



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE CIENCIAS DE LA TIERRA

**TESIS**

PROGRAMA DE PERFORACIÓN MARINA EN  
LA PLATAFORMA DE YUCATÁN



PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN:

**LUIS ENRIQUE MAYORGA DELGADO**

**EMILIO EMMANUEL NAVARRO FLORES**

DIRECTOR: DR. JAIME URRUTIA FUCUGAUCHI

México D.F. Ciudad Universitaria. Octubre del 2013



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

<b>Índice</b>	<b>Página</b>
<b>Introducción</b>	<b>4</b>
<b>Capítulo I Plataforma Carbonatada de Yucatán</b>	<b>8</b>
Conceptos generales	
Ambientes sedimentarios	
Características de los ambientes sedimentarios	
• Características físicas	
• Características químicas	<b>9</b>
• Características biológicas	<b>10</b>
Clasificación	<b>10</b>
Ambientes Marinos	<b>11</b>
Carbonatos	<b>12</b>
Descripción	<b>17</b>
Localización	<b>19</b>
Geología	
Sonda de Campeche	<b>21</b>
Marco tectónico	<b>22</b>
Estratigrafía	
Geología petrolera	<b>25</b>
Chicxulub	<b>26</b>
<b>Capítulo II Pozos y Caracterización</b>	<b>31</b>
Generalidades	<b>32</b>
Prospección Geofísica	
Método magnético	
Método gravimétrico	
Método sísmico	
Registros geofísicos	<b>34</b>
Tipos de Registro	<b>35</b>
• Registros litológicos	
• Registros resistivos e inductivos	<b>38</b>
• Registros de porosidad	<b>39</b>
Recuperación eficiente de núcleos	<b>40</b>
Toma de núcleos de fondo y de pared	<b>44</b>
Métodos de preservación de núcleos	<b>49</b>
Trabajos exploratorios anteriores	<b>54</b>
Programa de perforación profunda en Chicxulub	<b>58</b>
• Metodología	<b>64</b>
• Litología	
Programas de perforación de pozos	<b>72</b>

<b>Capítulo III Nuevo programa de perforación marina</b>	<b>77</b>
Factores para la planeación de la perforación de pozos	79
Perforación costa fuera	81
Control de los fluidos de perforación base-agua y base-aceite de emulsión inversa	84
Fluidos de terminación y fluidos empacantes	86
Barrenas	89
Diseño de sartas de trabajo	93
Selección de tuberías de revestimiento	94
Propiedades de tuberías	99
Terminación de pozos	101
Tipos de terminación	105
Terminación de pozos costa fuera	106
Sartas de producción	107
Diseño de asentamiento de tuberías de revestimiento	112
Características de la Sonda de Campeche	114
Antecedentes exploratorios	115
Estratigrafía	116
Geología petrolera	118
Correlación de pozos y cálculos	122
<b>Capítulo IV Plataformas</b>	<b>130</b>
<b>Plataformas petroleras</b>	<b>127</b>
Funciones de Plataformas marinas	129
Plataformas de producción o perforación	129
Diversos tipos de plataformas y estructuras	134
Selección de plataforma	135
• Características principales	135
Cabina de perforador	
Torre	
Dimensiones	
Áreas principales de la Plataforma GSP Horizont	138
<b>Conclusiones y discusión</b>	<b>149</b>
<b>Nomenclatura</b>	<b>152</b>
<b>Glosario</b>	<b>154</b>
<b>Bibliografía</b>	<b>155</b>



# Introducción

En beneficio de la industria petrolera del país, es necesario el buscar todo tipo de opciones disponibles para la incorporación de reservas 1P, que podría traducirse en inversiones muy vastas, debido a la complejidad que podrían tener algunos yacimientos a ser descubiertos, como el Paleocanal Chicontepec.

En nuestra investigación analizamos los programas exploratorios de PEMEX en el sur del Golfo de México, en la península de Yucatán, lugar que albergó uno de los eventos geológicos importantes en la historia de la vida en la Tierra. Nos referimos al impacto de un meteorito que tuvo lugar hace aproximadamente 65 millones de años en el puerto Chicxulub, con el cual se terminó con el 75% de las especies, provocó una nube de polvo que impidió el paso de la luz solar cortando la cadena alimenticia de manera global, mientras al mismo tiempo esparció Iridio en abundancia por la zonas aledañas (elemento escaso en la Tierra, pero no en los meteoritos). Además de las repercusiones que tuvo globalmente, localmente se los procesos de deformación y colapso del borde de la plataforma proveyó condiciones para la acumulación y entrapamiento de hidrocarburos. Los resultados iniciales de las exploraciones en la zona se dieron en las décadas de 1950 y 1960 por parte de PEMEX. Nuevos intentos de exploración han sido emprendidos a partir de investigaciones por parte de IODP (Integrated Ocean Drilling Program) en conjunto con la UNAM con el propósito de explicar las condiciones anómalas del cráter, abriendo a su vez el camino para un nuevo esfuerzo en cuanto a la exploración petrolera se refiere, con el avance tecnológico que ha tenido la industria. PEMEX planteó proyectos exploratorios a inicios del 2000, pero debido a la incertidumbre de algunos datos, así como a la falta de autorizaciones ambientales del área, la CNH emitió su voto para pausar este proyecto, por lo cual ha sido diferido. El Proyecto "Progreso" buscaba un nuevo horizonte a explotar en la zona de Chicxulub, zona de alto interés debido a su similitud de material geológico, el cual es muy similar al de la Sonda de Campeche (principal aportador de hidrocarburos líquidos del país), esto puede hacer que esta área llame la atención por la posibilidad de volver a descubrir uno de esos campos gigantes a los que el Golfo nos tiene acostumbrados. La ventaja que presenta ante otros esfuerzos, es la profundidad, se asegura que los hidrocarburos o mejor dicho, los intervalos de interés pueden estar localizados a distancias someras, lo cual podría traducirse en un menor tiempo de investigación.

Sin embargo aún quedan muchos estudios a realizar, y con la información disponible surgen varias interrogantes, tal vez por esa razón PEMEX ha evaluado otras posibilidades con mayores probabilidades de éxito.

Este trabajo fue dividido en 4 capítulos, el primero cuenta con una explicación breve de la plataforma carbonatada de Yucatán, lugar en el que tuvieron lugar perforaciones exploratorias, además de dar un vistazo a los ambientes sedimentarios y conocer a gran escala la geología de la zona de interés.

El segundo capítulo se menciona las actividades anteriores de exploración en toda la península, la metodología utilizada, litología localizada, así como hacer mención de los métodos utilizados para caracterizar un pozo, desde los registros geofísicos hasta la recolección, mantenimiento, limpieza y designación de calidad para los núcleos recuperados.

El tercer capítulo hace mención a las operaciones que conllevan al óptimo funcionamiento de los procesos involucrados en estos trabajos, ya sea diseño de fluido de perforación, selección de barrena, diseño de sartas, determinación de fuerzas externas; se enumeran algunos tipos de terminación de pozos petroleros, terrestres y costa fuera, que es el motivo de este estudio. Además se hace el cálculo para un diseño de asentamiento de tuberías de revestimiento, utilizando la correlación de pozos a partir de información acerca de activos productores en el Golfo de México, para concluir con un diseño hipotético con cálculos para corrosión y tensión.

Por último en el cuarto capítulo se hace una selección de plataforma a utilizar, adecuándose a las características del terreno y tipo de trabajo. Además de la propuesta se incluyen las características más importantes que se deben conocer acerca del sistema seleccionado.

# **Capítulo I: Plataforma Carbonatada de Yucatán**

## **Conceptos generales**

Un ambiente de depósito está caracterizado por un conjunto de factores físicos químicos y biológicos que pueden actuar sobre las condiciones, organismos, asociación u objeto de una región dada controlando su desarrollo. Visto geológicamente, es un ambiente geográfico que lo determinan sus características morfológicas, por ejemplo un desierto, ahí se lleva a cabo el depósito de sedimentos y las condiciones externas que lo afectan son tan constantes que forman un depósito característico.

### **Ambientes sedimentarios.**

Arche en 1992 da una definición amplia de medio ambiente sedimentario. “Es el lugar de la superficie terrestre en que se realizan procesos sedimentarios que puede individualizarse en zonas limítrofes por sus características físicas, químicas y biológicas que determinan las propiedades del sedimento o roca sedimentaria y es diferenciable de los ambientes adyacentes”. Los anteriores factores definidores están interrelacionados y el cambio de uno de ellos afecta irremediablemente a los otros.

### **Características generales de los ambientes sedimentarios.**

#### **1. Características físicas**

Entre las características físicas que individualizan los medios sedimentarios, se incluye aspectos dinámicos (como la velocidad, dirección y variaciones en el movimiento del fluido que condicionan el medio; corrientes de agua, oleaje, mareas, vientos, etc.) así como los parámetros geográficos y climáticos del mismo (como tipo de meteorización, clima, temperatura, humedad, frecuencia de las heladas, precipitación fluvial, etc.).

#### **2. Características químicas**

Entre las características químicas hay que considerar la salinidad, las condiciones de potencial oxido-reducción (eH) y nivel de acidez (pH) del medio, la geoquímica de la roca madre y la interacción química entre el sedimento y el ambiente; principalmente en los subacuáticos.

El estudio de los minerales autógenos dentro de un ambiente, son de utilidad en la determinación de dichas condiciones químicas.

### **3. Características biológicas.**

Entre las características biológicas hay que destacar todo lo referente a la flora y su influencia en los procesos sedimentarios, formación de suelos, erosión, etc., y a la fauna, así como las correspondientes interacciones con el ambiente que puede motivar la individualización de algún medio sedimentario.

Estos rasgos (físicos, químicos y biológicos) prevalecen en las rocas aun cuando el ambiente sedimentario haya sido modificado o desaparecido, por lo que a través de ellos (junto con criterios mineralógicos y estructurales), es posible interpretar ambientes sedimentarios antiguos, aplicando el “Principio de Uniformitarismo presente es la clave del pasado” (el propuesto por Hutton en 1985).

Un medio sedimentario puede ser un lugar de erosión, no depósito o sedimentación, y en general, alternan etapas diferentes en cada medio.

Los medios sedimentarios varían en su persistencia en el tiempo, en el tamaño del área ocupada y en la uniformidad o variabilidad de sus condiciones, y sus límites no son netos, si no que pasan gradualmente de unos a otros muchas veces, lo que complica la tarea de clasificarlos y definirlos.

Las estructuras sedimentarias presentes en las secuencias estratigráficas, el tipo de roca, su espesor y composición mineralógica proporcionan información que permite interpretar el ambiente sedimentario en que se formó el sedimento.

Para hacer la diferenciación de ambientes es necesario el correcto establecimiento de las condiciones hidrodinámicas del ambiente; esta información hidrodinámica está presente en: 1) las estructuras sedimentarias primarias, y 2) la textura de los sedimentos.

- 1) Las estructuras sedimentarias primarias, las cuales proporcionan información sobre las condiciones de energía al momento del depósito (velocidad de flujo, profundidad, turbulencia).
- 2) La textura de los sedimentos, que brindan la información acerca del medio y modo de transporte de los materiales.

### **Clasificación**

Los medios sedimentarios también son llamados sistemas o ambientes de depósito.

Las bases para clasificar los medios sedimentarios son muy variadas, dependiendo de las características que se quieren destacar, ya que existen ambigüedades que ha dado lugar a numerosas clasificaciones más o menos complejas de medios sedimentarios. Los medios sedimentarios actuales son finitos, y deben clasificarse para su mejor caracterización, de acuerdo al objetivo del trabajo que se esté realizando.

La forma habitual de hacer la clasificación es utilizando parámetros físicos, químicos y biológicos.

Los parámetros físicos son: precipitación, temperatura, medio de transporte, velocidad y sentido de las corrientes, etc.

Los parámetros químicos son: Composición del agua, composición de la roca madre, etc.

Los parámetros biológicos son: Tipo de fauna, flora, interacciones organismos – sedimentos, etc.

De estos parámetros surge la división de: medios continentales, transicionales (o mixtos), y marinos.

Ambientes sedimentarios de depósito:

1) Ambientes continentales:

- A. Glaciares
- B. Eólicos
- C. Lacustres
- D. Abanicos aluviales
- E. Fluviales
- F. Kárstico

2) Ambientes transicionales o mixtos

- A. Palustres
- B. Costeros
- C. Deltas
- D. Estuarios
- E. Lagunas

- 3) Ambientes marinos
  - A. Plataforma clástica
  - B. Plataforma carbonatada (arrecifes y bancos).
  - C. Rampas
  - D. Talud continental
  - E. Planicies abisales (cuencas)

### **Ambientes marinos**

Son los depósitos que ocurren dentro del mar, en general a profundidades mayores a 10 m, que es donde disminuye la influencia directa del continente (Figura 1.1). Cerca del 80% de los sedimentos de la columna geológica de las cuencas sedimentarias a nivel mundial fueron depositados en aguas que no exceden los 60 m de profundidad.

Son los más importantes por la cantidad y espesores de sedimentos que se acumulan, porque las aguas de los océanos cubren aproximadamente el 75 % de la superficie terrestre, sus principales sub-ambientes de depositación son:

- Plataforma clástica (siliciclastos)
- Plataforma carbonatada ( de carbonatos: arrecifes y bancos)
- Rampas
- Talud continental
- Planicies abisales (cuencas)

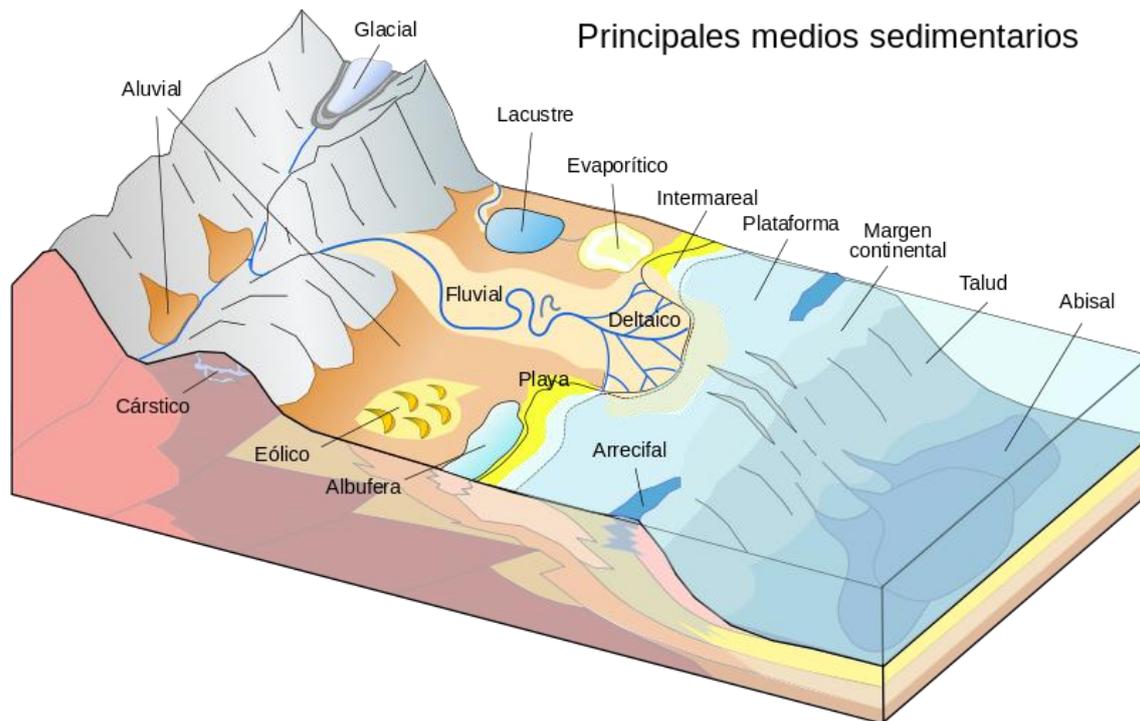


Figura 1.1, Ambientes sedimentarios y su ubicación.

## Carbonatos

Los sedimentos de carbonatos se depositan en diferentes ambientes, con un rango amplio de tirante de agua, incluyendo aquellos cerca de la línea de costa.

El proceso inicial en la formación de yacimientos carbonatados es la sedimentación. Los sedimentos de carbonato se producen comúnmente en océanos tibios y superficiales por precipitación directa del agua de mar así como por extracción biológica de carbonatos de calcio del agua de mar para formar material esquelético.

El resultado son sedimentos compuestos por partículas con un amplio rango de tamaños, formas y mineralogías mezcladas para formar una multitud de texturas, composiciones químicas, y la más importante, distribución y tamaño de poros.

Los sedimentos de carbonatos pueden ser divididos entre sedimentos “suelos” y sedimentos ligados como resultado de actividad orgánica. Los sedimentos pueden ser ligados orgánicamente por algas filamentosas para formar estromatolitas algales. La acción de unión puede crear grandes cavidades, las cuales resultan en sedimentos altamente permeables.

Comúnmente, los sedimentos de carbonato están compuestos por granos poco consolidados. El tamaño de grano de los sedimentos poco consolidados es generalmente bi-modal, siendo este compuesto por fracciones del tamaño de arenas (o más grandes) y fracciones del tamaño de lodo. En general los granos de carbonatos del tamaño de arenas reflejan el tamaño de esqueletos calcáreos o sus partes fuertemente calcificadas. Fragmentos de coral, por ejemplo son típicamente partículas del tamaño de bloques (aproximadamente 250 mm), mientras que el material de caparzones es típicamente más pequeño.

Sedimentos esqueléticos pasan por varios grados de colapsos mecánicos, químicos y biológicos terminando en partículas más pequeñas causados por la exposición a fuertes corrientes marinas, perforados por hongos y algas, sacudidos por animales buscando comida, y desintegración de material orgánico.

El rompimiento esquelético puede producir partículas del tamaño de lodo (Gischler & Zingeler 2002). La mayoría de las partículas del tamaño del lodo, sin embargo, son cristales de aragonita producidos por organismos de algas calcáreas y por precipitación de agua de mar (Milliman et al. 1993). Cocolitos planctónicos calcáreos y foraminíferos también son del tamaño de lodo.

Los procesos químicos y biológicos pueden incrementar así como disminuir el tamaño de partícula. Organismos con material de préstamo pasan sedimentos tamaño de lodo a través del tracto digestivo y producen nódulos fecales del tamaño de arena, creando granos del tamaño de arena a partir de granos del tamaño de lodo. El tamaño de grano puede ser agrandado por cubrimiento de alga formando oncoides. Foraminíferos pueden unir lodo y nódulos juntos para formar partículas de grapestone.

Las partículas de carbonatos que se relacionan con procesos químicos incluyen oóides, los cuales son formados por la precipitación química alrededor de un núcleo de grano en presencia de una fuerte corriente; pisolitas, las cuales son producto de una exposición cóncava hacia arriba (Gerhard 1985); e intraclastos, los cuales son producidos por una ruptura temprana en la litificación del sedimento en cualquier ambiente sea submarea o en una formación cóncava hacia arriba.

La clasificación de Dunham (1962) divide los carbonatos en sedimentos orgánicamente unidos y sedimentos poco consolidados "suelos". Una consideración clave en los sedimentos poco consolidados es la textura bimodal de los carbonatos. Los sedimentos son clasificados, primero en soporte lodo vs grano y luego por la cantidad de lodo en un sedimento. Nombres genéricos

como wackestone y grainstone, son modificados con tipo de grano así como wackestone trilobita o grainstone oolítico.

La clasificación de Dunham fue dividida por Embry y Klovan (1971) porque los arrecifes carbonatados son comúnmente compuestos de grandes organismos de constitución arrecifal, así como los corales, esponjas y rudistas, que son unidos entre sí o transportados, formando sedimentos compuestos de partículas muy grandes. Embry y Klovan vieron un método de describir las complejas relaciones de texturas, presentando los términos bafflestone, bindstone, y framestone para describir boundstone arrecifal autóctono (en el sitio) y los términos floatstone y rudstone para describir sedimentos arrecifales alóctonos (transportados) con partículas más grandes que los 2 mm de diámetro. Rudstone es sedimento de unión de granos mientras que floatstone es unión de lodo.

Este método para describir texturas de carbonatos también puede ser usado para describir geometrías de poro en carbonatos porque grano-soportado implica espacio poroso intergranular entre granos de tamaño de arenas mientras que lodo-soportado implica microporosidad entre las partículas de tamaño de lodo. Sin embargo, descripciones petrofísicas deben dividir la clase packstone en packstone con lodo predominante y con grano predominante. Debido a que el volumen intergranular de una packstone puede ser llenado por poros intergranos y lodo o solo por lodo. Frecuentemente la distribución del tamaño de poro en bafflestones y bindstones no es relacionado con el tamaño y forma de la partícula, y los tipos de poro pueden ser mejor agrupados en la clase "touching-vug" (tocando cavidades pequeñas de roca). La distribución de poro en el rudstone y floatstone depende de la textura del volumen intergrano. Si el volumen intergrano está compuesto por lodos de limo (floatstones), el tamaño de las partículas de lodo controlará el tamaño del poro. Si el volumen intergrano está lleno con lodo (rudstone), el tamaño de los granos y el lodo intergrano controlará el tamaño de poro.

Enos y Sawatsky (1981) midieron la porosidad y permeabilidad de los sedimentos de carbonato modernos. Sus resultados muestran un aumento general en porosidad cuando la fracción de lodo aumenta. La porosidad promedio de los grainstones es de 45%, similar a las arenas extremadamente bien seleccionadas. La porosidad aumenta hasta un 70% con crecientes cantidades de lodo de carbonato, un cambio que puede ser relacionado al apilado de cristales de aragonitos en forma de aguja encontrados en los lodos de carbonato.

La permeabilidad es función de la distribución de poro, la cual es directamente relacionada con la porosidad, tamaño de partícula y selección en sedimento del Holoceno. La permeabilidad de

los sedimentos lodosos está entre 1 a 200 md debido al tamaño de los poros entre los cristales de aragonito de 5 y 10  $\mu\text{m}$ . la permeabilidad aumenta mientras el volumen de lodo disminuye de más o menos 20% a 0%, indicando un incremento de la influencia del tamaño de los granos en el tamaño del poro. La permeabilidad de sedimentos granulados con lodo intergranular promedia 2000 md.

El espacio poroso en carbonatos se encuentra entre granos/cristales y también dentro de granos. Los tamaños del espacio poroso entre partículas están relacionados con el tamaño y la forma de las partículas. Las partículas de carbonato tienen una amplia variedad de formas, como la de ooides esférico, fragmentos de caparzones embobinados y planos, algas platy and rod-shape y cristales de aragonito en forma de aguja, y varios tamaños, como los cristales de aragonito de 5  $\mu\text{m}$ , ooides del tamaño de arenas y bloques con fragmentos de coral. Los tamaños del espacio poroso entre partículas están relacionados a la estructura de los granos. Las cámaras vivientes de los gastropodos y foraminíferas son poros relativamente grandes. Las micro-porosidades pueden encontrarse entre las agujas de aragonito que componen los ooides modernos (Folk & Lynch, 2001) y peloides. Se estima que los ooides y peloides modernos contienen micro-porosidades de 15%. El espacio poroso localizado dentro de los granos está conectado a través del espacio poroso entre partículas y es un tipo de porosidad "separate-vug" (separado de las cavidades de la roca). Estos factores resultan en una gran variabilidad de porosidad y distribución de tamaño de poro en sedimentos de carbonato sin consolidar. *Sin embargo, el tamaño de poro entre granos y la distribución del tamaño de poro son siempre función del tamaño, forma y selección de partículas.*

Una comparación de la porosidad y permeabilidad entre los sedimentos de Holoceno y los yacimientos carbonatados revela que los sedimentos modernos tienen mayores valores de porosidad y permeabilidad. La porosidad promedio en yacimientos de América del norte es de 12% y la permeabilidad promedio es de 50 md (Schmoker et al. 1985), mientras que los sedimentos carbonatados tienen valores de porosidad más altos que 40% y los valores típicos de permeabilidad por encima de los 100 md. Por eso, todos los sedimentos carbonatados tienen permeabilidades de calidad de yacimiento.

Una importante consideración en la diagénesis es la composición mineralógica de los sedimentos carbonatados. Los sedimentos carbonatados están compuestos de tres formas de carbonatos que son variablemente estables (Walter, 1985). El aragonito tiene una estructura de cristales ortorrómbicos y es inestable a condiciones de superficie. La calcita tiene estructura de cristal triclinico y es estable a condiciones de superficie en su forma pura. Sin

embargo, el magnesio puede sustituirse por calcio en la celdilla cristalina, y la estabilidad disminuye con cantidades crecientes de magnesio. Las calcitas del Holoceno tiene alrededor de 20% de magnesio carbonatado; la calcita con una significativa sustitución de magnesio es referida como calcitas ricas en magnesio.

La mineralogía de organismos marinos varía con el tiempo geológico. Por ejemplo, las algas rojas modernas están compuestas de calcitas ricas en magnesio, los braquiópodos están compuestos de calcitas bajas en magnesio, y el coral está compuesto por aragonito. La mayoría de los ooides modernos están compuestos de aragonito, pero muchas oolitas antiguas estaban compuestas de calcitas bajas en magnesio. El lodo carbonatado está normalmente compuesto de una mezcla de los tres materiales, siendo el aragonito el más abundante.

### **Descripción**

La estratigrafía y estructura geológica de Yucatán consiste en carbonatos antigénicos y anhidritas, precipitados desde el Cretácico medio, hasta el Mioceno, muy semejante a la plataforma de Florida según Wilhelm y Ewing (1972).

Los espesores de los sedimentos cretácicos de la Península de Yucatán varían de 1300 a más de 3150 m. lo cual indica el hundimiento continuo del piso marino del Cretácico, hasta parte del Eoceno en el que también prevalecieron condiciones evaporíticas y de hundimiento.

Tanto el Oligoceno como el Mioceno-Plioceno son discordantes sobre las rocas de Eoceno y más antiguas.

La Península de Yucatán se encuentra cubierta casi en su totalidad de sedimentos marinos del Terciario. De acuerdo con las perforaciones realizadas, muestran una actitud casi horizontal o en ocasiones como en la Sierrita de Ticul, ligeramente onduladas.

Uno de los primeros trabajos geológicos fue realizado por Sapper (1896), así a finales del siglo XIX y a principios del XX se realizaron estudios arqueológicos y antropológicos. Tercier en 1932 compiló información de superficie y subsuelo, sin cambiar las ideas geológicas preexistentes.

M. Alvarez (1945), geólogo de PEMEX, realizó un reconocimiento al Sur de Quintana Roo, al Oeste del Río Hondo, donde encontró fauna de moluscos del Mioceno (Fm. Río Dulce), de medio ambiente marino somero.

En 1947, PEMEX inició estudios geofísicos, gravimétricos y magnéticos de toda la Península, llevando a cabo estudios sismológicos locales, cuyos resultados no fueron alentadores,

respecto a posibilidades petroleras, ya que el alto magnetométrico y gravimétrico de Merida Progreso, resultó una expresión relativamente somera de masas de rocas ígneas extrusivas.

En 1952 PEMEX inicio perforaciones petroleras en la región, con el pozo Chicxulub No. 1. En 1953 se realizo un estudio geológico de la Sierra de Ticul, y posteriormente en 1965 se llevó a cabo una investigación en busca de fosforitas ( $P_2O_5$ ), en la porción norte de la península, que dió como resultado el haber encontrado afloramientos del Oligoceno marino en dos franjas a 5 y 25 kms al Sur de Mérida.



*Figura 1.2, Ubicación geográfica de la Península*

En 1955, cuando el personal de exploración de PEMEX y R. Robles Ramos al muestrear parte de la caliza entre Valladolid y Mérida encontraron que estas rocas no eran del Plioceno, sino más antiguas según el estudio paleontológico generalizado de la porción central y norte realizado por los Dres. Bonet y Butterlin. Uno de los estudios de detalle fue realizado por la New Orleans Geological Society, la cual incluyó parte de la información geológica de Belice.

### **Localización**

La plataforma carbonatada se encuentra en la parte sur del Golfo de México, y en la región que emergió se sitúa la Península de Yucatán (Figura 1.2).

El territorio de estudio comprende los paralelos 16° a 22° longitud N y 86° a 91° longitud O del meridiano de Greenwich, cuenta con una superficie de 300 000 km<sup>2</sup>.

Entre sus límites geomorfológicos están en el norte y parte del noroeste el Talud continental del banco de Campeche, al sur incluye el Petén en Guatemala así como las montañas Maya en Belice, al oriente por el talud continental del Mar Caribe, al oeste con la planicie costera del Golfo de México, al Sureste del estado de Campeche y al oriente del estado de Tabasco.

La plataforma consta de estratos constituidos por rocas carbonatadas, en la superficie se reconoce una secuencia que va desde el Paleoceno hasta el Cuaternario. Su topografía carece de variaciones notables en altitud así como una red fluvial, su escurrimiento se da casi totalmente bajo tierra, lo cual ha dado origen a un gran sistema de formas kársticas como cenotes y sistemas de cuevas de cientos de metros de profundidad y algunos kilómetros de longitud.

### **Geología**

Esta provincia está limitada por el litoral del Golfo de México tiene una longitud de aproximadamente 500 km por aproximadamente 350 km de ancho, de esta área  $\frac{3}{4}$  partes le son territorio mexicano, y  $\frac{1}{8}$  le pertenece a Guatemala y Belice respectivamente. Cuenta con características muy diferentes a las del país desde su uniformidad de superficie, como en las formaciones kársticas que lo unen, y su falta de corrientes de aguas superficiales.

La Península de Yucatán se considera una gran plataforma calcárea, caracterizada por rocas del periodo Cenozoico, así como su composición de sedimentos marinos calcáreos, que fueron depositados en ambiente de plataforma de margen pasiva.

Alrededor de toda la superficie se puede observar una “uniformidad” en cuanto a variación de alturas, sin embargo además de tener una ligera inclinación de sur a norte, se cuenta con una cadena de 100 de elevación máxima, con una longitud de 100 km y 5 km de anchura, es mejor conocida como Sierrita de Ticul, y comprende desde Sahcabá y Muna a Ticu y Tul, esto en la parte sur del estado de Yucatán con un rumbo N55°W, rasgos resultado de un fallamiento normal y con elevaciones máximas de 100 a 150 metros.

A partir del estudio de Weidie (1985) la península puede ser dividida en 4 regiones fisiográficas, donde, todas las rocas de afloro a superficie son carbonatos, con variedad de rasgos krásticos, relacionados a la elevación de la región y profundidad de nivel freático.

Las 4 Regiones de Weidie (1985) son:

Cenotes Karsticos (Planicie del norte)

Se encuentran en la zona norte y noreste de la Sierrita de Ticul y se extienden hasta la línea de costa del Golfo de México y mar Caribe, con 250 km desde Peto hasta Cabo Catoche al noreste y un mínimo de 50 km de Mexcanú a Celestúm al noreste. La altura incrementa desde la línea de costa hacia tierra adentro hasta aproximadamente 40 metros cerca de las faldas de la Sierrita de Ticul.

Sierrita de Ticul

Está en la parte sur de Yucatán con rumbo N55°W y una extensión de 160 km, se extiende desde Mexcanú hasta Polycuc, con fisiografía de un fallamiento normal y con elevaciones máximas de entre 100 y 150 metros.

Cerros Karsticos (Planicie del sur)

Localizada al sur de la Sierrita, se extiende hasta los pies de la Sierra Madre, en los estados de Tabasco y Chiapas, el arco de la Libertad al norte de Guatemala y las Montañas Maya al norte de Belice, con elevaciones máximas de 300 metros en la parte central al oriente de Campeche, la porción oriental de la planicie es cortada por la zona de falla de río Hondo. Llendo al occidente, el plegamiento de los carbonatos causa ondulaciones topográficas extendiéndose desde el oriente de Campeche hasta el Golfo de México.

Distrito de bloque afallado (Oriente)

Va desde Belice a Tulum en Quintana Roo, presenta una topografía que se caracteriza por sierras y depresiones con rumbo N-NE, estas reflejan ocurrencia de horsts y grabens de la zona

de falla del río Hondo, presenta mayormente elevaciones de 50 a 100 metros y el relieve es aproximadamente de 25 metros.

La plataforma no presenta complejidades estructurales, es una secuencia sub-horizontal de carbonatos y evaporitas depositadas durante el Cretácico Inferior cuaternario, sobre esto hay una acumulación de capa gruesa de sedimentos marinos del Paleozoico tardío, sedimentación continental en el Jurásico, que subyace a un depósito extenso de evaporitas que corresponden a una cuenca carbonatada limitada por arrecifes del Cretácico temprano.

Ahora daremos un vistazo a la otra zona de interés para realizar la correlación.

Sonda de Campeche.

La Sonda de Campeche se localiza en el Golfo de México, hacia la porción occidental de la Península de Yucatán y frente a los estados de Campeche y Tabasco, aproximadamente a 80 Km de la costa.

Queda situada en la Plataforma Continental, en una franja que comprende las isobitas 20 a 200 m de profundidad, con una superficie aproximada de 15,000 Km<sup>2</sup>. Geológicamente, se ubica al occidente de la Plataforma Cretácica de Yucatán y tiene rasgos estructurales parecidos a la de Chiapas-Tabasco.

Antecedentes Exploratorios.

Con la información geológica obtenida a través de los pozos perforados, tanto en el área "Mesozoica Chiapas- Tabasco" como en la Península de Yucatán y la información geofísica existente, se reinterpretaron los conceptos paleogeográficos fundamentalmente para el Jurásico y Cretácico, llegando a la conclusión de que las condiciones estratigráficas-sedimentarias y estructurales del área Chiapas-Tabasco, deberían continuar hacia el área marina del Golfo.

Con estos antecedentes, aunados a las manifestaciones de hidrocarburos que se detectaron en esta porción marina, se programaron en el año de 1972 trabajos sismológicos de cuyos resultados se comenzaron a definir las condiciones estructurales de las rocas Jurásicas-Cretácicas y Terciarias, incrementando las posibilidades de confirmar las tesis postuladas. Por consiguiente, se propuso la perforación del pozo Chac-1, iniciándose en 1974 y terminándose como productor de aceite en julio de 1976, en el intervalo 3545-3567 m, constituido por una brecha calcárea correspondiente al Paleoceno. El pozo cortó una columna de rocas terciarias y cretácicas y penetró en rocas jurásicas del Oxfordiano, con una profundidad total de 4934 m.



*Figura 1.3 Localización de la Sonda de Campeche*

#### Marco Tectónico

La sedimentación y deformación del área marina de Campeche están influenciadas por las unidades tectónicas: Plataforma de Yucatán, Cuenca de Macuspana, Subcuenca de Comalcalco y el “Pilar Tectónico” Reforma- Akal, ubicado entre las dos cuencas citadas.

La Plataforma de Yucatán contiene rocas calcáreas Mesozoicas y Terciarias, prácticamente sin deformar, por constituir un elemento estable.

La Cuenca de Macuspana es considerada como una fosa tectónica con una activa subsidencia Miocénica, seguida de movimientos de deformación. La cuenca Terciaria de Comalcalco presenta una tectónica menos complicada que la de Macuspana.

En el Pilar Tectónico Reforma-Akal se tienen estructuras con fallas normales, inversas, plegamientos concéntricos pronunciados y discordancias. La tendencia estructural es de NO-SE y es similar al alineamiento que presentan los ejes de la Sierra de Chiapas. Las estructuras resultantes son en algunos casos de gran extensión como la de Akal-Nohoch que tiene 30 Km de largo por 12 Km de ancho.

El origen de esta deformación estructural está íntimamente relacionado con los eventos tectónicos del Cretácico-Terciario Temprano y otro evento Orogénico Miocénico-Pliocénico.

Las acciones de fuerzas de compresión o de tensión que determina el carácter de las estructuras mencionadas, deben estar relacionadas, en gran parte, por los movimientos relativos de los elementos tectónicos Plataforma de Yucatán y Macizo Granítico de Chiapas. Así mismo, la acción de esfuerzos que definen finalmente las estructuras complejas que se tienen en el área.

#### Estratigrafía

La columna sedimentaria marina atravesada de los pozos de la Sonda de Campeche va del Jurásico Tardío al Terciario Tardío; tiene un espesor de más de 6000 m en la porción occidental del área.

Los ambientes de depósito varían de plataforma a cuenca. En la secuencia, se presentan varias discordancias mayores, destacan las del Cretácico-Terciario, Oligoceno-Mioceno y la que debe existir entre el Triásico-Jurásico Tardío.

A continuación se comenta su estratigrafía, de acuerdo a la información que se tiene en la Sonada y en sus proximidades.

A las rocas metamórficas encontradas en los pozos Yucatan-1 y 4, se les considera de edad Paleozoica y constituyen el Basamento de la columna Mesozoica; este elemento fue decisivo en la sedimentación y tectónica de la región.

El evento orogénico Permo-Triásico da origen a una paleotopografía particular de "Horsts y Grabens", sobre la cual, en ambientes áridos, se inicia una sedimentación continental en el Paleo-elemento de Yucatán, caracterizada por una secuencia de areniscas y limolitas de coloración rojiza. Al occidente de este elemento se interpreta una cuenca evaporítica, en donde es factible el inicio de los depósitos salinos.

Las condiciones continentales y sus depósitos continuaron en el elemento de Yucatán durante el Jurásico y el conjunto de estos sedimentos Triásicos-Jurásicos viene a constituir la formación Todos Santos que subyace a las rocas del Basamento Paleozoico. Por otra parte, hacia el occidente de esta unidad, se identificó una transgresión marina oxfordiana inferida por los datos del pozo Chac-1, en el cual se tuvo una penetración en rocas de dicha edad, que consisten de lutitas con intercalaciones de calizas y hacia su parte inferior de areniscas de ambientes marinos costeros, con impregnación de hidrocarburos.

Durante el Kimeridgiano continuó la transgresión sobre el área continental de Yucatán y es factible localizar una nueva línea de costa hacia el occidente de este elemento. En cambio, en

la porción que ocupa la Sonda de Campeche, se depositó una sección de carbonatos con alternancias de terrígenos finos, de ambientes someros que propician condiciones favorables para generar el magnesio de las microdolomías y macrodolomías que se tienen en esta secuencia sedimentaria. Las condiciones de sedimentación más profunda Kimeridgiano, deben localizarse hacia el occidente de la plataforma mencionada.

En el Titoniano, cambian las condiciones de sedimentación en la Sonda de Campeche, como resultado de la transgresión. Los ambientes marinos someros del Kimeridgiano cambian a ambientes más profundos y de circulación restringida, depositándose arcillas y carbonatos con alto contenido de materia orgánica.

Uno de los problemas comunes en esta área, para la identificación de los pisos del Cretácico, es la frecuente dolomitización que se tiene en los carbonatos; sin embargo, con la información de pozos estratégicos del área marina y de la Plataforma de Yucatán, se puede postular el siguiente modelo de sedimentación. Una plataforma calcárea en el área de Yucatán, con una sedimentación de ambientes predominantemente de laguna hacia su interior y de borde de plataforma en la periferia; esta sedimentación principia en el Cretácico Temprano y continúa durante todo el Cretácico. Dicho elemento geológico debe ser la fuente de los clastos calcáreos y soluciones de magnesio, quedan origen a las “brechas” y dolomías que se localizan hacia los taludes de esta plataforma, inter-digitados con ambientes más profundos. Debido a la acción mecánica que interviene en el transporte de los clastos, así como el de la migración de las soluciones de magnesio, esta facies constituye una franja paralela a la Plataforma de Yucatán, cambiando hacia el occidente a facies de cuencas más profunda y con escasas posibilidades de encontrar rocas porosas.

Los efectos orogénicos laramídicos originan cambios notables en la sedimentación y se inicia un gran depósito de terrígenos desde el Paleoceno hasta el Reciente disminuyendo gradualmente la extensión de la Plataforma Calcárea de Yucatán. En el área marina de Campeche, las condiciones sedimentológicas del Cretácico continúan hasta la base del Paleoceno, en donde se identifican “brechas” con fragmentos de rocas cretácicas y del mismo Paleoceno.

La secuencia terciaria presenta frecuentes interrupciones en su columna, siendo las más notables las que existen entre las rocas del Oligoceno y Mioceno. En general las causas principales que repercuten en la secuencia estratigráfica terciaria son:

- efectos laramídicos durante el Terciario Temprano; esta acción propicia el levantamiento de la Sierra de Chiapas; en consecuencia, se inicia un sistema fluvial que repercute en la sedimentación marina durante todo el Terciario;
- eventos tectónicos miocénicos que activan la formación de las Cuencas Terciarias como la de Macuspana, con grandes depósitos de rocas del Mioceno y Pleistoceno;
- por último, la acción intrusiva de la sal como una respuesta a la tectónica miocénica.

## Estructura

La acumulación de hidrocarburos en la Sonda de Campeche, está controlada principalmente por el factor estructural. Los plegamientos de área fueron el resultado de los eventos laramídicos y todo indica que fue sometida nuevamente a esfuerzos durante el Terciario, más precisamente durante el Mioceno.

La sal que se ha encontrado en algunos pozos (Cantarell-85), también parece tener influencia en la modelación del área, tal como la ha tenido en tierra hacia el sur, en la zona de Jalpa, Tab.

Los alineamientos estructurales son de gran extensión y con una orientación aproximada NO-SE similar a la tendencia de los ejes de la Sierra de Chiapas.

El alineamiento de Akal-Nohoch-Chac (Complejo Cantarell) mide 30 Km de largo y tiene 12 Km de ancho, es asimétrico y muestra un echado fuerte hacia el este. El de Abkatun-Taratunich tiene 25 Km de largo por 12 de ancho, el de Kutz-Tabay tiene un desarrollo de 40 Km de longitud por 8 de ancho. Numerosas fallas normales e inversas, producto de los esfuerzos orogénicos antes mencionados, se observan en el área.

## Geología petrolera

### Rocas Almacenadoras

Las rocas almacenadoras de los campos marinos de la Sonda de Campeche son las calizas dolomitizadas y dolomías del Kimeridgiano, las calizas y brechas dolomitizadas y dolomías del Cretácico, así como las brechas calcáreas dolomitizadas de la base del Paleoceno.

Potencialmente, los clásticos terrígenos Kimeridgiano, cortados en el pozo Chac-1, pueden ser rocas almacenadoras. Según la información de registros geofísicos y núcleos, las brechas del Paleoceno constituyen los mejores yacimientos.

## Rocas Generadoras

De acuerdo con estudios geoquímicos realizados en afloramientos, en muestras de núcleos y muestras de aceites, se determinó que las rocas Jurasicas, principalmente las del Titoniano, constituyen las rocas generadoras de hidrocarburos.

Por otra parte, no deben descartarse los mismos sedimentos Terciarios de las cuencas de Macuspana y Comalcalco, que dado su carácter arcilloso y sus potentes espesores, pueden encontrarse en condiciones apropiadas para generar hidrocarburos.

## Rocas Sello

El sello común de los yacimientos de la Sonda de Campeche lo constituyen las rocas del Terciario. En determinados casos como el de la estructura de Chuc, la sal puede funcionar como una barrera que separa los yacimientos.

Existen además “cuellos” arcillosos notables como el de la base del Cretácico Tardío y cima del Cretácico Medio, que podrían funcionar como sello y separar yacimientos en estos mismos campos, condición que deberá comprobarse a futuro por la importancia que representa en la explotación de los mismos.

## Trampas

Hasta el momento, las mejores acumulaciones petrolíferas de la Sonda de Campeche se encuentran en anticlinales fallados, situados en una franja donde el fracturamiento y la diagénesis actuaron favorablemente.

Las brechas del Paleoceno y las dolomías y calizas fracturas cretácicas y jurasicas, llegan a tener un espesor total saturado de hidrocarburos de más de 100 m y en Cantarell se encuentran a profundidades que van desde 1200 m hasta 3000 m.

## **Chicxulub**

Uno de los principales procesos en la formación y conformación de las superficies planetarias (planetas interiores del sistema solar, los satélites y asteroides) es consecuencia de los impactos cometarios y colisiones de meteoritos. Los Impactos de meteoritos son un proceso geológico omnipresente y fundamental que afecta al planeta terrestre. La Tierra tiene relativamente pocos cráteres vírgenes, ya que tiene la superficie más activa de los planetas del

Sistema Solar, pero su impacto-record, juega un papel crucial en los procesos de comprensión del impacto y sus efectos, y esto puede proporcionar observaciones sobre la estructura del subsuelo de cráteres de impacto naturales y la dinámica de la formación de cráteres.



*Figura 1.4 Esquema de un Impacto de asteroide*

El cráter de Chicxulub se encuentra al noroeste de la península de Yucatán, está cubierto por sedimentos carbonatados, e interpretado como un impacto de gran tamaño provocado por un asteroide (Figura 1.5). Este fenómeno ocurrió hace 65 millones de años atrás en el Cretácico Terciario, el impacto produjo un cráter de 200 km, una deformación estructural significativa del área y una plataforma carbonatada, la mitad de este cráter se encuentra costa fuera y la otra en Tierra, con el centro geométrico en puerto Chicxulub. El área de estudio con fines científicos fue la comprendida entre Mérida y Valladolid ya que se caracteriza por los cambios marcados en la distribución, densidad y características de la roca caliza, junto con los patrones de fractura.

Chicxulub es parte de un selecto grupo de sitios geológicos únicos, es un laboratorio natural para investigar los procesos de formación de cráteres, los efectos globales de los impactos a gran escala (ambientales y climáticos) así como sus implicaciones en la evolución geológica y biológica. Chicxulub es uno de los tres cráteres multi-anillos documentados en el registro terrestre y el impacto se ha relacionado con los efectos globales del medio ambiente y clima así como la extinción en masa que marcó el límite Cretácico/Paleoceno (K/Pg.). El cráter está enterrado bajo aproximadamente 1,0 km de sedimentos de carbonato en la península de

Yucatán. La estructura enterrada se identificó inicialmente a partir de estudios geofísicos del programa de exploración de PEMEX en el sureste de México. La superficie de su influencia está marcada por la circunvalación interior de los cenotes que se han formado a partir de la compactación diferencial y fractura entre las brechas de impacto y en torno a las secuencias de piedra caliza. El cráter (como se ha mencionado), tiene una mitad en tierra y la otra mitad costa fuera, lo que hace posible el uso de métodos geofísicos terrestres marinos y aéreos.

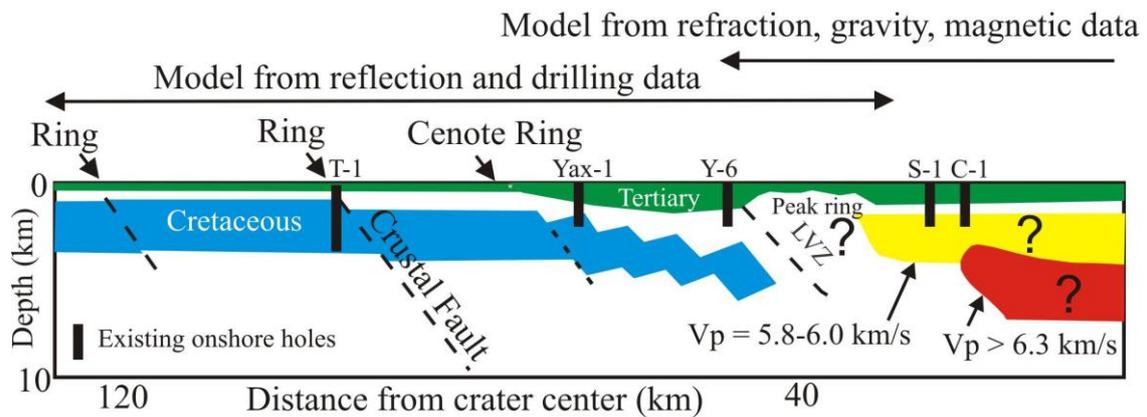


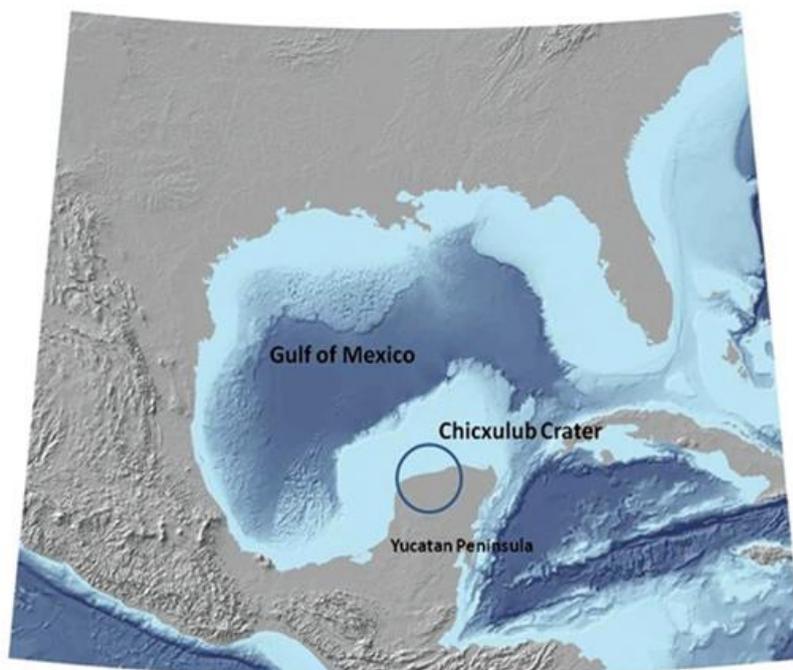
Figura 1.5, Cráter multi-anillo

La plataforma carbonatada de Yucatán es el lugar ideal para tener el cráter, es tectónicamente estable sin actividad volcánica, siendo formado por la lenta deposición de los sedimentos de carbonato. Estas características permiten imágenes de alta resolución de la estructura del cráter subterráneo con un detalle sin precedentes. El impacto y la formación de cráteres se producen de forma instantánea, con la excavación de la corteza hasta  $\sim 25$  km profundidad en fracciones de segundo y levantamiento de la corteza inferior y formación de cráteres en los próximos cientos de segundos. Los resultados de la energía liberada fueron una intensa fracturación y deformación en sitio del impacto, la generación de ondas sísmicas que viajaron por el mundo entero.

Entender la física de los impactos en las superficies planetarias, el modelado de la deformación de la corteza y el comportamiento reológico de los materiales a altas temperaturas y presiones, siguen siendo retos importantes en ciencias de la tierra. La capa de material expulsado del límite K/Pg. es el único marcador global estratigráfico en el registro geológico, lo que permite la correlación de eventos en todo el mundo. En los últimos 20 años se ha aprendido mucho sobre el cráter de Chicxulub y el límite K/Pg., sin embargo, lo que es quizás más interesante son las preguntas restantes, que incluyen los aspectos fundamentales del impacto de Chicxulub y sus efectos ambientales.

Se ha propuesto que el impacto de Chicxulub se puede extender de forma continua en la región peninsular hasta la isla de Albi3n y otros sitios en Belice y el 1rea de Chetumal. Expulsiones pr3ximas al cr1ter han sido recuperadas mediante 3 pozos del programa de perforaci3n de la UNAM, localizados entre 110 y 150 km de distancia entre el centro del cr1ter. Afloramientos de expulsiones han sido encontrados a lo largo del r3o Hondo y en Quintana Roo y clasificados como flujos secundarios o gravitacionales.

Afloramientos localizados a 360 kil3metros del centro del cr1ter son agrupados en el grupo Albi3n formados por una capa de un metro de arcilla gruesa y dolomita bas1ltica esferoidal, y una capa de 15 metros de una "cama" de diamictita gruesa.



*Figura 1.6, Localizaci3n de Chicxulub*

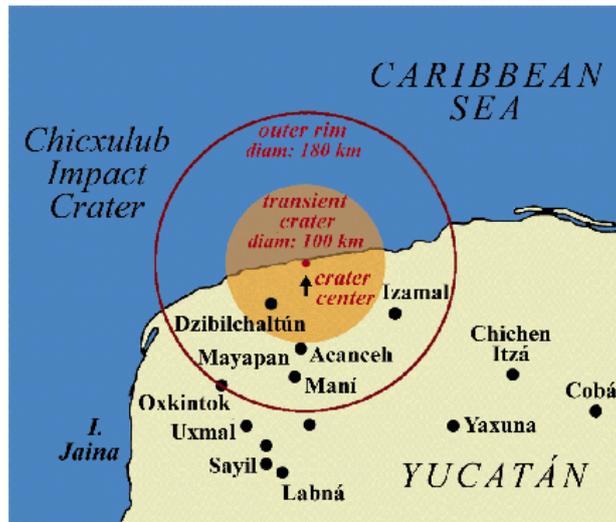


Figura 1.7 Localización de Chicxulub

# **Capítulo II: Pozos y Caracterización**

### **Generalidades.**

La geología es la ciencia que estudia el origen, historia y estructura física de la tierra. Esta ciencia es esencial para la industria petrolera ya que la mayoría del petróleo es encontrado dentro de las rocas.

La geología trata de responder tales preguntas, como cuan vieja es la tierra, de donde proviene su composición. Para hacer esto se realizan una serie de estudios basados en la evidencia de eventos ocurridos hace millones de años, tales como: terremotos y erupciones volcánicas.

En el ámbito petrolero la geología se basa en el estudio de las rocas que contienen petróleo y gas, particularmente aquellas con suficiente petróleo, para ser comercialmente explotado.

### **Geología Estructural.**

La detección de los yacimientos petrolíferos se halla limitada debido a que estos no pueden aflorar a la superficie lo que hace necesario una serie de estudios que generalmente comprende tres etapas sucesivas: geológica, geofísica y de sondeo, siendo la geología la más importante y la menos costosa de las tres ya que los estudios geológicos previos permiten indicar o confirmar la posible existencia de petróleo acumulado, antes de proceder a la perforación de pozos destinados a su extracción.

### **Estudios Geográficos de Superficie.**

En un área inexplorada, primero se estudia la topografía, y los rasgos de la superficie. Algunas veces es posible deducir las características de las formaciones subterráneas y la mayoría de las estructuras de la superficie.

### **Prospección Geofísica.**

La geofísica es el estudio de la física de la tierra, de los océanos y de la atmosfera. La geología del petróleo muestra el magnetismo, gravedad y especialmente las vibraciones sísmicas de la tierra.

Los métodos geofísicos consisten esencialmente en la medición de constantes físicas

(Densidad, características magnéticas, rigidez) de las rocas del subsuelo desde la superficie, que nos ilustran sobre cuáles son los materiales petreos existentes en el subsuelo. Y como están dispuestos, para obtener indirectamente datos que confirmen las supuestas condiciones favorables deducidas del estudio geológico. Los principales métodos empleados en esta son:

**Método gravimétrico:** Este es un método de reconocimiento mediante el cual se mide la densidad de los sedimentos existentes en la cuenca sedimentaria. Teniendo en cuenta la variación regional, se pueden determinar las anomalías que se aparten de dicha curva, y así, por ejemplo los domos y diapiros salinos darán una anomalía negativa por su menor densidad, mientras que, las intrusiones volcánicas darán anomalías positivas.

**Método magnético:** Este al igual que el gravimétrico, es un método de reconocimiento. Por medio de este se mide la intensidad magnética de los sedimentos, pudiéndose determinar la situación del basamento magnético de la cuenca, y las anomalías que, por ejemplo se pueden interpretar: negativas, las cuales se producen por anomalías en los espesores de sedimentos y las positivas por intrusiones de rocas magnéticas.

Ambos métodos se pueden registrar por estaciones terrestres, por medio de vehículos o desde el aire, realizando en este caso una malla cuya densidad varía según el detalle que se pretenda obtener.

**Método sísmico:** Es el más comúnmente empleado para la determinación detallada en una zona de anomalías. Para ello, se provoca una tanda de explosiones a lo largo de la línea de prospección. Originando una serie de ondas sísmicas que penetran el subsuelo, reflejándose en las diversas capas sedimentarias siendo luego recogidas en superficie por aparatos especiales (geófonos). En función de la velocidad de penetración de las ondas sísmicas (que depende de la litología) y del tiempo empleado hasta volver a superficie, se puede interpretar la profundidad a la que se hallan las distintas formaciones y su estructura, por ejemplo, un anticlinal. Realizando varias ondas sísmicas se puede obtener multitud de datos de la estructura que se está investigando, que al representarlos gráficamente permiten obtener el mapa estructural detallado.

**Mapas estructurales:** La generación de estos mapas es relativamente sencilla y se basa en la generación de una malla homogénea a partir de los valores de tiempo obtenidos a nivel de los reflectores de interés, y a su posterior interpolación para la generación de contornos de

isotiempos. Cualquier discontinuidad en los datos como por ejemplo, fallas, plegamientos, etc., deben ser ubicados e incorporados en la generación de los mapas finales.

La caracterización de yacimientos petroleros consiste en realizar diversos estudios para conocer a detalle (cualitativa y cuantitativamente) las características de las rocas productoras de hidrocarburos y de los fluidos presentes en ellas, como son: la geometría del yacimiento y el volumen de los hidrocarburos almacenado, las propiedades físicas de la roca y las fisicoquímicas de los fluidos.

Con esta información se puede elaborar, por ejemplo, el modelo que permite simular el comportamiento del yacimiento bajo diferentes esquemas de producción, elegir aquel que conlleve a la óptima explotación técnico-económica, lo que implica minimizar, el tiempo, recursos humanos y financieros.

### **Registros Geofísicos**

Un registro geofísico de un pozo se define como la representación digital o analógica de una propiedad de la roca o del sistema roca-fluido en función de la profundidad.

El objetivo de los registros geofísicos es medir parámetros bien definidos de las formaciones atravesadas por un pozo, ya sea en agujero descubierto o entubado. Los registros geofísicos representan propiedades como: resistividad o conductividad eléctrica, radioactividad natural, transmisión de ondas acústicas, temperatura, etc.

Con base en interpretación cualitativa y cuantitativa de los registros geofísicos, se determinan las propiedades de la formación, como lo son: la porosidad, el espesor y la saturación de agua. La información obtenida de los registros geofísicos ayuda a la preparación de mapas estructurales, de isopacas y de isovolumen, así como la identificación de espesores y de la profundidad de posibles zonas productoras (permeables).

Los registros de pozos se pueden clasificar de diversas maneras, la siguiente clasificación se basa en la propiedad de la formación que registran y el principio de medición que utiliza.

## **Tipos de Registro.**

### **Registros Litológicos.**

Los registros Potencial Espontaneo, Rayos Gamma y Espectroscopia de Rayos Gamma, miden fenómenos físicos que ocurren naturalmente en las rocas. Estos registros son los que se usan con más frecuencia en análisis e interpretación.

### **Registros de Potencial Espontaneo (SP).**

El objetivo principal de este registro es la diferencia entre formaciones lutíticas y no lutíticas o permeables e impermeables.

La curva de SP registra el potencial eléctrico (voltaje) producido por la interpretación del agua de la formación, el fluido de perforación conductivo (no puede ser corrido en pozos base aceite, agujero vacío o entubado) y ciertas rocas selectivas de iones (lutitas). La curva SP es un registro de la diferencia entre el potencial eléctrico de un electrodo móvil en el pozo y el potencial eléctrico de un electrodo fijo en la superficie, en función de la profundidad.

La curva SP define una línea más o menos recta enfrente de las lutitas, llamada línea base de lutitas. En formaciones permeables la curva muestra deflexión, que puede ser a la izquierda (negativa) o a la derecha (positiva), dependiendo principalmente del contraste entre las salinidades del lodo de perforación y del agua de formación. La curva SP generalmente se presenta en el primer carril del registro y se mide en mili-voltios (mV). Por lo general, este registro se toma junto con algún otro registro como el de resistividad o porosidad.

La curva de SP nos permite:

- a) Determinar cuerpos permeables.
- b) Determinar los límites entre capas.
- c) Correlacionar estratos.
- d) Conocer cualitativamente el contenido arcilloso de una capa.
- e) Determinar valores de resistividad del agua interfazial de las formaciones (RW).

### **Registros de Rayos Gamma (GR).**

Este registro indica la radioactividad natural de las formaciones. Casi todas las rocas presentan cierta radioactividad natural y la magnitud depende de la concentración de Potasio, Torio y Uranio que tengan. En las formaciones sedimentarias, el registro normalmente refleja el

contenido de arcilla, porque los elementos radioactivos tienden a concentrarse en acillas y lutitas. Las formaciones limpias generalmente tienen un nivel muy bajo de radioactividad, a menos que existan contaminantes radioactivos como cenizas volcánicas, residuos de granito o, bien, que el agua de formación contenga sales radioactivas disueltas.

En la actualidad, casi todos los registros incluyen la curva de SP o la de GR. El registro de Rayos Gamma puede ser corrido en pozos entubados, en pozos perforados con lodos base agua, base aceite o con aire. La curva se presenta en el primer carril del registro, junto con una curva de Calibración de agujero. La escala está en unidades de API. El registro de GR puede correrse junto con registro de resistividad o uno de porosidad.

Con los registros de GR podemos:

- a) Estimar los límites de las capas.
- b) Estimar el contenido de arcilla en capas permeables.
- c) Controlar la profundidad del cañoneo y verificar la perforación en pozos revestidos.

#### **Registro de Espectroscopia de Rayos Gamma (NGT).**

A diferencia del registro de Rayos Gamma, que solo mide la radioactividad total, este registro además de medir la radioactividad total, también mide las concentraciones de Potasio, Torio y Uranio, que producen la radioactividad.

El número de rayos gamma y el nivel de energía de cada uno, permiten determinar las concentraciones de Potasio, Torio y Uranio radioactivos en la formación. El registro NGT se presenta en el primer carril y se lee un registro de conteo total de rayos gamma y uno de conteo total menos el Uranio, en unidades API. En los otros dos carriles se presentan los registros de las concentraciones de Uranio y Torio, en partes por millón (ppm), y del Potasio, en porcentaje de peso.

#### **Registro de resistividad.**

La resistividad eléctrica de la formación es un parámetro importante para la determinación de la saturación de hidrocarburos. En las formaciones este parámetro se mide ya sea induciendo una corriente eléctrica y midiendo la facilidad de flujo o, bien, induciendo una corriente eléctrica y midiendo su magnitud.

Las resistividades generalmente varían de 0.2 a 1000 ohm-m. Resistividades superiores son poco comunes en formaciones permeables, pero en formaciones impermeables, de muy baja porosidad, la resistividad es mayor o mucho mayor. El primer registro diseñado para medir resistividades fue el registro Eléctrico Convencional, posteriormente se han desarrollado métodos más sofisticados

Los registros geofísicos constituyen una de las informaciones básicas que se pueden obtener durante la perforación de un pozo petrolero, pues permite determinar las propiedades petrofísicas de las rocas, como la litología, porosidad, saturación de fluidos y cualitativamente la permeabilidad, así como permite también la correlacionar límites de estratos, lo que nos va a dar como resultado poder determinar la capacidad de la roca para poder producir hidrocarburos.

### **Registros eléctricos**

Hace más de medio siglo se introdujo el registro eléctrico de pozos en la industria petrolera. Desde entonces se han desarrollado y utilizado en forma general, muchos más y mejores dispositivos de registros.

A medida que la ciencia de los registros de pozos petroleros avanzaba, también lo hacía el arte de la interpretación de datos. Hoy en día el análisis de tallado de un conjunto de perfiles cuidadosamente elegidos, provee un método para derivar e inferir valores precisos para las saturaciones de hidrocarburos y de agua, porosidad, índice de permeabilidad y la litología del yacimiento.

## **Registros Resistivos e Inductivos**

### **Resistivos**

La resistividad de la formación es un parámetro clave para determinar la saturación de hidrocarburos. La electricidad puede pasar a través de una formación solo debido al agua conductiva que contenga dicha formación. Con muy pocas excepciones como el sulfuro metálico, la grafito y la roca seca que es un buen aislante. Las formaciones subterráneas tienen resistividades medibles y finitas debido al agua dentro de sus poros o al agua intersticial absorbida por una arcilla.

La resistividad de una formación depende de:

- a) La resistividad del agua de formación.
- b) La cantidad de agua presente.
- c) Geometría estructural presente.

Los registros de resistividad miden la diferencia de potencial causada por el paso de la corriente eléctrica a través de las rocas. Consiste en enviar corrientes a la formación a través de unos electrodos y medir los potenciales en otros. Entonces la resistividad de la roca puede determinarse ya que esta resulta proporcional a la diferencia de potencial.

Las herramientas que se utilizan para medir las resistividades pueden ser de dos tipos según el dispositivo que utilicen, estos tipos son:

- a) Dispositivo normal.
- b) Dispositivo lateral básico.

Estos registros son aplicables, cuando:

- a) Se utiliza un fluido de perforación salado.
- b) Si la formación presenta una resistividad de media a alta.
- c) Las capas son delgadas, excepto si estas son de resistividades muy altas.

### **Inductivos**

Los perfiles de inducción fueron introducidos en el año de 1.946, para perfilar pozos perforados con lodos base aceite, transformándose en un método “standard” para este tipo de operaciones.

Estos miden la conductividad (recíproca a la resistividad) de las formaciones mediante corrientes alternas inductivas. Dado que es un método de inducción se usan bobinas aisladas en vez de electrodos, esto para enviar energía a las formaciones. La ventaja de este perfil eléctrico se basa en su mayor habilidad para investigar capas delgadas, debido a su enfoque y a su radio de investigación.

## **Registros Neutrónicos, de Densidad y Sónicos. (registros de porosidad).**

### **Neutrónicos**

Los registros neutrónicos se emplean principalmente para delinear formaciones porosas y para determinar su porosidad. Responden principalmente a la cantidad de hidrógeno en la formación. Por lo tanto, en formaciones limpias cuyos poros se hallen saturados con agua o aceite, el registro reflejará la cantidad de porosidad saturada de líquido.

Las zonas de gas con frecuencia pueden identificarse al compara este registro con otro registro de porosidad o con un análisis de muestras. Una combinación del registro de neutrones con uno o más registros de porosidad proporcionan valores mas exactos de porosidad y contenido de arcilla así como también permiten identificar litología. La porosidad por medio de este se determinada leyendo directamente del registro obtenido.

Entre las herramientas que se emplean para correr los registros neutrónicos, tenemos:

- a) Neutrón Compensado.(CNL)
- b) Dual Porosity Neutrón.(CNT-G)
- c) Gamma-Neutrón CCI.
- d) Serie de GNT.
- e) Dual Spaced Epithermal Neutrón.
- f) Sidewall Neutrón Porosity.(SNP)
- g) Dual Spaced Neutrón II.

### **Densidad**

Los registros de densidad se usan principalmente como registros de porosidad. Otros usos incluyen identificación de minerales en depósitos de evaporitas, detección de gas determinación de la densidad de los hidrocarburos, evaluación de arenas con arcillas y de litologías complejas, determinación de producción de lutitas con contenido de aceite, cálculo de presión de sobrecarga y propiedades mecánicas de las rocas.

## **Sónicos**

El perfil sónico no es más que el registro continuo del tiempo que emplea una onda sonora compresional, para viajar a través de un pie lineal de formación. El tiempo requerido para este viaje, se denomina tiempo de tránsito. El objetivo fundamental de este es medir la porosidad de la formación, lo cual dependerá de la litología de la formación y de la naturaleza de los fluidos que llenen los espacios porosos.

Entre las herramientas que se emplean para correr los registros de densidad, tenemos:

- a) Registro Sónico Compensado. (BHC)
- b) Sónico de Espaciamiento Largo. (LSS)
- c) Array Sonic
- d) Multipole Array Acoustilog.

## **Porosidad.**

Es una de las propiedades más importantes de la roca, en la cual está contenido un yacimiento, la porosidad se define como el volumen de poros entre el volumen de roca, es decir la cantidad de huecos que son capaces de almacenar fluidos, que pueden o no estar interconectados o comunicados entre sí, existen dos tipos de porosidad, la porosidad, la porosidad efectiva o porosidad absoluta.

## **Permeabilidad.**

La permeabilidad (K) es una propiedad del medio poroso y a su vez es una medida, tanto de la capacidad de la roca o formación para permitir la transmisión de fluidos, como la magnitud de flujo de fluidos por unidad de gradiente hidráulico, la unidad de medida para esta propiedad es el milidarcy.

## **Presión Capilar.**

Es la diferencia de presiones que existe en la interfase que separa dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales moja preferentemente la roca. También se define la presión capilar como la

capacidad que tiene el medio poroso de succionar el fluido que la moja y de repelar al no mojante.

### **Mojabilidad.**

Se dice que un fluido moja en forma preferencial la superficie de un sólido cuando se adhiere y tiende a esparcirse o extenderse sobre ella, en presencia de otros fluidos.

La mojabilidad incide en la distribución de los fluidos dentro del espacio poroso, la cual a su vez afectara el proceso de desplazamiento de un fluido por otro por lo que las características de permeabilidad relativa variarían para un mismo medio poroso si las condiciones de mojabilidad varían.

### **Miscibilidad.**

La miscibilidad es la propiedad de tener algunos líquidos para mezclarse entre sí en cualquier proporción, dando como resultado una nueva solución homogénea, este concepto no solo aplica para la fase líquida, sino también para fases como sólidas y gaseosas.

En conjunto con la toma de registros está otra parte importante en la caracterización, esta es la recuperación y mantenimiento de los núcleos

### **Recuperación eficiente de núcleos**

La toma de núcleos es de vital importancia para complementar los estudios que otras actividades no alcanzan a cubrir, ya sea por complicaciones del terreno o mineralizaciones. La calidad de estos estudios es fundamental para investigaciones de subsuelo y puede verse afectada por el personal, el capital invertido, equipo de apoyo, productos de diamante, herramientas y accesorios dados para determinadas circunstancias.

Las herramientas usadas en el agujero (IHT por In Hole Tools) pueden ser una parte pequeña en los costos del proyecto, pero su correcta selección y uso tienen una gran importancia en el éxito del programa de perforación.

Un núcleo puede entenderse como un cilindro volumétrico de algún material, el cual se creó por el avance de una barrena de perforación hecha con diamante de centro hueco en una formación y subsecuentemente es removido del sitio.

La recuperación de núcleo es una medida cuantificable definida como la cantidad total lineal de núcleo físico extraído, entre el total lineal del agujero y es expresado como un porcentaje.

$$CR = \frac{\textit{longitud de núcleo}}{\textit{longitud del avance de agujero}} \times 100\%$$

El núcleo creado es encapsulado y llevado a superficie por medio de una herramienta llamada barril nucleador (core barrel), es un aparato diseñado mecánicamente y conectado con la barrena, conforme la barrena avanza por el material el barril nucleador se llena, para después vaciarse, obtener el núcleo (o un segmento) y continuar la perforación.

Entre los factores que afectan los núcleos se puede contar al diámetro de perforación. A pesar de que se cuenta con las mismas herramientas para procesos similares, los agujeros pueden variar desde los 48 mm, hasta los 146 mm de diámetro, así como sus profundidades, las cuclas pueden ser desde 3 m hasta 3000 m (tomando en cuenta que para perforaciones más profundas, podría ser necesario equipo extra de acuerdo a las necesidades). Se tiene como una regla general *entre más grande el diámetro, mejor será la recuperación de núcleo*.

Al igual que el diámetro, la potencia y transmisión de energía de perforación es importante, ya que determinará la facilidad de perforar, los Rigs vienen en diferentes medidas y tamaños, por tanto otra regla general dice *entre mejor, más clara y "limpia" sea la transmisión de fuerza rotaria, mejor será la recuperación de núcleo*.

Los fluidos utilizados con base para la recuperación y estos deben tener los canales para fluir bien definidos, ya que además de enfriar y lavar el equipo de perforación, entra en contacto con el núcleo, como regla general: *Ante condiciones de suelo deteriorado, enfocarse en el circuito de lodos mejorará la recuperación de núcleo*.

Durante la perforación se tiene que cuidar la sarta la cual debe pasar "suavemente" a través de las formaciones, como regla general: *Los cuidados apropiados en la sarta de perforación, así como una rotación libre de vibración son esenciales para mejorar la recuperación de núcleo*.

Se debe tener en cuenta que el barril nucleador es fundamental para dichas operaciones y mantenimiento predictivo y preventivo, son clave para tener una recuperación digna, como regla general, *para mejorar la recuperación, asegúrate que los componentes tengan servicio regular y los baleros estén bien engrasados*.

Entre otros cuidados que se deben tener en la recuperación, sería el tener opciones para llevar el núcleo recuperado a superficie, cuando se tenga un suelo complejo ó difícil, en terreno difícil, se debe elegir el sistema de triple tubería más grande, se deben evitar golpes, deformaciones y mal manejo de los núcleos.

### **Asignación a la calidad de la roca**

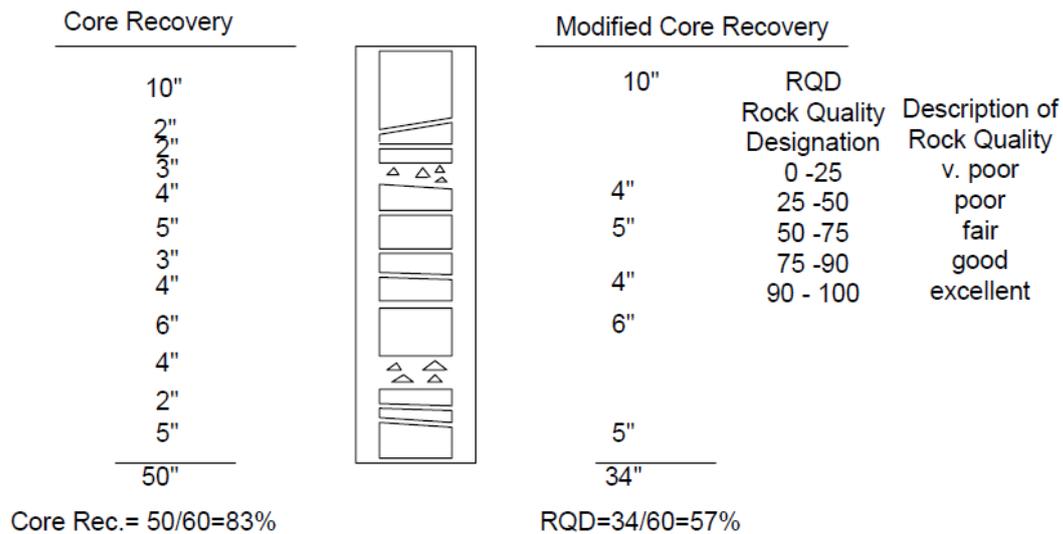
Este método está basado en un procedimiento modificado de recuperación de núcleo, el cual está basado indirectamente en el número de fracturas y cantidad de “suavidad” o alteraciones en la masa de la roca como se observa en núcleos recuperados de agujeros, en lugar de contra las fracturas una medida indirecta se obtiene sumando la longitud total del núcleo recuperado, pero contando únicamente los pedazos que sean de 4” de largo o más grandes.

Si el núcleo está roto por manejo o perforación, las piezas rotas se unen y se cuentan como una sola pieza, vigilando que esta cumpla el requisito de ser de 4” de largo. A veces es necesario el buen juicio en caso de tener material sedimentario, areniscas, rocas metamórficas, calizas, etc. Sin embargo el sistema se ha aplicado satisfactoriamente en lutitas a pesar de ser necesario graficar los núcleos inmediatamente después de removerlos del barril nucleador, antes que el aire se colara y el rompimiento comenzara.

A continuación se presenta un ejemplo de cómo RQD funciona, se hizo en un núcleo de 60 pulgadas, para este caso en particular, la recuperación de núcleos fue de 50 pulgadas, contando una recuperación de 83%. En el método modificado sólo 34 pulgadas fueron contadas y el RQD es de 57%. Se ha encontrado que el RQD es un indicador más sensible y consistente que el porcentaje de recuperación común.

El procedimiento “castiga” a la roca cuando la recuperación es muy pobre, esto es apropiado porque una pobre recuperación se traduce en baja calidad de roca, no siempre es verdad, debido a una perforación deficiente y malas técnicas pueden causar una recuperación muy baja. Por esta razón barriles nucleadores de doble tubería de al menos 2 1/8” de diámetro (tamaño NX) son especificadas y supervisiones de perforación adecuadas son requeridas.

Por más simple que parezca el proceso, se ha visto que es una buena relación entre los valores de RQD y la calidad de la roca, para razones ingenieriles (Figura 2.1).



*Figura 2.1 Ejemplo de asignación a la calidad de roca.*

### Toma de Núcleos de fondo y de pared

Para lo concerniente a la perforación y recuperación de núcleos, se tienen (para la industria petrolera) dos métodos que comúnmente se acostumbran, los cuales son la extracción de núcleos de fondo (de pozo) y de pared. Cada uno de estos con una variedad amplia que ayuda a la selección de las herramientas dependiendo al tipo de formación que se enfrente, o las especificaciones de la perforación.

#### Núcleo convencional

En este proceso, la barrena cortadora, un barril externo y uno interno son posicionados al extremo inferior de la sarta, estos viajan con frecuencia dentro del agujero, mientras el fluido de perforación circula a través de los barriles, sin filtrarse al barril interior, con esto se puede predecir una mejor recuperación de núcleos y un menor arrastre del fluido de perforación que al estar en contacto con el núcleo puede saturarlo. Después el recorrido del fluido sobre la barrena, los recortes son removidos y cuando se alcanza la cantidad deseada ó el barril interno está lleno, este es alzado a la superficie para operaciones subsecuentes.

Se han tratado de hacer varias innovaciones, como un barril interno independiente al externo, con lo cual se puede mover o permanecer inmóvil, o el tener atrapa-núcleos para formaciones duras o blandas.

### **Nucleo a presión**

A diferencia del núcleo convencional, el núcleo a presión puede recuperar fluidos con saturaciones in-situ, con presencia de gas ya sea en solución o libre, esto ocurre porque el gas expulsa los fluidos al llevarlos a la superficie, ya resuelto este problema y con la muestra de roca a la presión del fondo de pozo, los fluidos pueden ser inmobilizados por medio de métodos de preservación.

La extracción de muestras a presión ha sido sujeta a una rápida evolución operacional y tecnológica en los últimos años. Se ha usado con frecuencia y ha demostrado su utilidad como herramienta de evaluación, y así como la toma de datos más detallados va en aumento, es seguro que el núcleo a presión debe seguir evolucionando.

Esta técnica ha sido aplicada en ocasiones para yacimientos viejos con incertidumbre en su historia de producción y que han sido seleccionados para implementar algún proceso para mejorar su recuperación, es aplicada para determinar la cantidad de aceite remanente de un yacimiento.

### **Nucleo con esponja**

Esta técnica resulta ser útil y económica para obtener resultados confiables de saturación de aceite. El desarrollo se ha dado para operaciones de corte para recuperación mejorada. La rentabilidad de esta técnica depende de la cantidad disponible de aceite en la formación, muchos de los campos que tienen candidatura a someterse a recuperación mejorada, no tienen información confiable de la saturación de aceite. Con el nucleador con esponja además de la saturación de aceite, también se conoce la saturación de agua y, en algunos casos bajo condiciones específicas, la saturación de CO<sub>2</sub>.

Los criterios de selección para esta herramienta se basan en que esta sea químicamente inerte, relativamente estable en lodo y aceite por lo menos a 300 °F, ser flexible y tener espacios porosos abiertos, los cuales deben estar interconectados para que la esponja tenga permeabilidad y porosidad altas. Igualmente debe ser mojable en aceite y debe permitir la evacuación del aceite una vez que se encuentre en la esponja. El barril con esponja fue desarrollado para facilitar las operaciones de corte de núcleos sin que se pierdan los fluidos que contiene y minimizar los costos.

Esta técnica puede ser valiosa para determinar datos más exactos de la saturación de aceite y agua, puede identificar la zona agua-aceite, puede ayudar a localizar zonas donde la

perforación y fracturamiento pueden ser más productivos. El núcleo utilizando barril con esponja entrega datos más precisos de saturación que el núcleo convencional, por otra parte aunque entrega menos información que el núcleo a presión, es mucho más barato.

### **Núcleo con gel**

Un problema común que enfrentan la extracción de núcleos y el análisis de las muestras es el daño que reciben los núcleos desde el momento en que se obtienen, manejo y estudio. Existe un sistema de baja invasión y ayuda a reducir la invasión del fluido de perforación, sin embargo, la mojabilidad y la saturación de la roca todavía pueden ser alteradas por la invasión del fluido de perforación estático en el barril interior y durante el almacenamiento antes de comenzar el análisis, esta invasión puede hacer que los datos obtenidos en los análisis tengan poca fiabilidad. Este sistema ofrece dos elementos únicos, un barril interno pre-cargado que contiene un gel que encapsula al núcleo de baja invasión, la encapsulación en el fondo del pozo de la muestra hace que quede aislada de la invasión del fluido de perforación.

El uso del gel ha mostrado que protege al núcleo minimizando su alteración física y química durante el proceso de corte, recuperación, manejo, transporte al laboratorio y anclaje. Las propiedades del gel para encapsular sirven para proteger el núcleo no solo del filtrado del lodo sino también de la pérdida de fluidos. Puede ser sustituto tanto del núcleo a presión como el uso de esponja.

### **Núcleo con manga elástica**

Desde el siglo pasado se ha tratado de desarrollar tecnología para determinar características geomecánicas y petrofísicas de rocas de fácil ruptura, se han aplicado varios métodos y el único que muestra una respuesta a este conflicto es el núcleo con manga elástica.

En un barril convencional, las rocas deleznales se rompen o fracturan en el interior de la tubería, deslizándose y encimándose unas con otras en el barril. El barril nucleador con manga elástica fue diseñado para minimizar este problema en formaciones suaves. El núcleo es encerrado en una manga de hule, evitando desintegración y atascamiento. La manga de hule y el núcleo son elevados por medio de un tubo de desmantelamiento (stripper tube) para prevenir un bloqueo en el interior de la tubería.

Este barril no es recomendable para formaciones duras, por sus filosas puntas pueden desgarrar la manga, además es impráctico para altas temperaturas como en pozos profundos o pozos geotermales.

Cuando la litología no está consolidada es común que durante la recuperación se sufra algunas fisuras por el movimiento. El barril nucleador con magna elástica ofrece una solución por medio de un tubo de ajuste elástico dentro del cilindro interno. El núcleo queda en su totalidad encerrado en el tubo elástico y se puede remover del cilindro sin experimentar daños o cortes. Esta técnica maximiza la recuperación en formaciones suaves o pobremente cementadas, así como protege el núcleo del lavado de fluidos de perforación y la contaminación.

#### **Núcleo con línea de acero**

Este método es derivado del convencional, ya que este es más rápido y menos costoso que el convencional, el barril interior puede ser llevado a superficie al llenarse y es posible extraer el núcleo y devolver el barril interior a la sarta para continuar cortando más núcleos, no se requieren operaciones de sacar y meter la tubería. Los barriles están hechos en una gran variedad de tamaños y normalmente cortan de 15 a 30 pies de núcleo (5 a 9 m). Esta técnica ha mostrado ventajas en cuanto a tiempo y dinero se piensa, además sirve para pozos de aguas profundas, es efectivo en cualquier formación, se pueden obtener múltiples muestras y se puede nuclear de manera continua, es de gran utilidad cuando se nuclea en intervalos largos.

#### **Núcleo con motor de fondo**

Esta técnica es una buena opción para obtener muestras donde el núcleo convencional no ayuda, la perforación a alta velocidad rotacional que hace el motor de fondo permite acciones con menor peso en la barrena, sin pérdidas la velocidad de penetración, también se tiene una baja fuerza de torsión en el barril, la vibración y los esfuerzos de contacto en el núcleo son mínimos, traduciéndose en una mejor recuperación de una muestra menos dañada y una reducción significativa del atascamiento. Ha mostrado su utilidad en formaciones duras o altamente fracturadas, donde las barrenas pueden inducir fracturas o generar más de las existentes, y pozos en los que la rotación de tubería causa daños a esta y a la de revestimiento, como en pozos desviados, multilaterales y desviados.

Sus motores tienen herramientas diseñadas para cortar 300 pies (90 m) de núcleo en una sola operación, también se cuenta con motores especiales para nuclear con aire, niebla o espuma. Este sistema puede maximizar el trabajo en pozos desviados y horizontales o cuando el muestreo se hace en formaciones duras pero que tienden a fracturarse.

### **Núcleo y perforación en la misma barrena**

Algunas veces en los pozos exploratorios no se puede precisar las profundidades de núcleo o cuando se tengas varios intervalos de interés, es necesario sacar y meter el ensamble de muestreo y a medida que la profundidad aumente estas operaciones solo se traducirán en un costo mucho más alto.

Se tienen diseños de barrenas que intentan mitigar esta situación, estas pueden realizar la acción de cortar todos los núcleos que se necesiten y continuar perforando sin tener que sacar la tubería de perforación ni el ensamble de muestreo, con esto se alternan las operaciones de núcleo y perforación, manteniendo en el pozo la barrena de diseño especial, la cual también evita el giro cortando, el ensamble usado es una barrena con un tapón removible colocado en la parte central, cuando se quiere realizar solo una perforación el tapón se añade a la barrena, y cuando se desea nuclear solo se sustrae el tapón a través de la tubería y es reemplazado por un barril. Además de esta existe otra barrena que además de estas operaciones, cuenta con sensores direccionales y de inclinación con lo cual puede realizar operaciones de registros, estas características permiten mostrar precisamente el lugar a nuclear mediante un registro de rayos gamma.

### **Núcleo en la pared del pozo**

Muchas veces al perforar se pierden algunos intervalos de interés, los cuales son vistos al correr registros, pero en pozos ya perforados, las herramientas de fondo son poco útiles, sin embargo existen otro tipo de métodos y herramientas para hacer frente a esta complicación.

Los núcleos de pared pueden obtenerse en cualquier momento después de penetrar la formación o atravesada por el pozo sin que este tenga revestimiento.

Estas herramientas ayudan a mejorar el análisis de los registros e identificar el origen y tipo de roca y son usados entre otras cosas para determinar localizaciones exactas de los contactos gas-aceite, aceite-gas o gas-agua. En algunas ocasiones los núcleos de pared ayudan a ver intervalos que los registros no mostraron.

Usando esta técnica obtenemos muestras cilíndricas de una pulgada de diámetro y poca longitud provenientes de la pared del pozo, por esto, se aprovechan volúmenes pequeños de la formación. Los mecanismos que accionan estas herramientas pueden ser por percusión y rotación. Entre sus desventajas está la obtención de núcleos muy pequeños, además que estos pueden dañarse fácilmente.

### **Nucleo de pared por percusión**

Como lo indica el nombre, el nucleo por percusión es obtenido de la pared con un pequeño barril disparado por un explosivo, de la misma manera que realizan los disparos para poner a producir un pozo, las pistolas que bajan al intervalo pueden tener hasta 30 pistolas (cargas), sin embargo, los barriles para disparar están diseñados para obtener hasta 25 muestras, pero pueden ser armados de forma múltiple, las cargas explosivas pueden ser de diferentes magnitudes dependiendo de la consolidación y compactación de las litologías. Los pequeños barriles sirven como tubos de extracción y cortan porciones de 1  $\frac{3}{4}$ " de largo y 13/16" de diámetro. La recuperación de esta técnica es de 70% y existen tres tamaños, con 30 cargas, con 24, y con entre 6 y 18, es un método muy rápido, barato, cada carga es independiente al dispararse, sin embargo dichos disparos pueden deteriorar mucho la muestra.

### **Nucleo de pared por rotación**

Esta técnica se realiza después de haber tomado los registros, varia muy poco entre sus diseños, obtiene núcleos de 7/8" o 15/16" de diámetro con longitudes de hasta 2". Estas herramientas son capaces de cortar la muestra y guardarla en el cuerpo de la sonda, por tanto, se pueden tomar varias muestras por corrida. Dependiendo de la litología, presión de formación, esfuerzos sobre la formación, entre otros factores, el corte de una muestra puede durar entre 5 y 30 minutos.

Esta herramienta permite tomar de 30 o más núcleos en pozos horizontales, desviados o muy extensos, está diseñada para tomar muestras en formaciones de rocas duras o muy compactadas, pero puede ser utilizada igual en formaciones suaves, no se tienen los daños relacionados con la percusión. Por otra parte, se debe cuidar el contacto con la pared, ya que sólo se obtienen muestras en agujeros no entubados y la rugosidad de las paredes les afecta.

### **Métodos de preservación de núcleos**

Después de realizar las operaciones de obtención de estos núcleos, con todas las especificaciones o técnicas implementadas, se dispone a realizar pruebas a las muestras, para realizarlo es necesario el preservar las muestras bajo algunas condiciones características (si es necesario), las cuales nos ayudaran a realizar un mejor estudio de suelo. No hay un método único ni mejor a los otros, debido a que cada núcleo tiene un grado de consolidación así como

distintos materiales, normalmente la experiencia es la que dictará el método a utilizar, dentro de los métodos tenemos los siguientes:

- **Estabilización mecánica**

Todos los tipos de roca deben ser estabilizados mecánicamente antes de enviarlos al laboratorio, en particular material no consolidado, los núcleos cortados utilizando cilindros interiores con forro plástico o de fibra de vidrio o aluminio o desechables pueden ser encapsulados usando espuma, cera o resina para llenar el espacio anular entre el núcleo y la manga, la resina al tener viscosidad baja llena las fracturas finas, sin embargo se vaciará y no tiene la presión suficiente para desplazar los fluidos de los poros de la roca y así no se impregna en el núcleo.

La estabilización mecánica para material consolidado, es tan sencillo como cubrir el núcleo con envolturas de burbujas u otros materiales acolchonados adecuados para la operación. Debemos considerar a los núcleos como material extremadamente frágil y manejarlos con cuidado, evitar la alteración de materiales poco consolidados o fracturados.

- **Preservación ambientalmente controlada, utilizando refrigeración, humedad controlada o congelación**

Otro método consiste en mantener ciertas condiciones para preservar el núcleo, la refrigeración se usa para minimizar la evaporación de fluidos y brindar estabilización mecánica, también es útil evitando que el núcleo se seque, la eficacia de este método está sujeta a las condiciones de la roca, fluido del yacimiento y lodo de perforación, aún refrigerando el núcleo, la roca debe ser estabilizada mecánicamente antes de enviar el núcleo al laboratorio.

Los núcleos sometidos a congelación, deben ser congelados usando hielo seco, nitrógeno líquido o colocándolos dentro de una congeladora eléctrica. La congelación puede resultar en la migración o la difusión de los fluidos dentro de la estructura del núcleo o la rotura del mismo. También puede causar pérdidas significativas por evaporación a través de la sublimación. Los núcleos no consolidados que son congelados pueden ser empacados con salmuera congelada de  $\frac{1}{4}$  de pulgada (6.35 mm) de grosor, esto para reducir la sublimación. Esta medida es crítica si se utiliza para almacenamiento a largo plazo, pueden ocurrir daños estructurales en el núcleo si se deshidrata mientras está congelado.

Esta es la práctica más común para rocas no consolidadas, aún se tienen dudas del efecto completo de la congelación en las propiedades petrofísicas del núcleo. La expansión de los

cristales de hielo puede causar daños estructurales irreversibles al núcleo. La congelación puede afectar las propiedades de la roca purgada con agua dulce más que aquellas purgadas con el fluido salino filtrado de perforación. Estos efectos se reducirán con la disminución de la saturación de agua. Si es necesario que el núcleo se caliente a temperatura ambiente antes de las pruebas, se debe prevenir la condensación de la humedad de la atmósfera en la superficie del núcleo.

La saturación del fluido y las propiedades (minerales) del yacimiento también pueden ser preservadas controlando la humedad relativa del ambiente con hornos especialmente diseñados. Esta técnica es muy buena y es más efectiva con rocas que contienen minerales de arcilla sensibles a la humedad y/o agua químicamente confinada en los minerales.

- **Laminados de plástico sellados a calor**

Existen diferentes laminados plásticos que se pueden sellar al calor, se puede usar papel aluminio o Mylar para agregar rigidez al laminado. El empaque laminado para preservar núcleos debe actuar como una barrera impenetrable al vapor de agua y gases y debe ser resistente a la alteración química y degradación por fluidos. Los laminados son fáciles de utilizar y el proceso de preservado puede realizarse rápidamente. Se debe tener cuidado para evitar desgarres o perforaciones en el laminado. Se requiere una superficie limpia y plana para alisar el laminado antes de sellar. Todo núcleo debe ser envuelto y previamente pegado con un plástico durable u otro material para tapar los extremos del núcleo y los bordes afilados se debe marcar el segmento empacado con la información del pozo y la profundidad.

El proceso de sellado al calor es crítico para el éxito de este método de preservación. El sellador a calor debe fijarse en la temperatura apropiada de acuerdo con las especificaciones del fabricante para obtener un sellado efectivo, cualquier discontinuidad en el sellado anulará las propiedades de barrera del material. Existen algunos laminados en forma tubular que requieren el sellado en dos extremos en vez de cuatro. El espacio de la parte superior en el paquete de preservación debe ser minimizado. Sin embargo se debe utilizar suficiente material para prevenir el debilitamiento si el paquete va a ser abierto y sellado nuevamente. En algunos casos puede ser aconsejable evacuar el espacio de gas donde la pérdida de hidrocarburos livianos no es problema. Un gas inerte como el nitrógeno puede cobijar la roca para minimizar la oxidación. Cuando el material del núcleo se desgasifica el paquete del laminado se inflará, esto no presenta ningún problema si el paquete esta sellado apropiadamente. Si es necesario se pueden tomar muestras de gas emitido directamente con una jeringa de gas estándar y

luego se vuelve a sellar el paquete, este paquete debe ser marcado y estabilizado mecánicamente para su envío, no se debe exponer el paquete a temperaturas extremas.

- **Bolsas plásticas**

Se recomiendan bolsas plásticas, únicamente cuando la preservación sea a corto plazo, las muestras guardadas en bolsas deben tener un espacio mínimo de aire entre las paredes de la bolsa y el núcleo, el sobrante debe ser doblado contra la pared del núcleo y pegado para poder asegurar un encaje ajustado. Como normalmente se hace, se deben seguir las instrucciones de marcado y estabilización apropiadas.

- **Baños y revestimientos**

Esto es utilizado cuando los núcleos van a ser probados horas después o días, o cuando el material va a ser trasladado largas distancias, también se pueden utilizar con laminados plásticos para agregar integridad mecánica.

Nota: los núcleos nunca deben ser bañados directamente con cera derretida o material plástico derretido.

Todos los núcleos deben ser previamente envueltos en un laminado o una película plástica sellada al calor y papel aluminio antes de bañarse. Todos los segmentos deben ser marcados con la información del pozo y la profundidad. El propósito de la envoltura de la película plástica es de prevenir el contacto del núcleo y los fluidos de poros con la envoltura exterior de papel aluminio. Tal contacto podría causar oxidación del papel aluminio y la pérdida de sus propiedades de barrera de humedad y oxígeno. Para preparar el baño se deben seguir ciertas indicaciones:

1. El baño debe estar preparado horas antes, siguiendo indicaciones, no recalentar ya que podría dañar la eficacia del revestimiento.
2. Envolver cuidadosamente el núcleo con película plástica y evitar perforaciones.
3. Envolver con varias capas de papel aluminio, arrugando los extremos, evitar perforaciones.
4. Amarrar un alambre alrededor del núcleo para formar una manija.

5. Sumergir el núcleo en el material de revestimiento derretido, se recomienda revertir con 1/8 o hasta ¼ de pulgada, es importante dejar que el material seque al aire.
6. Después de cortar el alambre-manija debe aplicarse un baño adicional para eliminar un camino a la oxidación o evaporación.

El material de revestimiento debe cumplir ciertas consideraciones, como son tener un bajo punto de fusión, no ser reactivo al agua o aceite, no debe contener ácidos, la permeabilidad a gases, aceite y agua debe ser baja cuando se asiente, debe ser dimensionalmente estable por largo periodos de tiempo, cuando se remueva del calor y se exponga al ambiente, debe estar seco en un periodo de entre 5 a 15 segundos, debe ser manejable y no debe derretirse a menos de 84°C.

- **Sellado en cilindros interiores desechables, forros y tubos**

Un método conveniente es usando cilindros interiores o forros plásticos, de aluminio o fibra de vidrio, no se recomienda como un método a largo plazo, pero este método permite que le núcleo se procese rápidamente y sin equipos adicionales o especiales. Los orificios en el cilindro deben sellarse antes del envío, el núcleo puede transportarse rápidamente al laboratorio para muestreo y pruebas y si es necesario, es posible la preservación adicional de recipientes sellados. En el caso que se utilice un saca-núcleos convencional, se pueden utilizar tubos de acero, aluminio o plástico con acopladores, tapas o sellos de anillo adecuados para preservar el núcleo. Para utilizarlos eficazmente, el tubo y las piezas no deben ser reactivos al núcleo o los fluidos. Los segmentos deben estabilizarse mecánicamente para evitar que se dañen en el envío

- **Frascos anaeróbicos**

Introducir el núcleo en un líquido dentro de frascos anaeróbicos, puede utilizarse como medida preventiva para la oxidación, secado o evaporación del mismo. El recipiente anaeróbico es un frasco alargado con una tapa sellable, en el cual se pueden introducir un líquido y remover el oxígeno libre. El líquido de inmersión debe ser compatible con los fluidos del núcleo y de poros, y debe ser capaz de mantener la humectabilidad actual de la muestra, regularmente se utilizan:

1. Salmuera de formación desoxigenada o salmuera de formación sintética con insecticida.

2. Crudo.
3. Aceite mineral refinado despolarizado.



*Figura 2.2, Recuperación de núcleos*

### **Trabajos exploratorios anteriores**

La estructura enterrada hacia el norte de Chicxulub fue reconocida como una zona de anomalías concéntricas en los estudios de gravedad hechos alrededor del año 1948 (Cornejo-Toledo y Hernández Osuna, 1950), lo que derivó en un programa de perforación exploratoria realizada por Petróleos Mexicanos (Pemex), que comenzó a principios de 1950. La campaña de perforación de Pemex incluía ocho agujeros profundos con la recuperación intermitente de núcleos y se completó a mediados de 1970.

La actividad de perforación iniciada por Pemex para fines de exploración de petróleo, tuvo el acceso de la muestra crucial necesaria para probar que esta estructura es un cráter originado por un meteorito y está vinculado con la extinción en masa en el límite K/T. Pero la cantidad de

extracción de muestras fue muy limitada y el interés en perforaciones más profundas en la estructura se esfumó cuando las rocas cristalinas fueron interceptadas.

Desde 1994, la UNAM ha llevado a cabo un programa de perforación poco profunda, penetrando con recuperación continua de núcleos, primero 5 pozos (U-1,...,U-5). Un año después se perforaron 3 más.

Un programa de perforación científica se lleva a cabo por la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) en el sector sur del cráter de impacto de Chicxulub en la Península de Yucatán, México.

Ocho perforaciones, con una profundidad de 60 m a 702 m, con un total de 2,62 km de núcleo continuo, fueron recuperadas. Una alta tasa de recuperación de hasta el 99% (tasa global de recuperación promedio para los ocho pozos de sondeo es de 87%) nos permite investigar con detalle la estratigrafía de las litologías del impacto y la secuencia de carbonatos del Terciario. Tres de los pozos (UNAM-5, UNAM-6, y 7-UNAM, con la recuperación de núcleos las tasas de 89 a 99%) de la muestra de las brechas de impacto que fueron clasificados en dos unidades de un límite superior de brechas secuencia rica en clastos de basamentos, cristales de impacto, y fragmentos derretidos (brechas estilo suevítica) y una brecha inferior rica en clastos de caliza, dolomita y evaporita (brecha estilo bunte).

Las profundidades de contacto entre la secuencia carbonatada del terciario y las brechas de impacto son 332,0 m en UNAM-5, 222,2 en el pozo UNAM-7, y 282,8 m en el pozo UNAM-6. En UNAM-7, el contacto entre la parte superior y la inferior de las brechas es 348,4 m, lo que produce un espesor de 126,2 m de brechas de suavita. El resto de los pozos muestreados contienen carbonatos del terciario (~ 200 m de espesor), compuesto principalmente por calizas, carbonatos dolomitizadas, y con algunos horizontes de calcarenita.

La estratigrafía subsuperficial en el noroeste de Yucatán se ha investigado principalmente por Petróleos Mexicanos (Pemex) los proyectos de exploración petrolera, que comprende los estudios geofísicos y un programa de perforación

El cráter de Chicxulub ha sido centro de numerosos estudios principalmente en la última década. Estos incluyen métodos geofísicos terrestres, aéreos y marinos, proyectos de perforación, análisis en laboratorios de las muestras obtenidas y modelados realizados por computadora.

Parte de estos estudios fueron iniciados por el programa de exploración petrolera de PEMEX y más recientemente por la UNAM en los proyectos geofísicos y de perforaciones. Con el comienzo del programa internacional de perforación científica continental (ICDP por sus siglas en inglés) el interés por la perforación del cráter aumentó, siendo financiado por esta organización en conjunto con la UNAM. Las mediciones de los pozos incluyen principalmente: porosidad, permeabilidad, velocidades sísmicas, susceptibilidad magnética, contenido de elementos radiactivos, potencial natural y resistividad eléctrica.

Uno de los pozos perforados por ICDP es el Yaxcopoil-1 perforado en 2002 en el sector sur del cráter. El estudio de este fue realizado con base en la integración de datos gravimétricos, magnéticos, magneto-telúricos y sísmicos.

Los estudios realizados en el pozo Yaxcopoil-1 permitieron a los investigadores desarrollar diferentes proyectos como: 1) evaluar las relaciones entre esta estructura y las extinciones masivas del final del periodo Cretácico. 2) estudiar en gran escala los procesos de formación de cráteres multi-anillos. 3) investigar los efectos en la evolución y ambiente antes, durante y después del impacto. 4) proporcionar datos, observaciones y modelos sobre deformación y fracturamiento de la corteza debida a impactos meteóricos.

Los estudios iniciales en esta estructura ya han proporcionado resultados preliminares que nos ayudan a entender mejor este tipo de procesos y sus efectos desde el momento del impacto y al futuro, aunque aún quedan muchas incógnitas que resolver sobre todo en el ámbito geológico que con el tiempo y con el desarrollo de investigaciones de este tipo se podrán contestar.

Estudios geofísicos hechos por PEMEX documentaron patrones anómalos de gravedad semicircular en el sector noroeste de la península de Yucatán, la estructura enterrada fue explorada por programas de perforación a partir de 1950, los cuales proporcionaron datos de la estratigrafía de la sub-superficie. Los agujeros perforados dentro de la anomalía recuperaron muestras ígneas y de composición andesítica, las cuales fueron tomadas como confirmación de un origen volcánico, enterrado en la plataforma carbonatada. Los resultados de la exploración no mostraron la presencia de aceite ni gas en el área.

Investigaciones posteriores incluyeron estudios aero-magnéticos, que mostraron anomalías magnéticas de amplia magnitud, localizadas en la zona central de la anomalía semi-circular, que permitió a Penfield y Camargo-Zanoguera (1981) proponer un origen del impacto para la estructura bajo tierra. Esta interpretación sugiere una edad del Cretácico tardío para el cuerpo andesítico.

(López-Ramos, 1975). Hildebrand et al. (1991) propuso que la estructura correspondía a un cráter formado en el límite Cretácico/Terciario (K/T). Estudios geofísicos se han llevado a cabo para documentar la geometría y la estructura del cráter con la perforación y extracción de núcleos.

Las condiciones ideales en la plataforma de Yucatán incluyen, posición tectónica relativamente estable y el hecho de que no se ha visto afectada por la actividad magmática, ya que el impacto ocurrido permitió que las características del cráter no se afectaran por una deformación posterior.

En la península de Yucatán, no existen afloramientos superficiales de litologías de impacto, y la presencia de la estructura enterrada se indica por una baja amplitud semicircular, depresión topográfica que se puede observar en las imágenes de satélite.

La estructura, el tamaño y la morfología de la estructura de Chicxulub han sido investigadas en las últimas dos décadas, utilizando métodos de reflexión gravimétrica, magnética, magnetotelúrica y sísmica, y perforación con registros y recuperación continua de núcleos. Las propiedades petrofísicas y litologías de la roca de impacto han sido determinadas a partir de registros geofísicos y de las muestras centrales. Litologías de impacto han sido estudiadas de varios ángulos, desde petrología, geoquímica de microsonda, y los análisis isotópicos.

La estratigrafía y la edad de los efectos han sido estudiadas a partir de información del pozo, la datación radiométrica, bioestratigrafía, estratigrafía secuencial, la polaridad magnética y los estudios de isótopos estables.

El impacto de Chicxulub se ha vinculado con el iridio encontrado en todo el mundo, la distribución de la capa de arcilla ha sido el marcador estratigráfico del límite K/T.

### **Programa de perforación profunda de Chicxulub**

El interés por una perforación profunda con recuperación continua de núcleos ha sido expresado por diferentes grupos internacionales. Un ejemplo de este interés es el hecho de que los fondos para la perforación han sido provistos por el Programa Internacional de Perforaciones Continentales (ICDP), el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) y la UNAM; aproximadamente 40 grupos científicos de diferentes países (Estados Unidos, Alemania, Inglaterra, Japón, Rusia, Canadá, Bélgica, Holanda, España, etc.) han hecho propuestas para realizar estudios en las muestras que se obtengan en el programa de perforación de México.

El proyecto de perforación fue financiado por la ICDP y la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM). El pozo Yaxcopoil-1 perforado como parte del proyecto internacional de la CSDP, investigó la estratigrafía y estructura del cráter en el sector sur de la zona terrestre. El pozo se localiza aproximadamente a 62 kilómetros del centro del cráter, La recuperación continua de núcleos obtuvo muestras desde los 404 metros hasta los 1511 metros de sedimentos del Paleoceno, impactitas y carbonatos cretáceos. El pozo Yaxcopoil-1 (Yax-1) fue planeado para la recuperación continua de núcleos en la parte inferior de la secuencia de carbonato de post-impacto, las brechas de impacto, y las rocas del Cretáceo desplazadas (Figura 2.2).

El lugar de perforación seleccionado en Yaxcopoil se basó en las características de la gravedad, el magnetismo, los estudios sísmicos magneto-telúricos, pozos pre-existentes de PEMEX y los programas de la UNAM, las condiciones del sitio y el acceso, la propiedad de la tierra, disponibilidad de agua, y una evaluación de impacto ambiental (Urrutia-Fucugauchi et al. 2001).

A partir de los estudios geofísicos y geológicos se ha seleccionado la zona al sur de Mérida (entre las poblaciones de Uman y Yaxcopoil) para realizar la perforación profunda. El sistema y los métodos de perforación no presentan riesgos y no producen alteraciones al entorno. Los resultados de la perforación y las investigaciones subsecuentes estarán completamente disponibles para las autoridades y las instituciones de investigación y educación superior.

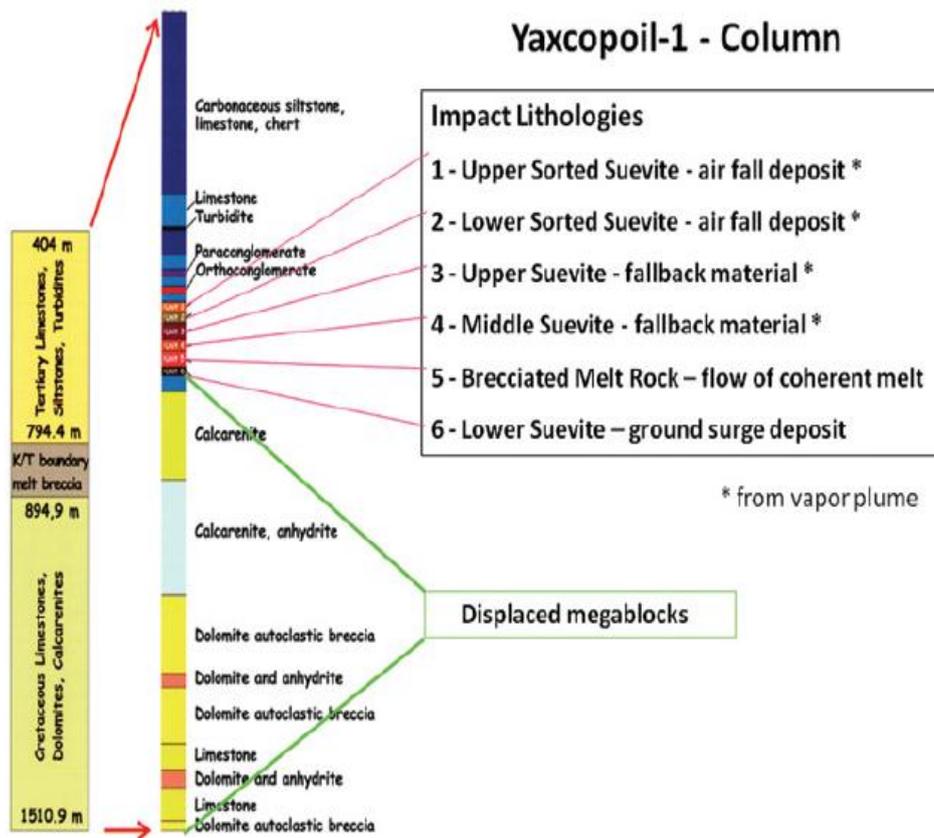


Figura 2.3, Estratigrafía de Yaxcopoil-1

### Equipo utilizado en Yaxcopoil

Una plataforma de perforación rotatoria de INDECO Perforaciones Industriales Térmicas, SA (PITSA) y el dispositivo de extracción de muestras de la perforación, la observación y toma de muestras de la corteza continental de la Tierra (DOSECC) fueron utilizadas para las operaciones de perforación. El modo rotativo se utiliza para perforar desde la superficie hasta la profundidad de 404 m.

Se obtuvieron Núcleos de 63,5 mm de diámetro a la profundidad de 993 m. A esta profundidad, la cadena de extracción de muestras HQ se atascó y, finalmente, se quedó en el agujero como cascara. La extracción de muestras se reanudó con una cadena de NQ (diámetro del núcleo de 47,6 mm) hasta la profundidad final de 1511 m.



Figura 2.4, Núcleos recuperados de Yaxcopoil-1

Se llevaron a cabo estudios de prospección geofísica, después de la finalización de la perforación a través de los primeros 400 m y al alcanzar la profundidad final de 1511 m.

Entre los estudios realizados están los de agujero y el azimut (calibre, SP), susceptibilidad magnética, contenido radiactivo del elemento, rayos gamma, resistividad eléctrica, temperatura y convencional y sónico. El pozo Yax-1 está abierto y disponible para estudios y experimentos bajo un acuerdo de diez años entre la Hacienda Yaxcopoil y la UNAM.

En la actualidad nuestro conocimiento de la estratigrafía que compone Chicxulub se basa en unos pocos sitios de perforación, todas ellas situadas en tierra, al sur y al este del centro del cráter. ***La perforación mar adentro es de vital importancia para identificar y cuantificar las rocas implicadas específicamente en el impacto y siempre está latente la posibilidad de encontrar zonas con potencial petrolero.***

El equipo de perforación utilizado fue un JKS Boyles BBS 37 de perforación de superficie equipada con NQ para realizar la recolección de muestras y, posteriormente, los sistemas de Calidad de la Energía de barra fija.

Como parte del programa de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) se han perforado pozos exploratorios en el sector este, localizado entre Mérida y Valladolid



En el área de Huhí, la secuencia del pozo BEH-1 (Figura 2.6) está formada por micríticas y calizas blancas y calizas dolomitizadas que van de gris a gris rojizo, que muestran fragmentos de microfósiles y en algunas partes material disuelto. En la zona comprendida entre el borde del cráter y Huhí, la secuencia muestra una mayor proporción relativa de calcarenitas, con calizas, calizas dolomitizadas, coquina y algunos corales re-cristalizados. En el área de Valladolid, la secuencia del pozo BEV-4 (Figura 2.6) está formada bajo 250 metros por calizas micríticas con algunos horizontes arcillosos, materiales parcialmente alterados y disueltos y calciruditas, calcarenitas y horizontes ricos en arcilla. Brechas de carbonato están presentes entre los 250 y 284 metros. Por debajo de 284 y hacia 300 metros, la secuencia está compuesta por calizas, dolomitizadas calizas rojo claro con horizontes de lutitas verde claro.

Un intervalo de aproximadamente 34 metros de brechas de carbonato se presenta en el pozo BEV-4 en la zona de Valladolid (Figura 2.6). El intervalo de brechas carbonatadas se produce entre aproximadamente 250 y 284 m. Las brechas se caracterizan por abundantes clastos de caliza, dolomita, yeso y anhidrita; la sección brecha se correlaciona con las brechas carbonatadas observadas en el sur, en los pozos de sondeo de Peto y Tekax.

La extracción de muestras en BEV-4 confirma la presencia de la capa de brecha del impacto, que está presente por debajo del área de Valladolid y en el cenote Ucil. El BEV-4 pozo está situado a una distancia radial aproximadamente similar a la del pozo Tekax en el sector sur. Brechas de impacto en el pozo Tekax están formadas por dos unidades bien diferenciadas: una unidad superior rica en basamentos y clastos fundidos situados entre 222,2 y 384 metros, y una unidad inferior rica en carbonato y clastos evaporados por debajo de 384 m, tales grados hacia abajo son una secuencia de margas y evaporitas.

En el pozo Peto, brechas superiores están entre 257 y 283 m, y las brechas carbonatadas se encuentran aproximadamente entre 283 y 540 m. Estos pozos se encuentran fuera del borde del cráter, y fuera del anillo externo de gravedad anómala.

Las brechas de carbonato residen en estratos de carbonato (Figura 2.6), que pueden corresponder a grandes bloques del Cretácico desplazados (mega-brecha unidad) o para la secuencia del Cretácico pre-impacto. Una secuencia similar de carbonato también se observa en el pozo de Peto, el cual muestra una mayor abundancia de anhidritas y yeso. Los datos de reflexión sísmica de este-oeste de los perfiles marinos paralelos a la línea de costa, muestran carbonatos terciarios caracterizados por alta frecuencia reflexiones que pueden ser seguidas en toda la cuenca.

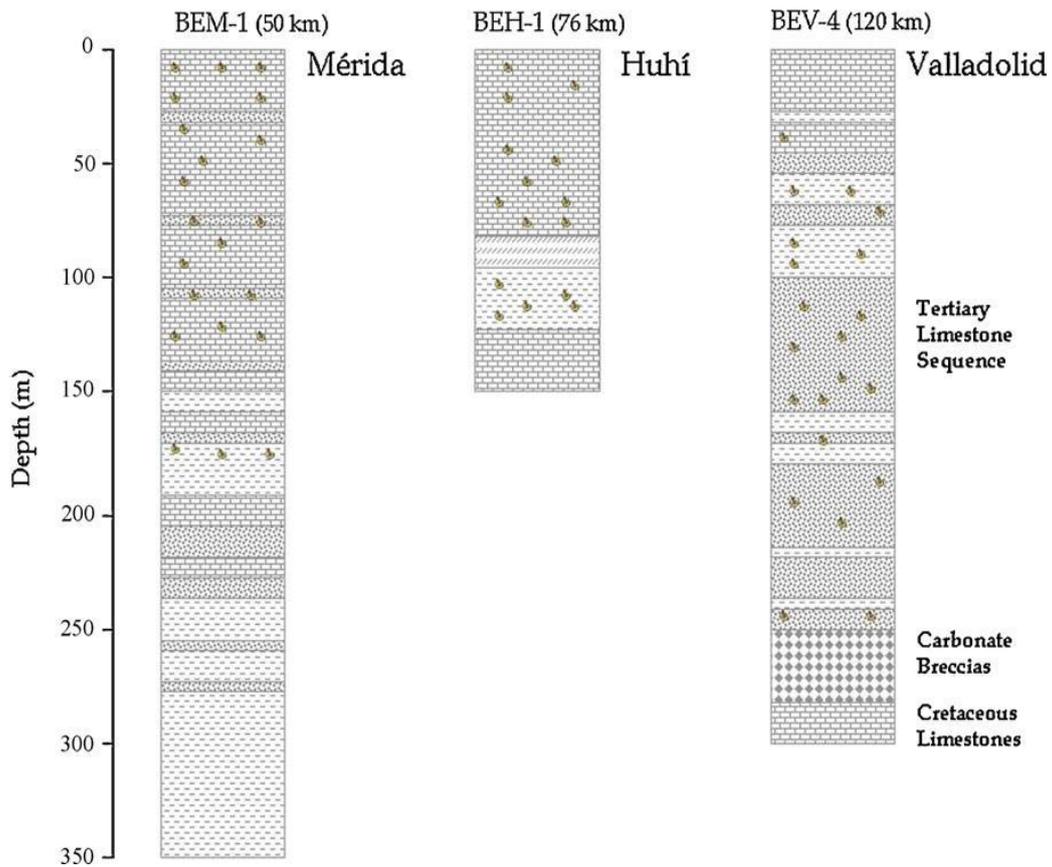


Figura 2.6, Secuencias estratigráficas

### Metodología

La perforación de los pozos de la UNAM se llevó a cabo con equipo de perforación rotatoria compuesta de dos JKS Boyles plataformas de perforación, los modelos de BBS BBS-45 y 37.

El equipo de perforación consistió en tubos con HQ (8,89 cm), NQ (6,69 cm), y BQ (5,55 cm) de diámetro estándar, barriles de muestreo, bits con corona de diamante impregnado además de varias herramientas y equipo adicional para el bombeo de agua, que se usaba como fluido de perforación. El tubo de HQ produce un núcleo 5,6 cm de diámetro, se obtiene un núcleo NQ 4,8 cm de diámetro, y BQ produce un núcleo 3,7 cm de diámetro.

Las muestras de núcleos se lavaron en el sitio, marcado con la información de profundidad y arriba-abajo (flechas apuntando hacia abajo), y en caja. Las muestras se almacenan en el lugar hasta que la campaña había terminado, en el cual las muestras de punto fueron transferidos a una instalación central en la UNAM (Chicxulub repositorio de núcleo) para la descripción de núcleo y los análisis de laboratorio.

## Litología

El pozo UNAM-1 se encuentra situado a 53 km del centro del cráter. La profundidad de la perforación es 146,5 m, y la longitud del núcleo recuperado es 93,6 m (Figura 2.7). Desde la superficie hacia abajo, la secuencia consta de 1,4 m de suelo, seguido por 13,0 m de coquina intercalada con calcarenitas. La coquina forma la mayor parte de la secuencia recuperada. Tiene un color de blanco a crema, y se compone de carbonato de calcio con esferoides abundantes y fragmentos de bivalvos, gasterópodos y corales. La secuencia no está bien consolidada. Es seguido por 14 m de calizas arcillosas de color blanco a crema.

Borehole	Locality	Site coordinates		Coring <sup>a</sup> depth (m)	Ejecta+ (m)
		Longitude	Latitude		
BEM-1	Merida	89.60°W	20.91°N	350	–
BEH-1	Huhi	89.20°W	20.82°N	150	–
BEV-4	Valladolid	88.50°W	20.86°N	300	250
UNAM-5	Santa Elena	89.66°W	20.34°N	503	332
UNAM-7	Tekax	89.25°W	20.20°N	700	222
UNAM-6	Peto	89.04°W	20.07°N	702	257
UNAM-1	Timucuy	89.52°W	20.81°N	155	–
UNAM-8	Huhi	89.16°W	20.71°N	101	–
UNAM-3	Kancabdzanal	88.72°W	20.51°N	138	–
UNAM-4	Piste	88.80°W	20.56°N	63	–
UNAM-2	Tecoh	89.40°W	20.58°N	560	–
YAX-1	Yaxcopoil	89.72°W	20.74°N	1511	795

*Figura 2.7, Coordenadas, localización y profundidad nucleada.*

Siguiente en la secuencia es un horizonte de 5 m de espesor de arcilla de color amarillo oscuro, seguido por 40 m de coquina de blanco a crema. Dentro de la coquina son intercalaciones irregulares de calcarenitas blancas a crema, formados por partículas esféricas, que varían en tamaño de 1 a 10 mm de diámetro.

Dentro de la coquina hay intercalaciones irregulares de las calcarenitas de color blancas a crema, formados por partículas esféricas, que varían en tamaño de 1 a 10 mm de diámetro. Las estructuras de coral forman delgadas horizontales de calizas recristalizadas. Esta secuencia continúa hacia abajo, pero el espesor de las calcarenitas aumenta y el espesor de la coquina disminuye. Ambas litologías muestran dolomitización por procesos diagenéticos, reveladas por intervalos de dolomitizados, calizas cristalinas con arena y texturas de coquina.

El pozo UNAM-2 se encuentra a 80,5 kilómetros de puerto de Chicxulub y se encuentra dentro del anillo de cenotes. La profundidad de la perforación es de 559 m, y la longitud del núcleo recuperado es 479 m. Desde la superficie hasta el fondo, que consiste en lo siguiente: 1,7 m

de suelo y caliche, seguido por 85 m de piedra caliza cristalina dolomitizada con 14 m de calcarenitas dolomitizadas intercaladas, 95 m de piedra caliza dolomitizada, y 10 m de caliza arcillosa, y luego otro de 10 metros de caliza cristalina dolomitizada.

Esta secuencia es seguida por 41 m de calizas arcillosas con fósiles (10% a 30% de contenido fósil), y luego otra de 10 metros de piedra caliza cristalina dolomitizada y 50 m de calizas arcillosas. Una secuencia de piedra caliza cristalina dolomitizada con los grados de los fósiles hacia abajo para una caliza cristalina dolomitizada sin fósiles, la parte final que constará de 178 m de calizas arcillosas, con nódulos de sílex (Figura 2.8).

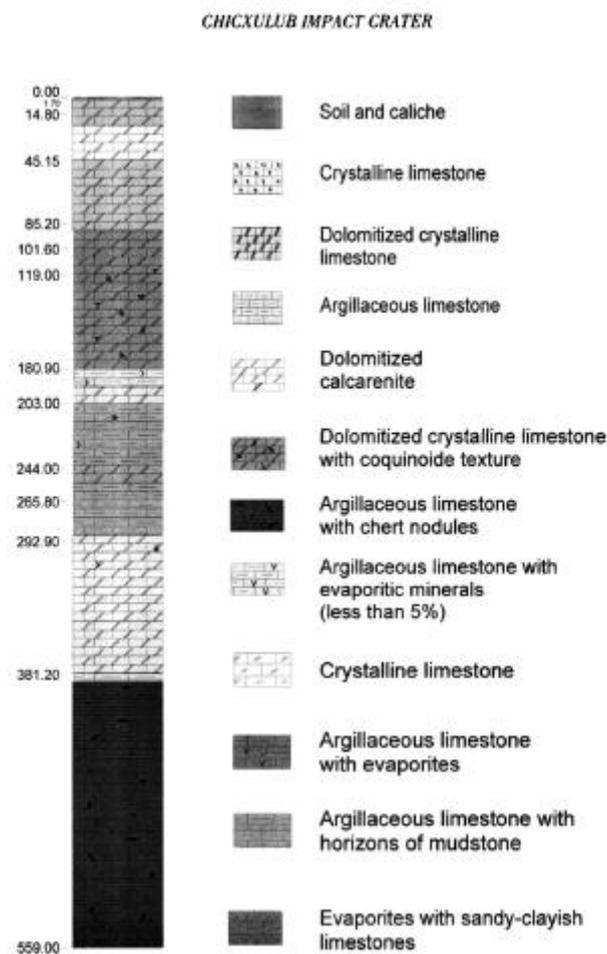


Figura 2.8, Pozo UNAM-2

El Pozo UNAM-3 (Figura 2.9) está situado 125,5 kilómetros desde el centro de la estructura. El pozo es 137,5 m de profundidad, y el núcleo recuperado es 120,1 m de longitud (Figura 2.7). Tiene 0,5 m del suelo y caliche, y la mayor parte de la secuencia está formada por 137,5 m de calcarenitas. Intercaladas dentro de la secuencia hay calizas arcillosas, calizas cristalinas, caliza cristalina dolomitizadas y coquina.

Dentro de esta secuencia, los horizontes finos e irregulares de calizas están presentes, junto con horizontes delgados de calizas cristalinas, que son el producto de recristalización de piedra caliza coralina; las unidades fueron muestreados a una profundidad de 50 m. De 68 m en los intervalos irregulares de dolomitización afectado a las calcarenitas presentes. Se observaron Cambios en la textura de calizas arcillosas a partir de 100 m hasta el fin de la perforación.

REBOLLEDO-VIEYRA ET AL.

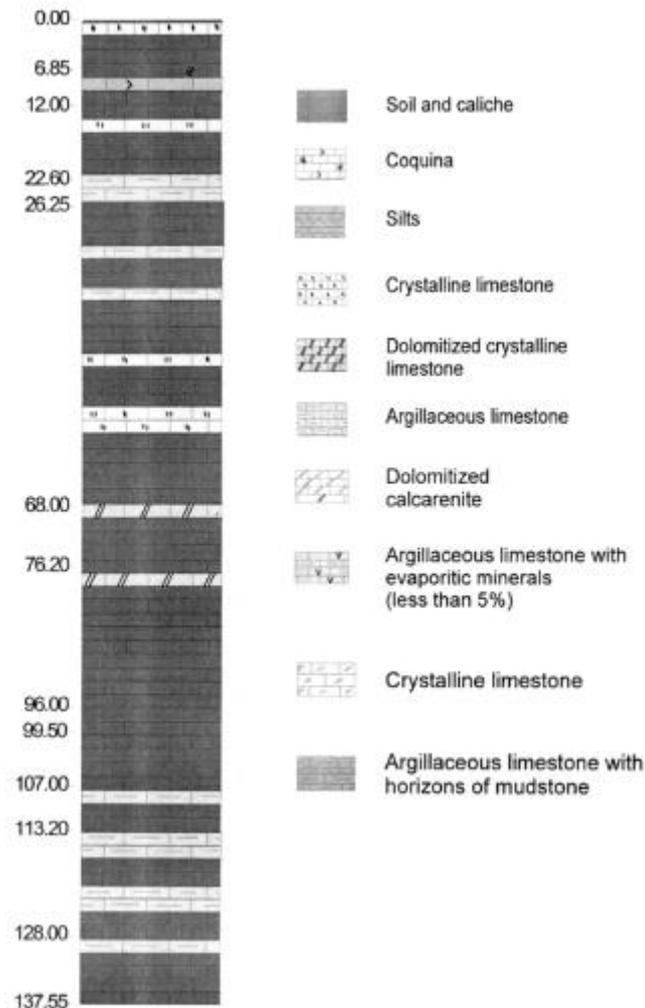


Figura 2.9, Pozo UNAM-3

El pozo UNAM-4 es la más corta de las perforaciones en serie de la UNAM. Se encuentra a 118 kilómetros distancia radial del Puerto de Chicxulub. Es sólo 63 m de profundidad, y el núcleo recuperado es 59,35 m de largo (Figura 2.7); el pozo fue perforado sólo a esta profundidad por muchas dificultades técnicas. El núcleo se inicia con 0,2 m de suelo, a continuación, 10,3 m de calizas cristalinas. Las calizas están compuestas de las estructuras coralinas recristalizadas que muestran intercalaciones de calcarenitas, seguido por calcarenitas de color crema con

fragmentos de fósiles, a menos de tres milímetros de tamaño (con un 10% y gasterópodos bivalvos). Se tomaron muestras en otros 11 m de calizas arcillosas. Estos son de granos finos, con menos de un contenido de 10% de los fragmentos de gasterópodos, bivalvos, y las estructuras coralinas. Una secuencia de 36,6 m de calcarenitas intercaladas con horizontes de carbonatos recristalizados y calizas arcillosas (Figura 2.10).

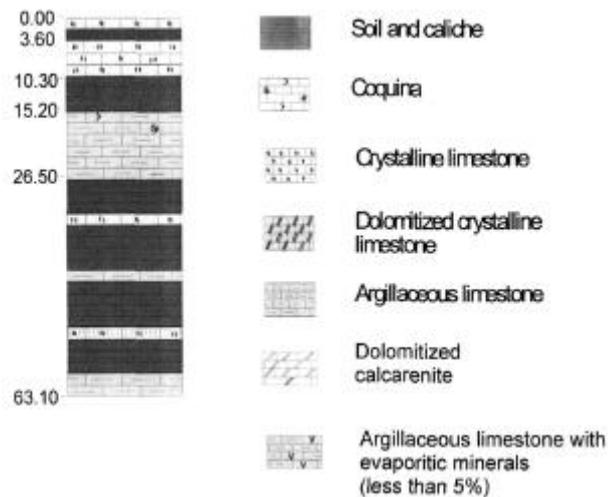


Figura 2.10, Pozo UNAM-4

Pozo UNAM-5 es uno de los tres pozos de sondeo que muestra el impacto de brechas (Figura 2.11). Se encuentra a una distancia radial de 110,0 kilómetros del Puerto de Chicxulub. La profundidad de la perforación es 502,6 m, y la longitud del núcleo recuperado es 459,15 m (Figura 2.7). Se compone de un metro del suelo, seguido por 56,5 m de caliza cristalina, luego sigue 145 m de calizas cristalinas dolomitizadas y 15 m de calizas color crema, franjas de arcillas de color rojizo-amarillento en las zonas fracturadas.

Por debajo de esta se encuentra una secuencia de 115 m de espesor de calizas arcillosas alternando con lutitas. La textura es cristalina, con ligeras variaciones a una textura de coquina, en pequeños intervalos, con moldes de gasterópodos y moluscos alteradas por dolomitización y disolución. Debajo de estos, 114 m de color blanco-crema se encuentran calizas arcillosas.

Elas están intercaladas con horizontes delgados de lutitas, gris-verde en color, con un contenido fósil de menos de 10%. A una profundidad de 286,5 m, una secuencia de 45,5 m fue cortado; la secuencia está formada por arcillosa calizas con horizontes de lutitas que son crema de color blanco. Se muestran los minerales evaporíticos, principalmente de yeso que forma las lentes hacia la parte inferior de la unidad. De 332 m, los grados de unidad a la baja a 60 m de calizas arcillosas con lutitas y evaporitas.

Ellos están intercalados con horizontes delgados de lutitas carbonatadas, en color gris-verde, con un contenido fósil de menos del 10%. A una profundidad de 286,5 m, una secuencia de 45,5 m fue cordo, la secuencia está formada por calizas arcillosas con horizontes de lutitas que son de color crema-blanco. Muestran minerales evaporíticos, principalmente yeso que forma las lentes hacia la parte inferior de la unidad. A partir de 332 m, los grados de unidad a la baja de 60 m de calizas arcillosas con lutitas y evaporitas.

Debajo se encuentran 172 m de espesor, suevita-como brecha polimíctico con un limo matriz, rica en clastos carbonatados, cristal de impacto, fundido de impacto, y clastos graníticos del sótano. Hacia la parte superior de la secuencia, un horizonte 3 m de espesor está presente suevita-como brecha. Probablemente fue depositada como el resultado del hundimiento del borde inestable del cráter.

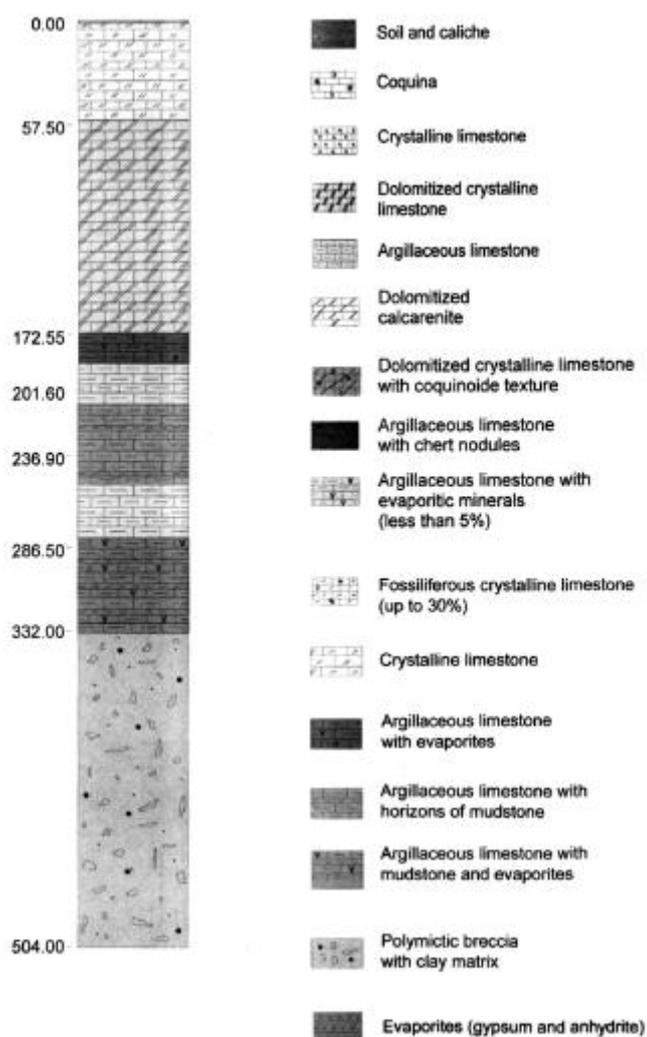


Figura 2.11, Pozo UNAM-5

Por último, el pozo UNAM-8 (Figura 2.12) fue perforado principalmente por consideraciones hidrogeológicas y tiene una profundidad de 100,8 m; la recuperación de núcleo es 90,7 m. La columna litológica consta de un metro de espesor de suelo, seguido por 6,35 m de caliza cristalina dolomitizada que las calificaciones a la baja de un grueso de 6 m fosilífera (hasta 30%) de piedra caliza cristalina. A continuación, existe un 87,5 m de espesor fosilífera calcarenita con un par de dolomitizadas intervalos calcarenita (30,2 m a 51,3 m y 78,1 a 100,8 m) y dos más densas de encaje fósiles intervalos (> 50%; 13,3 m de 19,6 m y 46,5 m a 51,3 m).

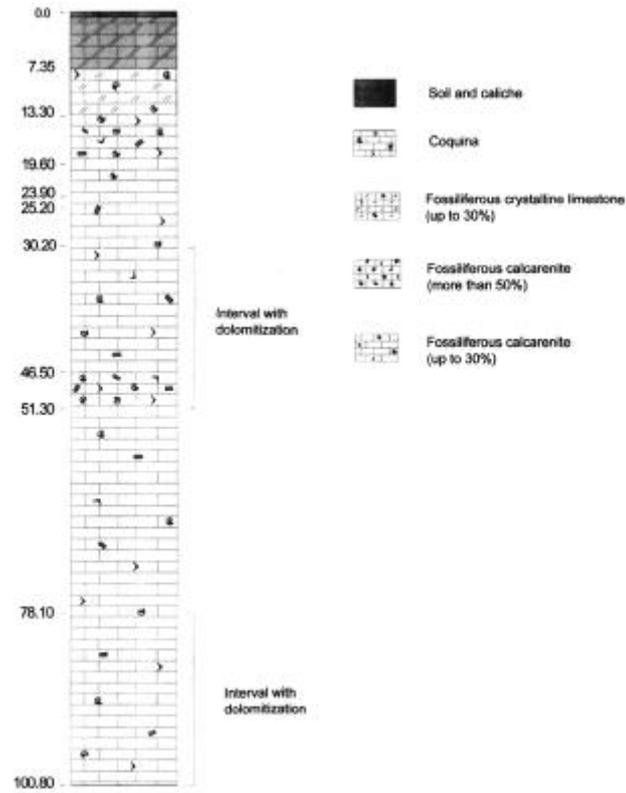


Figura 2.12, Pozo UNAM-8

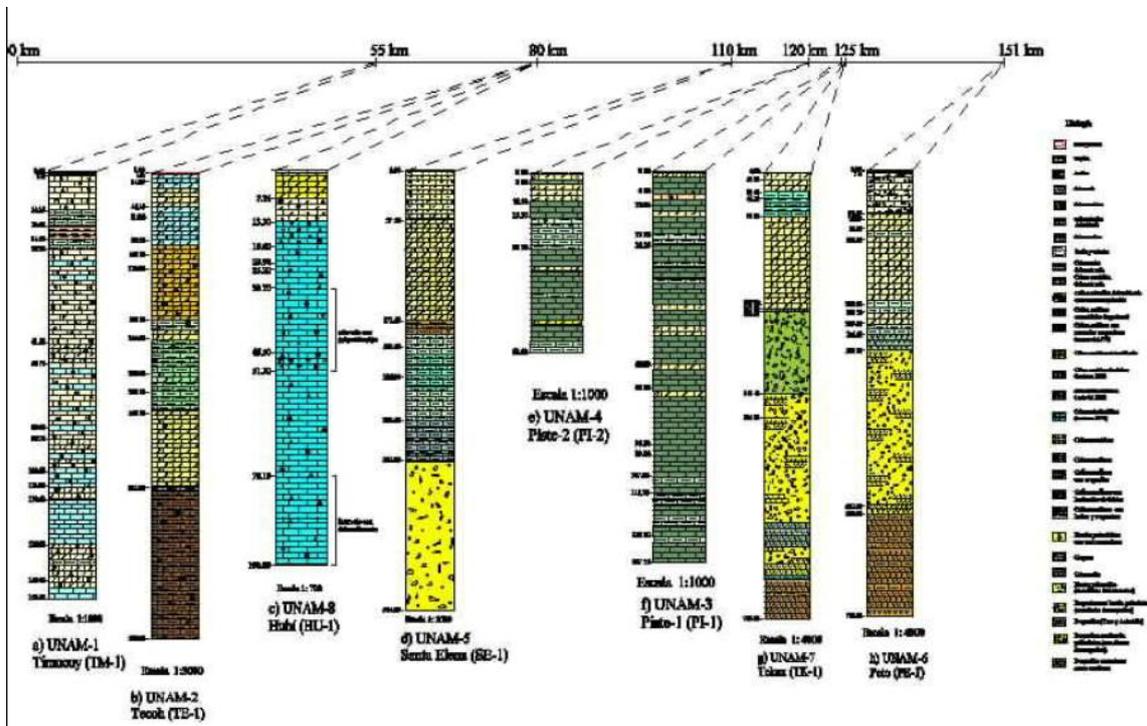


Figura 2.13, Perforaciones hechas por el programa de la UNAM

## Los programas de perforación de pozos

Las perforaciones han proporcionado información sobre la estratigrafía del subsuelo, estructura y el material, para las mediciones de laboratorio de las propiedades físicas como son: características de choque, litologías de impacto generadas por el meteorito y los componentes en el subsuelo. Programas de perforación se han realizado como parte de las investigaciones de Pemex Exploración del petróleo, el Programa UNAM Chicxulub, el Proyecto de Perforación Científica Chicxulub (PCSD) y la Comisión Federal de Electricidad programa de exploración.

Como parte de los estudios de exploración petrolera en la península, PEMEX desarrolló y llevó a cabo un programa de perforación a partir de 1952 con la perforación del pozo Chicxulub-1 y, finalmente nueve pozos en la zona. El programa de perforación de Pemex investigó la estratigrafía de las secuencias del Mesozoico y Cenozoico y documentó la presencia de rocas ígneas con textura en el área de la gravedad concéntrica y las anomalías magnéticas. Los análisis estratigráficos y paleontológicos han permitido la reconstrucción de la secuencia sedimentaria del subsuelo y una explicación de los datos geofísicos en términos de un centro ígneo enterrado de probable edad Cretácico Tardío (López Ramos, 1975).

El Programa de perforación de PEMEX incorpora el registro geofísico y recuperación continua de núcleos; muestras restantes centrales se almacenan en el Repositorio Central de Ciudad Pemex, donde fueron examinados recientemente (Urrutia-Fucugauchi y Pérez-Cruz, 2007).

Los pozos perforados muestran una secuencia de sedimentos de las plataformas carbonatadas del Mesozoico y Cenozoico con espesor variable. Los pozos de Chicxulub-1 (1.581 m de profundidad total), Sacapuc-1 (1.530 m td) y Yucatán-6 (1.645 m td) fueron perforados en una zona de rocas ígneas de textura correspondiente a la masa fundida y la secuencia de brechas a profundidades de aproximadamente 1,0 -1,1 kilómetros.

La Perforación terminó en la zona de fusión, que presenta un espesor mínimo de aproximadamente 250 m. La sección de brechas es de entre 250-400 m de espesor en estos pozos. La sección de brechas se redujeron también en pozos fuera de la cuenca al aumentar la distancia desde el centro del cráter en perforaciones como; Ticul-1 (3175 m td), Yucatán-2 (3.488 m td), Yucatán-5A (3003 m td), Yucatán- 1 (3.226 m td) y Yucatán 4 (2425 m td).

La secuencia de brechas en pozos perforados fuera de la cuenca tienen un grosor considerable de 400 hasta 600 m. Las secciones del Cretácico formadas por secuencias de calizas, margas y

dolomías, incluyendo secciones gruesas de evaporitas y anhidritas, que muestran un espesor variable de 2.0 hasta 2.5 km en los pozos más profundos. El basamento cristalino Paleozoico se perfora en los pozos Yucatán-1 y 4.

El programa de perforación de la UNAM incorporó la recuperación continua de núcleos en ocho pozos distribuidos dentro y en los límites del anillo del cráter, con tres pozos de sondeo que cortan el carbonato y las brechas de impacto (Urrutia-Fucugauchi et al, 1996;.. Rebolledo-Vieyra et al, 2000). Los pozos de sondeo muestran que los carbonatos del Paleoceno y las brechas de impacto, se extienden a diferentes profundidades entre 222 y 332 m.

La estratigrafía de los pozos perforados en el programa de la UNAM se han analizado en varios estudios, incluyendo la caracterización de los sedimentos de Paleoceno basales y las secciones de brechas (Urrutia-Fucugauchi et al, 1996;.. Rebolledo-Vieyra et al, 2000). Estudios estratigráficos de alta resolución con polaridad magnética se han completado para los pozos Santa Elena, Peto y Tekax. La sección de brecha se ha caracterizado mediante observaciones geoquímicas y petrográficas.

El pozo de Santa Elena se encuentra ~110 km de distancia radial del centro del cráter, con las coordenadas del sitio de 89.6615 °W, 20.3385 °N. El contacto de las brechas de impacto y los carbonatos del Paleoceno se encuentran a ~332 m, brechas de suevita presentan un espesor superior a 146 m. Los carbonatos basales se encuentran hasta 30 m por encima del contacto de las brechas de impacto que a su vez se caracterizan por rocas calizas de color blanco-crema, con varias capas de arcilla delgadas y contenido variable de lentes de arcilla. El contenido de arcilla y minerales evaporíticos esféricos aumenta dentro de la sección central. La sección basal de hasta 329,8 m de profundidad se compone de carbonatos grises con lentes de calcita finas y lentes de color gris oscuro aparentemente con texturas fundidas. Esto es seguido por 3 m de calizas de color gris claro con <15% de porosidad, un mayor contenido de minerales de arcilla, y la ausencia de evaporitas y microorganismos. Entre 325 y 315 m, la sección se caracteriza por varias capas de arcilla y la abundancia de agregados evaporíticos esferoidales. Las calizas mostraron cambios de color, con tonos más oscuros y de baja porosidad (<10%). Entre 315 y 311 m, los sedimentos presentan una mayor proporción de arcilla y minerales evaporíticos, con numerosas capas de arcilla. Entre 303 y 311 m, los carbonatos tienen ~15% de porosidad son blanco-cremoso y calizas con micro-venas.

El pozo Yaxcopoil-1, perforado en el marco del proyecto internacional de la PCSD, investigó la estratigrafía y la estructura del cráter en el sector sur en la zona terrestre (Urrutia-Fucugauchi et al., 2004a). Yaxcopoil-1 se encuentra a ~62 km de distancia desde el centro del cráter. La extracción de muestras continuas para recuperar núcleos de 404 m hasta 1511 m de sedimentos del Paleoceno (~ 400 m), impactitas (~ 100 m) y carbonatos del Cretácico (> 1000 m). El registro se llevó a cabo en dos etapas, desde la superficie, hasta 404 m antes del inicio del programa de extracción de muestras y después de la terminación en 1511 m. Los datos tomados incluyeron mediciones de la desviación del orificio y la dirección, la susceptibilidad magnética, elementos radiactivos, la resistividad eléctrica, la velocidad acústica y las imágenes

en la pared del pozo. La secuencia de impactita de 100 m de espesor está formada por seis unidades distintas, que registran condiciones variables de emplazamiento posterior al impacto y de alteración hidrotermal (Figura 2.12). La sección del Cretácico probablemente representa grandes bloques de carbonato desplazados de la unidad de mega-brecha. En la parte superior por debajo de aproximadamente 895 m, están presentes diques de brechas polymícticas. Capas de anhidrita, con espesor variable desde unos pocos centímetros hasta 15 m de espesor, se incluyen en los mega-bloques.

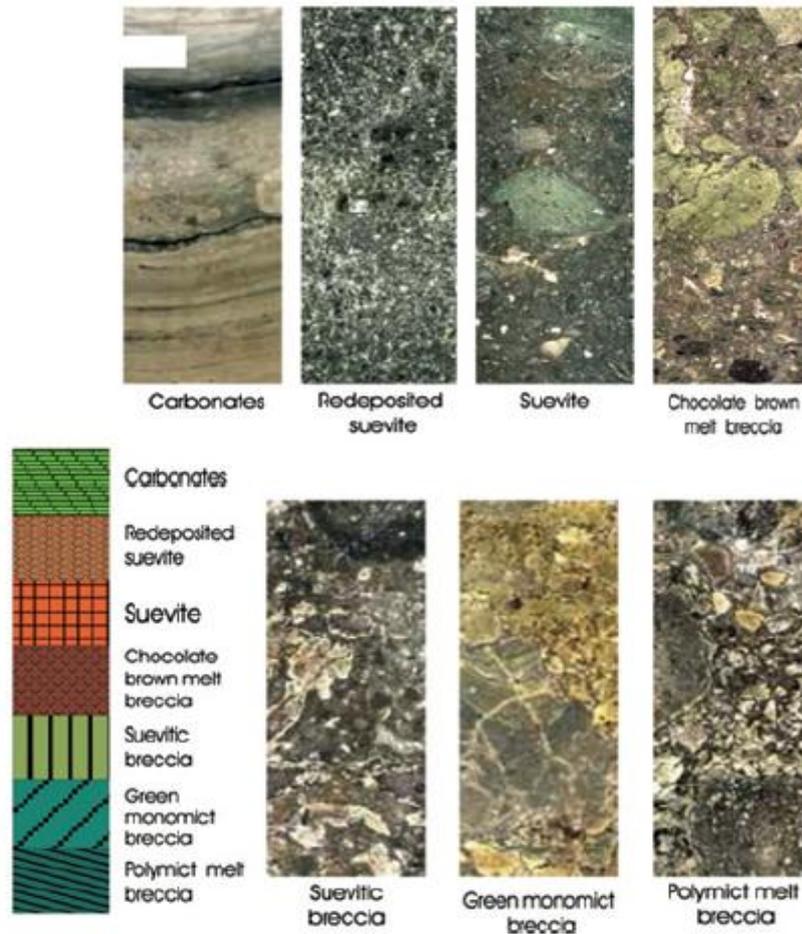


Figura 2.14, Secuencia de brechas de Yaxcopoil-1

El sector centro-oriental del cráter que se extiende desde Mérida hasta Valladolid se ha investigado en el programa de la UNAM y, recientemente, como parte del programa de la CFE-UNAM. Este último programa incluye tres pozos perforados con el sistema de recuperación continua de núcleos, lo que permite la investigación de la estratigrafía en esta zona (Urrutia-Fucugauchi et al., 2008).

El pozo de sondeo BEV-4 en el sector de Valladolid, se encuentra a 120 kilómetros de distancia radial desde el centro del cráter, con núcleo de 34 m de espesor de brechas en alrededor de

250 m de profundidad, que es parte de los depósitos de material expulsado. Las secciones de brechas no se alcanzaron en el interior del cráter.

La cobertura del material expulsado de Chicxulub se puede extender de forma continua en la región de la península hasta la isla de Albión y otros sitios en Belice y áreas de Chetumal.

### **Estratigrafía y el impacto de la edad**

Los análisis estratigráficos de pozos exploratorios en el noroeste de la península de Yucatán documentaron la edad de la unidad de las rocas ígnea y su textura, lo que corresponde a las brechas y rocas fundidas, que se encuentran en los pozos Chicxulub-1, Sacapuc-1 y Yucatán-6 como en el Cretácico Tardío (Ramos López, 1975). La interpretación le asigna una edad al Cretácico Tardío de 60 a 170 m de calizas y margas en la parte superior de las impactitas, que fue apoyada por la correlación de registros de resistividad entre la península y los pozos Yucatán-6 y Yucatán-1 (Figura 2.14 y 2.15)



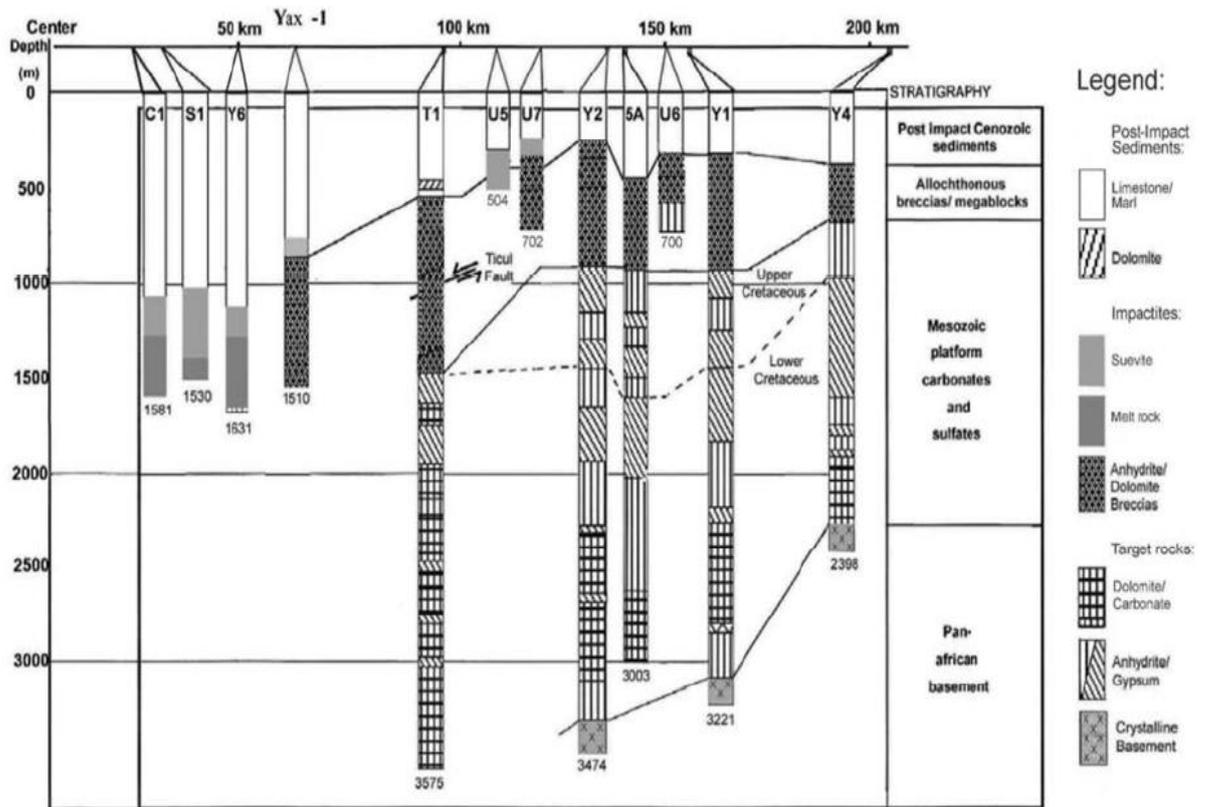


Figura 2.16, Estratigrafía del centro a 200 km de distancia radial.

# **Capítulo III: Nuevo Programa de perforación Marina**

## **Generalidades**

### **Factores para la planeación de la perforación del pozo**

Entre más pronto se reconozcan las presiones anormales en una formación a perforar, menores serán los gastos y el riesgo para el personal, el medio ambiente y las instalaciones. Un buen conocimiento de la situación permite una planificación apropiada de las técnicas de perforación, del diseño del pozo y del equipo.

Lamentablemente, la precisión, tanto en la detección como en la evaluación de las presiones anormales, aumenta a medida que el pozo es perforado a más profundidad. Por lo que en estas condiciones, el objetivo es reconocer en forma inmediata situaciones anormales y con la mayor precisión para prevenir o evitar el problema.

La perforación de un pozo requiere de una planeación formal ya que para lograr los objetivos se requieren: estudios científicos, técnicas y experiencia en las actividades involucradas desde la localización del punto a perforar hasta la terminación del pozo. Una base para la planeación es el análisis de la situación, que se refiere al estudio de datos pasados, presentes y futuros, en forma racional.

La planeación de la perforación del pozo es una de las etapas importantes, en donde se establecen como premisas en el proceso los siguientes factores:

- Economía
- La estimación del costo de perforación para determinar la factibilidad económica de la perforación del pozo.
- Control del costo para la minimización de los gastos totales de la perforación a través de un programa apropiado.
- Equipo adecuado.
- Seguridad del personal.
- Protección al medio ambiente.

El personal recomendado en el proceso de la perforación del pozo se compone de: Geólogos, Químicos, Licenciados para los aspectos regulatorios del área, Supervisores de campo, etc. y un Ingeniero Petrolero bien calificado como coordinador de la planeación.

Los objetivos del pozo se deben determinar con claridad, para que con base a esto se seleccione la geometría del mismo. No olvidar que el pozo se debe planear de la profundidad total programada hacia arriba, y no de arriba hacia abajo.

Análisis de la información

- Objetivos Geológicos:
  - a) Profundidad del horizonte objetivo.
  - b) Cimas estimadas de las formaciones.

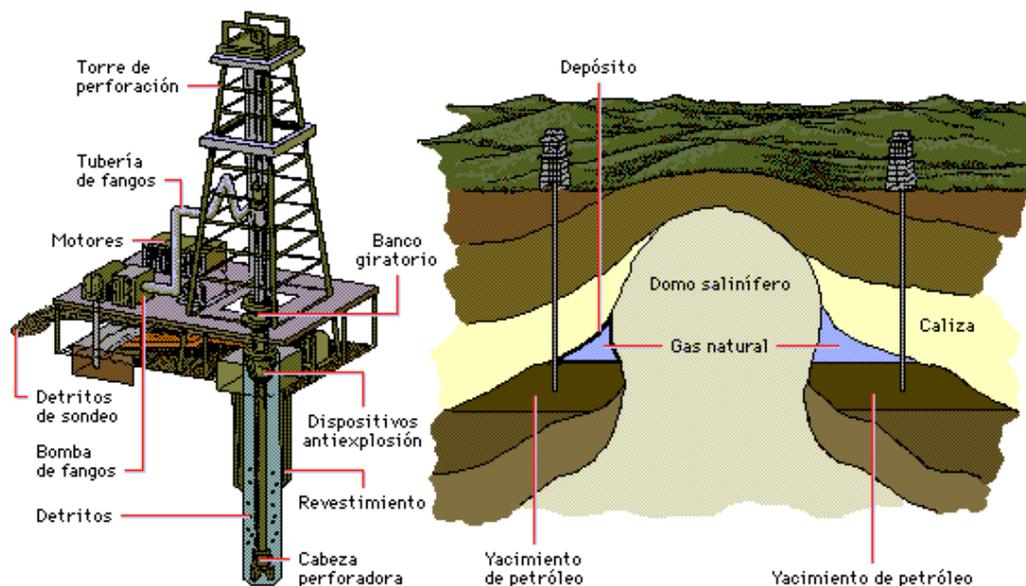


Figura 3.1, Sistema de perforación

### Perforación costa fuera.

Hacer un agujero no es tarea fácil, se requiere de un esfuerzo de planeación, programación, perforación del pozo y supervisión de operaciones, además de una aplicación de ingeniería, técnica y experiencia para lograr los objetivos.

Uno de los objetivos principales, durante la perforación del pozo, es abatir los costos, teniendo una velocidad de penetración adecuada y sin interrupciones en las operaciones programadas, sin descuidar la seguridad del personal, del pozo y la protección al medio ambiente. Pero para que esto se logre se requieren conocimientos y experiencia para poder llevar el control, nada fácil, de las variables que afectan a la velocidad de penetración y la eficiencia de las operaciones, tales como: fluido de perforación, hidráulica, condiciones de operación y tipo de barrena, equipo y características de la formación.

La filosofía de la perforación optimizada consiste en emplear los datos y experiencias obtenidas en el primer pozo perforado, como base para determinar y aplicar técnicas adecuadas para la perforación de los pozos subsecuentes; de tal manera que el costo total de la perforación sea reducido al mínimo en el menor tiempo y con el menor número de pozos posibles.

Consideraciones en la optimización de la perforación.

- Fluido de perforación
- Hidráulica
- Selección del tipo de barrena
- Condiciones de operación de la barrena
- Selección del equipo
- Adquisición de datos (correlación de pozos vecinos)
- Programa de tubería de revestimiento
- Sarta de perforación
- Control de presiones superficiales (brotes)
- Planeación de la perforación

El programa de perforación representa una guía de instrucciones de las operaciones que se realizarán en cada etapa: equipos, materiales y servicios para las operaciones y un tiempo estimado para cada una de ellas. Además su contenido presenta gráficas y tablas que cubren todo el programa del pozo.

Se pueden incluir muchos datos en el programa de perforación. Pero se debe tener cuidado de no incluir datos superfluos que hagan que el programa pierda significado e importancia para el técnico del pozo y el coordinador. Debido a la extensión y particularidades de cada pozo, no se presenta un ejemplo del programa de perforación, sin embargo, es de mucha enseñanza y ejemplificación el participar en la actividad que se le encarga en la parte de aplicaciones.

Una vez que se determinan los puntos de asentamiento de las tuberías de revestimiento, se selecciona el diámetro de la TR de explotación, el cual será la base para determinar el arreglo de tuberías de revestimiento a utilizar, así como los diámetros del agujero. El diámetro de la TR de explotación, va a depender de las características de los fluidos que se explotaran, de las presiones, así como también si el pozo fluye por si solo o se le aplicara un sistema artificial de explotación.

La perforación de cualquier pozo para petróleo o gas se realiza según un orden, de acuerdo con el cual se debe proyectar y realizar la construcción del pozo. Este orden se realiza de la siguiente manera.

- Etapa: preparación del área de construcción.

De la zona señalada, donde se realizara la perforación, se debe retirar y trasladar las construcciones que existan, los diferentes conductos de agua, conductores de energía, de alumbrado y las líneas de comunicaciones. Se debe realizar, además, la nivelación del área, la

construcción de las carreteras secundarias, la conducción de la línea de energía y de alumbrado y la instalación de las líneas que suministran el agua técnica.

- Etapa: preparación para el montaje del equipo de perforación.

Para esto es necesario realizar el suministro y la distribución, en el orden establecido, de la piedra de cantería, arena, cemento, madera redonda, madera aserrada, algunas partes de la torre de perforación y los dispositivos para levantar la torre.

- Etapa: preparación para el montaje del equipo de perforación.

Además de la construcción de la torre y de las construcciones pre-torres, en esta etapa entra también la realización de los trabajos preparatorios para el montaje del equipo de perforación y los equipos generadores de fuerza; además se realiza la construcción de la guía del pozo.

- Etapa: preparación de la instalación de perforación para la explotación

Prueba del equipo de perforación montado. Chequeo de la instalación de la perforación por los representantes del control ingeniero- técnico. Recepción del equipo de perforación por el perforador-jefe de equipo.

- Etapa: perforación del pozo hasta la profundidad de descenso de la camisa de tanque de agua y su cementación.
- Y Etapas: instalación de la válvula de seguridad y realizar la perforación para la columna intermedia.

Realizar todos los tipos de trabajos que estén relacionados con el estudio del pozo.

- Etapa: preparación del pozo para aislar las capas perforadas.

Realización de los trabajos de registro eléctrico en el pozo. Preparación de las toberas de revestimiento y los pozos. Preparación del equipo de perforación para el descenso y la cementación de la columna intermedia o de explotación.

- Etapa: descenso de la columna de explotación y su cementación.

Fraguado de la solución de cemento.

- Etapa: desmontaje del cabezal de cementación.

Determinación de la altura del cemento en el espacio anular. Hermetización de la boca del pozo y prueba de la hermeticidad de la columna de explotación.

- Etapa: ensayo del pozo.

Es necesario realizar los trabajos de disparos y de prueba de la capa productora para pasar a la explotación.

- Etapa: desmontaje del equipo de perforación.

Para esto es necesario desmontar todo el equipo de perforación, realizar su mantenimiento y prepararlo para su traslado.

Los pozos para petróleo y gas se perforan a diferentes profundidades, en varias condiciones geológicas según su complejidad. Por eso, al seleccionar el equipo de perforación es necesario tener en cuenta los siguientes factores:

- Profundidad del pozo en proyecto
- Dureza, plasticidad y grado de abrasión de las rocas que se someten a la perforación en el pozo en proyecto.
- Presión relativa esperada en los distintos horizontes y posibilidad de una u otra complicación.
- Método de perforación, ensayo y explotación de los horizontes productivos.
- Diámetro de la columna de explotación y de las otras columnas de revestimiento, diámetro de las barrenas y los tubos de perforación, con los cuales se realiza la perforación del pozo.
- Condiciones del relieve superficial.
- Metodología de la perforación, compactibilidad de la instalación, facilidad y rapidez del montaje.

La perforación marina es de gran semejanza con la realizada en la tierra, variando esencialmente en sus etapas de iniciación y terminación, la variación principal está en el nuevo tipo de equipo, el cual está en plena etapa de evolución, tendiendo a eliminar el empleo de buzos para poder operar a mayores profundidades, así como proporcionar la mayor seguridad posible y facilitar la reparación de los pozos cuando estos lo ameriten.

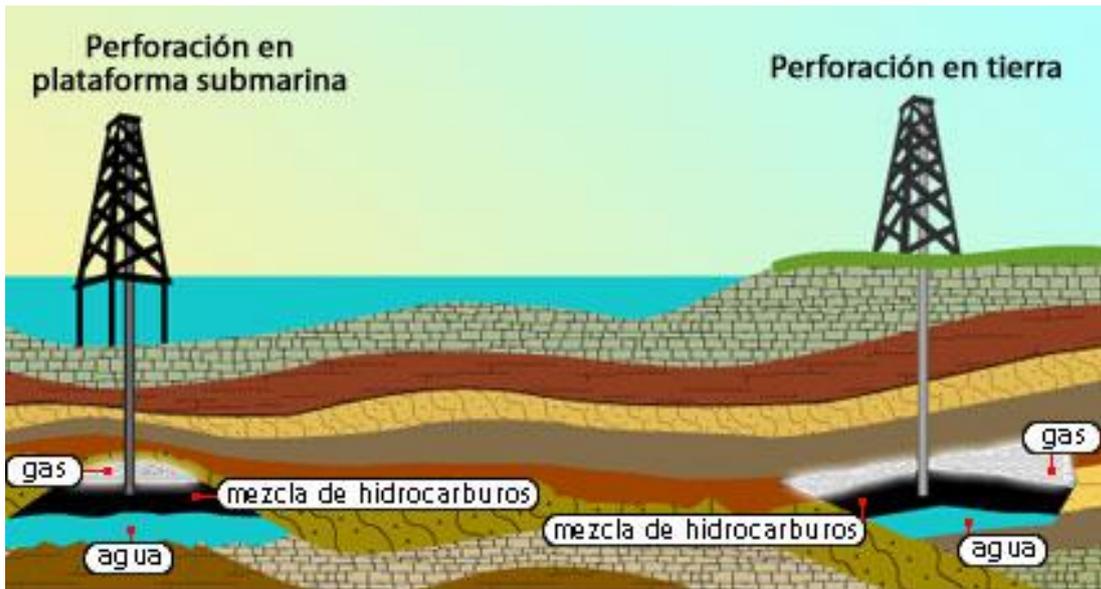


Figura 3.2 Diferencia gráfica entre tipos de perforaciones

El aprovechamiento de los yacimientos de petróleo y gas localizados debajo del fondo marino, sigue en lo fundamental, el mismo esquema utilizado en tierra firme.

El primer paso lo dan los geólogos y los geofísicos al emprender la búsqueda de los nuevos yacimientos, valiéndose para ello de sus conocimientos.

Desde luego debe tenerse presente que para localizar los yacimientos en el mar, es decir, costa fuera requiere de un esfuerzo científico y técnico mucho mayor que el que exige para las exploraciones en tierra firme, ya que la presencia de agua impide toda observación de afloramientos.

No importa que tan optimistas sean los resultados de las investigaciones de los geólogos; la última palabra en cuanto a la existencia de hidrocarburos en el subsuelo puede darla únicamente una perforación exploratoria. A fin de poder efectuar este tipo de perforación en el mar, se han desarrollado en últimos años, diferentes tipos de estructuras de soporte para los equipos de perforación. Al igual que para la explotación se han desarrollado estructuras para este tipo de operación. Y que es una tarea larga y costosa, la cual incluye:

- Determinación de los sitios de las plataformas de perforación.
- Determinación del número de perforaciones de producción.
- Determinación de la conveniencia y en su caso, instalación de la plataforma de inyección.
- Instalación de las plataformas y el equipo de perforación.
- Instalación de equipo de proceso, ya sea sobre la misma plataforma de perforación o en plataformas de proceso independientes.
- Determinación del sistema de transporte más adecuado.

Durante los últimos años se ha intensificado la búsqueda de hidrocarburos en zonas cubiertas por agua, y se han llegado a encontrar grandes campos petroleros marinos, en los cuales se han estado trabajando.

El desarrollo de estos campos queda marcado por características que son peculiares a las condiciones marinas, como las de la perforación, producción, transporte, tirante de agua y almacenamiento de hidrocarburos; y que se encuentran condicionadas por factores como los de ingeniería geológica, meteorológica, hidrodinámica, mecánica de suelos y corrosión.

La diversidad de los factores antes mencionados afecta radicalmente a los métodos y técnicas de perforación que se siguen para explotar un yacimiento marino. Sin embargo, se han logrado encontrar métodos de perforación adecuados para estos sucesos, y son:

- Peroración direccional desde las orillas.
- Perforación desde unidades flotantes.
- Perforación desde unidades que descansan en el fondo marino.

Entre más pronto se reconozcan las presiones anormales en una formación a perforar, menores serán los gastos y el riesgo para el personal, el medio ambiente y las instalaciones. Un buen conocimiento de la situación permite una planificación apropiada de las técnicas de perforación, del diseño del pozo y del equipo.



*Figura 3.3, Sistema de perforación marina*

### **Control de los fluidos de perforación base-agua y base-aceite de emulsión inversa**

El fluido de perforación que fluye por el sistema de circulación nos provee el método principal para cumplir las funciones expuestas, además de prevenir problemas en el pozo. Por lo tanto es necesario llevar un control de sus propiedades.

## Funciones

Con base en las propiedades de fluido de perforación, se llevan a cabo las siguientes funciones:

1. El acarreo efectivo de los recortes a las superficies.
2. Controlar las presiones de formación.
3. Enfriar y lubricar la barrena y sarta de perforación.
4. Suspender los recortes al interrumpirse la circulación.
5. Evitar o minimizar el daño a la formación productora.
6. Disminuir el peso de la sarta de perforación por el efecto de flotación.
7. Transmitir la potencia hidráulica a la barrena para su efectiva limpieza en el fondo del agujero.
8. Disminuir o evitar derrumbes.

Los requisitos estrictos del F.P hacen necesario un equipo auxiliar importante para mantener algunas especificaciones del mismo, dicho equipo auxiliar fue mencionado en el manual para Chango, como son: los agitadores, desarcilladores, desarenadores y desgasificadores.

Para saber la importancia del equipo auxiliar enumeraremos algunas ventajas de trabajar con bajo contenido de sólidos, con base al control de los mismos:

1. Mayor velocidad de penetración.
2. Mayor vida de la barrena.
3. Agujeros menos erosionados.
4. Mayor control de las propiedades reológicas.
5. Disminución de las pegaduras por presión diferencial.
6. Disminución de derrumbes.
7. Menor caída de presión en el sistema de circulación.
8. Bajo mantenimiento en la parte hidráulica de la bomba de lodo.

## **Medidas preventivas para evitar un impacto al Medio Ambiente**

Con base en que el fluido de perforación se relaciona con la mayor parte del equipo de protección al medio ambiente en el área de perforación del pozo, es recomendable que se apliquen las siguientes acciones:

- Material y equipo de limpieza.
- Camisa recolectora de fluido de perforación (chaqueta).
- Charola colectora o ecológica.
- Caja colectora de recortes.
- Caja colectora bajo tapa de módulos en bombas de lodos.
- Trampa de aceite.
- Cunetas en condiciones.
- Válvula de cierre rápido en tanque de combustible.
- Escapes ecológicos.
- Tratamiento de aguas residuales.
- Contenedor metálico para basura y chatarra.
- Recolección y transporte de basura, chatarra y fluidos degradados.
- Letreros alusivos a la protección ambiental.
- Letrinas y fosa séptica.

## **Fluidos de terminación y fluidos empacantes**

### **Fluidos de Terminación.**

En general el uso de fluidos limpios es el de mejorar los sistemas para optimizar la terminación e incrementar la producción y prolongar la vida del pozo al evitar el daño que se genera en la formación productora al utilizar los fluidos con sólidos.

Los sistemas libres de sólidos tienen diferentes aplicaciones durante la terminación y reparación de pozos productores de gas o aceite cuando se usan como:

- a) Fluidos de terminación
- b) Fluidos reparación
- c) Fluidos para controlar presiones anormales
- d) Fluidos de empaque
- e) Fluido de perforación únicamente para la zona productora.

Ventajas de fluidos limpios

- a) No dañan la formación productora.
- b) El retorno a la permeabilidad es excelente.
- c) Se mezclan a la densidad deseada.
- d) Tienen tasas de corrosión bajas.
- e) Son estables a las condiciones de pozo.
- f) Compatibles con los aditivos químicos.
- g) No están calificados como dañinos a la salud o al medio ambiente.

Un control de pozo óptimo y control de costos puede ser obtenido del uso de salmueras pesadas durante las operaciones de terminación y reparación de pozos.

#### Composición y propiedades de las salmueras

La producción y la vida de los pozos con hidrocarburos pueden ser mejoradas mediante la aplicación de fluidos limpios libres de sólidos.

Los fluidos de terminación son diseñados para controlar la presión, facilitar las operaciones de molienda/limpieza y proteger a la formación productora, mientras se hacen los trabajos correspondientes.

Se ha comprobado que de todos los fluidos de terminación, los más ventajosos, son las salmueras libres de sólidos en suspensión, por que protegen la formación productora, proveen un amplio rango de densidades para controlar las presiones de formación sin usar sustancias dañinas como la barita.

Las propiedades físico-químicas de las salmueras dependen de la composición química.

#### **Fluidos empacantes**

La utilización de los fluidos de empaque en la etapa final de la terminación del pozo y el motivo por el cual se diseñan para ser colocados en los espacios anulares entre las tuberías de revestimiento y tubería de producción es, para que estas tuberías se protejan adecuadamente de los efectos de la corrosión, y que faciliten la recuperación de los aparejos de producción, ya que uno de los principales problemas es el sello y agarre por corrosión y depósito de materiales orgánicos e inorgánicos en los sellos multi- V y el cuerpo del empacador, lo cual ha

originado en muchas ocasiones operaciones subsecuentes de pesca para recuperación total de las sartas causando costos excesivos al alargarse los tiempos de intervención de los pozos.

Este tipo de fluidos se emplean también para mantener una presión hidrostática en la parte externa de las tuberías de producción y así evitar alguna falla por colapso de las tuberías de revestimiento en algunas áreas de presión anormal.

Se debe tener una correcta manipulación al prepararse en el campo, para evitar introducir agentes contaminantes por sólidos disueltos o sólidos en suspensión, los cuales reducirían la eficiencia de estos productos. Por lo anterior es necesario establecer un procedimiento adecuado para diseñar los fluidos empacantes y que éstos cumplan eficazmente la función para lo cual fueron seleccionados.

### **Propiedades que deben tener los fluidos empacantes**

Es necesario determinar las propiedades más adecuadas para diseñar los fluidos empacantes, y estas deben ser las siguientes:

1. Estable a condiciones de temperatura y presión.
2. No ser corrosivo.
3. Que evite la formación de bacterias.
4. Que esté libre de sólidos indeseables
5. Que no cause daños a las formaciones productoras.
6. Que no dañe el medio ambiente.
7. Que facilite la recuperación de los aparejos de producción.

Los fluidos empacantes se pueden preparar en fluidos base-agua y base-aceite.

Los base aceite presentan una mayor estabilidad que los preparados con agua. Lo anterior debido a la naturaleza del aceite diesel ya que se trata de un solvente no polar, ya que los base agua por su naturaleza química requieren el empleo de agentes químicos especiales como son los inhibidores de corrosión, alcalinizantes, secuestrantes de gases, así como algunos

bactericidas y viscosificantes como complemento y cumplir su función como fluido empacante de manera eficiente.

Se pueden clasificar en base aceite y base agua y son los siguientes:

Base Aceite:

- a) Emulsiones libres de sólidos, con densidad de 0.84 a 0.94 gr/cm<sup>3</sup>
- b) Diesel o aceite estabilizado deshidratado con densidad de 0.84 gr/cm<sup>3</sup>

Base Agua:

- a) Agua tratada densidad 1.0 gr/cm<sup>3</sup>
- b) Salmuera sódica, densidad 1.03 a 1.19 gr/cm<sup>3</sup>
- c) Salmuera cálcica, densidad de 1.20 a 1.39 gr/cm<sup>3</sup>
- d) Salmueras mezcladas de 2 o 3 tipos de sales:

CaCl<sub>2</sub>-CaBr<sub>2</sub>-ZnBr<sub>2</sub>, que varía su densidad desde 1.31 hasta 2.30 gr/cm<sup>3</sup>.

Una de las principales ventajas de los fluidos empacantes base-agua, es que no dañan el medio ambiente y son de menor costo, por lo que en la actualidad son los que tienen una mayor demanda.

### **Barrenas**

El método rotatorio de perforación de un agujero implica invariablemente el empleo de una barrena. Es la herramienta clave para el ingeniero de perforación: su correcta selección y las condiciones óptimas de operación son las dos premisas esenciales para lograr el éxito en el proceso.

La barrena es la herramienta de corte localizada en el extremo inferior de la sarta de perforación que se utiliza para cortar o triturar la formación durante el proceso de la perforación (Figura 3.3).



*Figura 3.4, Barrenas PDC*

Para seleccionar la barrena adecuada se deben analizar un gran número de variables que interactúan entre sí. Por esta razón es indispensable conocer:

- La evaluación del desgaste de las barrenas previamente empleadas.
- Los rendimientos obtenidos en pozos vecinos.
- Los registros geofísicos de pozos vecinos y del mismo pozo (si se tiene).
- Datos sísmicos del área.
- El software especializado en cálculo y análisis para la selección.
- Las propiedades de los fluidos de perforación por emplearse en función de la barrena elegida.
- Las tablas e información geológica.
- Los boletines sobre las características de las barrenas.
- Las tablas comparativas de barrenas.
- La clasificaciones de barrenas (ejemplo del IADC) International Association of Drilling Contractors.

Tipos de barrenas.

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

- barrenas tricónicas
- barrenas de cortadores fijos.
- Barrenas especiales

Las barrenas de cortadores fijos

Las barrenas de diamante tienen un diseño muy elemental. A diferencia de las tricónicas, carecen de partes móviles, aunque esta característica sería deseable. El material usado para la construcción, además de los diamantes, puede variar según el tipo de las barrenas y de las características de los fabricantes.

Normalmente el cuerpo fijo de la barrena puede ser de acero o de carburo de tungsteno (matriz) o una combinación de ambos.

Estas barrenas son fabricadas con diamante natural o sintético, según el tipo y características de la misma. La dureza extrema y la alta conductividad térmica del diamante lo hacen un material con alta resistencia para perforar en formaciones duras a semiduras, y en algunos tipos de barrenas, hasta formaciones suaves.

Las barrenas de diamante, a excepción de las barrenas PDC, no usan toberas de lodos para circular el fluido de control para aprovechar su hidráulica.

Están diseñadas de tal manera que el fluido de perforación pueda pasar a través del centro de la misma, alrededor de la cara de la barrena y entre los diamantes por unos canales llamados vías de agua o de circulación.

Los conductos para encauzar el fluido de perforación (vías de agua), en las barrenas de diamantes no son tan variables como los de las barrenas de chorro con toberas. Estas tienen dos configuraciones básicas, el flujo con matriz y el flujo radial, también existen variaciones de cada tipo, así como combinaciones de ambos.

Por la configuración de este tipo de barrenas, el fondo del agujero se encuentra junto a las vías de circulación para crear restricciones al flujo, y así forzar el fluido de perforación a través del diamante para limpiar y enfriar la barrena y, a la vez, cortar la roca por fricción y compresión.

Por lo general entre más dura y más abrasiva sea la formación, más pequeño será el diamante que se debe usar en la barrena.

### **Códigos IADC para barrenas de cortadores fijos.**

La IADC desarrolló un sistema de codificación para la identificación de barrenas de cortadores fijos que incluye a todos los tipos: diamante natural, compactos de diamante poli-cristalino (PDC) o de diamante térmicamente estable (TSP). Este código consiste en cuatro caracteres (una letra y tres números) que describen siete características básicas:

1. Tipo de cortadores.
2. Material del cuerpo de la barrena
3. Perfil de la barrena.
4. Diseño hidráulico para el fluido de perforación.
5. Distribución del flujo.
6. Tamaño de los cortadores.
7. Densidad de los cortadores.

En función de la identificación con el código IADC, existen por lo menos cinco aspectos fundamentales en el diseño de las barrenas de diamante: la forma de los cortadores, ángulos de inclinación lateral y de retardo, tipo de protección al calibre y longitud de la sección del calibre. Si bien todos ellos son factores importantes en el desarrollo de las barrenas de diamante, lo que se pretende con este código IADC es dar una idea del tipo de barrena y lograr que se identifiquen fácilmente sus principales características.

Cabe hacer notar, que a diferencia del código IADC para barrenas tricónicas, el código IADC para barrenas de diamante no los relaciona con la formación por perforar. Únicamente, como ya se mencionó, se pueden identificar sus características más elementales.

#### **Barrenas de diamante natural**

Las barrenas de diamante natural, al igual que las de otros tipos de diamante, tienen un cuerpo fijo cuyo material puede ser de matriz o de acero.

El tipo de flujos es radial o de contra-matriz, y el tipo de cortadores es de diamante natural incrustado en el cuerpo de la barrena, con diferentes densidades y diseños como se clasifica en el código IADC.

El uso de estas barrenas es limitado en la actualidad salvo en casos especiales para perforar formaciones muy duras, y cortar núcleos de formación con coronas de diamante natural.

#### **Barrena de compacto de diamante poli-cristalino (PDC)**

Las barrenas PDC pertenecen al conjunto de barrenas de diamante con cuerpos sólidos y cortadores fijos y, al igual que las barrenas TSP, utilizan diamante sintético. Su diseño de cortadores está hecho con diamante sintético en forma de pastillas (compacto de diamante),

montadas en el cuerpo de los cortadores de la barrena de diamante natural y las TSP, su diseño hidráulico se realiza con sistema de toberas para lodo, al igual que las barrenas tricónicas.

El mecanismo de corte de las barrenas PDC es por arrastre. Por su diseño hidráulico y el de sus cortadores en forma de pastillas tipo moneda y, además, por sus buenos resultados en la perforación rotatoria, este tipo de barrenas es la más usada en la actualidad para la perforación de pozos petroleros. También representa muchas ventajas económicas por su versatilidad.

Por su diseño y características, las barrenas PDC cuentan con una gran gama de tipos y fabricantes, especiales para cada tipo de formación: desde muy suaves hasta muy duras, y en diferentes diámetros según el diseño de los pozos.

Además, estas barrenas pueden ser rotadas a alta velocidades, utilizadas con turbinas o motores de fondo, con diferentes pesos sobre barrena y por su alta resistencia, así como fácil manejo según las condiciones hidráulicas.

La experiencia de campo con estas barrenas ha creado entre el personal operativo la creencia de que contribuyen al incremento del ángulo de desviación del pozo. Esto no ha sido comprobado totalmente; lo cierto es que la teoría de fabricación de estas barrenas es de efecto contrario, pues por su cuerpo fijo, tiende a la estabilización del pozo.

Una desventaja de este tipo de barrenas son los problemas de acuífamiento en formaciones deleznales y en pozos donde se debe repasar el agujero por constantes derrumbes de la formación. Este fenómeno contribuye a que la formación las atrape más fácilmente que una barrena tricónica.

Una secuencia lógica para selección adecuada de una barrena PDC contempla los siguientes pasos:

a). Obtener información de los pozos prospecto: identificar el objetivo del pozo, diámetro del agujero, datos del intervalo a perforar, tipo de formación, contacto geológico, litología, condiciones y requerimientos especiales del pozo, determinación de restricciones e indicaciones de la perforación.

b). Seleccionar la estructura de corte, cuerpo y perfil de la barrena: identificar el tipo, tamaño, densidad, distribución e inclinación de los cortadores.

También el tipo de perfil y cuerpo de la barrena lo cual ayudará a la óptima estabilización y agresividad durante la perforación.

c). Elaborar análisis económico: identificar la ganancia o ahorro esperado con el uso de este tipo de barrenas con base en el costo por metro y rentabilidad económica, entre otros.

d). Seleccionar el diseño hidráulico: identificar la hidráulica óptima para perforar, así como el tipo de fluido de control usado, con base en la limpieza de los recortes y el enfriamiento de la barrena.

## Diseño de sartas de trabajo

La clasificación que hace el API de las tuberías de trabajo en función de su desgaste, es el siguiente:

- a) Clase nueva
- b) Clase Premium
- c) Clase 2
- d) Clase 3

Clase Nueva. Es aquella tubería que no ha sufrido desgaste y por lo tanto, conserva sus propiedades de resistencia originales.

Clase Premium. Las tuberías que se clasifican en esta categoría, son aquellas que han sufrido como máximo un desgaste exterior uniforme del 20% del área de acero del cuerpo del tubo.

Clase 2. En esta clasificación, se ubican las tuberías que han perdido como máximo un 20% del a cuerpo del tubo en forma excéntrica.

Clase 3. Cuando una tubería se desgasta un 37.5% del área de acero original en forma excéntrica, cae en esta clasificación; considerándose también que el espesor de algún punto se menoscaba en un 45%, Petróleos Mexicanos considera esta tubería como no aplicable a sartas de trabajo.

En las operaciones donde sea necesario utilizar sartas de trabajo (perforación), el API considera que estas solamente son sometidas a tres esfuerzos principales:

- Tensión
- Colapso
- Torsión (presión interna)

Es importante señalar que para el diseño de esfuerzos derivados de la presión interna no se consideran, debido a que las tuberías manejadas en la reparación y terminación de pozos son diámetro relativamente pequeño, y tienen alta capacidad para resistir presión interna.

### **Selección de tuberías de revestimiento.**

Existen diferentes diseños para seleccionar los distintos diámetros y tuberías de revestimiento que se introducen a los pozos. La explotación de yacimientos productores está sujeta a diferentes profundidades:

- A. De 500 a 1,500 m. Donde se podrán encontrar bajas presiones de 35 a 105 Kg/cm<sup>2</sup> (500 a 1,500 lb/pg<sup>2</sup>).
- B. De 1,500 a 2,800 m. Aquí se encuentran presiones medias de 105 a 210 Kg/cm<sup>2</sup> (1,500 a 3,000 lb/pg<sup>2</sup>).
- C. De 2,800 a 6,500 m. A esta profundidad se encuentran presiones altas de 210 a 420 Kg/cm<sup>2</sup> (3,000 a 6,000 lb/pg<sup>2</sup>).

El diseño siguiente, puede encontrarse en pozos con profundidades hasta de 2,800 m. y consta de:

1. TR Conductora

Es la tubería que se introduce y cementa después de iniciada la perforación. Generalmente se coloca de 25 a 45 m. de profundidad.

Sus funciones son:

- a) Servir de soporte a las paredes del agujero
- b) Permitir la instalación de una línea de flote para recuperar el fluido de control.
- c) Permitir la instalación de los preventores, los cuales sirven de control superficial en caso de encontrarse formaciones productoras someras.
- d) Proteger al personal y al equipo del pozo.

2. TR Superficial

Esta tubería sirve para:

- a) Proteger formaciones someras que contengan agua de la contaminación de los fluidos de control y de los fluidos que produzca el pozo.
- b) Servir de sostén para la instalación de los cabezales y además accesorios del árbol de válvulas.
- c) Soportar el peso del conjunto de preventores.
- d) Ser el apoyo para soportar la carga de las demás tuberías que se introducen en el pozo.

### 3. TR de Explotación (Producción).

Sus funciones son:

- a) Soportar las presiones que ejercen todas las formaciones que se encuentran durante la perforación.
- b) Prevenir los problemas que se presentan en la perforación por el uso de distintas densidades del fluido de control, posibles pérdidas de circulación y el control del pozo.
- c) Explotación de los diferentes intervalos a producir.

#### **Diseño de aparejos de producción.**

Los aparejos de producción son el medio por el cual se transporta los fluidos del yacimiento a la superficie y pueden clasificarse dependiendo de las condiciones del yacimiento como: flujo, bombeo neumático, bombeo mecánico, bombeo electro-centrifugo y bombeo hidráulico.

Debe soportar íntegramente las presiones y los esfuerzos a que es sometido durante las operaciones de terminación y mantenimiento, tales como inducciones, pruebas de admisión, estimulaciones, fracturamientos, etc., así como durante la vida productiva del pozo.

Seleccionar, diseñar e instalar un aparejo de producción es una parte crítica en cualquier programa de operación durante la intervención de un pozo ya sea en una terminación y/o reparación.

#### **Determinación del diámetro del aparejo de producción.**

El diámetro del aparejo de producción debe ser tal que permita transportar los volúmenes de producción esperados, pues, si es pequeño, restringirá la producción, por el contrario, si es demasiado grande, el flujo puede ser intermitente o inestable, además se incrementará el costo del pozo total, pues la geometría de las tuberías de revestimiento dependen directamente del tamaño del aparejo de producción.

Se han analizado más de 100 terminaciones en el Golfo de México, durante un periodo de 2 años, de las cuales fueron clasificadas en 10 tipos según la optimización de su aplicación, para ello participaron ingenieros de producción, terminación, supervisores de perforación y compañías de servicios.

El numero de combinaciones para la terminación de pozos de gas y aceite es infinito por lo que se decidió clasificar básicamente en 3 categorías que son; 1) Terminación de control sin arena en pozos no horizontales sin empacamiento de grava. 2) Terminación con control de arena en pozos no horizontales con empacamiento de grava. 3) Terminación horizontal con desviación mayor a los 85 grados. Estas tres categorías a la vez están subdivididas en 10 tipos de terminación que son aplicadas después de que se ha hecho un análisis nodal y económico para elegir la que más convenga y cumpla con las condiciones de producción requeridas, por otra parte esos análisis también sirven para determinar si se termina y produce en varias zonas simultáneamente o individualmente.

Terminaciones de control sin arena: para desviaciones menores a los 85 grados y limitado a depósitos bien consolidados.

1) *Agujero descubierto*: Esta terminación no es muy utilizada en el Golfo debido a que la consolidación de la formación es baja, se utiliza cuando existe buena consolidación, es una terminación versátil y de bajo costo.

2) *Agujero revestido*: garantiza la estabilidad del pozo. Por otra parte, un trabajo exitoso de cementación primaria aísla el intervalo productor de las zonas de agua, esta terminación es más costosa que la anterior debido al costo de la tubería de revestimiento, nipples, empacador y fluidos; existen algunos pozos de gas de baja profundidad que se producen por este medio.

3) *Terminación con empacador y conector*: El costo y el mecanismo de esta terminación es el mismo que el anterior la diferencia es que el tapón o conector puede comunicar de nuevo la zona secundaria ubicada entre la zona primaria y el empacador.

4) *Terminación con Empacadores múltiples y conector*: se utiliza cuando dos zonas productoras que están separadas por una distancia considerable necesitan ser terminadas.

Terminaciones con control de arena: son muchas las terminaciones de control de arena solamente las que utilizan pantallas para su control son mencionadas aquí.

Mientras el control de arena puede significativamente aumentar el costo de la terminación, también se incrementa en gran medida la duración de la misma. La selección adecuada de hardware asegura la mejor terminación. Algunas reglas generales que contribuyeron al éxito de los pozos estudiados son:

- 1) Mantener 0,85 pulgadas mínimo de empaque de grava en el interior.
- 2) Utilizar noventa pies de empaque de grava siempre que sea posible.

- 3) Mantener la presión por debajo de 1000 psi para empacadores de grava y 500 psi para terminaciones de control sin arena.
- 4) Mover los empaques de grava en las presiones que van desde 1000 a 1500 psi.
- 5) Asegurar que el diámetro del empaque de grava interior sea menor de 1.875 pulgadas.
- 6) Prueba de cemento se contrae para el 80% de gradiente de fractura.
- 7) No permitir más de 10 pies entre el fondo de la perforación y la parte superior del empacador o el tapón.
- 8) Utilice siempre tubería de grado P-110 con el fin de minimizar el riesgo de colapso.

5) *Terminación con empacador de grava:* el único empaque de grava se utiliza mucho, pero está limitado por la necesidad de una plataforma de reacondicionamiento si otras zonas se van a producir. Esta terminación puede tener un empacador colector o un conector puente entre el empacamiento de grava.

6) *Terminación selectiva* de empacamiento de grava con un tubo deslizable, el cual permite el control de la arena para ser producido por el empaque de grava. Una limitación importante de la terminación selectiva es su dependencia de la tubería deslizable.

7) *Terminación selectiva con múltiples opciones,* Esta configuración permite una gran versatilidad y minimiza la necesidad de servicios de equipo de perforación, pero su éxito depende de la fiabilidad de más componentes mecánicos. se debe tener gran cuidado en su diseño para asegurar su éxito prolongado.

8) *Terminación con selección agrupada:* Se requiere el uso de no menos de tres empacadores de grava, y por lo general un empacador colector de aceite, Estas terminaciones son muy costosas y requieren varias semanas para instalar, pero estas desventajas son compensadas por la capacidad de producir tres o más zonas sin una sola reparación de pozo.

Terminaciones horizontales: ofrecen amplias ventajas sobre las terminaciones verticales o de altos ángulos 1) Pueden eliminar problemas de conificación de gas y líquidos, 2) Aumenta el área abierta al flujo, lo que reduce la acumulación de líquidos, sedimentos y granos finos, 3) Podría aumentar la eficiencia de la producción.

9) *Agujero descubierto sin soporte.* Este tipo de terminación horizontal de agujero descubierto puede ser sin la pantalla, o puede tener cualquier tipo de pantalla de control de arena, con o sin empaque de grava.

10) *Agujero descubierto con soporte*. Se utiliza si la estabilidad del pozo es cuestionable, se agrega soporte mecánico, o una pantalla que da seguridad y proporciona pozos horizontales libres de problemas.

Para formaciones bien consolidadas, las terminaciones sin control de arena son mejor pues son de bajo costo y riesgo, para formaciones no consolidadas la mejor opción son terminaciones con control de arena, ya que es mayor el riesgo al fracaso y se deben reducir las fallas al mínimo. La terminación horizontal es mejor en yacimientos donde los fluidos están en contacto interfacial como agua-aceite y donde las permeabilidades vertical y horizontal son similares.

#### **Diseño de tuberías de revestimiento para la explotación de yacimientos con altas presiones.**

El diseño de altas presiones generalmente se encuentra en pozos con profundidades de 2,800 a 6,500 m. y contiene las siguientes tuberías de revestimiento:

1. TR. Conductora.
2. TR. Superficial.
3. TR. Intermedia (Protección).

Sus funciones son:

- a) Ofrecer seguridad en las distintas operaciones de la perforación del pozo.
- b) Proteger a las formaciones de las diferentes densidades del fluido de control, previniendo su contaminación.
- c) Soportar las presiones de las formaciones que atraviesan.

4. TR. De Explotación.
5. TR. Corta de Explotación.

Algunas veces por las características de la profundidad del pozo, se programa la introducción de esta tubería, la cual se ancla en la TR anterior.

Indistintamente se presentara el caso de explotar determinados intervalos productores por cualquiera de ellas. Anclado el empacador de producción y utilizando tuberías de distintos diámetros.



*Figura 3.5, Operación de cambio de tubería*

**Determinación de las fuerzas aplicadas y sus efectos a la tubería de explotación.**

Ahora se hará una breve explicación de una forma práctica para diseñar aparejos de producción a usarse en la terminación o el mantenimiento de pozos, que considere las cargas generadas por presión interna, colapso, tensión y la combinación de estos esfuerzos, que indique como cuantificar los esfuerzos que originan movimiento en el aparejo de producción (Pistón, Ballooning, Buckling y Temperatura), con la finalidad de seleccionar la tubería de menor costo que soporte, tanto las cargas a las que será sometida como la presencia de fluidos corrosivos.

### **Propiedades de las tuberías.**

La resistencia de un tubo se puede definir como una reacción natural que opone el material ante la imposición de una carga, a fin de evitar o alcanzar los niveles de una falla. El término “falla” se entiende como sinónimo de “fractura”. Sin embargo, estudio de la mecánica de materiales este no es el significado usual del término. Se dice que ocurre una falla cuando un miembro cesa de realizar satisfactoriamente la función para lo cual estaba destinado. En el caso de las tuberías colocadas en un pozo, si éstas alcanzan cualquier nivel de deformación se debe de entender la situación como una condición de falla.

Por lo tanto, una falla en las tuberías es una condición mecánica que refleja la falta de resistencia del material ante la situación y exposición de una carga. Con ello propicia la deformación del tubo. Las cargas a que hacemos referencia son nominalmente cargas de presión, cargas axiales y mecánicas.

Las principales fallas de las tuberías son básicamente *COLAPSO, TENSION, ESTALLAMIENTO Y CORROSIÓN*. El tratamiento de cada una de las fallas simplifica el estudio y análisis del comportamiento de la resistencia de los materiales.

La capacidad de resistencia de una tubería se define como aquella aptitud o condición que ofrece una tubería para reaccionar y evitar cualquier tipo de falla o deformación, ante la acción combinada de cargas.

- Resistencia a la Tensión: es la presión que soporta la T.R. al ser jalada sin salirse del margen de seguridad.
- Resistencia al Colapso: es la presión que soporta la T.R. al ser sometida por una fuerza ejercida exteriormente sin generar deformaciones.
- Resistencia Interna: es la presión que soporta la T.R. internamente sin generar deformación (Figura 3.1).
- Resistencia a la Compresión: Es la presión a la que se somete una T.R. al ser comprimida (al cargarle peso).

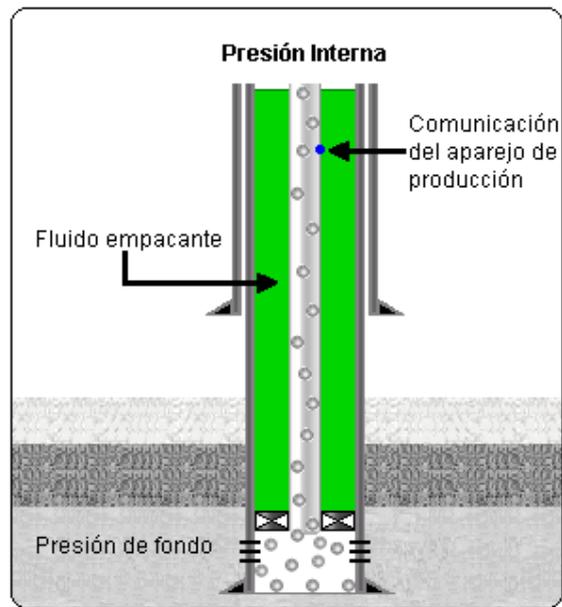


Figura 3.6, Consideraciones de diseño por presión interna para TR de explotación.



Colapso de una tubería

Figura 3.7 Colapso de tubería



*Figura 3.8 Diversos diámetros de tubería*

### **Terminación de pozos**

Existen ciertas situaciones que requieren el uso de la tecnología de perforación avanzada. La geología local puede determinar una trayectoria complicada para un pozo, tal como perforar alrededor de domos salinos o laminas de sal. Se podría incrementar el drenaje o la producción del yacimiento desde un pozo en particular, si el mismo penetra varios bloques de fallas o se construyera en forma horizontal para interceptar fracturas o maximizar la superficie del hueco que se encuentra dentro del yacimiento. Un pozo con múltiples tramos laterales, por lo general, drena varios compartimientos del yacimiento. En los campos maduros los compartimientos pequeños también pueden ser producidos en forma económica si los pozos direccionales se encuentran ubicados de manera adecuada.

Los operadores perforan pozos de alcance extendido para llegar a los yacimientos que no se pueden explotar de otra manera sin incurrir en costos o riesgos ambientales inaceptables, por ejemplo perforar desde una superficie terrestre a una locación marina en lugar de construir una isla artificial. La perforación de varios pozos desde una locación de superficie ha sido la práctica habitual en las áreas marinas durante muchos años y, hoy en día, es común en zonas terrestres restringidas.

En ciertas situaciones de emergencia, la tecnología de perforación direccional resulta esencial, por ejemplo para construir pozos de alivio cuando se produce un descontrol.

La terminación de un pozo petrolero es un proceso operativo que se inicia después de cementar la última tubería de revestimiento de explotación y se realiza con el fin de dejar el pozo produciendo hidrocarburos o taponando, si así se determina.

El objetivo primordial de la terminación de un pozo es obtener la producción óptima de hidrocarburos al menor costo. Para que ésta se realice debe de hacerse un análisis nodal para determinar qué aparejos de producción deben de utilizarse para producir el pozo de acuerdo a las características del yacimiento (tipo de formación, mecanismo de empuje etc.). En la elección del sistema de terminación deberá considerarse la información recabada, indirecta o directamente, durante la perforación, a partir de: muestras de canal, núcleos, pruebas de formación, análisis petrofísicos, análisis PVT y los registros geofísicos de explotación.

### **Historia de la terminación de pozos.**

La técnica de terminación de pozos inició en los años veinte, consistía en colocar una tubería roscable de 7", en un inicio esta tubería también fue utilizada para perforar.

La técnica de cementación de tuberías se desarrollo entre los años de 1920 - 1930. Las primeras terminaciones se realizaron en agujero descubierto, teniendo como principal desventaja la limitación en el control de fluido del yacimiento, sin embargo es el tipo de terminación más económica.

Posteriormente se desarrollaron las terminaciones entubadas con tubería cementada, en estos casos el flujo de fluido se estableció a través de la creación de hoyos o perforaciones.

Comparando este tipo de terminaciones se puede determinar que las terminaciones con tubería cementada son más susceptibles al daño a la formación, que las terminadas en agujero descubierto.

### **Terminaciones en agujero descubierto.**

Anteriormente se terminaban los pozos en agujero sin revestir. Ahora esta práctica se ha abandonado, efectuándose solamente en yacimientos con baja presión en una zona productora donde el intervalo saturado de aceite y gas sea demasiado grande. Estas terminaciones son recomendables para formaciones calizas (Figura 3.2).

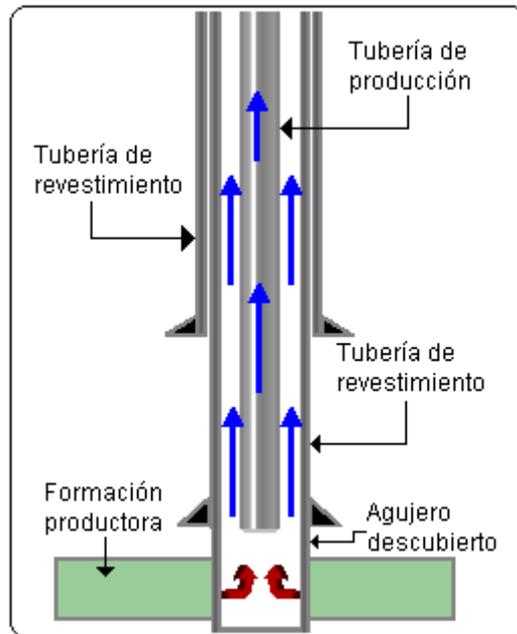


Figura 3.9, Terminación sencilla con TP franca en agujero descubierto.

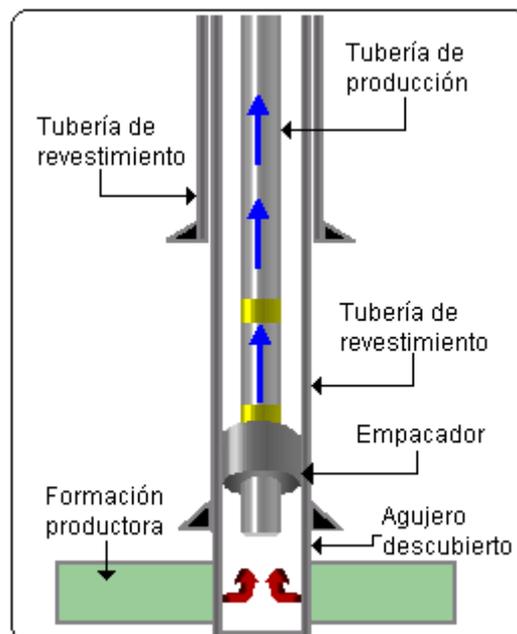


Figura 3.10, Terminación sencilla con TR, TP, empacador y accesorios en un agujero descubierto.

### Terminaciones con tubería de revestimiento perforada.

Actualmente es el mejor procedimiento para terminar un pozo, ya que ofrece mayores posibilidades para efectuar reparaciones subsecuentes a los intervalos productores. Pueden

probarse indistintamente algunas zonas de interés y explotar varias al mismo tiempo, efectuando los disparos productores en las paredes de las tuberías de revestimiento de explotación convencionales y cortas “liners”, por medio de pistolas de chorro de distintos tipos, accionadas con equipos de cable eléctrico, ajustando las profundidades con registros especiales (Figura 3.8).

La preparación del pozo consiste en seleccionar un diseño adecuado de tuberías de revestimiento que se introducen y cementan, de acuerdo al programa elaborado para cubrir las profundidades de los tramos productores. Posteriormente se prepara el pozo con el aparejo de producción seleccionado para su explotación.

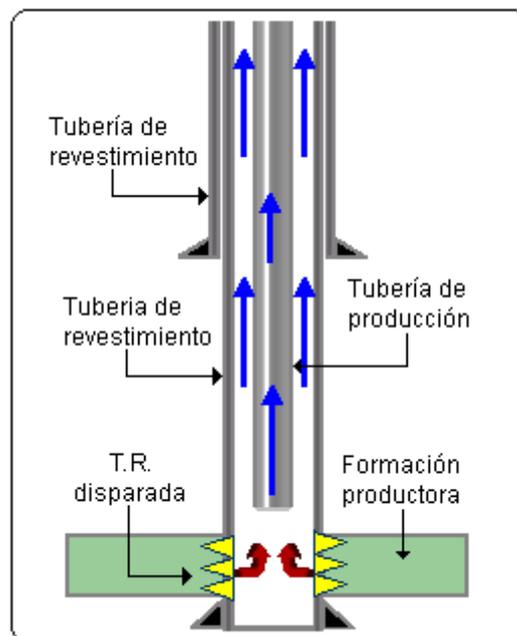


Figura 3.11, Terminación sencilla con TP y TR franca.

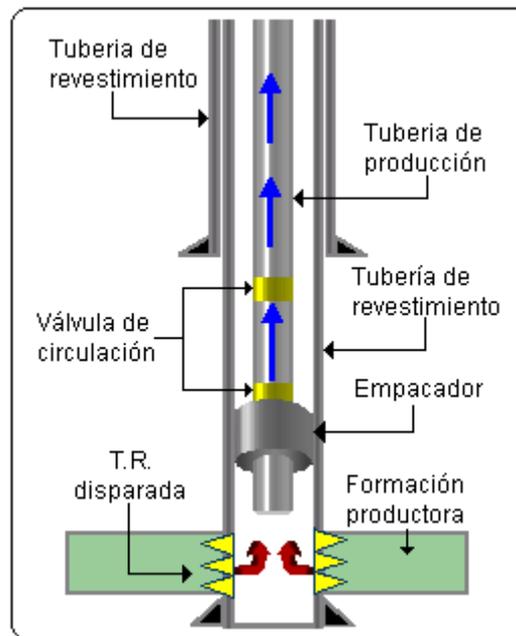


Figura 3.12, Terminación sencilla con TR, TP, empacador y accesorios.

### Tipos de terminación.

Para diseñar una adecuada terminación de pozos es necesario contar con la siguiente información:

- **Columna geológica y características de la formación.**
  - Muestras de canal.
  - Núcleos.
  - Pruebas de formación.
  - Problemas del pozo (pérdidas, altas presiones, etc.)
- **Características petrofísicas de la formación productora.**
  - Composición mineralógica.
  - Porosidad.
  - Permeabilidad.
  - Presión capilar.
  - Edad geológica.
- **Características de los fluidos.**
  - Composición.
  - Saturación.
  - Viscosidad.

- Densidad.
- Presión y temperatura.
- Fluidos corrosivos.
- Asfaltenos.
- **Problemas del pozo.**
  - Pérdidas de circulación.
  - Manifestaciones.
  - Zonas de derrumbes.
  - Zonas de lutitas hidratables.
  - Zonas de gasificaciones.

En el sistema petrolero existen dos clases de terminación:

- Terminación de explotación (T.E).

Se le denomina así al acondicionamiento del primer pozo perforado en una nueva estructura posiblemente productora de hidrocarburos.

- Terminación de desarrollo (T.D.).

Se le llama así al acondicionamiento de los demás pozos perforados a diferentes profundidades después del primero, en una nueva estructura o en otras ya probadas, productoras de aceite y gas.

### **Terminación de pozos costa afuera**

La terminación de pozos verticales, desviados y horizontales costa afuera, en lo que se refiere a las sartas de producción y sus aditamentos, no difiere mucho de las terminaciones en tierra. Sin embargo, la profundidad de las aguas influye mucho en varios aspectos de la terminación.

Generalmente, en aguas muy someras, el cabezal del pozo queda montado sobre una plataforma. Del fondo a la superficie del agua y de allí al piso de la plataforma, como las distancias no son muy largas no hay mucho inconveniente en que las tuberías de superficie, revestidoras y de producción lleguen a la plataforma. En ocasiones, desde una plataforma de cierto tamaño se perforan direccionalmente un grupo de pozos. La plataforma tiene suficiente área propia o área auxiliar adyacente para acomodar separadores, tanques de prueba, de

transferencia o de tratamiento, bombas y todo cuanto sea necesario para manejar en el sitio los fluidos producidos. Cuando las distancias a la costa son muy largas, las plataformas están provistas de instalaciones y comodidades para el alojamiento del personal de trabajo.

A medida que la profundidad de aguas ha ido aumentando, porque las operaciones se realizan cada vez más lejos de la costa, se ha actualizado la preparación de diseños de cabezales y sus componentes. Por ejemplo el cabezal puede permanecer en el fondo del mar. Si la instalación está en contacto directo con el agua se llama “cabezal submarino húmedo”, pero si está aislado del agua por medio de una cámara u otro dispositivo se le llama “cabezal submarino seco”.

Los tipos de terminaciones submarinas y los avances tecnológicos logrados son fruto de adelantos en la electrónica, electrohidráulica, telecomunicaciones, metalurgia, cibernética, computación y todas las ciencias afines.

Así, hoy se puede perforar en profundidad de aguas a más de 1,325 metros. En el fondo del agua y sobre el lecho acuático se dispone la base del cabezal, que primero servirá para la perforación y luego para la producción. Del barco al fondo acuático se hace contacto por medio de una conexión especial denominada “Riser” que facilita el control y manejo de las herramientas de perforación.

Después, el “Riser” o conexión servirá para producir el pozo a la superficie, sino es el caso que su producción se maneje con estaciones submarinas de recolección. Las experiencias que durante muchos años de operaciones costa fuera en aguas someras ha cosechado la industria en Venezuela, en el Golfo de México, en el Mar Caspio y otros sitios, han servido de base y referencia para operaciones a mayores profundidades de agua como en el Mar del Norte, las costas de California, Alaska, el mismo Golfo de México y otras zonas marinas alrededor del mundo. De igual manera, las nuevas experiencias e innovaciones aplicadas en estas zonas mar adentro a veces se emplean ventajosamente, con o sin modificaciones, en las operaciones en tierra o en zonas de aguas menos profundas.

### **Sarta de Producción**

Al discutir los diferentes tipos de terminación de pozos, aparece la utilización de una, dos y hasta tres sarta de producción, según el número de estratos que ameriten ser producidos independientemente. Tan importantes son las especificaciones y diseño de **cada** sarta de producción como las de las tuberías de revestimiento. Esto, pues ambas por sí y en conjunto, además de representar una gran inversión para cada pozo, son el pozo mismo. Por tanto, el

funcionamiento eficaz y durabilidad de cada sarta son garantía de la seguridad y permanencia del pozo. La manufactura y características de los tubos para sargas de producción se rigen por normas y propiedades físicas recomendadas por el Instituto Americano del Petróleo (API), que cubren los siguientes parámetros:

1. Diámetro nominal
2. Diámetro externo
3. Peso nominal, con acoplamiento liso o excéntrico (EUE)
4. Espesor
5. Grado (H-40, J-55, C-75, N-80, P-105, P-110)
6. Resistencia a la tensión, colapso y estallido
7. Esfuerzo de torsión de enroscado
8. Inspección, transporte, mantenimiento y uso

Para satisfacer la variedad de necesidades y condiciones en los pozos, los diámetros externos nominales disponibles son: 19,5; 25,40; 31,75; 38,10; 52,39;60,32; 73,02; 88,90; 101,60 y 114,30 milímetros, que corresponden respectivamente a  $\frac{3}{4}$ , 1, 1  $\frac{1}{4}$ , 1  $\frac{1}{2}$ , 2  $\frac{1}{16}$ , 2  $\frac{3}{8}$ , 2  $\frac{7}{8}$ , 3  $\frac{1}{2}$ , 4 y 4  $\frac{1}{2}$  pulgadas. Generalmente, la longitud de cada tubo para el Rango 1 es de 6,1 a 7,42 metros (20 - 24 pies, inclusive) y para el Rango 2 de 8,54 a 9,76 metros (28 – 32 pies, inclusive). Para cada diámetro hay una serie de grados (H-40, J-55, etc.) y sus correspondientes espesores, según la resistencia a la tensión, colapso y estallido requeridos, que se relacionan con el peso integral de cada tubo. Todo es importante en cada tubo, pero al elegir la “sarta” hay una parte que requiere especial atención, como lo es el acoplamiento o enrosque de los extremos de los tubos entre sí para “formar la sarta”. Cada tubo tiene en un extremo (macho) un cordón de roscas externas y en el otro (hembra) una unión o niple, de mayor diámetro que el cuerpo del tubo, con su cordón interno de roscas. Como el enroscamiento de los tubos debe formar un empalme integral que no filtre, las roscas juegan un papel muy importante y por ello el número de roscas, generalmente de 3 a 4 por centímetro lineal, aproximadamente, tienen configuraciones variadas para que junto con el hombrillo donde se asienta el borde del macho en la hembra se produzca un sello de metal a prueba de fuga. Además, de la fortaleza del acoplamiento depende que la carga colgada que representa la sarta **no se desprenda**.

Por eso, la resistencia del acoplamiento es esencialmente igual a la que posee la totalidad del tubo. Para darle a la unión la fortaleza requerida es que el metal es más grueso en ese punto y el recalce se hace externamente. También se fabrican conexiones sin recalce. Las tuberías para revestimiento de pozos, las tuberías de producción y las tuberías ranuradas se fabrican sin

costura, de piezas integrales o soldadas eléctricamente, de acuerdo con normas y especificaciones que rigen el aspecto químico-metalúrgico de los aceros escogidos; así como también el proceso térmico empleado en la manufactura de las tuberías; el control de calidad de fabricación, que incluye pruebas químicas y físicas de tensión, colapso y estallido.

### **Aditamentos para la sarta de producción**

Debido a los requerimientos y opciones de la terminación, el diseño de la sarta de producción puede ser sencillo o complejo. Teniendo en cuenta la profundidad, presiones, estratos a producir y características de la producción, hay disponibles una variedad de aditamentos complementarios para la instalación y fijación de la sarta en el pozo y otros que, formando parte integral de la sarta, sirven para ciertas funciones y acciones mecánicas que de vez en cuando deban hacerse en el pozo por medio de la sarta o a través de ella. En el primer caso, se tiene la válvula de “charnela”, que se enrosca en el extremo inferior de la sarta. La zapata guía, en caso de circulación o cementación, que también puede enroscarse en el extremo inferior. Centralizadores, que pueden ser ubicados a profundidades escogidas para centrar la sarta en el hoyo. Obturadores o empacadores para fijar la sarta en diferentes sitios o para aislar zonas diferentes de producción, como en el caso de terminación con varias zonas. Niples o válvulas deslizables, que por medio de su manipulación con herramientas colgadas de una línea o cable pueden abrirse o cerrarse desde la superficie para cerrar o iniciar el flujo, inyectar fluidos, etc. Válvulas de seguridad para controlar el flujo del pozo encaso de averías en el cabezal. Estranguladores de fondo. Mandriles para el asiento de válvulas para levantamiento artificial por gas. Además, hay disponibles algunos otros dispositivos para medición permanente de temperatura, presión de fondo, medidores de corrosión, o tuberías de muy pequeño diámetro para circulación de diluyente o aditivos anticorrosivos.

### **Tubería flexible**

En la década de los años sesenta se hicieron intentos por establecer en la industria petrolera el uso de la tubería continua de producción o tubería enrollada, especialmente en tareas de servicio y mantenimiento de pozos que necesiten una tubería de diámetro pequeño. Los esfuerzos de entonces no echaron raíces. La utilización de tubería continua (o sea la tubería que a semejanza de un cable se enrolla en un carrete) nació de las necesidades de suministros rápidos y de flujos constantes de combustibles para los ejércitos aliados durante la invasión de Normandía, Francia, en junio de 1944, Segunda Guerra Mundial. El servicio logrado con

estos poliductos, de 76,2 milímetros de diámetro interno (3 pulgadas), fue extraordinario. Desde la costa inglesa, 23 tuberías cruzaron el Canal de la Mancha para llegar a cada playa de desembarque dominada por las tropas invasoras de la costa francesa. Individualmente, 17 tuberías alcanzaron 48kilómetros de longitud y otras seis se extendieron 112 kilómetros tierra adentro. Desde 1976 en adelante se avanzó en la técnica de fabricación de tubería enrollada y ya para 1980 se habían logrado establecer las categorías técnicas deseadas. A partir de noviembre de 1991 hasta junio de 1993, Alexander Sas-Jaworsky II et al. escribió para la revista World Oil una serie de 16 artículos sobre “Tubería enrollada... operaciones y servicios”, que cubren detalladamente los logros y los siguientes aspectos:

1. Seguridad en el trabajo con tubería enrollada.
2. Diámetro del tubo, resistencia y comportamiento (pandeo y dobladuras residuales)
3. Capacidad de la tubería enrollada en operaciones y servicios
4. Lavado de arena y limpieza de pozos, descarga de sólidos a chorro
5. Empleo de la tubería enrollada en el hoyo en trabajos con guaya fina y registros de pozos
6. Estimulaciones de pozos, inyección de ácido y lavado a través de las perforaciones a bala
7. Consolidación de arena deleznable
8. Cementación
9. Ensanchamiento del hoyo
10. Rescate de piezas y fresado a través de la tubería de producción
11. Perforación con tubería enrollada
12. Tubería enrollada utilizada como tubería de achique y tubería de producción
13. Uso futuro de la tubería enrollada.
14. Por las aplicaciones actuales de la tubería enrollada se pueden apreciar los adelantos que han enriquecido y ampliado la tecnología de reacondicionamiento de pozos, tarea a la que han contribuido empresas petroleras, empresas de servicio y fabricantes de material tubular, de herramientas y de equipos requeridos para las diferentes etapas de las operaciones de campo. Las propiedades y características de la tubería enrollada responden a determinadas especificaciones técnicas incluidas en la serie de publicaciones, que se ha indicado.

Los procedimientos de fabricación de tubería enrollada son básicamente los mismos que se emplean cuando para este tipo de tubería se utiliza el acero convencional al carbono pero después la tubería se somete a calibración del diámetro y al proceso de templado rápido. Las

propiedades mecánicas de la tubería se ajustan a las especificaciones divulgadas por el API en su Boletín 5C3, "Fórmulas y Cálculos para Tuberías de Revestimiento, de Producción, de Perforación y de Ductos". Por las características de fabricación y por sus propiedades mecánicas, la tubería enrollada de hoy puede utilizarse como tubería de permanente producción del pozo, bajo ciertas condiciones de la modalidad de flujo del yacimiento y otros aspectos de funcionamiento de la sarta en el agujero. Hay tuberías hasta de 3,5 pulgadas de diámetro normal (88,9 mm). Como la sarta no tiene conexiones, es toda hermética y no hay fugas. Sin embargo, el procedimiento mecánico de meter y sacar tubería continua del hoyo conlleva que se hagan seis pasos que implican doblar y desdoblar la tubería en la distancia entre el carrete y el cabezal del pozo, tres a la metida y tres a la sacada. El arco de dobladura depende del diámetro del eje del carrete y del radio de la guía sobre el cabezal. Ejemplos de otras muy variadas aplicaciones de tubería enrollada en trabajos de campo se han efectuado en diferentes regiones petroleras del mundo, con marcado énfasis en los Estados Unidos (Alaska, Texas y la costa estadounidense del Golfo de México), Canadá, Noruega y otras áreas del Mar del Norte. De los avances tecnológicos logrados hasta hoy en la manufactura y aplicaciones de la tubería enrollada en actividades de perforación y producción, se aprecia que se obtendrán en el futuro mayores contribuciones en la medida en que se generalice el uso de este tipo de tubería.

### **Diseño de asentamiento de tuberías de revestimiento**

Para hablar del diseño de perforación debemos recordar que cierta información no se pudo obtener por el hecho de que simplemente no existe dicha información, pero, eso no nos impedía simular condiciones o mejor dicho, suponer circunstancias que nos ayudarán a realizar los diseños.

Esas suposiciones tampoco fueron hechas al azar, sino que se utilizó lo único que se podía para tratar de emular circunstancias reales. Para poder decidir cuáles serían las circunstancias que se necesitan, nos debimos apoyar en las exploraciones hechas al cráter de Chicxulub, (Pozo Yaxcopoil-1). Por motivos de la cercanía que tendría la perforación planeada y el pozo Yaxcopoil-1, se usaron datos tales como los perfiles de temperatura (Figura 3.6), los cuales nos ayudarán a determinar en qué punto tendremos problemas con la corrosión en la tubería.



*Figura 3.13, Pozo Yaxcopoil-1*

### Yaxcopoil-1 Exploratory Well Temperature Log (2-2004)

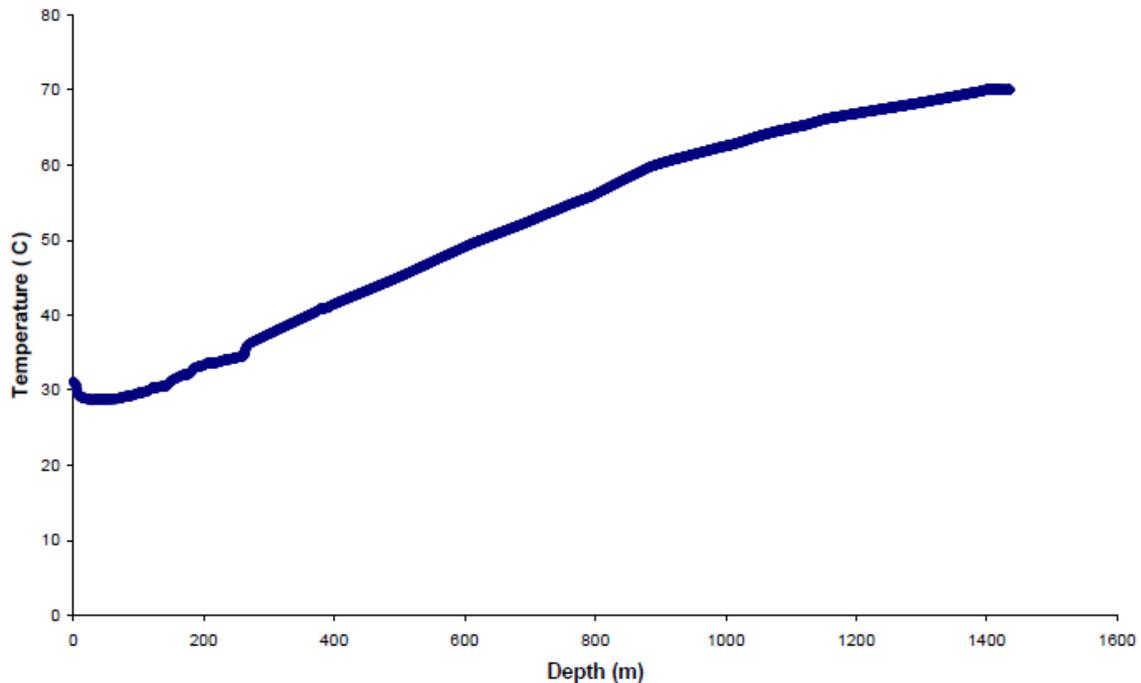


Figura 3.14, Perfil de Temperatura vs Profundidad Yaxcopoil-1

Además de la temperatura y sus efectos, debemos tener en cuenta si existen presiones anormales, sin embargo, al estar tratando con una formación que no ha sido explorada del todo, se tienen sus incertidumbres.

Para darle solución a este problema tuvimos que correlacionar las formaciones, con aquellas que se encuentran en la Sonda de Campeche, debido a la cercanía que tienen entre ellas, que no parece ser la suficiente como para correlacionar las formaciones y asegurar que son estratos similares, sin embargo esto puede realizarse sin perder el objetivo por el hecho de que la poca actividad tectónica de la zona y la similitud de litologías que se encuentra a lo largo del Golfo de México, pueden brindar un respaldo coherente en nuestro trabajo. Sin embargo también existe el hecho de que si se haya tenido el sistema petrolero, pero el meteorito que impacto esa zona pudo haber, 1- Ocasionado la migración del gas y el crudo que pudiera encontrarse, 2- Comprimido la zona entrapando y compactando las rocas generadoras, elevando la temperatura y pudiendo haber quemado los hidrocarburos, 3- Forzado a los hidrocarburos a migrar a una zona similar pero sin las condiciones de presión que provocó el impacto del Meteorito. Con solo estas tres hipótesis, nosotros podemos tomar la tercera y ampliarla al hecho de pensar que al igual de que zona marina del centro y norte del Golfo tienen alto potencial petrolífero, también la zona norte (marina) de la Península de Yucatán pudiera compartir ese potencial.

Para la ubicación de nuestra perforación, se pudiera pensar en 22° 30' N y 88° 20' O.

Con anterioridad, la zona marina de Yucatán ya tenía proyectos petroleros en puerta, uno de ellos es el proyecto "Progreso", el cual no se ha podido realizar por diversos factores, entre los

cuales están la falta de permisos ambientales, discrepancias en las asignaciones petroleras y problemas jurídicos en cuanto a esas mismas asignaciones se refiere.

Algunos estudios hecho con anterioridad, (198?) muestran que las brechas del Paleoceno comienzan a comprimirse a lo largo de la sonda y en dirección hacia la Península de Yucatán, esto se podría haber derivado del impacto ocurrido en Chicxulub, eliminando la posibilidad de que dichas brechas pudieran fungir de roca almacén.

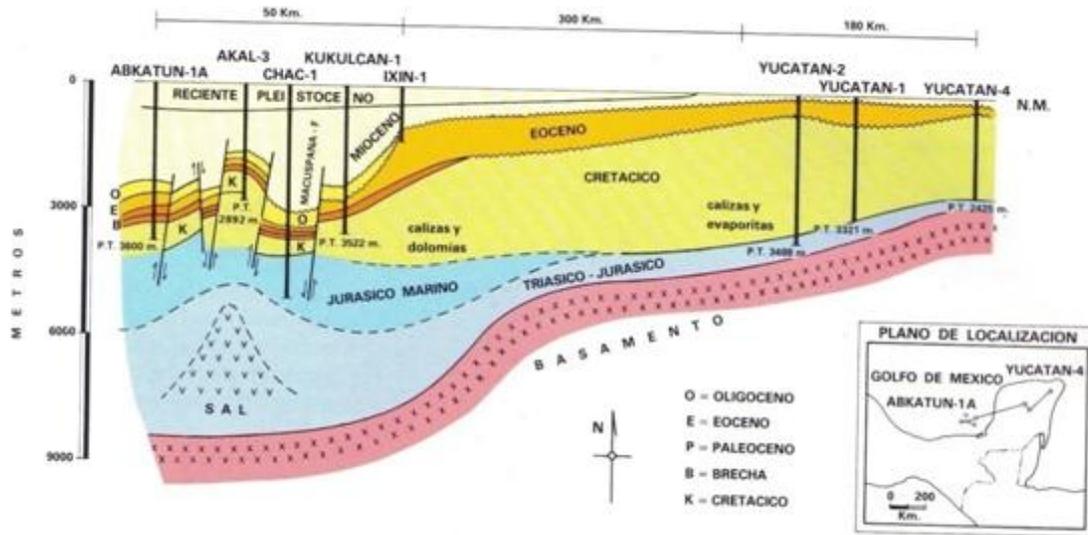


Figura 3.15, Sección transversal de la Plataforma de Yucatán.

Para poder basarse y correlacionar con las formaciones de la Sonda, lo ideal sería conocer las condiciones que tienen estas formaciones y que particularidades tienen para formar el Sistema Petrolero en esa área. Como un apoyo adicional, es importante que conozcamos los atributos de la Sonda para tratar de comprobar su similitud con la geología de la Península (Figura 3.13).

#### Sonda de Campeche.

La Sonda de Campeche se localiza en el Golfo de México, hacia la porción occidental de la Península de Yucatán y frente a los estados de Campeche y Tabasco, aproximadamente a 80 Km de la costa.

Queda situada en la Plataforma Continental, en una franja que comprende las **isobatas** 20 a 200 m de profundidad, tiene una superficie aproximada de 15,000 Km<sup>2</sup>. Geológicamente, se ubica al occidente de la Plataforma Cretácica de Yucatán y tiene rasgos estructurales parecidos a área de Chiapas-Tabasco.

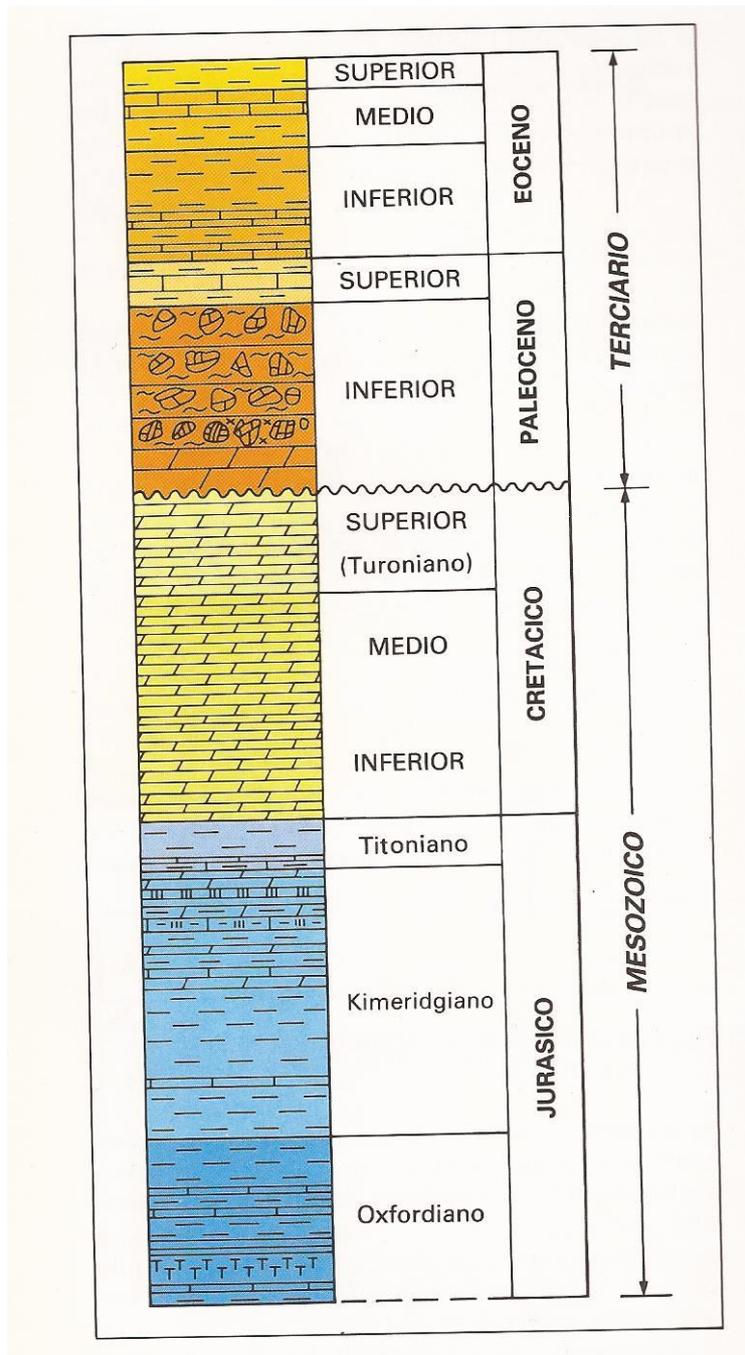


Figura 3.16, Columna geológica típica del Complejo Cantarell.

#### Antecedentes Exploratorios.

Con la información geológica obtenida a través de los pozos perforados, tanto en el área "Mesozoica Chiapas-Tabasco" como en la Península de Yucatán y la información geofísica existente, se reinterpretaron los conceptos paleo-geográficos fundamentalmente para el Jurásico y Cretácico, llegando a la conclusión de que las condiciones estratigráfico-sedimentarias y estructurales del área Chiapas-Tabasco, deberían continuar hacia el área marina del Golfo.

Con estos antecedentes, en conjunto a las manifestaciones de hidrocarburos que se detectaron en esta porción marina, se programaron en el año de 1972 trabajos sismológicos de cuyos resultados se comenzaron a definir las condiciones estructurales de las rocas Jurásicas-Cretácicas y Terciarias, incrementando las posibilidades de confirmar las tesis postuladas. Por consiguiente, se propuso la perforación del pozo Chac-1 (1974) y se terminó como productor de aceite en julio de 1976, en el intervalo 3545-3567 m, constituido por una brecha calcárea correspondiente al Paleoceno. El pozo cortó una columna de rocas terciarias y cretácicas y penetró en rocas jurásicas del Oxfordiano, con una profundidad total de 4934 m.

### **Marco Tectónico**

La sedimentación y deformación del área marina de Campeche están influenciadas por las unidades tectónicas: Plataforma de Yucatán, Cuenca de Macuspana, Sub-cuenca de Comalcalco y el "Pilar Tectónico" Reforma- Akal, ubicado entre las dos cuencas citadas.

La Plataforma de Yucatán contiene rocas calcáreas Mesozoicas y Terciarias, prácticamente sin deformar, por tanto, constituye un elemento estable.

La Cuenca de Macuspana es considerada como una fosa tectónica con una activa subsidencia Miocénica, seguida de movimientos de deformación. La cuenca Terciaria de Comalcalco presenta una tectónica menos complicada que la de Macuspana.

En el Pilar Tectónico Reforma-Akal se tienen estructuras con fallas normales, inversas, plegamientos concéntricos pronunciados y discordancias. La tendencia estructural es de NO-SE y es similar al alineamiento que presentan los ejes de la Sierra de Chiapas. Las estructuras resultantes son en algunos casos de gran extensión como la de Akal-Nohoch que tiene 30 Km de largo por 12 Km de ancho.

El origen de esta deformación estructural está íntimamente relacionado con los eventos tectónicos del Cretácico-Terciario Temprano y otro evento Orogénico Miocénico-Pliocénico.

Las acciones de fuerzas de compresión o de tensión que determinan el carácter de las estructuras mencionadas, deben estar relacionadas, en gran parte, por los movimientos relativos de los elementos tectónicos Plataforma de Yucatán y Macizo Granítico de Chiapas. Así mismo, la acción de esfuerzos que definen finalmente las estructuras complejas que se tienen en el área.

### **Estratigrafía**

La columna sedimentaria marina atravesada de los pozos de la Sonda de Campeche va del Jurásico Tardío al Terciario Tardío; tiene un espesor de más de 6000 m en la porción occidental del área.

Los ambientes de depósito varían de plataforma a cuenca. En la secuencia, se presentan varias discordancias mayores, destacan las del Cretácico-Terciario, Oligoceno-Mioceno y la que debe existir entre el Triásico-Jurásico Tardío.

A continuación se comenta su estratigrafía, de acuerdo a la información que se tiene en la Sonda y en sus proximidades.

A las rocas metamórficas encontradas en los pozos Yucatan-1 y 4, se les considera de edad Paleozoica y constituyen el Basamento de la columna Mesozoica; este elemento fue decisivo en la sedimentación y tectónica de la región.

El evento orogénico Permo-Triásico da origen a una paleo-topografía particular de “Horsts y Grabens”, sobre la cual, en ambientes áridos, se inicia una sedimentación continental en el Paleoelemento de Yucatán, caracterizada por una secuencia de areniscas y limolitas de coloración rojiza. Al occidente de este elemento se interpreta una cuenca evaporítica, en donde es factible el inicio de los depósitos salinos.

Las condiciones continentales y sus depósitos continuaron en el elemento de Yucatán durante el Jurásico y el conjunto de estos sedimentos Triásicos-Jurásicos constituyen la formación “Todos Santos” que subyace a las rocas del Basamento Paleozoico. Por otra parte, hacia el occidente de esta unidad, se identificó una transgresión marina oxfordiana inferida por los datos del pozo Chac-1, en el cual se tuvo una penetración en rocas de dicha edad, que consisten de lutitas con intercalaciones de calizas y hacia su parte inferior de areniscas de ambientes marinos costeros, con impregnación de hidrocarburos.

Durante el Kimeridgiano continuó la transgresión sobre el área continental de Yucatán y es factible localizar una nueva línea de costa hacia el occidente de este elemento. En cambio, en la porción que ocupa la Sonda de Campeche, se depositó una sección de carbonatos con alternancias de terrígenos finos, de ambientes someros que propician condiciones favorables para generar el magnesio de las micro-dolomías y macro-dolomías que se tienen en esta secuencia sedimentaria. Las condiciones de sedimentación más profunda Kimeridgiano, deben localizarse hacia el occidente de la plataforma mencionada.

En el Titoniano, cambian las condiciones de sedimentación en la Sonda de Campeche, como resultado de la transgresión. Los ambientes marinos someros del Kimeridgiano cambian a ambientes más profundos y de circulación restringida, depositándose arcillas y carbonatos con alto contenido de materia orgánica.

Uno de los problemas comunes en esta área, para la identificación de los pisos del Cretácico, es la frecuente dolomitización que se tiene en los carbonatos; sin embargo, con la información de pozos estratégicos del área marina y de la Plataforma de Yucatán, se puede postular el siguiente modelo de sedimentación. Una plataforma calcárea en el área de Yucatán, con una sedimentación de ambientes predominantemente de laguna hacia su interior y de borde de plataforma en la periferia; esta sedimentación principia en el Cretácico Temprano y continúa durante todo el Cretácico. Dicho elemento geológico debe ser la fuente de los clastos calcáreos y soluciones de magnesio, que dan origen a las brechas y dolomías que se localizan hacia los taludes de esta plataforma, inter-digitados con ambientes más profundos. Debido a la acción mecánica que interviene en el transporte de los clastos, así como el de la migración de las soluciones de magnesio, esta facies constituye una franja paralela a la Plataforma de Yucatán, cambiando hacia el occidente a facies de cuencas más profunda y con escasas posibilidades de encontrar rocas porosas.

Los efectos orogénicos laramídicos originan cambios notables en la sedimentación y se inicia un gran depósito de terrígenos desde el Paleoceno hasta el Reciente disminuyendo

gradualmente la extensión de la Plataforma Calcárea de Yucatán. En el área marina de Campeche, las condiciones sedimentológicas del Cretácico continúan hasta la base del Paleoceno, en donde se identifican “brechas” con fragmentos de rocas cretácicas y del mismo Paleoceno.

La secuencia terciaria presenta frecuentes interrupciones en su columna, siendo las más notables las que existen entre las rocas del Oligoceno y Mioceno. En general las causas principales que repercuten en la secuencia estratigráfica terciaria son:

- efectos laramídicos durante el Terciario Temprano; esta acción propicia el levantamiento de la Sierra de Chiapas; en consecuencia, se inicia un sistema fluvial que repercute en la sedimentación marina durante todo el Terciario;
- eventos tectónicos miocénicos que activan la formación de las Cuencas Terciarias como la de Macuspana, con grandes depósitos de rocas del Mioceno y Pleistoceno;
- por último, la acción intrusiva de la sal como una respuesta a la tectónica miocénica.

### **Estructura**

La acumulación de hidrocarburos en la Sonda de Campeche, está controlada principalmente por el factor estructural. Los plegamientos de área fueron el resultado de los eventos laramídicos y todo indica que fue sometida nuevamente a esfuerzos durante el Terciario, más precisamente durante el Mioceno.

La sal que se ha encontrado en algunos pozos (Cantarell-85), también parece tener influencia en la modelación del área, tal como la ha tenido en tierra hacia el sur, en la zona de Jalpa, Tab.

Los alineamientos estructurales son de gran extensión y con una orientación aproximada NO-SE similar a la tendencia de los ejes de la Sierra de Chiapas.

El alineamiento de Akal-Nohoch-Chac (Complejo Cantarell) mide 30 Km de largo y tiene 12 Km de ancho, es asimétrico y muestra un echado fuerte hacia el este. El de Abkatun-Taratunich tiene 25 Km de largo por 12 de ancho, el de Kutz-Tabay tiene un desarrollo de 40 Km de longitud por 8 de ancho. Numerosas fallas normales e inversas, producto de los esfuerzos orogénicos antes mencionados, se observan en el área.

### **Geología petrolera**

#### **Rocas Almacenadoras**

Las rocas almacenadoras de los campos marinos de la Sonda de Campeche son las calizas dolomitizadas y dolomías del Kimeridgiano, las calizas y brechas dolomitizadas y dolomías del Cretácico, así como las brechas calcáreas dolomitizadas de la base del Paleoceno.

Potencialmente, los clásticos terrígenos del Kimeridgiano, cortados en el pozo Chac-1, pueden ser rocas almacenadoras. Según la información de registros geofísicos y núcleos, las brechas del Paleoceno constituyen los mejores yacimientos.

## Rocas Generadoras

De acuerdo con estudios geoquímicos realizados en afloramientos, en muestras de núcleos y muestras de aceites, se determinó que las rocas Jurásicas, principalmente las del Titoniano, constituyen las rocas generadoras de hidrocarburos.

Por otra parte, no deben descartarse los mismos sedimentos Terciarios de las cuencas de Macuspana y Comalcalco, que dado su carácter arcilloso y sus potentes espesores, pueden encontrarse en condiciones apropiadas para generar hidrocarburos.

## Rocas Sello

El sello común de los yacimientos de la Sonda de Campeche lo constituyen las rocas del Terciario. En determinados casos como el de la estructura de Chuc, la sal puede funcionar como una barrera que separa los yacimientos.

Existen además “cuellos” arcillosos notables como el de la base del Cretácico Tardío y cima del Cretácico Medio, que podrían funcionar como sello y separar yacimientos en estos mismos campos, condición que deberá comprobarse a futuro por la importancia que representa en la explotación de los mismos.

## Trampas

Hasta el momento, las mejores acumulaciones petrolíferas de la Sonda de Campeche se encuentran en anticlinales fallados, situados en una franja donde el fracturamiento y la diagénesis actuaron favorablemente.

Las brechas del Paleoceno y las dolomías y calizas fracturas cretácicas y jurásicas, llegan a tener un espesor total saturado de hidrocarburos de más de 100 m y en Cantarell se encuentran a profundidades que van desde 1200 m hasta 3000 m.

De acuerdo a exploraciones hechas por PEMEX el sistema petrolero que comprende el área de la Península es Cretácico inferior Cretácico medio-superior y es del tipo de sistema petrolero especulativo, es decir, no presenta una correlación positiva petróleo-roca generadora, ni evidencias geoquímicas y sólo se postula por evidencias geológicas y geofísicas. Se cree que las evaporitas y carbonatos del Cretácico Inferior puedan ser roca generadora, y probablemente las del Cretácico Medio también. Cabe destacar que en estos sitios se han encontrado materia orgánica algacea y lignocelulósica, también se han identificado bitúmenes sólidos, puede que sea precursor de aceite pesado a ligero, sus rocas almacenadoras son calizas y dolomías de plataforma, de edad Cretácico Inferior, Medio y Superior. El sello potencial en las trampas cretácicas, corresponde a secuencias evaporíticas intercaladas entre calizas y dolomías, en sus trampas estructurales se tienen pliegues sutiles debido a la casi-nula deformación. La generación inicia en el Eoceno y continúa hasta la actualidad.

Aún teniendo algunas diferencias notables en cuanto a su geología, la correlación entre zonas es posible gracias a la falta de estudios en la Península. Estos estudios son necesarios para establecer, con bases, sí en realidad la zona marina de la Península puede mostrar potencial petrolífero.

Para hablar de las otras condiciones que se necesitaron para realizar nuestro diseño (teórico), se pensó que las condiciones marinas de Yucatán, pudiesen ser similares a las de la Sonda de Campeche y por tanto, nos basaremos en los asentamientos de TR del Pozo KUIL-41. Ubicado en Ciudad Del Carmen, Campeche con coordenadas 92º W y 19º N, lo cual lo posiciona a una distancia considerable de nuestro objetivo (aproximadamente 500 km), sin embargo, como se mencionó con anterioridad, la poca actividad volcánica y tectónica pueden apoyar y brindar un sustento (teórico). La ventaja de este pozo es que también es del tipo marino y los tirantes de agua a los que fue perforado llegan a los 4000 metros, que es una distancia muy interesante para nuestra zona ya que la información que se tiene de la litología de la zona marina de Yucatán a esa profundidad es muy escasa y abre paso a poder tener suposiciones y correlacionar como lo intentamos.

Ahora hablaremos un poco del campo y pozos en los cuales está basado parte del diseño.

El modelo estructural que se tiene en el campo Kuil (pozo Kuil-1) es un anticlinal, con un eje de orientación NE-SW, tiene aproximadamente 4.6 km de longitud y 3 de ancho, se limita en sus flancos NW-SE por fallas normales, y al SW por un cierre estructural. La estructura está en un bloque elevado con relación a otros campos (Homol y Che) al nivel de BTPKS (Brecha Paleoceno- Cretácico Superior) y Jurásico Superior Kimmeridgiano.

El límite superior de BTPKS es establecido por el contacto geológico concordante de la formación arcillosa supra yacente del Paleoceno Inferior, los límites laterales son las fallas normales y cierre estructural anteriormente mencionado y la parte inferior tiene un límite físico que se ubica a 4657 m.v.b.n.m. (metros viscerales bajo nivel del mar).

Para hablar del pozo de apoyo (Kuil-41), éste se ubica en la estructura anticlinal donde se perforaron los pozos Kuil-1, Kuil-21 y Kuil-5, en cuanto a la perforación, se programó la sección desviada para alcanzar un ángulo de desviación de 15.08º, sin embargo se dirigió ligeramente hacia el flanco SE del pozo Kuil-1 en un azimut de 112.39º.

La zona de interés fue perforada con una trayectoria verticalizada (tipo S), se ubicó el punto de entrada en la cima de rocas carbonatadas de la BTPKS, echando abajo a la profundidad de 4497 m.v.b.n.m. (a 395 metros del pozo Kuil-1), y finalmente llegando a un profundidad final de 4819 m.v.b.n.m.

La localización Kuil-41 (cima estimada BTP-KS -4497 m.v.b.n.m.), está estructuralmente más bajo que el Pozo Kuil-21 (cima real BTP-KS -4490 m.v.b.n.m.) y más bajo que el área donde se perforó el pozo Kuil-1 (cima real BTP-KS -4432 m.v.b.n.m).

La secuencia lito-estratigráfica que se programó a cortar en Kuil-41 se determinó a partir de las perforaciones en Kuil-1, Kuil-21 y Kuil-5, abarca diferentes secuencias estratigráficas constituidas por rocas sedimentarias arcillosas, siliciclásticas, carbonatadas y dolomitizadas que varían desde el Reciente Pleistoceno hasta el Cretácico Medio.

Fueron definidas tres unidades estratigráficas (BP0, BP1 y BP2) en la Brecha del Paleoceno, que corresponde a los períodos geológicos Terciario Paleoceno y Cretácico (Cretácico Superior).

Las litologías predominantes son calizas, calizas dolomíticas y dolomías. La secuencia que se interpretó para la Brecha Paleoceno-Cretácico Superior, corresponde a un ambiente

conformado por un sistema de abanicos submarinos y/o depósitos turbidíticos asociados a facies heterogéneas carbonáticas y dolomíticas.

A continuación se muestra el plan dividido por etapas, cada una con el diámetro de uso, la profundidad, el diámetro de tubería y el objetivo de cada una de las operaciones, éste plan no muestra tiempos a contemplar ya que es un plan general.

Etapa	Diámetro de Barrena (in)	Profundidad comienzo (m)	Profundidad obj. (md)	Diámetro TR (in)	Objetivo
1	36"	0	250	30"	Conductor
2	26"	0	849	20"	Aislar zona superficial
3	17 1/2"	0	1231	13 3/8"	Intermedia asentada en el inicio de la zona de alta presión
4	12 1/4"	1115	1946	11 3/4 "	Intermedia asentada en el inicio de la zona de alta presión
5	10 1/2"	1848.75	4350	9 7/8"	Aislar y atravesar la zona de alta presión
6	8 1/2"	4255	5180	7 5/8"	Aislar la zona del yacimiento
7	6 1/2"	4960	5506	5"	Ubicar la zona de interés

No podemos nombrar ninguna barrena a utilizar en específico ya que al no conocer las formaciones no podemos predecir con qué tipo de barrena actuar, sin embargo, los diámetros de las tuberías de revestimiento nos dan una idea de los diámetros de barrena a utilizar.

En lo que concierne al diseño de los fluidos de perforación, se propone a utilizar un fluido de agua de mar y baches de lodo Bentonítico, en los primeros 2 intervalos de 0 a 250 metros, después utilizar un fluido similar Bentonítico Polimérico hasta los 1200 metros, de ahí en adelante se utilizaría un fluido de emulsión inversa, esto basándose en los diseños de los pozos correlacionados.

En conjunto con este diseño, se debe recordar que en los pozos correlacionados se utilizaron obturantes biodegradables y solubles al ácido, y se debe estar atento a la posibilidad que cambien las condiciones del pozo.

Para las densidades de los fluidos se espera que estas vayan de 1.05 (gr/cc) hasta los 0.95 (gr/cc), en el pozo Kuil-1 se tuvieron intervalos de altas presión y hubo que modificar la densidad en los intervalos medios, suponemos que esas condiciones de alta presión son características locales.

Después se incluyen las conexiones superficiales, los accesorios (válvulas, preventores, empacadores), para continuar con el estado mecánico del pozo, el cual, será fundamental ya

que nuestro diseño se asemeja bastante al hecho en Kuil-41 y por tanto se asemeja a Kuil-1,-21 y 5 por tanto se deben tomar precauciones similares, y en caso de necesitarse, tomar otras particulares a cualquier contingencia que se encuentre.

Cuando comparamos lo encontrado en los pozos Yax-1 y Ticul-1 de 1000 a 1400 metros la estratigrafía se conforma de Brechas de Anhidrita y Dolomita. Después de 1500 a 2000 metros hay dolomita carbonatada y dolomía, de igual manera en los pozos Yuc-2, Yuc-1 y Yuc-4.

De 2000 a 3500 metros solo se cuenta con información de los pozos Tic-1, Yuc-2, Yuc-1 y Yuc-4, en los que se describen dolomías y carbonatos intercalados para concluir con un sótano de material cristalino.

Para los pozos del campo Kuil la geología llega a ser uniforme de 1200 a 3580 metros conteniendo lutita gris de suave a semidura y calcárea, intercalaciones de arenisca gris de grano muy fino de cuarzo, salvo que en el Mioceno Inferior (334 metros de espesor) las intercalaciones son de mudstone y no hay rastros de cuarzo. No se tiene información de los siguientes 400 metros, de 3913 a 4579 (Oligoceno inferior Eoceno superior, medio, inferior, Paleoceno superior e inferior) son formaciones con lutitas gris verdosa de suave a semidura bentonítica, calcárea con laminaciones de mudstone de tonalidades claras, excepto en el Paleoceno superior e inferior, uno con intercalaciones de mudstone-wackestone de tonos claros y el otro con intercalaciones de marga café rojiza calcárea y laminaciones bentoníticas.

Para así llegar al BTP-KS (157 metros de espesor), que es una brecha constituida por fragmentos de mudstone-wackestone de litoclastos gris claro y crema a café duro y compacto, con porosidad secundaria intercrystalina, pirita con intercalaciones de lutitas gris verdoso y margas. Además tiene la particularidad de tener impregnaciones de aceite tal y como la formación Cretácico superior (KS), que también es una brecha de mudstone-wackestone gris claro, con intercalaciones de lutita gris verdoso, margas café rojizo y bentonita gris verdosa.

El Cretácico medio se conforma de dolomías gris oscuro a negro con partes mudstone dolomitizado, con intercalaciones dolomía café claro, sin impregnaciones de aceite.

Por último el Cretácico inferior contiene dolomías gris claro a oscuro y café oscuro a negra por impregnación de aceite, con intercalaciones de mudstone café claro a crema dolomítico semi-duro, ambos con fracturas rellenas por aceite residual.

Al considerar la poca actividad tectónica y volcánica de la zona, podemos pensar que los contenidos pudiesen ser similares a lo largo de esa zona y que esas similitudes lleguen a la zona marina de Yucatán donde está situado nuestro objetivo.

Proponemos que la información de los pozos Kuil-1,-5 y -21, así como apoyar el diseño del pozo Kuil-41 por medio de correlaciones, pueda brindarnos el apoyo que necesitamos para nuestro diseño, ya que las perforaciones hechas hasta ahora en Yucatán no son tan profundas y la información es escasa.

Por tanto si consideramos que el diseño de aparejo del pozo Kuil-21 se pudiera aplicar a la zona marina de Yucatán...

Otra ventaja que ofrece correlacionar pozos, es que se puede contar con los registros y bitácoras de trabajos anteriores y en caso de haber ocurrido algún inconveniente durante dichos trabajos, se pueden prevenir para optimizar el diseño.

Para el pozo Kuil-1 se encontraron entre los eventos más frecuentes la entrada de gas, la cual fue localizada en diversas profundidades, sin embargo no represento mayor riesgo al equipo de perforación. Un par de veces se tuvo que mitigar el atrapamiento de tubería, aplicando baches de despegador mezclado con diesel.

En el pozo Kuil-21 se presentaron formaciones que ejercieron resistencia a la perforación, retrasando la velocidad de perforación, lo cual fue mitigado aumentando el torque, este fue el evento que más veces reapareció en este pozo, sin embargo al igual que en Kuil-1 también se presentaron derrumbes que fueron mitigados densificando, así como las pérdidas (totales y parciales) que se controlaron bombeando baches cuando fueron requeridos.

Con los acontecimientos más notorios en las bitácoras, podemos prevenirnos acerca de los eventos que pudiesen retrasar o detener por completo la perforación (es de recordar que existen un sinnúmero de eventos que pueden ocurrir, y los sucedidos en Kuil-1 y -21 fueron más de los contados en estos párrafos, pero vimos como una buena oportunidad el enfocarse a los más comunes entre los dos pozos) sin contar circunstancias humanas.

Ahora continuaremos con el diseño del aparejo que mejor se pudiera aplicar a nuestro caso, empezaremos por calcular los efectos de corrosión.

Para calcular el perfil de temperaturas, vamos a utilizar la temperatura de superficie que se obtuvo en el pozo Yaxcopoil-1, la cual es de 30<sup>o</sup>, con una profundidad de 5506 metros apoyándonos en el diseño de los pozos Kuil-1, -21, con esta información, además del valor de gradiente de temperatura estático que es de 0.0224 °C/m, podemos utilizar la ecuación:

$$T_{fondo} = T_{sup} + (L * 0.0224)$$

Al sustituir los datos en la formula:

$$T_{fondo} = 30 + (5506 * 0.0224)$$

Calculamos que la temperatura de fondo es de **153.3344 °C**.

De acuerdo con la API los mayores efectos de corrosión en la tubería se tendrán cuando la temperatura del pozo sea 65<sup>o</sup>, por lo que con ayuda de la ecuación para temperatura de fondo, despejamos y podemos utilizarla para conocer a que profundidad existen una temperatura de 65<sup>o</sup>

Despejamos "L" de la ecuación:

$$T_{fondo} = T_{sup} + (L * 0.0224)$$

Al final obtenemos:

$$L = (T_{fondo} - T_{sup}) \div 0.0224$$

Al sustituir:

$$L = (65 - 30) \div 0.0224$$

Y tenemos que el cálculo de la profundidad en la que afectara la corrosión con las especificaciones de API es de **1562.5 metros**.

Ahora nosotros aplicaremos un factor de seguridad de +10 °C, utilizando la misma ecuación, la cual nos daría:

$$L = (75 - 30) \div 0.0224$$

Para lo cual sabemos que si aplicamos un factor de seguridad de +10 °C la profundidad a la que la corrosión pudiese actuar es de **2008.92857 metros**.

Por lo cual se concluye que de 0 a 2008 metros de profundidad la tubería es resistente a la corrosión.

Ahora continuaremos por calcular la resistencia con respecto a la tensión, continuaremos diseñándolo con cargas máximas lo que se podría entender como la peor situación que pudiera presentarse durante el diseño.

Para realizar esto nos basaremos en la siguiente ecuación:

$$W_A = L * 3.28 * wt$$

Donde:

L: longitud hasta donde la tubería resiste la corrosión (mts).

Wt: Peso de la tubería que aparece en tablas (lb/ft).

Como las unidades de longitud y de peso de tubería son incongruentes, se necesita aquel factor de conversión para asegurar los cálculos, en este caso es de 3.28, para que los metros y los pies se unifiquen y las unidades que quedarán son las libras que era lo que buscábamos.

Al sustituir:

$$W_A = 2008.92857 * 3.28 * 19.5$$

Tenemos que la tensión que será ejercida sobre la tubería, cuando ésta este colgada es de **128491.0713 libras**.

Para conocer la tensión que actuará en la parte restante de la tubería utilizaremos la profundidad a la que se espera que la tubería quede localizada, (normalmente esto queda marcado entre 50 y 70 metros por encima de la profundidad total, para nuestro caso tomamos 70 metros, para tener una profundidad de tubería de 5436 metros.) y le restaremos el segmento que ya tenemos analizado para la tensión.

Esta resta es: 5436 m – 2008.92857 m, para un total de **3427.07143 metros**, ese valor será el que analizaremos utilizando la ecuación anterior.

$$W_B = 3427.07143 * 3.28 * 19.5$$

Para obtener un valor de tensión de **219195.4887 libras**.

Obteniendo este par de resultados, ambos se suman y a estos valores obtenidos se les añadirá el 40% tomándolo como nuestro factor de seguridad, entonces tenemos:

$$(W_A + W_B) * 140\%$$

\*recordemos que 140% es igual a poner 1.4 por motivos de porcentajes.

Así tenemos un valor de **486761.1839 libras**, incluyendo el factor de seguridad.

Estos cálculos fueron hechos para una tubería de producción similar a la usada en Kuil-1, dicha tubería es de grado G-105, con un diámetro de 5" y un peso de 19500 lbs/ft.

Continuaremos con los cálculos de tensión utilizando el grado y los diámetros ahora usando la ecuación:

$$T = \frac{\pi}{4} * (grad * 1000) * (d.e.^2 - d.i.^2)$$

Esto será calculado para una tubería G-105 y una S-35, después se sumarán y ese será el valor de Tensión que afectará nuestro diseño.

$$TG - 105 = \frac{\pi}{4} * (105 * 1000) * (5^2 - 4^2)$$

$$TS - 35 = \frac{\pi}{4} * (35 * 1000) * (5^2 - 4^2)$$

El valor correspondiente a la G-105 es de **742201.2644 libras**.

El valor de la tubería S-35 es de **247400.4215 libras**.

Utilizando los valores de las tuberías que emplearon en Kuil, se puede notar que tiene un rango de separación muy alto entre la suma de tensiones y las sumas de los pesos de tubería y el factor de seguridad.

Una ventaja con la que podemos contar, es el hecho de que al ser un proyecto teórico, los costos de operación, así como los precios de las tuberías no son un problema, permitiendo enfocarnos en la tubería que tendría el funcionamiento más óptimo y con las especificaciones exactas para soportar las fuerzas externas que afectan nuestros diseños.

Gracias a esa situación, se nos permite intentar más cálculos ahora utilizando tuberías con un peso de **9.5 lb/ft**, utilizando las ecuaciones para el peso tenemos:

$$W_A = 2008.92857 * 3.28 * 9.5$$

Y

$$W_B = 3427.07143 * 3.28 * 9.5$$

Para así obtener que le peso es;  $W_A = 62598.21424$  y  $W_B = 106787.5458$  y al sumar ambos pesos tenemos;  $169385.759$ , a esta cifra le debemos aumentar el 40% de factor de seguridad para llegar a la cantidad de **237140.0639 lb**, es una cantidad muy diferente a la calculada con tuberías de 19.5 lb/ft.

Para continuar con los cálculos utilizaremos una tubería TRC-90 y una P-110, ambas teniendo un peso de 17 lb/ft, usando la ecuación:

$$T = \frac{\pi}{4} * (grad * 1000) * (d.e.^2 - d.i.^2)$$

Sustituyendo para cada caso:

$$T_{TRC - 90} = \frac{\pi}{4} * (80 * 1000) * (5^2 - 4.283^2)$$

$$T_{P - 110} = \frac{\pi}{4} * (110 * 1000) * (5^2 - 4.283^2)$$

La tensión para la tubería TRC-90 es de **470478.6248 lb** y para la P-110 es de **575029.4303 lb**, Para finalizar el diseño, mostraremos un esquema del estado mecánico del pozo propuesto (solo nos limitamos a las tuberías de revestimiento y producción, con su respectiva profundidad de asentamiento). Para conocer si no tendrá problema debemos corregir la tensión de la tubería TRC-90 obteniendo los factores de seguridad (1.8, 1.6, 1.4), utilizando la formula:

$$T_c = \frac{T/1000}{F_s}$$

Sustituyendo para 1.8:

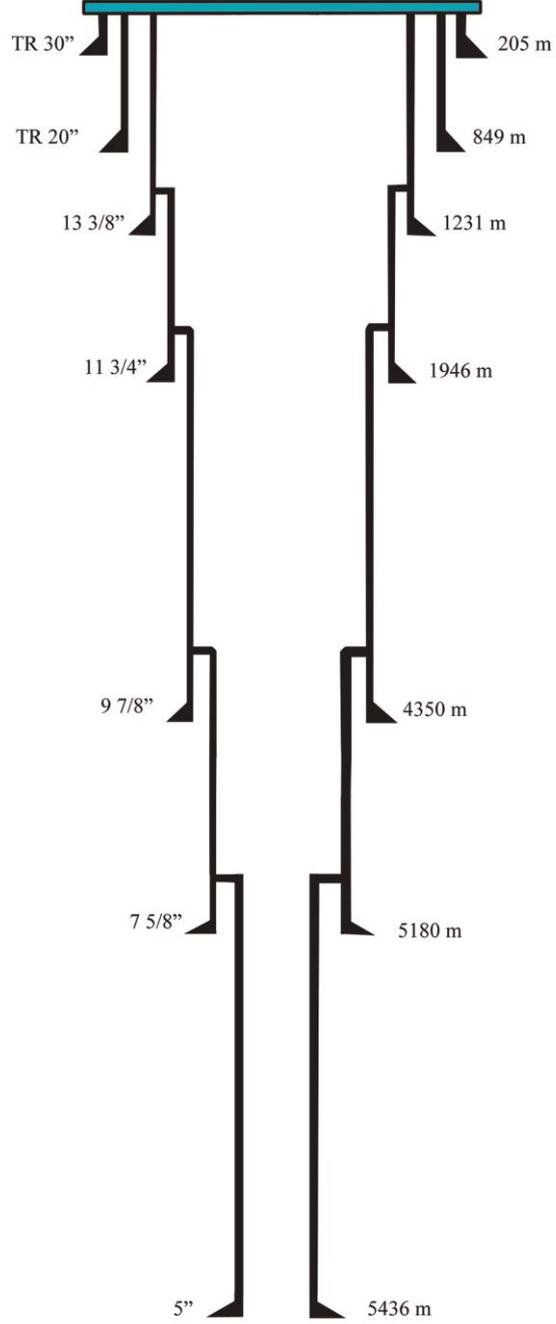
$$T_c = \frac{470478.6248/1000}{1.8}$$

Para obtener un valor de 261.377 que al operarlo y compararlo con el valor del peso colgado, con su factor de seguridad (140%), éste valor lo supera por **24236.94988 lbs.**, se infiere que la otra tubería también soportará las fuerzas, así que nuestro cálculo culmina.

Para el diseño de nuestro pozo seleccionamos una terminación con agujero revestido o ademado para poder tener operaciones futuras en el mismo.

Ahora el estado mecánico mostrando el asentamiento de cada tubería con su respectiva profundidad y diámetro de tubería es el siguiente:

ESTADO MECÁNICO



# Capítulo IV: Plataformas

## Generalidades

### Plataformas Petroleras

En la industria petrolera y en la sustracción del petróleo se utilizan diferentes tipos de plataformas petroleras, esto va a depender de la perforación. Son enormes estructuras de acero y hormigón enclavadas a kilómetros de tierra firme, en donde tierra y mar se unen; con un peso superior a un millón de toneladas métricas y con una altura de hasta 50 metros sobre el nivel del mar.

Una Plataforma Petrolera es una estructura de grandes dimensiones cuya función es extraer petróleo y gas natural de los yacimientos del lecho marino que luego serán exportados hacia la costa. También sirve como vivienda de los trabajadores que operan en ella y como torre de telecomunicaciones. Dependiendo de las circunstancias, la plataforma puede estar fija al fondo del océano, flotar o ser una isla artificial.

Debido a su actividad principal, las plataformas petroleras son propensas a sufrir accidentes que pueden ocasionar pérdidas de vidas humanas, derrames de petróleo y graves daños ecológicos. También pueden sufrir vandalismos o ser el blanco de terrorismo, por lo que varios países entrenan unidades especialmente para combatir estas acciones.

Existen principalmente cuatro tipos de plataformas petroleras:

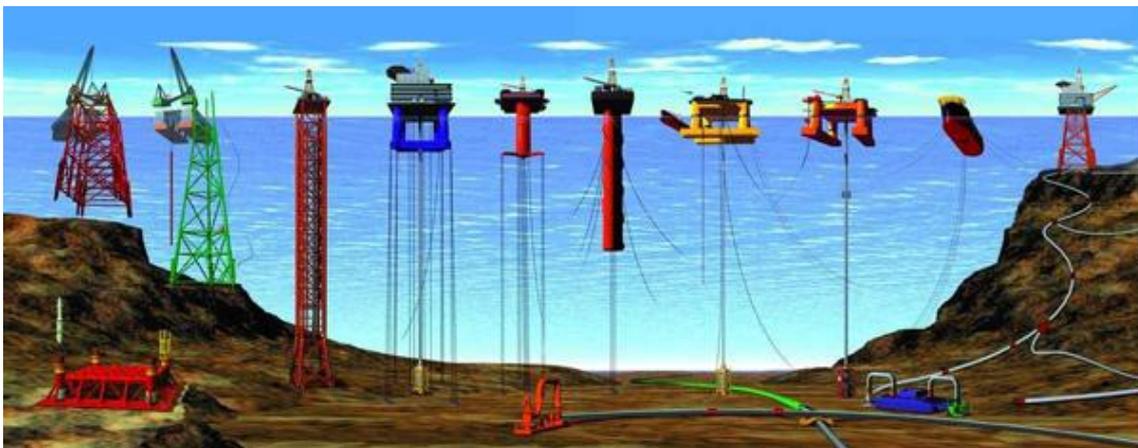
**Auto-elevables.** Pueden dividirse en plataformas con patas independientes o no independientes. Se utilizan para la exploración y el mantenimiento de pozos en aguas someras (menos de 100 m de profundidad). Ambos tipos se encargan de elevar la plataforma de forma tal que quede un colchón de aire entre el pelo de agua y el casco de la plataforma. La diferencia radica en que la plataforma de patas independientes asienta las patas en el lecho del mar, mientras que la otra asienta directamente la plataforma.

**Semi-sumergibles.** Son estructuras que flotan, permanecen fijadas en su emplazamiento mediante anclas, o incluso pueden ser desplazadas. Son empleadas en la perforación a profundidades mayores de 100m, utilizando conexiones submarinas.

**Fijas.** Pueden ser convencionales o modulares. Son empleadas para profundizar, reparar o terminar pozos sobre estructuras fijas. Las convencionales operan en pozos más profundos,

están dotadas de un mástil y cuentan con mayor caballaje para operar en pozos de mayor profundidad. Las modulares tienen torre de perforación, están compuestos por módulos, que son instalados por su propia grúa y son equipos para operar en pozos someros.

Son estructuras metálicas sustentadas en pilotes profundamente incrustados en el lecho marino, de manera que son instalaciones fijas que suelen tener muchos pisos, formando verdaderos y raros edificios. Su parte inferior es un muelle y la superior un helipuerto. Cabe mencionar que las plataformas son autosuficientes (Figura 4.1).



*Figura 4.1, Muestra de tipo de plataformas fijas.*

### **Funciones de plataformas marinas**

Las plataformas marinas (Figura 4.2) se clasifican según la función que cumplen, y de esta manera pueden ser de perforación, habitacionales, producción, compresión, re-bombeo, enlace o de telecomunicaciones.

También se clasifican de acuerdo a su sistema de sustentación. Utilizándose en México y en la mayoría de los países productores de gas y aceite las conocidas como tipo jacket, de acero fijado al suelo marino a través de pilotes y aquellas que utilizan sistemas de flotación sobre las aguas marinas.

Además se tienen otras estructuras que complementan el pseudo-mundo que se forma al montar las plataformas:

Plataformas habitacionales

Plataformas de producción

Plataformas de compresión

Plataformas de enlace o telecomunicaciones



*Figura 4.2, Plataforma marina*

**Plataformas de producción o perforación.**

**(Plataforma de perforación)**

Son aquellas que están dedicadas principalmente a la producción de aceite y gas, mediante la perforación del suelo y el envío de los fluidos a las plataformas donde se adecuan estos. Las plataformas de explotación (en las que llegan a vivir en cada una alrededor de 300 personas) son estructuras metálicas sustentadas en pilotes profundamente incrustados en el lecho marino, de manera que son instalaciones fijas que suelen tener muchos pisos. Cada plataforma cuenta con toda clase de servicios, desde los técnicos directamente vinculados con la producción y mantenimiento, hasta los de apoyo y domésticos, como son excelentes y lujosos comedores (Figura 4.3).

Aunado a lo anterior, estas instalaciones necesitan una serie de equipamientos de control y comunicaciones, de anclaje o posicionamiento, grúas, generadores, salvavidas, equipamiento para prevenir y apagar incendios, apoyo de helicópteros, almacenamiento y manejo de desechos humanos. Es quizá este tipo de plataformas las de mayor riesgo que existen en las de su tipo, ya que es aquí precisamente donde se realiza la perforación del lecho marino, y por ende el lugar donde se pueden ocasionar una mayor cantidad de accidentes, como lo son, fuga de gas tóxico, gas sulfhídrico, fuego, y explosión, derrames, descontrolados entre otras.

Es por ello que antes de iniciar con las operaciones en estas instalaciones, es necesario cumplir con normas que vigilen el cumplimiento de los siguientes aspectos:

- a. Sistemas de evacuación, rescate y escape.
- b. Sistemas de detección de gas, fuego y alarmas generales.
- c. Sistemas contra incendio.
- d. Plan de respuestas a emergencias.
- e. Verificaciones, inspecciones y pruebas de equipos y actividades de seguridad y salvamento.
- f. Señalización
- g. Sistemas de control para agentes contaminantes.

Es importante aclarar que todos los puntos mencionados, se desarrollan en forma enunciativa, mas no limitativa, y posiblemente existan situaciones o lugares, donde habrá consideraciones especiales.



*Figura 4.3, plataforma de explotación*

Este tipo de plataformas no son fijas sino móviles, con patas hidráulicas elevables que se apoyan en el fondo del mar, o con pontones que se llenan o vacían de agua por medio de bombeo, con un mecanismo similar al de los submarinos. A este tipo de plataforma se les conoce comúnmente con el nombre de Jack-up y a diferencia de las plataformas de

perforación antes mencionadas, estas son utilizadas en aguas cuya profundidad no exceda los 100 metros.

Normalmente están diseñadas en forma de barcaza, triangular o rectangular, no cuentan con propulsión propia, por lo que deben ser remolcadas hacia el lugar donde realizaran los trabajos de perforación. Tienen como finalidad confirmar la existencia del petróleo en el lecho marino, además, delinear la dimensión y característica del yacimiento para con ello, determinar si es factible o no la inversión.

En cuanto a las medidas de seguridad que se deben tomar en este tipo de plataforma, corresponden exactamente a las mismas que se consideran para una plataforma de producción, pues contienen el mismo equipo y realizan la misma función, aunque con finalidad diferente.



*Figura 4.4, Plataforma de apoyo (Flotel)*

Se les nombra de apoyo a las plataformas que son usadas para la obtención de agua potable a través de plantas de-saladoras de agua marina, (las aguas negras al igual son tratadas por este tipo de plataformas) (Figura 4.4).

Además, ofrecen apoyo técnico en alta mar para re-bombeo de aceite y gas u otras necesidades como las administrativas, como ejemplo están los hoteles flotantes, mejor conocidos como “flóteles” que albergan a cientos de trabajadores que laboran en las

plataformas de exploración y que diariamente son movidos por vía marítima o aérea. En estas instalaciones se cuenta incluso con sauna, cine, salas de tv, salas de juegos y gimnasio.

Dentro de este último grupo de estructuras se encuentran las plataformas cerebro, que son las torres de telecomunicaciones, dotadas con radios y equipos de radar computarizados, para el control del intenso tráfico marítimo.

Este tipo de plataformas y en particular los flóteles, son consideradas como áreas seguras, sin embargo es necesario tomar precauciones y cumplir con los procedimientos de las embarcaciones sobre seguridad, ya que de ninguna manera se puede decir que estando dentro de estas, estamos exentos a riesgos físicos o daños a la salud.

Por ello, igual que en las demás plataformas, es muy importante estudiar, entender y seguir adecuadamente las normas y los objetivos de seguridad de cada plataforma habitacional.

Por esto mismo existen recomendaciones para que se realice un correcto abordaje de la misma.

- Es importante permitir que la canasta aterrice en la cubierta totalmente antes de subir o bajar de ella.
- No llevar ningún objeto colgado de las personas o en las manos.
- Usar chalecos salvavidas.
- En caso de llevar puesto el casco de seguridad, usarlo con barbiquejo.
- Personas débiles por mareo no deberán ser transferidas por canastas.
- El personal solo deberá ser transferido en la canastilla subiéndose en la parte exterior de la misma y viendo hacia el interior de la misma.
- El interior de la canastilla solo podrá ser usado para transportar equipaje menor o herramienta.

A bordo de las instalaciones en plataformas, se puede encontrar una gran variedad de equipos, máquinas, aparatos, y herramientas, que son altamente riesgosas si no son utilizadas correctamente y dentro de los estándares de operación, por lo cual se recomienda establecer una secuencia de actividades operativas, (procedimiento) que se deberán realizar durante la puesta en marcha y la operación de los equipos.

La naturaleza de los procesos y las operaciones que se realizan en un sistema de producción marina implican riesgos de siniestros industriales. De entre ellos destacan por su magnitud los

de explosión, incendio y aquellos derivados de la presencia de atmósferas contaminadas con productos altamente tóxicos e inflamables. Por ello para ciertas instalaciones y condiciones, es justificable la instalación de sistemas eficaces y confiables de detección y alarmas que permita monitorear, evitar o minimizar situaciones de riesgo que atenten contra la integridad de las personas, equipos e instalaciones, así como aumentar la velocidad de respuesta ante emergencias y con ello disminuir significativamente daños a recursos necesarios para continuar con la producción del gas y el aceite.

Una vez definido el objetivo, el próximo paso es montar las estructuras necesarias para extraer el petróleo del yacimiento. Las plataformas de perforación pueden ser instaladas y después sustituidas por plataformas de producción, una vez que los pozos estén completados.

La mayoría de los depósitos de petróleo marinos son interceptados desde plataformas que reposan en aguas con profundidades de aproximadamente 100 metros. No obstante, existen otros tipos de plataformas petrolíferas que se ajustan al entorno oceánico en concreto y a las condiciones de explotación de acuerdo a las características del yacimiento a explotar. El factor determinante en la elección del tipo de plataforma es la profundidad del suelo marino y de producción; también se puede tener en cuenta las características climáticas y marítimas del área de explotación.

Un tipo de plataforma petrolera utilizada es la plataforma de elevación. Ésta estructura reposa sobre una plataforma flotante que posee unos pilares o piernas altas de gran escala que se elevan sobre la superficie durante el transporte y que posteriormente son bajadas al suelo marino de la plataforma continental para las perforaciones. Una vez en posición, la plataforma y su maquinaria de perforación, junto a todas las instalaciones de apoyo, son elevadas sobre la superficie del agua para estabilizarse y comenzar las perforaciones. Un segundo tipo de plataforma son aquellas denominadas plataformas de gravedad.

Estas estructuras son los objetos más grandes desplazados por el hombre. Se denominan plataformas de gravedad debido a que se asientan y estabilizan sobre el suelo marino bajo su propio peso. Un ejemplo de tal plataforma es la Statfjord-B, situada en el Mar del Norte al noreste de las islas Shetland. Su altura alcanza los 270 metros por encima del suelo marino y pesa 824.000 toneladas. Su coste: 1,84 billones de dólares. La plataforma está diseñada para aguantar olas de hasta 30 metros y vientos de mar de 160 Km. por hora. Los pozos de producción de esta plataforma alcanzan los 6.000 metros de profundidad.

Un tercer tipo de plataforma petrolífera son las plataformas de tensión, utilizadas cuando la profundidad del agua alcanza los 450 metros. Estas estructuras se mantienen en posición por medio de cables de acero anclados en el suelo marino, los cuales actúan contra la flotabilidad de la plataforma semi-sumergida. Cables de acero adicionales también anclados al fondo marino en un radio determinado, previenen y evitan movimientos laterales de la estructura.

### **Diversos tipos de plataformas y estructuras**

Las plataformas auto-elevables, utilizadas en aguas poco profundas, hasta ciento cincuenta metros de profundidad. Son habitualmente en forma de barcasas triangulares o rectangulares y remolcadas a la región de perforación. Una vez in situ, las tres o cuatro grandes piernas de la plataforma son hundidas en el agua hasta que establecen contacto con el fondo del mar.

Tipo jacket: Las cuales son de acero fijándose al suelo marino a través de pilotes, este tipo de plataformas tuvieron su origen en los Estados Unidos, habiéndose instalado la primera de este tipo en 1946. A mayores profundidades se utilizan estructuras de acero tipo "jacket" (una estructura que descansa sobre "patas").

Barcos perforadores (Drill ships): son unidades de perforación más movibles, y operan en profundidades de mar entre 200 y mil metros, utilizando un sistema de anclas, y en aguas más profundas de mil metros utilizando un sistema de posición dinámica. Son básicamente grandes barcos instalados con un sistema completo de perforación. Son particularmente útiles en áreas lejanas puesto que necesitan un apoyo limitado. La perforación se efectúa por el medio de una gran apertura al fondo del casco, que se llama "i.e. moon. Pool" (La piscina de la luna).

### **Selección de plataforma**

A continuación hablaremos un poco de la plataforma que teóricamente seleccionamos para realizar estos trabajos:

**GSP Orizont** (Figura 4.5)



*Figura 4.5, Plataforma GSP Orizont*

### **Características Principales:**

Autoelevable tipo Cantiliver de 4 patas independientes

Cuenta con una capacidad habitacional para 90 personas + 2 en consultorio médico.

Helipuerto: 80 x 80 pies. Diseñado para helicópteros PUMA SA 330 B/ BELL 212-412

Máxima profundidad de perforación: 30 000 pies.

Máximo tirante de agua: 300 pies (91m).

### **Cabina del Perforador**

Totalmente presurizada y climatizada para controlar el sistema NOV. Amphion de perforación con una silla ergonómica para controlar las diferentes operaciones de perforación.

### **Torre**

170 pies de altura de trabajo, con una base de 32 pies x 35 pies y en la corona de 8 pies x 18 pies. Capacidad al gancho de 1 500 000 lbs con 14 líneas. Con un diseño innovador del centro de la rotaria cambiando su posición tradicional del centro de la torre 5.5 pies hacia la popa del piso de perforación para así cambiar el arreglo general del piso (Figura 4.6).



*Figura 4.6, Torre de perforación*

#### **Deslizamiento lateral del Top Drive.**

El top Drive cuenta con un mecanismo para moverlo lateralmente, fuera del centro de la mesa rotaria para ahorro de tiempo al hacer viajes con la tubería de perforación, al introducir tubería de revestimiento, para la terminación y reparación de pozos, así como dar mantenimiento al Top Drive.

#### **Información a detalle:**

La Plataforma Auto-elevable de Perforación GSP Horizont es de forma rectangular, equipada con cuatro patas controladas por medio de un sistema hidráulico y eléctrico.

Para que la plataforma entre en operación, ésta es remolcada hasta el sitio de perforación donde las piernas son bajadas al fondo del océano en un sistema de pre-asentamiento para proporcionar una base firme que dará la estabilidad que necesita. La estructura del casco se eleva sobre las piernas encima de la superficie del agua para llevar a cabo la operación de perforación. Para retirar la plataforma el procedimiento anterior es invertido.

El casco está construido en acero, arreglado de tal manera que pueda almacenar el agua de perforación, agua salada, agua potable, combustible, agua de refrigeración de los frenos de las patas y equipos de servicio de la plataforma.

La plataforma se apoya sobre sus cuatro patas, cada una de ellas tiene una forma triangular construida en red por medio de seis bastidores opuestos entre sí los cuales se extienden desde la parte superior a la inferior. Estas patas pueden ser levantadas de entre el fondo del océano a través de la plataforma. Tres pares de piñones con gatos hidráulicos localizados sobre los piñones del bastidor realizan la actividad de subir y bajar las patas, así como también la actividad de subir y bajar la plataforma.

Después de posicionar la plataforma, estos piñones son bloqueados por pasadores y cuñas, los miembros de guía alinean las patas con gatos hidráulicos.

Incorporado a la plataforma se encuentran lugares de almacenamiento de barita, cemento y productos químicos.

El equipo, maquinaria y otras instalaciones necesarias para llevar a cabo la operación de perforación son integrados en la estructura del casco o instalados sobre la cubierta de la plataforma.

Los rieles de acero y barras están instalados en las áreas de trabajo de la plataforma para almacenar y conservar los tubos de revestimiento y la tubería de perforación durante el movimiento y las operaciones de perforación.

La plataforma cuenta con dos grúas principales, de las cuales una es posicionada en la cubierta a babor y la otra a estribor, sin embargo, igual cuenta con una grúa de menores dimensiones en la parte posterior de la plataforma con la cual se atienden las necesidades del piso de perforación, tales como: el levantamiento de tubería o transporte de la misma, ayudar en el manejo de materiales de la plataforma y suministros.

Encima de la cubierta se encuentra la habitacional de la plataforma con capacidad de alojar a 90 personas más dos camas hospital, cuenta con un sistema de aire acondicionado central, el cual proporciona un confort en el área de descanso.

En el mismo lugar se encuentra el puesto para control de mando maestro y el control central para los gatos hidráulicos para realizar la operación de "jackeo". Un sistema de teléfonos conectados estratégicamente en la plataforma con el control maestro.

Los teléfonos de onda corta y un sistema de teléfono por radio proveen el sistema de comunicación en la plataforma. La plataforma de perforación consiste en un mástil con un bloque de corona en la parte superior para la transmisión y el apoyo de las cuerdas que con la polea de viaje, transmite el movimiento vertical de la sarta de perforación.

El mástil consiste en una estructura de elementos unidos por brochado o tipo telescopio.

La subestructura cuenta con un espacio libre, de suficiente altura y ancho, debajo del piso de perforación, para permitir el ajuste de los preventores (BOP's).

La Plataforma de Perforación Auto-elevable GSP Orizont es capaz de operar en pozos exploratorios y de desarrollo, ya que cuenta con un cantiliver para un alcance de 30,000 pies, lo que le permite ser una gran herramienta para pozos de reparación y terminación de pozos en plataformas fijas, contando con las siguientes características y especificaciones:

#### Dimensiones principales de la plataforma GSP Orizont.

Característica o especificación	Cantidad/Unidad
<b>Longitud</b>	52.42 metros (172 pies)
<b>Ancho</b>	49.39 metros (162 pies)
<b>Profundidad</b>	6.40 metros (21 pies)
<b>Piernas</b>	121.92 metros (400 pies)
<b>Casco</b>	108.2 metros (355 pies)
<b>Longitud patas</b>	121,619 m (399,01 pies)
<b>Dist. Piernas</b>	38.4/33.22 metros (126/109 pies)
<b>Tipo piernas</b>	Triángulo equilátero
<b>Zapata de apoyo</b>	Triángulo equilátero 6.7 m a cada la y 7.6 m de altura
<b>Zapata de apoyo auxiliar</b>	11.84 m de diámetro x 2.44 m de profundidad
<b>Sistema de elevación</b>	Orion Class Pin & Hole
<b>Cantiliver/slot</b>	Cantliver 16.76 m x 6.1 m ( 55 pies x 20 pies)

#### Áreas principales de la Plataforma GSP Orizont.

##### Helipuerto.

Helipuerto de forma cuadrada de 80 x 80 ft. Proporciona instalaciones de aterrizaje para todo tipo de helicópteros PUMA SA 330B / BELL 212 – 412 (Figura 4.7).



*Figura 4.7, Helipuerto*

#### **Área habitacional.**

El Campamento está distribuido en 4 niveles con capacidad para 90 personas. Cuenta con 2 hospitales, cocina y un comedor. El cuarto de control y de radios se localizan en el 4to. Nivel.

#### **Equipo de salvamento.**

Dos (2) botes salvavidas con capacidad para 50 personas cada uno, 5 balsas salvavidas con capacidad de 25 personas cada una.

#### **Grúas.**

Dos (2) grúas marinas Link Belt Type ABS, con capacidad de 31751.47 kg con un radio de 6 m y capacidad de 19050.88 kg con un radio de 22.68. Estratégicamente localizadas para dar servicio a toda la plataforma. Y una más de menor tamaño que sirve de ayuda en el piso de perforación.

#### **Generadores principales.**

Cinco (5) motores Caterpillar modelo 3512 B diesel con un total de 1,686 HP. Cada uno impulsa a un generador AC Leroy Somer/ LSA 50.1 de 660 volts, 1 162 Amps, 1206 Kva, cumpliendo con los estándares de emisiones de contaminación de la OMI, certificados y aprobados por ABS.

#### **Generador de emergencia.**

Un motor Caterpillar modelo C 18 DI-TA diesel de 587 HP, 400 V, 400 KW, cumple con los estándares de emisiones de contaminación de la OMI, certificados y aprobados por ABS.

**Sistemas de elevación.**

Sistema de elevación de cuatro piernas independientes, cuenta con veinticuatro cilindros y dos piñón en total, con sistema tipo electrohidráulico de 7,218 kips de capacidad c/u, con una velocidad de 0.457 m (1.5 pies) por minuto. La Tabla muestra la capacidad de almacenamiento:

**Capacidad de almacenamiento de la plataforma GSP Orizont.**

Característica o especificación	Cantidad/Unidad
Agua de perforación	1,546 bbls
Agua potable	1,272 bbls
Diesel	1,594 bbls
Lodo activo	782 bbls
Lodo reserva	782 bbls
Cemento	800 bbls
Salmuera	750 bbl
Químicos	45 Ton

**Cantiliver y piso de perforación.**

El equipo está diseñado y equipado con un cantiliver, con un sistema de cremallera y piñón con motores eléctricos para movimientos longitudinales del cantiliver y transversal de la subestructura, los cuales permiten múltiples posiciones para perforar, explorar y/o reparar pozos en plataformas fijas de producción.

### Características cantiliver y piso de perforación de la plataforma GSP Horizont.

Característica o especificación	Cantidad/Unidad
<b>Carga máxima retroceso</b>	210 TM
<b>Carga máxima de gancho</b>	400 TM
<b>Carga máxima rotaria</b>	400 TM
<b>Carga piso comb. Taladro</b>	530 TM
<b>Máx. tubería de carga elevada</b>	160 MT
<b>Dist. Máx. de arrastre long.</b>	45 ft
<b>Dist. Máx. de arastre transv.</b>	10 ft

Cualquier combinación de carga al gancho, mesa rotaria, tubería estibada y tensión al conductor no deberá exceder la capacidad total del cantiliver.

Descripción de equipos de la plataforma GSP Horizont.

#### **Torre de Perforación.**

Torre de 170 pies de altura de trabajo, con una base de 32 pies x 35 pies y en la corona de 8 pies x 18 pies. Capacidad al gancho de 1 500 000 lbs con 14 líneas. Con un diseño innovador del centro de la rotaria cambiando su posición tradicional del centro de la torre 5.5 pies hacia la popa del piso de perforación para así cambiar el arreglo general del piso.

#### **Corona.**

Con 6 poleas de 60" de diámetro para línea de perforación de 1 578" con capacidad para 750 tons. API.

#### **Top Drive.**

NOV modelo TDS-8SA, de 750 tons de capacidad, impulsado por un motor de corriente alterna de 1 150 hp Ca, 7 500 psi 4" DI, con un torque máximo continuo de 63 000 lbs y 270 rpm máximo.

**Malacate.**

NOV modelo ADS-10T automatizado, para cable de perforación de 1 5/8", con tres motores eléctricos de corriente alterna de 1 500 hp c/u y dos transmisiones de engranes. Para su frenado utiliza los tres mismos motores eléctricos, auxiliado por dos frenos de discos, controlado por un sistema electrónico de control ADS.

**Iron Roughneck.**

NOV ST-120 para manejar tubería de perforación y herramienta de 2 7/8" hasta 9 3/4" con capacidad para 100 000 ft-lb de torque para apretar y 120 000 ft-lb de torque para quebrar.

**Bombas de Lodo.**

Tres (3) NOV modelo 14P220 bombas triplex de lodo de 2 200 hp c/u. Impulsadas cada una por dos (2) motores eléctricos de 1 200 hp de corriente alterna.

**Unidad de Control de Preventores.**

De 3 000 psi, con sistema de control PLC y cumple con las normas API 16D para operar un diverter de 30", o arreglos de preventores de 20 3/4" 3 000 psi, o de 13 5/8" 10 000 psi.

**Árbol de Estrangulación.**

Quality de 3 1/16" 10 000 psi de trabajo con dos estranguladores hidráulicos y dos manuales.

**Tubería vertical de Lodo.**

Stand pipe doble con válvulas Demco para una presión de trabajo de 7 5000 psi de 7" D.E, 5" D.I.

**Tubería vertical para Cementar.**

Stand pipe sencillo de 5" D.Ext. X 3" D.Int. para 10 000 psi. de presión de trabajo.

**Deslizamiento lateral del Top Drive.**

El top Drive cuenta con un mecanismo para moverlo lateralmente, fuera del centro de la mesa rotaria para ahorro de tiempo al hacer viajes con la tubería de perforación, al introducir tubería de revestimiento, para la terminación y reparación de pozos, así como dar mantenimiento al Top Drive.

**Gancho-block Viajero.**

NOV 760K750, con capacidad de 750 tons. Para línea de 1 5/8" diseñado y construido en acuerdo con API 8C, PSL-1.

**Mesa Rotaria.**

NOV D-495 con apertura de 49 1/2", impulsada por un motor eléctrico de 1 200 hp de corriente alterna.

**Agujero de Ratón Rotario Internacional.**

NOV modelo foxhole para tubulares de 3 1/2" a 14", sirve para armar lingadas de TP Htas.

**Sistema de Control de Sólidos.**

Temblorinas marca Brandt lineales en cascada modelo LCM-3D/CM-2.

Acondicionador de lodo de movimiento lineal Brandt modelo LCM-3D/CMC (32/0), con 32 conos de 4".

Des-gasificadores de vacío Brandt modelo DG-10 para 1 00 gpm c/u.

Separador de gas-lodo LeTourneau de 4 pies y x 34 pies.

**Cabina del Perforador.**

Totalmente presurizada y climatizada para controlar el sistema NOV. Amfion de perforación con una silla ergonómica para controlar las diferentes operaciones de perforación (Figura 4.8).



*Figura 4.8 Cabina del perforador*

Para nuestro trabajo se plantea utilizar una plataforma sumergible, debido a las facilidades que presentaría para este tipo de trabajos, es decir, como los tirantes de agua son someros y la misma perforación no será tan profunda, se necesita una estructura que brinde la seguridad para esa tarea y aunque algunas otras estructuras aportarían la misma tarea, el costo por aquellos equipos es muy alto, así que la estructura más cómoda en todo sentido es la elevable.

Otra razón es que como se enuncia este trabajo (aunque teórico) busca un plan de exploración por lo cual siempre existe la probabilidad de no encontrar vestigios de hidrocarburos, por lo tanto una plataforma fija tampoco sería opción ya que al finalizar se contaría con una estructura fijada y removerla solo se traduciría en más gastos.

Lo mismo pasaría con una plataforma semi-sumergible o un barco perforador, son instrumentos muy valiosos, por las funciones que pueden hacer, pero para trabajos exploratorios en los que la incertidumbre es bastante, no se puede arriesgar el capital de tal manera.

# **Conclusiones y temas de discusión**

## Conclusiones

1. Es necesario explorar y evaluar nuevas opciones de exploración. Normalmente los análisis de sensibilidad son útiles al mostrar la factibilidad y riesgos de los proyectos, sin embargo nunca se tiene información suficiente para determinar totalidades, y como sabemos, explorar y caracterizar son labores que entre más minuciosas y detalladas proporcionan mejores resultados.
2. Una de las ventajas de los proyectos de perforación científica Chicxulub en Yucatán es que por ser proyectos de exploración se utilizó la recuperación continua de núcleos y esto ayudó a tener información más detallada de la estratigrafía generada después del impacto y el potencial petrolífero de la zona.
3. Aun cuando ya se ha obtenido información en el pasado, reanudar esfuerzos exploratorios amplía y puede modificar lo obtenido (este tipo de circunstancias no ocurre en todos los casos). Algunas exploraciones mostraron escasez en cuanto al potencial petrolífero se refiere, pero, la zona marina puede aportar aun información que pudiera traducirse en incorporación de reservas.
4. Este tipo de trabajo deja planteado distintos retos para los nuevos ingenieros, esto para enfocar estudios en la búsqueda de nuevas opciones exploratorias que podrían representar un mundo nuevo de oportunidades, que, aunque solo sean proyectos estudiantiles, muestran la curiosidad necesaria en campos tan complejos como la ingeniería petrolera.
5. El proyecto de perforación marino Chicxulub permitirá continuar con los programas de exploración de la estructura y estratigrafía del cráter y de las secuencias carbonatadas en la plataforma de Yucatán. La implementación de programas de recuperación continua de núcleos y adquisición de registros de pozos permitirá caracterizar las diferentes unidades y proveerá una columna de referencia para estudios en la zona.
6. En el proyecto marino se planea perforar dos pozos en la plataforma en las zonas investigadas con sísmica de reflexión, gravimetría y magnetometría de detalle. Las localizaciones de los pozos están dentro del cubo sísmico, lo que permite correlaciones de alta resolución entre los modelos del subsuelo, datos de pozo y registros geofísicos.
7. Los sitios seleccionados para las perforaciones están en zonas someras, con profundidades al fondo de alrededor de 20 metros. Los sitios han sido investigados por estudios de batimetría multi-beam y geotécnicos, que proporcionan la información necesaria para la instalación de la plataforma de perforación.

## **Temas a discutir**

¿Es necesario el retomar proyectos en busca de nuevas alternativas de exploración/desarrollo/explotación?

¿Qué tan importante podría ser para la industria el mantener proyectos, aun cuando estos hayan sido pausados, ya sea por la incertidumbre que presentan, los problemas legales que se enfrenten, la falta de personal, el precio del crudo, etcétera?

¿Debe ser materia de estudio o investigación el desarrollar tecnologías que contribuyan a una explotación eficiente y “limpia” de hidrocarburos?

¿Qué tan útil es el correlacionar pozos con motivo de hacer un diseño óptimo?

## **Nomenclatura**

M - metros

mm - milímetros

cm - centímetros

md - milidarcys

μm - micrometros

P - Fosforo

O - Oxígeno

Km - Kilómetros

Km<sup>2</sup> – Kilómetros cuadrados

NE - Noreste

NW - Noroeste

SE - Sureste

SW - Suroeste

Rw – Resistividad de agua

API – American Petroleum Institute

IODP – integrated ocean drilling program

ICDP – integrated continental drilling program

ppm - partes por millón

ohm-m – ohm por cada metro

k - permeabilidad

cr – Core Recover = núcleo recuperado

RQD – rock quality designation = designación de la calidad de roca

CO<sub>2</sub> – Dióxido de carbono

°F – grados Fahrenheit

Kg - kilogramos

Gr - gramos

$\text{cm}^3 = \text{cc}$  – centímetros cúbicos

$^{\circ}\text{C}$  – grados centígrados

$^{\circ}\text{C}/\text{m}$  – grados centígrados por cada metro de profundidad

$T_{\text{fondo}}$  - temperatura de fondo

$T_{\text{sup}}$  – temperatura superficial

L – longitud total

Lb/ft - libras por cada pie

d.e. – diámetro externo

d.i. – diámetro interno

$W_A$  – peso de tubería A

$W_B$  – peso de tubería B

wt – peso de tubería

lb - libras

ft – pies

ton - toneladas

bbls - Barriles

hp – Caballos de fuerza

mV - miliVoltios

## **Glosario**

**Reservas 1P:** volumen de hidrocarburos medidos a condiciones atmosféricas, bajo condiciones económicas actuales.

**Paleocanal:** Campo petrolero.

**Limítrofes:** adjetivo vinculado a límite, algo aledaño o confinante.

**Autógenos:** adjetivo, que se engendran a sí mismos.

**Kárstico:** topografía distintiva producto de la acción del agua sobre las rocas solubles del subsuelo.

**Palustres:** ambiente de lagos, lagunas, pantanos.

**Estuarios:** desembocadura de un río amplio y profundo que desemboca en el mar e intercambia, con el mar, agua salada y agua dulce.

**Talud:** zona plana inclinada.

**Cocolitos:** son algas unicelulares planctónicas microscópicas, componentes característicos de ambientes marinos profundos.

**Foraminíferos:** organismos unicelulares pertenecientes al reino protista.

**Oncoides:** estructuras sedimentarias esféricas o semiesféricas.

**Alóctonos:** adjetivo que se refiere a cosas que no son locales.

**Extrusivas:** son rocas ígneas formadas por magma expulsado hacia la superficie terrestre.

**Horsts:** región elevada limitada por dos fallas normales, paralelas.

**Grabens:** gran depresión limitada en ambos lados por fallas paralelas levantadas.

**Brecha:** fragmentos angulares cementados de otras rocas que crean una nueva roca compuesta cerca de fallas.

**Subsidencia:** movimiento de una superficie en la que la componente vertical del desplazamiento es claramente predominante sobre la horizontal.

**Clastos:** son porciones de material transportado a través de algún medio para formar una roca.

**Facies:** conjunto de rocas sedimentarias o metamórficas con características determinadas.

**Diapiros:** forzar un material dúctil y móvil a una intrusión en una roca quebradiza.

**Núcleo:** actividad que consiste en perforar una superficie para obtener una muestra (núcleo).

**Deleznales:** material que se rompe, fractura, deshace con facilidad.



## Bibliografía

- “Rock Quality Designation: Modified core recovery as an Index of rock quality (Deere et al 1967).” ([http://epg.modot.mo.gov/documents/321\\_RQD.pdf](http://epg.modot.mo.gov/documents/321_RQD.pdf)), consultado el 5 de abril del 2013.
- BALEN, Peter, *Exploration Drilling*. “Efficient core recovery”, Ontario, Atlas Copco, 2010. (Pp. 40-43)
- Burgos, A, *Descripción Litológica y Preservación de Núcleos*. (<http://es.scribd.com/doc/126531825/Descripcion-Litologica-y-Preservacion-de-Nucleos>) Consultado el 9 de marzo del 2013.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos, “Dictamen de exploración del Proyecto Progreso”, México, 2011.
- GARCÍA ESPARZA, MENDOZA RUIZ, ROCA RAMISA, MENGUAL, SOSA CERÓN, *Oilfield Review*, “Construcción de pozos y desarrollo de campos petroleros en México”, Vol. 15, 2004.
- GONZÁLEZ MAYA, Lilia Simona, *Apuntes de Terminación de Pozos* (Tesis), UNAM, México, 2005.
- LÓPEZ GARCÉS, Nadia Mónica, *Obtención de muestras representativas de las rocas en yacimientos petroleros*. (Tesis), UNAM, México, 2009.
- LÓPEZ RAMOS, E, *Enciclopedia Yucatanense*, “Estudio geológico de la Península de Yucatán”, Tomo X, Vol. II, pp. 33-75.  
([http://www.bibliotecavirtualdeyucatan.com.mx/archivos/periodicos/Enciclopedia\\_Yucatanense\\_Tomo\\_X/02\\_estudio\\_Geologico\\_De\\_La\\_Peninsula\\_De\\_Yucatan.pdf](http://www.bibliotecavirtualdeyucatan.com.mx/archivos/periodicos/Enciclopedia_Yucatanense_Tomo_X/02_estudio_Geologico_De_La_Peninsula_De_Yucatan.pdf))  
Consultada el 7 de julio de 2013.
- LUCIA, F. J., *Carbonate Reservoir Characterization*. Springer, Nueva York, 1999.
- M. REBOLLEDO-VLEYRA; J. URRUTIA-FUCUGAUCHI; L. MARIN; A. TREJO-GARCIA; V. SHARPTON; A. SOLER-ARECHALDE, *International Geology Review*, “UNAM Scientific Shallow-Drilling Program of the Chicxulub Impact Crater”, Santa Cruz, University of California Santa Cruz, 2000. Vol. 42. (Pp. 930-940).
- Manual de Perforación. (<http://es.scribd.com/doc/20972834/Manual-Para-Ayudante-de-Perforador-Cabo-Perforador-y-Malacatero>) Consultado el 14 de febrero del 2013
- MARMISSOLLE-DAGUERRE, D; SCHLUMBERGER Limited; et al, *Evaluación de formaciones en México*, Petróleos Mexicanos; Schlumberger Offshore Services, México, 1984.
- MENDOZA CERVANTES K., *Mapeo de la estructura del anillo central al interior del cráter de impacto de Chicxulub, con base en perfiles sísmicos de reflexión 2-D*, (Tesis), UNAM, México, 2006.
- MORGAN, J; CHRISTESON, G; URRUTIA, J; GULICK, S; GRIEVE, R; BARTON, P; REBOLLEDO, M; MELOSH, J, *Integrated Continental Drilling Program, Scientific Drilling*, “Joint IODP/ICDP Scientific Drilling of the Chicxulub impact crater”, 2007.

MORGANA, J. V.; WARNER, M. R.; COLLINS, G. S.; MELOSH, H. J.; CHRISTESON, G. L., *Elsevier*, "Peak-ring formation in large impact craters: geophysical constraints of Chicxulub",. Pp. 347-354. 2000. (<http://amcg.es.ic.ac.uk/~gsc/publications/articles/download/article1.pdf>)

ORTIZ-ALEMÁN, C; URRUTIA-FUCUGUCHI, J, *Physics of the Earth and planetary interiors*". Aeromagnetic anomaly modeling of central zone structure and magnetic sources in the Chicxulub Crater, Amsterdam, Elsevier Science, No. 179, 2010.

SAFANDA J., *et al* (por lo que noté son más autores), *Integrated Continental Drilling Program*, "Post-Drilling Destabilisation of Temperature profile in Borehole Yaxcopoil-1", Mexico, 2010.

SALGUERO HERNÁNDEZ E., *Atributos sísmicos y caracterización de propiedades petrofísicas en la secuencia carbonatada de Chicxulub* (Tesis), UNAM, México, 2008.

SALGUERO-HERNÁNDEZ, URRUTIA-FUCUGAUCHI, RAMIREZ-CRUZ, *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, Fracturing and deformation of the Chicxulub Crater- Complex trace analysis of instantaneous seismic attributes, Vol. 27, num. 1, México 2010. Pp. 175-184

SCHULTE P., *Science Magazine*, "The Chicxulub asteroid impact and Mass Extinction at the Cretaceous-Paleogene Boundary", Science Vol. 327, marzo 2010.

SIMANCAS SEGOVIA, Frank José, *Manual Teórico-práctico de Ingeniería de Terminación y Rehabilitación de Pozos*, Caracas (Tesis), UVG, 2005. (<http://es.scribd.com/doc/33519632/MANUAL-TEORICO-PRACTICO-DE-INGENIERIA-DECOMPLETACION>)

Sistemas Petrolero en México, PEMEX Exploración y Producción.

TALWANI MANIK, *The Future of Oil en Mexico*, "Oil and gas in Mexico: Geology, production rates and production" James A. Baker III Institute of Public Policy Rice University. Oxford, Oxford University Press. 2011. (<http://bakerinstitute.org/publications/EF-pub-TalwaniGeology-04292011.pdf>) Consultado el 20 de abril del 2013.

TANAKA, S.; OKADA, Y.; ICHIKAWA, Y., *Civil Engineering*, "Offshore Drilling and Production Equipment" in Encyclopedia of Life Support Systems (EOLSS), Developed under the Auspices of the UNESCO, Oxford, Oxford University Press; Eolss Publishers, 2005.

TenarisTamsa, "Prontuario TenarisTamsa", (<http://www.tenaris.com/shared/documents/files/CB754.pdf>) Consultado el 2 de junio del 2013.

*The ECORD Science Operator*, "Chicxulub: Drilling the K-T Impact crater, offshore Mexico", Integrated Ocean Drilling Program, Summary of IODP proposal 548, marzo 2010.

URRUTIA-FUCUGAUCHI, CAMARGO-ZANOQUERA, PÉREZ-CRUZ, *Eos*, "American Geophysical Union" Vol. 92 No.25, 21 June 2011; Discovery and focused study of the Chicxulub impact crater. 2011.

URRUTIA-FUCUGAUCHI, CAMARGO-ZANOQUERA, PÉREZ-CRUZ, *Geofísica Internacional*, “The Chicxulub multi-ring impact crater, Yucatan carbonate platform, Gulf of Mexico”, diciembre 2011.

URRUTIA-FUCUGAUCHI, CHAVEZ-AGUIRRE, PÉREZ-CRUZ, DE LA ROSA, *Comptes Rendus Geosciences*, “Impact ejecta and carbonate sequence in the eastern sector of the Chicxulub crater”, P.p. 801-810, 2008.

FUENTES ELECTRÓNICAS.

[www.pemex.com](http://www.pemex.com)

[www.cnh.gob.mx](http://www.cnh.gob.mx)

<http://www.icdp-online.org>

[http://ceramica.wikia.com/wiki/Glosario\\_de\\_Geología\\_Inglés\\_-\\_Español:\\_D](http://ceramica.wikia.com/wiki/Glosario_de_Geología_Inglés_-_Español:_D)