

01124
39



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

LOS REGISTROS GEOFISICOS DE PROPIEDADES
MAGNETICAS EN EL POZO YAXCOPOIL - I

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

SANCHEZ NICOLAS UBALDO

DIRECTORES: DR. JAIME URRUTIA FUCUGAUCHI
DRA. ANA MARIA SOLER ARECHALDE

MEXICO, D. F.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

2003

A



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-1-912

SR. UBALDO SÁNCHEZ NICOLAS
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Dr. Jaime Urrutia Fucugauchi y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**LOS REGISTROS GEOFÍSICOS DE PROPIEDADES MAGNÉTICAS EN EL POZO
YAXCOPOIL-1**

	RESUMEN
I	INTRODUCCIÓN
II	FUNDAMENTOS Y ANTECEDENTES
III	METODOLOGÍA
IV	MARCO GEOLÓGICO DE LA PENÍNSULA DE YUCATÁN
V	CRÁTER DE CHICXULUB
VI	POZO EXPLORATORIO YAXCOPOIL-1
VII	RESULTADOS E INTERPRETACIÓN DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS
VIII	CONCLUSIONES BIBLIOGRAFÍA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
Cd. Universitaria, 1^a F., a 29 de agosto de 2003
EL DIRECTOR

M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFBB/AGC*gtm





UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN
CIENCIAS DE LA TIERRA
OFICIO: FING/DICT/1044/03

ASUNTO: Solicitud de Jurado para Examen
Profesional

M. C. GERARDO JOSÉ FERRANDO BRAVO
Director
Facultad de Ingeniería U.N.A.M.
P r e s e n t e

El señor **UBALDO SÁNCHEZ NICOLÁS** registrado en esta Facultad con el número de cuenta 9359498-5 en la carrera de **Ingeniero Petrolero**, habiendo concluido con los requisitos académicos necesarios para realizar sus trámites de examen profesional, le solicita atentamente autorizarle el siguiente jurado:

ASIGNACIÓN	NOMBRE	RFC
PRESIDENTE	ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS	VIVM350101
VOCAL	DR. JAIME URRUTIA FUCUGAUCHI	UUFJ520709
SECRETARIO	M. I. JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ	MAPJ620720
1ER. SUPLENTE	DRA. ANA MARÍA SOLER ARECHALDE	SOAA
2DO. SUPLENTE	ING. HÉCTOR RICARDO CASTREJÓN PINEDA	CAPH590310

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
Cd. Universitaria, D. F., a 7 de octubre de 2003

El Jefe de la División

Enterado (a)

M. en I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA

UBALDO SÁNCHEZ NICOLÁS

EP-4

6 FRN*gtg

c

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**"LOS REGISTROS GEOFÍSICOS DE PROPIEDADES MAGNÉTICAS EN EL
POZO YAXCOPOIL-1"**

Tesis presentada por: Sánchez Nicolás Ubaldo

Dirigida por: Dr. Jaime Urrutia Fucugauchi

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL.

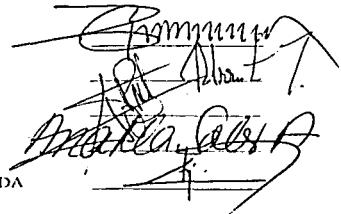
PRESIDENTE: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS

VOCAL: DR. JAIME URRUTIA FUCUGAUCHI

SECRETARIO: M.I. JOSÉ MATÍNEZ PÉREZ

1ER. SUPLENTE DRA. ANA MARÍA SOLER ARECHALDE

2DO. SUPLENTE ING. HÉCTOR RICARDO CASTREJON PINEDA

The image shows several handwritten signatures in black ink over a grid background. The signatures are written in a cursive style. One signature at the top is the most prominent, followed by several others below it, some overlapping. The grid lines are faint and provide a reference for the placement of the signatures.

Autorizo a la Dirección General de Estudios de la UNAM a difundir en formato electrónico el contenido de mi trabajo referenciado.

NOMBRE: Ubaldo Sánchez

Nicolás

FECHA: 10 - 11 - 03

FIRMA: Ubaldo Sánchez

HAY QUIENES NOS TRAZAMOS UN CAMINO MUY LARGO Y OTROS UNO MUY CORTO,
PERO SEA EL CAMINO QUE ESCOJAMOS, SIEMPRE ENCONTRAREMOS PIEDRITAS,
OBSTÁCULOS Y SÓLO DE NOSOTROS DEPENDERÁ LA MANERA EN QUE NOS
LEVANTEMOS.

UBALDO SÁNCHEZ NICOLÁS

HASTA SIEMPRE, por esto y muchas cosas más gracias FACULTAD DE INGENIERÍA,
UNAM, por permitirme llegar hasta el final, por haberme cobijado entre tus aulas, gracias.

A mis PADRES, por momentos la desesperación inundo mis pensamientos y quise renunciar a todo, pero con el tiempo me di cuenta de la gran riqueza que representan ustedes para mí, haber nacido de ese amor de ustedes representa lo más valioso que Dios me ha ofrecido. De ti padre aprendí a ser responsable, a dar la cara a los problemas y a las alegrías, gracias por inculcarme esa responsabilidad. De ti madre, aprendí a ser noble con el prójimo, a tenderle la mano en los momentos que requería el amigo, el desconocido, gracias por haberme echo un hombre humilde de corazón.

A ti GUSTAVO, por haberme tenido la suficiente paciencia, sabes de ti me llevo en el corazón el aprender a trabajar, a no tener miedo a los problemas, ha despertarme cada día con esa alegría, con ese ánimo de robarle a la vida un poco de felicidad. A ti Paulina por tenerle paciencia a Gustavo, gracias.

A ti Isaac, por haberme enseñado la nobleza gracias.

A ti Efraín, por enseñarme a arriesgarme, a no tenerle miedo al fracaso, gracias.

A ti Nati por esa chispa que sólo tu sabes ofrecer, gracias.

A ti Tere y Efraín, por depositar la confianza en mí, por permitirme darles un pequeño consejo.

A ti Mago y Bertin , por ofrecerme su apoyo cuando se los pedí, gracias.

Gracias a ustedes, mis sobrinos: Luis (pelos), Carlos, Mary, Gustavo (Júnior), Selene (Selena y los dinosaurios), Marcos (maquitos), Ana Berta (Anabertita), Rosa (Susha), Daniel (Dani boy), Enrique (quique montes), David (babidi) y Lupe (pepina). Se que tal vez no todos puedan leer este agradecimiento pero a los que puedan lo único que les puedo decir es gracias por esas alegrías.

† Pero sobre todas las cosas gracias Abuelita (tonchita), por sufrir conmigo cuando más lo necesite, es una lastima que usted no pueda verme en estos momentos pero se que donde quiera que este, siempre me esta cuidando como aquel día, en que necesite de sus brazos para sobrevivir.

A ti Lucero, no creas que me olvido de ti, pero a ti que eres una de las personas en las que encontré el refugio, el consuelo, quien me tendió la mano pero sobre todo por decirme que me enfrentara a los problemas que no huyera de ellos, gracias.

A usted Dr. Ana Maria, no se como podré pagarle todo lo que hizo por mí, pero sabe, siempre la llevare en el corazón, por que en usted me brindo no sólo el apoyo académico, sino algo que sólo usted y yo sabemos, el apoyo moral cuando lo necesite, mil gracias y hasta siempre.

A usted Dr. Jaime Urrutia, por apoyo moral y por haber permitido que realizara mi tesis a su lado, gracias.

A mis grandes amigos, Jorge, Elizabeth, Pedro Vera, Marco, Delia, Miriam, Gabriel, gracias por su apoyo.

INDICE

RESUMEN

I. INTRODUCCIÓN.....	1
II. FUNDAMENTOS Y ANTECEDENTES.....	3
II.1 Tipos de sondas.....	4
II.2 Herramientas para detectar litología.....	6
II.2.1 Registro de potencial natural (SP).....	6
II.2.2 Registro de Rayos Gamma.....	11
II.2.3 Registro espectral de rayos gamma (NGS).....	34
II.2.4 Propiedades magnéticas de las rocas.....	45
II.2.5 Propiedades físicas.....	48
III. METODOLOGÍA.....	52
III.1 Medición de susceptibilidad magnética.....	52
a) Equipo.....	52
b) Instalación.....	56
c) Calibración.....	57
d) Captura de datos.....	57
III.2 Sistema de captura de imágenes digitales de núcleos Imágenes de Circunferencia (360 grados) y Superficie (secciones).....	57
a) Equipo.....	57
b) Software.....	60
III.3 Registros geofísicos....	61
IV. MARCO GEOLÓGICO DE LA PENÍNSULA DE YUCATÁN....	65
V. CRÁTER DE CHICXULUB.....	87
V.1 Cráter de Chicxulub.....	92
VI. POZO EXPLORATORIO YAXCOPOIL-1.....	102
VI.1 Objetivos.....	103
VI.2 Planeación de la perforación.....	104
VI.2.1 Información de lodos de perforación.....	105

VI.2.2	Barrenas.....	105
VI.2.3	Tuberías de rebestimiento.....	106
	a) Sartas y programa hidráulico.....	106
VI.2.4	Equipo de perforación.....	111
VI.2.5	Corte y recuperación.....	113
VI.2.6	Perforación el pozo Yaxcopoil-1.....	114
	VI.2.6.1 Construcción del contrapozo.....	114
	VI.2.6.2 Perforación del conductor superficial.....	114
	VI.2.6.3 Perforación de la etapa de anclaje.....	114
	VI.2.6.4 Perforación de la etapa intermedia.....	115
	VI.2.6.5 Proceso de recuperación continua con el Sistema DOSECC.....	115
	a) Método.....	116
	b) Núcleos.....	117
	c) Manejo de núcleos.....	117
VI.3	Terminaciones.....	120
VI.4	Instalaciones superficiales de control.....	122
VII.	RESULTADOS E INTERPRETACIÓN DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS.....	123
VII.1	Programa de los registros de la primera etapa....	123
VII.2	Registro de Rayos Gamma del Pozo Yaxcopoil-1....	124
VII.3	Interpretación del registro de Yaxcopoil-1 (GR)...	127
VII.4	Interpretación de los registros de núcleos.....	128
	a) Registro de susceptibilidad magnética.....	128
	b) Registro de imágenes.....	132
VIII.	CONCLUSIONES.....	142
BIBLIOGRAFÍA.....		146

Resumen

El cráter de Chicxulub, localizado en el sector noroeste de la península de Yucatán ha sido asociado al impacto meteorítico ocurrido hace unos 65 Ma y a los eventos relacionados a la frontera Cretácico/Terciario. El cráter tiene un diámetro aproximado de 200 km y constituye uno de los tres cráteres de mayores dimensiones identificados en el planeta. En los últimos años se han realizado diversos estudios geofísicos y geológicos y programas de perforación en Yucatán; entre ellos se tienen los realizados por PEMEX y recientemente por la UNAM, con los estudios geofísicos (gravimetría, magnetometría, electromagnéticos, sísmica de reflexión, perforaciones someras y perforación profunda) en las zonas marina y terrestre del cráter.

En este estudio se presentan los resultados del Proyecto de Perforación Científica de Chicxulub. En este proyecto se perforó el pozo exploratorio Yaxcopoil-1, con recuperación continua de núcleo entre 400 m y 1525 m. El pozo Yaxcopoil-1 se localiza en el sector sur del cráter, en la hacienda de Yaxcopoil, al sur de Mérida. El pozo se ubica a unos 65 km del centro del cráter, entre los pozos de Pemex Yucatán-6 y Ticul-1. En conjunto con la información geofísica y los registros geofísicos, el análisis de la columna recuperada en el pozo permite hacer inferencias sobre la estratigrafía regional dentro del cráter. Para los estudios y análisis se utilizó un sistema de documentación digital de los núcleos de perforación. Este sistema permite contar con una documentación de detalle de los núcleos y de los datos de estudios de laboratorio del material (petrografía, geoquímica, propiedades físicas, etc). Estos estudios de laboratorio incluyen las mediciones de alta resolución de susceptibilidad magnética. La metodología desarrollada tiene una aplicación potencial en la industria petrolera, en particular se resalta la utilidad de contar con sistemas de recuperación continua de núcleos. En esta tesis se presentan los resultados de un análisis conjunto de los datos de la documentación digital, mediciones de susceptibilidad magnética y de los registros geofísicos de pozo.

La integración y análisis de esta información permite investigar la estructura del cráter y de las zonas adyacentes en la península de Yucatán con una resolución difícil de alcanzar en las exploraciones geofísicas y geológicas. La combinación de métodos geofísicos y los programas de perforación con recuperación continua de núcleos empleados en una zona con contrastes fuertes de propiedades físicas (rocas carbonatadas y las litologías formadas por el impacto) en una área relativamente simple (plataforma carbonatada) sin complicaciones estructurales (cráter de impacto cubierto por estratos horizontales de rocas carbonatadas), ha permitido obtener un conocimiento de detalle de esta estructura de impacto.

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

En la Península de Yucatán, México, se ha perforado el pozo Yaxcopoil-1, con el apoyo de instituciones tanto nacionales como extranjeras. La perforación de este pozo se llevo a cabo con recuperación continua en el intervalo de 404.01 a 1510.97 m.

Para la perforación se ha empleado a la empresa PITSA y para la recuperación a la empresa DOSEC, que con un innovador equipo se han reducido sustancialmente el tiempo de operación, el costo y la mantención del mismo.

Anteriormente la UNAM y PEMEX habían perforado otros pozos en la región de los cuales el pozo UNAM-5, UNAM-6 y UNAM-7 muestrearon litologías de brecha, ahora el objetivo primordial de la perforación fue extraer la brecha que se encontraba en el centro del cráter, que se genero por el impacto del bólido hace 65 millones de años, y que marca la transición del periodo cretácico al terciario y que tiene que ver la extinción de diferentes especies que habitaban el planeta en esa época.

La columna geológica que se ha podido recuperar nos ha servido para correlacionarla con otros registros que se tienen de pozos que fueron perforados anteriormente.

Con la recuperación de los núcleos, hemos podido armar un registro de susceptibilidad magnética, propiedad que sirve para detectar zonas susceptibles a adquirir magnetismo, y que nos ha arrojado la información necesaria para localizar dentro de la brecha fragmentos ferromagnéticos.

Este registro muestra tres etapas, la primera, donde los datos muestran una litología muy distinta a materiales que no pueden adquirir magnetismo, la segunda, donde se localizan una variedad de brechas, esta etapa es la de

PAGINACION DISCONTINUA

menor profundidad y la tercera, que nuevamente se presenta una litología totalmente diferente a las brechas, esta columna no adquiere magnetismo. Por otro lado hemos podido crear un registro de imágenes empleando para esto los núcleos y el sistema portátil de graficado digital de núcleos de pozo, imágenes de circunferencia (360 grados) y superficie (Secciones), DMT Core Scan Colour, equipó que captura las imágenes de los núcleos con una resolución efectiva y que en cuestión de minutos la imagen puede ser vista en cualquier parte del mundo.

Las imágenes de este registro demuestran la litología más concretamente, y la principal característica que se observa en el registro son los fragmentos ferromagnéticos dentro de la brecha, una zona de dolomita con intercalaciones de anhidrita, después encontramos una litología de calcarenita de los cuales aproximadamente 6 m., están impregnados de hidrocarburo.

Por último tenemos al registro de rayos gamma, que viene a correlacionar toda la información antes descrita, registro que muestra los cambios de radiactividad de las formaciones, variación en la litología y que además servirá para correlacionarlo con los registros geofísicos de los pozos que se han perforado en la península.

CAPITULO II

FUNDAMENTOS Y ANTECEDENTES

Introducción

Los Registros Geofísicos de Pozos, son técnicas que se utilizan en exploración petrolera, minera, geohidrológica, geotérmica y geofísica, para determinar in-situ propiedades físicas de las rocas. Se distingue de otros Métodos Geofísicos porque miden directamente las propiedades físicas de las rocas y ayudan a verificar los parámetros medidos en la superficie.

La tecnología actual de los registros de pozos permite que en pocas horas, se puede conocer la litología, las características físicas de los materiales atravesados y las condiciones del pozo.

El registro geofísico de pozo es la obtención analógica o digital de parámetros físicos de las rocas en función de la profundidad, que pueden ser interpretados como características de las rocas, de los fluidos contenidos y de la construcción del pozo. Los registros son analizados para determinar la litología, resistividad real de la roca, geometría, densidad volumétrica, porosidad y permeabilidad de las capas o mantos productores.

Un registro geofísico o un paquete de registros geofísicos de pozo se obtiene mediante la introducción en una perforación (barreno o pozo) de la herramienta o sonda de registro para determinar la curva o perfil del parámetro que se desea medir.

II.1 tipos de sondas

Se emplean diversos tipos de equipos según las condiciones del pozo. El estado mecánico del pozo nos limita a utilizar determinado equipo.

A continuación la tabla II.1 especifica que equipo usar y la información.

TABLA II.1

Para determinar	Utilizar el registro
Litología y correlación estratigráfica de acuíferos y rocas asociadas	Eléctrico, sónico y caliper en pozo libre. Radiactivos en pozo libre o ademado
Porosidad total o densidad volumétrica	Sónico calibrado en pozo libre, neutrón o densidad gamma - gamma calibradas en pozo libre o ademado
Porosidad efectiva o resistividad verdadera	Resistividad normal larga calibrada, inducción, resistividad lateral.
Contenido de arcilla o lutita	Gamma natural
Permeabilidad	No obtenida directamente de los registros, puede ser relacionada con la porosidad, inyectividad, sónico de amplitud
Permeabilidad secundaria, fracturas aberturas por disolución	Caliper, sónico, densidad (gamma - gamma), video.
Rendimiento específico de acuíferos libres	Neutrón calibrado
Tamaño de grano	Posiblemente relacionado al factor de formación derivado de los eléctricos
Localización del nivel de agua o zonas saturadas	Eléctrico, temperatura o conductividad de fluido en pozo libre. Neutrón, densidad (gamma - gamma) en pozo libre o ademado
Contenido de humedad	Neutrón calibrado
Infiltración	Neutrón a intervalos de tiempo bajo circunstancias especiales o trazado radiactivo
Dirección, velocidad, o flujo de agua subterránea a través de un pozo.	Flujo (flowmeter)
Dispersión, dilución, movimiento de residuos	Conductividad de fluido y temperatura, Gamma natural para algún residuo radiactivo, muestreado del fluido.
Fuente y movimiento de agua en el pozo.	Fuente y movimiento de agua en el

Características químicas y físicas del agua, incluyendo salinidad, temperatura, densidad y viscosidad.

pozo.

Conductividad de fluido, temperatura, neutrón, resistividad y densidad (gamma-gamma).

II.2 Herramientas para detectar litología

Registro de potencial natural (SP).

Es el registro de la diferencia de potencial eléctrico entre un electrodo colocado en la superficie y un electrodo móvil en el agujero. Los potenciales naturales se desarrollan dentro del agujero como resultado de la diferencia de salinidad entre el fluido del agujero y el agua de la formación. El agujero debe estar lleno con lodo conductivo. El SP no debe correrse con lodos base aceite, agujeros vacíos o ademados. La escala del registro está en milivolts. No existe un cero absoluto, sólo cambios en el potencial. La medida del SP es sencilla más no su interpretación. Es un registro cuya respuesta y definición vertical varían ampliamente con las propiedades de la formación y del lodo. Este registro se usa para: seleccionar zonas permeables, obtener la resistividad del agua y estimar el contenido de arcilla del estrato de interés.

En capas permeables la curva se deflexiona generalmente hacia la izquierda, puede también deflexionarse hacia la derecha. Esto indica porosidad y permeabilidad. El potencial que se mantiene constante hacia la derecha del registro significa zonas impermeables. El potencial natural es una combinación de cuatro potenciales eléctricos. Estos se ilustran en la figura II.1, cuando la resistividad del filtrado del lodo es mayor que la del agua de formación.

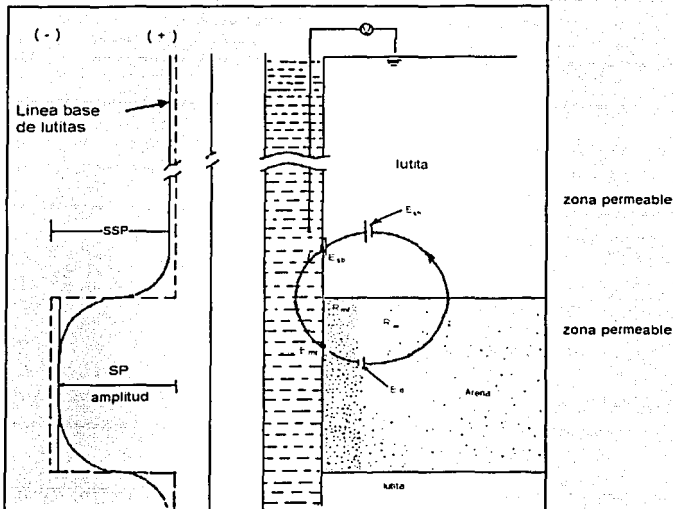


Figura II.1

Orden de importancia.

- 1.- Electroquímico, E_{sh} , existe entre la lutita impermeable, su interfase horizontal con la zona permeable y la interfase vertical con el agujero.
- 2.- Electroquímico, E_d , existe a través de la transición entre la zona invadida y no invadida de la capa permeable.
- 3.- Electrocinético, E_{mc} , existe entre el enjarre.
- 4.- Electrocinético, E_{sb} , existe entre una capa delgada de lutita junto al agujero.

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

Comportamiento de la curva SP

El SP se vuelve cero cuando $R_{mfe} = R_{we}$ y positivo cuando $R_{mfe} < R_{we}$. En un pozo típico con agua dulce, los siguientes comportamientos se pueden observar: A profundidades muy someras donde el agua de formación es dulce, el SP es positivo. Alrededor de los 300 metros el SP tiende a cero; a medida que se profundiza, el agua de formación gradualmente se convierte más salada y el SP aumenta en magnitud (negativamente). A profundidades mayores el agua conata disminuye de salinidad, especialmente cuando las formaciones están sobrepresionadas. En tal caso el SP reduce su magnitud. En casos poco comunes puede volverse positivo, la figura II.2 lo ilustra.

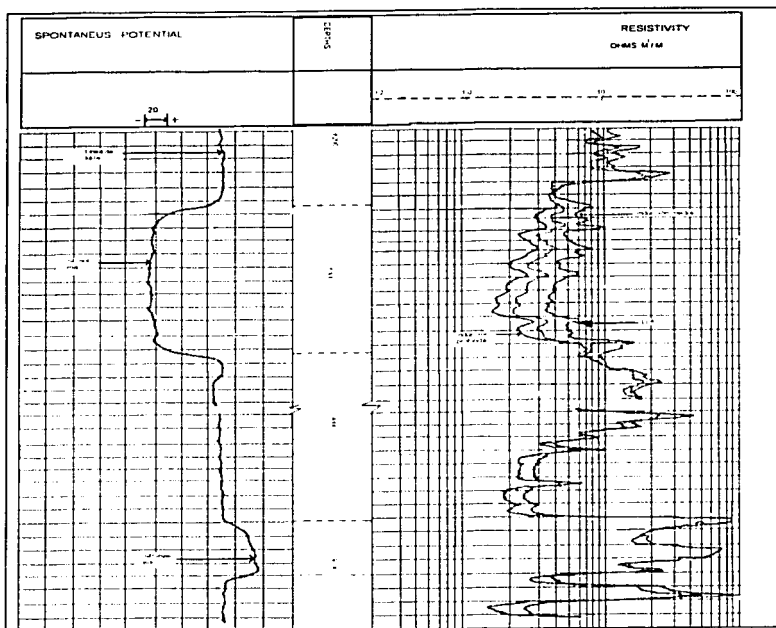


Figura II.2

El registro SP en arenas arcillosas

En este tipo de litología donde la arcilla se presenta en forma de láminas o bien en forma dispersa, las capas de lutita o partículas de arcilla crean un potencial de membrana interno que cuando se suman, constituyen un potencial opuesto al potencial electroquímico en la capa adyacente a la de interés. Esto reduce el SSP a un pseudo valor estático llamado PSP. Bajo condiciones ideales donde las laminaciones de lutita tiene la misma resistividad que las laminaciones de arena (tanto en la parte invadida como en la no invadida), el porcentaje de reducción del SSP es igual al porcentaje de volumen de arcilla o lutita.

Forma de la curva SP

La respuesta de la curva SP está afectada por variaciones litológicas. Si se tiene un control del espaciamiento entre pozos en un determinado campo, el análisis de la curva del SP es un método muy útil para conocer la geometría de las unidades de arena. El espesor y la permeabilidad de una arena porosa es un criterio que se puede utilizar en la interpretación de la historia de depósito de la unidad. Una deflexión muy grande con respecto a la línea base de lutitas indica una arena limpia. Si hay una interrupción entre una arena limpia y una arcilla implica que hay un cambio rápido en la distribución de energía.

Una forma de la curva SP de tipo aserrada sugiere condiciones de transición rápidas y condiciones de no equilibrio. Cuando la respuesta del SP disminuye hacia arriba indica una relación de disminución en la sedimentación y también de la energía, posiblemente se trate de un ambiente fluvial. Si la respuesta del SP aumenta hacia arriba o se vuelve más negativa indica la presencia de un ambiente regresivo marino donde la energía es mayor en la cima de la secuencia.

Dar una clasificación detallada de las curvas del SP para muchas zonas no es posible, pero existen algunas respuestas que pueden garantizar algunas clasificaciones del ambiente. Las cuatro más obvias son: 1) marino regresivo, 2) canales y barras, 3) deltaico transicional, 4) transgresivo.

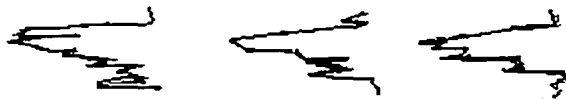
Algunos ejemplos de ambientes marinos regresivos se muestran en la figura II.3a, reflejan un incremento en la energía de distribución de los sedimentos

que son depositados progresivamente sobre sedimentos cercanos a la costa de baja energía.

La forma de la curva opuesta con una disminución de la energía hacia la cima de la sección se puede ver en los ejemplos de la figura II.3b. Este tipo de la distribución de la energía se desarrolla en ambientes fluviales donde la discordancia sobreyace a una arena limpia con granos bien clasificados.

Las formas de la curva SP muestran transiciones abruptas tanto en la base como en la cima sugiriendo un mecanismo de sedimentación relacionado a procesos fluviales y marinos regresivos. Arenas del tipo deltaico indican una distribución de litología que produce este tipo de curva. La figura II.3c muestra la forma de registro de potencial natural en esta situación.

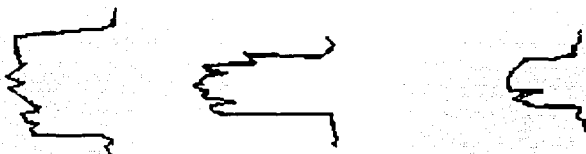
Las unidades transgresivas son delgadas y difíciles de identificar. Sin embargo, cuando están asociadas con secuencias de arenas existe a menudo una pequeña unidad resistiva que se desarrolla en la cima de la secuencia. Esta combinación de resistividad y disminución del potencial dan el criterio que se utiliza para delinear esta unidad transgresiva. La figura II.3d muestra las formas de las curvas.



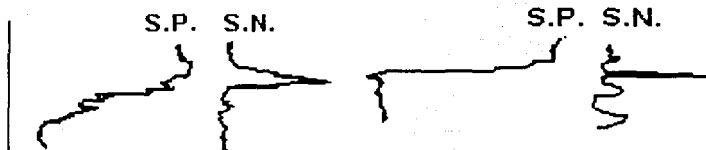
a). Ejemplos de ambientes marinos regresivos



b) Ejemplos de ambientes transgresivos



c) Ejemplos de ambientes fluviales y distributarios



d) Ejemplos de unidades transgresivas

Figura II.3. Ejemplos de las formas de la curva SP (tomado de Merkel, 1983, pags. 75 y 76).

II.2.2 Registro de rayos gamma

Detección de rayos gamma

La detección de partículas en experimentos nucleares se basa en el hecho de que una partícula cargada que pasa a través de la materia, deja a lo largo de su trayectoria una hilera de átomos ionizados o excitados y moléculas que pueden detectarse o contarse.

Los neutrones no producen directamente ionización o excitación, pero, junto con los rayos gamma en su paso a través de la materia, ocasionalmente dan origen a partículas secundarias cargadas con energía considerable.

Los rayos gamma producen electrones secundarios por efecto fotoeléctrico, Compton o producción de pares y dependen de la energía y número atómico del material.

Efecto fotoeléctrico

Ocurre cuando un rayo gamma (fotón) de energía $h\nu$ entra en un átomo y desaparece con la emisión de un electrón de alta velocidad.

La energía de liga del electrón es de unos cuantos volts y la del fotoelectrón es menor que la energía del rayo gamma. La absorción de los rayos gamma por efecto fotoeléctrico es mayor mientras mayor sea el número atómico de los elementos absorbedores. Es el efecto predominante cuando el nivel de energía es menor de 150 keV (figura II.4).

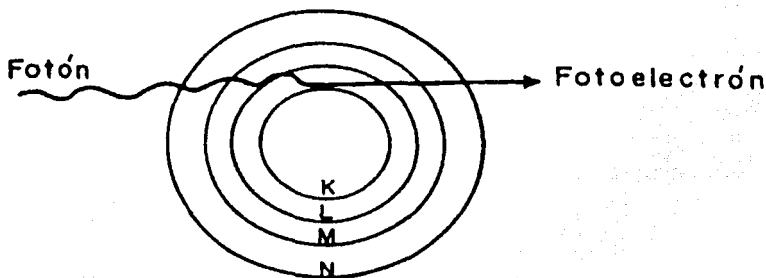


Figura II.4. Absorción de rayos gamma por efecto fotoeléctrico

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Efecto compton

Se realiza a niveles de energía intermedios entre 150 keV y 2 MeV. Se producen electrones y rayos gamma adicionales (figura II.5). Estos nuevos rayos gamma pueden a su vez ser absorbidos dentro de una cierta distancia fija.

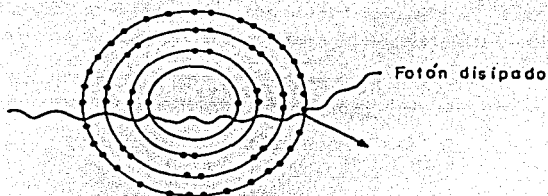


Figura II.5. Absorción de rayos gamma de compton

Producción de pares

Se realiza a niveles de energía altos, mayores de 2 Mev. Es un efecto de importancia cuando se trabaja con el espectro de rayos gamma.

Se origina cuando un fotón penetra en el material a mayor profundidad antes de chocar. En la colisión se produce un par de partículas que son un positrón y un electrón de alta energía. El positrón tiene aproximadamente la misma masa que el electrón pero de vida y capacidad de penetración corta. El electrón de alta energía es capaz de ionizar y chocar con otros electrones figura II.6

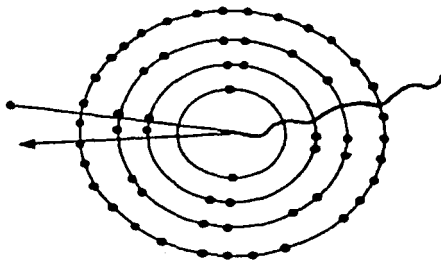


Figura II.6. Absorción de rayos gamma por producción de pares.

Instrumentos de medición

a) Contador Geiger-Muller

Está compuesto de un cámara de metal con un cable central que mantiene un potencial positivo relativo a la pared de la cámara cilíndrica (900-1000 V), figura II.7. La cámara contiene gas (argón, helio o neón) a baja presión. Los rayos gamma incidentes originan la expulsión de electrones a partir de la pared del detector dentro del gas. Como el electrón expulsado es atraído hacia el cable central, otras colisiones ocurren entre cada electrón y átomos de gas, produciendo una mayor cantidad de electrones que causan ionización adicional por colisión. Esto provoca una multiplicación de los eventos de ionización, originando una avalancha de electrones sobre el electrodo central. El tiempo de vida del elemento es del orden de 0.1 a 0.2 ms.

La principal ventaja de este contador es que produce pulsos bastante grandes que pueden detectarse fácilmente y transmitirse. Es difícil de construir, requiere un buen control de voltaje y además se ve afectado por vibraciones mecánicas.

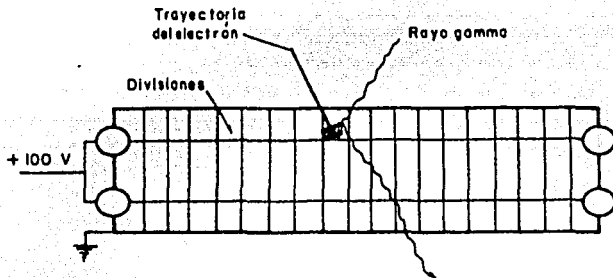


Figura II.7. Esquema de un contador Geiger-Muller.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

b) Cámara de ionización

Consiste en una cámara cilíndrica llena con gas inerte a alta presión, que contiene una barra en el centro que se mantiene a un voltaje positivo de 100 V. Los rayos gamma incidentes interactúan con el material de la pared y originan la expulsión de electrones. Los electrones son atraídos hacia la barra central, produciendo electrones adicionales en las colisiones con los átomos de gas. Los electrones que se mueven hacia la barra central constituyen un flujo de corriente eléctrica, proporcional al número de interacciones de rayos gamma (figura II.8).

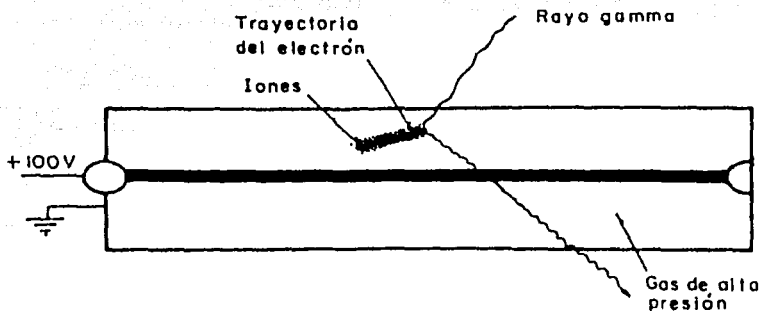


Figura II.8. Esquema de una cámara de ionización.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

c) Cintilómetro

El instrumento consiste de un cristal detector y un fotomultiplicador que produce pulsos. Los rayos gamma que entran en el cristal provocan destellos luminosos que producen golpes en la superficie sensitiva de un fotocátodo en el fotomultiplicador, causando la emisión de un número de electrones primarios por efecto fotoeléctrico. Estos electrones son atraídos primero hacia una serie de ánodos, cada uno manteniéndose sucesivamente a un potencial positivo mayor por un voltaje y un divisor del potencial. Cada superficie del ánodo emite varios electrones (4 a 8) cuando son golpeados por un electrón sencillo de suficiente energía. Los ánodos son cortados y arreglados de tal forma que los electrones secundarios se mueven hacia el siguiente ánodo, acelerados por un material positivo mayor. Así, un tubo de 10 ánodos con una ganancia de seis por escalón tiene una ganancia total de 6^{10} . El último ánodo está conectado a una fuente de voltaje positiva a través de una serie de resistencias. El desarrollo de luz en el fotocátodo resultará de la aparición de un pulso de electrones en el ánodo, el cual producirá un pulso negativo en la salida porque el voltaje cae a través del resistor. Este pulso negativo puede transmitirse a los circuitos de registro a través de una capacitancia C . El pulso resultante es proporcional a la energía del rayo gamma incidente (figura II.9).

Este equipo tiene una eficiencia de 50 a 60% y los cristales (yoduro de sodio activado con talio) son de 4 a 8 pulgadas de longitud, proporcionando una buena resolución vertical.

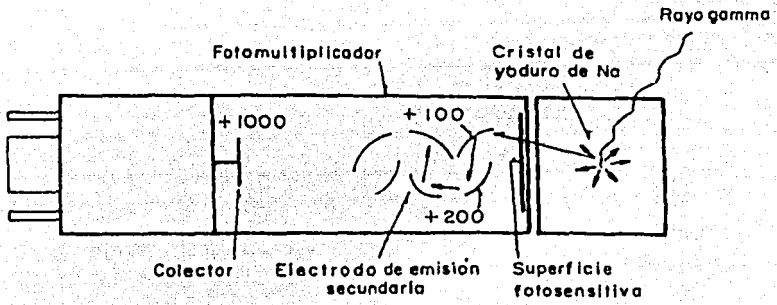


Figura II.9 Esquema de un cintilómetro.

Respuesta de la herramienta

La respuesta de la herramienta es una función de la concentración por el paso del mineral radioactivo en la roca y de su densidad.

$$GR = (\rho V / \rho_b) A$$

Donde GR es la radiación y total; ρ , la densidad del mineral radioactivo; V, el porcentaje de volumen; ρ_b , la densidad de la formación, A la constante de proporcionalidad que caracteriza la radiactividad del material. Cuando tiene varios elementos radioactivos se considera la ecuación generalizada

$$GR = (\rho_1 V_1 / \rho_b) A_1 + \dots + (\rho_n V_n / \rho_b) A_n$$

Unidad de medida

La unidad de medida de este registro se ha estandarizado en API y se define como 1/200 de la deflexión que se produce en un registro, al colocar una sonda

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

entre dos formaciones de valor de radioactividad conocido de un pozo artificial de la Universidad de Houston.

Rayos gamma

Los rayos gamma son impulsos de ondas electromagnéticas de alta energía que son emitidos espontáneamente por algunos elementos radioactivos. El isótopo de potasio radioactivo con un peso atómico 40 (K^{40}), y los elementos radiactivos de las series del uranio y del torio emiten casi toda la radiación gamma que se encuentra en la Tierra.

Cada uno de éstos emite rayos gamma, el número y energía de éstos es distinto en cada elemento. La fig.II.10 muestra las energías de los rayos gamma emitidos: el potasio (K^{40}) emite rayos gamma de una sola energía a 1.46 MeV mientras que las series del uranio y del torio emiten rayos gamma de diferentes energías.

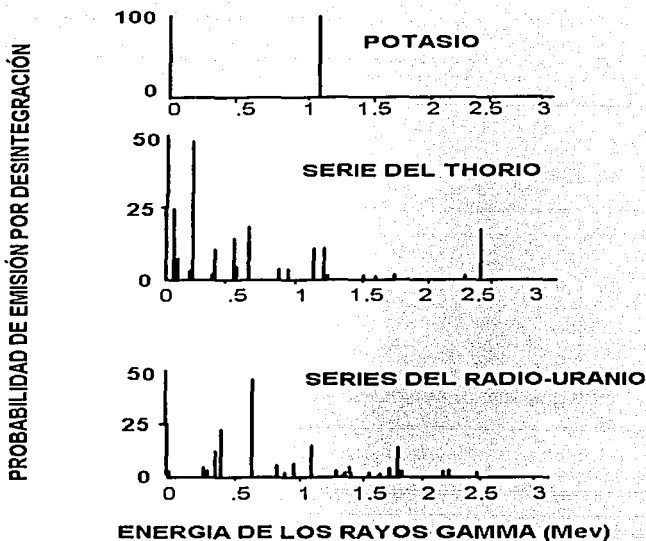


Figura II.10

Al pasar a través de la materia, los rayos gamma experimentan colisiones de Compton sucesivas con los átomos del material de la formación y pierden energía en cada colisión. Después de que el rayo gamma ha perdido suficiente energía, un átomo de la formación lo absorbe por medio de un efecto fotoeléctrico. Por consiguiente, los rayos gamma naturales se absorben gradualmente y sus energías se degradan (reducen) al pasar a través de la formación. La tasa de absorción varía con la densidad de la formación (dos formaciones que tengan la misma cantidad de material radiactivo por unidad de volumen, pero con diferentes densidades, mostrarán diferentes niveles de radioactividad), las formaciones menos densas aparecerán algo más radioactivas.

En formaciones sedimentarias, la profundidad de investigación del registro GR es de cerca de 1 pie (30 cm).

Con este tipo de herramienta podemos medir la radiactividad natural de las formaciones y nos es de gran utilidad para detectar y evaluar depósitos de minerales radiactivos tales como potasio y uranio.

En las formaciones sedimentarias el registro normalmente refleja el contenido de arcilla de las formaciones por que los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas. En rocas sedimentarias, las lutitas son generalmente más radiactivas que las areniscas, calizas, dolomías, anhidritas, etc. Esto hace a este registro un indicador efectivo y eficiente del contenido de lutita, como se observa en la figura II.11

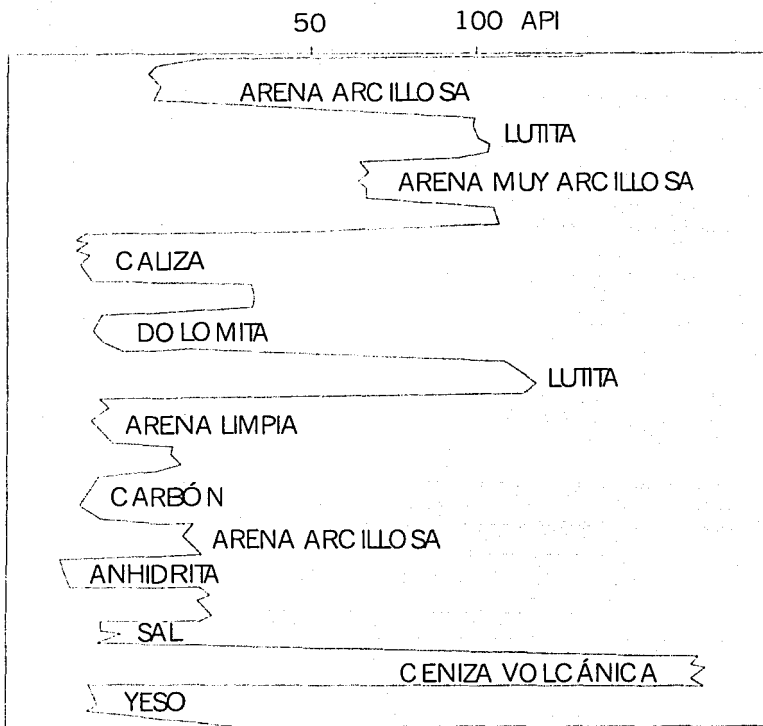


Figura II.11

Las formaciones limpias generalmente tienen un nivel muy bajo de radiactividad, a menos que contaminantes radioactivos como cenizas volcánicas o residuos de granito estén presentes o que las aguas de formación contengan sales radioactivas disueltas.

Los rayos gamma penetran fácilmente los materiales debido a su alta energía, lo que hace posible que el registro pueda correrse en agujero abierto o adorado.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

Como el registro GR puede ser corrido en pozos entubados lo que lo hace muy útil como curva de correlación en operaciones de terminación o modificación del pozo. Con frecuencia se usa para complementar el registro del SP y como sustituto para la curva SP en pozo perforados con lodo salado, aire o lodos a base de aceite. En cada caso es útil para la localización de capas con o sin arcilla y, lo más importante, para la correlación general.

Principales aplicaciones

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

Factores que afectan la lectura del registro

Los factores que afectan la respuesta de la sonda de rayos gamma naturales son: tipo y longitud del detector, fluctuaciones estadísticas y constante de tiempo, velocidad del registro, efectos de agujero, espesor de la capa, tubería de ademe y cemento. La corrección aplicada a este registro se realiza de dos formas: por agujero abierto o agujero ademado.

a) Radio de investigación

Como se ha visto los rayos gamma son absorbidos o atenuados por el medio a través del cual viajan, particularmente cuando su energía es baja o el medio es

denso. Consecuentemente, una herramienta de radiactividad natural sólo detecta radiación originada a partir de un volumen relativamente pequeño que rodea el detector.

b) Definición vertical

Es igual al diámetro de la esfera de investigación y varía de acuerdo con la formación, las densidades y las energías de los rayos gamma detectados.

c) Factores que alteran la respuesta de la sonda

1.- Diámetro del agujero. Desafortunadamente al perforar un pozo, su diámetro no puede mantenerse uniforme debido a que existen formaciones deleznable que incrementan el diámetro o formaciones porosas que al formárseles enjarre reducen el diámetro.

El registro GR se ve afectado por la distancia radial existente entre el detector y la pared, debido a la existencia de enjarre y lodo que absorberán a los fotoelectrones provenientes de la formación. Esta absorción se incrementa conforme la distancia radial y la densidad del lodo se incrementen.

2.- Posicionamiento de la sonda. Este efecto se refiere a la distancia que guarda la sonda con respecto a la pared del agujero es decir, la medida hecha no será la misma si la sonda al momento de efectuar la medición, está pegada o separada de la pared (figura II.12).

Este efecto no se considera dentro de las herramientas de pared por razones obvias.

En las sondas centradas, la presencia de lodo entre la sonda y la formación o T.R., va a afectar la medida.

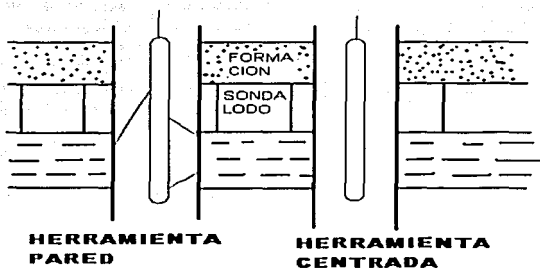


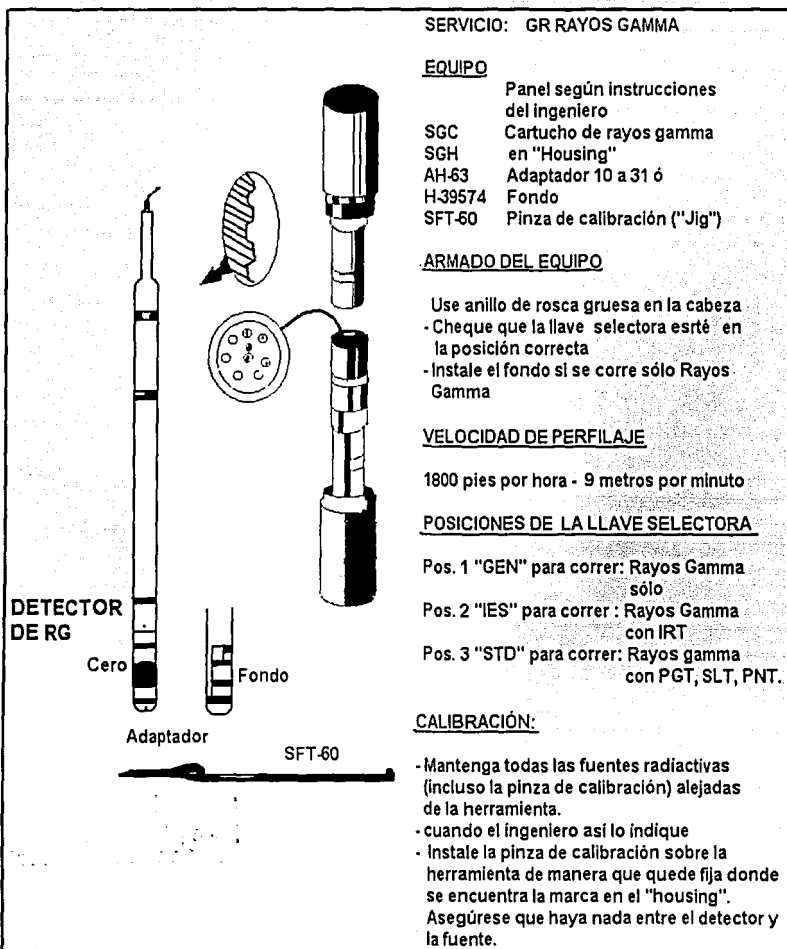
Figura II.12

3.-Tubería de revestimiento (TR., casing o ademe). La TR, tiene como objetivo, aislar las formaciones sin interés económico del agujero, la TR se fija a la pared mediante cemento.

La TR es de acero que a su vez es una combinación de hierro y carbón, siendo este último un buen elemento en el frenado de neutrones (figura II.13). Se ha concluido mediante experimentos que la TR es un factor que altera la respuesta de la herramienta por que muchos neutrones térmicos, epitermicos y/o rayos gamma serán detenidos y absorbidos por el acero.

Por otra parte con respecto al cemento, éste es un hidróxido de calcio siendo este último, un buen elemento en el frenado de electrones.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



SERVICIO: GR RAYOS GAMMA

EQUIPO

- SGC Panel según instrucciones del ingeniero
- SGH Cartucho de rayos gamma en "Housing"
- AH-63 Adaptador 10 a 31 ó
- H-39574 Fondo
- SFT-60 Pinza de calibración ("Jig")

ARMADO DEL EQUIPO

- Use anillo de rosca gruesa en la cabeza
- Cheque que la llave selectora esté en la posición correcta
- Instale el fondo si se corre sólo Rayos Gamma

VELOCIDAD DE PERFILAJE

1800 pies por hora - 9 metros por minuto

POSICIONES DE LA LLAVE SELECTORA

- Pos. 1 "GEN" para correr: Rayos Gamma sólo
- Pos. 2 "IES" para correr : Rayos Gamma con IRT
- Pos. 3 "STD" para correr: Rayos gamma con PGT, SLT, PNT.

CALIBRACIÓN:

- Mantenga todas las fuentes radiactivas (incluso la pinza de calibración) alejadas de la herramienta.
- cuando el ingeniero así lo indique
- Instale la pinza de calibración sobre la herramienta de manera que quede fija donde se encuentra la marca en el "housing".
- Asegúrese que haya nada entre el detector y la fuente.

Figura II.13

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

4.- Efectos estadísticos y constante de tiempo. Los fenómenos radiactivos no son continuos en la naturaleza, lo que indica que fluctúan con el tiempo. De lo anterior se dice entonces que el fenómeno es estadístico por naturaleza. Las variaciones estadísticas son más fuertes cuando se generan pocos pulsos en los detectores (indicando que pocas partículas los han alcanzado). Sin embargo, el número de partículas contadas por segundo sobre un tiempo grande será prácticamente constante, por ello se le denomina como "CONSTANTE DE TIEMPO" (generalmente pocos segundos). La salida de las variaciones estadísticas se promedian mediante un circuito (condensador-resistencia) que guarda una relación intrínseca con la constante de tiempo.

La constante de tiempo es muy importante en la calidad del registro y se define como el tiempo suficiente que el detector debe permanecer frente a una capa para registrar el 63% de cualquier cambio en intensidad.

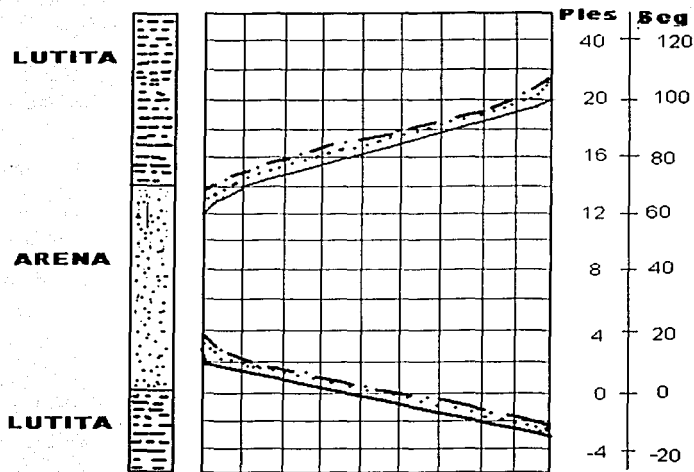
5.- Velocidad de registro. La buena combinación de la constante de tiempo con la velocidad de registro son fundamentales para obtener una correcta grabación de la profundidad y espesor de la capa de acuerdo con la relación:

$$h \text{ (pies)} = \text{Vel. de Reg. (pies/seg)} \times \text{Cte. de T. (seg)}$$

Para una velocidad de registro de 0.5 pies/seg y una Cte. de Tiempo de 2 seg., el espesor de la capa será de 1 pie (0.30m). Si se aumenta la velocidad de registro la curva registrada tenderá a suavizarse (perdiendo resolución de capas).

La constante de tiempo introduce un retraso en la respuesta del registro obtenido respecto a los límites de las capas, porque el promedio de la circuitería requiere de un período finito de tiempo para responder completamente a un cambio en las relaciones de conteo. Después de atravesar el límite de capa, la respuesta medida alcanza el 97% del nuevo valor sólo después de un tiempo igual a 5T.

Por ejemplo en una secuencia lutita-arena-lutita donde la constante de tiempo sea grande o la velocidad infinitamente lenta, la respuesta será muy simétrica (figura II.14).



RADIATIVIDAD

Figura II.14 Ejemplo de la respuesta de rayos gamma naturales sobre una secuencia lutita, arena, lutita a diferente rapidez (Serra, 1992, p.91)

6.- **Espesor de capa.** La curva de rayos gamma no alcanza su valor correcto en una capa cuyo espesor sea menor que el diámetro de la esfera de investigación. En una serie de capas delgadas, la lectura será el volumen promedio de las contribuciones. Hallenburg (1973) proporciona una buena aproximación de las lecturas a través de la ecuación.

$$D_a = V_1 D_1 + V_2 D_2 + \dots + V_n D_n$$

donde V_i representa el volumen del i ésimo sustrato y D_i su nivel de energía de los rayos gamma.

En la figura II.15, el detector se encuentra centrado en una capa delgada. Considerando que los estratos adyacentes tuvieran actividad gamma cero, es

posible aproximar el máximo nivel de rayos gamma que la capa delgada origina, si la lectura del registro fuera D_0 :

$$D_{\max} = (16 r^3 D_0) / (h (12 r^2 - h^2))$$

donde h es el espesor de la capa y r es el radio de la esfera de investigación. La ecuación anterior se aplica a una herramienta estacionaria. El efecto del registro a una velocidad finita produce una respuesta como 1, que se muestra en la figura II.14, cuya forma depende de la rapidez del registro. Si A es el área total bajo el pico, se puede aproximar que

$$A = RG_r h$$

donde h es el espesor de la capa y RG_r es el nivel verdadero de radiactividad. Esto dice, efectivamente, que las áreas achuradas 1 y 2 en la figura II.15 son iguales al área 3.

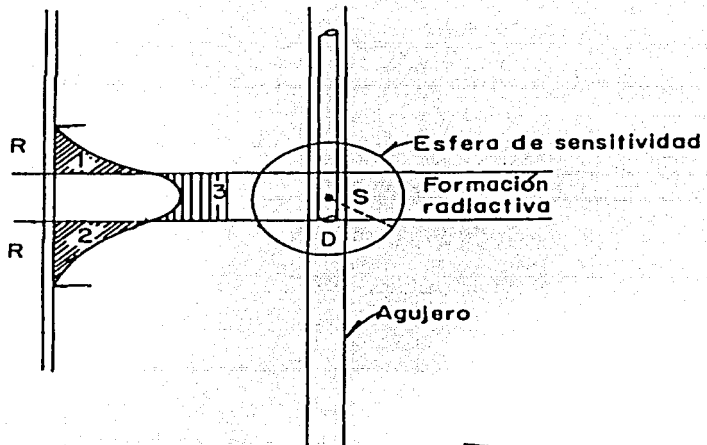


Figura II.15 Respuesta de la herramienta en una capa

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Corrección de los registros

La información obtenida de los registros de pozos se encuentra alterada por efectos ambientales que ocurren en el agujero, por ello su interpretación debe ser corregida.

Este registro presenta dos nomogramas para corrección, donde se presentan dos casos: agujero abierto y agujero ademado.

1.- Corrección por agujero abierto

Si se desea conocer la radioactividad verdadera de una zona de interés, utilice el nomograma de la figura II.16, que se aplicara según sea el caso: *sonda centrada* (parte superior) ó *sonda excéntrica* (parte inferior). Se obtiene la diferencia de diámetro del agujero menos el diámetro de la sonda (dh-ds). Después se traza una línea vertical hasta interceptar con la línea de densidad del lodo dada en el registro. En ese punto se traza una línea horizontal hasta la línea que indique el diámetro de la sonda y se lee el valor obtenido (llamado razón). La radiactividad corregida será:

Radiactividad Corregida = Razón X Radiactividad Aparente (leída del registro).

Otra forma de llevar a cabo las correcciones es de la siguiente forma:

$$RG_c = RG \cdot A \cdot 10^x$$

donde RG_c son los rayos gamma corregidos en API y RG son los rayos gamma leídos.

$$A = \begin{cases} 1.00 & \text{para diámetro de instrumento de } 3 \frac{5}{8} \text{ de pulgada} \\ 1.05 & \text{para diámetro de instrumento de } 3 \frac{7}{8} \text{ de pulgada} \\ 0.95 & \text{para diámetro de instrumento de } 2 \text{ de pulgadas} \\ 0.92 & \text{para diámetro de instrumento de } 1 \frac{11}{16} \text{ de pulgada} \end{cases}$$

$$X = ((dh - dins)/(k)) [0.047 (\rho_m - 8) + 0.38] - 0.1548$$

Donde: d_h es el diámetro del agujero
 d_{ins} es el diámetro del instrumento
 ρ_m es la densidad del lodo (lb/gal).

$$K = \begin{cases} 16 & \text{para instrumento centrado} \\ 20 & \text{para instrumento descentrado} \end{cases}$$

Por lo que respecta a la constante de tiempo, fluctuaciones estadísticas, velocidad del registro, tipo y longitud del instrumento, cada compañía de servicio tiene las especificaciones de la sonda.

Ejemplo de la corrección suponiendo que la sonda esta centrada.

Datos:

Diámetro del agujero, D_h : 8 1/2"

Diámetro de la sonda, D_{ins} : 3 5/8"

Densidad del lodo, ρ_m : 1.04 gr/cm³

1. $RG_c = RG \times AX^{10^X}$

RG_c : rayos gamma corregidos

RG : rayos gamma leídos

2. $X = ((D_h - D_{ins})/K) (0.047 (\rho_m - 8) + 0.38) - 0.1548$

$$X = (((8.5 - 3.625)/(16)) (0.047 (8.670 - 8) + 0.38)) - 0.1548 = -0.02942$$

3. Finalmente usando la ecuación 1

Para un valor leído del registro de la figura VII.1 de 38 a 1004 m. de profundidad, la corrección sería la siguiente.

$$RG_c = 38 * 1.00 * 10^{-0.02942} = 36.898 \approx 37 \text{ gAPI}$$

Otra forma de corregirlo es usando el nomograma de la figura II.16

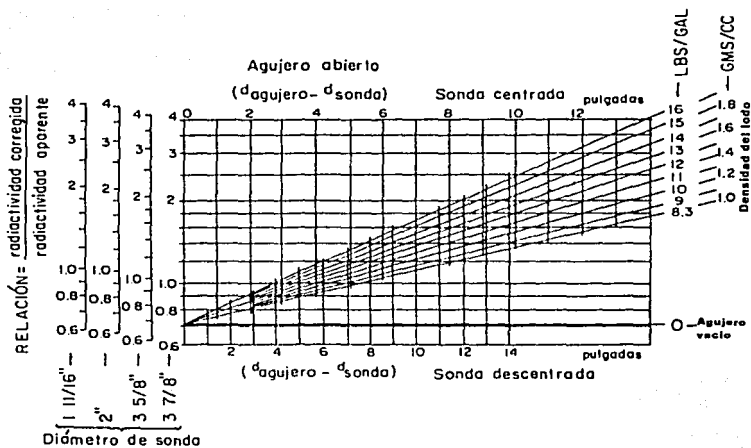


Figura II.16. Gráfica para corregir el registro de rayos gamma naturales bajo condiciones de agujero abierto (Schlumberger, 1972, p. 17).

2.-Corrección por Agujero Ademado

En este caso, se usa el nomograma de la figura II.17. Se supone que la sonda viaja apoyada contra la pared de la tubería de ademe más interior, la descentralización de la sonda, para este caso se puede expresar como

$$v = (dr - ds) / (d_{ag} - ds)$$

donde: dr es el diámetro interior de la tubería de revestimiento más interior
 ds es el diámetro exterior de la sonda.
 d_{ag} es el diámetro del agujero.

El espesor radial del lodo aparece en las abscisas y se calcula por

$$h = (1/2) (dr - ds)$$

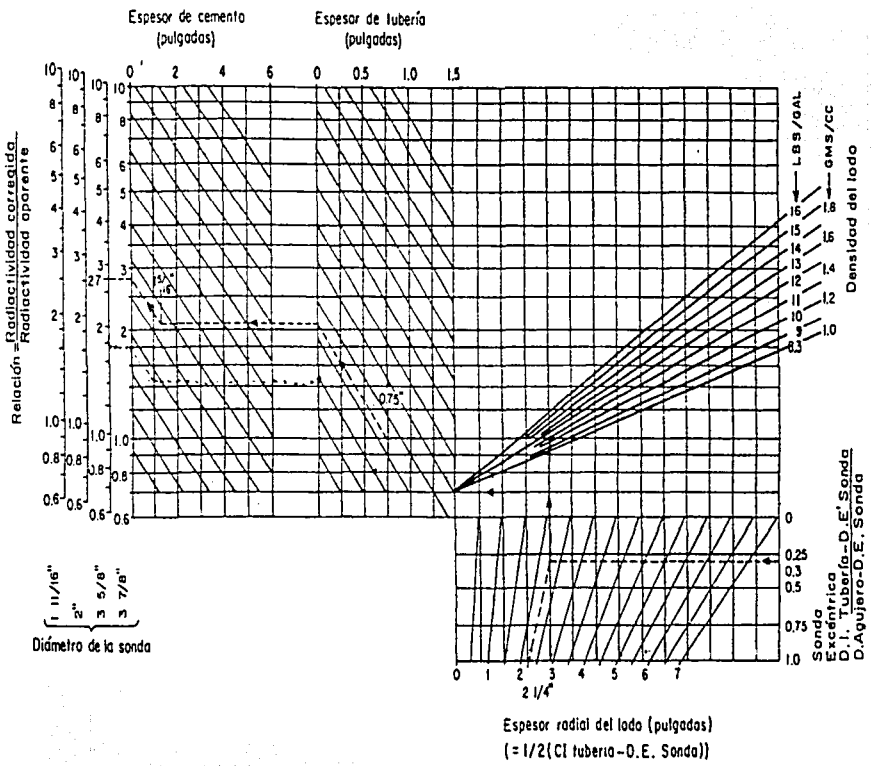
Ahora se hace uso del nomograma de la figura II.17, el primer paso es calcular la excentricidad de la sonda y entrar en ese punto. Trazamos una línea horizontal hasta interceptar con el valor del espesor radial del lodo, en este

punto trazamos una línea vertical hasta interceptar con la línea de la densidad del lodo, en este punto trazamos una línea horizontal hasta interceptar con la línea que marca el espesor de la tubería, nuevamente en este punto trazamos una línea horizontal hasta interceptar con la línea del espesor del cemento. Finalmente en este punto trazamos una línea hasta interceptar con la línea del tipo de sonda.

De esta manera es como obtenemos la relación de radiactividades tanto corregida como aparente. Por último multiplicamos la radiactividad aparente por la relación obtenida y así obtenemos la radiactividad corregida.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

Figura II.17. Grafica para corregir el registro de rayos gamma naturales bajo condiciones de agujero adematado (Schulzinger, 1972, p.19)



2
2 1/4
3
4
5
6
7

Diámetro de la sonda

Espesor radial del lodo (pulgadas)
 (= 1/2 (CI tubería - D.E. Sonda))

Sonda
 Excéntrica
 D.I. Tubería
 D.V. Agujero-D.E. Sonda

II.2.3 Registro espectral de rayos gamma (NGS)

La concentración promedio de potasio en la corteza terrestre es de aproximadamente 2.6%. Para el uranio, cerca de 3ppm y para el thorio, cerca de 12 ppm. Las formaciones individuales pueden tener cantidades significativamente mayores o menores y algunos minerales específicos por lo general tienen concentraciones características de thorio, uranio y potasio. Por ello tanto las curvas de NGS con frecuencia se pueden utilizar individual o colectivamente para identificar minerales o el tipo de mineral. La carta CP-19 presenta la comparación del contenido de potasio comparado con el contenido de torio para varios minerales y se puede utilizar para la identificación de minerales al tomar valores directamente de las curvas registradas.

Presentación del registro

El registro NGS proporciona un registro de las cantidades (concentraciones) de potasio, torio y uranio en la formación. Las concentraciones de torio y uranio se presentan en partes por millón (ppm) y la concentración de potasio en porcentajes (%).

La respuesta total se determina por medio de una combinación lineal de las concentraciones de potasio, thorio y uranio. Si se desea también se puede proporcionar una medición libre de uranio (CGR) que sólo es la suma de los rayos gamma del torio y del potasio.

Aplicaciones

El registro NGS se puede utilizar para detectar, identificar y evaluar minerales radioactivos y también para identificar el tipo de arcilla y calcular sus volúmenes. Esto a su vez puede proporcionar una perspectiva de la fuente, el medio ambiente del depósito, la historia diagenética y las características petrofísicas (área de la superficie, estructura de los poros etc.) de la roca. La respuesta del thorio y el potasio o únicamente la respuesta del thorio en el registro NGS, es frecuentemente mejor indicador de la presencia de arcilla que el registro de GR sencillo y algunos otros indicadores de presencia de arcilla.

La combinación del registro NGS con otras mediciones sensibles a la litología (como absorción fotoeléctrica, densidad, neutrones, sónica) permite el análisis mineral volumétrico de mezclas litológicas muy complejas, una identificación con mayor certeza.

La respuesta del uranio del registro NGS es en ocasiones útil como indicador de fluido móvil para pozos perforados en yacimientos previamente explotados. Así mismo las capas permeables pueden tener un mayor contenido de sal de uranio que los intervalos menos permeables.

Análisis de los registros de rayos gamma y NGS

Las curvas SP y GR son indicadoras de zonas porosas y permeables y también indican la arcillosidad de la formación. La curva SP tiene un comportamiento estable en presencia de arcilla: la curva GR presenta valores más altos de radiactividad en arcillas y arenas arcillosas como resultado del incremento de potasio. A menudo es posible ver que las dos curvas son correlacionables cuando la salinidad de la formación es mayor que la del lodo.

La herramienta espectral analiza las energías recibidas y separa la contribución total del contenido de potasio y de los elementos que se desintegran en las series del uranio y thorio. El análisis de muchas arcillas ha indicado que en promedio contienen aproximadamente 2% de potasio, 6 ppm de uranio y 12 ppm de thorio.

La tabla 1 muestra los distintos componentes de arcilla que tienen relaciones características espectrales y que pueden ayudar para definir el tipo de roca.

El análisis espectral no sólo ayuda a entender los ambientes de depósito y variaciones de litológicas, sino también determina zonas potencialmente productoras de hidrocarburos. La respuesta del registro espectral muestra que un alto contenido de potasio y thorio es característico de una lutita altamente radiactiva, oscura a negra y rica en materia orgánica. Estas lutitas son la fuente típica de rocas generadoras de hidrocarburos.

La figura II.18 es un ejemplo. La curva de potasio indica una formación calcárea relativamente limpia, mientras que la curva GR indica una formación impermeable muy arcillosa.

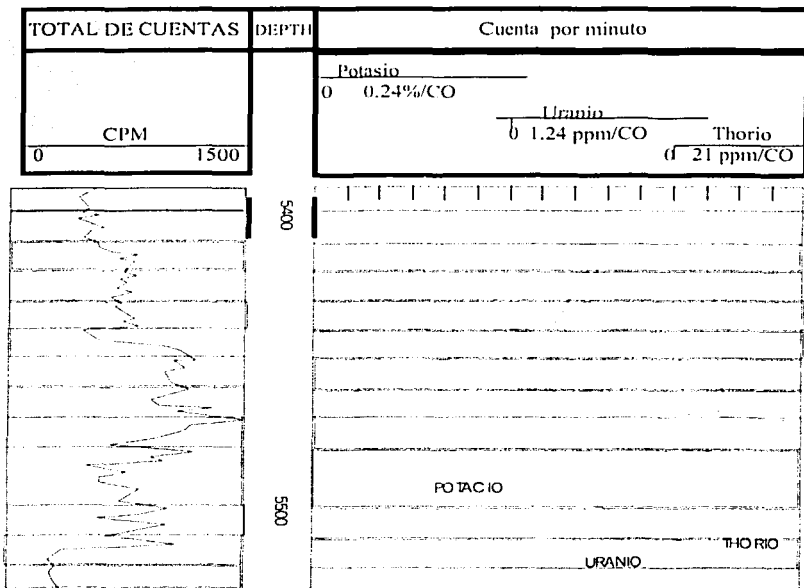


Figura II.18

La información del registro espectral es muy valiosa no sólo para indicar arcillosidad sino también para señalar variaciones mineralógicas. Este registro tiene mayores ventajas para correlación de tipo estructural.

TABLA II.2

Porcentaje de material radiactivo de algunas arcillas

	K (%)	U (ppm)	Th (ppm)
Bauxita	-	3.0-30.0	10-130
Glauconita	5.08-5.30	-	-
Bentonita	>0.5	1.0-20.0	6-50
Montmorillonita	0.16	2.0- 5.0	14- 24
Caolinita	0.42	1.5-3.0	6-19
Ilita	4.5	1.5	-
Mica	-	-	<0.01
Biotita	6.7 - 8.3	-	<0.01
Muscovita	7.9 - 9.8	-	-

Interpretación del registro de rayos gamma

Interpretación cualitativa

Una aplicación del Registro de Rayos Gamma es sustituir al registro Potencial Espontáneo (SP), ya que ambas curvas son correlacionables cuando la relación de resistividades de los fluidos del lodo y de la Formación es grande, y por el contrario poco correlacionable cuando las resistividades de estos fluidos son semejantes.

Se utiliza el registro GR cuando el SP es muy redondeado (formación muy resistiva) o aplanado ($R_{mf} \approx R_w$) ó cuando los lodos no son conductivos o el pozo está ademado.

La intensidad de radiación natural varía con la composición de los sedimentos por lo que el registro da una idea de la litología de las formaciones atravesadas. La figura II.19, muestra la intensidad relativa de radiación en

rocas sedimentarias. Se observa que las más radioactivas son las lutitas y las menos radioactivas son las anhidritas.

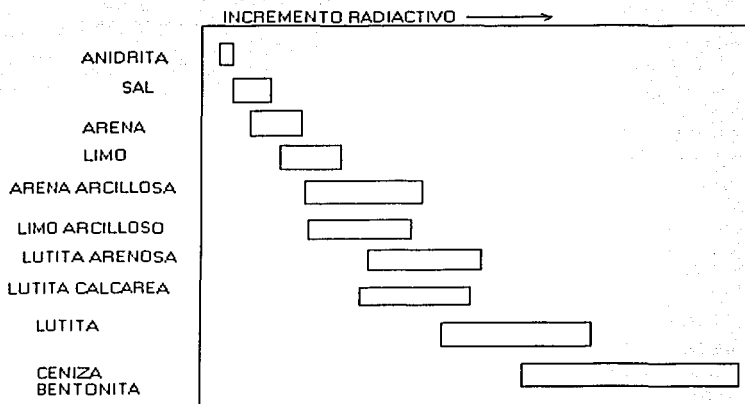


Figura II.19.

En una interpretación cualitativa sólo se observarían las deflexiones que sufre la curva de Rayos Gamma sin tomar valores. Tomando de ejemplo la figura II.20, se observa que un incremento radioactivo indica un desplazamiento de la curva hacia la derecha y un decremento radioactivo, un desplazamiento hacia la izquierda, de aquí, que posiblemente se considere correlacionable con la curva del SP trazándose también una línea base de lutitas.

Es importante en una interpretación cualitativa, el conocimiento de la estratigrafía local porque pueden existir ambigüedades en la curva radioactiva. En el ejemplo de la figura II.20, la arena limpia y la caliza presentan un mismo valor radioactivo hacia la izquierda, lo que significa que sin el conocimiento de la estratigrafía, daría lugar a confusiones o interpretaciones erróneas. En caso

de no conocer la estratigrafía local, un registro litológico de la región podrá resolver la ambigüedad.

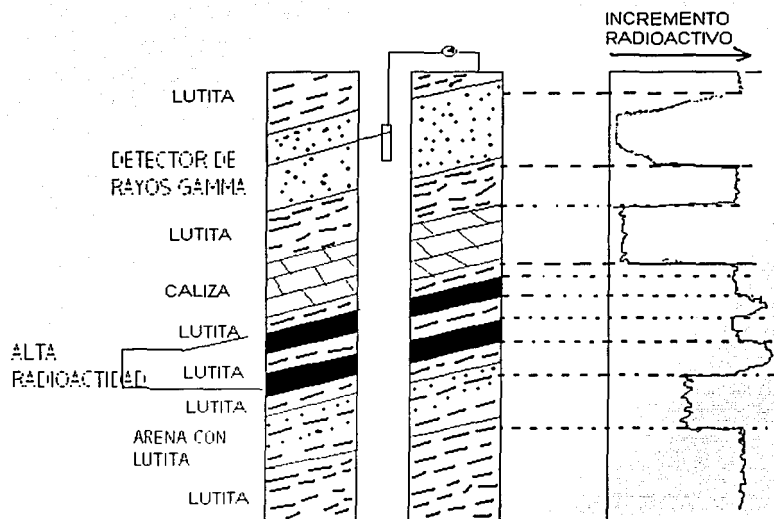


Figura II.20

También el registro GR es usado para delimitar las capas o contactos de las formaciones si estos son abruptos, en la curva de rayos gamma aparece un cambio rápido y el punto medio en el cambio de la curva es tomado como el contacto. En cambio si los cambios de la curva son graduales, ello indica

contactos gradacionales. El contenido de fluidos en las formaciones no es posible determinarse a partir de este registro.

La estimación de la porosidad y la permeabilidad es muy difícil y no es recomendable calcularse a partir de el registro GR. Aunque en algunos casos especiales se puede estimar la permeabilidad pero no es recomendable.

Otro uso de este registro es la correlación litológica. Los registros de la figura II.21 muestran una correlación de un área y además su similitud con la curva del SP.

Se puede usar en la delineación de minerales no radiactivos incluyendo carbón (estratos). También se utiliza en correlaciones de pozos además, haciendo posible la ubicación del fondo de la tubería de revestimiento. A parte a grandes rasgos se puede concluir que se emplea para determinar la profundidad y el espesor de varios estratos y la correlación de profundidades de registro a registro para establecer una posición estructural.

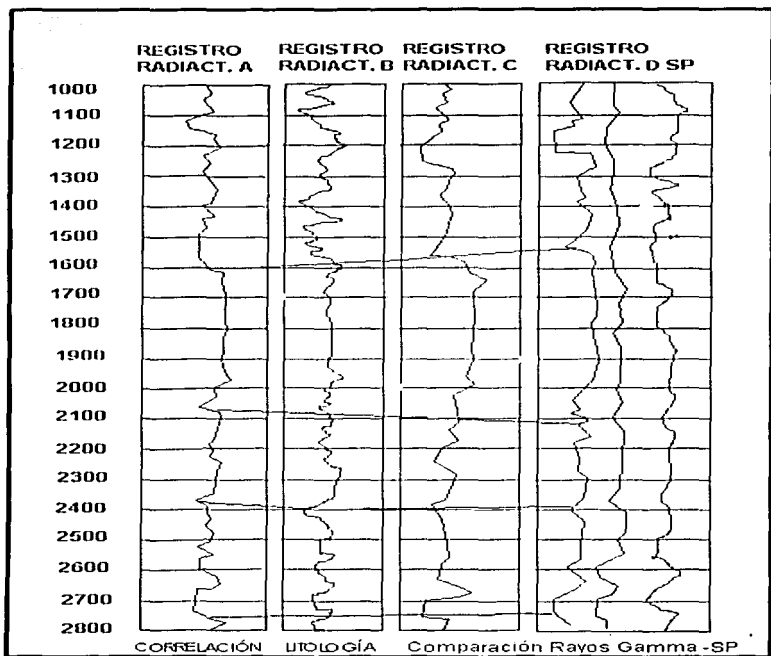


Figura II.21

Interpretación cuantitativa

El Registro de Rayos Gamma nos permite cuantificar el contenido de lutita en formaciones. El cálculo del contenido de lutitas se realiza de la siguiente manera:

En el registro se traza una línea base de lutitas y una línea base de arenas (similar al SP) y utilizando la siguiente expresión, se obtiene la deflexión de los rayos gamma.

$$X = (Y_s - Y_a) / (Y_{sh} - Y_a)$$

Donde: x , es la deflexión de los rayos gamma.

Y_s , es la radiactividad corregida del intervalo a determinar.

Y_b , es la radiactividad corregida de la línea base de lutitas.

Y_{sh} , es la radiactividad corregida de la línea base de lutitas.

Con el valor X , se pueden usar de acuerdo a la edad una de las siguientes fórmulas para el calculo del contenido de lutitas.

$$V_{sh} = 0.33 (2^{2x} - 1.0) \dots \dots \dots \text{Rocas más antiguas}$$

$$V_{sh} = 0.083 (2^{3.7x} - 1.0) \dots \dots \dots \text{Rocas del terciario.}$$

El nomograma de la figura II.22 es la solución a las ecuaciones de interpretación antigua. Para el caso de areniscas o calizas de origen clástico, no se pueden usar estas expresiones, ya que las areniscas están compuestas de granos y la porosidad va a depender del acomodo de éstos.

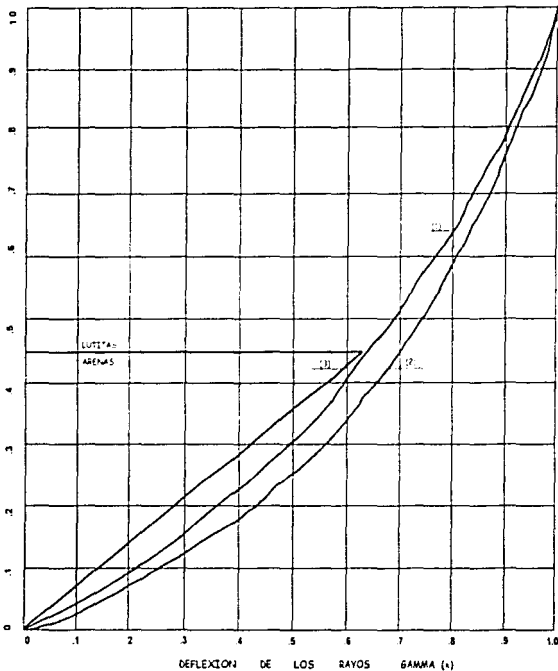
Las arcillas y limos por ser su diámetro menor a 1/16 mm, se van a depositar en los intersticios dejados por el acomodo de los granos, lo que da lugar a una reducción de la porosidad efectiva. En el caso ideal, donde el empaquetamiento perfecto da una porosidad del 47%, esto nos indica que solamente el 47% de lutita máxima puede llenar esa porosidad. Por tanto si encontramos que el contenido de lutitas V_{sh} es de 47% a 90% equivale a dar como resultado que el contenido de lutitas es del 100%.

De experimentos se concluyó que para 66 unidades API el contenido de lutitas es del 45%, lo que implica que este valor es el límite de las arenas con las lutitas.

De la figura II.22 se obtiene el contenido de lutitas para el caso de areniscas, utilizando la línea (3).

Otro uso cuantitativo, es en la detección y evaluación de minerales radiactivos (Potasio y Uranio). En el caso del Potasio, la radiactividad corregida es proporcional al contenido de K_2O (óxido de potasio), aproximadamente 15 unidades API por 1% de K_2O , proporcionalidad debida al hecho de que el potasio 40 emite rayos gamma monoenergéticos de 1.46 MeV. En el caso de uranio y Thorio, la proporcionalidad no es simple, pero también se puede usar.





DEFLEXION DE LOS RAYOS GAMMA

$$\frac{GR}{GR_{lim}} - \frac{GP_{lim}}{GR_{lim}} = X$$

$$(1) V_m = 17 \cdot \sqrt{338 \cdot (1 + 7)^2}$$

$$(2) V_m = \frac{5 \cdot (X)}{15 \cdot (X)}$$

$$(3) V_m \text{ (para arenas)}$$

Figura II.22

3.- Detección de Fracturas por medio de las curvas de Rayos Gamma.

Frente a zonas fracturadas se observan aumentos considerables de rayos gamma. Probablemente por la precipitación del óxido de uranio depositado durante la circulación de agua en el sistema de fracturas.

Caliper. En zonas donde otros registros muestran que se trata de una formación limpia, un aumento anormal en el caliper puede indicar zonas con planos de debilidad debido a la presencia de fracturas.

Evaluación de V_{sh}

Existen tres combinaciones: la combinación densidad-neutrón, el registro GR, y el registro SP. Todas las técnicas consideran que la lutita en una arena arcillosa es la misma que la lutita adyacente. Es una premisa razonable para las arenas con laminaciones de lutita, pero muy cuestionable para arcilla dispersa.

- 1) V_{sh} a partir de la combinación densidad-neutrón. Debido a la presencia de hidrógeno en la arcilla, una arena arcillosa con gas leerá una porosidad neutrón menor que la porosidad de densidad. La fracción de lutita se puede expresar como

$$(V_{sh})_{ND} = (\phi N - \phi D) / (\phi N_{sh} - \phi D_{sh})$$

Este método no puede aplicarse cuando hay presencia de gas.

- 2) V_{sh} a partir del registro de rayos gamma. Algunos autores recomiendan utilizar el nomograma de la figura II.23.

Cuando se corre el registro espectral de rayos gamma, se puede conocer el tipo de arcilla.

- 3) V_{sh} a partir del registro SP, se puede calcular como:

$$(V_{sh})_{sp} = (SP - SP_{cl}) / (SP_{sh} - SP_{cl})$$

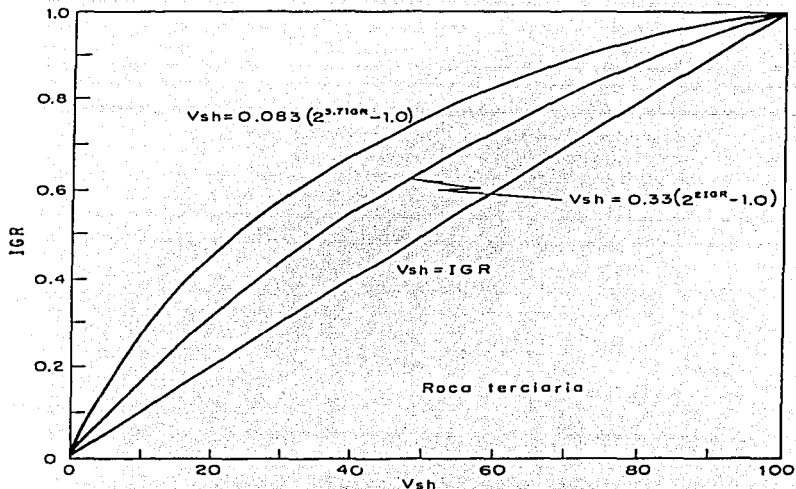


Figura II.23. Gráfica para calcular Vsh a partir de IGR (Dresser atlas, 1979, p.88)

Ejemplo:

Para una determinada zona haremos un pequeño cálculo del contenido de lutita en ese tipo de formación.

Usando el registro de Yaxcopoil-1 (figura VII.1):

$GR_{log} = 10$ a 985 m

$GR_{min} = 1$ a 1062.5 m

$GR_{max} = 38$ a 1003.80 m

Por lo tanto, el I_{GR} es:

$$I_{GR} = (10 - 1) / (38 - 1) = 0.2432$$

Finalmente sustituyendo este valor en la ecuación siguiente obtenemos el porcentaje de lutita en ese tramo de profundidad.

$$V_{sh} = 0.33 (2^{(2 \times I_{GR})} - 1.0) = 0.33 (2^{(2 \times 0.2432)} - 1.0) = .1323$$

$$V_{sh} = 100 \times .1323 = 13.23 \%$$

Otra forma de obtener el porcentaje de lutita es con el índice I_{GR} haciendo uso del nomograma de la figura II.23 hasta interceptar con la curva 2 y así obtener el porcentaje de lutita.

II.2.4 Propiedades magnéticas de las rocas

Momento magnético

El momento magnético de un imán cuyos polos tienen valores de $+P$ y $-P$, y se encuentran separados una distancia de 1 cm, entonces el valor será:

$$M = P.l \quad (1)$$

Susceptibilidad magnética

Cuando un cuerpo magnetizable es colocado en un campo magnético, este adquiere un cierto grado de magnetización que es proporcional al campo, y depende de la facilidad de magnetización de la sustancia.

$$I = KH \quad ; \quad K = I/H \quad (4)$$

K: susceptibilidad magnética

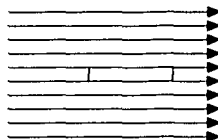
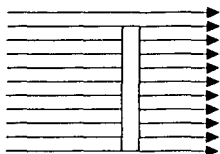
Las irregularidades observadas en la distribución de la intensidad y dirección del campo magnético terrestre, indican que en la corteza debe existir un sistema bastante complicado de dipolos.

Se ha podido comprobar que las variaciones locales están íntimamente ligadas a la presencia de materiales magnetizados o con propiedades magnéticas que modifican el campo magnético.

Algunos materiales se oponen al flujo de líneas magnéticas, orientándose perpendicularmente a las líneas o deformando las líneas de flujo, se les denomina diamagnéticos.

Los materiales que atraen las líneas de flujo, o que se orientan en el mismo sentido que las líneas de flujo, se llaman paramagnéticos.

Sustancias como el hierro, el níquel y ciertas aleaciones, atraen líneas de fuerza de los campos magnéticos con mucha intensidad y se les conoce como materiales de comportamiento ferro-magnéticos.



Diamagnético

Paramagnético

Para cierto material ferromagnético y temperatura dada hay una magnetización máxima llamada magnetización de saturación, j_s . Por ejemplo, el hierro metálico es material ferromagnético con magnetización de saturación a temperatura ambiente = 1.8×10^6 A/m.

La magnetización de saturación disminuye conforme aumenta la temperatura, y es cero en la temperatura Curie, T_c , la cual es característica de cada mineral ferromagnético. (580 °C para magnetita y 680 °C para hematita, Fig. II.24). Para temperaturas mayores a la T_c el material se vuelve paramagnético.

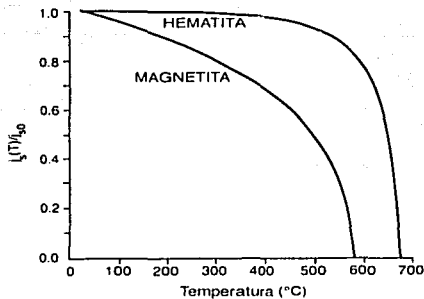


Figura II.24

En la superficie de la Tierra, la intensidad varía de acuerdo a la magnetización y la permeabilidad de las rocas. La intensidad de la magnetización depende de una propiedad conocida como susceptibilidad magnética.

En las rocas, la susceptibilidad magnética depende del contenido de magnetita, en términos generales se comportan de la siguiente manera:

- | | | |
|---------------------|---|-----------------|
| Rocas sedimentarias | → | diamagnéticas |
| Rocas metamórficas | → | paramagnéticas |
| Rocas ígneas | → | ferromagnéticas |

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

TABLA II.3

Valores típicos de la susceptibilidad magnética de algunas rocas y minerales.

MATERIAL	SUSCEPTIBILIDAD (Unidades CGS electromagnéticas)
Magnetita	0.3
Pirrotita	0.3
Hematita	0.003
Cuarzo	-0.000001
Sal de roca	-0.000001
Calcita	-0.000001
Basalto	0.003
Diabasa	0.003
Gabro	0.001
Granito	0.002
Gneiss	0.0001
Arenisca	0.00002
Pizarra	0.00004
Dolomita	0.00001

II.2.5 Propiedades físicas

Porosidad

Es la fracción del volumen de una roca, ocupado por algún fluido.

Se pueden distinguir diferentes tipos de porosidad:

- Porosidad Total (ϕ_t): es la relación del volumen total de espacios vacíos poros, canales, vesículas, etc.) que existen entre los diferentes elementos minerales de la roca, con respecto al volumen total de la roca.

$$\phi_t = (V_t - V_s) / V_t = V_p / V_s \quad (5)$$

V_p = Volumen de espacios vacíos. En realidad generalmente ocupados por fluidos: agua, gas o aceite.

V_s = Volumen ocupado por los elementos sólidos

V_t = Volumen total de la roca.

- b) Porosidad interconectada (ϕ_c) : Es aquella formada exclusivamente por aquellos poros que están conectados entre sí.
- c) Porosidad potencial (ϕ_e): es un término usado exclusivamente en el análisis de registros de pozos. Es la porosidad accesible a los fluidos libres, excluye por lo tanto a la porosidad no conectada y al volumen ocupado por el agua ligada a las partículas de arcilla.

Saturación

Es la fracción del volumen del poro de una roca que está lleno de fluido.

$$S = (\text{volumen del fluido})/(\text{volumen del poro}) \quad (6)$$

En registros de pozos generalmente se habla de la saturación del agua, ya que es muy sencilla de evaluarla.

Permeabilidad

Es la medida de la capacidad del medio para transmitir fluidos. Es una característica física de la roca que depende del arreglo de los granos, partículas, cementante y arcilla. Es difícil cuantificarla a partir de los registros, la unidad es el milidarcy. Se puede dividir en absoluta, cuando sólo hay un fluido en los poros, efectiva cuando hay más de un fluido en los poros y relativa que es la relación entre la permeabilidad efectiva con un fluido en específico y la permeabilidad absoluta.

Hasta ahora la manera más exacta de cuantificarla es partir de análisis de núcleos. Una estimación a partir de registros para rocas granulares es propuesta por Timur:

$$K = (0.136 \phi^{4.4})/(S_{wi}^2) \quad (\text{milidarcys}) \quad (7)$$

donde S_{wi} es la saturación del agua irreductible.

Rocas sedimentarias

- a) Areniscas. Sus porosidades son hasta del 40%. Cuando tiene valores menores del 7% en zonas con gas y del 8% en zonas con aceite, la

permeabilidad será muy baja y no producirán. El límite comercial es del orden del 9%. Cuando existen en el yacimiento valores menores que este límite, posiblemente se deberá a que la roca está fracturada o el paquete de roca es tan pequeño que las herramientas no miden exactamente en la zona de interés.

Se puede decir que a medida que la porosidad disminuye la saturación de agua aumenta.

b) Carbonatos. Las porosidades son menores del 40%, el límite comercial es del 4% la relación de $S_w\phi$ (relación saturación de agua-porosidad) es más variable que en las areniscas.

Resistividad

Es la medida de la dificultad que la corriente eléctrica encuentra al circular a través de un material. Es una de las propiedades más importantes es Registros de Pozos. Se mide en ohm-m.

Los parámetros que se pueden cuantificar a partir de registros de pozos son la porosidad y la resistividad. La saturación de agua se puede calcular por la ecuación de Archie.

Donde R_w es la resistividad del agua de formación, R_i es la resistividad verdadera de la roca en su estado natural sin contaminación del filtrado del lodo, n es el exponente de saturación y F es el factor de formación, el cual se define como la resistividad de una roca 100% saturada con un fluido (generalmente agua salada) entre la resistividad del agua que la satura.

$$F = R_o/R_w \quad (8)$$

Este factor se puede relacionar con la porosidad a través de la siguiente expresión:

$$F = a/\phi^m \quad (9)$$

Donde a y m dependen de la geometría interna y del tipo d porosidad de roca. Cuando se tienen rocas del tipo granular se utiliza:

$$F = 1/\phi^2 \quad (10)$$

Cuando se tiene lutita, arcilla anhidrita, yeso, gas, etc., la relación (9) no se conserva, por lo que en dicha situación se requiere de un número mayor de registros para hacer correcciones que eliminen la influencia de estos elementos.

Para poder utilizar óptimamente la ecuación de saturación se requiere realizar algunas aproximaciones. Una de estas es la del cálculo de la resistividad del agua de formación. Es conocido que la resistividad cambia con la profundidad, se sabe además que el gradiente geotérmico en la Tierra está controlado por la conductividad de la roca.

Tabla II.4
Resistividades de algunos materiales.

Lutitas	1 - 10 Ω/m
Areniscas con agua salada	0.5 - 10 Ω/m
Areniscas con hidrocarburos	1 - 10 Ω/m
Calizas	10 - 500 Ω/m

CAPITULO III

METODOLOGÍA

III.1 Medición de la susceptibilidad magnética

a) Equipo

El sistema MS2 de Bartington es el estándar internacional para la medida de la susceptibilidad magnética en ciencias ambientales. El MS2 es un instrumento portátil con los sensores para el uso del campo y del laboratorio. Tiene alta resolución y exactitud, estabilidad de temperatura excelente y deriva muy baja. Proporciona medidas no destructivas y su funcionamiento en baja frecuencia hace que las medidas no sean afectadas por conductividad de la muestra. Las lecturas se toman un tiempo de alrededor de 1 segundo.

El sistema consta de:

Canal. Es una especie de medio cilindro de longitud variable (se recomienda que sea de aproximadamente 1.00 m de longitud) para que por el puedan pasar la mayor cantidad de núcleos en secuencia. Está graduado para facilitar la toma de cada lectura.



Sensores MS2 C. Este instrumento es en forma de anillo por el que cruzan los núcleos, en este aro se genera un campo magnético el cual interactúa con los minerales que contienen los núcleos, figura III.1.

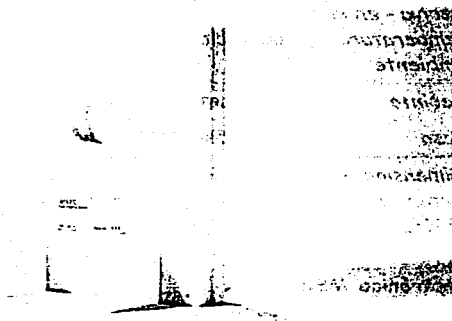


Figura III.1

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

Algunas características técnicas de este instrumento son:

La exactitud óptima de la medida se alcanza con la separación de 5-10mm entre el núcleo y el sensor.

<i>Diámetro interno del anillo</i>	estándar de 36, de 40, de 45, de 60, de 72, de 80, de 90, de 100, de 125, de 130, de 135, de 140, de 145, de 150, de 160 o de 162mm (otros tamaños entre 40 y 200mm están disponibles en un coste adicional)
<i>Exactitud de la calibración</i>	el 5%
<i>Período de la</i>	0,9 segundos en la gama 1,0

<i>medida</i>	9 segundos en 0,1 gamas
<i>Frecuencia de funcionamiento</i>	0.565kHz
<i>Deriva - en la temperatura ambiente</i>	$< 2 \times 10^{-6}$ CGS en 10 minutos después de la operación de 5 minutos
<i>Recinto</i>	polyacetal blanco
<i>Peso</i>	2-2.65kg dependiendo del diámetro del lazo
<i>Dimensiones externas</i>	290 x 200 x 144m m

Electrónica MS2

Este es la tercera parte del equipo, en este instrumento nosotros podemos seleccionar el sistema en que se quiera reportar la medida: CGS o SI. En nuestro caso se utilizó éste último, figura III.2

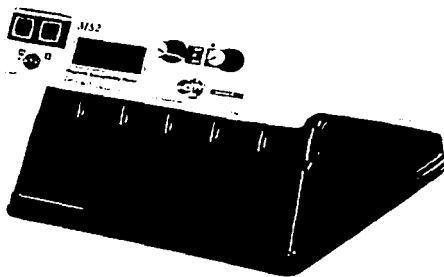


Figura III.2

Algunas características de este instrumento son:

Las medidas pueden ser de manera continua o presionando el botón de lectura.

Especificación

<i>Exhibición - gama x1</i>	1-9999
<i>gama x0.1</i>	0,1-999,9
<i>Exponente de la exhibición - específico del volumen</i>	10 ⁻⁶ CGS o 10 ⁻⁵ SI
<i>específico total</i>	10 ⁻⁶ CGS o 10 ⁻⁸ SI
<i>Gama de temperaturas de funcionamiento</i>	-10°C a 40°C
<i>Recinto</i>	ABS alto del impacto
<i>Peso</i>	1.3kg
<i>Dimensiones</i>	255 x 158 x 50m m
<i>Cable del sensor</i>	50 ohmios de TNC a TNC, longitud de 1 metro, longitudes alternativas a 100 metros de disponible a petición
<i>Baterías internas</i>	14 x 0.4Ah sellaron las baterías en cassette desprendible, 8 horas de Nickel/Cadmium de uso continuo sin recarga
<i>Entrada del cargador de batería</i>	2.1m m zócalo, polaridad protegida, 6-14V, de la C.C. máximo 100mA
<i>Interfaz RS232</i>	velocidad estándar 1200. (velocidad 9600 disponible a petición)
<i>Conector de</i>	zócalo de Fischer del panel trasero 4-way

interfaz

Accesorios

Equipe el soporte, C.C. del conector 12V del tablero de instrumentos del vehículo, bolso que lleva, cable de interfaz RS232 (los 2m)

Para esto es conveniente seguir en orden los pasos siguientes:

b) Instalación

Una vez que tienen todos los aditamentos se procede a su instalación como se muestra en la siguiente figura III.3.

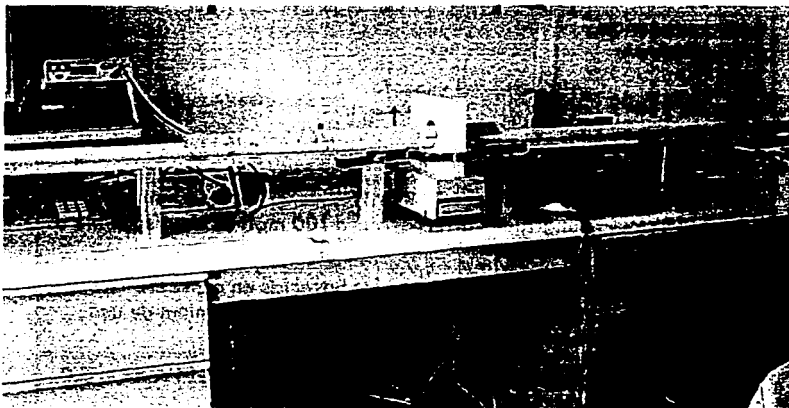


Figura III.3

Es muy importante que la superficie en que se instala sea plana para que el núcleo de análisis quede perpendicular al sensor.

c) Calibración

Para lograr la estabilidad en el instrumento se debe encender por 10 minutos sin afectar ninguna medición.

El equipo también cuenta con una muestra cilíndrica de calibración, con un valor de susceptibilidad de 611×10^{-6} unidades en el CGS, para poder comenzar a medir, el valor del margen de error medido de la muestra de calibración no debe ser mayor a un 1 %.

d) Captura de datos

Los datos obtenidos de la medición de la susceptibilidad, son almacenados con su correspondiente valor de profundidad en una base de datos.

El grafico de estos datos permite localizar las zonas y patrones para utilizar correlaciones estratigraficas.

III.2 SISTEMA DE CAPTURA DE IMÁGENES DIGITALES DE NÚCLEOS **Imágenes de Circunferencia (360 grados) y Superficie (Secciones)**

a) Equipo

DMT Core Scan Colour

El uso de imágenes de núcleos de pozos y su almacenamiento han probado ser ventajosos en comparación con los métodos tradicionales de manejo de núcleos, debido a su precisión, eficiencia y economía, además con el desarrollo de multimedia y de las comunicaciones globales vía satélite, el acceso a las imágenes adquiridas se ha convertido en una gran ventaja para una rápida interpretación de datos. En muchos casos el transporte de los núcleos a los laboratorios y su almacenamiento puede ser evitado debido al trabajo de adquisición de las imágenes de los núcleos, hechos en el lugar de la perforación.

Análisis de reservorios en imágenes digitales (figura II.4), requiere de una alta resolución de las mismas, para la comprensión de los ambientes de depósito y las facies en el mismo

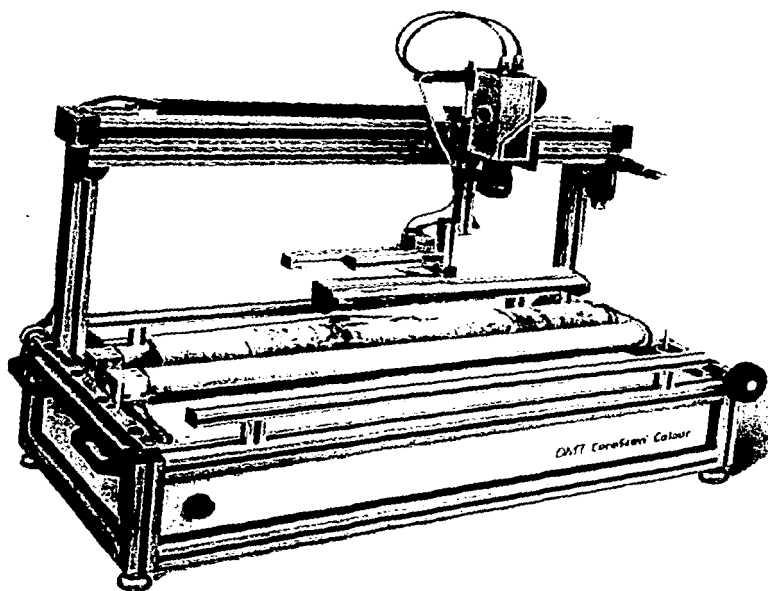


Figura III.4

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Especificaciones Técnicas:

- DMT CoreScan Colour, Largo: 1.3 m., Profundidad: 0.55 m., Alto: 1.00 m., Peso: 65 Kg.
- Alimentación: 115/220 VAC, 200 Watts
- Long. Núcleo: hasta 1m (circunferencia completa o sección)
- Diámetro del testigo: hasta 150 mm (testigo sin girar), hasta 300mm (sección / tajada)
- Resolución: hasta 200 pixels/cm (hasta 500 dpi)
- Almacenamiento de Datos: en CD-ROM como archivo "bmp", "tif", "jpg"
- Cámara i2S, 3 x 1728 pixel, CCID lineal (R,G,B), 3 MHz, 24 bit pro pixel, respuesta espectral: 400 a 700 mm
- Procesador Intel Pentium III, Sistema: Microsoft Windows NT
- RAM 128 MB, Disco Duro SCSI, CD-ROM y CD-Writer
- Tarjeta Controladora SCSI
- Tarjeta de Video 8 MB
- Tarjeta HORIZON 3 Imagen
- Tarjeta Red: Ethernet

La figura III.5 muestra la imagen de un núcleo escaneado.

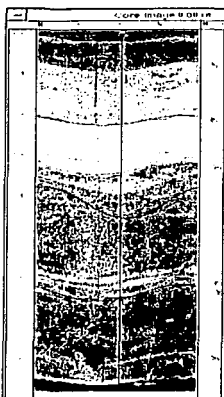


Figura III.5. Ejemplo de un núcleo escaneado.

b) Software para el corescan colour

DigiCore

DigiCore es el software de sistema para adquisición digital y almacenamiento de la imagen de circunferencia completa (i.e. 360 °) o de las secciones (2 dimensiones) de núcleos en color de 24 bit (RGB) color verdadero. Este software es necesario para obtener las imágenes de los núcleos del DMT CoreScan a Color.

CoreLog y TecLog

Para la composición de núcleos CoreLog se importan archivos bitmap que fueron creados por DigiCore. Para el análisis de estructuras geológicas (camadas, juntas, fallas) que son evaluadas, calibradas y orientadas al norte en relación con registros geofísicos. Parámetros geomecánicos, pueden ser derivados una vez que se han evaluado las estructuras. La integración CoreLog incrementa el entendimiento de los ambientes deposicionales y las variaciones de facies verticales dentro de un reservorio.

SlabLog

SlabLog es un software para la evaluación cuantitativa de estructuras de imágenes de secciones de testigos. Debido a que las secciones tienen dos dimensiones es imposible orientar los datos de las secciones de núcleos. Basicamente SlabLog opera como CoreLog.

C.I.A.

C.I.A. (Análisis de Imágen de Testigo) es un nuevo software de sistema que usa las imágenes digitales del DMT CoreScan a Color. C.I.A. ayuda a evaluar y cuantificar las propiedades de los núcleos muestreados (escaneados). C.I.A. es un programa interactivo . Las mediciones con C.I.A. no requieren programación.

Descripción de escaneo

En el escaneo de los núcleos lo primero que tenemos que hacer es limpiar el núcleo, de tal manera que se noten los clastos o la formación lo más nítida que se pueda, una vez que se ha hecho esto se procede a colocarlo entre los rodillos, en la paquetería se elige la opción de escaneo, en ella se encuentran diversas opciones que harán que la imagen pueda ser lo más real que se pueda.

Como los núcleos son de diferente diámetro, se tiene que medir primero con una escala (una sola vez) y después esta lectura ingresarla al sistema, la longitud del núcleo se tiene que medir para ingresarla al sistema, esto se hace cada vez que se escanea un núcleo, una vez llevado a cavo esta serie de pasos procedemos a colocar al núcleo entre los rodillos; si el núcleo es completamente cilíndrico o si esta cortado a la mitad existe una opción para elegirla. Cuando se escanea un núcleo completo (sin cortar a la mitad) los rodillos giran, lo que provoca que el núcleo también gire y así la cámara avanza capturando la imagen de los 360° del núcleo, pero si el núcleo esta cortado a la mitad este no gira se mantiene estático entre los rodillos, cuando el núcleo es demasiado largo el programa hace que la imagen se tome en varios tiempos, de esta manera también existe una opción para poder ajustar los diferentes tramos y que la imagen resulte una sola, una vez que la imagen está correcta procedemos a ingresar datos del núcleo escaneado al sistema como son: la profundidad de donde empieza a donde termina, el número de corrida, el numero de caja, la fecha y el nombre de la persona que ha escaneado el núcleo, una vez terminado de ingresar estos datos se procede a guardar la imagen en el sistema, y es en este momento en el que cualquier persona que tenga acceso al sistema podrá consultar la imagen en la red.

III.3 Registros geofísicos

Este es un tipo de registro que nos sirve principalmente para indicar zonas con un alto grado de arcillosidad, distinguir las zonas de lutitas de las no lutitas. También tenemos otra variante de rayos gamma que es el de Registro espectral, este tipo de herramienta nos muestra el porcentaje de Thorio, Potasio y Uranio.

La separación de estos elementos permite dar un análisis a detalle de las diferentes zonas que fueron atravesadas por la barrena y que son de interés no sólo para la industria petrolera, sino también en la minería, la geohidrología etc.

Aspectos técnicos del GR

El registro fue tomado a partir de los 1.798 m, desde esta profundidad se tiene a detalle un registro, que nos muestra el ICDP y que fue realizado para la UNAM.

El registro se corrió sin ninguna dificultad en un lodo bentonítico con polímeros en suspensión de densidad 1.04 g/cm^3 .

El registro se corrió en tres etapas, por diversos motivos no se pudo correr en una sola etapa.

Registro de rayos gamma, TH, K,U

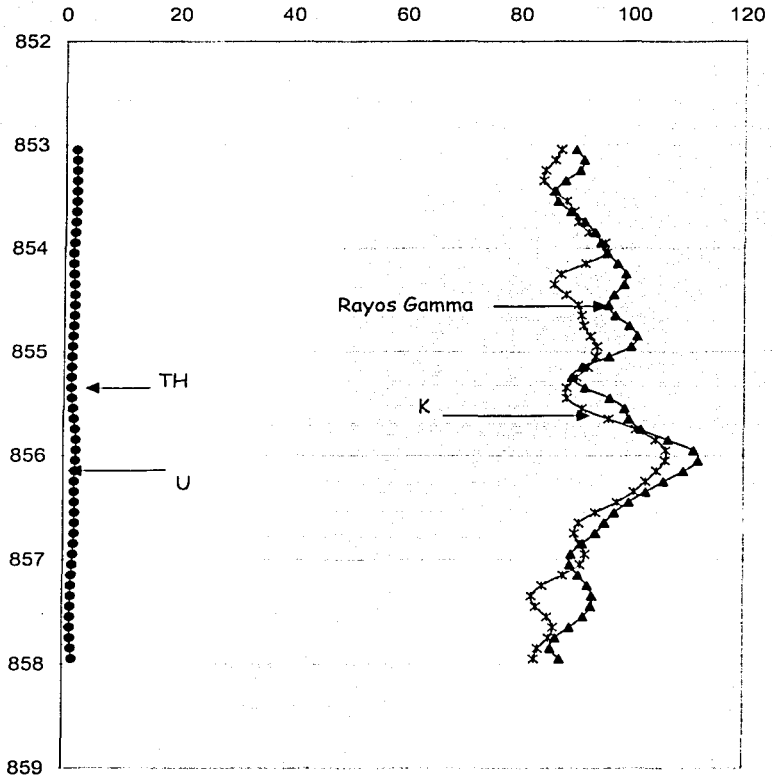


Figura III.6

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
INSTITUTO DE INVESTIGACIONES Y ENSEÑANZA DE QUÍMICA
CARRERA DE QUÍMICA
CARRERA DE QUÍMICA
CARRERA DE QUÍMICA

CAPITULO IV

MARCO GEOLÓGICO DE LA PENÍNSULA DE YUCATÁN

Introducción

El área comprendida por el bloque de Yucatán, queda ubicada entre 15°-25° de latitud Norte y 85°-95° de longitud Oeste, comprende los estados mexicanos de Yucatán, Campeche, Quintana Roo y la porción oriental de Chiapas, la mitad Norte de la República de Guatemala y toda la República de Belice.

Generalidades

De acuerdo con varios autores, la península de Yucatán, puede dividirse en tres regiones fisiográficas: a) La planicie Mérida-Valladolid-Puerto Juárez, que comprende la parte N de la península, desde la Sierrita de Ticul hasta el Golfo de México, con una pendiente suave de N a S, elevándose sólo unos cuantos metros del nivel del mar; b) la Sierrita de Ticul, con rumbo NW-SE, está constituida por un conjunto de lomas, cuya altura varía de 50 a 100 m con respecto a la planicie y sólo en las cercanías de Tekax llega a tener elevaciones de 150 m, y una longitud de 110 Km desde las laderas de la Sierrita. La ladera NE desciende con mayor pendiente, formando escarpes de poca longitud, mientras que la pendiente de la ladera opuesta, es suave y genera un terreno ondulado, c) La tercera unidad fisiográfica la constituye la "Planicie Central", extensa área que se encuentra al S y SW de la Sierrita de Ticul, teniendo su límite S en territorio guatemalteco, en la parte N la península de Petén y las Montañas Mayas al SE. Es un terreno ligeramente rugoso en algunas partes, sin orientación fija, con excepción de algunas lomas en las partes S y SE de Quintana Roo que se unen entre sí y forman pequeñas cadenas de orientación de N a S.

En la parte central y norte de la península de Yucatán, no existen ríos, toda el agua se infiltra al subsuelo, lo que genera un manto freático muy cercano a la superficie, y, las corrientes subterráneas disuelven ocasionalmente las rocas calcáreas, dando origen a los cenotes, además del río Candelaria, al W de la península se encuentra el río Hondo, que es la frontera entre México y Belice.

Sin ninguna excepción, todos los trabajos geológicos realizados en la zona de la península, desde Sapper (1894) hasta los llevados a cabo en años recientes, se ven afectados por la falta de afloramientos, ya que el caliche reciente cubre prácticamente toda la península, se encuentran los afloramientos de evaporitas al SE de México reportados en el Arco la Libertad, al N de Guatemala por Tercier (1932). Más al S, todavía dentro de la península, en el N de Belice y SE de Quintana Roo, tanto Alvarez (1954), como Flores (1952), reportan afloramientos de capas miocénicas y sedimentos marinos del Eoceno, así como las unidades pertenecientes a las Montañas Mayaspor. Por lo que están limitados al uso de la información de pozos.

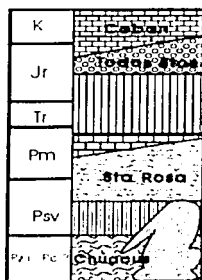
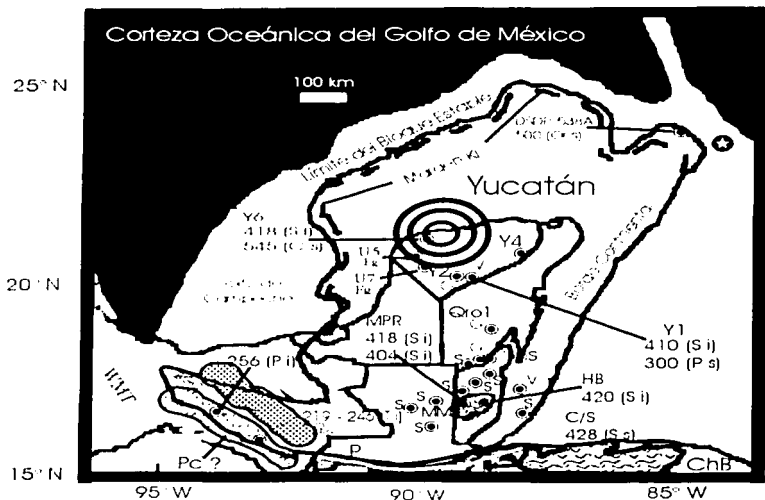
Como se muestra en la figura IV.1, las formaciones se van haciendo más jóvenes hacia el N, en cambio en las Montañas Mayas las rocas más antiguas corresponden al Paleozoico. Las evidencias de la columna geológica debidas a las perforaciones existentes tanto en Belice, Guatemala y Yucatán, no permiten una columna geológica bien definida entre las porciones N y S, debido a los diferentes criterios con los que se realizaron las perforaciones.

Bloque de Yucatán

El Bloque de Yucatán (fig. IV.1) tienen como límites, al N y W corteza oceánica del Golfo de México. Entre el bloque estable y la corteza oceánica existe un estrecho margen de rift con pendiente hacia el Norte, caracterizado por el rápido adelgazamiento de la corteza continental. En el área SE del Golfo de México, el Bloque de Yucatán está separado de los terrenos del Sur de Florida por un complejo sistema de rift del Jurásico Medio a Tardío de orientación NW (Marton, 1994). En general el límite del bloque Yucatán puede ser definido por el margen de la plataforma carbonatada del Cretácico Inferior (fig. IV.1) (Buffler y Sawyer, 1985; Buffler y Thomas, 1994). Al E-SE, el Bloque está limitado por el borde continental sumergido de Yucatán. Existe evidencia sísmica y de perforaciones que la estratigrafía de la plataforma y el basamento de Yucatán continúan hasta dicho borde (Rosencrantz, 1990) y que su estratigrafía estuvo afectada por tectonismo del Cretácico Tardío al Paleogeno. Sin embargo, no es claro que tanto de la margen pasiva Mesozoica original se preservó, o cuanto fue afectada durante el emplazamiento de la moderna corteza del Caribe en la Cuenca de Yucatán. El límite sur del bloque comúnmente está definido por la zona de falla Polochic-Motagua (Donnelly et al 1990). Aunque éste es un límite de placas actual, dicha zona se asume que estuvo cerca de la margen Mesozoica del Sur de Yucatán debido a la ausencia de datos.

Existen dos tipos de interpretaciones del límite SW de Yucatán. Pindell (1985) sugiere que la enorme área representada por el Complejo Granítico del Batolito de Chiapas (fig. IV.1) donde plutones Permo-Triásicos intrusionan rocas metamórficas Precámbricas (López-Ramos, 1980) no forma parte del bloque de Yucatán, y está separado de éste por la falla transforme "Tamaulipas-Golden Lane- Chiapas". A favor de esta interpretación se tiene la ocurrencia de las capas rojas Todos Santos del Jurásico Tardío al Neocomiano (Blair, 1986; Michaud y Fourcade, 1989) (fig. IV.1), las cuales pudieron haberse depositado

en grabenes durante el fallamiento activo paralelo a la transforme sugerida. Salvador (1991b), sin embargo, argumenta que no existe evidencia clara para dicha falla transforme. Salvador, en 1987, había sugerido que la falla transforme occidental, que se requería para dar lugar a la apertura del Golfo, debería cruzar el Sur de México hasta el Istmo de Tehuantepec. Marton y Buffler (1994) apoyan la idea de Salvador aunque la forma de la falla propuesta (Western Main Transform) es diferente (fig. IV.1). Además proponen un polo de rotación en el SE del Golfo, que describe la fase de deriva del Golfo de México, definiendo un círculo pequeño que no sólo sigue la margen oriental mexicana, sino que también gira hacia el oeste del Batolito de Chiapas y cruza el Istmo (fig. IV.1). Esta solución es compatible con la gran rotación contraria de las manecillas del reloj ($63^\circ \pm 11^\circ$) que se ha demostrado existe para el bloque de Yucatán con relación a Norteamérica (Molina Garza et al., 1992). En este trabajo se presenta una modificación de dicho modelo, con base únicamente en la posición, orientación y edades registradas para el batolito de Chiapas (fig. IV.1). Así, el límite del bloque correría prácticamente sobre el batolito y los horsts y grabenes serían el resultado de desplazamientos transtensivos en la porción adyacente del bloque.



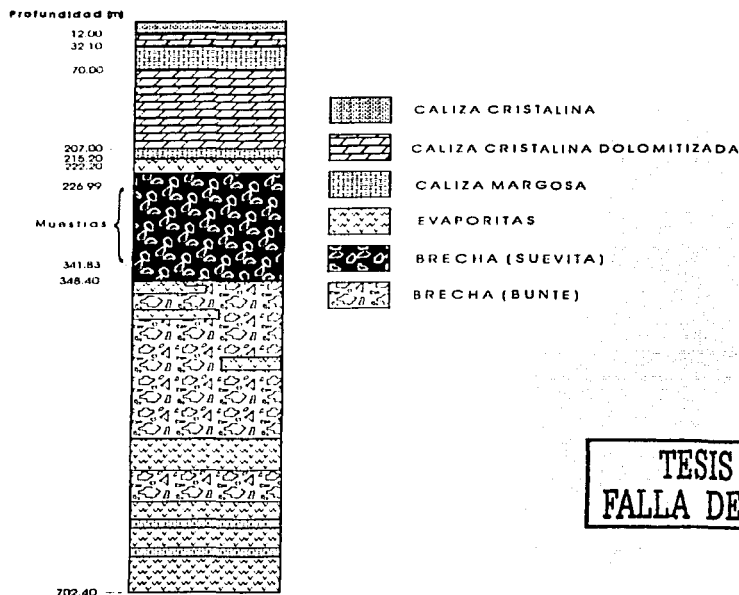
K	Caban	FDA	Florida
Jr	Cedap-Itza	IGC	Batolito Granítico de Chiapas
Tr		GJT	Grabenes del Jurásico Tardío
Pm		MPR	Batolito de Mountain Pine Ridge
Psv		HB	Batolito Hummingbird
Pp, Pc	Chucula	C/S	Batolito Cocksbomb Sapote
		MM	Montañas Mayas
		P	Falla Poleochic
		Ch B	Bloque de Choixit
		M	Falla Metágnia
		WMT	Transforme Principal de Occidente
		S	Em. Sta. Rosa en pozos
		G	Granitos en Pozos
		V	Volcánicos pre Mesozoicos
		Y#	Pozos de BEMEX
		⊙	Polo de Rotación del Bloque de Yucatán
		⊙	Pozo
		⊙	Afloramientos pre Mesozoicos
		Ps	Paleozoico Superior
		Pi	Paleozoico Inferior
		Pc	Precámbrico
		Si	Silúrico Inferior
		⊙	estructura de Impacto

Figura IV.1 Mapa del Bloque de Yucatán que muestra las principales ocurrencias de rocas Precámbricas, Paleozoicas y rasgos estructurales principales, así como datos geocronológicos y las unidades de correlación (Modificado de Marton et al., 1994)

Basamento del bloque de Yucatán

Dos pozos de PEMEX (Yucatán 1 y 4) penetraron rocas del basamento, en la parte central del Bloque de Yucatán (fig. 2), descritas como metavolcánicas del Paleozoico Superior y metacuarcitas, que se interpretaron como representantes de una faja de pliegues Paleozoica en la parte oriental de la Península (Marshall et al., 1976). López-Ramos (1975) reportó una edad Silúrica (Rb/Sr 410 Ma) para las rocas riolíticas porfídicas recuperadas del basamento en el pozo Yucatán 1, con un posible evento metamórfico secundario Pensilvánico (300 Ma) (fig. IV.1). De acuerdo con Sharpton et al. (1990 a, b; 1996) e Izett (1990), los componentes principales de las unidades basales en la porción suevítica de la brecha de Chicxulub, provienen de un terreno metamórfico de grado medio a alto, siendo la litología predominante un gneis cuarzofeldespático de grano medio a grueso con 10 a 20 % de cuarzo, 60 a 80 % de feldespato alcalino, y 10 a 20 % de plagioclasa baja en calcio. Minerales como biotita, piroxeno u hornblenda son poco frecuentes en los clastos graníticos, debido en gran medida a enorme susceptibilidad a la alteración post-impacto y a su baja temperatura de fusión (Sharpton et al., 1996). Los minerales trazas principales son esfena, circón y apatita. Las relaciones de contacto entre granos de estos clastos exhiben cizallamiento y recristalización previas al evento de impacto de acuerdo a Sharpton et al., (1996). Esto habla claramente de actividad tectónica, ocurrida en el período de tiempo entre la formación de las rocas cristalinas y el impacto, tectonismo que afectó al bloque de Yucatán aparentemente en su totalidad. Otras litologías presentes son micaesquistos de cuarzo, metacuarcitas y menos frecuente milonitas (Sharpton et al., 1990 a, b; Izett, 1990). Rocas ígneas volcánoclasticas se han encontrado al menos en los pozos UNAM 5 y 7 (fig. IV.2). Esta unidad que por su composición no corresponde con las descripciones de los lechos rojos de la Formación Todos Santos, como originalmente se han venido describiendo, se encuentran sobreyaciendo a las rocas cristalinas. Edades de 418 ± 6 y 545 ± 6 Ma con el método U-Pb se obtuvieron de circones magmáticos extraídos la brecha suevítica (rica en fragmentos del basamento) de Chicxulub en el pozo Yucatán 6 (Krogh et al. 1993). Cabe destacar que en la brecha recuperada en este pozo y en aquellos perforados por la UNAM (5 y 7) se recuperaron fragmentos de rocas graníticas (granodiorita, cuarzodiorita o tonalita y granitos) que bien pueden ser la fuente de los circones, de acuerdo a las descripciones de Krogh et al. (1993). En el Sureste del Golfo de México en los Pozos del *Deep Sea Drilling Project* (DSDP) 537 y 538a (fig. IV.1), gneises, anfibolitas y filitas infrayacen rocas sedimentarias Mesozoicas que indican un

evento metamórfico Ordovícico (500 Ma) con un recalentamiento tectónico de baja intensidad a los 200 Ma (Jurásico Temprano) (fig. IV.3). Esto último ha sido interpretado como un aumento de temperatura durante el subsecuente evento de *rift* Mesozoico (Dallmeyer, 1984). Como datos adicionales en el Canal de Yucatán, se han recuperado mediante dragado rocas metamórficas de grado medio, asociadas a un evento orogénico Permo-Triásico (Vedder y Dillon., 1973). Así mismo en la porción continental otros pozos cortaron basamento, como el Basil Jones 1, Tower Hill 1 y 2. Recientemente el Quintana Roo 1 recuperó una diorita cuya edad no se conoce aún, se tienen también los afloramientos de las Montañas Mayas.



**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

Figura IV.2 Columna litológica medida del pozo UNAM 7. La profundidad está en metros, no se encuentra a escala. Se muestra el intervalo del que proceden las muestras analizadas.

Estratigrafía mesozoica y pre-mesozoica en el bloque de Yucatán

La afinidad y significado tectónico de las rocas pre-Mesozoicas de Yucatán son inciertos, pero hasta ahora pueden hacerse algunas observaciones. Un resumen de las unidades estratigráficas involucradas y sus relaciones se muestran en la figura IV.3.

Precámbrico

Las rocas más antiguas del basamento, llamadas la serie Chuacús, afloran al Norte de la zona de sutura Motagua del Cretácico Tardío. Consiste principalmente de esquistos, gneises con algo de mármol, meta volcánicas y algunas unidades cuarcíticas (Donnelly et al. 1990) la edad de esta serie puede solo establecerse como Pre-Paleozoico Tardío. El grado metamórfico de estas rocas se ha definido como anfíbolitas y anfíbolita de granate, mientras al Sur de la zona de sutura, filitas y esquistos de facies de esquistos verdes (Bishop, 1980) y se interpretan como parte de un bloque diferente (Chortis).

En la península de Yucatán, dadas sus condiciones geológicas y geomorfológicas, no se han documentado rocas Precámbricas, lo que no significa que no existan de la plataforma. Según estudios realizados en la Cordillera Central de Guatemala por Gomberg et al. (1968), McBirney y Bass (1969), han reportado edades de 345 Ma y 1075 Ma, ésta última podría confirmar la existencia de rocas Precámbricas, en la región se obtuvo de un circón detrítico. Trabajos más recientes de datación en circones por el método U/Pb dan edades de 418 ± 3.6 Ma, 404 Ma en la zona de Belice (Steiner y Walker, 1996), 545 ± 5 Ma y 418 ± 6 Ma (Krogh et al. 1993) para el basamento de la Península en la zona de Yucatán y dos grupos de edades del basamento de Florida (localidad de probables unidades de correlación) de 515 a 637 Ma y 1967 a 2282 Ma (apéndice A) (Mueller et al. 1994).

Paleozoico

Las rocas Paleozoicas se encuentran distribuidas en la parte sur que limita a la Península, principalmente en la parte de Chiapas en México y en los Altos Cuchumatanes de Guatemala. Cabe señalar que en la parte SE de la península, en el área correspondiente a la República de Belice también se encuentran aflorando rocas de edad paleozoica en la región conocida como las Montañas Mayas. Sin embargo, se sabe que estas series, que en algunas ocasiones están ligeramente metamorfoseadas, no pertenecen al basamento metamórfico sino a un grupo altamente plegado del Paleozoico Superior (Weyl, 1980).

La principal área de distribución de las rocas cristalinas está limitada al Norte por la falla Chixoy-Polochic (figuras IV.2 y 3), y hacia el sur por la falla Motagua que separa regiones con rocas de diferentes facies metamórficas (Dengo y Bohnenberg, 1969); al Norte se conoce como el Bloque Maya y al Sur como el Bloque Chortis

Grupo Chuacús

En la parte central de Guatemala en la Sierra de Chuacús, afloran rocas del basamento metamórfico, que hasta la fecha se deduce que por estar aflorando en la parte sur de la península, es posible extenderlas a toda la plataforma de Yucatán. A estas rocas se les ha asignado el nombre de Grupo Chuacús y se han reconocido anfibolitas, anfibolitas graníticas, micaesquistos, esquistos de cuarzo-albita-epidota-muscovita-clorita-biotita y gneises de diferentes composiciones (McBirney, 1969).

Van den Voo et al. (1972), enmarco las unidades presentes en diferentes zonas de acuerdo a Barrow, proveyendo un mayor detalle sobre las rocas y el grado de metamorfismo. Las zonas o facies que distinguió son las siguientes:

- Esquistos de sericita y de sericita - clorita.
 Metagrauwackas y metaarcosas.
 Cuarzitas y esquistos cuarcíticos.
 Esquistos de epidota-actinolita.
- Zona con clorita - sericita: Esquistos de muscovita-psilomelano.
 Calizas cristalinas.
 Para-anfibolitas.
 Granitoides.
- Esquistos de biotita muscovita y esquistos de muscovita.
 Esquistos de muscovita-epidota.
- Zona con biotita: Para-anfibolitas.
 Mármoles.
 Cuarzitas.
- Esquistos con granate-muscovita \pm cloritoide.
 Esquistos de granate-distena. Esquistos de granate-biotita.
- Zona con granate: Anfibolitas de granate.
 Cuarzitas de distena.

Puede decirse que los protolitos de estas rocas metamórficas fueron principalmente grauwackas y sedimentos arcillosos, arenosos, margosos y calcáreos en menor cantidad.

En Huehuetenango, al Oeste de Chuacús, Kesler, y colaboradores (1970), describieron metasedimentos junto con gneises de muscovita, esquistos bandeados, mármoles, esquistos de grafito, gneises de clorita y ortogneises, los cuales se consideraron como el Grupo Chuacús del Oeste.

En el área de Río Hondo en la Sierra de las Minas, Newcomb (1975, 1977, 1978), encontró un gneis cuarzomonzonítico con texturas miloníticas que abarcan desde gneis ultramilonítico a blastomilonítico y que se han considerado estructuralmente como el miembro inferior del Grupo, el nombre asignado a este miembro es el de Formación San Agustín. En esta misma Sierra, Roper (1978), distinguió cuatro tipos de metasedimentos que incrementan su grado de metamorfismo de la cima a la base con facies de esquistos verdes y facies de anfibolita respectivamente como se muestra a continuación.

- Esquistos de muscovita y cuarcita micácea. F. Esq. Verde.
- Esquisto micáceo y gneis con horizontes carbonatados.
- Esquistos micáceos migmatizados y gneises.
- Gneis de hornblenda. F. Anfibolita.

En lo que se refiere a las edades reportadas para este Grupo, considerando que se extiende a toda la península, se tienen datos para las rocas encontradas en el pozo Yucatán No. 1. López Ramos (1973), describió un pórfido riolítico en un esquisto de cuarzo y clorita con edad de 420 Ma. Marshall (1974), dio la siguiente descripción petrográfica para una roca del mismo pozo: roca compuesta con fenocristales de un milímetro con feldespatos y plagioclasas sericitizados, en una masa de clorita de grano fino, biotita, muscovita, leucógeno y menores cantidades de feldespato y cuarzo siendo clasificada como meta-andesita o meta-dacita. Varias son las edades que se le han asignado a esta roca, 290±30 Ma, 330 Ma, 410 Ma y 420 Ma (Bass y Zartman, 1969; Dengo y Bohnenberg, 1969; Viniegra, 1971; y López Ramos, 1973). Meyerhoff (1967), sugiere que el amplio rango de edades reportado se debe a una alteración térmica del Paleozoico Tardío, que afectó todas las rocas Premisisípicas y las edades de 300-330 Ma del Grupo volcánico Bladen en las Montañas Mayas de Belice, coinciden con esta interpretación.

Con el conocimiento actual del Grupo Chuacús, se puede decir que el material sedimentario inicial data del Devónico al Paleozoico Superior; según Dengo y Bohnenberger (1969), el área de depósito fue una ortogeosinclinal con rumbo E-W que cortaba Centroamérica durante el Paleozoico Inferior y se encontraba delimitado por el Grupo Santa Rosa (no metamorfoseado) del Pensilvánico. Las edades radiométricas corresponden al Devónico Superior, Carbonífero Inferior y el grado de metamorfismo abarca desde facies de esquistos verdes hasta anatexis. A continuación se presentan las unidades que conforman al grupo Chuacús:

PERIODO

- MISISIPICO** Esquisto de mica
Fm. Jones: filita y esquistos de mica.
- DEVONICO** Miembro San Lorenzo (mármol)
Miembro de gneis de hornblenda.
Fm. San Agustín: granito, gneis y migmatita.
Modificada de Roper (1978)

Formación Santa Rosa (Pz Sup.)

Los pozos perforados en la parte norte de la Península de Yucatán, no se han encontrado evidencias de otras rocas Paleozoicas sobreyaciendo el basamento metamórfico, sino que directamente sobre éste se han encontrado lechos Rojos y/o secuencias carbonatadas Jurásico-Cretácicas. Sin embargo, para los lechos rojos no se tiene una edad en esta localidad, por lo que pueden pertenecer a la parte superior de la Fm. Santa Rosa y no a la Fm. Todos Santos. Esto probablemente es debido a la falta de pozos, aunque también cabe la posibilidad de que en este período de tiempo haya estado a mayor elevación la parte Norte de la península.

El Grupo Santa Rosa, fue dado a las rocas pertenecientes al Paleozoico Superior. Aunque actualmente ya no se considera a la Formación Todos Santos dentro del Grupo, tal como originalmente la definieron Dollfus y Mont-Serrat (1868) (Carbonífero Superior-Pérmico), ya que ésta más bien pertenece al Jurásico Superior-Cretácico. Las formaciones que conformaban al entonces Grupo Santa Rosa eran: Formación Chícol, Formación Tactic, Formación Esperanza y la Caliza Chochal.

Formación Chícol.

Fue definida en Guatemala y consiste de intercalaciones de conglomerados gris verdoso y gris azulado claro, areniscas con tobas verde grisáceo, gris y marrón, capas volcániclasticas y menos comúnmente brecha andesítica; su espesor es de cerca de 1000 metros y el contacto con las rocas del basamento cristalino es difuso debido a las fracturas y al metamorfismo de contacto (Anderson, 1969), aunque cerca del poblado de Sacapulas se puede observar que el

contacto es discordante. Cabe mencionar que dentro de los conglomerados se encuentran fragmentos pertenecientes al basamento metamórfico.

Formación Tactic.

Consiste de lutitas con más de 800 metros de espesor, las cuales algunas veces son esquistosas, otras filíticas y ocasionalmente contienen capas de caliza y dolomita (Walper, 1960).

Formación Esperanza (Pérmico Inf.).

Es litológicamente similar a la Formación Tactic y contiene fusulínidos los cuales le han asignado una edad del Wolfcampiano, su espesor es de 470 metros (Anderson et al., 1973).

Caliza Chóchal (Pérmico Sup.).

Presenta un contenido muy rico de fauna, en particular de fusulínidos con los cuales se le ha dado la edad del Leonardiano. Tiene un espesor de 200 metros. La parte superior de esta caliza Chóchal que tiene un espesor de 180 metros y en algunas localidades puede ser tratado como una entidad separada; según su fauna de braquiópodos y amonoideos se ubica en el Leonardiano Superior (Pérmico Superior) (Roberts e Irving, 1957).

Mesozoico

Formación Todos Santos. (Js-Ki)

Esta formación también es conocida como Lechos Rojos y cuenta con afloramientos en los Estados de Oaxaca y Chiapas en la República Mexicana, así como en Guatemala y en Belice. Fue definida por Sapper en 1894, quien la describió como estratos de conglomerados continentales rojos, areniscas y lutitas arcillosas con espesores variables.

Según algunos datos recopilados por Marshall et al (1976), y Weidie et al (1978), se pueden reconocer cuatro litofacies en el subsuelo de Yucatán; estas son: lutitas, anhidritas y dolomitas, cuarzoarenitas grises y cuarzoarenitas

rojas. Las rocas cuarzoareníticas contienen menores cantidades de feldespato potásico, fragmentos de roca metamórfica, turmalina verde, circón, rutilo y magnetita. El contenido en los conglomerados varía de acuerdo al ambiente, pero consiste principalmente de material metamórfico, granitos y calizas Paleozoicas. En el área de Jérico, Chiapas, se describen estas mismas litofacias además de intercalaciones tobáceas y algunos flujos volcánicos, el miembro inferior en esta localidad está compuesto de lodolitas, limolitas y una rara arenisca de color rojizo a púrpura denominado miembro Siltepec, cuya edad con palinomorfos indica Jurásico Medio (Blair, 1986). En otra localidad Sánchez-Montes de Oca (1979), obtuvo una edad de Triásico Tardío-Jurásico con una asociación de polen y microfósiles marinos (Blair, 1986). En el cañón del río Grijalva esta unidad alcanza 15 m de espesor. Cabe destacar que la secuencia es de afinidad netamente volcánica, ya que las areniscas y limolitas reportadas están compuestas de líticos de naturaleza volcánica y muestran un escaso o nulo transporte. Así podemos concluir que el Miembro Siltepec, no puede incluirse en la Fm. Todos Santos, dadas sus características litológicas y de edad corresponderían a la parte superior de la Fm. Santa Rosa. Por lo tanto se propone que no existe la Fm. Todos Santos en la Península de Yucatán (al menos en las localidades donde se ha recuperado dicha unidad). Existe además el hecho de que la Fm. Todos Santos se depositó como ya se mencionó, en un sistema de grábenes paralelo al Batolito de Chiapas, sistema que no se extiende al interior de la península. Resulta interesante que en el subsuelo de Georgia, E. U. A., se hayan recuperado estas mismas unidades sobreyaciendo granitos en el Tríasico Superior (Chowns y Williams, 1983), los pozos 537 y 538A del DSDP también cortaron una unidad semejante (Buffler, 1984).

La ocurrencia de rocas propias de la Fm. Todos Santos se presenta en mayores proporciones en el Oeste de Guatemala al Norte de la falla Chixoy-Polochic en la base de los Altos Cuchumatanes (localidad tipo), también se presenta en la Baja Verapaz y en el centro de Honduras.

La edad de esta Formación aún es tema de debate, ya que diferentes autores le han asignado rangos distintos dentro del Mesozoico, pero con base en la fauna de las calizas marinas de los estratos superiores (Formación San Ricardo), corresponden a la parte media del Jurásico Superior o Cretácico

Inferior y por acuerdo general entonces las capas inferiores de la misma se han asignado al Jurásico.

Cretácico inferior (KI)

Evaporitas Yucatán (Ki).

El Cretácico Temprano fue el principio de una etapa extensa de depósitos de carbonatos y Evaporitas que se continuó en la plataforma de Yucatán hasta el Cuaternario.

López Ramos (1973, 1975), propuso el nombre de Evaporitas Yucatán para esta secuencia que se encuentra encima de los lechos rojos en el subsuelo de la Península. En la parte norte y centro de Yucatán, estas pertenecen al Cretácico Medio y en la parte de Guatemala y Belice, estas son de probable edad Cretácico Temprano y Medio.

En la parte más baja del Cretácico se tienen estratos de limolita cuarzosa y dolomita, los cuales probablemente se acumularon en planicie de supramarea sobre las areniscas jurásicas cuando el nivel del mar transgredió el Este, aunque en la parte Oeste de la plataforma, en el área del Banco de Campeche - Reforma, también ocurrieron depósitos de aguas someras. Viniestra (1981), reporta sedimentos predominantemente lagunares como dolomitas, carbonatos de aguas poco profundas y anhidritas.

Cretácico superior (KS)

En 1952, G. Flores realizó un reconocimiento en las Montañas Mayas de Belice, encontrando una serie de calizas, calizas dolomíticas y dolomías con una delgada capa de arenisca. La fauna predominantemente pertenece al tipo lagunal hasta depósitos post - arrecife; algunos de los organismos característicos en estas rocas son *Dicyclina* sp., *Lockhartia*, *Miliólidos*, *Nummuloculina* sp., *Rotalia* sp., *Valvulina* sp. y fragmentos de rudistas; la ausencia de *Globotruncana* sp. Indica que el ambiente de depósito fue de aguas someras.

Origen de áreas de interés económico

El potencial más rico que ha tenido y que tiene México durante el curso de este siglo en minerales no metálicos han sido los hidrocarburos y sus derivados. Desde las postrimerías del siglo pasado la exploración petrolera ha venido intensificándose, alentada con los primeros descubrimientos en la región de Pánuco y Ebanu. Más adelante el descubrimiento de la Faja de Oro en la década de los 20, hizo famoso a México mundialmente, como país petrolero. Ahora a principios del presente siglo el país cuenta con sus mayores recursos con los descubrimientos de rocas mesozoicas en los estados de Chiapas, Tabasco y plataforma marina de Campeche.

Las acumulaciones de hidrocarburos más importantes se han localizado en rocas del Cretácico, en facies de arrecife (formación el Abra) y/o en rocas clásticas calcáreas derivadas de estas (Formación Tamabra) así como en dolomías del Jurásico Superior. En la región ístmica los yacimientos de hidrocarburos se localizaron en trampas formadas por sedimentos arenosos del Mioceno, contra los diapiros de sal. Los éxitos siguieron presentándose a través de los años en calizas dolomíticas del Cretácico en Pozarica, Cuenca del Papaloapan y a principios de la década de los 70, en la provincia Mesozoica petrolera del sureste, que comprende Chiapas, Tabasco y la Plataforma de Campeche.

Los trabajos exploratorios de esta provincia petrolera, se basaron en una hipótesis geológica, referida al desarrollo y evolución de un crecimiento arrecifal acaecido durante el Cretácico inferior al Cretácico superior en el área de lo que hoy es la península de Yucatán. En aquel periodo geológico, la península evolucionó como una gran isla separada del continente, con hundimientos y crecimientos verticales constantes dando lugar a una cadena perimetral de arrecifes azotada por el continuo oleaje que la erosionaba parcialmente, cayendo este material detrítico (CALIZAS TAMABRA) Y acumulándose en los fondos marinos.

En lo que es hoy el Puerto Chicxulub, de Yucatán, la caída hace 65 Ma, de un objeto celeste que causó la extinción de más de la mitad de las especies, se relaciona con la existencia de uno de los campos petrolíferos más grandes del mundo.

Se cree que este impacto tiene mucha relación con los yacimientos petrolíferos, en especial el campo Cantarell, el cual según estimaciones, cuenta con reservas de 10 mil millones de barriles de petróleo y es uno de los campos gigantes de reservas en el mundo.

Las rocas almacenadoras en el sureste de México y los grandes campos incluido Cantarell (donde radica el potencial petrolero en México) están relacionados con Chicxulub.

Hace 60 millones de años la Península de Yucatán, Chiapas y Veracruz se encontraban por debajo del nivel del mar, porque en el Cretácico medio el nivel del mar subió entre 100 y 200 metros como resultado de un período de clima cálido, hundiéndose la región marina durante el Cretácico superior

El impacto que es el límite entre el Cretácico y el Terciario, causó que se formara una capa fina de arcilla con presencia anómala de iridio, metal poco común en la corteza terrestre, pero frecuente en asteroides y cometas. Hasta 300 kilómetros de distancia del cráter hay depósitos de rocas fragmentadas llamadas brechas, que en el subsuelo marino de Campeche alcanzan más de 300 metros de espesor.

Yacimiento

Es la acumulación de aceite, gas o algún mineral de la misma composición, comprendida en los mismos límites y sometida a un mismo sistema de presión.

Edad de los yacimientos

Tradicionalmente se designa a la edad de los yacimientos conforme a la edad de la roca almacenadora, pero esta no coincide con la edad de la acumulación y menos con la edad de la roca generadora.

En términos de producción mundial, las rocas almacenadoras más ricas en hidrocarburos son las del Terciario, después las del Cretácico (en México son las Cretácico); en menor grado las del Jurásico y por últimos las del Paleozoico. El petróleo, muy raramente se encuentra en rocas precámbricas, debido a los diferentes episodios de diastrofismo y metamorfismo que afectaron estas formaciones.

Tampoco es frecuente encontrar petróleo comercial en rocas recientes (Pleistoceno), ya que la ausencia de formaciones estructurales dificulta el entrapamiento y la poca compactación favorece la migración de hidrocarburos.

Por otro lado, las reservas probables en los mayores campos del mundo occidental, están distribuidas de la siguiente manera:

- 53 % en formaciones del Mesozoico
- 29 % en formaciones del Mioceno y Oligoceno
- 9 % en formaciones de Paleozoico
- el resto en formaciones terciarias anteriores y posteriores al Mioceno-Oligoceno.

Rocas generadoras

Para que pueda existir un yacimiento es necesaria la existencia de 4 tipos de rocas: generadoras, conductoras, almacenadoras, y sellos.

Las etapas de formación de un yacimiento petrolero se pueden resumir en cinco:

1. Formación del petróleo
2. Migración primaria
3. Migración secundaria
4. Entrampamiento
5. Conservación del yacimiento

La determinación de una roca generadora está basada en:

1. Su contenido de materia orgánica
2. El tipo de materia orgánica

Características físicas

Una gran variedad de sedimentos derivados de provincias geográficas y estratigráficas diferentes han sido estudiadas y han dado datos para deducir varios hechos con respecto a la formación del sedimento rico en materia orgánica.

Bitterli (1963) establece que la riqueza de la materia orgánica no es inherente a ninguna litología en particular, pero que más bien tiende a estar asociada con los sedimentos de grano fino. Este hecho ha sido enfatizado por Hunt (1963), quien demostró que las partículas más pequeñas, aparentemente debido a su

mayor capacidad de absorción, están asociadas con mayor cantidad de materia orgánica.

Tamaño de partícula	Promedio en % en peso de Materia orgánica
Roca de aluvión endurecido	1.79 %
Arcilla (2-4)	2.08 %
Arcilla (menos de 2)	6.50 %
Arenas	0.73 %

Rocas almacenadoras

Se considera como roca almacenadora, a toda aquella roca que sea capaz de almacenar a los hidrocarburos. Generalmente tienen extensión geográfica mayor que la de los yacimientos, debido a que estos están restringidos a la trampa. Fuera de las áreas productoras, casi siempre se encuentran llenas de agua.

Características generales

Para que un cuerpo o estrato pueda considerarse como almacenador, debe mostrar las características siguientes:

1. Ser poroso, es decir poseer espacios suficientes para almacenar un volumen considerable de hidrocarburos.
2. Ser permeable, en otras palabras que sus poros estén de tal manera interconectados que cedan fácilmente los hidrocarburos al ser alcanzados por un pozo.
3. Mostrar cierta continuidad lateral y vertical.

Las características almacenadoras de una roca pueden ser originales como la porosidad intergranular de las areniscas, o secundarias resultantes de cambios químicos como la disolución en las calizas o el fracturamiento de cualquier tipo de roca. Los cambios secundarios pueden aumentar la capacidad almacenadora de una roca o puede provocarla en rocas que no tenían originalmente. A la porosidad original se le conoce como *porosidad primaria* y a la resultante de cualquier tipo de actividad geológica, después de que los sedimentos han sido convertidos en roca se le denomina *porosidad secundaria*.

A excepción de los contados casos de yacimientos en rocas ígneas y metamórficas mencionadas previamente, la mayor parte de las reservas mundiales de aceite y gas se encuentran en rocas almacenadoras detríticas y químicas.

En el primer grupo las representantes más importantes son las areniscas, mientras que en el segundo grupo en el que se localizan aproximadamente el 30 % de los yacimientos, está representado por dolomías y calizas (rocas carbonatadas). Un dato interesante de este grupo es que más del 40 % de los campos gigantes de petróleo y gas se encuentran en rocas carbonatadas.

Rocas sello

Las rocas sello son aquellas que por su escasa permeabilidad no permiten el paso del petróleo, sirviendo como cierre a su migración o desplazamiento.

La característica principal de la roca sello será la de constituir una barrera a la migración de los hidrocarburos y, de esa manera, permitir su acumulación en una trampa

Tipos de roca

Los tipos de roca sello son muy variados. Entre los tipos más comunes están, además de las lutitas, las margas y las calizas arcillosas muy finas, y toda la serie de las evaporitas.

- a) Lutitas. Son las más abundantes en la corteza sedimentaria. Comúnmente se encuentran interestratificadas con areniscas, rocas carbonatadas o ambas. De manera que existen muchas probabilidades de que una roca almacenadora esté situada entre capas de arcilla.
- b) Rocas carbonatadas. Las calizas más comunes para fungir como rocas sello son las arcillosas, las que gradualmente pueden pasar a arcillas calcáreas; otro tipo son las margas y ciertas cretas, que son de grado extremadamente fino, y además plásticas en cierta medida y finalmente

las anhidríticas, aquellas calizas que contienen partículas diseminadas de anhidrita.

Evaporitas. La anhidrita es el mineral más importante como material de taponamiento y también es más abundante que el yeso, la sal y otros precipitados salinos. La sal sería un magnífico sello ya que es el más impermeable de los minerales y es bien conocida su fluidez bajo la presión, pero ordinariamente no actúa como tal. Por último están los diapiros de sal, donde la anhidrita es la que efectúa el sello. El yeso es un mineral excepcionalmente compacto que también puede constituir un excelente sello.

Para que se forme un yacimiento se necesita una roca generadora con altas proporciones de materia orgánica. Si esa roca se calienta el aceite migra a las capas superiores por diferencia de densidad. En este caso si no existiera una trampa, el petróleo saldría como manantial en la superficie. Dicha trampa formada por material fragmentado producto del choque, propicio que el petróleo quedara atrapado.

El 70 por ciento del petróleo que se saca de Cantarell proviene de las capas de brecha formadas en el límite K/T.

La mayoría de las hullas no se conservan debido a la evolución tectónica y procesos de erosión, en cambio las de Chicxulub se conservan casi intactas por que se formaron en una plataforma carbonatada somera que fueron cubiertas por sedimentos, que las protegieron de la erosión.

CAPITULO V

CRÁTER DE CHICXULUB

Introducción

Desde Galileo era conocida la gran cantidad de cráteres en la superficie de la Luna, sin tener una respuesta acerca de su origen, ya que podían ser provocados por impactos o por actividad volcánica. Los estudios en las muestras provenientes del programa Apollo determinaron que el origen de los cráteres eran impactos.

En 1980, Luis Álvarez y colaboradores reportaron la presencia de cantidades anómalas de Iridio en el límite Cretácico/Terciario en diversas localidades del planeta . Este elemento que sólo se encuentra en grandes cantidades en los meteoritos, los llevó a concluir que probablemente un meteorito era el origen de dichos depósitos y que dada la gran extensión de los mismos, el cuerpo del que provenían debía ser enorme (unos 10 Km de diámetro). A partir de la publicación de Álvarez y colaboradores se iniciaron numerosas investigaciones para analizar esta teoría, lo que dio inicio a la búsqueda del cráter formado por el impacto.

En 1948 durante la etapa exploratoria de PEMEX, Cornejo y colaboradores, reportaron la presencia de anomalías gravimétricas concéntricas en la parte norte de la Península.

Penfield y Camargo reportaron durante el Congreso de Física Exploratoria de 1981, la posible existencia de un cráter de impacto como interpretación de las anomalías gravimétricas presentes en el Golfo de México.

Las investigaciones realizadas sobre la estructura han permitido estimar la edad del impacto, la geometría y características del cráter, así como sus relaciones con depósitos Cretácico-Terciario (K/T) en las regiones adyacentes al Golfo de México y Mar Caribe.

No fue hasta 1991 que este cráter fue redescubierto y relacionado con la hipótesis de Álvarez, con lo que se iniciaron estudios de manera intensiva. La UNAM con apoyo privado en 1994 realizó la perforación de siete pozos y en 2002 junto con CONACYT y Programa Internacional de Perforación Continental, se llevó a cabo el pozo Yaxcopoil-1, perforación con recuperación continua de núcleos.

Cráteres de impacto

La formación de los cráteres por impacto es un proceso geológico único por la enorme cantidad de energía que es liberada en una pequeña área, en tiempo muy corto. La magnitud de la energía liberada depende principalmente de la velocidad y el tamaño del objeto impactador.

En la actualidad se reconocen 150 cráteres de impacto terrestres. Debido a diferencias en cuanto al grado de preservación y conocimiento geológico, esta población manifiesta una tendencia hacia estructuras jóvenes (<200 Ma) y grandes (>20km), localizados en los cratones de Australia, Europa y Norteamérica. En la figura V.1 se presenta la ubicación de varias estructuras estudiadas recientemente.

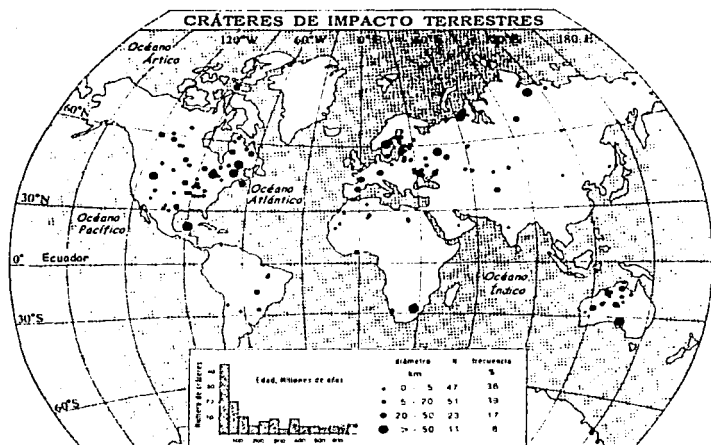


Figura V.1. Localización de las estructuras de impacto terrestres. Se observa una concentración mayor en los cratones de Norteamérica y Australia, debido a su estabilidad geológica y a los intensos programas de exploración. Se incluye un histograma con la distribución de las edades, donde se aprecia una tendencia clara hacia edades recientes, como reflejo de los efectos de la erosión terrestre (Grieve & Pesonen, 1992).

Características de los cráteres de impacto

Las dos formas básicas de los cráteres de impacto son: la simple y la compleja. El diámetro de un cráter simple varía dependiendo de la roca objetivo, la profundidad máxima está relacionada con la resistencia de la roca. Cuando las rocas impactadas son sedimentarias, los cráteres simples llegan a medir hasta dos kilómetros de diámetro, en el caso de rocas cristalinas, alcanzan hasta cuatro kilómetros (Dence, 1972).

Los cráteres complejos llegan a exhibir diámetros mayores a cuatro kilómetros. Estos cráteres poseen un levantamiento central circundado por una depresión anular y un borde fracturado siguiendo patrones de fallamiento normal. Entre la estructura central y el borde existen varios materiales transformados por el impacto: rocas fundidas y brechas y materiales

colisionados (Grive, 1990). En la figura V.2, se muestra un esquema geológico de un cráter complejo donde se incluyen sus principales rasgos estructurales.

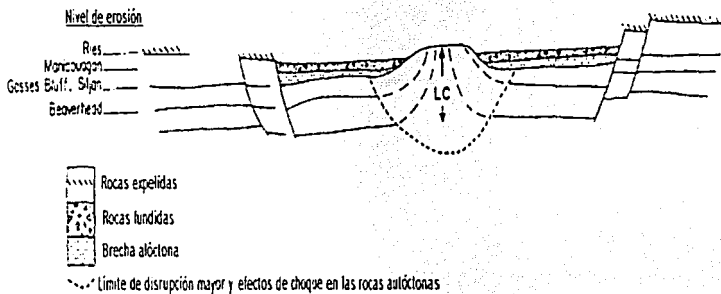


Figura V.2. Sección esquemática de un cráter complejo. Los niveles de erosión para varios cráteres se indican en la figura. LC = dimensión del levantamiento central (tomada de Grive & Pesonen, 1992).

Diagrama de la formación de un cráter complejo

Durante la etapa de excavación se forma una cavidad de transición similar a la de los cráteres simples. El colapso de la cavidad, sin embargo, es mucho más severo e involucra un volumen importante de rocas exteriores a la cavidad. La modificación de la cavidad sucede simultáneamente con el levantamiento de su piso, que posteriormente colapsa para tomar una forma en equilibrio con topografía positiva en el centro. El borde final del cráter está delimitado estructuralmente por fallas normales y se ubica muy por afuera del diámetro de la cavidad de transición (Grive & Pesonen, 1992). En la figura V.3 se muestran las etapas de formación de este tipo de cráter.

Excavación/Desplazamiento



Levantamiento



Colapso



Forma final



Figura V.3. Etapas de formación de un cráter complejo (Grieve & Pesonen, 1992)

V.I Cráter de chicxulub

Hipótesis del impacto

En 1952 la empresa Petróleos Mexicanos (PEMEX) empezó a realizar perforaciones en la península de Yucatán buscando petróleo. Los ingenieros sacaron un tipo de roca cristalina, denominada *melt*, los ingenieros concluyeron que debajo de la superficie yacía un volcán y dejaron de buscar en esta zona el oro negro. Fue hasta los años setenta que las miradas otra vez se volvieron a la península, cuando Antonio Camargo, un ingeniero de Pemex, y Glen Penfield, un consultor estadounidense, empezaron un estudio del subsuelo de Yucatán, analizaron la roca *melt* y se dieron cuenta que sólo las temperaturas y presiones extraordinarias que se producen por el impacto de un objeto extraterrestre podrían fundir la piedra. También observaron en la zona una disminución de la gravedad, resultado de una falta de masa y que las anomalías magnéticas presentaba una forma circular en el cráter con altibajos, causados por la presencia de hierro y la estructura revuelta dentro del cráter, donde la roca *melt* se mezcló con brecha.

Al mismo tiempo el físico Luis Álvarez y su hijo Walter, un geólogo, realizaban una investigación sobre la transición entre al Cretácico y el Terciario, querían medir el tiempo entre dos períodos, representado por una capa de arcilla que existe entre dos capas de caliza en Gubbio, Italia.

Cuando analizaron las muestras de Gubbio y encontraron una concentración anormal de iridio en la arcilla K-T, hasta cien veces más alta de lo normal.

En 1991 se descubrió cerca del río Brazos, en Texas, la prueba física de un tsunami enorme. Sedimentos provenientes de las profundidades marinas, mezclados con caliza (como la encontrada por los ingenieros de PEMEX en las perforaciones de Yucatán), los sedimentos fueron fechados con 65 millones de años.

Alan Hildebrand, investigador que había estudiado los depósitos en el Río Brazos, concluyó por las características de la formación que el tsunami debió partir del sur, probablemente del Caribe. Hildebrand sobrevoló la península de Yucatán y realizó mediciones que confirmaron las anomalías en la gravedad y el magnetismo encontradas por Camargo y Penfield en los años setenta. Además las anomalías correspondían a las proyecciones hechas por Luis y Walter Álvarez sobre el posible tamaño del cráter, unos 200 kms de diámetro, producto del impacto de un objeto que debió haber tenido unos 10 km de diámetro para poder explicar las cantidades anormales de iridio. En 1992

varios científicos confirmaron la edad del cráter de Chicxulub, 65 millones de años, a través de pruebas de decaimiento radiactivo del Argón.

Localización del cráter

El cráter de la península de Yucatán tiene unos 200 kilómetros de diámetro, con su centro cercano a Chicxulub, puerto localizado a unos kilómetros al este de Puerto Progreso, y por ello se le conoce como el cráter Chicxulub, figura V.4.

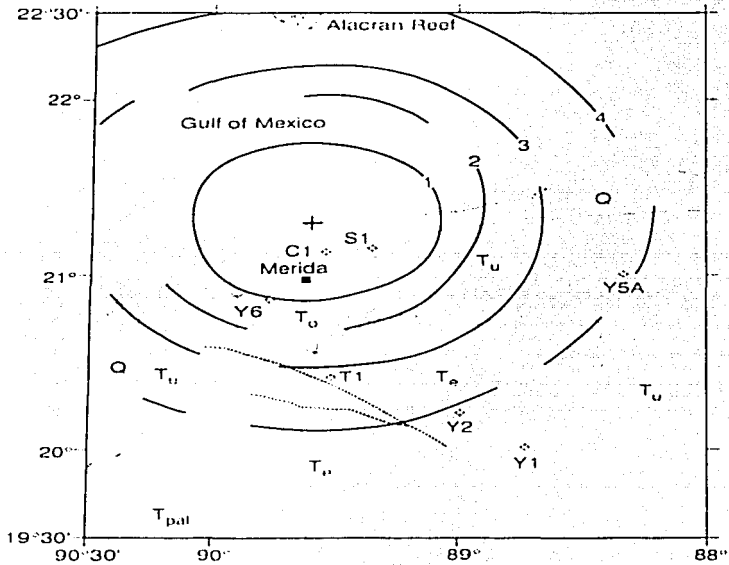


Figura V.4

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Geología del cráter de chicxulub

La UNAM ha perforado 7 pozos de distinta profundidad, de los cuales se tiene registrado la secuencia litológica.

Solamente tres perforaciones, figura V.5, muestrearon las litologías del impacto (UNAM-5, UNAM-6 y UNAM-7). En la secuencia, la caliza cristalina aparece en las tres perforaciones, la unidad más gruesa aparece en el UNAM-5 de 57.5, en UNAM-7 la unidad es solamente 12 m de espesor, mientras que en el UNAM-6 la unidad se intercala con la calcarenita fosilífera.

La caliza cristalina es recristalizada, la calcarenita fosilífera tienen un color blanco, su composición es de carbonato de calcio (tamaños de grano hasta 2 milímetros) contiene esferoides y fragmentos de bivalvos, gastrópodos abundantes, y los corales (hasta 1,5 centímetros) que son útiles como marcadores de correlación. La unidad siguiente que puede ser correlacionada, es una unidad de caliza cristalina dolomitizada, en la secuencia carbonatada y se caracteriza por presentar un color crema ligero a colores marrones oscuros, un aspecto consolidado y un alto grado de fracturamiento.

Las dos unidades siguientes se han documentado como litologías de impacto, una brecha superior (brecha poligmítica), está presente en el pozo UNAM-5 en el contacto con los carbonatos del Terciario a una profundidad de 332 m y tiene un espesor de 146 m, aunque la perforación no alcanzó el fondo de la unidad. En el UNAM-7, esta unidad litológica del impacto tiene un espesor de 126,1 m, el contacto con los carbonatos terciarios es a la profundidad de 222,2 m.

La brecha más somera aparece en el pozo UNAM-7, el contacto entre la brecha poligmítica (con clastos de basamento) y las evaporitas con brecha poligmítica (con clastos de evaporitas) es a 348,4 m y el espesor es de 180m.

Ninguna evidencia de la brecha poligmítica (con clastos de basamento) se encuentra en el pozo UNAM-6, y el contacto de las evaporitas con brecha poligmítica (con clastos de evaporitas), con los carbonatos terciarios es a una profundidad de 282,8 m; el espesor de la unidad es de 153,7 m. La presencia de clastos angulosos (como gneis y la diorita de basamento cristalino), los fragmentos de melt, los cristales de impacto (negro y verde oscuro), y los granos de cuarzo permiten una correlación exacta entre la brecha superior del pozo UNAM-5 y del pozo UNAM-7. La distribución de los clastos dentro de la brecha es altamente heterogénea; estos se encuentran dentro de la matriz,

pero la matriz tiene la misma composición de los clastos (basamento cristalino, melt, cristales de impacto, y de vez en cuando clastos cristalinos de carbonato). El tamaño de los clastos varía de grava a bloques (hasta 5 centímetros de diámetro)

La unidad más profunda es una matriz apoyada en brecha. La distribución de los clastos es también altamente heterogénea, y el tamaño de estos varía de grava a bloque (hasta 25 centímetros). La composición es principalmente de carbonato, calizas cristalinas, y la anhidrita que va de un color marrón ligero a gris. Algunos clastos se alteraron fuertemente y la litología original es difícil de identificar.

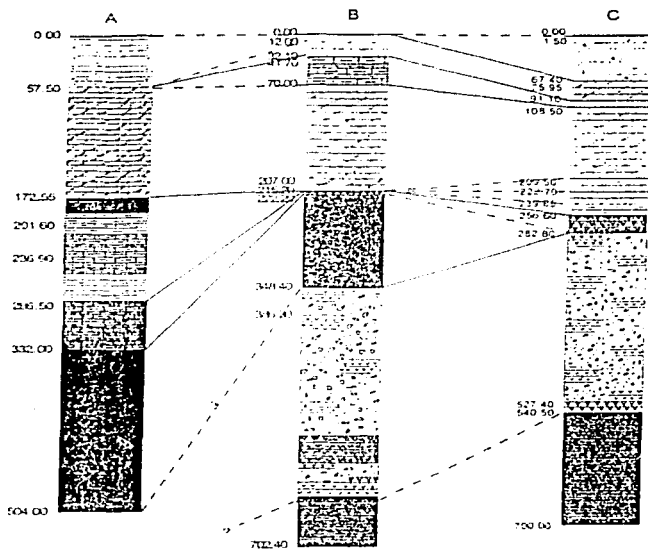


Figura V.5. Correlación litológica de los pozos UNAM-5, UNAM-7 y UNAM-6, perforaciones que muestrearon las brechas del impacto. A. UNAM-5, 1:3000, Santa Elena. B. UNAM-7, 1:4000, Tekax. C. UNAM-6, 1:4000, Peto.

Anomalías sísmicas

Existe un cambio relativo en las velocidades sísmicas, debido al fracturamiento inducido por el impacto. Por ejemplo, en los sondeos por el método de refracción realizados en el cráter de Barringer, se observa una disminución del 50 % en las velocidades sísmicas y la zona de baja velocidad se relaciona con los lentes de brecha alóctona interior y con el relleno sedimentario que le sobreyace (Ackerman et al. 1975). La extensión y el nivel de reducción de las velocidades sísmicas disminuyen con la erosión. Por ejemplo, en Charlevoix, donde el piso del cráter se encuentra expuesto, las velocidades sísmicas en las rocas golpeadas del basamento se encuentra reducidas solamente en un 3% (Lyons et al; 1980). En Vredefort, donde el subpiso del cráter se encuentra expuesto, las velocidades sísmicas, de hecho, se incrementan debido a la presencia del levantamiento central (Green & Chetty, 1990).

En el cráter de Chicxulub se han realizado varios estudios de sismica de reflexión, que permiten investigar la morfología de la estructura, las relaciones con los rasgos superficiales, la deformación y la estructura profunda de la corteza inferior (figura V.7). Los estudios sísmicos permiten obtener imágenes de alta resolución de las características estructurales del cráter y de las secuencias de brechas de impacto y la cubierta sedimentaria (figura V.8).

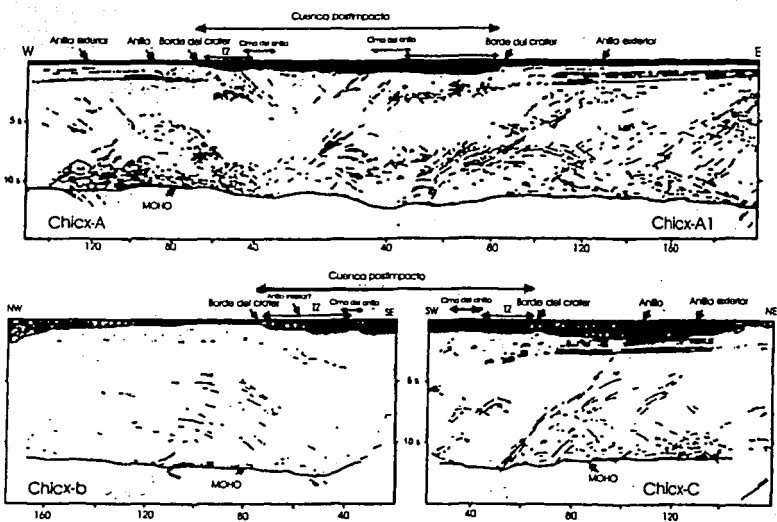


Figura V.7. Modelo del cráter basado en los datos sísmicos

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

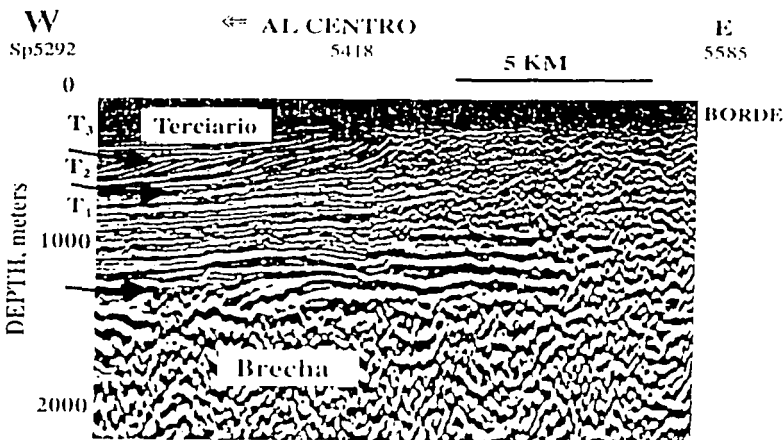


Figura V.8. Imagen de alta resolución de las características estructurales del cráter y ubicación de las secuencias de brechas de impacto y la cubierta sedimentaria obtenida de datos sísmicos.

Modelos gravimétricos

La modelación de la anomalía gravimétrica observada en un cráter complejo es razonablemente simple, particularmente cuando se cuenta con información del subsuelo para restringir la geometría y densidades de las unidades litológicas consideradas.

La anomalía gravimétrica de Chicxulub ha sido modelada empleando únicamente contrastes de densidad entre las rocas circundantes y las litologías de impacto (Ortiz-Alemán et al; 1993; Sharpton et al; 1993; Pilkington et al; 1994; Hildebrand et al; 1995). La deficiencia de masa total asociada con el cráter se estima en $\sim 1.2 \times 10^{16}$ kg, asumiendo un radio de 90 km y un mínimo promedio de anomalía de Bouguer de 20 mGal (Pilkington et al; 1994). Una estimación más precisa (entre 1.06×10^{16} y 1.67×10^{16} kg), aunque similar, fue recientemente

obtenida por Campos et al. (1998) empleando un esquema de integración basado en el empleo el teorema de Gauss.

En la figura V.9 se muestra el gradiente horizontal del mapa de anomalía de Bouguer y se aprecia una estructura circular con al menos seis rasgos concéntricos entre ~20 y ~90 km de radio. En varios perfiles gravimétricos que cruzan el borde exterior de la estructura se observan gradientes de hasta 5 mGal km^{-1} (Hildebrand et al; 1995). Estas grandes variaciones en el gradiente horizontal de gravedad pueden atribuirse a contrastes laterales someros en los valores de densidad, a grandes contrastes de densidad en las litologías de impacto y/o a una extensa frontera casi vertical entre unidades con diferente densidad. De esta forma, los cuatro máximos exteriores en el mapa de gradiente, entre ~55 y ~90 km de radio, se interpretan como debidos a la existencia de un conjunto de fallas concéntricas, como puede también observarse en datos de reflexión sísmica (Morgan et al; 1997). Los datos de reflexión sísmica incluyen cinco perfiles a lo largo de la zona de fallamiento, estos perfiles exhiben desplazamientos, asociados a fallas normales, hasta de 0.9 s en tiempo de viaje bidireccional, correspondiendo a un salto vertical de ~1.7 km. De esta forma, Hildebrand et al. (1998) propone un modelo basado en un conjunto de bloque fallados en las proximidades del borde exterior el cráter. El modelo reproduce los perfiles observados, incluyendo el gradiente principal y dos rasgos adyacentes con un gradiente menor.

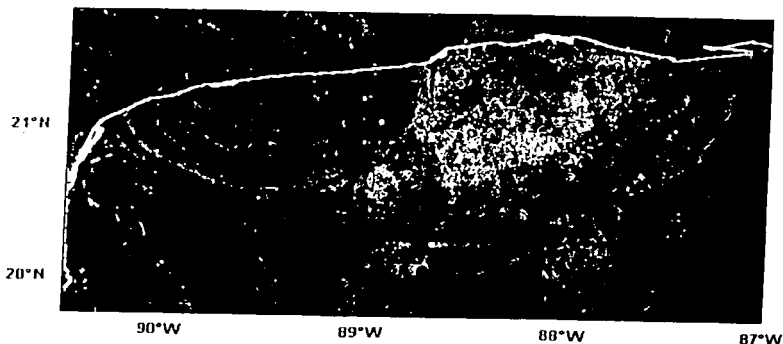


Figura V.9. Gradiente horizontal del mapa de anomalía de Bouguer. Los rasgos concéntricos revelan la estructura de Chicxulub y sus anillos interiores. Los puntos blancos indican los cenotes. Las cruces indican la posición de los pozos: C-1 (Chicxulub-1); S-1 (Sacapuc-1); Y-1, Y-

2, Y-3, Y-4, Y-5A, Y-6 (Yucatán 1, 2, 3, 4, 5A, 6); T-1 (Ticul-1); U-2, U-5, U-6, U-7 (UNAM 2, 5, 6, 7) (tomada de Connors et al., 1996; Ortiz Alemán & Urrutia Fucugauchi, 2002).

Modelos magnéticos

La modelación de la anomalía magnética no están directa como en el caso gravimétrico. En trabajos anteriores, el interés principal sea concentrado en las intensas anomalías centrales que se observan en las estructuras del impacto (Coles & Clark, 1978, 1982; Henkel, 1982; Pohl et al., 1988). Los trabajos que incluyen la modelación del conjunto completo de anomalías asociadas con las litologías de impacto son relativamente escasos (Regan & Hinze, 1975; Hearst et al., 1994). Las muestras disponibles y los modelos derivados de las anomalías centrales de muchos cráteres indican grandes radios de Königsberger (Pilkington et al., 1994), por lo que los efectos de la magnetización inducida se consideran despreciables y solamente se estiman los parámetros de la magnetización remanente.

Las anomalías dipolares que ocurren a una distancia radial de entre 20 y 45 km, a partir del centro del cráter de Chicxulub, generalmente exhiben polaridad reversa. Es decir, los mínimos magnéticos se encuentran al sur, sugiriendo que los efectos de la magnetización remanente son claramente dominantes. Su apariencia y dimensiones físicas asemejan las anomalías producidas por brechas ricas en vidrio (suevita) rocas fundidas, como las que se observan, por ejemplo, en Lake Mien (Henkel, 1982), Dellen (Henkel, 1992) y Ries (Pohl et al., 1977).

El origen preciso de las anomalías magnéticas de Chicxulub no ha podido establecerse aún, debido a la ausencia de información suficiente proveniente de muestras de pozos.

Los modelos disponibles derivados a partir de la anomalía magnética de Chicxulub (Ortiz Alemán et al., 1993; Pilkington et al., 1994) intentan modelar la parte central de dicha anomalía, asociando su existencia con un posible levantamiento central y lentes de brecha ubicados a profundidades relativamente someras.

En Ortiz Alemán & Urrutia Fucugauchi (2002, en revisión) se reportan los resultados conseguidos al aplicar el método de la señal analítica (Nabighian 1972, 1974). Figura V.10.

La ubicación de los contrastes magnéticos principales delineada por los máximos en la amplitud de la señal analítica coincide con la posición del máximo central y del mínimo circundante en el mapa del gradiente horizontal gravimétrico. En la figura V.10 se superpone el contorno cero de la señal analítica en el mapa del gradiente horizontal gravimétrico. La correlación entre ambos tipos de información es patente: los lineamientos concéntricos

dibujados por los máximos de la señal analítica parecen sobre los dos rasgos concéntricos interiores presentes en el gradiente horizontal gravimétrico. En las zonas donde ambos rasgos circulares del gradiente horizontal de gravedad no están bien definidos, se interrumpe la continuidad de los lineamientos en la señal analítica. Por otro lado, en la parte central, los máximos de la señal analítica se alinean siguiendo patrones que semejan el relieve irregular del levantamiento central, insinuado en el gradiente horizontal gravimétrico. Todas estas similitudes sugieren un posible nexo genético.

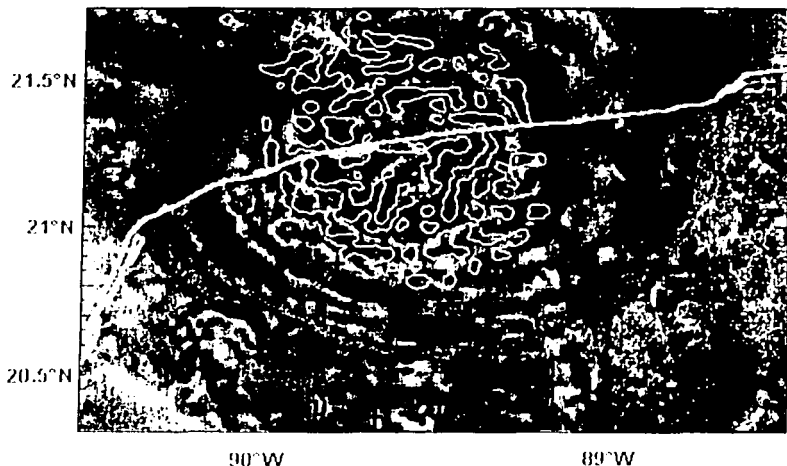


Figura V.10. Superposición del entorno cero del mapa de curvaturas que exhibe los contrastes magnéticos principales, derivados con el método de la señal analítica, en el mapa del gradiente horizontal gravimétrico. Los puntos blancos indican los cenotes. Las cruces indican la posición de los pozos: C-1 (Chicxulub-1); S-1 (Sacapuc-1); Y-6 (Yuctán-6); T-1 (Ticul-1); U-2, U-5 (UNAM-2, -5) (tomada de Ortiz Alemán & Urrutia Fucugauchi, 2002)

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CAPITULO VI

POZO EXPLORATORIO Yaxcopoil-1

Introducción

Durante varias décadas la industria petrolera ha considerado a la rama de la perforación de pozos como un arte en lugar de considerarla como una ingeniería.

En términos sencillos la perforación puede definirse como el proceso de "hacer un agujero". De tal la manera que se debe planear para que esta operación resulte de manera eficiente, segura y económica, conjuntando todos estos aspectos obtendremos un pozo económico y útil.

VI.1 Objetivo

El objetivo de la planeación de la perforación es lograr perforar un pozo en forma eficiente, segura y económica, para que permita obtener los resultados para los que fue realizado. Por ello se tiene que formular un programa para perforar un pozo, de manera ordenada, lo que requiere de aspectos previos desarrollados para el diseño que incluyan las siguientes características:

- Que sea seguro
- Que sea económico
- Que sea útil.

Por diversas razones no siempre se logra cumplir con estos parámetros, debido a restricciones tales como la topografía, geología, equipo de perforación disponible, limitaciones de la tuberías, barrenas, diámetro del agujero, presupuesto, etc.

A continuación se describe una secuencia del proceso de la planeación. (fig.VI.1).

VI.2 Planeación de la perforación

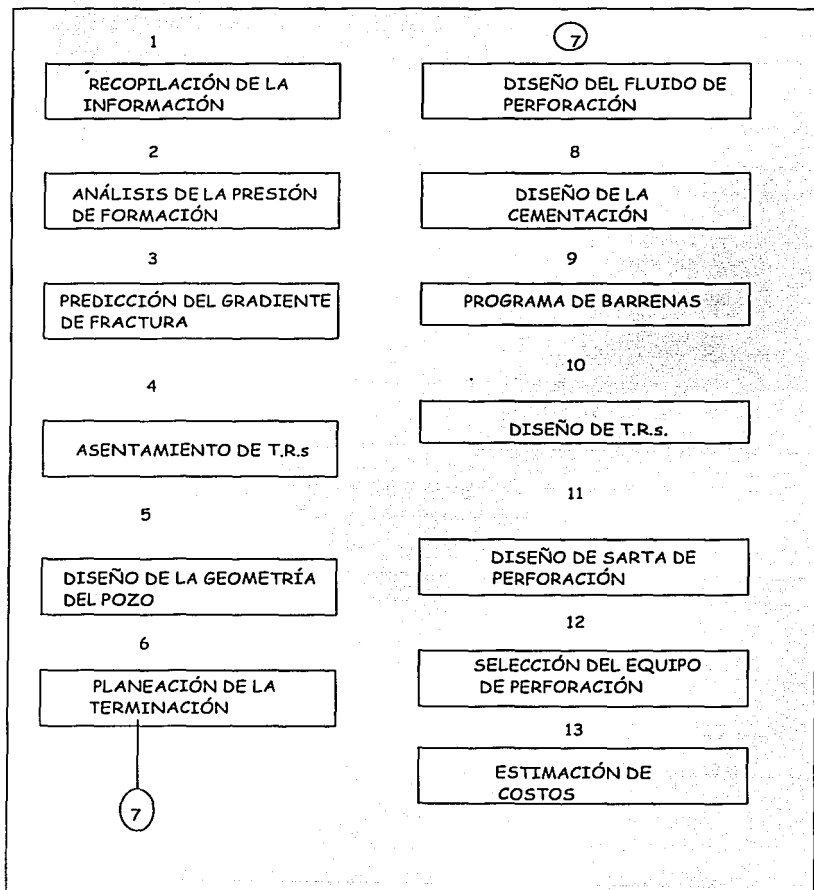


Figura VI.1 Esquema de la secuencia de la planeación en un pozo petrolero.

Una vez que se ha diseñado la planeación de manera general se procede a emplear las diversas herramientas que involucra la perforación.

VI.2.1 Información de lodos de perforación

Como en el pozo Yucatán-6 se utilizó agua como fluido de perforación sin ningún problema en la operación, se programo como lodo de perforación un lodo bentonítico base agua. La tabla VI.1 muestra por etapa las características del lodo.

Tabla VI.1

DIÁMETRO	INTERVALO	DENSIDAD	FILTRADO	VISCOSIDAD
17 1/2"	0.00 -10.0	1.02 - 1.04	5.0 - 7.0	55 - 60
12 1/4 "	10.0 - 400.0	1.06 - 1.08	12.0 - 14.0	45 - 50
8 1/2"	400.0 - 800.0	1.08 - 1.10	10.0 - 12.0	45 - 50

VI.2.2 Barrenas

De acuerdo al análisis de los datos recavados de los pozos vecinos y las características del pozo se usaron barrenas de tipo triconicas (tabla. VI.2), con insertos de carburo de tungsteno para las etapas de perforación del agujero de 0.00 a 400.00 m y agrandamiento del mismo de 400.00 a 800.00 m. La tabla VI.2 muestra el programa de barrenas que se empleo por etapa.

Tabla VI.2

DIAME. EXTE	TIPO TOB.	INTERVALO	P.S.B. ROT.	PRES. GASTO.
1ª 17 1/2"	5-2-7 20/32"	0.00 - 10.0	1-2 50-60	150.0 400.0
2ª 12 1/4"	3-1-1 15/32"	10.0 - 100.0	1-5 60-80	200.0 340.0
12 1/4"	3-1-1 15/32"	100.0 - 250.0	3-5 60-80	350.0 340.0
12 1/4"	3-1-1 15/32"	250.0 - 400.0	3-5 60-80	400.0 340.0
3ª 8 1/2"	5-1-7 14/32"	400.0 - 470.0	6-9 70-90	650.0 360.0
8 1/2"	5-1-7 14/32"	470.0 - 540.0	6-9 70-90	800.0 360.0
8 1/2"	5-1-7 14/32"	540.0 - 610.0	6-9 70-90	900.0 360.0
8 1/2"	5-1-7 14/32"	610.0 - 680.0	6-9 70-90	900.0 360.0
8 1/2"	5-1-7 14/32"	680.0 - 800.0	6-9 70-90	900.0 360.0

VI.2.3 Tuberías de revestimiento

Se utilizarán tres tuberías con las características siguientes:

Conductora: De 13 3/8" de diámetro, grado K-55 de 54.5 lb/ft instalada de 0.00 a 10.0 m. De profundidad con el objetivo de aislar los acuíferos de la zona y proporcionar un conducto para la circulación del lodo de perforación desde la superficie hasta la barrena.

Superficial: De 9 3/8" de diámetro, grado J-55 de 32.3 lb/ft instalada de 0.00 a 400 m. De profundidad, con el objetivo de aislar y proteger los acuíferos, mantener la estabilidad del pozo, instalar los sistemas de seguridad y soportar el peso de las demás tuberías.

Intermedia: De 7" de diámetro, grado J-55 de 17 lb/ft instalada de 0.00 a 800 m de profundidad, con el objetivo de cubrir zonas de alta presión, así como el de aislar formaciones salinas, lutitas, cubrir zonas cavernosas, y mantener la estabilidad del pozo.

a) Sartas y programa hidráulico

Tercera etapa 8 1/2" diam.

Intervalo: 400.00 a 800.00 m

SECCIÓN	DIAM	LONG	CLASIF	PESO	AIRE	FLOT	ACUMUL
1	8 1/2"	0.35	BARRENA	38.0	38.0	30.45	30.45
2	8 1/2" X 6 1/2"	1.10	P/BNA.EST	155.0	170.0	148.34	178.99
3	6 1/2"	9.50	D.C.	124.0	234.0	377.58	556.37
4	8 1/2" X 6 1/2"	1.10	ESTBIL.	155.0	170.50	148.34	178.79
5	6 1/2" X 4 1/2"	74.40	D.C.	124.0	9, 225.56	7, 924.79	8, 103.58
6	6 1/2" X 4 1/2"	0.93	COMBN.	60.0	58.80	51.16	8,174.54
7	4 1/2"	712.52	T.P	24.7	21, 304.24	18, 300.0	26,528.34

Programa hidráulico del pozo por etapa

- Equipo/Sartas: BOMBAS: TIPO DUPLEX
 MODELO: MM-300
 MARCA: IDECO
 ESPEC.: 7 ¼" X 12" X 12"
 POTENCIA: 250 HP. C/U
 GASTOS: CAMISAS 6 ½" MÁX. 248 GPM (65RPM)
 CAMISAS 6 ½" MIN. 362 GPM (55RPM)
 CAMISAS 7 ¼" MÁX. 536 GPM (65RPM)
 CAMISAS 7 ¼" MIN. 454 GPM (55RPM)

		SARTAS	
ETAPA			
1ª.		AG. 17 ½" DIÁM. (BARRENA 17 ½" IADC 5-2-7) D.C. 8" DIÁM 224 Kg/m, 6 5/8" REG. LI). TP. 4 ½", 24.7 Kg/m, 4 IF. 3.816" I.D.	
2ª.		AG. 12 ¼" DIÁM. (BARRENA 12 ¼" IADC 3-1-1) D.C. 8" DIÁM 224 Kg/m, 6 5/8" REG. 2.812" I.D.). D.C. 6 ½" DIÁM 124 Kg/m, 4 IF, 2.812" I.D.). TP. 4 ½", 24.7 Kg/m, 4 IF. 3.816" I.D.	
3ª.		AG. 8 ½" DIÁM. (BARRENA 8 ½" DIÁM. IADC 5-2-7) D.C. 6 ½" DIÁM 124 Kg/m, 4 IF, 2.812" I.D.). TP. 4 ½", 24.7 Kg/m, 4 IF. 3.816" I.D.	
DATOS DEL POZO		HIDRAULICA RECOMENDADA	
PROFUNDIDAD PROGRAMADA	10.0 m	DIAM. DE TOBERAS	20-20-20
DIÁMETRO DEL AGUJERO	17.5 lb/gal	T.F.A.	0.9204 g ²
PESO DEL LODO	8.75 lb/gal	PRESIÓN DE BOMBA	150 lb/pg ²
VISCOSIDAD PLASTICA	14.0 cp	GASTO MÁXIM.	400 gpm
PUNTO DE CEDENCIA	10.0 lb/100 ft ²	HHP/ pg ² EN BARREANA	0.4984

Datos hidráulicos

GASTO EN DIÁMETRO DEL POZO	34.3 gpm/pg
CAIDA DE PRESIÓN EN EL SISTEMA	137.0 lb/pg ²
CAIDA DE PRESIÓN EN LAS TOBERAS DE LA BARRENA	342 lb/pg ²
CAIDA DE PRESIÓN EN EL ESPACIO ANULAR	0.1675 lb/pg ²
CAIDA DE PRESIÓN EN TOBERAS (% DE PRESIÓN DISPONIBLE)	71.4%
POTENCIA HIDRÁULICA DE SALIDA DE LAS BOMBAS	168 HHP
POTENCIA HIDRÁULICA DE LA BARRENA	120 HHP
VELOCIDAD TOBERAS	209 ft/seg
FUERZA DE IMPACTO DE CHORRO	568 lb
FUERZA DE IMPACTO EN ÁREA DEL FONDO DEL POZO	2.36 psi
PRESIÓN HIDROSTÁTICA	89.5 lb/pg ²
DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACIÓN	8.77 lb/gal
VEL. DE DESLIZ. DE LOS RECORTES (tamaño recorte = 0.30 pg)	57.4 ft/min
LONG. EQUIV. DE LAS INSTALACIONES SUP.	100 ft/3.0 pg
PESO DISPONIBLE DE LASTRABARRENAS (FLOTADO)	4,023.8 lb

Datos de la sarta de perforación y de la velocidad anular

PROF. VIAJE TIPO DEL RECORTE	DIAM. CRIT.	LONG. AG.	LONG. PROM.	VEL. ESTAT.	VEL. ANULAR	VEL. FLUJO
0.0 A 10.0	8"	10.0	17.5	51.0	6.0 219	LAMIN.
DATOS DEL POZO			HIDRÁULICA RECOMENDADA			
PROF. PROGRAMADA		400.0 m		DIÁM. DE TOBERAS 15-15-15		
DIÁMETRO DEL AGUJERO		12.25 pg.		T.F.A.		0.4955 pg ²
PESO DEL LODO		9.16 lb/gal		PRESIÓN DE BAMBA 850 lb/pg ²		
VISCOSIDAD PLÁSTICA		14.0 cp		GASTO MÁXIMO 350 gpm		
PUNTO DE CEDENCIA		12.0 lb/100 ft ²		HHP/pg ² EN BARRENA 2,000		

Datos hidráulicos

GASTO EN DIÁMETRO DEL POZO	40.3 GPM/pg
CAIDA DE PRESIÓN EN EL SISTEMA	315.0 lb/pg ²
CAIDA DE PRESIÓN EN TOBERAS DE LA BARRENA	825 lb/pg ²
CAIDA DE PRESIÓN EN EL ESPACIO ANULAR	5.370 lb/pg ²
CAIDA DE PRESIÓN EN TOB. (% DE PRESIÓN DISP.)	72.4%
POTENCIA HIDRÁULICA DE SALIDA DE LAS BOMBAS	326 HHP
POTENCIA HIDRÁULICA DE LA BARRENA	236 HHP
VELOCIDAD EN TOBERAS	317 ft/seg
FUERZA DE IMPACTO DE CHORRO	737 lb
FUERZA DE IMPACTO EN ÁREA DEL FONDO DEL POZO	6.25 psi
PRESIÓN HIDROSTÁTICA	858 lb/pg ²
DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACIÓN	9.22 lb/gal
VEL. DE DESLIZ. DE LOS RECORTES (tamaño recorte = 0.30 pg)	55.2 ft/min
LONG. EQUIV. DE LAS INSTALACIONES SUP.	100 ft/3.0 pg
PESO DISPONIBLE DE LASTRABARRENAS (FLOTADO)	31 567.8 lb

Datos de la sarta de perforación y de la velocidad anular

PROF. VIAJE DEL RECORTE	DIAM. CRIT.	LONG.	DIAM.	VEL.PROM.	VR. ESTAT.	VEL. ANULAR	TIPO FLUJO
00-368.0	4.5"	368.0	12.25	86.5	31.0	238	LAMIN.
368.0-400.0	8"	31.66	12.25	93.0	38.0	239	LAMIN.
DATOS DEL POZO					HIDRÁULICA RECOMENDADA		
PROF. PROGRAMADA			800.0 m	DIÁM. DE TOBERAS		14-14-14	
DIÁMETRO DEL AGUJERO			8.50 pg.	T.F.A.		0.4510 pg ²	
PESO DEL LODO			9.16 lb/gal	PRESIÓN DE BAMBA		950 lb/pg ²	
VISCOSIDAD PLÁSTICA			64.0 cp	GASTO MÁXIMO		360 gpm	
PUNTO DE CEDENCIA			14.0 lb/100 ft ²	HHP/pg ² EN BARRENA		2.340	

Datos hidraulicos

GASTO EN DIÁMETRO DEL POZO	44.7 GPM/pg
CAIDA DE PRESIÓN EN EL SISTEMA	401.0 lb/pg ²
CAIDA DE PRESIÓN EN TOBERAS DE LA BARRENA	599 lb/pg ²
CAIDA DE PRESIÓN EN EL ESPACIO ANULAR	50.60 lb/pg ²
CAIDA DE PRESIÓN EN TOB. (% DE PRESIÓN DISP.)	59.9%
POTENCIA HIDRÁULICA DE SALIDA DE LAS BOMBAS	222 HHP
POTENCIA HIDRÁULICA DE LA BARRENA	133 HHP
VELOCIDAD EN TOBERAS	270 ft/seg
FUERZA DE IMPACTO DE CHORRO	487 lb
FUERZA DE IMPACTO EN ÁREA DEL FONDO DEL POZO	8.58 psi
PRESIÓN HIDROSTÁTICA	1 996 lb/pg ²
DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACIÓN	9.39 lb/gal
VEL. DE DESLIZ. DE LOS RECORTES (tamaño recorte = 0.30 pg)	55.2 ft/min
LONG. EQUIV. DE LAS INSTALACIONES SUP.	100 ft/3.0 pg
PESO DISPONIBLE DE LASTRABARRENAS (FLOTADO)	52 630.6 lb

Datos de la sarta de perforación y de la velocidad anular

PROF. VIAJE DEL RECORTE	DIAM. CRIT.	LONG.	DIAM.	VEL.PROM.	VR. ESTAT.	VEL. ANULAR	TIPO FLUJO
0.0-712.0	4.5"	712.0	8.50	169.0	114.0	272	LAMIN.
712.0-800.0	6.5"	87.03	8.50	179.0	124.0	273	LAMIN.

Criterios para la selección del equipo

Para la selección del equipo se tomaron en cuenta las siguientes características:

- Disponibilidad de la potencia hidráulica
- Disponibilidad de la velocidad de rotación
- Equipo para el manejo y control del fluido

VI.2.4 Equipo de perforación

Se decidió por el equipo PIT-EP-007, con una capacidad de 450 H.P., 250 TN. de carga máxima, y una velocidad de rotación de 200 RPM, propiedad de la empresa Perforaciones Industriales Térmicas S.A de C.V. (fig.VI.2).

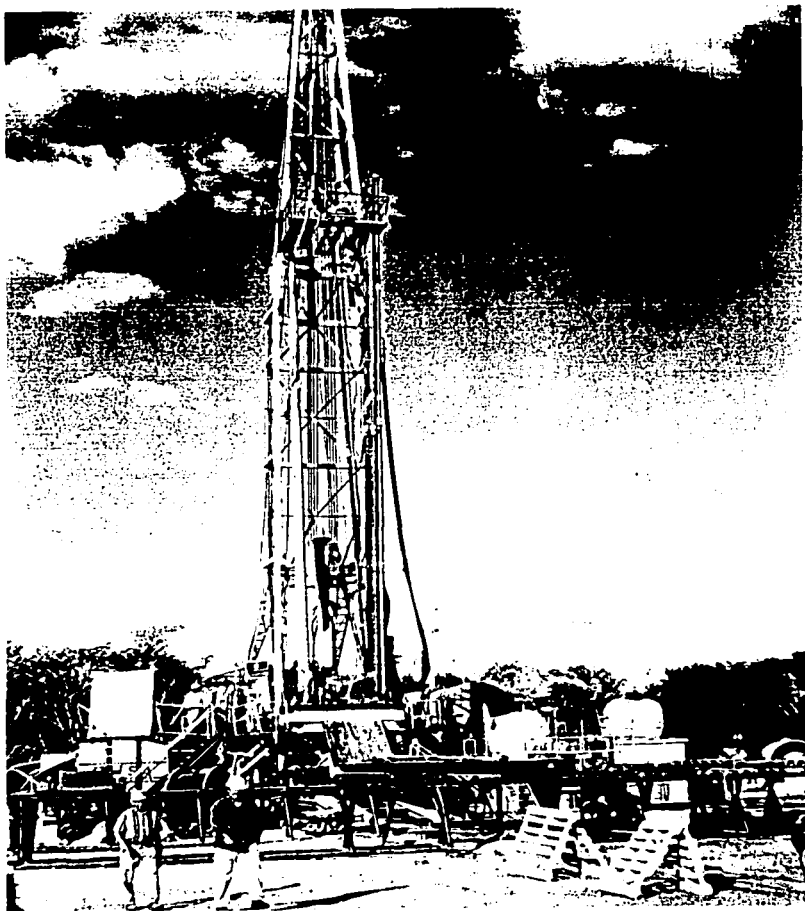


Figura VI. 2. Parte del equipo de perforación.

VI.2.5 Corte y recuperación de núcleos

Se eligió el equipo de corte WL-HYBRID CORINGS SYSTEM (DOSECC), con sus complementos como bombas triples, rotaría móvil, cilindro alimentador, malacate, etc.

Proceso de corte y recuperación de núcleos.

Se llevo a cabo partir de los 400 m. El WL-HYBRID CORINGS SYSTEM (DOSECC) fue instalado al equipo PIT-EP-007, para iniciar el programa de corte y recuperación de núcleo continuo, hasta la profundidad programada. Se utilizó como guía la tubería de revestimiento de 7", J-55 de 17.0 lb/ft, rosca LTC que se colgó al cabezal de revestimiento de 9 5/8".

El sistema híbrido de nucleado continuo, presenta un mecanismo rotatorio y un dispositivo de alimentación hidráulico ó top drive conectado a los elevadores de la torre de perforación (figura VI.3).

Este equipo optimiza sustancialmente la operación de recuperación continua en poco tiempo los costos, sólo hay dos en el mundo.

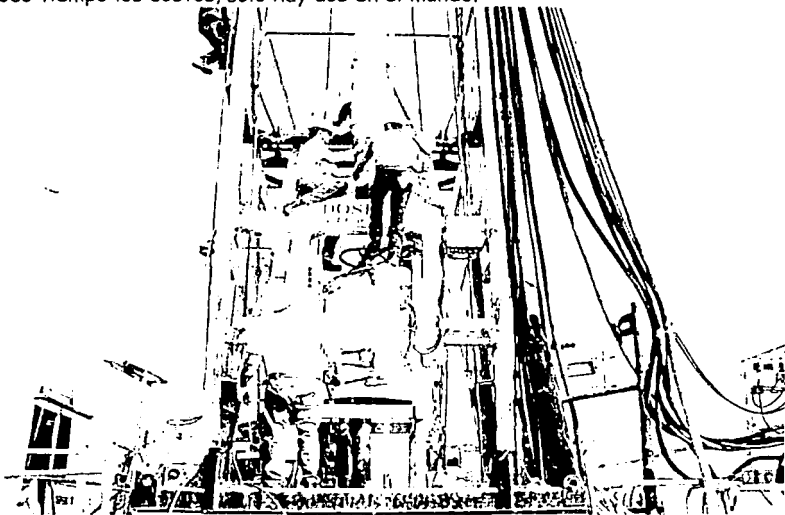


Figura VI.3 Imagen que muestra el equipo de corte y recuperación continua

VI.2.6 Perforación del pozo Yaxcopoil-1

VI.2.6.1 Construcción del contrapozo

Se construyó de acuerdo a la altura de la masa rotaria permitiendo la libre instalación del equipo de control superficial requerido. Sus son: 3.0 m. de largo por 2.0 m. de ancho por 1.7 m. de profundidad.

Para el abastecimiento de agua dulce para la preparación de lodos y otros usos fue necesario perforar un pozo artesiano a una profundidad de 10.0 m.

VI.2.6.2 Perforación del conductor superficial

Después de que se termino con la excavación del contrapozo, se perforó con barrena de 17 1/2" de diámetro y sarta de perforación hasta la profundidad de 10.0 m, posteriormente se procedió a cementar tubería de revestimiento de 13 3/8" de D.N., de 54 lb/ft, grado K-55 rosca butress, bombeando 0.63 m³ de lechada de cemento, el cual se desplazó bombeando 0.62 m³ de lodo.

VI.2.6.3 Perforación de la etapa de anclaje

Esta etapa se realizo con una barrena de 12 1/4" de diámetro y sarta estabilizada. La zapata de cemento dentro de la tubería se tuvo que rebajar, y se perforó en estas condiciones hasta los 400.00 m de profundidad. Se taponaron todos los intervalos de perdidas de circulación totales o parciales, mediante la colocación de tapones de cemento. Una vez llevado a cabo este procedimiento se cemento la tubería de revestimiento de 9 5/8" de D.N., de 32.3 lb/ft, grado K-55, rosca STC, en la que se instaló el equipo superficial de control. Previamente se instaló a esta una zapata flotadora de 9 5/8" de diámetro, con las mismas características de 32.3 lb/ft, grado K-55, rosca STC en el extremo inferior del primer tramo, así como un cople flotador de 9 5/8" de diámetro con las mismas características de operación entre el primero y el segundo tramo. Durante la corrida se lleno la tubería en tres estaciones, para evitar la flotación. La cementación de esta tubería se llevo a cabo bombeando 14.0 m³ de cemento que se desplazaron con 39.0 m³ de lodo.

Una vez cementada esta tubería se colocó el equipo superficial de control del pozo, soldando el cabezal a la tubería de revestimiento de 9 5/8" cementada. Al cabezal se le realizó una preparación para alojar las cuñas colgadoras para la tubería de revestimiento de 5" de diámetro y se utilizó como guía en la etapa de corte de núcleos.

Posteriormente se colocó el juego de preventores QR 10 serie 900 de arietes, anular y ciego, preventor esférico 12" -3000.

Con una barrena de 8 1/2" D.N. y sarta lisa, se bajo circulando hasta la profundidad aproximada de 385.0 m, donde se verificó la ubicación de los taponos y se rebajaron al igual que el cople flotador, cemento del interior del tubo ahogado y la zapata flotadora, perforando hasta 401.00 m. Se suspendió la operación y se circuló para limpiar el agujero, se saco la tubería hasta la superficie y se instaló el equipo para el corte de núcleos. Este equipo fue acondicionado al mástil y subestructura de perforación PIT-EP-007, para la etapa de corte y recuperación de núcleos.

VI.2.6.4 Perforación de la etapa intermedia

Se armó la corona de 4" de diámetro, el barril muestreador y la sarta que se bajaron hasta los 400.00 m. Posteriormente se inició la perforación con recuperación continua de núcleos hasta la profundidad de 800.00 m. Una vez que se alcanza esta profundidad se procedió a suspender el corte de núcleo y se levanto la sarta para corte y recuperación de núcleos.

Con barrena de 8 1/2" de diámetro, sarta estabilizada se bajó hasta los 400.00 m y se inicio la ampliación del intervalo nucleado hasta los 800.00 m.

Una vez terminada esta etapa se procedió a iniciar un viaje de reconocimiento acondicionando el lodo, se efectuaron diversos preparativos y se corrió la tubería de revestimiento de 7" D.N., de 17.0 lb/ft, grado J-55, colocando previa zapata flotadora de 7" de diámetro de 17.0 lb/ft, grado J-55, en la parte inferior del primer tramo el cople flotador de 7" de diámetro, de 17.0 lb/ft, grado J-55 entre el primer y segundo tramos. Así mismo se conecto el colgador mecánico de 9 5/8" x 7" de diámetro con accesorios para cementar y continuar bajando hasta quedar la zapata a 800.00 m, procediendo a la cementación de la misma, bombeando 11.5 m³ de lechada de cemento.

VI.2.6.5 Proceso de recuperación continua con el sistema DOSECC

a) Método

En primer lugar se procede a llevar a cabo la conexión de un tramo de tubería en la sarta de perforación, una vez hecha la conexión se da movimiento a la sarta a través de la rotaria, para que la corona actúe con el

efecto de corte sobre la roca, mientras el agujero es perforado, la roca que va siendo cortada, se introduce en el interior del barril nucleador. Cuando el tramo conectado ha penetrado la profundidad correspondiente medida, la cual es equivalente a la longitud del barril nucleador, entonces se procede a recuperarlo mediante el cable, (utilizando el malacate DOSECC) y un dispositivo de conexión mecánica que opera por gravedad, conectando al barril por la parte superior. (figura VI.4).



Figura VI 4. Imagen que muestra el momento en que es extraído un barril.

- Ya en la superficie es desconectado, y se lanza un nuevo barril, que se ha preparado con anticipación, el cual se deja caer actuando únicamente la fuerza de gravedad, el peso del barril y el efecto de flotación como sistema de amortiguamiento y frenado en la caída del mismo. Mientras un nuevo barril cae se procede a conectar un tramo de tubería de perforación, terminando de esta manera un ciclo completo en la recuperación del núcleo.

b) Núcleos

El diámetro de los núcleos recuperados es de 63 mm, el cual fue obtenido por un barril de diámetro exterior de 76 mm y una longitud de 3.05 m. ó 10 ft.

Este diámetro se conservó de los 400 m hasta los 1510.97 m, donde se cambió a un diámetro de núcleo de 35 mm por atrapamiento de tubería.

c) Manejo de núcleos

Una vez que se recupero el barril nucleador se extrae el núcleo, mediante la mecánica adecuada para no perder la secuencia de penetración, es decir la cima y la base del núcleo.

El núcleo entonces se deposita en la base metálica ó "cama" de núcleo (figura VI.5) y se marca con dos líneas de diferente color, diametralmente opuestas, para asegurar no perder la cima y la base del núcleo, se mide la longitud del mismo, se lava con agua y se seca. Posteriormente se corta en fragmentos de 60 cm de largo y se guarda en cajas, que de igual manera, se han marcado una parte de inicio y una parte de término. Por último para distinguir donde termina una corrida y donde empieza otra, se separan por medio de un pedazo de madera el cual tiene impreso el número de la corrida de inicio y la profundidad de la misma por un lado y por el otro el número de la corrida anterior y la profundidad final de la misma.

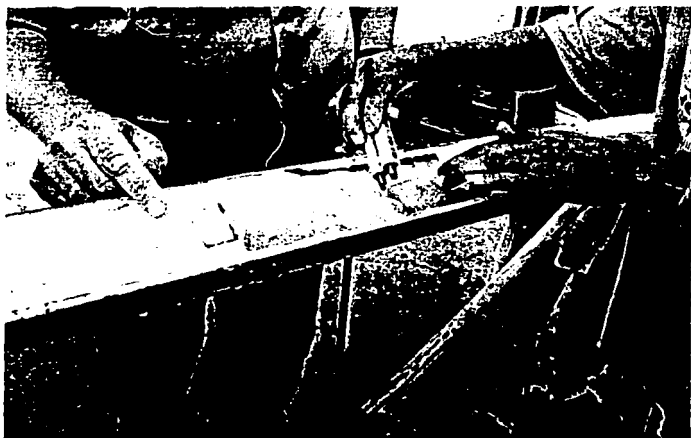


Figura VI.5. Imagen que muestra la codificación de un núcleo

Para su manejo se depositaron en cajas (figura VI.6). La tapa de cada caja tiene impresa los siguientes datos:

- Nombre del pozo
- No. de caja
- Profundidad de inicio del núcleo tanto en la parte superior como en los laterales
- La caja también se marca con su número y el inicio y final de la misma.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



figura VI.6

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

VI.3 Terminaciones

Para la terminación de este pozo, el programa no contempló algún tipo vislumbre una terminación especial. El pozo quedó descubierto de los 400 a los 1500 m, sin embargo en la cabeza del pozo se instalaron las herramientas adecuadas para que en su momento pueda ser abierto, ya sea para la toma de registros geofísicos ó bien si se quiere penetrar en el mismo, (figura VI.7)

DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO YAXCOPOIL-1

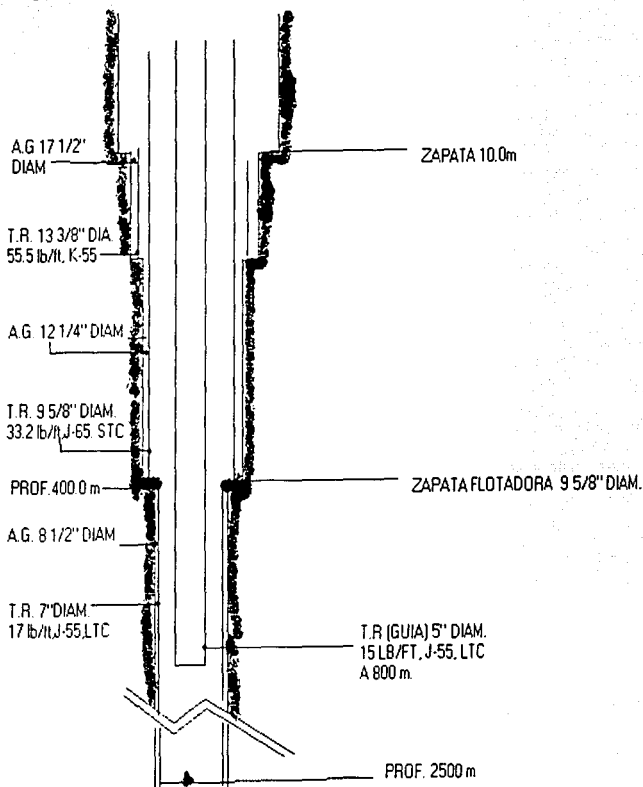


Figura VI.7. Diagrama que muestra las características y profundidad de asentamiento de las diferentes tuberías seleccionadas.

CAPITO VII

RESULTADOS E INTERPRETACIÓN

VII.1 Programa de los registros de la primera etapa

GFZ-OSG Registros de la perforación del Proyecto de Perforación Cientica del Chicxulub, CSDP
Registros de la Primera Sesión
Diciembre 16 del 2001

SONDA	PARAMETROS	PROFUNDIDAD DEL REGISTRO (m)	FECHA	OBSERVACIONES
DIP	Desviación del pozo	0-85	11:16-12:05	Desviación < 1°
TS	campo.magn, GR			
SGR MS2H	K, U, Th suscep. magn., GR	0-85	12:05-13:24	MSUS
DLL TS	resist. electrica profundidad y	0-85	13:36-13:53	valores de resistivi- dad característicos, buenos espectros gamma
BCS TS	GR bajos onda acustica GR	0-85	14:07-14:36	poca respuesta so- nica en todo el pozo

Obstrucción del agujero para el paso de la sonda a 85 m.

Todos los demas registros profundos se izieron a traves de un agujero de 4 1/2"

DIP	Desviación del pozo	58-401	15:35-16:29	Desviación < 1°
TS	campo.magn, GR			
SGR DLL TS	K, U, Th resist. electrica profundidad y	89-399	17:30-20:14	valores de resistivi- dad característicos, buenos espectros gamma
MS2H TS	GR bajos suscep. magan., GR	87-398	20:25-21:16	MSUS alrededor de 10-4 (Si)

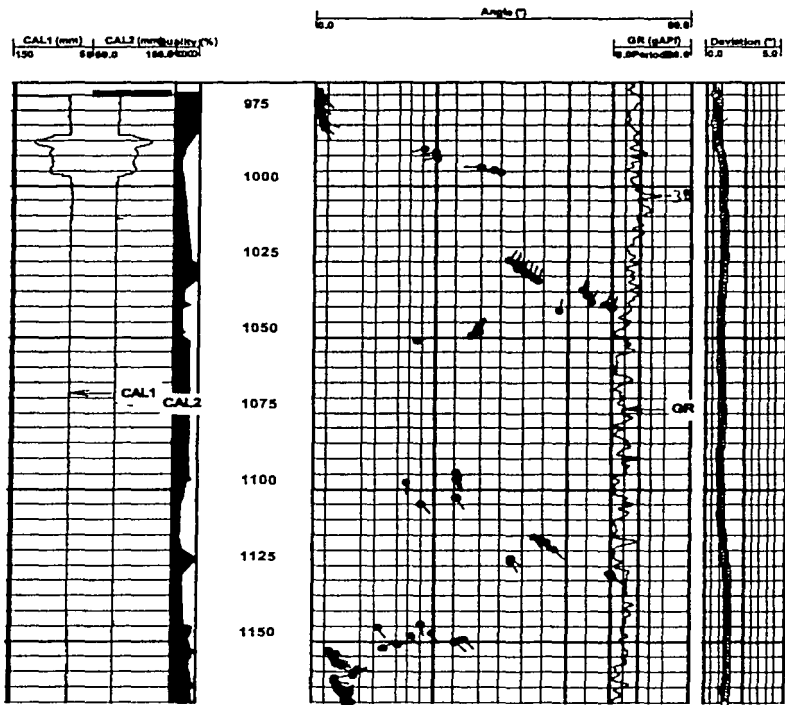
Todos estos tipos de arreglos fueron los que se corrieron pero únicamente como veremos en la figura VII.1 se tiene graficado el registro de GR, el caliper y la desviación del pozo.

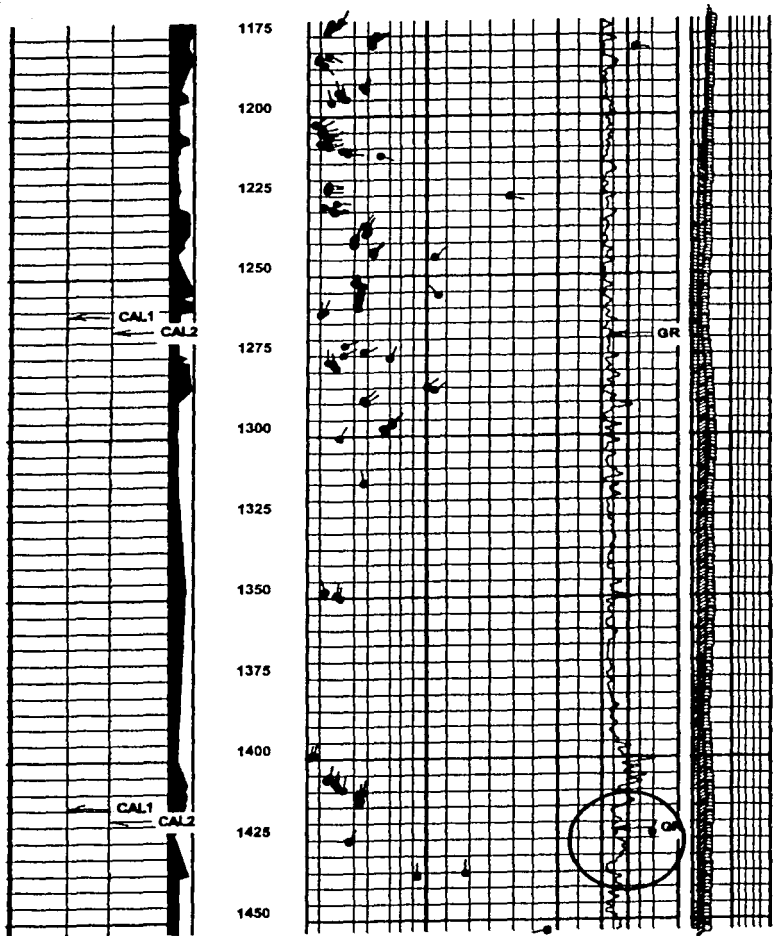
VII.2 Registro de Rayos Gamma del Pozo Yaxcopoil-1

Company : ICDP
 Well : YAX-1
 Scale : 1 : 200
 Depth in : Meter
 Software : WinAPIot Ver. 3, 70, 0, 0

Date : 24.02.2002
 Time : 08:35:30
 Remarks :

File Names : C:_YAX-1\FEB2002\Raw Data\YAX1b003proc_lo.asc
 : C:_Raw Data\YAX1b003proc_lo_orient.asc
 : C:_Raw Data\YAX1b003proc_resulta_3_1.asc





TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

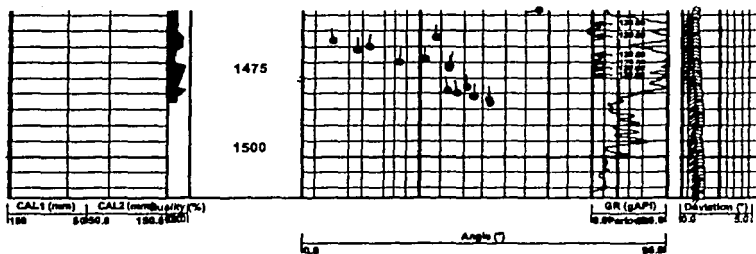


Figura VII.1. Corrida del registro del pozo Yaxcopoil-1.

VII.3 Interpretación del registro de Yaxcopoil-1 (GR)

En el registro de Yaxcopoil-1 (figura VII.1) notaremos que en el comportamiento de los materiales, se nota una variación un tanto homogénea. Al inicio tenemos carbonatos, areniscas y a medida que aumenta la profundidad encontramos formaciones donde el contenido de material radiactivo aumenta y rocas arcillosas. Esta secuencia se manifiesta de una manera zigzagueante, con pequeñas incrustaciones de pedernal, al acercamos al contacto notamos un incremento de manera lineal en el contenido de material radiactivo, esto se debe al tipo de brecha que se registra. A medida que uno descende en el registro, se llega a tener un gran pico.

Si buscamos en la tabla los valores que más se aproximan a estos picos, veremos que se trata de pequeñas formaciones con un alto contenido de minerales magnéticos, después nuevamente volvemos a tener ese decremento de manera lineal. Una vez que nos alejamos de la brecha denotamos una pequeña estabilidad de varios estratos de rocas arcillosas, de los 900 a los 1000 m. Después de esto volvemos a tener un pequeño estrato de material radioactivo que corresponde de nuevo a depósitos de brecha.

Posteriormente se observa un decremento sustancial debido a una formación de anhidrita, formación no radiactiva, lo que sucede de los 1050 a los 1175 m aproximadamente. Después se encuentran unos cuantos metros nuevamente con un ligero aumento en la lectura que se debe a la presencia de rocas carbonatadas con ligeras incrustaciones de anhidrita, al llegar a los 1400 m, la lectura aumenta o no de manera trascendente, esto quiere decir que se trata

de una roca arcillosa con peñas incrustaciones de anhidrita, que se notan en los pequeños centímetros donde la lectura es baja considerablemente. Toda esta columna desde 1050 m. sirve como roca sello ya que a los 1434.85 m. se nota con más certeza la presencia de hidrocarburos hasta los 1436.20 m. aproximadamente.

Los hidrocarburos se encuentran impregnados en una dolomita. Unos pocos metros antes de llegar a esta profundidad se tenía una ligera presencia de hidrocarburos. El hallazgo de aceite es debido a que se encuentra en los núcleos ya que el registro de GR, no es una herramienta en la que se pueda distinguir la presencia de estos fluidos. Posteriormente volvemos a notar el incremento sustancial en la lectura, que corresponde a una calcarenita.

VII.4 Interpretación de los registros de núcleos

Es un nuevo registro que se presenta, con la finalidad de dar a conocer una variante de los registros geofísicos.

a) Registro de susceptibilidad magnética

Los datos graficados nos permiten detectar diferentes formaciones litológicas.

El registro se muestra en la figura VII.2. Al inicio tenemos formaciones que no poseen minerales que nos registren un aumento de la lectura, al correlacionar los valores con los datos de la tabla II.3, observamos que las rocas del inicio son calizas, con ligeros elementos de cuarzo. Como al ir ejecutando este registro se cuenta con el núcleo se puede notar que también se encuentran pequeñas formaciones de pedernal en forma de intercalaciones, donde predomina la calcita. A medida que el registro avanza el aumento en la susceptibilidad demuestra que se trata de formaciones con un incremento de

minerales magnéticos. Este incremento se nota unos metros antes de llegar al contacto con la brecha, ya en la brecha los minerales magnéticos hacen que la lectura muestre datos más positivos, donde tenemos presencia de distintos tipos de brechas que van desde una brecha suevítica que no está consolidada, hasta una brecha en la que se registran grandes picos y que demuestra que se trata de minerales altamente ferromagnéticos como la magnetita, la pirrotita, que pueden estar incrustados en forma de granos de regular tamaño.

Posteriormente al alejarnos de la brecha se denota un decremento en la susceptibilidad las formaciones carecen de los minerales magnéticos y nos encontramos con carbonatos de calcio. Las formaciones van desde una arenisca, pasando por una dolomita hasta llegar a formaciones de calcita que presenta intercalaciones de anhidrita.

Casi al final del registro volvemos a tener la presencia de formaciones con minerales que provocan un pequeño incremento.

Tabla VII. 1

Susceptibilidad magnética para los diferentes tipos de brechas

Brecha	Profundidad (m)	Susceptibilidad magnética (SI)
Brecha 1	854.52 - 856.66	31 - 608
Brecha 2	856.66 - 856.79	174 - 292
Brecha 3	856.79 - 859.68	36 - 664
Brecha 4	859.68 - 860.05	57 - 139
Brecha 5	860.05 - 860.40	24 - 106
Brecha 6	860.40 - 860.70	82 - 202
Brecha 7	860.70 - 861.48	6 - 138
Brecha 8	861.48 - 861.85	12 - 95
Brecha 9	861.85 - 880.25	-9 - 1032
Brecha 10	880.25 - 880.44	32 - 61
Brecha 9	880.44 - 880.61	40 - 113
Brecha 10	880.61 - 880.74	35 - 53
Brecha 9	880.44 - 883.01	24 - 220
Brecha 11	883.01 - 884.50	2 - 820
Brecha 12	884.50 - 887.93	-2 - 19
Brecha 13	887.93 - 894.49	0 - 430
Brecha 12	894.49 - 897.05	0 - 60

Ventajas. Este registro es fácil de correr, sólo tenemos que ir colocando los diferentes núcleos en el canal e ir registrando la lectura, posteriormente se procede a graficar los datos par un mejor análisis.

Desventajas. Se requiere de una recuperación continua de núcleos.

REGISTRO DE SUSCEPTIBILIDAD MAGNETICA DEL POZO
Yaxcopoil-1

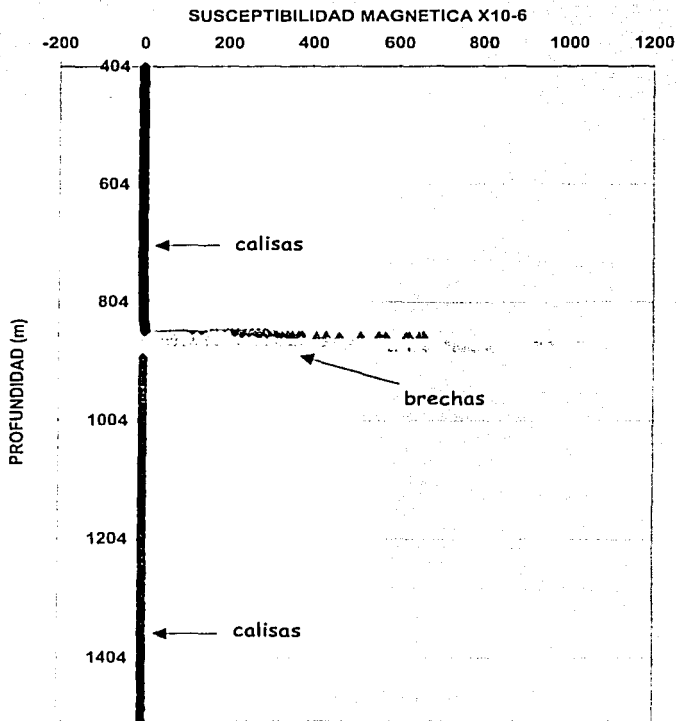


Figura VII.2. Registro de susceptibilidad magnética

b) Registro de imágenes

De acuerdo a las imágenes que presentan con el equipo Core Scann Colour, podremos decir con mayor certeza de que tipo de litología es la que se encuentra en ese lugar y si contiene algún elemento de interés económico.

Al inicio de la columna geológica las imágenes muestran que las formaciones que se presentan son calizas con pequeñas incrustaciones de pedernal, no muy abundantes; se presenta una pequeña ausencia de los carbonatos, es de escasos centímetros.

También las imágenes muestran la presencia de pequeños puntos negros en los núcleos, incrustaciones de pirita, material producto del flujo de vapor de agua que ha estado en contacto con material fundido y que al ir ascendiendo por los poros o las fisuras y que al disminuir la temperatura, los minerales se van depositando. Esto ocurre después de los 700 m y hasta prácticamente alcanzar la brecha.

A unos cuantos metros del contacto con la brecha notamos que el color en la formación va cambiando de un color café claro hasta llegar a un color verdoso, esta formación se observa bien consolidada.

En el contacto vemos que la brecha es deleznable, aproximadamente unos 10 m, después presenta una variación en los colores, se observan clastos bastante grandes y el melt que los cubre.

La brecha va perdiendo color, pero su nivel de consolidación aumenta. A medida que salimos de la brecha notamos que la caliza está completamente fundida.

Unos cuantos metros después de la brecha, la caliza se nota bastante fracturada, con un nivel de porosidad bueno.

Otro dato importante que apreciamos es la presencia de una gran formación de anhidrita, esta formación sirve como roca sello, hay una pequeña formación impregnada de hidrocarburo, la caliza se nota bastante sucia por el aceite.

Podemos ver que el análisis de las imágenes son de gran ayuda para corroborar los dos registros descritos anteriormente.

Ventajas.

- Las imágenes cuentan con buena resolución.
- Se pueden distinguir patrones de fracturamiento.
- El equipo es de fácil manejo, su transporte es sencillo y puede instalarse en el área de perforación.
- Presenta mejor resolución que la sonda de video que se mete al pozo directamente ya que la sonda que se mete al pozo a veces se ve afectada en la resolución porque el enjarre deteriora la imagen de la imágenes.
- Las imágenes se pueden consultar de manera rápida.

Desventajas.

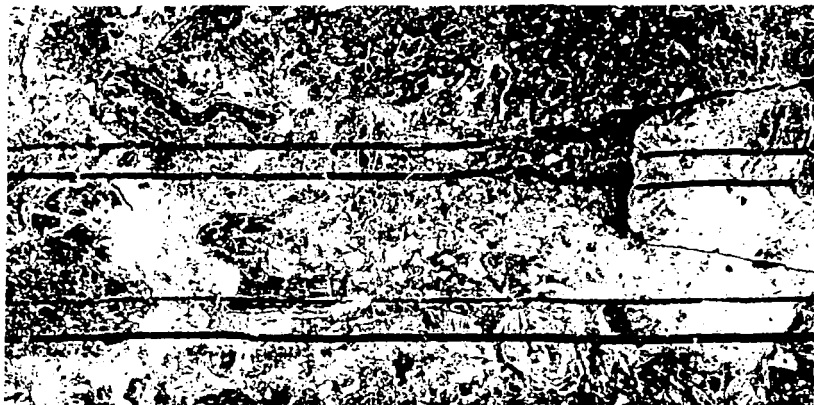
- Se necesita de núcleos para poder llevar a cabo este registro.
- No se puede introducir al pozo directamente como la sonda de video.
- El registro puede ser no completo si es que no se recuperó todo el núcleo.
- El color puede variar a criterio del usuario.

Evaluación de zonas de interés

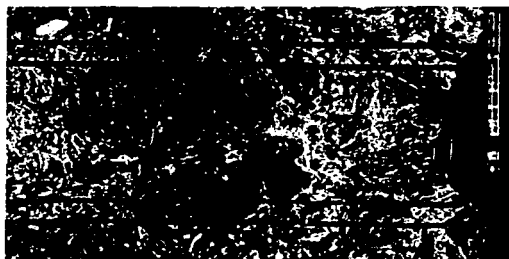
El pozo científico Yaxcopoil-1 tuvo como finalidad alcanzar la brecha que se generó por el impacto, que apareció a los 792.17 m. Mediante el registro de susceptibilidad magnética se puede detectar su presencia debido al incremento en la lectura, por el aumento de minerales ferromagnéticos.

La figura VII.19 muestra los diferentes tipos de brechas presentes cuya descripción fue hecha por el I.M.I. Pedro Vera.

Descripción de los tipos de brechas del pozo Yaxcopoil-1



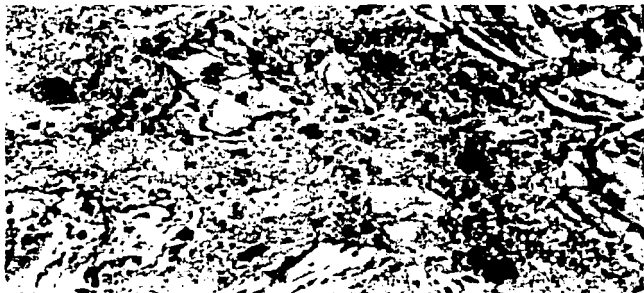
Brecha 1. Brecha polimigítica, matriz arcillosa predominan vidrios de color pardo y verde con textura de flujo, clastos de color pardo amarillento, matriz gris verdosa.



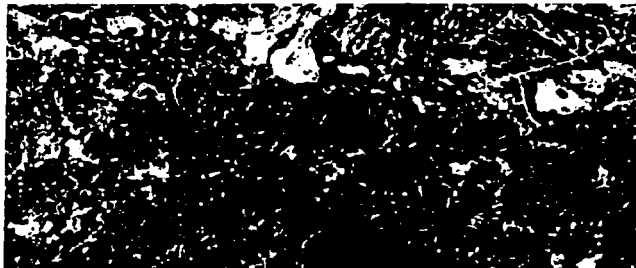
Brecha 2. Dique matriz verdosa de melt con clastos de textura granular circundados todos con bordes de color negro. Los clastos son de color verde pardo grisáceo. Contactos superior e inferior abruptos de anhidrita.



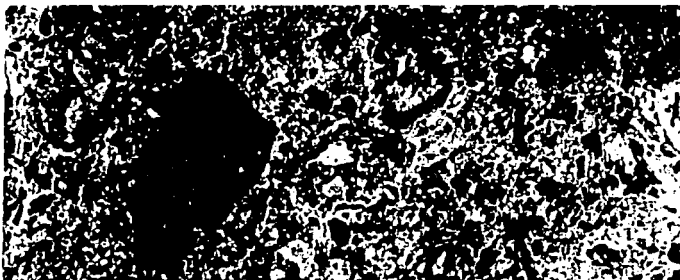
Brecha 3. La longitud de esta unidad es de 2.89 m, esta caracterizada por un gran contenido de vidrio verde y verde parduzco de textura fluidal, se observan abundantes inclusiones de clastos de anhidrita y basamento con bordes irregulares, una matriz de color negro y textura afanítica sirve de soporte a los vidrios y a los fragmentos libres de anhidrita y rocas graníticas.



Brecha 4. Esta unidad mide 37 cm, el rasgo característico es la disminución de la matriz afanítica de color negro, y predomina ahora una matriz limo arcillosa de color gris verdosa oscura e igual tamaño, prácticamente desaparecen los fragmentos de anhidrita y los de rocas graníticas son muy pequeños.



Brecha 5. Esta unidad mide 35 cm, presenta una gran cantidad de matriz y la notable disminución de tamaño de los fragmentos de vidrio, tiene como máximo unos 3cm. Un nuevo tipo de vidrio de color negro aparece, estos exhiben pequeñas inclusiones de cristales de plagioclasas y/o cuarzo, su contorno aunque irregular es anguloso a subredondeado y el aspecto fluidal de los anteriores es prácticamente inexistente inclusive en su interior.



Brecha 6. Brecha compuesta de fragmentos de vidrio tanto verdes, como pardos y negros. Los verdes y pardos se presentan en menor cantidad (20 %) y

predominan los de color negro (80%). La matriz que soporta a estos fragmentos es de color gris verdosa y su tamaño de limos gruesos y arenas finas, su proporción es mayor con respecto a la de los clastos es de casi 70 %. El paso de una unidad a otra se da de forma transicional.



Brecha 7. En esta unidad se tiene un cambio drástico. Los vidrios presentan una coloración uniforme, verde pistache, no exhiben textura fluidal, presentan inclusiones menores de roca fundida y pequeños fragmentos de otros tipos, la forma que tienen este tipo de vidrio son de un aspecto granular de contorno sub angulosos a angulosos, con abundantes fracturas en su interior; el contacto entre los clastos es poco claro en algunos casos y en otros se presentan clastos más finos aparentemente triturados y con una ligera orientación paralela a los bordes. La matriz es prácticamente inexistente, de color negro y afanítica, de naturaleza vítrea. Esta da la apariencia de estar intrusionando a una unidad poco coherente de material vítrea.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

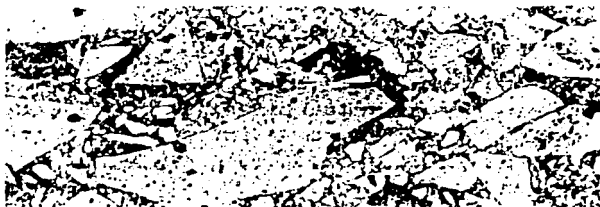


Brecha 8. Esta unidad contiene vidrio verde parduzco, todos los fragmentos de vidrio son angulosos con textura fluidal escasa y con matices concéntricos de coloración parduzca y amarilla, los vidrios negros se encuentran en tamaño y cantidad mínimos. La matriz arcillo-arenosa ahora tiene una coloración mas verdosa y textura fluidal, contenidos en está se observan clastos de color verde parduzco que parecen estar fundidos, esto en cuanto a su forma exterior pero dentro están brechados.



Brecha 9. Esta unidad que es la de mayor longitud, es muy uniforme, el 5 % de esta es matriz de color negro, afanítica y de apariencia vítrea, esta parece estar intrusionando a los vidrios de color verde pistache. Estos vidrios son de bordes angulosos a sub redondeados, los contactos entre estos son puntuales y en ocasiones largos, también se observa brechamiento entre ellos. En esta unidad se localizaron fragmentos de aspecto terroso que contienen fragmentos

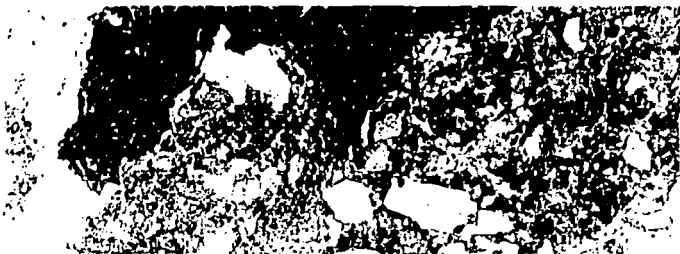
de cristales muy alterados probablemente plagioclasas, oxidados en grado extremo, contrastan con todo el material observado.



Brecha 10. Esta unidad es de la misma naturaleza que la anterior, pero con un alto contenido de matriz, lo que hace pensar en que pueda tratarse de un dique, o bien una inhomogeneidad de la misma. Son el mismo tipo de fragmentos y de matriz.



Brecha 11. Brecha constituida de fragmentos de vidrio verde a verde pardusco, con inclusiones de vidrio negro y rocas graníticas de menos de 1 cm, la distribución de las inclusiones no tienen orientación alguna. El contorno de dichos fragmentos va de anguloso a subredondeado, algunos de los límites entre clastos de mayor tamaño, muestran fragmentos angulosos de la misma naturaleza pero mas pequeños y orientados entre sí paralelamente a los de mayores dimensiones. La matriz que se presenta de forma muy escasa (menor al 10%) a diferencia de las otras unidades es de color pardo verdosa, probablemente como resultado de alteración.



Brecha 12. Brecha dolomitizada con abundantes fragmentos de anhidrita y escasos fragmentos de vidrio verde parduzco. Los primeros son clastos angulosos a sub redondeados y los últimos sub redondeados a sub angulosos, presentan una escasa orientacion que da la apariencia de flujo. En cuanto a la matriz, constituye la mayor parte de la unidad, es de color verde parduzco con un tamaño de grano que va de limo arcillosa de grano fino a medio. El paso de la unidad anterior a ésta es gradual.



Brecha 13. Brecha de color pardo blanzuzco a pardo amarillento. Una matriz limo arenosa de color pardo verdosa, soporta clastos vítreos de formas irregulares (fluidales) de vidrios verde amarillentos, pardos y negros en menor cantidad, además de este tipo de clastos se hacen más frecuentes los clastos angulosos de menor tamaño correspondientes a anhidrita y de rocas graníticas, estos últimos con diferentes grados de fusión

Tabla VII.2. Tabla con los valores de susceptibilidad y rayos gamma para cada brecha

Brecha	Profundidad (m)	Susceptibilidad magnética promedio (SI)	Valor de rayos gamma (API)
1	854.52 - 856.66	144	99.90
2	856.66 - 856.79	248	92.66
3	856.79 - 859.68	162	93.88
4	859.68 - 860.05	92	106.26
5	860.05 - 860.40	69	106.62
6	860.40 - 860.70	135	112.79
7	860.70 - 861.48	45	117.28

8	861.48 - 861.85	44	102.86
9	861.85 - 880.25	56	91.54
10	880.25 - 880.44	48	106.50
9	880.44 - 880.61	63	105.86
10	880.61 - 880.74	49	108.76
9	880.74 - 883.01	65	110.17
11	883.01 - 884.50	151	104.47
12	884.50 - 887.93	2	94.26
13	887.93 - 894.49	51	94.60
12	894.49 - 897.05	5	110.417

TIPOS DE BRECHAS

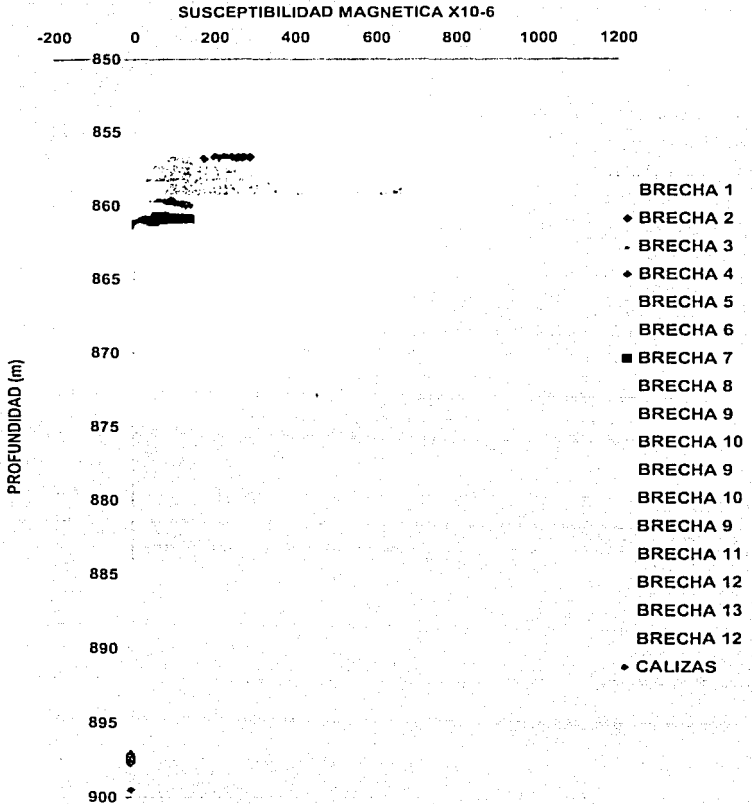


Figura VII.3 Registro de susceptibilidad para cada tipo de brecha.

CAPITULO VIII

CONCLUSIONES

El presente estudio forma parte del proyecto internacional de perforación con recuperación continua en el cráter de Chicxulub. En el proyecto se perforo un pozo exploratorio en el sector sur del cráter, aproximadamente a 65 Km del centro.

El pozo denominado Yaxcopoil-1 alcanzo una profundidad de 1511 m, y se recuperaron núcleos en forma continua a partir de los 400 m. Como parte del programa se tomaron registros geofísicos en dos etapas.

En esta tesis hemos trabajado y analizado tres aspectos del proyecto de perforación que son:

- Recuperación de núcleos
- Registros geofísicos de pozos
- Registros de núcleos
 - a) Registro de susceptibilidad
 - b) Registro de imágenes de núcleos

Cada uno de estos aspectos tiene su importancia en el desarrollo de mi estudio, es por eso que una vez terminado, haré unos comentarios para cada uno de ellos.

Recuperación de núcleos

Con los núcleos he podido tener una referencia concreta de la geología de la columna litológica en el interior del cráter. La correlación de los registros tanto de susceptibilidad magnética como el de rayos gamma, con los núcleos recuperados, permite una interpretación a detalle. La disponibilidad de núcleos continuos permite además, si se llega a tener alguna duda en nuestro caso podemos consultar los diferentes núcleos de la zona de incertidumbre.

No siempre se tiene la fortuna de tener este tipo de circunstancias, por lo general solo se toman unas cuantas muestras de la zona de interés, y la base primordial para detectar que tipo de formaciones se encuentran es basado sólo en los registros geofísicos de pozos.

Registros geofísicos de pozos

Nuestro principal objetivo es la obtención de información de las brechas, a base de este análisis hemos podido llegar a concluir que estas nos sirven como trampas geológicas, en el registro se observa que la zona donde se encuentran se manifiesta un gran contenido de material radiactivo, esto quiere decir que la porosidad se ha reducido enormemente, empleando otras técnicas como el fracturamiento o la disolución, es como a través de esta formación se podrían fugar los hidrocarburos. la permeabilidad es casi nula.

Los registros de rayos gamma nos han sido de mucha ayuda en su interpretación, como lo hemos dicho anteriormente son un punto clave en la correlación, así una vez interpretado podremos correlacionarlo con los demás registros de los pozos vecinos, para poder desarrollar mejor la columna geológica de una parte de Yucatán.

Una vez que los hemos podido correr, podemos ahora entonces usarlos para proyectos futuros de zonas aledañas a la región.

Registros de núcleos

Con la recuperación de los núcleos hemos podido hacer uso de otro tipo de equipos para obtener más información acerca de la litología del cráter de Chicxulub. En el laboratorio los núcleos fueron sometidos a un campo magnético para determinar la respuesta del material y que tan susceptible es

a adquirir una magnetización. El análisis detallado de la susceptibilidad magnética muestra que existen minerales relacionados al cráter como los óxidos de hierro.

Mediante este análisis de la susceptibilidad magnética hemos podido diferenciar entre los diferentes estratos que son susceptibles al magnetismo y aquellos que tiene propiedades diamagnéticas.

Con la ayuda de las imágenes digitales de núcleos la información es más clara de la columna litológica. El equipo que se ha empleado para la captura de ellas ha hecho que en unas cuantas horas después de haber recuperado el núcleo este se pueda ver a través de la red en cualquier parte del mundo, con alta resolución.

De esta manera la captura de la columna litológica avanza de manera casi lineal con el avance de la perforación, también podemos distinguir en el núcleo las características petrográficas y sistema de fracturas.

El empleo de estas nuevas técnicas, permite corroborar la información de la interpretación de los registros geofísicos de pozos, tenemos por un lado de manera representativa la columna litológica por medio de los registros geofísicos y por otra tenemos de manera física los núcleos.

BIBLIOGRAFÍA

1. <http://www.geocities.com/CapeCanaveral/Galaxy/8152/spanishcrater.html>
2. <http://naolinco.igeofcu.unam.mx/chicxulub/>
3. <http://www.azteca21.com/noticias/antes/buena310303-01.html>
4. http://www.aqu.org/sci_soc/sharpton.html
5. http://www.lpl.arizona.edu/SIC/impact_cratering/Chicxulub/Chicx_titl_e.html
6. <http://www.giscogeo.com/Spages/Dmtcrscn.html>
7. <http://www.cigsa.net/tecnicas/apl-req-geof-pozos.htm>
8. Alvarez Jr. M. (1954) "Exploración geológica preliminar del Rio Hondo, Quintana Roo". Bol. Asoc. Mex. de Geol. Pet. Vol. 6, pp207-213.
9. Anderson, T. (1969) "Geology of the San Sebastian Huehuetenango quadrangle, Guatemala, Central America". Ph. D. thesis. Auestin, University of Tex., p 217.
10. Anderson, T., Burkart, B., Clemons, R., Bohnenberger, O. y Blount, D. (1973) "Geology of the Western Altos Cuchumatanes, northwestern guatemala". GSA Bull., vol. 84, p. 805-826.
11. Arroyo Carrasco F. Alejandro (1996). Bases teoricas e interpretación de registros geofísicos de pozos. Facultad de Ingeniería, UNAM 527 p., ils.
12. Arthur W. McCray and Frank W. Cole (1981). Oil Well Drilling Technology. Ed. University of Oklahoma Press; primera edición, 492 p.
13. Bass, M. y Zartman, R. (1969) "The basement of Yucatan Peninsula" Abs (EOS) Trans Ael. AGU V. 50 p. 313.

14. Bishop, W. F. (1980) "Petroleum geology of northern Central America" *Journal of Petroleum. Geology*, vol. 3. p. 3-59.
15. Blair, T. C. (1986) "Paleoenvironments, tectonic and eustatic controls on sedimentation. Regional Stratigraphic correlation, and plate tectonic significance of the Jurassic-Lowermost Cretaceous Todos Santos and San Ricardo Formations, Chiapas, Mexico". (Ph. D. Thesis) University of Colorado p. 251.
16. Buffler, R. T. Schlager, W., (1984) "Initial reports of the Deep Sea Drilling Project, 77" Shipboard Scientific Party U. S. Government Printing Office. Washington, D. C., p. 747.
17. Buffler, R. T. y Sawyer, D. S. (1985) "Distribution of crust and history, Gulf of Mexico Basin" *Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions*, v. 35, p. 333-334.
18. Buffler, R. T. y Thomas, W. A. (1994) "Crustal structure and evolution of the southern margin of North America and the Gulf of Mexico Basin" in Speed, R. (Ed). *Phanerozoic evolution of North American continent-ocean transitions: Boulder Colorado. Geol. Soc. of Am. The Geology of North America*, vol. CTV-1 p. 219-263.
19. Chowns, T. M. y Williams, C. T. (1983). "Pre-Cretaceous rock beneath the Georgia coast plain, regional implications". *Studies related to the Charleston, South Carolina earthquake of 1886- Tectonics and Seismicity U.S. Geological Survey Professional Paper 1313-L.42*
20. Dallmeyer, R. D. (1984) " $^{40}\text{Ar}/^{39}\text{Ar}$ ages from a Pre-mesozoic crystalline basement penetrated at holes 537 and 538A of the Deep Sea Drilling Project Leg 77. Southeastern Gulf of Mexico Tectonic implications". In *Initial Report of the Deep Sea Drilling Project. 77: U.S. Government Printing Office. Washington. D.C. p. 497-506.*
21. Dengo, G. y Bohnenberger, O. (1969) "Structural Development of Northern Central America". *AAPG, memoir 11, pp. 203-220.*

22. Deraring John. (1999) "Environmental Magnetic Susceptibility using the Bartington MS2 System". British library cataloguing in publication data. P. 56.
23. Dollfus and Montserrat (1868) "Voyage Géologique dans les Républiques de Guatémala et de Salvador". París, Mission Scientifique au Mexique et dans l'Amérique Centrale. 539 pp.
24. Donnelly, T. W., Horne, G. S. Finch, R.C., López-Ramos, E. (1990) Northern Central America: The Maya and Chortis Block" in Dengo G. And Case, J. E. (Eds). The Geology of North America. The Caribbean Region: Geological Society of America. v. A, p. 371-396
25. Flores, G. (1952) "Geology of Northern British Honduras" AAPG Bull. v. 36, p. 404-409
26. Gomborg, D. Banks, and McBirney (1968) "Guatemala: Preliminary zircon ages from Central Cordillera". Science. Vol. 162 pp. 121-122.
27. Izzet G. A. (1990) "The K/T Boundary Interval, Raton Basin, Colorado and New Mexico, and its Content of Shock-Metamorphosed Minerals: Evidence Relevant to the K/T Boundary Impact-Extinction Theory". GSA Spec. Pap. 249. pp 100.
28. Jiménez Ruiz, Marco Antonio (2003). Perforación con recuperación continua en el cráter de impacto Chicxulub, Yucatán, México. Tesis Licenciatura (Ingeniero Petrolero)-UNAM, Facultad de Ingeniería.
29. Krogh, T. E., Kamo, S. L., Bohor, B. F. (1993) " U-Pb ages of single shocked zircons linking distal K/T ejecta to the Chicxulub crater" Earth Planet Sci. Lett. 119, p. 425-459.
30. López-Ramos, E. (1973) "Estudio Geológico de la Península de Yucatán". AMGP Bol., vol. 25 pp. 122.

31. López-Ramos, E. (1975) "Geological summary of the Yucatan Peninsula" Chapt. 8 in Nairn, A. E. M. and Stehli, F. G. (eds) *The Ocean Basins and Margins*, Vol. 3, *The Gulf of Mexico and the Caribbean*. v. 3, p. 257-282.
32. López-Ramos, E. (1980) "Geología de México" México D.F., vol. 2, (segunda edición). Ed. Trillas. México. 454 p.
33. Marshall, R. H. (1974) " Petrology of the Subsurface Mesozoic Rock of the Yucatan Platform, Mexico. Masters Thesis. The Department of Earth Sciences, University of New Orleans. pp. 150.
34. Marshall, R. H., Ward, W. C., Weidie, A. E. (1976) "Stratigraphy and depositional history of subsurface Mesozoic strata of the Yucatan Peninsula: Carbonate rocks and hydrogeology of the Yucatan Peninsula, Mexico" *Field Trip Guide*, New Orleans Geological Society , p. 18-32.
35. Marton, G. L. (1994) "Jurassic Reconstruction of the Gulf of Mexico, based on reinterpreted Geological and Data". *American Association of Petroleum Geologists Annual Convention. Official Program. (abstract)*, vol. 3 p.207
36. Marton, G. L. y Buffler, R. T. (1994) "Jurassic reconstruction of the Gulf of Mexico Basin" *International Geology Review*, vol. 36. p. 545-586.
37. McBirney, A. R. (1969) " Tectonic Relation of Northern Central America and the Western Caribbean the Bonacca Expedition. p. 199-201.
38. Meyerhoff, A. (1967) "Future Hydrocarbon Provinces of Gulf of Mexico- Caribbean Region". *Gulf Coast Assoc. Geol. Soc. Trans.*, Vol. 17. Pp 217 - 260.
39. Michaud, F. y Fourcade, E. (1989) *Stratigraphie et paléographie du Jurassique et du Crétacé du Chiapas (sud-East du Mexique): Bull. Soc. Géol. France*. vol. 3, p. 639-650.
40. Molina-Garza, R., Van Der Voo, R., y Urrutia-Fucugauchi, J. (1992) "Paleomagnetism of the Chiapas Massif, Southern Mexico: Evidence for rotation of the Maya Block and implication for the opening of the Gulf of Mexico". *GSA Bull.*, vol 104. pp1156 - 1168.

41. Mueller, P. A., Heatherington, A. L., Wooden, J. L., Shuster, R. D., Nutman, A. P., Williams, I. S. (1994) "Precambrian zircons from the Florida basement: A Gondwana connection, *Geology*, v. 22, p. 119-122.
42. Newcomb, W. (1975) "Geology, structure and metamorphism of the Chuacus Group, Rio Hondo quadrangle and vicinity, Guatemala" PHD Tesis State Univ. of New York.
43. Newcomb, W. (1977) "Mylonitic and cataclastic rocks from meta fault zone, Guatemala" 8th Caribb. Geol. Conf. Abstr. P. 141-142
44. Newcomb, W. (1978) "Retrograde Cataclastic Gneiss North of Motagua Fault Zone, East-Central Guatemala". *Geologie en Mijnbouw*. vol. 57 p 271-276.
45. Pindell, J. L. (1985) "Alleghenian reconstruction and subsequent evolution of the Gulf of Mexico, Bahamas, and proto-Caribbean". *Tectonics*, vol 4, p. 1-39
46. Rebolledo Vieyra M., J. Urrutia Fucugauchi, L., Marin, A. Trejo Garcia, V.L. Sharpton, A.M. Soler Arechalde. UNAM Scientific Shallow Drilling Program of the Chicxulub Impact Crater, *Int. Geol. Rev.*, 42, 928-940, 200.
47. Roberts, R. and Irving, E. (1957) "mineral deposits of Central America". *U. S. Geological Survey Bull.*, n. 1034. p. 205.
48. Roper, P. (1978) "Stratigraphy of Chuacus Grup in the south sude of the Sierra de las minas Range Guatemala" *Geol. en Mijnbow* 57, p. 309-313
49. Rosencrantz, E. (1990) "Structure and Tectonics of the Yucatan basin, Caribbean sea, as determined form seismic reflection studies" *Tectonics*, vol. 15, p. 445-503.

50. Salvador, A. (1987) " Late Triassic-Jurassic paleogeography and origin of the Gulf of Mexico Basin" American Association of Petroleum Geologist Bulletin, vol. 71, p. 419-451
51. Salvador, (1991b) " Origin and development of the Gulf of Mexico Basin" in Salvador, A. (Ed) The Gulf of Mexico Basin: Boulder, Colorado., Geological Society of America. Vol. J, p. 389-444
52. Schlumberger. Principios / Aplicaciones de la Interpretación de registros. 198 p.
53. Schlumberger (1997). Log Interpretation Charts. 180 p.
54. Sharpton, V. L., Schuraytz, B. C., Burke, K., Murali, A. and Ryder, G. (1990 a) "Detritus in K/T boundary clays of Western North America: Evidence against a single oceanic impact". in Sharpton and Ward eds. Global Catastrophes in Earth History: an interdisciplinary conference on impacts, volcanism, and mass mortality. GSA Spec. Pap. 247. pp. 349-359.
55. Sharpton V. L., Marín L. E., Carney J. L., Lee S., Ryder G., Schuraytz B. C., Sikora P., Spudis P. D. (1996) "A model of the Chicxulub impact basin based on evaluation of geophysical data, well logs, and drill core samples". in Ryder G., Fastovsky D. and Gartner S., eds., The Cretaceous-Tertiary Event and other catastrophes in Earth History: Boulder, Colorado, Geological Society of America Special Paper. p. 55-74.
56. Sánchez-Montes de Oca, R. (1979) "Geología petrolera de la Sierra de Chiapas" Bol, Soc. Mex. Geol. Pet., nº 31. pp. 67-97.
57. Speer J. A. and Hoff K. (1997) " Elemental composition of the Alleghanian granitoid plutons of the southern Appalachians". Geological Society of America, memoir 191. p. 287-307.
58. Sylvain Joseph Pirson. Geologic Well Log Analysis. Ed. Gulf Publishing Company , 370 p.

59. Tercier, J. (1932) "geological Investigation in Peninsula of Yucatan". Informe inedito.
60. Urrutia Fucugauchi J. y Grupo de Investigación Proyecto de Chicxulub. Instituto de Geofísica, UNAM. 4 p.
61. Urrutia Fucugauchi J., L. Marin, A. Trejo Garcia, UNAM Scientific Drilling Program of Chicxulub Impact Structure Evidence for a 300 Kilometer crater diameter, *Geophys. Res. Lett.*, 23, 1565-1568, 1996.
62. Van den Voo, R., Mauk, F. J., French, R. B. (1972) " Permian-Triassic continental configurations and origin of the Gulf of Mexico". *Geology*, vol 4, p. 177-180.
63. Vedder J. G. and Dillon W. P. (1973) "Age and tectonic implications of some low-grade metamorphic rocks from the Yucatan Channel". *Journal Research U.S. Geol. Survey*. v. 1, No. 2, p 157-164.
64. Viniegra, O (1981) "Great carbonate bank of Yucatan Southern Mexico". *Journal of Petroleum Geology*, v. 3, p. 247-278.
65. Walper, J. (1960) "Geology of the Cobán-Purulhá area, Alta Verapaz, Guatemala". *AAPG Bull.*, v. 44, p. 1273-1315.
66. Weidie, Ward y Marshal (1978) "Geology of Yucatan Platform" in Ward and Weidie (eds), *Geology and Hidrogeology of North eastern Yucatan*, New Orleans, *Geol. Soc.* p. 3-29
67. Weyl, R (1980) " *Geology of Central America*" 2a ed. Gebrüder Borntraeger. Berlin, Germany. pp. 6-106.
67. Zaki Bassiouni. Theory, Measurements, and interpretation of well logs.