aproximadamente a 70 km al norte de Cd. del Carmen, Campeche; dio lugar a que se considerara como un área promisorio, y que se hicieran trabajos de detalle (Ángeles, 1985).

En 1971 un pescador campechano de nombre Rulecindo Cantarell informa a PEMEX el descubrimiento de una mancha de aceite que brotaba desde el fondo del mar en la Sonda de Campeche, ocho años más tarde el pozo Chac-1 marcaría el principio de la explotación de uno de los yacimientos más grandes del mundo: Cantarell, que a poco más de 30 años de su descubrimiento ha producido más de 12 mil 118 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbpce).

En la TAB.1.1 se muestran los campos petroleros más importantes del mundo por su volumen de reservas probadas, ubicando a Cantarell en el sexto lugar.

<b>PRINCIPALES CAMPOS PETROLEROS A NIVEL MUNDIAL</b>			
<b>CAMPO</b>	<b>PAÍS</b>	<b>AÑO DE DESCUBRIMIENTO</b>	<b>RESERVA ORIGINAL ESTIMADA* (mmbpce)</b>
Al-Ghawar	Arabia Saudita	1948	83.0
Burgan	Kuwait	1938	72.0
Bolívar C.	Venezuela	1917	32.0
Safaniya	Arabia Saudita	1951	30.0
Tengiz	Kasajstan	1979	26.0
<b>Cantarell</b>	<b>México</b>	<b>1976</b>	<b>20.6</b>
Rumailia	Iraq	1953	20.0
Ahwaz	Iran	1958	17.0
Daqing	China	1959	16.0
Kirkuk	Iraq	1927	16.0
<i>* Reservas probadas.</i>			

TABLA 1.1. Los campos petroleros más grandes del mundo (Gibson Consulting ,2007).

En la década de los años 70's del siglo pasado se inicia la perforación de otros pozos Chac-1, Akal-1 y Bacab 1, con lo que se descubrieron los primeros tres campos productores. (Cárdenas, 2008).

El 21 de marzo de 1976 comenzó la perforación del pozo Chac-1, que bajo la dirección del Departamento de Explotación de Ciudad Pemex, Tabasco; resultó productor de aceite y gas en la Brecha del Paleoceno-Cretácico Superior, a 3358 m de profundidad (Cárdenas, 2008).

En el mes de junio de 1977, se inicia la perforación de los pozos Bacab-1, a 3382 m y Akal-1 a 1263 m, resultando productores ambos en la Brecha del Paleoceno-Cretácico Superior; en ese mismo mes se inició la perforación del pozo Kukulcan-1 con una profundidad de 3522m, resultando invadido. Durante ese año se perforaron también los pozos Ek-1, Abkatún y Hol-1, con profundidades que variaban de los 2900m a 700m (Cárdenas, 2008).

Hacia 1981 ya se habían perforado 40 pozos alcanzando una producción de 1.2 millones de barriles diarios de aceite. La alta capacidad productiva del complejo se manifestó en algunos pozos, con gastos de más de 50 mil barriles diarios. La estrategia de producción hasta el inicio de los años noventa, fue la de mantener una plataforma de producción de un millón de barriles diarios de aceite (Cárdenas, 2008).

En 1996 se llevó a cabo de un nuevo estudio sísmológico tridimensional cuyos resultados ofrecieron perspectivas más precisas sobre el potencial de este campo (Hernández, 2008).

En los inicios de 1999 las reservas probadas y probables de hidrocarburos se estimaron en 13 mil millones de barriles. La cifra anterior no incorpora aún las reservas del bloque autóctono del campo Cantarell llamado Sihil (Hernández, 2008).

En mayo de 2000 se inició la inyección de nitrógeno en Cantarell para mantener la presión del yacimiento y los niveles de producción. La planta de inyección de nitrógeno se encuentra localizada en la península de Atasta, Campeche, a 60 kilómetros de Ciudad del Carmen y a 100 de Villahermosa, Tabasco (Hernández, 2008).

De producir PEMEX 748 mil barriles diarios durante los setentas del siglo pasado, el promedio de producción diaria del país creció hasta alcanzar 2,5 millones de barriles en la década de los ochentas, 2.8 millones en los noventas y 3.2 millones en el periodo 2000-2007 (Hernández Juárez, 2008).

En producción total en los ochentas alcanzó el 36.7%, el 40.8% en los noventas y el 56.8 % en el periodo 2000-2007 (Hernández, 2008).

En 2004, el país alcanzó su cifra record de producción con un promedio de 3 383 000 barriles diarios (FIG. 1.2.), al tiempo que su dependencia de Cantarell alcanzaba también niveles históricos que fue el 63.2 % de la producción global ("Las reservas de hidrocarburos de México",2007).

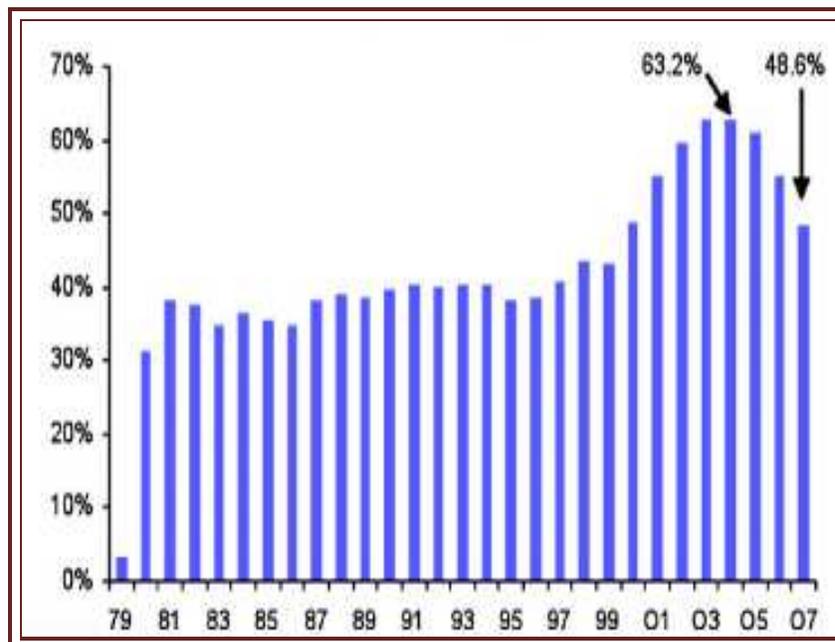


FIGURA 1.2. Porcentaje de producción del país proveniente de Cantarell (Reservas de hidrocarburos de México PEMEX, 2007).

### 1.4.2. Formaciones Productoras

Las formaciones productoras en Cantarell corresponden al Jurásico Superior Kimeridgiano, Cretácico Superior y carbonatos del Paleoceno Superior y el Eoceno Medio (FIG.1.3).

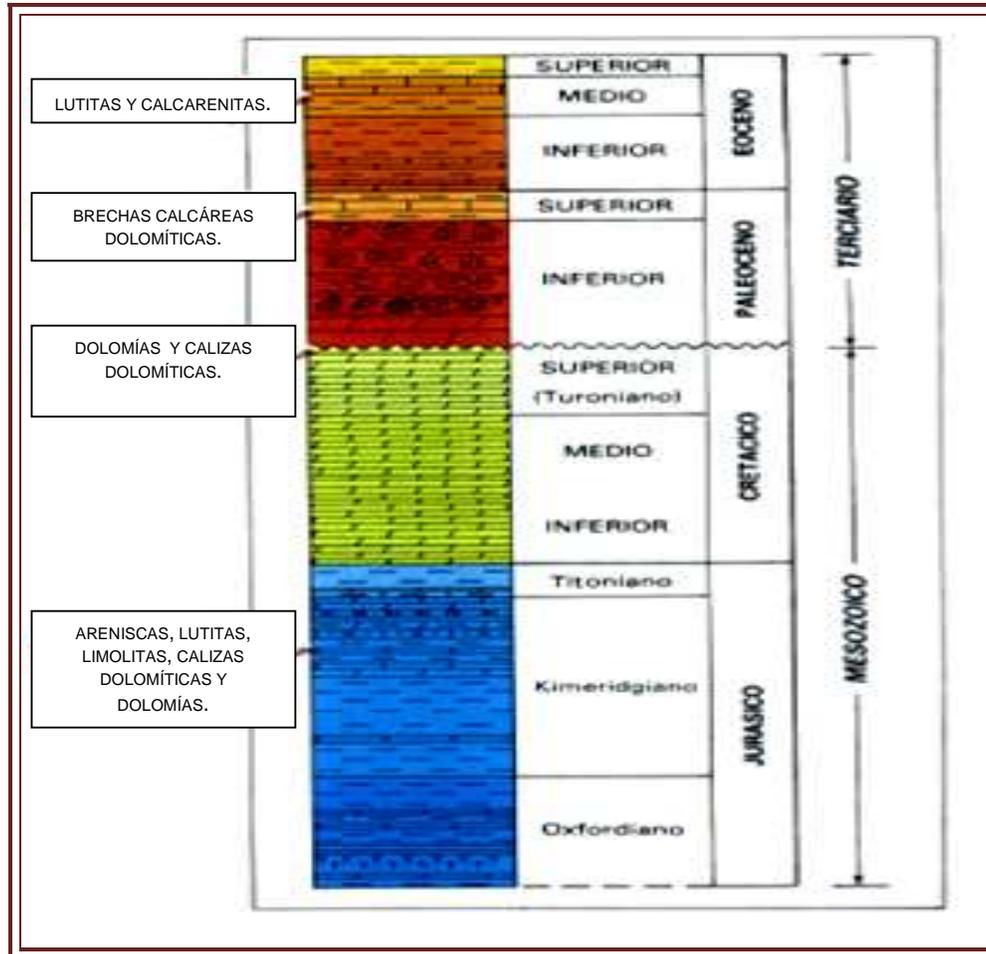


FIGURA 1.3. Columna Geológica típica del complejo Cantarell (modificada de Evaluación de Formaciones de México, SLB 1984).

### 1.4.3. Infraestructura

El complejo Cantarell está conformado por una extensión aproximada de 162 kilómetros cuadrados, donde se han perforado 211 pozos petroleros de los cuales 189 están activos, con un espaciamiento que varía de 400 a 800 metros. En términos de producción, Cantarell es la zona productora más importante del país, el segundo en reservas totales, después de Chicontepec, con la diferencia de que es el primero en reservas probadas. Los hidrocarburos producidos por este campo son aceites con densidades de 20° a 24° API, y su explotación se realiza a través de 183 pozos en operación utilizando métodos de recuperación primaria y secundaria ("Las reservas de hidrocarburos de México", 2007).

El Activo Integral Cantarell es el primer productor de aceite a nivel nacional durante 2008, se ubicó en dos millones 799 mil barriles diarios, cifra 9.2 por ciento inferior a la registrada en 2007 ("Las reservas de hidrocarburos de México", 2007).

## **CAPÍTULO 2. TÉCNICAS DE MUESTREO, CORTE DE MUESTRAS Y ANÁLISIS EN LABORATORIO**

### **2.1. DEFINICIÓN DE NÚCLEO DE ROCA**

Un núcleo de roca se puede definir como una muestra cilíndrica tomada de un segmento de una secuencia de rocas, cortado bajo diferentes condiciones de perforación, con la intención de obtener información referente a la litología, saturación de fluidos, porosidad, permeabilidad, textura, etc., de un intervalo de interés de determinada formación geológica.

El núcleo es un segmento de roca que no ha sido sometida a contaminación del lodo y proporciona muestras intactas de la formación a evaluar, por lo que es el único método para realizar mediciones directas de las propiedades de la roca y de los fluidos contenidos en ella.

A partir del análisis de los núcleos se obtienen un conjunto de datos muy valiosos para los diferentes especialistas relacionados con la ingeniería petrolera, tales como geólogos, ingenieros en perforación e ingenieros de yacimientos.

Los ingenieros geólogos y de yacimientos obtienen información sobre: litología, porosidad, permeabilidad, saturación de aceite, gas y agua, interfaces aceite-agua, gas-aceite, rumbo y echado de las capas, contenido de materia orgánica, microfósiles, fracturamiento, etc.

Para los ingenieros de perforación e ingeniería de yacimientos obtienen información para conocer las características físicas y mecánicas de la roca que se debe tomar en cuenta en los futuros proyectos de perforación, y en el desarrollo del campo.

Por lo general, se recomienda cortar un núcleo en cada una de las formaciones que son productoras en los pozos de correlación, aunque en los pozos exploratorios es recomendable obtener núcleos en varios niveles estratigráficos.

Aunque en este trabajo solo se realizará el análisis y descripción de los núcleos convencionales, es necesario mencionar, que también existen otros tipos de núcleos.

### **2.2. TIPOS DE NÚCLEOS**

Según el Manual de procedimientos y cuerpo de conocimientos para el curso de operador básico para el registro de hidrocarburos de Rotenco (2009), en el mercado de la industria petrolera existen 5 tipos de núcleos que se obtienen con diferentes fines y herramientas, estos tienen las siguientes características:

#### **2.2.1. Núcleos convencionales**

Una vez alcanzada la profundidad deseada durante la perforación de un pozo, es decir que se alcance a la unidad geológica de interés se cortan este tipo de núcleos.

- a) Se baja el barril muestrero con la sarta de perforación y se inicia el corte del núcleo.

- b) Si esta operación continua, el núcleo cortado se mueve al interior del barril muestreador (FIG. 2.1.).

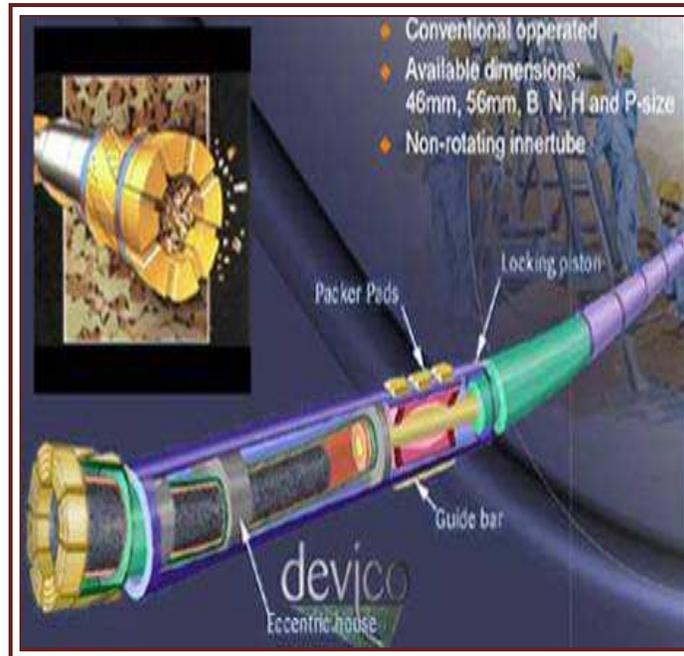


FIGURA 2.1. Ejemplo de corte de núcleo en el subsuelo con la sarta de perforación (Tomada de [http://www.accu-drill.com/images/services\\_devidrill2.jpg](http://www.accu-drill.com/images/services_devidrill2.jpg), 2009).

- c) Ya teniendo la longitud programada o por falta de avance, se reduce el peso sobre la corona, se aumentan las revoluciones por minuto (rpm) y algunas veces, se detiene la circulación para desprender el núcleo (FIG. 2.2.).



FIGURA 2.2. Barrena con el barril (izquierda) y la corona se desprende (derecha) al final alcanzando la profundidad total deseada para obtener el núcleo (Tomada de <http://www.icdp-online.de/sites/sanandreas/news/news1.html>, 2009).

- d) Se pueden obtener muestras cilíndricas de diferentes medidas por ejemplo, de 9 m de largo y con diámetros que van de 2 3/8" a 3 9/16", aunque en el mercado hay herramientas disponibles que permiten obtener núcleos con longitudes entre 6 y 27 m de longitud, y de 1.25 a 6 pulgadas (3.18-15.25 cm) de diámetro; dependiendo del equipo utilizado, de los costos, del objetivo del pozo y del tipo de roca, se pueden obtener diferentes diámetros y longitudes. Los diámetros más comunes para los núcleos extraídos de los campos petroleros de México, son de 2.5 pulgadas (6.35 cm) hasta 4 pulgadas (10.15 cm). Los tamaños mayores han sido raramente utilizados en pozos petroleros y generalmente son para objetivos relativamente someros y con pozos de mayor diámetro, por ejemplo en agujeros de 12.25" perforados para obtener gastos de alta producción, bombas sumergibles o pozos perforados para inyección de fluidos (Pemex UPMP, 2003), como se ilustra en la FIG. 2.3.



FIGURA 2.3. Distintos tipos de barriles y coronas empleados para la extracción de núcleos (Tomada de <http://www.allproducts.com/manufacture97/forsuntool/product5.html>, 2009).

- e) Posteriormente ya en la superficie, el núcleo se recupera en el piso junto a la torre de perforación y se le encomienda al geólogo analizarlo, describirlo, orientarlo y guardarlo (FIG. 2.4).



FIGURA 2.4. Ejemplo de un núcleo orientado y guardado en forma adecuada (Pemex, 2008).

Este tipo de núcleo es adecuado únicamente cuando se tienen formaciones compactas, ya que si el material está suelto o muy fracturado, no se obtienen muestras representativas, por lo que se debe de utilizar otro tipo de herramienta o de análisis.

### 2.2.2. Núcleos encamisados

Cuando se requiere cortar un núcleo en formaciones pobremente consolidadas recurriendo a la técnica convencional, la recuperación es inferior al 10 % de la longitud cortada, por lo que se recomienda obtener núcleos encamisados (*Manual de procedimientos y cuerpo de conocimientos para el curso de operador básico para el registro de hidrocarburos*, Rotenco 2009).

En formaciones suaves, quebradizas o semi-consolidadas es recomendable cubrir al núcleo con una camisa de neopreno o de fibra de vidrio, posteriormente se realiza la consolidación artificial de núcleo, se lleva a cabo congelándolo o inyectándole gel plástico, posteriormente se transporta al laboratorio para su análisis (FIG.2.5).



FIGURA 2.5. Núcleo encamisado en una formación pobremente consolidada (Tomada de [http://www.icdp-online.de/sites/sanandreas/news/iod/DIS\\_OTHER\\_2007\\_08\\_31.htm](http://www.icdp-online.de/sites/sanandreas/news/iod/DIS_OTHER_2007_08_31.htm), 2009).

### 2.2.3. Núcleos orientados

Son núcleos que se toman de tal manera que es posible conocer que orientación tenían sus componentes en el subsuelo por ejemplo el rumbo y el echado de los estratos de fallas o de fracturas.

A diferencia de los recortes en los núcleos, también se pueden identificar estructuras diagenéticas y sedimentarias a escala de muestras de mano. Se trata de un núcleo convencional, del cual es posible realizar una estimación de la orientación, la exactitud de la orientación es alta siempre y cuando se tenga un buen control de la inclinación del agujero nucleado (*Manual de procedimientos y cuerpo de conocimientos para el curso de operador básico para el registro de hidrocarburos*, Rotenco 2009).

### 2.2.4. Núcleos presurizados

En las operaciones convencionales, las propiedades del núcleo cambian a medida que el núcleo sube a la superficie, ya que cambian las condiciones de presión y de temperatura.

El cambio en la presión y en la temperatura, resultan en una liberación de los esfuerzos de la roca y de los fluidos que contiene; cambiando con ello los valores de la permeabilidad, además de las porosidades absolutas y efectivas que existen a condiciones de yacimiento.

La exudación y expansión del gas modifica sustancialmente la saturación relativa de los fluidos, por lo que en algunos casos es conveniente obtener núcleos presurizados, lo que permite la obtención de muestras que mantengan lo mas cerca posible las condiciones originales de presión, volumen y temperatura (PVT), la composición y las propiedades petrofísicas representativas de las rocas del yacimiento.

Cuando ya se cortó un núcleo, se presuriza el barril por medios mecánicos en la parte superior e inferior de la herramienta, esto permite mantener las condiciones generales del fluido dentro del núcleo; una vez en la superficie, el núcleo se congela por medio de hielo seco o nitrógeno líquido durante 12 horas. Esta técnica implica un alto costo pero permite conocer con mayor precisión las condiciones reales del yacimiento a partir del estado bien preservado de estos núcleos (*“Manual de procedimientos y cuerpo de conocimientos para el curso de operador básico para el registro de hidrocarburos”*, Rotenco 2009).

### 2.2.5. Núcleos de pared de pozo

Los núcleos de pared de pozo son los que se obtienen al cortar una porción de la roca de las paredes de un agujero ya perforado en el intervalo de mayor interés y no incrementan la profundidad perforada del pozo.

Para obtener este tipo de núcleos, se baja la pistola con cable y se disparan las cámaras de recuperación. Cada herramienta puede recuperar un promedio de 30 a 50 muestras a diferentes profundidades en la pared del agujero; la mecánica con que actúa la herramienta es que llegando a la profundidad de interés se ejecuta el disparo, después se jala, se guarda el tapón y se gira la herramienta. Por lo general, esta técnica se aplica una vez corridos y analizados los registros geofísicos de pozo, para conocer mejor las propiedades petrofísicas de las rocas almacenadoras.

Los núcleos de pared de pozo son en realidad pequeños tapones (regularmente de 2 cm a 5 cm de diámetro, frecuentemente menos), directamente de la pared del pozo en la zona de mayor interés. La herramienta es ejecutada después de que ha sido perforado el pozo.

Los núcleos de pared de pozo son útiles para obtener indicadores directos de hidrocarburos (bajo luz ultravioleta) y diferenciar entre aceite y gas. La técnica es aplicada extensivamente en áreas afines, como por ejemplo al estudio de los microfósiles y polen para un mayor control estratigráfico, con lo que se determina la edad relativa, se realiza la correlación estratigráfica, se determinan las condiciones de depósito y el ambiente sedimentario.

Los núcleos tomados de la pared del pozo, proveen una muestra muy puntual de la formación de interés; se puede tomar de dos maneras: perforando de la pared del pozo o por percusión, ambas técnicas tienen sus bondades y sus limitaciones (*“Manual de*

*procedimientos y cuerpo de conocimientos para el curso de operador básico para el registro de hidrocarburos”, Rotenco 2009).*

En México todos los núcleos de pared han sido tomados perforando la pared del pozo (FIG.2.6.), sin embargo, las muestras obtenidas en la pared por percusión, también proporcionan excelentes resultados para ciertas pruebas. Aunque en estos casos, la textura de la roca puede ser alterada por el disparo de la copa, aunque existen pruebas que indican que se pueden realizar, independientes de la textura de la muestra, por lo que también se pueden obtener las características de los fluidos. Las limitaciones de esta última técnica de obtener núcleos es que no proporciona información totalmente confiable para realizar análisis que requieren conocer la textura o constitución de roca intacta, sin alteración (Pemex UPMP, 2003).

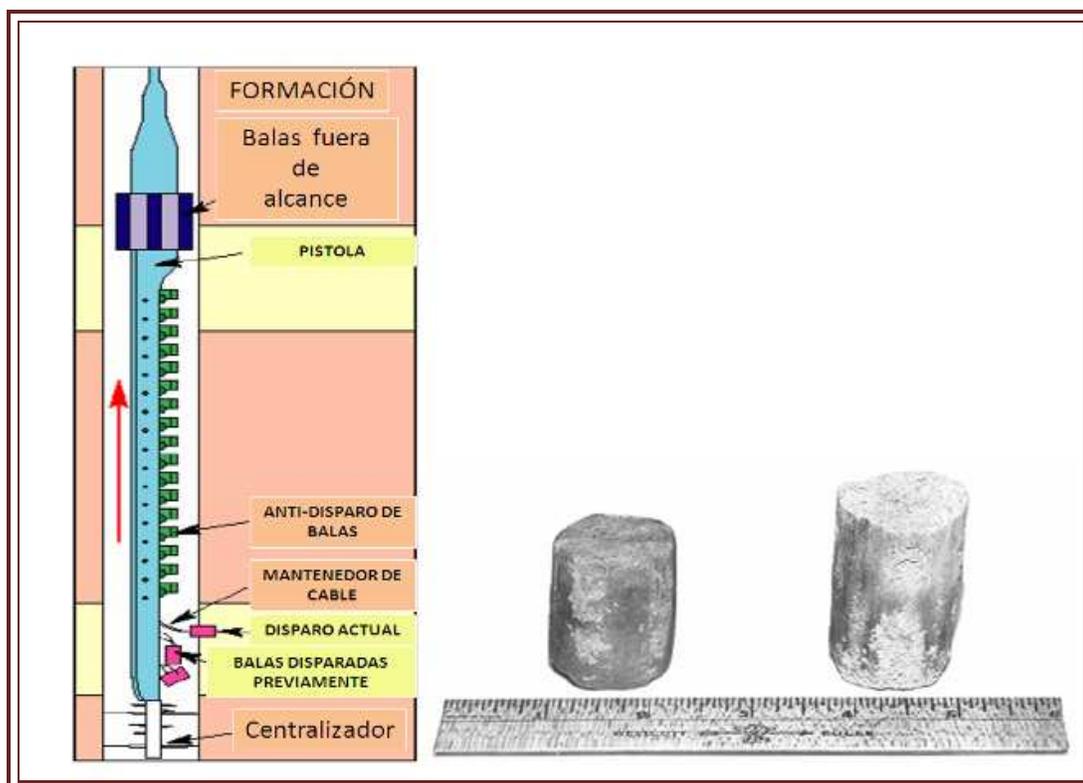


FIGURA 2.6. La figura muestra un ejemplo de la herramienta que se utiliza para la adquisición de núcleos de pared de pozo y dos ejemplos de estos últimos (PEMEX, 2008).

## 2.3. OBTENCIÓN DE UN NÚCLEO CONVENCIONAL

Los intervalos de muestreo en los diferentes tipos de pozos, se establece de acuerdo al objetivo del pozo y a los recursos económicos disponibles. El procedimiento de la toma de núcleos, se efectúa de acuerdo al propósito que se persiga con la perforación del pozo. Los diferentes tipos de pozo en los que se pueden obtener núcleos convencionales en la industria petrolera son:

### 2.3.1. Pozo estratigráfico

Estos pozos se programan después del reconocimiento geológico y geofísico de una zona nueva, con lo que se obtiene información de los espesores de la formación, cambios litológicos, condiciones sedimentológicas, estratigráficas y contenido paleontológico.

El muestreo se hace obteniendo núcleos en los intervalos de 200 a 1000 m o más de profundidad, en estos casos la información obtenida sirve para conocer el área, la secuencia de formaciones, zonas micropaleontológicas lo que permite realizar correlación con otros pozos.

La información que se obtiene de estos pozos es de gran utilidad para controlar y verificar las interpretaciones geológicas del área, calibrar la geofísica y ayudar a distinguir las fracturas, cavernas, derrumbes que pueden complicar el proceso de perforación, etc., (Pemex UPMP, 2003)

### **2.3.2. Pozo exploratorio**

Los pozos exploratorios se perforan para investigar las posibilidades de encontrar yacimientos en formaciones geológicas productoras (plays), en estos casos se pueden tomar núcleos de las formaciones potencialmente generadoras, almacenadoras y sello, es decir se evalúa todo el sistema petrolero, (Pemex UPMP, 2003).

Por lo general el muestreo de núcleos se realiza cada 200 m, desde que inicia hasta que termina de perforar el pozo, aunque en la práctica no se cumple porque resulta muy costoso.

Con la información de los núcleos se confirman o descartan los intervalos de interés.

De acuerdo a los resultados se toma la decisión de donde cortar más núcleos.

### **2.3.3. Pozo semi-exploratorio o delimitador**

Son los pozos que delimitan el yacimiento y nos indican su extensión y la distribución espacial de los hidrocarburos. Nos indican la continuidad o no continuidad del yacimiento y si hay variaciones de profundidad, (Pemex UPMP, 2003).

Cuando se llega al intervalo de interés las muestras de canal se toman cada metro y en función de los datos obtenidos se toma la decisión de cortar el núcleo.

### **2.3.4. Pozo de desarrollo**

Son los pozos programados para realizar la explotación del yacimiento cuando ya se conoce como es su distribución espacial.

Estos pozos son los que van directo al objetivo productor del campo, es decir a la roca almacenadora.

Una vez que el pozo llega a los intervalos de interés, se toma la decisión de donde cortar núcleos de pared y de fondo si es que se considera necesario.

El muestreo en todos estos pozos se realiza mecánicamente por medio de una herramienta rotatoria llamada barril muestreador, que en la mayoría de los casos tiene una longitud de 9 m.

El núcleo es un importante testigo de roca que permite obtener datos para geólogos, perforadores, petrofísicos, etc. Durante el progreso de la fase de exploración hacia la fase de desarrollo, se requiere que la información sobre las características de las rocas del yacimiento sea detallada, por eso es recomendable obtener núcleos en todo tipo de pozo,

ya que pueden ser usados para adquirir una gran variedad de datos útiles que pueden ser empleados durante toda la vida del yacimiento, (Pemex UPMP, 2003).

## 2.4. CORTE Y RECUPERACIÓN DE UN NÚCLEO

Al estar perforando de manera convencional y al llegar a la zona de interés, la cual puede ser una formación con manifestaciones de hidrocarburos, se suspende la perforación convencional, se calcula el tiempo de atraso para recuperar la muestra del fondo y se determina si existe continuidad de la roca de interés para programar el corte del núcleo, ya que hay ocasiones en que no sucede de esa manera, debido a que son capas muy delgadas y el tiempo de penetración es rápido o en otros casos se tienen rocas pobremente consolidadas como ocurre con los sedimentos arcillosos, arenas y areniscas del Terciario, y las arenas o areniscas pobremente consolidadas del Jurásico Superior (Oxfordiano). En el caso de que exista continuidad en la roca de interés, se suspende la perforación, se saca la barrena y se baja el barril muestrero y corona para realizar el corte del núcleo.

Se recupera el núcleo en el piso junto a la torre de perforación o en el patio de tuberías, se orienta con una raya roja a la derecha y otra negra a la izquierda; tomando como referencia el “core catcher” y la zapata del barril muestrero (FIG.2.7.); esto sirve para diferenciar la parte superior y la parte inferior; se corta en tramos de un metro o en otra medida previamente definida; se saca el núcleo de la funda, se limpia con trapo o estopa, y posteriormente se empaqueta en cajas especiales para su transporte. No se recomienda lavarlo con agua ni con detergente debido a que se borran las evidencias del aceite o gas que pudiera contener (Pemex UPMP, 2003).

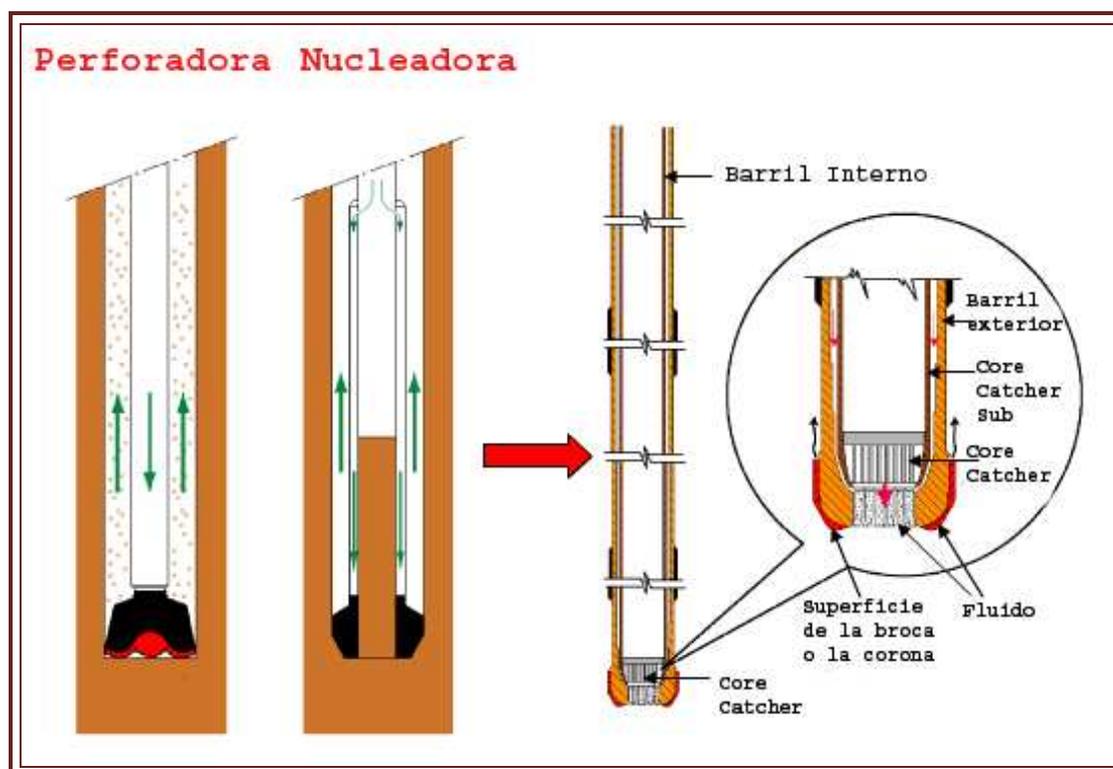


FIGURA 2.7. Ilustración que muestra las diferencias de una perforadora tricónica y una nucleadora así como el core catcher y su funcionamiento, (Schlumberger, 1999 “Petrophysics Distance Learning Module”).

Se orientan los fragmentos, se enumera en orden ascendente cada fragmento a partir de la parte inferior del núcleo hasta el último fragmento de la parte superior; cada segmento se analiza con lupa y al microscopio estereoscópico, posteriormente se hace una descripción litológica o una descripción petrográfica de campo (FIG.2.8.).

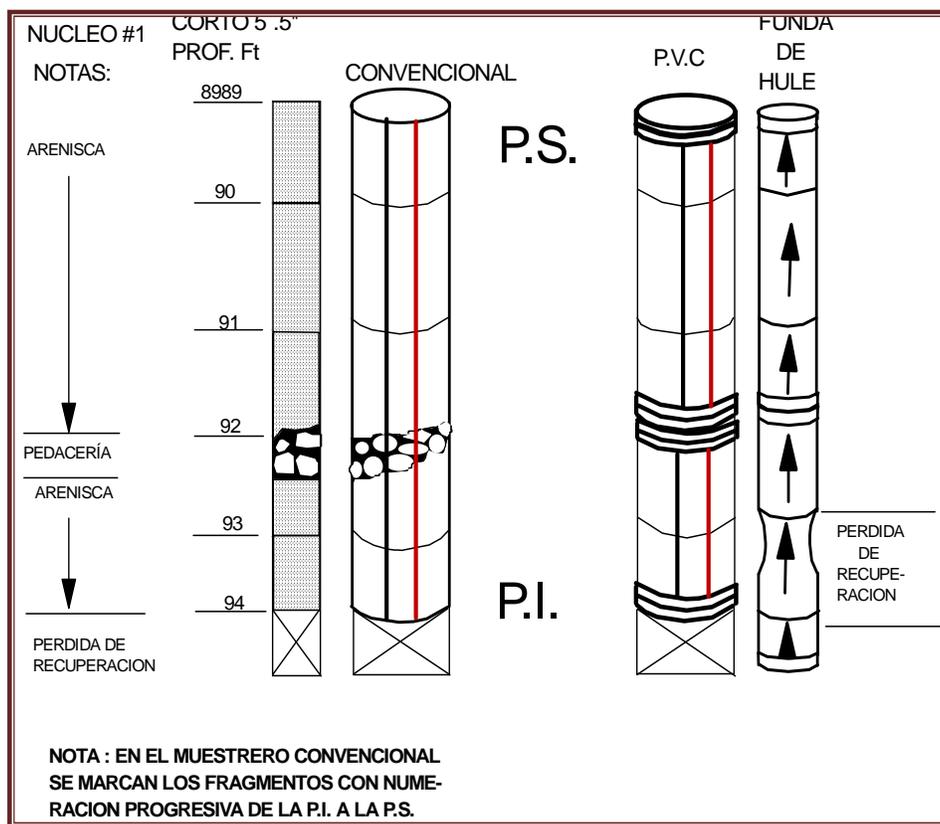


FIGURA 2.8. Registro y marcado en la recuperación de núcleos (Mendoza, 2008).

Una vez realizado el análisis y la descripción litológica de campo de algunos segmentos representativos del núcleo, se guarda en cajas de madera o de plástico previamente rotuladas con el nombre del pozo, intervalo nucleado, y parte a la que corresponde cada caja (parte inferior, parte media y parte superior del núcleo); en otros casos solo se cierran los tubos cortados, y se envían al laboratorio para su estudio.

Para el corte y recuperación de un núcleo se utilizan las siguientes herramientas y equipo:

### 2.4.1. Barrenas de perforación

Una barrena es la herramienta de corte localizada en el extremo inferior de la sarta de perforación que se utiliza para cortar o triturar la formación durante el proceso de la perforación.

Para seleccionar la barrena adecuada para la perforación de un pozo se deben de analizar un gran número de variables que interactúan entre sí, como la evaluación del desgaste, rendimiento obtenido de los pozos, los registros geofísicos de pozos, datos sísmicos del área, software especializado en cálculo y análisis para la selección, propiedades de los fluidos de perforación por emplearse en función de la barrena elegida, información geológica, catálogo de barrenas, boletines sobre las características de las

barrenas, tablas comparativas de las barrenas, las clasificaciones de barrenas (por ejemplo los de la International Association of Drilling Contractors (IADC), el tipo de roca, etc., (Pemex UPMP, 2003).

Los tipos de barrenas más utilizados para la perforación de pozos petroleros, así como el empleo de barrenas para operaciones especiales, se clasifican genéricamente de la siguiente manera (TAB.2.1):

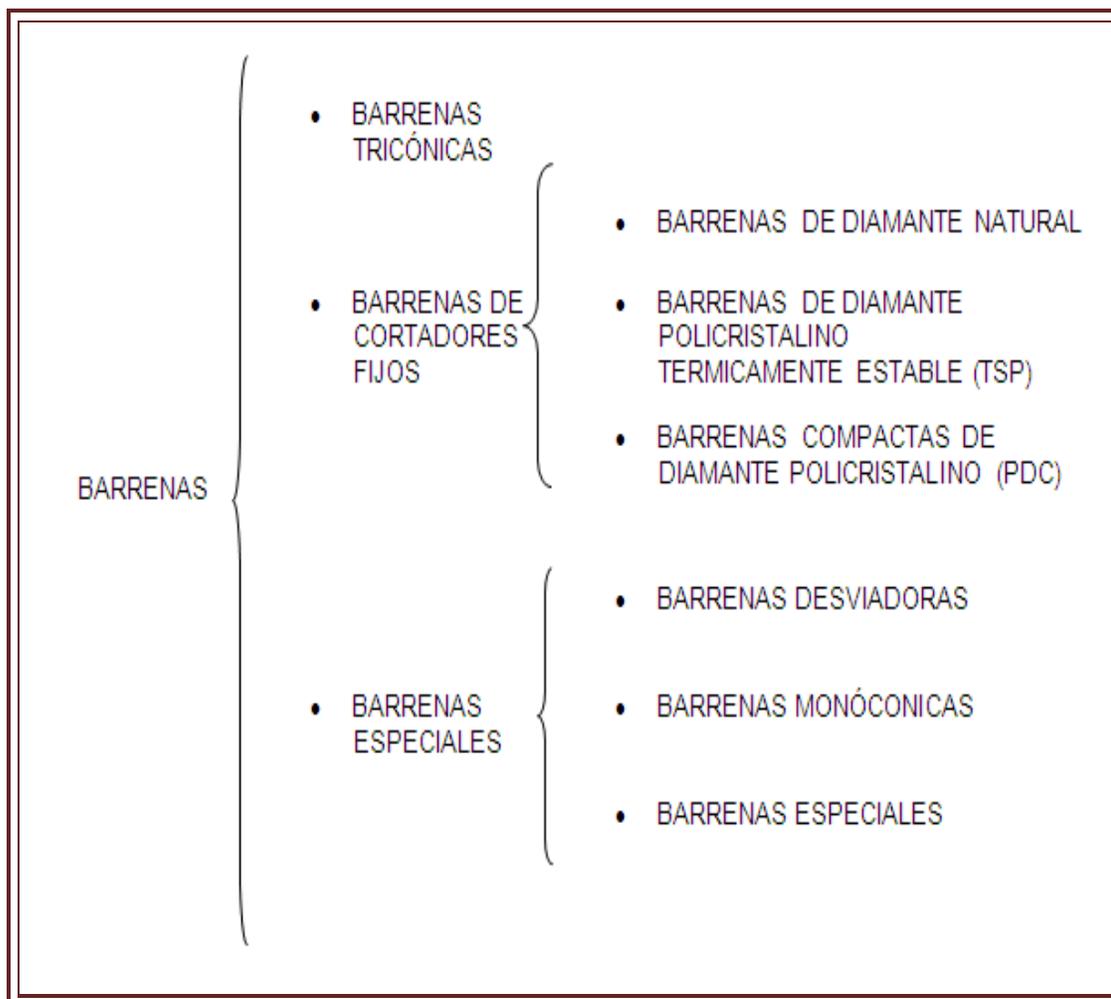


TABLA 2.1. Tipos de barrenas más utilizados para la perforación de pozos petroleros (Pemex UPMP, 2003).

#### 2.4.2. Barrenas Tricónicas

Antes de la obtención de un núcleo con la corona, previamente se tiene que perforar la columna estratigráfica para llegar a la formación de interés, para esto se emplea frecuentemente las barrenas tricónicas, que cuentan con tres conos cortadores que giran sobre su propio eje, estas barrenas varían de acuerdo a su estructura de corte y pueden tener dientes de acero fresados o de insertos de carburo de tungsteno. También cambian en función de su sistema de rodamiento que puede tener balero estándar, sellado o chumacera. Constan de tres importantes componentes: la estructura cortadora, los cojinetes y el cuerpo de la barrena (Pemex UPMP, 2003).

El cuerpo de la barrena consiste en:

- a) Una conexión roscada que une la barrena con la tubería de perforación.
- b) Tres ejes del cojinete en donde van montados los conos.
- c) Los depósitos que contienen el lubricante para los cojinetes.
- d) Los orificios a través de los cuales el lodo fluye para limpiar el fondo del agujero y levantar los recortes se llaman toberas (FIG.2.9.).



FIGURA 2.9. Barrena tricónica que se utiliza en la perforación de pozos petroleros convencionales (Pemex UPMP, 2003).

### 2.4.3. Barrenas de cortadores fijos

Las barrenas de diamante, a diferencia de las tricónicas, carecen de partes móviles; normalmente el cuerpo fijo de la barrena puede ser de acero o de carburo de tungsteno (matriz) o una combinación de ambos.

La dureza extrema y la alta conductividad térmica del diamante lo hacen un material con alta resistencia para perforar en formaciones duras y semiduras; aunque también son

útiles para perforar formaciones suaves, aunque en estos casos se usan raramente por los altos costos que tienen.

Las barrenas de diamante, a excepción de las PDC (FIG.2.10) no usan toberas para lodo que hagan circular el fluido de perforación para aprovechar la hidráulica, ya que están diseñadas de tal manera que el lodo puede pasar a través del centro de la misma, alrededor de la cara de la barrena y entre los diamantes, por unos canales llamados vías de agua o de circulación (Pemex UPMP, 2003).



FIGURA 2.10. A la izquierda, barrenas de diamante y a la derecha las barrenas PDC (Pemex UPMP, 2003).

### 2.4.3.1. Barrenas de diamante natural

Las barrenas de diamante natural tienen flujo radial o de contramatriz. El uso de estas barrenas es limitado en la actualidad, salvo en casos especiales para perforar formaciones muy duras y también muy abrasivas; aunque también se utiliza para cortar núcleos de formación con coronas de diamante (FIG.2.11) y para desviar pozos (side track) en formaciones muy duras y abrasivas (FIG.2.12).

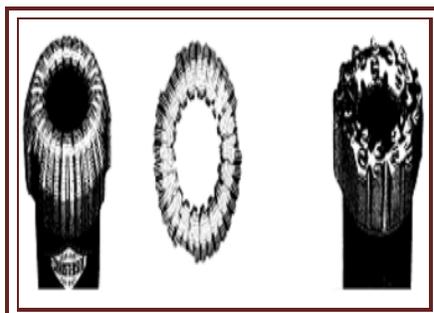


FIGURA 2.11. Coronas de diamante (Pemex UPMP, 2003).

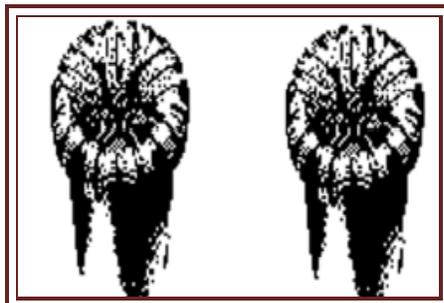


FIGURA 2.12. Barrenas desviadoras (Pemex UPMP, 2003).

### 2.4.3.2. Barrenas de diamante térmicamente estables (TSP)

El diseño de las barrenas de diamante térmicamente estables (TSP), al igual que las de diamante natural son de un solo cuerpo sin partes móviles (FIG.2.13); son usadas para perforar rocas duras como la caliza, basalto y arenas finas compuestas de cuarzo, entre otras.

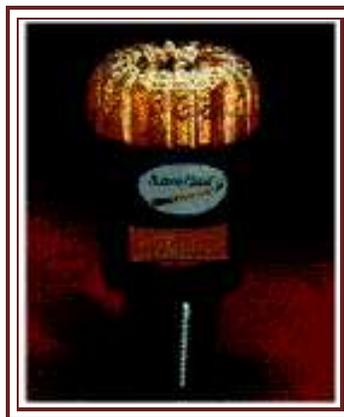


FIGURA 2.13. Barrena térmicamente estable (Cien años de perforación en México. PEMEX, 2008).

El uso de las barrenas TSP también es restringido, ya que al igual que las de diamante natural, presentan dificultad en su uso por la restricción de la hidráulica. Así, las vías de circulación están prácticamente en contacto directo con la formación, además de que se generan altas torsiones en la tubería de perforación al rotar, porque la barrena tiene más área de contacto con la formación, aunque en la actualidad se pueden usar motores de fondo para disminuir la torsión causada por la rotación de la sarta de perforación. Estas barrenas también se usan para desviar pozos y cortar núcleos (Pemex UPMP, 2003).

### 2.4.3.3. Barrenas de diamante policristalino (PDC)

Las barrenas PDC (FIG.2.14.) pertenecen al conjunto de barrenas de diamante con cuerpo sólido y cortadores fijos y, al igual que las barrenas TSP, utilizan diamante sintético en forma de pastillas; pero a diferencia de las barrenas de diamante natural y las TSP, su diseño hidráulico se realiza con sistema de toberas para lodo, igual que las barrenas tricónicas (Pemex UPMP, 2003).



FIGURA 2.14. Barrenas PDC (Pemex UPMP, 2003).

El mecanismo de corte de las barrenas policristalinas PDC es por arrastre, con diseño hidráulico y sus cortadores tienen forma de pastillas tipo moneda; por sus buenos resultados en la perforación rotatoria, este tipo de barrena es la más usada en la actualidad para la perforación de pozos petroleros.

Además pueden ser trabajadas con altas velocidades de rotación, se utilizan en motores de fondo, soportan diferentes pesos sobre barrena y por su alta resistencia, así como el fácil manejo según las condiciones hidráulicas, las hacen muy apropiadas para la perforación convencional y no convencional.

Las características de su cuerpo fijo, contribuyen a mantener el calibre del pozo y su verticalidad pues actúa como parte del sistema estabilizador de la sarta.

Una desventaja que tienen este tipo de barrenas es que causan algunos problemas de acuñamiento en formaciones deleznable y en pozos donde hay derrumbes, además de que la formación las atrapa más fácilmente que a las tricónicas y que la muestra de canal la hace polvo (Pemex UPMP, 2003).

#### 2.4.4. Barrenas especiales

Las barrenas especiales que se emplean para objetivos específicos en perforación no convencional se pueden clasificar dentro del siguiente orden:

- a) Barrenas desviadoras
- b) Barrenas monocónicas
- c) Barrenas especiales

Las barrenas de chorro o desviadoras (FIG.2.15.), se emplean para la perforación direccional de formaciones blandas durante operaciones de desviación del agujero. La barrena especial es bajada con la tubería de perforación y el chorro es generado de forma que cuando se aplica presión de las bombas, el chorro erosiona la roca en una dirección específica (Pemex UPMP, 2003).

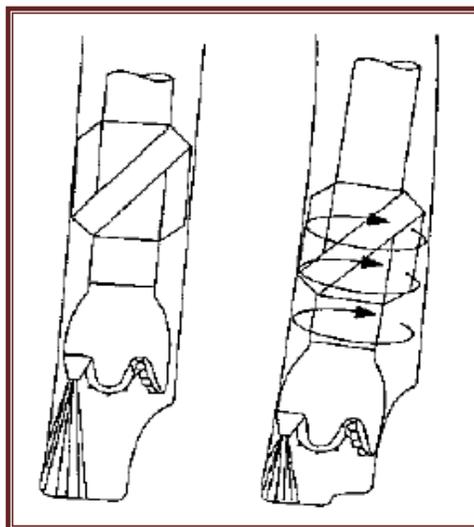


FIGURA 2.15. Barrenas especiales (Pemex UPMP, 2003).

Las barrenas especiales se usan para fines muy específicos como son: para ampliar agujeros demasiado grandes, para cortar tuberías revestidoras, etc.

Esta barrena es considerada para trabajos especiales y es usada para perforar con aire, ya que están diseñadas para trabajar con chorros de aire, gas o niebla como medio de circulación. A través de los cojinetes no sellados se hace pasar cualquiera de estos fluidos para enfriar y mantener limpios los sistemas de fricción que están en contacto con la roca. El desgaste es muy considerable pero los avances son muy rápidos y la roca sale pulverizada lejos del equipo de perforación.

## 2.5. CORTE DE MUESTRAS

En algunas ocasiones se realizan estudios de laboratorio a los núcleos convencionales, para lo cual se extraen muestras más pequeñas (tapones), que facilitan la elaboración de dichos estudios. Estos tapones son muestras que se extraen a los núcleos convencionales los cuales tienen un diámetro de 1 pulgada. A los núcleos de pared de pozo en particular, no es necesario extraerles muestras más pequeñas, puesto que su tamaño permite el manejo directo de las mismas, durante la realización de estudios de laboratorio.

### 2.5.1. Muestras de Tapón

La muestra de tapón (FIG.2.16.) es obtenida mediante un corte en un núcleo convencional. Las normas de la industria exigen que la mayor parte de las muestras sean tomadas en tapones de 1.0 o de 1.5 pulgadas de diámetro. No obstante, esto no es en todos los casos, ya que ciertas pruebas se pueden realizar de tapones de diámetros diferentes (*“Manual de procedimientos y cuerpo de conocimientos para el curso de operador básico para el registro de hidrocarburos”*, Rotenco 2009).



FIGURA 2.16. Cortadora de tapones de núcleos (Martell, 2008).

La toma de tapones de 1.0 pulgada de diámetro es normalmente obtenida de rocas de texturas finas, por ejemplo; areniscas de granos con tamaños menores a 1 mm, calizas con porosidad intercristalina o intergranular, siempre y cuando los granos o cristales no pasen de 1 mm en tamaño y los núcleos no presenten cavidades de disolución (FIG.2.17).

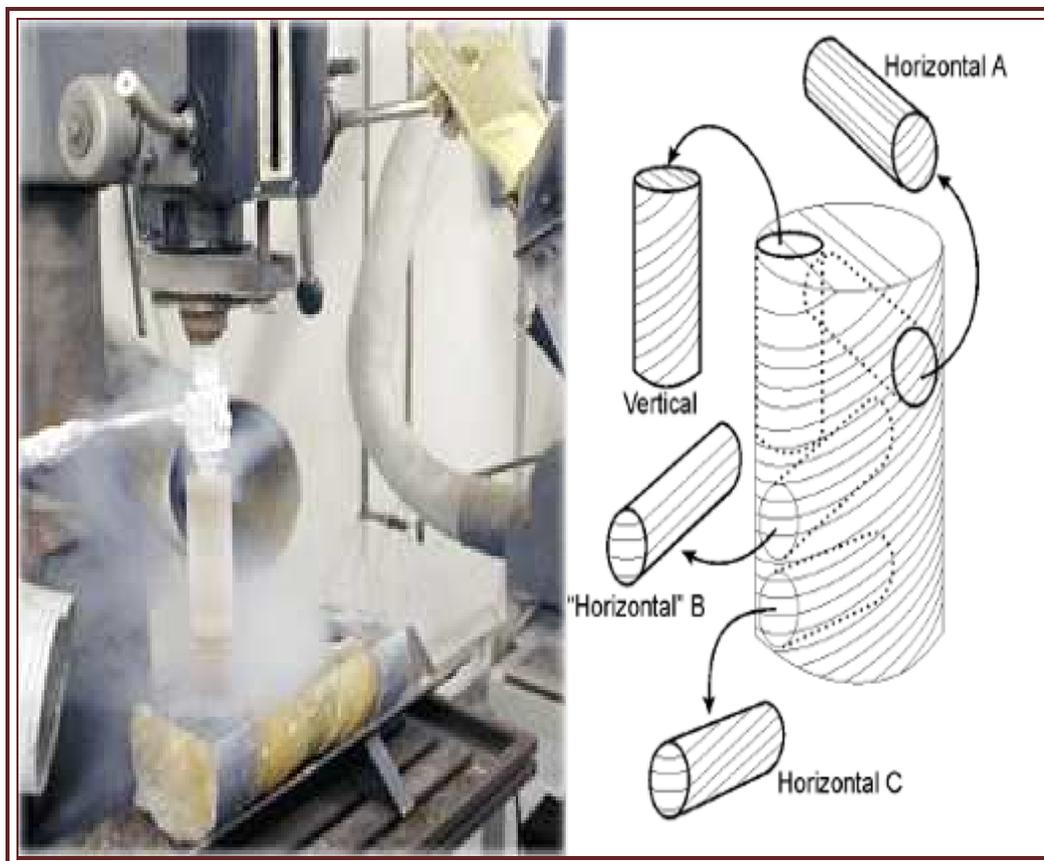


FIGURA 2.17. Las figuras muestran un ejemplo de la herramienta que se utiliza para la adquisición de tapones de núcleos así como una ilustración de los diferentes tipos de cortes que se le puede hacer (Martell, 2008).

## 2.5.2. Muestras de diámetro completo

Los análisis a partir de los tapones no son aptos para algunas formaciones que tienen componentes gruesos como los conglomerados, brechas, rocas fracturadas o con cavidades de disolución grandes. Cuando los núcleos presentan texturas heterogéneas, rasgos de porosidad superando cierto tamaño, o con clastos mayores a 10 mm, deben de ser analizados en muestras de diámetro completo para que su estudio sea representativo.

Las muestras de diámetro completo, son más adecuadas para proporcionar información de yacimientos con sistemas de porosidad a gran escala y muy heterogéneos; este tipo de muestras son recomendables para conocer las características petrofísicas de conglomerados y brechas con clastos grandes mayores de 2 mm. La caracterización al nivel de tapones en materiales gruesos únicamente proporciona información sobre las propiedades petrofísicas de la matriz de la roca. Por lo general, en brechas, los clastos representan “volúmenes” del yacimiento que no es almacén de hidrocarburos. Si se toma un tapón o núcleo de pared en un clasto, este no será representativo para realizar

análisis petrofísicos; en otros casos, las fracturas abiertas evaluadas en los tapones permiten determinar la porosidad de la formación.

El análisis de diámetro completo requiere de muestras de mucho mayor tamaño para realizar las mediciones en el laboratorio (FIG.2.18.).



FIGURA 2.18. Cortadora de diámetro completo (Martell, 2008).

El tapón o núcleo de pared tomado en ciertas rocas y yacimientos no es sustituto de las muestras de diámetro completo, por lo que en muchos casos es obligatorio la toma de núcleos convencionales del mayor diámetro posible para obtener todos los datos representativos del yacimiento. Un tapón de una pulgada de diámetro sólo tiene volumen equivalente a 3 % de una muestra de diámetro completo de 20 centímetros de largo por 4 pulgadas de diámetro.

El resultado de los análisis realizados por el laboratorio de un núcleo o de un tapón es útil solo si la muestra es representativa.

Otra bondad del análisis de diámetro completo del núcleo convencional, es la determinación de la anisotropía de ciertas propiedades del yacimiento, incluyendo porosidad, propiedades acústicas, patrones de flujo, sistema de fracturas, orientación de los granos y clastos, láminas de lutita, entre otras. Estas características son típicas de casi cualquier yacimiento productor en carbonatos como los que se encuentran en las cuencas petroleras del sureste mexicano.

Existen diferentes análisis realizados en muestras pequeñas, incluyendo los estudios por diferentes microscopios, granulometría, inyección de mercurio, análisis mineralógico, estudios bioestratigráficos, entre otros.

Muchos de estos estudios pueden realizarse con 10 gramos de muestra o menos. Si solo se requieren realizar estos análisis, el núcleo de pared o incluso las muestras de canal ofrecen suficientemente material para estudiarlos y complementar el modelo geológico (*“Manual de procedimientos y cuerpo de conocimientos para el curso de operador básico para el registro de hidrocarburos”*, Rotenco 2009).

### **2.5.3. Slabbs de núcleo**

Según Walter (1972), los slabbs de núcleo, son una rutina de laboratorio que realizan las compañías petroleras y mineras como una medida de seguridad para tener el control del detalle litológico y mineralógico; revela información que no sería observada de otra manera cuando se tienen superficies externas ásperas.

Las secciones de slabb sirven para los siguientes propósitos:

- 1) El muestreo selectivo para realizar secciones delgadas, tamaño de grano, análisis de rayos X, investigaciones paleontológicas y para otros estudios en el microscopio.
- 2) Proporciona información sobre las estructuras sedimentarias a pequeña escalas así como también los procesos de sedimentación y diagénesis.
- 3) Permite obtener datos sobre la evolución de la porosidad y la permeabilidad.
- 4) Ayudan a la determinación de estructuras y fracturas así como a identificar la alteración mineral.

La desventaja que presentan es que al cortar los núcleos a lo largo ya no se pueden cortar núcleos para otro tipo de análisis.

Las secciones de slabb son muy útiles para identificar a las estructuras sedimentarias que permiten determinar y estimar ambientes antiguos de depósito. Sin embargo, frecuentemente es difícil interpretar un ambiente antiguo en las estructuras sedimentarias a partir de núcleos; por lo tanto, para interpretar a las estructuras sedimentarias y poder identificar al ambiente de depositación se deben considerar datos adicionales de paleontología, petrografía y rayos X, así como todo lo relacionado con la sedimentación local-regional y el marco tectónico.

Los detalles litológicos y mineralógicos de secciones de núcleos son mínimamente reconocibles en su superficie exterior; por lo tanto para obtener los slabbs, estos son cortados con una sierra de diamante a lo largo de un eje longitudinal y algunas veces perpendicular o de manera oblicua a sus ejes.

Las superficies obtenidas (hasta 20 ft o más de longitud) son aisladas y acomodadas en una caja de núcleos, de manera que las superficies a investigar se pulen y se cubren con una resina, que pone en evidencia variaciones de color, de textura y de litología en estas superficies (FIG.2.19).

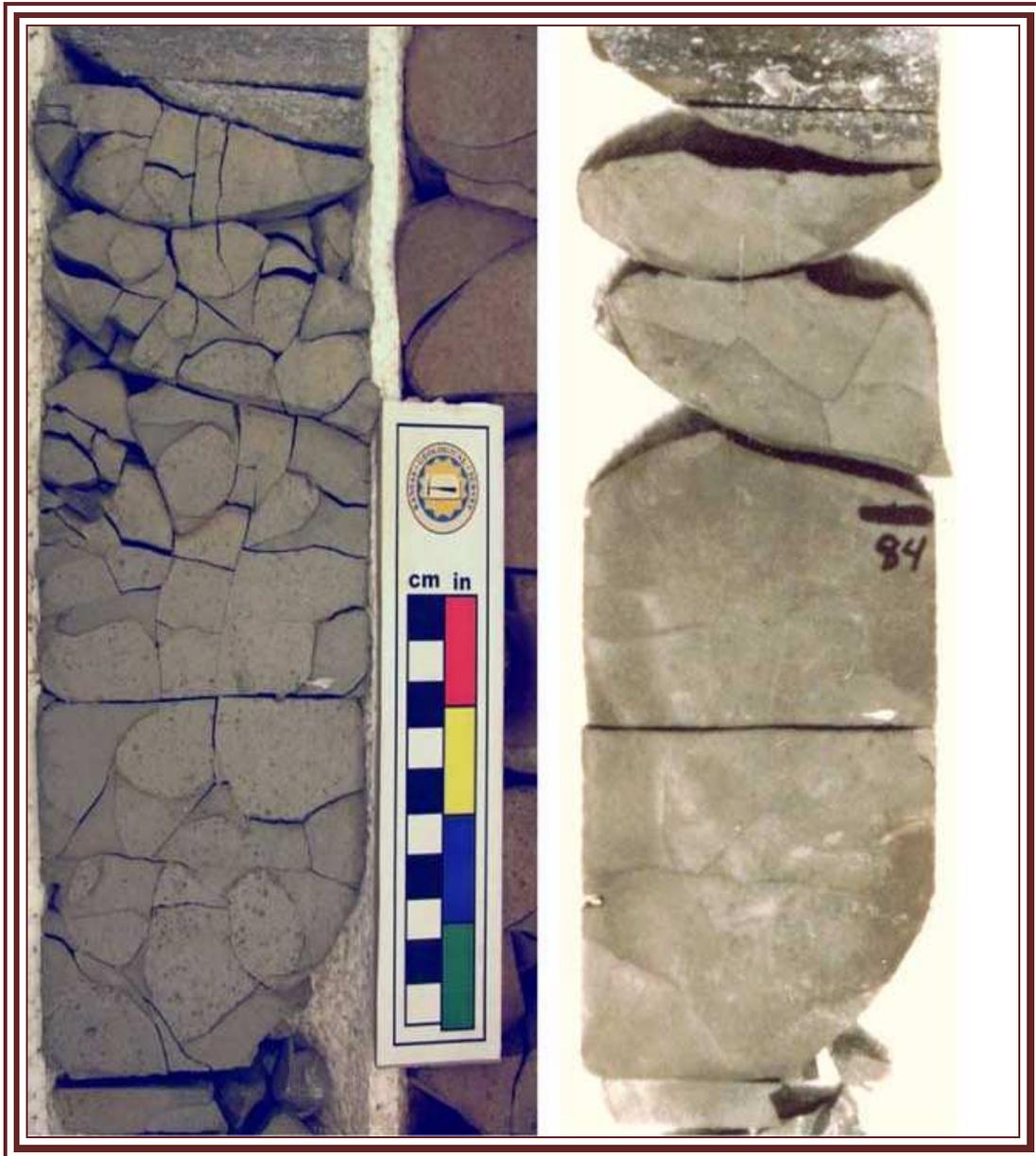


FIGURA 2.19. Fotografía de slabb, (tomada de, [http://www.kgs.ku.edu/PRS/publication/2004/OFR04\\_67/gifs/fig8.jpg](http://www.kgs.ku.edu/PRS/publication/2004/OFR04_67/gifs/fig8.jpg)).

## 2.6. LIMPIEZA Y SECADO DE LAS MUESTRAS

Antes de medir la porosidad y la permeabilidad en el laboratorio, los líquidos originales se extraen de la muestra. Los solventes generalmente utilizados son: acetona, benceno, tetracloroetileno, tolueno, cloroformo, xileno, hexano, naphta, metil-alcohol-benceno, tetracloruro de carbono, tricloroetileno, dicloruro de etileno, (Álvarez Caballero, 2004).

El solvente se selecciona de tal forma que no altere o destruya la estructura de la muestra. No todos son completamente solventes para la mayoría de los constituyentes de los hidrocarburos en los núcleos, pero se usan ampliamente en la extracción de las muestras. Algunos son más adecuados que otros para usos específicos, de acuerdo al tipo de roca (Álvarez, 2004).

Cuando se usan solventes en el laboratorio, se deben tomar precauciones de seguridad tales como: adecuada ventilación, extintores y regaderas de seguridad; sobre todo si se realizan análisis con solventes flamables (Álvarez, 2004).

La sal puede removerse usando alcohol metílico u otra substancia en la que la sal sea soluble, ya que el exceso de sal en el secado y limpieza de las muestras puede afectar la medición y los valores de porosidad y permeabilidad (Álvarez, 2004).

Consecuentemente, las muestras de núcleo que contienen agua de formación con alta salinidad, requieren una extracción adicional para remover la sal (Álvarez, 2004).

### 2.6.1. Técnica Soxhlet

Cuando se realiza la limpieza a los tapones de todos los fluidos de los espacios porosos, se lava el petróleo (de lodo base aceite) y el agua del espacio poroso; el lavado se realiza por extracción con tolueno utilizando un aparato Soxhlet, cuya técnica consiste en que las muestras son saturadas con solventes limpios calientes y destilados, los que se regresan al recipiente de destilación y son reciclados. Este procedimiento se repite mientras el solvente se mantenga limpio (FIG.2.20.).



FIGURA 2.20. Limpieza de núcleos por método Soxhlet (Martell,2008).

### 2.6.2. Técnica Dean Stark

Para determinar saturaciones de fluidos que se remueven de la muestra, se utiliza una combinación de destilación fraccional y extracción de solventes; los vapores de tolueno en ebullición son muy útiles para destilar. El vapor de agua es recuperado en un tubo

receptor de vidrio, mientras que las saturaciones de aceite se determinan gravimétricamente; este método no es destructivo ya que las muestras analizadas son óptimas para realizar determinaciones posteriores.

Se determinan las saturaciones de fluidos (aceite y agua) que se remueven de la muestra, utilizando una combinación de destilación fraccional y de extracción por solventes.

El volumen de agua se recupera en trampas calibradas, se realiza sobre muestras de núcleos frescos y requiere un mayor tiempo para su análisis.

### 2.6.3. Lavado por Centrifuga

Se usa una centrifuga (FIG.2.21.), con una cabeza especialmente diseñada para rociar solvente limpio de frente a la muestra de núcleo. La fuerza centrifuga causa que el solvente al contacto con las muestras fluya a través de ellas, de este modo se desplaza y extrae el aceite (y el agua). La velocidad de rotación varía de cientos a miles de revoluciones por minuto, dependiendo de la permeabilidad y el grado de consolidación de la muestra a extraerse. Las muestras consolidadas, no mayores de 4 cm (1 ½") de diámetro y 7.5 cm (3") de longitud, pueden ser lavadas por este método (Álvarez Caballero, 2004).



FIGURA 2.21. Limpieza de núcleos por centrifuga (Martell, 2008).

### 2.6.4. Secado de las muestras

Las muestras son secadas en un horno eléctrico aproximadamente a 130 °C (220F), por un mínimo de 2 horas hasta lograr un peso estable de la muestra. Después de estar

secas son colocadas en horno al vacío a 100°C (200° F), por un mínimo de 2 horas en espera de la medición de la porosidad y la permeabilidad (FIG.2.22.).

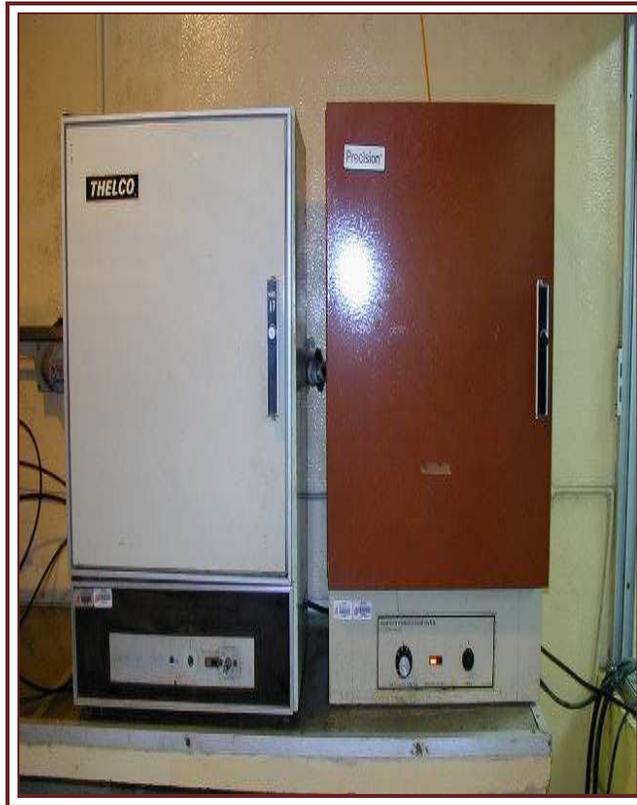


FIGURA 2.22. Secado de muestras mediante horno eléctrico (Martell, 2008).

Según Álvarez, 2004 las precauciones que se deben tomar en cuenta en el secado de muestras son las siguientes:

- 1.- Las muestras que contienen arcilla y yeso no deberán ser deshidratadas durante la preparación. Se deben secar con cuidado las muestras que contienen materiales hidratables o hidratados. En algunos casos se usan temperaturas menores a las indicadas para prevenir la deshidratación en arcillas y yesos.
- 2.- Las muestras deben protegerse de la erosión que causa el goteo del solvente limpiador, cuando se utiliza la técnica de extracción soxhlet.
- 3.- Se debe seleccionar una técnica de extracción que no dañe físicamente las muestras mal consolidadas.
- 4.- Cuando el solvente sale limpio del extractor, se dice que la muestra está limpia, pero debe reconocerse que no todos los solventes son completamente solubles para todos los tipos de aceite.
- 5.- Las muestras que contienen aceites pesados, asfálticos usualmente requieren de más de un solvente en su lavado.

En análisis convencionales, las pruebas más comúnmente realizadas son: saturación de fluidos, porosidad y permeabilidad.

### 2.6.5. Pesado de las muestras

La báscula utilizada como se muestra en la FIG 2.23. es electrónica, de alta precisión (.001 gramos) y es calibrada cada semana con pesos estándares (Álvarez,2004).



FIGURA 2.23. Pesado de muestras mediante báscula electrónica (Martell,2008).

## 2.7. PREPARACIÓN DE MUESTRAS PARA ESTUDIO Y ANÁLISIS DE LABORATORIO

Para realizar estudios de petrofísica básica como son la determinación de porosidad y permeabilidad a través de análisis efectuados en laboratorios especializados es necesario contar con el equipo y personal apropiado para efectuar análisis de presión capilar, mojabilidad, imbibición, factor de formación, espectroscopia de Rayos Gamma Naturales, escaneo de la porosidad y Tomografía de Rayos X, tal como se ilustra en la FIGURA 2.24 (Martell, 2008).

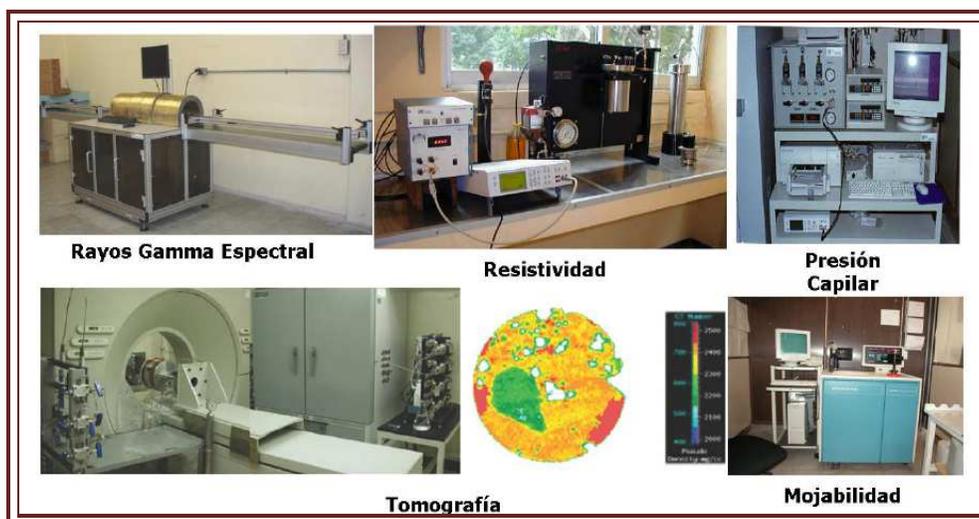


FIGURA 2.24. Equipo para análisis de muestras en laboratorio (Martell, 2008).

Este tipo de estudios se realizan en núcleos, los cuales se preparan para obtener los tapones o testigos a los que se les hacen los análisis, y posteriormente se procesan en los equipos de medición que se abordaran en el capítulo 6, tales como el poro-permeámetro, para obtener los valores de porosidad y permeabilidad, así como de presión capilar.

Los equipos que se utilizan para hacer pruebas de porosidad y permeabilidad son muy variados, sin embargo los más usados se ilustran en la FIGURA.2.25.

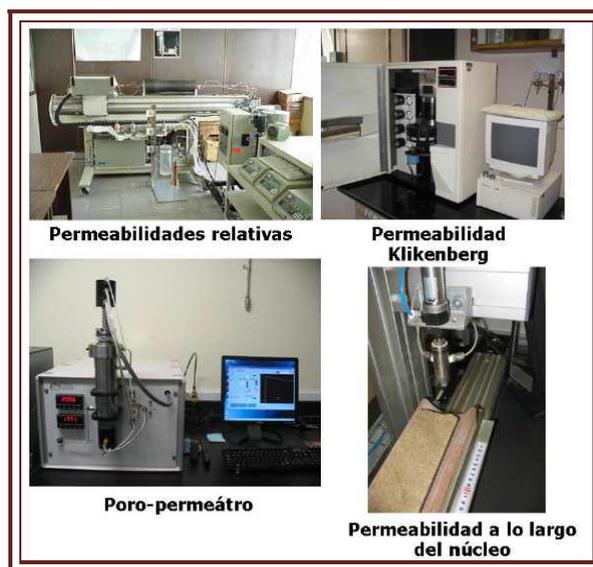


FIGURA 2.25. Equipo para análisis de porosidad y permeabilidad en muestras en laboratorio (Martell Andrade, 2008).

Para realizar estudios petrográficos y sedimentológicos es necesario preparar láminas delgadas, por lo cual se requieren cortadoras, pulidoras, devastadoras, etc., para obtener el material apropiado para su estudio en el microscopio petrográfico; los equipos usados se ilustran en la FIGURA 2.26 (Martell, 2008).



FIGURA 2.26. Equipo para análisis para estudios petrográficos y sedimentológicos en muestras en laboratorio (Martell Andrade, 2008).

Los estudios petrográficos y sedimentológicos se describirán con detalle en el capítulo 5.

Por existir una infinidad de aparatos y equipos en el mercado, útiles para obtener los datos mediante análisis en el laboratorio de las muestras de núcleos de roca, a continuación se hará mención del principio del funcionamiento de los equipos para medir algunas las propiedades petrofísicas más importantes, las cuales se abordaran en el capítulo 6.

### **2.7.1. Porosidad**

La porosidad de las rocas de un yacimiento pueden ser determinadas por dos procesos esencialmente diferentes análisis de rutina de núcleos (medidas de laboratorio obtenidas de los tapones de núcleos de muestras de núcleos enteros) y las técnicas de registros geofísicos de pozos.

Entre estos dos procesos la rutina de análisis de núcleos es probablemente el método más común usado en la determinación de porosidad en rocas de un yacimiento. Las muestras de roca usadas en las medidas de porosidad son principalmente los tapones de núcleos. A veces las submuestras llamadas “recortes” o rebanadas de núcleos de roca son usadas en rutinas de análisis de núcleos.

Las técnicas de registros geofísicos de pozos miden de manera indirecta en campo, por lo que la porosidad es medida in situ, aunque la muestra física de la roca del yacimiento es a la que se le realiza un análisis de rutina.

En adición a los dos métodos de medición de porosidad en núcleos de roca y registros geofísicos de pozos, existen otras técnicas no convencionales de la medición de la porosidad tales como el escaneo de las tomografías computarizadas (CT) de rayos X, cuya técnica se describirá en el capítulo 5.

Para efectos de este trabajo y de este capítulo, se enfatizara más en la medición de la porosidad en la rutina de análisis de núcleos.

Dada una muestra de roca extraída de la perforación de un pozo, básicamente se comparan tres diferentes volúmenes: volumen total (VT), volumen poroso (VP) y volumen de los granos (VG). Estos tres volúmenes son relacionados por la siguiente ecuación:

$$VT = VP + VG$$

#### **- Volumen total**

El volumen total puede ser calculado por medición directa de las dimensiones de la muestra utilizando un vernier. Este procedimiento es útil cuando las muestras presentan formas regulares.

Las dimensiones de la muestra (cilindro, cubo o paralelepípedo), se miden varias veces en cada dimensión y se define cualquier irregularidad en la forma, pueden promediarse pequeñas desviaciones en la muestra. El volumen total se obtiene a partir de las formulas geométricas según la figura geométrica que se este midiendo.

Para muestras de volúmenes irregulares el procedimiento utilizado usualmente consiste en la determinación del volumen de fluido desplazado por la muestra. Algunos de los métodos utilizados para determinar el volumen del fluido desplazado se presentan a continuación:

*Métodos gravimétricos.*

El volumen total se obtiene observando la pérdida de peso de la muestra cuando es sumergida en un líquido (método de medición por flotación), o por el cambio en peso de un picnómetro cuando se llena con mercurio la muestra.

Los métodos gravimétricos más utilizados son:

- Recubrimiento de la muestra con parafina e inmersión en agua.
- Saturación de la muestra e inmersión en el líquido saturante.
- Inmersión de la muestra seca en mercurio.

Utilizando cualquiera de estos fluidos el procedimiento que se realiza es el mismo, el cual toma en cuenta la densidad del líquido en cuestión; para este trabajo se empleó el mercurio (Hg).

*Métodos volumétricos.*

Los métodos utilizados son el del picnómetro de mercurio y la inmersión de una muestra saturada.

El método del picnómetro de mercurio (FIG. 2.27.) consiste en determinar el volumen de un picnómetro lleno con mercurio hasta una señal. Luego se vacía el picnómetro, se coloca la muestra y se introduce mercurio hasta la señal. La diferencia entre los dos volúmenes de mercurio representa el volumen total de la muestra.

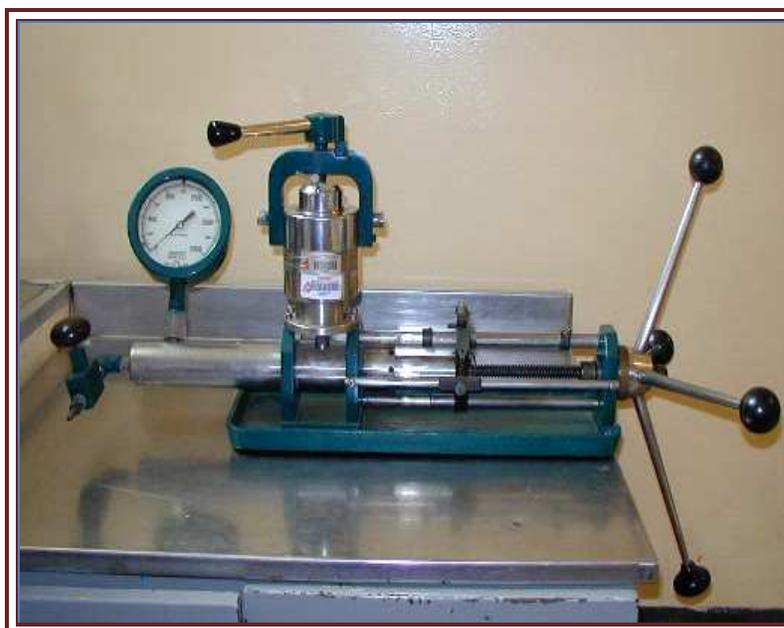


FIGURA 2.27. Picnómetro de mercurio (Martell, 2008).

El método de inmersión de una muestra saturada consiste en determinar el desplazamiento volumétrico que ocurre al sumergir la muestra en un recipiente que contiene el mismo líquido empleado en la saturación.

Álvarez Caballero (2004), hace mención que el picnómetro es una parte de la bomba, la cual consiste de un cilindro de medición (lleno con mercurio) y un embolo de medición. Una escala y un disco graduado a  $0.01 \text{ cm}^3$ , permiten la lectura del movimiento del émbolo.

Este picnómetro se cierra con una tapa que tiene una pequeña abertura, sin la muestra en el aparato se coloca la tapa en el picnómetro y el embolo de la bomba se adelanta hasta que una pequeña gota de mercurio aparece en la abertura de la tapa, la escala de la bomba se coloca entonces en cero, después se lleva el émbolo hasta que el mercurio esté en la parte mas inferior del picnómetro, se mete la muestra y el émbolo se avanza nuevamente hasta que una gota de mercurio aparece en la abertura de la tapa; la escala de la bomba se coloca antes en cero, después se lleva el émbolo hasta que el mercurio esté en la parte más inferior del picnómetro, se mete la muestra y el embolo avanza nuevamente hasta que la gota de mercurio aparece en la abertura, posteriormente se anota la lectura, la escala y la diferencia entre esta lectura y la primera con el instrumento en cero; con esto se obtiene el volumen total de la muestra.

El método de desplazamiento con mercurio es práctico para determinar el volumen total de muestras cuando se encuentran bien cementadas, de lo contrario debe emplearse el método de inmersión de una muestra saturada.

#### - **Volumen poroso.**

Todos los métodos utilizados para determinar el volumen poroso miden el volumen poroso efectivo, y se basan en la extracción o introducción de fluidos en el espacio poroso.

A continuación se presenta un resumen de algunos métodos usados para determinar el volumen poroso efectivo.

##### *Método de Inyección de Mercurio.*

Consiste en inyectar mercurio a alta presión en los poros de la muestra. El volumen de mercurio inyectado representa el volumen poroso efectivo de la muestra, ya que nunca se llena de todo.

##### *Método de Porosímetro de Helio.*

El uso del helio en la determinación de la porosidad tiene ciertas ventajas por encima de otros gases: sus pequeñas moléculas penetran rápidamente los pequeños poros, además de que su inercia no permite la adsorción sobre las superficies de roca. El Helio puede ser considerado como un gas ideal para presiones y temperaturas usualmente empleadas en los ensayos de las rocas.

El porosímetro de Helio es empleado bajo el principio de la Ley de Boyle ( $PV = \text{constante}$ , donde  $P$  es la presión y  $V$  el volumen) para la determinación de la porosidad en los núcleos de roca.

Una variedad de porosímetros de He están disponibles en el mercado, la FIGURA 2.28. muestra el principio del funcionamiento del aparato que consiste en dos cámaras del mismo volumen o dos celdas llamadas cámara de referencia y la cámara de la muestra.

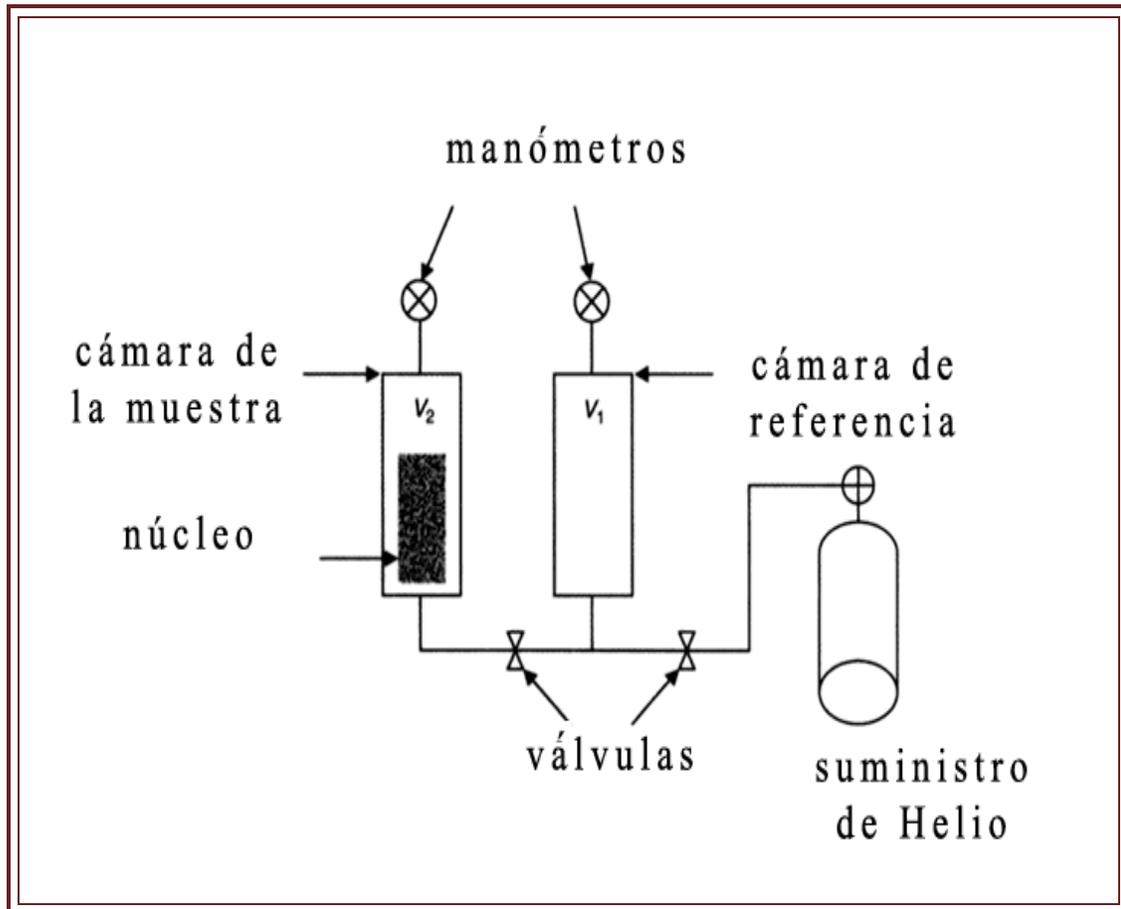


FIGURA 2.28. Ilustración esquemática del porosímetro de helio (Modificado de Abhijit Y. Dandekar, 2006).

De acuerdo a Abhijit Y. Dandekar (2006), la cámara de referencia tiene un volumen \$V\_1\$ y una presión inicial \$P\_1\$ y en la cámara de la muestra tiene un volumen desconocido \$V\_2\$ y una presión inicial \$P\_2\$ (normalmente atmosférica). El sistema se señala a continuación el equilibrio mediante la apertura de la válvula a la cámara de la muestra, lo que permite la determinación del volumen desconocido \$V\_2\$ señalando una presión de equilibrio \$P\$. La aplicación de la Ley de Boyle permite realizar las ecuaciones de presiones (por condiciones isotermales) antes y después de abrir la válvula en la cámara de la muestra, por la siguiente ecuación:

$$P_1V_1 + P_2V_2 = P(V_1 + V_2)$$

#### *Método de Saturación de Barnes.*

Este método consiste en saturar una muestra limpia y seca con un fluido de densidad conocida y determinar el volumen poroso por ganancia en peso de la muestra.

## 2.7.2. Permeabilidad

La permeabilidad es medida en el laboratorio utilizando tapones de núcleos. Si la roca no es homogénea, el análisis del núcleo completo proporcionará resultados más exactos que el simple análisis de tapones de núcleos.

La permeabilidad es una propiedad isotropa del medio poroso, por lo tanto puede variar en función a la dirección a la cual es medida. Los análisis rutinarios de núcleos generalmente utilizan tapones de núcleos tomados paralelos a la dirección del flujo de los fluidos en el yacimiento. La permeabilidad obtenida de esta forma es la permeabilidad horizontal del yacimiento ( $K_h$ ). La medición de la permeabilidad en tapones tomados perpendiculares a la dirección de flujo, permiten la determinación de la permeabilidad vertical del yacimiento ( $K_v$ ). La FIGURA 2.29., ilustra el concepto de los tapones de núcleos y la permeabilidad asociada a cada uno de ellos.

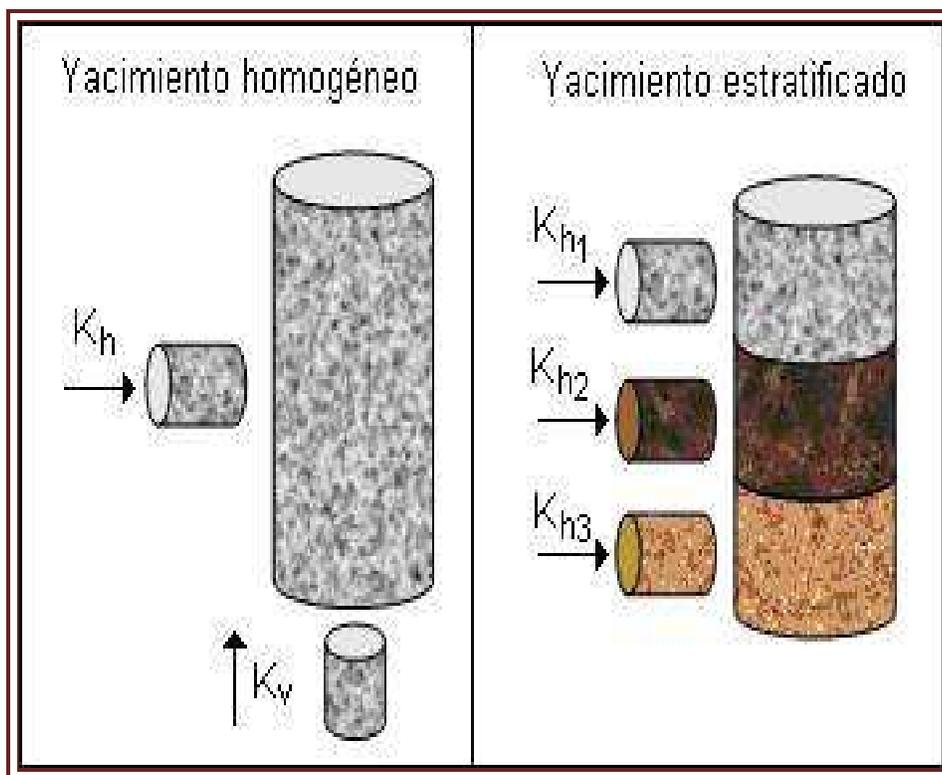


FIGURA 2.29. Tapones de núcleo y permeabilidad asociada (Modificado de Abhijit Y. Dandekar, 2006).

La determinación de la permeabilidad absoluta de una roca en el laboratorio (Álvarez, 2004) se puede obtener de la siguiente manera:

- Se corta una muestra cilíndrica (tapón) y se le extraen los fluidos.
- Se satura la muestra con un fluido que cumpla los siguientes requisitos:
  - a) Sature 100% de la muestra.
  - b) Moje los sólidos de la muestra.
  - c) No reaccione con los sólidos de la muestra.

- Se coloca la muestra en un permeámetro (FIG.2.30) de líquidos o de gas y se circula fluido igual al que satura la muestra.



FIGURA 2.30. Permeámetro (Martell, 2008).

- Se mide la caída de presión en la longitud de la muestra y el gasto del fluido correspondiente.
- Se aplica la ecuación de Darcy, considerando la geometría de la muestra y la viscosidad del fluido circundante.

Además se requiere:

- Un vernier para medir longitudes.
- Un equipo de saturación, si el fluido que se utiliza es un líquido (agua o aceite).

En la FIGURA 2.31., se ilustra los elementos y el fundamento básico de un permeámetro que se utiliza para la medición de la permeabilidad de líquidos o gas.

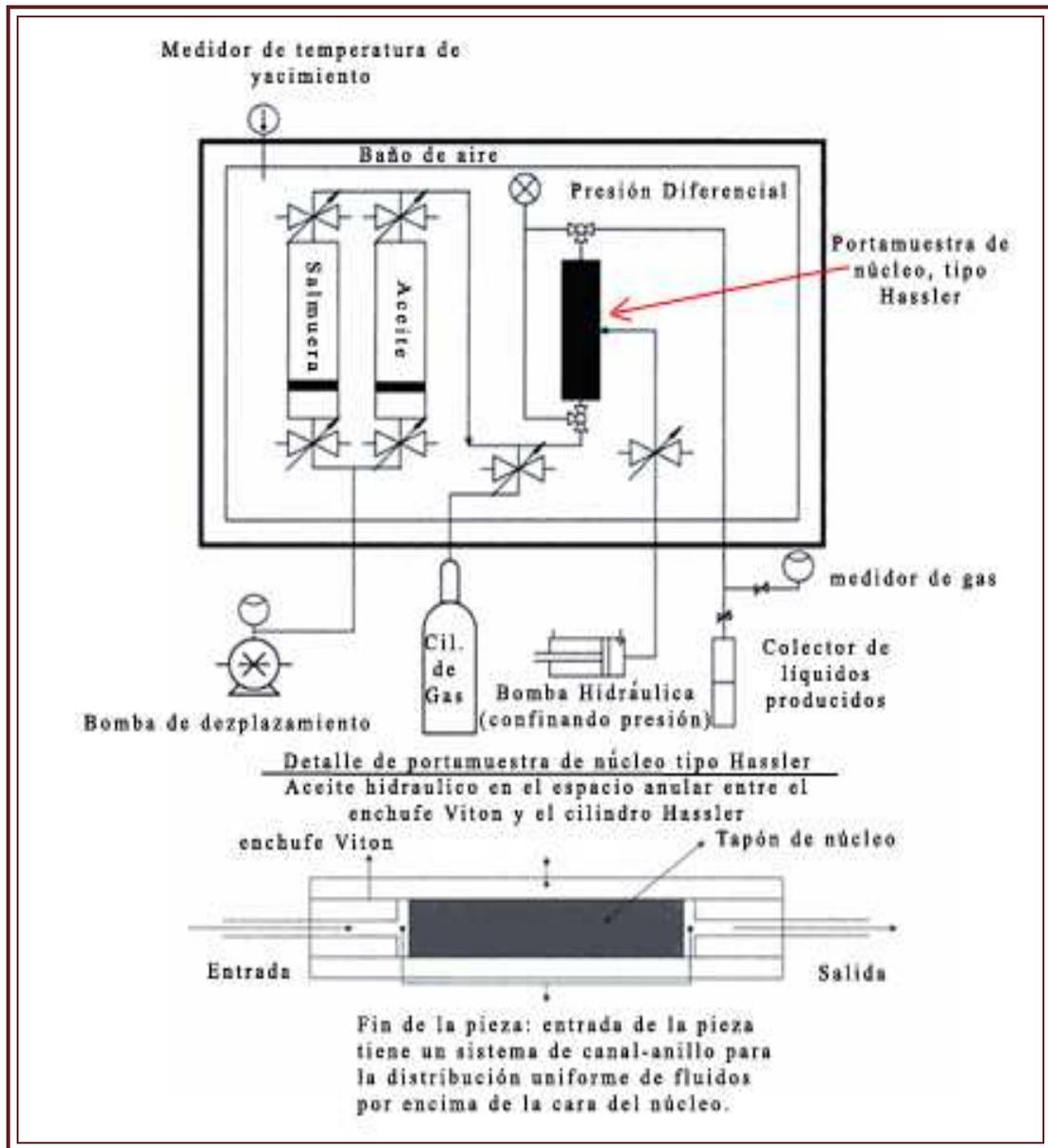


FIGURA 2.31. Desplazamiento esquemático de un aparato típico de medición de permeabilidad absoluta usando gases y líquidos. (Modificado de Abhijit Y. Dandekar, 2006).

### 2.7.3. Saturación de Fluidos

De acuerdo a Álvarez, 2004 para determinar las saturaciones de fluidos de una muestra obtenida de un yacimiento, es necesario comprender como se miden esos valores, así como saber que representan y como pueden ser aplicados.

Es por ello que se han desarrollado técnicas analíticas especializadas para el estudio de muestras de núcleos de diferentes características, aunadas a esto es necesario considerar que existen procedimientos usados para determinar saturaciones de fluidos en un núcleo.

Algunos de estos procedimientos son:

*MÉTODO DE LA RETORTA A PRESIÓN ATMOSFÉRICA.*

Los núcleos convencionales y de pared tienen un contenido de aceite determinado por destilación atmosférica del aceite de la muestra. El destilado de aceite de una muestra es colectado y calibrado donde su volumen es medido. La temperatura debe ser superior a los 1200°F (alrededor de 650°C) para que ocurra la destilación del aceite de la muestra.

Los líquidos de la muestra son vaporizados en la cámara de calentamiento, los vapores pasan a un condensador y los líquidos recuperados se colocan en tubos recibidores calibrados.

En este método, se emplean muestras representativas de entre 100 y 175 gr. Se usa una curva de corrección de aceite, la exactitud del valor obtenido de aceite es de  $\pm 5\%$  y la reproducibilidad es de  $\pm 2\%$  del volumen medido.

El agua y el aceite no combinados que se destilan en cada muestra (FIG.2.32.) son calculados como porcentaje del volumen total, usando el peso total de la muestra y la densidad natural determinada en una pieza de muestra adyacente (Álvarez, 2004).



FIGURA 2.32. Método de retorta convencional para conocer la saturación de fluidos (The Fundamental Core Analysis, CORELAB, 1973).

*MÉTODO DE SATURACIÓN DE GAS.*

Las muestras de núcleo de pared y los núcleos convencionales contienen gas, el cual es medido por la inyección de mercurio hacia las porciones de los poros que están llenos por gas. El gas es comprimido hacia un pequeño volumen o forzado hacia la solución en líquidos en los poros. Midiendo el volumen de mercurio forzado hacia dentro de la muestra es una forma que permite conocer el contenido de gas en una muestra, a una presión de 750 psi, o alrededor de 50 atmósferas; esto es lo que se utiliza normalmente.

Las muestras de núcleo entero son evacuadas rápidamente para remover el gas libre contenido en las muestras, y son subsecuentemente saturados con agua.

El incremento del peso de una muestra proporciona una medida del contenido del gas de una muestra reciente (FIG.2.33.).

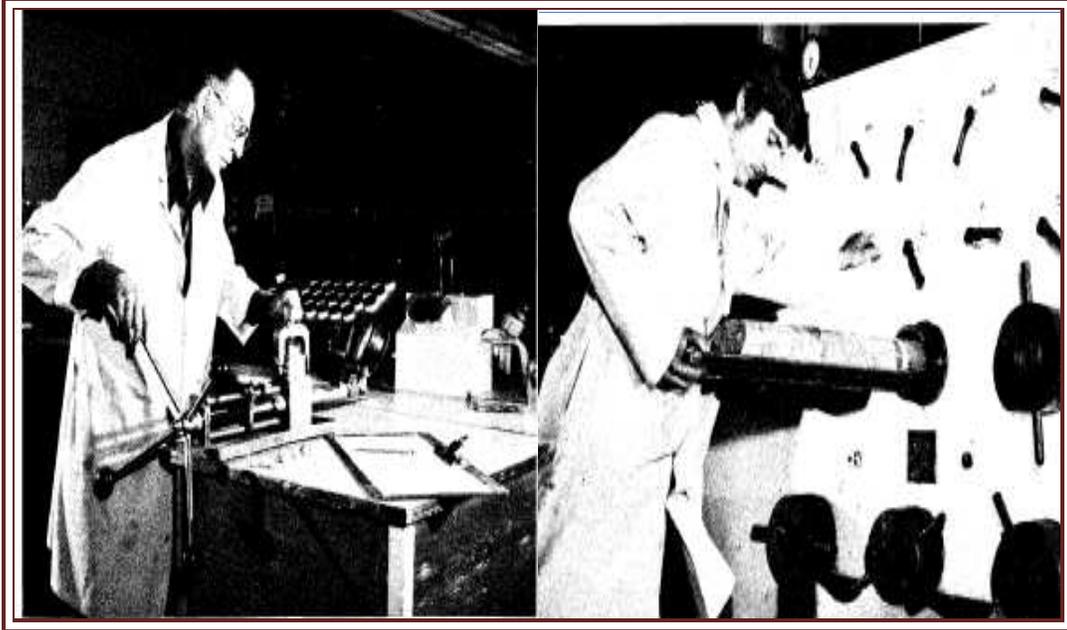


FIGURA 2.33. Método de saturación de gas (The Fundamental Core Analysis, CORELAB, 1973).

#### 2.7.4. Propiedades eléctricas de las rocas

El equipo que se utiliza para medir la resistividad es el resistímetro, el cual se ilustra en la FIGURA 2.34; este dispositivo mide a una muestra de roca con geometría regular y saturado con un fluido conductor (salmuera), la resistencia eléctrica ( $r$ ).



FIGURA 2.34. Resistímetro (Martell, 2008).

El resultado obtenido de dicha medición se apoya en la Ley de Ohm, dicha ley se basa en la siguiente expresión algebraica:

$$r = \frac{E}{I}$$

Donde:

r = resistencia del conductor (*Ohms*).

E = caída de potencial entre dos puntos del conductor (*Volts*).

I = intensidad de corriente que pasa por el conductor (*Amperes*).

El principio por el que funciona este dispositivo (FIG.2.35.) consiste en pasar a través de una muestra corriente eléctrica (I) y se mide o determina su resistencia (r), con esta dicotomía y las dimensiones de la muestra se obtiene la resistividad (R).

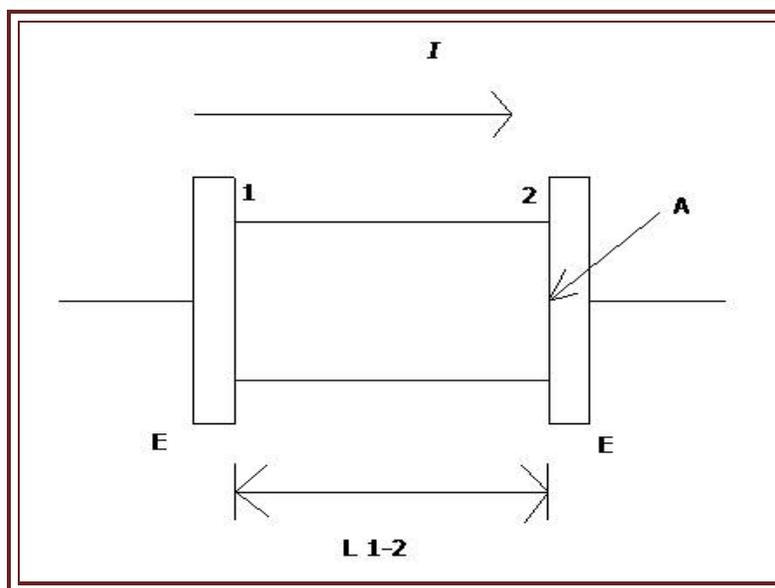


FIGURA 2.35. Representación del flujo de corriente eléctrica a través de una muestra (Álvarez, 2004).

$$r_{1-2} = \frac{E_{1-2}}{I} \quad \longrightarrow \quad R = \frac{r_{1-2} A}{L_{1-2}}$$

Donde:

E = la caída de potencial entre dos puntos del conductor

A = área transversal de la muestra

Los procesos para obtener los parámetros de caracterización como el factor de formación (F), factor de tortuosidad o geométrico (A, a), exponente de cementación (M, m), corriente

eléctrica ( $I$ ) y exponente de saturación ( $n$ ), de acuerdo a Álvarez, 2004, son los siguientes:

- 1.- Cortar y limpiar los núcleos (muestras de roca).
- 2.- Medir la porosidad y permeabilidad con gas a las muestras.
- 3.- Saturar las muestras al 100% con la salmuera adecuada.
- \* Pesar las muestras secas en una balanza analítica.
- \* Saturar las muestras al 100% con la salmuera apropiada en un equipo de saturación.
- \* Pesar las muestras saturadas en una balanza analítica.
- \* Determinar el grado de saturación de los núcleos comparando el volumen de agua inyectada en cada núcleo con el correspondiente volumen de poros medido con el porosímetro tipo Boyle.
- 4.- Medir la resistividad de las muestras en un resistímetro. Como los núcleos están saturados 100% con salmuera, la resistividad medida será la  $R_o$ .
- 5.- Desaturar un poco los núcleos por medio de inyección de gas o con algún otro procedimiento. Pesar las muestras para determinar el grado de saturación de salmuera con el que quedan, la cual deberá ser menor que 100%.
- 6.- Medir la resistividad de las muestras. Como tienen saturación de salmuera menor que 100%, la resistividad será la  $R_s$ .
- 7.- Repetir los pasos del 5 al 6 varias veces para tener valores de  $R_s$  a distintas saturaciones de agua.
- 8.- Calcular el valor de F para cada muestra ( $F = \frac{R_o}{R_s}$ ). En caso necesario medir  $R_w$  (resistividad del agua), en el resistímetro.
- 9.- Para cada núcleo calcular los valores de I correspondientes a las distintas saturaciones ( $I = \frac{R_s}{R_o}$ ).
- 10.- Realizar las gráficas correspondientes de Índice de Resistividad y Factor de Formación (como se ilustra en el APÉNDICE F).

### 2.7.5. Propiedades mecánicas de las rocas

La resistencia de una roca es medida por pruebas de laboratorio, las dos pruebas mas comunes de laboratorio para determinar la resistencia a la compresión en las rocas son:

- 1.- Prueba de compresión uniaxial.
- 2.- Prueba de compresión triaxial.

En la prueba uniaxial, un cilindro de núcleo de roca es cargado axialmente hasta que quiebre; en la prueba triaxial, un cilindro de roca es puesto en una celda, sujetado a todos

sus alrededores (confinamiento) y a presión por un confinamiento de fluido (generalmente aceite hidráulico o agua) actuando a través de una membrana impermeable, y cargado axialmente ( $\sigma_1$  y  $\sigma_3$ ) hasta que empiece a fracturarse como se indica en la FIG.2.36.(Abhijit Y. Dandekar, 2006).

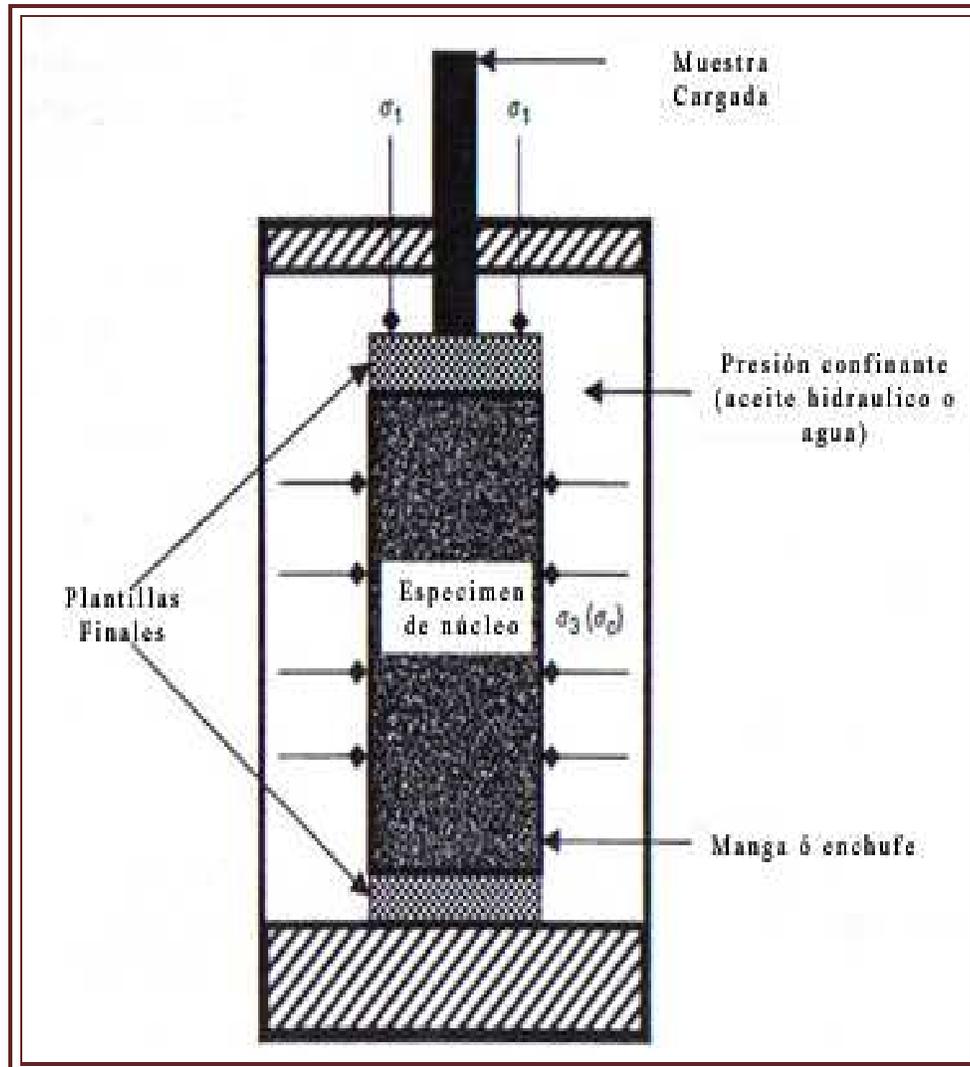


FIGURA 2.36. Prueba de la celda triaxial (Modificado de Abhijit Y. Dandekar, 2006).

## 2.8. INVENTARIO DE NÚCLEOS DE ROCA

Un inventario de núcleos de roca permite disponer de manera ordenada y sistemática de todos los datos obtenidos in situ y en laboratorio de las muestras, así como su descripción detallada (medidas, tamaño, peso, etc.). Cuando mayor es la especificación, se contará con más información sobre las muestras y menos dudas con respecto a su composición y características.

Para facilitar la localización de las muestras de roca en la bodega, las diversas compañías utilizan diversos sistemas de codificación de las muestras; se deben clasificar las muestras con base en un sistema racional, que permita procedimientos de almacenaje adecuados y control eficiente de las existencias.

1.0. Descripción de procedimientos.

- 1.1 Identificación y selección de pozos a inventariar.
- 1.2 Identificar y seleccionar el nombre del pozo a inventariar, para su fácil reconocimiento en físico y búsqueda de información.

2.0. Recopilación de información técnica.

- 2.2. Buscar la información técnica correspondiente a los núcleos obtenidos en cada pozo.
- 2.3. Obtener y verificar los siguientes rubros de información:
  - a) Nombre del pozo.
  - b) Número total de núcleos recolectados.
  - c) Número, intervalo y recuperación, de cada núcleo.
  - d) Tipo de núcleo (de fondo, complemento, exploratorio etc.,).

Esto se ilustra en la TAB.2.2 se tiene un ejemplo con los principales rubros que se deben registrar como parte del inventario de núcleos.

No.	CAMPO	Plataf.	Pozo	#Núcleo	Intervalo	P.S.	P.I.	Cortad	Recu. (m)	%RECUP_calculado	Recuper. (%)
1				2	2650-2658 md	2650.0	2658.0	8	5.6	70.13%	31.00%
2				3	2850-2858.35 md	2850.0	2858.4	8.35	8.4	100.00%	75.00%
3				4	3170-3179 md	3170.0	3179.0	9	9.0	100.00%	100.00%
4				5	3179-3188 md	3179.0	3188.0	9	9.0	100.00%	100.00%
5				1	2351-2360 md	2351.0	2360.0	9	7.8	86.67%	65.70%
6				2	2550-2559 md	2550.0	2559.0	9	0.5	5.00%	4.00%
7				3	2823-2832 md	2823.0	2832.0	9	0.5	5.56%	5.55%
8				3COM	2838-2843 md	2837.0	2846.7	9.7	0.5	5.15%	10.00%
9				3COM2	2852-2855 md	2846.0	2855.0	9	0.5	5.56%	16.66%
10				4	2971-2991.4 md	2971.0	2991.4	20.4	0.9	4.41%	10.00%
11				4COM	3002-3010 md	3002.0	3010.0	8	1.5	18.75%	16.60%
12				4COM2	3010-3013.2 md	3010.0	3013.2	3.2	1.4	43.75%	15.50%
13				4COM3	3018-3027 md	3018.0	3027.0	9	2.7	29.44%	29.40%

TABLA 2.2. Principales datos para registrar y verificar la información más relevante de los núcleos de roca (Pemex, 2008).

- 3.0. Identificación de pozo y núcleos en racks.
  - 3.2. Ubicar e identificar en físico las cajas que contienen los núcleos obtenidos en el pozo que está siendo inventariado.

4.0. Obtención y manipulación de cajas.

- 4.2. Bajar el total de cajas ya identificadas que contienen los núcleos obtenidos en el pozo que está siendo inventariado (FIG.2.37.).



FIGURA 2.37. Fotografía que muestra como se manipulan cajas que contienen los núcleos obtenidos en el pozo durante el proceso de inventario (Pemex, 2008).

5.0. Transportación de cajas.

- 5.2. Se deben transportar las cajas que contienen la totalidad de núcleos del pozo a inventariar al área correspondiente de trabajo, en donde se llevarán a cabo las actividades de identificación e inventariado.

6.0. Reconocimiento, rotulación y limpieza de núcleos.

- 6.2. Agrupar las cajas que corresponden al mismo núcleo. Ordenar las cajas de cada núcleo, ya sea de manera ascendente numéricamente o por intervalo o por intervalo de los tramos obtenidos (FIG.2.38.).



FIGURA 2.38. Proceso de limpieza de núcleos de roca para realizar el inventario (Pemex, 2008).

- 6.3. Reconocer el contenido de las cajas de cada núcleo, que pueden ser fragmentos y/o pedacería.
- 6.4. Observar y posicionar fragmentos de núcleo correctamente en orden numérico para cada uno de los núcleos y orientarlos de manera correcta.
- 6.5. Limpiar las cajas y los diferentes fragmentos que integran cada núcleo, así como embolsar la pedacería de menor tamaño.
- 6.6. Rotular fragmentos de núcleo con las siguientes especificaciones:
  - a) Nombre del pozo.
  - b) Número de núcleo.
  - c) Número de fragmento.
  - d) Orientación de fragmentos.

En caso de que el fragmento no cuente con orientación y número de fragmento, éstos dos últimos se omiten de la rotulación.

En la FIGURA 2.39 se indica como se recomienda realizar la rotulación utilizando simbología convencional.

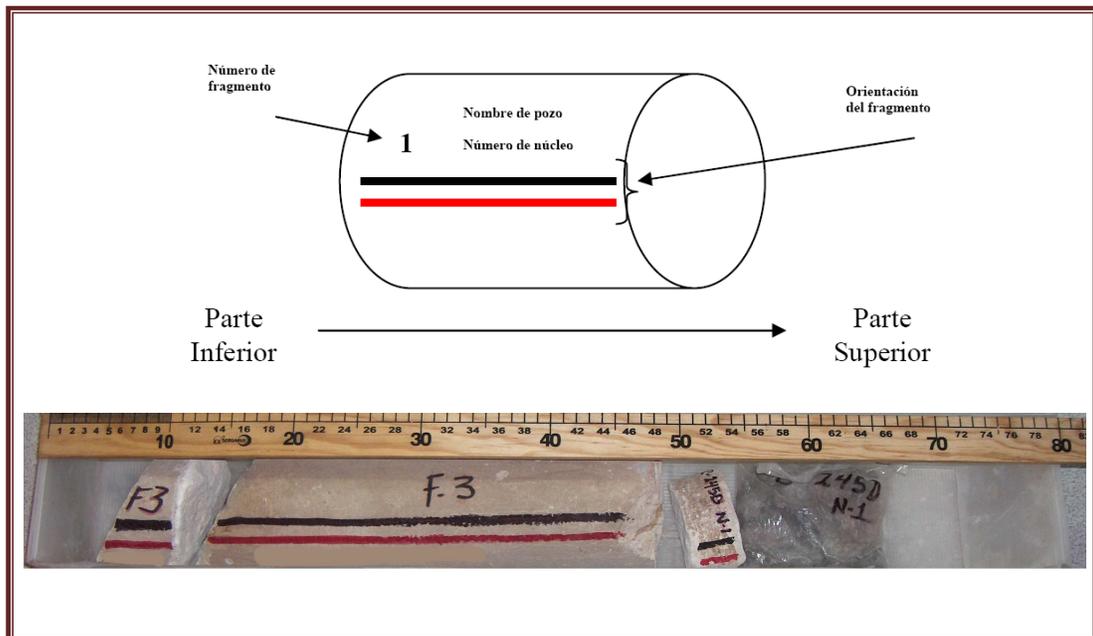


FIGURA 2.39. Fotografía que muestra como se realiza la rotulación de fragmentos de núcleo (Pemex, 2008).

- 6.7. Las cajas se deben rotular con la siguiente información:
  - a) Nombre del pozo.

- b) Número de núcleo.
- c) Intervalo de núcleo.
- d) Número de caja correspondiente.
- e) Orientación de núcleo.

Esto se ilustra en la FIGURA 2.40 se muestra una forma en como se realiza el rotulado de las cajas que contienen a los núcleos de roca.



FIGURA 2.40. Rotulado elaborado en una caja de núcleo de roca (Pemex, 2008).

Se recomienda que la rotulación se realice en la parte superior y lateral de la caja, tal como se indica en la FIGURA 2.41.

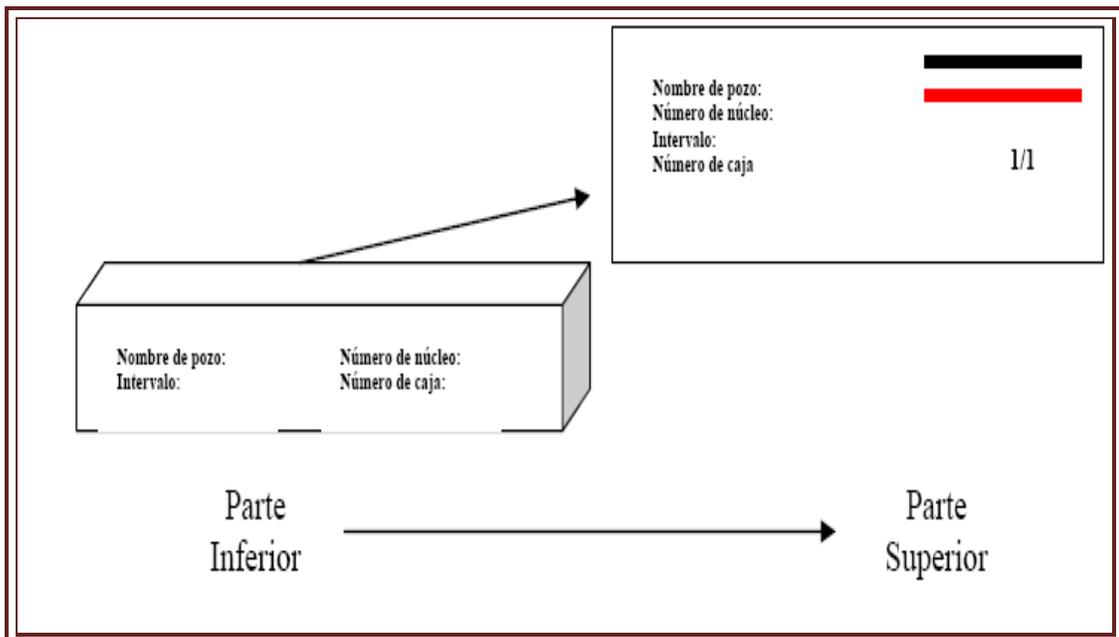


FIGURA 2.41. Ejemplo de rotulación de parte superior y lateral de una caja con núcleo (Pemex, 2008).

7.0. Inventario de núcleo.

7.2. Las características del núcleo deben quedar registradas con la siguiente información para cada una de las cajas que contengan:

- a) Nombre del pozo.
- b) Número de núcleo.
- c) Intervalo de núcleo.
- d) Metros de recuperación del núcleo.
- e) Estado de la muestra (escaso, regular, abundante).
- f) Medida que consiste en hacer uso de un flexómetro, para medir el total de fragmentos contenidos en la caja.
- g) Número de fragmentos.
- h) Diámetro del núcleo.
- i) Observaciones generales (en dicho rubro se podrá especificar los metros de pedacería que presenta la caja, número de bolsas de pedacería, y en su caso, si se trata de cajas para estudio de petrografía el tamaño de las muestras).

8.0. Obtención de una imagen.

8.2. Para obtener una imagen fotográfica representativa se debe montar la cámara fotográfica digital estándar en un tripie a una altura considerable, donde se abarque en el campo visual de la cámara, la totalidad del contenido de la caja, como se ilustra en la FIGURA 2.42.

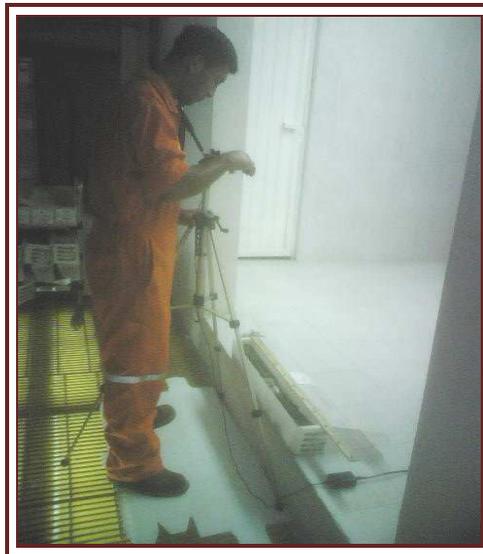


FIGURA 2.42. Imagen que muestra la forma en cómo se obtiene la fotografía de una caja de núcleo de roca (Pemex, 2008).

- 8.3. Se debe tomar cuando menos una fotografía de cada una de las cajas que integren al núcleo correspondiente del pozo inventariado. Posicionando la caja, su parte inferior del lado izquierdo y parte superior del lado derecho de la cámara.
- 9.0. Ubicación de cajas en racks, en la bodega donde se almacenan los núcleos
- 9.2. Se deben posicionar las cajas correspondientes del pozo inventariado, proporcionando la ubicación del pasillo, número de rack y nivel; éstas deben ser colocadas en forma alfabética y ubicadas conforme al activo al cual pertenecen (FIG.2.43.).

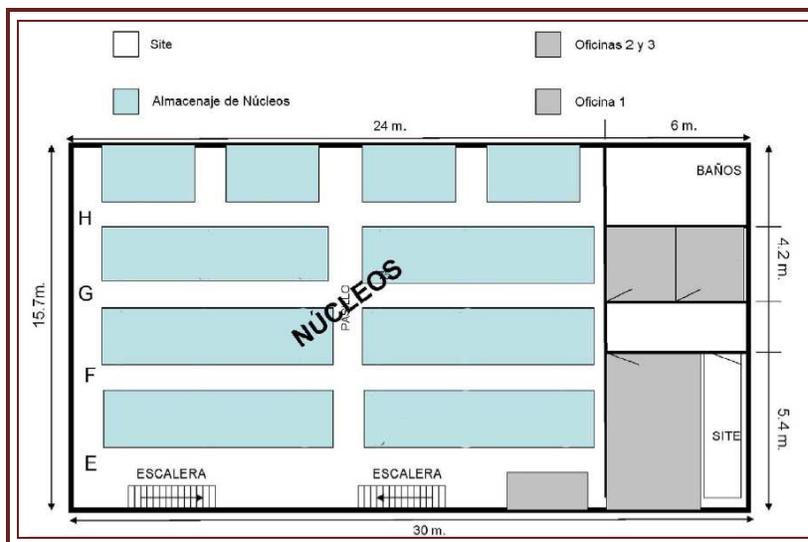


FIGURA 2.43. Esquema que muestra la ubicación de los racks en una bodega donde se colocan las cajas con núcleos (Pemex, 2008).

Las cajas de los racks deben ser colocadas (en el nivel correspondiente), con la parte inferior hacia el pasillo de la forma, como se ilustra en la FIGURA 2.44.

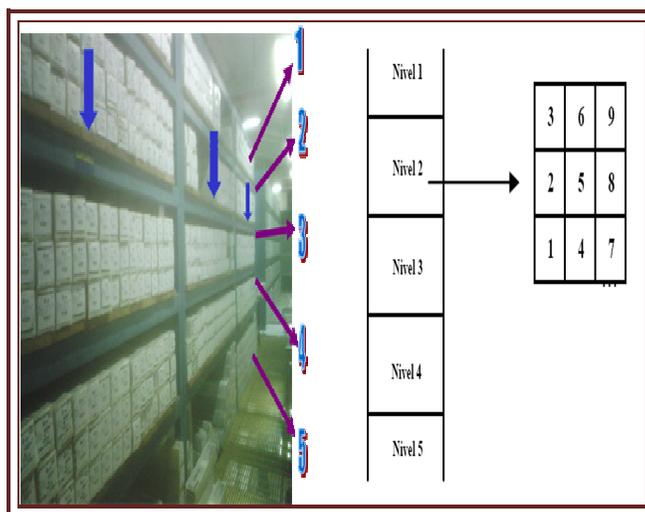


FIGURA 2.44. Fotografía que muestra la ubicación de cada una de las cajas en los racks (Pemex, 2008).

10.0. Almacenamiento y etiquetado de cajas.

- 10.2. Elaborar, imprimir y etiquetar todas las cajas con la información obtenida del núcleo inventariado. La etiqueta es colocada en una de las caras laterales de la caja (FIGURA 2.45.).



FIGURA 2.45. Colocación de etiqueta en una caja con núcleo (Pemex, 2008).

Si lo que se va a almacenar son tapones, se recomienda que se etiqueten con los datos que se muestran en la FIGURA 2.46.

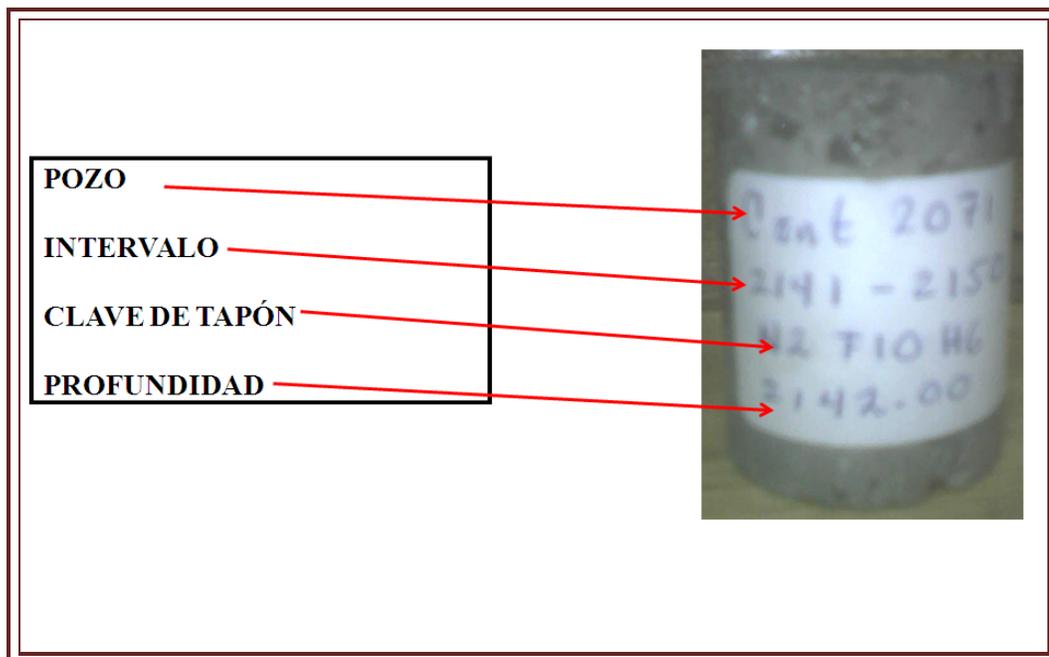


FIGURA 2.46. Colocación de etiqueta con los principales datos en tapón de núcleo (Pemex, 2008).

- 10.3. Se deben almacenar cajas de manera ordenada y con fe al acceso para determinar su uso posterior.
- 10.4. En tapones se procede hacer lo mismo, etiquetar y resguardar los tapones por lo regular se hace en cajas de madera como se ilustra esquemáticamente en la FIGURA 2.47.

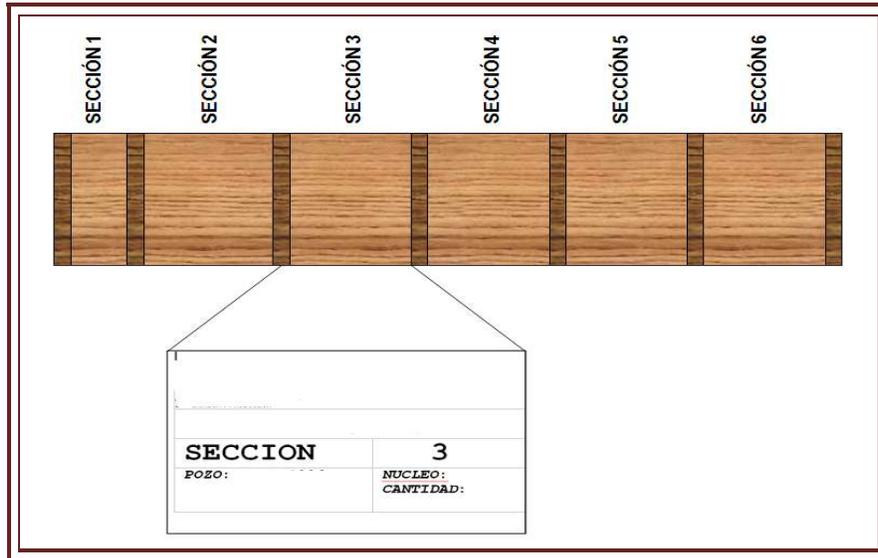


FIGURA 2.47. Esquema que muestra como se resguardan los tapones en caja de madera (Pemex, 2008).

## **CAPÍTULO 3. MARCO GEOLÓGICO**

### **3.1. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL**

El marco geológico regional está relacionado con todos los elementos que constituyen el Golfo de México en esta región del país, como son: la Plataforma de Yucatán, la Sierra de Chiapas y las Cuencas Terciarias del Sureste; sobre las cuales se llevaron a cabo diferentes eventos estratigráficos y estructurales en el Jurásico relacionados con la apertura del Golfo de México.

La plataforma de Yucatán es un extenso banco carbonatado cuyo desarrollo inicia en el Mesozoico y continua en la actualidad, se extiende desde la línea de costa hasta el escarpe de Campeche, en el que replegados sobre su porción occidental se encuentran grandes cuerpos deformados de sal cubiertos por sedimentos Mesozoicos y Cenozoicos.

La Sierra de Chiapas es el resultado de la deformación producida por la acción de la placa del Caribe con la placa de Norteamérica a través del sistema de fallas Motagua/Polochic, los cuales conforman diferentes estilos estructurales que rigen en la región marina de Campeche, y por ende que afectan a toda esta área.

Las cuencas terciarias constituyen grandes depresiones, resultado de varios procesos tectónicos destacando el Evento Chiapaneco, llevado a cabo entre el Oligoceno y Mioceno Inferior en todo el sureste de la república; en las cuencas se acumularon, grandes cantidades de sedimentos terrígenos que se deformaron por el movimiento de la sal del Jurásico.

En el contexto estratigráfico-sedimentológico de la Sonda de Campeche, la secuencia sedimentaria está representada principalmente por rocas carbonatadas en el Mesozoico y por rocas terrígenas en el Terciario. Las rocas terrígenas son principalmente lutitas que empaquetan cuerpos delgados de areniscas.

Desde los inicios del Jurásico, hacia el oriente de la Sonda de Campeche se tuvo la presencia de una plataforma (Plataforma de Yucatán) y un paleo continente (Sierra de Chiapas) al suroeste. Estos elementos constituyeron la fuente de aporte a los sedimentos depositados durante el Jurásico tardío y todo el Terciario en la zona de estudio.

La bentonita en delgadas capas esta presente en toda la secuencia sedimentaria, principalmente el Terciario donde se encuentran intercalados en las lutitas y en las areniscas. La bentonita fue transportada por corrientes eólicas y acuáticas, por su composición se le considera una de las principales fuentes de aporte de sílice y magnesio; los cuales influyen en los procesos diagenéticos de los siliclásticos y en algunos casos en carbonatos.

Existe presencia de lodos calcáreos integrados al depósito como resultado de la erosión de la plataforma de Yucatán, constituyendo delgadas capas o cementando las rocas terrígenas; ocasionalmente se observan como flujos de detritus como probable producto de la destrucción de bancos.

En el contexto estructural, la acción de la placa del Caribe con la placa de Norteamérica, generaron en el Oligoceno esfuerzos transpresivos que plegaron la secuencia sedimentaria en forma de anticlinales alargados orientados NW-SE en la Región Marina,

dando lugar al denominado Evento Chiapaneco (Sánchez Montes de Oca, 1975). Como resultado de este evento, y por el grueso espesor de terrígenos acumulados, la sal se inyectó a niveles superiores, siendo expulsada formando cuencas de desalojo de sal. Algo muy parecido sucedió con los domos arcillosos que en forma disarmónica están presentes en la columna terciaria, debido a su gran límite elástico y a la abundante presencia de agua, que les permitió que se deformaran plásticamente y se inyectaron en niveles superiores.

Como culminación de este ciclo tectónico durante el Mioceno-Plioceno, ocurrieron esfuerzos que originaron distensión que originó un sistema de fallas lítricas que delimitan la continuidad hacia el mar de las cuencas de Macuspana y Comalcalco, e influyeron en el diapirismo en la Cuenca Salina del Istmo y el desalojo de sal. Esto generó una topografía muy irregular que condicionó los flujos turbídicos de las arenas postmiocénicas que constituyen los yacimientos del Terciario Tardío. Dicha topografía dio lugar a la clasificación de la Sonda de Campeche (FIG.3.1.) en seis provincias morfoestructurales (Ángeles, 1985) que a continuación se describen:

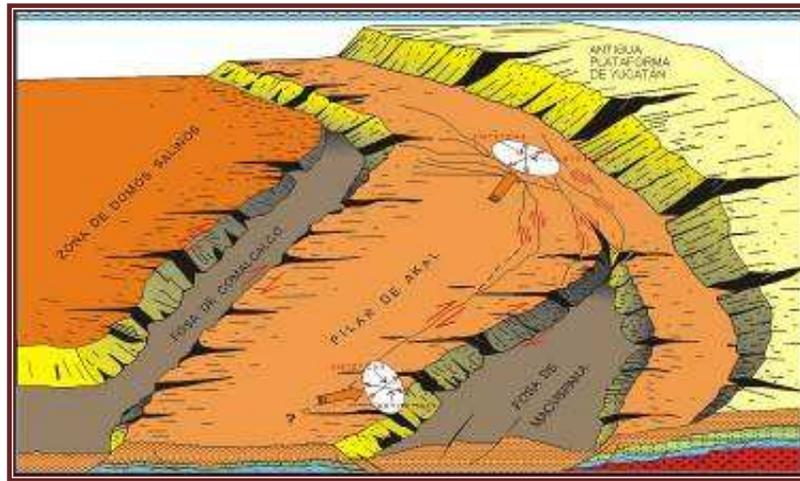


FIGURA 3.1. Modelo estructural que muestra las provincias morfoestructurales que constituyen la sonda de Campeche (Ángeles, AIPM, 2003).

- 1) **Antigua Plataforma de Yucatán.-** Se extiende en el continente a lo largo de la planicie costera del Golfo teniendo sus inicios en lo que hoy es el cerro de Macuspana y cubre toda la Península de Yucatán; en el mar la constituye la plataforma continental frente a los estados de Campeche, Yucatán y Quintana Roo, terminando probablemente en el denominado escarpe de Campeche y seccionado por la prolongación de la falla de Macuspana, las rocas que conforman a la Plataforma de Yucatán son en su mayoría carbonatos propios de aguas someras que suprayacen a terrígenos del Jurásico Superior, los cuales a su vez y de acuerdo a perforaciones más profundas están de manera discordante sobre un basamento metamórfico, constituido por esquistos cristaloblásticos.
- 2) **Zona de Talud.-** Es la zona de transición entre la cuenca y la antigua plataforma de Yucatán, la constituyen principalmente brechas de talud.
- 3) **Fosa de Macuspana.-** Esta fosa se formó por el movimiento originado por las fallas Macuspana y Frontera, que actuaron en forma sincrónica con la sedimentación permitiendo el depósito de una enorme columna sedimentaria terciaria. Dado lo profundo del Mesozoico, su importancia petrolera se reduce al Terciario, esto sin tomar en cuenta la presencia de sal a niveles estratigráficos más bajos.

- 4) **Pilar de Akal.-** Consiste de un gran pilar enmarcado por la prolongación hacia el mar de las fallas de Comalcalco, Frontera y Macuspana, permitiendo la acumulación de calizas clásticas con una enorme capacidad de almacenar hidrocarburos; es probable que este pilar esté íntimamente ligado con fallas profundas de la corteza, que formaron bloques escalonados rellenos por flujos de detritos que formaron brechas, estos bloques son el resultado de los sistemas de esfuerzos a los que ha estado sometida la corteza durante los diferentes eventos ocurridos en la zona.
- 5) **Fosa de Comalcalco.-** Esta limitada por dos fallas normales, con sensible dirección N-S, constituyendo una fosa angosta y alargada en la cual los pozos perforados han encontrado espesores potentes de depósitos terciarios, así como flujo de detritos y mantos de deslizamiento, constituyendo series sedimentarias complejas, sin embargo estudios de sismica evidencian la presencia de esta fosa a partir del Mesozoico, en donde se observan las fallas limitantes orientadas ligeramente al norte, truncando sobre ellas algunas fallas inversas.
- 6) **Zona de domos salinos.-** Se localiza al occidente de la zona marina en la que se encuentran las estructuras de las áreas Barrillas y Marbella, que limitan hacia el oriente con la sonda de Campeche particularmente la zona de domos, como su nombre lo indica se trata de una gran masa salina que puede ser la prolongación de la cuenca salina del Istmo al mar; está constituida por numerosas estructuras anticlinales y diapíricas de pequeñas y grandes dimensiones cubiertas por sedimentos terrígenos redistribuidos en la plataforma.

### 3.2. UNIDADES LITOESTRATIGRÁFICAS

La columna estratigráfica tiene un espesor aproximado de 5,500 m que ha sido determinada por los pozos perforados en el área, reporta edades desde el Calloviano conformados por sal a depósitos terrígenos para el Reciente. El paquete de rocas sedimentarias está constituido por rocas que incluyen evaporitas para el Jurásico Superior Oxfordiano, rocas carbonatadas para el Jurásico Superior Kimeridgiano, calizas arcillosas en el Cretácico Superior – Paleoceno Inferior (límite Cretácico-Terciario).

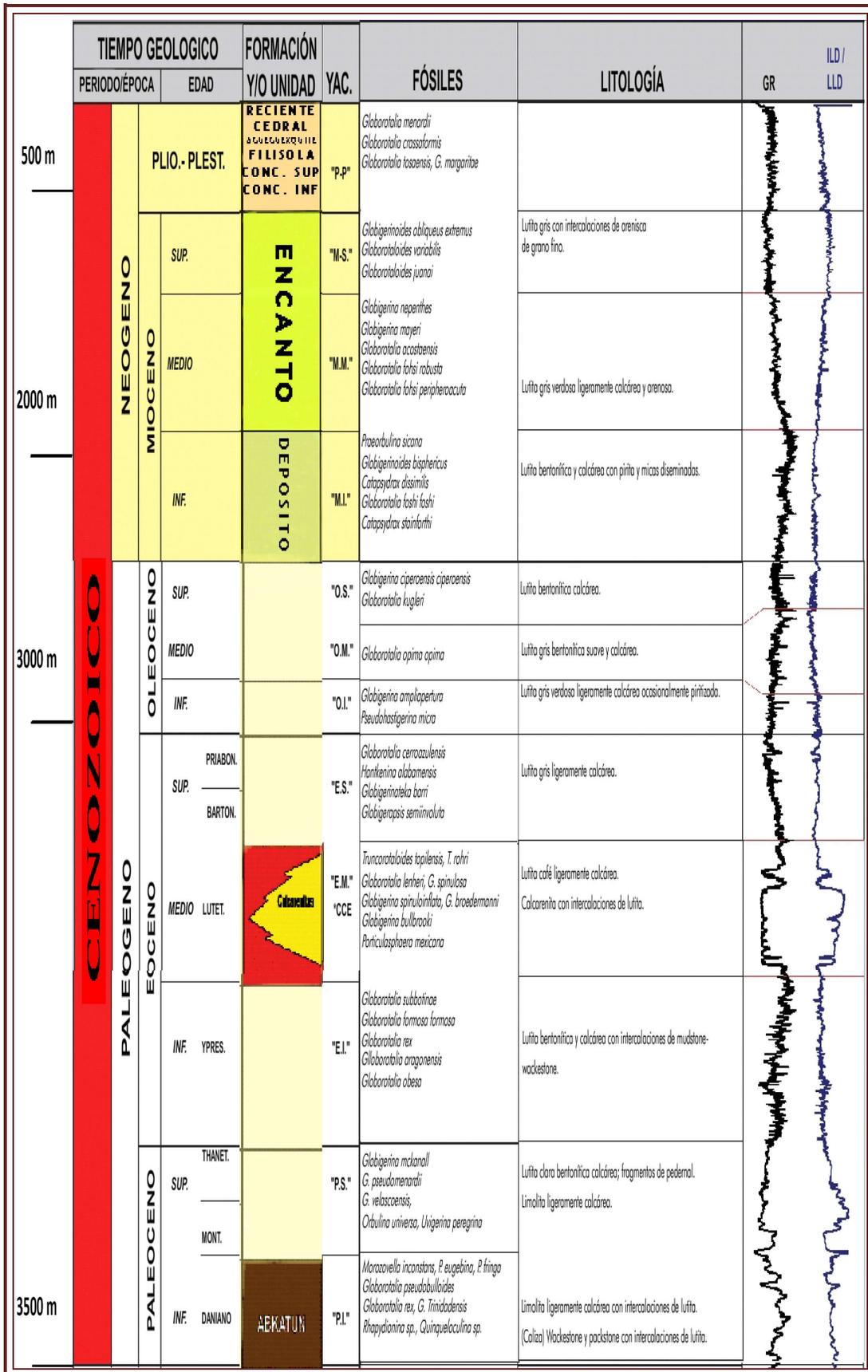
El Terciario lo constituyen grandes espesores de areniscas así como de carbonatos y el Reciente está formado por una alternancia de capas de arenas poco consolidadas.

La columna sedimentaria descansa sobre un basamento de tipo ígneo-metamórfico, el cual fue alcanzado en los pozos Yucatan-1 y 4 (Evaluación de Formaciones en México, SLB, 1984).

En la columna estratigráfica de la FIGURA 3.2 se muestra de manera esquemática y resumida los intervalos de profundidad, litología, registros geofísicos y fauna para cada una de las unidades litoestratigráficas.

#### 3.2.1. Basamento

Los datos que se tienen del basamento de la zona marina son del Paleozoico, corresponden a pozos perforados en continente sobre la actual plataforma de Yucatán (Yucatán 1 y 4), que cortó una serie metamórfica constituida por esquistos cristaloblasticos subyacentes a lechos rojos de la probable Formación Todos Santos; las edades radiométricas indicaron una antigüedad de aproximada de 290 Ma. (Ángeles, 1985).



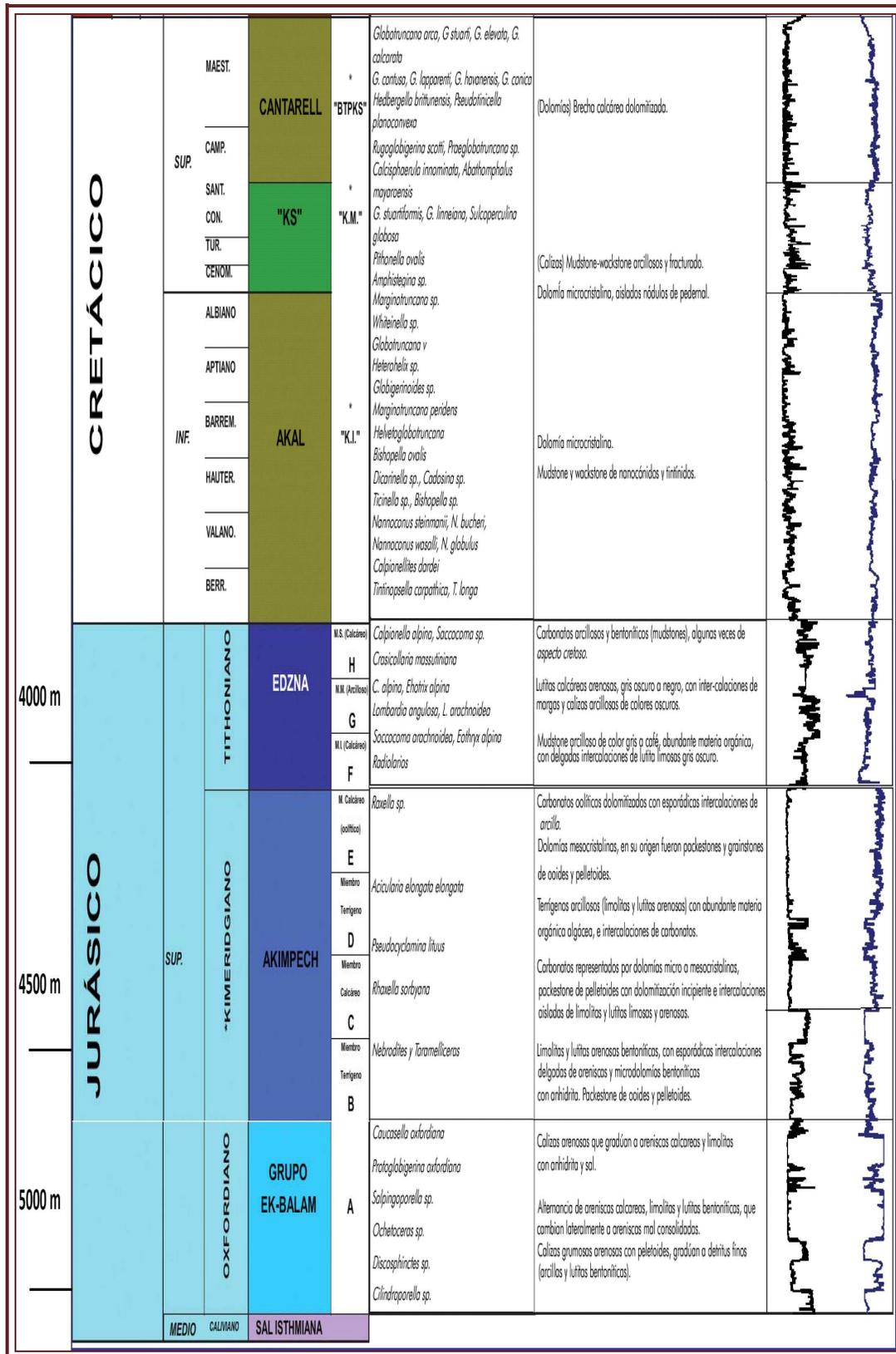


FIGURA 3.2. Columna estratigráfica de la Sonda de Campeche, donde se indica la micro fauna y los registros de litología (rayos gamma) y resistividad (doble inducción laterolog) para correlaciones prácticas en pozos de desarrollo (Modificada de Cárdenas, 2008).

### 3.2.2. Jurásico

Litoestratigráficamente el Jurásico esta caracterizado porque en el Calloviano hay depósitos de sal por aguas connatadas (aguas atrapadas durante la sedimentación) producidas por el evento tectónico de la apertura del Golfo, en el Oxfordiano se caracteriza por el grupo Ek-Balam por su parte el Kimeridgiano esta constituido por las unidades B,C,D y E que pertenecen a la formación Akimpech y finalmente en el Tithoniano se encuentran, 3 unidades F,G y H pertenecientes a la formación Edzna.

#### 3.2.2.1. Calloviano

Comprende las rocas sedimentarias marinas de mayor antigüedad, estas secuencias corresponden a depósitos salinos clasificados como Sal Ístmica (Isthmian Salt). La depositación sucedió probablemente desde el Calloviano hasta antes del Oxfordiano Superior (Ángeles-Aquino, 1996).

#### 3.2.2.2. Oxfordiano

Rocas de esta edad se componen de areniscas, limolitas y bentonitas de color gris olivo, con intercalaciones delgadas y aisladas de calizas arcillosas y silicificadas. Como accesorios se llegan a observar anhidritas, cuarzo detrítico, micas, etc; su porosidad es de tipo primaria, intergranular con impregnación de aceite ligero.

#### Grupo Ek-Balam.

Estas secuencias del Oxfordiano se le ha subdividido en tres unidades litoestratigráficas caracterizadas como una sola unidad la unidad A (FIG.3.2.) que se subdivide en:

- **Miembro Inferior:** Compuesto por calizas grumosas arenosas con peletoides de color gris olivo en la cima, se tienen detritos finos con arcillas y lutitas bentoníticas, la base está marcada por capas de anhidrita que varían en espesor.
- **Miembro Medio:** Se constituye de areniscas calcáreas, mudstone y lutitas bentoníticas, en la cima contiene cuerpos de areniscas que gradúan a areniscas conglomeráticas a pobremente consolidada hacia la base.
- **Miembro Superior:** Se compone por wackestone-packstone de peloides, de color verde olivo; que contiene lutitas y areniscas con cuarzo cementado e intercalaciones de evaporitas.

#### 3.2.2.3. Kimeridgiano

Ángeles y Cantú (2001), introdujeron en la estratigrafía a la formación Akimpech, para distinguir a los depósitos oolíticos dolomitizados del Kimeridgiano en la paleoplataforma de Campeche.

#### Formación Akimpech.

La formación Akimpech está cubierta concordantemente por lutitas ricas en materia orgánica y calizas arcillosas de la formación Edzna (FIG.3.2); y sobre yace con las areniscas y anhidritas de la parte superior del Grupo Ek-Balam, la Formación Akimpech se le ha dividido en cuatro unidades designadas como: "B", "C", "D" y "E".

- **Miembro Terrígeno Inferior “B”:** Constituido por limolitas y lutitas arenosas bentoníticas, con intercalaciones de areniscas y microdolomías bentoníticas con anhidrita.
- **Miembro Calcáreo Inferior “C”:** Lo conforman rocas carbonatadas, representadas por microdolomías a mesocristalinas, packstone de peletoides con dolomitización insipiente e intercalaciones marginales de limolitas y lutitas.
- **Miembro Terrígeno Superior “D”:** Se compone de terrígenos finos (lutitas) con escasas intercalaciones de carbonatos.
- **Miembro Calcáreo Superior “E”:** En este miembro no se han encontrado fósiles índice, sus principales constituyentes son dolomías mesocristalinas.

#### 3.2.2.4. Titoniano

Denominada informalmente como formación Edzna, por Ángeles y Cantú (2001), esta formación subyace a la formación Akimpech de manera abrupta, su contacto representa posiblemente el final de las condiciones de alta energía, siendo sustituidas por condiciones de baja energía, en aguas más profundas o en ambientes semirrestringidos, en los cuales se depositaron las lutitas y los mudstones ricos en materia orgánica; por sus características litológicas los autores, dividen a la formación en tres miembros (FIG.3.2):

- **Miembro Inferior “F”:** Está constituido por mudstone y calizas arcillosas de color gris claro o café claro, esporádicamente presenta delgadas intercalaciones de lutita limosa de color gris oscuro a negras las condiciones de depósito es de baja energía y de un ambiente reductor.
- **Miembro Medio “G”:** Las rocas que predominan en este miembro son lutitas calcáreas arenosas, con intercalaciones de margas y calizas arcillosas, de colores oscuros.
- **Miembro Superior “H”:** Lo constituyen principalmente carbonatos arcillosos y bentoníticos, (mudstone), en ocasiones de aspecto cretoso que presentan dolomitización hacia la porción oriental. El ambiente de depósito de esta unidad corresponde a aguas profundas

#### 3.2.3. Cretácico

La distinción del Cretácico es por los carbonatos del Cretácico Inferior (formación Akal), y del Cretácico Medio (Albiano-Cenomaniano) y por la brecha del Cretácico Superior (formación Chac).

##### 3.2.3.1. Cretácico Inferior

La formación Akal (Ángeles et. al., 1996) llamada así informalmente para la Sonda de Campeche, está constituido principalmente por carbonatos dolomitizados con intercalaciones de calizas arcillosas bentoníticas, depositadas en aguas relativamente profundas, debido a la aceleración del ciclo transgresivo, en esta formación, los procesos diagenéticos presentes son la dolomitización, silicificación y en menor grado aunque no diagenético la estilolitización. La porosidad es pobre a regular de tipo primaria a secundaria, hay impregnación de aceite ligero, pesado residual y gilsonita, parte de esta unidad es considerada generadora, aunque su carácter principal es de roca sello.

### 3.2.3.2. Albiano-Cenomaniano

Las rocas de esta edad son los carbonatos donde la porosidad primaria es pobre a regular, con impregnación pobre a regular de aceite ligero, pesado y residual; los procesos diagenéticos están representados por dolomitización, silicificación y cristalización euhedral.

### 3.2.3.3. Cretácico Superior

Llamada informalmente formación Chac (Ángeles et al., 1985) conforma las unidades de brecha del Cretácico Superior y cabe mencionar que la porosidad es pobre a regular en cavidades por disolución y tiene pobre impregnación de aceite ligero, pesado y residual.

### 3.2.4. Cenozoico

Principalmente el Terciario se encuentra caracterizado por una secuencia terrígena, constituido por brechas y lutitas calcáreas. Para el Eoceno-Paleoceno en el área de Ku-Maloob-Zaap, Chacmool y Cantarell, existe un cuerpo carbonatado (calcarenitas).

#### 3.2.4.1. Paleoceno

En la Región del área de estudio, el Paleoceno compuesto por arcillas constituye la roca sello del play Brecha Cretácico Superior (BKS); el cual se encuentra dividido en dos unidades estratigráficas:

- ***Paleoceno Inferior:*** Llamada por Cantú y Landeros (2001) como Formación Abkatún está compuesta por una brecha de fragmentos de mudstone dolomitizado, lutita y limolita.
- ***Paleoceno Superior:*** Se compone de packstone de color pardo, constituido por granos redondeados a subredondeados de bioclastos y ooides bien clasificados, diseminados en una matriz micrítica moderadamente recristalizada, también presenta intercalaciones de lutita bentonítica y calcárea de color verde. Su ambiente de formación es de aguas profundas.

#### 3.2.4.2. Eoceno

En la Sonda de Campeche el Eoceno está dividido en tres secuencias sedimentarias:

- ***Eoceno Inferior:*** Se compone de rocas clásticas terrígenas de grano fino y rocas calcáreo-arcillosas de aspecto cretoso y bentonítico de ambientes batiales; predominando las lutitas bentoníticas ligeramente calcáreas con intercalaciones de mudstone a wackestone.
- ***Eoceno Medio:*** Se manifiesta como una unidad calcarenítica, que litológicamente puede ser descrita como una caliza con textura grainstone, consiste de intraclastos y granos esqueletoides uniformes entre medios y gruesos (bioclastos). La mayoría de los clastos tienen buena redondez y esfericidad, el diámetro de los granos tiene variaciones que van de 1 a 7 centímetros. Se infiere un ambiente de plataforma clástica.
- ***Eoceno Superior:*** Esta secuencia se compone de lutitas de color gris ligeramente calcáreas y algunos estratos de lutitas con intercalaciones de mudstone y caliza

arcillosa. Se acumuló en un ambiente de aguas profundas, con espesores muy irregulares.

### **3.2.4.3. Oligoceno (*Chattiano-Rupeliano*)**

Está constituido por lutitas calcáreas suaves, plásticas y ligeramente arenosas, que varían a mudstones arcillosos de color gris claro y gris verdoso. Su ambiente de depósito se ha interpretado que corresponde a zona de talud y cuenca profunda.

### **3.2.4.4. Mioceno**

En la Sonda de Campeche el Mioceno está dividido por dos formaciones:

- ***Mioceno Inferior (Formación Depósito)***: Esta unidad está constituida por lutitas gris verdoso a gris oscuro, ligeramente arenosa y lutita bentónica verde olivo, compacta, con intercalaciones de capas delgadas de areniscas, de grano fino a muy fino, calcárea, representa un alto contenido faunístico propio de aguas profundas.
- ***Mioceno Medio - Superior (Formación Encanto)***: Es la roca almacenadora en el área. Litológicamente está constituida por una alternancia de arena de grano medio y lutitas calcáreas, bentónicas, color gris verdoso a gris oscuro, acompañadas con aislados cuerpos de arenisca calcárea.

### **3.2.4.5. Plioceno**

Está conformado por lutitas bentónicas aisladas de areniscas que constituyen cuerpos lenticulares encerrados en potentes cuerpos arcillosos.

- ***Plioceno Inferior***: Se divide en dos formaciones la Concepción Inferior y la Concepción Superior.

***Formación Concepción Inferior***: Está constituida por una alternancia de arena y lutita gris oscuro a gris verdoso, plástica, arenosa con bioclastos; semidura y laminar, con alto contenido de microfauna y tiene intercalaciones aisladas de areniscas.

***Formación Concepción Superior***: Consiste en una alternancia de arena arcillosa de grano fino color gris claro y lutita arenosa color gris verdoso a oscuro, con restos de micro y macrofauna y carbón lignito.

- ***Plioceno Inferior- Superior (Formación Filisola)***: Se caracteriza por un cuerpo de arena gris claro de grano fino a medio, en parte ligeramente arcillosas y en ocasiones cementadas por  $\text{CaCO}_3$ , con esporádicas intercalaciones delgadas de lutita arenosa.
- ***Plioceno Superior*** : Se divide en las siguientes dos formaciones:

***Formación Paraje Solo***: Esta representada por una alternancia de cuerpos de lutita gris verdoso además de areniscas calcáreas de grano fino y capas delgadas de carbón (lignito).

***Formación Agueguesquite***: Esta constituido en su parte superior por una alternancia de lutitas y arenas y en la parte inferior por cuerpos de lutitas con abundantes foraminíferos. En toda la secuencia se observan restos de carbón (lignito).

### 3.2.4.6. Pleistoceno

La litología que corresponde á esta época se encuentra distribuida en la Sonda de Campeche presentando espesores variables. El ambiente de depósito, según determinaciones paleobatimétricas corresponde a ambientes transicionales y de plataforma. El Pleistoceno está compuesto por dos formaciones la Formación Cedral y Reciente.

La Formación Cedral está compuesta por una serie sedimentaria caracterizada por una arena gris claro, amarillo claro, de grano fino a medio y restos de bioclastos, con intercalaciones aisladas de lutita gris verdoso, suave arenosa de probable edad reciente que se caracteriza por arenas, limos y arcillas de ambiente transicional sin compactación.

### 3.3. MODELO ESTRUCTURAL

Las estructuras presentes en el campo Cantarell son producto de la actividad tectónica registrada en el Golfo de México desde su apertura a partir del Jurásico Medio. Pero fue hasta el Neógeno cuando se desarrolló el cinturón de pliegues y cabalgaduras que incluye la estructura Cantarell. El origen de esta deformación estructural tiene relación con los eventos tectónicos producidos por la colisión entre la microplaca de Chortis con Chiapas a partir del Cretácico Tardío y que culminó en el Plio-Pleistoceno. Según Morales et al. (2007), el estilo estructural del Campo Cantarell, en la porción norte consiste de pliegues en caja y gradúa a pliegues asimétricos bastante disarmónicos entre de los cuales el Cretácico se engruesa y adelgaza irregularmente; mientras que en la porción central corresponde más a un *fault-bend fold* (FIG.3.3.). Hacia el sur presenta nuevamente una geometría bastante irregular así como pliegues por propagación de falla (*fault-propagation folds*).

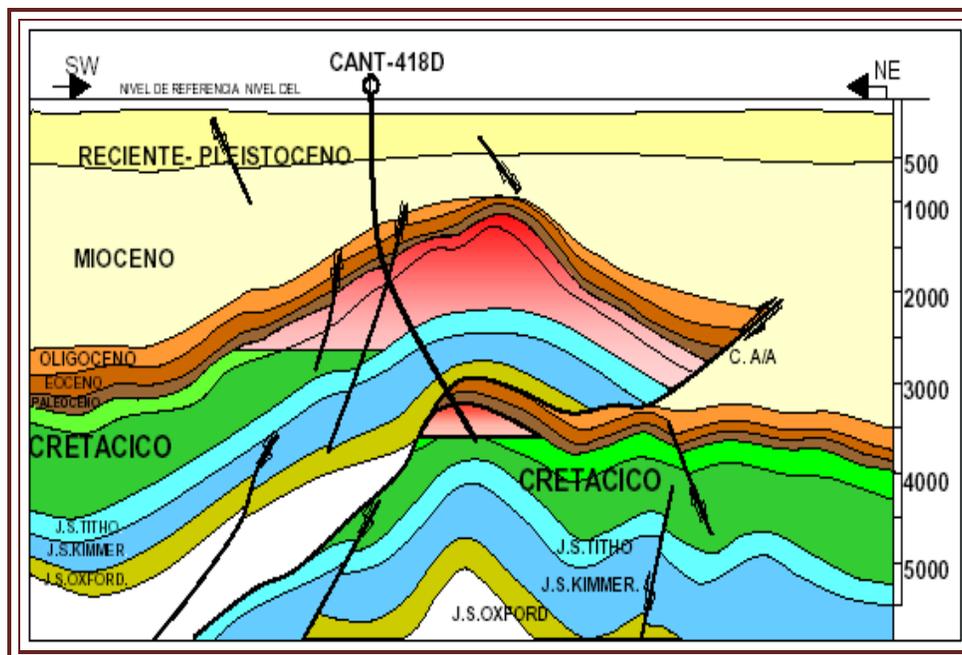


FIGURA 3.3. Modelo estructural para el campo Cantarell (Modificada de Pemex, 2008).

El pliegue del bloque alóctono tiene una orientación regional NW-SE con una vergencia al NE y su cresta es cortada por una gran cantidad de fallas normales con una orientación dominante entre N40°W y N20°E. El pliegue del bloque autóctono tiene una orientación

regional NW-SE siguiendo la orientación del bloque cabalgante. Ambos pliegues, tanto del bloque alóctono como del autóctono, están limitados en su flanco occidental, por una falla totalmente fuera de secuencia que se interpreta como una falla de desplazamiento lateral derecho, la cual tiene una orientación N y NNW y una inclinación muy pronunciada; su despegue se observa en los niveles arcillosos del Paleógeno, aunque en algunas partes llega a afectar al Cretácico y al Jurásico.

Cabe recordar que la compresión producida durante la Fase Chiapaneca, marcó el inicio del sobrecorrimiento (FIG.3.4.) en Cantarell con la generación de una rampa tectónica sobre la que se desplazaron las secuencias más jóvenes.

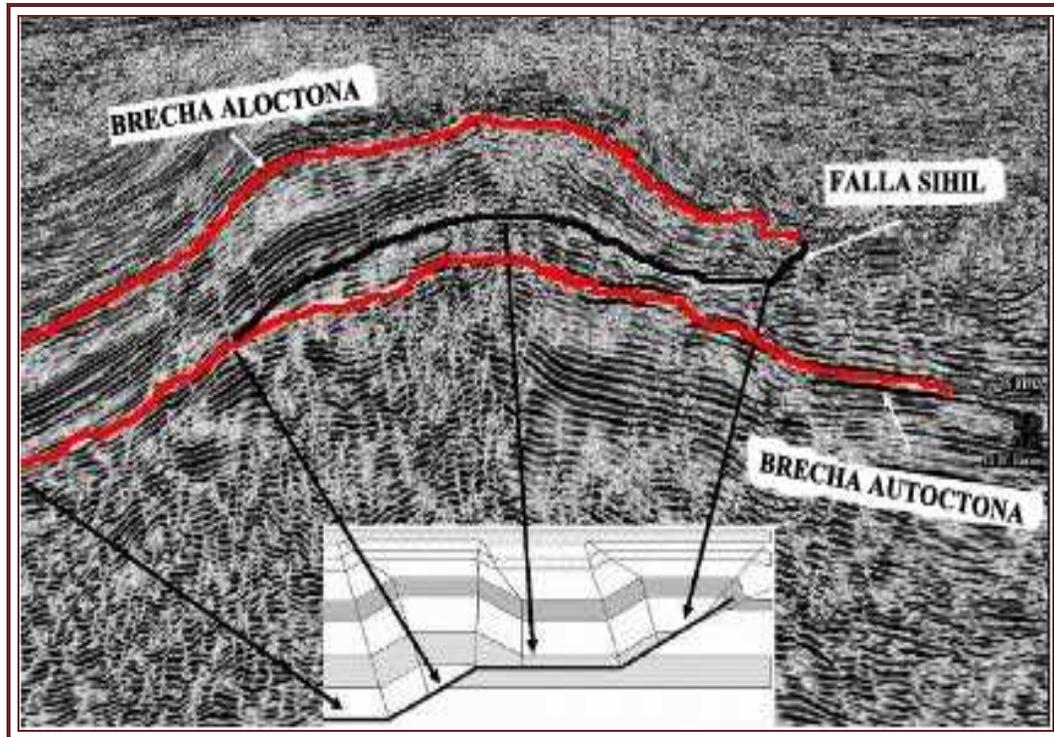


FIGURA 3.4. Corrimiento de Akal siguiendo el típico modelo de un *Fault Bend Fold* (Modificada de la Revista Ingeniería Petrolera, Mayo 2007).

Este corrimiento (FIG.3.4.) es de edad Mioceno de acuerdo a la deformación de los sedimentos superiores, pero lo que se percibe por debajo de la Falla Sihil es la separación de los sedimentos alóctonos de los autóctonos que son del Eoceno. Es decir que en el corrimiento de Akal no solo se desplazaron los sedimentos más antiguos sobre los más recientes sino que también fueron movidos los sedimentos miocénicos contemporáneos con el cabalgamiento.

### 3.4 MODELO TECTÓNICO

#### 3.4.1. Origen del Golfo de México

El Golfo de México ha sido uno de los más estudiados y más altamente explorados de todas las cuencas del mundo para la búsqueda de hidrocarburos sobre todo en aguas someras. La literatura sobre la cuenca es considerable y continua creciendo cada año, ya que los trabajos de investigación han dado origen a controversias, por muchos autores (Tardy 1980; Coney 1983; Buffler y Sawyer, 1985; Rindell, 1985, 1993, 1994, 2002; Ross

y Scotese, 1988; Amos 1987, Ortega Gutierrez et al ., 1994; Alanis Alvarez et al; 1996, Rindell y Kennan, 2001, etc.); cabe señalar que los procesos distensivos y evolutivos identificados comienzan a partir del Triásico-Tardío, Jurasico Temprano, asociándolos con el rompimiento del megacontinente Pangea, el cual al separarse ocasionó la apertura de un sector del Océano Atlántico y del Golfo de México; la etapa inicial de apertura fue entre 230 Ma en el Triásico-Medio y 120 Ma en el Cretácico Inferior-Superior, estableciéndose las características estructurales y estratigráficas del Golfo de México cuyos eventos tectónicos se resumen en la TAB.3.1.

EVENTOS RELACIONADOS CON LA APERTURA DEL GOLFO DE MÉXICO.	
<b>230 Ma.</b>	Comienza la separación de Pangea.
<b>230-164 Ma.</b>	Subducción del complejo de la mesa central, se empieza a formar la placa Mezcalera que es consumida por la placa del Farallón, los bloques corticales al sur de la falla transformante de Coahuila son desplazados al Este y empieza la extensión del bloque de Yucatán.
<b>200 Ma.</b>	Erupción de la pluma de la Provincia Central Magmática.
<b>180 Ma.</b>	Comienza a expandirse la corteza oceánica en el Atlántico Central.
<b>170 Ma.</b>	En el sector este empieza a separarse África por la apertura del piso oceánico en el Atlántico Central.
<b>160 Ma.</b>	En el sector oeste empieza a separarse Norteamérica por la apertura del piso oceánico en el Atlántico Central.
<b>~ 160 Ma.</b>	El bloque de Yucatán empieza a rotar fuera de Norteamérica 24°, produciendo un movimiento siniextrógiro de extensión continental.
<b>~ 150 Ma.</b>	Comienza a expandirse la corteza oceánica en el Golfo de México produciendo un movimiento siniextrógiro del bloque de Yucatán.
<b>~ 140 Ma.</b>	<b>Queda completada la formación del Golfo de México.</b>
<b>~ 126 Ma.</b>	Sudamérica comienza a separarse de África.
<b>120 Ma.</b>	El superterreno Guerrero fue direccionado sobre el oeste de México.
<i>Ma. = Millones de años</i>	

TABLA 3.1. Cronología de la apertura del Golfo de México, (modificada de Bird, D. E. 2004, Jurassic tectonics of the Gulf of México and Central Atlantic Ocean, University of Houston).

Hablando estrictamente de la apertura del Golfo de México ocurrió hace más de 150 millones de años, las investigaciones recientes han permitido conocer los movimientos geodinámicos del bloque de Yucatán ocurridos con relación en el cratón de Norteamérica durante el Jurasico Tardío; estos movimientos se explican en varios trabajos que a continuación se mencionan (Aguayo, 2004):

- a) El movimiento del bloque de Yucatán fue paralelamente a la dirección de expansión de la placa del Atlántico del Norte (Buffer et al., 1980, Dickinson y Coney, 1980; Klitgord y Shouten, 1986).
- b) El movimiento del bloque de Yucatán fue en forma oblicua a la dirección de expansión de la placa del Atlántico del Norte: por el Norte (Salvador y Green, 1980; Salvador, 1987); por el Occidente (Pilger, 1978 y Walper 1980).
- c) Movimiento dextrógiro del bloque de Yucatán (Hall et al., 1982).
- d) Movimiento siniextrógiro del bloque de Yucatán (Humphis, 1978 y Pindell, 1985).
- e) Inmovilidad del bloque de Yucatán (Van-Sinden, 1984).

A todo esto, Winkler y Buffler (1988) sugieren que el modelo del movimiento siniextrógiro del bloque de Yucatán, es el que más se asemeja con la geometría del borde norte del Cratón de América del Sur, durante el rompimiento cortical y antes del desplazamiento de los bloques tectónicos continentales (FIG.3.5).

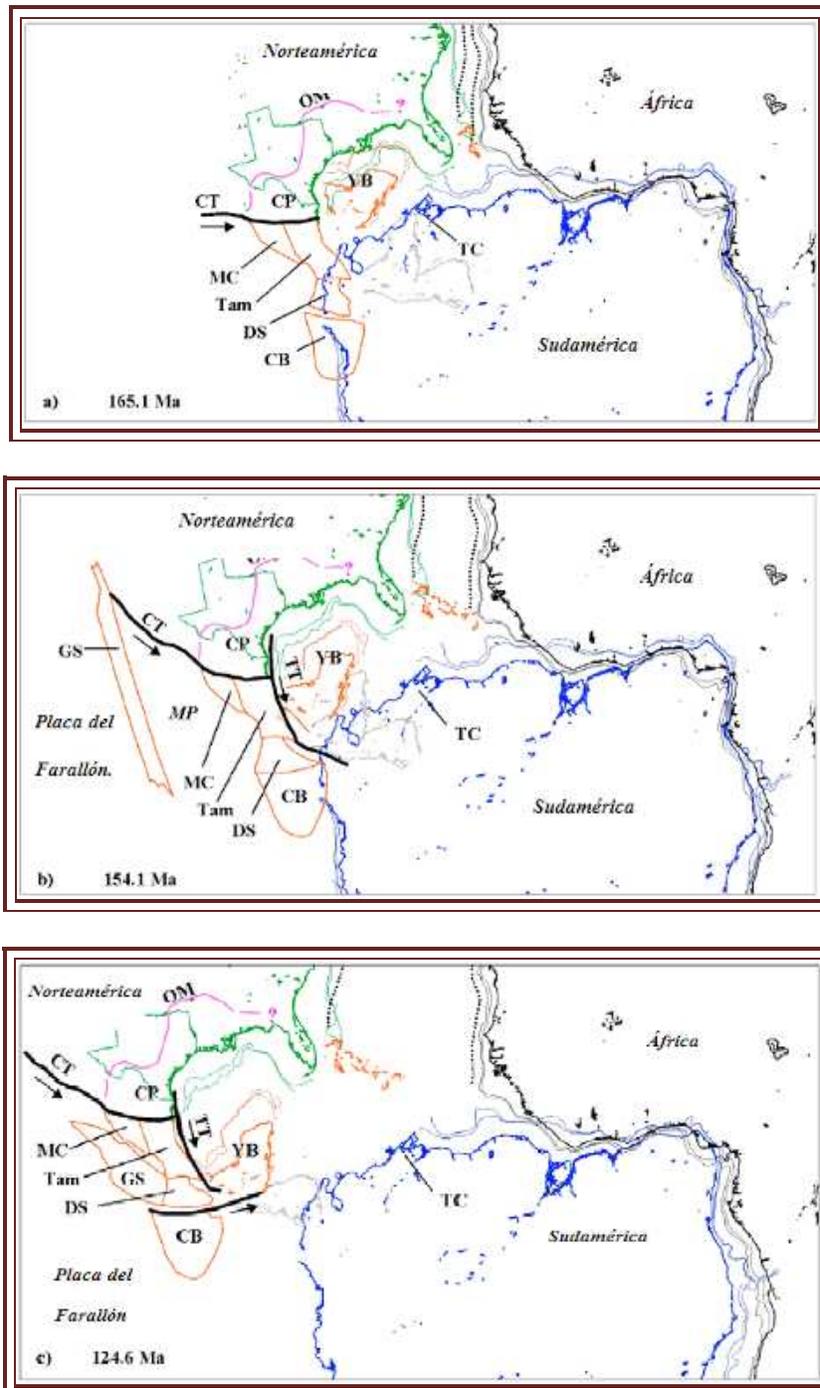


FIGURA 3.5. Eventos relacionados con la apertura del Golfo de México, ilustrando a Norteamérica (Verde), Sudamérica (Azul), y África (negro), CB=Bloque de Chortis, CP=Plataforma de Coahuila, CT=Falla Transformante Coahuila, DS=Bloque del Sur, GS=Super Terreno Guerrero, MC=Mesa Central Triásica, MP=Placa Mezcalera, Tam=Bloque Tampico, TC=Esquina de Trinidad, TT=Falla Transformante de Tehuantepec y YB= Bloque Yucatán (modificada de Bird, D. E. 2004, Jurassic tectonics of the Gulf of México and Central Atlantic Ocean. University of Houston).

Según Aguayo (2004), menciona como fueron estos eventos geológicos regionalmente para el área de estudio en este trabajo:

La evolución tectono-sedimentaria en el área de estudio se interpretan las mega secuencias siguientes: (1) transgresión durante el Mesozoico; (2) regresión durante el Paleógeno; (3) regresión durante el Neógeno; (4) regresión y transgresión durante el Pleistoceno-Holoceno Tardío, y (5) estabilidad eustática actual desde el Holoceno Tardío.

Durante el Mioceno Superior-Plioceno Inferior, el bloque de Yucatán se desplazó hacia el Norte y en sentido dextrógiro hasta su posición actual, con la reactivación subsidente de las cuencas distensivas del Sureste de México, como son las de Macuspana, Comalcalco y Salina del Istmo.

### 3.4.2. Origen de las Cuencas del Sureste

La evolución tectónica y sedimentaria del Golfo de México según Padilla (2007) se caracteriza por una subsidencia lenta que comenzó desde el Jurásico Medio y continua hasta hoy. Durante el Jurásico y el Cretácico se depositaron más de dos kilómetros de espesor de sedimentos carbonatados en las extensas plataformas someras que bordeaban la cuenca. A inicios del Paleógeno, la Orogenia Laramide deformó las rocas de la parte occidental del Golfo, formando los pliegues y fallas de las Sierras Madre Oriental y la Sierra de Zongolica; mientras que en el sureste mexicano continuaba la sedimentación de carbonatos sobre la parte norte del Macizo de Chiapas y sobre el Bloque Yucatán. En el Mioceno medio, el Evento Chiapaneco formó la cadena plegada y cabalgada de Chiapas-Reforma-Akal, a partir de un décollement a nivel de la sal calloviana, formando pliegues orientados NW-SE y con convergencia al noreste (FIG.3.6.).

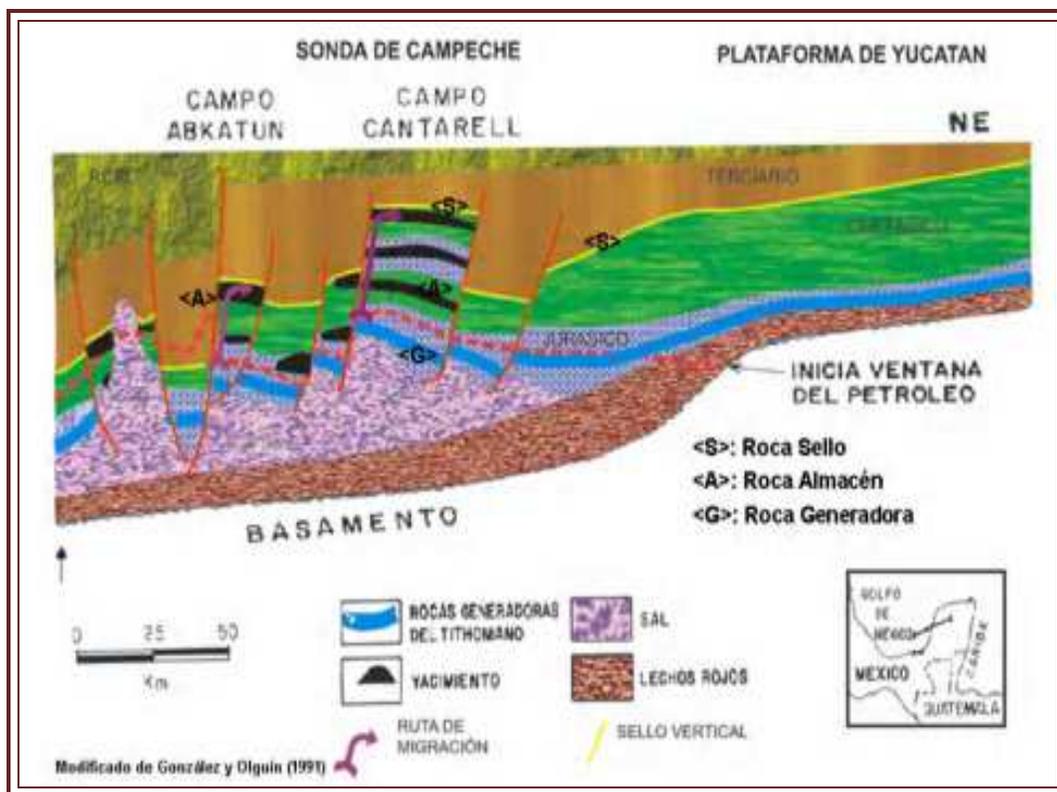


FIGURA 3.6. Sección transversal esquemática de la Cuenca del Sureste (Hernández, 2008).

Asociado al nivel de despegue, un volumen importante de sal se movilizó hacia el norte-noroeste, causando a su vez que las estructuras de la cadena de Chiapas-Reforma-Akal se bascularan en la misma dirección y crearan así nuevos depocentros, desde entonces hasta fines del Neógeno; se depositaron mas de cinco kilómetros de espesor de sedimentos clásticos, que empezaron a deslizarse por gravedad.

El peso de estos sedimentos propició que la secuencia discordante miocénica tardía comenzara un deslizamiento gravitacional hacia el NNW, iniciando así grandes fallas normales lítricas, orientadas WSW-ENE, es decir, casi perpendiculares a la orientación de los pliegues de la cadena Chiapas-Reforma-Akal; estas fallas normales regionales, sintéticas y antitéticas, constituyeron los límites de las cuencas de Comalcalco-Salina del Istmo y de Macuspana. Posteriormente, durante el Pleistoceno, las cuencas recién formadas bajo un régimen tectónico extensional sufren una comprensión, desarrollándose en ellas pliegues propios de inversión tectónica, más evidentes en el campo José Colomo de la Cuenca de Macuspana.

En lo que corresponde a la Sonda de Campeche, en el Pilar de Akal existen pliegues y fallas laterales asociados a deformación con contracción ya que estos se originaron por las estructuras con fallas normales e inversas así como plegamientos pronunciados con tendencia estructural de NW-SE siguiendo el alineamiento de la Sierra de Chiapas, producto de la evolución tectónica de la apertura del Golfo de México y de la orogenía Chiapaneca (FIG.3.7).

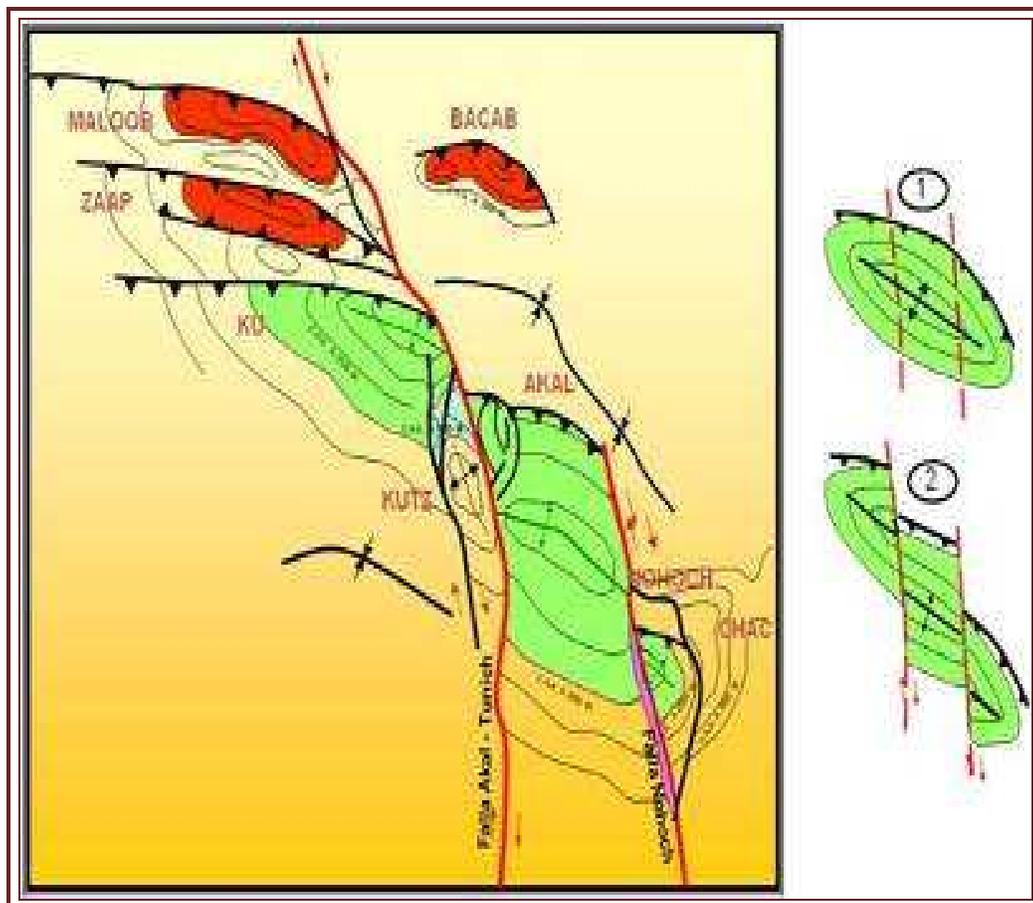


FIGURA 3.7. Pliegues y fallas laterales asociados a deformación con contracción en el Pilar de Akal producidos por la Orogenía Chiapaneca (PEMEX, 2008).

### 3.4.2.1. Localización

Las provincias de las cuencas del sureste tienen una extensión de alrededor de 65, 100 km<sup>2</sup> y han sido las principales productoras de México desde mediados de los 70s cuando se descubrió la provincia de aceite ligero del Mesozoico terrestre, comúnmente conocida como Chiapas-Tabasco y posteriormente la extremadamente prolífica provincia conocida como Sonda de Campeche, productora de aceite pesado en su sector nororiental, que fue identificada a finales de los años 70. La Sonda de Campeche es productora de aceite pesado en su sector noreste y ligero hacia el suroeste y el litoral de Tabasco, es rica en aceite extraligero, gas y condensados; estas dos provincias están limitadas por las extensiones costa afuera de las cuencas Salina del Istmo y Macuspana. La FIGURA 3.8 ilustra donde se localizan las cuencas del sureste.



FIGURA 3.8. Cuencas petroleras del Sureste y localización del alto Reforma-Akal, Sonda de Campeche (Delgado, 2007).

### 3.4.2.2. Pilar Tectónico Reforma-Akal

El campo Cantarell se encuentra en el pilar Tectónico Reforma-Akal donde se tienen estructuras con fallas normales, inversas, laterales, plegamientos pronunciados y discordancias. La tendencia estructural es NW-SE y es similar al alineamiento que presentan los ejes de la Sierra de Chiapas. Las estructuras resultantes de gran extensión como la de Akal- Nohoch que tiene 30 km de largo por 12 km de ancho (Martínez-Ibarra, 1999).

El cinturón plegado Reforma-Akal colinda con la Plataforma de Yucatán, considerada un elemento cratónico estable desde finales del Paleozoico, cuyos márgenes han sido modificados extensamente desde su aislamiento en el Jurásico Temprano como una microplaca, ubicada entre las placas de América del Sur y de América del Norte. A partir del Jurásico Tardío este elemento ha sido cubierto por un espesor considerable de carbonatos (dolomía y caliza) y de evaporitas (yeso y anhidrita), y actualmente presenta

un relieve prácticamente plano con numerosas evidencias de erosión kárstica, (Rosenfeld, 2002).

Los eventos tectónicos deformacionales que han tenido mayor influencia en la región se manifiestan del Mesozoico al Terciario y son los siguientes: (1) el evento rifting (relacionado con la apertura del Golfo de México), desde el Triásico Tardío hasta el Jurásico Medio; (2) la colisión del bloque Chortis en el Cretácico Tardío; (3) el impacto de un asteroide o meteorito en el límite Cretácico-Terciario; y (4) el basculamiento del Bloque Yucatán hacia el occidente desde el Cretácico hasta el Neógeno (Rosenfeld, 2002).

Para el Terciario se identifica un cambio de régimen tectónico que da lugar a una cuenca de tipo antepaís, durante la cual se acumula un espesor considerable de sedimentos terrígenos. Durante este evento tectónico compresivo se produjeron movimientos de bloques, fallas inversas, inyección de grandes volúmenes de sal de edad Triásico-Jurásico (FIG.3.9.) y se formaron estructuras anticlinales. Esta compleja historia tectónica da por resultado la formación de grandes estructuras anticlinales falladas con orientación dominante NW-SE. Estas estructuras juegan un papel decisivo en la formación de los yacimientos petrolíferos de la Sonda de Campeche; ya que a partir de ellas, se producen las trampas de tipo estructural- estratigráfico.

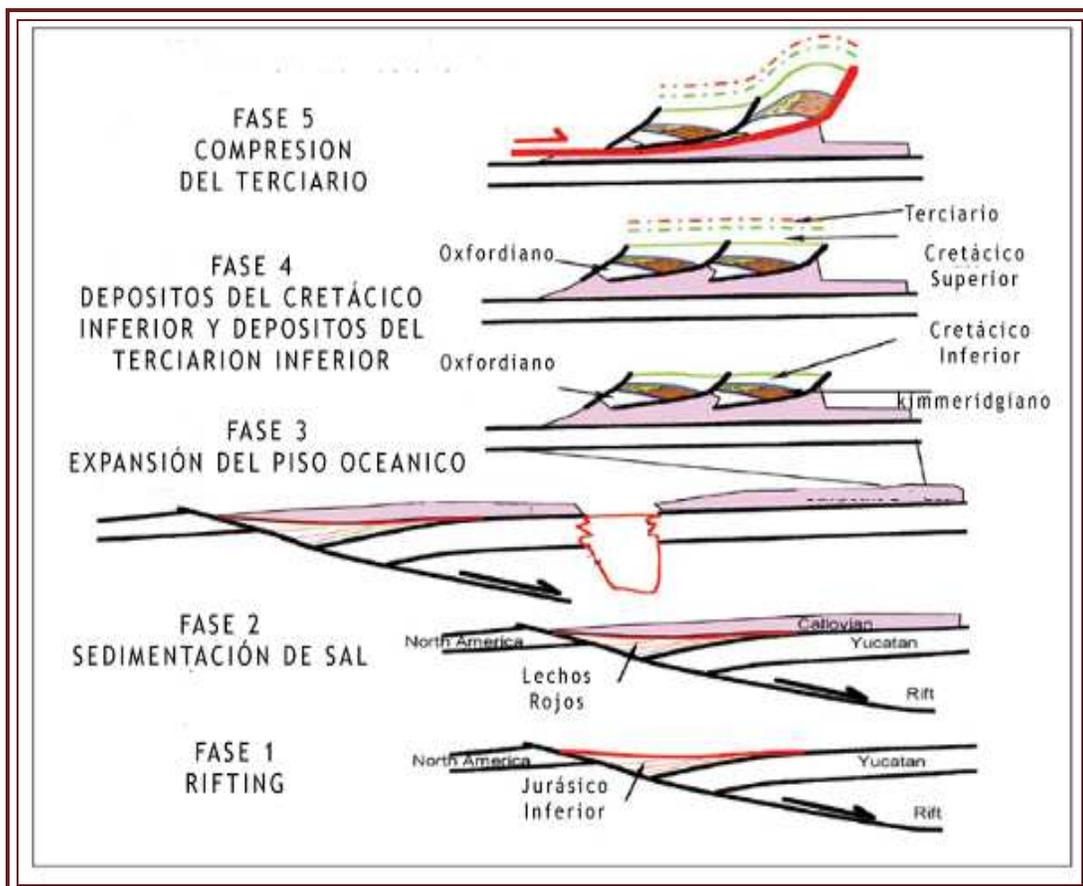


FIGURA 3.9. Evolución simplificada del Jurásico Inferior al Terciario, las fases 1 y 3 son de edad Mesozoica mientras que la fase 5 es terciaria y la fase 4 representa una relativa tectónica, cuando en el periodo Cretácico Superior y Terciario Superior los sedimentos son depositados. (Modificada de The Leading Edge, 2006).

Pacheco (2002) planteó un modelo de deformación transpresiva miocénica, mediante el cual se identifican estructuras anticlinales de dirección noroeste-sureste, fragmentadas, giradas y desplazadas a lo largo de una zona de fallamiento lateral derecho de dirección norte-sur. De entre las estructuras afectadas por este tipo de deformación y que constituyen yacimientos de importancia, cita los campos del Complejo Cantarell (campo Akal).

### 3.5. Ambientes Sedimentarios

#### 3.5.1. Jurásico

En el Jurásico Superior Oxfordiano estas unidades representan facies de mares epicontinentales a mixtos donde el ambiente continental y de dunas costeras representan una secuencia de areniscas, limolitas y lutitas así como depósitos de rampa interna de caliza con terrígenos y lutitas intercalada con limolitas, por su parte los depósitos de rampa interna somera se caracterizan por una secuencia de areniscas con intercalaciones de lutitas ligeramente calcáreas pobremente cementadas con anhidrita y dolomía (FIG. 3.10).

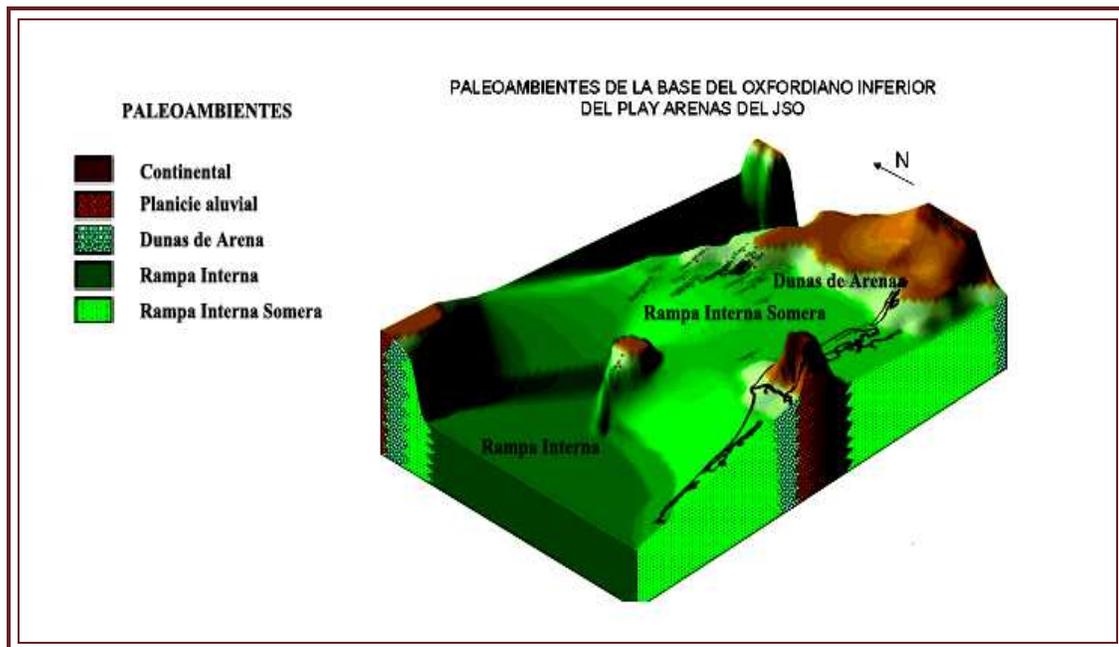


FIGURA 3.10. Modelo sedimentario de la base del Oxfordiano Medio en la Sonda de Campeche (Cárdenas, 2008).

En el Kimeridgiano se interpreta la presencia de una rampa distalmente pronunciada con desarrollo de bancos oolíticos y cuya ubicación estuvo controlada por las condiciones de energía y por fluctuaciones del nivel del mar, con una rampa que presenta una pendiente ligeramente inclinada sobre el piso marino; debido a esta suave pendiente, los carbonatos de aguas someras agitadas, cambian gradualmente a depósitos de baja energía hacia aguas más profundas y después a sedimentos de cuenca.

La rampa evolucionó a una plataforma con bordes.

Los tipos dominantes de granos son los esqueletales y los ooides, seguido por los peloides y los intraclastos.

La acumulación de los ooides ocurrió en tres partes de la rampa:

- (1) En la rampa interna cerca de la línea de costa.
- (2) Formando bancos y gruesas planicies de grainstone en la rampa interna.
- (3) Como granos producto del transporte desde los límites de la rampa interna a la rampa externa y depositada en delgados horizontes de tempestitas intercaladas con mudstone, caliza limosas, wackestone, margas, arcillas y lutitas (FIG.3.11.).

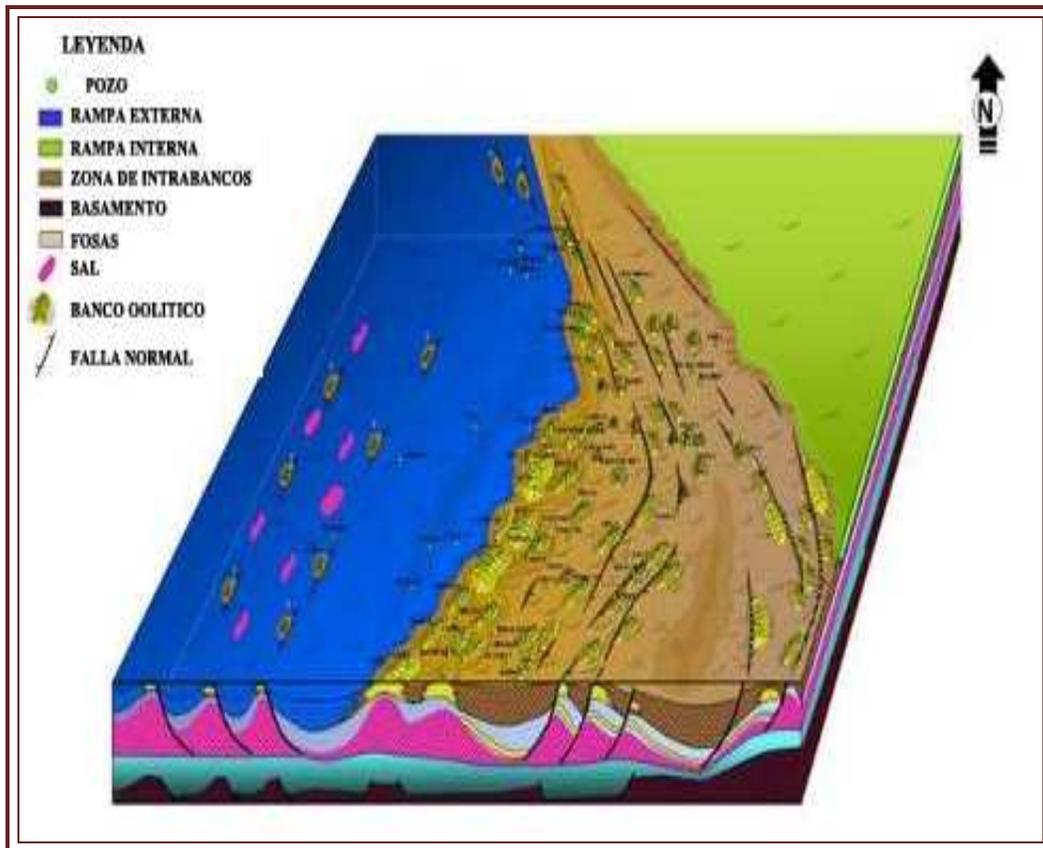


FIGURA 3.11. Bloque diagramático del Jurásico Superior Kimeridgiano en la Sonda de Campeche (Cárdenas, 2008).

### 3.5.2. Cretácico

El modelo sedimentario del Cretácico Inferior (Aptiano) está asociado a los procesos tectónicos que se presentan cuando culmina la etapa de deriva del bloque de Yucatán.

Las plataformas carbonatadas comenzaron a desarrollarse en este periodo, con la presencia de estas y la formación de cañones, se tiene un aporte de sedimentos de gran magnitud que hicieron que la cuenca se hundiera rápidamente por procesos de subsidencia y carga de sedimentos; asimismo la sal entro en un proceso de desestabilización por diferencias de densidad, ocurriendo deformación. Debido al fuerte cambio de la pendiente de la Plataforma al Talud, la gravedad funcionó como un excelente medio de transporte de todo el material erosionado hasta llegar al pie de talud y a los abanicos distales.

En las zonas de mayor profundidad se depósito el material fino de baja energía (FIG.3.12.).

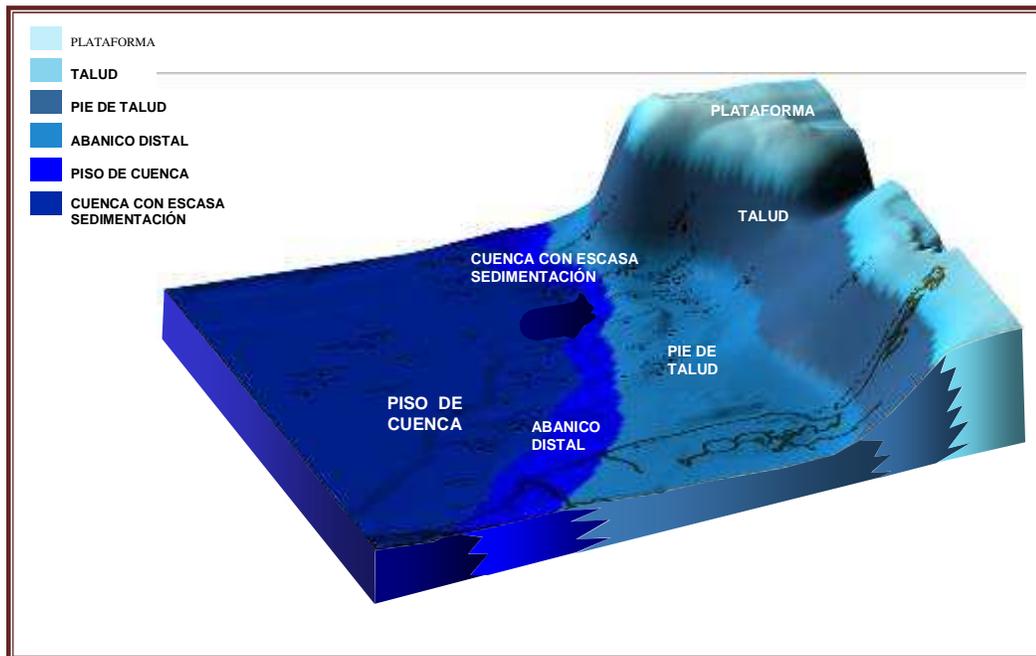


FIGURA 3.12. Modelo de evolución sedimentológica del Cretácico Inferior para el Aptiano (Cárdenas, 2008).

Para el Cenomaniano, se interpreta que ocurrió un ascenso continuo del nivel del mar por lo que se desarrollaron potentes espesores de sedimentos carbonatados y evaporíticos en la Plataforma de Yucatán. Aparentemente el basamento experimentó subsidencia lo que explica los grandes espesores de rocas evaporíticas-carbonatadas (FIG.3.13).

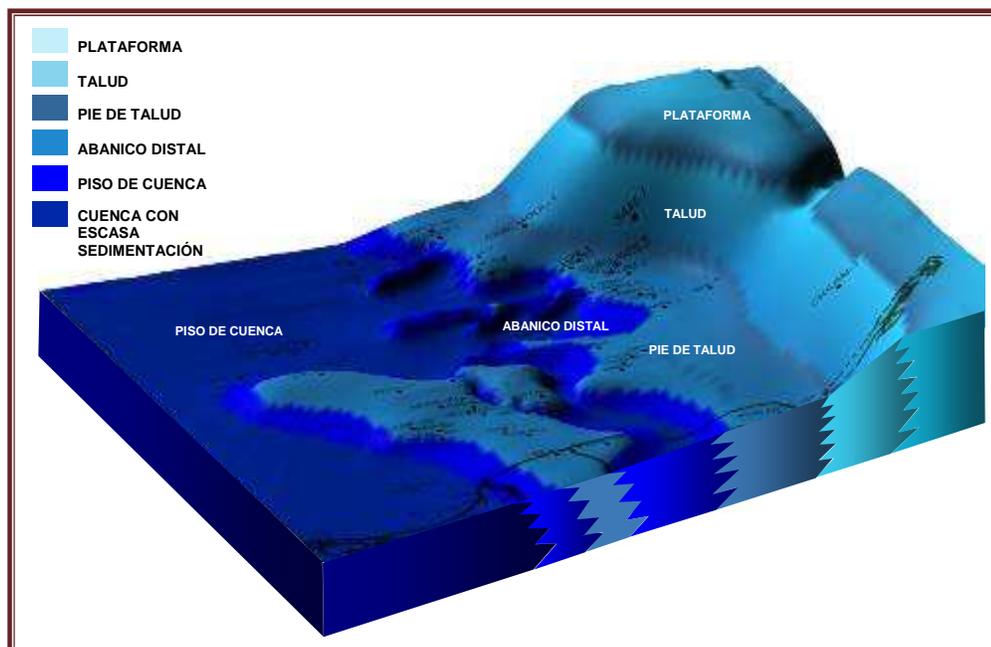


FIGURA 3.13. Modelo de sedimentación para el Cenomaniano (Cárdenas 2008).

Para el Turoniano-Santoniano y Campaniano-Maastrichtiano, se pueden diferenciar ambientes de plataforma, talud, pie de talud, abanico distal, piso de cuenca y cuenca con escasa sedimentación (FIG. 3.14).

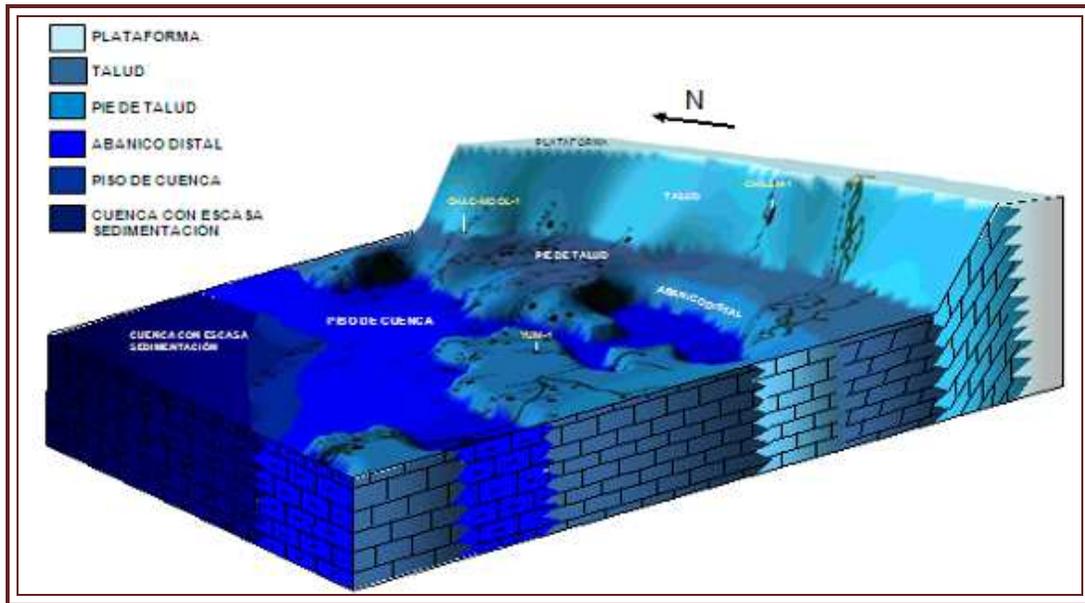


FIGURA 3.14. Modelo sedimentológico del Turoniano-Santoniano de la Sonda de Campeche (Cárdenas, 2008).

### 3.5.3. Cenozoico

El modelo depositacional para las rocas de edad Cenozoico corresponde con un ambiente mixto en los que se reconoce una alternancia de terrígenos de diferente granulometría debido a transgresiones y regresiones; las facies son de planicie deltaica, frente de delta, pro delta y litorales. Los principales cuerpos arenosos del Cenozoico, corresponden con rocas de edad Mioceno y cuerpos de calcarenitas del Eoceno (FIG.3.15.).

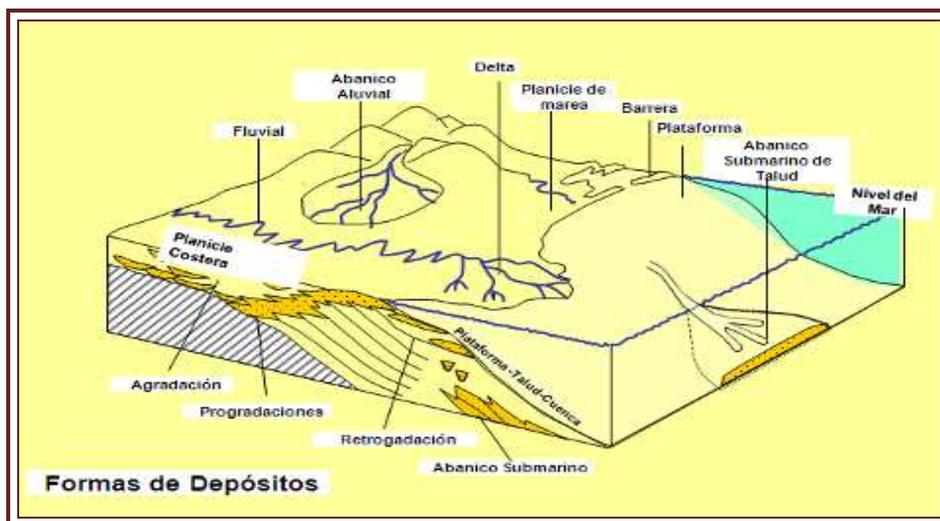


FIGURA 3.15. Modelo de deposición para arenas del Cenozoico, en la Sonda de Campeche (Pemex, 2008).

## CAPÍTULO 4. SISTEMA PETROLERO

Cuando se incluyen a todos los elementos y procesos geológicos que son esenciales para la existencia de una acumulación de hidrocarburos en el subsuelo, se sabe que se hace referencia a un sistema petrolero, que incluye una *roca generadora* con suficiente contenido de materia orgánica y madurez termal, capaz de haber formado y expulsado una gran cantidad de hidrocarburos, una roca con porosidad y permeabilidad que funcione como *almacenadora* de gas y aceite generados, una *trampa* geológica estructural o estratigráfica limitada por una *roca sello* impermeable al paso de los hidrocarburos, los procesos de *migración* de los hidrocarburos hacia la trampa y la *sincronía* que debe ocurrir entre todos los elementos.

Todos estos elementos y procesos geológicos se describirán de manera general, en este capítulo para la Sonda de Campeche y de manera particular para el Campo Cantarell (FIG.4.1.).

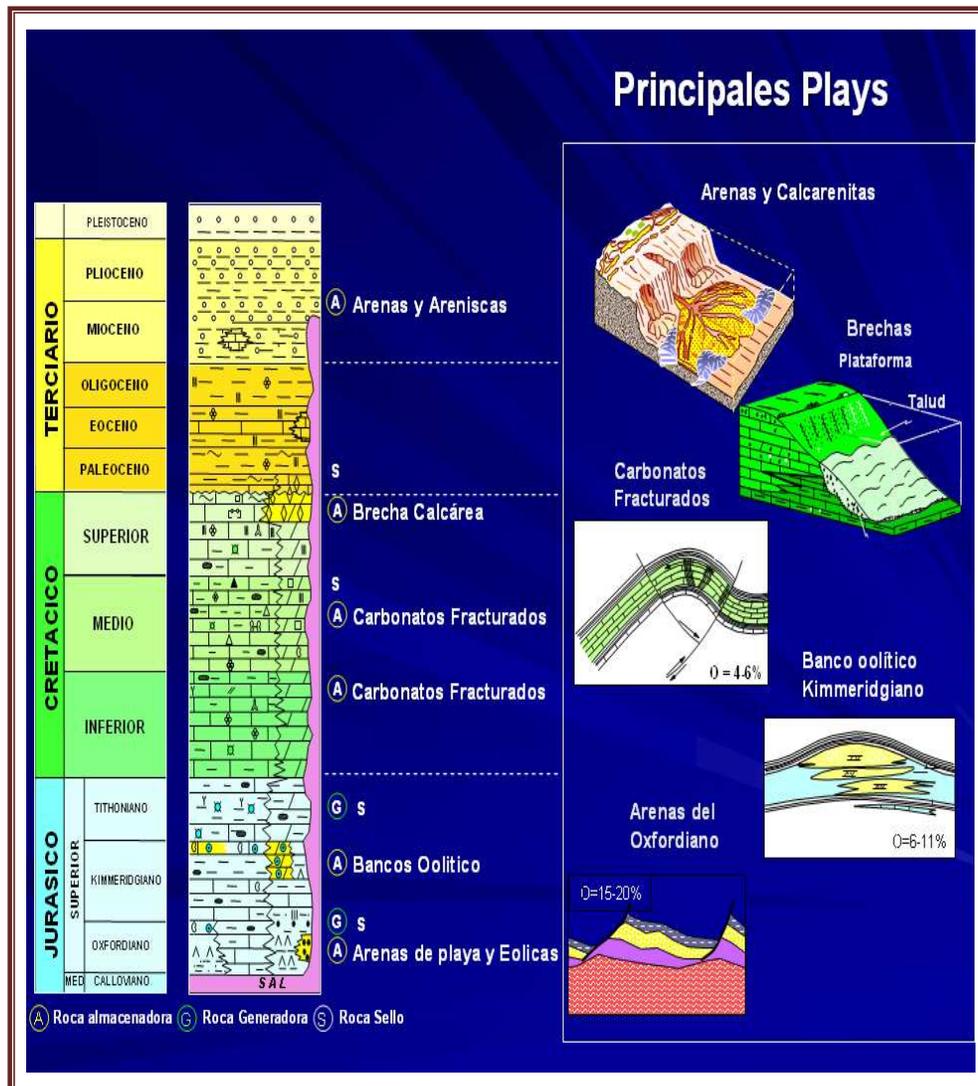


FIGURA 4.1. Columna geológica de la Sonda de Campeche, en la que se indica los principales Plays Productores (Hernández, 2008).

## 4.1. ROCA GENERADORA

Las rocas generadoras pertenecen a facies calco-arcillosas distribuidas en el Jurásico, Cretácico y Terciario, arcillosas del Jurásico Superior (principalmente las del Titoniano), de acuerdo con estudios geoquímicos realizados en afloramientos, muestras de núcleos y muestras de aceites, fueron formadas en un ambiente anóxico originado por inundaciones provocadas por transgresiones, potentes espesores de sedimentos arcillosos terciarios (Evaluación de Formaciones en México, SLB, 1984).

En estos sistemas petrolíferos se han registrado, estimado y diferenciado *subsistemas generadores* definidos por Romero et al., (2001), en tres horizontes generadores (*Oxfordiano*, *Titoniano*, y *Mioceno*).

Más del 90% de toda la generación de hidrocarburos es del Titoniano (Romero, 2001) y no existe aun, un pozo productor de aceite crudo que se interprete provenga de las secuencias del Mioceno (FIG.4.2.).

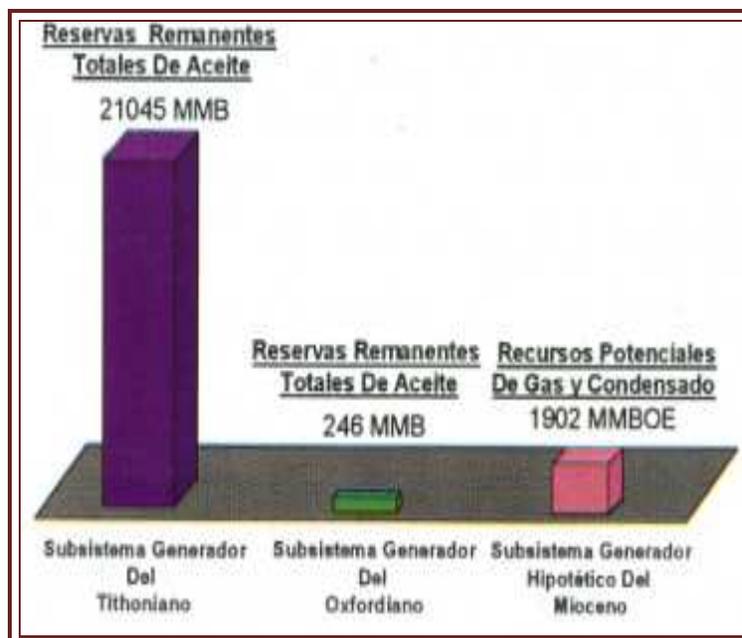


FIGURA 4.2. Aportación en generación de hidrocarburos por los subsistemas generadores en el campo Cantarell (Tomado de Romero, 2001).

### 4.1.1. Subsistema Generador Oxfordiano

Este subsistema generador está representado por horizontes arcillosos y calcáreos (lutitas calcáreas), bentoníticas con algunas intercalaciones de calizas y carpetas de algas.

Las rocas del Oxfordiano se conocen solamente en la porción N-NE de la Sonda de Campeche, en la que se calcula se inicio la generación de hidrocarburos hace, 54 Ma. (Eoceno-Inferior) a una profundidad entre 2500 y 4000 m, y la expulsión se dio a partir de 11.5 Ma (Mioceno Medio), manteniéndose la expulsión actualmente a una profundidad entre 4000 y 4100 m.

Los espesores netos generadores fueron calculados por Romero et. al 2001, de manera indirecta, usando la combinación de registros geofísicos de pozos (rayos gamma,

resistividad y sónico), valores del contenido de carbono orgánico total (COT) cuyos valores varían de 1% (regular) a 4% (excelente), así como también valores de potencial generador (S2) de pobres a excelentes; concluyendo que los espesores netos generadores oscilan entre los 24 y los 120 m (FIG.4.3.).

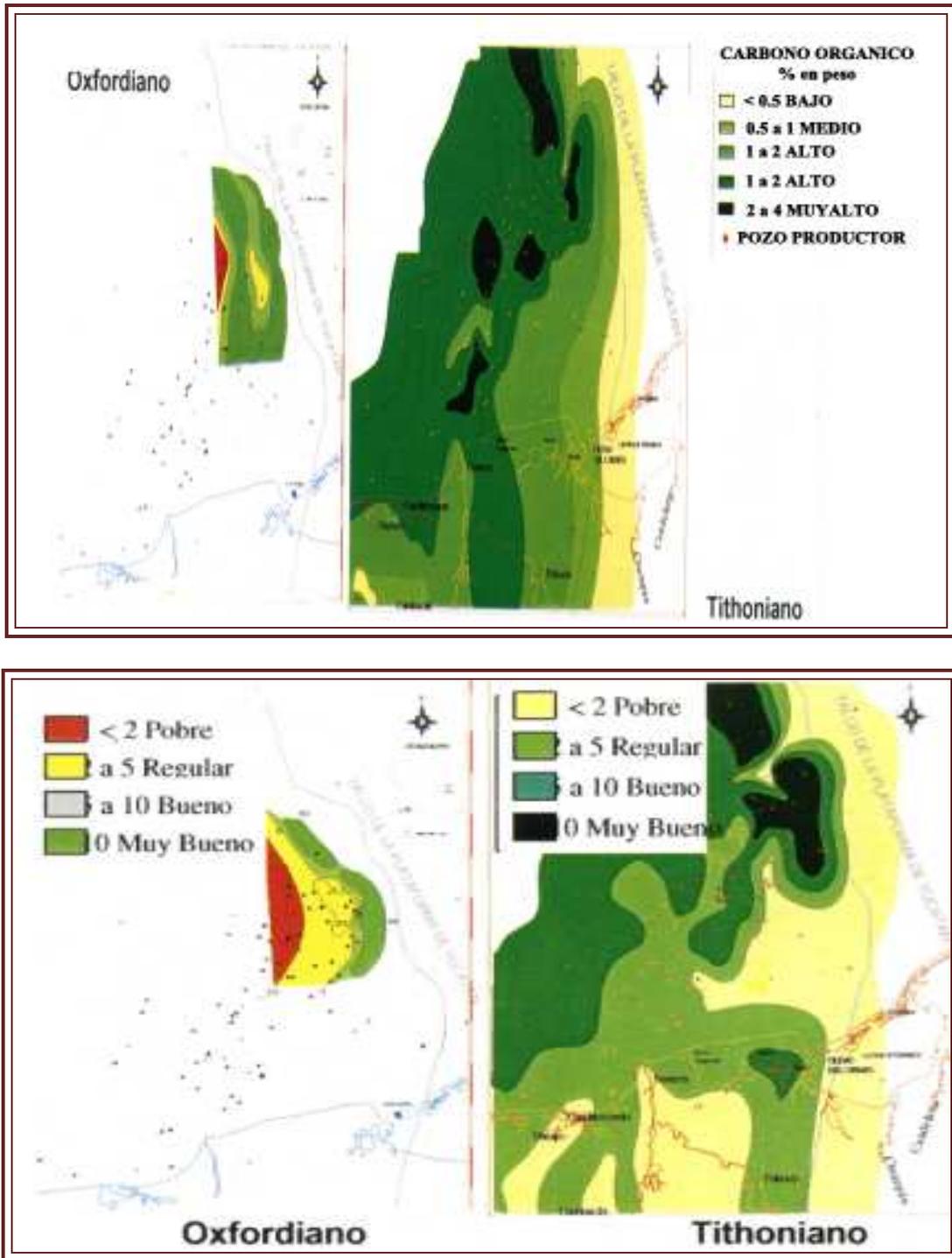


FIGURA 4.3. Distribución de los valores de COT (izquierda) y de los valores de S2 (derecha) en las rocas del Titoniano y Oxfordiano en el campo Cantarell (Tomado de Romero, 2001.)

La calidad y el tipo de materia orgánica son parámetros que se encuentran íntimamente relacionados, se ha observado que la materia orgánica de mejor calidad es de origen marino y de tipo algáceo, decreciendo en calidad conforme aumenta la influencia continental y la oxidación, es decir, cuando se tiene materia orgánica tipo herbácea, leñosa y carbonosa esta materia orgánica corresponde a kerógeno de tipo I y II.

El grado de transformación del kerógeno a hidrocarburos (madurez), se estima a través de métodos como el de la determinación tanto de la Temperatura Máxima de Pirolisis en el Rock Eval ( $T_{m\acute{a}x}$ ), como de los valores de Reflectancia de la Vitrinita ( $R_o$ ).

La materia orgánica presente en las rocas del Oxfordiano, de acuerdo a los valores de :  $T_{m\acute{a}x} < 120^{\circ}\text{C}$  y  $R_o < 0.5$ , se encuentra generalmente inmadura, aparentemente es consecuencia de la poca profundidad a la que se encuentra o quizás debido al cambio del tipo del basamento donde el flujo térmico disminuye por engrosamiento en la parte sedimentaria; o bien se puede tener bajo gradiente geotérmico cuando hay gruesas secuencias de sal.

Según Guzmán et al., (1995), los aceites aportados por este subsistema generador se han clasificado como los aceites de la "Familia 1 Oxfordiana" porque no presentan ninguna evidencia de alteración bacteriana, ya que no hay biodegradación en los aceites de esta familia; la composición original en éste grupo de aceites depende únicamente de sus facies orgánicas y de su evolución térmica y se caracterizan por valores medios a altos (21 a 48 $\%$ ) de densidad API y por contenidos de azufre que varían de 0.15 a 1.27%.

#### **4.1.2. Subsistema Generador Titoniano**

La litofacies generadoras del Titoniano varía de calizas a lutitas carbonatadas clasificadas petrográficamente de packstone a mudstone con laminaciones y abundantes organismos pelágicos.

Ángeles y Cantu (2001), consideran como generadoras a tres secuencias del Titoniano, la unidad F, G, H, siendo la unidad G considerada como de mayor capacidad generadora por sus valores de COT y S2.

Estas rocas se encuentran ampliamente distribuidas en el subsuelo de la Sonda de Campeche, a lo largo del Pilar de Akal, presentándose los valores máximos en la porción Sur del área; en la parte noreste de la Sonda de Campeche se desconoce su espesor y calidad, en donde posiblemente los espesores sean muy delgados ya que la tendencia es de acuñaamiento contra la Plataforma de Campeche (González, 1992).

La generación de hidrocarburos para el subsistema generador Kimeridgiano, inicio entre los 42- 43 Ma en la Cuenca de Macuspana y Sonda de Campeche (Eoceno Superior – Mioceno Inferior) y la expulsión se dió entre 4.2 y 9.4 Ma (Mioceno Superior-Plioceno) Cárdenas, 2008.

La suma de los intervalos estratigráficos que cumplen con los requerimientos de riqueza orgánica ( $\text{COT} > 0.5\%$ ) y potencial generador (S2) son de regulares a muy buenos (FIG.4.3).

Los espesores de las secuencias generadoras de este subsistema van de los 150 a 300 m, la tendencia en la distribución se conserva de manera similar que en los espesores totales, de toda la columna estratigráfica Cenozoica resultando siempre mayor en los depocentros (FIG.4.4).

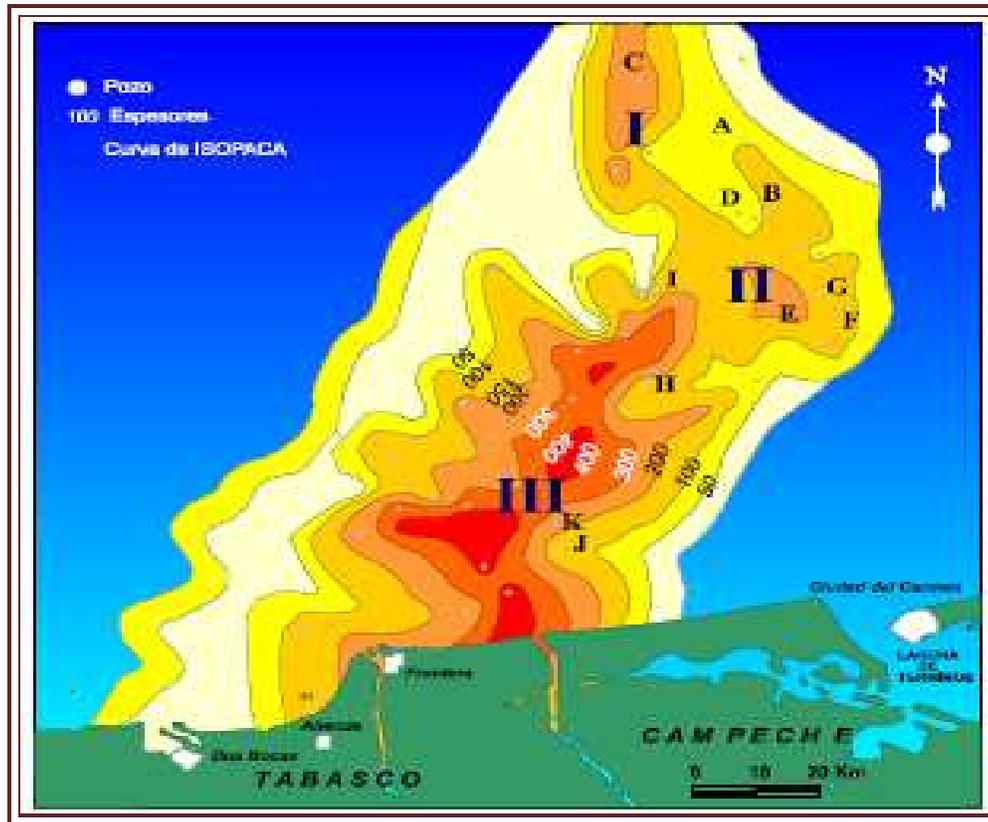


FIGURA 4.4. Espesores de la secuencia de rocas generadoras del Titoniano. Note los tres depocentros que se alinean en dirección NE-SW, el depocentro II envuelve al campo Cantarell (Tomado de Santamaría, 2008).

De acuerdo a datos de petrografía orgánica, se ha encontrado que las tendencias de  $R_o$  y  $T_{m\acute{a}x}$  para el Titoniano tienen tres etapas de evolución de materia orgánica que tienen las siguientes características: inmadura ( $R_o < 0.4$ ,  $T_{m\acute{a}x} < 421^\circ\text{C}$ ), madura ( $R_o$  entre 0.4 y 1.1%,  $T_{m\acute{a}x}$  de 430 a 452°C para la generación de líquidos pesados y ligeros) y muy madura ( $R_o > 1.1\%$ ,  $T_{m\acute{a}x} > 452^\circ\text{C}$  que ha originado condensados y gas) además de que se ha encontrado de manera predominante, que en las litofacies del Titoniano se tiene materia orgánica algácea y amorfa (kerógenos I) y herbácea (kerógenos de tipo II), mientras que los aceites generados a partir de las secuencias Titonianas van de calidad baja a alta (10-50) y presentan alto contenido de azufre (2.0-5.63%), estos valores son similares a los aceites de afinidad Cenozoica (Cárdenas, 2008).

#### 4.1.3. Subsistema Generador Mioceno (HIPOTÉTICO)

En el área de la Sonda de Campeche no han sido descubiertas acumulaciones de hidrocarburos que se haya probado provengan de las secuencias de grano fino del Mioceno, por lo que este subsistema se considera hipotético; sobresalen como probables rocas generadoras las facies arcillo-calcareas y de lutitas bentoníticas del Eoceno y Mioceno, como las de mayor capacidad generadora.

La evaluación de resultados de un total de 4835 análisis de pirolisis por Rock-Eval y sometidos a varios filtros se tiene que 1438 muestras contienen un COT que supera el 0.5% y en ocasiones sobrepasa el 4%, por su parte el potencial generador (S2 ) contiene valores de regulares a buenos (Romero et. al, 2001).

Las rocas del Mioceno contienen un kerógeno que fluctúa entre III-II y III con predominio del tipo III propicio para la formación de hidrocarburos gaseosos y condensados principalmente, aunque debido a la influencia del tipo II, también es capaz de generar cantidades importantes de gas debido a un incremento de materia orgánica leñosa (Cárdenas Vences,2008).

La madurez de la materia orgánica de este subsistema generador, obtenido a través de métodos de  $T_{m\acute{a}x} < 435^\circ$  y  $R_o < 0.4\%$ , indica que prácticamente toda la región de la Sonda Marina es inmadura (Santamaría, 2008), como se ilustra en la FIGURA 4.5.

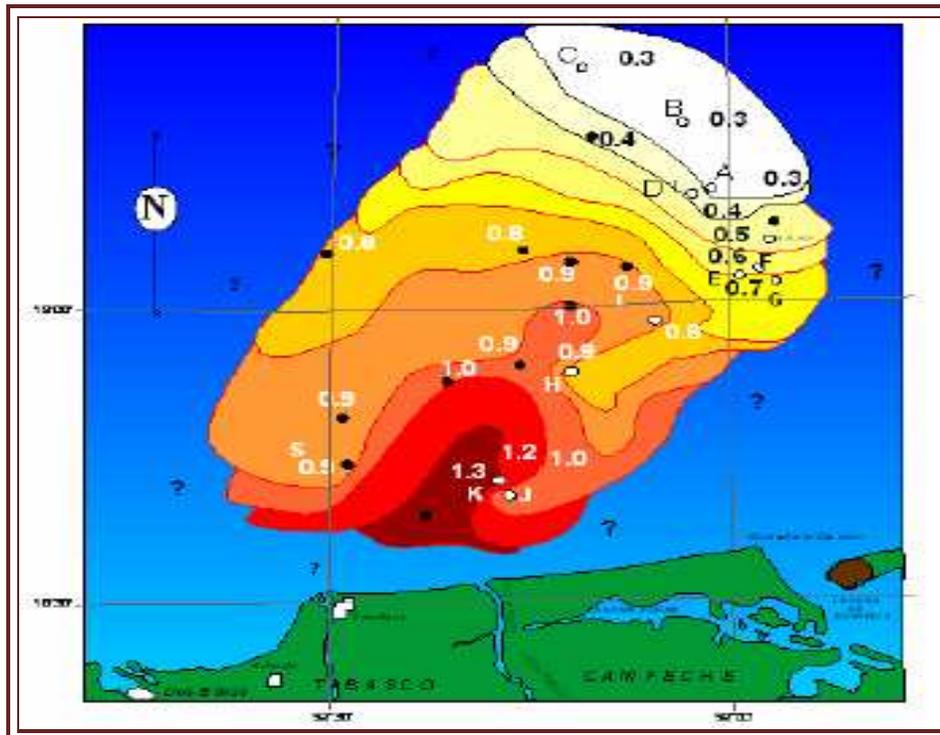


FIGURA 4.5. Distribución de la Reflectancia de la vitrinita y su tendencia espacial que varía en calidad de NE a SW (Tomado de Santamaría, 2008).

Los biomarcadores indican que los aceites producidos en los intervalos del Cenozoico son similares con aceites de afinidad Titoniana (Romero et al, 2001).

## 4.2. ROCA ALMACENADORA

Las rocas almacenadoras están representadas por las areniscas del Jurásico Superior Oxfordiano, los bancos oolíticos del Jurásico Superior Kimeridgiano, los carbonatos fracturados del Cretácico Inferior y Cretácico Superior, las brechas calcáreas dolomitizadas del K-T (Cretácico Superior-Paleoceno) y en las rocas Cenozoicas se tienen horizontes de calcarenitas del Eoceno, así como cuerpos arenosos del Mioceno-Plioceno.

Es necesario enfatizar que por la información de registros geofísicos de pozos, núcleos y su alta productividad, las brechas del K-T se consideran como las mejores rocas almacenadoras.

#### 4.2.1. Jurásico Superior Oxfordiano

Litológicamente las rocas de esta edad están conformadas esencialmente por areniscas de cuarzo y fragmentos líticos, su color varía de pardo a gris y en general los estratos son masivos; en general la roca almacén tiene características homogéneas en la parte occidental de la Sonda de Campeche y existe un riesgo alto de encontrar presencia de la roca almacén de buena calidad en las partes orientales de la zona de estudio.

Los mejores espesores de rocas potencialmente almacenadoras del Oxfordiano se presentan en la porción oriental, donde varían de 100 a 140 m y las porosidades están en rangos de 15 a 25%, con una orientación NW-SE, mientras que hacia la parte occidental los espesores cambian del orden de 50 m a 100 m acompañados de rangos de porosidad que van de 6 a 15% (FIG.4.6.).

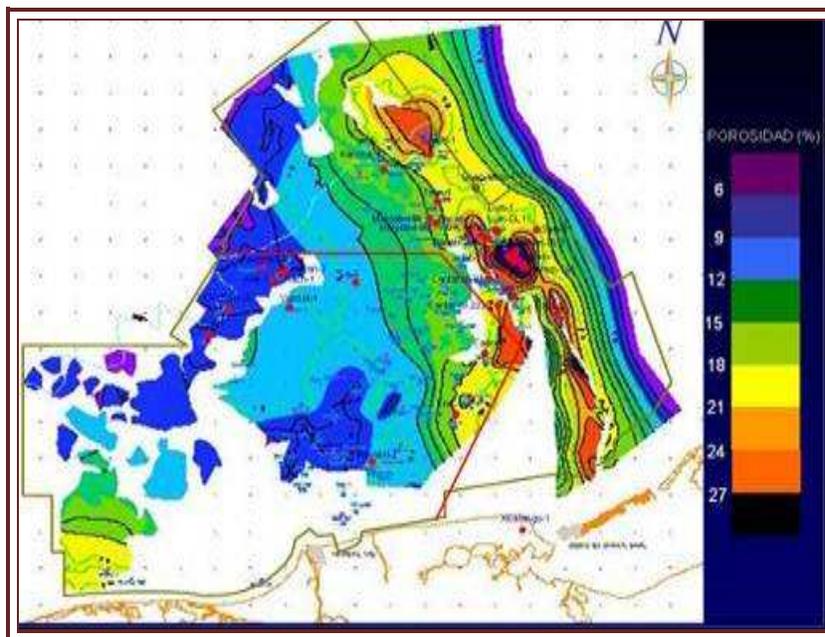


FIGURA 4.6. Mapa de porosidades promedio de Roca Almacén del Oxfordiano (Hernández, 2008).

#### 4.2.2. Jurásico Superior Kimeridgiano

Las rocas del Kimeridgiano corresponden a facies de wackstone, packstone y grainstone de ooides así como secuencias dolomitizadas con intercalaciones de lutitas, limos y areniscas; también se tiene una franja de bancos oolíticos ubicados en la porción occidental de la Sonda de Campeche (Cárdenas, 2008)

El espesor de los bancos oolíticos del Kimeridgiano, se estimó por la interpretación de registros geofísicos (principalmente rayos gamma), con los resultados obtenidos se observó que estos bancos tienen una longitud aproximada de 10km con una orientación NE-SW, con espesores de entre 10 y 375 m (Cárdenas, 2008).

En los pozos de la Sonda de Campeche se tienen valores de porosidad mayor de 10 a 19% y las porosidades mayores oscilan entre 1 y 9%.

#### 4.2.3. Carbonatos Fracturados del Cretácico Inferior y Albiano-Cenomaniano

Las calizas fracturadas del Cretácico Inferior (Berriasiano-Aptiano) y del (Albiano Cenomaniano), están compuestas por mudstones bentoníticos de color verde y gris olivo ligeramente dolomitizados; también en menor proporción contiene dolomías microcristalinas de color gris verdoso, de colores gris blancuzco a gris olivo, así como horizontes de calizas de color crema; estas secuencias son de buena calidad como rocas almacenadoras (Cárdenas, 2008).

Esta secuencia presenta espesores promedio de 500 m, con una porosidad primaria (intercristalina y moldica) de pobre a regular; la secundaria mejora la calidad de roca almacenadora cuando presenta fracturas y cavidades; ya que se tienen porosidades efectivas en algunas zonas del orden del 12%.

#### 4.2.4. Brecha Calcárea del Cretácico Superior~Paleoceno (K-T)

La Brecha Calcárea (K-T) está constituido por flujos de detritos carbonatados provenientes de distintas partes de la plataforma (FIG.4.7.); los constituyentes clásticos y bioclásticos de la Brecha son muy variables, tanto en composición como en tamaño, teniéndose fragmentos de mudstones, wackestones, packstones, grainstones (“rudstone de corales”) y de dolomías de grano muy fino hasta grano grueso (cripto, micro, meso y escasas macro dolomías); presentan un color crema claro al fresco pero debido a la impregnación de hidrocarburos y por la dolomitización adquieren una coloración en distintos tonos, que van desde el ocre hasta el negro (Cárdenas,2008).

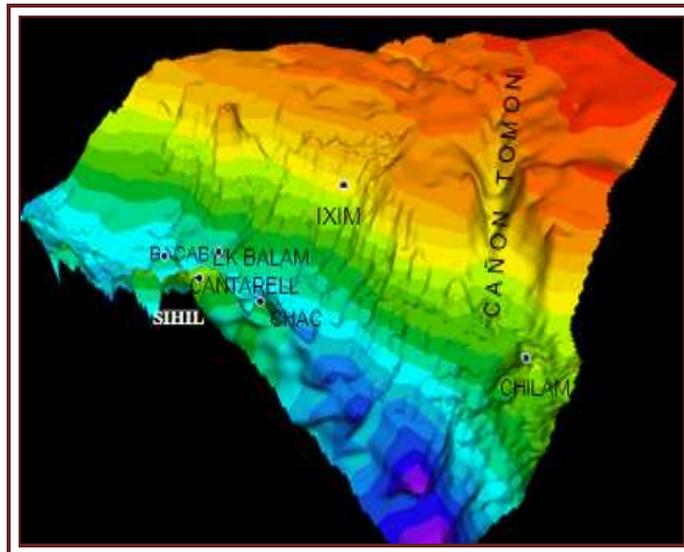


FIGURA 4.7. Paleo topografía del Cretácico Superior (Pemex, 2007).

Las Brechas K-T están localizadas en la porción nororiental de la Sonda de Campeche, siendo esta secuencia la más productora en los yacimientos de Cantarell. Los espesores son de un rango de 20 a 300 m, con excelentes porosidades de aproximadamente hasta el 12% (Cárdenas, 2008).

#### 4.2.5. Rocas Cenozoicas

Las calcarenitas del Eoceno Medio (Formación Ku-Ma-Za), presentan cementante calcáreo así como lodos calcáreos bentoníticos (mudstone bentonítico) y horizontes de algas estromatolíticas; las calcarenitas se encuentran en la porción NW de la Sonda de Campeche, las cuales están constituidas por flujos turbidíticos dístales con excelente porosidad primaria y secundaria; alrededor del 20% y para el Neógeno los depósitos terrígenos de lutitas y areniscas que constituyen al Mioceno, Plioceno y Pleistoceno contienen porosidades que varían del 20 al 35% (Cárdenas, 2008).

#### 4.3. ROCA SELLO

La explicación de las Rocas Sello en la Sonda de Campeche se puede realizar haciendo un resumen de los trabajos de Cárdenas y Hernández (2008), donde se menciona que las rocas sello de edad Oxfordiano, están representados por una secuencia de anhidrita de color crema, de aspecto masivo, plástica e impermeable que se encuentran tanto en la parte inferior como superior de la roca almacén.

Las rocas del Titoniano son básicamente lutitas, las cuales pese a su alta porosidad muestra una escasa permeabilidad; en el Titoniano Medio se tienen dos litofacies principales, las cuales se distribuyen en dos sectores la porción oriental (mudstone, calizas arcillosas y dolomías) y la parte oeste (lutitas calcáreas con materia orgánica).

La roca sello del Cretácico Inferior, están compuestas por sedimentos finos calcáreo-arcillosos; por su parte la roca sello para el Cretácico Superior está constituido por una intercalación de lutitas de baja permeabilidad, además de calizas criptocristalinas que en condiciones naturales son prácticamente impermeables.

Para el Paleoceno, los sedimentos se componen principalmente por terrígenos con bentonita, los cuales se encuentran distribuidos en la parte occidental de la Sonda de Campeche, en menor proporción se tienen parches de margas y dolomías principalmente en las porciones sur y este del área respectivamente (FIG.4.8).

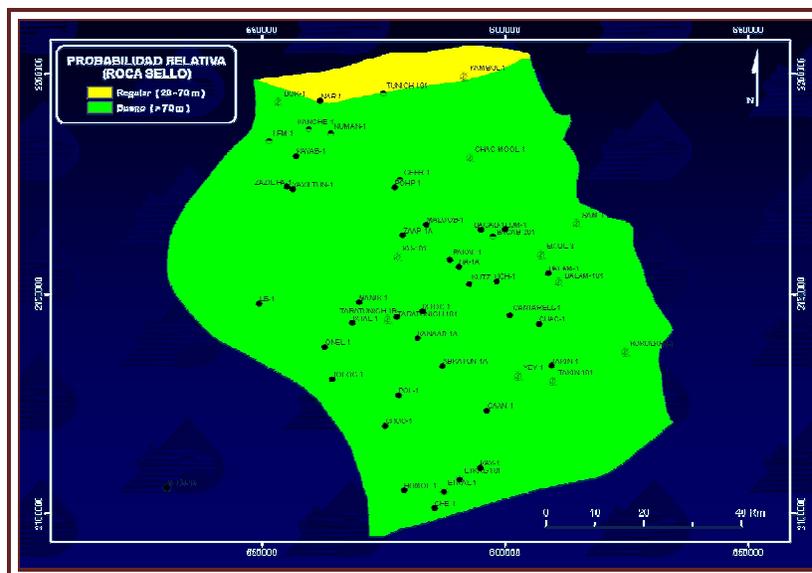


FIGURA 4.8. Mapa que indica la presencia de roca sello del Paleoceno en la Sonda de Campeche (Cárdenas, 2008).

#### 4.4. MIGRACION DE HIDROCARBUROS

Hernández y Cárdenas (2008), explican que la migración de hidrocarburos se caracteriza porque los hidrocarburos se desplazaron en el interior de una formación de la misma edad (migración lateral) y/o transversalmente a la estratificación, (donde los hidrocarburos avanzan de forma perpendicular a los límites cronoestratigráficos), lo que conlleva a que fluidos de una formación determinada circulen a otra formación de edad diferente (migración vertical).

La migración es favorable cuando ocurren cambios de presión, porque los hidrocarburos fluyen desde zonas de alta presión hacia zonas de menor presión; además el aceite que tiene menor densidad cuando se mueve hacia la superficie, mientras que el agua lo hace de la superficie hacia las partes profundas del subsuelo.

La existencia de migración en los diferentes niveles estratigráficos del Jurásico, Cretácico y Cenozoico (hasta la superficie del mar), fue lo que permitió que se descubriera este campo súper gigante en 1971; en los yacimientos de Cantarell las estructuras almacenadoras de hidrocarburos favorecen la migración de hidrocarburos y esta controlado por los eventos tectónicos que afectaron al sureste de México, sugiriendo que las rutas de migración por las cuales viajaron los hidrocarburos para acumularse en las rocas almacén, de las tres edades geológicas fueron esencialmente fallas, fracturas interconectadas y capas permeables. Otra hipótesis probable es que parte de la migración ocurrió por flotabilidad de un flujo gaseoso de fase continua a través de las rocas impregnadas de fluidos por el contacto entre la roca generadora con los intervalos almacenadores más permeables y con menores presiones, sin embargo lo más factible es que el mecanismo de transporte predominante haya sido el movimiento vertical cuando se llevó a cabo la migración para las rocas de edad para el Cretácico y el Eoceno (FIG. 4.9).

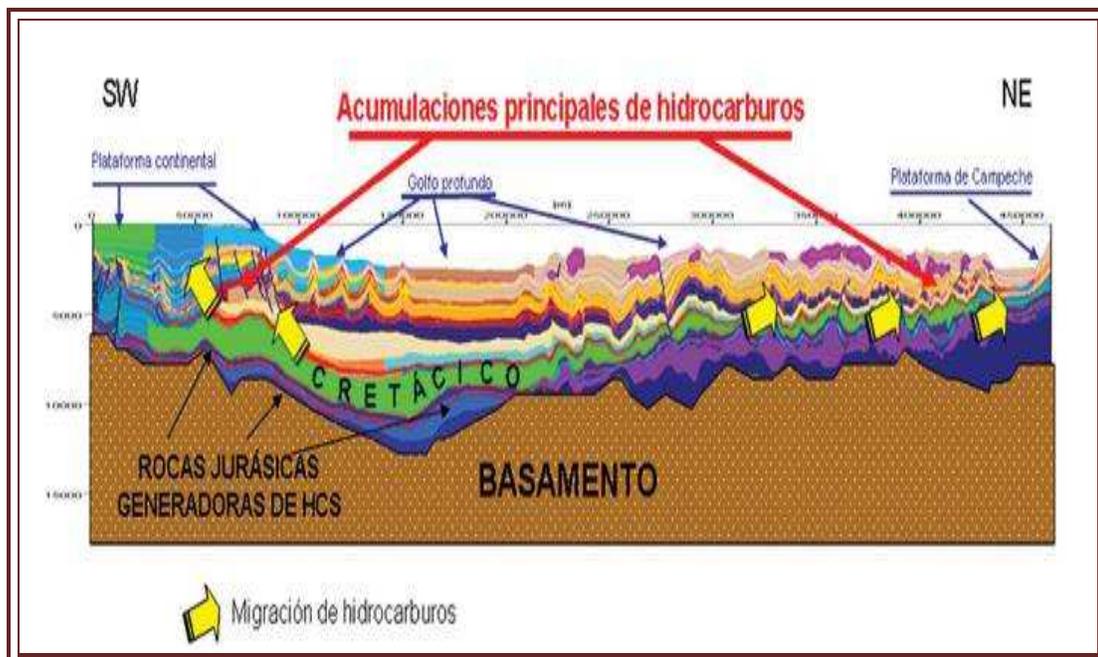


FIGURA 4.9. Sección esquemática que muestra las zonas de la plataforma continental, la parte profunda del Golfo de México, las rocas generadoras y la migración preferente de los hidrocarburos en la Sonda de Campeche (Tomado de Ortuño, 2008).

## 4.5. TRAMPAS

La configuración estructural del Complejo Cantarell está representada en los campos Akal, Sihil, Nohoch, Chac y Kutz (FIG.4.10).

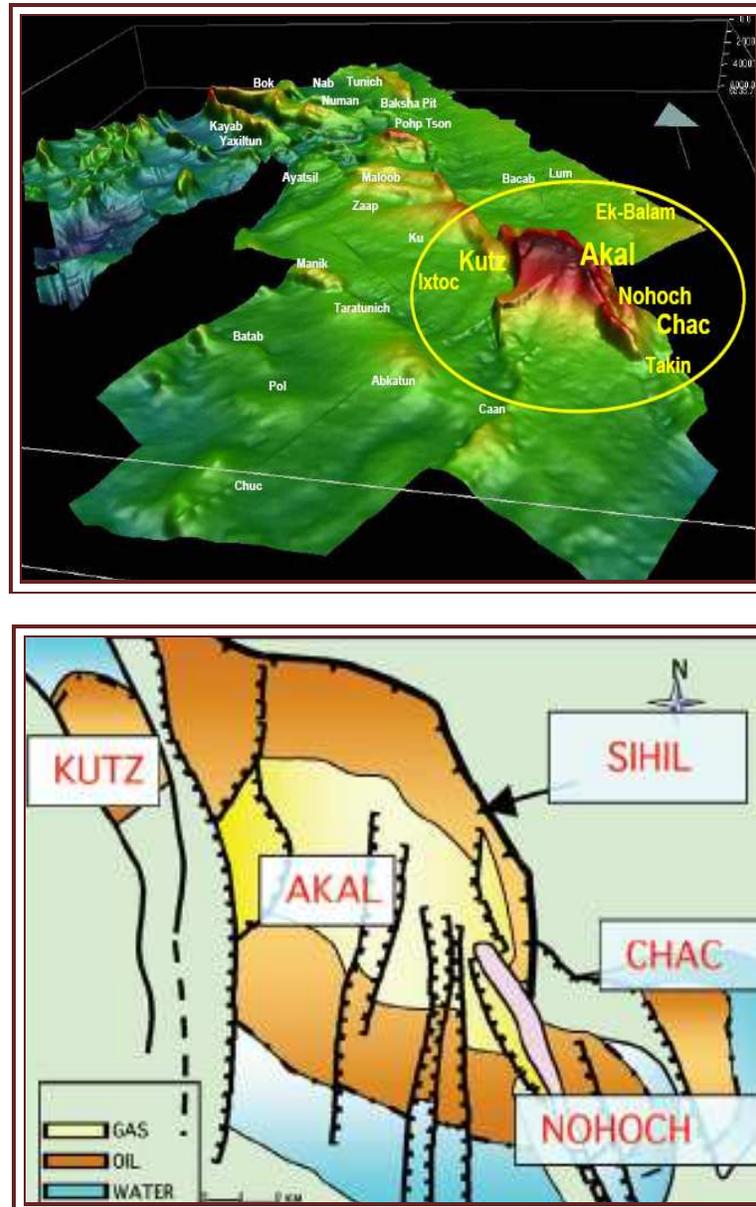


FIGURA 4.10. Configuración estructural en 3D y 2D del Complejo Cantarell, donde se puede observar la ubicación de los campos Akal, Nohoch, Chac y Kutz (The Leading Edge, 2005).

En estos campos los yacimientos que se conocen actualmente son trampas en secuencias sedimentarias del Mesozoico. Los procesos tectónicos posteriores al Terciario, donde se origino una fase de compresión, fueron dando génesis a un reservorio en anticlinales desplazados por fallas que dieron lugar a estos yacimientos en trampas mixtas como resultado de intrusiones salinas o arcillosas.

Al realizar un análisis cuantitativo de estas estructuras en el Complejo Cantarell para el Cretácico Superior es posible decir que Akal (FIG.4.11a izquierda) corresponde con un

anticlinal asimétrico con fallas orientadas en dirección NE-SE con buzamiento hacia al S, y pronunciado al N y NE limitándose con una falla inversa, mientras que al E su limite es con una falla lateral; al SE los cuerpos salinos del Calloviano se manifiestan parcialmente, tanto que Sihil (FIG.4.11a derecha) subyace como un bloque autóctono, con una orientación regional NW-SE siguiendo un lineamiento estructural del bloque cabalgante.

Por su parte Nohoch (FIG.4.11b izquierda) es una estructura anticlinal ligeramente alargada con rumbo NW-SW. La parte central de la estructura está limitada por un graben, y a través de los planos de fallas normales e inversos se tiene la presencia de sal, mientras que la estructura de Chac (Fig.4.11b derecha) presenta una dirección de rumbo NW-SE, cuya frontera es una falla normal que separa a Nohoch y al campo Kutz (Fig.4.11c izquierda), que se exhibe como una estructura anticlinal alargada orientada al NW-SE demarcadas por fallas inversas y laterales respectivamente, distribuyéndose paralelamente al graben que aparta al bloque estructural de Akal (Shankar Mitra et al, 2005).

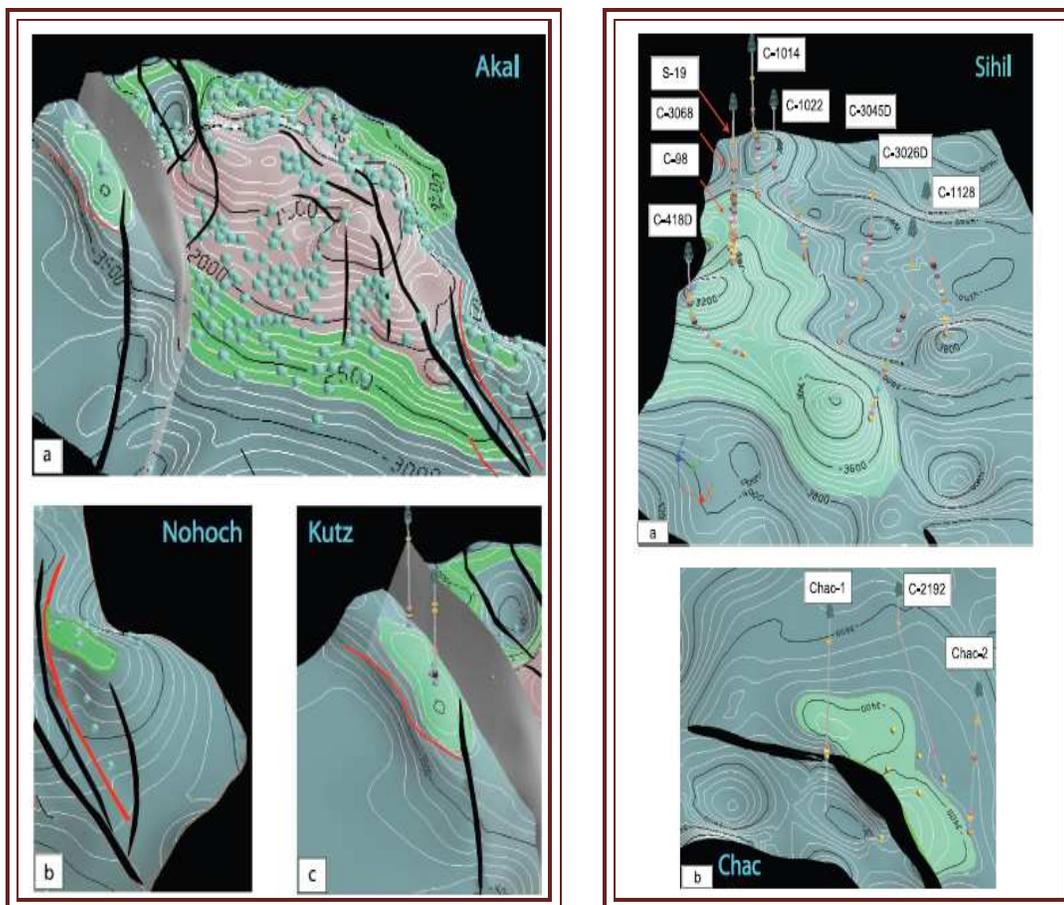


FIGURA 4.11. Modelos 3D que muestran los campos Akal, Kutz, Nohoch, Sihil, y Chac (Shankar Mitra et al, 2005).

#### 4.6. SINCRONIA DE EVENTOS

La sincronía de eventos representa una yuxtaposición de tiempo y espacio, cuyos factores geológicos coadyuvaron a la formación del sistema petrolero con yacimientos idóneos que se han podido explotar en el campo Cantarell, (Hernández, 2008).

Los elementos del sistema petrolero (roca generadora, almacén, sello y trampa), mencionados en este capítulo se ubican en la siguiente figura donde se muestra la relación temporal de estos elementos que dieron origen al potencial petrolero de la Sonda de Campeche y particularmente del campo Cantarell.

En la FIGURA 4.12 se ilustra que las rocas del Jurásico Superior funcionan como generadoras y almacenadoras donde algunas de estas son terrígenos y carbonatos originadas en el momento del periodo de la apertura del Golfo de México, por su parte las rocas del Cretácico en contacto con la base del Paleoceno son almacén constituidas por brechas y carbonatos fracturados al principio de la margen pasiva, mientras que en el Terciario constituido en su mayoría por terrígenos en el Mioceno existe roca almacén y sello donde empieza la formación de las trampas en la Sonda de Campeche debido al inicio de los eventos de la Orogenia Chiapaneca que influye en el Pilar de Akal según varios autores que se mencionaron en el capítulo 3.

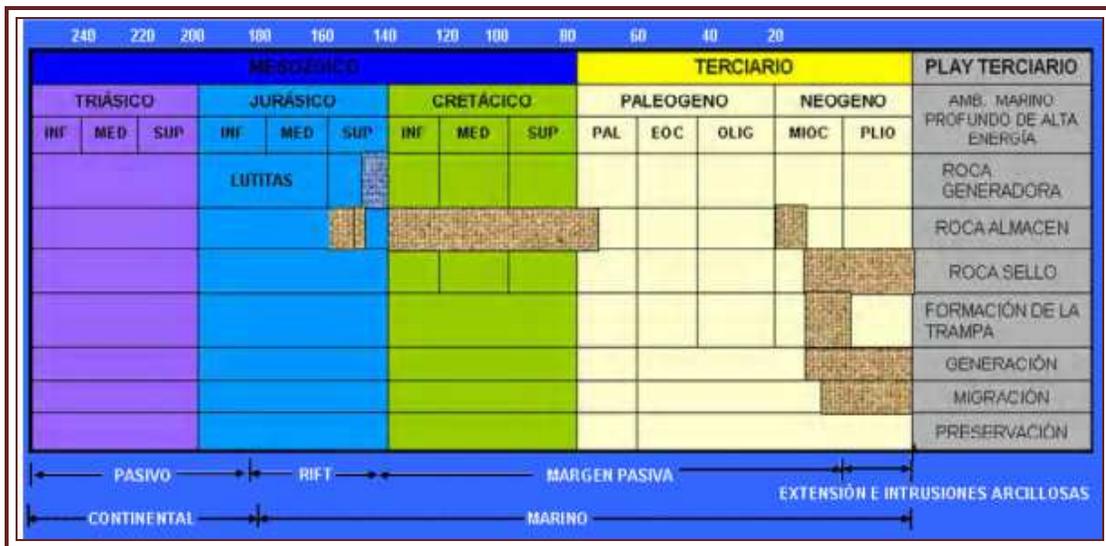


FIGURA 4.12. Diagrama de eventos mostrando la relación temporal entre los elementos del sistema petrolero (Hernández 2008).

## **CAPÍTULO 5. INTERPRETACIÓN DE ASPECTOS GEOLÓGICOS A PARTIR DE NÚCLEOS DE ROCA**

### **5.1. ANÁLISIS LITOLÓGICO**

Un análisis litológico consiste en realizar un conjunto de estudios a una unidad litológica, la cual corresponde a una secuencia estratigráfica o una formación geológica, la cual se define con trabajos de campo y del subsuelo, lo anterior se reglamenta de acuerdo a un código estratigráfico o guía estratigráfica, que estipula todo lo relacionado a los principios estratigráficos y a los procedimientos diseñados para promover una clasificación estandarizada y una nomenclatura formal de los materiales rocosos; esto proporciona las bases para diferenciar a las unidades de las rocas y sus relaciones en el espacio y el tiempo (Álvarez,2004).

#### **5.1.1. Unidades litológicas (Estratigráficas)**

La guía estratigráfica Internacional (1980), el código estratigráfico norteamericano (1982) y otras publicaciones aceptadas en la literatura geológica, reconocen y describen a las tres categorías más importantes y conocidas para las unidades litológicas, estas son la litoestratigrafía, la bioestratigrafía y la cronoestratigrafía, que a continuación se describen:

- Litoestratigrafía:

Es la parte de la estratigrafía que trata de la organización de los estratos en unidades basadas en sus caracteres litológicos.

- Bioestratigrafía:

Trata de la organización de los estratos en unidades basadas en su contenido fósil.

- Cronoestratigrafía:

Trata de la organización de los estratos, las unidades basadas en sus relaciones de su edad.

El reconocimiento en campo de estas unidades litoestratigráficas consiste en identificarlas en el área de estudio, primeramente se realiza la ubicación que se deberá referir a un mapa y/o fotografía aérea, mediante GPS o con mapas topográficos con coordenadas geográficas para posteriormente mediante pozos proceder a la extracción de las muestras como las extraídas en el pozo A (Campo A) es de 2023-3214 m, de la unidad litológica Jurásico Superior Kimeridgiano; el pozo S(Campo S) con intervalos de 4517-5216 m que corresponde a la unidad litológica del Cretácico Superior al Cretácico

Inferior y el pozo K(Campo K) con intervalos de 2949-3928 m cuyas unidades litológicas son del Eoceno Medio-Inferior al Jurásico Superior Kimeridgiano, que se ejemplificaran en este trabajo (FIG.5.1.), (FIG.5.2.) y (FIG.5.3.).



FIGURA 5.1. Ubicación de los pozos en el Campo A en el Activo Integral Cantarell de la Sonda de Campeche (Pemex, 2008).



FIGURA 5.2. Ubicación de los pozos en el Campo S en el Activo Integral Cantarell de la Sonda de Campeche (Pemex, 2008).



FIGURA 5.3. Ubicación de los pozos en el Campo K en el Activo Integral Cantarell de la Sonda de Campeche (Pemex, 2008).

Las muestras que se obtienen del subsuelo al perforar un pozo, inicialmente se describen generalmente considerando su composición, textura, color, fábrica, aspecto, y orientación (análisis de fracturas); lo que permite establecer la columna geológica y plantear las hipótesis necesarias acerca de la naturaleza de las unidades.

### 5.1.2. Descripciones de núcleos de roca

Solo con observaciones megascópicas realizadas con algunas herramientas auxiliares a los núcleos de roca recuperados como: lupa, martillo, ácido clorhídrico (diluido al 10%) y navaja. Se describe: textura, fábrica, color, densidad, dureza, brillo, morfología, exfoliación (fracturamiento), tipos de minerales, etc. (Álvarez Caballero, 2004).

En el caso de este trabajo, es de vital importancia estudiar a las rocas sedimentarias principalmente la roca almacén analizando así la textura, la granulometría, composición de los granos y porcentajes, forma, redondez, clasificación, estructuras primarias, espesor, forma de estratos, geometría de los estratos, reconocimiento de capas, alternancia de litologías, ritmo en la sedimentación, polaridad de la secuencia, contenido fosilífero, estructuras diagenéticas, color al fresco y a la intemperie, grado de litificación, así como el grado y tipo de intemperismo; todo lo anterior para lograr una buena descripción del núcleo.

Para las muestras obtenidas en un núcleo de roca, su descripción de muestra de mano se apoya en un formato de descripción integrada de núcleos, utilizando un formato.

Esta información puede plasmarse en el formato de la TAB 5.1.

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

TABLA 5.1. Formato de descripción integral de núcleos (Modificada de informe técnico PEMEX, 2008).

Las descripciones basadas en las características de este formato (FIG.5.4.), se podrán consultar en el APÉNDICE A de este trabajo para una roca almacén del campo S perteneciente a una unidad de brecha.

### 5.1.3. Análisis de Fracturas

El análisis de fracturas permite documentar la presencia de los diferentes sistemas de fracturas y conocer las características físicas de estas que se encuentran en el intervalo nucleado.

Para obtener la orientación de las fracturas, la metodología a seguir es la siguiente. En primer lugar se procede a realizar la orientación del núcleo, se identifica su profundidad y

se marca la Línea Maestra de Orientación (Master Orientation Line, MOL, por sus siglas en inglés), esta línea es trazada usando como referencia la estratificación de la formación con la ayuda del goniómetro FIG 5.4.

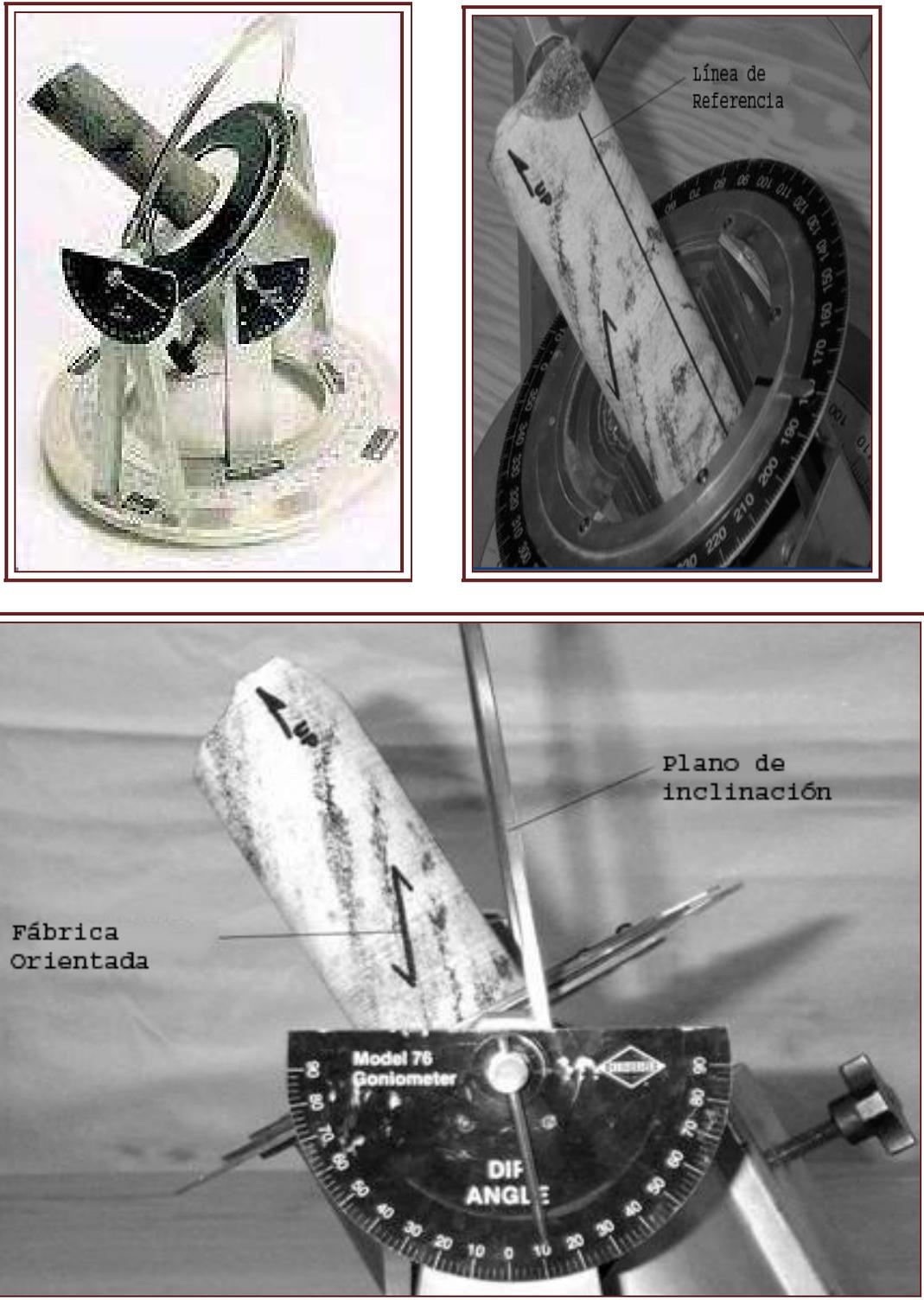


FIGURA 5.4. Goniómetro para fracturas orientadas en un núcleo (Tomada de [http://www.accu-dril.com/products\\_core.html](http://www.accu-dril.com/products_core.html)).

Posteriormente se procede a organizar físicamente a el núcleo es decir, acomodar los fragmentos de acuerdo a la parte que pertenecen. (FIG.5.5.).

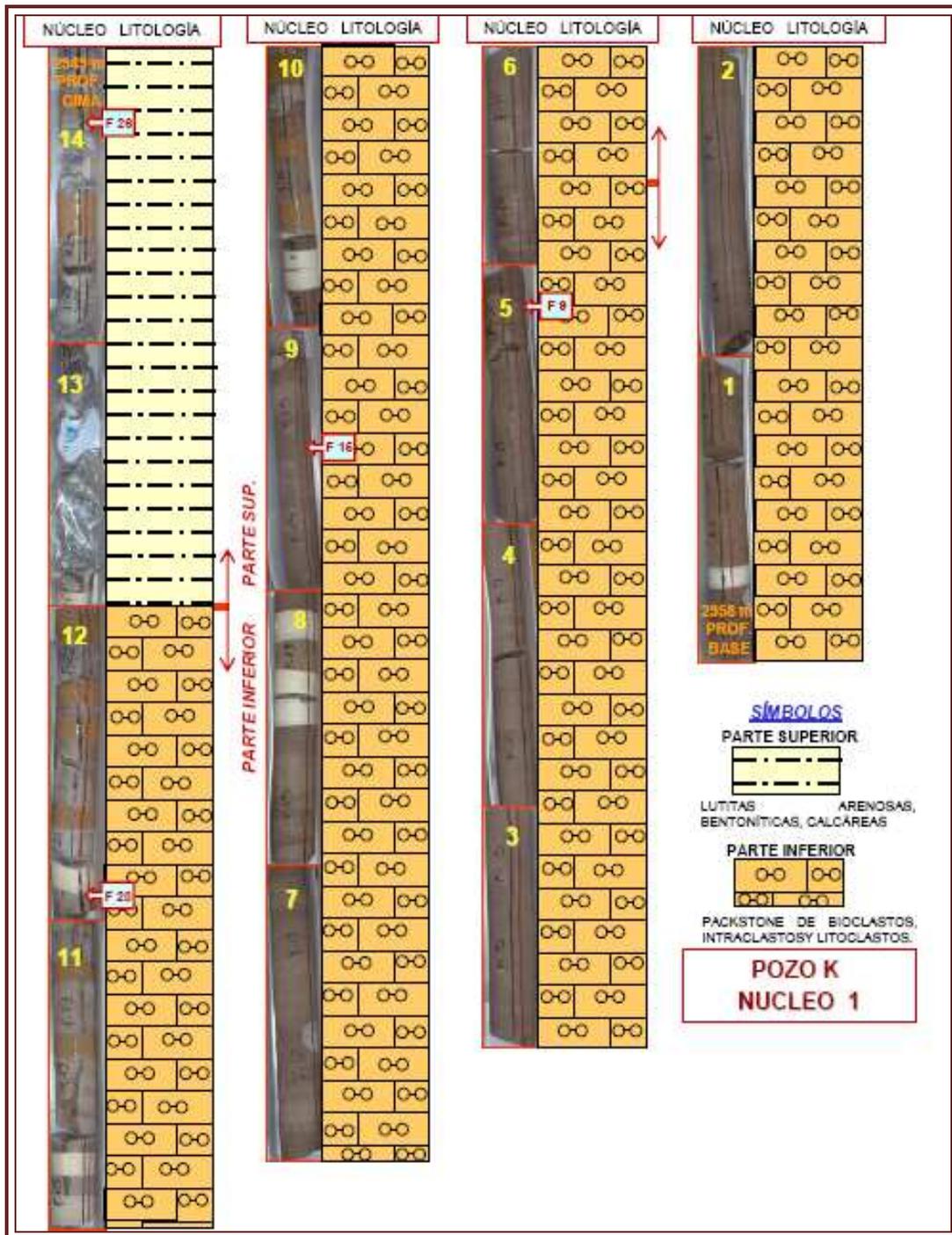


FIGURA 5.5. Intervalos de padecería de un núcleo del pozo K, núcleo 1 de la Sonda de Campeche (Pemex, 2008).

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

fractura y el ancho efectivo de esta. El ancho medido de la fractura es el ancho real a través de ella y el ancho efectivo de la fractura es la parte del ancho medido que está todavía abierto y por lo tanto es capaz de almacenar y permitir el flujo de hidrocarburos (TAB.5.2.).

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

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

TABLA 5.2. Datos obtenidos para 34 fracturas de un pozo del campo S en la Sonda de Campeche (Pemex, 2008).

El ancho de cada fractura abierta es medido con un caliper digital, sin embargo, en las fracturas cerradas, rotas o mineralizadas no es posible medir con precisión el ancho efectivo. Sin embargo, estadísticamente se tiene que el ancho de las fracturas varía entre 0.01 mm y 0.04 mm, por lo que a todas las fracturas cerradas y rotas se les asigna un ancho efectivo de 0.01 mm., y para las fracturas completamente mineralizadas se asume que tienen un ancho efectivo de 0.001 mm, por lo que en estos casos la fractura tendrá una porosidad y permeabilidad limitada. En la tabla también se debe indicar el tipo de mineral que rellena las fracturas, el porcentaje aproximado de relleno en las mismas, el tipo de roca en la cual se localiza, la presencia de cualquier rasgo estructural notable o impregnación de hidrocarburos, y el origen de la fractura.

Los datos de estratificación son tabulados de acuerdo a la profundidad donde se identificaron en el núcleo, la tabla está compuesta por los siguientes parámetros: el azimut del plano inclinado de estratificación, los grados de inclinación de ese plano, la morfología del plano, el tipo de estratificación y el contacto de la estratificación (TAB.5.3.).

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

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

TABLA 5.3. Datos que corresponden a planos de estratificación para un pozo del campo S en la Sonda de Campeche (Pemex, 2008).

También se presenta un diagrama denominado histograma de los ángulos de inclinación de las fracturas. Esta gráfica caracteriza e ilustra la distribución de los ángulos de inclinación de las fracturas en por ciento.

Esta información facilita la identificación de las diferentes familias de fracturas según el ángulo de inclinación y la frecuencia o abundancia sobre el resto de las fracturas del yacimiento. El histograma distribuye las fracturas de grupos de ángulos para cada 10° (TAB.5.4.).

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

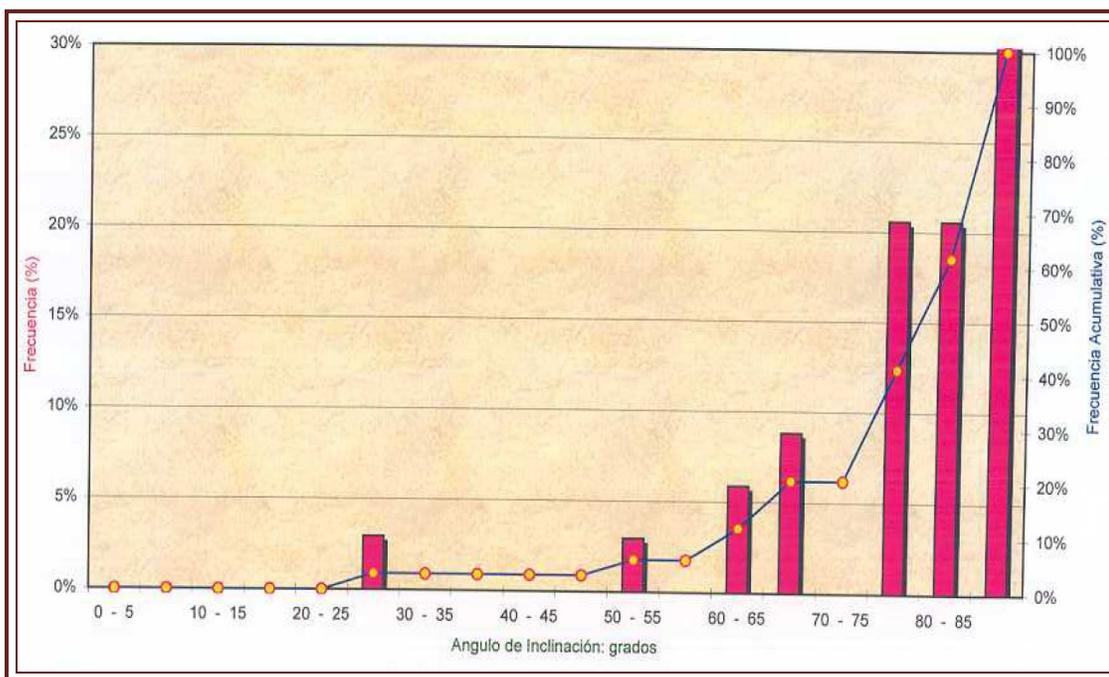


TABLA 5.4. Histograma de fracturas para un pozo del campo S en la Sonda de Campeche (Pemex, 2008)

Los resultados de análisis estereográfico permiten identificar ciertas la distribución, la orientación preferencial y la dirección de los esfuerzos que originaron a las fracturas.

Los diagramas de roseta de fracturas, por su parte identifican únicamente el rumbo preferencial de las familias de fracturas (FIG.5.6 y 5.7.).

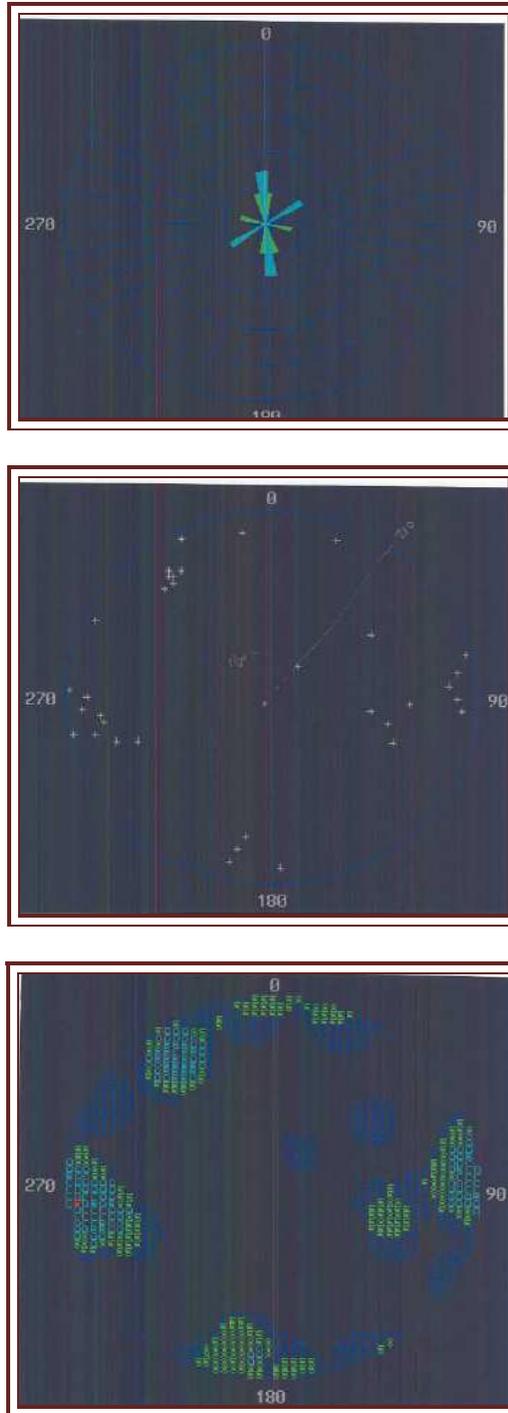


FIGURA 5.6. Diagramas estereográficos y de fracturas tomados para un pozo del campo S de la Sonda de Campeche, de la ilustración superior a la inferior: Diagrama de rosetas para el rumbo de fracturas y estereodiagramas de polos para un total de 34 fracturas (Pemex, 2008).

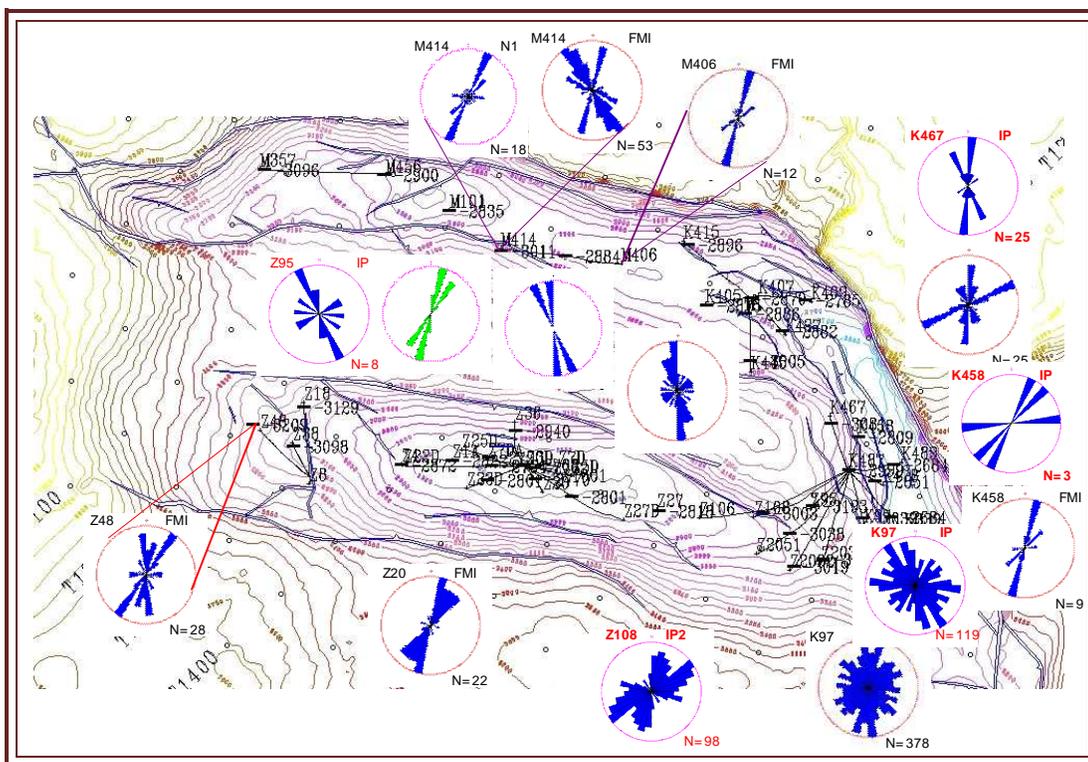


FIGURA 5.7. Mapa de direcciones preferenciales de fracturas medidas y rotadas en fragmentos de núcleos recuperados en la cima de brecha en la Sonda de Campeche (Pemex, 2008).

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

## 5.2. ANÁLISIS PETROGRÁFICO Y MINERALÓGICO

Las rocas presentes en el campo Cantarell en las Sonda de Campeche son silicásticas y carbonatadas para su estudio se utilizan técnicas de microscopio que permiten su adecuada clasificación. Otras técnicas que coadyuvan a la descripción, son: el microscopio electrónico de barrido, el análisis de difracción de rayos X, la tomografía de rayos X, la radiactividad y la fluorescencia.

### 5.2.1. Petrografía de lámina delgada

Para el estudio de las rocas, la geología se basa en dos ramas, la petrología y la petrografía, la primera estudia las rocas entendiendo por “roca” cualquier agregado natural de minerales o mineraloides como el vidrio y la petrografía es la parte de la petrología que se ocupa de los aspectos descriptivos de las rocas, tales como su estructura, textura, composición etc., (Álvarez, 2004).

La preparación de las muestras para realizar la lámina delgada y después su petrografía, es la siguiente:

- 1) Las muestras se limpian con solventes para remover fluidos del espacio poroso.
- 2) Se les aplica una solución de epoxy para asegurar la cohesión de la muestra durante el proceso en el que se pule la sección.
- 3) Se agrega una tintura azul a la solución de epoxy para resaltar los espacios porosos.
- 4) Se coloca en un portaobjetos y se desgasta hasta obtener un espesor de 30 micras.
- 5) Para facilitar la identificación de cementos carbonatados, se sumergen las muestras en una tintura compuesta de Alizarina Roja y Ferricianina de Potasio, este tipo de técnica resalta la calcita en color rosa, la dolomita ferrosa en color azul oscuro, y la calcita ferrosa en color morado.

Un estudio petrográfico permite identificar la textura, la relación espacial entre sus componentes, la mineralogía y la porosidad de la roca del yacimiento de la lámina delgada a través del microscopio petrográfico que facilita la descripción cualitativa de las características principales de la roca, y además, su capacidad de almacenamiento y potencia al fluir (para esto ayuda mas el microscopio electrónico de barrido).

El microscopio polarizador (FIG.5.12.) es un microscopio compuesto al que se le han agregado dos polarizadores. Uno, localizado bajo la platina, se denomina nicol inferior, polarizador inferior, o simplemente polarizador y el segundo, colocado por encima de la platina que se denomina nicol superior o analizador.

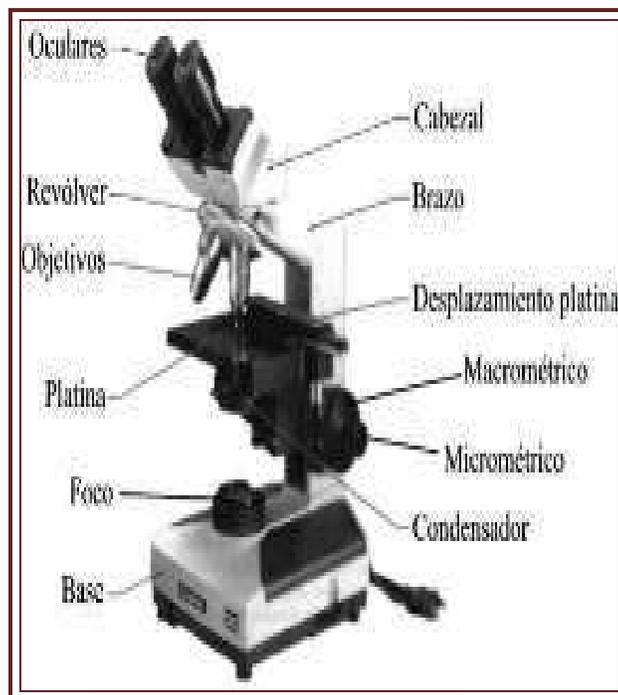


FIGURA 5.8. Microscopio polarizador (Imagen tomada de [http://www.bioedonline.org/slides/slideimgs/talk035\\_s002\\_f.gif](http://www.bioedonline.org/slides/slideimgs/talk035_s002_f.gif)).

La función del polarizador es convertir la luz que sale del sistema de iluminación en luz polarizada plana. Los dispositivos que proporcionan el aumento óptico en el microscopio

polarizador son los objetivos, los cuales son de 2.5x ó 5x, 10x, 20x y 40x ó 50x (FIG. 5.9.).

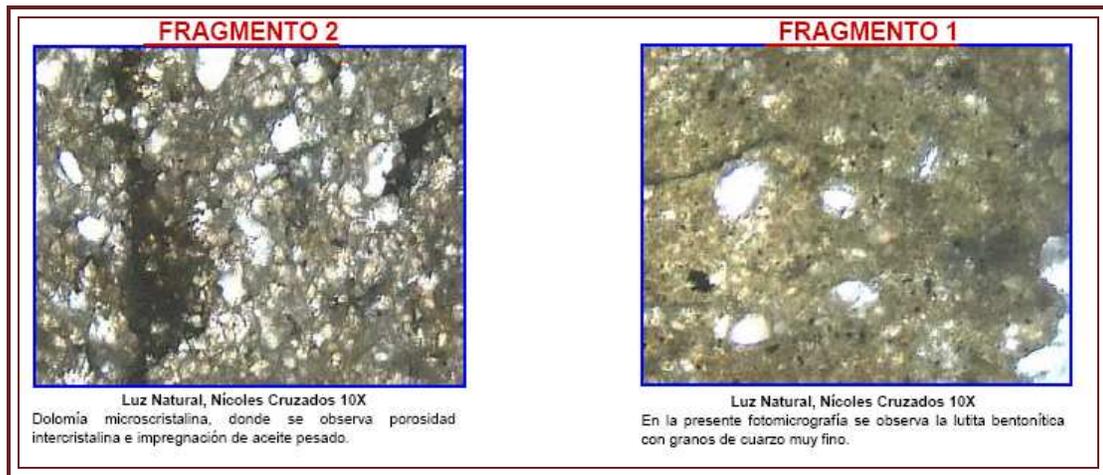


FIGURA 5.9 Análisis de microscopio petrográfico para el núcleo del pozo K, núcleo 11 (Pemex,2008).

### 5.2.2. Microscopia Electrónica de barrido (SEM)

El **Microscopio Electrónico de Barrido (S.E.M, Scanning Electron Microscopy)** utiliza principalmente electrones, en lugar de luz, para formar una imagen. Tiene una gran profundidad de campo, la que permite que se enfoque a la vez una gran parte de la muestra; permite obtener imágenes de gran resolución en materiales pétreos, metálicos y orgánicos. La luz se sustituye por un haz de electrones, las lentes por electroimanes y las muestras se hacen conductoras metalizando su superficie. Los electrones secundarios se asocian a una señal de TV (FIG. 5.10.).

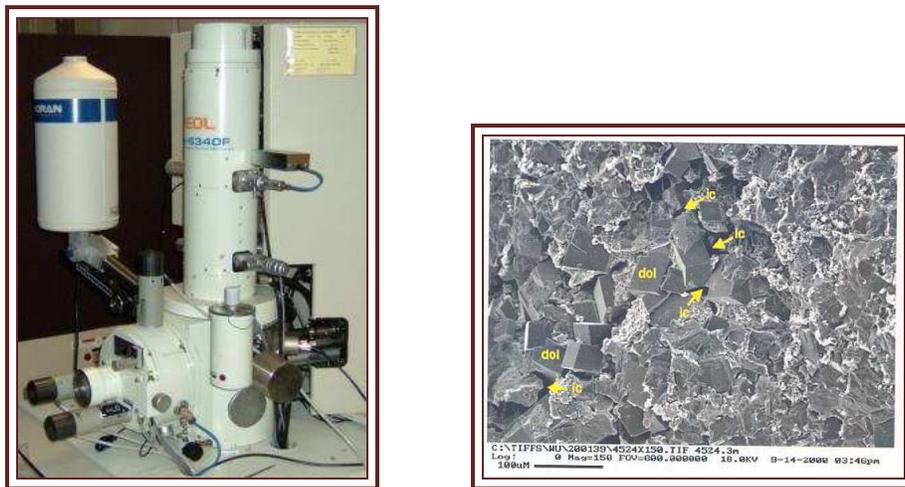


FIGURA 5.10. A la izquierda se tiene una fotografía del Microscopio Electrónico de Barrido, a la derecha se tiene una imagen de una muestra de dolomía de la Sonda de Campeche, donde se observan cristales de dolomita (dol) y cristales intercristalinos (ic), (Pemex, 2008).

También producen imágenes de alta resolución, por lo que las características mineralógicas y petrofísicas de una muestra de roca pueden ser examinadas a una alta magnificación.

*PROCEDIMIENTO ANALÍTICO PARA LA MICROSCOPIA ELECTRONICA Y DE BARRIDO (SEM).*

Las muestras que se van a estudiar tienen que estar secas y limpias para asegurar la existencia de una superficie fresca expuesta a la siguiente fase de preparación. La superficie se sumerge en un fluido para aplicar un recubrimiento delgado de una aleación de oro y paladio (Au-Pd) y se toma la imagen con una cámara digital incorporada al Microscopio.

Se captan los datos cualitativos de mineralogías seleccionadas a lo largo del estudio del SEM, utilizando un espectrómetro de energía dispersa la cual cuenta con un detector Si/Li.

Las imágenes se presentan en los APÉNDICES B y C.

**5.2.3. Conteo de Puntos**

La caracterización cuantitativa de la textura, mineralogía y porosidad de las muestras, se puede obtener mediante el conteo de puntos. Los resultados de porosidad y permeabilidad obtenida de los tapones con técnicas utilizadas en laboratorio de análisis de núcleos, no coinciden con la porosidad obtenida por medio de la petrografía, esto se debe a la diferencia entre las dos técnicas analíticas y al tamaño de muestras utilizadas.

*PROCEDIMIENTO ANALITICO PARA EL CONTEO DE PUNTOS.*

El conteo de los puntos está basado en la identificación de 250 puntos equidistantes entre sí, en una red cuadrada, utilizando una red contadora de puntos que es observada en el ocular del microscopio, el petrógrafo identifica, el tipo de porosidad de acuerdo a la clasificación de Choquette y Pray 1970, (FIG.5.11.).

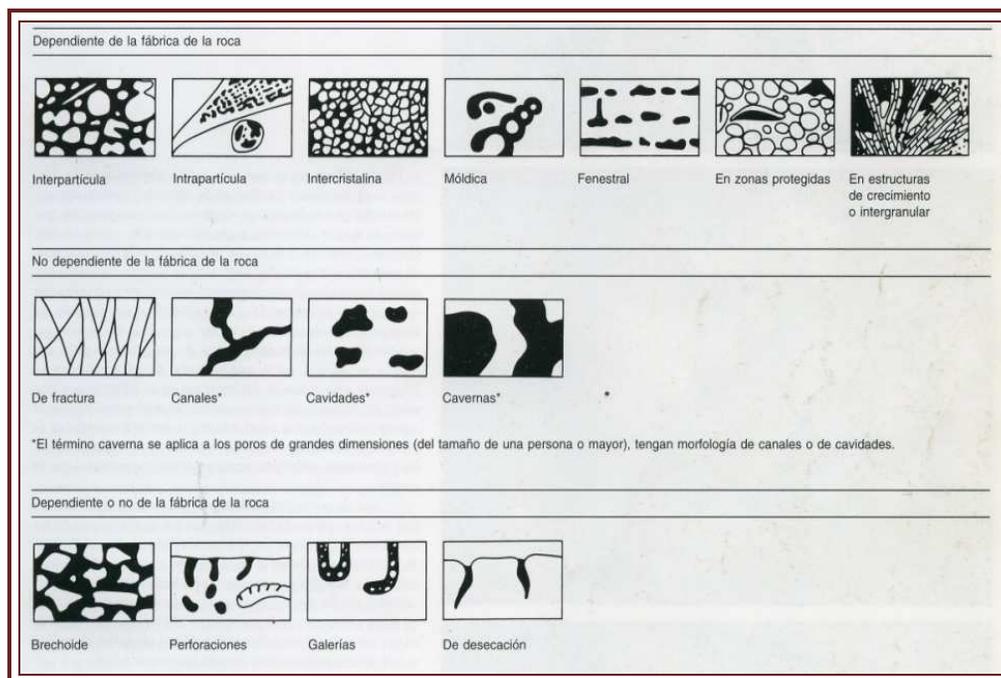


FIGURA 5.11. Esquema que muestra los tipos básicos de porosidad y las texturas en los sedimentos, los poros se han sombreado en negro (Choquette y Pray, 1970).

### 5.2.4. Clasificación de carbonatos y secuencia paragenética

#### CLASIFICACIÓN DE CARBONATOS.

La terminología para clasificar carbonatos que se emplea en este trabajo, es de acuerdo con Dunham (1962) y Embry y Klovan (1971), la cual toma en cuenta a la textura FIG. 5.16.

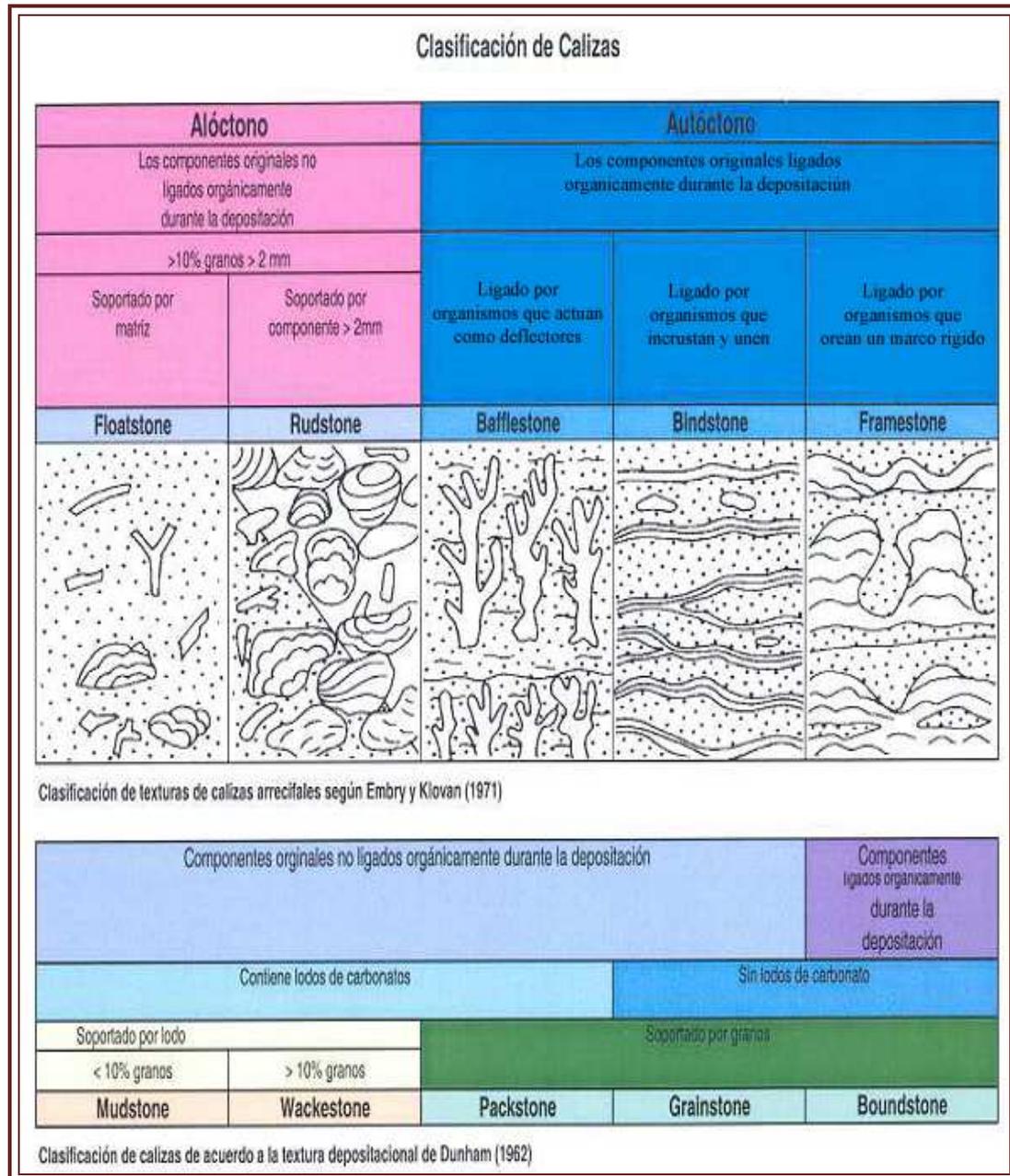
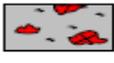


FIGURA 5.12. Clasificación de las calizas de Dunham, Embry y Klovan, empleadas para el estudio petrográfico (Dunham, 1962-Embry y Klovan 1971).

La clasificación se basa de acuerdo a su contenido de aloquímicos y a la cantidad de de lodo calcáreo.

Otra forma de clasificar a las calizas que se basa en la proporción de ortoquímicos y aloquímicos es la propuesta por Folk (1980), esta se ilustra en la FIG.5.13.

[CALIZAS ORTOQUÍMICAS]		[CALIZAS ALOQUÍMICAS]			
MATRIZ ↑ ± GRANOS ↓ (<10 %)		GRANOS ↑ (>10 %)			
GRANOS <1 %	GRANOS <10 %	+ MATRIZ	+ CEMENTO		
<b>MICRITA</b> 	<b>MICRITA INTRACLÁST.</b>	<b>INTRA-MICRITA</b>	<b>INTRA-ESPARITA</b>	> 25 % INTRACLASTOS	
	<b>MICRITA OOLÍTICA</b>	<b>OO-MICRITA</b>	<b>OO-ESPARITA</b>	> 25 % OOIDES	
<b>DISMICRITA</b> 	<b>MICRITA FOSILÍFERA</b>	<b>BIO-MICRITA</b>	<b>BIO-ESPARITA</b>	FOS / PEL > 3 / 1	< 25% INTRACLASTOS OOIDES
	<b>MICRITA CON PELLETS</b>	<b>BIOPEL-MICRITA</b>	<b>BIOPEL-ESPARITA</b>	3/1 < FOS / PEL > 1/3	
		<b>PEL-MICRITA</b>	<b>PEL-ESPARITA</b>	FOS / PEL < 1 / 3	

[MATRIZ = MICRITA; CEMENTO = ESPARITA ↑]

FIGURA 5.13. Clasificación de las calizas de Folk para el estudio petrográfico (Folk, 1980).

La clasificación de Folk se basa principalmente en las calizas autóctonas o insitu, las cuales están constituidas por componentes carbonáticos originados primariamente, por procesos químicos o bioquímicos, en un determinado ambiente de sedimentación marino.

**SECUENCIA PARAGENÉTICA.**

En la FIG.5.14 corresponde una gráfica de la secuencia paragenética que afecta a las rocas carbonatadas de la Sonda de Campeche con cada uno de los eventos diagenéticos más importantes.

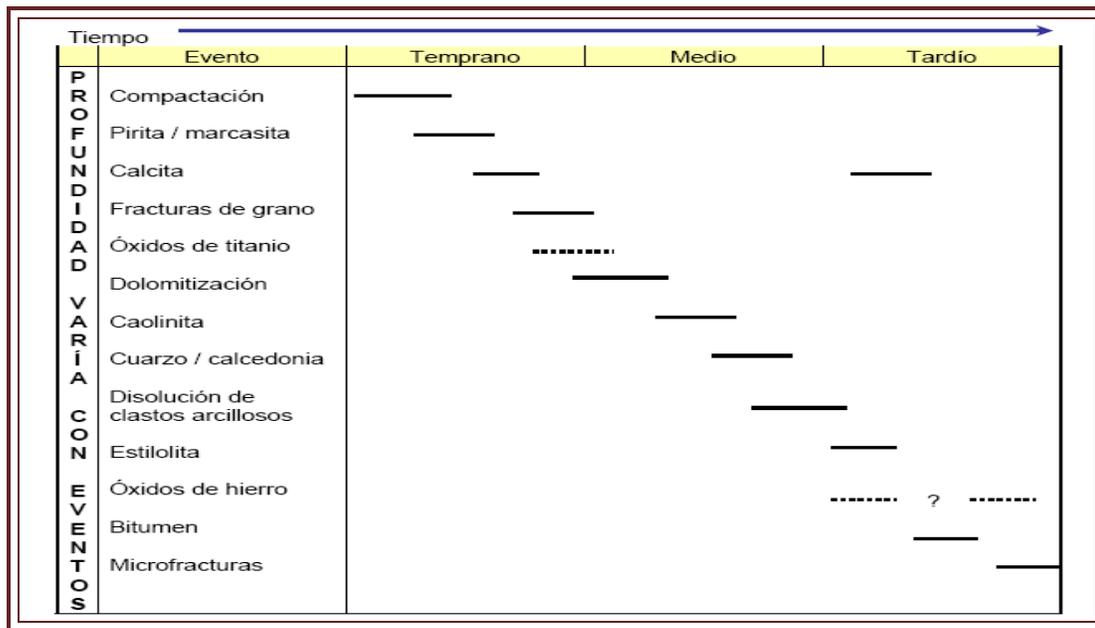


FIGURA 5.14. Secuencia paragenética para rocas carbonatadas en Cantarell en la Sonda de Campeche las líneas entrecortadas indican incertidumbre en el tiempo del evento diagenético en particular (Pemex, 2008).

De la FIG.5.15. se puede interpretar que poco después del sepultamiento inicial y compactación de etapa temprana, comenzó a precipitarse pirita/ marcasita en los microporos y poros intergranulares. Se interpreta que se formaron cantidades menores de espato calcítico alrededor de algunos fragmentos fosilíferos y de caliza. Las muestras que corresponden con packstones y rudstone (FIGURA 5.17) presentan una ligera rotura de los granos. El proceso continuó con la dolomitización extensa, lo cual resulto en calizas dolomíticas a 4852.95 m, para el campo S (para esta ultima profundidad en este trabajo se incluyen imágenes y descripciones petrográficas en el APÉNDICE B) y dolomías Cerca del final de la precipitación de la dolomita, caolinita comenzó a reemplazar los granos arcillosos y rellenar algunos poros grandes (FIG.5.17.).

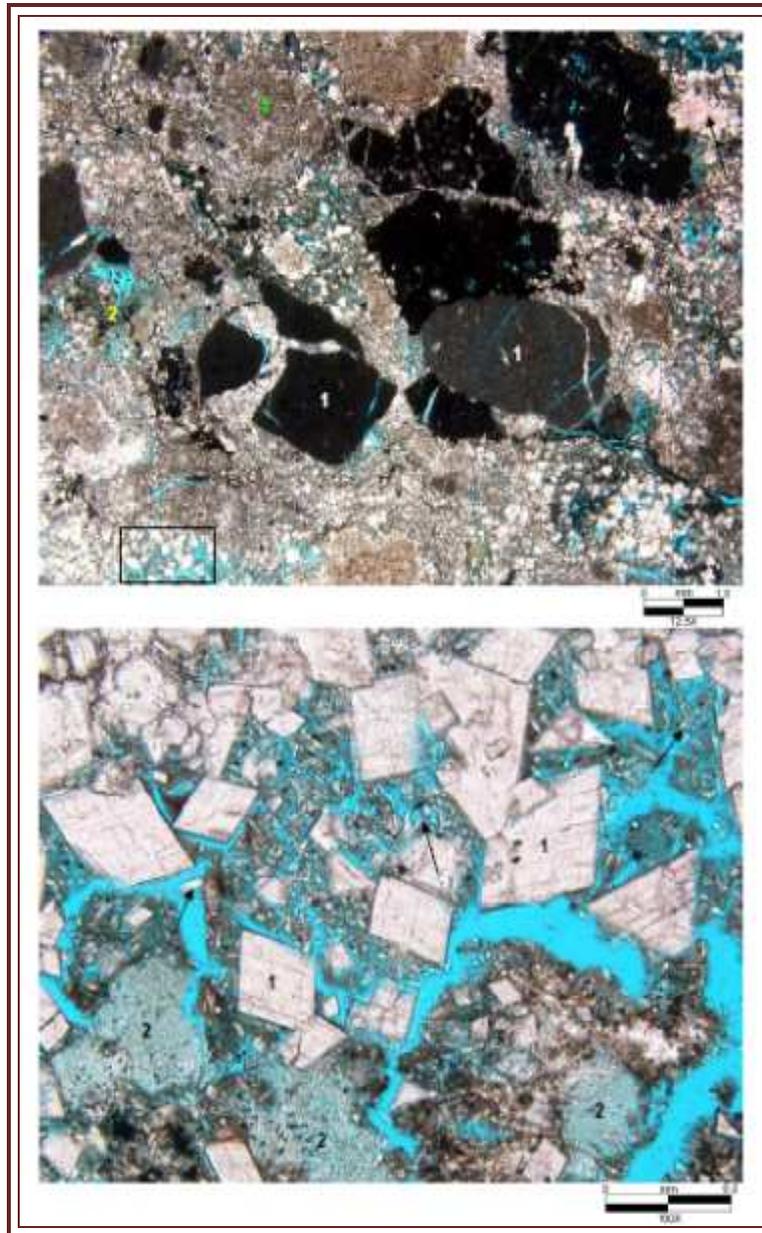


FIGURA 5.15. Fotomicrografías a partir de los cuales se interpreta la precipitación de dolomita (1) y caolinita (2) en rocas clásticas (indicados con flechas), en el pozo del campo S a una profundidad de 4520.41 m (Pemex, 2008).

Se interpreta que los pequeños cristales de cuarzo e illita/esmectita se formaron posteriormente (fotografía inferior de la FIG.5.16. y FIG.5.17.), en los restos de granos arcillosos que no fueron reemplazados por caolinita.

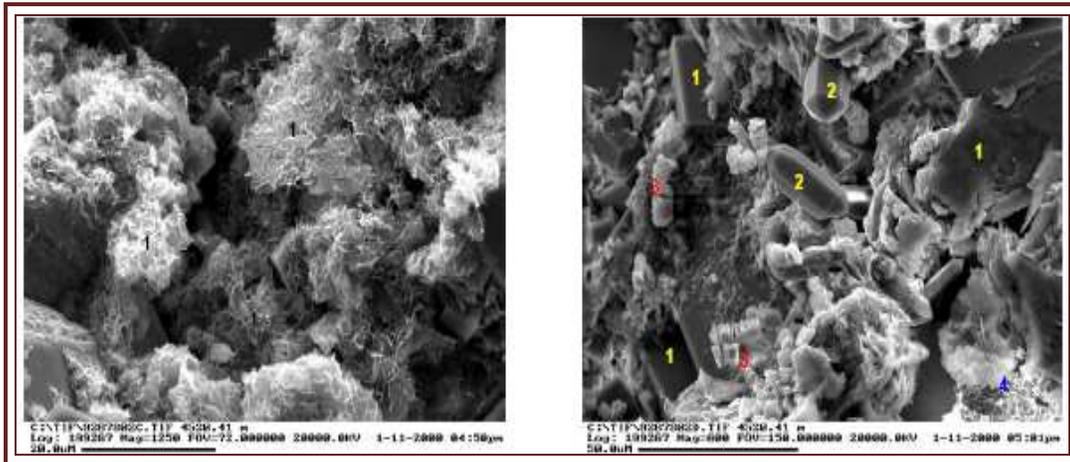


FIGURA 5.16. Fotomicrografías del microscopio electrónico de barrido perteneciente al campo S a 4520.41m, a la derecha se presenta una magnificación del cuadro izquierdo, esta imagen representa una porción de grano arcilloso reemplazado. Los minerales de reemplazo incluyen dolomita (1), cuarzo (2), caolinita (3) y arcilla de illita/esmectita (4), (Pemex,2008)

Posiblemente casi al mismo tiempo, la calcedonia reemplazó parcialmente algunos fragmentos esqueléticos (FIG.5.19.).

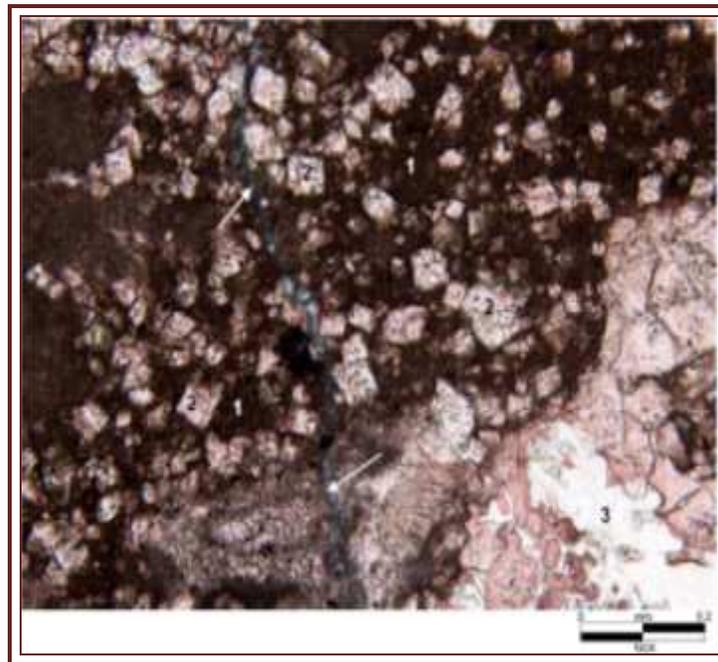


FIGURA 5.17. Fotomicrografía que permite interpretar como rombos de cristales de dolomita (2) reemplazan gran parte de la matriz micrítica común (1) y la calcedonia (3), reemplazan a la calcita. Las flechas indican una microfractura poco común, esta imagen pertenece al campo S a una profundidad de 4518.12 m (Pemex, 2008).

En ocasiones es evidente un episodio tardío de cementación menor con calcita (fotografía inferior de la FIG.5.17.), la disolución de algunos clastos arcillosos dejó algunos poros móldicos y alguna estilolitas ocurrieron relativamente tarde.

La migración de bitumen y precipitación de óxido de hierro son eventos muy tardíos registrados en la muestra más profunda (FIG.5.18.).



FIGURA 5.18. Fotomicrografía que muestra la textura de una dolomía que se forma de cristales de tamaño medio. Las áreas intercristalinas son rellenas con materia oscura que incluyen bitumen, óxido de hierro, óxido de titanio y arcillas líticas. Es muy difícil decidir totalmente la identidad de estos materiales en lámina delgada. La muestra pertenece al campo S a una profundidad de 5213.12 m (Pemex, 2008).

Por lo que se ilustra en las fotografías anteriores, se presentan indicios de microfracturas muy tardías en todas las muestras a excepción de la más profunda que corresponde a un sistema previo.

#### 5.2.4.1. Resultados del conteo de puntos

Las muestras de los núcleos extraídas a profundidades de 4518.12 (FIG.5.19), y 4520.41 (FIG.5.15 y 5.16); corresponden a flujos de escombros de rudstone de selección pobre con textura depositacional de packstone. Los granos varían de tamaño los cuales son subangulares y redondeados, cuyo tamaño de grano promedio incrementa según la profundidad. La mayoría de los granos se componen de litoclastos de carbonato (33.6-44.8% por conteo de puntos), estos granos se cuentan como aloquímicos, aunque técnicamente fueron derivados de una plataforma carbonatada litificada adyacente a la pendiente donde ocurrió la depositación. Son escasos los verdaderos aloquímicos, excepto en la muestra más somera, donde los fragmentos de molusco son comunes junto con cantidades menores de equinodermos, foraminíferos y peloides, también se muestra cantidades comunes de matriz micrítica intergranular (ausente o totalmente dolomitizada en las dos muestras más profundas); también se presentan cantidades menores de Litoclastos arcillosos e indicios de arcilla detrítica. Se describió una muestra extraída a profundidades de 4852.95 m (ver APÉNDICE B), laminada y bioturbada con una textura general de wackestone. La laminación es gradual desde mudstone hasta grainstone / packstone. El análisis de conteo de puntos demuestra que la roca presenta 14.0% de aloquímicos y 36.0% de matriz micrítica, el resto consiste de minerales autógenos

La muestra extraída a los 5213.12m (FIG.5.18.), corresponde a dolomía cristalina mediana cuya textura original pudo haber sido de wackestone. En la cual es evidente la bioturbación relicta. Los cristales de dolomita son muy uniformes en cuanto a tamaño. Los resultados de conteo de puntos se ilustra en la FIG.5.19.

Profundidades(metros):		4518.12	4520.41	4521.75	5213.12
Granos Aloquímicos	Moluscos	12.4			
	Equinodermos	1.2			
	Briozoarios				
	Foraminíferos	0.4			
	Ostracodos				
	Calciesferúfidos				
	Litoclastos de caliza	39.6			
	Litoclastos de dolomía		33.6	44.8	
	Ooides				
	Peloides	0.4		0.8	
	Indeterminados (re-cristal)				
<b>Total</b>	<b>54.0</b>	<b>33.6</b>	<b>45.6</b>	<b>0.0</b>	
Granos Terrígenos	Cuarzo	0.4		0.4	
	Feldespato				
	Fragmentos de roca volcánica		1.2		
	Clastos arcillosos		1.2	0.6	
	Micas				
	Minerales pesados				
	Materia orgánica				
<b>Total</b>	<b>0.4</b>	<b>2.4</b>	<b>1.2</b>	<b>0.0</b>	
Matriz Detrítica	Arcillosa	0.8		0.8	1.6
	Calcita micrítica	13.2			
	<b>Total</b>	<b>14.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.8</b>	<b>1.6</b>
Arcilla Autigénica	Caolinita		1.2	1.2	
	combinada				
	Indeterminada		1.2	0.4	
<b>Total</b>	<b>0.0</b>	<b>2.4</b>	<b>1.6</b>	<b>0.0</b>	
Cementos Arcillosos no	Calcita espártica	4.8	3.6		
	Calcita espártica (reemplazo: granos)	4.8			
	Calcita-Fe				
	Dolomita	19.6	43.6	36.0	90.4
	Dolomita-Fe				
	Anhidrita				
	Bitumen				2.4
	Cuarzo/calcedonia	1.2	0.8	0.4	
	Oxido de hierro				2.0
	Pirita/marcasita	1.2	1.2	1.2	2.0
	Oxido de titanio			0.4	1.6
<b>Total</b>	<b>31.6</b>	<b>49.2</b>	<b>38.0</b>	<b>98.4</b>	
Porosidad	Intergranular				
	Intercristalina		7.6	6.8	
	Intragranular		0.4	0.8	
	Intracristalina				
	Fractura		0.4	1.2	
	Móldica/vugular		0.4	1.6	
	Microporosidad		3.6	2.4	
<b>Total</b>	<b>0.0</b>	<b>12.4</b>	<b>12.8</b>	<b>0.0</b>	
<b>TOTAL</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>	

FIGURA 5.19. Resultados de conteo de puntos para el pozo del Campo S (Pemex,2008).

### 5.2.5. Clasificación de areniscas y secuencia paragenética

Las areniscas, son clastos entre 1/16 a 2 mm de tamaño de grano, que se originan por el transporte de fragmentos de roca a partir de la meteorización mecánica y química; el agente que controla el tamaño del clasto. Para conocer sus características petrofísicas y su origen, se estudia su composición, el grado de semejanza del tamaño del clasto, la cantidad de matriz, la textura, etc. Los eventos diagenéticos más importantes se presentan en una arenisca se muestran en la FIG.5.20.

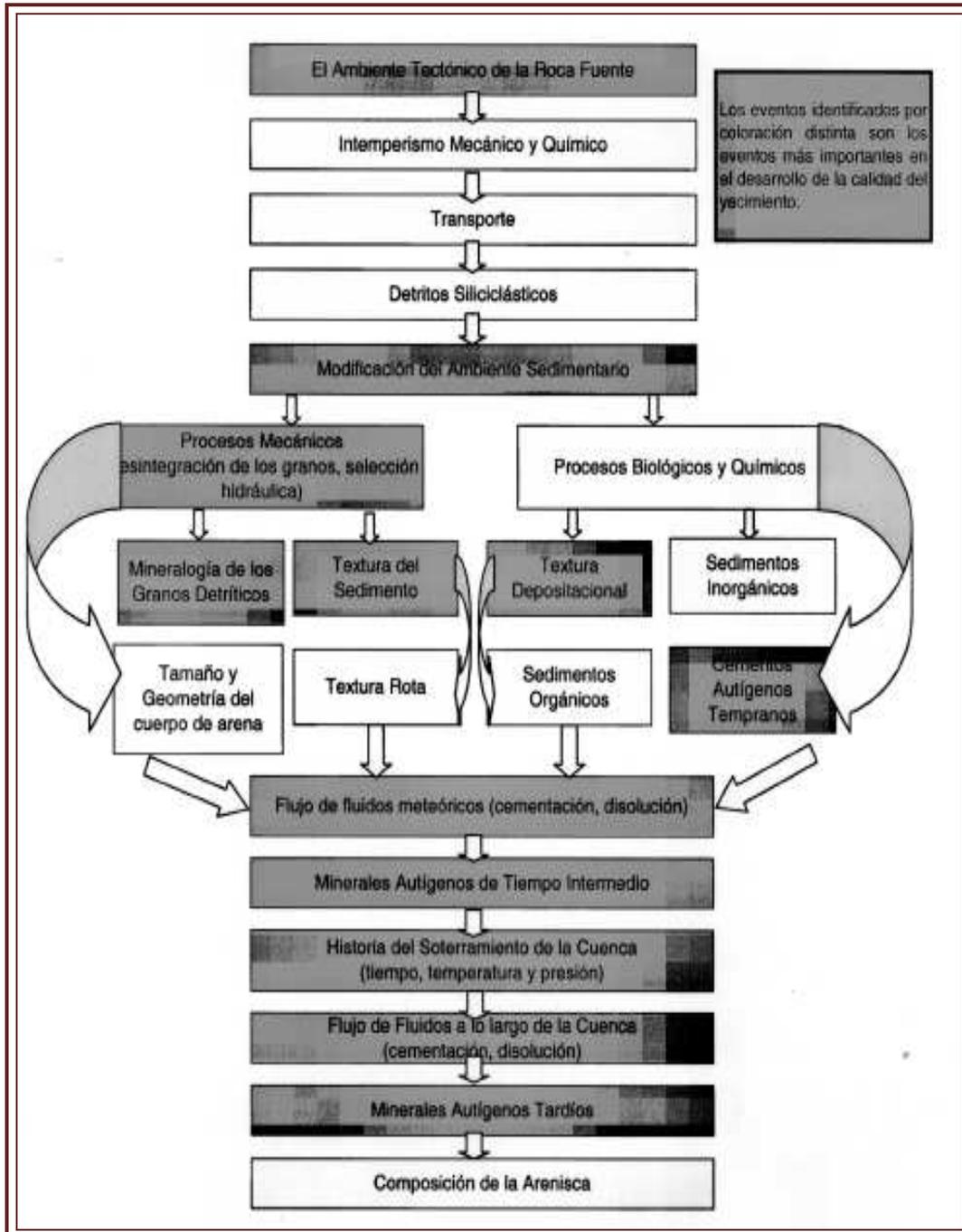


FIGURA 5.20. Diagrama de flujo que ilustra de manera esquemática el desarrollo diagenético de una arenisca (Kairo, 1993).

SECUENCIA PARAGENETICA.

En la FIG.5.21., se presenta una secuencia paragenética en la que se involucran a los eventos diagenéticos, su sincronía relativa y duración.

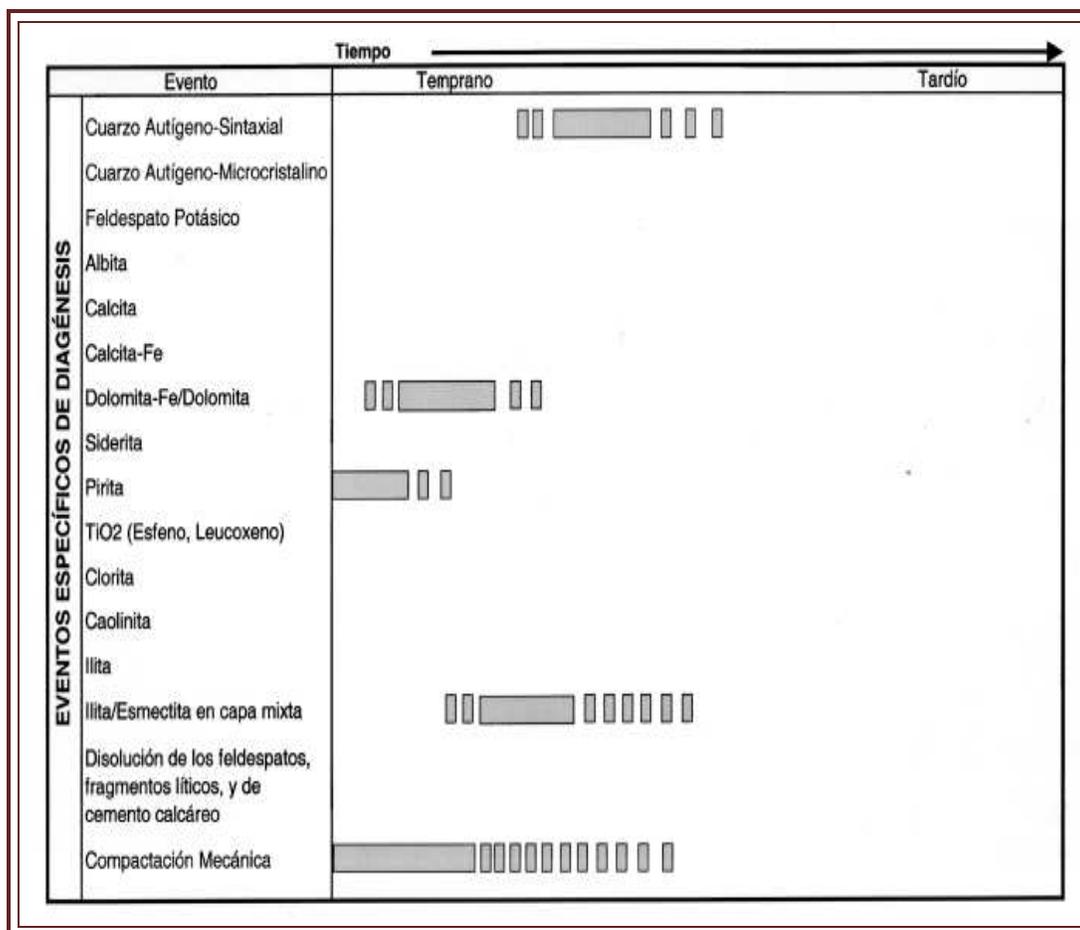


FIGURA 5.21. Esquema que indica la secuencia paragenética en rocas siliclasticas en la Sonda de Campeche las líneas entrecortadas indican incertidumbre en el tiempo del evento diagenético en particular (Pemex, 2008).

El cambio diagenético más temprano que afectó a las rocas y que originó un control importante en la calidad de yacimiento, es la compactación mecánica (incluyendo la reordenación de los granos de estructura y deformación de los granos dúctiles). La reordenación de los granos estructurales ocurrió por la compactación mecánica que origina contactos largos grano con grano.

Para conocer el porcentaje de detritos y/o minerales de cada muestra, es necesario realizar un conteo de puntos y para definir los datos mineralógicos un análisis de difracción por rayos X (DRX). Para conocer la morfología de los clastos a mas detalle, se utiliza el análisis del microscopio electrónico de barrido.

Los análisis de láminas delgadas indican que la matriz se acumuló como parte de los componentes originales de la roca (laminas ricas en arcilla), y después se modificó por bioturbación. La matriz de arcilla se recristalizó de parcial a extensivamente, con una composición de ilita/esmectita en capa mixta. La proporción de matriz de arcilla disminuye con la profundidad en general.

Su distribución no es homogénea y se ve fuertemente controlada por la bioturbación y laminaciones en cada muestra individual. (FIG.5.22.).

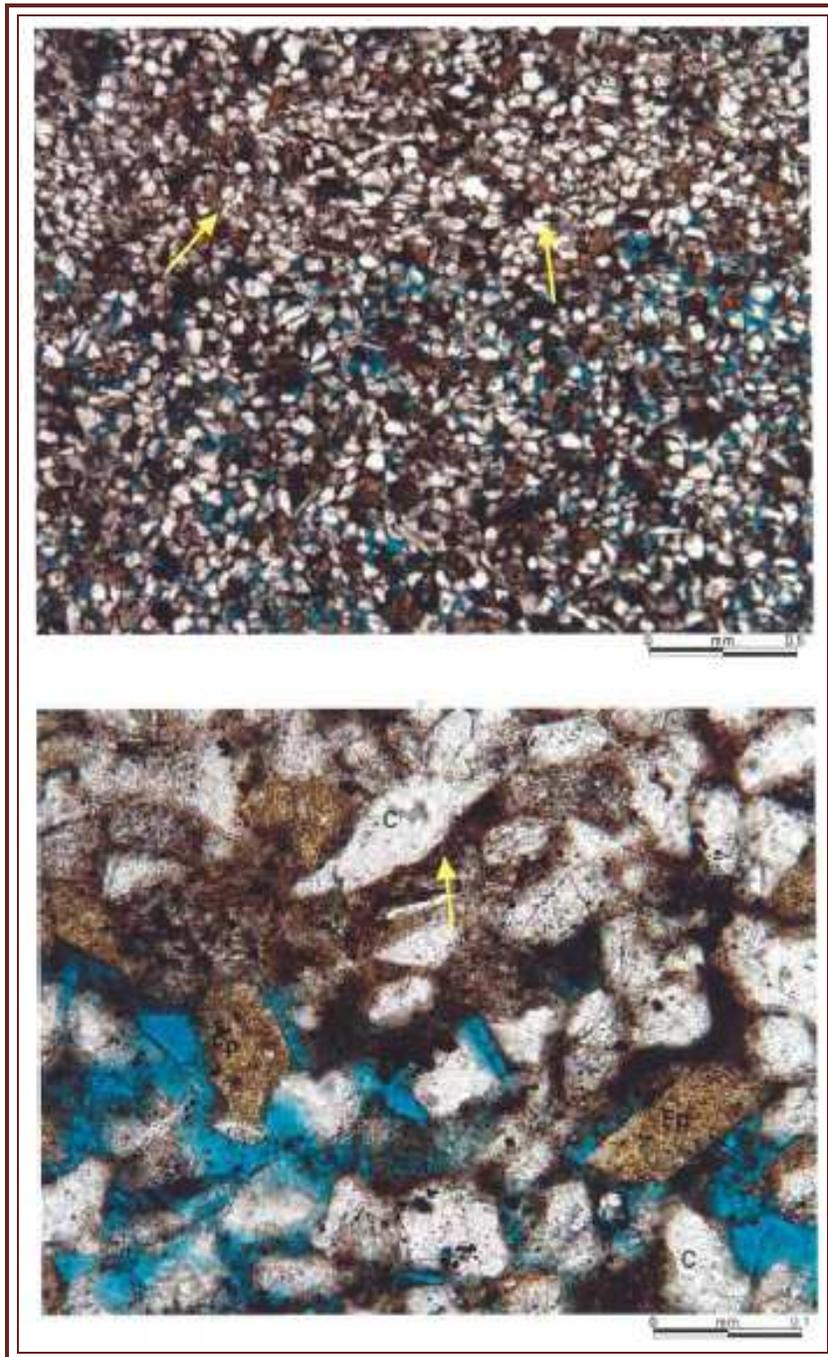


FIGURA 5.22. Fotomicrografías en la que se observa que los poros intergranulares están abiertos; la roca está compuesta por cuarzo (C), plagioclasas (P) y feldespato potásico (K), la distribución de poros es heterogénea a la presencia de laminaciones y bioturbación, (flechas en la fotografía superior). Algunos poros intergranulares están llenos con matriz de arcilla, (flechas en la fotografía inferior). Imágenes de una muestra de roca extraída en un pozo del campo A a una profundidad de 2842.32 m (Pemex, 2008).

La pirita como se indica en la secuencia paragenética (FIG.5.23.), parece haberse formado como un mineral diagenético temprano asociado con la actividad bacteriana y arcilla detrítica.

### 5.2.5.1. Resultados del conteo de puntos

Las areniscas cortadas por los pozos corresponden areniscas del Titoniano donde las proporciones de QFL (Cuarzo, Feldespatos y Fragmentos de roca) son calculados a partir de los datos por conteo de puntos para el pozo A, los datos se graficaron en un diagrama ternario que se ilustra en la FIG.5.23.

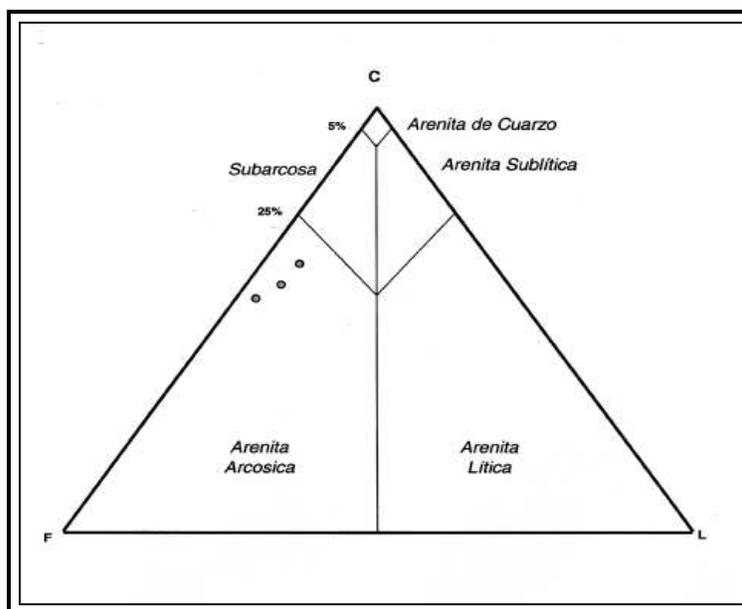


FIGURA 5.23. Diagrama Ternario que indica la clasificación de las areniscas, de acuerdo al diagrama de Dott, 1964, (Modificado por Petitjhon, 1972).

Los tres puntos en la FIG.5.25 son muestras de un pozo del campo A, las cuales se clasifican como arcosas. Los granos de cuarzo monocristalino son también más abundantes que otros granos estructurales en todas las muestras. Los granos de cuarzo policristalino consisten de dos o más cristales de cuarzo de probable origen ígneo o metamórfico, y son un constituyente de traza menor en estas muestras.

El feldespato-K es el componente clástico más común en estas muestras, y su abundancia varía de 11.6 a 18.6%. Las plagioclasas varían de 7.6 a 10.4%. La mayoría de los granos de plagioclasas han sufrido una alteración menor a ligera.

Los fragmentos ígneos cristalinos son muy finos (2.0 a 3.6%), los cuales son los componentes más comunes dentro de los fragmentos líticos; los fragmentos ígneos dominantes son félsicos. Los fragmentos arcillosos se presentan en cantidades de traza, y probablemente representan clastos removidos (rip-up) cercanos al sitio de depositación.

Los granos accesorios se observan en cantidades traza a menores e incluyen micas y minerales pesados.

La matriz de arcilla se presenta en las muestras, en las cuales la porción varía de 2.8% a 8.8% por conteo de puntos. Los análisis de las láminas delgadas indican que la matriz en estas muestras se introdujo, en gran medida, como parte de las estructuras sedimentarias originales (laminas ricas en arcilla), que después se modificó por bioturbación. La matriz de arcilla se recrystalizó de parcial a extensivamente, con una composición de illita/esmectita en capa mixta. La matriz de arcilla aumenta con la profundidad en general.

Su distribución no es homogénea y se ve fuertemente controlada por la bioturbación y laminaciones en cada muestra individual, tal como se observa en la FIG.5.24.

También se puede observar en la FIG.5.24., que los minerales arcillosos son los constituyentes dominantes de relleno de poro, y varían de 2.8% a 8.8%. Los minerales autógenos totales no arcillosos varía de 4.4% a 5.6%, mientras que la dolomita/ dolomita Fe, pirita y supercrecimientos de cuarzo (FIG.5.25.) son los minerales autógenos no arcillosos más abundantes, para la profundidad de 2840.65 véase el APENDICE C.

Profundidades (metros):		2840.650	2842.3	2844.2
<b>Tamaño del Grano (mm)</b>		0.1	0.095	0.084
<b>Cuarzo</b>	Monocristalino	33.0	40.4	40.0
	Policristalino	1.2	1.2	1.6
	<b>Total</b>	<b>34.2</b>	<b>41.6</b>	<b>41.6</b>
<b>Feldespatos</b>	Feldespatos Potásico	18.6	11.6	15.6
	Plagioclasa	7.6	8.8	10.4
	<b>Total</b>	<b>26.2</b>	<b>20.4</b>	<b>26.0</b>
<b>Fragmentos Líticos</b>	Fragmentos ígneos	2.0	3.6	3.2
	Fragmentos Metamórficos			
	Frag. de Caliza			
	Frag. de Dolomía			
	Frag. Areniscas			
	Frag. Arcillosos		0.4	0.8
	Pedernal			
<b>Total</b>	<b>2.0</b>	<b>4.0</b>	<b>4.0</b>	
<b>Secundarios</b>	Micas	0.4	0.8	1.2
	Min. Pesados	0.4		
	Foraminíferos			
	Fósil Indeterminado			
	Clastos Arcillosos			
	Clastos Orgánicos			
	Glauconita			
<b>Total</b>	<b>0.8</b>	<b>0.8</b>	<b>1.2</b>	
<b>Matriz Detritica</b>	Calcita espártica			
	Arcilla	2.8	6.8	8.8
	<b>Total</b>	<b>2.8</b>	<b>6.8</b>	<b>8.8</b>
<b>Arcilla Autigena</b>	Clorita			
	Caolinita			
	Illita			
	ME en capa mixta			
	Indeterminada	0.4		
<b>Total</b>	<b>0.4</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	
<b>Cementos no Arcillosos</b>	Cuarzo Autígeno	1.2	0.8	0.4
	Cuarzo Microcristalino			
	Feldespatos Autígenos			
	Dolomita	2.4		
	Calcita			
	Calcita-Fe			0.4
	Calcita-Fe (sustituir)			
	Barita			
	Siderita			
	Analcima			
Pirita	2.0	4.4	3.6	
Oxido de Titanio				
<b>Total</b>	<b>5.6</b>	<b>5.2</b>	<b>4.4</b>	
<b>Porosidad</b>	Intregranular	27.6	20.4	14.0
	Intrabioclastica			
	Intragranular		0.4	
	Fractura			
	Móldica	0.4	0.4	
	Microporosidad	menor	menor	menor
<b>Total</b>	<b>28.0</b>	<b>21.2</b>	<b>14.0</b>	
<b>Petrofísica Básica</b>	Porosidad (%)	14.3	16.9	15.8
	Permeabilidad (md)	6.812	3.9	1.736
	Densidad de Grano (gr/cm <sup>3</sup> )	2.71	2.6	2.65

FIGURA 5.24. Resultados de conteo de puntos para el pozo del campo A (Pemex,2008).

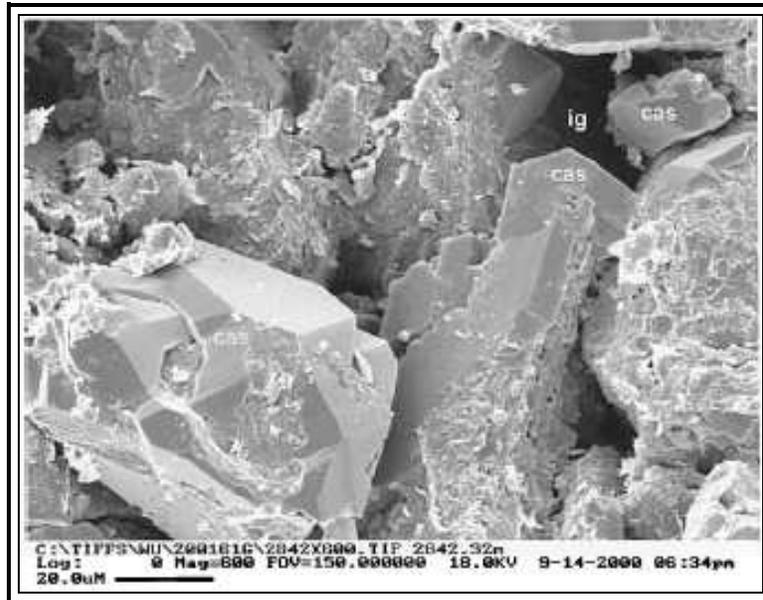


FIGURA 5.25. Imagen en la que se tiene supercrecimientos de cuarzo antiguo sintaxial (cas) en una porosidad intergranular (ig), para un pozo del campo A. La fotomicrografía tomada con microscopio electrónico de barrido a una muestra extraída a una profundidad de 2842.32m (Pemex, 2008).

Los otros minerales autógenos presentes en estas muestras están distribuidos de manera irregular y tienen un efecto relativamente menor en los sistemas de poro de estas muestras. Los cristales framboidales y nodulares de pirita son visibles en todas las muestras en porcentajes que varían de 2 a 4.4% tal como se ilustra en la tabla de conteo de puntos para un pozo del campo A (FIG.5.26).

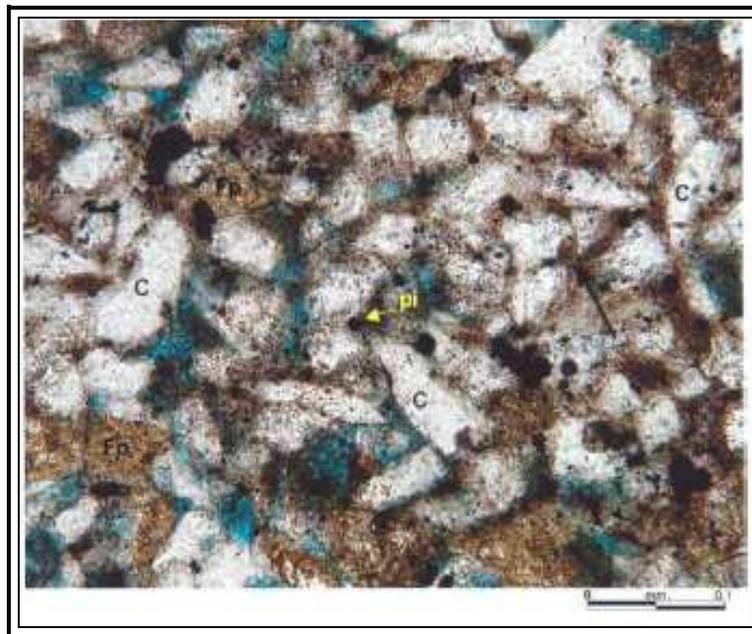


FIGURA 5.26. Imagen con la que se identifican granos de cuarzo (C), feldespato potásico (p) y plagioclasa, los cuales corresponden a los constituyentes principales de estructura. Los poros intergranulares abiertos se presentan en esta muestra; sin embargo algunos están llenos de matriz de arcilla, (flecha negra); el constituyente de relleno de poro incluye supercrecimientos de pirita (pi), esta fotografía es de una muestra extraída para un pozo del campo A a una profundidad de 2844.18 m (Pemex, 2008).

### 5.2.6. Análisis de Difracción por Rayos X

La difracción de rayos X (DRX) es una técnica analítica que permite estudiar la estructura interna de los sólidos cristalinos, las aplicaciones de esta técnica son numerosas pero, la más extendida en Ciencias de la Tierra es la identificación de las fases cristalinas presentes en una muestra pulverizada.

Este procedimiento es conocido como “Análisis mineralógico mediante DRX”, y se basa en el hecho de que, en función de su estructura interna y de los tipos de átomos que la componen, cada fase cristalina tiene un difractograma propio y característico.

Es importante recalcar que no se trata de un análisis químico, sino de la identificación de fases o compuestos cristalinos.

La Difracción de Rayos X está basada en las interferencias ópticas que se producen cuando una radiación monocromática atraviesa una rendija de espesor comparable a la longitud de onda de la radiación. Los Rayos X tienen longitudes de onda de Angstroms, del mismo orden que las distancias interatómicas de los componentes de las redes cristalinas.

Un difractómetro de rayos X, está constituido por un difractómetro de polvo que consta básicamente de un generador de alta tensión, una torre donde se ubica el tubo de Rayos X, un goniómetro con un motor “paso a paso”, un monocromador de haz difractado, un detector de los rayos X difractado, un detector de los rayos X difractados y una unidad de control automatizada, generalmente controlada desde una computadora, Sangüessa Aguirre,2007 (FIG.5.27.).

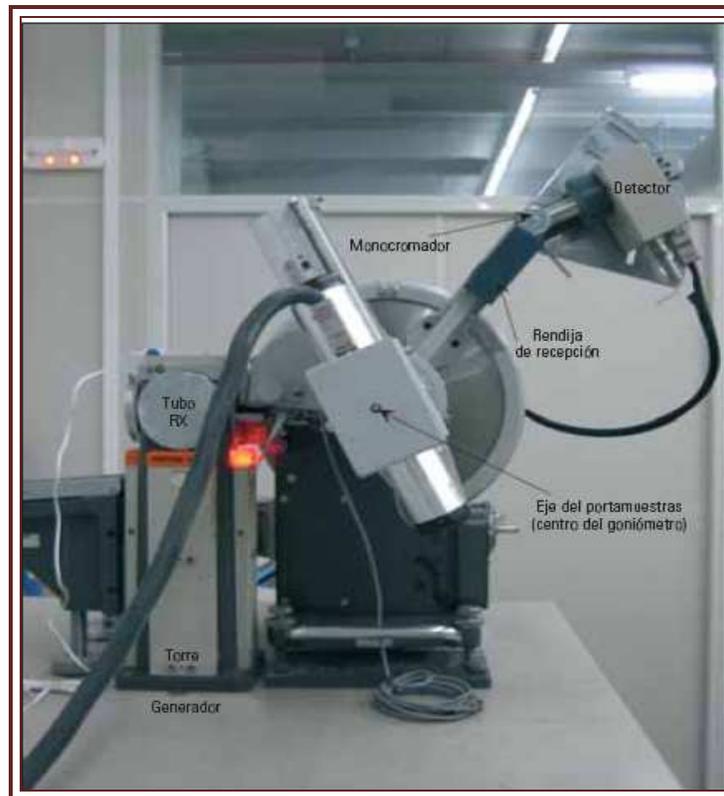


FIGURA 5.27. Difractómetro de Rayos X convencional (Sangüessa Aguerri, 2007).

PROCEDIMIENTO PARA EL ANÁLISIS DE DIFRACCIÓN DE RAYOS X

Las muestras que se estudian con difracción de rayos -X, previamente se limpian de hidrocarburo y se secan antes de ser molidas. La muestra molida se pesa, se pasa por agua, y se trata con una mezcladora sónica. El líquido semi-sólido que resulta se centrifuga para fraccionar la muestra en 4 (cuatro) micrones; posteriormente se guarda la muestra suspendida con partículas menores a 4 micrones. La fracción de la muestra con partículas suspendidas mayores a 4 micrones se seca y pesa para determinar el porcentaje en peso de la fracción tamaño limo y arcilla. La porción de la muestra con partículas menores a 4 micrones se prepara con una sustancia de plata pura para orientar las partículas de arcilla. La muestra se monta en estado seco y se somete al análisis de rayos-X, después se practica un tratamiento con vapor de glicol etileno durante 24 horas, y se vuelve a someter la muestra a los rayos -X.

La fracción de la muestra con partículas suspendidas mayores a 4 micrones se procesa y somete a los rayos -X. Los difractogramas se analizan para obtener el contenido mineralógico de la muestra utilizando un algoritmo para procesar perfiles. Las áreas integradas del algoritmo de perfil se calculan y corrigen aplicando los coeficientes para minerales comunes. Los coeficientes se obtienen mediante el método adiabático descrito por Chung (1974 a, b, c). Los resultados de los análisis de rayos-X se reportan como porcentaje-peso para la mineralogía total de la roca. Las fracciones con los minerales de arcilla se analizan por separado y también se reportan en la misma tabla junto con la mineralogía total de la roca (TAB.5.5.).

Profundidad, metros	Composición de la roca entera (porciento en peso)								Abundancia relativa de arcilla (normalizada a 100%)			
	Cuarzo	Feldespato alcalino	Plagioclasa feldespato	Calcita	Dolomita	Siderita	Pirita	Total de arcilla	Illita-mica	Caolinita	Clorita	Mezcla de placas ME
3140.16	1	0	0	0	99	0	0	0	0	0	0	0
3140.26	1	0	0	1	98	0	Tr	0	0	0	0	0
3140.37	1	0	0	0	99	0	0	0	0	0	0	0
3195.23	1	0	0	1	98	0	0	0	0	0	0	0
3195.35	1	0	0	1	98	0	0	0	0	0	0	0
3195.84	1	0	0	0	99	0	0	0	0	0	0	0
3195.97	1	0	0	0	99	0	0	0	0	0	0	0
3196.81	1	0	0	1	98	0	0	0	0	0	0	0
3300.2	6	0	0	23	64	0	2	5	35	3	4	59
3409.39	1	0	0	0	99	0	0	0	0	0	0	0
3409.47	1	0	0	1	99	0	0	0	0	0	0	0
3410.26	1	0	0	1	98	0	Tr	0	0	0	0	0
3410.59	1	0	0	0	99	0	0	0	0	0	0	0
3411.12	1	0	0	0	99	0	Tr	0	0	0	0	0
3500.6	8	0	0	Tr	88	0	1	3	64	0	0	36
3860.34	64	4	6	0	1	0	1	33	58	2	4	35
3871.92	16	2	2	0	63	0	1	17	71	2	4	24
3919.03	43	10	4	1	36	0	Tr	5	58	2	4	36

Illita/esmectita de capas mezcladas contiene 15% - 20% capas de esmectita  
Tr - traza

TABLA 5.5. Resultados de Análisis de Difracción de Rayos X para un pozo del campo K (Pemex,2008).

Para ejemplificar los datos en esta tabla hay que tomar en consideración a los datos de análisis de DRX que tenemos en la profundidad de 3500.60 m, donde se identifican 3% de arcilla en peso en toda la roca (FIG.5.29), y contiene una mezcla de illita-mica (64%) e illita/esmectita en capa mixta (36%) donde se aprecia a partir de este intervalo la arcilla.

### 5.2.5. Tomografía de Rayos X

Gracias al análisis con rayos X se puede interpretar el interior de los cristales, se puede determinar los minerales que componen la muestra y se puede interpretar cuales son los componentes de una muestra tal como ocurre en la Tomografía de los rayos X.

Las principales aplicaciones de la Tomografía de rayos X es para la determinación de las propiedades petrofísicas (porosidad y permeabilidad), evaluación de perfiles de saturación en pruebas de desplazamiento de fluidos, tratamiento digital de imágenes así como también obtener la porosidad total, de vórgulos, de fractura, conectividad entre vórgulos, apertura de fracturas, etc. La tomografía de rayos X de fragmentos de núcleos de roca se ilustra en la FIG. 5.28, la cual se tomo de un pozo del campo K en la Sonda de Campeche.

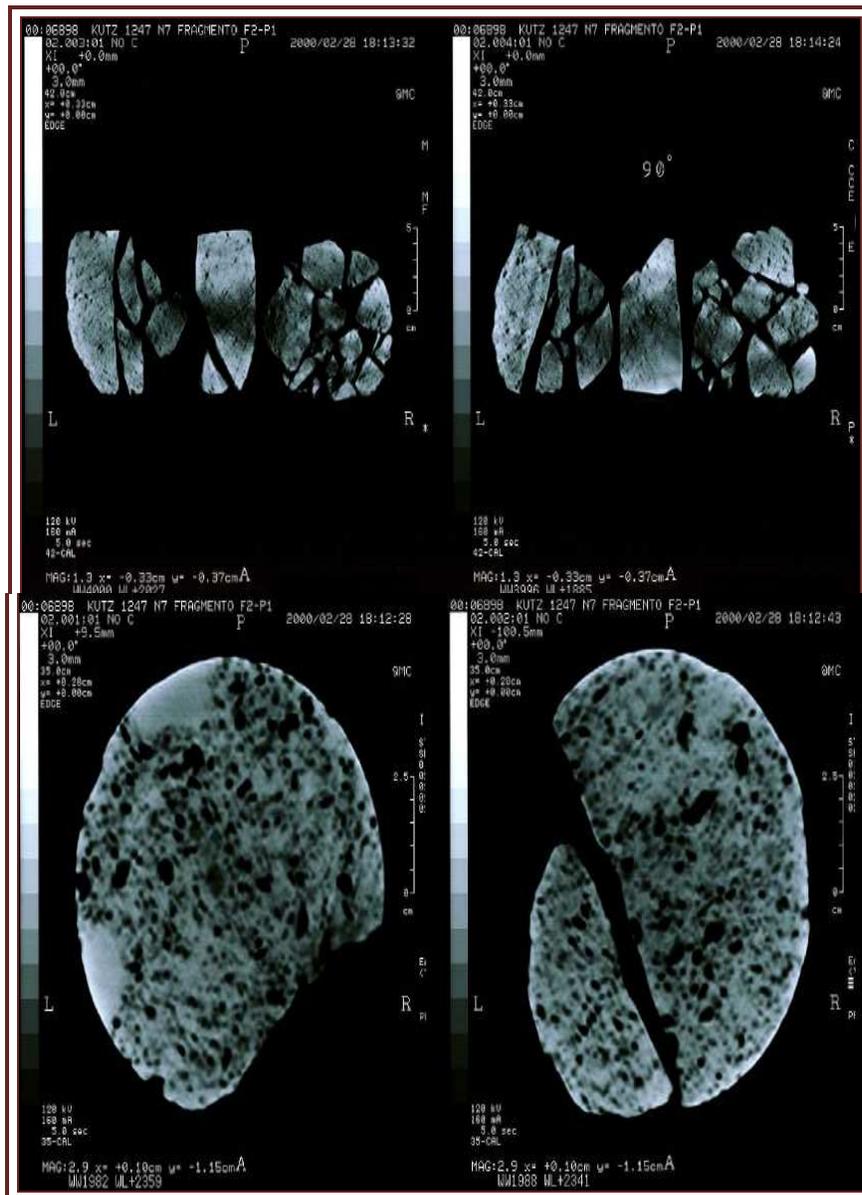


FIGURA 5.28. Tomografía para fragmentos de roca para un pozo del campo K (Pemex, 2008).

### 5.3. RADIATIVIDAD NATURAL

Se denomina radiactividad natural a aquella radiactividad que existe en la naturaleza sin que haya existido intervención humana.

La radiactividad trata de los procesos de desintegración espontánea de núcleos atómicos mediante la emisión de diferentes partículas subatómicas que emiten radiaciones, estas pueden ser positivas (partículas alfa), negativas (partículas beta) y radiaciones sin carga (rayos gamma), estos últimos son los que tienen mayor penetración.

#### MEDICION DE LA RADIATIVIDAD NATURAL EN LOS NUCLEOS DE ROCA.

Según Álvarez (2004), la radioactividad natural (Rayos Gamma) se mide en el laboratorio sin destruir las muestras. El equipo utilizado se muestra en la FIG.5.29., y consiste de:



FIGURA 5.29. Equipo de laboratorio para la obtención de la radiactividad natural de núcleos (Martell, 2008).

- a) Una banda de desplazamiento sobre la cual se colocan los fragmentos de núcleo, ordenadamente, uno seguido de otro.
- b) El túnel principal con recubrimiento para la protección externa o reducción de la emanación de la radioactividad.
- c) Una ventana que permite que la radioactividad natural llegue a un contador Geiger-Muller.
- d) Circuitos eléctricos para llevar a cabo el registro.

La radioactividad natural registrada es utilizada para la calibración de registros ajustando la sensibilidad de acuerdo al patrón registrado en el laboratorio.

La medición de la radioactividad natural no destruye los núcleos y su obtención puede realizarse rápidamente (aproximadamente 60 minutos para un núcleo de 18 metros). Por

lo consiguiente los resultados de los diagramas pueden ser comparados inmediatamente con los obtenidos de la información de pozo. Las mediciones se afectan dependiendo la velocidad a la que se haga el estudio.

En la FIG.5.30., se presenta el resultado del registro de Rayos Gamma Espectral.

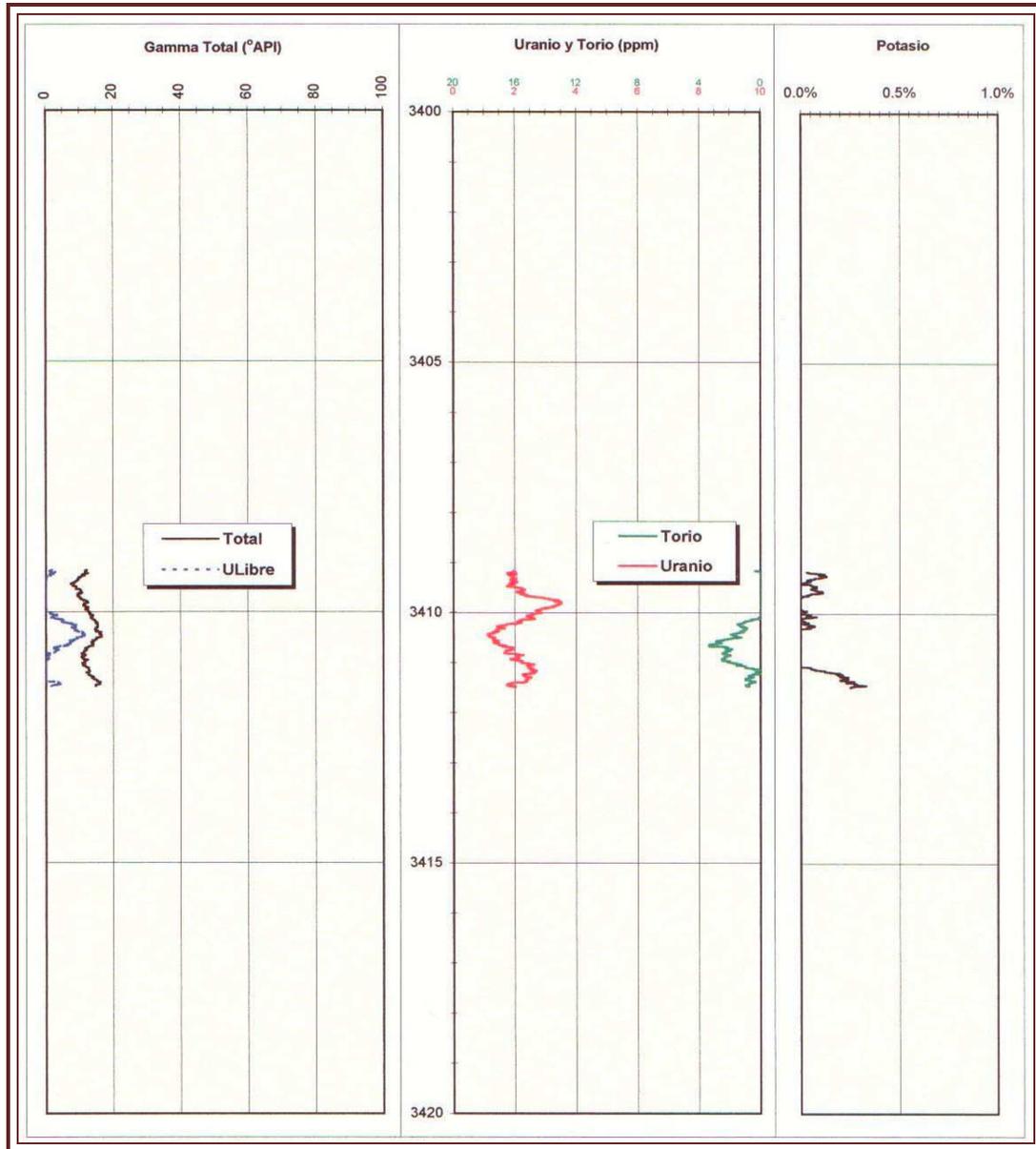


FIGURA 5.30. Se presentan dos curvas de Gamma en los registros de Gamma Espectrales de los Núcleos de los pozos del campo K. La curva azul es el gamma total. La curva roja presenta el gamma total libre de uranio. Las otras curvas representan las mediciones obtenidas a cada uno de los elementos. La escala de las graficas son de 1:100 metros. (Pemex, 2008).

La medición de radiactividad para un núcleo en el intervalo (3409 – 3414), del pozo K, presenta bajos valores de rayos gamma, sin embargo los valores de uranio son altos ya que pueden indicar la presencia de fracturas. La litología del núcleo estudiado corresponde a dolomías y calizas dolomitizadas del Albiano-Cenomaniano.

En la FIGURA 5.31 se muestra la posición de 2 núcleos cortados para un pozo y el registro geofísico.

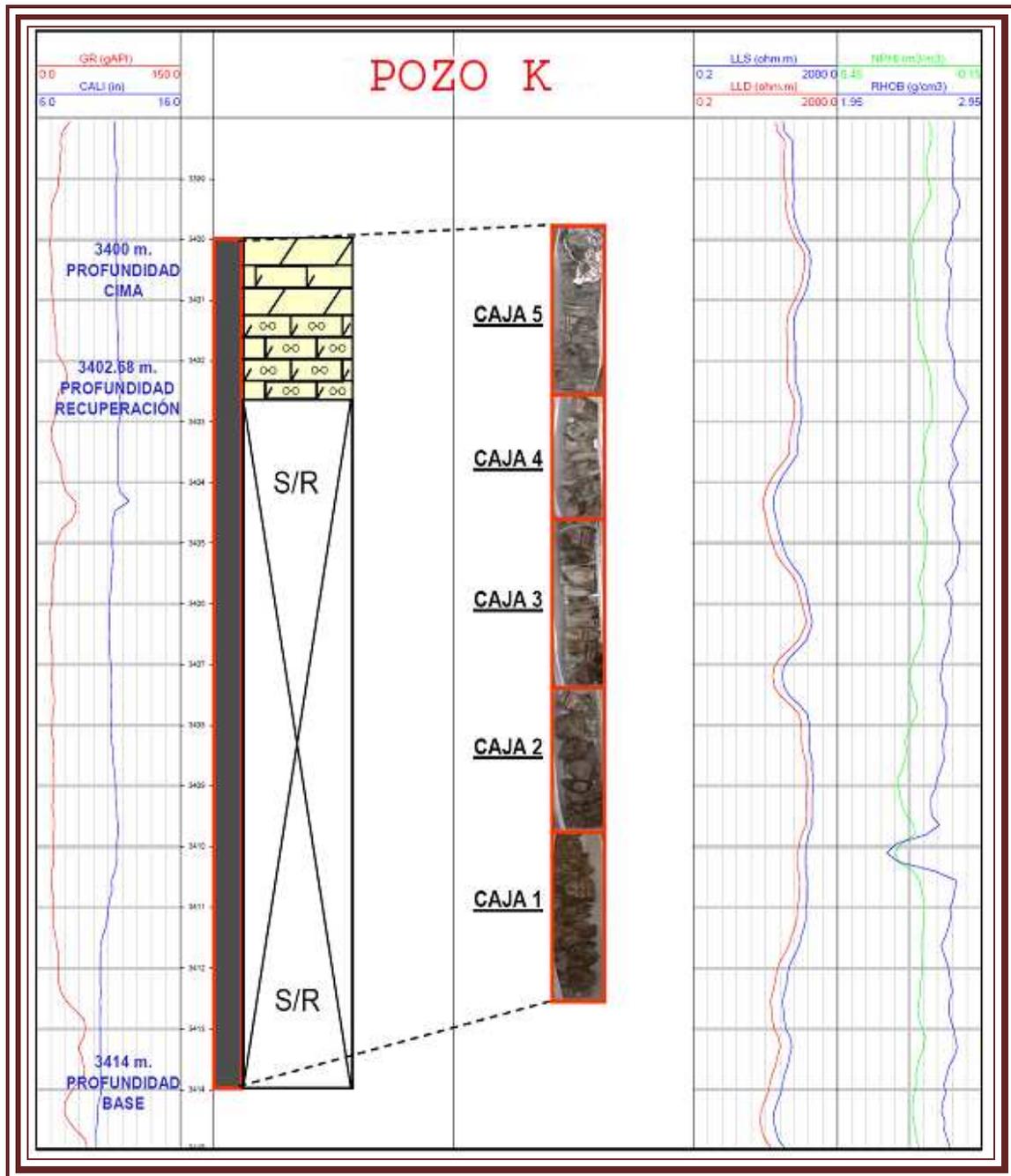


FIGURA 5.31. Registro geofísico del pozo del campo K para el núcleo 7 y 7C con recuperación de 2.68 m (Pemex, 2008).

La parte inferior del núcleo que se muestra en la FIGURA 5.31 (cajas 1,2 y 3; 1.40 m.) esta conformada por packstone de lito y bioclastos, en partes de aspecto brechoide, muy dolomitizado, con exoclastos subredondeados a subangulosos de 0.5 a 3.5 cm, de mudstone color oscuro y abundantes fragmentos subredondeados a subangulosos del tamaño de arena de grano grueso. La parte superior (cajas 4 y 5; 1.28m) es dolomía microcristalina, gris claro a gris oscuro, en la que se observan algunos exoclastos

subangulosos de 2 a 5 cm de mudstone color oscuro, intercalada con horizontes de mudstone dolomitizado, gris, con pequeñas cavidades de disolución rellenas de dolomita (FIG.5.32.).

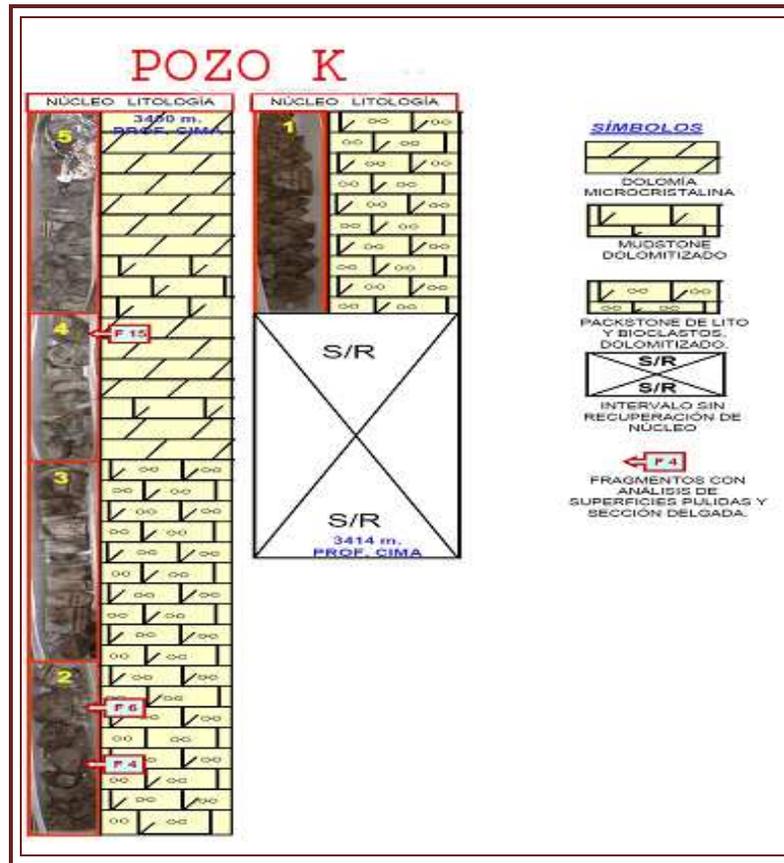


FIGURA 5.32. Descripción litológica de un núcleo del campo K (Pemex, 2008).

## 5.4 FLUORESCENCIA DE ROCAS

Las sustancias que brillan en la oscuridad al ser comprimidas, calentadas (no hasta la incandescencia) o expuestas a radiaciones de longitud de onda mas corta que la luz visible (rayos X, rayos catódicos o ultravioleta) se denominan luminiscentes. De las cuatro formas de producir luminiscencia tal como la triboluminiscencia, la termoluminiscencia, la fluorescencia y la fosforescencia, sólo las dos últimas tiene un interés para el estudio de núcleos de roca y de los diversos tipos mencionados de radiación de onda corta, el ultravioleta es el que presenta un mayor interés. Las rocas que emiten luz durante la exposición son fluorescentes. Si la luminiscencia continúa después de eliminar los rayos excitantes, se dice que la sustancia es fosforescente.

La fluorescencia es una propiedad que caracteriza a los hidrocarburos debido a que fluorescen bajo luz ultravioleta. Es por ello que en el laboratorio se examinan muestras de roca bajo la radiación de este tipo de luz para saber si está o estuvo impregnada de hidrocarburos, aunado a esto también este procedimiento es necesario ya que nos permite documentar las características físicas de los sedimentos, observar las características geológicas del núcleo desde varias distancias y respaldar visualmente el material en caso de pérdida (Slabbs).

El procedimiento es sencillo, con una simple lámpara de luz ultravioleta portátil es posible detectar la presencia de hidrocarburos en muestras de roca, solo hay que hacer pasar la luz ultravioleta a través de la muestra de roca y observar si fluoresce. La fluorescencia varía en tonos amarillo, verde y azul (FIG.5.33. y 5.34).



FIGURA 5.33. Fotografía que muestra fragmentos de núcleos de roca extraídos de un pozo de la Sonda de Campeche, con luz natural (Core Lab archivo técnico inédito, 2008).



FIGURA 5.34. Fotografía que muestra fragmentos de núcleos de un pozo de la Sonda de Campeche, con luz ultravioleta (Pemex, 2008).

## CAPÍTULO 6. INTERPRETACIÓN DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS A PARTIR DE NÚCLEOS DE ROCA

La petrofísica es una especialidad de ciencias de la tierra que conjuga conocimientos de ingeniería del petróleo, geofísica y geología, la cual determina cuantitativamente las propiedades físicas y químicas que describen la incidencia y el comportamiento de las rocas. Adicionalmente, la petrofísica determina la relación existente entre los fluidos y su movimiento a través del medio poroso de la roca para la caracterización de un yacimiento, Álvarez,2004 (FIG.6.1.).

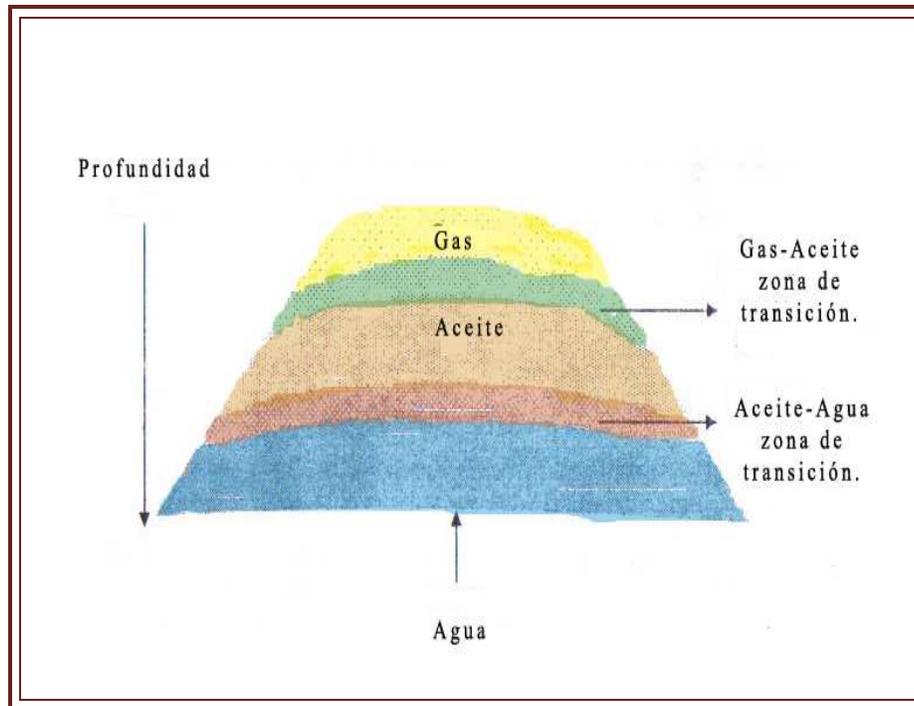


FIG.6.1. Esquema idealizado de un yacimiento de petróleo mostrando la distribución de gas, aceite y agua (Modificado de Abhijit Y. Dandekar, 2006).

Las fuentes de información más comunes para realizar caracterizaciones petrofísicas, incluyen a las muestras de roca, registros geofísicos de pozos, pruebas en pozos (formación, producción, variación de presión, etc.), datos sísmicos, historia presión-producción de pozos, muestras de fluidos (agua, hidrocarburos), etc.,

Con esta información y con el conocimiento geológico de la región se puede conocer el tipo de roca presente en el yacimiento de acuerdo a sus características como: porosidad, permeabilidad, saturación, densidad, compresibilidad, saturación de fluidos, resistividad eléctrica, presión capilar etc., se puede llegar a estimar el volumen de los fluidos en el yacimiento.

En este capítulo se analizarán esos aspectos petrofísicos en los pozos de los campos A y S respectivamente, pero antes de comentar los resultados obtenidos a las propiedades petrofísicas a los núcleos de roca (ya sean muestras de tapón o de diámetro completo), es necesario explicar de una manera breve estos aspectos petrofísicos, además de comprender los resultados de las tablas y las gráficas cuyos datos provienen de los ensayos correspondientes que se realizan en laboratorio a las muestras en común.

Estos resultados son obtenidos con equipos de laboratorio especializados de los cuales hay una infinidad de ellos en el mercado, cabe recordar que se hizo una introducción sobre el principio del funcionamiento de estos equipos en el capítulo 2 en el apartado de los procesos que se realizan a las muestras en laboratorio, sin embargo en este capítulo se abordarán los procesos particulares que conllevan a la realización de las pruebas petrofísicas que atañen a este trabajo en particular.

## 6.1. POROSIDAD Y PERMEABILIDAD

A continuación se tratarán de forma genérica las propiedades petrofísicas de porosidad y permeabilidad, fundamentales para la caracterización de un yacimiento.

### 6.1.1. Porosidad

Casi todas las rocas de la parte superior de la corteza terrestre, cualquiera que sea su tipo, edad u origen, contienen espacios vacíos llamadas poros. Estos espacios tienen formas y tamaños variados, a la propiedad de una roca de poseer estos poros o espacios se le llama porosidad. A las rocas que contienen grandes proporciones relativas de espacios vacíos se les describe como "porosas", o se dice que poseen alta porosidad. Para poder hacer comparaciones cuantitativas entre diferentes tipos de roca se define porosidad como la relación entre el volumen de espacios en la roca ( $V_p$ ) y el volumen total de la roca ( $V_r$ ) de una formación. La  $\Phi$  es función, del tamaño, empaquetamiento, selección, etc., como se muestra en la FIG.6.2.

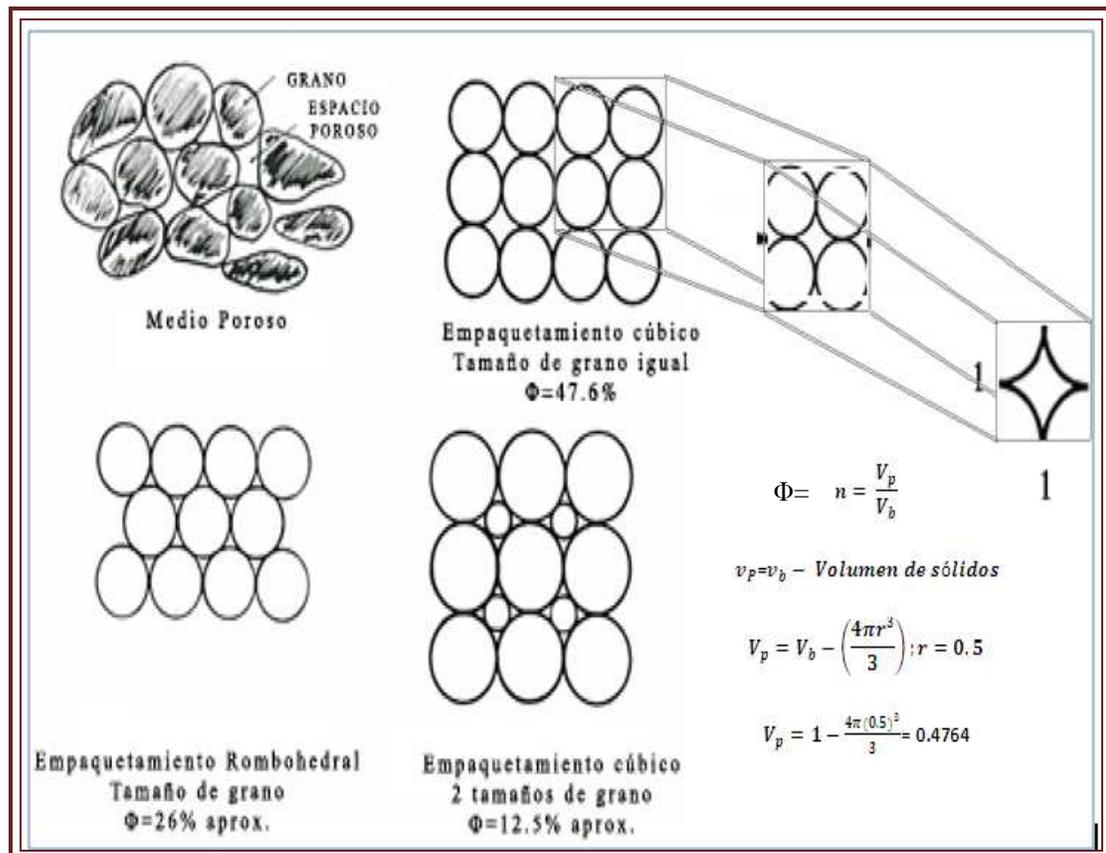


FIG.6.2. Valores de  $\Phi$  en función de su empaquetamiento y tamaño de grano (Tomado de Monicard, 1980).

### 6.1.1.1. Clasificación de la porosidad

La porosidad de una roca puede ser clasificada de dos maneras; de acuerdo a su origen y comunicación de sus poros. De acuerdo a su origen, la porosidad puede ser clasificada en primaria y secundaria (FIG.6.3).

	TIPO	ORIGEN
POROSIDAD PRIMARIA	<b>Intergranular</b> o <b>interpartícula:</b> ocurre entre los espacios de los granos, es el tipo de porosidad dominante en areniscas.	SEDIMENTACIÓN
	<b>Intrapartícula:</b> particularmente en sedimentos carbonatados con restos fósiles.	
	<b>Intercristalina:</b> ocurre entre los cristales individuales de una roca cristalina, esta es una característica de los carbonatos los cuales han sufrido la cristalización o dolomitización, particularmente en dolomías recristalizadas.	
POROSIDAD SECUNDARIA	<b>Fenestral:</b> típica de carbonatos, ocurre en fragmentos de arenas carbonatadas, pero es más característico en lodos con pellets.	CEMENTACIÓN
	<b>Vugular:</b> Los vugulos son formados por disolución, en los carbonatos, la cual se debe a las corrientes subterráneas de agua, disolviendo la roca y originando vugulos.	SOLUCIÓN
	<b>Fractura:</b> Ocurre en rocas duras pero quebradizas que se fragmentan, caracteriza a las rocas compactas.	TECTONICA, COMPACTACION, SEDIMENTACIÓN

FIG.6.3. Clasificación de la porosidad (Tomada de Alvarez Caballero, 2004).

La porosidad primaria o intergranular es aquella que se origina durante el proceso de depositación del material que da origen a la roca. Por otra parte la porosidad secundaria es aquella que se origina por algunos procesos naturales o artificiales posteriores a la litificación, tales como la disolución, las fracturas y la dolomitización.

### 6.1.2. PERMEABILIDAD

El tamaño de los poros y el grado en que estos están intercomunicados; controlan la facilidad con que un líquido se moverá a través de la roca; a lo que se le llama permeabilidad. Los materiales que permiten pasar fácilmente un fluido a través de ellos se les llama permeables; aquéllos que permiten pasar un fluido con dificultad o que no permiten el paso del agua o de otros fluidos como el aceite y/o gas se denominan impermeables.

La permeabilidad se expresa en darcys (D), aunque en la práctica en rocas de yacimientos petroleros es más común expresarlas en milidarcys (mD), siendo un milidarcy igual a 0.001 D, ya que el darcy es una unidad bastante alta para la mayoría de las rocas productoras (FIG.6.4.).

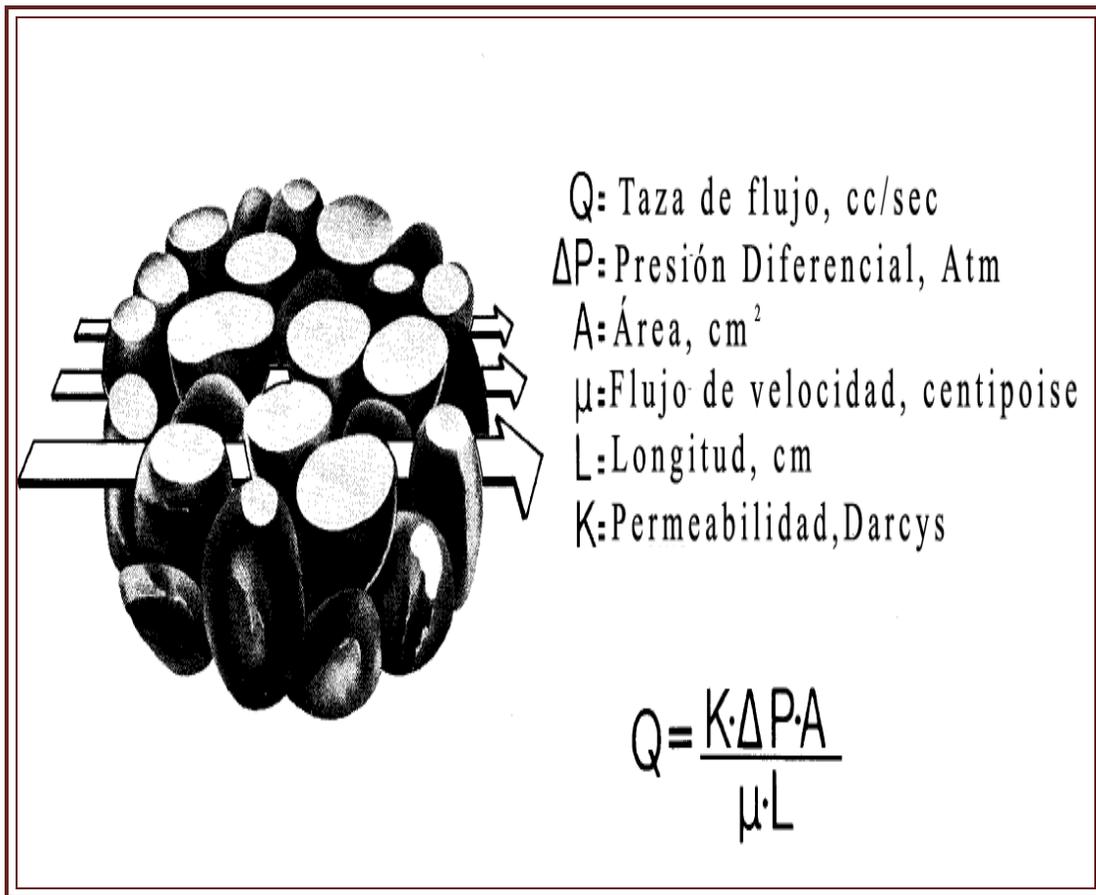


FIG.6.4. Esquema que ilustra el efecto de flujo "K" en la permeabilidad en medios porosos (Modificado de The Fundamental Core Analysis, CORELAB, 1973).

La permeabilidad K (aceite= $k_o$ , agua= $k_w$  y gas= $k_g$ ), se conoce cuando se hace pasar un fluido de viscosidad  $\mu$  (gas= $\mu_g$ , aceite= $\mu_o$  o agua= $\mu_w$ ) conocida a través de un tapón de núcleo, al cual se le han medido las dimensiones (A y L), luego se determina la tasa de flujo q (gasto de gas= $q_g$ , aceite= $q_o$  y agua= $q_w$  a condiciones medias de flujo) y la caída de presión  $\Delta P$ , al aplicar la ecuación de Darcy para la permeabilidad que se indica en la FIG.6.4.

### 6.1.2.1. Clasificación de la permeabilidad

Existen dos tipos de permeabilidad; que se describen brevemente a continuación:

La permeabilidad absoluta ( $K_a$ ) se define como la capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados, cuando el medio poroso se encuentra completamente saturado por un fluido.}

Cuando más de una fase se encuentra presente en un medio poroso, la conductividad o capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de cada una de las fases a través de dicho medio poroso se define como permeabilidad efectiva ( $K_{ef}$ ) esta indica la facilidad con la que un fluido puede moverse a través de un medio poroso cuando no lo satura al 100%.

La permeabilidad efectiva a una fase dada es menor que la permeabilidad absoluta y es función de la saturación de la fase (efectiva aceite= $k_{eo}$ , efectiva agua= $k_{ew}$  y efectiva gas= $k_{eg}$ ).

$$K_{ef} = \frac{q_f \mu_f L}{A \Delta P}, \text{ si } S_f < 100\%$$

La razón entre la permeabilidad efectiva y una permeabilidad base se define como permeabilidad relativa ( $K_r$ ). Dependiendo del propósito con el que se desean utilizar las curvas de permeabilidad relativa, se pueden usar fases diferentes (aceite, agua y gas) véase en la siguiente ecuación:

$$K_{rx} = \frac{K_x}{K}; K_{rxx} = \frac{K_x}{(K)_{S_{xmax}}}$$

Donde:

$K_{rx}$  = Permeabilidad relativa de la fase x (aceite= $k_{ro}$ , agua= $k_{rw}$  y gas= $k_{rg}$ ).

$K_x$  = Permeabilidad efectiva de la fase x (aceite= $k_o$ , agua= $k_w$  y gas= $k_g$ ).

K = Permeabilidad absoluta.

$(K)_{S_{xmax}}$  = Permeabilidad efectiva de la fase x medida a la saturación máxima de dicha fase.

### 6.1.2.2. Factores que afectan a la medición de la permeabilidad (Efecto Klinkenberg)

Existen diversos factores que afectan las mediciones de la permeabilidad realizadas en el laboratorio uno de ellos es el Efecto Klinkenberg. Cuando se usa un gas como fluido para medir la permeabilidad se deben hacer correcciones por deslizamiento del gas; cuando es líquido el fluido empleado, se debe tener cuidado de que no reaccione con el sólido de la muestra. También se deben hacer correcciones debido al cambio en permeabilidad por reducción en la presión de confinamiento en la muestra.

- *Deslizamiento del gas – Efecto Klinkenberg.*

El efecto Klinkenberg consiste en las mediciones de permeabilidad realizadas con aire como fluido de medición, los resultados son diferentes a los valores de permeabilidad obtenidos cuando el fluido es un líquido, la cual siempre es mayor cuando se utiliza aire. Klinkenberg postuló, con base en sus experimentos de laboratorio, que la velocidad del líquido en la superficie de contacto con la roca es cero, mientras que los gases presentan cierta movilidad en dicha superficie de contacto, es decir los gases se deslizan en las paredes de la roca. Este deslizamiento resulta en una elevada tasa de flujo para el gas a determinado diferencial de presión. Klinkenberg también encontró que para un determinado medio poroso al aumentar la presión promedio, la permeabilidad calculada disminuye. Lo anterior fue claramente evidenciado por los experimentos que realizó Klinkenberg usando tres diferentes gases que tienen diferentes tamaños moleculares: hidrógeno, nitrógeno y dióxido de carbono. Las observaciones de Klinkenberg son ilustradas esquemáticamente en la FIG.6.5., y resumidas en los siguientes puntos:

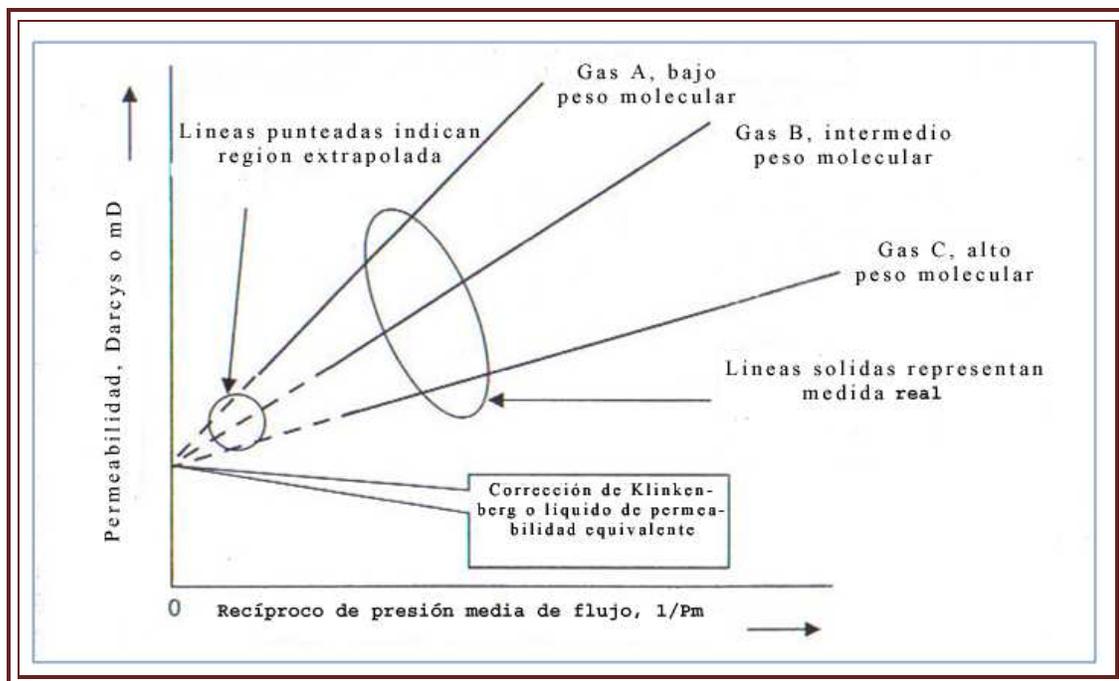


FIG.6.5. Representación esquemática del efecto Klinkenberg para medición de la permeabilidad absoluta usando gases (Tomado de Abhijit Y. Dandekar, 2006).

- Una línea recta es obtenida para todos los gases cuando las permeabilidades del gas son graficadas como una función de medidas de presión recíproca.
- Los datos obtenidos con el gas de menor peso molecular (hidrógeno) resulta de una línea recta con gran pendiente; mientras que el gas de alto peso molecular (dióxido de carbono) tiende a una línea recta con la más baja pendiente indicada. El dato para el nitrógeno (gas B en la FIG.6.5.) está entre el hidrógeno y el dióxido de carbono.
- Las líneas rectas para todos los gases, cuando extrapolan a un infinito promedio de presión o cuando un promedio recíproco que es cero  $\{1/[(P_1 + P_2)/2]\} = 0$ ,

interseca al eje de la permeabilidad en un punto en común. Este punto en común como una corrección Klinkenberg o equivalente a la permeabilidad al líquido porque los gases tienden a comportarse como líquidos a alta presión.

- El punto previo es también válido para el valor de permeabilidad, directamente medido usando el líquido iso octano encontrándose similar a la corrección Klinkenberg corregida o a la permeabilidad del líquido equivalente.

La línea recta que mejor ajusta los valores de permeabilidad medida usando un gas versus  $1/P_m$  puede ser expresada como:

$$K_g = K_l + C \left( \frac{1}{P_m} \right)$$

Donde:

$K_g$  = Permeabilidad medida con un gas.

$K_l$  = Permeabilidad medida con un líquido, equivalente a la permeabilidad absoluta.

$P_m$  = Presión promedio

C = Pendiente de la recta.

### 6.1.3. Descripción, procedimientos y resultados de los análisis de porosidad y permeabilidad

En el APÉNDICE D de este trabajo se muestran los resultados obtenidos para las mediciones de porosidad y la permeabilidad de algunos núcleos de pozos de la Sonda de Campeche.

#### *Campo Akal*

En la GRÁFICA A del APÉNDICE D, se ilustran muestras de los núcleos 3 (brecha), 4 (Cretácico), 9 y 10 (Jurásico Superior).

En esta gráfica se ilustra que las muestras de los núcleos 3 y 9 presentan buena calidad en sus propiedades petrofísicas, con porosidades de 12 a 18% y permeabilidad de 0.7 a 4 milidarcies.

#### *Campo Sihil.*

La selección de las muestras fue realizada sobre una gráfica de Porosidad vs Permeabilidad tal como se ilustra en la GRÁFICA B del APÉNDICE D.

En esta gráfica se ilustran muestras del núcleo 1 (porosidad de 12 a 15% y permeabilidad de .09 a 0.7 milidarcies), tomado de la formación BTPKS y del núcleo 3 (porosidad de 0.2 a 0.3% y permeabilidad de, tomado en una muestra del Albiano-Cenomaniano. Las muestras de los núcleos 2, 4 y 5 presentan calidad petrofísica muy pobre y solo se analizaron parcialmente fragmentos de los núcleos 2 y 4.

En las gráficas anteriores que se pudieron ilustrar en el APÉNDICE D nos dan a entender que para determinar la porosidad y la permeabilidad de una muestra se coadyuva con técnicas para la determinación de estas propiedades algunas de estas son las eléctricas, permeabilidad relativa, mojabilidad, velocidad acústica, compresibilidad, etc., las cuales se mencionarán más adelante.

## 6.2. SATURACIÓN DE FLUIDOS

Para conocer la saturación de fluidos es necesario conocer la tensión superficial, mojabilidad, presión capilar y permeabilidad relativa, parámetros que se describen brevemente a continuación.

### 6.2.1. Saturación

Anteriormente se trató lo referente a la porosidad y la permeabilidad, las cuales son las propiedades intrínsecas más indispensables en la caracterización de un yacimiento, es por ello que a continuación se describirá a la saturación, donde se relacionará la tensión superficial, mojabilidad, presión capilar y permeabilidad relativa.

La saturación de un medio poroso con respecto a un fluido se define como la fracción del volumen poroso de una roca que está ocupada por dicho fluido.

$$S_x = \frac{V_x}{V_p}$$

Donde:

$S_x$  = Saturación de la fase X.

$V_x$  = Volumen que ocupa la fase X.

$V_p$  = Volumen poroso total de la roca.

Entendiendo por fase X a los fluidos de composición de aceite, agua y gas.

Por lo tanto, la saturación de agua ( $S_w$ ), es la fracción o porcentaje del volumen poroso que contiene agua de formación. La saturación de aceite ( $S_o$ ) o gas ( $S_g$ ), es la fracción del volumen poroso que contiene aceite o gas.

Los poros deben saturarse con algún fluido.

De esta manera la suma de las saturaciones de los diferentes fluidos contenidos en la roca es igual al 100% o a 1 si se manejan en fracciones.

$$S_o + S_g + S_w = 1$$

### 6.2.1.1. Clasificación de la saturación

#### - Saturación de agua congénita.

La saturación de agua congénita ( $S_{wc}$ ), es la saturación de agua existente en el yacimiento al momento del descubrimiento, la cual se considera como el remanente del agua que inicialmente fue depositada con la formación y que debido a la fuerza de la presión capilar existente, no pudo ser desplazada por los hidrocarburos cuando éstos migraron al yacimiento (Álvarez 2004), véase la FIG.6.6.

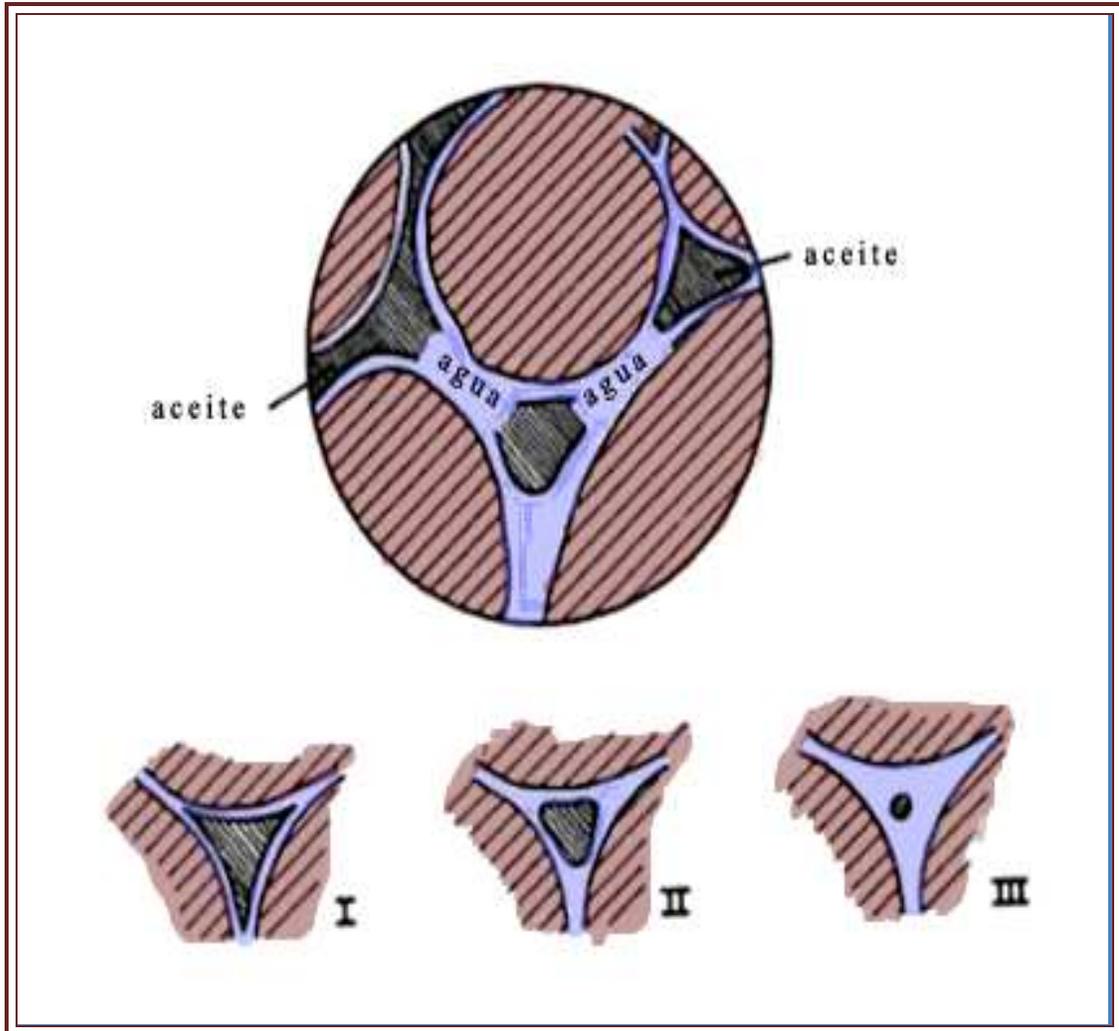


FIG.6.6. Diagrama esquemático que muestra la humectación del fluido en aceite (en negro). Dentro de los poros de una roca llena con agua en un yacimiento se clasificaría de la siguiente manera: I.- Saturación del aceite en el orden de 80% (zona productiva); II.- Saturación de aceite del orden de 50% (zona transicional); III.- Saturación de aceite del orden de 10-20% (zona de saturación con agua); este es el ejemplo de la saturación del agua congénita (Tomado de Monicard, 1980).

Generalmente la saturación de agua congénita se considera no siempre inmóvil; sin embargo, al inyectar agua en un yacimiento, la primera que se produce tiene composición diferente a la inyectada, lo que indica que el agua connata es desplazada por la inyectada.

La determinación de la saturación inicial de agua se puede efectuar por tres diferentes métodos:

- Núcleos tomados en pozos perforados.
- Cálculos a partir de la presión capilar.
- Cálculo a partir de registros eléctricos.

La saturación de agua congénita se correlaciona con la permeabilidad, con el área superficial y con el tamaño de los poros. A mayor área superficial y menor tamaño de partículas, mayor es la saturación de agua congénita.

- *Saturación residual de una fase.*

La saturación residual de una fase ( $S_{xr}$ ), donde x se refiere a las fases aceite, agua o gas, corresponde a la saturación de dicha fase que queda en el yacimiento en la zona barrida, después de un proceso de desplazamiento.

- *Saturación crítica de una fase.*

La saturación crítica de una fase, ( $S_{xc}$ ), donde x corresponde a la fase (aceite, agua o gas), se refiere a la mínima saturación requerida para que una fase pueda moverse en el yacimiento, es decir, corresponde a la saturación a la cual la permeabilidad relativa de dicha fase es cero.

## 6.2.2. Tensión superficial

Cuando dos fluidos inmiscibles (gas-líquido o líquido-líquido) están separados por una interfase bien definida que consta de una ligera membrana dicha tensión interfacial es el resultado de efectos moleculares por los cuales se forma una interfase o superficie que separa dos líquidos (Álvarez Caballero,2004).

Las unidades de la tensión superficial son el  $\left[\frac{N}{m}\right]$  y esta representada con la letra ( $\sigma$ ) que equivale al trabajo por unidad de área  $\frac{W}{A} \left[\frac{FL}{L^2}\right] = \left[\frac{F}{L}\right]$  que se realiza para desplazar las moléculas de la interfase.

Cabe señalar que si ( $\sigma$ ) es nula, los líquidos con inmiscibles (agua y alcohol) y en el caso de que exista una interfase líquido-gas este fenómeno se le menciona como tensión superficial.

### 6.2.2.1. Medición de la tensión superficial

#### ÁNGULO DE CONTACTO ( $\theta$ )

En el momento que una interfase se esparce en la superficie de un vidrio o cristal limpio, esta se distribuye sobre esta superficie por una fuerza de atracción molecular o tensión superficial, es la tendencia de reducir al mínimo la superficie formando un ángulo ( $\theta$ ) tendiendo a una forma esférica (FIG.6.7).

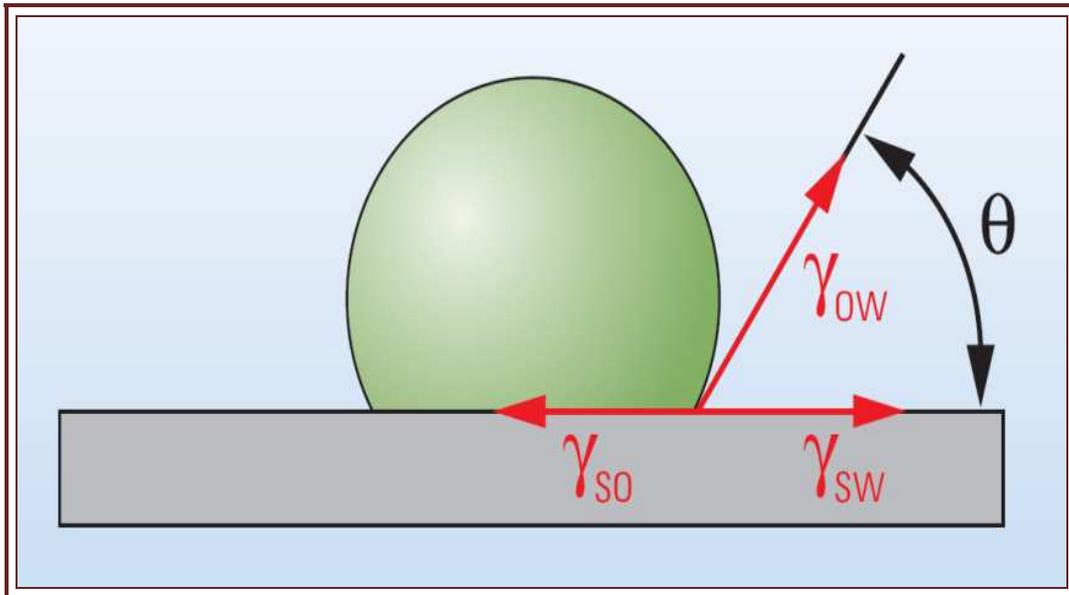


FIG.6.7. Esquema que ilustra el equilibrio de fuerzas de una interfase agua-aceite-sólido (Tomado de Schlumberger, Oilfield Review, 2007).

Este ángulo está expresado por la ecuación de Young.

$$\cos \theta = \frac{(\gamma_{SO} + \gamma_{SW})}{\gamma_{WO}}$$

Donde:

$\gamma_{SO}$  = tensión interfacial entre el sólido y la fase (fluido) menos densa.

$\gamma_{SW}$  = es la tensión interfacial entre el sólido y la fase (fluido) más densa.

$\gamma_{WO}$  = es la tensión interfacial entre los fluidos.

#### TENSIÓN DE ADHESIÓN ( $A_T$ ).

La tensión de adhesión de dos fluidos a una superficie puede ser expresada como la diferencia entre las dos tensiones interfaciales sólido-fluido.

$$A_T = \sigma_{SO} - \sigma_{SW} \quad \text{ó} \quad A_T = \sigma_{WO} \cos \theta$$

### 6.2.3. Mojabilidad.

Es una propiedad de superficie en un sistema sólidos-fluidos que indica la afinidad relativa entre el sólido y los fluidos que están en contacto con él, es decir la mojabilidad indica la facilidad de un fluido para extenderse sobre la superficie de un sólido (Álvarez Caballero, 2004).

La mojabilidad de un sistema roca-fluidos se puede expresar en términos del ángulo que la interface fluido-fluido hace con el sólido, es decir el ángulo de contacto ( $\theta$ ), el cual es medido a partir del sólido dentro de la fase más densa, en un rango de  $0^\circ$  a  $180^\circ$  (Álvarez Caballero, 2004).

Generalmente la tensión de adhesión, que es función de la tensión interfacial, determina cual de los fluidos moja preferentemente el sólido (Álvarez Caballero, 2004).

Cuando la tensión de adhesión es positiva, la fase más densa (agua) preferentemente moja al sólido. Si la tensión de adhesión es igual a cero entonces el sólido es igualmente mojado por los dos fluidos. Si el valor de la tensión de adhesión es grande o el ángulo de contacto ( $\theta$ ) es pequeño, entonces la fase más densa (agua) se extenderá mas y cubrirá mas superficie del sólido. Si la tensión de adhesión es negativa o  $\theta > 90^\circ$ , entonces, el sólido es preferentemente mojado por la fase menos densa tal como se ilustra en la FIG.6.8 (Álvarez Caballero, 2004).

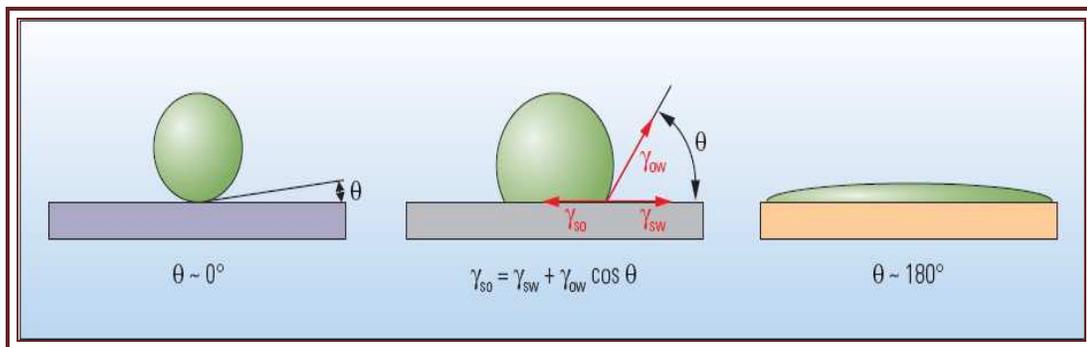


FIG.6.8. Esquema que ilustra el ángulo de contacto. Una gota de aceite (verde) rodeada de agua (azul) sobre una superficie mojada por agua (izquierda), forma un ángulo de contacto  $\theta$  que es aproximadamente igual a cero. En una superficie mojada por aceite (derecha) la gota se dispersa, generando un ángulo de contacto de aproximadamente  $180^\circ$ . Una superficie con una mojabilidad intermedia (centro) también forma una gota, pero el ángulo de contacto está dado por el equilibrio de fuerzas resultante de la interacción de tres tensiones interfaciales: las que existen entre el aceite y la superficie ( $\gamma_{SO}$ ), entre el agua y la superficie ( $\gamma_{SW}$ ) y entre el aceite y el agua ( $\gamma_{OW}$ ) por lo que  $\theta$  se mide a partir del sólido, dentro de la fase más densa (Modificado de Schlumberger, Oilfield Review, 2007).

#### 6.2.3.1. Medición de la mojabilidad (técnica de Amott)

Para la medición en el laboratorio de la mojabilidad se emplea la técnica de Amott con la metodología siguiente:

1. Se elige la muestra cuya mojabilidad se quiere determinar. En general es una muestra proveniente de un núcleo preservado.

2. Sin lavar la muestra, se completa la saturación de líquido hasta el 100% del  $V_p$  (Volumen de poros), empleando aceite o una fase equivalente.
3. Se inyecta aceite en una celda de desplazamiento, hasta que la muestra no produce más agua. Se asume que, en estas condiciones el sistema de poros se encuentra en condiciones de  $S_{wi}$  (Saturación de agua inicial).
4. Se realiza el primer ensayo de imbibición por inmersión de la muestra en una cubeta con agua. En esta etapa se mide el ingreso espontáneo de agua mediante el registro del aceite expulsado del medio poroso. A la cantidad de aceite producido en forma espontánea (sin aporte de energía externa) se le denomina "volumen de aceite producido por imbibición" ( $V_{oi}$ ).
5. Se desplaza petróleo adicional mediante un proceso de aporte de energía externa. Esta etapa puede cumplirse por centrifugado o por barrido con agua. A la cantidad de petróleo producido con aporte de energía externa se le denomina "volumen de aceite forzado" ( $V_{of}$ ).
6. Se calcula el índice de mojabilidad al agua ( $I_w$ ) como  $I_w = V_{oi} / (V_{oi} + V_{of})$ .
7. Se realiza el segundo ensayo de imbibición por inmersión de la muestra en una cubeta con aceite. En esta etapa se mide el ingreso espontáneo de aceite mediante el registro del agua expulsada del medio poroso. A la cantidad de agua producida en forma espontánea (sin aporte de energía externa) se le denomina "volumen de agua producida por imbibición" ( $V_{wi}$ ).
8. Se desplaza agua adicional mediante un proceso de aporte de energía externa. Esta etapa puede cumplirse por centrifugado o por barrido con aceite. A la cantidad de agua producida con aporte de energía externa se le denomina "volumen de agua forzado" ( $V_{wf}$ ).
9. Se calcula el índice de mojabilidad al aceite ( $I_o$ ) como  $I_o = V_{wi} / (V_{wi} + V_{wf})$   
En forma resumida estos índices expresan, para cada fase, la siguiente proporción:

- $\text{Ind. de Mojab.} = \text{Vol. Ingresado en Forma Espontánea} / \text{Vol. Total Ingresado}$

Definidos de esta forma, los índices de mojabilidad al agua y al petróleo expresan la fracción del proceso de desplazamiento que se produce en forma espontánea.

- Un índice de mojabilidad cercano a 1 (uno) implica que el proceso de desplazamiento se completa en forma espontánea.
- Un índice de mojabilidad cercano a 0 (cero) implica que el proceso de desplazamiento sólo es posible con el agregado de energía externa.

Es común que ambos índices de mojabilidad tomen valores intermedios (entre 0 y 1), indicando que, en alguna medida, tanto el aceite como el agua ingresan en forma espontánea en el medio poroso.

En general se indica como mojabilidad preferencial a la de la fase que posee mayor índice de mojabilidad, se habla de mojabilidad intermedia en los casos que ambos índices son de la misma magnitud.

## 6.2.4. Presión capilar

Se define como la diferencia de presión que se produce entre dos fases de fluidos inmiscibles en las gargantas de poro y que genera contracción de los mismos ocupando la menor área posible por unidad de volumen (Martell, 2008).

La diferencia entre las presiones de dos fases cualesquiera se define como presión capilar, estos datos se utilizan directamente en programas numéricos de simulación y para calcular la distribución de los fluidos en un yacimiento. Las saturaciones residuales e irreductibles de los fluidos, obtenidas durante las mediciones de presión capilar, se pueden utilizar para ayudar a estimar la cantidad de aceite recuperable y las saturaciones esperadas de agua fósil. En cualquier medio poroso con presencia de fluidos bifásicos, la fase mojante tendrá siempre la presión más baja. Por lo tanto, las curvas de presión capilar se pueden también utilizar para determinar las características de mojabilidad del yacimiento (Martell, 2008).

### 6.2.4.1. Medición de la presión capilar

El petróleo que migra hacia un yacimiento mojable por petróleo exhibirá un perfil de saturación diferente, la saturación de petróleo esencialmente es máxima en dirección hacia la base del yacimiento. Esta diferencia refleja la facilidad de invasión de un fluido mojante.

Las capas de las formaciones también pueden exhibir estados de mojabilidad diferentes debido a las variaciones litológicas. Una zona compacta puede seguir siendo mojable por agua si el volumen de petróleo que migra hacia su interior es escaso o nulo, mientras que las formaciones adquieren un estado más mojable por petróleo.

En la FIG.6.9. se muestra una formación la cual exhibe una zona de transición que pasa de un valor de saturación de petróleo alto en la cima, a un valor de saturación de agua alto en la base (curvas azules). Esta transición de la saturación tiene su origen en la presión capilar ( $P_c$ ) que es la diferencia entre la presión de agua y la presión del petróleo en la interfase (ecuaciones). En un tubo capilar, las fuerzas de la superficie mojable por agua ( $WW$ ) hacen que el agua se eleve (figura de la izquierda), desplazando el petróleo; sin embargo, si la superficie interna del tubo es mojable por petróleo ( $OW$ ), el petróleo empujará el agua hacia abajo (figura de la derecha). La fuerza de mojabilidad, y por lo tanto  $P_c$ , es inversamente proporcional al radio de capilaridad. La elevación capilar ( $h$ ), es determinada por el equilibrio de las fuerzas de mojabilidad y el peso del fluido desplazado dentro del tubo. Si esto se traslada a una formación porosa, existe un nivel de agua libre ( $FWL$ ) definido como el nivel donde la presión capilar entre el agua y el petróleo es igual a cero. Dado que las rocas porosas poseen una distribución de tamaños y gargantas de poros-similar a una distribución de poros capilares a cualquier elevación por encima del nivel  $FWL$ , la porción de la distribución de tamaños que pueda sustentar el agua en esa elevación será saturada de agua. A mayor elevación, la flotabilidad del petróleo en el agua provee mayor presión capilar para forzar al agua a salir de los vacíos más pequeños. En una formación mojable por agua (izquierda), el contacto agua-petróleo se encuentra por encima del nivel  $FWL$ , lo que indica que se debe aplicar presión para que el petróleo sea introducido a la fuerza en los poros más grandes. En una formación mojable por petróleo (derecha), el contacto se encuentra por debajo del nivel  $FWL$ , lo que significa que debe aplicarse presión para introducir la fase agua a la fuerza en los poros más grandes. El contacto agua-petróleo divide la zona que contiene mayormente petróleo de la que contiene mayormente agua.

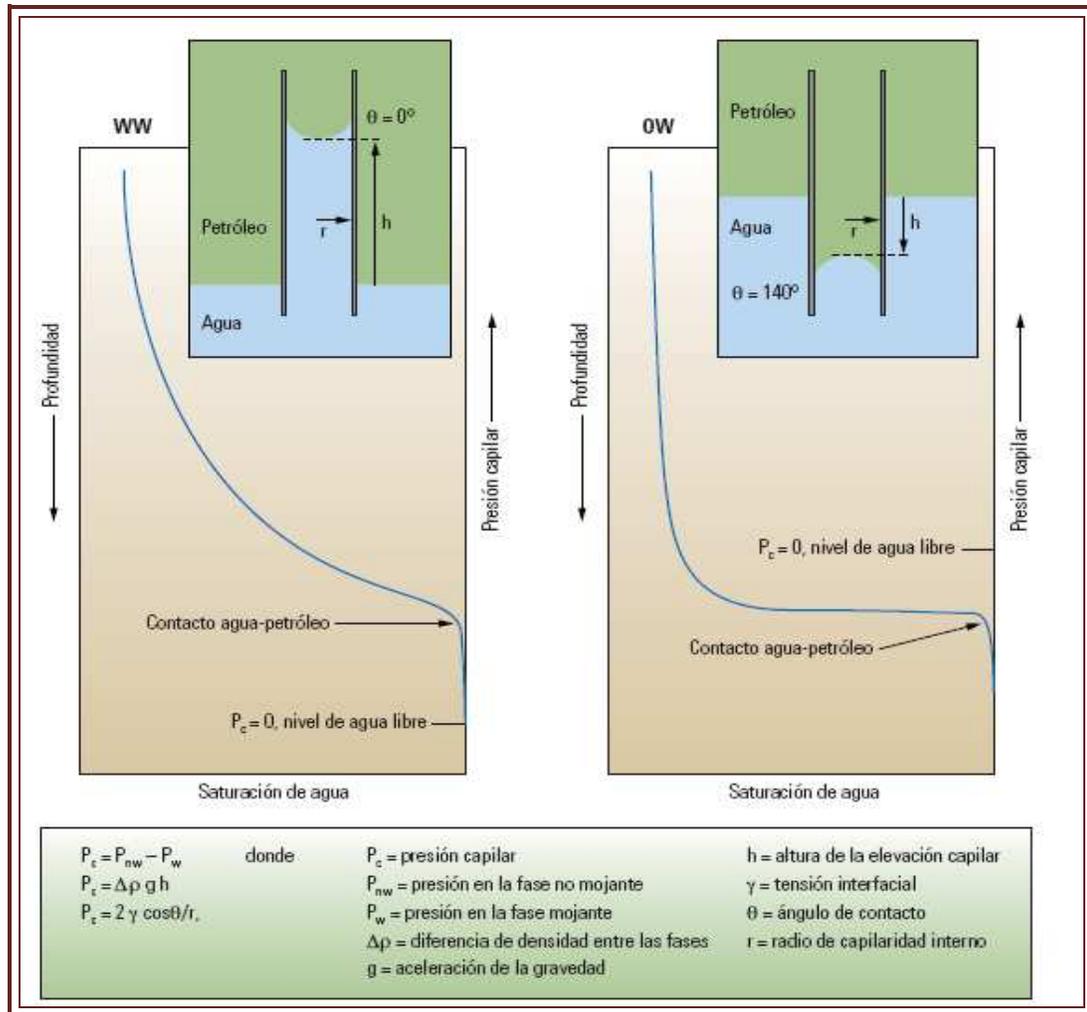


FIG.6.9. Esquema que muestra el comportamiento de una formación de una zona de transición (Schlumberger, Oilfield Review, 2007).

### 6.2.5. Descripción, procedimientos y resultados de los análisis de Saturación obtenidos de núcleos de pozos

#### - MOJABILIDAD

Se realiza la prueba a dos muestras del núcleo 3 y dos del núcleo 9 (para un pozo del campo A), con porosidades entre 10.5 y 17.2% y permeabilidad entre 0.338 y 54.2 mD. Las dos muestras de brecha, obtenidas del núcleo 3 se mostraron muy inertes, con índices muy bajos ó en cero, mostrando ninguna preferencia para aceite o agua por lo que es probable que las muestras todavía tengan su primera fase mojanante, es decir esten mojadas por salmuera.

Los dos tapones de Jurásico superior mostraron resultados diferentes. La muestra de alta porosidad y permeabilidad tuvo una afinidad ligeramente más alta a agua que al aceite, aunque ambos índices indican afinidades muy débiles. La muestra H5, tiene una afinidad regular al aceite sin afinidad al agua, y es posible que esta única muestra, de las cuatro, tenga una mojabilidad intermedia (TABLA A del APÉNDICE E).

- *Procedimientos y resultados de los análisis.*

*Mojabilidad por la técnica de Amott desplazamiento e imbibición.*

En esta prueba se toma la muestra seleccionada, que está saturada con salmuera sintética igual a la salmuera de la formación. Se registra el peso de la muestra saturada con salmuera. En la segunda etapa, se coloca la muestra en una portamuestra y sujeta al flujo del aceite del yacimiento. Se vuelve a pesar la muestra. Posteriormente, la muestra se coloca dentro una cámara llena de crudo del yacimiento. Antes de cerrar la cámara con sello hermético, se realiza un aislamiento del sistema de oxígeno en la atmósfera con gas pesado.

Las muestras se dejan en esta cámara por un espacio no menor de cuatro semanas, elevando la temperatura de la cámara a 200°F, y aplicando una presión de 800 lpc. Después de la cuatro semanas, se toma el peso de la muestra cada 2-3 días hasta obtener tres lecturas consecutivas sin cambio.

Una vez restaurada la mojabilidad original de la muestra, se procede a medir la mojabilidad utilizando la técnica de Amott.

- *PRESIÓN CAPILAR.*

Para la presión capilar se utilizó el método de la presión capilar por centrifuga sistema aceite-salmuera drene e imbibición (Para un pozo perteneciente al campo A), las tablas y gráficas de los resultados se ilustran en las TABLAS Y GRÁFICAS B, C, D, E y F del APÉNDICE E respectivamente.

- *Presión capilar, drene e imbibición.*

Para el pozo del campo A se seleccionaron cuatro tapones los cuales, considerando su porosidad y permeabilidad, arrojaron resultados muy satisfactorios, obteniendo excelentes recuperaciones de los fluidos al final de cada ciclo. El tapón que consistentemente rindió mayores recuperaciones fue la H7 del núcleo 9, perteneciente al Jurásico Superior.

Las pruebas lograron una presión capilar máxima de 100 psi debido a la celda de sobrecarga en la cual se colocaran las muestras. El uso de la celda, y la viscosidad de los fluidos utilizados no permitieron el uso de mayores presiones, aunque todas las muestras presentan curvas que pasan la parte de la zona de transición y fácilmente pueden ser extrapolados a presiones mayores de requerirse.

- *Presión capilar, aceite-salmuera.*

La medición se realiza en tapones previamente preservados y en ciclos de aceite desplazando salmuera seguido por aceite. Los diferentes tapones dieron diferentes resultados cuando se comparan a los resultados del primer ciclo de aceite desplazando salmuera. El cambio más notable fue en el tapón F4-NMH7 del núcleo 3, que resultó con una saturación @ 100 psi de presión capilar equivalente al final del primer ciclo de 31.3%, pero en el segundo ciclo, este valor bajó a 19.5%. La muestra H1 del núcleo 3 y el H7 del núcleo 9 resultaron con valores ligeramente más bajos, y el tapón H8 del núcleo 9 tuvo un valor también bajo.

- *Procedimientos para realizar los análisis.*

A continuación se describen los procedimientos y metodologías empleadas para preparar las pruebas de diferentes parámetros en las muestras de núcleos de rocas.

a) *Propiedades de petrofísica básica.*

- 1) Las muestras seleccionadas para realizar los análisis fueron limpiadas por extracción con solventes calientes utilizando tolueno para remover aceite y agua de los poros, después con metanol para remover sales precipitadas durante la remoción de agua.
- 2) Las muestras limpias fueron secadas en un horno de vacío hasta lograr el peso constante.
- 3) Se determina la longitud y diámetro de cada muestra utilizando calipers digitales. Se toman por lo menos 10 mediciones de cada parámetro.
- 4) El peso seco de la muestra fue determinado en una báscula con una precisión a 0.0001 gramos.
- 5) Se determinaron el volumen de grano de cada muestra mediante inyección de helio (Ley de Boyle).
- 6) Las muestras fueron cargadas en un porosímetro para determinar el volumen de poro y la permeabilidad Klinkenberg de la muestra. Cada muestra es confinada a la presión apropiada de sobrecarga hidrostática.

- a) Fue utilizado Helio para calcular el volumen de poro mediante Ley de Boyle:

$$\text{Vol. Total, gramos por centímetro cúbico (BV)} = \text{Vol. De Grano (GV)} + \text{Vol. De Poro (PV)}$$

$$\text{Porosidad, \%} = \text{PV/BV}$$

$$\text{Densidad de Grano, gramos por centímetro cúbico (GD)} = \text{Peso Seco/GV}$$

- b) Valores de Permeabilidad Klinkenberg (Flujo Transiente) son determinados por inyección de helio desde una celda con presión y volumen conocidos, y por liberación de presión, midiendo la disminución de presión como función del tiempo. Se estimó una permeabilidad de aire utilizando la permeabilidad Klinkenberg y el factor de deslizamiento (b) medido, para cada una de las muestras.

c) *Drene, imbibición y presión capilar aceite salmuera*

1. Las muestras secas fueron saturadas con agua de formación utilizando salmuera de similar composición y salinidad del agua de la formación. La saturación del tapon es efectuada mediante ciclos de vacío y presión durante un periodo de 72 horas se midió el poro de las muestra saturadas e inmersas para comparar los volúmenes de los poros saturados con el valor de porosidad por helio.

2. Las muestras preparadas fueron encapsuladas en celdas de sobrecarga bajo salmuera caliente ajustando lentamente la presión de sobre carga; después se instalaron en un rotor de la centrífuga, bajo salmuera caliente, y cargadas a la centrífuga precalentada. El sistema fue dejado entonces por un tiempo hasta alcanzar el equilibrio de temperatura. La carga de centrífuga fue balanceada, y comenzo el desplazamiento a velocidades sin parar, cada velocidad se incrementa después de lograr el equilibrio capilar en la muestra a la velocidad anterior.
3. Se realizó drene primario del tapón (aceite crudo de Cantarell desplazando la salmuera), utilizando la centrífuga a la temperatura de presión de sobrecarga que se reporta en las tablas y gráficas de los resultados. Las velocidades fueron incrementadas hasta lograr la presión capilar equivalente más alto que se pueda la cual está determinada por el peso de las muestras y las viscosidades de los fluidos utilizados.
4. Los volúmenes de fluido desplazados fueron determinados utilizando luz intermitente montado dentro de la cámara de la centrífuga. Estas lecturas se registraron continuamente durante todas las diferentes etapas de rotación y velocidad de las muestras.
5. El equilibrio de la muestra en cada velocidad es determinado por monitoreo de la cantidad de fluido expulsado de la muestra, esperando que se lograra un cambio menor a 0.001 volúmenes porosos por hora por ocho horas consecutivas. Entre 2 a 5 días fueron utilizados para cada velocidad, esperando que las muestras logran su equilibrio.
6. Después del primer ciclo de drene, se procedió al alejamiento de la muestra durante un periodo mínimo de cuatro semanas. El alejamiento es efectuado a temperatura elevada utilizando crudo del yacimiento. El conjunto de muestras es aislado de la atmósfera con una manta de gas pesado (argón) para eliminar el riesgo de contaminación (oxidación) del crudo. Todo el conjunto está puesto bajo una presión ligera durante el proceso de alejamiento.
7. Después del alejamiento, se realiza la prueba de imbibición (salmuera desplazando aceite crudo) a la misma presión y temperatura del primer ciclo de drene. La prueba comienza a la condición de saturada con aceite a un valor de "fase irreductible" (salmuera o alguna mezcla de salmuera y aceite según el resultado del alejamiento), que se reportan en la tabla de los resultados.
8. Cuando se logró la presión más alta posible con el desplazamiento salmuera-aceite, se procedió hacer el segundo ciclo de drene, con aceite desplazando salmuera. Esta prueba es llevada de la misma manera que las anteriores etapas (drene primaria e imbibición).
9. Al final del proceso anterior se realizó la prueba de Dean Stark para hacer el balance de masa, terminando con la limpieza completa del tapón antes de proceder al alejamiento y la prueba de presión capilar aire-aceite.
10. Con la información de volúmenes desplazados en la centrífuga se construyeron relaciones entre Presión Capilar y saturación para cada uno de las muestras seleccionadas. Los valores de saturación en la cara del tapón fueron calculado en base de las técnicas de Hassler and Brunner.

*- PERMEABILIDAD RELATIVA.*

Para la obtener permeabilidad relativa se utilizó el método para el sistema Gas-Aceite, Agua-Aceite y Aceite Agua (Para el pozo Cantarell 99D perteneciente al campo Akal), los resultados de este análisis se ilustraran en las TABLAS Y GRÁFICAS G, H, I y J del APÉNDICE E, respectivamente.

Se seleccionó un solo tapón, debido a que arrojo un resultado congruente en las imágenes de tomografía, ya que el complemento de este presenta canales de disolución, micro o macro fracturas, entre otras características, que podrían haber causado canalizaciones que resultarían en recuperaciones no representativas, es por ello que los demás tapones no se utilizaron para realizar las pruebas de estudio.

El tapón donde se realizaron los estudios de permeabilidad relativa pertenecen al núcleo 9. Este tapón tiene una porosidad de 13.8% y una permeabilidad de 10.5 milidarcies. La prueba fue realizada utilizando aceite vivo, aunque dos veces se intentó con aceite muerto y no fue posible mantener flujo en el tapón durante el periodo total de la prueba. Con el aceite vivo, la permeabilidad efectiva al aceite fue más de diez veces menor a la permeabilidad de Klinkenberg. Aun con permeabilidad reducida para los líquidos y permeabilidad a gas bajas, tanto en el arranque y en el final de las pruebas, las recuperaciones de aceite fueron bastante buenas, del orden del 31.6% del aceite cuando fue desplazado por gas a Swi, y de 51.2% del aceite cuando fue desplazado por salmuera en presencia de Swi. Los tapones se dejaron en reposo antes de hacer la prueba, después se utilizó el término Swi (Saturación de agua inicial), aunque en realidad puede corresponder con una "fase irreductible".

*Procedimientos y resultados de los análisis.*

*a) Prueba de permeabilidad relativa sistema gas - aceite.*

1. En esta prueba la muestra es instalada en un "coreholder" (sostenedor de núcleo) tipo Hassler de diseño especial, el cual esta constituido por una aleación especial que permite la penetración de los rayos X, los cuales permiten observar los cambios de saturación durante la prueba de régimen fijo. Se aplicó una presión de confinamiento neto preestablecido sobre la muestra y se realizó un barrido de calibración con rayos X a las muestras secas.
2. La salmuera sintética de rayos X es inyectada en contrapresión hasta lograr el equilibrio en la presión diferencial con lo que se determina la permeabilidad específica a la salmuera a dos tasas de inyección. Se realiza un 100% de saturación de agua y se efectúa un barrido de calibración con rayos X.
3. La muestra es descargada y sometida a centrifugación bajo aire para establecer la saturación inicial del agua, posteriormente la muestra es recargada en un sostenedor de núcleos bajo presión de confinamiento neto. La temperatura del sistema es elevada a la temperatura determinada del sistema. Una mezcla de aceite (aceite crudo y 12.5% de peso de lododecano como un agente bloqueador para rayos X) es inyectada en contrapresión para asegurar la saturación completa de los líquidos.

4. El aceite y nitrógeno humedecido son inyectados simultáneamente, en varias y crecientes tasas de inyección de gas-aceite lo que permiten el incremento de saturación a gas dentro de la muestra; los cambios de saturación son observados mediante un barrido de rayos X en la muestra.
5. Se continúa con la inyección en cada tasa hasta encontrar el equilibrio y lograr la condición de régimen permanente en el tapón del núcleo, tomando como base la consistencia del perfil de saturación y presión diferencial. Las tasas de flujo y la presión diferencial son observadas a través de todo el proceso de prueba. Finalmente el gas solo es inyectado, logrando una permeabilidad efectiva a gas en dos tasas de inyección.

*b) Prueba de permeabilidad relativa sistema agua - aceite.*

1. La mezcla de aceite es inyectada en contrapresión hasta lograr un equilibrio en la presión diferencial y la permeabilidad efectiva al aceite es determinada en dos tasas de inyección.
2. El aceite y salmuera sintética son inyectados simultáneamente, en muchas y crecientes tasas de inyección de agua – aceite lo que permiten el incremento de la saturación a agua en muestra. Los cambios de saturación son observados mediante un barrido de rayos X.
3. Se continúa con la inyección en cada tasa hasta encontrar el equilibrio y la condición de régimen permanente del tapón del núcleo, basada en la consistencia del perfil de saturación y la presión diferencial. Las tasas de flujo y la presión diferencial fueron observadas a través de todo el proceso de prueba. Finalmente se inyecta solo agua y se observa una permeabilidad efectiva a agua en dos tasas de inyección.

*c) Prueba de permeabilidad relativa sistema aceite-agua.*

1. El aceite y salmuera sintética son inyectados simultáneamente, en muchas y crecientes tasas de inyección de agua-aceite para lograr incrementar la saturación a aceite en la muestra. Los cambios de saturación son observados mediante un barrido de rayos X.
2. Se continúa con la inyección en cada escala hasta encontrar el equilibrio, estableciéndose la condición de régimen permanente del tapón del núcleo, basada en la consistencia del perfil de saturación y en la presión diferencial; las tasas de fluido y la presión diferencial fueron observadas a través de todo el proceso de prueba. Finalmente el aceite fue inyectado ya que se tiene una efectiva permeabilidad a aceite, con una saturación final de agua (agua irreducible + agua atrapada si lo hay) que fue determinada a dos tasas de inyección.
3. La muestra es descargada y sometida a un análisis Dean Stark para confirmar la saturación residual. La muestra fue saturada a presión con la mezcla de aceite y recargada en un sostenedor de núcleos bajo presión de confinamiento neto. La mezcla de aceite fue inyectada en contrapresión hasta lograr un equilibrio en la presión diferencial y una permeabilidad específica a aceite fue determinada a dos tasas de inyección. Se estableció un 100% de saturación a aceite y se realizó un barrido de calibración con rayos X de la muestra.
4. Las medidas de tasa de flujo y presiones diferenciales en condiciones de equilibrio para cada tasa de inyección son usadas para calcular los datos de

permeabilidad relativa para cada muestra. Las saturaciones son determinadas por el método de atenuación de rayos X, donde dichos rayos muestran las medidas en cada saturación y se combinan en base a 100% de las saturaciones con la siguiente ecuación:

$$S_{O_t} = 1 - \frac{\log(scan_t) - \log(scanK_g)}{\log(scanK_g) - \log(scanK_o)}$$

Donde:

$S_{O_t}$  = Saturación del aceite en el evento t, espacio de fracción del volumen de poro.

$scan_t$  = barrido de rayos X en el evento t

$scanK_g$  = barrido de rayos X en 100% de saturación del gas

$scanK_o$  = barrido de rayos X en 100% de saturación de aceite

$$S_{W_t} = 1 - \frac{\log(scan_t) - \log(scanK_w)}{\log(scanK_o) - \log(scanK_w)}$$

Donde:

$S_{W_t}$  = Saturación del agua en el evento t, espacio de fracción del volumen de poro.

$scan_t$  = barrido de rayos X en el evento t

$scanK_w$  = barrido de rayos X en 100% de saturación de agua

$scanK_o$  = barrido de rayos X en 100% de saturación de aceite

### 6.3. PROPIEDADES ELÉCTRICAS

Una propiedad eléctrica muy importante es la conductividad lo que se define como el recíproco de la resistividad y viceversa. Representa la habilidad de un material para permitir el flujo de la corriente eléctrica a través de él.

$$\text{Resistividad} = \frac{1000}{\text{Conductividad}}$$

En general la matriz de la roca, el aceite y el gas son aislantes eléctricos, por lo que no conducirán el flujo de una corriente eléctrica, además se considera que sus resistividades son infinitas; por su lado el agua conducirá la electricidad dependiendo de su salinidad (salmuera). Esto implica que cualquier flujo de corriente a través de una formación toma

lugar en el agua de formación (factor de formación), y no de los hidrocarburos y la matriz. El agua salada, con altas concentraciones de sólidos disueltos (p.ej., NaCl, etc.), conducirá la electricidad mucho más eficiente que el agua dulce. Además, el agua salada tiene mucha menor resistividad que el agua fresca. En la mayoría de los casos, el agua presente en una formación a una cierta profundidad será moderadamente salina. Las zonas que contienen agua, además tienen mayor conductividad – o menor resistividad– que las zonas que contienen hidrocarburos.

Debido a que el aceite y gas no conducen la corriente eléctrica, es imposible distinguirlos de la matriz de roca con base en la resistividad. Esos fluidos, sin embargo, llenan los espacios porosos de la formación que pudieran estar intercomunicados de manera capilar (tortuosidad), dejando menos espacio para agua conductiva de formación. Los datos de corriente eléctrica que fluyen a través de una formación impregnada de hidrocarburos que ocupan parte del espacio poroso, presentan en general un incremento en la resistividad. Las resistividades en las formaciones arenosas caen en el rango de 0.2 a 1,000 ohms-m; mientras que en las formaciones calcáreas, las resistividades pueden ser más altas, del orden de 100 a 40,000 ohms-m (Pemex, UPMP. “Manual del Diseño de la Perforación, 2003).

### 6.3.1. Factor de formación

Según Abhijit Y. Dandekar, 2006 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, este factor corresponde con la siguiente expresión:

$$F = \phi^{-m}$$

En donde  $\phi$  es la porosidad y m es el exponente de 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. Más adelante en 1952 Winsauer et. al., introdujeron una constante a (factor de tortuosidad) de tal manera que la ecuación original se modificó quedando de la siguiente manera:

$$F = a * \phi^{-m}$$

Se ha establecido de manera experimental que la resistividad de una roca sin hidrocarburos y libre de arcillas conteniendo únicamente agua es proporcional y se define como factor de resistividad de la formación, la cual se puede expresar con la siguiente ecuación:

$$F = R_o/R_w$$

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 de la distribución del tamaño de los poros (Martell, 2008).

Donde  $R_o$  es la resistividad de la roca cuando esta saturada al 100% con salmuera se expresa en  $[\Omega * m]$  y cuando  $R_w$  es la resistividad de la salmuera no saturada en  $[\Omega * m]$ .

Como se observó en esta ecuación el factor de formación muestra una relación concomitante entre agua (o salmuera) saturada para roca y agua.

### 6.3.2. Índice de resistividad

De acuerdo a Abhijit Y. Dandekar, 2006 en un espacio de poro que contiene hidrocarburos, el gas o aceite no son conductores de electricidad, pero cuando se tiene una cierta cantidad de agua, la resistividad está en función de la cantidad de agua o de la saturación de salmuera  $S_w$ . Considerando a la porosidad cuando se tienen saturaciones parciales de salmuera, la resistividad de una roca es alta aunque menor que cuando la misma roca esta saturada al 100% con salmuera. Archie determinó experimentalmente en los años 40 el desarrollo a través de experimentos en laboratorio una relación entre la Porosidad, Resistividad y Saturación de agua. Los experimentos de Archie se hicieron en rocas limpias de areniscas con lo cual la ecuación puede expresarse como :

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

Donde  $R_o$  es la resistividad de roca cuando está completamente con salmuera, es expresada en ohm\*m,  $R_t$  la resistividad de la roca cuando está parcialmente saturada con salmuera también expresada en ohm\*m y  $n$  el exponente de saturación.

La resistividad de una roca parcialmente saturada con salmuera  $R_t$ , se conoce como resistividad de formación conteniendo agua.

Comparando las ecuaciones de factor de resistividad de la formación y el índice de resistividad  $R_o$ , puede simplificarse con lo que se obtiene una relación generalizada de la saturación de agua, que se expresa de la siguiente manera:

$$S_w = \left(\frac{R_o}{R_t}\right)^{\frac{1}{n}} = \left(\frac{FR_w}{R_t}\right)^{\frac{1}{n}} = \left(\frac{\alpha R_w}{\phi^m R_t}\right)^{\frac{1}{n}}$$

La relación de  $R_t/R_o$  se conoce como el índice de resistividad,  $IR$ . El índice de resistividad es igual a 1 para una roca totalmente llena de salmuera, mientras que  $IR > 1$  cuando la roca está parcialmente saturada con salmuera o hidrocarburos. Esto puede expresarse en términos de índice de resistividad en la siguiente ecuación:

$$S_w = \left(\frac{R_t}{R_o}\right)^{-1/n} = (IR)^{-1/n}$$

### 6.3.3. Descripción, procedimientos y resultados de los análisis de las propiedades eléctricas

#### - PROPIEDADES ELÉCTRICAS.

##### *Factor de formación e índice de resistividad.*

La prueba que permite conocer las propiedades eléctricas de la formación se realizó a cuatro muestras para un pozo del campo S, todas del núcleo uno. Los resultados fueron similares a el rango de “m y m\*” (exponente de cementación), que varió entre 2.16 y 2.24, el valor promedio de las cuatro muestras fue de 2.21; Cuando se corrigió por arcillosidad, estos valores subiendo un poco de “m\*” entre 2.24 y 3.32, el compuesto fue de 2.29.

Los valores de “n y n\*” (exponentes de saturación) variaron un poco más, el efecto de arcillosidad fue un poco más notable sobre el índice de resistividad; el promedio de estos valores fue de 1.80 y 2.19 respectivamente.

La variación entre los valores de “n” fue de 1.48 y 2.03 y para “n\*” fue de 1.92 y 2.65.

Los resultados de las propiedades eléctricas en tablas y en gráficos tanto para el factor de formación como para el índice de resistividad se ilustran en las TABLAS Y GRÁFICOS A, B, C, D, E, F, G, H, I y J del APÉNDICE F, respectivamente.

#### - *Procedimientos y resultados de los análisis.*

##### *Preparación de las muestras y las propiedades básicas de las rocas.*

1. Las partes terminales de las muestras fueron emparejadas para formar cilindros perfectamente rectos. Se obtuvo la saturación de agua por *Dean Stark*; el fluido restante en el espacio poroso fué extraído por tolueno, y las sales disueltas fueron extraídas con metanol. Este proceso es realizado en aparatos denominados *Soxhlet*, después las muestras son secadas en un horno al vacío a una temperatura de 220°F.
2. A finalizar el secado de las muestras, se mide la longitud y el diámetro de cada una de ellas con un *calibrador digital*. Los volúmenes del grano son medidos en el “*matriz cup*” utilizando helio, mediante el principio de la Ley de Boyle y un aparato denominado el “*Autoporosímetro*”. La densidad de grano fue calculada una vez que se obtuvo un peso preciso de la muestra (el peso de la muestra seca se divide por el volumen de grano). Durante todos los procedimientos se mantuvieron las muestras en ambiente de baja humedad.
3. La Porosidad y la Permeabilidad fueron medidas utilizando un porosímetro y permeámetro respectivamente, a una presión de confinamiento equivalente a la presión original del yacimiento. La permeabilidad Klinkenberg medida tiene un factor de deslizamiento aplicado y es determinado por la declinación de presión cuando un volumen conocido de Helio se pasa a través de la muestra.

4. La porosidad de la muestra se determinó por la siguiente ecuación:

$$\text{Porosidad \%} = \frac{V_p}{V_p + V_g} * 100$$

Donde:

$V_p$  = Volumen del poro a la presión neta de confinamiento, cc

$V_g$  = Volumen del grano, cc

a) *Factor de formación*

1. Se sintetiza una salmuera con una concentración de sales similares a las del agua de formación. La salmuera sintética contiene todos los iones principales del agua de formación. La salmuera fue preparada utilizando agua deionizada y químicos reactivos, evacuando el aire en la muestra, y filtrando la solución por un filtro de 45 micrones.
2. Se efectúa la medición de la resistencia de un volumen conocido de la salmuera preparada. El  $R_w$  fue determinado a temperaturas ambientales y ajustado a 25°C por la ecuación de Arp. El valor reportado se registro en las tablas de resultados.
3. Las muestras de roca son sujetas al vacío y después saturadas con la salmuera preparada. Después de la saturación de las muestras, se determinó el peso de cada muestra a 100%  $S_w$  y sus volúmenes totales por el principio de Arquímedes.
4. Cada muestra se ensambla dentro de un portamuestras hidrostático con un plato poroso de barras en el fondo y se aplicó una presión de confinamiento equivalente a la presión original del yacimiento.
5. La resistencia de la muestra fue registrada a través del tiempo para determinar cuando se logró estabilidad iónica/eléctrica. Para determinar el factor de Resistividad, se midió la resistencia eléctrica de cada muestra a 100% de saturación con salmuera ( $R_o$ ) a 1000 Hertz y normalizado a 25°C.

El factor de formación fue calculado utilizando la siguiente fórmula:

$$FF = R_o / R_w$$

6. El valor de resistividad a 100% saturación ( $R_o$ ) fue calculado y normalizado a 25°C utilizando la ecuación de Arp:

$$R2 = R1 * (T1 + 21.5 / T2 + 21.5)$$

Donde:

R2= Resistividad normalizada a 25°C (T2).

R1= Resistividad a temperatura de ambiente (T1).

- Una gráfica de *Factor de Formación vs Porosidad* fue utilizada para determinar el valor compuesto de m. Se traza una línea a través de los puntos de datos utilizando una regresión lineal con mínimos cuadrados; la tendencia de dicha línea define como porosidad al exponente m. La intersección de la línea de tendencia en el eje "y" fue forzada para obtener un valor de a = 1.00. El exponente m para cada porosidad (cada muestra) fue determinada utilizando la siguiente formula:

$$m = \log FF / \log \text{porosidad}$$

b) *Índice de resistividad de la formación*

- La resistividad de la muestra,  $R_t$ , se determinó a varias saturaciones de agua, la salmuera fue desplazada de la muestra utilizando aire húmedo a medida que se incrementa la presión para dar valores de saturación cada vez menores. Los volúmenes desplazados fueron medidos gravimétricamente.
- Todos los valores de resistencia fueron obtenidos a una frecuencia de 1000 Htz. Las resistividades  $R_t$  y  $R_o$ , se utilizaron para calcular el índice de resistividad ( $IR$ ) a cada saturación de la muestra, con la siguiente ecuación:

$$IR = R_t / R_o$$

- Se trazó una línea de regresión por mínimos cuadrados para las gráfica de  $R_i$  vs Saturación de agua ( $S_w$ ). Esta línea tiene una tendencia que define el exponente de saturación "n" para cada muestra; también se determinó un valor "n" compuesto utilizando los resultados de todas las muestras.

## 6.4. PROPIEDADES MECÁNICAS

La determinación de las propiedades mecánicas de las rocas de los yacimientos lo estudia la mecánica de rocas, que incluye las propiedades de resistencia de las rocas. Dentro de estas tales como esfuerzo y distorsión, ya que las propiedades mecánicas de las rocas son evaluadas en función de esos parámetros y otros como radio de Poisson y Modulo de Young, entre otras.

La relación de Poisson y el Módulo de Young permitirán calcular las velocidades de onda en las muestras de tapón y de diámetro completo.

### 6.4.1. Esfuerzo

El esfuerzo comúnmente denotado por ( $\sigma$ ), refiere a la fuerza aplicada por unidad de área a una roca que tiende a cambiar sus características originales como son la forma, el tamaño, las dimensiones y la orientación. La fuerza por unidad de área aplicada a una roca, es normalmente referida como una carga.

Matemáticamente, el esfuerzo es la concentración de fuerza por unidad de área, definida como:

$$\sigma = \frac{F}{A}$$

Donde ( $\sigma$ ) es el esfuerzo, usualmente es expresado en Pascales ( $1\text{Pa} = 1\text{N}/\text{m}^2$ ), F la fuerza en N, y A el área en  $\text{m}^2$ .

Las rocas en un yacimiento están normalmente con esfuerzos en el rango de Mega Pascales ( $\text{MPa} = 10^6 \text{ Pa}$ ).

Las tres condiciones básicas reconocidas del esfuerzo son la Tensión, Compresión y Cizalla, estas son ilustradas esquemáticamente en la FIG. 6.10.

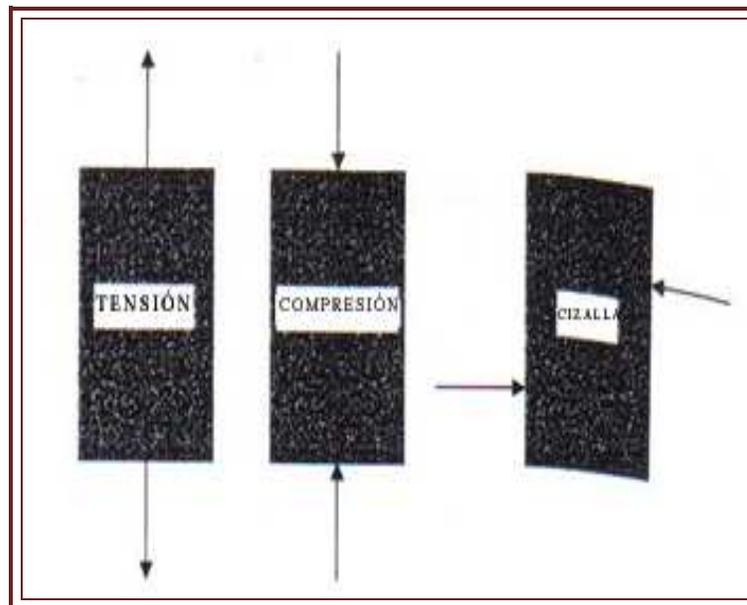


FIG.6.10. Representación esquemática de los tres tipos de esfuerzos (Tomada de Abhijit Y. Dandekar, 2006).

El esfuerzo de tensión es un tipo de esfuerzo en que las dos secciones en ambos lados de un esfuerzo plano tienden a jalar o a elongar. El esfuerzo compresivo es exactamente lo opuesto al esfuerzo de tensión; las partes adyacentes del material tienden ir en contra de donde se ejerce el esfuerzo (presión). El esfuerzo de cizalla ocurre cuando las fuerzas externas son paralelas y dirigidas en direcciones opuestas pero en diferentes planos (Abhijit Y. Dandekar, 2006).

### 6.4.2. Distorsión

El efecto del esfuerzo aplicado a las rocas se estudia por la medición de la distorsión producido por la aplicación de esfuerzos. La distorsión o elongación es comúnmente denotada por ( $\epsilon$ ), que representa el cambio relativo en la forma o tamaño de una roca debido a las fuerzas que externamente son aplicadas, en otras palabras, distorsión es una medida de la deformación de un material cuando se le aplica una carga. La FIG.6.11., muestra el efecto del esfuerzo aplicado a un núcleo que originó diferentes tipos de deformación, destacando el cambio de longitud

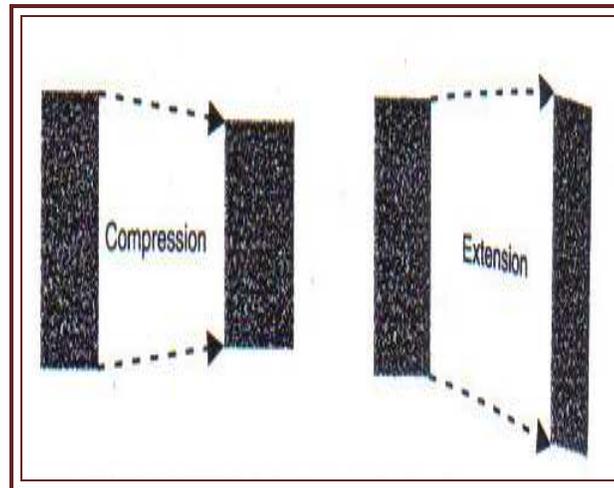


FIG.6.11. Deformación de una muestra de núcleo que se deforma como consecuencia de la aplicación de esfuerzos, (Tomado de Abhijit Y. Dandekar, 2006).

Como se observa en la FIG.6.28, la compresión hace que la muestra de núcleo se haga corta y ancha, en cambio en la extensión hace que la muestra de núcleo sea más estrecha y larga. La elongación (distorsión) es calculada como un relación de cambio en longitud original o como un cambio en diámetro, y es por lo tanto adimensional, por lo que se expresa en %. Por ejemplo habría que considerar a un tapón de núcleo de longitud original ( $L_o$ ) que ha sido sujeto a esfuerzo de tensión, después de aplicado el esfuerzo, si la longitud original es incrementada a ( $L$ ), entonces la distorsión axial es definida como:

$$\epsilon = \frac{L - L_o}{L_o}$$

### 6.4.3. Relación Esfuerzo-Distorsión

En la mayoría de las muestras de roca que son sujetas a incrementos de esfuerzos, también ocurre incremento en la elongación (distorsión). Si el esfuerzo es removido, la distorsión tiende regresar a cero cuando la roca está en el límite elástico por lo que es llamada deformación elástica o distorsión elástica. Sin embargo, si los esfuerzos continúan incrementándose alcanzarían el punto de rendimiento; la resistencia de la roca es superada y la deformación es permanente; esto es llamada deformación plástica o distorsión plástica; en este caso si el esfuerzo es removido, la distorsión entonces no tiende ir a cero. La distorsión plástica es usualmente acompañada por algunas distorsiones elásticas inicialmente (Abhijit Y. Dandekar, 2006).

La FIG.6.29, ilustra la relación esfuerzo-distorsión para la deformaciones plásticas y elásticas respectivamente.

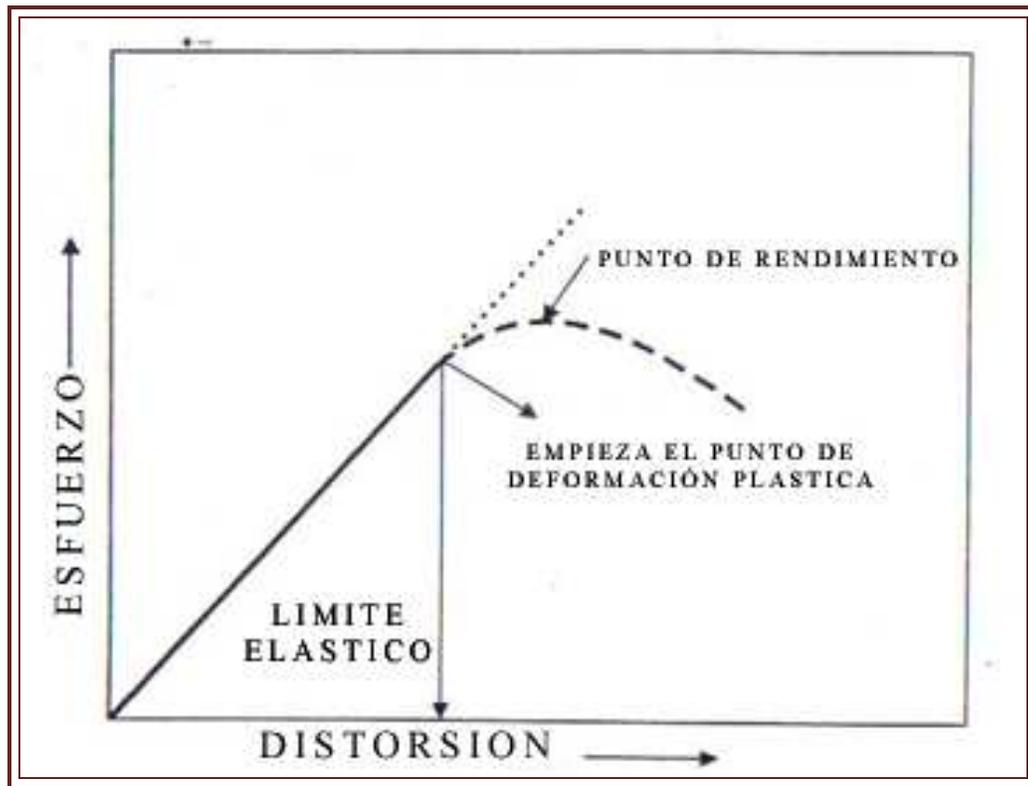


FIG.6.12. Ilustración de la relación esfuerzo-distorsión para deformaciones plásticas y elásticas (Tomada de Abhijit Y. Dandekar, 2006).

#### 6.4.4. Descripción, procedimientos y resultados de los análisis de las propiedades mecánicas (Velocidades acústicas en muestras de tapón y de diámetro completo)

- *Velocidad acústica en muestras de tapón.*

La velocidad acústica fue obtenida en dos taponos del núcleo 3 y dos del núcleo 9, pertenecientes a un pozo del campo A. Los resultados son muy diferentes para los cuatro taponos mostrando que aun en muestras que representan condiciones similares (carbonatos), las velocidades son muy variables ya que cada roca tiene algunos rasgos diferentes, como la textura y la porosidad. En el caso de las muestras del Jurásico, la porosidad tiene un papel dominante en determinar la velocidad de las muestras. En el caso de las muestras de la brecha, se observa que la muestra de mayor porosidad, y menor densidad, actualmente tiene las mayores velocidades, tanto de onda compresional como de onda de cizallamiento. La relación entre los dos tipos de ondas es pareja, como se puede observar de las Relaciones Poisson, que resultarían en el siguiente rango relativamente representativo de carbonatos: 0.27-0.30.

La tabla de resultados de la velocidad acústica se ilustra en la TABLA A del APÉNDICE G.

*-Anisotropía de velocidad acústica en muestras de diámetro completo.*

Se seleccionaron 2 muestras de brecha (núcleo 3), dos muestras de Cretácico (núcleo 4) y una muestra de Jurásico (núcleo 9) para la realización de la prueba. Para las pruebas de velocidad acústica realizadas en las muestras de diámetro completo se utilizó la técnica de medir la anisotropía de la velocidad tomando lecturas en incrementos de 15° alrededor de la circunferencia de la muestra. Este análisis permite obtener un rango de valores dependiendo de una dirección arbitraria de la muestra (los núcleos no tienen datos de orientación), incluyendo determinación por ondas acústicas de los esfuerzos máximos y mínimos sobre el núcleo utilizando la teoría de relajación del núcleo. El azimut asignado en los resultados es arbitrario a la línea maestra de orientación. En núcleos orientados se puede asignar un azimut "real" a la línea maestra de orientación y orientar las mediciones tomadas por acústica.

Los resultados muestran que los diámetros completos M4 del núcleo 3 y M3 del núcleo 4 son los que tienen mayor anisotropía. Probablemente las fracturas en estas muestras tienen mayor intensidad, o hay una familia de fracturas abiertas predominantes. Las otras muestras tienen menor anisotropía; la diferencia de fracturamiento entre direcciones no son tan marcadas, y probablemente se relacionen al tipo de textura de la roca y a los esfuerzos mínimos y máximos indicados en las graficas, de las GRÁFICAS B,C,D,E y F del APÉNDICE G.

*- Procedimientos y resultados de los análisis.*

*Procedimientos para las pruebas de velocidad acústica.*

1. Los extremos de las muestras deben ser cortados y molidos para asegurar buen contacto con los traductores acústicos.
2. La longitud y el diámetro deben ser medidos con calipers digitales.
3. El peso de las muestras es tomado utilizando una báscula con precisión de .00005 gramos.
4. Las muestras deben ser evacuadas al vacío de fluidos por un periodo de 24 horas, y saturado con salmuera sintética de la formación. Se pesó de nuevo las muestras saturadas a 100% con salmuera.
5. Cada muestra es montada dentro de una manga de vitón y puesto dentro de un coreholder hidrostático.
6. La presión de confinamiento es elevada en incrementos pequeños hasta alcanzar los 500 psi (35 kg/cm<sup>2</sup>).
7. Las señales de ondas acústicas, de compresión y corte se transmiten a través de cada muestra, captando las formas de las ondas con un osciloscopio digital de velocidad hasta lograr su estabilización, indicando el equilibrio de presión dentro de la muestra.
8. Los tiempos de tránsito a equilibrio de las muestras son determinados y grabados con el osciloscopio. Los tiempos de la calibración del sistema fueron restados para determinar el tiempo requerido para la llegada de las señales de un lado hasta el otro lado de la muestra.

Velocidad acústica – cálculos de módulos dinámicos

- 1.- La longitud de las muestras es dividida por el tiempo de tránsito para calcular la velocidad.
- 2.- Los valores para la velocidad y la densidad fueron utilizados para calcular el módulo dinámico por las siguientes ecuaciones:

Relación de Poisson,  $\nu$

$$\nu = \frac{\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 2}{2\left[\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 1\right]}$$

Módulo de Cizallamiento (shear),  $G$

$$G = C_{11}\rho V_s^2$$

Modulo Total,  $K$

$$K = C_{11}\rho \left[ V_p^2 - \left(\frac{4}{3}\right) V_s^2 \right]$$

Módulo de Young,  $E$

$$E = \frac{9C_{11}V_s^2 \left(\frac{K}{C_{11}\rho V_s^2}\right)^2}{3\left(\frac{K}{C_{11}\rho V_s^2}\right)^2 + 1}$$

Donde:

$CI = 1.3480 * 10^2 =$  Factor

de conversión para  $\rho$

(gm/cm<sup>3</sup>)

$\rho$  = Densidad Total

$V_p$  = Velocidad de la Onda  
de Compresión

$V_s$  = Velocidad de Corte

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.**

### **Conclusiones.**

1. El estudio de los núcleos de roca es muy importante en cualquier trabajo de exploración y explotación petrolera.
2. Los estudios del Activo Integral Cantarell son necesarios para la caracterización de los yacimientos que se encuentran en los diferentes campos, ya que esto coadyuva para poder implementar las técnicas adecuadas de explotación.
3. Las muestras extraídas en la perforación de los núcleos de roca son muy importantes porque son la prueba tangible y directa que sirve para la corroboración de las diferentes unidades estratigráficas así como los diferentes ambientes de depósito.
4. Es necesario enfatizar que los diferentes parámetros petrofísicos que se obtienen de los núcleos como la porosidad, la permeabilidad, la saturación, las propiedades eléctricas, etc., pueden ser diferentes a los tomados insitu en el yacimiento ya que estos son sometidos a diversas pruebas externas de presión, de saturación de fluidos y temperatura solo por mencionar algunos que pueden ser diferentes a las condiciones de presión y temperatura que existen en el yacimiento .
5. A partir de los núcleos se obtiene información de las características de la roca y se obtiene su clasificación mediante estudios petrográficos con laminas delgadas o utilizando el microscopio electrónico de barrido.
6. Algunos estudios de los núcleos de roca permiten obtener información valiosa sin que sean pruebas destructivas tales como: radiactividad natural, descripción de núcleo, pruebas de tomografía y análisis de fracturas.
7. Es muy importante tener disponible un inventario de núcleos de roca, para poder ubicar rápidamente a las muestras cuando se requiera hacer cualquier estudio geológico, geoquímico o petrofísico complementario,
8. Los estudios realizados a los núcleos de la Sonda de Campeche complementan la base de datos, lo cual representa un valioso documento de consulta en los trabajos de exploración y desarrollo de campos.

## **Recomendaciones.**

- En las muestras de diámetro completo (DC) y de tapón se recomienda discernir que propiedades petrofísicas se van a evaluar, ya que para hacer el análisis de muestras de grano más grueso es recomendable las de DC tal como se ejemplificó en la brecha calcárea, y para las rocas de matriz fina las muestras de tapón son suficientes.
- El tipo de muestra extraída se deben obtener de acuerdo a los estudios que se pretenda hacer, por ejemplo si se desea obtener una mejor muestra para una unidad litológica que se encuentre mas somera se recomienda emplear coronas de mayor diámetro mientras que para las de mayor profundidad será de menor diámetro ya que el diámetro de pozo se va adelgazando.
- Para el caso de unidades litológicas mas deleznable como es el caso de los depósitos del Terciario se recomienda utilizar núcleos encamisados, ya que facilitara el proceso de inventariado de las muestras.
- Se recomienda tener un buen proceso de inventariado de las muestras de DC y de tapón además de tener un testigo del acervo de los núcleos en caso de extravió, para esto se realizara un corte longitudinal a las muestras de DC como es el caso de los Slabbs de núcleo.
- Se recomienda realizar nuevos pozos exploratorios donde se obtengan núcleos representativos, para evaluar las posibilidades de encontrar yacimientos en formaciones del Terciario y mas allá de los depósitos salinos del Calloviano, donde probablemente exista hidrocarburos ya que estos por el tipo de roca podrían ser una trampa.

**BIBLIOGRAFÍA**

- Abhijit Y.Dandekar., 2006 *"Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties"*, Taylor & Francis.
- Aguayo Camargo, 2004 *"Neotectónica y facies sedimentarias cuaternarias en el suroeste del Golfo de México, dentro del marco tectono-estratigráfico regional evolutivo del Sur de México"*, Ingeniería Investigación y Tecnología VI.1.19-45.
- Álvarez Caballero, 2004 *"Caracterización estática de yacimientos petroleros a partir de muestras de roca"*, Tesis de licenciatura, UNAM Facultad de Ingeniería.
- Alzaga-Ruiz H., 2008 *"Interactions between the Laramide Foreland and the passive margin of the Gulf of Mexico"* Elsevier, 2008.
- Ángeles Aquino et al., 2003 *"Bosquejo sedimentario del Terciario en la Región Marina Suroeste"*. Revista Ingeniería Petrolera, AIPM, p 43-53.
- Ángeles-Aquino, F.,1996 *"Estratigrafía del Jurásico Superior en la Sonda de Campeche"*, Tesis de posgrado, ESIA IPN.
- Ángeles-Aquino, F.,and A. Cantú-Chapa., 2001 *"Subsurface Upper Jurassic Stratigraphy In the Campeche Shelf, Gulf of Mexico, in C. Bartolini, R.T. Buffler, and A. Cantú-Chapa, eds., The western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, sedimentary basins, and petroleum systems"* AAPG Memoir 75, p.343-352.
- Ángeles-Aquino, F.J., 1985 reedición Agosto, 2006 *"Monografía Petrolera de la Zona Marina, Monografía Petrolera de la Zona Marina"*, AMGP. Vol. Especial. 77p.
- Bird D.E., 2004 *"Jurassic tectonics of the Gulf of México and Central Atlantic Ocean"*, University of Houston.
- Cantu Chapa, A. and R. Landeros., 2001 *"The Cretaceous-Paleocene boundary in the subsurface, Campeche Shelf, Southern Gulf of Mexico"*. American Association of Petroleum Geologists, Memoir 75: 389-395.
- Cárdenas Vences, 2008 *"Evaluación Petrolera y métodos de Explotación en el Complejo Ku-Maloob-Zaap"*, Tesis de licenciatura, UNAM Facultad de Ingeniería.
- Chernikoff Alberto et al., 2006 *"Mesozoic extensional tectonics: its impact on oil accumulations in Campeche Sound, Gulf of Mexico"*, The Leading Edge, p 1224-1234,
- Choquette, P. W., and L. C. Pray., 1970 *"Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates"* AAPG Bull., v. 54, p. 207-250.
- Chung, F.H., a. 1974 *"A new X-ray diffraction method for quantitative multicomponent analysis, Advances in X-ray Analysis"* 17.p.106-115.

- Chung, F.H., b. 1974 "Quantitative Interpretation of X-ray diffraction patterns of mixtures, I. Matrix – flushing methods for quantitative multicomponent analysis" Jour. App. Crystal, 7, p/ 519-525.
- Chung, F.H., c. 1974 "Quantitative Interpretation of X-ray diffraction patterns of mixtures, II. Adiabatic principle of X-Ray diffraction analysis of mixtures" Jour. App. Crystal, 7, p/ 526-53.
- Core Lab., 1973 "A Course in The Fundamentals of Core Analysis".
- Delgado Romero et al., 2007 "Perspectiva Exploratorio del Alto Reforma Akal, en el Sureste de México", Revista Horizonte Exploratorio (Horizonte Sur); p 8-13.
- Demetrio Santamaría, 2008 "La formación del petróleo en el Sur del Golfo de México: Predicción de su calidad". Academia de Ingeniería de México.
- Dunham, R.J., 1962 "Classification of Carbonate Rocks according to depositional texture", AAPG, Mem. 1.
- Embry, A.F. and Klovan, J.E., 1971 "A late Devonian reef tract on northeastern Banks Island Northwest Territories". Bull. Can. Petrol.: Geol., 19, p 730-781.
- Folk, R.L., 1980 "Petrology of Sedimentary Rocks" Hemphill Publishing Company Austin, Texas, 184 p.
- González – Holguín., 1992 "Las rocas generadoras de México" Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, Vol. XLII, Num. 1, p. 9-23.
- Gore, R.H., 1992 "The Gulf of México". Pineapple Press, Inc. Sarasota Florida; 384 p.
- Grajales-Nishimura, et al., 2000. "Chicxulub impact: the origin of reservoir and seal facies in the Southeastern Mexico oil fields", Geology, vol.28,p.307-310,
- Guzmán et al., 1999 "Estado de la exploración petrolera en México., Boletín de la AMGP; p 16-42.
- Hernández Juárez, 2008 "Origen, evolución e importancia económica petrolera del Campo Cantarell, en la sonda de Campeche", Tesis de licenciatura, UNAM Facultad de Ingeniería.
- Kairo S., Suttner, L.J., and Dutta, P.K., 1993 "Variability in sandstone composition as a function of depositional environment in coarse-grained delta systems" Geological Society of America Special Paper 284, p. 263-282.
- López Salinas, 1983 "Rasgos Petrofísicos de los yacimientos de la Sonda de Campeche con datos de registros geofísicos de pozo, Tesis de licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería.
- Martell Andrade José Bernardo., 2008 "Desarrollo de la Evaluación Petrofísica en México y su futuro a través de la UNAM", Academia de Ingeniería de México.

- Martínez-Ibarra., 1999 *“R. Estudio de inclusiones fluidas en dolomita asociados a emplazamiento de hidrocarburos: Parte sur del Campo Cantarell, Zona Marina-Campeche”*: UNAM, Tesis de Maestría, 90 p.
- Mendoza Contreras Marco Antonio., 2008 *“La importancia del registros de hidrocarburos durante la perforación de pozos exploratorios”* UNAM, Tesis de Licenciatura, 124p.
- Mendoza et al., 2000 *“Caracterización geomorfológica de talud y plataforma continentales de Campeche-Yucatán”*, México. Investigaciones Geográficas. Boletín del Instituto de Geografía, UNAM. Num.43, p 7-31.
- Monicard Robert P., 1980 *“Properties of Reservoir Rocks: Core Analysis”*, Editions Technip, 1980.
- Morales et al., 2007 *“Definición de la falla frontal del campo Akal del Complejo Cantarell. Implicaciones en el desarrollo del campo”* Revista Ingeniería Petrolera AIPM, p 50-57.
- Ortuño et al., 2003 *“Salinidad en los acuíferos de la Sonda de Campeche”*. Revista Ingeniería Petrolera, AIPM, p 36-46.
- Pacheco Gutiérrez, A.C., 2002 *“Deformación transgresiva miocénica y el desarrollo de sistemas de fracturas en la porción nororiental de la Sonda de Campeche. Tesis de maestría en Ciencias, UNAM.*
- Padilla y Sánchez, R.J., 2007 *“Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México”*, Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, tomo LIX, num1, p 19-42.
- PEMEX, UPMP. *“Manual de Diseño de la Perforación”*,2003
- PEMEX., *“Archivo Técnico Inédito”*, 2008.
- Pettijhon, F.J., P.E. Potter and R. Siever., 1972, Sand and Sandstone; Springer-Verlag, New York.
- Robelius, Frederik, 2005 *“Giant Oil Fields of the World”*, UPPSALA Universitet.
- Rosenfeld. H. Joshua., 2002 *“El potencial económico del Bloque de Yucatán en México, Guatemala y Belice”*, Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, Tomo LV, núm1, p 30-47.
- Rotenco, 2009 *“Manual de procedimientos y cuerpo de conocimientos para el curso de operador básico para el registro de hidrocarburos”*.
- Sangüesa, Aguerri., 2007 *“El análisis mineralógico mediante difracción de rayos X (DRX) y sus aplicaciones”*, Revista Tierra y tecnología, # 32, p 75-86, España.
- Schlumberger, 1984 *“Evaluación de Formaciones en México”*.
- Schlumberger, 1999 *“Petrophysics Distance Learning Module”*.

Schlumberger., 2007 “*Los fundamentos de la mojabilidad*”, Oilfield Review Autumn in Spanish, Vol. 19, Num. 2 p.48-67.

Shankar Mitra et al., 2005 “*Three-dimensional structural model of the Cantarell and Sihil structures, Campeche Bay, Mexico*”, AAPG Bulletin, Vol. 89, Num 1, p 1-26.

Turner, R.E.,1999 “*Inputs and outputs of the Gulf of Mexico. Blackwell Science*”, Inc; 704 pp,

Walter Le Roy Leslie, 1972 “*Subsurface geology in petroleum exploration: a symposium Colorado School of Mines*” 530pp.



## REFERENCIAS ELECTRÓNICAS.

Corte de núcleo con sarta de perforación, Fig.2.1.

[http://www.accu-dril.com/images/services\\_devidrill2.jpg](http://www.accu-dril.com/images/services_devidrill2.jpg)

Barrena con barril, Fig. 2.2.

<http://www.icdp-online.de/sites/sanandreas/news/news1.html>

Distintos tipos de barriles y coronas empleados, Fig.2.3.

<http://www.icdp-online.de/sites/sanandreas/news/news1.html>

Núcleo encamisado, Fig.2.5.

[http://www.icdp-online.de/sites/sanandreas/news/iod/DIS\\_OTHER\\_2007\\_08\\_31.htm](http://www.icdp-online.de/sites/sanandreas/news/iod/DIS_OTHER_2007_08_31.htm)

PEMEX 2007, “Las reservas de hidrocarburos de México” Evaluación al 1 de enero de 2007”.

[http://www.pemex.com/files/content/Reservas\\_hidrocarburos\\_2007\\_full.pdf](http://www.pemex.com/files/content/Reservas_hidrocarburos_2007_full.pdf)

Slabb de núcleo Figura 2.18.

([http://www.kgs.ku.edu/PRS/publication/2004/OFR04\\_67/gifs/fig8.jpg](http://www.kgs.ku.edu/PRS/publication/2004/OFR04_67/gifs/fig8.jpg)).

General Facts about the Gulf of México

<http://www.gulfbase.org/facts.php>

Migración de hidrocarburos Fig.4.9.

<http://www.energiaadebate.com/Articulos/Noviembre2008/OrtunoNov2008.htm>

Goniómetro Fig. 5.4.

[http://www.accu-dril.com/products\\_core.html](http://www.accu-dril.com/products_core.html)

Microscopio polarizador Fig.5.8.

[http://www.bioedonline.org/slides/slideimgs/talk035\\_s002\\_f.gif](http://www.bioedonline.org/slides/slideimgs/talk035_s002_f.gif)

# APÉNDICES

## APÉNDICE A

### DESCRIPCION DE NÚCLEO DE ROCA

Se muestra la descripción y las fotografías(A, B y C) de núcleos de la roca almacén de un pozo del campo S, de la Sonda de Campeche.

**DESCRIPCIÓN DE NÚCLEOS DE ROCA DEL CAMPO S**

1.- DATOS GENERALES	
POZO:	S
NÚCLEO:	1
INTERVALO:	4517-4525m
RECUPERACION:	7.8m (92%)
TIPO DE LODO:	Sin dato

2.- DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA
<p>Brecha sedimentaria dolomitizada, constituida por exoclastos de mudstone y wackestone en una matriz dolomitizada. De acuerdo a su granulometría se divide en tres partes:</p> <p>PARTE SUPERIOR (CAJAS 8 A LA 10): El tamaño de los exoclastos varía desde 1 mm a 1 cm, angulosos a subredondeados, moderadamente clasificados, de forma alargada y se alinean siguiendo a planos de estratificación con un echado aparente de 30 °.</p> <p>PARTE MEDIA (CAJAS 5 A LA 7): El tamaño de los exoclastos varía desde 1 mm a 3 cm, angulosos a subangulosos, mal clasificados sin presentar estratificación.</p> <p>PARTE INFERIOR (CAJAS 1 A LA 4): El tamaño de los exoclastos varía desde 2 mm a 8 cm, subangulosos, moderadamente clasificados, presentando planos de estratificación con un echado aparente de 30 °.</p>

3.- FAUNA	
Indeterminada	
EDAD:	Btp-Ks. Por correlación estratigráfica.

4.- AMBIENTE
Probable Talud carbonatado.

5.- RASGOS DIAGENÉTICOS
Estilolitización, Dolomitización, Disolución.

6.- POROSIDAD
Vugular, en Fracturas e Inter cristalina 2-6%

7.- CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA POROSO
<p>En la parte superior el sistema poroso está controlado por la presencia de vúgulos no conectados con un tamaño que varía de 1 a 4 mm y un microfracturamiento sellado por dolomita.</p> <p>En la parte media se observan vúgulos de 1 a 4 mm de tamaño, con regular interconexión por medio de fracturas que siguen un alineamiento preferencial que es casi vertical con la posición del núcleo; también se observan líneas estilolíticas selladas con arcilla.</p> <p>Hacia la parte inferior se observan vúgulos de 1 a 8 mm de tamaño, bien comunicados</p>

por 2 sistemas de microfracturas, uno conformado por fracturas horizontales abiertas y otro por fracturas verticales parcialmente abiertas. Se observan planos de esporádicas estilolitas semiplanares, cerradas, con orientaciones no definidas.

**8.- FRACTURAS**

Son escasas, aunque el mayor fracturamiento se concentra hacia la parte inferior del núcleo, la mayor parte están selladas por dolomita, sus dimensiones son reducidas y se presentan en dos sistemas, el primero y más importante es horizontal abierto y el otro es vertical cerrado.

**9.- ESTILOLITAS**

Son escasas, son de formas semiplanares, algunas con relleno de probable arcilla.

**10.- PRESENCIA DE HIDROCARBUROS**

P. SUP.- No se observa P. MED.- Pobre impregnación P. INF.- Regular impregnación.



**Fotografía A.- PARTE SUPERIOR (Caja 8 Fragmento 40):**

Brecha sedimentaria dolomitizada, constituida por exoclastos de mudstone y wackestone en una matriz dolomitizada. El tamaño de los exoclastos varía desde 1mm a 1 cm, angulosos a subredondeados, moderadamente clasificados, de forma alargada y se alinean siguiendo a planos de estratificación con un echado aparente de 30°.

El sistema poroso está controlado por la presencia de vógelos no conectados con un tamaño que varía de 1 a 4 mm y un microfracturamiento sellado por dolomita.

No se observa impregnación de hidrocarburos.

**Fotografía B.- PARTE MEDIA (Caja 5 F31):**

Brecha sedimentaria dolomitizada, constituida por exoclastos de mudstone y wackestone en una matriz dolomitizada. El tamaño de los exoclastos varía desde 1mm a 3 cm, angulosos a subangulosos, mal clasificados sin presentar estratificación.

Se observan vórgulos de 1 a 4 mm de tamaño, con regular interconexión por medio de fracturas que siguen un alineamiento preferencial que es casi vertical con la posición del núcleo; también se observan líneas estilolíticas selladas con arcilla.

Se observa pobre impregnación con hidrocarburos.



**Fotografía C.-PARTE INFERIOR (Caja 4 F24):**

Brecha sedimentaria dolomitizada, constituida por exoclastos de mudstone y wackestone en una matriz dolomitizada. El tamaño de los exoclastos varía desde 2mm a 8 cm, subangulosos, moderadamente clasificados, presentando planos de estratificación con un echado aparente de  $30^{\circ}$ .

Hacia la parte inferior se observan vórgulos de 1 a 8 mm de tamaño, bien comunicados por 2 sistemas de microfracturas, uno conformado por fracturas horizontales abiertas y otro por semiplanares, cerradas, con orientaciones no definidas.

Se observa regular impregnación de hidrocarburos.

## **APÉNDICE B**

# **IMÁGENES Y DESCRIPCIONES PETROGRÁFICAS DE LAS ROCAS CARBONATADAS**

En el APÉNDICE de este trabajo se mostrarán las imágenes petrográficas (microfotografías A, B, C, D, E y F) de este tipo de rocas tanto de microscopio óptico en lámina delgada, así como imágenes obtenidas del microscopio electrónico de barrido para complementar la explicación de la secuencia paragenética de los carbonatos la cual se abordó en el capítulo 5.

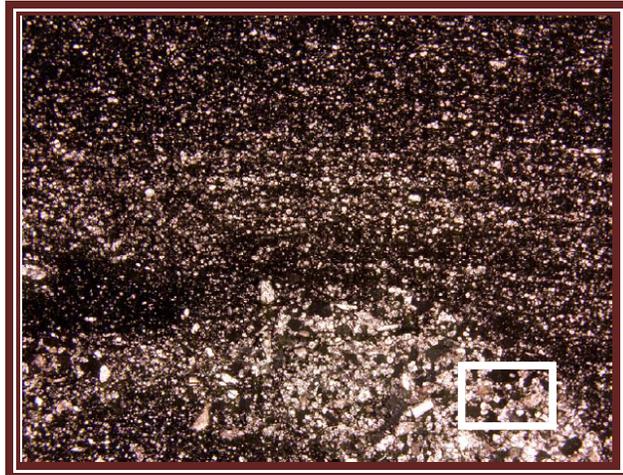
**LAMINA DELGADA**

<b>Pozo: S</b>		<b>Arcilla autógena</b>	
<b>Campo: S</b>		indicios	
<b>Profundidad: 4852.95 m</b>		<b>Cementos no arcillosos (*CP %)</b>	
<b>Tipo de roca:</b>		Calcita 9.2	
Wackestone dolomítico		Calcita (reemplazo de granos) 0.8	
<b>Composición (CP %)</b>		Dolomita 37.2	
<b>Granos aloquímicos</b>		Óxido de Titanio	
Litoclastos de caliza	3.6	indicios	
Litoclastos de dolomía	-	Pirita/marcasita 2.0	
Equinodermos	indicios	Cuarzo/calcedonia	
Moluscos	2.0	indicios	
Foraminíferos	2.4	Óxido de Hierro -	
Algas calcáreas	-	Bitumen	
Oncolitos	-	indicios	
Peloides	5.2	<b>Porosidad</b>	
Fósiles micritizados	indicios	Intergranular -	
Ostrácodos/calciesferúlidos	0.8	Intercristalina -	
<b>Granos terrígenos</b>		Intragranular -	
Cuarzo	-	Móldica/vugular -	
Feldespatos	-	Fractura 0.8	
Clastos arcillosos	-	Microporosidad -	
<b>Matriz detrítica</b>			
Micrita	36.0		
Arcilla	indicios		

**Descripción Petrográfica:**

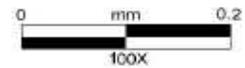
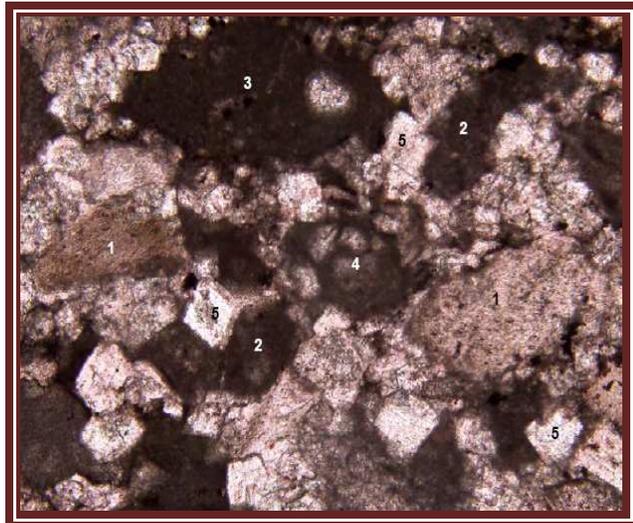
**Microfotografía A :**

Wackestone que contiene algunas galerías lenticulares de grainstone/packstone (parte inferior-lado derecho). El espacio poroso visible está limitado a indicios de macrofracturas.



**Microfotografía B :**

Se ilustra una vista cercana (Imagen A, cuadro inferior derecho) de una de las galerías de grainstone. Los granos incluyen moluscos (1), Peloides (2), intraclastos/Litoclastos (3) y foraminíferos (4). Los granos son cementados con calcita (rosado) y dolomita (formas rómbicas, 5). La dolomita también ha reemplazado la mayoría de la matriz en otras áreas.

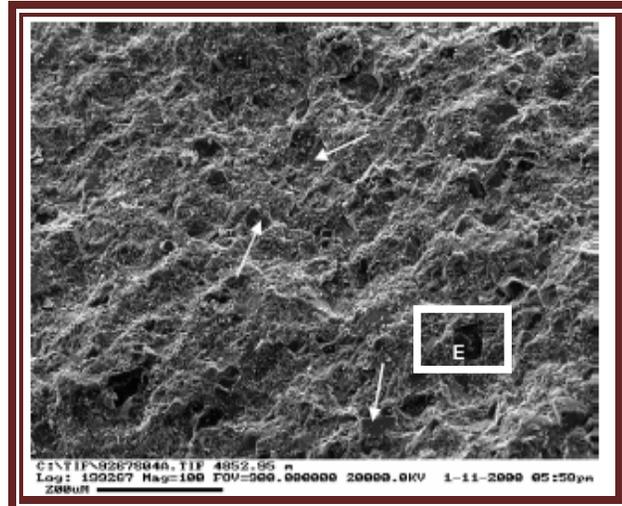


**MICROSCOPIO ELECTRÓNICO DE BARRIDO (SEM)**

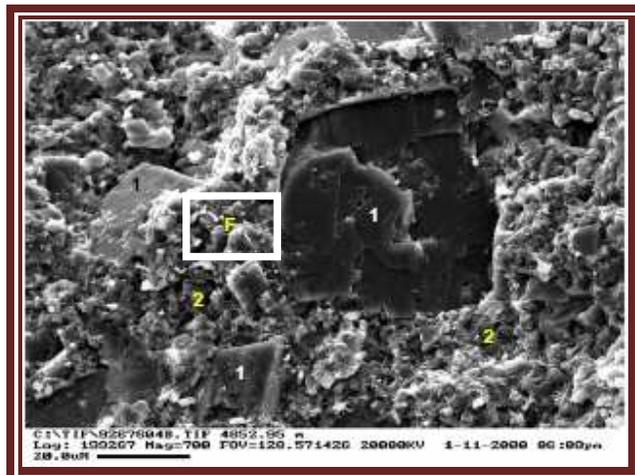
**Pozo: S**  
**Campo: S**  
**Profundidad: 4852.95 m**

**Microfotografía C :**

Esta muestra es un wackestone dolomítico. Los aloquímicos de tamaño arena (no ilustrados) se concentran en las laminaciones. La laminación consiste principalmente de micrita parcialmente reemplazada por dolomita entre cristalina fina y mediana (flechas).

**Microfotografía D :**

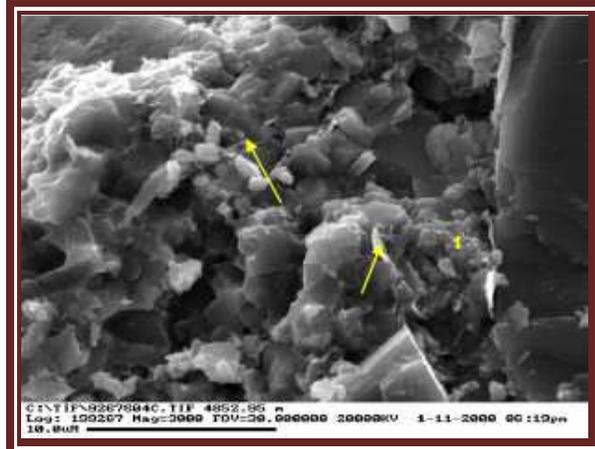
Vista cercana de la parte E (imagen C). Los cristales rómbicos de dolomita (1) han reemplazado la matriz micrítica (2). Numerosos microporos (partículas negras), invisibles en lámina delgada, son visibles en esta fotografía de SEM (microscopio electrónico de barrido por sus ciclas en Inglés).



**Pozo: S**  
**Campo: S**  
**Profundidad: 4852.95 m**

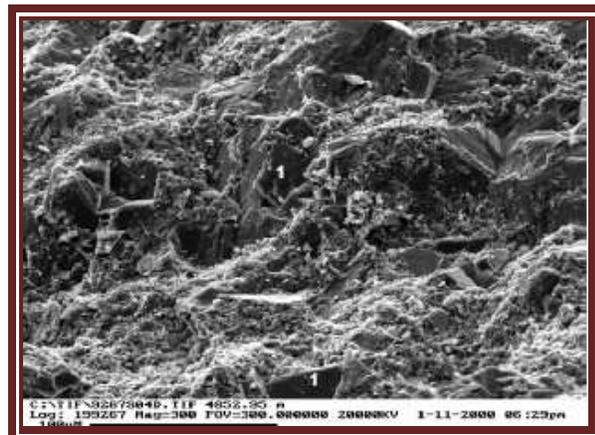
**Microfotografía E :**

Se presenta una vista de alta magnificación de la parte F (Imagen D), donde se puede apreciar la textura parcialmente neomorfizada de la matriz micrítica. Se presentan cantidades menores de escamas de illita (flechas), junto con un indicio de cemento de cuarzo microcristalino (pedernal 1).



**Microfotografía F :**

Esta área exhibe un mosaico de calcita, su cristalinidad varía entre mediana y fina. Representa una de las laminaciones donde los aloquímicos del tamaño arena son cementados con calcita espática. Ocurrió algo de dolomitización.



## **APÉNDICE C**

# **IMÁGENES Y DESCRIPCIONES PETROGRÁFICAS DE LAS ROCAS DETRÍTICAS**

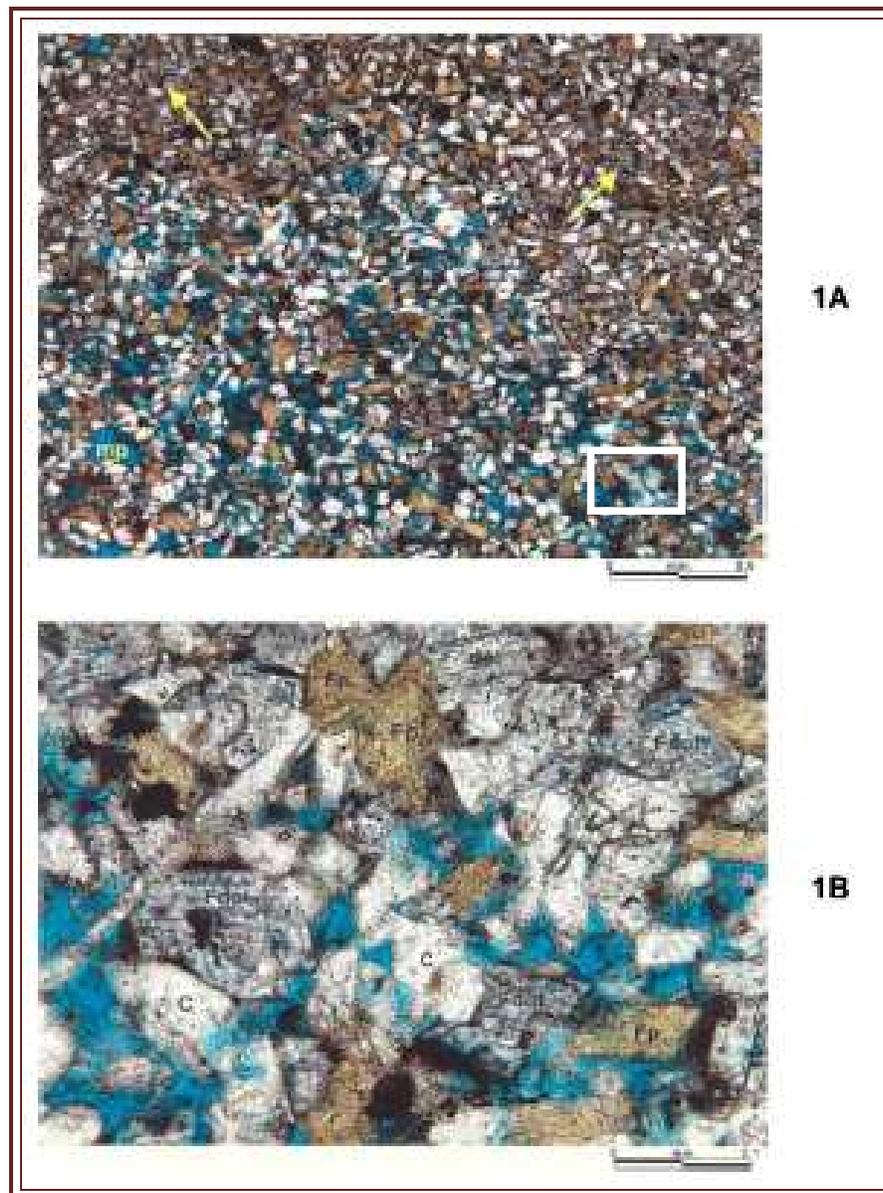
En el APÉNDICE de este trabajo se mostrarán las imágenes petrográficas (microfotografías 1A, 1B, 1C, 1D, 1E y 1F) de las rocas detríticas tanto de microscopio óptico en lámina delgada así como del microscopio electrónico de barrido para el campo A en base a los resultados de conteo de puntos referenciados en la FIG.5.26.

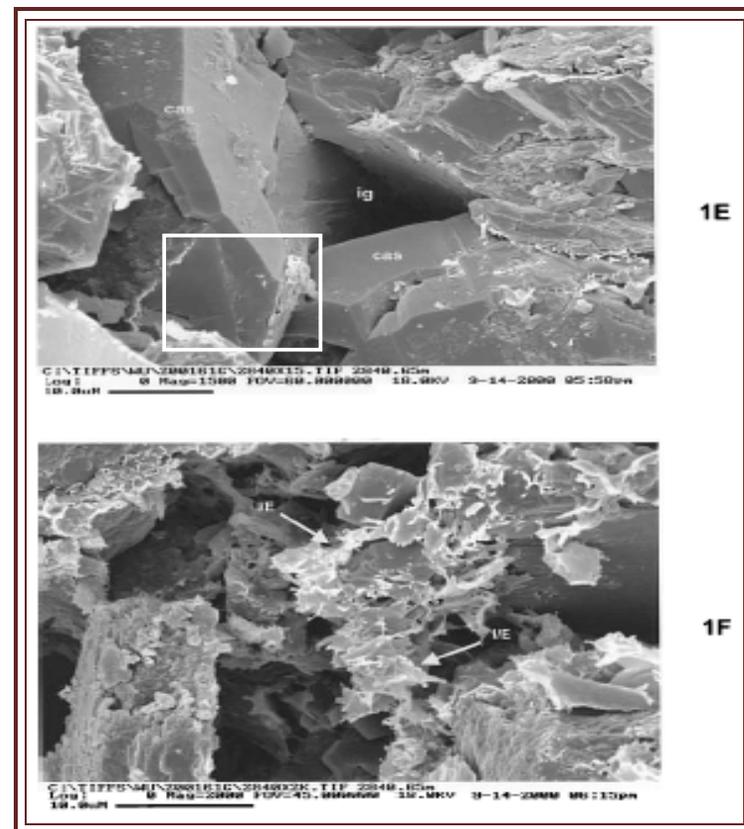
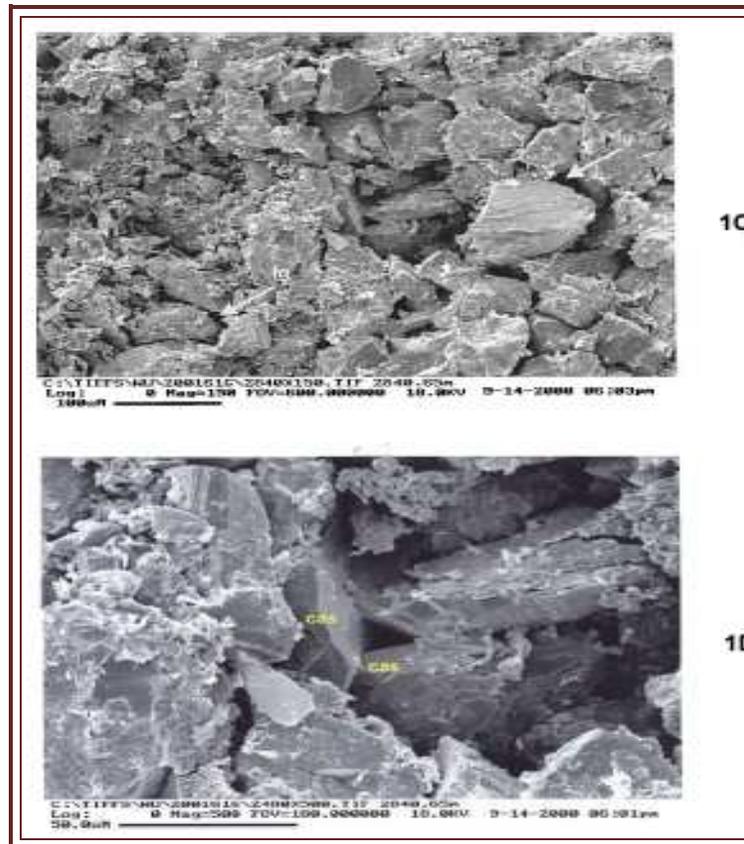
**LÁMINA DELGADA Y MICROSCOPIO ELECTRÓNICO DE BARRIDO (SEM)**

<b>Pozo:</b> A		<b>Composición</b>	<b>(CP%)</b>
<b>Campo:</b> A		<b>Matriz Detrítica:</b>	
<b>Profundidad:</b> 2840.65 m		Calcita micrítica	-
<b>Tipo de roca:</b> Arenisca		Dolomita micrítica	-
<b>Selección:</b> Buena		Arcilla	2.8
<b>Tamaño promedio (mm):</b> 0.107		<b>Arcilla Autígena:</b>	
<b>Permeabilidad - md:</b> 6.812		Clorita	-
<b>Densidad de matriz (gr/cm<sup>3</sup>):</b> 2.71		Caolinita	-
<b>Porosidad a helio-%:</b> 14.3		Ilita	
<b>Composición</b>	<b>(CP %)</b>	Indeterminada	0.4
<b>Granos Detríticos:</b>		<b>Cementos no arcillosos</b>	
Cuarzo (m)	33	Cuarzo Autígeno	1.2
Cuarzo (p)	12	Cuarzo Microcristalino	-
Feldespato-K	18.6	Feldespato Autígeno	2
Plagioclasas	7.6	Dolomita-Fe	-
Frag. Ígneos	2.0	Dolomita	2.4
Frag. Metamórficos	-	Calcita	-
Frag. Arcillosos	-	Pirita	2.0
Pedernal	-	Anhidrita	-
<b>Accesorios:</b>		Bitumen	-
Micas	0.4	<b>Porosidad</b>	-
Min. Pesados	0.4	Intergranular	27.6
Moluscos	-	Intrabioclástica	-
Equinodermos	-	Intragranular	1
Clastos Arcillosos	-	Intracristalina	-
Clastos Orgánicos	-	Móldica	0.4
Clastos Dolomíticos	-		

**Descripción Petrográfica.**

Los poros intergranulares abiertos se presentan a través de la mayoría de esta muestra (1A,1B,1C). Para mostrar la ocurrencia de los cementos de dolomita, 1A y 1B no son representativos de la lámina delgada completa. Los supercrecimientos de cuarzo (1D,1E), la dolomita/ dolomita-Fe (1B) e illita/ esmectita (1F) son fases de relleno de poro. Los cementos de dolomita-Fe/ dolomita muestran una distribución irregular (parte superior en 1A, tal como lo indican las flechas).



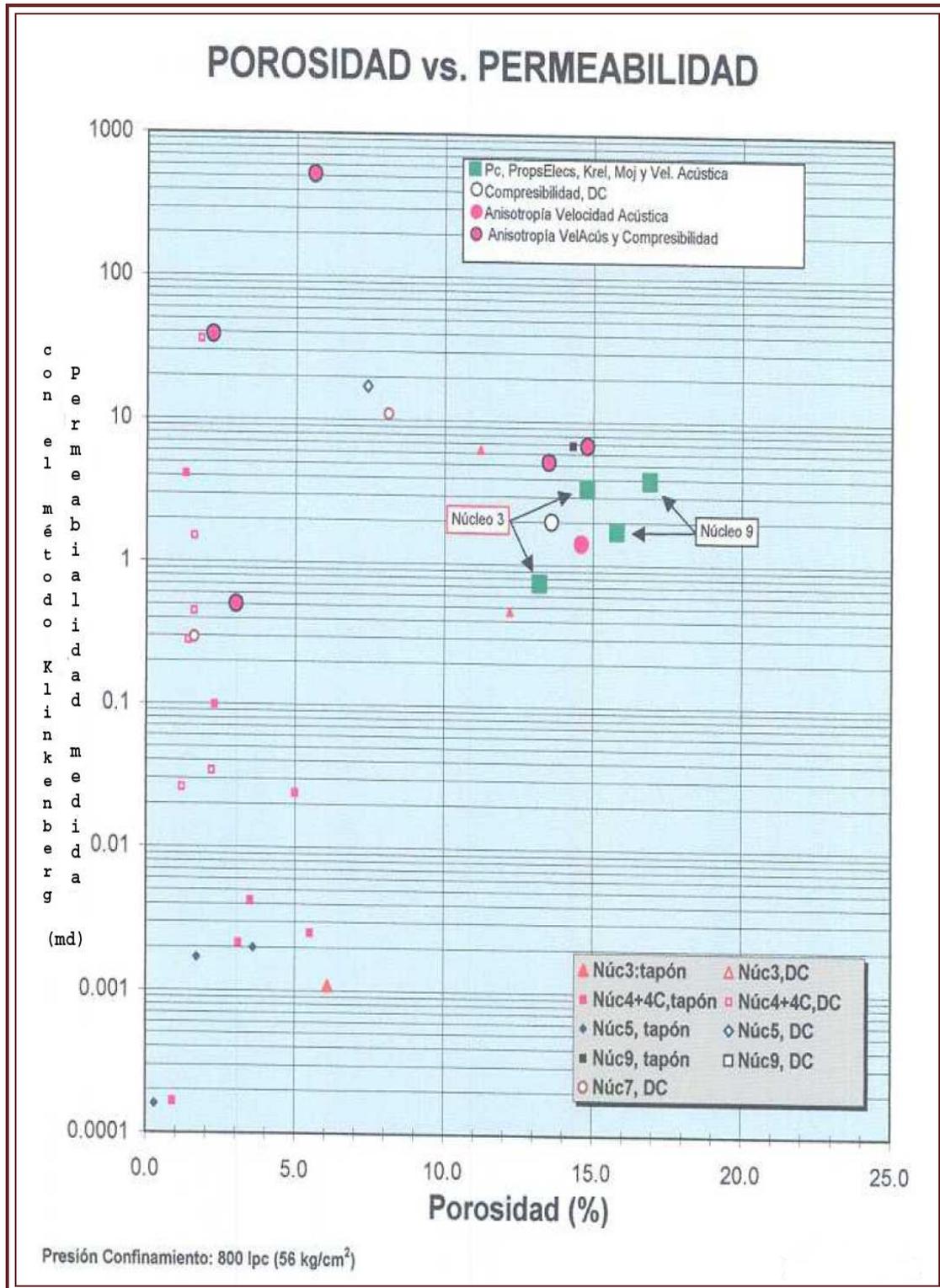


## **APÉNDICE D**

### **POROSIDAD Y PERMEABILIDAD**

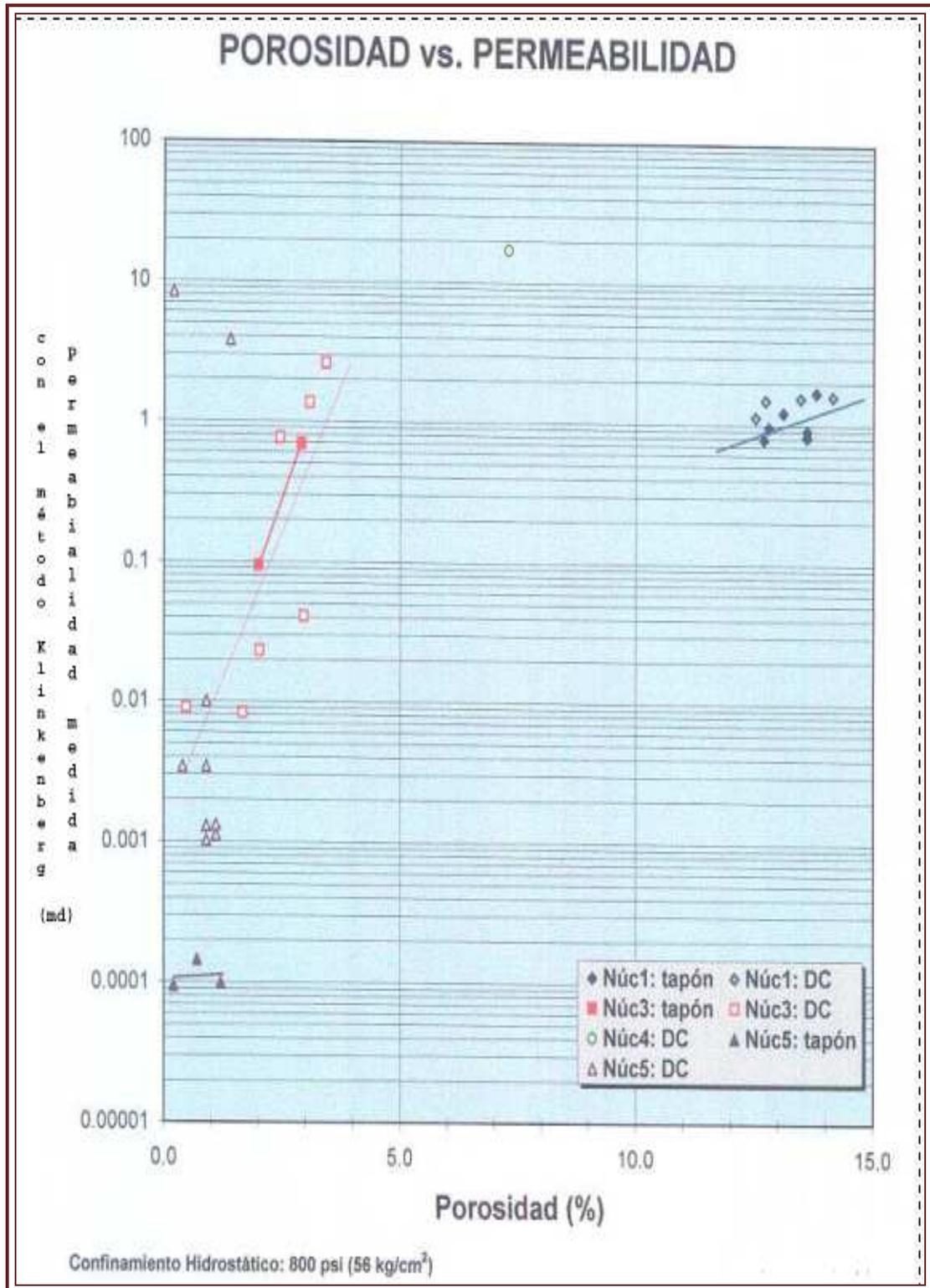
En este APÉNDICE se presentan las tablas y las gráficas con los datos de porosidad y permeabilidad determinados en los pozos del campo A y S.

**CAMPO A**



**GRÁFICA A. Permeabilidad vs porosidad para el pozo A (Pemex, 2008.)**

**CAMPO S**



GRÁFICA B. Permeabilidad vs porosidad para el pozo S (Pemex, 2008)

# **APÉNDICE E**

## **ANÁLISIS DE SATURACIÓN**

### **(Mojabilidad, presión capilar y permeabilidad relativa)**

En el APÉNDICE de este trabajo se muestran las tablas y las gráficas con los resultados de los análisis de mojabilidad, presión capilar y permeabilidad relativa de un pozo del campo A.

**MOJABILIDAD**

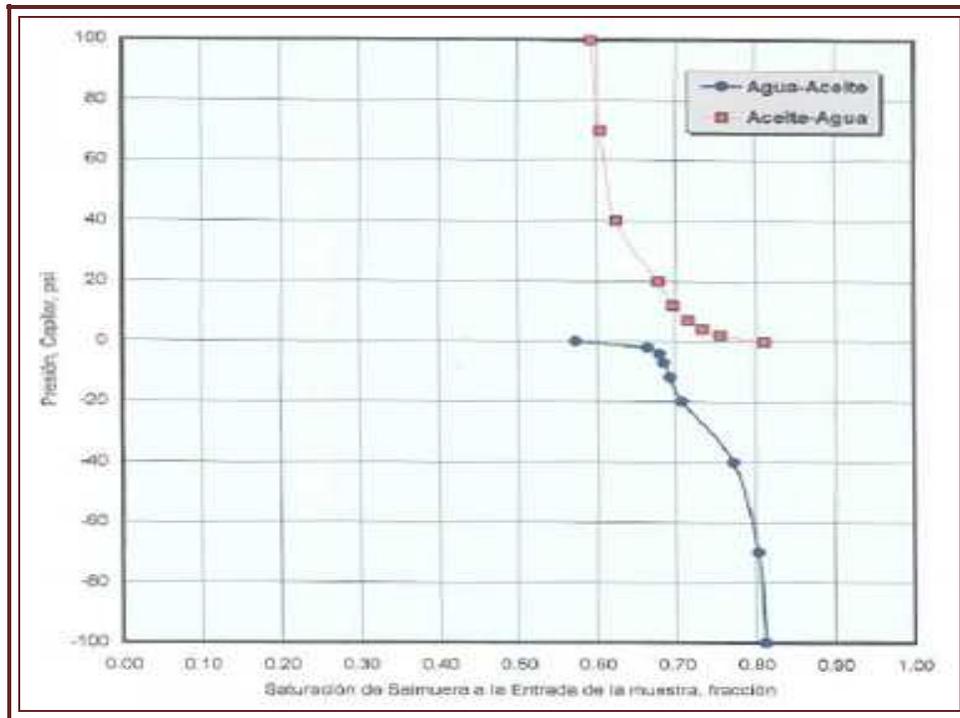
Número de Muestra	F15-NMH-4	F16-NMH-3	F21-NMH-3	F11-NMH5
Profundidad, mbgf:	2103.45	2103.30	2841.65	2843.41
Permeabilidad Klinkenberg, md:	0.338	0.338	54.2	8.13
Porosidad, fracción:	0.119	0.119	0.172	0.158
Saturación inicial de Salmuera, fracción:	0.579	0.603	0.131	0.289
Saturación inicial de Aceite, fracción:	0.421	0.397	0.869	0.711
<b>Imbibición Espontánea de Salmuera</b>				
Aceite Desplazado, fracción VP	0.003	0.000	0.034	0.000
<b>Desplazamiento Forzado por el Salmuera</b>				
Petróleo Desplazado, fracción VP:	0.124	0.040	0.427	0.398
Saturación de Salmuera, fracción:	0.706	0.643	0.592	0.687
Saturación de Aceite, fracción:	0.294	0.357	0.408	0.313
<b>Imbibición Espontánea de Aceite</b>				
Salmuera Desplazada, fracción VP	0.003	0.000	0.026	0.121
<b>Desplazamiento Forzado por el Aceite</b>				
Salmuera Desplazada, fracción VP:	0.142	0.032	0.417	0.242
Saturación de Salmuera, fracción:	0.561	0.611	0.149	0.324
Saturación de Aceite, fracción:	0.439	0.389	0.851	0.676
Índice de Mojabilidad al Salmuera:	0.024	0.000	0.074	0.000
Índice de Mojabilidad a Aceite:	0.021	0.000	0.059	0.333

**TABLA A. resultados de mojabilidad (Pemex, 2008).**

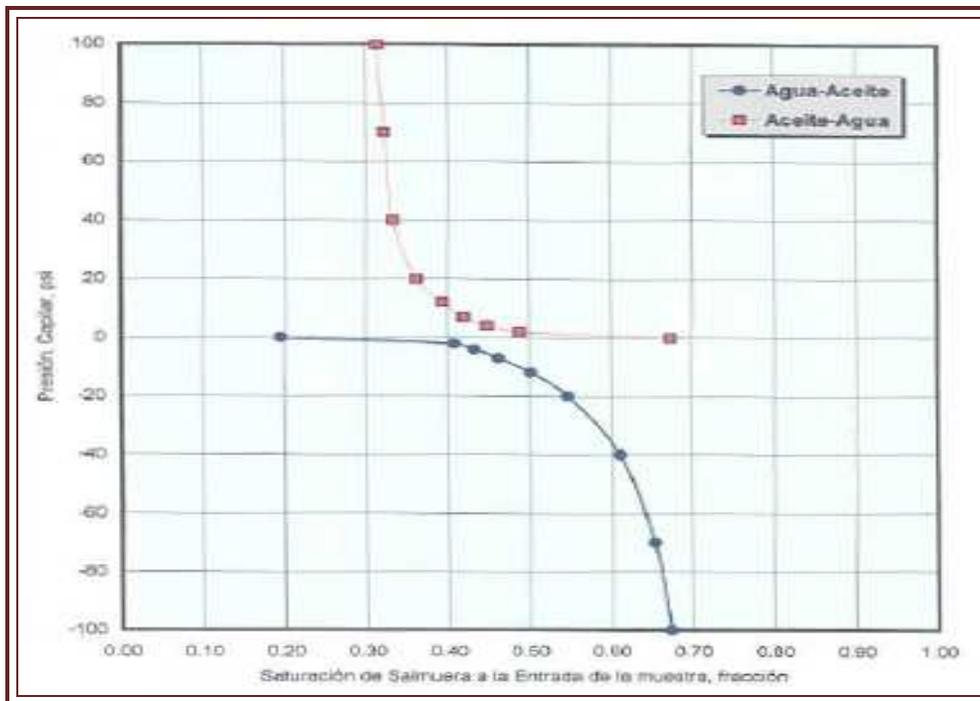
**PRESIÓN CAPILAR**

						Presión Capilar, psi:								
						0	2	4	7	12	20	40	70	100
Número de Muestra	Profundidad metros	Permeabilidad Klinkenberg milidarcys	Porosidad, fracción	Saturación Inicial, fracción	Saturación de Salmuera a la entrada de la muestra, fracción volumen de poro									
<b>Salmuera desplazando Aceite</b>														
F17-NMH-1	2102.94	0.473	0.125	0.573	0.664	0.679	0.684	0.693	0.708	0.771	0.803	0.812		
F4-NMH-7	2105.95	0.346	0.070	0.195	0.408	0.433	0.463	0.502	0.547	0.611	0.653	0.673		
F9-NMH-7	2843.84	4.74	0.175	0.251	0.455	0.542	0.621	0.698	0.770	0.863	0.891	0.906		
F8-NMH-8	2843.95	0.846	0.156	0.344	0.479	0.505	0.532	0.580	0.640	0.755	0.829	0.898		
<b>Aceite desplazando Salmuera</b>														
F17-NMH-1	2102.94	0.473	0.125	0.812	0.756	0.735	0.715	0.696	0.678	0.625	0.604	0.593		
F4-NMH-7	2105.95	0.346	0.070	0.673	0.488	0.449	0.420	0.393	0.362	0.333	0.323	0.313		
F9-NMH-7	2843.84	4.74	0.175	0.906	0.460	0.431	0.389	0.361	0.352	0.341	0.332	0.326		
F8-NMH-8	2843.95	0.846	0.156	0.868	0.582	0.539	0.444	0.394	0.377	0.360	0.350	0.345		

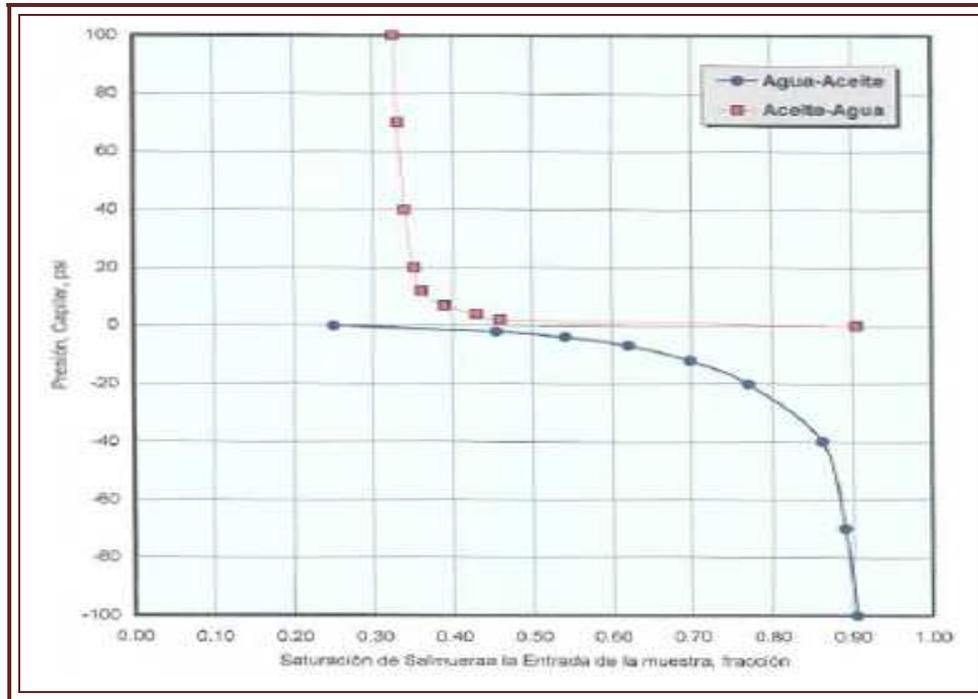
**TABLA B. Resultados de Presión Capilar por Centrifuga Salmuera-Aceite a 1200 psi con 160°F (Pemex, 2008).**



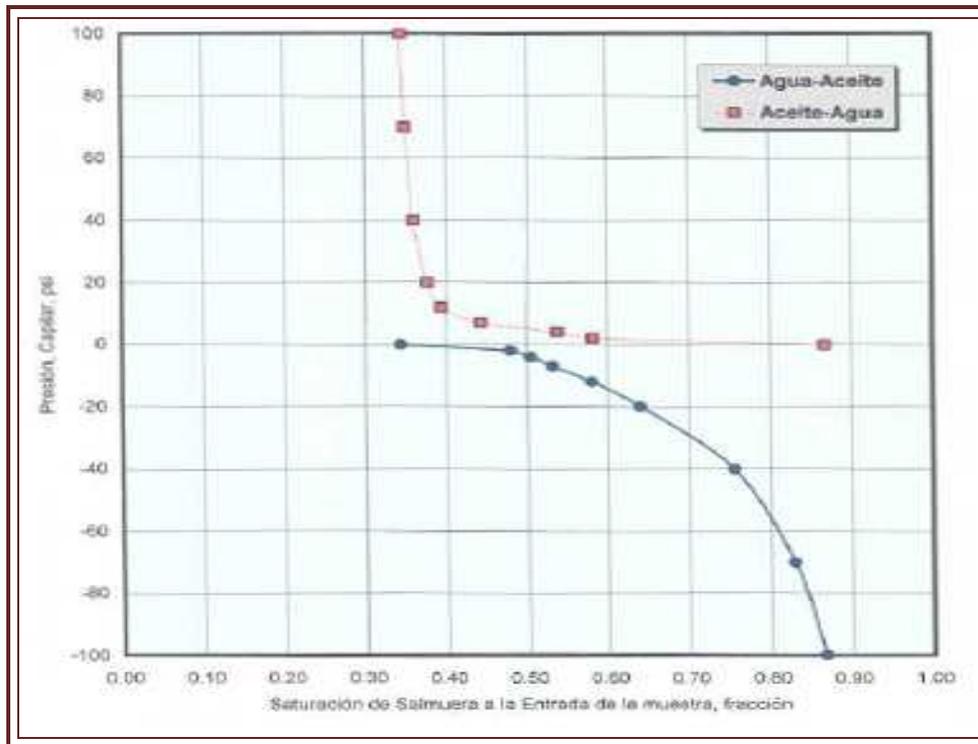
**GRÁFICA C.** Resultados de Presión Capilar (sistema aceite-salmuera-drene e imbibición, tapón añejado) por Centrifuga para la muestra F17 -NMH-1 con permeabilidad Klinkenberg de 0.473 md, porosidad (fracción) de 0.125 y saturación inicial (fracción) de 0.573 a profundidad de 2102.94m (Pemex, 2008).



**GRÁFICA D.** Resultados de Presión Capilar (sistema aceite-salmuera-drene e imbibición, tapón añejado) por Centrifuga para la muestra F4-NMH-7, con permeabilidad Klinkenberg de 0.346 md, porosidad (fracción) de 0.070 y saturación inicial (fracción) de 0.195 a profundidad de 2105.95m (Pemex, 2008).



GRÁFICA E. Resultados de Presión Capilar (sistema aceite-salmuera-drene e imbibición, tapón añejado) por Centrifuga para la muestra F9-NMH-7, con permeabilidad Klinkenberg de 4.74 md, porosidad (fracción) de 0.175 y saturación inicial (fracción) de 0.251 a profundidad de 2843.84m (Pemex, 2008).



GRÁFICA F. Resultados de Presión Capilar (sistema aceite-salmuera-drene e imbibición, tapón añejado) por Centrifuga para la muestra F8-NMH-8, con permeabilidad Klinkenberg de 0.846 md, porosidad (fracción) de 0.158 y saturación inicial (fracción) de 0.344 a profundidad de 2843.95m (Pemex, 2008).

**PERMEABILIDAD RELATIVA**

**PERMEABILIDAD GAS-ACEITE**

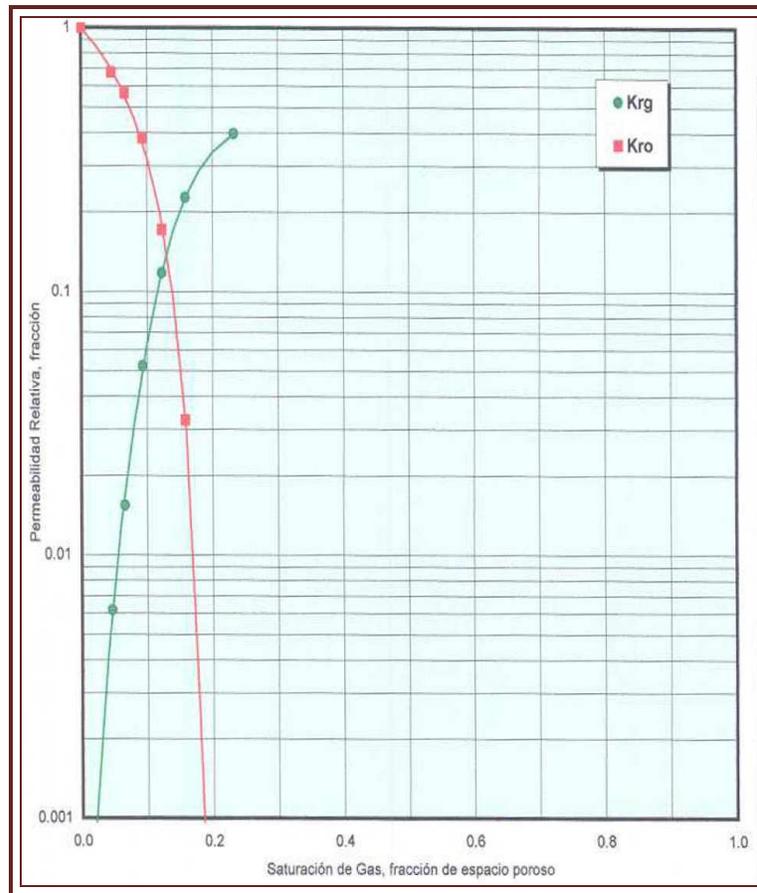
Saturación de Gas, fracción de espacio poroso	Relación de Permeabilidad Relativa Gas-Aceite	Permeabilidad Relativa al Gas,* fracción	Permeabilidad Relativa al Aceite* fracción
0.000	-	-	1.000
0.046	0.009	0.006	0.676
0.066	0.027	0.015	0.564
0.093	0.137	0.052	0.381
0.123	0.666	0.118	0.171
0.159	6.97	0.227	0.033
0.203	-	0.397	-

Identificación de la Muestra:	N2 F22-NMH-2
Profundidad de la Muestra, metros:	2841.60
Permeabilidad al Aire, md:	10.5
Porosidad, fracción:	0.138
Saturación Inicial de Agua, fracción:	0.263
$K_{ro} @ S_{wi}$ , md:	0.726

\*Relativa a la Permeabilidad Efectiva al Petróleo a la Saturación de Agua Inicial

**TABLA G. Resultados de la permeabilidad relativa Gas-Aceite con un confinamiento hidrostático de 3000 psi a 266°F para la muestra N2 F22-NMH-2 (Peme x, 2008).**



**GRÁFICA H. Resultados de permeabilidad relativa (sistema Gas-Aceite) con un confinamiento hidrostático de 3000 psi a 266°F para la muestra N2 F22-NMH-2 (Pemex, 2008).**

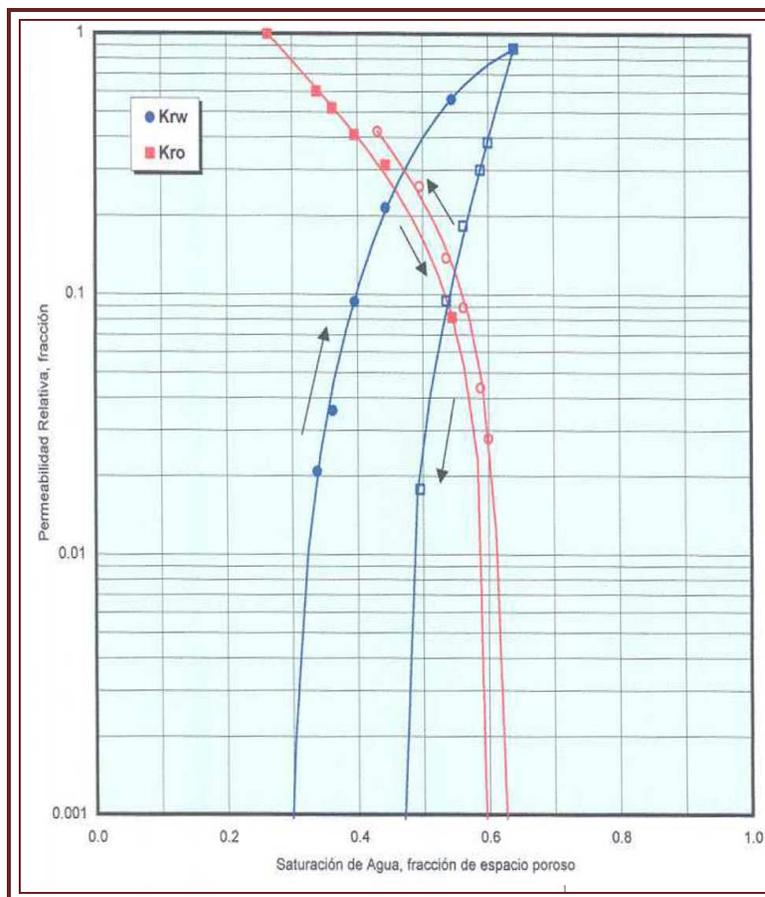
**PERMEABILIDAD AGUA-ACEITE**

Saturación de Agua, fracción de espacio poroso	Relación de Permeabilidad Relativa Agua-Aceite	Permeabilidad Relativa al Agua,* fracción	Permeabilidad Relativa al Aceite,* fracción
0.263	-		1.000
0.338	0.035	0.021	0.603
0.362	0.069	0.036	0.519
0.396	0.229	0.094	0.409
0.443	0.686	0.215	0.313
0.545	6.85	0.560	0.082
0.640	-	0.877	
0.640	-	0.877	
0.600	13.7	0.382	0.028
0.588	6.85	0.300	0.044
0.562	2.06	0.183	0.089
0.536	0.686	0.095	0.138
0.495	0.069	0.018	0.259
0.431	-		0.422

Identificación de la Muestra: N2: F22-NMH-2  
 Profundidad de la Muestra, metros: 2841.50  
 Permeabilidad al Aire, md: 10.5  
 Porosidad, fracción: 0.138  
 Saturación Inicial de Agua, fracción: 0.263  
 Ko @ Swi, md: 0.728

\*Relativa a la Permeabilidad Efectiva al Aceite a la Saturación de Agua Inicial

**TABLA I Resultados de la permeabilidad relativa Agua-Aceite con un confinamiento hidrostático de 3000 psi a 266°F para la muestra N2 F22-NMH-2 (Peme x, 2008).**



**GRÁFICA J. Resultados de la permeabilidad relativa Agua-Aceite con un confinamiento hidrostático de 3000 psi a 266°F para la muestra N2 F22-NMH-2 (P emex,2008).**

# **APÉNDICE F**

## **PROPIEDADES ELÉCTRICAS**

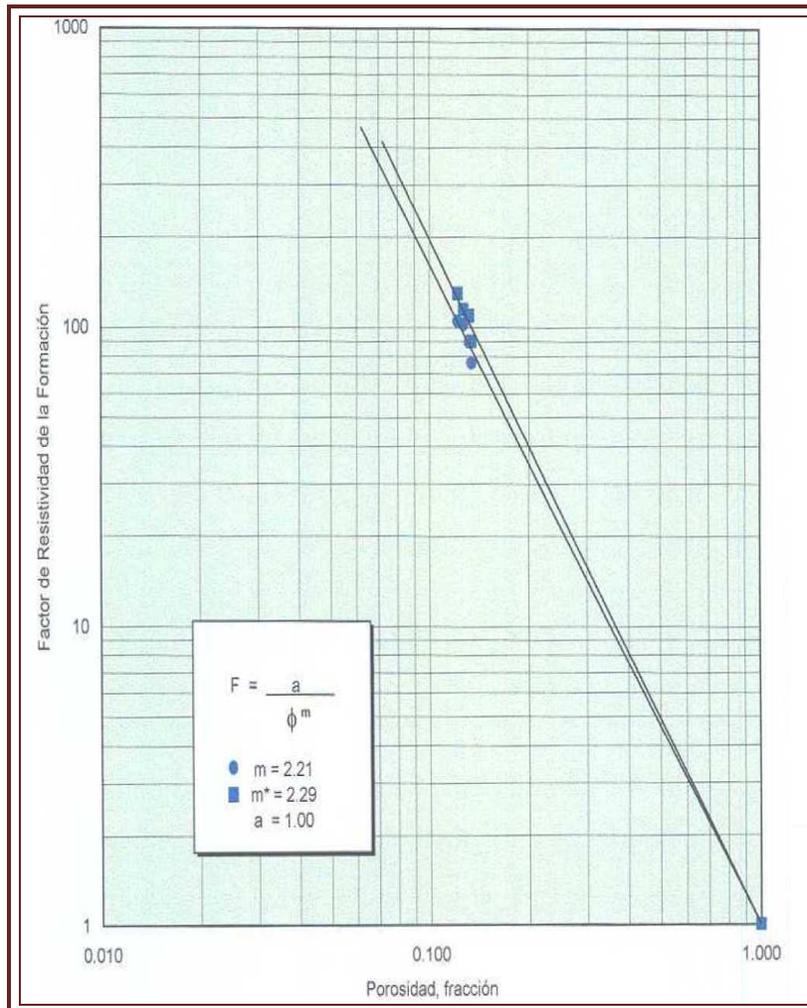
### **(Factor de formación e índice de resistividad)**

En este APÉNDICE se presentan las tablas y gráficas de los resultados obtenidos sobre el factor de formación e índice de resistividad para un pozo correspondiente al campo S.

**FACTOR DE DE FORMACIÓN**

Número de Muestra	Profundidad, (metros)	Densidad de Grano (gm/cc)	Permeabilidad Klinkenberg (md)	Porosidad, (fracción)	Factor de Formación, (Aparente)			Factor de Formación, (Corregido)			Qv meq/ml CoCw	Saturante, ppm: 165,000 NaCl
					Fa	Ro, ohm-m	m	F*	Ro*, ohm-m	m*		
3	4518.52	2.83	1.24	0.134	76.29	3.75	2.16	90.09	4.42	2.24	1.31	Presión de Confinamiento neto, lpc: 4500
5	4519.95	2.82	0.912	0.127	102.60	5.04	2.24	114.94	5.64	2.30	1.41	Resistividad del Saturante, ohm-m @25°C: 0.0491
6	4520.00	2.82	0.682	0.132	89.59	4.40	2.22	109.89	5.40	2.32	1.75	Exponente de Porosidad (m) [Compuesta]: 2.21
9	4521.12	2.83	0.468	0.122	105.20	5.17	2.21	129.87	6.38	2.31	1.55	Exponente de Porosidad (m*) [Compuesta]: 2.29
												Intersección(a): 1.00

**TABLA A. Resultados para las 4 muestras analizadas de un pozo del campo S donde se muestran valores del factor de resistividad de formación utilizando 2 electrodos a 1000 Hertz (Pemex, 2008).**

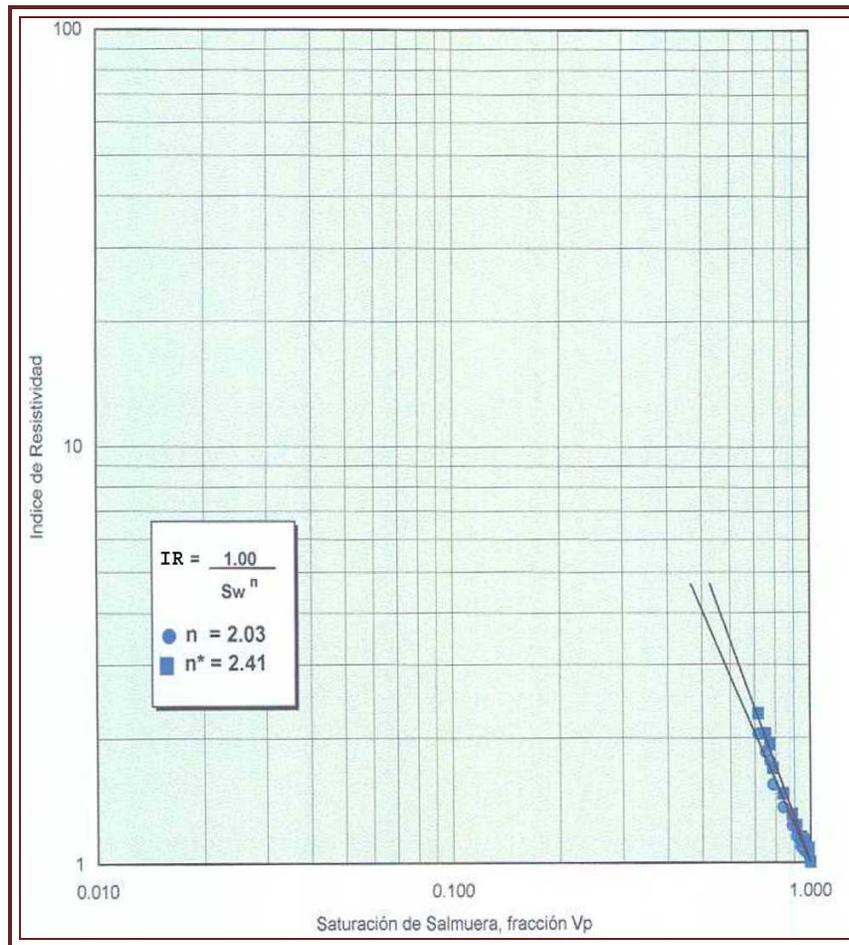


**GRÁFICA B. Resultados para las 4 muestras analizadas de un pozo del campo S para el factor de resistividad de formación utilizando 2 electrodos a 1000 Hertz (Pemex, 2008).**

**ÍNDICE DE RESISTIVIDAD**

Factor de Formación				Exponente de Porosidad		Saturación de Salmuera	Índice de Resistividad			Exponente de Saturación		Número de Muestra:	
Ro	Ro*	F	F*	m	m*	fracción Vp	RI, aparente	RI*, corregido	n	n*	3		
3.75	4.42	76.29	90.09	2.16	2.24	1.000	1.00	1.00	2.03	2.41	Profundidad, metros: 4518.52		
						0.990	1.04	1.08			Porosidad, fracción: 0.134		
						0.958	1.07	1.12			Permeabilidad Klinkenberg, md: 1.24		
						0.954	1.08	1.14			Densidad de Grano, gm/cc: 2.83		
						0.941	1.09	1.15			Saturante, ppm: 165,000 NaCl		
						0.914	1.16	1.23			Presión de Confinamiento net, lpc: 4500		
						0.888	1.23	1.31			Resistividad del Saturante, ohm-m @ 25°C: 0.0491		
						0.840	1.36	1.47			Exponente de Porosidad (m) Compuesta: 2.21		
						0.786	1.54	1.69			Exponente de Porosidad (m*) Compuesta: 2.29		
						0.773	1.75	1.93			Intersección-Y (a): 1.00		
						0.751	1.84	2.04					
						0.717	2.04	2.28					

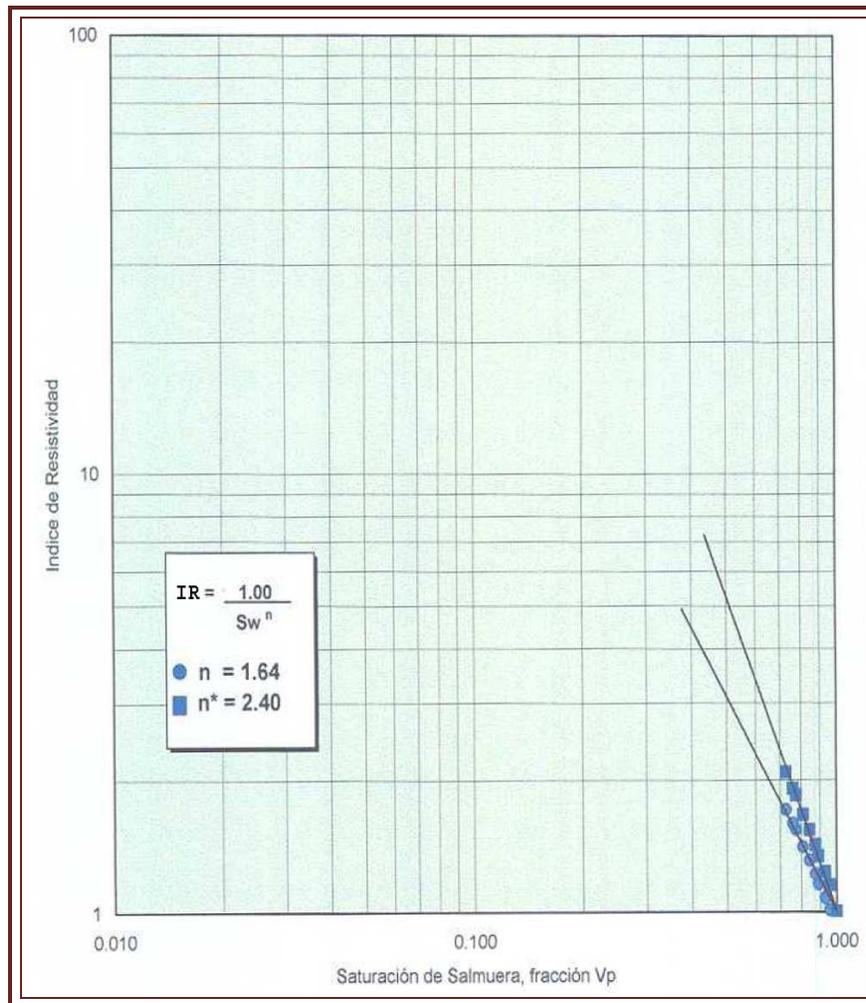
**TABLA C. Resultados para la muestra 3 del núcleo 1 de un pozo del campo S para el índice de resistividad de formación utilizando 2 electrodos a 1000 Hertz (Pemex, 2008).**



**GRÁFICA D. Resultados para la muestra 3 del núcleo 1 de un pozo del campo S para el índice de resistividad de formación utilizando 2 electrodos a 1000 Hertz (Pemex, 2008).**

Factor de Formación				Exponente de Porosidad		Saturación de Salmuera	Índice de Resistividad		Exponente de Saturación		Número de Muestra:	5
Ro	Ro*	F	F*	m	m*	fracción Vp	RI, aparente	RI*, corregido	n	n*		
5.04	5.64	102.60	114.94	2.24	2.30	1.000	1.00	1.00	1.64	2.40	Profundidad, metros:	4519.95
						0.957	1.01	1.15			Porosidad, fracción:	0.127
						0.930	1.08	1.23			Permeabilidad Klinkenberg, md:	0.912
						0.891	1.16	1.34			Densidad de Grano, gm/cc:	2.82
						0.874	1.22	1.42			Saturante, ppm:	165,000 NaCl
						0.843	1.31	1.54			Presión de Confinamiento net, lpc:	4500
						0.809	1.41	1.67			Resistividad del Saturante, ohm-m @ 25°C:	0.0491
						0.775	1.54	1.85			Exponente de Porosidad (m) Compuesta:	2.21
						0.759	1.59	1.91			Exponente de Porosidad (m*) Compuesta:	2.29
						0.727	1.71	2.09			Intersección-Y (a):	1.00

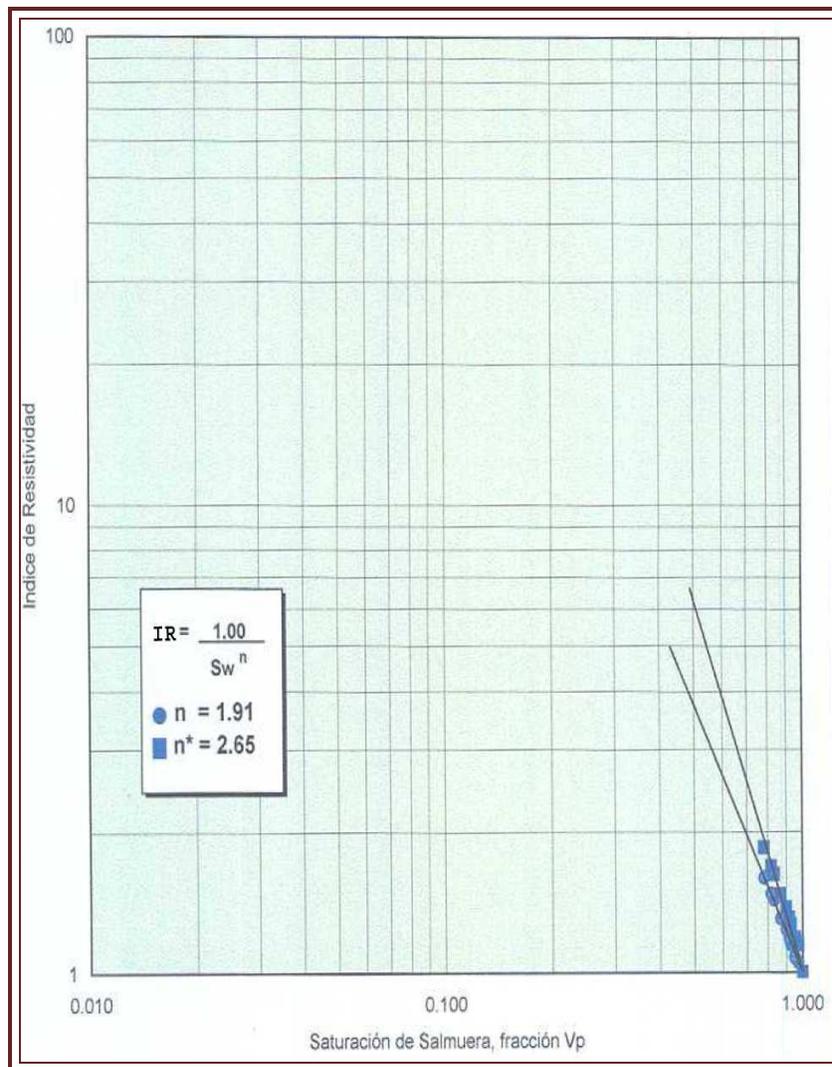
**TABLA E. Resultados para la muestra 5 del núcleo 1 de un pozo del campo S para el índice de resistividad de formación utilizando 2 electrodos a 1000 Hertz (Pemex, 2008).**



**GRÁFICA F. Resultados para la muestra 5 del núcleo 1 de un pozo del campo S para el índice de resistividad de formación utilizando 2 electrodos a 1000 Hertz (Pemex, 2008).**

Factor de Formación				Exponente de Porosidad		Saturación de Salmuera	Índice de Resistividad		Exponente de Saturación		Número de Muestra:	
Ro	Ro*	F	F*	m	m*	fracción Vp	RI, aparente	RI*, corregido	n	n*		
4.40	5.40	89.59	109.89	2.22	2.32	1.000	1.00	1.00	1.91	2.65	6	
						0.973	1.05	1.14			Profundidad, metros:	4520.00
						0.953	1.07	1.17			Porosidad, fracción:	0.132
						0.952	1.08	1.18			Permeabilidad Klinkenberg, md:	0.682
						0.928	1.14	1.26			Densidad de Grano, gm/cc:	2.82
						0.917	1.18	1.31			Saturante, ppm:	165,000 NaCl
						0.901	1.23	1.37			Presión de Confinamiento net, lpc:	4500
						0.869	1.30	1.47			Resistividad del Saturante, ohm-m @ 25°C:	0.0491
						0.834	1.43	1.62			Exponente de Porosidad (m) Compuesta:	2.21
						0.817	1.47	1.69			Exponente de Porosidad (m*) Compuesta:	2.29
						0.781	1.59	1.85			Intersección-Y (a):	1.00

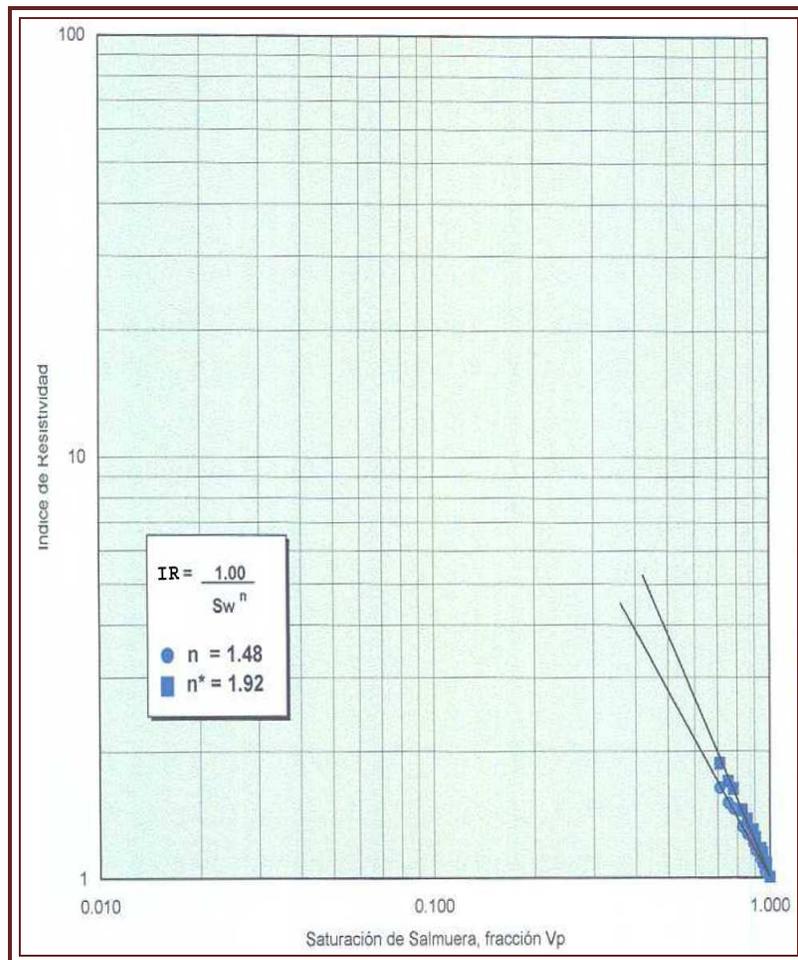
**TABLA G. Resultados para la muestra 6 del núcleo 1 de un pozo del campo S para el índice de resistividad de formación utilizando 2 electrodos a 1000 Hertz (Pemex, 2008).**



**GRÁFICA H. Resultados para la muestra 6 del núcleo 1 de un pozo del campo S para el índice de resistividad de formación utilizando 2 electrodos a 1000 Hertz (Pemex, 2008).**

Factor de Formación		Exponente de Porosidad		Saturación de Salmuera		Índice de Resistividad		Exponente de Saturación		Número de Muestra:	
Ro	Ro*	F	F*	m	m*	fracción Vp	RI, aparente	RI*, corregido	n	n*	
5.17	6.38	105.20	129.87	2.21	2.31	1.000	1.00	1.00	1.48	1.92	9
						0.976	1.02	1.08			Profundidad, metros: 4521.12
						0.966	1.03	1.09			Porosidad, fracción: 0.122
						0.951	1.08	1.14			Permeabilidad Klinkenberg, md: 0.468
						0.941	1.10	1.17			Densidad de Grano, gm/cc: 2.83
						0.906	1.16	1.24			Saturante, ppm: 165,000 NaCl
						0.893	1.21	1.30			Presión de Confinamiento net, lpc: 4500
						0.859	1.27	1.38			Resistividad del Saturante, ohm-m @ 25°C: 0.0491
						0.829	1.32	1.45			Exponente de Porosidad (m) Compuesta: 2.21
						0.779	1.46	1.63			Exponente de Porosidad (m*) Compuesta: 2.29
						0.752	1.51	1.69			Intersección-Y (a): 1.00
						0.712	1.63	1.87			

**TABLA I. Resultados para la muestra 9 del núcleo 1 de un pozo del campo S para el índice de resistividad de formación utilizando 2 electrodos a 1000 Hertz (Pemex, 2008).**



**GRÁFICA J. Resultados para la muestra 9 del núcleo 1 de un pozo del campo S para el índice de resistividad de formación utilizando 2 electrodos a 1000 Hertz (Pemex, 2008).**

# **APÉNDICE G**

## **PROPIEDADES MECÁNICAS**

**(Velocidades acústicas en muestras de tapón y DC.)**

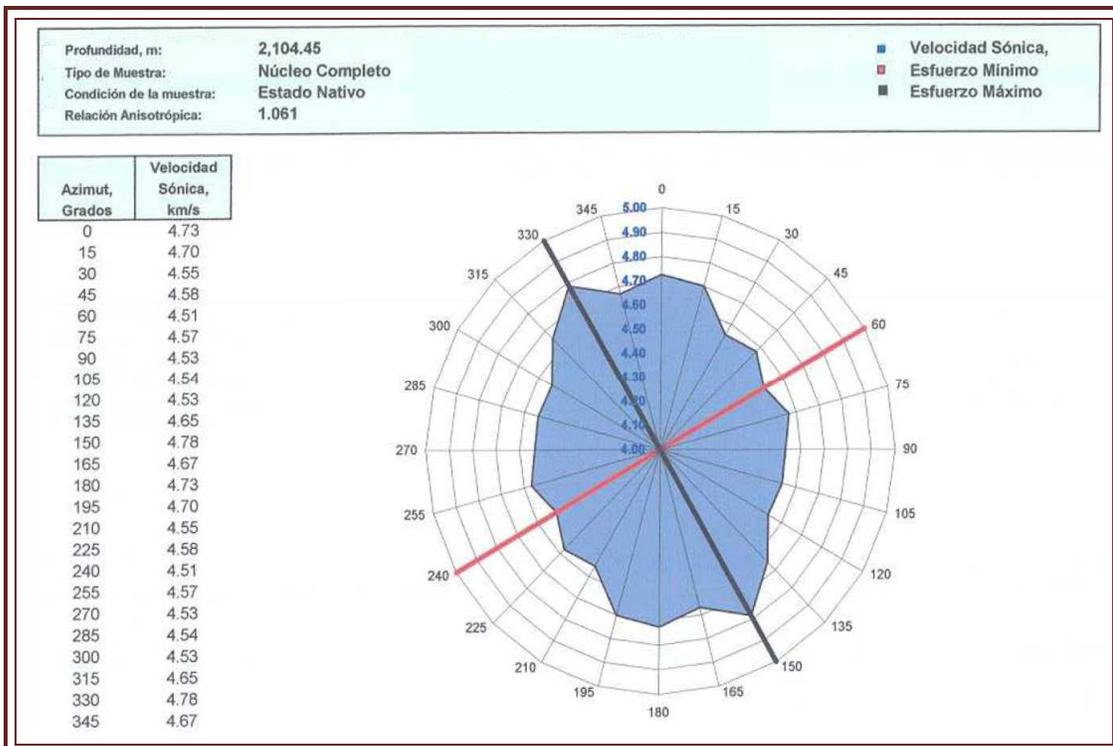
En este APÉNDICE se muestra los resultados obtenidos en laboratorio sobre las velocidades acústicas en tapones y núcleos completos, para un pozo del campo A.

**VELOCIDAD ACUSTICA EN MUESTRAS DE TAPÓN**

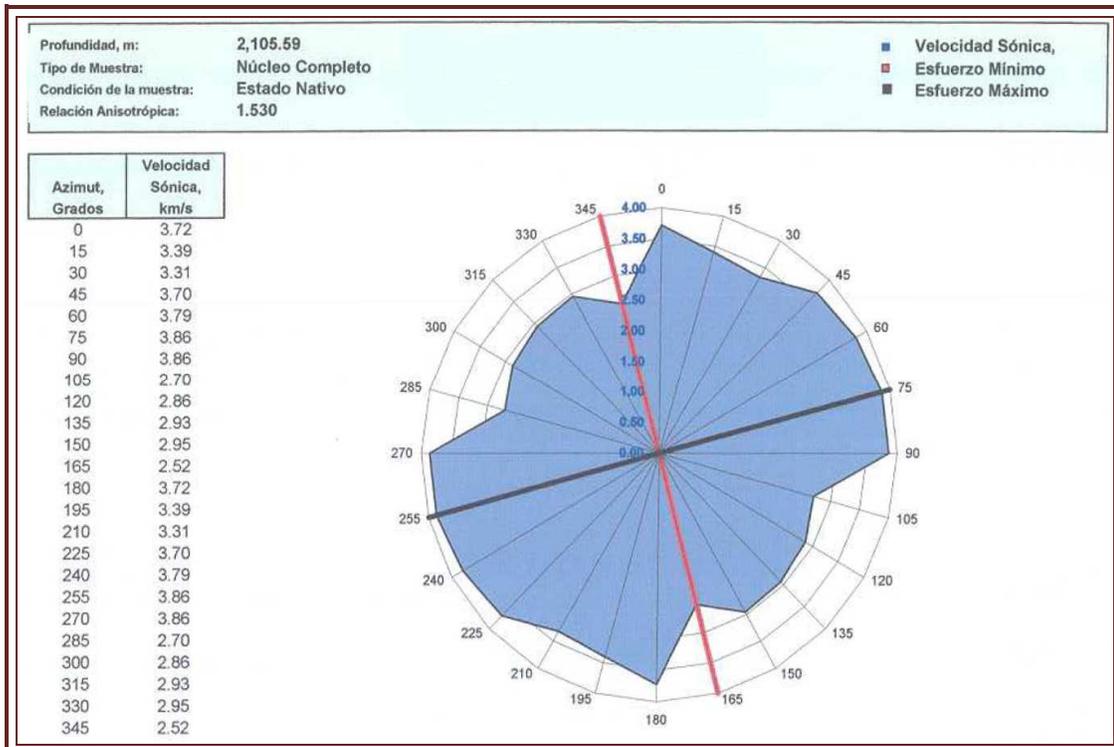
						Tipo de Muestra:	1.5 pulg de diámetro			
						Condición de la Muestra:	Saturada con salmuera			
Muestra	Profundidad, metros	Confinamiento Neto, lpc	Densidad Total, gm/cc	Velocidad		Módulo Total, 1e+06 lpc	Módulo de Young, 1e+06 lpc	Módulo de Corte, 1e+06 lpc	Relación de Poisson	
				Compresional, pies/seg	Corte, pies/seg					
F17-NMH-1	2102.94	2300	2.68	17150	9686	6.10	8.57	3.38	0.27	
F3-NMH-8	2106.02	2300	2.61	20652	11661	8.61	12.09	4.78	0.27	
F11-NMH-6	2843.47	3000	2.44	12609	6902	3.14	4.03	1.57	0.29	
F23-NMH-1	2841.20	3000	2.56	16593	8904	5.86	7.11	2.74	0.30	

**TABLA A. Resultados de velocidad ultrasónica y modulo dinámico, para dos tapones del núcleo 3 y dos del núcleo 9 (Pemex, 2008).**

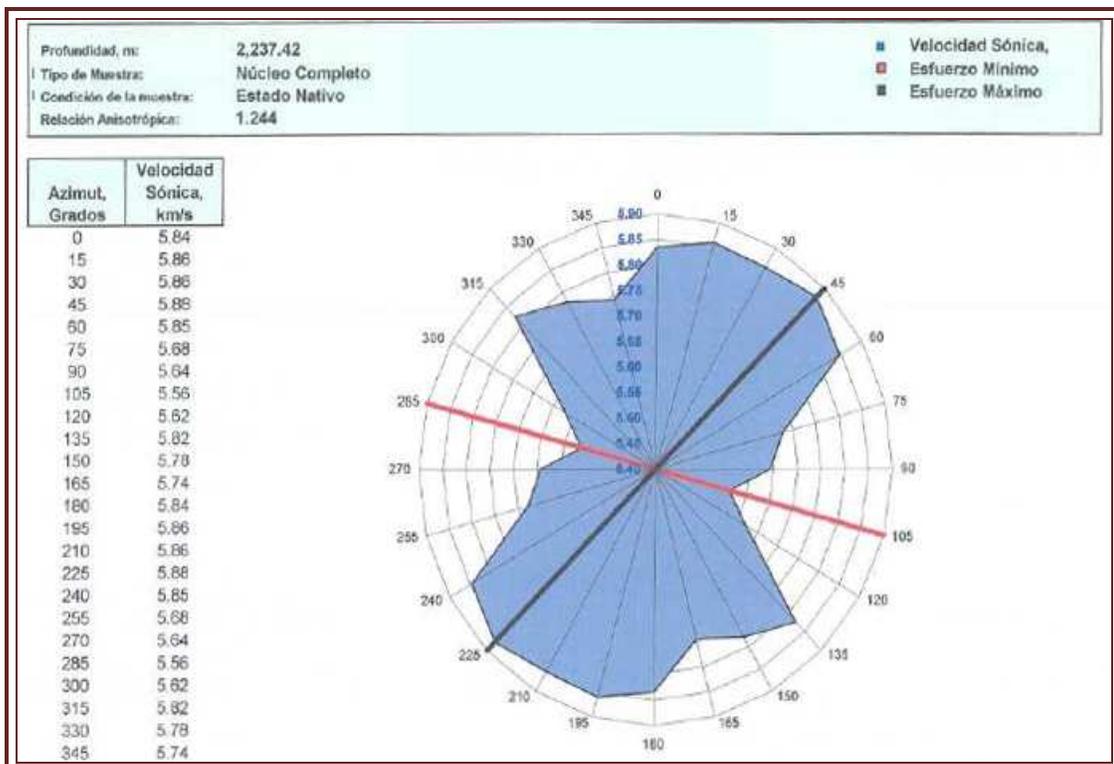
**ANISOTROPIA DE VELOCIDAD ACUSTICA EN MUESTRAS DE DIAMETRO COMPLETO**



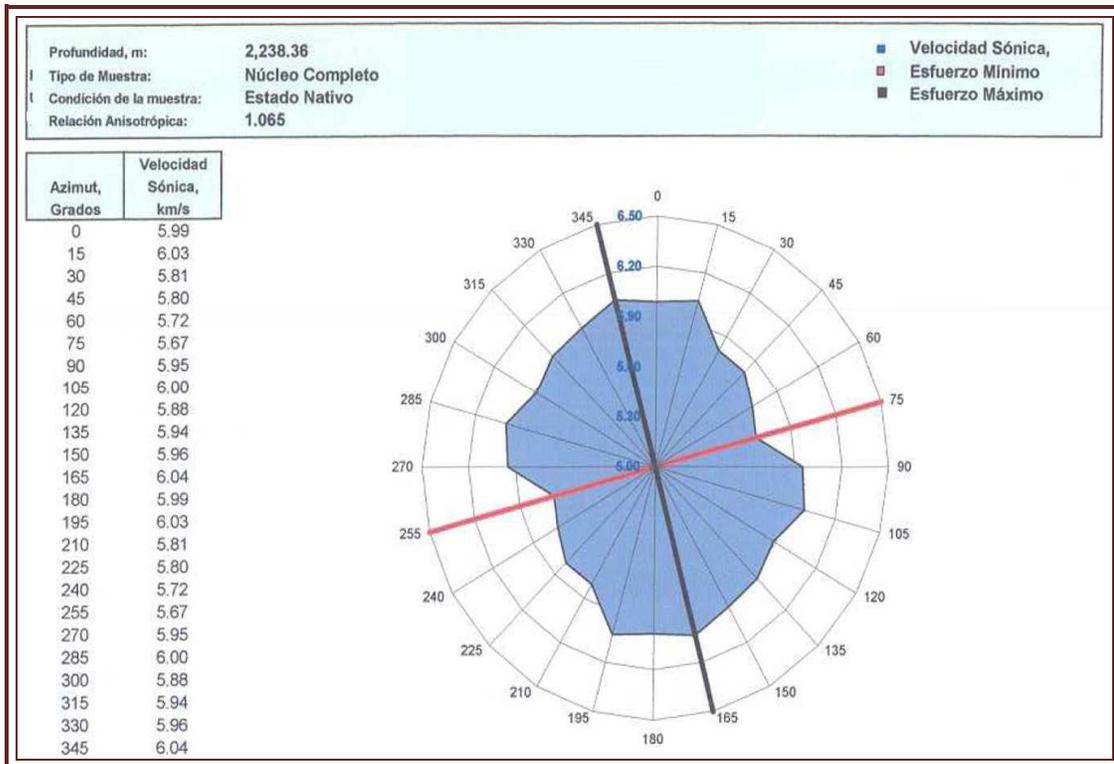
**GRÁFICA B. Resultados de anisotropía acústica (velocidad compresional) para la muestra 4 del núcleo (Pemex, 2008).**



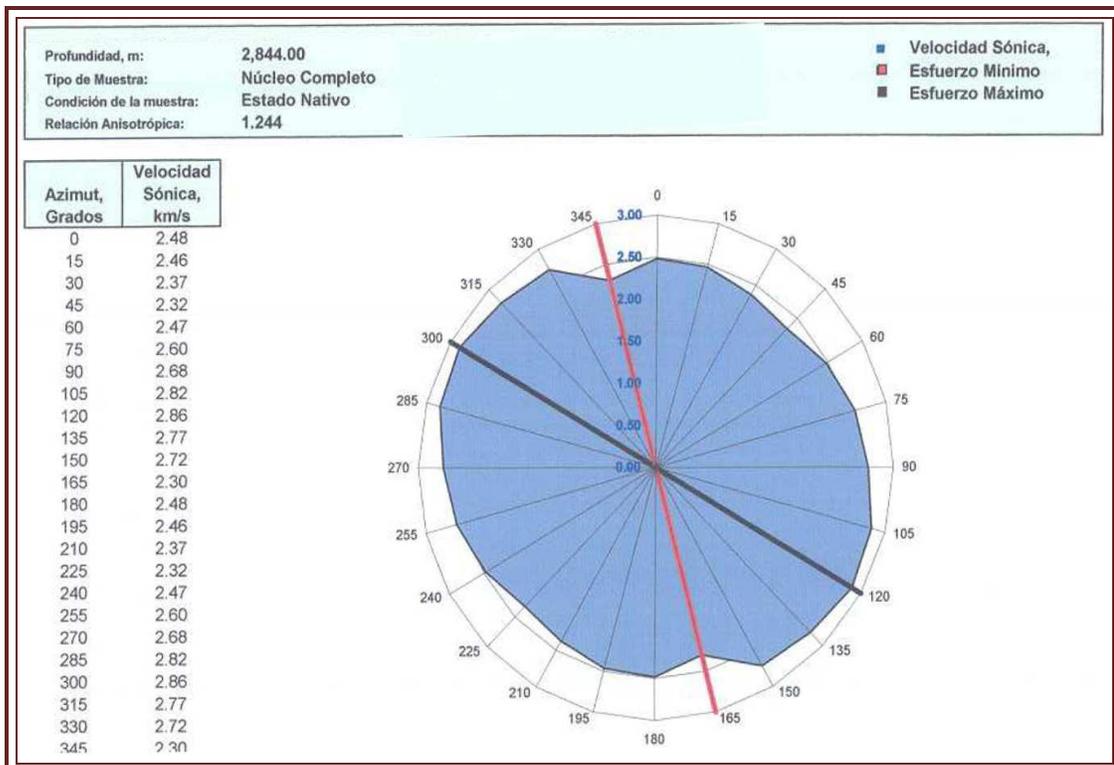
GRÁFICA. C. Resultados de anisotropía acústica (velocidad compresional) para la muestra 7 del núcleo 3 (Pemex, 2008).



GRÁFICA. D. Resultados de anisotropía acústica (velocidad compresional) para la muestra 3 del núcleo 4 (Pemex, 2008).



**GRÁFICA E.** Resultados de anisotropía acústica (velocidad compresional) para la muestra 7 del núcleo 4 (Pemex, 2008).



**GRÁFICA F.** Resultados de anisotropía acústica (velocidad compresional) para la muestra 5 del núcleo 9 (Pemex, 2008).

---

## ÍNDICE DE FIGURAS, TABLAS Y GRÁFICAS.

### ÍNDICE DE FIGURAS.

#### *Figuras en capítulos.*

FIG.1.1.	
Ubicación geográfica de los Activos Integrales de la Región Marina Noreste .....	2
FIG.1.2.	
Porcentaje de producción del país proveniente de Cantarell .....	4
FIG.1.3.	
Columna Geológica típica del complejo Cantarell .....	4
FIG.2.1.	
Ejemplo de corte de núcleo en el subsuelo con la sarta de perforación .....	7
FIG.2.2.	
Barrena con barril y corona para obtener un núcleo in situ.....	7
FIG.2.3.	
Distintos tipos de barriles y coronas empleados para la extracción de núcleos.....	8
FIG.2.4.	
Ejemplo de un núcleo orientado y guardado en forma adecuada .....	8
FIG.2.5.	
Núcleo encamisado en una formación pobremente consolidada.....	9
FIG.2.6.	
Ejemplo de la herramienta para la adquisición de núcleos de pared de pozo .....	11
FIG.2.7.	
Diferencias de funcionamiento entre perforadora tricónica y nucleadora .....	13
FIG.2.8.	
Registro y marcado en la recuperación de núcleos.....	14
FIG.2.9.	
Barrena tricónica que se utiliza en perforación de pozos convencionales .....	16
FIG.2.10.	
Barrenas de diamante y barrenas PDC.....	17

---

FIG.2.11. Coronas de diamante.....	17
FIG.2.12. Barrenas desviadoras.....	17
FIG.2.13. Barrena térmicamente estable.....	18
FIG.2.14. Barrenas PDC.....	18
FIG.2.15. Barrenas especiales .....	19
FIG.2.16. Cortadora de tapones de núcleos .....	20
FIG.2.17. Cortadora de tapones y tipos de cortes que se hacen a una muestra de DC.....	21
FIG.2.18. Cortadora de núcleos de Diametro Completo (DC).....	22
FIG.2.19. Fotografía de slabb de núcleo .....	24
FIG.2.20. Limpieza de núcleos por método Soxhlet .....	25
FIG.2.21. Limpieza de núcleos por centrífuga.....	26
FIG.2.22. Secado de muestras mediante horno eléctrico.....	27
FIG.2.23. Pesado de muestras mediante báscula electrónica.....	28
FIG.2.24. Equipo para análisis de muestras en laboratorio .....	28
FIG.2.25. Equipo para análisis de porosidad y permeabilidad .....	29

---

---

FIG.2.26. Equipo para análisis para estudios petrográficos y sedimentológicos.....	29
FIG.2.27. Picnometro de mercurio.....	31
FIG.2.28. Principio del funcionamiento del porosímetro de helio .....	33
FIG.2.29. Tapones de núcleo y permeabilidad asociada a una formacion .....	34
FIG.2.30. Permeámetro .....	35
FIG.2.31. Aparato típico de medición de permeabilidad absoluta (gases y líquidos). .....	36
FIG.2.32. Método de retorta convencional para conocer la saturación de fluidos .....	37
FIG.2.33. Método de saturación de gas .....	38
FIG.2.34. Resistivímetro .....	38
FIG.2.35. Representación del flujo de corriente eléctrica a través de una muestra.....	39
FIG.2.36. Prueba de la celda triaxial .....	41
FIG.2.37. Manipulación de las cajas con núcleos durante el proceso de inventario.....	43
FIG.2.38. Proceso de limpieza en los núcleos durante el proceso de inventario .....	43
FIG.2.39. Rotulación de fragmentos de núcleo .....	44
FIG.2.40. Rotulado elaborado a una caja de núcleo.....	45

---

---

FIG.2.41.	
Rotulación en la parte superior y lateral de una caja con núcleo.....	45
FIG.2.42.	
Fotografía de una caja de núcleo de roca.....	46
FIG.2.43.	
Ubicación de racks en una bodega donde se colocan las cajas con núcleos .....	47
FIG.2.44.	
Ubicación de cada una de las cajas en los racks .....	47
FIG.2.45.	
Colocación de etiqueta en una caja con núcleo.....	48
FIG.2.46.	
Colocación de etiqueta con datos en tapón de núcleo .....	48
FIG.2.47.	
Resguardo de los tapones en caja de madera .....	49
FIG.3.1.	
Modelo de provincias morfoestructurales de la Sonda de Campeche .....	51
FIG.3.2.	
Columna estratigráfica de la Sonda de Campeche.....	54
FIG.3.3.	
Modelo estructural para el campo Cantarell.....	59
FIG.3.4.	
Modelo <i>Fault Bend Fold</i> en bloques autocotonos y aloctonos para Cantarell .....	60
FIG.3.5.	
Eventos relaciondos con la apertura del Golfo de México.....	62
FIG.3.6.	
Sección transversal esquematica de la Cuenca del Sureste .....	63
FIG.3.7.	
Pliegues y fallas laterales por deformación en el Pilar de Akal.....	64
FIG.3.8.	
Localización de las cuencas petroleras del Sureste y del alto Reforma-Akal .....	65

---

FIG.3.9.	Etapas tectónicas del Jurásico Inferior al Terciario para el Pilar Reforma-Akal ....	66
FIG.3.10.	Modelo sedimentario del Oxfordiano Medio para la Sonda de Campeche.....	66
FIG.3.11.	Modelo sedimentario del Jurásico Sup. Kimeridgiano para la S. de Campeche ....	66
FIG.3.12.	Modelo sedimentario del Aptiano (Cretácico Inferior) para la S. de Campeche....	69
FIG.3.13.	Modelo sedimentario del Cenomaniano para la Sonda de Campeche.....	69
FIG.3.14.	Modelo sedimentario del Turoniano-Santoniano para la Sonda de Campeche .....	70
FIG.3.15.	Modelo sedimentario del Cenozoico para la Sonda de Campeche .....	70
FIG.4.1.	Plays productores para la Sonda de Campeche.....	71
FIG.4.2.	Aportación de hidrocarburos por los subsistemas generadores para Cantarell.....	72
FIG.4.3.	Distribución de Carbono Organico Total (COT) para el Titoniano y Oxfordiano ...	73
FIG.4.4.	Espesores de la secuencia de rocas generadoras del Titoniano.....	75
FIG.4.5.	Espesores de la secuencia de rocas generadoras del Titoniano.....	76
FIG.4.6.	Mapa de porosidades promedio de Roca Almacén del Oxfordiano .....	77
FIG.4.7.	Paleo topografía del Cretácico Superior para Cantarell .....	78
FIG.4.8.	Presencia de roca sello del Paleoceno en la Sonda de Campeche.....	79

---

FIG.4.9.	
Migración de hidrocarburos para el Golfo de México y la Sonda de Campeche ....	80
FIG.4.10.	
Configuración de trampas Akal, Sihil, Chac y Kutz para el Complejo Cantarell.....	81
FIG.4.11.	
Modelos 3D de los campos Akal, Sihil, Chac y Kutz .....	82
FIG.4.12.	
Sincronía de eventos para la Sonda de Campeche .....	83
FIG.5.1.	
Ubicación de los pozos en el Campo A .....	85
FIG.5.2.	
Ubicación de los pozos en el Campo S .....	85
FIG.5.3.	
Ubicación de los pozos en el Campo K .....	86
FIG.5.4.	
Goniómetro para fracturas orientadas en un núcleo.....	88
FIG.5.5.	
Pedacera de núcleo del pozo K .....	89
FIG.5.6.	
Diagramas estereográficos y de fracturas para un pozo del campo S .....	93
FIG.5.7.	
Mapa de direcciones preferenciales de fracturas para la S. de Campeche.....	94
FIG.5.8.	
Microscopia polarizador.....	95
FIG.5.9.	
Imágenes de láminas delgadas para el pozo K .....	96
FIG.5.10.	
Microscopio Electrónico de Barrido (imagen de dolomía en la S. de Campeche)..	96
FIG.5.11.	
Tipos básicos de porosidad y textura en los sedimentos.....	97

---

---

FIG.5.12.	
Clasificación de las calizas de Dunham, Embry y Klován.....	98
FIG.5.13.	
Clasificación de las calizas de Folk .....	99
FIG.5.14.	
Secuencia paragenética de rocas carbonatadas .....	99
FIG.5.15.	
Fotomicrografías de dolomita del campo S .....	100
FIG.5.16.	
Fotomicrografías de microscopio electrónico en rocas carbonatadas .....	101
FIG.5.17.	
Fotomicrografías de microscopio electrónico en dolomitas.....	101
FIG.5.18.	
Fotomicrografías en dolomías en el campo S.....	102
FIG.5.19.	
Resultados de conteo de puntos para el pozo del Campo S .....	103
FIG.5.20.	
Diagrama de flujo del desarrollo diagenético de una arenisca .....	104
FIG.5.21.	
Secuencia paragenética en rocas silicásticas.....	105
FIG.5.22.	
Fotomicrografías de rocas silicásticas en el campo A.....	106
FIG.5.23.	
Diagrama Ternario de clasificación de las areniscas .....	107
FIG.5.24.	
Resultado de conteo de puntos para el pozo del campo A.....	108
FIG.5.25.	
Supercrecimiento de cuarzo autigeno del campo A .....	109
FIG.5.26.	
Porosidad intergranular en rocas silicásticas en muestra de lámina delgada .....	109

---

---

FIG.5.27.	
Difractómetro de Rayos X .....	110
FIG.5.28.	
Tomografía para fragmentos de roca para el campo K.....	112
FIG.5.29.	
Equipo para la obtención de la radiactividad natural de núcleos .....	113
FIG.5.30.	
Curvas de Gamma Espectrales en los núcleos del campo K .....	114
FIG.5.31.	
Registro geofísico del pozo del campo K .....	115
FIG.5.32.	
Descripción litológica de un núcleo del campo K.....	116
FIG.5.33.	
Fotografía de fragmentos de núcleos de roca con luz natural .....	117
FIG.5.34.	
Fotografía de fragmentos de núcleos de roca con luz ultravioleta .....	117
FIG.6.1.	
Esquema idealizado de un yacimiento de petróleo .....	118
FIG.6.2.	
Valores de $\Phi$ (porosidad), en función de empacamiento y tamaño de grano .....	119
FIG.6.3.	
Clasificación de la porosidad .....	120
FIG.6.4.	
Efecto del flujo de permeabilidad "K" .....	121
FIG.6.5.	
Representación esquemática del efecto Klinkenberg .....	123
FIG.6.6.	
Diagrama esquemático de saturación .....	126
FIG.6.7.	
Equilibrio de fuerzas en una interfase (agua-aceite-sólido).....	128

---

FIG.6.8.	
Angulo de contacto (mojabilidad) .....	129
FIG.6.9.	
Presión capilar en zona de transición en una formación (agua-aceite).....	132
FIG.6.10.	
Tipos de esfuerzos (Tensión,Comprensión y Cizalla) .....	144
FIG.6.11.	
Deformación por compresión y extensión.....	145
FIG.6.12.	
Relación esfuerzo-distorsión para deformaciones plásticas y elásticas .....	146
 <b><i>Figuras en apéndices.</i></b>	
Fotografía A, <i>apéndice A</i>	
Descripción muestra de DC brecha sedimentaria (PARTE SUPERIOR) .....	iii
Fotografía B, <i>apéndice A</i>	
Descripción muestra de DC brecha sedimentaria (PARTE MEDIA) .....	iv
Fotografía C, <i>apéndice A</i>	
Descripción muestra de DC brecha sedimentaria (PARTE INFERIOR) .....	v
Microfotografía A, <i>apéndice B</i>	
Roca carbonatada a 4852.95m (Pozo S, Campo S,12.5 X).....	viii
Microfotografía B, <i>apéndice B</i>	
Roca carbonatada a 4852.95m (Pozo S, Campo S,100 X).....	viii
Microfotografía C, <i>apéndice B</i>	
Roca carbonatada a 4852.95m (Pozo S, Campo S,SEM) .....	ix
Microfotografía D, <i>apéndice B</i>	
Roca carbonatada a 4852.95m (Pozo S, Campo S,SEM) .....	ix
Microfotografía E, <i>apéndice B</i>	
Roca carbonatada a 4852.95m (Pozo S, Campo S,SEM) .....	x
Microfotografía F, <i>apéndice B</i>	
Roca carbonatada a 4852.95m (Pozo S, Campo S,SEM) .....	x
Microfotografía 1A, <i>apéndice C</i>	
Roca detrítica a 2840.65m (Pozo A, Campo A,12.5 X) .....	xiii

Microfotografía 1B, <i>apéndice C</i>	
Roca carbontada a 2840.65m (Pozo A, Campo A,100 X) .....	xiii
Microfotografía 1C, <i>apéndice C</i>	
Roca detrítica a 2840.65m (Pozo A, Campo A,SEM) .....	xiv
Microfotografía 1D, <i>apéndice C</i>	
Roca detrítica a 2840.65m (Pozo A, Campo A,SEM) .....	xiv
Microfotografía 1E, <i>apéndice C</i>	
Roca detrítica a 2840.65m (Pozo A, Campo A,SEM) .....	xiv
Microfotografía 1F, <i>apéndice C</i>	
Roca detrítica a 2840.65m (Pozo A, Campo A,SEM) .....	xiv

### ÍNDICE DE TABLAS.

#### *Tablas en capítulos.*

TAB.1.1.	
Los campos petroleros más grandes del mundo .....	3
TAB.2.1.	
Tipos de barrenas más utilizados para la perforación de pozos petroleros .....	15
TAB.2.2.	
Datos para registrar y verificar información más relevante de los núcleos .....	42
TAB.3.1.	
Cronología de la apertura del Golfo de México.....	61
TAB.5.1.	
Formato de descripción integral de núcleos.....	87
TAB.5.2.	
Datos obtenidos para 34 fracturas de un pozo del campo S .....	90
TAB.5.3.	
Datos que corresponden a planos de estratificación del pozo del campo S .....	91
TAB.5.4.	
Histograma obtenido por ángulo corregido de fracturas de pozo del campo S ....	92
TAB.5.5.	
Resultados de Análisis de DRX para un pozo del campo K.....	111

**Tablas en apéndices.**

TABLA A, <i>apéndice E</i>	
Resultados de mojabilidad (campo A) .....	xix
TABLA B, <i>apéndice E</i>	
Resultados de Presión Capilar por Centrifuga (campo A) .....	xix
TABLA G, <i>apéndice E</i>	
Resultados de permeabilidad relativa Gas-Aceite (campo A) .....	xxii
TABLA I, <i>apéndice E</i>	
Resultados de permeabilidad relativa Agua-Aceite (campo A) .....	xxiii
TABLA A, <i>apéndice F</i>	
Resultados de factor de formación (campo S) .....	xxv
TABLA C, <i>apéndice F</i>	
Resultados de índice de resistividad (campo S,M3N1) .....	xxvi
TABLA E, <i>apéndice F</i>	
Resultados de índice de resistividad (campo S,M5N1) .....	xxvii
TABLA G, <i>apéndice F</i>	
Resultados de índice de resistividad (campo S,M6N1) .....	xxviii
TABLA I, <i>apéndice F</i>	
Resultados de índice de resistividad (campo S,M9N1) .....	xxix
TABLA A, <i>apéndice F</i>	
Resultados de velocidad acustica en muestras de tapón (campo A) .....	xxxi

**ÍNDICE DE GRÁFICAS.****Gráficas en capítulos.**

FIG.1.2.	
Porcentaje de producción del país proveniente de Cantarell .....	4
TAB.5.4.	
Histograma obtenido por angulo corregido de fracturas de pozo del campo S ....	92
FIG.6.5.	
Representación esquematica del efecto Klinkenberg .....	123

**Gráficas en apéndices.**

GRÁFICA A, <i>apéndice D</i> Permeabilidad vs Porosidad para el pozo A (campo A) .....	xvi
GRÁFICA B, <i>apéndice D</i> Permeabilidad vs Porosidad para el pozo S (campo S) .....	xvii
GRÁFICA C, <i>apéndice E</i> Resultados de Presión Capilar para la muestra F17-NMH-1 (pozo y campo A).....	xx
GRÁFICA D, <i>apéndice E</i> Resultados de Presión Capilar para la muestra F4-NMH-7 (pozo y campo A) .....	xx
GRÁFICA E, <i>apéndice E</i> Resultados de Presión Capilar para la muestra F9-NMH-7 (pozo y campo A) .....	xxi
GRÁFICA F, <i>apéndice E</i> Resultados de Presión Capilar para la muestra F8-NMH-8 (pozo y campo A) .....	xxi
GRÁFICA H, <i>apéndice E</i> Resultados de Perm. Relativa de la muestra N2 F22-NMH-2 (Gas-Aceite).....	xxii
GRÁFICA J, <i>apéndice E</i> Resultados de Perm. Relativa de la muestra N2 F22-NMH-2 (Agua-Aceite).....	xxiii
GRÁFICA B, <i>apéndice F</i> Resultados de Factor de Formación (pozo y campo S) .....	xxv
GRÁFICA D, <i>apéndice F</i> Resultados de Índice de Resistividad para la muestra 3N1 (pozo y campo S) ...	xxvi
GRÁFICA F, <i>apéndice F</i> Resultados de Índice de Resistividad para la muestra 5N1 (pozo y campo S) ...	xxvii
GRÁFICA H, <i>apéndice F</i> Resultados de Índice de Resistividad para la muestra 6N1 (pozo y campo S) ..	xxviii
GRÁFICA J, <i>apéndice F</i> Resultados de Índice de Resistividad para la muestra 9N1 (pozo y campo S) ...	xxix
GRÁFICA B, <i>apéndice G</i> Resultados Anisotropía Acústica en DC para muestra 4N3 (pozo y campo A)....	xxxi

GRÁFICA C, *apéndice G*

Resultados Anisotropía Acústica en DC para muestra 7N3 (pozo y campo A)....xxxii

GRÁFICA D, *apéndice G*

Resultados Anisotropía Acústica en DC para muestra 3N4 (pozo y campo A)....xxxii

GRÁFICA E, *apéndice G*

Resultados Anisotropía Acústica en DC para muestra 7N4 (pozo y campo A)....xxxii

GRÁFICA F, *apéndice G*

Resultados Anisotropía Acústica en DC para muestra 5N9 (pozo y campo A)....xxxii