



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

Análisis de Métodos de Perforación, Recuperación
de Núcleos y Registros - Aplicaciones en la
Plataforma de Yucatán

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERA PETROLERA

P R E S E N T A :

CAMPOS ARRIOLA SARA ELISA

DIRECTOR: DR. JAIME URRUTIA FUCUGAUCHI



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D.F. 2011

ÍNDICE

Resumen	1
I. Introducción.....	3
Objetivos.....	4
Objetivos Particulares.....	4
II. Métodos de Perforación.....	6
II.1 Perforación por Percusión.....	6
II.2 Perforación Rotativa.....	7
II.2.1 Equipos de Perforación.....	9
II.3 Tecnologías para la Perforación	14
II.3.1 Perforación Direccional.....	14
II.3.2 Perforación con Tubería Flexible.....	21
II.3.3 Perforación con Tubería de Revestimiento	22
II.3.4 Perforación en Aguas Profundas.....	25
II.3.5 Medición Durante la Perforación (MWD).....	29
II.3.6 Equipos de Perforación.....	29
II.3.7 Automatización de la Perforación.....	34
III. Métodos de Recuperación de Núcleos y Registros de Pozo	36
III.1 Recuperación de Núcleos.....	36
III.2 Registros Geofísicos de Pozo	38
III.3 Nueva Tecnología para la Recuperación de Núcleos	40
III.3.1 Métodos Utilizados por el IODP y el ICDP	40
III.3.2 Barrenas.....	45
III.3.3 Otros Avances en la Tecnología de Recuperación de Núcleos.....	46
III.4 Nuevas Tecnologías para Toma de Registros de Pozo.....	49
III.4.1 Toma de Registros con Tubería de Perforación.....	49
III.4.2 LWD (Logging While Drilling)	50
III.4.3 LWC (Logging While Coring)	50
III.4.4 Evaluación de Yacimientos Detrás del Revestimiento	51
III.4.5 Generación de Imágenes de la Pared del Pozo	53
III.4.6 Inducción Triaxial	55

III.4.7 Registro de Susceptibilidad Magnética	57
III.4.8 Resonancia Magnética Nuclear	60
IV. Caracterización de Núcleos de Perforación	62
IV.1 Península de Yucatán	62
IV.2 Cráter Chicxulub	64
IV.3 Perforación del Pozo Santa Elena UNAM-5	66
IV.4 Magnetismo	67
IV.4.1 Susceptibilidad Magnética (χ)	67
IV.4.2 Tipos de Magnetización en las Rocas.....	70
IV.5 Registro de Susceptibilidad Magnética en el Pozo Santa Elena UNAM-5.....	71
V. Discusión	76
V.1 Nuevas Herramientas	77
V.2 Registro de Pozo de Susceptibilidad Magnética.....	79
VI. Conclusiones.....	89
Bibliografía	93

Resumen

En el presente trabajo se hace un análisis de los métodos de perforación poniendo especial atención en la perforación rotativa, se describen las formas actuales utilizadas para poder aplicar rotación a la barrena: el sistema rotativo convencional, el Top drive y el motor de fondo; se hace una descripción de los diferentes equipos de perforación terrestres y marinos mencionando algunas de sus características. Adicionalmente, se hace un estudio de registros magnéticos en los núcleos de uno de los pozos exploratorios de la estructura Chicxulub en la plataforma carbonatada de Yucatán.

Los retos a los que nos enfrentamos en la actualidad y la necesidad de superarlos ha generado la búsqueda y creación de nuevas tecnologías de perforación, registros de pozos, análisis de formaciones y métodos de recuperación primaria y secundaria de hidrocarburos.

La introducción de estas tecnologías ha generado cambios importantes en la industria, dirigidas a la optimización de las operaciones, a la obtención de mayores índices costo/beneficio, menor impacto ambiental y mayores índices de recuperación.

Los programas dedicados a la perforación con fines científicos han implementado tecnologías utilizadas en la industria petrolera, así como también, han desarrollado métodos y herramientas específicamente para las operaciones de perforaciones de pozos profundos en los océanos, que están encontrando aplicación en la industria petrolera. Por lo que es importante mantener una estrecha relación entre la comunidad científica y la industria para desarrollar herramientas y procesos que afronten los desafíos de los próximos años para beneficio de ambas partes.

El desarrollo de recientes sistemas y herramientas buscan optimizar la perforación de pozos y obtener beneficios en costo, tiempo y producción; debiendo cumplir con algunas características para su buen desempeño y lograr alcanzar sus objetivos. Para el desarrollo de un proyecto específico se diseñan equipos de perforación con características definidas para cubrir las necesidades del mismo.

Otra parte fundamental en el desarrollo de los proyectos es la información adquirida en los pozos, como son la recuperación de núcleos y los registros geofísicos de pozo. Existen diferentes métodos para la recuperación de núcleos y la adquisición de registros, los cuales han ido cambiando para mejorar las operaciones, haciéndolos menos riesgosos y a un costo menor.

En el proyecto de perforación del cráter Chicxulub de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) se han recuperado núcleos continuos de algunos intervalos de los pozos perforados. Entre las diversas mediciones de registros de pozo realizadas a éstos está la susceptibilidad magnética, que diferencia los minerales ferromagnéticos, diamagnéticos y paramagnéticos con la aplicación de un campo magnético. Esta medición permite diferenciar las diferentes litologías encontradas durante la perforación.

Los análisis a los datos obtenidos por medio de estos registros permitirán definir su importancia para una futura utilización de la herramienta dentro de los pozos en la industria petrolera.

I. Introducción

En todo momento nos encontramos con nuevos retos y con la necesidad de superarlos. La exploración y explotación de nuevos yacimientos en situaciones geológicas más complejas y con mayor grado de dificultad, los problemas ambientales relacionados a las operaciones de perforación y de extracción, el incremento en recuperación primaria y secundaria, entre otros factores, son parte de los incentivos en la industria petrolera que han impulsado la búsqueda y creación de nuevas tecnologías de perforación, registros de pozos, análisis de formaciones y métodos de recuperación primaria y secundaria de hidrocarburos.

La introducción de estas tecnologías ha resultado en cambios importantes en la industria, dirigidas a operaciones más eficientes, mayores índices de costo/beneficio, menor contaminación e impactos ambientales, mayores índices de recuperación y tiempos más amplios de vida útil de yacimientos. La introducción de nuevas herramientas y métodos en casos particulares, sin embargo, está limitada por la disponibilidad, los costos y requerimientos operativos.

Por otro lado existen programas dedicados a la perforación con fines científicos que buscan obtener un mayor conocimiento acerca de la Tierra, la distribución de los recursos naturales, el cambio climático global y desastres naturales potenciales como terremotos, erupciones volcánicas e inundaciones. Sus objetivos son diferentes en cuanto al producto obtenido pero, aún así han implementado tecnologías utilizadas en la industria petrolera, además de que han desarrollado métodos y herramientas específicamente para las operaciones de perforaciones de pozos profundos en los océanos que están encontrando aplicación en la industria energética; programas como el IODP (Integrated Ocean Drilling Program), el ICDP (International Continental Scientific Drilling Program) y programas de perforación de ciertas estructuras geológicas. Entre estos últimos se tienen los programas de perforación del cráter Chicxulub en la plataforma carbonatada de Yucatán, proyectos de estructura cortical en zonas cratónicas, cinturones orogénicos y estructuras volcánicas. Los proyectos de perforación del IODP utilizan diversas plataformas y herramientas de perforación que permiten alcanzar profundidades grandes con capacidad de varios kilómetros de tirante de agua y de roca. Entre estos destaca la introducción del buque Chikyu cuyos primeros proyectos están

encaminados a perforar en la trinchera de subducción de Kyushu en Japón.

Reuniendo los conocimientos desarrollados se adquiere una fuente impresionante de nuevas tecnologías capaces de cubrir las necesidades de la industria y al mismo tiempo de la ciencia para cumplir con los fines propuestos en sus diversos proyectos. Por lo que es imprescindible mantener una estrecha asociación entre la comunidad científica y los proveedores de servicios para desarrollar herramientas y procesos que aborden los desafíos de los próximos años para beneficio de ambas partes.

Objetivos

Realizar un análisis de los diferentes métodos de perforación, recuperación de núcleos y toma de registros geofísicos de pozo, así como de algunas de las recientes tecnologías en cada una de estas áreas, mencionando las ventajas y desventajas de éstas. Además de remarcar la importancia de una combinación de la tecnología desarrollada con fines científicos y la desarrollada para la industria petrolera.

Objetivos Particulares

Mediante la toma de un registro de susceptibilidad magnética (SM) en núcleos de un pozo, considerando dos grupos de mediciones, uno de la matriz y otro de los fragmentos o clastos; realizar una comparación de la información obtenida con un registro de pozo, aclarando si es la matriz o los clastos los que afectan de mayor manera a la lectura, aparte de destacar la fiabilidad de la información obtenida e importancia de realizar la toma del registro dentro del pozo.

En base a los objetivos planteados, en el segundo capítulo se hace un análisis de los diferentes métodos de perforación poniendo especial atención en el utilizado en la industria petrolera, la perforación rotativa, se describen las formas actuales utilizadas para poder aplicar rotación a la barrena y se hace una descripción de los equipos de perforación terrestres y marinos. Son explicados algunos de los recientes sistemas y herramientas desarrollados para optimizar la perforación de pozos y obtener beneficios en costo, tiempo y producción; se mencionan las ventajas y desventajas de su uso, así como característica que deben presentarse para su buena operación. Se presenta una breve descripción de las características de dos equipos de perforación desarrollados para diferentes finalidades específicas, uno para

perforación científica y el otro para la producción de un campo en aguas profundas.

En el tercer capítulo, se mencionan las diferentes fuentes de donde se puede adquirir información de un pozo, enfocándose en la recuperación de núcleos y en los registros geofísicos de pozo. Como complemento del segundo capítulo, se hace un análisis de los métodos de recuperación de núcleos: núcleos de fondo y de pared; se mencionan las consideraciones que se toman para su aplicación y se describe el funcionamiento de algunas herramientas utilizadas tanto en la industria petrolera como en los programas de perforación científica. También, se menciona una clasificación de los diferentes registros geofísicos de pozos, así como herramientas mejoradas y diseñadas, para vencer las limitaciones que presentaban las ya utilizadas disminuyendo el tiempo de la toma de los registros y alcanzando una mejor resolución.

El cuarto capítulo tiene la finalidad de describir el desarrollo del estudio realizado para este trabajo. Se describe de forma general la Plataforma de Yucatán y el cráter de Chicxulub, zona en la que se localiza el pozo Santa Elena UNAM 5, se hace un recuento sobre los proyectos de perforación que han intervenido en esta zona y el proceso de perforación de los pozos del proyecto de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM). Se da el procedimiento seguido para la realización del trabajo, mencionando el equipo utilizado para la medición de SM del núcleo, así como el funcionamiento del equipo y una pequeña reseña de los conceptos utilizados. Se muestran los resultados obtenidos de las mediciones.

En el capítulo quinto, se discute acerca del análisis de los diferentes métodos de perforación, recuperación de núcleos y registros, mencionando su influencia en la optimización de las diversas operaciones realizadas, reduciendo el tiempo, el riesgo, (del equipo, del personal y ambiental) entre otros factores, influyendo esto de forma directa en los costos. Se habla de los beneficios compartidos obtenidos de una estrecha colaboración entre la comunidad científica y la industria petrolera. Y finalmente se analizan los resultados obtenidos del registro de SM, comparándolos también con un registro de pozo.

II. Métodos de Perforación

Las técnicas de perforación de pozos con objetivos para exploración y producción para aceite y gas han sido objeto de estudio desde los inicios de la industria petrolera, con la finalidad de optimizar los procesos para obtener pozos seguros, en un menor tiempo y al menor costo posible.

Desde los inicios de las técnicas de perforación con cable o percusión hasta el presente, con la utilización de herramientas rotativa accionadas desde superficie o mediante el empleo de motores de fondo, ha habido una permanente preocupación por mejorar la calidad de los pozos perforados, reducir los costos operativos y optimizar las condiciones de seguridad del personal.

II.1 Perforación por Percusión

La perforación por percusión es uno de los métodos más antiguos utilizados y fue el iniciador de la perforación de pozos de agua y petróleo, ha recibido en los últimos tiempos aportaciones tecnológicas, que hacen de él uno de los sistemas más utilizados actualmente en la ejecución de pozos para la captación de aguas subterráneas. El método ya no es usado en la industria petrolera, ya que es un método lento y de profundidad limitada.

En este método se realiza la perforación mediante el movimiento alternativo (bajar y subir) de una pesada barrena, tipo cincel, que en su caída va fracturando o disgregando la roca, desprendiendo trozos de diverso tamaño, que después son extraídos por medio de una cuchara (Figura 1) (Monterrubio, 2009).



Figura 1. Equipo de perforación por percusión

II.2 Perforación Rotativa

El método de perforación rotativa con circulación directa comenzó a utilizarse en 1860, adquiriendo gran auge a partir de 1900 paralelamente al desarrollo de la industria petrolera.

Su objetivo es proporcionar rotación a la barrena para que realice la acción de perforar por medio de un efecto de abrasión y el recorte producido es extraído a la superficie por medio del fluido de perforación (Monterrubbio, 2009; PEMEX, 2002). En la actualidad existen tres formas de aplicar rotación a la barrena y son:

- a) Sistema rotatorio convencional
- b) Top drive
- c) Motor de fondo

Sistema Rotatorio Convencional

El sistema rotatorio convencional es superficial y transmite la rotación a la tubería de perforación a través de sus componentes que son: mesa rotaria, buje maestro, bushing Kelly, Kelly (flecha), unión giratoria (swivel) y la sarta de perforación.

El buje maestro y el bushing Kelly transmiten el movimiento de la mesa rotaria a la flecha, ésta es una pieza de tubo cuadrado o hexagonal, que a su vez transmite la rotación a la sarta y a la barrena.

Los equipos rotatorios más antiguos usaron torres de madera y la energía era proporcionada por máquinas de vapor. Con el equipo rotatorio se inicia el uso de los fluidos de perforación, la cementación de las tuberías de revestimiento y la terminación con aparejos de producción. Más tarde surgió el uso de la mesa rotaria (Figura 2) y de los mástiles portátiles, los cuales mejoraron la eficacia en las operaciones y detonaron la perforación convencional como la conocemos hoy en día (Monterrubbio, 2009).



Figura 2. Mesa rotaria

Top Drive

Es un equipo superficial utilizado para imprimir rotación a la sarta de perforación sin la utilización de la mesa rotaria ni la flecha (Figura 3).

Este equipo es impulsado por un motor de corriente alterna, sube y baja por el mástil a través de un riel o viga guía a la que se sujeta gracias a unos patines que permiten su libre deslizamiento vertical; es usado en una gran variedad de aplicaciones tanto en tierra como en mar, lleva el swivel y un sistema de sujeción de tubos integrado y elimina la necesidad de circuitos hidráulicos de servicio (Monterrubio, 2009).

Dentro de los beneficios de utilizar esta herramienta se encuentra:

- Su alto rendimiento y la facilidad de controlar la velocidad y par de torsión.
- Diseño más compacto y de transportación más sencilla.
- Requiere menos mantenimiento, y aumenta la rentabilidad de los equipos.
- Mejora el control de la sarta en la perforación direccional, ya que permite rotar y circular mientras se viaja por el pozo.



Figura 3. Top drive Buque de perforación Chikyu

Motor de Fondo

Esta herramienta es subsuperficial, se instala inmediatamente arriba de la barrena y es la encargada de transmitir la potencia necesaria.

Son operados hidráulicamente por medio del lodo de perforación bombeado desde la superficie a través de la tubería de perforación.

Consta de dos partes principales, un rotor y un estator, formando una geometría excéntrica entre ellos, de manera que cuando el fluido de perforación pasa por el espacio disponible el rotor comienza a girar transmitiendo la energía a la barrena. El incremento del número de lóbulos del rotor permite que éste gire a velocidades más bajas proporcionando un mayor esfuerzo de torsión.

La utilización de estos motores permite transmitir rotación a la barrena sin la necesidad de rotar la sarta, son ideales para la perforación direccional ya que pueden hacer y mantener el rumbo sin tener que hacer arreglos complicados como en la perforación convencional. El uso de motores de fondo, reduce los riesgos de pescados y disminuye los costos totales de la perforación (Monterrubio, 2009).

II.2.1 Equipos de Perforación

Los requerimientos para explorar y explotar nuevos yacimientos en localizaciones inaccesibles, han creado la necesidad de promover el desarrollo tecnológico de los equipos de perforación, para poder alcanzar los yacimientos que se encuentran en el subsuelo. Estos yacimientos están ubicados en diversas localizaciones y ambientes, por lo que es necesaria la utilización del equipo que más se adecue a las necesidades de la perforación.

Equipos Terrestres

Los equipos terrestres son utilizados para realizar perforaciones en tierra; se movilizan empleando camiones de carga pesada y grúas, y son clasificados de acuerdo a su capacidad para perforar:

Tabla 1. Clasificación de equipos terrestres de perforación.

Clasificación	Capacidad [m]
<i>Ligero</i>	1000 – 1500
<i>Mediano</i>	1200 – 3000
<i>Pesado</i>	3500 – 5000
<i>Ultra-pesado</i>	5500 - +7500

Estos pueden ser convencionales o auto-transportables (Figura 4), la diferencia es que los primeros tienen mayor capacidad en la profundidad de perforación y los segundos disponen de un sistema de motores y malacate montados en un remolque que se auto-transporta. Así se puede contar con mayor facilidad de transporte de una localización a otra, pero con menor capacidad en la profundidad de perforación (Monterrubio, 2009; PEMEX, 2002).



Figura 4. Equipo Terrestre Auto-transportable

Equipos Marinos

Estos son equipos utilizados para realizar perforaciones costa afuera, en lagos, ríos y pantanos; originalmente estos eran equipos de tierra adaptados en una estructura, se usaban las mismas técnicas desarrolladas que en tierra y eran denominados móviles de perforación. Esto se utilizó algún tiempo, pero la necesidad de ir a profundidades mayores propició el surgimiento de estructuras costa afuera (Monterrubio, 2009; PEMEX, 2002).

Plataformas Fijas

Se caracterizan por encontrarse asentados sobre el suelo marino. Consisten en estructuras metálicas y/o de concreto, que se extienden desde el lecho marino hasta la superficie. Estas estructuras son estables con relación al fondo marino (Figura 5).

Existen tres tipos de plataformas fijas: soportada sobre pilotes de acero, montada sobre tubo conductor hincado y montada sobre pedestal de concreto sumergido. Dependiendo del número de patas se clasifican en: trípodos, tetrápodos y octápodos; estos equipos son utilizados principalmente para el desarrollo de campos, ya que pueden perforar hasta 12 pozos en una sola plataforma, pero no siempre operan todos.

Son utilizados para perforación de pozos cercanos a la costa y tirantes de agua no mayores a 100 m. La reparación de pozos en estas plataformas se realiza con plataformas autoelevables o con el equipo Snubbing; su construcción se realiza en tierra (Monterrubio, 2009; PEMEX, 2002).



Figura 5. Plataforma Fija

Plataformas Autoelevables (Jack-up)

Este es un tipo de plataforma especial utilizada para la perforación y reparación de pozos (Figura 6); tiene la capacidad de moverse de una localización a otra por medio de autopropulsión o de remolcado, una vez que se encuentra sobre la posición deseada las piernas son bajadas hasta alcanzar el lecho marino, una vez asentadas, la cubierta es elevada más allá del nivel del agua hasta tener una plataforma de perforación estable. Cuenta con una cubierta que tiene la capacidad de posicionarse a la elevación que se requiera. Operan en tirantes de agua de 4 a 120 m y es el equipo más utilizado en la perforación de pozos exploratorios (Monterrubio, 2009; PEMEX, 2002).



Figura 6. Plataforma Autoelevable

Plataformas Sumergibles

Estos equipos son utilizados en aguas someras o en zonas protegidas (ríos, bahías, pantanos, etcétera.) en tirantes de agua no mayor a 15 m de profundidad (Figura 7). Pueden operar en áreas con frío extremo. Estas unidades cuenta con dos cascos, el superior, que aloja a la cuadrilla y al equipo de perforación y el casco inferior, que es el que lastra la unidad y soporta el peso del equipo. Navegan o son remolcados y al ser posicionados sobre el lugar de la perforación los compartimentos inferiores son inundados para hacerla descansar sobre el fondo. Se clasifican en tipo: Barcaza, Ártico y Botella (Monterrubio, 2009; PEMEX, 2002).



Figura 7. Plataforma Sumergible

Plataformas Semisumergibles

Este tipo de equipos evolucionaron de los sumergibles, son autopropulsados y están diseñados para operar en tirantes de agua de hasta 2,200 m de profundidad (Figura 8). Su posicionamiento puede ser convencional o dinámico, y es utilizado en la perforación de pozos en aguas profundas. La configuración general del equipo consiste en dos cascos inferiores longitudinales, estos se usan como lastre, y cuando está en movimiento son utilizados como casco principal de la nave.

El sistema Convencional de Anclaje consiste en 8 anclas colocadas en un patrón abierto y conectadas al casco por medio de cadenas y/o

cables de acero. Estos equipos utilizan instalaciones submarinas de control de pozo fluyendo (Monterrubio, 2009; PEMEX, 2002).



Figura 8. Plataforma Semisumergible

Barcos Perforadores

Como su nombre lo indica, es un barco sobre el cual se instala un equipo de perforación con todo lo necesario para efectuar trabajos en el mar, son autopropulsados y usan sistemas de control de brotes similares a los semisumergibles; estos equipos colocan una placa de acero con un hueco central en el lecho marino, la cual indica el lugar de la perforación y sobre la que se posicionan para iniciar dicha operación (Figura 9).

Los primeros barcos perforadores fueron convertidos de barcazas, barcos graneleros, tanques o abastecedores. Los barcos perforadores son los más móviles de los equipos de perforación, pero también los menos productivos, la configuración que les permite alta movilidad les resta eficiencia en la perforación, se usaron extensamente para cubrir los huecos de operación entre las Jack-up y las semisumergibles y son los que han perforado en aguas más profundas.

Su sistema de anclaje es similar al de los equipos semisumergibles sólo que adicionalmente se incluye el sistema de torreta, su desventaja es la misma, el control del movimiento vertical. Por lo que deben de considerarse para ser usados en áreas de olas de poca altura y vientos con bajas velocidades (Monterrubio, 2009; PEMEX, 2002).



Figura 9. Barco Perforador

II.3 Tecnologías para la Perforación

II.3.1 Perforación Direccional

La perforación direccional es el proceso de dirigir el pozo a lo largo de una trayectoria hacia un objetivo predeterminado, ubicado a determinada distancia lateral de la localización superficial del equipo de perforación (Figura 10). Importantes aspectos ambientales y económicos han incrementado el uso de la perforación direccional.

Las aplicaciones más comunes de perforación direccional son:

- Perforación de pozos múltiples de estructuras costa afuera
- Inclinación controlada en pozos verticales
- Perforación lateral
- Perforación de pozos de alivio
- Perforación horizontal o pozos multilaterales para mayor exposición en la formación productora
- Evadir estructuras geológicas problemáticas (domos salinos)

La perforación con un motor direccional se logra en dos formas: rotación y deslizamiento. En la rotación, la totalidad de la sarta de perforación rota y tiende a perforar hacia adelante. Para iniciar un cambio en la dirección del agujero, la rotación de la sarta de perforación es detenida en una posición tal, que la sección curva del motor este ubicada en la dirección de la nueva trayectoria. El deslizamiento es cuando la porción de la sarta de perforación que no realiza un movimiento rotativo, se desliza detrás del conjunto direccional.

Durante los periodos de perforación por deslizamiento, la tubería de perforación se apoya sobre el lado inferior del agujero, lo cual

produce velocidades diferentes del fluido alrededor de la tubería. Por otra parte, la falta de rotación de la tubería disminuye la capacidad del fluido de perforación de remover los recortes, de manera que se puede formar un colchón de recortes sobre el lado inferior del agujero, generando con esto problemas de atrapamiento (Downton et al., 2000; Schlumberger, 2009).

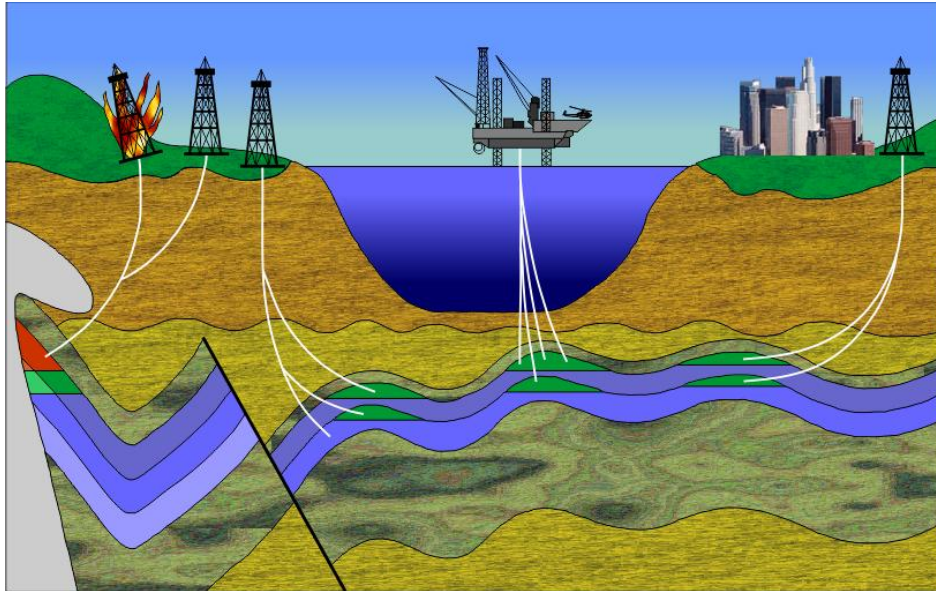


Figura 10. Perforación Direccional

Perforación Rotativa Direccional

Los sistemas rotativos direccionales permiten la rotación continua de la sarta de perforación mientras se dirige la trayectoria del pozo, con esto se elimina el deslizamiento y los problemas que este genera.

Estos sistemas permiten planificar geometrías de pozos complejas, como pozos horizontales y de gran alcance; logran desempeñarse en los ambientes más adversos, en formaciones altamente abrasivas, con cualquier tipo de fluido, y en ambientes de alto impacto.

La rotación continua transfiere el peso a la barrena en forma más eficaz, lo que aumenta la velocidad de penetración, también mejora la limpieza del agujero porque agita el fluido y los recortes de perforación, permitiendo que fluyan fuera del pozo en vez de acumularse en el fondo, por lo cual minimiza el riesgo de aprisionamiento de la columna de perforación y facilita el control direccional.

El sistema PowerDrive de Schlumberger, es un ejemplo de los sistemas rotativos direccionales, es un sistema compacto, que comprende una unidad sesgada y una unidad de control que agregan 3,8 m a la longitud total del ensamble de fondo (Bottom-Hole

Assembly, BHA, por sus siglas en inglés). Provee una severidad de pata de perro de más de 8°/30 m [8°/100 pies] en formaciones blandas.

La unidad sesgada, aplica una fuerza sobre la barrena en una dirección controlada mientras toda la columna gira, tiene tres patines externos articulados, que son activados por el flujo de lodo controlado a través de una válvula, ésta acciona los patines al dirigir el lodo en forma sucesiva a la cámara del pistón de cada patín, a medida que rota para alinearse con el punto de empuje deseado en el pozo, que es el punto opuesto a la trayectoria deseada.

La unidad de control, contiene dispositivos electrónicos, sensores, y un mecanismo de control que proporcionan la magnitud y la dirección promedio de las cargas necesarias para alcanzar la trayectoria deseada; puede rotar libremente alrededor del eje de la sarta de perforación. Se puede programar para que mantenga un ángulo de giro determinado, o ángulo de orientación de la herramienta con respecto a la roca de formación.

El funcionamiento del sistema puede ser monitoreado por medio de herramientas de Medición Durante la Perforación (MWD, por sus siglas en inglés) y de los sensores instalados en la unidad de control.

El sistema PowerDrive Xceed de Schlumberger tiene algunas ventajas, comparado con el sistema anterior, como un menor desgaste de la herramienta en ambientes rigurosos, mejora la calidad del pozo y tiene una mayor tasa de penetración.

Esto es posible a que el mecanismo de dirección interno se encuentra completamente cerrado y limita la interacción entre la herramienta y el pozo. Sólo los elementos que rotan contactan el pozo, de manera que la perforación direccional es controlada por la herramienta en lugar de ser controlada por la forma del pozo.

Los componentes cerrados protegen la herramienta de altas temperaturas, en formaciones altamente abrasivas, con todo tipo de fluido y en ambientes de alto impacto (Williams, 2004).

Sistema rotativo direccional motorizado

El Sistema Rotativo Direccional (RSS, por sus siglas en inglés) incorpora un motor de fondo integrado para aumentar la Tasa de Penetración (ROP, por sus siglas en inglés). Este sistema resulta ideal para la perforación rápida de secciones verticales o direccionales largas.

La sección de potencia del motor de fondo de pozo debe ser configurada para impedir que la velocidad de rotación exceda los límites del sistema rotativo direccional. Si la velocidad de rotación es excesiva, se dificulta el control direccional con la posibilidad de comprometer la trayectoria del pozo.

El contacto mínimo entre la herramienta rotativa direccional y la pared del pozo también reduce el desgaste de la tubería de revestimiento (Copercini et al., 2005).

Pozos Horizontales

La perforación horizontal es el proceso de dirigir la barrena durante la perforación de un pozo en una dirección y orientación aproximada de 90° con respecto a la vertical para lograr extenderse varios cientos de metros dentro del yacimiento con el fin de alcanzar objetivos como el incremento de la producción primaria y secundaria (incremento de las reservas), reducir el número de pozos verticales requeridos para el desarrollo del campo y con esto reducir las inversiones de la perforación de pozos adicionales (Figura 11).

Esto se sustenta en que la productividad de los pozos horizontales llega a ser mayor que la de uno vertical, ya que comunican una mayor área de la formación productora, atraviesan fracturas naturales, reducen las caídas de presión y retrasan los avances de los contactos agua-aceite o gas-aceite. Sin embargo, existe el elemento de tiempo extra requerido, éste toma el doble de tiempo de planificación, diseño y ordenado del equipo y toma aproximadamente un 50% de tiempo extra para perforar.

En la perforación horizontal, es importante seleccionar el radio de curvatura más adecuado para alcanzar la profundidad dentro del yacimiento ya que el radio de curvatura es función de la longitud a penetrar dentro de la zona productora. No obstante, existen límites respecto de la longitud que puede tener una sola sección horizontal más allá de los cuales la fricción en las paredes del pozo, en la tubería de revestimiento o de producción limita la producción del pozo (Monterrubio, 2009).

Tipos Principales:

- Radio corto (1-4° / 1 pie) pozos poco profundos, pueden ir de verticales a horizontales en 50 pies.
- Mediano (8-20°/100 pies) yacimientos fracturados, necesitan 300 pies para alcanzar la construcción.

- Radio largo (2-8°/100 pies) pozos costa afuera, yacimientos inaccesibles, necesitan 1,500 pies para alcanzar la horizontal.
- Radio ultra corto (casi sin construcción).

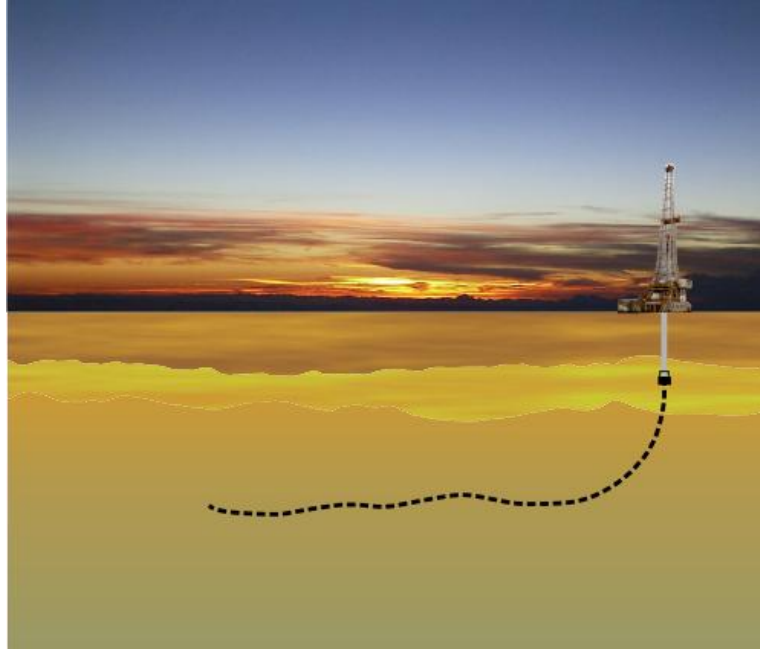


Figura 11. Pozo Horizontal

Pozos Verticales

La mayoría de los pozos se consideran rectos, aunque se sabe que en la práctica tienden a desviarse de la vertical. Sin tecnología o procedimientos de perforación especiales, los pozos tienden típicamente a penetrar planos de estratificación y otras características geológicas con un determinado ángulo; sin embargo, la inclinación del agujero en una perforación vertical no debe exceder los 2 grados. Antes del uso de la tecnología de levantamiento de pozos, las compañías de exploración y producción no se percataban del grado de desviación o tortuosidad de un pozo hasta que las operaciones de adquisición de registros o de bajada de tubería de revestimiento se entorpecían por un perfil de pozo complejo.

Una perforación vertical de alta calidad facilita bajar tubería de revestimiento más grande con mínimo espacio y permite la posibilidad de utilizar una tubería de revestimiento extra en una etapa posterior y minimizar el tamaño del pozo desde el comienzo (Figura 12). Por lo que es más rápido de perforar y representa menos costos tanto para la eliminación de recortes como en materia de tuberías y cemento.

El sistema PowerV de Schlumberger, es un sistema rotativo direccional para perforación vertical. Puede ser programada desde la superficie para mantener automáticamente la verticalidad, posee sensores dentro de la herramienta que determinan la inclinación, y si esta cambia, la herramienta determina automáticamente la dirección necesaria para volver a la orientación vertical. No depende de un sistema MWD (Medición Durante la Perforación, por sus siglas en inglés) para operar (Brusco et al., 2004/2005).

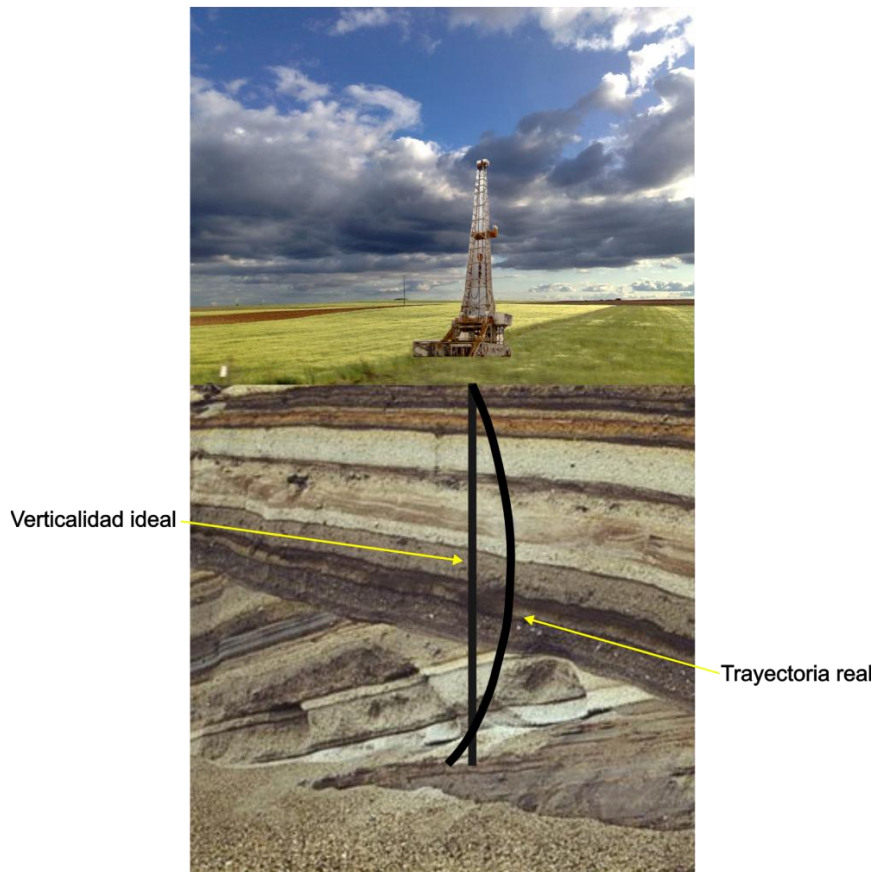


Figura 12. Pozo vertical

Pozos Multilaterales

Los sistemas de pozos multilaterales, permiten que múltiples pozos productores sean perforados desde una sección individual de un agujero matriz. En la actualidad, los pozos principales y los tramos laterales pueden perforarse verticalmente, con altos ángulos de inclinación, u horizontalmente para afrontar las distintas condiciones del subsuelo. Las configuraciones de los pozos varían desde un solo pozo de drenaje hasta ramificaciones múltiples en arreglos de tipo abanicos horizontales, apilados verticalmente o dos tramos laterales opuestos (Figura 13).

Los pozos multilaterales reemplazan a uno o más pozos individuales. En ocasiones constituye el único medio económico para explotar

compartimentos geológicos aislados y yacimientos que contienen pequeños volúmenes de hidrocarburos, se puede utilizar para conectar rasgos verticales y horizontales del subsuelo, tales como fracturas naturales, formaciones laminadas y yacimientos estratificados. En áreas con riesgos de perforación, yacimientos profundos o campos petroleros situados en zonas de aguas profundas, un solo pozo principal elimina el riesgo y el alto costo de perforar hasta la profundidad final en varias ocasiones. En tierra firme, se reduce la cantidad de cabezales de pozos y las dimensiones de las localizaciones de superficie y en áreas marinas, se reducen los requerimientos de las instalaciones de superficie y el espacio en cubierta.

Una de las mayores ventajas de los pozos multilaterales es el máximo contacto con el yacimiento, aumentando el área de drenaje del pozo y reduciendo la caída de presión, lo cual mitiga la entrada de arena y la conificación de agua o gas, con esto se aumenta la productividad o la inyectividad y permite mejorar los factores de recuperación (Fraija et al., 2002/2003).

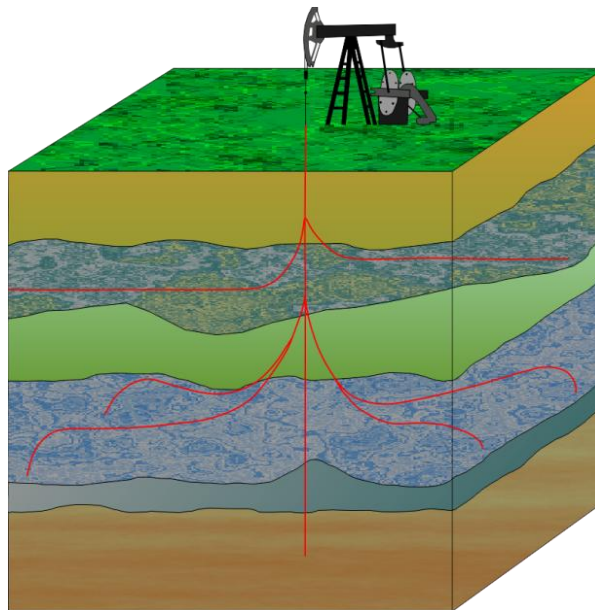


Figura 13. Pozo Multilateral

Ventanas Precortadas

El sistema prefabricado RapidTieBack de perforación y terminación de tramos multilaterales de Schlumberger, utiliza ventanas en la tubería de revestimiento maquinadas con anticipación y cubiertas con una camisa perforable interna para construir tramos laterales. Dado que se eliminan las operaciones de perforación de la tubería, las ventanas precortadas proveen salidas rápidas y consistentes en la tubería de revestimiento, impiden la formación de recortes de acero y reducen el

riesgo de rotura de la tubería de revestimiento (Fraija et al., 2002/2003).

II.3.2 Perforación con Tubería Flexible

La aplicación de la Tubería Flexible (TF) es uno de los aspectos más importantes de desarrollo tecnológico en la industria petrolera de la última década. Estos equipos intervienen en la perforación, terminación y mantenimiento de pozos.

Su facilidad de instalación, bajo costo y seguridad han permitido ahorros significativos. Esto se puede lograr ya que la TF no necesita conexiones por ser continua y maneja menor volumen de fluidos y acero que las tuberías de revestimiento. Asimismo, evita pegaduras ya que se tiene circulación continua, las bocas de pozo permanecen más estables, ya que la velocidad de penetración es consistente y no está sujeta a los problemas asociados con el inicio y paro de la circulación cuando se realizan conexiones (Figura 14).

Los componentes de la Tubería Flexible son:

- Tubería Flexible
- Cabeza inyectora
- Carrete de Tubería Flexible
- Conjunto de preventores
- Unidad de bombeo
- Unidad de potencia (motor de fondo)
- Cabina de control
- Grúa y subestructura
- Motores de Fondo y Herramientas de MWD



Figura 14. Equipo de perforación con Tubería Flexible

La tecnología de equipo de perforación con TF permite la perforación en condiciones cambiantes. Se reducen los riesgos de daño a la formación, ya que se evitan fugas de fluidos, por medio del uso de técnicas de perforación bajo balance. Esta tecnología permite que se logre la perforación de manera segura y efectiva en pozos verticales, desviados u horizontales.

La tubería flexible tiene un diámetro de 1 a 4 1/2 pulgadas. Dependiendo del diámetro de la tubería y del tamaño del carrete, la longitud de la tubería flexible puede alcanzar entre 2,000 y 15,000 pies o más (Afgoul et al., 2004; Al-Arnaout et al., 2009).

II.3.3 Perforación con Tubería de Revestimiento

Este sistema integra los procesos de perforación y revestimiento para hacer un sistema de construcción de pozos más eficiente, ya que ejecuta ambos de manera simultánea.

El objetivo principal de este sistema consiste en disminuir los costos de perforación relacionados con la compra, manejo, inspección, almacenamiento, etcétera, de la tubería de perforación, con este sistema se evita el tener que sacar la tubería del pozo para hacer cambio de barrena o tomar registros y mediciones de la formación, evitando así los problemas relacionados con los viajes, como atascamientos o inestabilidad del agujero.

Reduce también la pérdida de circulación y filtrado considerablemente, ya que debido al poco espacio anular la tubería constantemente presiona los recortes que hace la barrena en la pared del pozo generando un "empaste" poco permeable adicional al enjarre que forma el fluido de perforación, esto provoca que se tenga una menor recuperación de recortes en superficie (Monterrubio, 2009).

Se divide en tres tipos basados en la composición de la herramienta y la técnica de operación:

- Aparejo Recuperable (Casing Drilling)
- Perforación con Liner (Liner Drilling)
- Barrena Perforable (Drilling with Casing)

Método de Aparejo Recuperable

El sistema se basa en perforar el pozo con la tubería de revestimiento convencional, ensanchándolo para mejorar la cementación y limpieza del mismo con la posibilidad de llevar a cabo maniobras de cambio de barrena o de toma de núcleos sin necesidad de sacar la tubería, ya

que el ensamble de fondo puede ser pescado con cable o tubería flexible.

Las herramientas que conforman el BHA son: Barrena, ampliador, estabilizadores y en caso de que el BHA sea para perforación direccional puede estar compuesto por motor de fondo y herramientas de medición y control direccional; éstas no tienen que cumplir especificaciones diferentes a las convencionales, solo que puedan introducirse a través de la tubería.

La tecnología CASING DRILLING de TESCO (Figura 15) utiliza tubería de revestimiento convencional para perforar el pozo, y después dejar las tuberías dentro de este, una vez que se alcanzó la profundidad de asentamiento de la tubería la parte interna de la sarta de perforación y el BHA son liberados y recuperados hacia la superficie. Este proceso hace posible aumentar la velocidad de la perforación en un 20 a 30 % o más, eliminando la necesidad de sacar la tubería de revestimiento.

Las barrenas y otras herramientas de fondo pueden ser colocadas y recuperadas por medio de línea de acero por el interior de la tubería y aseguradas en la conexión superior de la tubería. Casi todos los equipos de perforación pueden ser adaptados para usar esta tecnología.



Figura 15. Tecnología CASING DRILLING™ de TESCO

La aplicación de este sistema está encaminada a resolver y minimizar los problemas al perforar zonas y formaciones que generalmente presentan complicaciones con la perforación convencional como zonas de presión anormal, formaciones inestables y no consolidadas, zonas de pérdida de circulación y formaciones con tendencia a hincharse.

Algunas de las ventajas al utilizar este sistema son:

- Reducir el tiempo y los costos de perforación
- Reducir los eventos no programados
- Proporcionar un rápido retorno de la inversión
- Disminuir el impacto ambiental
- Elimina la necesidad de utilizar tubería de perforación y drill collars
- Minimiza el número de viajes con la tubería
- Disminuye el riesgo de incidentes por la manipulación de tuberías
- Reduce el consumo de combustible y desgaste del equipo
- Genera una geometría del pozo más uniforme y estable

La sarta de tubería de revestimiento es fijada en el sistema de impulsión superior (Top Drive) a través de un sistema que consta de un conjunto cuñas de conexión rápida que sujeta el exterior o el interior de la tubería, dependiendo del diámetro. El sistema es operado por un sistema de top drive suspendido desde la estructura de la torre de perforación, de manera que todo el mecanismo rotativo del equipo de impulsión superior queda libre para desplazarse de manera ascendente y descendente (Foster, 2007; Monterrubio, 2009, TESCO, 2011).

Perforación con Liner (Liner Drilling)

Los sistemas de perforación con liner permiten usar la suficiente tubería de revestimiento para entubar el agujero y omite la parte superior, siendo así la tubería de perforación la que soporta la mayoría de las cargas, especialmente cuando se perfora rotando toda la sarta. Un colgador de liner es usado para conectar la tubería de perforación con el liner y correr el BHA a través de la formación hasta alcanzar el objetivo. Actualmente los colgadores no son capaces de liberar y conectar varias veces el liner en el fondo para sacar y meter el BHA del agujero. En caso que el BHA sufra daño o falle será necesario jalar todo el arreglo afuera del pozo o a una distancia intermedia, de ahí la importancia de que el BHA para operaciones de perforación con liner sea capaz de alcanzar la distancia sin necesidad de ser recuperado antes de llegar al objetivo. La vida operacional del BHA para perforar con liner debe exceder o al menos cubrir el total de la distancia a perforar con un margen de seguridad aceptable.

Esta tecnología fue estandarizada para yacimientos agotados, aunque recientemente se ha extendido a aplicaciones como perforar largas distancias, arenas no consolidadas u otras formaciones inestables (Monterrubio, 2009).

Método de Barrena Perforable (*Drilling with Casing, DwC*)

Este método es un concepto único que utiliza una barrena perforable (zapata perforadora), cuando la sección es perforada con tubería de revestimiento y se alcanza el objetivo, es innecesario recuperar la barrena y la cementación puede hacerse directamente. Así la barrena usada para perforar la siguiente sección es corrida y rompe a través de la zapata igual que la perforación convencional.

Mientras la tubería gira, la zapata corta la roca con el mismo mecanismo de una barrena PDC (Polycrystalline Diamond Compact) convencional. Cuando se alcanza la profundidad de asentamiento la zapata perforadora funciona como una zapata convencional para tubería de revestimiento y el trabajo de cementación comienza con la activación de una válvula de no retorno y un pistón hecho de materiales perforables. Mientras se espera el fraguado del cemento, la barrena que será usada para perforar la próxima sección es bajada para moler la zapata antes de continuar con la perforación de la siguiente etapa.

El sistema de perforación con tubería de revestimiento (DwC, por sus siglas en inglés) de Weatherford (Figura 16) está compuesto de la barrena de perforación/zapata perforable, un collar flotador, un centralizador/estabilizador y un Top Drive. El sistema elimina la necesidad de maniobrar tuberías y el conjunto de fondo, lo que acelera la perforación; permite la cementación inmediatamente después de alcanzar la profundidad total pues mantiene siempre la tubería de revestimiento sobre o cerca del fondo y mejora la calidad de la cementación, ya que el sistema permite una circulación continua (Weatherford, 2008; Monterrubio, 2009).



Figura 16. SeaLance subsea drilling-with-casing (DwC) de Weatherford

II.3.4 Perforación en Aguas Profundas

El concepto de aguas profundas varía de acuerdo a diversos autores; sin embargo, en términos generales se consideran aguas profundas aquellas de más de 500 m de tirante de agua; y aguas ultraprofundas las que comienzan a los 1,500 m.

En las aguas más profundas, la perforación se puede realizar solo desde una plataforma de perforación semisumergible, barcos perforadores o plataformas de patas tensionadas, todos con sistema de posicionamiento dinámico.

Los mayores desafíos en la construcción de pozos en aguas profundas están relacionados en gran parte con las grandes profundidades, pero también con las condiciones que se encuentran en cada una de las zonas petroleras. La presencia de corrientes submarinas dificulta el manejo del tubo ascendente, por lo que es necesario utilizar equipos de perforación mucho más grandes y potentes para mantener la estabilidad.

Cuando se tienen altas tasas de depositación, puede ocurrir que las presiones de poro sean elevadas y los gradientes de fractura sean menores en comparación con los de pozos terrestres a las mismas profundidades, y que la diferencia entre la presión de poro y el gradiente de fractura sea mínima.

En algunos proyectos, se requiere de un número determinado de sartas de revestimiento para controlar los sedimentos someros y no consolidados, así como las zonas de transición más profundas en las que no es posible llegar al yacimiento, o bien, si se alcanza el objetivo, el diámetro de la tubería es tan pequeño que el proyecto se vuelve antieconómico, ya que las tasas de flujo se ven restringidas (Carré et al., 2003).

Levantamiento Submarino del Lodo de Perforación (Subsea Mudlift Drilling)

Es un método de perforación y construcción de pozos en aguas profundas con un número mínimo de sartas de revestimiento, para poder alcanzar los objetivos geológicos profundos con un agujero cuyo tamaño permita la producción de hidrocarburos con altas tasas de flujo.

En la perforación convencional, la columna de lodo se extiende desde el equipo de perforación hasta el fondo del pozo y forma un gradiente único de presión de lodo. Para disminuir la carga en el tubo ascendente se reemplaza el gradiente único de presión por un sistema de gradiente doble: un gradiente de presión hidrostática actúa desde el equipo de perforación hasta el lecho del mar, mientras que un nuevo gradiente de presión más elevado actúa desde el nivel del lodo hasta el fondo del agujero.

En el sistema de gradiente doble, la presión de poro (presión a la que se encuentran sometidos los fluidos contenidos en los espacios

porosos de la formación), los gradientes de fractura (presión necesaria para vencer la presión de poro y la resistencia de la roca) y de presión de lodo tienen como nivel de referencia el nivel del lodo en lugar del equipo de perforación. La disminución de la presión del lodo en el agujero puede permitir el ahorro de columnas de revestimiento en el diseño del pozo y también disminuye los problemas de pérdidas de circulación (Cuvillier et al., 2000) (Figura 17).

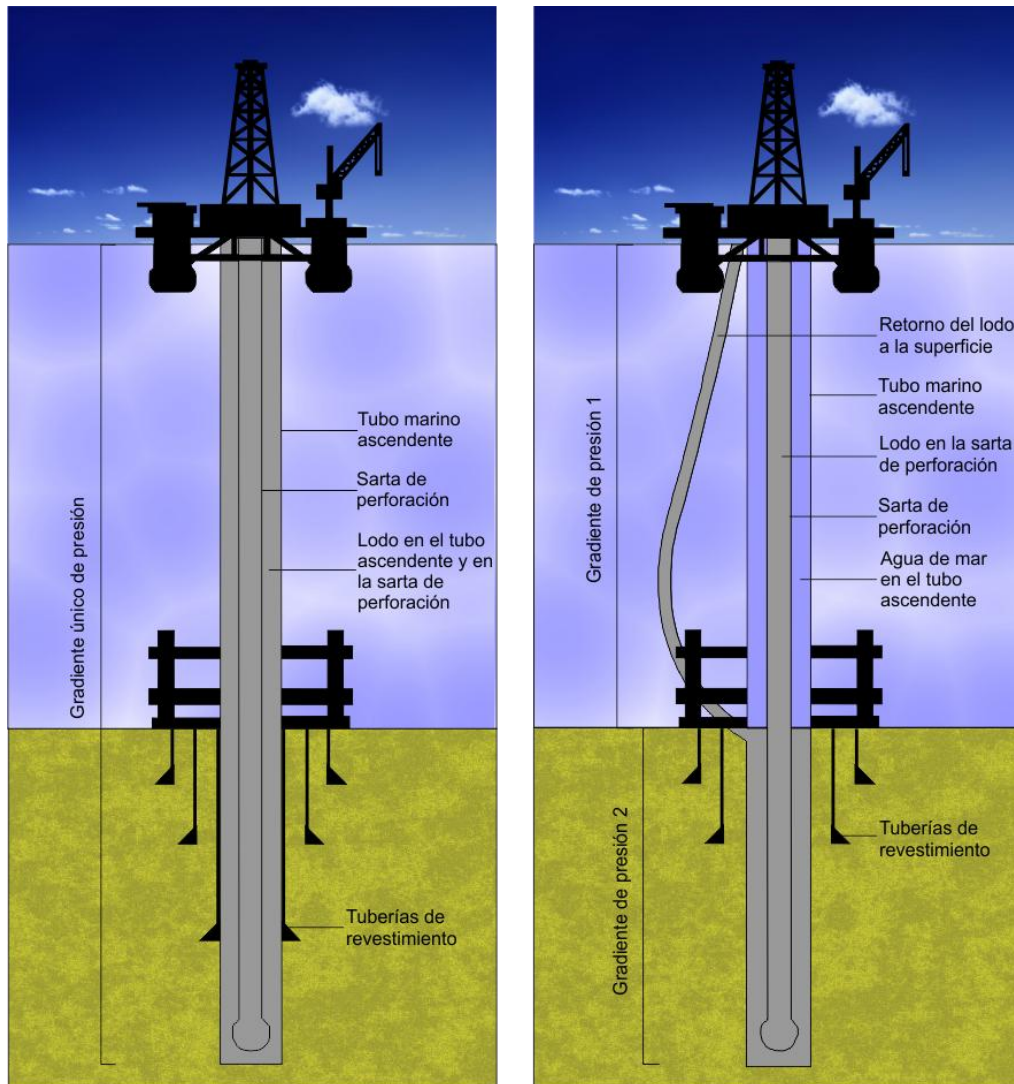


Figura 17. Comparación del sistema convencional y el levantamiento submarino de lodo

Posicionamiento Dinámico

El posicionamiento dinámico es una técnica para mantener automáticamente la posición de una unidad sin anclas, dentro de una tolerancia especificada por el uso de vectores de empuje para contrarrestar las fuerzas del viento, olas y corrientes que tienden a sacar a la unidad de la localización deseada (Figura 18).

En la actualidad, las mejoras en diseño permiten mantener una posición durante periodos prolongados de tiempo. El incremento en la potencia disponible y los avances en el equipo de control ayudan a mantener la posición a niveles mayores de intensidad de viento y oleaje.

La posición se define en términos de porcentaje de profundidad de agua. La tolerancia en la posición, también expresada en porcentaje de la profundidad, está relacionada con el nivel de esfuerzo en el riser (conductor marino) o en la sarta de perforación. Esta tolerancia, respecto a los niveles de esfuerzo en los materiales desde la unidad flotante hasta el fondo del mar, es de 5%.

Por lo tanto, al aumentar la profundidad del agua, la tarea de posicionamiento dinámico se vuelve más fácil.

El Método de Posicionamiento Dinámico es una evolución del sistema del sonar del barco donde una señal es enviada desde la unidad flotante a un transductor colocado en el fondo del mar (Cuvillier, 2000).

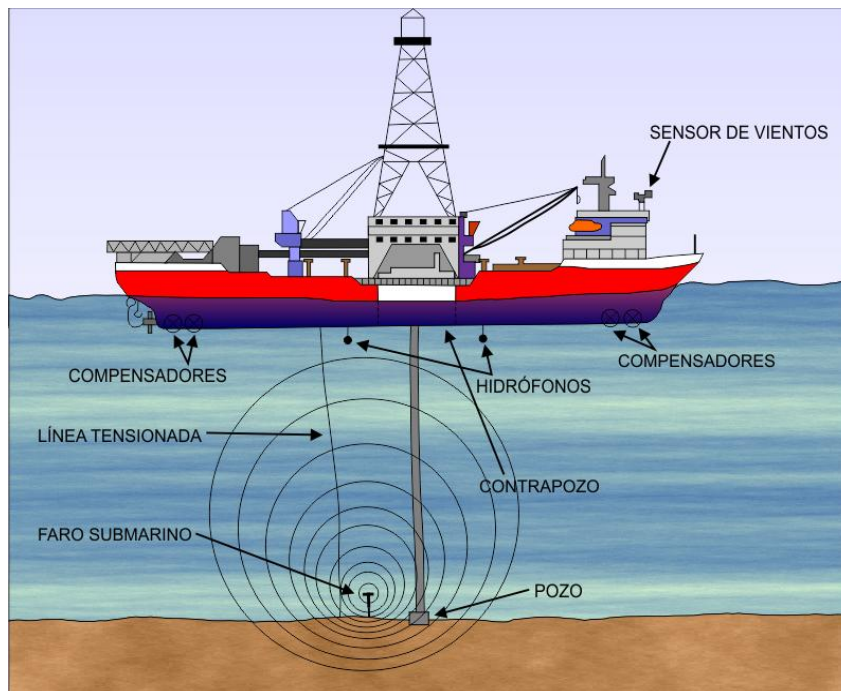


Figura 18. Posicionamiento dinámico

Compensador de Movimiento Vertical (CMV)

La aplicación más importante de un compensador de movimientos, es contrarrestar el movimiento vertical de la unidad de perforación que podría ser transmitido a la sarta de perforación.

Esta anulación del movimiento mejora la operación de los siguientes procedimientos: a) *Perforación*: mantiene virtualmente un peso

constante sobre la barrena, mejora la velocidad de perforación y aumenta significativamente la vida de esta. Permite cambios fáciles e instantáneos en el peso sobre la barrena al ajustar la presión en el CMV y sin tener que hacer viajes de tubería para agregar o quitar lastrabarrenas; b) *Sentado del conjunto de preventores*: se logra un sentado suave del conjunto de preventores sobre el cabezal del pozo; c) *Sentado de tubería de revestimiento*: permite que la tubería de revestimiento sea alojada con suavidad en su nido (Cuvillier, 2000).

II.3.5 Medición Durante la Perforación (MWD)

Ninguna otra tecnología utilizada en la perforación de pozos ha evolucionado más rápidamente que las “mediciones durante la perforación”. En los inicios de la historia petrolera, perforadores y geólogos debatían condiciones ambientales y mecánicas de la barrena de perforación. No fue hasta que los avances en componentes electrónicos, materiales científicos y tecnología de batería hizo tecnológicamente posible hacer mediciones en la barrena y transmitirlos de regreso a la superficie.

Fue fácil demostrar los ahorros de tiempo de equipo de perforación que podían ser alcanzados al implementar mediciones tomadas durante la perforación y transmitidas por medio de la tecnología a la superficie. Ya que los disparos individuales, para obtener la orientación dentro del agujero tomada por un instrumento que mide el acimut e inclinación en un solo punto, muchas veces tomaban varias horas obtenerlos. Los MWD en la actualidad utilizan sistemas de transmisión mediante cables a la superficie. Los datos son transferidos por pulsos de presión emitidos a través la columna del fluido de perforación, los cuales son detectados por un transductor usualmente colocado en la tubería vertical (Alford et al., 2006).

El uso de sistemas de MWD combinado con motores de fondo navegables, hizo que la perforación horizontal fuera más sencilla de realizar y, por lo tanto, más común.

II.3.6 Equipos de Perforación

La necesidad de llegar a yacimientos más profundos, con un tirante de agua mayor y a su vez con mayor temperatura y presión, hacen necesarios los adelantos tecnológicos para romper estas barreras y poder alcanzar los objetivos propuestos, existen muchas tecnologías en herramientas individualmente, pero también se realizan en conjunto para crear un equipo con las características necesarias para realizar la perforación, en algunos casos producción y manejo de fluidos, de una forma segura y óptima (Allen, 1997).

En cuanto a equipos marinos, las plataformas de perforación han sido clasificadas en términos de “generaciones” en función del año de construcción y la capacidad de la profundidad de agua alcanzada.

Tabla 2. Clasificación de equipos marinos de perforación.

<i>Generación</i>	<i>Tirante de agua [pie]</i>	<i>Tirante de agua [m]</i>	<i>Fecha</i>
Primera	Cerca de 600	200	Principios de 1960's
Segunda	Cerca de 1,000	300	1969-1974
Tercera	Cerca de 1,500	500	Principios de 1980's
Cuarta	Cerca de 3,000	1,000	1990's
Quinta	Cerca de 7,500	2,500	1998-2004
Sexta	Cerca de 10,000	3,000	2005-2010

En algunos casos los equipos se desarrollan con una finalidad específica, ya sea para un proyecto o un yacimiento, en este caso las características con las que cuenta el equipo son diseñadas para cubrir las necesidades particulares.

Plataforma de Perforación y Producción Thunder Horse

Es la mayor plataforma semisumergible construida hasta el momento. Está situada de forma permanente en el yacimiento Thunder Horse South, en el Golfo de México, a 240 km al sureste de Nueva Orleans.

Con un tirante de agua de 1,900 m. El yacimiento se encuentra alrededor de los 5 km bajo el lecho marino y produce fluidos a presiones cerca de 17,400 lb/pulgada² y temperaturas de 135 °C. Es de las más extremas condiciones de operación en la industria costa afuera.

La plataforma está diseñada para resistir grandes tormentas, huracanes y crecidas estacionales del nivel del mar, habituales en el Golfo de México. Tiene 130 m de altura y cada uno de sus apoyos 23 m de ancho. La posibilidad de sumergirse parcialmente se realiza a través de 150 balastos dispuestos en la parte inferior de la misma que pueden ser rellenados con agua. Cuenta con 16 cadenas y líneas de amarre que la anclan en su sitio.

El diseño de la plataforma comenzó en el año 2001 en Suecia, los módulos superiores fueron diseñados por Mustang Engineering en Houston. La construcción comenzó a finales de 2002 en el Daewoo Shipbuilding and Marine Engineering (DSME) en Okpo, Corea del Sur (Figura 19). El casco de 60,000 toneladas viajó desde Corea del Sur hasta Ingleside, Texas, en septiembre de 2004, donde se montaron los tres módulos superiores y la plataforma de 136 por 112 m; para su transporte se recurrió al transporte más grande por mar que existía en ese momento, el carguero semisumergible P40, pero no era

lo suficientemente grande, por lo que la compañía holandesa Dockwise, modificó su barco sumergible Blue Marlin para poder transportar la plataforma. En abril de 2005 el equipo se remolcó al campo y se amarró a las anclas preinstaladas en el lecho marino.



Figura 19. Construcción de la plataforma (izquierda) y vista superior de la misma

Durante el proceso de construcción de esta plataforma, su estabilidad y seguridad se puso a prueba soportando dos huracanes.

El aparejo de perforación de quinta generación con torre doble puede perforar dos pozos de forma simultánea y mantener hasta 20 pozos submarinos con un alcance de más de 9,000 m de profundidad. Tiene una carga de pescante principal de más de 900 toneladas, malacates de 6,900 hp, cuatro bombas de lodo de 2,200 hp y un preventor (BOP) de 14,500 lb/pulgada². Las instalaciones de procesamiento se diseñaron para manejar fluidos de alta temperatura – alta presión y exportar 250,000 bpd de petróleo y 5.6 millones de PCD de gas.

Cuenta con un Sistema de Monitoreo de Integridad que transmite información a la costa en tiempo real a través de un enlace de fibra óptica o vía satelital (Figura 20). El sistema muestra lo que está pasando en y alrededor de la plataforma no tripulada durante un huracán (BP, 2009).



Figura 20. Torre de perforación y centro de monitoreo

Buque de Perforación Científica Chikyu

Fue construido para la JAMSTEC (Japanese Agency for Marine Earth Science and Technology) por Mitsui Engineering and Shipbuilding y fue equipado por Mitsubishi Heavy Industries, su construcción inició el 25 de abril de 2001 y fue entregado el 29 de julio de 2005 (Figura 21).

Fue diseñado para el proyecto “Chikyu Hakken” del IODP para poder perforar las placas tectónicas, bajo el lecho marino, y el manto terrestre. Para estudiar las zonas de subducción, zona situada entre las placas tectónicas, que es frecuentemente identificada como el origen de numerosos terremotos. Se prevé que la investigación tendrá importantes respuestas sobre los principios del movimiento tectónico y la predicción de terremotos (Kodaira et al., 2010). También, esperan desenterrar organismos criaturas primordiales, tales como microbios que se alimentan de hidrógeno y que puedan sobrevivir a las mismas condiciones que las del principio de los años de la Tierra, y con esto posiblemente revelar nuevas pistas sobre el origen de la vida.

Puede operar en cualquier tipo de clima y con profundidades de agua de hasta 2,500 m y tienen una serie de instalaciones que le permiten perforar hasta 7,000 m por debajo del fondo marino.



Figura 21. Buque de perforación Chikyu

Aunque la profundidad es mucho menor comparada con la alcanzada en otros pozos, por ejemplo en el proyecto ruso de perforación en la península de Kola, Rusia con un pozo que alcanzó una profundidad de 12,262 m en 1989, se espera que los resultados sean más interesantes, ya que las regiones seleccionadas para el Chikyu son algunas de las de mayor actividad sísmica del mundo. En operaciones sin tubo ascendente tendrá la capacidad para perforar en tirantes de agua de hasta 7,000 m y en el futuro se espera que sea capaz de

perforar con tubo ascendente en tirantes de agua de 4,000 m alcanzando una profundidad total de 12,000 m.

El casco del buque tiene 210 m de largo, 38 m de ancho y 130 m de altura. Tiene un tonelaje bruto de 57,000 toneladas aproximadamente. La torre de perforación que se encuentra en el punto medio del buque es de 70 m de alto, ocupando un espacio de la cubierta de 18.3 m por 21.9 m. Las tuberías de perforación, de revestimiento y los risers son levantadas a la torre por medio de un sistema automático mediante un riel montado. La perforación se realiza por medio de un sistema Top drive que tiene la capacidad de levantar 1,250 toneladas. La sarta de perforación se introduce en el agua a través de un pozo de sondeo de 12 por 22 m.

Chikyu controla sus actividades de perforación mediante el uso de datos de posicionamiento satelital GPS (Global Positioning System) y un sistema de posicionamiento acústico en comunicación con los transpondedores en el suelo marino; un compensador de oleaje y seis propulsores acimutales ajustables controlados por computadora de 3.8 m de diámetro, que permiten un posicionamiento dinámico preciso para mantener la plataforma estable durante la perforación en aguas profundas. Esto permite al buque de perforación mantener su posición con velocidades del viento mayores a 23 m/s, una corriente superficial de 3 a 4 nudos y olas de 4.5 m de altura.

Chikyu utiliza el sistema de perforación con riser que es utilizado para las actividades de la industria petrolera, pero es la primera vez que se emplea en una investigación científica. El equipo incluye risers, tubería de perforación, herramientas y dispositivos de medición de fondo de pozo y un buque de perforación artificial. Además de un preventor que garantiza la seguridad de la perforación en presencia de flujos inesperados de los fluidos del pozo. El buque tiene a bordo instalaciones de investigación, como la observación del fondo del pozo, análisis microbiológicos, proceso de toma de muestras, laboratorios de pruebas y sistemas de monitoreo de fondo de pozo a largo plazo.

El sistema actual de perforación científica sólo utiliza tubería de perforación y circula agua de mar para levantar los recortes. La ventaja de esto es que se pueden perforar muchos pozos en un corto periodo de tiempo. Las desventajas son el daño a la pared del pozo por la penetración del agua de mar y por lo tanto una tasa muy baja de recuperación de núcleos debida al colapso del pozo.

Algunos de los servicios que ofrece el buque de perforación Chikyu son la adquisición de registros geofísicos y la recuperación continua de muestras; está equipado con varios sistemas de barriles de

recuperación de núcleos, para aplicarlos a las diferentes condiciones geológicas y así permitir una eficiente e ininterrumpida recuperación de núcleos. Así como de laboratorios a bordo para un análisis competente, complejo y rápido. Laboratorios de Microbiología, Paleomagnetismo, Paleontología, Petrología y Geoquímica (Figura 22) (Ship-technology, 2011; Nouveau, 2010; MITSUBISHI, 2011).



Figura 22. Laboratorios para análisis de núcleos

II.3.7 Automatización de la Perforación

A medida que las industrias avanzan y maduran, la automatización ingresa en casi todos los niveles de operación. Ésta permite a las compañías lograr consistencia tanto en los procesos como en los productos, mejorar la seguridad y eficiencia, y reducir el riesgo y los costos. Los adelantos logrados en materia de automatización han permitido que las compañías sean más competitivas mediante el reemplazo de las tareas manuales y cognitivas realizadas por seres humanos, por tareas efectuadas por máquinas.

La evolución de los sistemas de perforación mecanizados a los semiautomáticos y finalmente a los sistemas totalmente automatizados ya está en marcha. Por lo general, los procesos semiautomáticos necesitan la participación regular de los seres humanos; a pesar de esto, ofrecen ventajas significativas en términos de seguridad.

Los adelantos de los sistemas de perforación automatizada se centraron fundamentalmente en la reducción de la exposición del personal a la fatiga y el riesgo durante las actividades de manipulación de tuberías. Aún así, estas actividades requieren el aporte y la supervisión de los seres humanos desde una consola de control local o una sala de control de perforación (Figura 23).

Los sistemas del equipo de perforación totalmente automatizados, que deben funcionar sin personal ni especialistas de perforación en sitio, requieren amplias capacidades de vigilancia rutinaria y control. Estos sistemas ofrecen potencialmente ventajas significativas en

ambientes submarinos de aguas profundas, pero la construcción de un equipo de perforación completamente automatizado sigue siendo un desafío para el futuro.

Los sistemas de perforación automatizados abordan la mecánica de la perforación en el subsuelo y los viajes de entrada y salida del pozo. Estos sistemas requieren datos de superficie y de fondo de pozo en tiempo real para controlar en forma efectiva los procesos de perforación y se han vuelto más convenientes en los últimos tiempos, acompañando el avance de las tecnologías de vigilancia rutinaria y control. La mayor disponibilidad de datos en tiempo real facilita la detección temprana de los problemas de perforación, que pueden mitigarse ahora mediante la intervención humana o, en el futuro, mediante el empleo de sistemas automatizados que utilicen simulaciones y modelos (Aldred et al., 2005).



Figura 23. Buque de Perforación Chikyu

III. Métodos de Recuperación de Núcleos y Registros de Pozo

Como parte de los estudios para caracterización de yacimientos se tienen los realizados en la información de pozos, particularmente en los núcleos y registros geofísicos. Esta información de los pozos permite estudiar las diferentes formaciones del subsuelo, conocer las propiedades petrofísicas y el comportamiento de yacimientos para cuando éstos se pongan en producción.

La información puede ser obtenida de diferentes fuentes como:

1. Datos de la Perforación: tasa de penetración, análisis de recortes, las pérdidas y ganancias de fluido de perforación y muestras de gas, aceite y agua.
2. Análisis de Núcleos: litología, porosidad y permeabilidad.
3. Análisis de Registros: en agujero descubierto o entubado.
4. Pruebas de Productividad: probadores de formación y pruebas de producción.

Desde que se realiza la planeación del pozo, se incluye un programa para la toma de información que consiste en determinar los intervalos en los que se tomarán registros, se cortarán núcleos o se realizará alguna prueba de producción.

III.1 Recuperación de Núcleos

La recuperación de núcleos es una técnica que permite obtener un segmento de roca de la formación, en lo posible debe de ser una muestra que preserve las propiedades originales de ésta y con su análisis se puede realizar una descripción litológica detallada del yacimiento, de la porosidad y la permeabilidad de la roca, la saturación de agua, aceite y gas, el rumbo y el echado de las capas y las propiedades eléctricas de la formación. Y estas propiedades pueden ser utilizadas para la calibración de las herramientas para la toma de registros. A pesar de esto, solo en ciertas ocasiones, se realiza la recuperación de núcleos; ya que los costos son muy elevados.

La calidad del núcleo es primordial, ya que la información obtenida de un núcleo completo y con las propiedades originales es mucho más

certera que la obtenida con un núcleo incompleto o alterado. Por lo que es importante conocer los sistemas y las herramientas para la recuperación de éstos y así poder hacer la elección adecuada dependiendo de las características de la formación (Vargas, 2009).

Métodos de Recuperación de Núcleos

Existe una gran variedad de métodos para la recuperación de núcleos dependiendo de las aplicaciones, pero dentro de la industria petrolera se distinguen dos: núcleos completos o de fondo y núcleos de pared, se deben de considerar algunos factores como la profundidad del pozo, las condiciones del agujero, el costo de operación, el porcentaje de recuperación y los objetivos del proyecto, para poder discriminar cual es el método adecuado para tener una recuperación exitosa de éstos.

Núcleos de Fondo

En este método el núcleo es recuperado dentro de un barril, llamado barril muestreador, se pueden cortar núcleos en pozos verticales, desviados y horizontales. Dependiendo del nivel de preservación de la muestra se pueden obtener diferentes tipos de núcleos:

- a) Convencionales, que se cortan una vez alcanzada la profundidad deseada y sin ningún cuidado especial, es ideal para formaciones bien consolidadas;
- b) Encamisados, se cubre el núcleo con una camisa de neopreno o de fibra de vidrio, también se puede realizar una consolidación artificial, que consiste en inyectar gel plástico o congelarlo, es ideal para formaciones pobremente consolidadas;
- c) Orientados, por medio de un multishot se llevan a cabo mediciones continuas de la inclinación del agujero y de la orientación de la cara del barril y por medio de una zapata orientadora se marcan ranuras de referencia alrededor del núcleo; con las mediciones obtenidas con el multishot, la velocidad de penetración y las marcas en el núcleo es posible orientar las muestras y obtener mediciones exactas de echado y buzamiento de las estructuras, aunque esto se puede obtener de núcleos convencionales, no se tiene la misma exactitud o se pueden presentar problemas si el núcleo se rompe o se desconoce la orientación del barril; y
- d) Presurizados, una vez cortado el núcleo, se presuriza el barril por medios mecánicos y ya en superficie se congela con hielo seco o nitrógeno líquido, para poder mantener las condiciones y

propiedades lo más cercanas a las representativas del yacimiento.

Núcleos de Pared

Esta técnica se utiliza para recuperar pequeñas muestras de las formaciones ya perforadas a una profundidad predeterminada.

Los métodos de accionamiento de las herramientas puede ser por percusión o por rotación y las muestras son de aproximadamente una pulgada de diámetro y unas pocas pulgadas de longitud, por lo que solo se obtiene una pequeña porción del espesor de la formación. Se pueden realizar las mismas pruebas y mediciones que a un núcleo de fondo y su costo es mucho menor, pero la desventaja es que las muestras sufren mucho daño en su extracción (Vargas, 2009).

III.2 Registros Geofísicos de Pozo

Un registro geofísico es la grabación de las propiedades físicas de las formaciones perforadas; representados mediante un gráfico X-Y en donde el eje Y corresponde a la profundidad del pozo y el eje X a él o los valores de algunos parámetros de la formación como son: porosidad, densidad, tiempo de tránsito, resistividad, diámetro del agujero, potencial natural, radioactividad natural y el contenido de hidrógeno de la roca.

Para realizar la toma de registros se utiliza una unidad móvil (o estacionaria en pozos costa fuera) que contiene un sistema computarizado para la obtención y procesamiento de datos. El registro se obtiene al hacer pasar los sensores de la sonda enfrente de la formación, moviendo la herramienta lentamente con el cable (PEMEX, 2002).

Con ellos se puede obtener información importante que permite: delinear características estructurales y sedimentarias, identificar y correlacionar límites entre capas, diferenciar entre rocas blandas y duras, determinar la litología, el volumen de arcillas y la permeabilidad, determinar cuantitativamente la porosidad (Φ) y la saturación de agua (S_w), determinar el contacto agua-hidrocarburos, conocer la salinidad del agua de formación, conocer la medida real del diámetro del agujero y la desviación, determinar la calidad de la cementación y posibles daños en las tuberías, localizar los coples, medir la temperatura y medir el gasto y densidad de los fluidos (Guillot, 2010).

Clasificación de los Registros ¹

En función del principio físico de la herramienta se dividen en:

- Resistividad
 - Investigación profunda Rt
 - Eléctrico (ES)
 - Eléctrico enfocado (LL)
 - Doble eléctrico enfocado (DLL)
 - Inducción (I-ES)
 - Doble inducción – Eléctrico enfocado (DIL)
 - Eléctrico enfocado azimutal (ARI)
 - Arreglo de inducción (AIT)
 - Eléctrico enfocado de alta resolución
 - Investigación somera Rxo
 - Micro eléctrico (ML)
 - Micro enfocado (MLL)
 - Micro proximidad (MPL)
 - Micro esférico enfocado (MSFL)

- Acústicos
 - Sónico de porosidad (BHC)
 - Sónico de espaciamiento largo
 - Sónico digital
 - Sónico dipolar
 - Sónico de amplitud (A-BHC)
 - Sónico de densidad variable (VDL)
 - BHTV-TV POZO

- Radioactivos
 - Rayos Gamma
 - Rayos Gamma naturales (GR)
 - Espectroscopia de rayos Gamma naturales (NGT)
 - Neutrones
 - Radioactivo (GNT)
 - Epitermal (SNP)
 - Compensado (CNL)
 - Densidad
 - Densidad de la formación (FDC)
 - Lito densidad (LDT)

- Mecánicos
 - Temperatura
 - Calibración

¹ “Manual básico para la interpretación de registros geofísicos de pozo”, Guillot Merchant Guillermo, Tesis de licenciatura Ciudad Universitaria, México D. F. Junio 2010

- Desviaciones
- Registros en agujero entubado
 - Radioactivo y coples
 - Trazadores radioactivos
 - Sónico de cementación
 - Densidad variable
 - Temperatura
 - Producción

Selección de los Registros

Dependiendo de la información deseada, las características del pozo, como tamaño del agujero y desviación, las propiedades del lodo de perforación, tipo de formación, tiempo, costo del equipo de perforación y disponibilidad de equipo, es la herramienta o conjunto de herramientas que se utilizará. Esto también depende del tipo de pozo, ya que los pozos exploratorios generalmente requieren de un programa completo de registros, mientras que los pozos de desarrollo sólo de servicios básicos.

III.3 Nuevas Tecnologías para la Recuperación de Núcleos

III.3.1 Métodos Utilizados por el IODP y el ICDP

En el IODP y en el ICDP, se enumeran los métodos de perforación y de recuperación de núcleos utilizados en éstos y por los organismos afiliados a ellos.

A continuación se mencionan algunos de estos métodos de perforación y recuperación de núcleos:

- *APC – Advanced Piston Corer (Muestreador de Pistón Avanzado)*

Esta herramienta se acciona hidráulicamente en forma de pistón y recupera 9.5 m de muestras orientadas de sedimentos desde muy suaves a firmes, de un diámetro de 2.44 pulgadas y dependiendo de la formación y la profundidad a la que se encuentre, la velocidad de recuperación está entre 9.5 y 38 m/hr. Cuando se tienen sedimentos suaves se tiene un porcentaje de recuperación del 100%.

El APC (Figura 24) es colocado en el fondo del pozo y por medio de la presión ejercida a la tubería, el pistón se introduce a la formación y el barril contenedor se retira por medio de cable de acero, haciendo rápida la recuperación de éste. Permite una rotación de la tubería y una circulación del fluido de perforación

continuas mientras se recuperan las diferentes secciones del núcleo.

Ya que se ha recuperado la sección, la barrena y el ensamble de fondo (BHA), se repite esta operación para las siguientes secciones.

La muestra puede ser orientada con respecto al campo magnético terrestre corriendo la herramienta de orientación arriba del barril muestreador. También es posible determinar la temperatura de la formación por medio de un termostato contenido en la herramienta.



Figura 24. Herramienta APC con barrena de 11 7/16 pulgadas

- *RCB – Rotary Core Barrel (Barril Muestreador Rotatorio)*

Este sistema diseñado para recuperar muestras de formaciones medias a duras y de basamentos ígneos o metamórficos. No es posible recuperar muestras de sedimentos suaves o granulares como arenas, formaciones fracturadas o gravas.

Cuenta con un barril muestreador interno alojado en el fondo del BHA, la barrena principal corta el núcleo y permite que el barril interior permanezca sin movimiento (Figura 25). El barril tiene la capacidad de alojar una muestra de 9.5 m de largo y 2.312 pulgadas de diámetro.

Puede operar a una profundidad desde el lecho marino hasta el basamento ígneo, la velocidad de recuperación depende de las propiedades de la roca, pero está entre los 4 y 9.8 m/hr y el porcentaje de recuperación es de 20 a 55%. Permite una rotación de la tubería y una circulación del fluido de perforación

continuas mientras se recuperan las diferentes secciones del núcleo.

Cuenta con un mecanismo que puede ser operado con línea de acero para soltar la barrena en el pozo, esto genera un BHA con un amplio diámetro para la toma de registros y después de recuperar la muestra se pueden tomar los registros sin necesidad de realizar un viaje para instalar las herramientas.

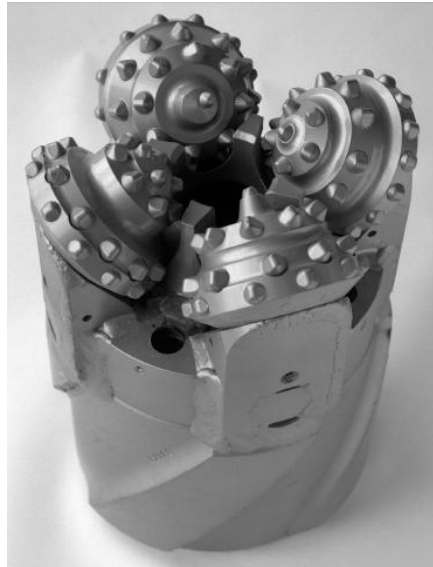


Figura 25. Barrena con insertos de carburo de tungsteno utilizada en el RCB

- *XCB – Extended Core Barrel (Barril Muestreador Extendido)*

Esta herramienta es utilizada para estudios sedimentológicos, climáticos o paleo-oceanográficos. Se pueden recuperar muestras de 9.5 m en formaciones de moderadamente duras a duras (Figura 26).

Se utiliza cuando la formación es demasiado dura para el APC o no lo es para el RCB. No puede recuperar muestras en formaciones muy suaves, granulares, fracturadas ni en cenizas volcánicas. Se puede operar hasta 700 m bajo el lecho marino, con una velocidad de penetración de 12 a 30 m/hr.

Su funcionamiento consiste en el giro de la barrena mientras que el barril muestreador o la zapata cortadora corta el núcleo de la formación, manteniendo inmóvil el barril interno.

La zapata cortadora se coloca fuera de la barrena principal para reducir el daño ocasionado a la muestra por el fluido de perforación proveniente de las toberas de la barrena. Su extensión es de hasta 7 pulgadas y se retrae si se encuentra con formaciones duras o con un mayor peso sobre la barrena.

Dependiendo de la formación se utilizan zapatas cortadoras diferentes, en formaciones suaves los dientes de la herramienta serán de carburo de tungsteno, mientras que en una formación dura se utilizarán cortadores con diamantes como las PDC (Polycrystalline Diamond Compact).

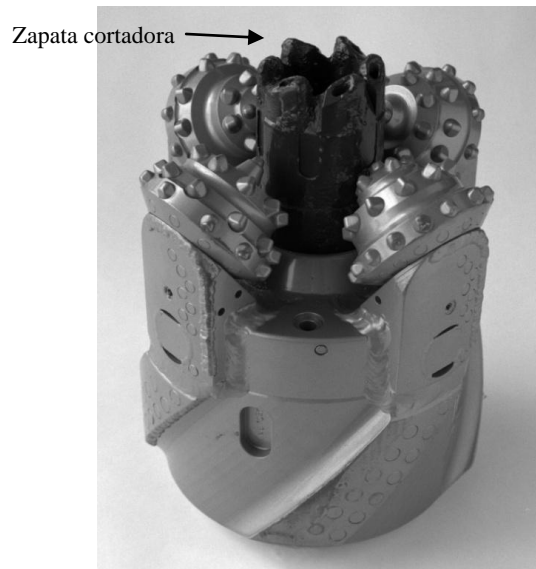


Figura 26. Barrena de 11 7/16 pulgadas con zapata cortadora utilizada en el XCB

- *ADCB – Advanced Diamond Core Barrel (Barril Muestreador con Diamantes)*

Esta herramienta se utiliza para recuperar núcleos continuos de 4.75 m de largo y diámetros de entre 3.27 y 3.345 pulgadas, en formaciones bien consolidadas, rocas ígneas (donde los demás sistemas son ineficientes) e intercalaciones de 2 o 3 litologías.

Utiliza insertos de diamante y un indicador de presión para mejorar la calidad de los núcleos. También cuenta con un indicador para confirmar si la muestra se encuentra dentro del barril muestreador y reductores de vibración. Requiere de un agujero de 20 m de profundidad para comenzar a cortar los núcleos, con un BHA de 6 ¾ pulgadas y tubería de 7 ¼ pulgadas.

Se produce un agujero más regular en comparación con otros sistemas rotativos lo que incrementa la calidad de los registros geofísicos. No tiene la capacidad de recuperar muestras en sedimentos suaves ni granulares, la profundidad de operación está limitada por los drill collars y es complicado utilizarlo en perforaciones marinas ya que en las plataformas se cuenta con un espacio reducido y los núcleos obtenidos son de un diámetro mayor.

- *MDCB – Motor Driven Core Barrel (Barril Muestreador con Motor de Fondo)*

Es una herramienta retráctil diseñada para formaciones de roca cristalina fracturada, intercalamiento de formaciones duras y suaves, conglomerados deleznable y material arrecifal. Está compuesta por el motor de fondo, la sección de presurización, el barril interno y la barrena cortadora. Con el fluido de perforación se alimenta el motor de fondo y con fuerza hidráulica la sección de presurización genera y regula el peso sobre la barrena e impulsa el barril interno.

Utiliza relativamente poco peso sobre la barrena, una gran velocidad en comparación con las otras herramientas y por utilizar el motor de fondo se minimiza la vibración, esto permite recuperar muestras de buena calidad.

Recupera muestras de 2.25 pulgadas de diámetro y 4.5 m de longitud, se puede recuperar un 83% del núcleo y opera con las siguientes características: diámetro externo de la barrena de 3.75 pulgadas, presión del motor de 1,160 lb/pulgada², velocidad de bombeo de 190 gpm, velocidad de la barrena de 410 rpm y un peso sobre la barrena de 2,000 a 8,000 lb.

- *PCS – Pressure Core Sample (Muestreador de Presión)*

Esta herramienta puede recuperar núcleos de piso oceánico cuando se mantienen presiones in-situ por arriba de las 10,000 lb/pulgadas², su principal finalidad es la recuperación de hidratos.

Cuando el núcleo ha sido cortado, se libera una bola por medio de línea de acero para que desvíe el flujo hacia el pistón jalando el núcleo dentro del barril interno. El corte de las muestras se lleva a cabo con poco peso sobre la barrena, una baja velocidad de rotación y baja velocidad del fluido de perforación. Se puede tener un porcentaje de recuperación muy alto si se trata de sedimentos como arcillas.

Una vez que se toma la muestra el actuador hidráulico jala el barril interno a través de la válvula de paso hacia la cámara de la muestra y cierra la válvula, quedando sellada y manteniendo la presión de la formación. Para poder mantener la presión y poder monitorearla, la herramienta cuenta con una cámara de presión, ésta cuenta con mecanismos de liberación de presión y dos puertos de muestreo.

Recupera núcleos de 0.99 m y 1.7 pulgadas de diámetro, a una profundidad máxima de 6,500 m considerando el tirante de agua, la cámara tiene 1.7 m de largo y 3 ¾ pulgadas de diámetro externo.

III.3.2 Barrenas

Las barrenas utilizadas para cortar núcleos tienen un agujero en el centro que permite al núcleo pasar a través de la ella y hacia el interior del barril muestreador. El tipo de barrena utilizada depende del tipo de litología que se espera tener y del rendimiento que tuvo otra barrena ocupada en el pasado en la misma área o con una litología similar.

Tipos de Barrenas

El IODP emplea diferentes barrenas para obtener núcleos continuos en todos los tipos de sedimentos oceánicos y basamento ígneo.

Las barrenas son clasificadas de acuerdo a la estructura de corte y al tipo de cojinetes. Hay cinco tipos básicos de barrenas usadas por el IODP basadas en su función o estructura: fricción, PDC, diamantes, de conos y de percusión.

- Las barrenas de fricción tienen un cincel de superficie plana en sentido opuesto a la formación, es utilizada en formaciones suaves (arcilla y yeso).
- Las barrenas PDC (Polycrystalline Diamond Compact) usan múltiples insertos de carburo de tungsteno con superficies de corte con diamantes artificiales para cortar la formación con una acción de raspado, sirve para eliminar las formaciones blandas, hasta arcillas duras y calizas.
- Las barrenas de diamantes usan también el tipo de superficie de las PDC o una superficie impregnadas de diamantes para desgastar (con un proceso de lijado) formaciones duras como esquisto o basalto.
- Las barrenas de conos giratorios tienen dientes incrustados en los rodillos que remueven formaciones suaves y duras a través de la combinación de los procesos de trituración y raspado.
- Las barrenas de percusión usan un cincel para romper la roca alrededor del núcleo.

- Las pequeñas barrenas llamadas “zapatas cortadoras” están atornilladas en la parte inferior del barril muestreador interior. Estos sobresalen por debajo de la barrena principal de conos giratorios y recortan la formación del tamaño del núcleo.

III.3.3 Otros Avances en la Tecnología de Recuperación de Núcleos

- Recuperación de núcleos durante la perforación. El principal costo de la recuperación de núcleos está asociado con la renta del equipo de perforación, el tiempo requerido para cortar, recuperar las muestras y bajar de nuevo para continuar cortando. El sistema CoreDrill de Baker Hughes (Figura 27) reduce el tiempo necesario para extraer el barril Muestreador, emplea una barrena que se puede convertir en una barrena especial para cortar núcleos sin necesidad de cambiarla, una vez alcanzada la profundidad deseada se retira el tapón de la barrena y se baja el barril Muestreador con línea de acero y de la misma forma, una vez cortado el núcleo se recupera el barril con línea de acero. Se puede regresar el tapón de la barrena para seguir perforando hasta que se llegue al siguiente intervalo en el que se requieran cortar núcleos.



Figura 27. Barrena PDC con tapón

- Recuperación de núcleos con baja invasión. El sistema CoreGard de Baker Hughes minimiza la invasión de los fluidos a los núcleos, mediante el uso de un fluido de perforación especializado, una barrena de baja invasión y una zapata cortadora que puede extenderse unas cuantas pulgadas fuera de la barrena principal. Esta última protege el núcleo del contacto excesivo con el fluido de perforación y el fluido crea un enjarre en el núcleo que impide la filtración.
- Recuperación de núcleo con protección de gel. Para proteger los núcleos del fluido de perforación, que puede alterar sus propiedades, Baker Hughes desarrolló un sistema que utiliza un

gel viscoso y no invasivo, precargado en el barril interior. Este gel encapsula completamente el núcleo cuando se encuentra en el fondo del pozo previniendo así el contacto de éste con el fluido de perforación. El gel también protege el núcleo durante su recuperación, transporte y manejo en superficie.

- Tecnología anti-giratoria. El mayor daño al núcleo es ocasionado si el barril interno rota junto con el barril externo. El sistema NRITS (Non – Rotating Inner Tube Stabilizer) de Baker Hughes se emplea para prevenir la rotación del barril interno. Mejora significativamente la resistencia al pandeo o buckling de los barriles internos largos, incrementando la eficiencia de corte de núcleos mientras se mejora la calidad del núcleo. Y previene daños al núcleo inducidos por el torque cuando los barriles internos se separan de la superficie.
- Barril interno telescópico. El sistema JamBuster de Baker Hughes incorpora un barril telescópico que sirve para disminuir los problemas ocasionados por un colapso durante el corte del núcleo, eliminando los viajes no programados fuera del pozo. Cuando se presenta un colapso el barril interno extiende automáticamente una manga para seguir con el corte del núcleo, esto se puede realizar hasta por tres o cuatro ocasiones, dependiendo del tamaño del barril, antes de recuperarlo en superficie.
- Barril muestreador de Alto Torque (HT, por sus siglas en inglés) de Baker Hughes. Están diseñados para cualquier aplicación de recuperación de núcleos, incluyendo corridas extra largas y el muestreo en pozos con altas desviaciones. Puede alojar núcleos de diámetro completo, operar con altas tasas de penetración (ROP) y peso sobre la barrena, sin presentarse torque que pueda dañar las conexiones del barril, para aplicaciones convencionales y en rocas duras.
- Barrenas. Las barrenas QuickCore de Baker Hughes como la Zenith y la Quantec están equipadas con cortadores PDC que minimizan la vibración y resisten la abrasión en condiciones de fondo de pozo extremas. Están diseñadas para que trabajen suavemente sin problemas para minimizar la vibración del BHA mientras se está perforando. La durabilidad, el diseño y la geometría de los cortadores incrementan la velocidad de penetración y la eficiencia de corte, mientras resisten el impacto y la abrasión. Estas características disminuyen el daño ocasionado por el filtrado de fluidos al núcleo y reducen los daños que acortan la vida útil de las barrenas en formaciones duras (Baker Hughes, 2010).



Figura 28. Sistema para recuperación de núcleos con barrena PDC Baker Hughes

- SWC (Side Wall Coring Tool) de Halliburton. Consiste en un material propulsor explosivo y barriles muestreadores huecos ubicados en el cuerpo de la pistola. La herramienta es bajada a la profundidad requerida y disparada, un disparo a la vez, los barriles que contienen las muestras son recuperadas por medio de cable que une los barriles con la herramienta. La herramienta puede recuperar de 24 a 144 núcleos en un solo viaje dentro del pozo y la correlación de profundidad puede realizarse con registro de rayos Gamma o SP (Potencial Espontáneo).

- RSCT (Rotary Sidewall Coring Tool) de Halliburton (Figura 29). La herramienta tiene barrenas para corte de núcleos con diamantes, perpendiculares a la pared del pozo y cuenta con un monitoreo continuo del proceso de recuperación de los núcleos. Después de posicionar la herramienta a la profundidad deseada por medio de un registro de rayos Gamma, se extiende un patín para descentralizar y sostener la herramienta cerca de la formación. Las barrenas rotan a 2,000 rpm y se obtienen núcleos de 0.9375 pulgadas de diámetro con 1.75 pulgadas de longitud. Después de que ha sido cortada la muestra, un pequeño movimiento vertical de la barrena rompe el núcleo separándolo de la formación. La barrena se introduce de nuevo en la herramienta y el núcleo es colocado en un tubo contenedor. Después de esto puede cortarse el siguiente núcleo en la profundidad ya seleccionada.

Esta herramienta es utilizada para obtener núcleos en formaciones duras y consolidadas, puede obtener 30 o más muestras en una sola corrida, se obtienen muestras de buena calidad lo que permite realizar una gran cantidad de pruebas y análisis petrofísicos y elimina la necesidad de usar explosivos (Halliburton, 2008).



Figura 29. RSCT (Rotary Sidewall Coring Tool) de Halliburton

III.4 Nuevas Tecnologías para Toma de Registros de Pozo

El desarrollo tecnológico en los registros geofísicos, en las herramientas, combinación de herramientas y en su análisis, generan una mejor información, de mayor calidad y de una manera más sencilla y rápida de obtener.

III.4.1 Toma de Registros con Tubería de Perforación

Consiste en utilizar la tubería de perforación para colocar la herramienta de toma de registros en la profundidad deseada, esto se utiliza en pozos con formaciones poco consolidadas y en pozos muy desviados (mayor a 60 grados).

III.4.2 LWD (Logging While Drilling)

Además de las mediciones de inclinación y azimut con el MWD, se puede realizar la toma de registros geofísicos durante la perforación (LWD, por sus siglas en inglés) y de igual forma transmitir la información a superficie en tiempo real o ser grabada para análisis posteriores. Transmitidos mediante un sistema de telemetría de transmisión de pulsos a través del lodo.

Los registros obtenidos durante la perforación resultan muy importantes en entornos de perforación costosos ya que ayudan a lograr la óptima localización del pozo dentro del yacimiento y por que a diferencia de los registros operados con cable, logran alcanzar la porción más distante de un tramo horizontal.

No todos los registros están disponibles para ésta aplicación. A continuación se mencionan algunos de los registros que pueden ser obtenidos durante la perforación:

- Rayos Gamma
- Resistividad
- Densidad
- Neutrón de porosidad
- Sónico
- Calibración
- Generación de imágenes de la pared del pozo
- Resonancia Magnética Nuclear

El LWD también puede ser utilizado para la perforación direccional en pozos horizontales y multidireccionales, perforar pozos desviados de alcance extendido, pozos con agujero esbelto y pozos con área de producción pequeña (Bargach, 2001; Adolph, 2004/2005; Alford, 2006).

III.4.3 LWC (Logging While Coring)

Por razones de seguridad en pozos inestables y para reducir el tiempo de perforación, se desarrollo una innovadora solución de adquisición de registros durante la extracción de núcleos. La herramienta de resistividad frente a la barrena (RAB, por sus siglas en inglés) fue modificada mediante la incorporación de baterías anulares en la pared del portabarrenas y una nueva camisa de resistividad. Esto permite que un barril muestreador pase a través de la herramienta RAB para llevar a cabo las operaciones de extracción de núcleos durante la obtención de mediciones de resistividad y rayos Gamma.

El sistema LWC prevé precisión en lo que respecta a la calibración de la profundidad de los registros de núcleos y orientación de los mismos sin viajes adicionales, lo que se traduce tanto en ahorro de tiempo como en una ventaja científica (Brewer, 2005).

III.4.4 Evaluación de Yacimientos Detrás del Revestimiento

En pozos donde ya se ha tenido producción, donde se ha pasado por alto algún tipo de información, en los que se deben introducir las tuberías de revestimiento antes de poder correr un registro por causas de estabilidad o por causas económicas. Es importante y fundamental poder hacer mediciones de las propiedades de la formación, existen varias herramientas y programas de procesamiento de los datos que hacen posible obtener información de porosidad, resistividad, litología, saturación de fluidos, presión de la formación y recuperar muestras de fluidos.

Se deben de tener algunas consideraciones para poder obtener una buena evaluación de la formación a través del revestimiento, como la calidad de la cementación, el diámetro del pozo y la configuración de su terminación (Manzano, 2009).

Algunas de las herramientas utilizadas en pozos entubados son:

La herramienta de Control de Saturación del Yacimiento RSTPro por medio de las mediciones de la relación Carbono / Oxígeno (C/O) puede proporcionar datos de saturación de la formación en ambientes tanto de agua dulce como de salinidad desconocida.

Para completar los análisis de saturación, la herramienta de Porosidad de la Formación en Pozos Entubados (CHFP) mide la porosidad por medio de una fuente de neutrones electrónica que elimina la necesidad de contar con una fuente radioactiva.

El dispositivo de Registro de Neutrón Compensado (CNL) se puede correr en pozos entubados, pero necesita correcciones ambientales globales, pues carece de la protección contra el ambiente del pozo.

La herramienta de generación de Imágenes Sónica Dipolar (DSI) ofrece mediciones de los tiempos de transito de la formación, utilizadas para determinar la porosidad, también mide la lentitud de las ondas sónicas de corte, para evaluar las propiedades mecánicas de la roca, los datos obtenidos también se pueden utilizar para la interpretación geofísica de sismogramas sintéticos y perfiles sísmicos verticales.

Y el Probador Dinámico de la Formación en Pozo Entubado (CHDT) es una herramienta exclusiva que mide presiones de la formación y recoge muestras de fluido detrás del revestimiento, la herramienta perfora un pequeño orificio a través de la tubería de revestimiento, el cemento y la formación, mide la presión y recolecta muestras de fluido, luego, la herramienta cierra el orificio (Bellman et al., 2003).

Registro de Resistividad en Pozo Entubado

Los registros de resistividad en agujero descubierto son las mediciones más comunes para evaluar las saturaciones de fluidos. Sin embargo cuando se requiere realizar esta medición a través del revestimiento se presentan algunas dificultades, ya que la corriente eléctrica sigue la trayectoria de menor resistencia, en este caso la tubería, y la corriente que pasa a través de ésta a la formación es mínima. Esta medición solo era posible con herramientas nucleares, pero estas tienen una profundidad de investigación reducida y es limitada también por porosidades y salinidades altas.

La herramienta de Resistividad de la Formación en Pozo Entubado (CHFR) es un dispositivo con electrodos que miden las diferencias de voltaje que se crean cuando la corriente fluye hacia la formación alrededor del pozo.

Con una corriente alterna (CA) de baja frecuencia o una corriente continua (CC) se logra que una pequeña parte de la corriente se filtre a la formación. El electrodo de corriente está en contacto con el interior del revestimiento, por lo que una parte de la corriente viaja hacia arriba de la tubería y otra hacia abajo, dependiendo de la posición de la herramienta en el pozo y de la resistividad de la formación será la cantidad de corriente y la dirección en la que ésta fluya. Cuando la herramienta se encuentra cerca de la superficie, la mayor parte de la corriente va hacia arriba del revestimiento, ya que es la trayectoria más corta y de menor resistencia, y el flujo a la formación es poco; cuando la herramienta se encuentra en el fondo del pozo, cerca de la zapata del revestimiento, disminuye la corriente, pero una mayor cantidad de ésta se filtra a la formación y es allí donde se encuentran la mayor parte de los intervalos de interés (Aulia et al., 2001) (Figura 30).

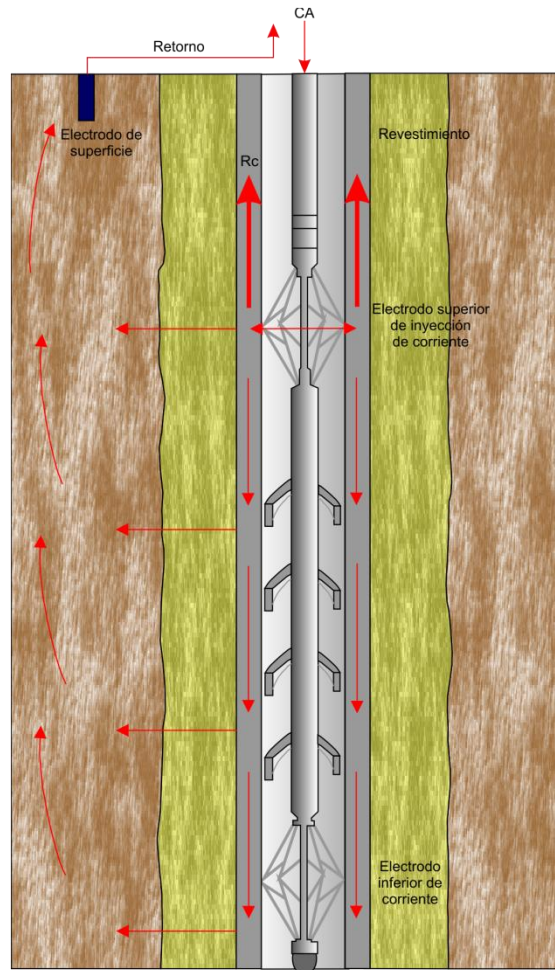


Figura 30. Funcionamiento de la herramienta CHFR

III.4.5 Generación de Imágenes de la Pared del Pozo

La herramienta de generación de imágenes es una fuente importante y común de información del yacimiento, sin embargo, en fluidos de perforación base aceite y en lodos sintéticos existen algunas limitaciones.

Los sistemas de lodos base aceite y sintéticos se han desarrollado para mejorar el desempeño durante la perforación de pozos cuando se realizan operaciones críticas, en comparación con los lodos base agua. Se obtienen mayores velocidades de penetración, mejor estabilidad del pozo, inhibición de las lutitas, mejor lubricación, por lo que en algunos casos es la única opción técnica y económicamente viable; como en la perforación de pozos de alcance extendido, en aguas profundas y pozos de alta presión – alta temperatura.

Pero esta tecnología a complicado la optimización de la adquisición de registros, ya que se crea un ambiente no conductivo y se requiere de una conductividad mínima en el medio circundante para que la

corriente pueda fluir hacia adentro y hacia afuera de los electrodos de generación de imagen, por lo que resultan ineficaces las herramientas convencionales de generación de imágenes de microresistividad, limitando las opciones de los registros de alta resolución a herramientas ultrasónicas, de medición de hechados y recuperación de núcleos únicamente; aumentando los costos y generando datos insuficientes. Además de que los dispositivos de generación de imágenes acústicas son extremadamente sensibles a la excentricidad de la herramienta, a la rugosidad del pozo y a la densidad del lodo.

La práctica del desplazamiento de lodos base aceite y sintéticos con lodos base agua antes de la adquisición de registros ha sido utilizado con un éxito limitado, ya que este cambio de fluidos aumenta el riesgo de inestabilidad del pozo.

Se han hecho desarrollos tecnológicos tanto en la porción de la pared del pozo que cubre y en el ambiente del pozo en el que deben operar estas herramientas.

Algunas de las aplicaciones de las imágenes de la pared del pozo son:

- Definir la posición estructural del yacimiento
- Detectar pliegues y fallas
- Obtener información sobre la complejidad de los yacimientos controlados estructural o estratigráficamente
- Definir tipo y distribución de porosidad
- Definir distribuciones de arena y arcilla
- Definir la correlación y orientación de núcleos de diámetro completo y de pared
- En yacimientos de capas delgadas permite determinar la distribución de la arenisca productiva de alta calidad

Una nueva herramienta de generación de imágenes, el generador de Imágenes Microeléctricas en Lodos Base Aceite (OBMI, por sus siglas en inglés) (Figura 31), proporciona imágenes de la pared del pozo en ambientes con fluidos de perforación base aceite y sintéticos. Las mediciones se muestran como una imagen que utiliza colores claros para resistividades altas y colores oscuros para resistividades bajas.

Permite descubrir detalles estructurales e identificar características como fallas y capas volcadas, evaluar secuencias estratificadas y los cambios abruptos en la sedimentación, dando una mayor claridad a las secciones complejas donde el procesamiento de las imágenes sísmicas puede ser ambiguo, como en la presencia de domos salinos y fallas de cabalgamiento (Cheung et al., 2002; Martínez, 2007).

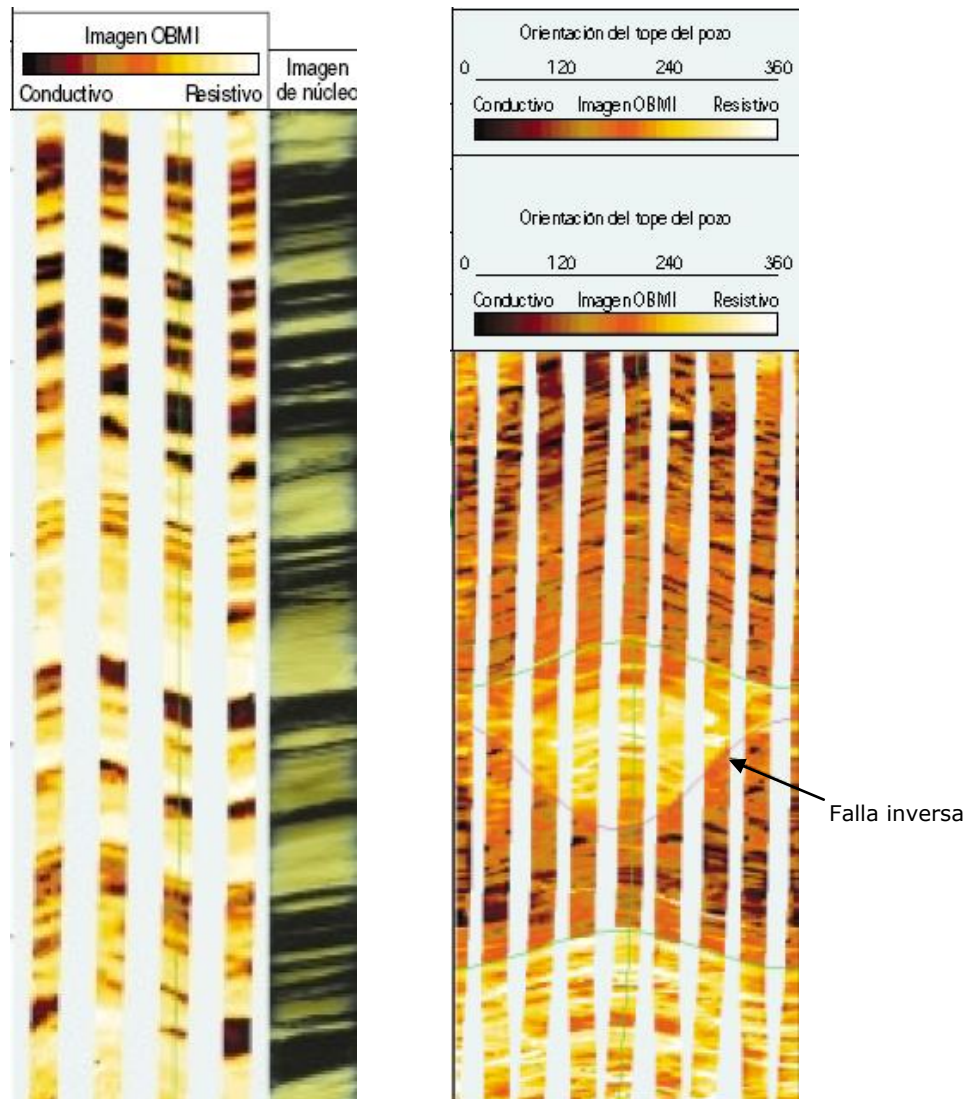


Figura 31. Registro de imagen OBMI, a la izquierda comparado con el núcleo y a la derecha con imágenes de una mayor superficie de la pared del pozo

III.4.6 Inducción triaxial

Una herramienta de adquisición de registros de inducción genera información 3D sobre la formación que se encuentra lejos de la pared del pozo, mejora la precisión de las mediciones de resistividad en pozos desviados y capas inclinadas, también puede medir la magnitud y dirección del echado o buzamiento de las formaciones sin tener que estar en contacto con el pozo. Esta medición permite que se evalúen y comprendan mejor los diferentes yacimientos, que en otras circunstancias podrían ser subestimados.

La resistividad de la formación es una propiedad fundamental para evaluar pozos de gas y aceite y fue la primera medición realizada con herramientas de adquisición de registros. Después de algún tiempo se introdujo a la industria los principios de los registros de inducción,

que permitían medir la resistividad aparente de la formación sin un ambiente conductivo, lodos base aceite, superando las limitaciones de las mediciones basadas en electrodos. Aún así, si se realiza la medición en capas inclinadas o pozos desviados, se obtiene una medida errónea debida a la influencia de las capas adyacentes de menor o mayor resistividad, ya que la resistividad media puede ser, de igual forma, mayor o menor a la resistividad verdadera. También se presentan errores en la medición a causa de la heterogeneidad de las capas y por la anisotropía eléctrica, que es la variación de propiedades dependiendo de la dirección de medición. Para la interpretación se ocupaban varias correcciones manuales y computarizadas de modelado directo e inversión para aproximar lo mejor posible el valor de la resistividad verdadera de la formación. Sin embargo no se pudieron resolver todas las incógnitas.

Las herramientas anteriores de registros de inducción, miden la resistividad horizontal (en forma uniaxial); mientras que la herramienta Rt Scanner mide en tres dimensiones (en forma triaxial), se generan tres momentos magnéticos direccionales en las direcciones X, Y y Z (Figura 32). Los arreglos de receptores se ubican con diferentes espaciamientos para obtener diferentes profundidades de investigación.

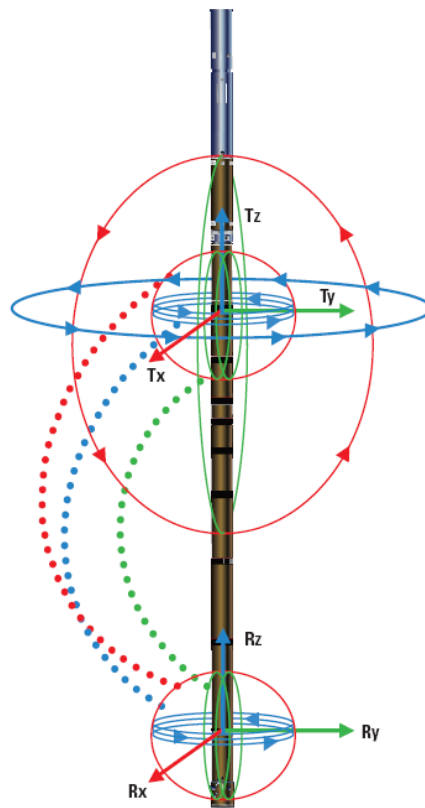


Figura 32. Inducción triaxial

Mediante la obtención de una medición con el sistema de inducción triaxial combinada con la capacidad de procesamiento computacional disponible actualmente, se pueden superar muchas limitaciones. Las aplicaciones principales de ésta herramienta son las mediciones precisas de la resistividad en formaciones inclinadas, la identificación y cuantificación de los intervalos productivos laminados y la medición del hechado estructural que no necesita el contacto de la herramienta con la pared del pozo (Anderson et al., 2008).

III.4.7 Registro de Susceptibilidad Magnética

La susceptibilidad magnética (SM) de un volumen de roca está en función de la cantidad de minerales magnéticos, principalmente magnetita y pirrotita (sedimentos terrígenos), que se encuentran dentro de la roca.

Las mediciones de la SM pueden proveer una rápida estimación del ferromagnetismo en la roca y pueden ser interpretadas para reflejar los cambios litológicos y mineralógicos, el grado de homogeneidad y la presencia de alteraciones en la formación (Una susceptibilidad anormalmente baja dentro de otra susceptibilidad homogénea alta en una roca, puede ser una indicación de zonas alteradas.). Así como también correlacionar facies litológicas mediante la identificación de materiales similares. Las mediciones también proporcionan una de las mejores formas de investigar la continuidad cíclica en las secuencias sedimentarias ya que las variaciones en la composición de sedimentos terrígenos comúnmente dependen de los ciclos climáticos.

Durante las últimas dos décadas, el registro de susceptibilidad magnética se ha convertido en uno de los métodos estándar aplicados en secciones estratigráficas y núcleos de sedimentos para ambientes lacustres y marinos (Mead et al., 1986, Kukla et al., 1988, Heller et al., 1991, Bloemendal et al., 1995, Williams et al., 1996, Sun et al., 1998). Al igual que otras propiedades físicas, la susceptibilidad magnética puede ser determinada tanto en núcleos, completos o cortados, de sedimentos así como en sedimentos colocados en cajas muestreadoras (Figura 33).

Muchos núcleos se encuentran incompletos debido a los problemas durante la recuperación y al tomar un registro en éstos se tienen muchas omisiones. Sin embargo, al tomar el registro en el fondo del pozo, se evita esta falta de información, ya que se adquiere la información in-situ y de forma continua durante la perforación (Figura 34).

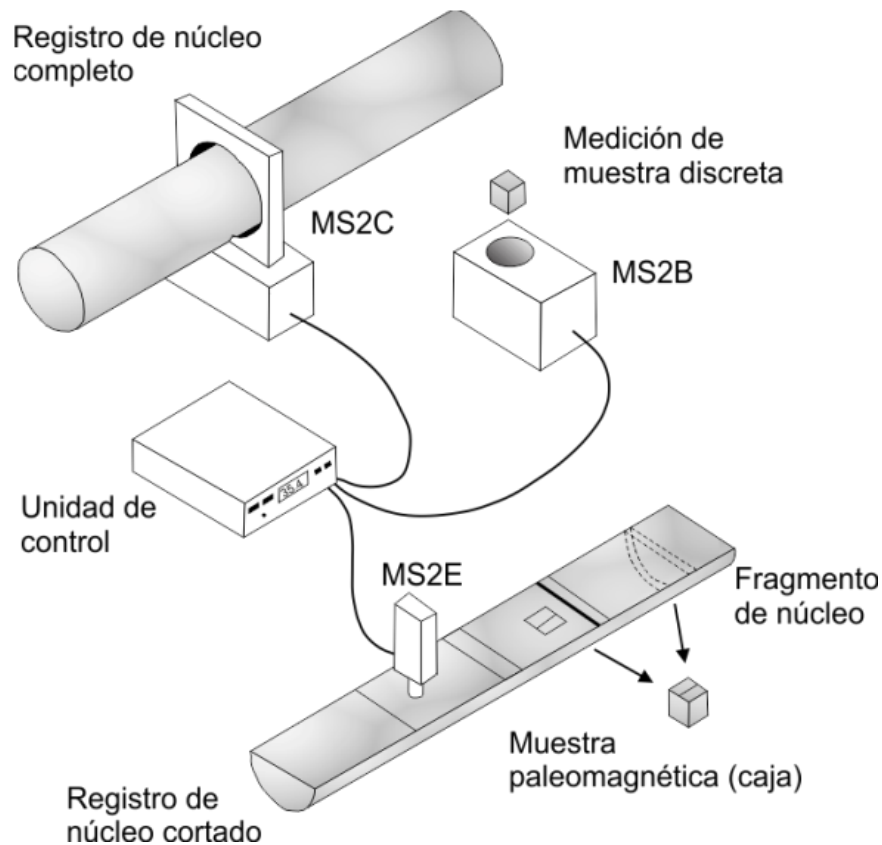


Figura 33. Diferentes formas de medición de SM en núcleos

El registro de SM dentro del pozo es un método relativamente nuevo para obtener información acerca de la naturaleza y el contenido de minerales magnéticos de las formaciones de rocas cortadas en el pozo.

La sonda es similar a la herramienta de inducción. El sensor consiste en bobinas orientadas verticalmente en la parte superior del dispositivo que se encuentra dentro de un barril presurizado antimagnético y no conductor. El espacio entre las bobinas debe ser lo suficientemente pequeño para lograr la mayor resolución vertical posible, pero lo suficientemente grande para alcanzar un rango razonable de investigación radial. Induce una corriente por medio de un campo magnético oscilatorio en una zona de forma toroidal dentro de la formación a una distancia radial de las bobinas. La corriente oscilatoria genera un campo secundario que es detectado por las bobinas receptoras (Nowaczyk, 2001).

Sonda de Susceptibilidad Magnética BSS-02A Terraplus

Suele utilizarse en minería para delinear los depósitos de kimberlita (roca ígnea, plutónica, básica, de la que se obtienen los diamantes), tiene un rango de medición de 10^{-5} a 10^{-1} cgs y una resolución para identificar estratos de hasta 25 mm.

Tabla 3. Sonda BSS-02A.

Principio de funcionamiento	Inducción de CA por discriminación de frecuencias
Frecuencia de operación	1.439 KHz
Tipo de bobina	Doble bobina enfocada

Tabla 4. Especificaciones de la sonda BSS-02A.

Especificaciones	
Localización del sensor	16 cm a partir del extremo inferior de la sonda
Diámetro	43 mm
Longitud	86 cm
Temperatura de operación	0-120°C
Presión de operación	5,000 psi
Peso	4.75 kg

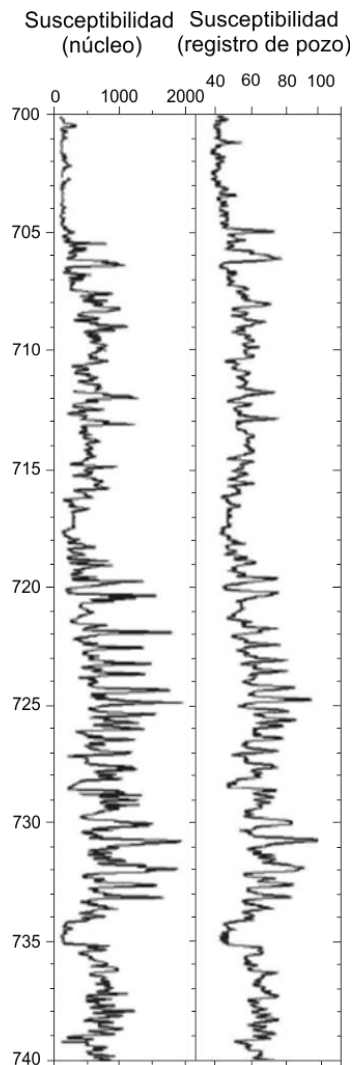


Figura 34. Comparación de la SM en un registro de pozo y en un núcleo

Sonda RG-Susceptibilidad Magnética de Bartington

Puede operar en pozos secos o llenos de agua, en pozos de exploración con diámetros pequeños, tiene una buena estabilidad de temperatura y presión dentro del rango de operación.

Tabla 5. Especificación de la sonda RG-Susceptibilidad Magnética de Bartington

Especificaciones	
Diámetro	43 mm
Longitud	1 m
Peso	8 kg
Temperatura máxima	70°C
Presión máxima	20 MPa
Transmisor/receptor	Doble bobina enfocada
Frecuencia de operación	1.439 KHz
Resolución vertical	25 mm

Sonda de Susceptibilidad Magnética de SURTRON TECHNOLOGIES

Es un instrumento multi-parámetro para agujero delgado, usado principalmente en registros de mineralogía de formaciones magnéticamente susceptibles y es particularmente utilizado para determinar el contenido de magnetita y depósitos de hierro. La herramienta puede operar en pozos secos o llenos de agua así como dentro de tubería de PVC.

Tabla 6. Especificación de la sonda de Susceptibilidad Magnética de SURTRON TECHNOLOGIES.

Especificaciones	
Diámetro	42 mm (2.4 pulgadas)
Longitud	2.03 m (6.66 pie)
Presión de operación	25 MPa (3,597 psi)
Temperatura de operación	<70°C (158°F)

III.4.8 Resonancia magnética nuclear

Los datos obtenidos de registros de Resonancia Magnética Nuclear (RMN) permiten identificar los tipos de fluidos, las zonas de transición y el potencial de producción además de que miden la porosidad, independiente de la litología y no requieren fuentes radioactivas. Proporcionan estimaciones de la permeabilidad y las propiedades básicas de los fluidos, así como la mojabilidad. Una desventaja es que la medición proviene de la zona invadida del pozo, donde el filtrado del lodo es muy grande.

Los registros de RMN miden el momento magnético de los núcleos de Hidrógeno (protones) en el agua y los hidrocarburos. Los protones tienen una carga eléctrica y su espín crea un momento magnético débil. Las herramientas utilizan potentes imanes permanentes para

crear un fuerte campo de polarización magnética, estático y fuerte, dentro de la formación. Se requiere de un tiempo de exposición o de espera para que se produzca la polarización. El tiempo de relajación longitudinal describe la rapidez con que se alinean o polarizan los núcleos en el campo magnético estático. Mientras que el tiempo de relajación transversal se refiere a la velocidad con la que los protones pierden su alineación. Las mediciones no son instantáneas y el movimiento de la herramienta puede afectar las mediciones.

Existen dos métodos para identificar los fluidos por medio de los registros de RMN:

- La técnica de espectro diferencial, que combina las mediciones de dos tiempos de espera diferentes.
- La técnica de difusión asistida, que considera las velocidades de difusión de los fluidos para así poder identificarlos, se puede calcular esta velocidad dependiendo de las condiciones del pozo.

Las mediciones de saturación de fluidos se basan en el volumen de cada fluido y no dependen de la salinidad del agua, por lo que se puede obtener fácilmente la saturación de los fluidos de la formación, así como los contactos entre éstos.

El registro de RMN ayuda a mejorar el cálculo del volumen de hidrocarburos y es la única técnica que puede detectar y distinguir los fluidos en sitio, sin hacerlos fluir. Por lo que puede ser una buena opción para la caracterización de los fluidos de yacimientos de aceite pesado. Y proporcionan características más verdaderas que las obtenidas con muestras de fondo, ya que éstas pueden cambiar durante el flujo y solo se tendrá una caracterización de aquellos fluidos que son móviles (Alvarado et al., 2003).

IV. Caracterización de Núcleos de Perforación

Los registros magnéticos en carbonatos proporcionan información sobre aporte de terrígenos en la sedimentación de carbonatos, posible material volcánico tales como capas de cenizas que puedan usarse como marcadores estratigráficos, unidades arcillosas, etcétera.

En el proyecto Chicxulub, estos registros proporcionan además información a detalle sobre las unidades de brechas de impacto ricas en sílice, material fundido y fragmentos de rocas de basamento. Los registros de susceptibilidad magnética se han usado para el análisis de correlación lateral entre pozos y la caracterización de las unidades. Con el objeto de realizar un análisis a mayor detalle de los registros y propiedades petrofísicas. Sin embargo un problema es la falta de información sobre que minerales llevan la señal. Los registros dan información sobre las unidades cortadas en el pozo e integran las señales de los diferentes componentes. Para identificar a los minerales portadores de la señal se requiere un estudio riguroso, midiendo las propiedades de las diferentes componentes, lo cual es uno de los objetivos en este trabajo. Los resultados del análisis de susceptibilidad magnética en las distintas componentes en los núcleos es el propósito principal en este capítulo.

IV.1 Península de Yucatán

La península de Yucatán es la porción septentrional de Mesoamérica, se encuentra limitada por el Golfo de México y el Mar Caribe. Tiene una extensión de 145,000 km² y 1,100 km de costa. La componen los estados de Yucatán, Quintana Roo y Campeche así como parte de Guatemala y Belice (Figura 35). Los rasgos orogénicos son escasos, la mayor parte de la superficie está a menos de 200 msnm cercano la Sierrita de Ticul y aumenta a 380 msnm, al sur de Calakmul, en la frontera con Guatemala.

Es una gran plataforma calcárea emergida del mar debido a un continuo movimiento ascendente. Muestra una mínima variabilidad geológica respecto a la composición química y mineral de las rocas, a su origen y modo de formación. Sin embargo, es posible observar diferencias en sus características morfológicas.

Casi en la totalidad de la península de Yucatán aflora una secuencia cenozoica, que no presenta deformaciones significativas y está formada por capas que guardan una forma horizontal, que se caracterizan por secuencias calcáreas y dolomíticas con intercalaciones de evaporitas. Su origen es sedimentario marino y están constituidos por carbonato de calcio (CaCO_3) en una muy alta proporción, generalmente en un 90% del peso del material, aunque en algunos casos representan menos del 50%. El resto del material está formado por diversos componentes, como sílice (SiO_2) y óxidos de hierro y aluminio.

La península de Yucatán está sujeta a una serie de procesos físicos, químicos y bioquímicos entre los cuales destaca la disolución; ésta afecta de forma diferente a cada uno de los materiales, dependiendo de sus características morfológicas (porosidad, compactación, textura, etc.). La disolución de las rocas carbonatadas ha dado como resultado la formación de múltiples cavidades subterráneas como: grutas, cavernas y cenotes. Este fenómeno recibe el nombre de karst cuando se genera en la superficie y subkárstico cuando se genera en los mantos calizos subsuperficiales. El norte y oriente de la península está formada por karst debida a su constitución química, carecer de drenaje superficial y por estar bajo la influencia macroclimática del cinturón intertropical, caracterizada por altas temperaturas y precipitaciones; y al centro y sur de la Sierra de Ticul, dominan mesetas tabulares de desarrollo kárstico (Butterlin y Bonet 1963; Lugo J. op.cit.).

Se ha generado una columna de la plataforma de Yucatán, que varía desde el Paleoceno hasta el Cuaternario. La columna contiene, en orden ascendente, las formaciones Chichén Itzá e Icalache del Paleoceno-Eoceno; las formaciones Bacalar, Estero Franco y Carrillo Puerto del Mioceno Superior, Plioceno y las calizas con moluscos del Pleistoceno-Holoceno (Butterlin y Bonet, 1963).



Figura 35. Península de Yucatán

IV.2 Cráter Chicxulub

El cráter Chicxulub se encuentra ubicado en el sector noroeste de la Península de Yucatán, cercano al Puerto Chicxulub con coordenadas 20° 44' 38.45" N, 89° 43' 06.70" W, sepultado por una secuencia de rocas carbonatadas de edad Terciaria. La estructura tiene un diámetro de 200 km aproximadamente y es definida morfológicamente como una cuenca multianillada con un levantamiento central (Figura 36). En superficie, se pueden observar evidencias del cráter sepultado: un anillo de cenotes y rasgos topográficos semicirculares, los cuales se asocian a la compactación diferencial de los materiales fragmentados en el impacto y que forman parte del relleno de la estructura (Urrutia-Fucugauchi, Camargo-Zanoguera, Pérez-Cruz y Pérez-Cruz, 2010)

El cráter de impacto de Chicxulub tiene una gran importancia científica por su edad y sus consecuencias ambientales. Antes de 1980 se había sospechado de posibles relaciones entre la extinción masiva del Cretácico/Paleógeno (K/Pg) y causas extraterrestres, tales como los efectos de supernovas y la colisión con meteoritos. Sin embargo, es a partir del estudio reportado por Álvarez y colaboradores (1980), que se contó con evidencia experimental sobre un posible impacto.

Con las investigaciones realizadas en la estructura se ha podido estimar la edad del impacto, la geometría y características del cráter, así como su relación con depósitos K/Pg en las regiones adyacentes al Golfo de México y Mar Caribe.

Por otra parte, perforaciones realizadas tanto por Petróleos Mexicanos (PEMEX), como por la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), han mostrado que esta estructura está cubierta por una secuencia de 300 a 1000 m de carbonatos (Urrutia-Fucugauchi et al., 1994; Ward et al., 1995). Esta secuencia de carbonatos sobreyace dos brechas de impacto y una unidad fundida masiva (Sharpton et al., 1992).

Entre los logros de la investigación, se encuentra el descubrimiento de una gran cantidad de las rocas almacenadoras de petróleo en los campos del Sureste Mexicano, originadas como resultado del impacto de Chicxulub.

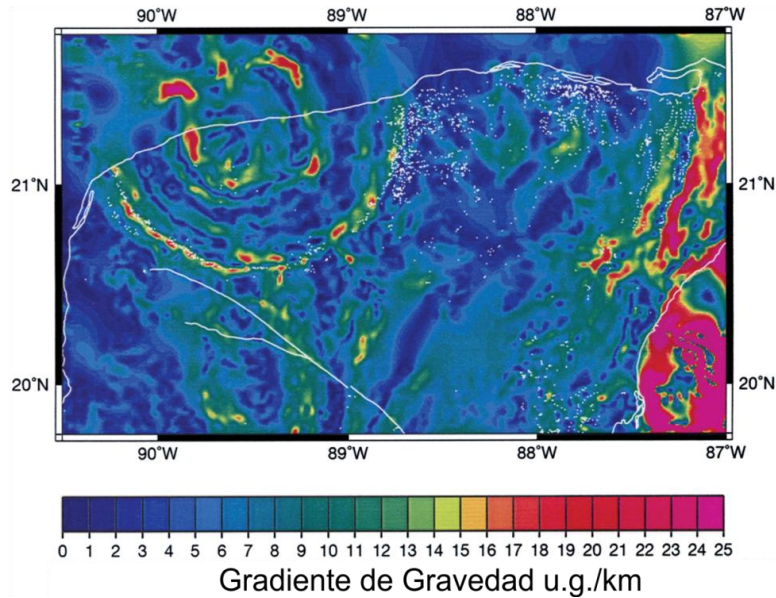


Figura 36. Gradiante de gravedad Horizontal calculado por la anomalía gravitatoria de Bouguer (Connors et al., 1996). Los puntos blancos representan la localización de los cenotes.

Programas de Perforación

Durante las últimas dos décadas se ha investigado la estructura, tamaño y morfología del cráter Chicxulub, utilizando métodos gravimétricos, magnéticos, magnetotelúricos y de reflexión sísmica, así como perforación con programas de toma de registros geofísicos y recuperación continua de núcleos.

El programa de perforaciones ha sido llevado a cabo en parte por los estudios de exploración de PEMEX, el programa Chicxulub de la UNAM, el Chicxulub Scientific Drilling Project (CSDP) y el programa de exploración de la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

El programa de perforación de la UNAM incorpora la recuperación continua de núcleos en ocho pozos distribuidos dentro y apenas afuera del borde del cráter con tres de ellos (UNAM-5, UNAM-6 y UNAM-7) cortando el contacto de carbonatos y brechas de impacto (Urrutia-Fucugauchi et al., 1996; Rebolledo-Vieyra et al., 2000). La brecha fue clasificada en dos unidades, una secuencia superior rica en clastos de basamento, vidrio de impacto y fragmentos de brecha de impacto fundida. Y una secuencia inferior rica en clastos de calizas, dolomías y evaporitas. Las profundidades del contacto son 332 m en el pozo UNAM-5, 222.2 m en el UNAM-7 y 282.8 m en el UNAM-6. Se obtuvieron registros geofísicos en los diferentes pozos incluyendo registros de susceptibilidad magnética (Urrutia et al., 2011).

IV.3 Perforación del Pozo Santa Elena UNAM-5

La perforación de los pozos se llevó a cabo con equipos de perforación rotatoria JKS Boyles, modelo BBS-37 y BBS-45; tuberías con diámetros estándar HQ (8.89 cm), NQ (6.69 cm) y BQ (5.55 cm), barriles muestreadores, barrenas con corona impregnada de diamantes y equipos para bombear el agua que fue utilizada como fluido de perforación. Los núcleos fueron lavados en el sitio, marcados con la profundidad y la información de la base y la cima y guardados en cajas.

Las muestras fueron almacenadas en el sitio hasta que se terminó la operación y después fueron transportadas a las instalaciones de la UNAM para la realización de la descripción de los núcleos y el análisis de laboratorio.

El pozo Santa Elena UNAM-5 se encuentra aproximadamente a 110 km distancia radial desde el centro del cráter, con coordenadas 89.6615° W, 20.3385° N. La profundidad del pozo es de 502.6 m y se recuperaron 459.15 m de núcleos. El contacto de las brechas de impacto y los carbonatos del Paleógeno se encuentra a 332 m aproximadamente; la brecha de impacto fundida (brecha suevítica) presenta un espesor de 172 m. Los carbonatos basales que se encuentran 30 m arriba del contacto son caracterizados por calizas color blanco y evaporitas, con varias capas de arcilla. El contenido de arcilla y minerales evaporíticos esféricos incrementa en la parte media. La sección basal, arriba de los 329.8 m de profundidad están compuestos de carbonatos grises con delgados lentes de calcita y lentes gris oscuro de texturas aparentemente fundidas. Seguida de 3 m de calizas gris claro con una porosidad <15%, altos contenidos de minerales arcillosos y ausencia de evaporitas y vetillas. Entre los 325 y 315 m, la sección es caracterizada por varias capas de arcilla y abundantes agregados de esferoidales de evaporitas, las arcillas muestran un cambio de color, con tonos más oscuros y también una disminución en la porosidad, <10% y algunas vetillas. Entre los 315 y 311 m, los sedimentos muestran una gran proporción de arcillas y minerales evaporíticos, con numerosas capas de arcilla. Entre los 303 y 311 m, los carbonatos están formados por calizas blancas con una porosidad aproximada del 15% (Urrutia et al., 2011).

IV.4 Magnetismo

El magnetismo es un fenómeno físico por el que los materiales ejercen fuerzas de atracción o repulsión sobre otros materiales.

El comportamiento magnético de un material depende de su estructura y de su configuración electrónica. A nivel atómico, se produce un campo magnético por el movimiento orbital del electrón alrededor del núcleo, además de esto, cuando la mayoría de los electrones de una sustancia se orientan en la misma dirección, se crea una fuerza magnética, dependiendo del número de electrones orientados esta será grande o pequeña. Un campo magnético también puede ser generado por partículas en movimiento.

IV.4.1 Susceptibilidad Magnética (χ)

La susceptibilidad magnética, χ , es una propiedad de los materiales referente a la facilidad con la que estos pueden magnetizarse, es decir, la magnetización de una sustancia bajo la presencia de un campo magnético externo (Thompson y Oldfield, 1986).

$$M = \chi H$$

Donde M es la magnetización del material (la intensidad del momento magnético por unidad de volumen) y H es la intensidad del campo magnético externo aplicado.

Como la magnetización (M) y el campo magnético (H) tienen las mismas unidades de medida, entonces la susceptibilidad (χ) es adimensional, por convención se reporta en unidades SI (Sistema Internacional).

De acuerdo a su comportamiento magnético, los materiales pueden ser divididos en tres grupos básicos:

Los materiales diamagnéticos con la aplicación de un campo magnético externo, adquieren una pequeña magnetización inducida, M_i , opuesta al campo aplicado, H (magnetización antiparalela). La magnetización depende linealmente del campo aplicado y se reduce a cero al remover el campo. Los materiales diamagnéticos se caracterizan porque en ellos el momento magnético atómico es cero, la susceptibilidad magnética es negativa, es independiente de la temperatura y es del orden de $-10 \mu\text{SI}$; algunos ejemplos son el cuarzo, la calcita, dolomita, los feldespatos, silicatos y el agua (Butler, 1998; Evans y Heller, 2003).

Tabla 6. Minerales diamagnéticos

Mineral	χ (μ SI)
Dolomita	-40
Calcita	-15
Cuarzo	-15
Feldespatos	-15
Yeso	-15
Hielo	-10

Los materiales paramagnéticos contienen átomos con momentos magnéticos atómicos diferentes de cero y adquieren una magnetización inducida (M_i), paralela al campo aplicado (H); de igual forma, que en los elementos diamagnéticos, la magnetización se reduce a cero cuando se quita el campo magnetizante. El paramagnetismo es un fenómeno muy dependiente de la temperatura. Poseen una permeabilidad magnética mayor a la unidad y una susceptibilidad magnética positiva y muy pequeña (100-5000 μ SI). Algunos ejemplos son el olivino, los piroxenos (augita), los anfíboles (hornblenda), las micas (biotita, clorita, etc.), las arcillas ricas en Fe, la lepidocrocita y la siderita (Evans y Heller, 2003).

Tabla 7. Minerales paramagnéticos

Mineral	χ (μ SI)
Ortopiroxenos	1000 - 3000
Anfíboles	100 - 1000
Biotita	800 - 3000
Moscovita	40 - 700
Clorita	70 - 1550
Olivino	-13 - 3500
Granate	500 - 6000

Los materiales ferromagnéticos tienen átomos con momentos magnéticos diferentes de cero, pero estos sí interactúan fuertemente con los momentos atómicos adyacentes. La característica principal de un material ferromagnético es su capacidad de registrar la dirección del campo magnético aplicado. Su susceptibilidad magnética es positiva y con valores muy altos, al quitar el campo magnetizante, la magnetización no regresa a cero sino que guarda un registro del campo aplicado, a la trayectoria de magnetización M , en función del campo magnético aplicado, H , el cual es llamado ciclo de histéresis, (Butler, 1998).

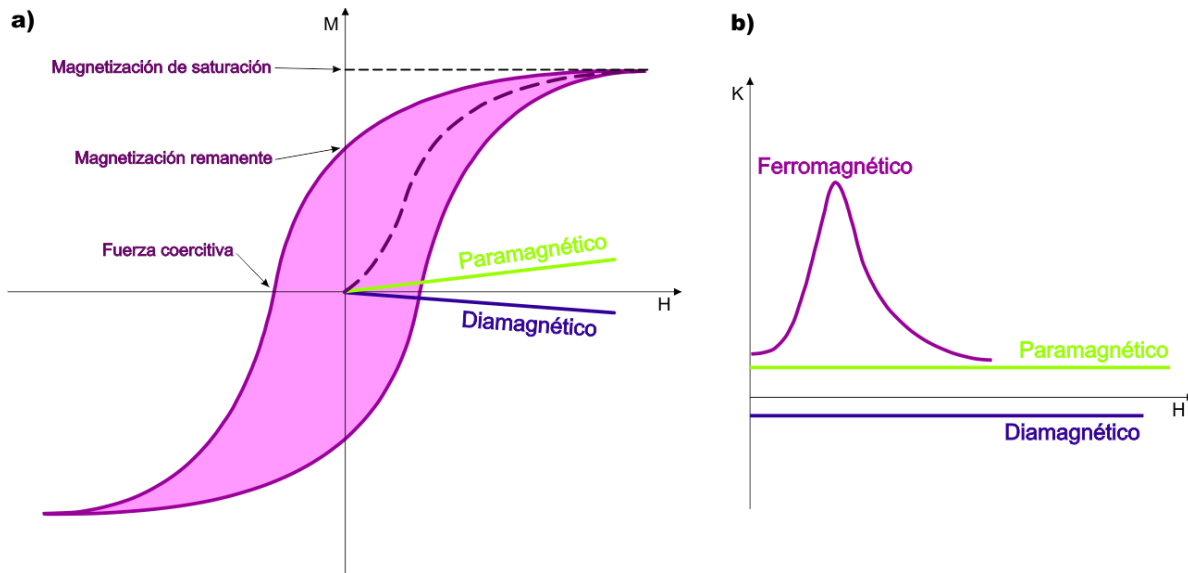


Figura 37. a) Relación entre la magnetización y la intensidad del campo magnetizante; b) Variación de la susceptibilidad con el campo magnético

En la figura 37 a) se muestra el ciclo de histéresis, primero la magnetización aumenta con el aumento de la intensidad del campo a lo largo de la línea punteada. Si la intensidad del campo alcanza cierto valor, llamado saturación del campo, la susceptibilidad prácticamente ya no aumenta. Si el campo luego disminuye, la magnetización también disminuye, pero no siguiendo la misma trayectoria de la línea punteada; sin embargo atraviesa la ordenada donde el valor del campo es cero, lo que significa que existe una magnetización, incluso en ausencia del campo magnetizante. Esta magnetización es llamada magnetización remanente. Si la intensidad del campo incrementa en dirección contraria, la magnetización disminuye alcanzando el cero en la intensidad del campo, esto es llamado fuerza coercitiva; disminuyendo aún más el campo se produce de nuevo una saturación. Revirtiendo la dirección del campo y aumentando su intensidad se cierra el ciclo de histéresis. Este ciclo se puede repetir varias veces pero nunca se alcanzará de nuevo la línea punteada.

Los materiales ferromagnéticos son divididos en tres grupos:

- 1) Los ferromagnéticos: todos los momentos magnéticos son paralelos.
- 2) Los Ferrimagnéticos: son metales como el hierro, magnetita, maghemita, goethita y pirrotita, en los que los momentos

magnéticos de los átomos son desiguales y antiparalelos, por lo que resulta una magnetización apreciable.

- 3) Los Antiferromagnéticos: son óxidos como la hematita, ulvoespinela o la ilmenita, con capas con momentos magnéticos iguales y antiparalelos, que ocasionan una magnetización débil o nula (Evans y Heller, 2003).

Tabla 8. Minerales ferromagnéticos

Mineral	χ (μSI)
Goethita	2000
Hematita	1000 – 5×10^4
Pirrotita	5×10^4 – 3×10^5
Magnetita	10^6 – 10^7

El superparamagnetismo es un comportamiento especial de los granos muy pequeños de materiales ferrimagnéticos (0.001 – 0.01 μm de diámetro), que bajo la presencia de un campo magnético adquieren una gran magnetización remanente, muy inestable, que desaparece rápidamente en cuanto se elimina el campo magnético.

La susceptibilidad de las rocas o sedimentos, depende de todas las fracciones minerales de una roca, en ellas están presentes la fracción ferromagnética, paramagnética y diamagnética con las cuales se determina el valor de la susceptibilidad total de la roca (Butler, 1998).

IV.4.2 Tipos de Magnetización en las Rocas

Hay dos tipos de magnetización: la magnetización inducida y la magnetización remanente. Cuando un material es expuesto a un campo magnético H , adquiere una magnetización inducida, M_i . La magnetización remanente, M_r , es un registro de los campos magnéticos pasados que han actuado sobre el material.

La magnetización remanente en las rocas está dada por la presencia de minerales ferrimagnéticos o ferromagnéticos, incluidos en una matriz de minerales diamagnéticos o paramagnéticos. Esta magnetización es la evidencia de cambios en el campo magnético terrestre, sucedidos a lo largo del registro geológico y es detectada más fácilmente en las rocas ígneas máficas, como el basalto, aunque también es posible detectarla en rocas metamórficas, sedimentarias e incluso en sedimentos.

Los mecanismos mediante los cuales las rocas pueden adquirir sus diversos tipos de magnetizaciones remanentes, dependen de los

procesos físico-químicos presentes en el momento de la magnetización. A continuación se mencionan los más frecuentes.

Magnetización Remanente Térmica o Termo Remanente

Ocurre cuando la lava se enfría y se forman pequeños cristales de magnetita, que están por un momento libres en el fluido, moviéndose y orientándose por si mismos con el campo magnético terrestre existente. Al pasar el tiempo, la lava se solidifica y los cristales de magnetita adquieren esa posición fija, registrando el alineamiento del campo magnético en ese instante.

Magnetización Detrítica

Los minerales magnéticos (magnetita y hematita) arrastrados como partículas en un medio acuoso, son libres de rotar como agujas imantadas y se orientan paralelamente al campo magnético terrestre antes de su depósito y quedan inmovilizados por el sedimento sobreyacente cuando se depositan. Al quedar sepultados por sedimentos subsecuentes, ya no pueden moverse libremente y de este modo se forma un registro permanente de los campos magnéticos pasados de la Tierra (Alva, 1996).

Magnetización Posdetrítica

Se adquiere posterior al depósito del sedimento y es previa a la consolidación del mismo. Ocurre cuando los sedimentos se compactan y por tanto reorientan su inclinación magnética, al perder el agua intersticial (Peña, 2009).

IV.5 Registro de Susceptibilidad Magnética en el Pozo Santa Elena UNAM-5

En este trabajo se realizó el análisis de la susceptibilidad magnética del núcleo recuperado del pozo Santa Elena UNAM-5, localizado en el cráter Chicxulub. Las mediciones corresponden al intervalo de 299.45 a 450.75 m, se registraron dos grupos de datos, el primero correspondiente a la matriz del núcleo y el segundo a los diferentes clastos o fragmentos de diferentes minerales encontrados en el mismo. Al comparar los datos obtenidos de la matriz con los de los fragmentos se pretende saber cuál de estos afecta más la información adquirida con una herramienta dentro del pozo que realiza una medición continua sin separarla, obviamente, en estos dos grupos.

El equipo utilizado para obtener las mediciones del núcleo del pozo UNAM-5 se describe a continuación.

El equipo de susceptibilidad magnética Bartington MS2 tiene la capacidad de obtener tanto mediciones positivas como negativas (Diamagnéticos). Cuando la muestra es colocada bajo la influencia de un campo magnético alternando una baja frecuencia y una baja intensidad se obtiene un cambio en la frecuencia. Esto se convierte a un valor de susceptibilidad magnética, el cual es entregado en unidades del SI o del sistema CGS (Centímetro-Gramo-Segundo) dependiendo de la opción seleccionada. Por medio de un botón o un interruptor se puede calibrar a cero o tomar las mediciones. También se puede seleccionar si la medición será regresada con una resolución en números enteros o con decimales, incrementando el tiempo de la medición en esta última.

Tabla 9. Especificación del equipo de Susceptibilidad Magnética Bartington MS2.

Especificaciones		
Rango de mediciones	Volumen específico	1-9999x10 ⁻⁵ SI (10 ⁻⁶ CGS)
	Masa específica	1-9999x10 ⁻⁸ SI (10 ⁻⁶ CGS)
Resolución	Volumen específico	2x10 ⁻⁶ SI (2x10 ⁻⁷ CGS) en el rango x0.1
Temperatura de operación		-10°C a 40°C
Peso		1.2 kg
Dimensiones		260 x 158 x 50 mm

El sensor MS2E está diseñado para obtener mediciones de alta resolución de núcleos de sedimentos poco consolidados.

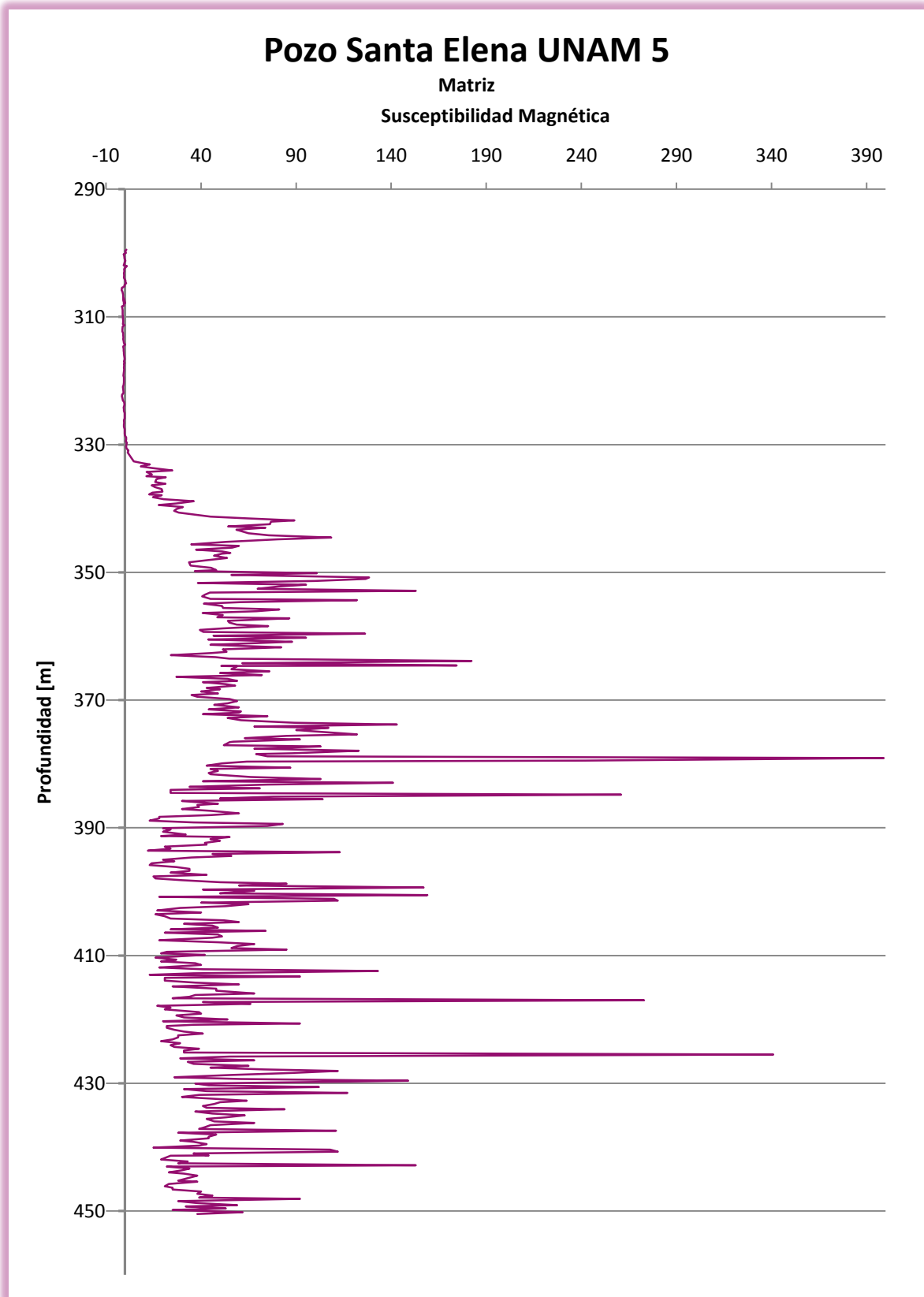
Tabla 10. Especificación del sensor Bartington MS2E.

Especificaciones		
Área de respuesta		3.8 mm x 10.5 mm al final del cilindro de cerámica.
Profundidad de respuesta		50% a 1 mm, 10% a 3.5 mm
Periodo de medición	Rango x 1	1.5 s SI (1.2 s CGS)
	Rango x 0.1	15 s SI (12 s CGS)
Frecuencia de operación		2 kHz
Peso		0.22 kg
Dimensiones		150 x 50 x 25 mm

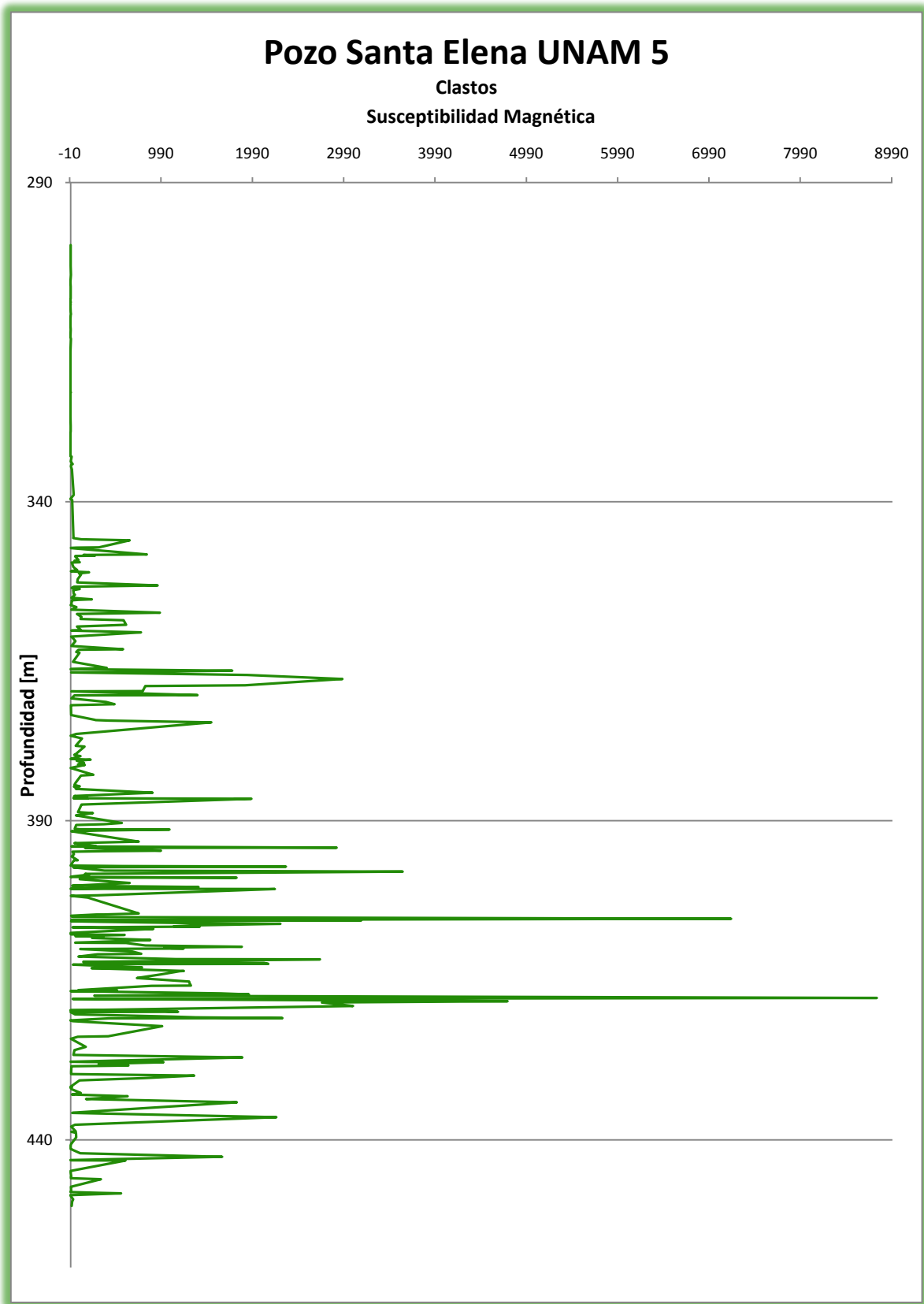


Figura 38. Equipo de susceptibilidad magnética MS2 Bartington y sensor MS2E

De las mediciones tomadas al núcleo se obtiene las siguientes gráficas de susceptibilidad magnética contra profundidad. Las mediciones fueron obtenidas en unidades del SI. La primera corresponde a la matriz (Gráfica 1) y la segunda a los clastos del núcleo (Gráfica 2).



Gráfica 1. SM de la matriz en el intervalo de 299.45 a 450.75 m del pozo Santa Elena UNAM 5



Gráfica 2. SM de los clastos en el intervalo de 299.45 a 450.75 m del pozo Santa Elena UNAM 5

V. Discusión

Parte de los objetivos de los proyectos de perforación en el cráter Chicxulub se enfocan en entender los efectos post-impacto en el medio ambiente y ecosistemas terrestres, así como aclarar nuestro entendimiento de cómo los impactos de gran escala moldearon las superficies planetarias y la corteza superior en las primeras etapas de la formación del sistema solar. Información que sólo es posible obtener por medio de la perforación, ya que el cráter se encuentra cubierto por sedimentos post-impacto.

Dentro de los programas de exploración en marcha para la siguiente etapa se tiene el programa de perforaciones marinas. Se tiene el plan de realizar algunas perforaciones en el sector de la plataforma localizado unos 40 km mar adentro en la zona de Progreso. Este programa es el primero con perforaciones en la zona marina y permitirá muestrear las secuencias carbonatadas y las rocas de impacto, con un programa de recuperación continua de núcleos y registros de pozo. Otros objetivos incluyen: la caracterización del anillo central y las estructuras subyacentes del cráter con un pozo en el mar (sitio Chicx-03A); y uno en tierra para caracterizar la secuencia completa de impactitas y penetrar el horizonte homogéneo completo de la unidad fundida (sitio por definir).

El sitio Chicx-03A es considerado de mayor prioridad. Los sitios Chicx-02A y Chicx-04A se han propuesto como sitios alternativos en caso de cualquier contingencia en el sitio Chicx-03A. El sitio Chicx-01A es asignado a la segunda etapa del programa de perforaciones.

Tabla 11. Perforaciones del Programa de perforaciones marinas del Cráter Chicxulub.

Sitio	Posición	Profundidad del tirante de Agua (m)	Penetración (m)		
			Sedimento	Basamento	Total
Chicx-03A	21 27.0846 N 89 57. 0648 W	17	3000		3000
Chicx-02A	21 27.33 N 89 57.09 W	17	3000		3000
Chicx-04A	21 28.6578 N 89 57.4404 W	17	1750		1750
Chicx-01A	21 17.72 N 90 41.93 W	20	4100		4100

Considerando el tirante de agua en la perforación de los pozos del proyecto se debería de utilizar un equipo de perforación con posicionamiento dinámico o con capacidad de desplazarse de una localización a otra como una plataforma auto-elevable, semisumergible o por medio de un barco perforador, ya que el equipo no tendrá que permanecer en el sitio después de realizar la perforación y esto reducirá los costos. Aunque hay que considerar que por ser un tirante de agua relativamente pequeño se pueden presentar mayores problemas al posicionar el equipo y mantenerlo estable.

V.1 Nuevas Herramientas

Las necesidades de exploración de nuevas áreas con contextos geológicos más complejos presentan retos e incentivos para el desarrollo de nuevas tecnologías y mejoras, cambios y adaptaciones en las tecnologías en uso en la industria. Estos retos en exploración se combinan con los requerimientos para técnicas de producción más eficientes y los problemas planteados en recuperación secundaria, en relación con una mayor demanda y declinación de producción con el agotamiento de campos. En los últimos años, esto se ha reflejado en el desarrollo e introducción de nuevas tecnologías de exploración y producción, en perforación, registros de pozo, geofísica, petrofísica, etcétera.

En los capítulos II y III se analizaron algunos de estos nuevos desarrollos, con énfasis en los que han tenido una gran importancia y avance en la industria petrolera. En particular, se analizaron algunos de los desarrollos relacionados en perforación y recuperación de núcleos incorporados en proyectos académicos dentro de los programas internacionales de perforación en océanos y continentes (IODP e ICDP).

Los métodos existentes para realizar la perforación de un pozo, percusión y rotación, no representan una competencia entre ellos, dentro de la industria petrolera, ya que el primero es de gran importancia en la perforación de pozos para la captación de agua subterránea, pero está en desuso para la perforación de pozos petroleros por estar limitado por la profundidad además de ser más lento en comparación con el de rotación.

El desarrollo tecnológico en el método de perforación rotativa ha sido amplio y busca optimizar el proceso de la perforación en tiempo, seguridad y producción. Disminuyendo el manejo directo del personal con el equipo y las herramientas con la finalidad de reducir el riesgo que

esto implica hasta poder alcanzar la automatización completa del sistema. Con esto también se desea mejorar la calidad de los pozos además de hacer posible y facilitar el acceso a zonas en donde aún no es posible o es difícil de llegar; y al mismo tiempo tener un control completo de las operaciones, teniendo la información en tiempo real para poder tomar decisiones fundamentales.

Cada una de las tecnologías creadas es para poder resolver problemas particulares encontrados en diferentes zonas con diversas características, por lo que es necesario hacer una caracterización detallada de las propiedades del ambiente y de la formación así como conocer la historia de la perforación de otros pozos para ser capaces de elegir la mejor opción para los requerimientos que se presenten y tener un mayor control.

En algunos casos el desarrollo es general y se puede emplear en un amplio rango de eventos, pero algunas otras sólo están diseñadas para casos específicos. De forma tal que es indispensable contar con toda la información necesaria para realizar una buena selección.

A medida que la información sobre los yacimientos se ha vuelto más detallada, la industria ha desarrollado maneras de aprovechar las mediciones mejoradas y convertirlas en conocimientos para una explotación más rentable y menos riesgosa.

La obtención de la información confiable y en tiempo real es fundamental, ya que los costos de la perforación, terminación y producción son altos, sobre todo si nos encontramos en aguas profundas; esta información se puede obtener de varias formas como ya se mencionó en el capítulo III, entre ellas se encuentra la recuperación de núcleo y los registros geofísicos de pozo. Los costos para la recuperación de núcleos son muy elevados, por lo que dependiendo de la profundidad del pozo, las condiciones del agujero, el costo de operación, el porcentaje de recuperación y los objetivos del proyecto, será el método que se utilizará. La desventaja y razón por la que los precios de recuperación de núcleos son muy elevados, es que la perforación se detiene mientras estos son cortados y los viajes de entrada y salida de la herramienta tardan un tiempo considerablemente alto. Otra desventaja es que es muy difícil obtener una recuperación del 100% del núcleo ya que las muestras pueden sufrir mucho daño durante su extracción. Las herramientas y sistemas mencionados buscan agilizar el corte y extracción de los núcleos así como protegerlos para que no se dañen y se obtengan las muestras completas.

En cuanto a los registros, se han desarrollado muchas nuevas herramientas para perfeccionar las mediciones de propiedades físicas de las rocas que se han utilizado en los últimos años, se han tenido grandes avances como la toma de resistividad a través del revestimiento y los registros de imágenes, pero uno de los más importantes es la toma de registros durante la perforación, que permite tener la información en tiempo real. Tiene la capacidad de llegar a distancias más grandes en la horizontal de un pozo y se utiliza para la perforación direccional.

V.2 Registro de Pozo de Susceptibilidad Magnética (SM)

Uno de los objetivos de este estudio es el análisis combinado de los datos del registro de susceptibilidad magnética y los registros medidos en los núcleos. Las unidades de brechas constituyen materiales heterogéneos constituidos por fragmentos de diferentes composiciones dentro de una matriz de composición rica en carbonatos o en sílice. Las mediciones de propiedades físicas en estos materiales proporcionan valores promedio, dependiendo de las concentraciones relativas de las diferentes componentes, arreglos texturales y distribución de tamaños de los clastos. Este análisis combinado debe permitir mayor resolución en las mediciones de propiedades petrofísicas y caracterización de las formaciones, a través de mediciones detalladas en la matriz y en los fragmentos.

Al comparar los registros obtenidos de las mediciones de susceptibilidad magnética de la matriz y de los clastos se puede observar que la matriz es, en general, homogénea; sin embargo, los valores de los clastos son muy variados. Se pueden diferenciar intervalos, en los que se presentan valores altos de SM correspondientes a minerales ferromagnéticos, mientras que en otro intervalo los valores de SM son menores y unos últimos en los que la mayor cantidad de minerales presentes son diamagnéticos con valores de SM muy bajos o negativos. Por otro lado, una observación importante es la referente a los clastos en las brechas. Las mediciones obtenidas de los clastos presentan valores considerablemente mayores en comparación con la matriz.

Se pueden distinguir diferentes litologías tanto en los núcleos como en el registro (Gráfica 3).

- i. En el intervalo de 299.45 a 332.05 m los valores de SM son bajos y corresponden a estratos de calizas cristalinas con escasos fragmentos retrabajados de la brecha (Figura 39).

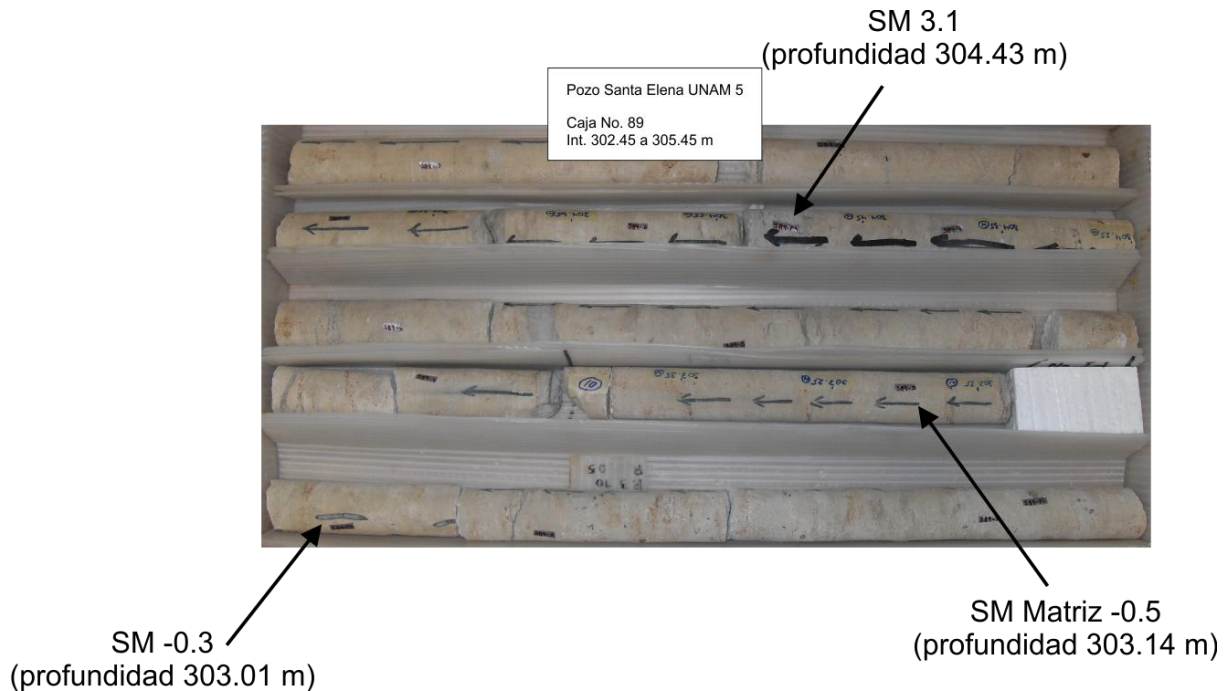


Figura 39. Sección del núcleo correspondiente al intervalo de 299.45 a 332.05 m. Los valores de SM de la matriz son en su mayoría negativos, correspondientes a materiales diamagnéticos. Los clastos son escasos y también presentan una SM baja o negativa. En la figura se muestran algunas de las mediciones realizadas en esta sección.

- ii. En el intervalo de 332.05 a 347.05 m se observa un incremento en los valores de SM correspondiente a las primeras capas de la brecha de impacto. Se presenta una estratificación gradual normal; en la cima los clastos son menores a 1 mm y presentan laminación cruzada, mientras que en la base los fragmentos son de un tamaño mayor (Figura 40).
- iii. En el intervalo de 347.05 a 412.05 m se observan fragmentos angulosos (de 1 a 4 cm en la cima y menores a 0.5 cm en la base), fragmentos de vidrio y lentes de brecha. El aumento en la susceptibilidad magnética es considerable, en la mayoría de los clastos se obtienen valores altos, mientras que en una pequeña parte los valores son bajos o negativos. Roca verdosa con clastos, de forma subangulosa a subredondeada, de calizas y lutitas, principalmente, y algunos de anhidrita; mal clasificados y soportados por una matriz de arena muy fina con un porcentaje que va de un 10 a un 30% hacia la base. Se observan algunos clastos vítreos y de roca fundida en los últimos metros de este intervalo (Figura 41).

- iv. En el intervalo de 412.05 a 450.75 m se observan clastos de roca ígnea extrusiva y vesículas. (Figura 42) El tamaño de los clastos disminuye. Pero, a pesar de esto se encuentran clastos con valores altos de susceptibilidad magnética. Roca verde grisáceo compuesta en su gran mayoría por clastos finos y algunos clastos gruesos de forma subangulosa a subredondeada que van de 0.5 mm a 5 cm. Los clastos son, en general, de vidrio alterado, y en menor proporción de minerales arcillosos y calizas. El porcentaje de la matriz es aproximadamente de un 40%.

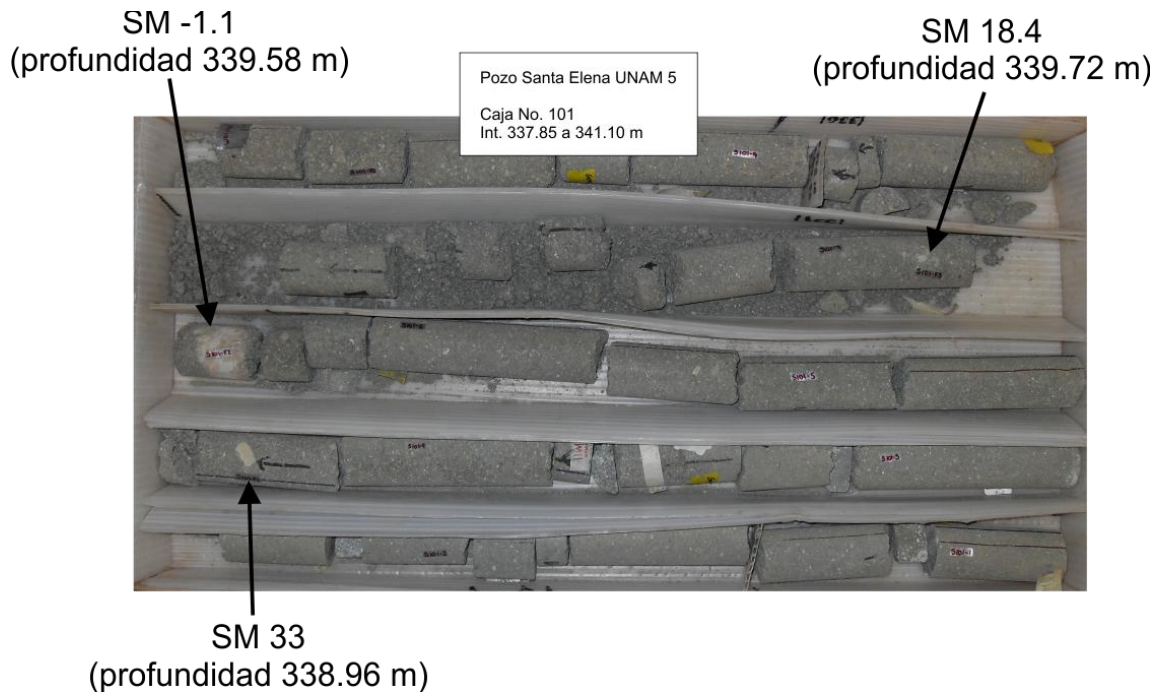


Figura 40. Sección del núcleo correspondiente al intervalo de 332.05 a 347.05 m. Los valores de SM de la matriz aumentan ligeramente de 0.7 aproximadamente a 80. Disminuye el número de clastos de gran tamaño pero hay un aumento considerable de pequeños fragmentos, presentan una SM mayor. En la figura se muestran algunas de las mediciones realizadas en esta sección.

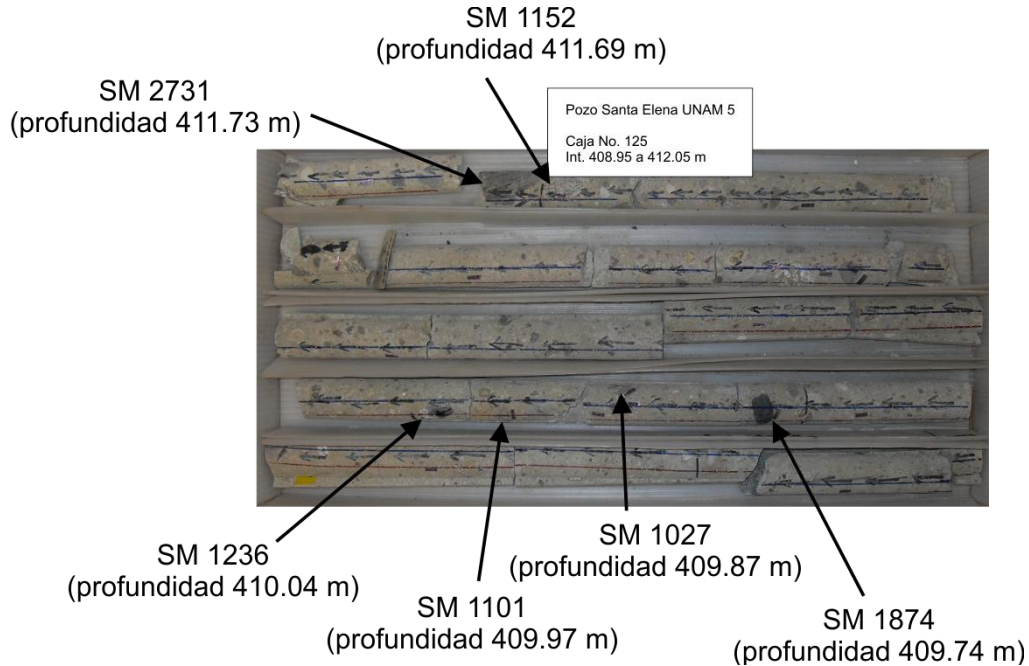


Figura 41. Sección del núcleo correspondiente al intervalo de 347.05 a 412.05 m. Los valores de SM de la matriz varían de 40 a 150 aproximadamente. Hay un aumento en el número de clastos de gran tamaño, presentan una SM considerablemente mayor, en esta sección se encuentran las mayores lecturas de SM en algunos clastos. En la figura se muestran algunas de las mediciones realizadas en esta sección.

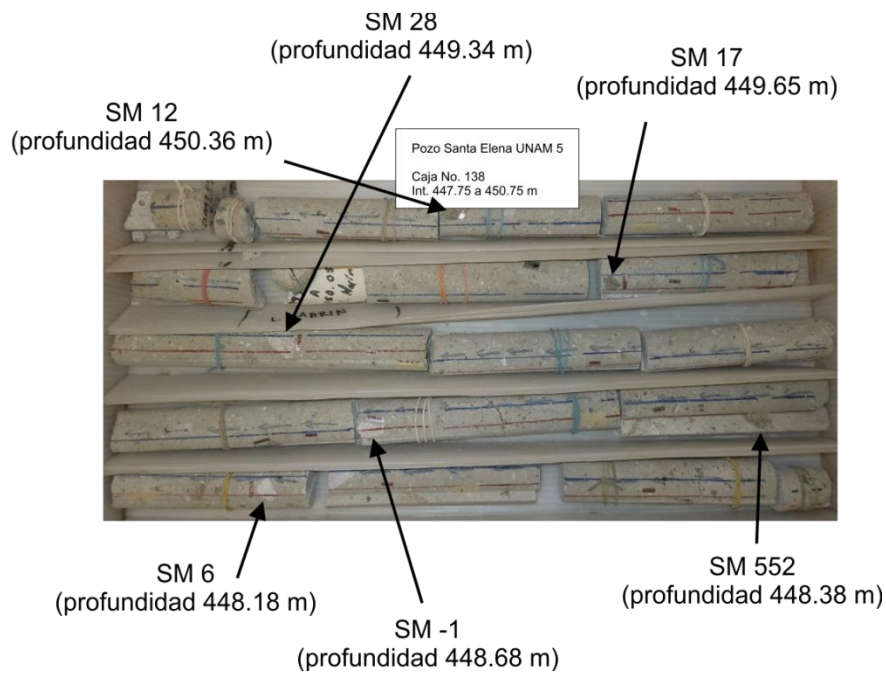
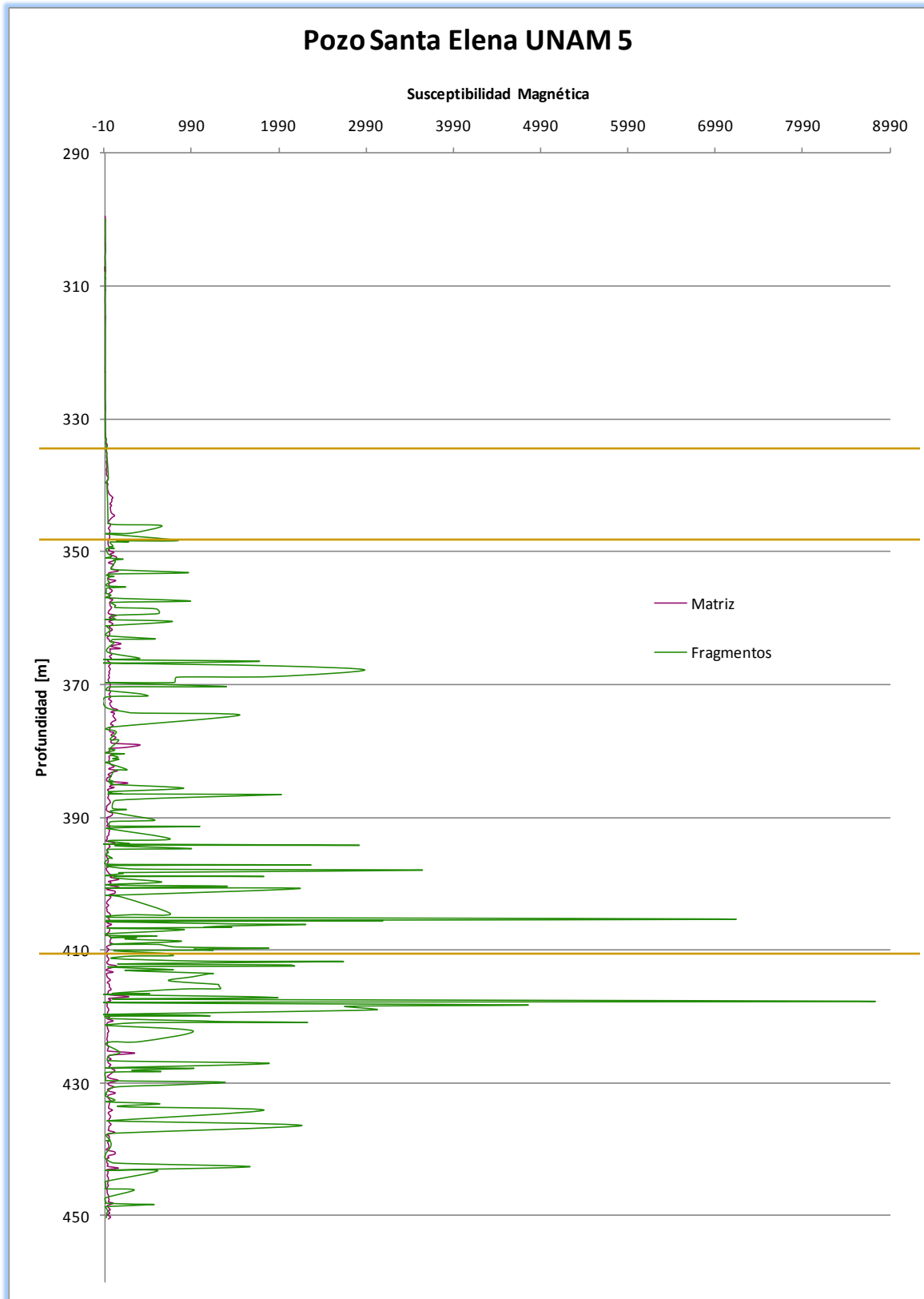
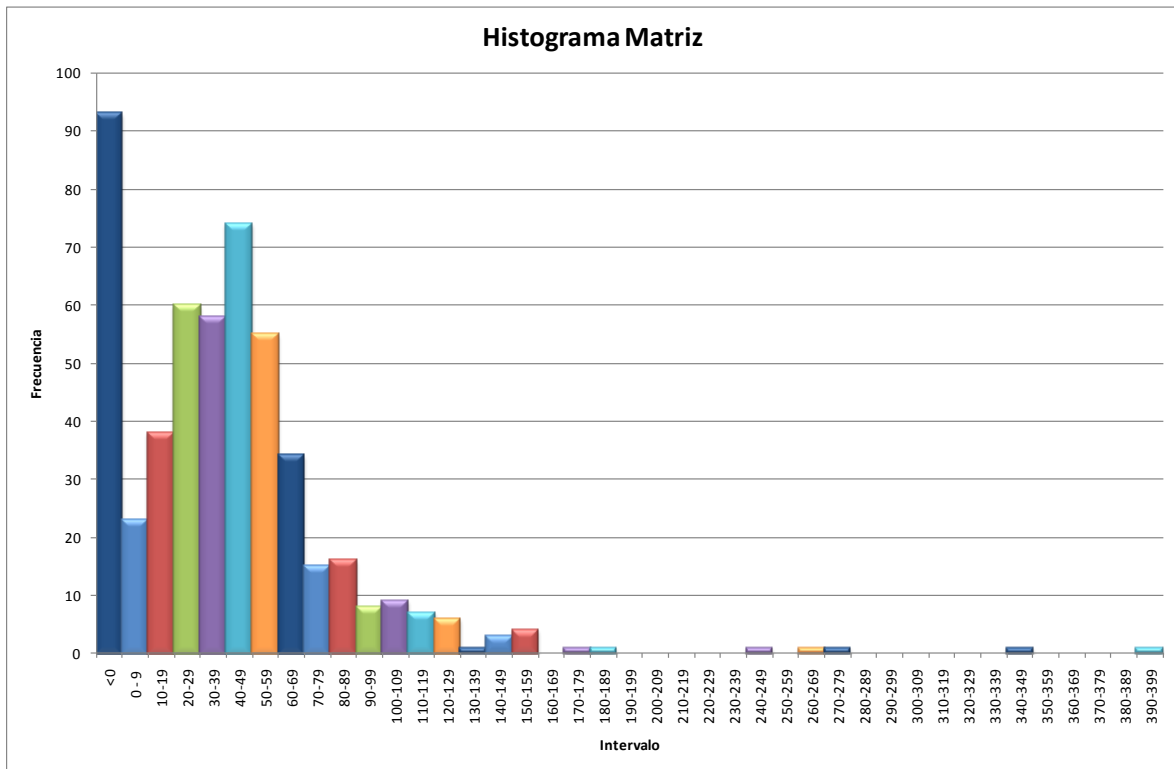


Figura 12. Sección del núcleo correspondiente al intervalo de 412.05 a 450.75 m. Los valores de SM de la matriz varían de 13 a 90 aproximadamente. Disminuye el tamaño de los clastos, en algunos casos tienen una SM alta aunque la mayoría presenta una SM baja. En la figura se muestran algunas de las mediciones realizadas en esta sección.



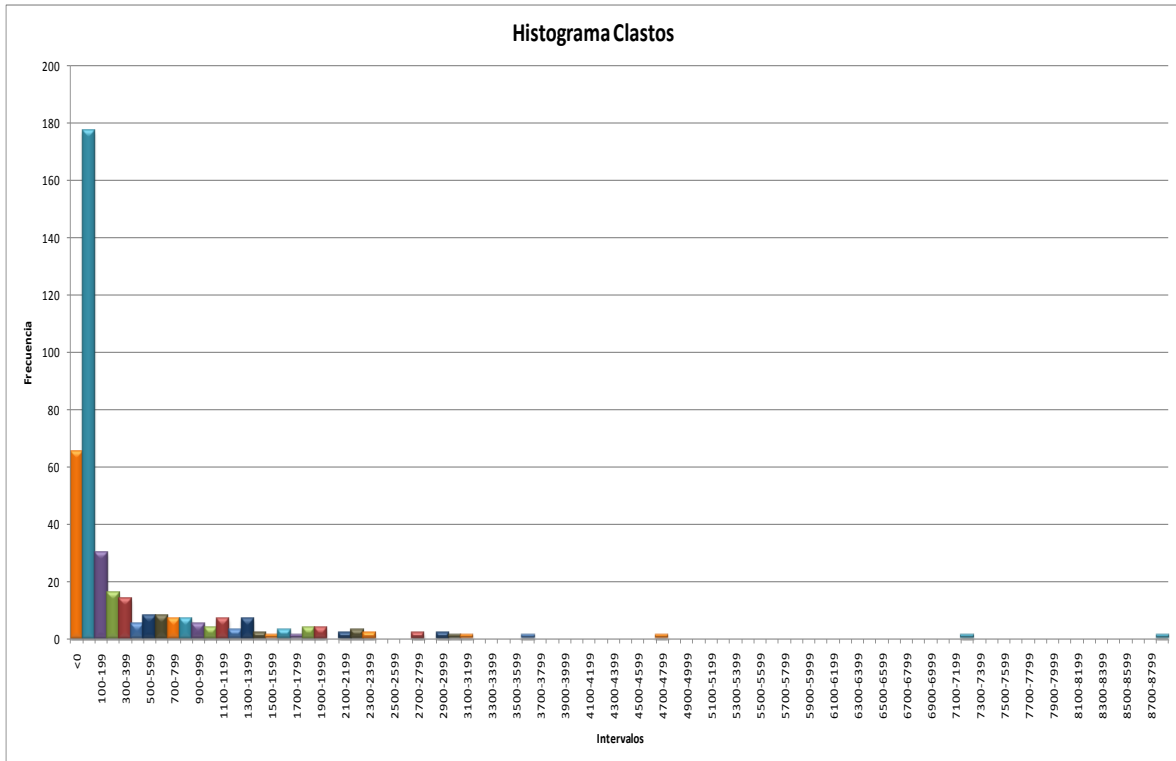
Gráfica 3. Comparación de la SM de la matriz y los clastos. Se marcan algunos intervalos de diferente litología observados en el núcleo

El gráfico siguiente muestra la frecuencia de los valores obtenidos en la matriz, cada intervalo corresponde a un rango de valores de 10 unidades. Se puede observar que los datos están divididos en dos poblaciones, en la primera, los valores son muy pequeños, menores a 90, pero tienen una frecuencia alta. Y en la segunda, la mayor cantidad de mediciones caen en rangos de valores bajos, de 0 a 89, y para valores mayores a 90 la frecuencia es relativamente pequeña, con un valor máximo de 399. Los valores tienen una media de 41.614 y una desviación estándar de 43.089.



Gráfica 4. Histograma de las mediciones de la matriz

La frecuencia de mediciones de los fragmentos (Gráfica 5) también puede ser dividida en dos poblaciones, una que corresponde a los rangos que van de 0 a 8899, donde se puede ver que existe una mayor cantidad de datos en los intervalos de 0 a 399 y otra de los valores menores a cero, que aunque es una cantidad importante, es menor a la primera población. La media para estos datos es de 391.687 y la desviación estándar de 864.739.



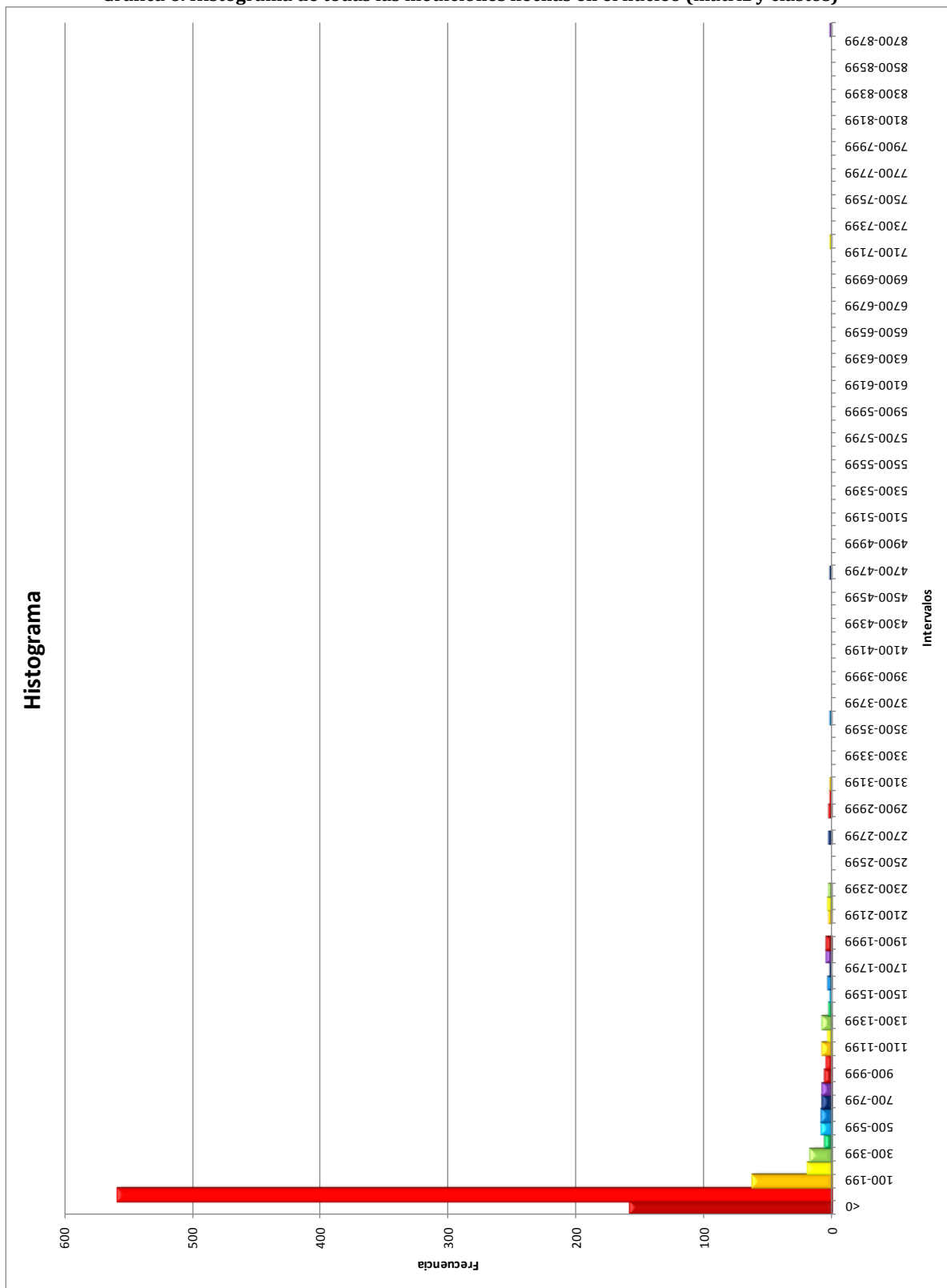
Gráfica 5. Histograma de las mediciones de los clastos

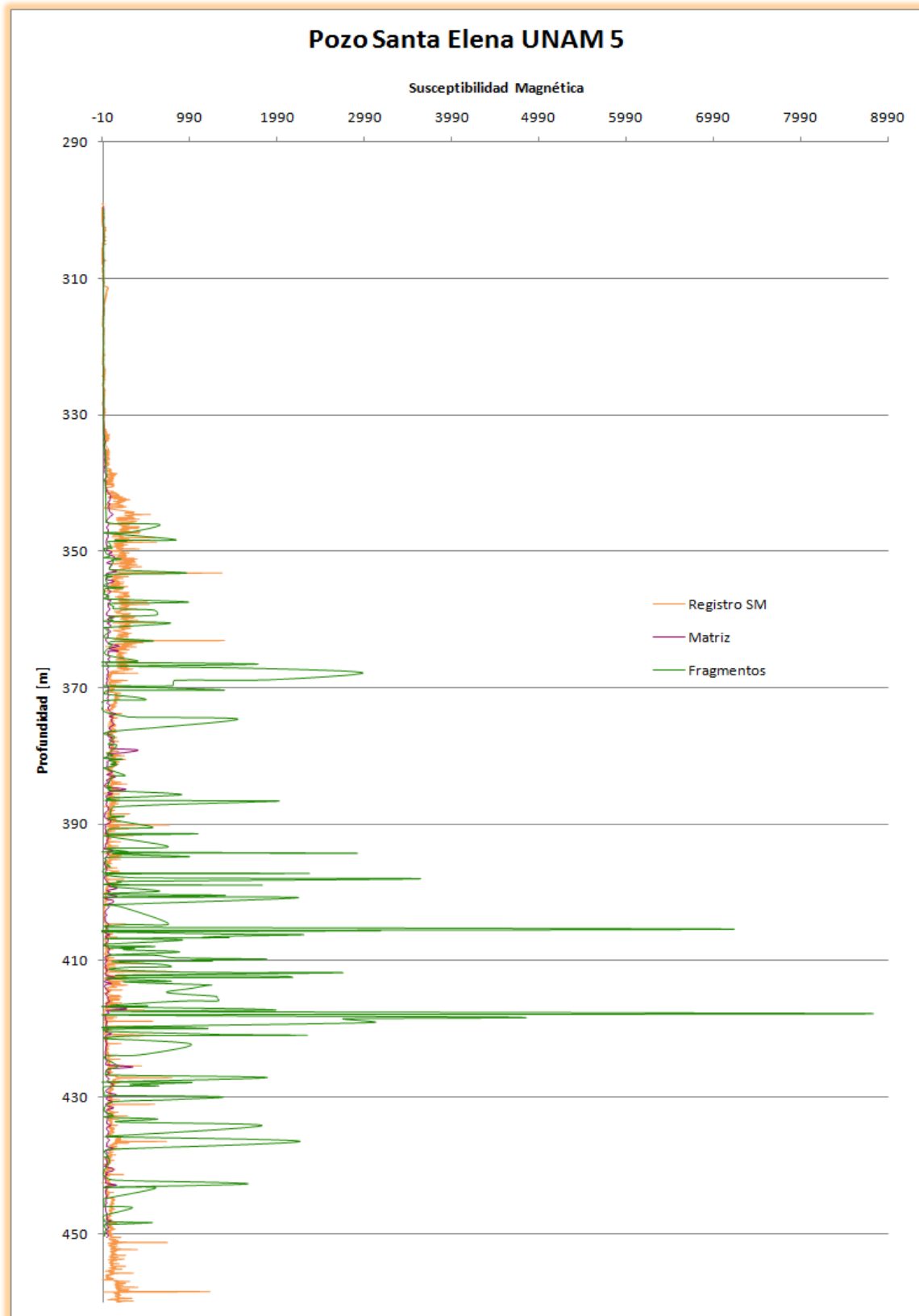
Realizando el mismo análisis para la totalidad de los datos obtenidos (Gráfica 6) podemos observar un comportamiento similar al de los valores de los fragmentos, las poblaciones pueden ser divididas en dos, en la primera, donde se encuentra la mayoría de los datos y va de 0 a 8899; y la segunda, con una menor cantidad de datos, correspondiente a valores menores a cero. También se puede observar que la frecuencia más alta se encuentra en el intervalo de 0 a 99 tanto en el histograma de fragmentos como en el total. Teniendo para este caso una media de 194.239 y una desviación estándar de 597.298.

Por lo tanto se puede notar que las mediciones realizadas en el núcleo están afectadas de manera más importante por la cantidad de clastos que por la matriz de éstos.

Directamente con los registros de SM, también se puede observar esta tendencia. Combinando la grafica de SM de la matriz y los clastos anterior con la gráfica de un registro de pozo.

Gráfica 6. Histograma de todas las mediciones hechas en el núcleo (matriz y clastos)





Gráfica 7. Comparación del registro de pozo con las mediciones de SM del núcleo

Comparando los valores de SM obtenidos para la matriz (color morado) y los fragmentos (color verde) con el registro de pozo (color naranja), se puede observar, como ya se había mencionado, que los valores de la matriz son casi iguales en todo el intervalo, sin embargo los valores de SM de los fragmentos se comportan de una forma similar al registro de pozo (Gráfica 7).

Si se analizan los valores de la media y la desviación estándar de cada uno de los grupos de valores, en la matriz la desviación estándar es un valor pequeño y muy cercano a la media, mientras que en los datos correspondientes a los clastos la desviación estándar y la media son grandes y la diferencia entre ellos es mayor, de forma similar a lo obtenido en la totalidad de los datos.

En las unidades de brecha, la densidad de clastos, distribución de tamaños, composiciones, arreglos, formas angulosas o redondeadas asociadas a transporte, etcétera ejercen un control importante en los parámetros petrofísicos de porosidad, permeabilidad, fracturamiento, etcétera. Estas propiedades son importantes en la caracterización de las formaciones y generalmente su interpretación requiere de análisis de varios registros de pozo e integración de información geológica-geofísica.

Otros aspectos a considerar en la interpretación de registros para la identificación y caracterización de formaciones son los efectos de alteración, que incluyen procesos diagenéticos, circulación de fluidos en particular agua con diferentes concentraciones de sales, procesos de dolomitización y de dolomitización e intemperismo.

VI. Conclusiones

En la industria petrolera, la perforación es una de las herramientas más importantes, que constituye un elemento indispensable, utilizada en los programas de exploración y de producción. Los costos de perforación son altos por lo que los desarrollos tecnológicos, además de buscar la forma de disminuir riesgos y mejorar la calidad de los pozos, tienen el objetivo de disminuir el tiempo invertido en la perforación. Además de que algunas herramientas y sistemas generan progresos de carácter particular dependiendo de las necesidades del proyecto.

- Las herramientas diseñadas para la perforación direccional y multidireccional buscan facilitar el direccionamiento de la sarta de perforación. Permiten una mejor opción de producción para yacimientos con un volumen pequeño o que se encuentran aislados. Al igual que un máximo contacto con el yacimiento, mejorando los factores de recuperación.
- Las operaciones de perforación, terminación y mantenimiento de pozos, realizadas con tubería flexible, al no requerir del equipo de perforación, aminora los costos y el tiempo, ya que no necesita conexiones de tubería.
- La perforación con tubería de revestimiento, al realizar dos operaciones de forma simultánea, aumenta la velocidad de la perforación minimizando el número de viajes de tubería y la manipulación de las mismas.
- La perforación en aguas profundas representa grandes retos debido a la profundidad, las corrientes marinas, la temperatura y la presión, por lo que se han desarrollado herramientas para disminuir el efecto que éstas causan. También, los cambios efectuados a las herramientas y sistemas ya utilizados permiten alcanzar profundidades mayores y con mayor estabilidad de la plataforma o barco perforador.

Los proyectos de perforación científica han producido el desarrollo de la tecnología en aguas profundas, el posicionamiento dinámico de buques y nuevos diseños de embarcaciones.

Uno de los principales objetivos de los desarrollos tecnológicos en la perforación de pozos es lograr una automatización de las operaciones, con un funcionamiento sin personal en sitio y supervisión y control del equipo desde un centro de monitoreo.

La mejor información del yacimiento proviene de las muestras físicas, por lo que la recuperación y el análisis detallado de éstas proveen una amplia gama de información útil para determinar la factibilidad del proyecto. Mediante el análisis de núcleos se tiene acceso a datos geológicos y petrofísicos representativos para mejorar los modelos que caracterizan y describen el comportamiento del yacimiento. En esto radica la necesidad de obtener núcleos de la formación que no presenten daños, ni alteraciones de sus propiedades petrofísicas. Además de una buena operación de corte, es importante realizar operaciones de conservación adecuadas para preservar las propiedades de la muestra para estudios futuros. Ya que unas de las propiedades más importantes que se obtienen de la caracterización de los núcleos son la permeabilidad, porosidad y saturación de fluidos. La porosidad y la saturación nos permiten conocer el volumen de hidrocarburos almacenados en el yacimiento. Mientras que la permeabilidad nos brinda información de que tan sencillo o complejo será recuperar ese volumen.

El avance en los registros geofísicos, en las herramientas y en su análisis, generan una mejor información, de mayor calidad y de una manera más sencilla y rápida de obtener. Los registros obtenidos durante la perforación resultan muy importantes en entornos de perforación costosos ya que ayudan a lograr la óptima localización del pozo dentro del yacimiento en tiempo real, el riesgo y los costos se reducen y se pueden tomar decisiones sin necesidad de esperar a que la información sea recuperada en superficie por otro medio. De igual forma, por razones de seguridad en pozos inestables y para reducir el tiempo de perforación, se desarrolló la adquisición de registros durante la extracción de núcleos.

La necesidad de contar con herramientas en ambientes de pozos de diámetro reducido, alta presión y alta temperatura y la necesidad de disponer de herramientas de alta resolución para caracterizar las capas delgadas han sido las razones impulsoras del diseño y el desarrollo de nuevas herramientas de pozos

A la vez que numerosas técnicas y herramientas desarrolladas para ser utilizadas en los campos petroleros están siendo aplicadas en la investigación científica, las tecnologías que experimentaron avances en virtud de los programas de perforación científica también resultan de

utilidad en la perforación de hidrocarburos, particularmente las aplicaciones de perforación en aguas profundas y la adquisición de registros durante la perforación.

El registro magnético es una herramienta de bajo costo y de resultados rápidos; permite investigar las variaciones litológicas y estratigráficas a lo largo de la columna litológica. Los registros de propiedades magnéticas permiten caracterizar aportes de terrígenos en secuencias carbonatadas. En secuencias siliciclásticas, permiten caracterizar las diferentes unidades, variaciones litológicas y presencia de capas de cenizas. Los registros magnéticos son útiles como elementos de correlación lateral.

El registro de Susceptibilidad Magnética en núcleos ha demostrado buenos resultados para identificar cambios litológicos en núcleos de sedimentos de ambientes lacustres y marinos, en proyectos con finalidades científicas, por lo que es de gran utilidad poder tomar el registro dentro del pozo obteniendo los datos en tiempo real y evitando los problemas de vacíos en la información por la recuperación incompleta de los núcleos.

En los estudios de registros, uno de los problemas en la interpretación y caracterización de unidades de brechas está relacionado a la falta de información sobre que componentes llevan la señal. En los registros magnéticos la señal representa la suma de las contribuciones de los minerales en la matriz y en los diferentes conjuntos de clastos. Si se tuviera un método para diferenciar las respuestas de la matriz y de los clastos, se podría tener una mejor caracterización de unidades de brechas y diferenciar por ejemplo entre diferentes tipos de brechas. En los casos de alteraciones en la mineralogía asociadas a fracturamiento y circulación de fluidos, la capacidad de separar las fuentes de las diferentes componentes también sería de apoyo en la interpretación y caracterización de unidades.

Esta separación de las componentes en el registro magnético se ha realizado con la determinación de registros aislados para la secuencia de brechas carbonatadas en el pozo Santa Elena, con la toma de registros para la matriz y para los diferentes conjuntos de clastos y fragmentos de roca.

En los análisis de laboratorio en los núcleos del pozo exploratorio Santa Elena, los minerales ferromagnéticos que se registraron con el equipo de susceptibilidad magnética se encuentran preferencialmente en los fragmentos de roca fundida y los clastos de roca de basamento. El

registro de SM muestra valores más altos, en orden de magnitud, para los fragmentos (-2.2 – 8828) en comparación con el registro medido en la matriz (-1.7 – 399). Ello indica que la señal media en el registro de pozo (con valores de -27.3 – 1395.8) está controlada por la distribución y densidad de los clastos y que las brechas pueden diferenciarse en términos del tipo y contenido relativo de fragmentos de roca fundida y rocas de basamento.

Los valores del registro de SM están influenciados de mayor forma por los minerales ferromagnéticos, paramagnéticos y diamagnéticos encontrados en los clastos, pudiendo separar las diferentes litologías en el núcleo.

Bibliografía

- **"GEOLOGÍA Y GEOMORFOLOGÍA DE YUCATÁN"**, Atlas de Riesgos de Peligros Naturales del Municipio de Mérida Yucatán, México.
- Adolph, B., Stoller, C., Archer, M., Codazzi, D., el-Halawani, T., Perciot, P., Weller, G., Evans, M., Grant, J., Griffiths, R., Hartman, D., Sirkin, G., Ichikawa, M., Scott, G., Tribe, I., y White, D., **"EVALUACIÓN DE FORMACIONES DURANTE LA PERFORACIÓN"**, invierno 2004/2005, Oilfield Review, vol. 17 número 3, pág. 4 – 25.
- Afghoul, A.C., Amaravadi, S., Boumali, A., Calmeto, J., Lima, J., Lovell, J., Tinkham, S., Zemlak, K., y Staal, T., **"TUBERÍA FLEXIBLE: LA PRÓXIMA GENERACIÓN"**, verano de 2004, Oilfield Review, vol. 16 número 1, pág. 40 – 61.
- Akkurt, R., Bachman, H.N., Minh, C.C., Flaum, C., LaVigne, J., Leveridge, R., Carmona, R., Crary, S., Decoster, E., Heaton, N., Hürlimann, M.D., Looyestijn, W.J., Mardon, D., y White, J., **"LA RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR REVELA TODO SU POTENCIAL"**, primavera 2009, Oilfield Review, vol. 20 número 4, pág. 4 – 23.
- Al-Arnaout, I.H., Brown, G., Burgos, R., Christian, J., Pipchuk, D., Thommer, H., Ghani, J., Musa, M., Foo, K.S., Jamaluddin, A.J., y Munro, J., **"LA TUBERÍA FLEXIBLE EN TODO SU ESPLENDOR"**, primavera 2009, Oilfield Review, vol. 20 número 4, pág. 24 – 33.
- Aldred, W., Belaskie, J., Isangulov, R., Crockett, B., Edmondson, B., Florence, F., y Srinivasan, S., **"UNA NUEVA FORMA DE PERFORAR"**, verano de 2005, Oilfield Review, vol. 17 número 1, pág. 48 – 55.
- Alford, J., Goobie, R.B., Sayers, C.M., Tollefsen, E., Cooke, J., Hawthorn, A., Rasmus, J.C., y Thomas, R., **"UN MÉTODO DE PERFORACIÓN ACERTADO"**, primavera 2006, Oilfield Review, vol. 17 número 4, pág. 74 – 85.
- Allen, F., Tooms, P., Conrad, G., Lesso, B., y Van de Slijke, P., **"EXTENDED-REACH DRILLING: BREAKING THE 10-KM BARRIER"**, invierno 1997, Oilfield Review, pág. 32 – 47.
- Al-Marzouqi, M.I., Budebes, S., Sultan, E., Bush, I., Griffiths, R., Gzara, K.B.M., Ramamoorthy, R., Husser, A., Jeha, Z., Roth, J., Montaron, B., Narhari, S.R., Singh, S.K., y Poirier-Coutansais, X., **"RESOLVING CARBONATE COMPLEXITY"**, verano 2010, Oilfield Review, vol. 22 número 2, pág. 40 – 55.

- Alvarado, J., Damgaard, A., Hansen P., Raven, M., Heidler, R., Hoshum, R., Kovats, J., Morris, C., Rose, D., y Wendt, W., **"REGISTROS DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR ADQUIRIDOS DURANTE LA PERFORACIÓN"**, otoño de 2003, Oilfield Review, vol. 15 número 2, pág. 42 – 55.
- AMOCO, **"TRAINING TO REDUCE UNSCHEDULED EVENTS"**, 1996.
- Anderson, B., Barber, T., Leveridge, R., Bastia, R., Saxena, K.R., Tyagi, A.K., Clavaud, J.B., Coffin, B., Das, M., Hayden, R., Klimentos, T., Minh, C.C., y Williams, S., **"LA INDUCCIÓN TRIAXIAL: UN NUEVO ÁNGULO PARA UNA VIEJA MEDICIÓN"**, otoño de 2008, Oilfield Review, vol. 20 número 2, pág. 64 – 84.
- Aulia, K., Poernomo, B., Richmond, W.C., Haryanto, A., Béguin, P., Benimeli, D., Dubourg, I., Rouault, G., VanderWal, P., Boyd, A., Farag, S., Ferraris, P., McDougall, A., Rosa, M., y Sharbak, D., **"MEDICIÓN DE LA RESISTIVIDAD DETRÁS DEL REVESTIMIENTO"**, verano 2001, Oilfield Review, vol. 13 número 1.
- Baker Hughes, **"CORING SERVICES ACQUISITION AND PRESERVATION"**, 2010, Drilling and Evaluation.
- Baker Hughes, **"DEMONSTRATING CAPABILITY"**, noviembre 2006, GEO ExPro.
- Baker Hughes, **"SOUNDTRAK ACOUSTIC LOGGING WHILE DRILLING"**, 2010, Drilling and Evaluation.
- Baker Hughes, **"STEERABLE DRILLING LINER SYSTEMS"**, 2010, White Paper.
- Bargach, S., Falconer, I., Maeso, C., Rasmus, J., Bornemann, T., Plumb, R., Codazzi, D., Hodenfield, K., Ford, G., Hatner, J., Grether, B., y Rohler, H., **"LWD EN TIEMPO REAL: REGISTROS PARA LA PERFORACIÓN"**, invierno de 2001, Oilfield Review, vol. 12 número 3, pág. 64 – 84.
- Bartington Instruments, **"MS2/MS3 MAGNETIC SUSCEPTIBILITY SYSTEM"**.
- Beddows, P., Blanchon, P., Escobar, E., y Torres-Talamante, O., **"LOS CENOTES DE LA PENÍNSULA DE YUCATÁN"**, Arqueología Mexicana.
- Bellman, K., Bittner, S., Gupta, A., Cameron, D., Miller, B., Cervantes, E., Fondyga, A., Jaramillo, D., Pacha, V., Hunter, T., Salsman, A., Kelder, O., Orozco, R., y Spagrud, T., **"EVALUACIÓN Y CONTROL DE YACIMIENTOS DETRÁS DEL REVESTIMIENTO"**, otoño de 2003, Oilfield Review, vol. 15 número 2, pág. 2 – 9.
- BP, **"BOREHOLE LOGGING"**, Frontier Geosciences Inc.

- BP, **"DEEPWATER HORSE POWER"**, agosto 2009, Frontiers The BP magazine of technology and innovation, pág. 16 – 27.
- BP, **"RECORD-SETTING THUNDER HORSE"**, abril 2009, Frontiers The BP magazine of technology and innovation, pág. 4.
- Brewer, T., Endo, T., Kamata, M., Fox, P.J., Goldberg, D., Myers, G., Kawamura, Y., Kuramoto, S., Kittredge, S., Mrozewski, S., y Rack, F.R., **"PERFORACIÓN DE POZOS PROFUNDOS EN LOS OCÉANOS CON FINES CIENTÍFICOS: REVELACIÓN DE LOS SECRETOS DE LA TIERRA"**, primavera 2005, Oilfield Review, pág. 26 – 41.
- Brusco, G., Lewis, P., y Williams, M., **"PERFORACIÓN DE POZOS VERTICALES"**, invierno de 2004/2005, Oilfield Review, vol. 16 número 3, pág. 14 – 17.
- Carré, G., Pradié, E., Christie, A., Delabroy, L., Greeson, B., Watson, G., Fett, D., Piedras, J., Jenkins, R., Schmidt, D., Kolstand, E., Stimatz, G., y Taylor, G., **"BUENAS EXPECTATIVAS PARA LOS POZOS EN AGUAS PROFUNDAS"**, primavera de 2003, Oilfield Review, vol. 14 número 4, pág. 38 – 53.
- Chaparro, M., Böhnel, H., Byrne, R., Nowaczyk, N., Molina Garza, R., Park, J., y Negendank, J., **"PALAEOMAGNETIC SECULAR VARIATION AND ROCK-MAGNETIC STUDIES OF HOLOCENE SEDIMENTS FROM A MAR LAKE (HOYA DE SAN NICOLAS) IN CENTRAL MEXICO"**, 2008, GJI.
- Cheung, P., Hayman, A., Laronga, R., Cook, G., Flournoy, G., Goetz, P., Marshall, M., Hansen, S., Lamb, M., Li, B., Larsen, M., Orgren, M., y Redden, J., **"IMÁGENES CLARAS EN LODOS BASE ACEITE"**, primavera de 2002, Oilfield Review, vol. 13 número 4, pág. 2 – 27.
- Chopra, P., Papp, E., y Gibson, D., **"GEOPHYSICAL WELL LOGGING"**.
- Copercini, P., Soliman, F., Gamal, M.E., Longstreet, W., Rodd, J., Sarssam, M., McCourt, I., Azerbaijón, B., Persad, B., y Williams, M., **"MAYOR POTENCIA PARA CONTINUAR LA PERFORACIÓN"**, primavera de 2005, Oilfield Review, vol. 16 número 4, pág. 4 – 9.
- Cuvillier, G., Edwards, S., Johnson, G., Plumb, D., Sayers, C., Denyer, G., Mendonça, J.E., Theuveny, B., y Vise, C., **"SOLUCIONES PARA LOS PROBLEMAS DE LA CONSTRUCCIÓN DE POZOS EN AGUAS PROFUNDAS"**, verano de 2000, Oilfield Review, vol. 12 número 1, pág. 2 – 19.
- Díaz Babio, F., **"CARTOGRAFÍA, COORDENADAS Y GEOGRAFÍA FÍSICA DEL ESTADO DE YUCATÁN"**, Enciclopedia Yucatanense.
- Downton, G., Hendricks, A., Klausen, T.S., y Pafitis, D., **"NUEVOS RUMBOS EN LA PERFORACIÓN ROTATIVA DIRECCIONAL"**, verano de 2000, Oilfield Review, vol. 12 número 1, pág. 20 – 31.

- Duch G.J., **"LA CONFORMACIÓN TERRITORIAL DEL ESTADO DE YUCATÁN"**, Universidad Autónoma de Chapingo.
- Durham, L., **"BOREHOLE DATA GIVES FORMATION REALITIES, IMAGE GETS TO THE CORE OF THE ISSUE"**, 2008, AAPG EXPLORER.
- Fontenot, K.R., Lesso, B., Strickler, R.D., y Warren, T.M., **"PERFORACIÓN DE POZOS DIRECCIONALES CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO"**, otoño de 2005, Oilfield Review, vol. 17 número 2, pág. 46 – 65.
- Foster, J., **"CONTINUED ADVANCES IN OFFSHORE DIRECTIONAL CASING DRILLING"**, verano 2006, TESCO Connections, Vol. 10 número 2, pág. 4.
- Foster, J., **"DIRECTIONAL OFFSHORE CASING DRILLING"**, primavera 2007, TESCO Connections, Vol.10 número 4, pág. 4 -5.
- Fraija, J., Ohmer, H., Pulick, T., Jardon, M., Kaja, M., Paez, R., Sotomayor, G.P.G., y Umudjoro, K., **"NUEVOS ASPECTOS DE LA CONSTRUCCIÓN DE POZOS MULTILATERALES"**, invierno de 2002/2003, Oilfield Review, vol. 14 número 3, pág. 56 - 75.
- García, N., Mendoza, J., Roca, L., Mengual, J.F., y Sosa, A., **"CONSTRUCCIÓN DE POZOS Y DESARROLLO DE CAMPOS PETROLEROS EN MÉXICO"**, primavera 2004, Oilfield Review, pág. 48 – 55.
- Garduño Aguilar, G.J., **"RECUPERACIÓN CONTINUA DE NÚCLEOS EN LA PLATAFORMA CARBONATADA DE YUCATÁN, GOLFO DE MÉXICO. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE SISTEMAS DE RECUPERACIÓN CONTINUA E INTERMITENTE DE NÚCLEOS"**, 2009, Tesis de licenciatura, Ciudad Universitaria, México D.F.
- Guillot Merchant, G., **"MANUAL BÁSICO PARA LA INTERPRETACIÓN DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO"**, junio 2010, Tesis de licenciatura, Ciudad Universitaria, México D. F.
- Halliburton, **"CORIENTING SERVICES"**, 2009, Drill Bits and Services.
- Halliburton, **"RSCT (ROTARY SIDEWALL CORING TOOL)"**, 2008, Wireline and Perforating Services.
- Halliburton, **"SIDE WALL CORING TOOL (SWC)"**, 2008, Wireline and Perforating Services.
- Hrouda, F., Chlupáčová, M., y Chadima, M., **"The Use of Magnetic Susceptibility of Rocks in Geological Exploration"**, 2009, Terraplus.
- HYUNDAI Heavy Industries CO., **"OFFSHORE AND ENGINEERING"**, 2005, LTD.

- Kodaira, S., y Abe, N., **"EFFORTS TOWARD THE MANTLE DRILLING WITH THE AIM OF PENETRATING THE MOHO FOR THE FIRST TIME IN HUMAN HISTORY"**, noviembre 2010, Chikyu Hakken Earth Discovery, Vol. 10, pág. 11.
- Krammer, K., **"MAGNETIC SUSCEPTIBILITY LOG MEASURED IN HOLE 395A, LEG 109"**, 1990, Proceedings of the Ocean Drilling Program, Scientific Results.
- Kraus, R.S., **"PETRÓLEO: PROSPECCIÓN Y PERFORACIÓN"**, Enciclopedia de salud y seguridad en el trabajo.
- Lugo-Hubp, J., Aceves-Quesada, J.F., y Espinasa-Pereña, R., **"RASGOS GEOMORFOLÓGICOS MAYORES DE LA PENÍNSULA DE YUCATÁN"**, 1992, Universidad Nacional Autónoma de México, Instituto de Geología, Revista, Vol. 10, Número 2, pág. 143-150.
- Manzano Domínguez, D.G., **"REGISTROS GEOFÍSICOS EN POZO ENTUBADO"**, junio 2009, Tesis de licenciatura, Ciudad Universitaria, México D. F.
- Martínez Lima, H., y Mancera Alejándrez, O., **"EVALUACIÓN SEDIMENTOLÓGICA Y PETROFÍSICA DE UNA SECCIÓN DE LA FORMACIÓN ORIZABA DEL CRETÁCICO EN LA PLATAFORMA DE CÓRDOBA"**, mayo 2007, Tesis de licenciatura, Ciudad Universitaria, México D.F.
- McNeil, y Hunter, **"APPLICATION OF A BOREHOLE INDUCTION MAGNETIC SUSCEPTIBILITY LOGGER TO SHALLOW LITHOLOGICAL MAPPING"**, 1996, Bosnar.
- McNeill, J.D., Hunter, J.A., Bosnar, M., **"APPLICATION OF A BOREHOLE INDUCTION MAGNETIC SUSCEPTIBILITY LOGGER TO SHALLOW LITHOLOGICAL MAPPING"**, 1996, Society of Exploration Geophysicists.
- Moellendick, E., **"CASING DRILLING RESULTS IN MORE PRODUCTION FOR MATURE FIELDS ELIMINATES FLUID LOSSES DIRECTIONALLY DRILLS WELLS"**, verano 2008, TESCO Connections, Vol.10 número 6, pág. 10 – 11.
- Monterrubio Rodríguez, J.M., **"PERFORACIÓN DE POZOS CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO (CASING DRILLING)"**, 2009, Tesis de Licenciatura, Ciudad Universitaria, México D.F.
- Morin, Williams, Henrys, Crosby, Hansaraj, **"DOWNHOLE MEASUREMENTS IN THE AND-1B BOREHOLE, ANDRILL McMURDO ICE SHELF PROJECT, ANTARCTICA"**, 2007, Antarctic Drilling Program, ANDRILL Research and Publications, University of Nebraska.
- Ninnemann, Janecek, Goldberg, **"THE NEED FOR A HIGH-RESOLUTION MAGNETIC SUSCEPTIBILITY LOGGING TOOL IN ODP ENVIRONMENTS-**

- SCIENTIFIC AND TECHNICAL ADVANTAGES"**, 2001, American Geophysical Union.
- Nowaczyk, N., "**DETAILED STUDY ON THE ANISOTROPY OF MAGNETIC SUSCEPTIBILITY OF ARCTIC MARINE SEDIMENTS**", 2003, Royal Astronomical Society.
 - Nowaczyk, N., "**LOGGING OF MAGNETIC SUSCEPTIBILITY**", 2001, Tracking Environmental Change Using Lake Sediments. Volume 1: Basin Analysis, Coring, and Chronological Techniques", Last, Smol.
 - Pacella, R.M., "**HOW IT WORKS: THE DEEPEST DRILL**", enero 2010, Popular Science.
 - PEMEX, Exploración y Producción, "**CIEN AÑOS DE LA PERFORACIÓN EN MÉXICO**", 2002.
 - Peña Vázquez, A., "**ANÁLISIS DE LA PERFORACIÓN DEL POZO YAXCOPOIL-1 PLATAFORMA CARBONATADA DE YUCATÁN**", 2009, Tesis de licenciatura, Ciudad Universitaria, México D.F.
 - Popular Science, "**THE BIGGEST DIG**", noviembre 2005, pág. 42.
 - Raya Ramírez, R., "**PROYECTO UNIVERSITARIO DE INVESTIGACIÓN SOBRE LA PLATAFORMA CARBONATADA DE YUCATÁN: CASO CHICXULUB, ANÁLISIS DE NÚCLEOS DE PERFORACIÓN**", 2007, Tesis de licenciatura, Ciudad Universitaria, México D.F.
 - Rebolledo Vieyra, M., Urrutia Fucugauchi, J., López Loera, H., "**AEROMAGNETIC ANOMALIES AND STRUCTURAL MODEL OF THE CHICXULUB MULTIRING IMPACT CRÁTER, YUCATAN, MEXICO**", 2010, Revista Mexicana de Ciencias Geológicas, Volumen 27, número 1, páginas 185-195.
 - Rebolledo Vieyra, Urrutia Fucugauchi, Marín, Trejo García, "**UNAM SCIENTIFIC SHALLOW-DRILLING PROGRAM OF THE CHICXULUB IMPACT CRATER**", 2000, International Geology Review.
 - Robinson, S., Mrozewski, S., Hussein, T., Masterson, W., Meissner, E., Williams, T., Keogh, W., Myers, G., Bartington, G. y Goldberg, D., "**A NEW BOREHOLE MAGNETIC SUSCEPTIBILITY TOOL FOR HIGHRESOLUTION FORMATION EVALUATION**", 2008, University College London, Garrad Hassan and Partners Ltd., IODP Management International, Inc., Bartington Instruments Ltd., Borehole Research Group, 49th Annual Logging Symposium, May 25 - 28, 2008, Austin, Texas. Society of Petrophysicists & Well Log Analysts.
 - Schlumberger, "**INTRODUCCIÓN DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL**", 2009.
 - Schlumberger, "**TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN**", Drilling School.

- Schlumberger, **"TIPOS DE INSTALACIONES DE PERFORACIÓN"**, Programa de Entrenamiento Acelerado para Supervisores.
- Schlumberger, **"POWERDRIVE X5"**, 2010.
- Schlumberger, **"PRINCIPIOS/APLICACIONES DE LA INTERPRETACIÓN DE REGISTROS"**, Schlumberger Educational Services.
- Steppe III, R.J., Clark, L., Johns, R., **"CASING DRILLING vs LINER DRILLING: CRITICAL ANALYSIS OF A GOM OPERATION"**, invierno 2006, TESCO Connections, Vol.10 número 1, pág. 8 - 9.
- SURTRON TECHNOLOGIES, **"MAGNETIC SUSCEPTIBILITY"**.
- Terraplus, **"BSS-02A MAGNETIC SUSCEPTIBILITY PROBE"**.
- TESCO, **"TESCO CASING DRILLING"**, 2008.
- Urrutia Fucugauchi, J., Camargo Zanoguera, A., Pérez Cruz, L., **"THE CHICXULUB MULTI-RING IMPACT CRÁTER, YUCATAN CARBONATE PLATFORM, GULF OF MEXICO"**, 2011, Geofísica Internacional.
- Vargas Hernández, J.J., **"TECNOLOGÍAS PARA EL CORTE Y RECUPERACIÓN DE NÚCLEOS EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS"**, 2009, Tesis de licenciatura, Ciudad Universitaria, México D.F.
- Weatherford, **"SISTEMAS DE PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO (DWCSM) Y PERFORACIÓN CON LINER (DWLSM)"**, 2008.
- Weatherford, **"SISTEMAS DE PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO (DWCSM) Y PERFORACIÓN CON LINER (DWLSM)"**, 2008.
- Williams, M., **"UN NUEVO GIRO EN LA PERFORACIÓN ROTATIVA DIRECCIONAL"**, verano de 2004, Oilfield Review, vol. 16 número 1, pág. 4 - 9.

Publicaciones electrónicas

- Foremost, 2006, **"EQUIPOS DE PERFORACIÓN CON TUBERÍA FLEXIBLE"** (en línea), Canadá, <http://www.foremost.ca/esp_oil_ctr.php>
- Geological Survey of Canada, 2007, **"BOREHOLE GEOPHYSICS AND PETROPHYSICS: MAGNETIC SUSCEPTIBILITY"** (en línea), Canadá, <http://gsc.nrcan.gc.ca/borehole/ms_e.php>
- JAMSTEC, 2011, **"CHIKYU INFORMATION PORTAL"** (en línea), Japón, <<http://www.jamstec.go.jp/chikyuu/eng/index.html>>
- Lukefahr, H., 2007, **"DETERMINING THE CRITICAL TEMPERATURE WITH THE SUSCEPTIBILITY PROBE"** (en línea), California, EUA,

- <<http://www.imagesco.com/articles/superconductors/determining-the-critical-temperature-with-the-susceptability-probe.html>>
- MITSUBISHI Heavy Industries, Ltd, 2011, "**CHIKYU**" (en línea), Minato-ku, Tokio, <http://www.mhi.co.jp/en/products/detail/scientific_drill_ship_chikyu.html>
 - Nouveau, Trent, 2010, "**CHIKYU DRILL PREPARES TO PIERCE EARTH'S MANTEL**" (en línea), <<http://www.tgdaily.com/general-sciences-features/49222-chikyu-drill-prepares-to-pierce-earths-mantle>>
 - Prieto, Nuria, 2010, "**PLATAFORMA BP THUNDERHORSE**" (en línea), <<http://tectonicablog.com/?p=13585>>
 - Robertson Geologging Limited, Probes, 2011, "**MAGNETIC SUSCEPTIBILITY PROBE**" (en línea), Houston, TX., <http://www.geologging.com/english/products/probes/magnetic_susceptibility.htm>
 - Ship-technology, 2011, "**CHIKYU DRILLSHIP**" (en línea), <<http://www.ship-technology.com/projects/chikyu/>>
 - TESCO, 2011, "**CASING DRILLING**" (en línea), Houston, TX., <http://www.tescocorp.com/bins/content_page.asp?cid=2-32>
 - WyR instruments, 2011, "**DUAL MAGNETIC SUSCEPTIBILITY PROBE HMM-453**" (en línea), República Checa, Europa, <<http://www.wr-instruments.com/magnetic-susceptibility-HMM-453.php>>
 - WyR instruments, 2011, "**MAGNETIC SUSCEPTIBILITY PROBE HM-100**" (en línea), República Checa, Europa, <<http://www.wr-instruments.com/magnetic-susceptibility-HM-100.php>>
 - WyR instruments, 2011, "**MAGNETIC SUSCEPTIBILITY PROBES HM-453, HM-383, HM-320**" (en línea), República Checa, Europa, <<http://www.wr-instruments.com/magnetic-susceptibility-HM-453.php>>