

Universidad Nacional Autónoma de México



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO**



Facultad de Ingeniería

División de Ingeniería en

Ciencias de la Tierra

*“Análisis de Registros de Pozo de
Propiedades Magnéticas en Rocas
Carbonatadas y Brechas”*

TESIS

Qué Para Obtener el Título de

INGENIERO PETROLERO

Presenta

JESÚS GASPAS HERNÁNDEZ JUÁREZ

DIRECTOR DE TESIS:

Dr. Jaime Urrutia Fucugauchi

Ciudad Universitaria, México D.F. Junio 2013

Agradecimientos

Como una muestra de mi cariño y agradecimiento por todo el amor, el apoyo brindado y porque hoy veo llegar a su fin una de las metas primordiales de mi vida, quiero agradecer a mis padres quienes han hecho de mí una persona de bien, sabiendo que no existe forma alguna de agradecerles una vida de sacrificio y esfuerzo, quiero que sepan que esta meta alcanzada también es de ustedes y que la fuerza que me permitió conseguirlo fue su apoyo y dedicación para conmigo. Para mis padres mi más profundo agradecimiento, por todo el amor y las enseñanzas que me han dado ya que ellos han forjado la persona que soy.

A mis hermanos por su comprensión, confianza, su amor y amistad incondicional, porque sin su apoyo no hubiera sido posible la culminación de mi carrera profesional, porque además son ustedes el motor que me impulsa cada día, gracias por todo y cada uno de los momentos que como familia hemos pasado juntos.

*Un especial agradecimiento al **Dr. Jaime Urrutia Fucugauchi** por haber guiado esta investigación, por el tiempo dedicado a la misma, por su colaboración con material, recomendaciones y por compartirnos su experiencia en el tema desarrollado, gracias Doctor sin su apoyo no hubiera sido posible la culminación de nuestra tesis y sobre todo de esta etapa de mi vida. Además quiero dar un agradecimiento extra por el total apoyo durante el desarrollo de mi tesis, la confianza puesta en mí para el desarrollo de la misma y por los conocimientos transmitidos.*

Finalmente quisiera agradecer a mi Alma Mater; la Universidad Nacional Autónoma de México por haberme formado como profesionalista y en especial a la Facultad de Ingeniería, que me ha dado la oportunidad de consolidarme académicamente y de la cual es un orgullo ser egresado.

Índice

Resumen	1
1. Registros geofísicos	5
1.1. Definición de registros geofísicos	5
1.2. Tipos de registros geofísicos	6
1.3. Tipos de herramientas usadas durante el proceso de toma de registros	7
1.4. Descripción de registros petrofísicos	10
2. Brechas carbonatadas	24
2.1. Factores de incertidumbre en yacimientos carbonatados	25
2.2. Propiedades petrofísicas en rocas carbonatas	28
2.3. Plataforma carbonatada de Yucatán	30
3. Estudio de núcleos de pozo	34
3.1. Generalidades del pozo Yaxcopoil-1	34
3.2. Perforación del pozo Yaxcopoil-1	35
3.3. Recuperación de núcleos del pozo Yaxcopoil-1	36
3.4. Generalidades de las cajas de núcleos	38

Análisis Registros de Pozo de Propiedades Magnéticas en Brechas Carbonatadas

UNAM

3.5. Medición de susceptibilidad magnética	39
3.6. Medición de densidad de los núcleos	41
3.7. Medición de tiempo de reacción química	45
3.8. Resultados obtenidos en las pruebas	46
4. Análisis e interpretación	70
4.1. Áreas de oportunidad en la caracterización de secuencias carbonatadas	70
4.2. Análisis e interpretación de secuencia carbonatada del pozo Yaxcopoil-1	71
4.3. Observaciones sobre intervalos examinados	71
4.4. Análisis estadístico de propiedades medidas	80
4.5. Interpretación integral de núcleos examinados	82
Conclusiones y Recomendaciones	84
Bibliografía	87



Resumen

Resumen de Tesis

Los procesos implicados en la extracción de Hidrocarburos representan fuertes cantidades de dinero relacionadas por costos de capital y operación; estos procesos corresponden a las tres grandes áreas de la Ingeniería petrolera: Yacimientos, Perforación, Producción.

Cada una de estas áreas presenta vastas oportunidades y retos, de tal manera que las áreas mencionadas están íntimamente conectadas, esto significa que el mejoramiento de cada una de ellas repercutirá mutuamente en desarrollo a las demás. El área de yacimientos representa un espacio indiscutible de investigación debido a los juicios y deducciones de ingeniería obtenido en dicha área.

Una de las tareas sustantivas de la ingeniería en yacimientos es la caracterización de formaciones, dicha tarea nos con lleva a determinar de manera exitosa intervalos productores.

La ingeniería en Yacimientos, Utiliza variados métodos de campo y de laboratorio para caracterizar formaciones de entre las cuales destacan:

- En campo: recuperación de núcleos, registros petrofísicos y análisis de muestra de canal.
- El laboratorio: medición de propiedades petrofísicas y análisis de propiedades geoquímicas de núcleos.

Este trabajo de investigación de tesis coadyuva a la caracterización estática de formaciones carbonatadas por medio del análisis de núcleos de pozos de enfocado en propiedades magnéticas en rocas carbonatados y brechas.

Los núcleos antes mencionados anteriormente han sido sometidos a variadas pruebas de laboratorio, con el fin de llegar a una interpretación de los resultados obtenidos.

En los capítulos iniciales de la tesis se abordan los conceptos fundamentales referidos a la descripción de los registros petrofísicos de pozos y a la geología de carbonatos y brechas.

En estos capítulos se exponen la clasificación y descripción del principio de operación de los métodos existentes de registros petrofísicos de pozo, así como también se presenta la situación actual de hidrocarburos contenidos en las formaciones antes mencionadas.

A lo largo de los capítulos posteriores de la tesis se explican detalladamente los instrumentos y procedimientos que nos llevan a realizar una buena caracterización estática.

En estos capítulos se exponen algunas técnicas para el muestreo de núcleos, así como también los materiales e instrumentos que ayudan a realizar mediciones de propiedades de núcleos en el laboratorio. También se explican los procesos a los que fueron sometidos los núcleos y los resultados de los mismos.

En el último capítulo se realiza un análisis estadístico basado en los resultados obtenidos en el estudio de núcleos de perforación. En este capítulo también existe un apartado de interpretación de datos, donde se realiza una delimitación de facies. El propósito de esta delimitación es precisamente determinar la variación de capas o facies de las rocas a pequeña escala, lo que trae inherentemente como consecuencia una mejor caracterización de las formaciones carbonatadas.

Capítulo 1



Registros de pozo

Registros geofísicos

1.1 Definición de registros geofísicos

La extracción eficiente y rentable de hidrocarburos depende de innumerables parámetros, uno de los cuales es precisamente la correcta caracterización de formaciones. Es para efecto de lo anterior, existen diversos métodos de caracterización, de los cuales destacan:

- Estudio continuo de fluidos de perforación.
- Análisis de núcleos de extracción.
- Introducción de dispositivos conductores (registros geofísicos)

De estos métodos de caracterización, el que aporta la mayor y más confiable información es el registro geofísico. Actualmente los registros geofísicos presentan un amplio rango de tipos y capacidades de medición. Un registro geofísico se define como la representación gráfica (**X Vs Y**) de una propiedad de la roca con respecto a la profundidad. Geométricamente, el eje y representa la profundidad y el eje x representa los valores de algunos parámetros o propiedades del pozo, tales como lo son: **porosidad, densidad, tiempo de tránsito, resistividad, etc.**

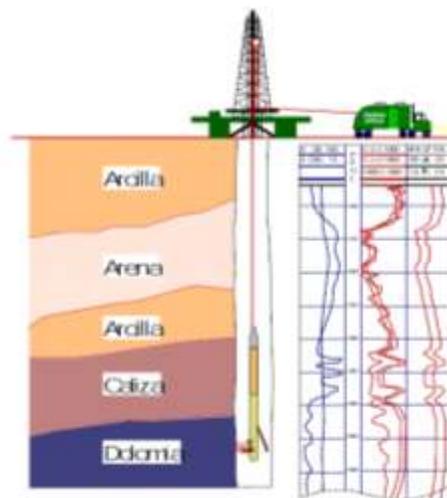


Figura. 1.1. Esquema de proceso de obtención de registros de pozo.

1.2 Tipos de registros geofísicos

Para llevar a cabo la toma de registros de pozos, se utiliza una unidad móvil, la cual cuenta con un sistema computarizado para la obtención y procesamiento de datos. Los registros se general al hacer pasar lentamente sensores localizados en una sonda a lo largo del pozo.



Figura. 1.2. Unidad de toma de registros petrofísicos

Existen variados objetivos en lo que se refiere a la toma de registros geofísicos, de los cuales destacan los siguientes:

- Determinación de la delimitación o cambio de litología a lo largo del pozo.
- Determinación cuantitativa de la porosidad del medio.
- Cuantificación de valores de saturación de fluidos y densidad.
- Medición de diámetro del pozo.
- Evaluación del cemento colocado detrás de la tubería de revestimiento.
- Desviación y rumbo del pozo.
- Evaluación de las condiciones mecánicas de las tuberías de revestimiento.

Dentro de la clasificación de registros petrofísicos tenemos dos grupos principales: registros en agujero abierto y registros en agujero revestido, cada uno de los cuales asocia registros petrofísicos específicos. La clasificación es la siguiente:

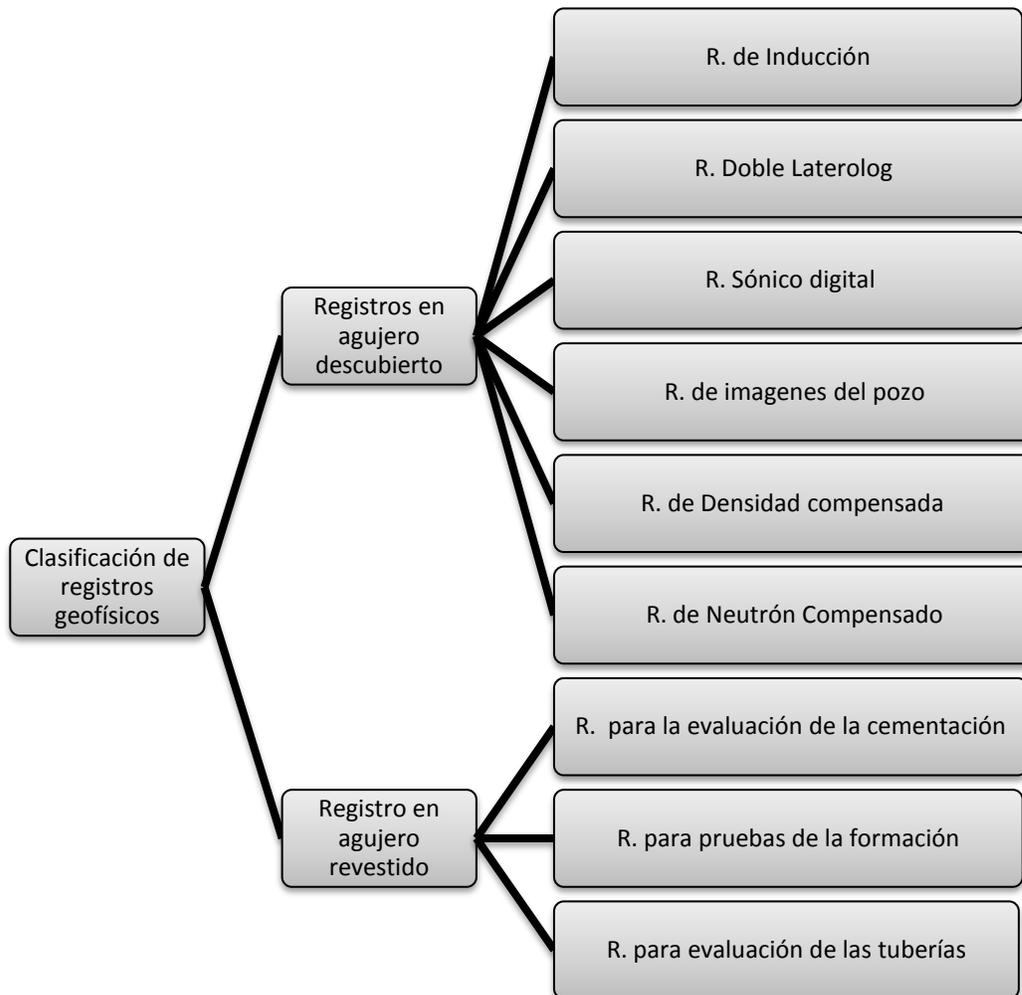


Figura. 1.3. Clasificación de los registros geofísicos.

1.3 Tipos de herramientas usadas durante el proceso de toma de registros

El equipo de muestreo en el pozo consta básicamente de una sonda suspendida en el extremo inferior de un cable de acero. Dicha sonda alberga los sensores y el equipo electrónico necesario para enviar los datos adquiridos hacia la superficie a través del cable.

La clasificación de los tipos de sondas está en función de la fuente energética que realiza la medición de parámetros.

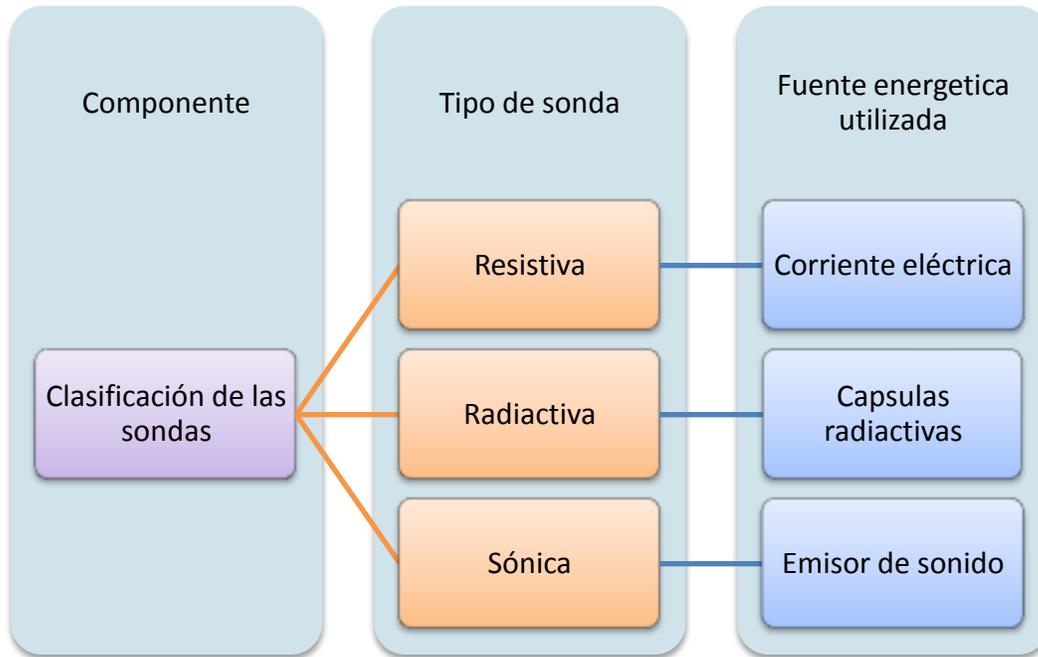


Figura. 1.4. Clasificación de las sondas utilizadas para la toma de registros.

Herramientas de fondo

Eléctricas Radiactivas Sónicas

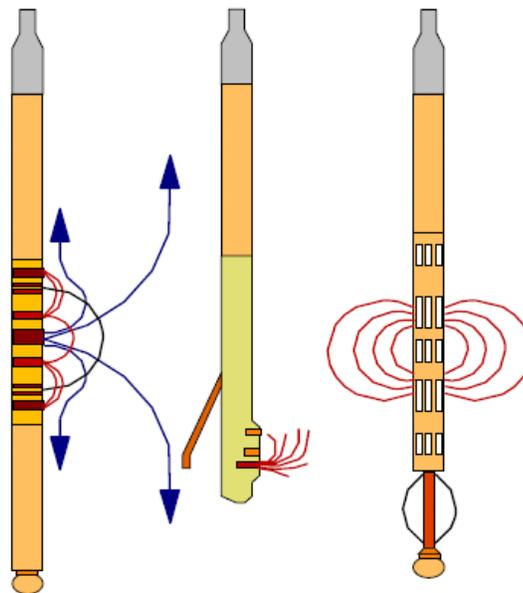


Figura. 1.5. Clasificación de las herramientas de fondo para la toma de registros.

De la clasificación anterior podemos desprender una clasificación secundaria, que presenta los registros petrofísicos propios de cada tipo de sonda empleado en la adquisición de los mismos.



Figura. 1.6. Clasificación de los registros geofísicos con base en el tipo de herramienta usada para la adquisición de datos.

1.4 Descripción de Registros Petrofísicos

A continuación se procederá a describir las funciones nucleares de cada uno de los registros petrofísicos mencionados en esta sección.

1.4.1 Registros resistivos

Las medidas de resistividad de agua de la formación, se usan para obtener la saturación de agua, a su vez, con estos datos de saturación de agua somera y profunda, se realiza una comparación para evaluar la productividad de la formación. Cabe mencionar que la resistividad de una formación se encuentra en función del tipo de fluido contenido en la misma y de las características del medio poroso.

En las formaciones de carbonatos de baja porosidad se tienen resistividades muy altas, esto significa que para caracterizar este tipo de formaciones se deben realizar tomas de registros de resistividad con herramientas apropiadas.

1.4.2 Registro de doble inducción fasoral

Este tipo de registro utiliza una herramienta que realiza mediciones de resistividad en tres diferentes profundidades de investigación. Las zonas de alcance de este registro son: **zona virgen, zona barrida y zona de transición**. Este registro permite obtener valores exactos de resistividad, esto es debido a que utiliza una herramienta equipada con un sistema de auto calibración, la cual mejora la precisión de la respuesta y reduce el efecto de las condiciones externas.

Cabe mencionar que el sistema digital de transmisión de datos utilizados por este registro, permite comunicar una mayor cantidad de datos libres de señales de ruido.

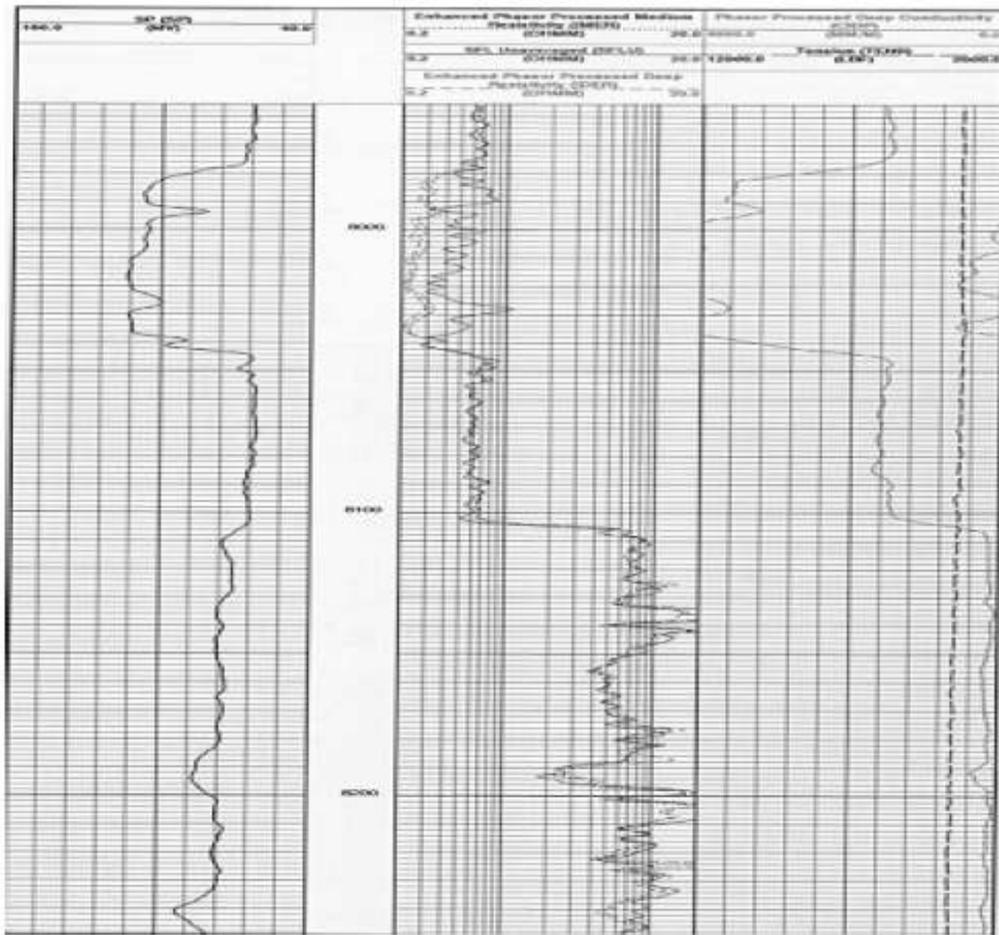


Figura. 1.7. Registro doble inducción fasorial.

Existen aplicaciones específicas referentes a este tipo de registro geofísico, las cuales son las siguientes:

- Visualización gráfica e interpretación de formaciones que presentan grandes radios de invasión.
- Caracterización de formaciones que tienen rangos con valores medianos y altos de resistividad.
- Con este registro es posible caracterizar formaciones en las cuales se han usado lodos no conductivos como fluidos de perforación.

1.4.3 Registro de Doble Laterolog Telemétrico

El registro de doble laterolog proporciona dos mediciones con dos mediciones con la mayor profundidad de investigación, de tres mediciones necesarias que se requieren para determinar la resistividad de la zona invadida y la zona virgen.

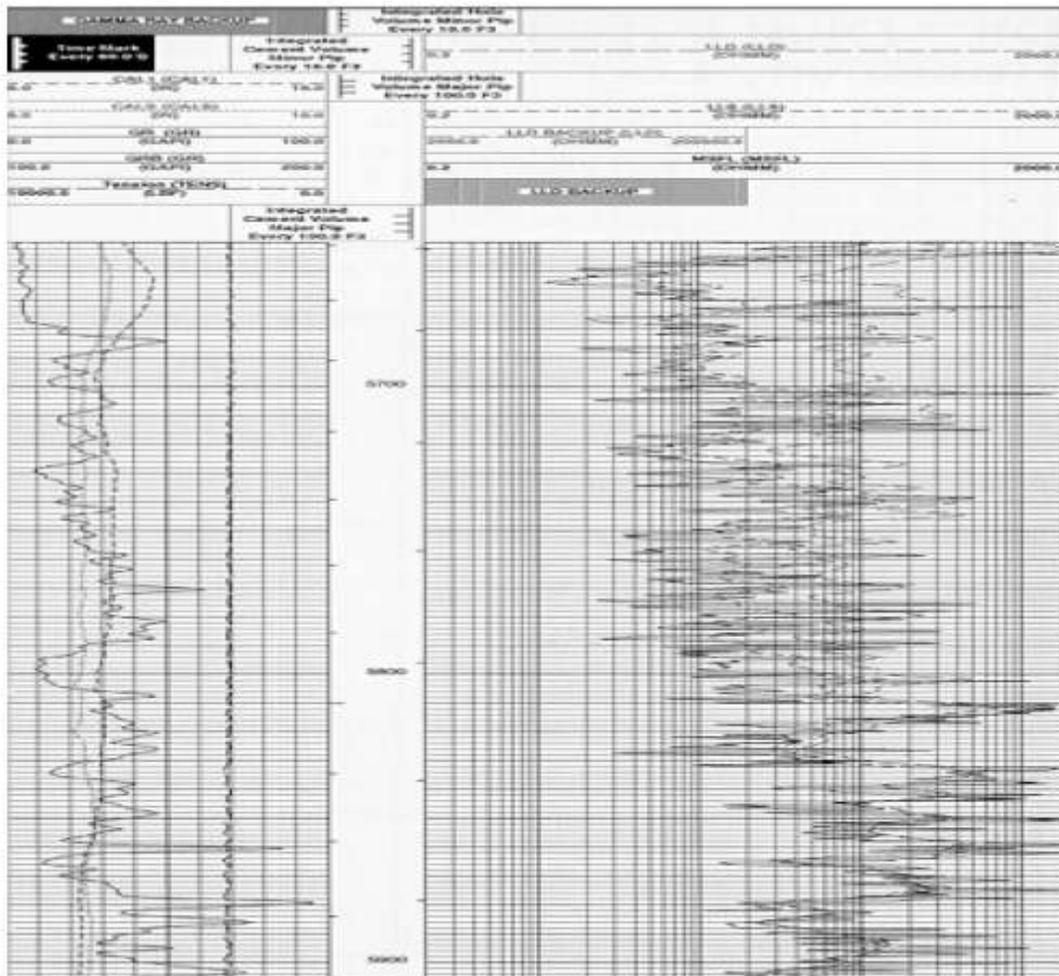


Figura.1.8. El registro de doble laterolog.

El registro de doble laterolog permite que varíe tanto el voltaje emitido como la corriente, siempre y cuando el potencial que se produce sea constante; por lo tanto este registro brinda un amplio rango de mediciones.

Las aplicaciones principales de este registro son las enunciadas a continuación:

- Indica zonas donde contienen hidrocarburos móviles
- Permite obtener resistividades en la zona virgen y en la zona lavada
- Detección casi simple vista de presencia de hidrocarburos
- Control de profundidad durante los procesos de perforación

1.4.4 Registro microesférico enfocado

Este registro se basa en el principio de enfoque esférico usado en los equipos de inducción pero con un espaciamiento de electrodos mucho menor. Durante la toma de este registro, los electrodos de la herramienta usada se apoyan directamente sobre la pared del pozo.

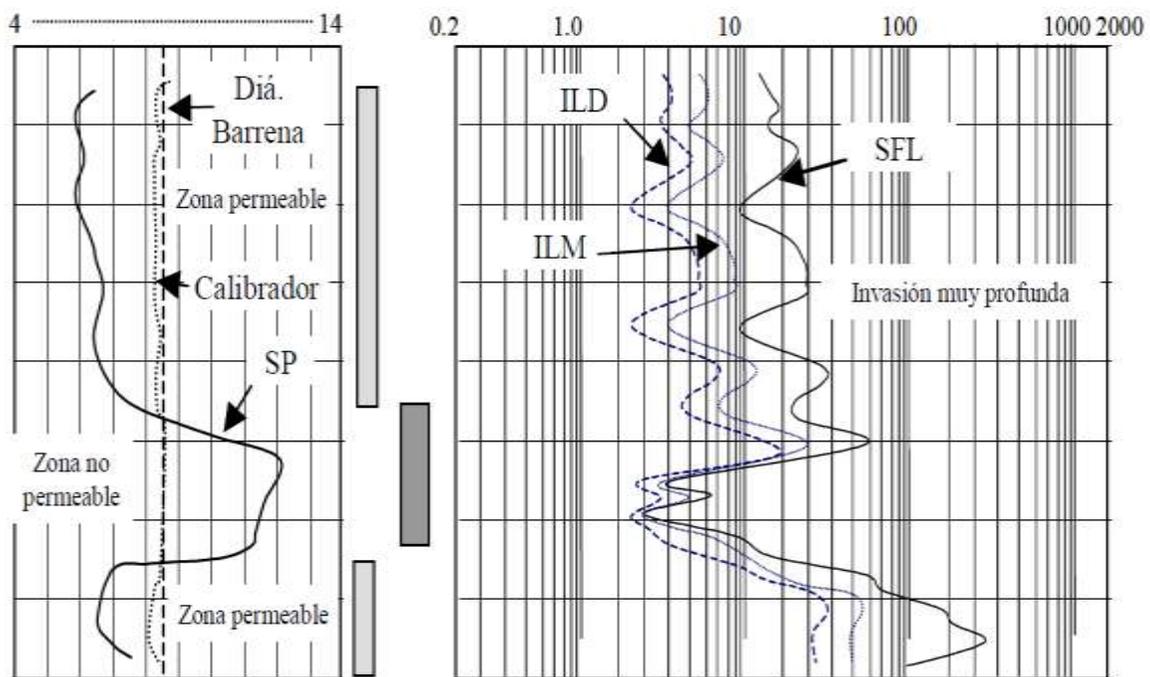


Figura 8 Registro Microesférico Enfocado.

Figura. 1.9. Registro micro esférico enfocado.

Este arreglo en los componentes de la herramienta reduce el efecto no deseado que es causado por el enjarre en las paredes del pozo. Gracias a este arreglo es posible mantener una adecuada profundidad de investigación

Las principales aplicaciones del registro micro esférico enfocado son:

- Proporciona datos de calibración del pozo
- Localización de zonas porosas y permeables
- Indica zonas con contenido de hidrocarburos móviles

1.4.5 Registros nucleares

La determinación de los valores de porosidad de formaciones se puede obtener de manera directa a través de registros geofísicos nucleares. Esto se logra gracias a la medición e interpretación de la interacción que presentan las partículas radiactivas de la fuente con la formación:

Los mecanismos utilizados para este tipo de registros utilizan fuentes radiactivas. Las herramientas para medir la radiación natural de la formación no requieren de fuentes radiactivas, ya que la información que proporciona la formación es suficiente para determinar la arcillosidad y el contenido de minerales radiactivos. Los registros de neutrón compensado y litodensidad requieren fuentes radiactivas, la cuales deben emitir neutrones de alta velocidad y rayos gamma de alta energía. Debido a la diferencia que existe en la interacción de las partículas radiactivas utilizadas por cada tipo de registro sobre la formación, resulta de gran utilidad comparar directamente las respuestas obtenidas para la determinación de zonas con gas, arcilla, etc.

Entonces la definición concreta de cada uno de los siguientes registros es:

1.4.6 Registro de neutrón compensado

Este tipo de registro utiliza una herramienta que contiene una fuente radiactiva (la cual consta de un generador de neutrones de alta velocidad) y dos detectores.

El principio de medición de esta herramienta está basado en la relación de conteo de los dos detectores instalados. Esta relación refleja la forma en la cual la densidad de neutrones decrece con respecto a la distancia entre la fuente y el receptor, lo cual es causado por el fluido presente en la formación (cantidad de hidrógeno presente). Dicho de otra forma, el hidrógeno presente en los poros de la formación nos dará directamente el valor cuantitativo de dicha porosidad.

Este tipo de registro es útil para indicar los intervalos donde existe presencia de gas. Esto es debido a que al medir la cantidad de nitrógeno presente en el gas (el cual presenta una cantidad baja) éste arrojará una porosidad media baja.

Las principales aplicaciones del este tipo de registro son:

- Determinación de la porosidad
- Detección de intervalos con gas
- Identificación plena del cambio de litología
- Determinación de contenido de arcilla

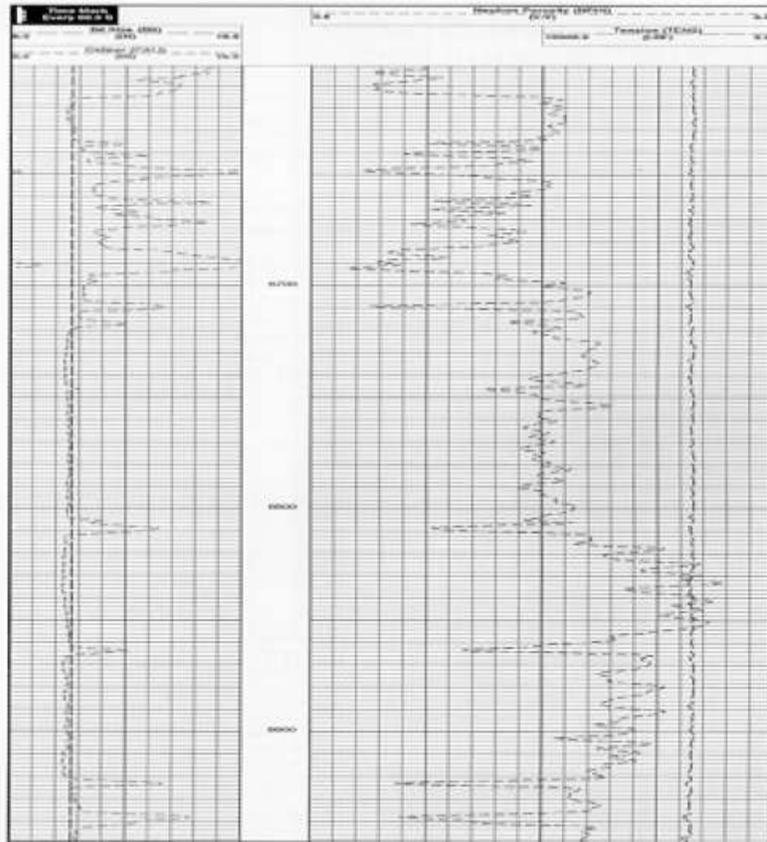


Figura. 1.10. Registro de neutrón compensado

1.4.7 Registro de litodensidad compensada

Este tipo de registro consta de una fuente radiactiva emisora de rayos gamma de alta energía, la cual nos ayuda a obtener valores de densidad de la formación, con lo cual podemos inferir la porosidad. Entonces, los valores de densidad se obtienen analizando el conteo de rayos gamma que llegan a los receptores, una vez que estos rayos han pasado a través de la formación. El contenido obtenido de los rayos gamma está en función del número de electrones por cm^3 , por lo tanto esto es relativo con la densidad del medio. Por otro lado, la identificación de la litología se hace por medio de la medición del llamado índice de absorción fotoeléctrica, el cual representa la capacidad del medio para absorber la radiación electromagnética.

Las Principales Aplicaciones de Este Tipo de Registro son:

- Identificación de zonas con presiones anormales
- Determinación de la porosidad
- Calibración del pozo
- Determinación de la litología

1.4.8 Registro de Espectroscopia de Rayos Gamma

Las lecturas arrojadas por un registro de rayos gamma dependen del contenido de arcilla en la formación, sin embargo, la herramienta de rayos gamma naturales no tiene la capacidad de diferenciar los elementos radiactivos que generan las lecturas. Esto es por que la mayor parte de la radiación por medio de rayos gamma en el planeta, es emitida por elementos radiactivos de la serie del uranio, torio y potasio.

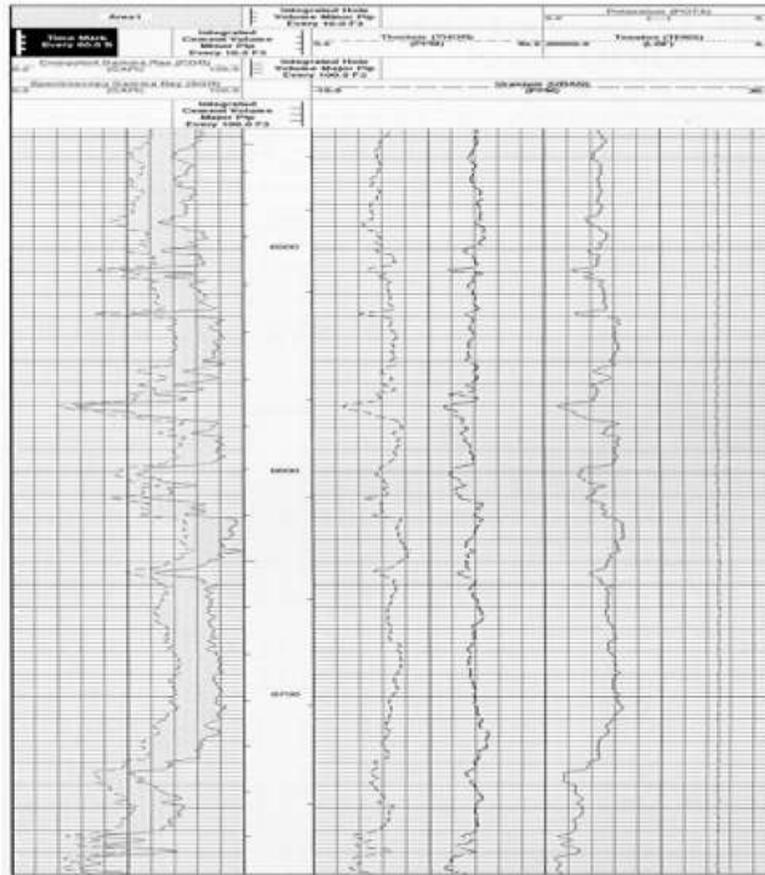


Figura. 1.11. Registro de Espectroscopia de Rayos Gamma.

El análisis de las cantidades tanto de potasio y torio, ayudan a identificar el tipo de arcillas presentes en la formación, pero el análisis del contenido de uranio puede ayudar a facilitar el reconocimiento de rocas generadoras de hidrocarburos.

Las principales aplicaciones de este tipo de registro son:

- Ayuda en la correlacion entre pozos vecinos
- Deteccion de minerales pesados
- Determinacion del contenido de potasio en evaporitas
- Analisis del tipo de arcilla

1.4.9 Registro de rayos gamma naturales

Este tipo de registro es útil para la decisión y evaluación de minerales radiactivos tales como el potasio y el uranio. Por lo regular, este registro proyecta el contenido de arcilla de las formaciones sedimentarias, ya que los elementos radiactivos tienden a concentrarse en acumulaciones arcillosas. Las formaciones limpias usualmente presentan un bajo nivel de elementos radiactivos.

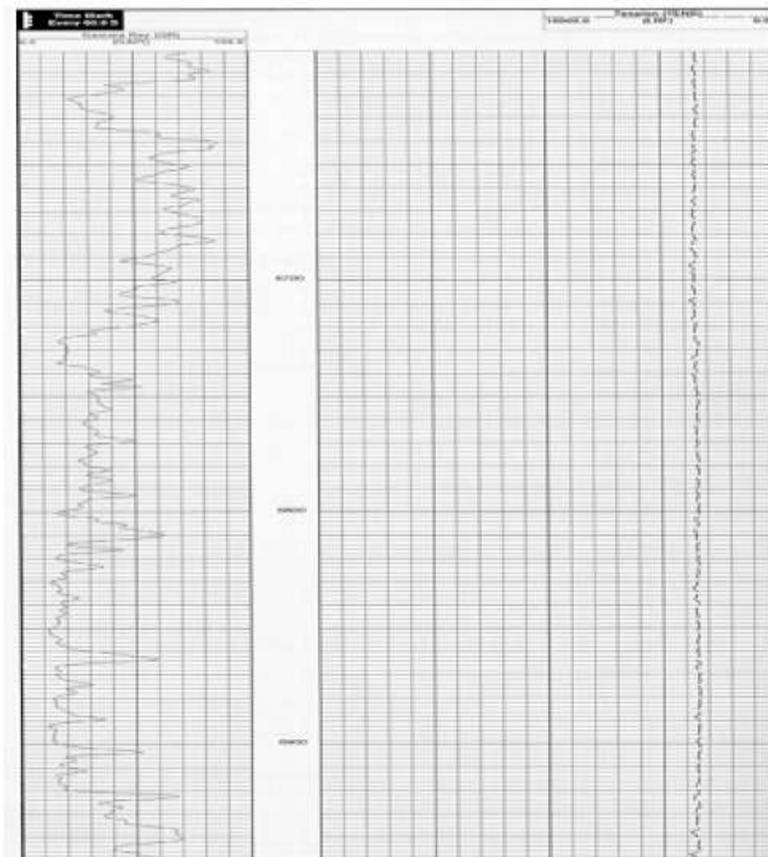


Figura. 1.12. Registro de rayos gamma naturales.

Las principales aplicaciones de este tipo de registro son:

- Funciona como indicador de arcillosidad
- Sirve para correlacionar pozos
- Deteccion de zonas con elementos radiactivos

1.4.9 Registros acusticos

Este tipo de registro utiliza una señal acustica, el tipo de energia sonora utilizada es una forma de trabajo radiante especificamente de naturaleza mecanica, por lo tanto, es una fuerza que se propaga desde la fuente de sonido como un movimiento molecular a traves del medio que integra a la formacion.

Este tipo de movimiento es vibratorio debido a que las moleculas en las cuales se propaga la onda conservan una posición promedio. Dicho en otras palabras, cada molecula transfiere su energia a la siguiente molecula justo antes de regresar a su posición original, esto es debido a que cuando una molecula transfiere su energia a otra molecula, la distancia entre ellas es minima, mientras que entre la primera la anterior a ella, la distancia es mayor que la normal.

Las areas de distancia minima entre moleculas se llaman areas de compresion y las de mayor distancia se llaman areas de refaccion. Entonces un impulso de sonido se manifestará como un area de compresion seguida de un area de refaccion.

1.4.10 Registro sonico digital

El principio de funcionamiento de este registro se basa en que la energía sonora emitida desde el transmisor impacta la pared del pozo, lo cual genera una serie de ondas en la formación y en la superficie de la misma.

El análisis de una serie de ondas de este tipo de registro, proporciona valiosa información relacionada con la disipación de energía acústica dentro de la formación.

Una herramienta utilizada en el registro sonico digital, permite la digitación de una serie completa de ondas, de tal manera que se elimina la distorsión generada en el cable de comunicación. La mayor capacidad de obtención y procesamiento de datos permite el análisis de todos los componentes de la onda de sonido, incluyendo ondas compresionales y transversales.

Las aplicaciones principales de este registro son:

- Correlación de registros geofísicos con registros sísmicos de campo
- Ayuda a elaboración de sismogramas sintéticos
- Determinación de la integridad de cementaciones
- Detección de presencia de gas y de fracturas
- Determinación y evaluación de porosidad primaria y secundaria

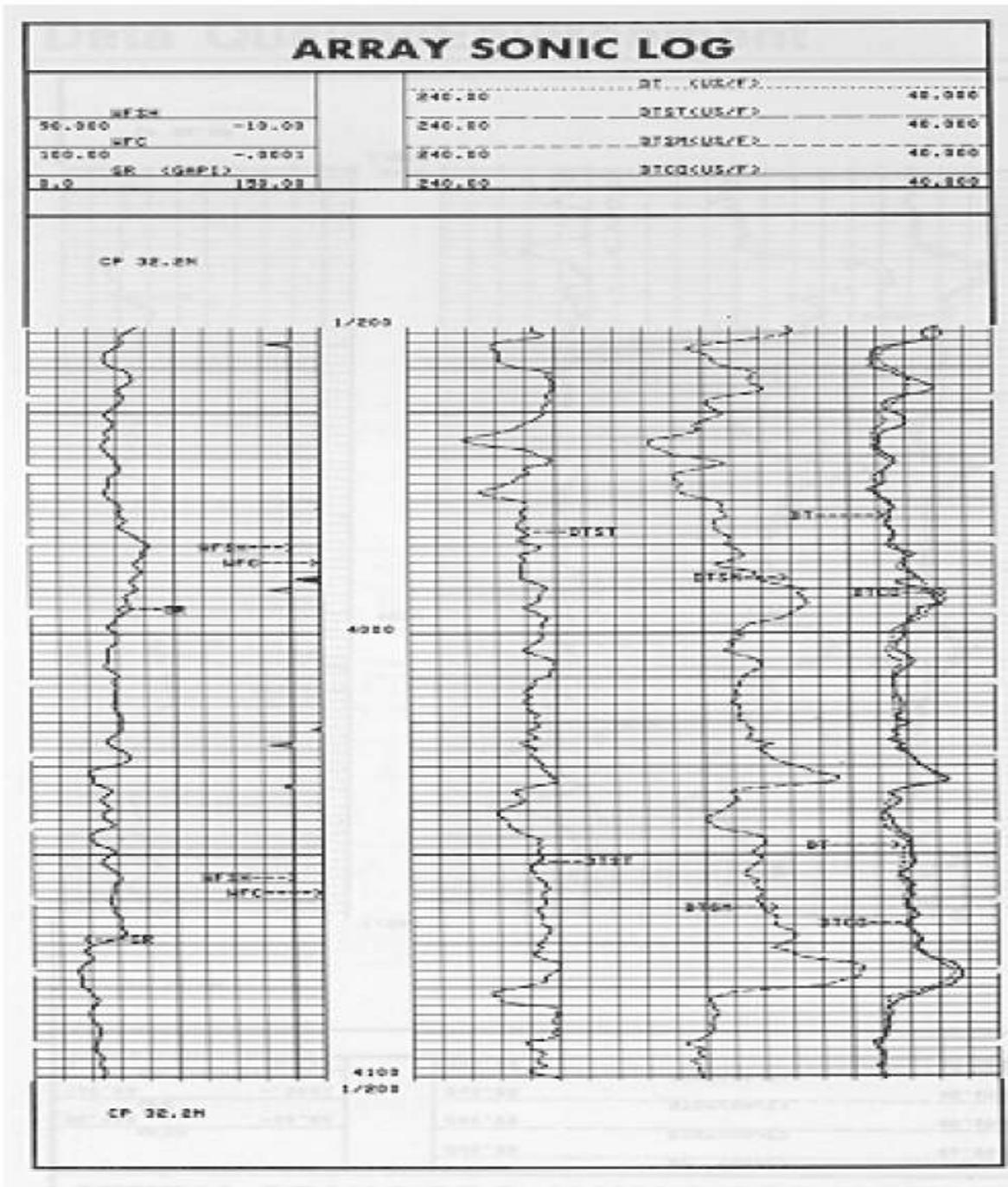


Fig 1.13. Registro sonico digital.

Capítulo 2



Brechas

Carbonatadas

2. Brechas carbonatadas

La caracterización certera de yacimientos carbonatados es una importante prioridad para la industria de producción de petróleo y gas. Ya que desde la exploración inicial hasta las etapas avanzadas de producción, se debe de contar con la mayor información de los yacimientos carbonatados posible, para producir el máximo de reservas del subsuelo.

Los yacimientos carbonatados presentan una singularidad muy interesante, estos pueden ser colosales, pero sus poros pueden presentar escalas microscópicas, y además la permeabilidad puede ser extremadamente pequeña, sin embargo, puede que exista un flujo demasiado alto a través de enormes fracturas.

El caracterizar de manera correcta a las formaciones carbonatadas trae consigo beneficios potencialmente grandes, esto es debido a que aproximadamente el 60% de las reservas mundiales de petróleo se localizan en yacimientos carbonatados que cuentan con reservas de gas potencialmente comerciables.

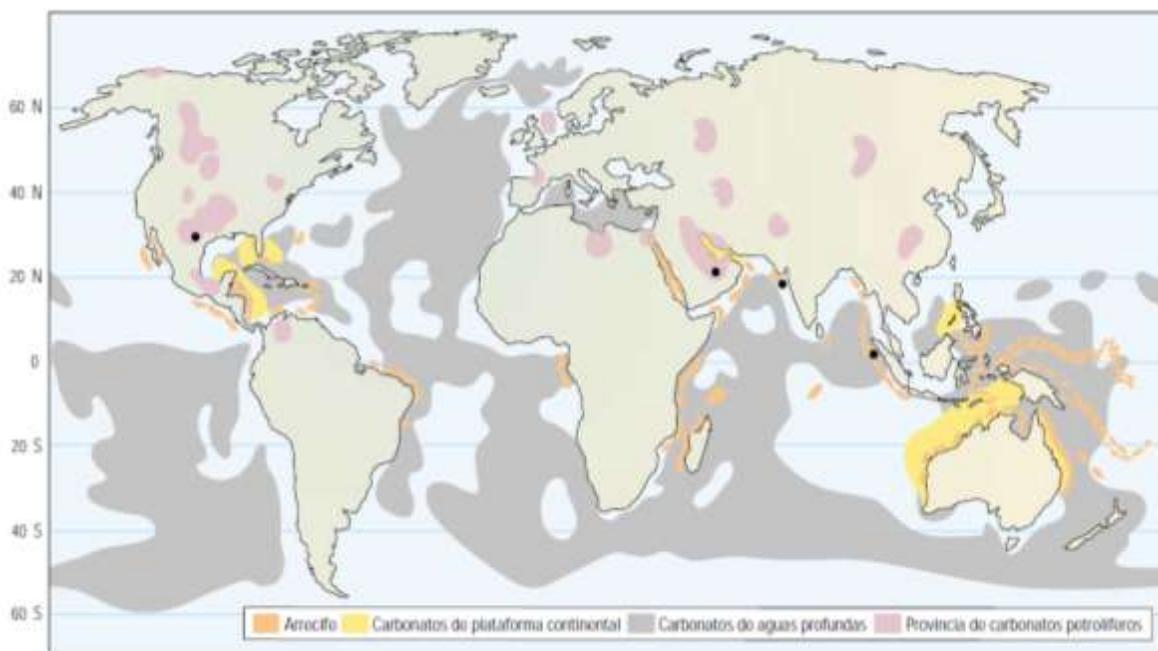


Figura. 2.1. Distribución mundial de las rocas carbonatadas.

2.1 Factores de incertidumbre en yacimientos carbonatados

Existen variadas diferencias entre las rocas sedimentarias siliciclasticas y las rocas sedimentarias carbonatadas. Para comenzar, las rocas siliciclasticas se generan a medida que los sedimentos son desplazados, se depositan y se litifican, o se compactan y cementan para dar lugar a una roca solida.

La mayoría de las rocas carbonatadas se generan a partir de sedimentos biogénicos formados por acciones biológicas, tales como la creación de arrecifes y acumulación de restos orgánicos en el fondo de los océanos. En otros casos, este tipo de rocas se forman a medida que el agua se evapora de las cuencas poco profundas, o como precipitados de aguas marinas.

Normalmente los fragmentos que integran la mayor parte de los carbonatos han sido arrastrados a lo largo de enormes trayectorias inferiores a las que corresponden a los sedimentos siliciclasticos.

Las rocas siliciclasticas (predominantemente areniscas y lutitas) contienen una gran variedad de minerales y partículas, tal como el cuarzo, el feldespato, los minerales de arcilla y restos de plantas. Por su parte los carbonatos están integrados por un grupo más limitado de minerales, de los cuales destacan principalmente la calcita y la dolomía. Otros minerales que normalmente están menos presentes en las rocas carbonatadas son el fosfato y la glauconita, entre estos minerales se incluyen la anhidrita, el horsteno, el cuarzo, la pirita, la anquerita y la siderita.

Las diferencias existentes entre las rocas carbonatadas y las siliciclasticas dan como resultado sistemas de clasificación enteradamente diferentes para ambos tipos de rocas sedimentarias. Las rocas siliciclasticas se distinguen por la composición y el tamaño de los granos, a su vez las rocas carbonatadas se distinguen por factores como la textura depositacional, los tipos de grano o de

poro, por la composición de la roca, o por el tipo de diagénesis a la que fue expuesta.

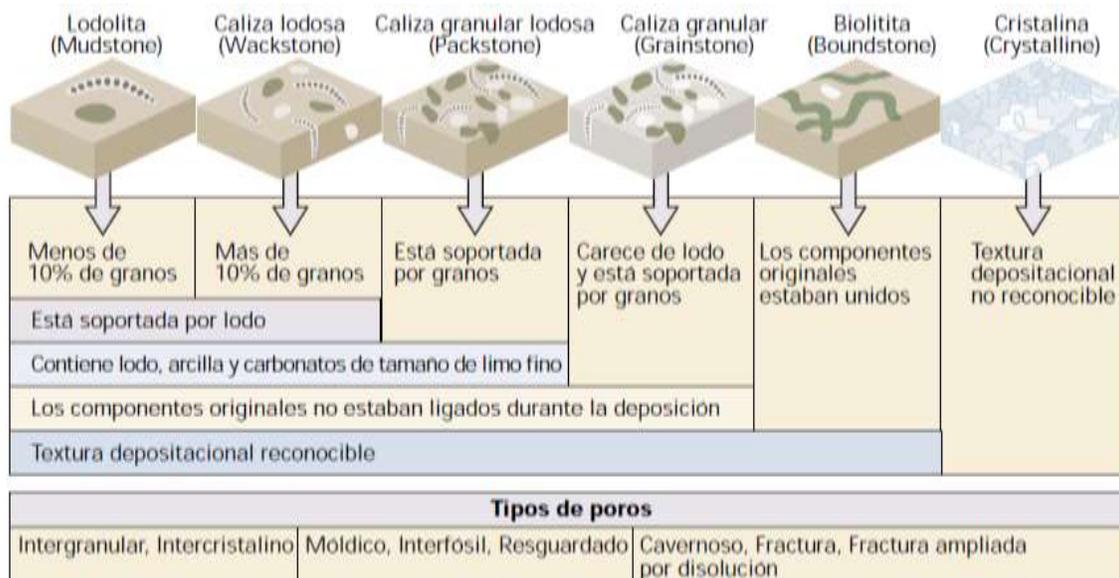


Fig. 2.2. Clasificación de los carbonatos.

La diagénesis de los carbonatos puede modificar de manera significativa la permeabilidad y el espacio entre los poros. Los carbonatos son altamente susceptibles a la disolución; los granos se pueden disolver para formar un nuevo espacio entre poros, y la disolución a lo largo de las fracturas y planos de estratificación puede producir grandes cavidades.

Normalmente, la diagénesis clástica no implica un cambio en la mineralogía. Sin embargo, la diagénesis de los carbonatos generalmente implica reemplazar la calcita y la aragonita originales por la dolomita mineral, un proceso denominado dolomitización, que puede mejorar las características productoras de hidrocarburos.

Si bien normalmente las rocas clásticas y carbonatadas se encuentran sepultadas, compactadas y cementadas, los sedimentos carbonatados contienen importantes cantidades de los minerales metaestables aragonita y calcita de magnesio; la

calcita en sí se disuelve fácilmente y vuelve a precipitar mediante la percolación de los fluidos alojados en los poros. Por lo tanto, es más probable que los carbonatos sufran disolución, reemplazo mineralógico y recristalización.

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

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

La susceptibilidad de los minerales carbonatados al cambio químico una vez removidos, o incluso mientras se encuentran dentro, del ambiente de sedimentación indica que los procesos diagenéticos son más significativos en las rocas carbonatadas que en sus contrapartes siliciclásticas.

Los efectos mencionados con anterioridad varían según la temperatura, la química de los fluidos de los poros y la presión. Comúnmente, la diagénesis de los carbonatos comienza con la cementación marina y el barrenado producidos por los organismos en la interfase previa al depósito. Continúa a través del depósito poco profundo con la cementación, disolución y recristalización, con un sepultamiento más profundo, donde los procesos de disolución conocidos como disolución por presión pueden formar elementos tales como las estilolitas.

2.2 Propiedades petrofísicas en rocas carbonatadas

Las muestras de núcleos y registros de imágenes de rocas carbonatadas dan cuenta de la enorme variedad de tipos y tamaños de poros, y de la irregular distribución de éstos. En las rocas clásticas, los poros están predominantemente entre los granos, es decir, son intergranulares, y están distribuidos de manera uniforme en toda la matriz de la roca.

Los poros intergranulares también están presentes en los carbonatos. La porosidad intragranular puede ser común en los granos de carbonatos como tipo de poro principal, o se puede desarrollar cuando los granos, tales como los fragmentos de conchas, están parcialmente disueltos.

La porosidad móldica conserva las formas de los fragmentos de conchas disueltos u otros componentes. Por lo general, los carbonatos tienen una variedad mucho mayor de formas de grano que la mayoría de las rocas siliciclásticas.

Evidentemente en un yacimiento carbonatado pueden coexistir varios tipos de porosidad, desde el nivel microscópico hasta el tamaño de una cavidad, lo que hace que la estimación de la porosidad y la permeabilidad, y el cálculo de las reservas sean una tarea extremadamente difícil.

Una característica muy importante de los carbonatos es su susceptibilidad a la disolución. En la superficie, a medida que el agua y el dióxido de carbono forman el ácido carbónico, la disolución puede llevar a una impresionante topografía cárstica, incluidos los sumideros, cavidades e intrincados patrones de drene.

Para la industria de la extracción de hidrocarburos, los sistemas cársticos pueden ser un arma de doble filo: pueden causar hundimientos de barrenas y pérdida de fluidos durante la perforación, pero también pueden originar porosidades y permeabilidades extremadamente altas.

Debido a la heterogeneidad de los carbonatos, no es sorprendente que la producción de hidrocarburos a partir de estas formaciones, a menudo, esté fuertemente influenciada por la presencia de fallas y fracturas. Las relaciones entre porosidad y permeabilidad en los carbonatos no se pueden determinar sin comprender la distribución del tamaño de los poros. Puesto que los yacimientos carbonatados presentan enormes retos, durante décadas han impulsado grandes iniciativas de investigación en la industria del petróleo. Estas iniciativas varían a medida que los expertos tratan de resolver los difíciles problemas de los yacimientos carbonatados.

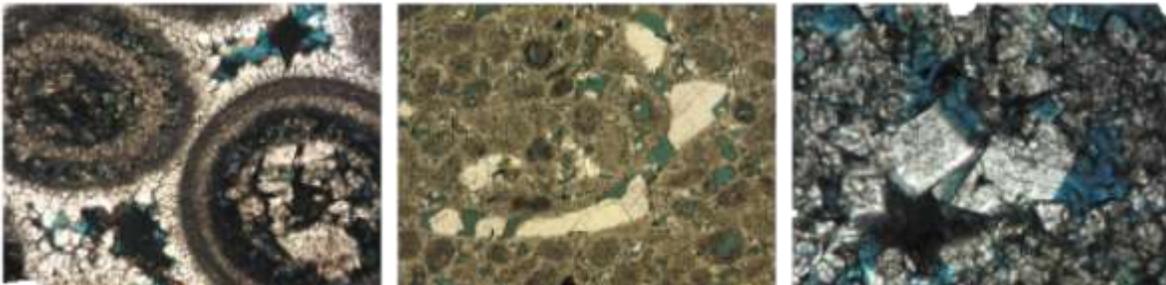


Fig. 2.3. Heterogeneidad presente en las rocas carbonatadas.

A pesar de la gran cantidad de hidrocarburos que albergan, los carbonatos poseen interrelaciones complicadas o inexistentes entre la porosidad, la permeabilidad y otras propiedades de los yacimientos.

La comprensión de las interrelaciones que pueden existir constituye un desafío importante en la caracterización de yacimientos carbonatados. A escala de pozo, esto conlleva la evaluación de formaciones y la optimización de las operaciones de terminación de pozos. A escala de yacimiento, la caracterización rigurosa de los yacimientos ayuda a mejorar la producción y optimizar la ubicación de pozos nuevos. En lo que respecta a las rocas carbonatadas, estas tareas son más fáciles de expresar que de ejecutar.

2.2 Plataforma carbonatada de Yucatán

La región que comprende a la península de Yucatán abarca una extensión de 500,000 km², cuyo único bloque tectónico carece de plegamientos, el cual pertenece a la era paleozoica y su límite tectónico está conformado por la falla Motagua.

En la parte de basamento de esta región, se han acumulado millones de metros cúbicos de sedimentos originados en el paleozoico tardío; por encima de estos sedimentos se localizan sedimentos continentales correspondientes al jurásico.

Estas configuraciones estratigráficas han dado origen a un sistema de depósito enorme de rocas evaporitas, las cuales han dado origen a la plataforma carbonatada que conocemos actualmente. La distribución de carbonatos en la plataforma carbonatada de Yucatán alberga distintas eras geológicas.



Fig. 2.4. Orígenes geológicos de los depósitos carbonatados.

La columna geológica correspondiente a esta plataforma carbonatada contempla solo la mitad de los periodos de depósito que ha ocurrido en esta región. Esto se debe a que el depósito de carbonatos comienza después de la acumulación de brechas de impacto en el jurásico.

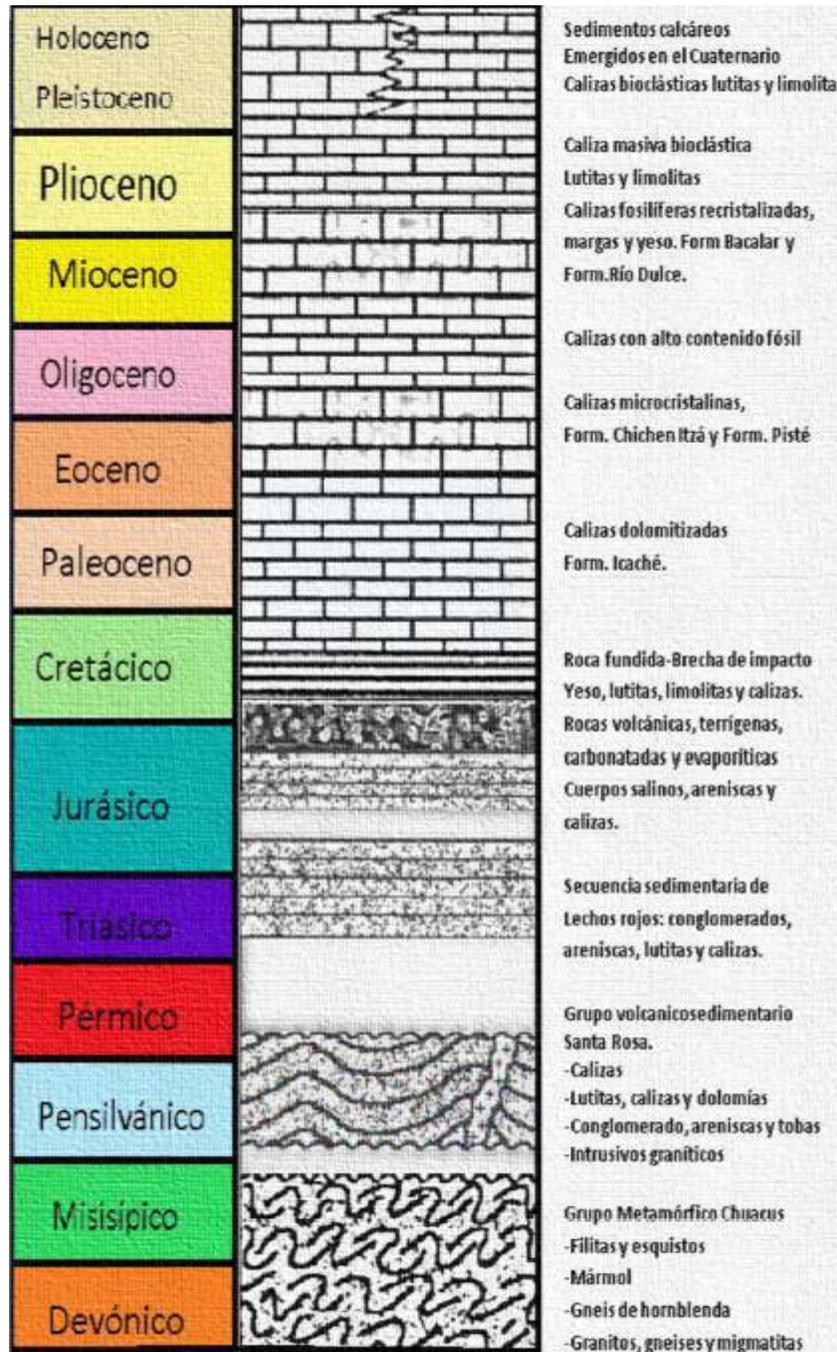


Fig. 2.5. Columna geológica presente en la Plataforma Carbonatada de Yucatán.

Capítulo 3



Estudio de núcleos de pozo

3. Estudio de núcleos de pozo

3.1 Generalidades del pozo Yaxcopoil-1

El pozo del cual se ha recuperado los núcleos a estudiar, es precisamente el pozo Yaxcopoil-1. El proceso de perforación de este pozo comenzó en diciembre de 2007 y concluyó en marzo del 2002. El área de perforación del pozo corresponde a la zona sur del cráter del Chicxulub.

La Universidad Nacional Autónoma de México coordinó los trabajos de perforación, los cuales fueron patrocinados monetariamente por el Programa Internacional de Perforación Continental Científica; la figura 3.1 muestra la imagen el campo petrolero cerca del cráter de Chicxulub.

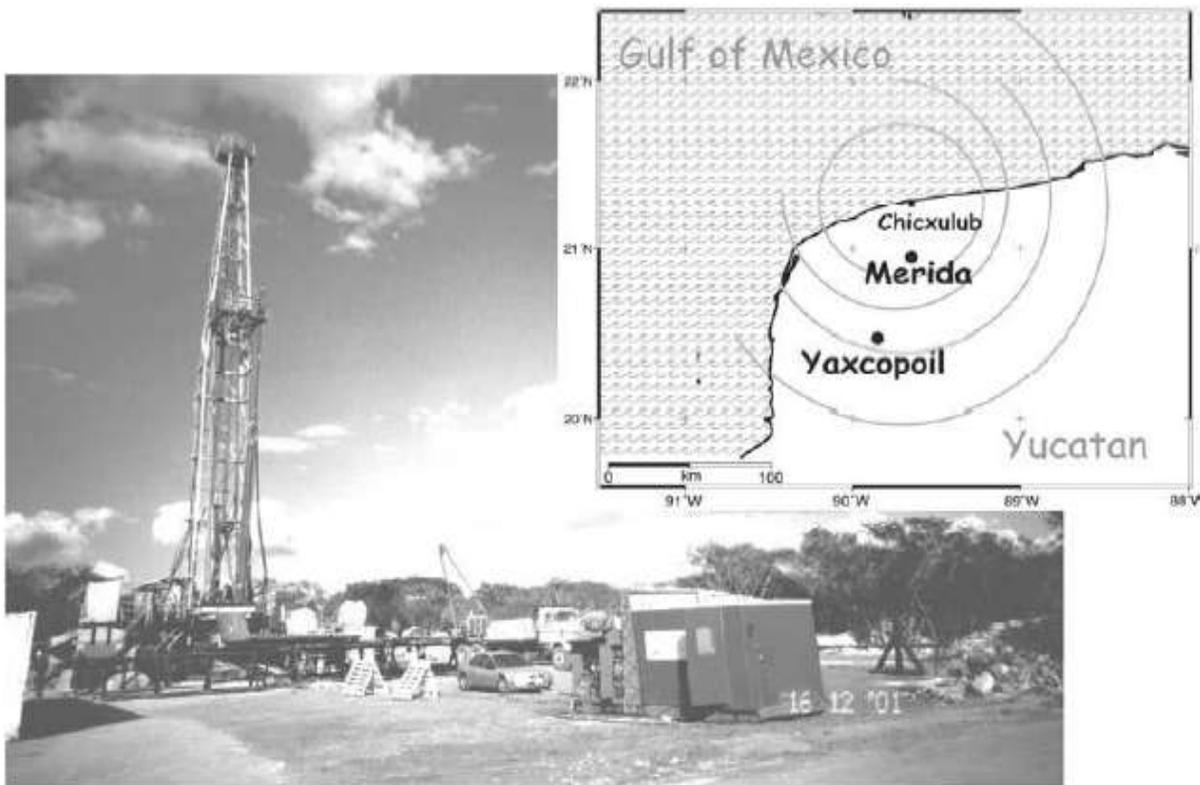


Figura.3.1. Campo petrolero Cerca del cráter del Chicxulub.

Los requerimientos de estudio para la perforación del pozo Yaxcopoil-1 constan de la integración de datos sísmicos, gravimétricos y magnetómetros.

3.2 Perforación del pozo Yaxcopoil-1

En la primera etapa de perforación, se logró la perforación de 393 m, en la cual se usó una tubería de perforación de 312 mm. En la etapa de cementación de este tramo del pozo, se utilizaron tuberías de revestimiento de 245 mm.

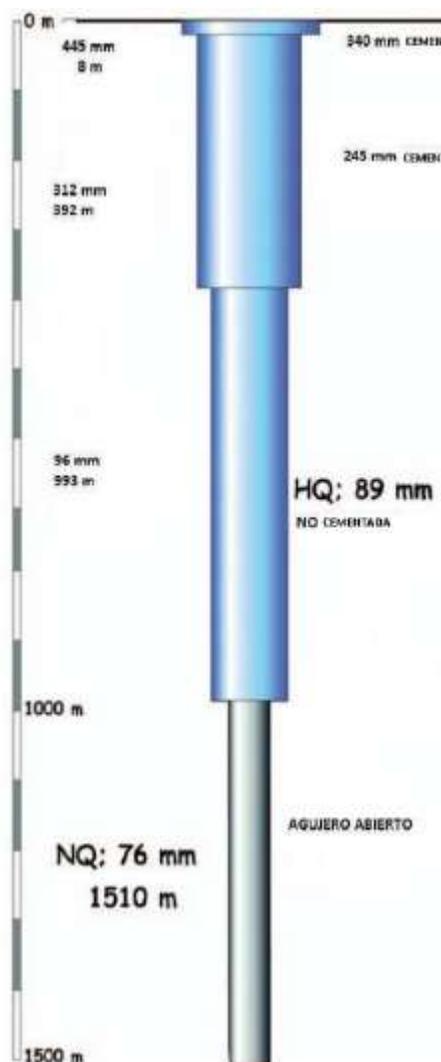


Figura. 3.2. Estado mecánico del pozo Yaxcopoil-1

La segunda etapa de perforación abarcó las profundidades desde los 392 m hasta 993 m. en esta etapa de la perforación el agujero fue revestido con una tubería de 96 mm de diámetro, la cual no fue cementada.

La última etapa de perforación consta de las profundidades de 993 m hasta 1510 m, en la cual el agujero se dejó descubierto.

3.3 Recuperación de núcleos del pozo Yaxcopoil-1

El proceso de recuperación de núcleos del pozo Yaxcopoil-1 tuvo fines meramente científicos, la extracción de dichos núcleos, tuvo como condicionante la recuperación de muestras de calidad a partir de los 400 m (profundidad superior al periodo Terciario) de profundidad; el límite de extracción se fijó hasta la profundidad final (profundidad proyectada aproximadamente a 1500 m).

El sistema para la extracción de núcleos consistió en el impulso de una barrera de punta de diamante, la cual es empleada en un método de extracción continua de núcleos. Este método permite la extracción rápida de núcleos a través de la tubería de perforación.

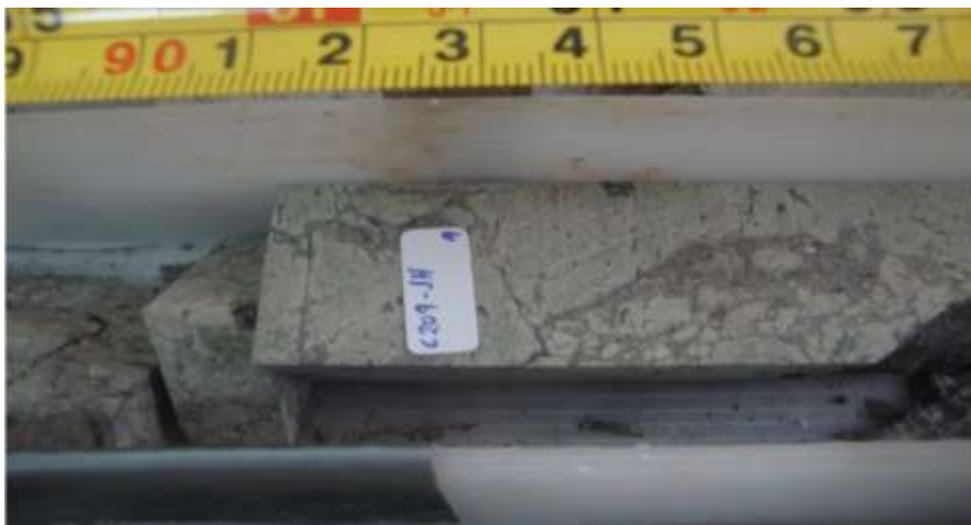


Figura.3.3. Muestras de Núcleos de Pozo de Yaxcopoil-1

Una ventaja importante en este sistema es precisamente la eliminación prácticamente del tiempo de interrupción de la perforación debido al tiempo de viaje empleado por la sarta de perforación, al extraer ésta.

Los detalles técnicos de la extracción de núcleos se muestran a continuación, como podemos notar, la cantidad de núcleos extraídos es realmente alta. Esta cantidad grande de núcleos ha permitido desarrollar variados estudios de los mismos en laboratorio.

Fase de la barrena rotaria	Fase de extracción de muestras
Profundidad 0-392 m. Diámetro de perforación: 311mm(12 ¼") 5-1-5 IADC- Inserte barrena. Radio de penetración (ROP)2.0-4.5 m/h. 20-60 kN peso sobre la barrena (WOB). 60-90 Revoluciones por minuto (RPM).	Profundidad 404-1510.6 m. 404-993m: 96mm (63.5 mm núcleo). 993-1510.6 m:76mm (47.6 mm núcleo). 96mm Barrena saca núcleos con corona de diamante. 2 m/h ROP 5-25 kN WOB/350-450 RPM/ 70-80 1/min 76 mm Barrena saca núcleos con corona de diamantes. 2.0-3.0 m/h ROP. 5-10 kN WOB/280-320 RPM/40-501/min.
Características del equipo de perforación: 110 ton de capacidad de carga del gancho, 450 HP malacate, 350 RPM mesa rotaria, 1 x 350 HP unidad de la bomba. Sistema de circulación (no centrifugo), 3000 psi preventor.	
Características del sistema rotario: 450 HP motor diesel, 113 t de capacidad estática,4875 m utilizando la capacidad de cadena HQ, 0-900 RPM torque variable y velocidad, malacate impulsado hidráulicamente, 6000 m de capacidad, Sincronización de operaciones de perforación: 9 de diciembre del 2001-26 de febrero del 2002 (77 Días).	
Profundidad final: 1510.6 m. 372 núcleos recuperados de 3m de longitud nominal. Recuperación de núcleos 98.5 % Promedio de vida de la barrena saca núcleos impregnada de diamantes: 152 m. Máxima vida de la barrena saca núcleos punta de diamante:280 m.	
ROP = Radio de penetración. WOB= Peso sobre la barrena. RPM = Revoluciones por minuto.	

Figura.3.4. Tabla de Fases y Características de Perforación

3.4 Generalidades de las cajas de núcleos

Los núcleos del pozo Yaxcopoil-1 que han sido estudiados para la realización de esta tesis se encuentran presentes en las nucleotecas del Instituto de Geofísica de la Universidad Nacional Autónoma de México. Las cajas contenedoras de nichos núcleos están numeradas con los números: 138, 139, 140, 144, 145, 146, 150, 151, 152, 180, 181, 191, 192, 197, 198, 199, 200, 202, 203, 204, 205, 206, 207, 208, 209, 210, 211, 212, 213, 227, 228, 229, 233, 238.



Figura.3.5. Nucléoteca del Instituto de Geofísica, Almacén con cajas con muestras de Núcleos del Pozo Yacoxpoil 1

El rango de profundidad que abarca los núcleos de pozos en cuestión es: 706.6 m a 925.41 m. Las propiedades que se analizan en estos núcleos son:

- Susceptibilidad magnética
- Densidad
- Propiedades químicas

Cabe mencionar que no se realizó una medición continua de estas propiedades en las cajas de núcleos, esto es debido a que el acervo de las nucleotecas del Instituto de Geofísica no cuenta con cajas continuas de núcleos. A continuación se describen las técnicas y los procesos a los que son sometidos los núcleos en el laboratorio. Aunado a esto, se describen los resultados obtenidos de las pruebas realizadas.

3.5 Medición de susceptibilidad magnética

La susceptibilidad magnética es el grado de magnetización de un material, en respuesta a un campo magnético. Este número se representa con el símbolo X , y es adimensional.

Si X es positivo, el material se llama paramagnético, y el campo magnético se fortalece por la presencia del material. Si X es negativa, el material es diamagnético, y el campo magnético se debilita en presencia del material. Si $X \gg 1$ es un material ferromagnético.

La susceptibilidad magnética y la permeabilidad magnética (μ) están relacionadas por $\mu = \mu_0 (1 + X)$, donde μ_0 es la permeabilidad magnética del vacío.

Por lo tanto, la susceptibilidad magnética es una propiedad del medio poroso que nos ayuda a caracterizar las formaciones carbonatadas. La medición en el laboratorio de esta propiedad se realiza con un suceptómetro magnético.



Figura.3.6. Medidor de susceptibilidad magnética.⁵



Figura.3.7. Sensor utilizado en la medición de la susceptibilidad magnética de núcleo.⁵

La medición de esta propiedad física es relativamente fácil; lo primero que se realiza es el proceso de encendido y calibración del suceptómetro, y después se procede tomar lecturas con este aparato en diferentes profundidades.

Una vez que se toman todas las lecturas previamente programadas, se hace uso de alguna paquetería para el manejo de los datos, ya sea para la adquisición o para futuros procesamiento.

3.6 Medición de densidad de los núcleos

Entender cada una de las cantidades físicas involucradas es importante para entender concretamente el concepto de densidad, dichas cantidades son:

- Masa: La masa, en física, es la cantidad de materia de un cuerpo. Es una propiedad intrínseca de los cuerpos que determina la medida de la masa inercial y de la masa gravitacional. La unidad utilizada para medir la masa en el Sistema Internacional de Unidades es el kilogramo (kg).
- Volumen: El volumen es una magnitud escalar definida como el espacio ocupado por un cuerpo. Es una función derivada ya que se halla

Multiplicando las tres dimensiones. La unidad utilizada para medir el volumen en el Sistema Internacional de Unidades es el metro cúbico (m^3).

Por lo tanto, la densidad es una medida utilizada por la física y la química para determinar la cantidad de masa contenida en un determinado volumen. La ciencia establece dos tipos de densidades. La densidad absoluta o real que mide la masa por unidad de volumen, y es la que generalmente se entiende por densidad. Se calcula con la siguiente fórmula: Densidad = masa / volumen. La medición de

densidad en los núcleos de pozo se realiza por medio de instrumentos y procedimientos específicos.

Debido a que la mayor parte de las muestras de núcleo cortadas que fueron destinadas para medir la densidad, tienen forma irregular, se utiliza probetas y vasos de precipitados que contengan graduación para determinar el volumen de cada una de dichas muestras.



Fig.3.8. Vasos de Precipitados, Probetas y tubos de Ensayo.⁶

A su vez, para determinar la cantidad de masa de cada muestra, se utiliza una balanza electrónica, la cual da resultados demasiados precisos, comparándolos con los obtenidos en la determinación del volumen.



Fig.3.9. Báscula de Precisión del Laboratorio "LUGIS".⁶

Un evento previo consistió en extraer pequeñas muestras a los núcleos, los cuales fueron cortados por dos tipos de maquinas, una de las cuales es la extractora de pequeños cilindros.



Fig.3.10. Cortadoras Especiales para cortar núcleos.⁷

La otra cortadora utiliza un disco de diamante, la cual utilizamos para el corte lineal de pequeños fragmentos de núcleos.



Fig.3.11 Equipo Especial para extraer muestra de Núcleos.⁷

El procedimiento para la medición de la densidad es simple, solo seleccionamos una muestra de núcleo previamente cortada, primero lo pesamos para evitar que al entrar en contacto con el agua se altere la cantidad de masa original contenida en él. Una vez obtenida y registrada la masa, se procede a sumergir el trozo de núcleo seleccionado dentro de la probeta o del vaso de precipitados, esto es función de los requerimientos espaciales del trozo de núcleo. Se repite este procedimiento para diferentes profundidades, y una vez que se tiene ya todos los valores de masa y volumen, se procede a realizar el cálculo de densidad (masa/volumen).

3.7 Medición de tiempo de reacción química

Como bien sabemos, la combinación de lecturas de diferentes propiedades petrofísicas de núcleos, nos ayudan a obtener una mejor caracterización de formaciones, de tal forma que la medición de alguna reacción química que presentan los núcleos, nos ayudan a determinar el contenido de calcio en ellos.

El procedimiento de la medición es simple, lo primero que se realiza es la determinación de las profundidades en las que se le aplicará una pequeña cantidad de ácido clorhídrico.

Con la realización de este experimento obtenemos dos derivaciones, una de ellas es el tiempo de reacción y la otra es precisamente el color que adquiere la zona expuesta al ácido clorhídrico.

Ambas mediciones nos indican el grado de dolomitización de la formación, factor crítico que repercute enormemente en las propiedades de porosidad, saturación y permeabilidad de la formación.



Fig.3.12. Gotero de Vidrio con Acido Clorhídrico, tomando una muestra de reacción química en un núcleo.⁸

3.8 Resultados obtenidos en las pruebas

Una vez que se llevaron a cabo las pruebas descritas anteriormente en el laboratorio a los núcleos; resultó práctico procesar estos datos con ayuda de un software de cálculo. La tabulación de los resultados de susceptibilidad, densidad y tiempo de reacción resulta un tanto laboriosa, debido al número de mediciones realizadas.

No. Caja	Profundidad de lectura (m)	Permeabilidad Magnética
138	706.35	0
	706.7	-1.7
	706.75	-11.2
	706.8	-11.8
	706.85	-12.4
	706.9	0.6
	706.95	-1.2
	707	-1.4
	707.05	-1.6
	707.1	-2
	707.15	-1.4
	707.2	-2.1
	707.25	-1.8
	707.3	-2.1
	707.35	-2.5
	707.4	-6.3
	707.45	-5.7
	707.5	-3.1
	707.55	-5.6
	707.6	-5.3
	707.65	-5.8
	707.7	-5.4

3.13. Fig. Tabulación de resultados de susceptibilidad magnética.

No. Caja	Profundidad (m)	Peso (gr)	Vol. (cm3)	Densidad (gr/cm3)
138	706.65	31.14	13	2.395384615
	707.16	10.7	3	3.566666667
	707.56	39.02	16	2.43875
	708.1	168.77	85	1.985529412
	708.2	4.27	2	2.135
	708.58	126.51	30	4.217
139	709.06	50.07	23	2.176956522
	709.65	77.48	28	2.767142857
	709.87	31.65	10	3.165
	709.97	108.21	49	2.208367347
	710.17	27.22	8	3.4025
	710.67	118.22	48	2.462916667
140	711.3	188.38	58	3.247931054
	711.55	95.3	51	1.868627451
	711.85	79.08	50	1.5816
	712.45	84.87	44	1.92865636
144	719.685	102.93	50	2.0586
	720.185	223.25	121	1.844876053
	721.385	83.95	50	1.679
145	721.565	45.22	15	3.014666667
	722.51	36.14	15	2.408533333
	722.62	33.96	12	2.83
	725.64	126.82	52	2.438846154

3.14. Fig. Tabulación de resultados de densidad de las muestras.

No. de Caja	Tiempo de reacción (seg)	Profundidad (m)	Color Resultante después de la aplicación
138	5	706.65	Rojo
	4.5	706.75	Rojo
	3.8	706.95	Rojo
	4.2	707.1	Rojo
	5.2	707.16	Rojo
	4.3	707.35	Rojo
	3.3	707.35	Rojo
	4.15	707.9	Rojo
	2.8	708.1	Rojo
	3.9	708.35	Rojo
	4.4	708.45	Rojo
	5.15	708.35	Rojo
139	3	708.92	Rojo
	4.5	709.12	Rojo
	5.2	709.17	Rojo
	3.5	709.43	Rojo
	3.15	709.47	Rojo
	3.2	709.57	Rojo
	3.3	709.77	Rojo
	3.45	710.02	Rojo
	3.15	710.07	Rojo
	4.1	710.32	Rojo
	4	710.42	Rojo
	3.4	710.52	Rojo
	3.5	710.67	Rojo
	3.6	710.77	Rojo
	3.8	710.82	Rojo

3.15. Fig. Tabulación de resultados tiempo de reacción.⁹

Cabe mencionar que las lecturas de cada propiedad petrofísica citada con anterioridad no fueron tomadas exactamente a la misma profundidad en cada caja de núcleos. Esto es debido a que las lecturas se realizaron tomando en cuenta cierta homogeneidad presente en los clastos, en la matriz, en la coloración y en la textura de los núcleos.

Resulta evidente que la visualización grafica de los datos adquiridos, muestra cierta ventaja al momento de realizar cualquier análisis, esto es debido a que gráficamente es posible determinar cuantitativamente las tendencias presentes en los datos presentados en tablas. A continuación se presentan las visualizaciones graficas de cada propiedad medida.

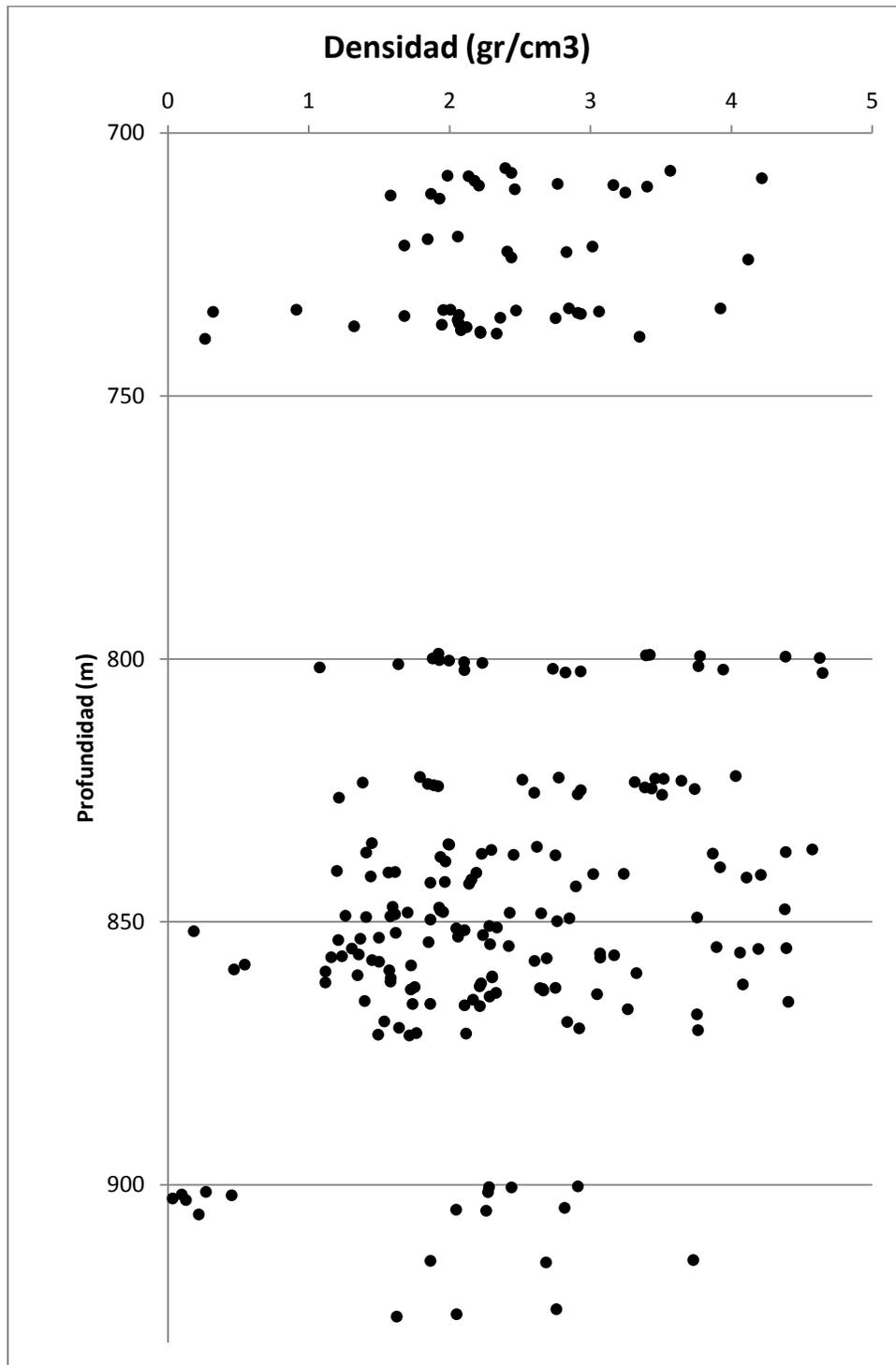


Fig. 3.16. Grafica de Densidad contra profundidad.¹⁰

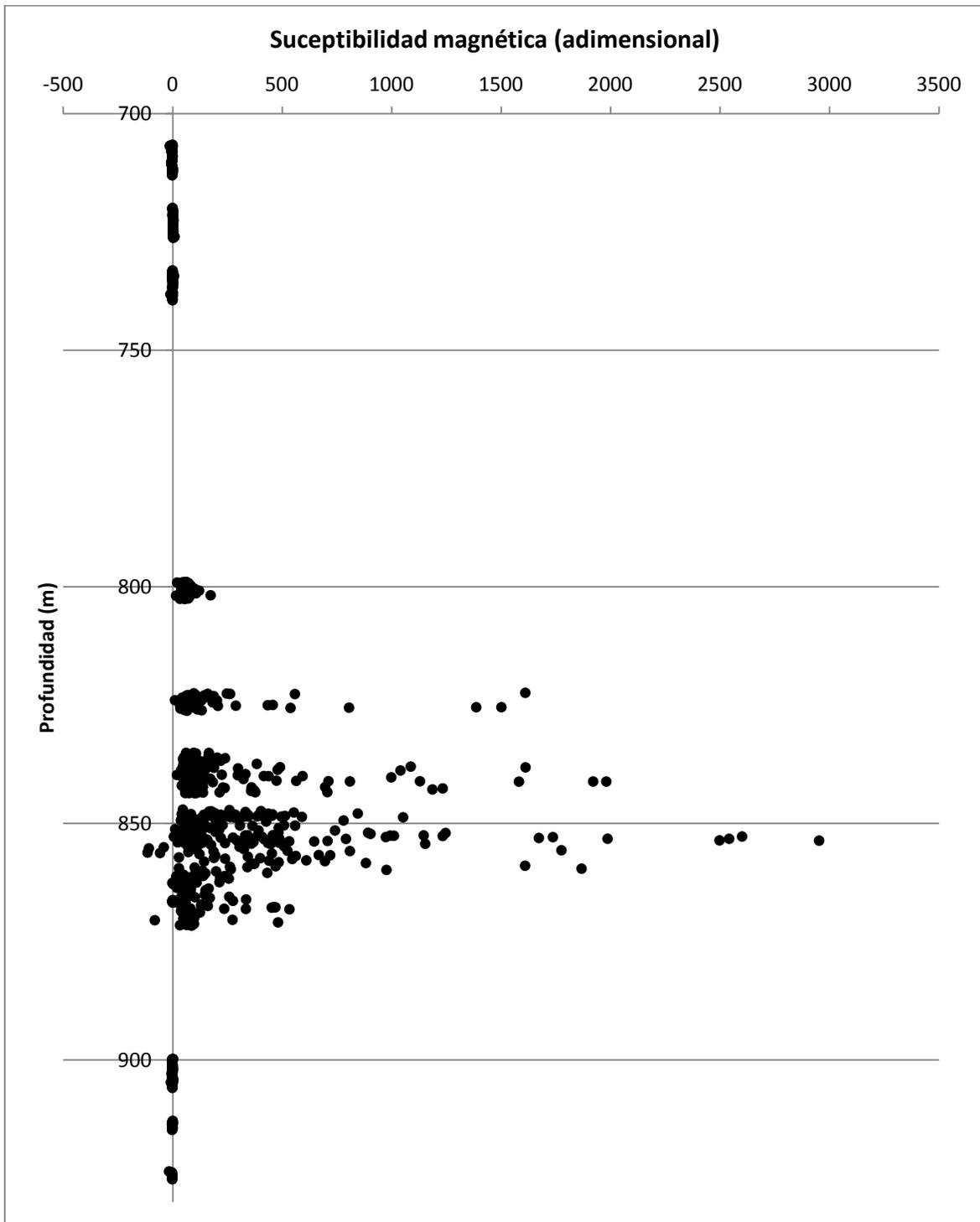


Fig. 3.17 Grafica de Susceptibilidad Magnética contra Profundidad.¹¹

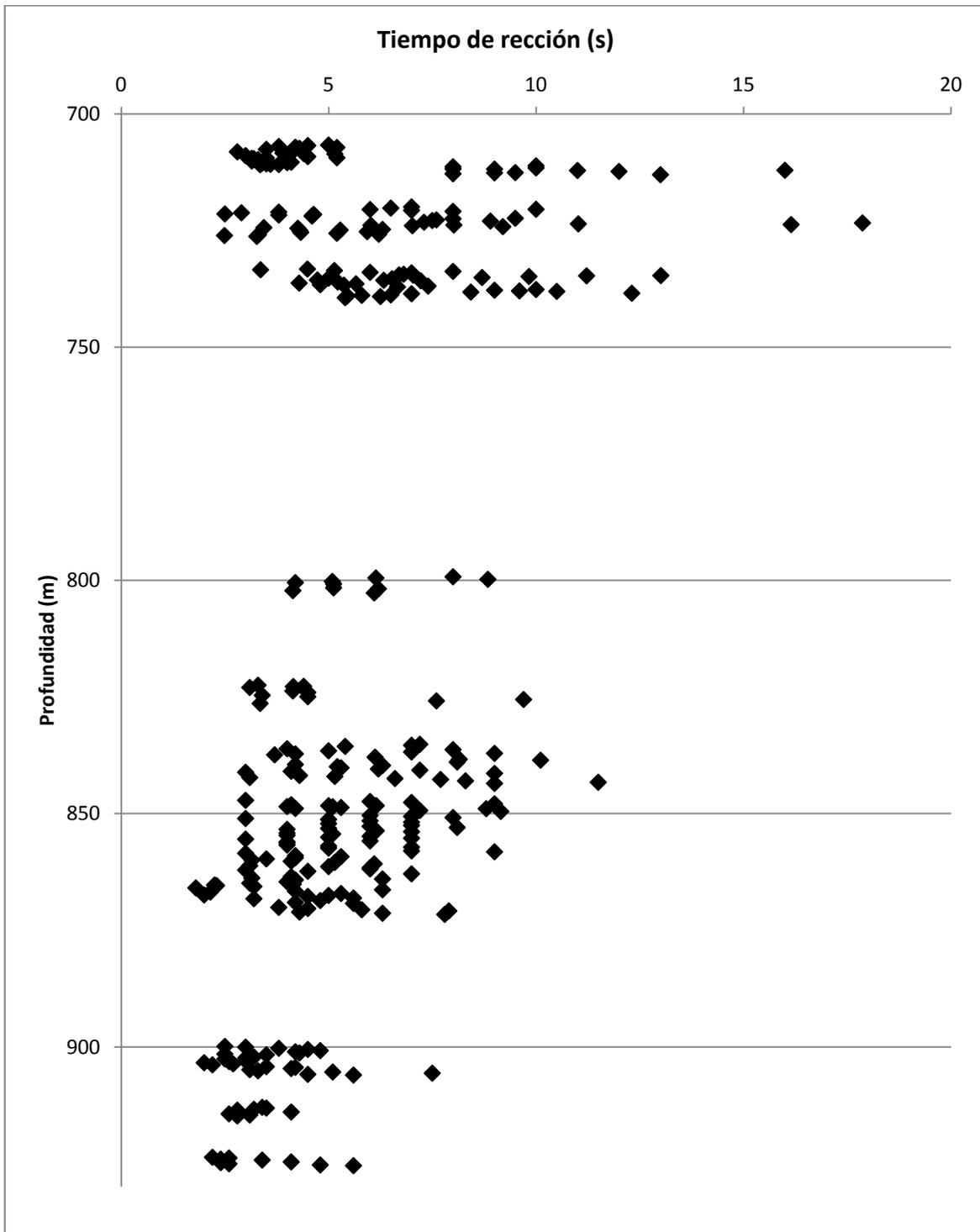


Fig.3.18. Grafica de Tiempo de Reacción contra la Profundidad.¹²

Es posible apreciar en las diferentes graficas presentadas con anterioridad, tenemos 3 intervalos que serán caracterizados con base en las pruebas de laboratorio antes mencionadas.

Los tres intervalos corresponden a las siguientes profundidades:

- Intervalo no. 1: Profundidad aproximada de 706.55 a 739.42 m.
- Intervalo no. 2: Profundidad aproximada de 798.95 a 871.59 m.
- Intervalo no. 3: Profundidad aproximada de 899.70 a 925.41 m.

Durante el proceso de adquisición de datos petrofísicos en el laboratorio, se presentó un problema un tanto importante, algunas cajas presentaron ausencia de ciertos trozos de núcleo.

Esto impidió que la toma de lecturas o en su caso, registro de densidad, fueran un tanto discontinua; sin embargo, es importante señalar que el problema citado con anterioridad, es demasiado ocurrenente, esto debido a que los procedimientos y métodos para la extracción de núcleos no presentan recuperación continua de núcleos, razón por la cual no tenemos en superficie muestras de núcleos de perforación de todo el pozo, sino de intervalos meramente representativos

A continuación se presentan figuras relacionadas con las cajas contenedoras de núcleos y sus respectivas profundidades; en estas cajas de núcleos podemos apreciar cualidades relacionadas con el contenido de clastos o pequeños agentes intrusivos, los cuales representan herramientas bastante útiles al momento de interpretar formaciones.

INTERVALO No 1. 706.55 m a 739.42 m



Fig. 3.19. Caja con núcleos cortados, intervalo 706.6-708.89 m.



Fig. 3.20. Caja con núcleos cortados, intervalo 719.6-722.06 m.



Fig. 3.21. Caja con núcleos cortados, intervalo 724.2-726.5 m.



Fig. 3.22. Caja con núcleos cortados, intervalo 706.6-708.89 m.

INTERVALO No 2. 798.95 m a 871.59 m



Fig. 3.23. Caja con núcleos cortados, intervalo 798.9-801.2 m.



Fig. 3.24. Caja con núcleos cortados, intervalo 839.3-841.6 m.



Fig. 3.25. Caja con núcleos cortados, intervalo 845.8-847.9 m.



Fig. 3.26. Caja con núcleos cortados, intervalo 841.62-843.72 m.

INTERVALO No 3. 899.70 m a 925.41 m



Fig. 3.27. Caja con núcleos cortados, intervalo 899.7-901.8 m.



Fig. 3.28. Caja con núcleos cortados, intervalo 912.8-915.1 m.



Fig. 3.29. Caja con núcleos cortados, intervalo 919.8-921.2 m.



Fig. 3.30. Caja con núcleos cortados, intervalo 923.27-925.41 m.

Recordando uno de los objetivos de este trabajo de investigación, la correcta caracterización de brechas y formaciones carbonatadas, la cual puede ser enriquecida con la representación estadística de los resultados obtenidos, es por ello que a continuación se presentan graficas relacionadas con las propiedades medidas.

- **Intervalo no. 1: Profundidad aproximada de 706.55 a 739.42 m.**

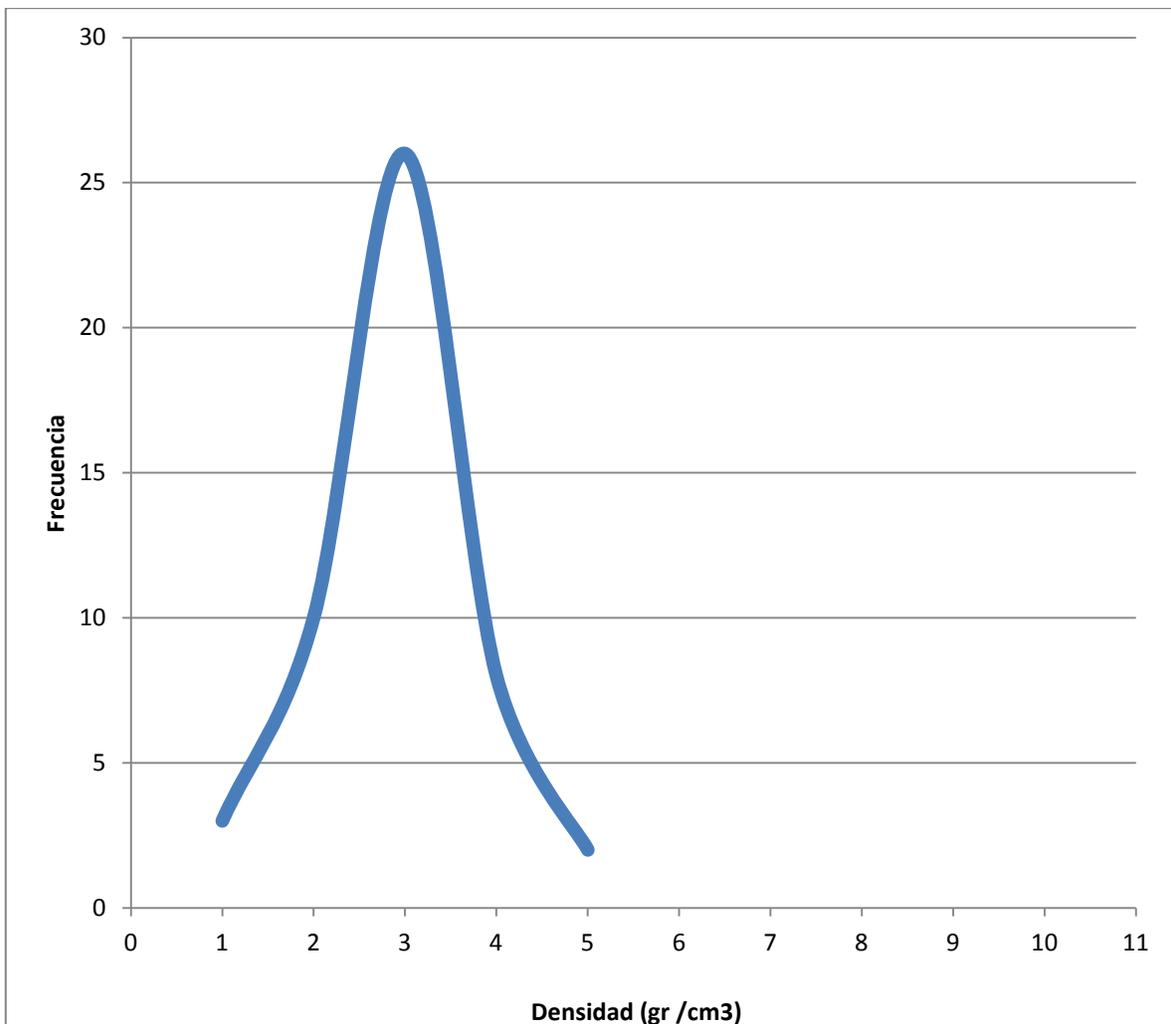


Figura. 3.31. Distribución de frecuencia de densidad, intervalo 706.55 a 739.42 m

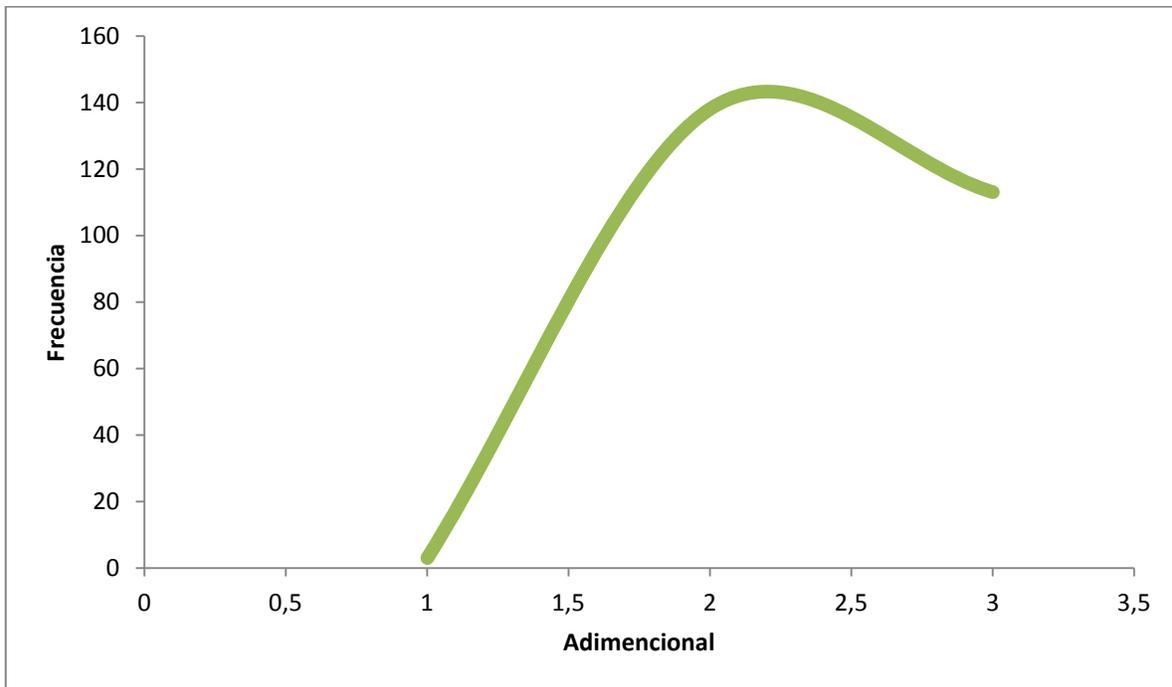


Figura. 3.32 Distribución de frecuencia de susceptibilidad magnética, intervalo 706.55 a 739.42 m

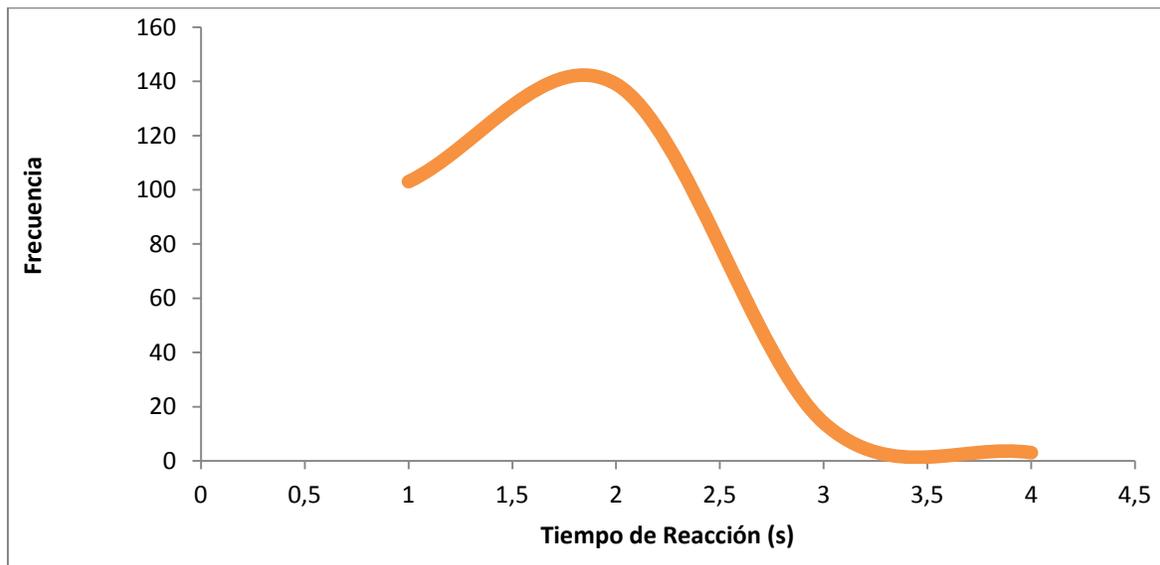


Figura. 3.33 Distribución de frecuencia de tiempo de reacción química, intervalo 706.55 a 739.42 m

- Intervalo no. 2: Profundidad aproximada de 798.95 a 871.59 m.

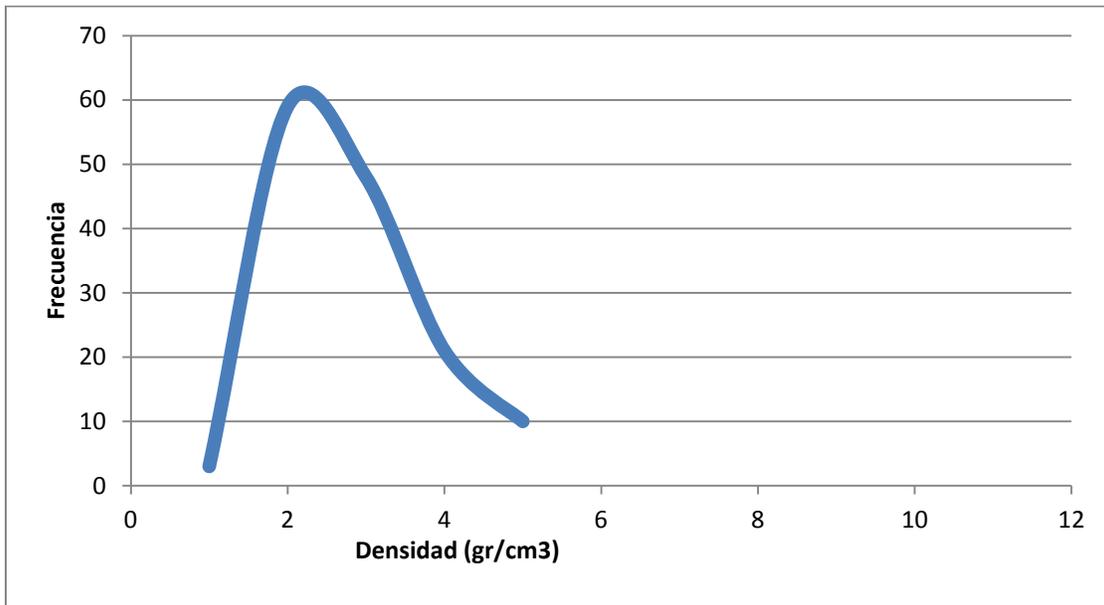


Figura. 3.34. Distribución de frecuencia de densidad, intervalo 798.95 a 871.59 m.

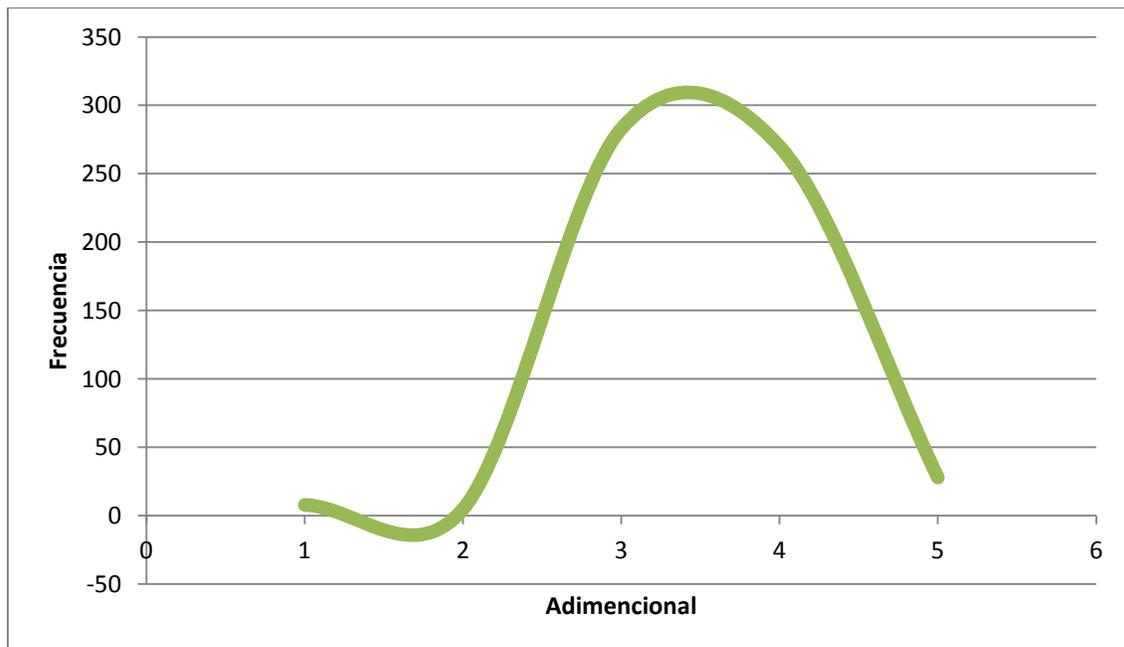


Figura. 3.35 Distribución de frecuencia de susceptibilidad magnética, intervalo 798.95 a 871.59 m.

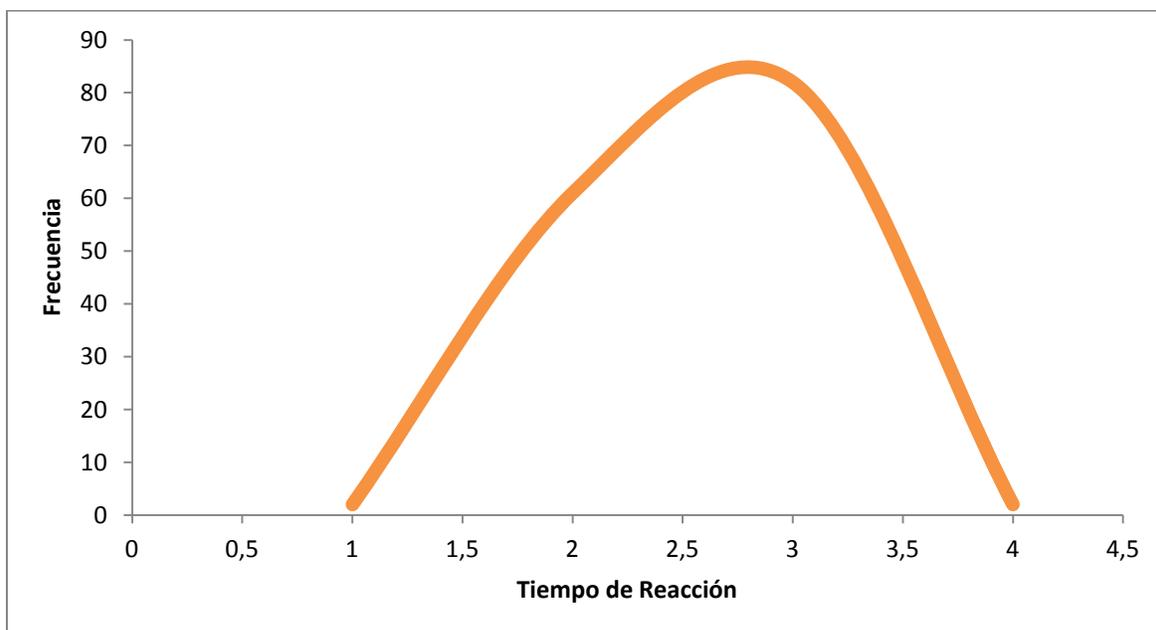


Figura. 3.36 Distribución de tiempo de reacción, intervalo 798.95 a 871.59 m.

- Intervalo no. 3: Profundidad aproximada de 899.78 a 925.91 m.

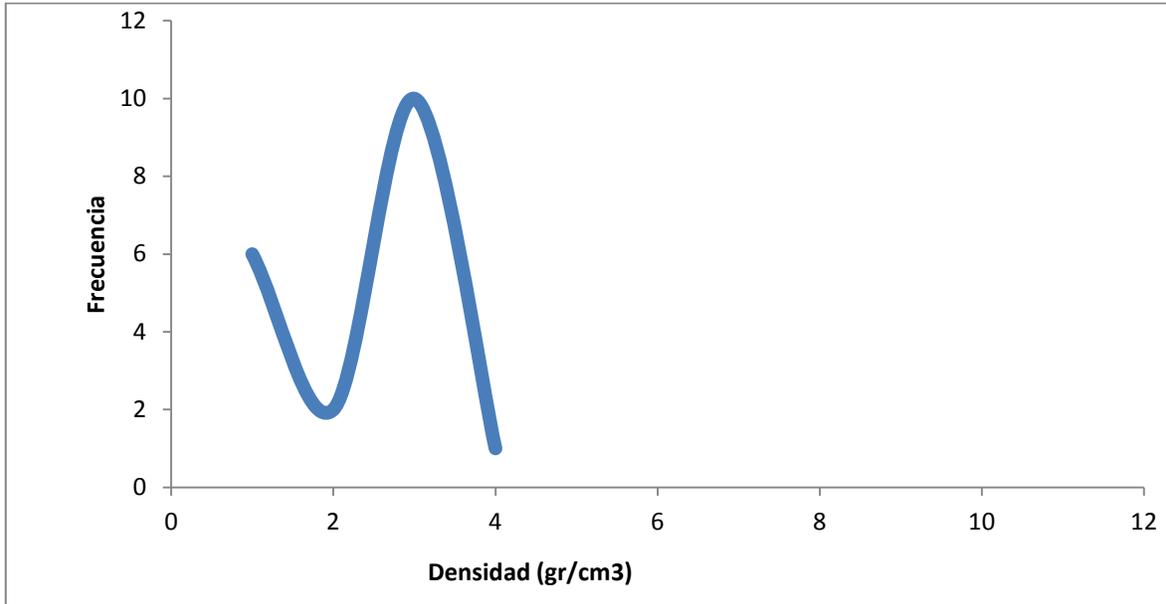


Figura. 3.37 Distribución de frecuencia de densidad, intervalo 899.78 a 925.91 m.

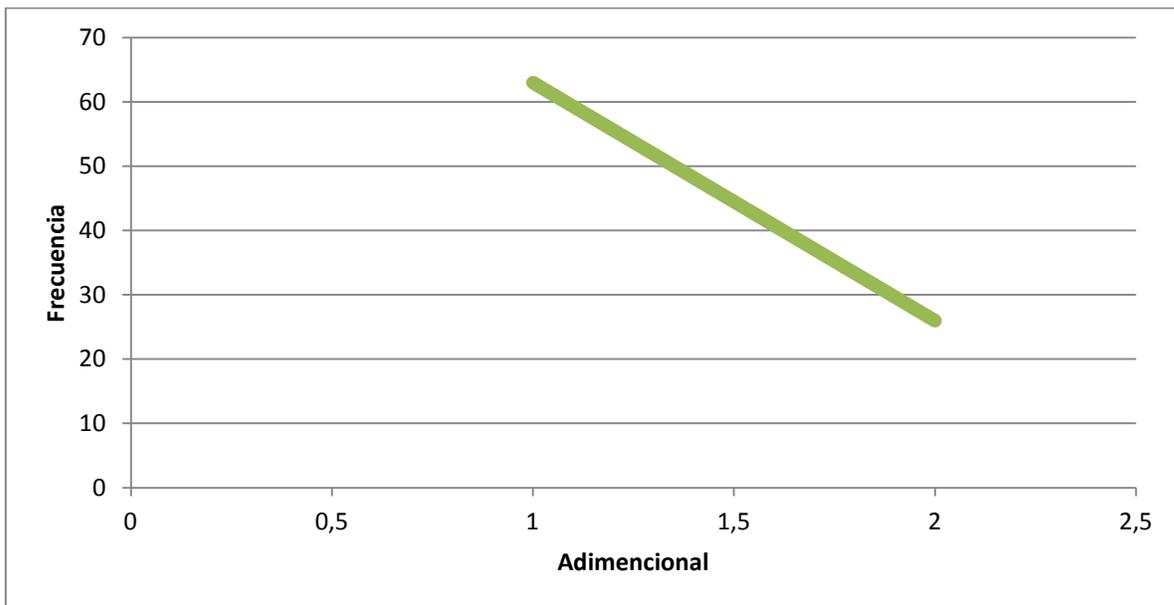


Figura. 3.38 Distribución de frecuencia de susceptibilidad magnética, intervalo 899.78 a 925.91 m.

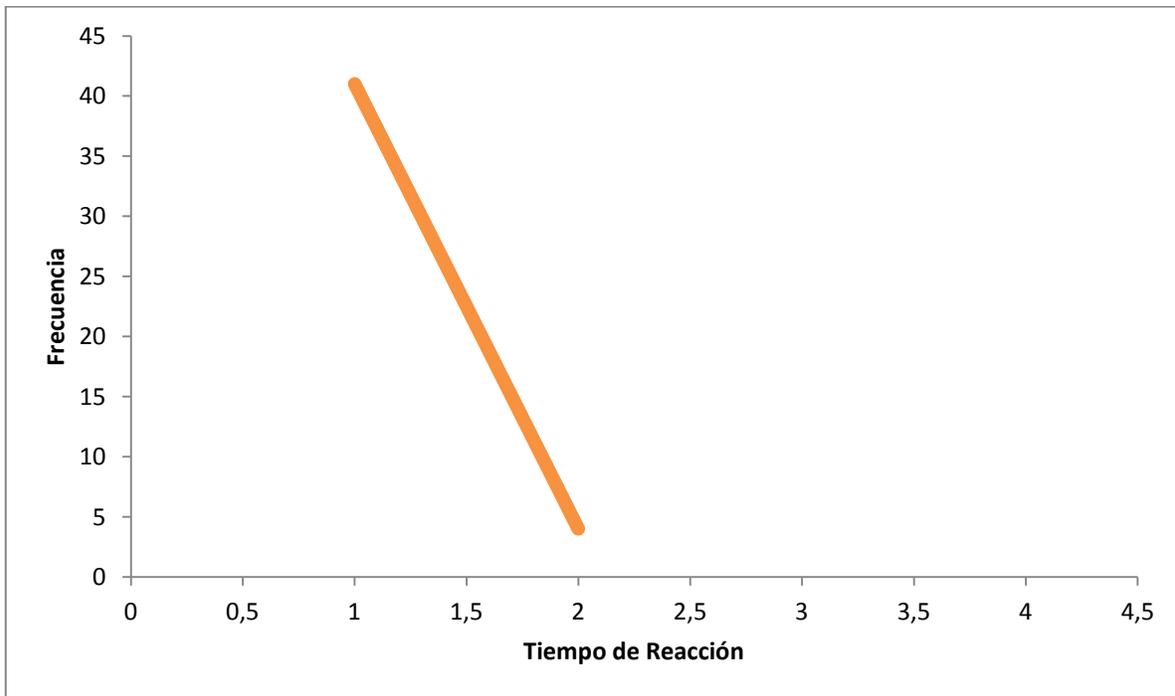


Figura. 3.39 Distribución de tiempo de reacción, intervalo 899.78 a 925.91 m.

Como siguiente estudio se presentan figuras relacionadas con las cajas contenedoras de núcleos y sus respectivas profundidades; en estas cajas de núcleos podemos apreciar una prueba de reacción química, la cual se desarrolla agregando ácido clorhídrico en clastos o pequeños agentes intrusivos, los cuales representan herramientas bastante útiles al momento de interpretar formaciones.

Capítulo 4



Análisis e interpretación

4. Análisis e interpretación

4.1. Áreas de oportunidad en la caracterización de secuencias carbonatadas

En los últimos años se ha tenido un interés creciente en el desarrollo y empleo de nuevos métodos de evaluación y caracterización de formaciones a partir de análisis de mayor resolución y precisión de registros de pozo. Ello ha promovido nuevas técnicas de procesado e interpretación de registros, desarrollo de nuevas herramientas y la inclusión de datos petrofísicos derivados de núcleos de perforación.

En el caso de exploración de secuencias carbonatadas, los estudios han permitido identificar los problemas y objetivos y desarrollar estrategias para adquisición de datos y análisis. Las secuencias carbonatadas incluyen una parte importante de las reservas de aceite y gas, incluyendo a los campos gigantes y súper gigantes de Arabia, Golfo Pérsico y Golfo de México.

Por otro lado, los carbonatos presentan problemas especiales relacionados a porosidad, permeabilidad, procesos de diagénesis, alteración, dolomitización, de dolomitización, microfracturamiento, etc., que añaden complejidad a su estudio y caracterización.

Entre los problemas se tienen la identificación y caracterización de calizas y dolomías, tipos y grado de dolomitización y de dolomitización y la ocurrencia de microfracturamiento y efectos en porosidad y permeabilidad.

4.2. Análisis e interpretación de secuencia carbonatada del pozo Yaxcopoil-1

En este trabajo analizamos una secuencia de carbonatos y brechas silíceas muestreadas en el pozo exploratorio Yaxcopoil-1 perforado en la secuencia carbonatada de Yucatán. En la perforación de este pozo se emplearon técnicas de recuperación continua de núcleos lo que permite análisis de detalle en el laboratorio.

En este estudio hemos utilizado mediciones de propiedades petrofísicas con determinaciones de susceptibilidad magnética, densidad y un método químico para caracterizar grados de dolomitización e identificación de calizas y dolomías.

Los datos de propiedades petrofísicas se complementan con la descripción y caracterización de las secuencias. Las observaciones macroscópicas y caracterización de los tipos de caliza muestran cierta problemática de delimitación de formaciones o facies durante los procesos de toma de registros a nivel de pozo, sin embargo, este problema puede ser parcialmente corregido en el laboratorio.

4.3. Observaciones sobre intervalos examinados

Anteriormente se hizo referencia a tres intervalos de estudio, los cuales pueden ser caracterizados más a detalle con ayuda de los registros magnéticos, de densidad y tiempo de reacción. A continuación procederemos a describir cada uno de los intervalos.

Primeramente tenemos el intervalo **706.55 a 739.42 m**, en el cual es posible apreciar distintos tipos de componentes en los núcleos.

Inicialmente es posible ver una serie de calizas autóctonas que están constituidas por componentes carbonáticos originados primariamente, por procesos químicos o bioquímicos.

Este intervalo muestra en su mayoría una matriz de micrita, la cual probablemente se formó en ambientes protegidos o de baja energía. También es posible apreciar algunos estromatolitos construidos por la acción de algas, los cuales son matas de algas fosilizadas. Estas matas son formadas por filamentos de algas verde-azules. Los casos en los que se presentan este tipo de características, frecuentemente, tienen una forma irregular.



Fig. 4.3.1 Muestra de Núcleo

En este intervalo también se pueden visualizar bioclastos (granos esqueléticos, fósiles), los cuales corresponden a restos completos o fragmentados de los esqueletos construidos por organismos. Por ejemplo, corales, algas calcáreas, etc.



Fig. 4.3.2 Muestra de Núcleo

Dicho sea de paso, el ambiente de desopilación de este intervalo del núcleo corresponde precisamente a un ambiente de baja energía, esto es supuesto con base en la observación de la horizontalidad de los límites de las facies.

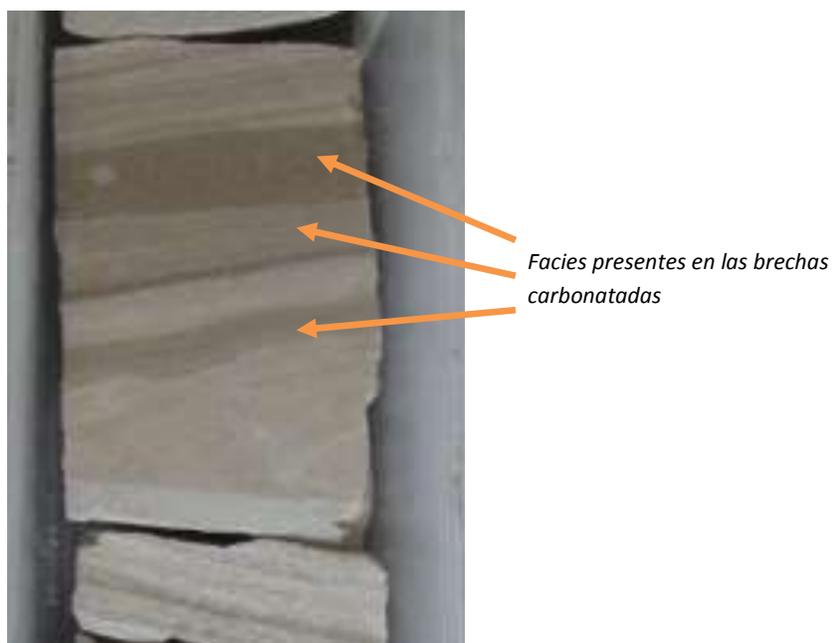


Fig. 4.3.3 Muestra de Núcleo

Un aspecto que tenemos que tener muy presente es el tipo de porosidad presente, para ello es necesario tomar en cuenta las características sobresalientes referentes a la textura y consolidación de este intervalo. Bien podemos apreciar que en este intervalo generalmente domina la porosidad primaria; sin embargo, también vemos presencia de un pequeño grado de porosidad secundaria.

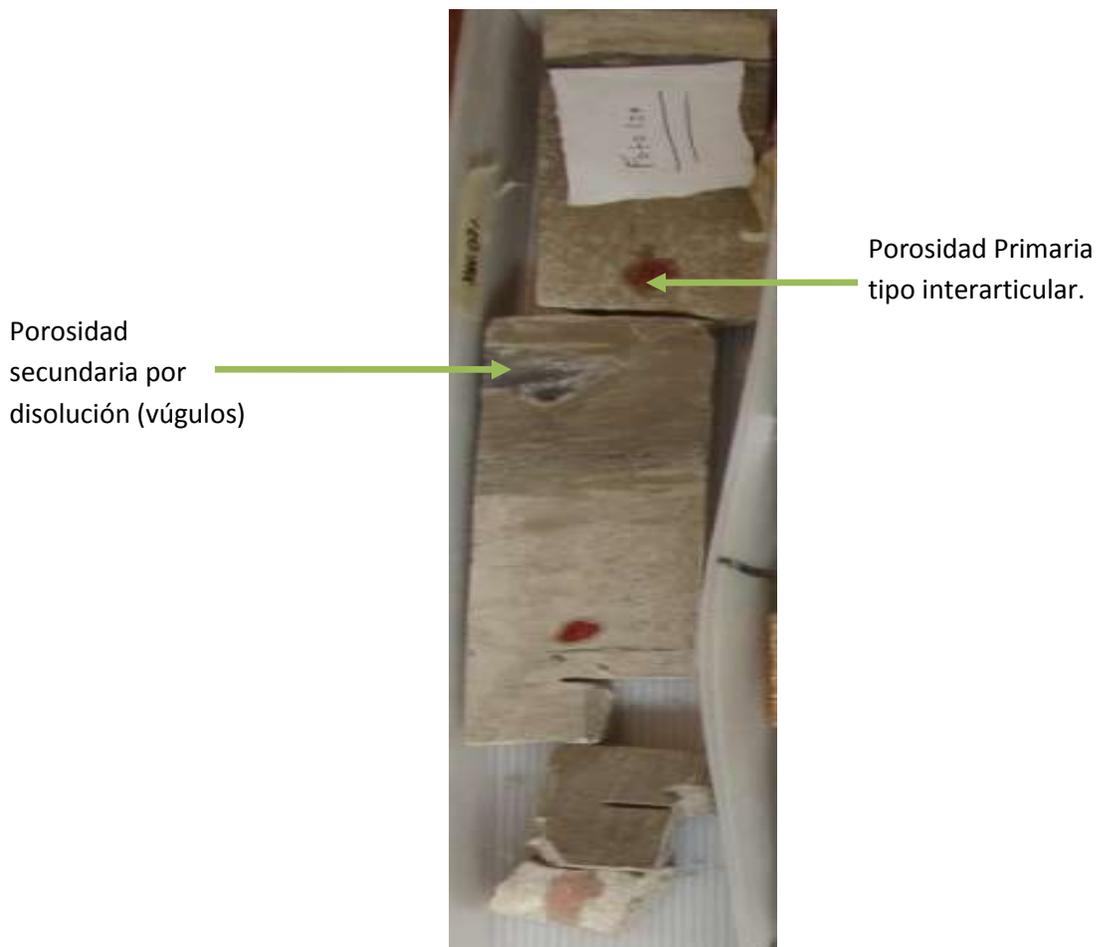


Fig. 4.3.4 Muestra de Núcleo

Con base en lo expuesto con anterioridad, vemos que generalmente este intervalo corresponde principalmente a una formación carbonatada tipo wackstone, lo cual significa que es de tipo caliza lodosa que contiene aproximadamente 10% de granos, los cuales están soportados por lodo calcáreo cuyas partículas son de tamaño de limo fino.

El segundo intervalo en cuestión corresponde al comprendido entre 798.95 a 871.59 m, es un intervalos que muestra muchos más variaciones en comparación con los demás intervalos estudiados.

En el intervalo en cuestión es apreciable un tipo de formación muy deleznable, debido a la poca compactación de los granos presentes, este intervalo corresponde a las profundidades de **798.95 a 841.62 m.**

Primeramente no es posible puede ver una textura deposicional reconocible, esto es probablemente debido a que corresponde a brechas de impacto.

Adicionalmente es posible ver pocos granos, algo así como menos del 10%, por lo tanto se trata de un mudstone (lodolita), la cual está pobremente sustentada por más del 90% de lodo.

Cabe resaltar que esta sección no muestra contenido fósil, lo cual reafirma la proposición de que corresponde a alguna brecha de impacto.

En cuanto a porosidad, vemos que presenta porosidad relacionada con la fábrica y porosidad no relacionada con la fábrica, interarticular y fractura respectivamente.



Porosidad interpartícula

Porosidad secundaria: fracturamiento

Fig. 4.3.5. Muestra de Núcleo

La siguiente sección muestra distintos tipos de rocas calizas, esta sección comprende de 841.62 a 852.45 m. Es posible ver a simple vista que es una formación más consolidada (comparándola con la anterior).

Este intervalo presenta una matriz de tipo esparita, término que es usado genéricamente para los cementos carbonatados. El cemento esparítico es un agregado de cristales de carbonato (aragonito o calcita) de tamaños mayores a las 4 micras que precipitan en los espacios existentes entre los granos de un sedimento carbonatado, o en los espacios internos de estas partículas.

Estas muestras de núcleo presentan bioclastos que comprenden un amplio rango de clasificación de carbonatos. Por ejemplo ciertas partes de este intervalo podemos apreciar desde caliza granular lodosa (packstone) hasta biolitita (bounstone), pasando por supuesto por caliza granular (grainstone).



Granos soportados por lodo y arcilla

Fig. 4.3.6. Muestra de Núcleo



No existe lodo y el soporte lo brindan únicamente los granos

Fig. 4.3.7. Muestra de Núcleo

La siguiente sección a caracterizar comprende las profundidades **863.21 a 871.6 m**, en la cual se observan las características siguientes. Es una caliza tipo wackstone, caliza lodosa, está soportada principalmente por lodo calcáreo.

Presenta porosidad tanto primaria (tipo interarticular) como secundaria (Tipo moldica y de fractura).

A juzgar por la textura y componentes de los núcleos recuperados en este intervalo, se induce que esta formación tiene su origen en un ambiente de depositación protegido de baja energía.

Probablemente esta formación se originó a través de precipitación química y bioquímica (por medio de degradación mecánica de bioclastos).

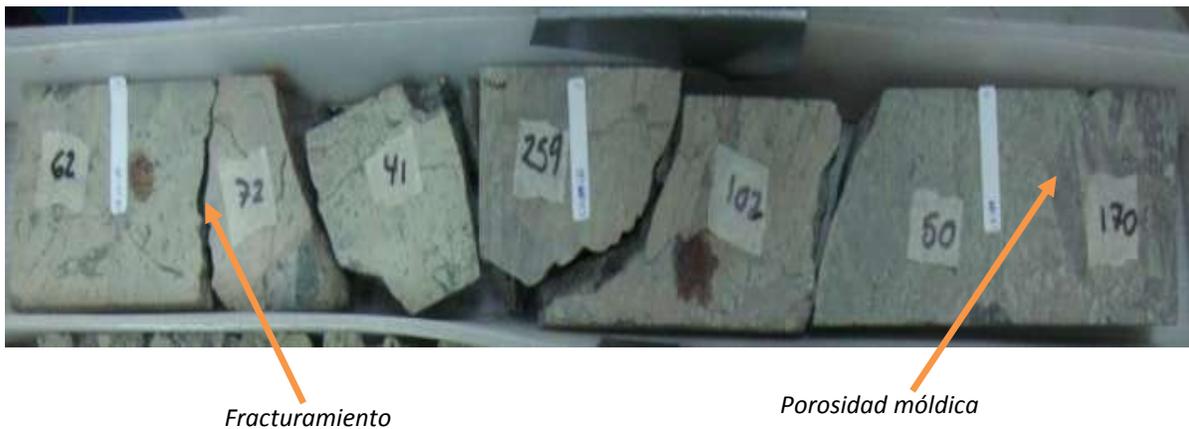
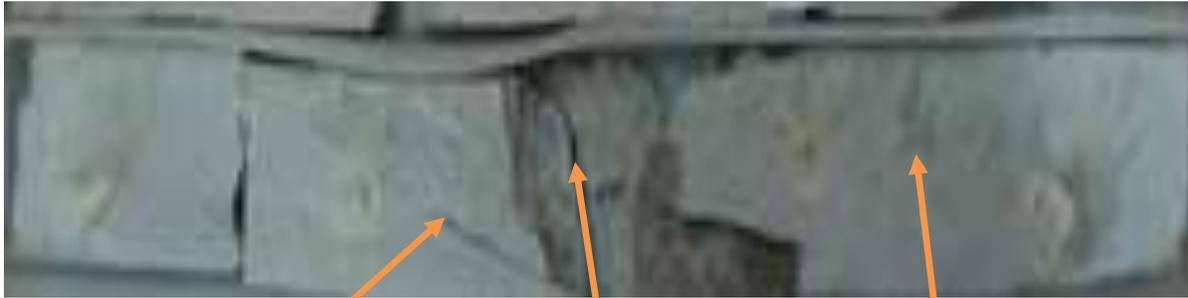


Fig. 4.3.8 Muestra de Núcleo

El siguiente intervalo comprende las profundidades **899.70 a 925.41m**, donde es posible apreciar dos facies. La primera de ellas comprende de las profundidades **899.70 a 906.97**, y la segunda comprende las profundidades de **912.82 a 925.41m**.

En la primera sección se puede apreciar una formación calcárea tipo wackstone (caliza lodosa), cuya matriz en que se sustenta corresponde a lodo calcáreo muy fino.

Este intervalo presenta porosidad secundaria, ya que es posible apreciar numerosas fracturas y canales. Adicionalmente es posible apreciar detenidamente un grado de porosidad primaria tipo interpartícula.



Porosidad secundaria: canales Presencia de abundantes fracturas Matriz lodosa y porosidad interpartícula

Fig. 4.3.9. Muestra de Núcleo

La sección posterior muestra bastante más homogeneidad en su composición, ya que no presenta granos de tamaños reconocibles y además carece de restos fosilizados de material biológico.

Entonces, se trata exactamente de una caliza tipo mudstone (con menos de 10% de granos), mejor conocida como lodolita. Probablemente los componentes originales de esta sección no estaban ligados durante el proceso de depositación (ambiente de depositación de baja energía).

Con respecto a la porosidad encontrada en ella, es posible apreciarla de tipo intergranular y fenestral (ambas de tipo porosidad primaria). También existen porosidad secundaria por medio de fracturas.



Porosidad fenestral

Fractura

Matriz lodosa

Fig. 4.3.10 Muestra de Núcleo

4.4. Análisis estadístico de propiedades medidas

Hasta este momento hemos dado por visto las características petrofísicas como densidad, susceptibilidad magnética y tiempo de reacción, así como también características cualitativas de propiedades de la matriz, porcentaje de contenido de granos, tipo o tipos de porosidad.

Ahora lo que corresponde, es precisamente determinar la relación existente entre las lecturas de las diferentes características petrofísicas y sedimentológicas. Para ello es necesario realizar distintos análisis y posteriormente realizar cierta interpretación.

Dicho sea esto, comencemos a analizar las gráficas presentadas en el capítulo 3, las cuales corresponden a las cantidades medidas de densidad, susceptibilidad magnética y tiempo de reacción, así como sus respectivas tendencias.

Inicialmente, se compara el intervalo comprendido entre **706.55 a 739.42 m**, en el cual podemos diferenciar nuevos intervalos.

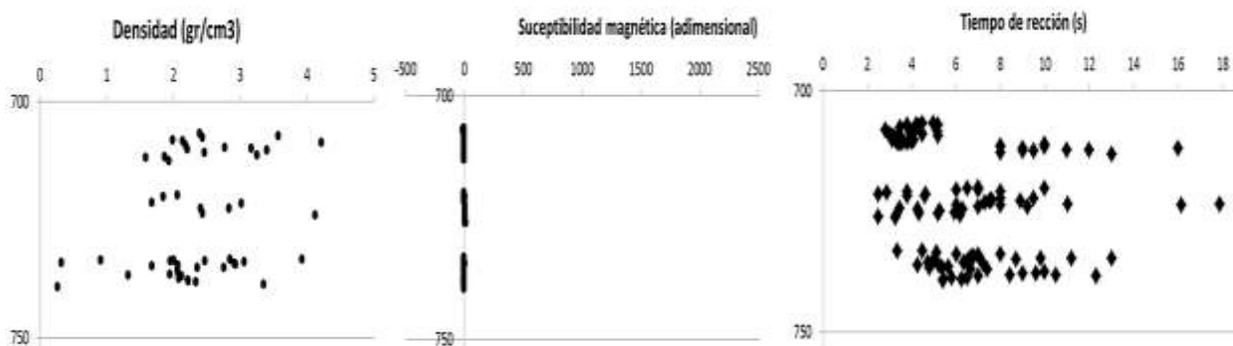


Fig. 4.4.1 Muestra de Núcleo

Después, el Intervalo no. 2, Profundidad aproximada de **798.95 a 871.59 m**, también muestra nuevos intervalos contenidos dentro de éste.

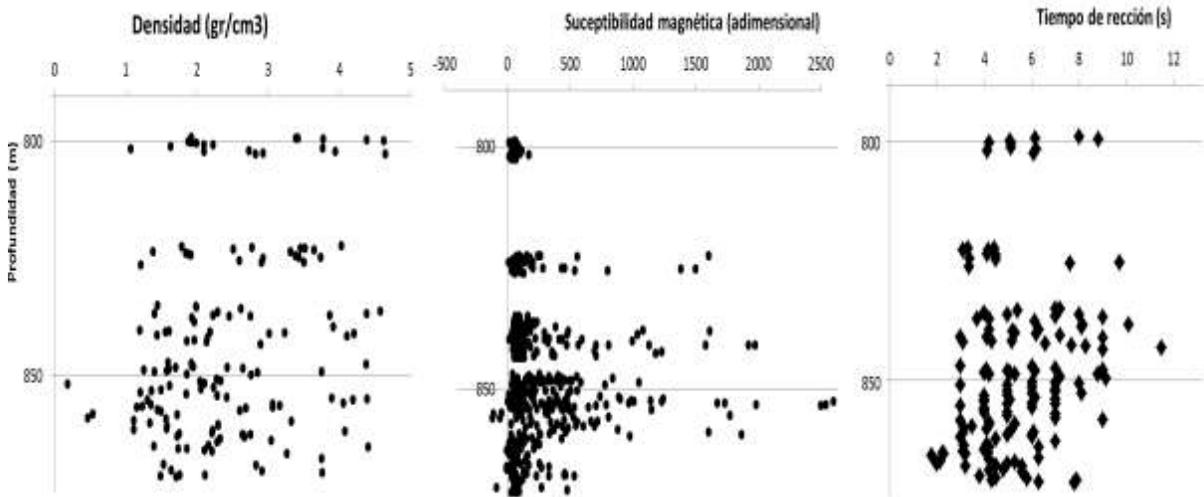


Fig. 4.4.2 Muestra de Núcleo

Finalmente el Intervalo no. 3, Profundidad aproximada de **899.78 a 925.91 m**, muestra igualmente nuevos intervalos.

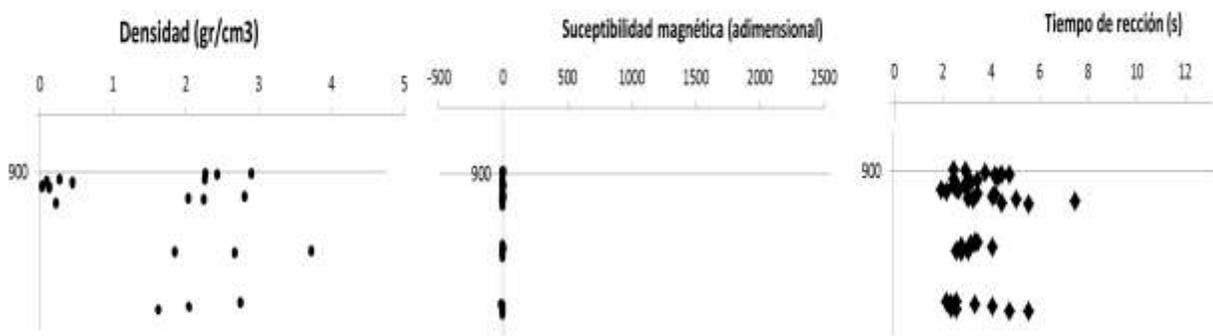


Fig. 4.4.3 Comportamiento de los resultados dados por cada uno registro que se consideraron para pozo.

4.5. Interpretación integral de núcleos examinados

Ahora es posible realizar cierta interpretación tomando en cuenta dos factores: inspección visual de los núcleos y manejo estadístico de las propiedades medidas en el laboratorio.

Entonces es posible llegar a las siguientes consideraciones:

1.- En el intervalo comprendido entre **706.55 a 739.42 m**, es posible denotar diferencias de estratificación con base en la comparación de los registros petrofísicos de los núcleos.

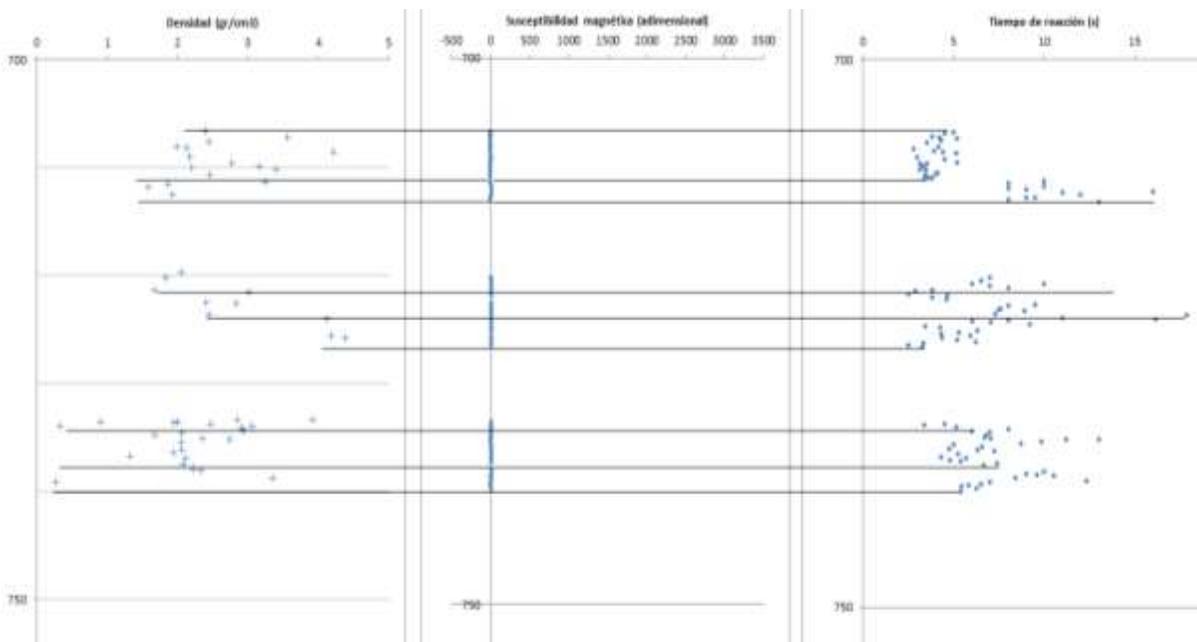


Fig. 4.5.1 Subintervalos determinados por inspección visual (706.55 a 739.42 m).

En el primer subintervalo presente en la figura anterior comprendido aproximadamente entre **706 y 711 m**, la medición de las propiedades de densidad y susceptibilidad magnética no denotan diferencia entre estratos, sin embargo, la

prueba de reacción química muestra una pequeña diferencia en el grado de dolomitización en comparación con el intervalo posterior.

En el siguiente subintervalo (profundidad aproximada **711 a 714 m**) no existe variación considerable en la medición de la susceptibilidad magnética, pero la densidad y el tiempo de reacción denotan un intervalo con características propias.

En general este intervalo (**706.55 a 739.42 m**) no presenta variaciones en medición de susceptibilidad magnética y los demás subintervalos presentan son claramente distinguidos gracias a las variaciones simultáneas tanto en densidad y tiempo de reacción.

2.- En el intervalo comprendido entre 798.95 a 871.59 m, es posible denotar numerosas diferencias de estratificación basadas en la comparación de los registros petrofísicos de los núcleos (densidad, susceptibilidad magnética y tiempo de reacción).

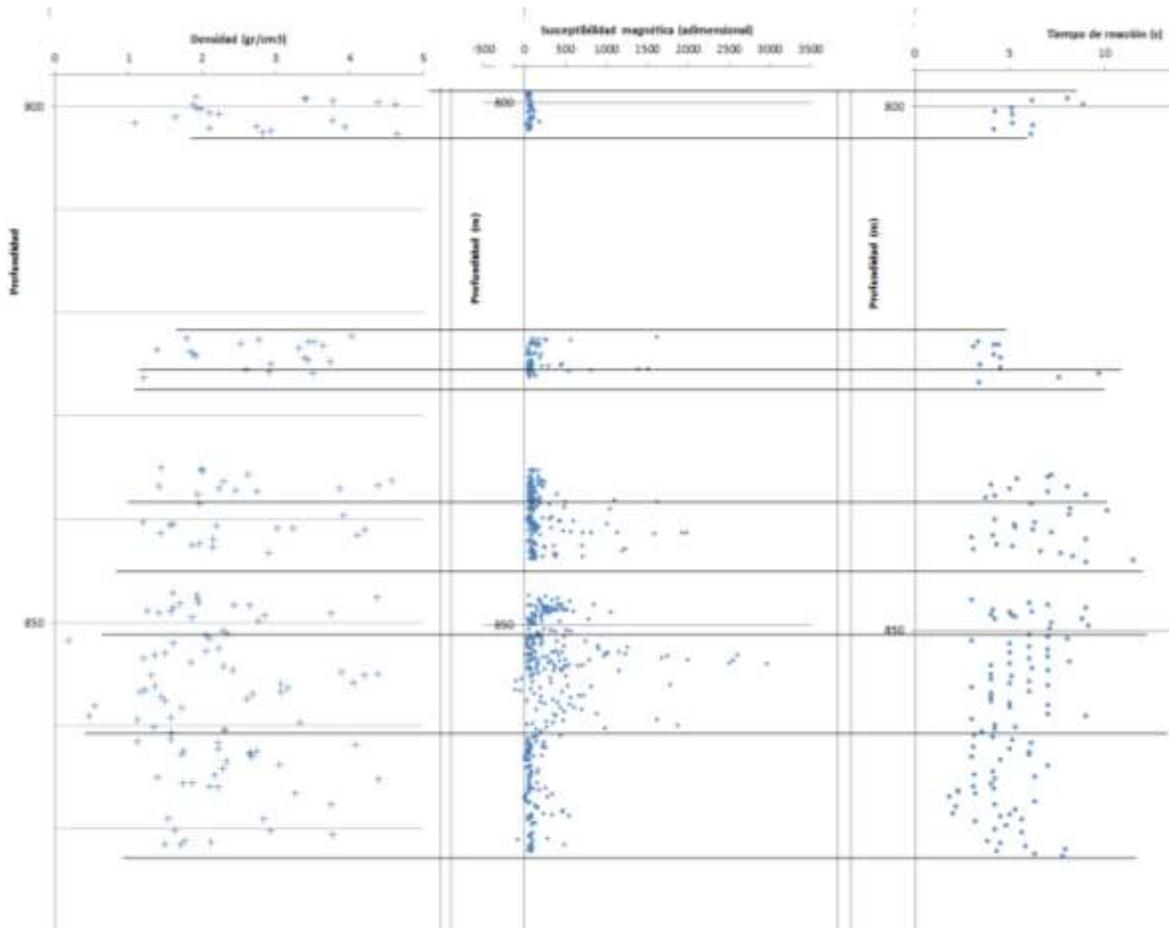


Fig. 4.5.2 Subintervalos determinados por inspección visual (798.95 a 871.59 m).

La descripción de facies está fuera del alcance de esta sección de la tesis, sin embargo, es posible ver que la medición del grado de dolomitización en el que se encuentra todo este intervalo (**798.95 a 871.59 m**) coadyuva en gran medida en la delimitación de las facies de la columna litológica.

Es importante señalar que en el subintervalo comprendido aproximadamente entre **837 y 847 m** presenta una enorme serie de valores elevados de susceptibilidad magnética, esto es debido a la gran cantidad de minerales contenidos dentro de este subintervalo.

Igualmente en el intervalo aproximadamente existente entre 852 y 862 m, las mediciones continuas de susceptibilidad magnética exhiben claramente la presencia de un estrato que contiene una cantidad considerable de minerales.

Los subintervalos restantes presentan características similares (comparándose entre ellos), sin embargo es posible apreciar que existe un grado de dolomitización avanzada en la columna litológica a partir de la profundidad aproximada de 848 m, y que termina hasta los 872 m.

3.- En el tercer y último intervalo comprendido entre **899.78 a 925.91 m**, es posible denotar cierta homogeneidad en los primeros subintervalos (**799 a 908 m**) debido a que la diferencia mas notoria (en densidad) no es muy significativa, ya que el diferencial de densidades entre las muestras en cuestión, es demasiado pequeño (en promedio de 2 gramos por centímetro cúbico).

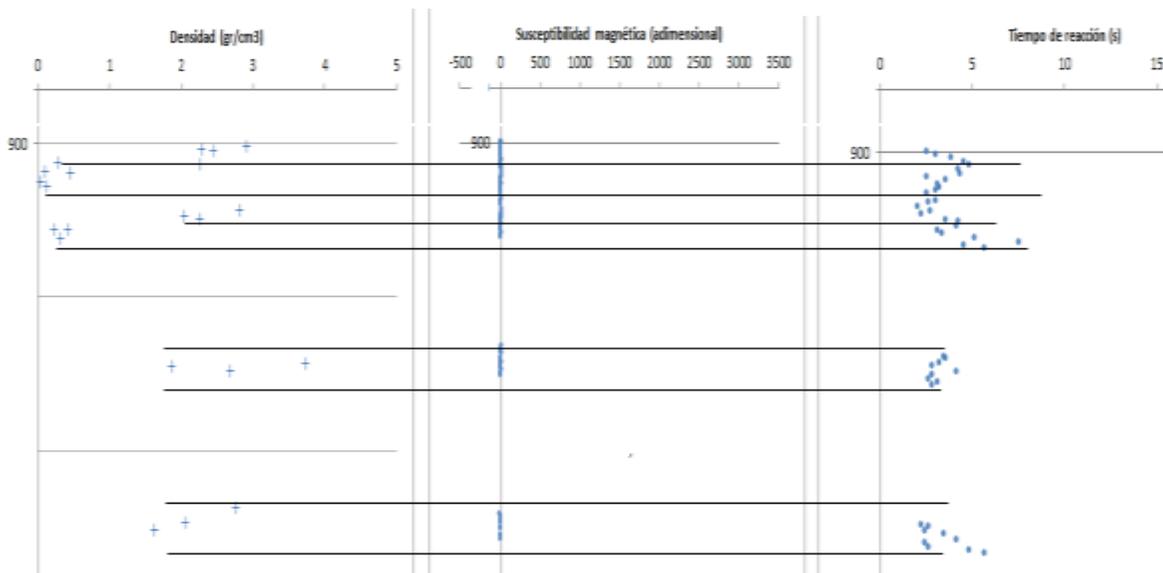


Fig. 4.5.3 Subintervalos determinados por inspección visual (899.78 a 925.91 m).



Conclusiones y Recomendación

Conclusiones

- La caracterización de columnas litológicas de pozos exploratorios a través de pruebas petrofísicas en laboratorios sobre núcleos recuperados proporciona una herramienta atractiva para el desarrollo de la ingeniería petrolera en el área de yacimientos.
- La ventaja mas notoria que se obtiene a partir de la metodología de experimentación y análisis abordada en este trabajo de tesis, es precisamente la delimitación de facies a una escala un tanto más pequeña (registros puntuales), en comparación con algunos tipos de registros petrofísicos tomados en el pozo.
- A pesar de que existen variados beneficios en la caracterización de formaciones carbonatadas a través de registros petrofísicos de pozo, no resulta conveniente pasar por alto un análisis petrofísico de núcleos y una inspección de muestras de canal.
- Los resultados de interpretación basados en el análisis estadístico y de correlación entre registros de propiedades petrofísicas resultan ser de gran utilidad en la corrección y enriquecimiento de la información obtenido con base en los registros petrofísicos de pozo y el análisis de muestras de canal durante el proceso de perforación.
- Es importante señalar que la aplicación de una metodología de análisis de propiedades petrofísicas en laboratorio sobre núcleos de pozo resulta ser una tarea difícil de realizar, debido a que el número de mediciones

puntuales de densidad, susceptibilidad magnética y tiempo de reacción, resulta ser bastante elevado.

Recomendaciones

- Es recomendable no tomar los juicios y premisas obtenidas experimentalmente como resultados absolutamente correctos, ya las mediciones petrofísicas de los núcleos recuperados en superficie requieren ser evaluadas a condiciones de yacimiento.
- Se recomienda realizar en algún futuro nuevas mediciones de las mismas muestras de núcleos usadas en este experimento, pero que se efectúe con nuevas propiedades petrofísicas, tales como resistividad eléctrica y permeabilidad, etc.
- Cabe recomendar que el uso de este trabajo de investigación de tesis es meramente informativo y que las aplicaciones en campo aun no son efectuadas, sin embargo abre una posibilidad para futuras aplicaciones a gran escala.



Bibliografías

BIBLIOGRAFÍA

- Adams, A.E., Mackenzie, W.S., y Guilford, C., 1997, “Atlas de Rocas Sedimentarias”, Masson.
- Aguilar Áreas R., Castro Martínez H., Pong Uzanga B., González Monroy Z., 2006, Aplicación de la tecnología de perforación bajo balance en zonas de pérdida total de circulación en campos marinos de la Bahía de Campeche, Revista Ingeniería Petrolera, Vol. XLVI No.6, 2006.
- Alvarez, M. "Clasificación de las rocas carbonatadas." Comisión Nacional de Energía Nuclear de México. 1966.
- American Association of Petroleum Geologist, “Clasification of Carbonate Rocks”, Tulsa, Oklahoma, USA 1962, pág. 59.
- American Association of Petroleum Geologist, “Clasification of Sedimentary Rocks”, Tulsa, Oklahoma, USA 1962, págs. 71, 117.
- Asquito, George B. "Subsurface Carbonate Depositional Models." Tulsa: Petroleum. 1979.
- Asociación de Ingenieros Petroleros de México (AIPM), 2000, Capítulo 11.- “Terminación y Mantenimiento de Pozos”, Un Siglo de la Perforación en México,
- Autores Varios, 2000, Desarrollo de la Perforación Bajo Balance (Pbb) en México, COLAPER México 2000.
- Ángeles- Aquino, F., 1996, Estratigrafía del Jurásico Superior en la Sonda de Campeche, México, Tesis de postgrado (IPN).
- Ángeles-Aquino, F. y A. Cantu Chapa, 2001, “Subsurface Upper Jurassic Stratigraphy in the Campeche Shelf, Gulf of Mexico, en C. Bartolini, R.T. Buffler, y Abelardo Cantú Chapa (Eds), The Western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, Sedimentary Basins, and Petroleum Systems. AAPG Memoir 75,
- Ángeles-Aquino, F.J., Bosquejo Geológico de la Sonda de Campeche, Ingeniería Petrolera, vol.XLIV, num 11.

- Ángeles-Aquino, F.J., Monografía Petrolera de la zona Marina, Asociación Mexicana de Geólogos petroleros, A.C, Marzo 2006.
- Bratton T., D.V. Canh, Nguyen V. Duc, P. Gillepie, Bingjian Li, R. Marcinew, B. Montaron, R. Nelson, D. Schoderbek y L. Sonnerland, 2006, “La naturaleza de los yacimientos naturalmente fracturados”, Oilfield Review.
- Bullock, P, 1985, Handbook for Soil Thin Section Description: Wolverhampton, UK, Waine Research Publications.
- Cancino Ortega Rodrigo, "Características Geológico-Petrofísicas de Yacimientos Petroleros en Rocas Carbonatadas" Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM 2005.
- Caraveo Aválos Juan Edén, 2009 “Evaluación petrolera y métodos de explotación en la región Chiapas-Tabasco”. Tesis de Licenciatura, UNAM.
- Cárdenas Vences Guillermo., 2008 ”Evaluación Petrolera y métodos de Explotación en el Complejo Ku-Maloob-Zaap”, Tesis de licenciatura, UNAM Facultad de Ingeniería.
- Choquette, P. W., and L. C. Pray., 1970 “Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates” AAPG Bull
- Cinco Ley H., 2006, Nuevas Tecnologías para la Producción de Hidrocarburos. Seminario Noviembre, 2006.
- Colomo J., Barnetche A., Hefeeran J., “Poza Rica. Its Development, Exploitation and Near Future”, 1951, págs. 1-19.
- Cook, H.E., and H.T. Mullins, 1983, “Basin margin environment”, in P. A. Scholle, D. G. Bebout, and C. H. Moore, eds., Carbonate depositional environments: AAPG Memoir 33
- Coromías Joan, “Breve Diccionario Etimológico de la Lengua Castellana”, Madrid, Editorial Gredos SA, 1973.

- Ealian Al-Anzi, Nabil Al-Habib, Hisham Nasr-El-Din, Alvarado O., Brady M., F. Chang., E. Huidobro, Mohamed J. y Depinder S., 2004, “Reacciones positivas en la estimulación de yacimientos carbonatados”, Schlumberger Oil Field Review.
- Downton G., Hendricks A., Demos P., 2003, Nuevos rumbos en la perforación rotativa direccional, Oilfield Review, Invierno 2000
- Ficetti Silvina, 2002, “Acidificación de Carbonatos”, Schlumberger Servicios de Estimulación a Pozos.
- Ficetti Silvina, 2000, “Fracturamiento Hidráulico”, Schlumberger Servicios de Estimulación a Pozos.
- Ficetti Silvina, 2011, “Introducción a la Estimulación Matricial”, Schlumberger Servicios de Estimulación a Pozos.
- Figueroa C. G. (PEP), Ortuño M. E. (PEP), Espinosa L. R. (IMP), Jiménez G. M. (IMP), 2006, Interpretación Sísmica Estructural Jurásico Superior Kimeridgiano, Activo Integral Ku-Maloob -Zaap.
- Fraija, J., Ohmer H., Pulick T., Rosharon, 2003, Nuevos aspectos de la construcción de pozos multilaterales, Oilfield Review, Invierno de 2002/2003.
- Folk, R.L., 1980 “Petrology of Sedimentary Rocks” Hemphill Publishing Company Austin, Texas.
- García Avendaño Alberto, “Estudio de núcleos de roca del Activo Integral Cantarell de la Sonda de Campeche”, Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM 2010.
- García Urquiza C., 2007, “Equipos y Herramientas de la Perforación”, Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería UNAM.
- Gonzalez, G. R., Y Holguin, Q. N., 1992, “Las rocas generadoras de México: Boletín Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, Vol. XLII, Núm.1.

- Grajales Nishimura José Manuel, “Origen, diagénesis e importancia petrolera de la secuencia carbonatada del límite Cretácico-Terciario en el sureste de México”, Tesis de Doctorado, Posgrado de la Facultad de Ingeniería, UNAM, 2001.
- Hernández Juárez, Arturo., 2008 “Origen, evolución e importancia económica petrolera del Campo Cantarell, en la sonda de Campeche”, Tesis de licenciatura, UNAM Facultad de Ingeniería.
- Hernández Rodríguez Gerardo, “Sedimentología y diagénesis de rocas carbonatadas del jurasico superior: Una comparación de las facies productoras de hidrocarburos de la Sonda de Campeche con la formación el Porvenir, Oaxaca”, Tesis de Maestría, Posgrado de la facultad de Ingeniería, 2007.
- Informe de Play Cretácico Superior, 2006. Coordinación de Plays Establecidos. Activo Regional de Exploración Marina. Región Marina Suroeste).
- Informe de Play Jurásico Superior Kimmeridgiano, 2006, Coordinación de Plays Establecidos. Activo Regional de Exploración Marina. Región Marina Suroeste.
- Informe de Play Jurásico Superior Oxfordiano, 2006, Coordinación de Plays Establecidos. Activo Regional de Exploración Marina. Región Marina Suroeste.
- Informe final del Play Brecha KS, 2006, Coordinación de Plays Establecidos. Activo Regional de Exploración Marina. Región Marina Suroeste.
- J.J. Fornós, A, Rodríguez Perea y J. Arbona, “Acta Geológica Hispánica”, tomo 21-22, 1986-1987, págs. 459-468.
- Kalfayan J. Leonard, 2007, “Fracture acidizing: History, Present and Future”, SPE paper 106371, SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, College Station, Texas, 29-31.
- Knox J.A. and Ripley H.E., 1979, “Fracture acidizing in carbonate rock”, The Journal of Canadian Petroleum.
- Krumbein W. C., y Sloss, L. L., 1969, “Estratigrafía y Sedimentación” UTEHA, México Traducido por R. García Díaz.

- León Contreras R.M, 2007, “Pozos Multilaterales: Reto y Oportunidad para la Explotación de Yacimientos Complejos”, Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería UNAM.
- López Valdez I. 2007, “Apuntes de Elementos de Perforación”, Facultad de Ingeniería, UNAM.
- Lucia, F. Jerry "Carbonate Reservoir Characterization." Springer. 1999.
- Murillo-Muñetón, G., Grajales-Nishimura, J.M., Cedillo-Pardo, E., García-Hernández, J., Hernández-García, S. 2002. Stratigraphic Architecture and Sedimentology of the Main Oil-Producing Stratigraphic Interval at the Cantarell Oil Field: the K/T Boundary Sedimentary Succession. Society of Petroleum Engineers, Paper SPE-7431.
- Mahmood Akbar, Ali H. Alghamdi, Allen D., Canegie A., R.D. Chourasiya, S. D. Russell y R. Netherwood, 2001, “Evaluación de yacimientos carbonatados”, Schlumberger Oil Field Review.
- Martínez Salas Federico, 2003, Proyecto integral Ku-Maloob-Zaap diseño de la estrategia de ejecución de obras y servicios. CIPM. E_Exitep 2003.
- Martinez Ibarra Ricardo, 2009. “Dolomitización y generación de porosidad vugular en la brecha K/T del Campo Cantarell, Zona Marina-Campeche” Tesis Posgrado, UNAM.
- Marx Rojano M.A., 2010 “Análisis de la distribución geológica y expectativas petroleras de la Formación Tamabra” Tesis Posgrado, UNAM.
- Meléndez-Arguello, L., García-Hernández, J., Balcazar, R.,2007, La Sal del Calloviano como factor determinante de la evolución de la estructura y distribución de facies prospectivas en el Área Central del Activo Integral Cantarell, Ingeniería Petrolera, Vol. XLVII, num 1.
- Mendoza et al., 2000 “Caracterización geomorfológica de talud y plataforma continentales de Campeche-Yucatán”, México. Investigaciones Geográficas. Boletín del Instituto de Geografía, UNAM.

- Meneses de Gyves, J., 1980, “Geología de la Sonda de Campeche”, Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, Vol.32, pp.1-26.
- Meneses, “Condiciones estratigráficas de los sedimentos terciarios en la Cuenca de Veracruz”, Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, tema presentado en la primer Convención de la AMGP, 1953.
- Newman M.S. y Rahman M.M., 2009, “A new efficiency criterion for acid fracturing in Carbonate Reservoirs”, SPE paper 122630.
- Nichols, Gary, 2009, “Sedimentology and Stratigraphy, Wiley-Blackwell”.
- Oilfield Review, Schlumberger “Los impactos de los asteroides”, Volumen 21, no. 4, 2010, págs. 14-27.
- Ortiz Pacheco Carlos Alberto, “Secuencias Estratigráficas en la Sonda de Campeche” Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM 2005.
- PEMEX Anuario Estadístico, 2005-2006, 2009-2011.
- PEMEX Las reservas de Hidrocarburos de México, 2012.
- PEMEX Exploración y Producción Región Marina Noreste, 2007, Activo Integral Ku-Maloob-Zaap.
- PEMEX Gerencia de Ingeniería, 2002, Guía de Diseño para Estimulaciones de Pozos.
- PEMEX, 2008, “Terminación, Guías de diseño para Fracturamientos Hidráulicos”, Gerencia de Ingeniería y Tecnología de la UPMP.
- Peñaloza-Romero, R., 2003, Geometría del fracturamiento y procesos diagenéticos que condicionan las propiedades petrofísicas de la brecha calcárea en el campo Cantarell, Tesis Posgrado, UNAM.
- Peter M. Burgess, Huw D. Williams, V. Paul Wright, Giovanna Della Porta, Didier Granjeon, 2011, “Investigating Carbonate Platform Types: Multiple Controls and a Continuum of Geometries”, Search and Discovery Article #30164, AAPG, Houston.

- Pettijohn, F.J. 1975 "Sedimentary Rocks" Harper and Row. New York.
- Pomar, L., 2001, "Types of carbonate platforms: a genetic approach", Blackwell Science Ltd., Basin Research 13, España.
- Pomerol Charles y Fouet Robert, "Las Rocas Sedimentarias", 1952, págs. 98-106.
- Pournik M., Mahmoud M. y Nasr-El-Din H.A., 2009, "Acid Re-fracturing: Is it a good Practice?" SPE paper 124874.
- Santiago-Acevedo, J., Carrillo-Bravo, J., Martell-Andrade, B., 1984, Geología Petrolera de México, en Marmissolle-Daguerre, D. (coord.), Evaluación de Formaciones en México: México, D.F., Schlumberger y Petróleos Mexicanos.
- Schlumberger Market Analysis, 2007.
- Salah Al-Harthy, 2009: Opciones para la estimulación de pozos de alta temperatura, Schlumberger Oil Field Review.
- Scoffin, Terence P. "An introduction to carbonate sediments on rocks." London Chapman and Hall. 1987.
- Schlager Wolfgang, 2005, "Carbonate Sedimentology and Sequence Stratigraphy", Society for Sedimentary Geology, Amsterdam.
- Scholle, Peter A., Ulmer-Scholle, Dana S., 2003: A Color Guide to the Petrography of Carbonate Rocks: Grains, textures, porosity and diagenesis, AAPG Memoir 77, Oklahoma.
- TAML. "TAML Multilaterals Classification System", 2004.
- Torres G. H. Jaime. 2005, "Uso de la información de la prueba de multitrazado y cambios en la composición química de las aguas producidas en el área I del campo poza rica y recomendaciones para la readecuación y optimización de su esquema de desarrollo" Tesis Posgrad, UNAM.

- Tucker, M. E. and Wright, V., 1990, “Carbonate Sedimentology”, Blackwell Scientific Publications, Oxford, p. 496.
- Vail, P.R. and R.M. Mitchum, Jr., 1977, Seismic stratigraphy and global changes of sea level; Part 1, Overview: AAPG Memoir 26
- Walker R. G. “Facies models” Geological association of Canada, business and economic service, 1984 Toronto.
- Wayne M. Ahr, 2008: “Geology of Carbonate Reservoirs: The Identification, Description, and Characterization of Hydrocarbon Reservoirs in Carbonate Rocks”, John Wiley and Sons Inc. Publication, New Jersey.
- Wayne W. Frenier, Syed Ali, Hans K. Kotlar, Hisham A. Nasr-El-Dim y Olav V., 2004 : “Pruebas virtuales: La clave de un proceso de estimulación”, Schlumberger Oil Field Review.