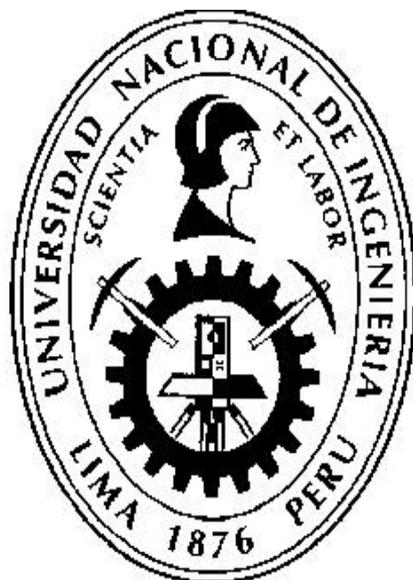


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO,  
GAS NATURAL Y PETROQUIMICA



PERFORACION DE POZOS COSTA AFUERA  
UTILIZANDO UNA PLATAFORMA FLOTANTE  
SEMISUMERGIBLE

INFORME DE COMPETENCIA PROFESIONAL

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:  
INGENIERO DE PETROLEO

ELABORADO POR: ISIDRO ELIAS AGUIRRE OCAÑA

PROMOCION: 1977-2

LIMA - PERU

2012

## DEDICATORIA

A mis padres, hermanos, esposa e hijos por su apoyo y confianza por ayudar a cumplir  
mis objetivos como persona y profesional

A mi padre que ya partió a la presencia del altísimo por brindarme los recursos  
necesarios y estar siempre pendiente apoyándome y aconsejándome.

A mi madre por hacer de mí una persona de bien a través de sus consejos, enseñanzas y  
amor.

A mi querida esposa e hijos por estar siempre presentes, acompañándome para  
realizarme profesionalmente

## AGRADECIMIENTO

A Dios por haberme acompañado y guiado a lo largo de mi carrera profesional, por ser mi fortaleza en los momentos de debilidad y por brindarme una vida llena de aprendizaje, experiencias y sobre todo felicidad.

A todos los profesores y personal administrativo de la Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica que hizo posible mi formación profesional.

A mis amigos, compañeros de estudios y colegas de formación profesional por confiar y creer en mí, y haber hecho de mi etapa universitaria un trayecto de vivencias que nunca olvidaré

A todas las empresas Petroleras especialmente a la empresa Occidental Petroleum Corporation of Perú por la oportunidad que me brindó para aplicar los conocimientos teóricos en la parte operativa o práctica e incentivar mi formación profesional con cursos de especialización en la rama de Perforación

Agradezco a mis padres por apoyarme en todo momento, por los valores que me han inculcado y por haberme dado la oportunidad de tener una excelente educación en el transcurso de mi vida.

A mi esposa e hijos por ser parte importante de mi vida y representar la unidad familiar, quienes siempre estuvieron acompañándome y alentándome para seguir superándome

Un agradecimiento especial a mí asesor Ing. Edgard Argumé Chávez por hacer posible este informe de competencia profesional siempre enmarcado en su orientación y rigurosidad

**PERFORACION DE POZOS COSTA AFUERA UTILIZANDO UNA PLATAFORMA  
FLOTANTE SEMISUMERGIBLE**

<b>DEDICATORIA.....</b>	<b>I</b>
<b>AGRADECIMIENTO.....</b>	<b>II</b>
<b>INDICE.....</b>	<b>III</b>
<b>CAPITULO I.- INTRODUCCION.....</b>	<b>1</b>
<b>CAPITULO II.- ANTECEDENTES HISTORICOS.....</b>	<b>3</b>
<b>CAPITULO III.- OBJETIVO DEL PROYECTO .....</b>	<b>5</b>
<b>CAPITULO IV.- MARCO TEORICO – PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE.....</b>	<b>6</b>
<b>4.1.- Clasificación de los equipos que operan costa- afuera.....</b>	<b>6</b>
<b>4.2.- Selección del equipo de perforación.....</b>	<b>11</b>
<b>4.3.- Descripción de una Plataforma semi-sumergible.....</b>	<b>12</b>
<b>4.4.- Componentes submarinos de la plataforma semi-sumergible.....</b>	<b>13</b>
<b>4.4.1.-Compensador de movimiento vertical.....</b>	<b>15</b>
<b>4.4.2.-Sistema de tensionadores del riser submarino.....</b>	<b>16</b>
<b>4.4.3.-Junta telescópica.....</b>	<b>18</b>
<b>4.4.4.-Tubería conductora submarina o riser.....</b>	<b>19</b>
<b>4.4.5.-Líneas de estrangulamiento, líneas de matar y     Estrangulador múltiple.....</b>	<b>21</b>
<b>4.4.6.-Paquete inferior del riser marino (LMRP).....</b>	<b>23</b>
<b>4.4.7.-Conjunto de BOP principal (BOP stack).....</b>	<b>26</b>
<b>4.4.8.-Acumulador y sistema de control de BOP submarino.....</b>	<b>27</b>
<b>CAPITULO V.- PERFORACION DEL POZO NAUTILUS X-I UTILIZANDO     UNA PLATAFORMA SEMI-SUMERGIBLE.....</b>	<b>31</b>
<b>5.1- Ubicación Geográfica.....</b>	<b>31</b>
<b>5.2.- Columna Estratigráfica.....</b>	<b>33</b>
<b>5.3.- Traslado y posicionamiento de la plataforma.....</b>	<b>34</b>
<b>5.4.-Consideraciones previas al inicio de la perforación.....</b>	<b>38</b>
<b>5.5.- Perforación de la sección del hueco de 36 pulgadas.....</b>	<b>41</b>
<b>5.6.- Perforación de la sección del hueco de 26 pulgadas.....</b>	<b>48</b>
<b>5.7.- Perforación de la sección del hueco de 17 1/2 pulgadas.....</b>	<b>59</b>
<b>5.8.- Perforación de la sección del hueco de de 12 ¼ pulgadas.....</b>	<b>71</b>
<b>CAPITULO VI.- EVALUACION ECONOMICA.....</b>	<b>87</b>
<b>CAPITULO VII.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>89</b>
<b>8.1.- Conclusiones.....</b>	<b>89</b>
<b>8.2.- Recomendaciones.....</b>	<b>90</b>
<b>CAPITULO VIII.- BIBLIOGRAFIA.....</b>	<b>91</b>
<b>CAPITULO IX.-ANEXOS.....</b>	<b>92</b>

## **CAPITULO I.- INTRODUCCION**

Las operaciones de exploración en busca de petróleo costa afuera tienen su inicio a mediados del siglo 19. El avance del estudio sísmico y la ubicación de estructuras con posibilidad de acumulación de hidrocarburos localizados costa afuera debajo del fondo marino trajeron nuevos retos en tecnología de perforación para poder perforar y producir petróleo de reservorios ubicados a muchos kilómetros de la costa y en aguas de hasta 10,000 pies de profundidad. Las perforaciones iniciales se realizaron en aguas someras en rango de profundidad de 15 a 1000 pies, luego en aguas profundas con rango de profundidad de 1000 a 5000 pies y por ultimo en aguas ultra-profundas con rango de profundidad mayor de 5000 pies. Las plataformas de perforación fijas y las unidades de perforación flotantes están diseñadas para soportar condiciones de trabajo fuertes, a pesar de la alta tecnología aplicada algunas estructuras han sido destruidas en algunos casos incluso con pérdida de vidas humanas debido a las fuerzas de la naturaleza, falla de equipos o comportamiento del reservorio.

La perforación de pozos costa-afuera utilizando barcos de perforación o plataformas semi-sumergibles flotantes tuvo su inicio a mediados de 1951 en el Golfo de México cuando se observó que una plataforma sumergible al ser trasladado a otra locación jalado por dos barcos flotaba parcialmente. Se realizaron las modificaciones necesarias de tal manera que la torre de perforación quedara centrada con la abertura en el centro de la cubierta denominado moonpool. El resto de la cubierta fue usado para almacenar los materiales de perforación, productos químicos, tubería de perforación y alojamiento para el personal operativo.

Estas unidades flotantes móviles en su mayoría son trasladadas a determinada locación remolcados o jalados por dos barcos con suficiente potencia. En la locación para mantenerlo centrado y perforar el pozo son posicionadas con sistema de anclas en el fondo marino y cables desplegados simétricamente de cada vértice de la plataforma semi-sumergible o con sistema de posicionamiento dinámico con propulsores controlado por computadora, el sistema de posicionamiento dependerá de la profundidad del mar y condiciones meteorológicas. El sistema de anclas en el fondo del mar con cables de amarre extendido hacia los vértices de la unidad flotante o posicionamiento dinámico controlado por computadora mantiene a la unidad flotante en posición limitando el movimiento lateral pero tiene poco efecto en el movimiento

vertical hacia arriba y abajo causado por las mareas o movimiento de las olas, lo cual es controlado por el dispositivo denominado compensador de movimiento vertical

La expansión de la perforación costa afuera en aguas de hasta 10,000 pies de profundidad ha requerido el desarrollo de varios tipos de unidades móviles flotantes de perforación (MODU) con variación en el sistema de posicionamiento, tal es así que para profundidades del mar con más de 3000 pies se usa el sistema de **posicionamiento dinámico** con propulsores controlado por computadora en remplazo del sistema de posicionamiento con anclas en el fondo marino y cables.

Las plataformas semi-sumergibles son unidades de perforación flotante con pontones, columnas verticales y una cubierta o puente, cuando el pontón es llenado bombeando agua de mar (ballast) las columnas de soporte de la plataforma se sumergen hasta la profundidad operativa requerida y cuando se requiere que la columna vertical pierda profundidad se bombea agua fuera del pontón (deballast). Una sección de las columnas verticales que conectan el pontón con la cubierta de la plataforma semi-sumergible están sujetas al movimiento de las olas y corrientes marinas, el pontón está sumergido unos 80-100 pies por debajo del nivel superficial del mar (MSL) lo que le permite tener mayor área de flotabilidad y estabilidad que los barcos de perforación.

Las plataformas semi-sumergibles se clasifican en 6 generaciones que se distinguen principalmente por su antigüedad, profundidad de perforación, capacidad de carga y profundidad de agua operativa. La primera generación de plataformas semi-sumergibles tiene su inicio en el año 1963 y están diseñados para perforar en aguas con profundidades de 200-600 pies. La sexta generación de plataformas semi-sumergibles aparece en el año 2005-2010 y están diseñados para perforar en aguas con profundidades de 10,000 pies y equipo de perforación con capacidad de perforar hasta 35,000 pies.

El informe está desarrollado utilizando casi en su totalidad el sistema de medidas inglesas por ser la que se utilizó en la perforación del pozo Nautilus 1X y también nomenclatura en inglés de algunos títulos y tablas por ser más entendibles en la industria del petróleo a nivel mundial

## **CAPITULO II.- ANTECEDENTES HISTORICOS**

En el año de 1859, Edwin Drake perforó y completo en tierra el primer pozo de petróleo en oil creek cerca de un pueblo pequeño de nombre Titusville, Pensilvania, EEUU. El pozo Drake llego a una profundidad de 69.5 pies y fue perforado utilizando el método de perforación a cable, con lo cual se da inicio a la industria del petróleo. Las herramientas y métodos de perforación permanecieron sin muchos cambios por más de 40 años, hasta que la técnica de perforación rotativa hidráulica fue utilizado por primera vez para perforar el pozo Spindletop, Beaumont, Texas en el año de 1901 bajo la dirección de Anthony F. Lucas, la profundidad alcanzada fue de 1020 pies con una producción que superaba los 50, 000 bpd. En el año de 1897 la industria de petróleo empezó a dirigirse costa afuera perforando pozos desde plataformas fijas construidos con pilotes de acero o concreto con anclaje en el fondo marino, instalados a orillas del mar, lago o canal en profundidades de agua de 5-18 pies. En setiembre de 1932 una compañía pequeña de nombre Indian Petroleum Coorporation, construyo la primera plataforma fija con soporte de pilotes de acero para perforar en agua de 38 pies de profundidad con una superficie libre ente el nivel superficial del mar y la plataforma de trabajo de 25 pies (air gap), la plataforma fue diseñado para soportar un castillo estándar de acero de 122 pies de altura conjuntamente con el equipo de perforación rotatoria asociado, esta plataforma llamada "isla de acero" fue destruido por una tormenta en 1940. Con el inicio de la segunda guerra mundial las actividades de perforación costa afuera se paralizaron y se reanudaron en 1945 en el estado de Luisiana. Al final de la segunda guerra mundial algunos barcos de guerra de trasporte de suministros fueron convertidos como barcos de apoyo para facilitar las operaciones en las plataformas de perforación con soporte fijo en el fondo marino, en estos barcos de apoyo independiente de la plataforma fija y el castillo o mástil se instalaba el sistema de lodo, el equipo de generación eléctrica y alojamiento para el personal reduciendo de esta manera la carga bruta total sobre los pilotes de la plataforma(Tender-supported rig). En el periodo de 1945-1950 se desarrollaron rápidamente diferentes tipos de equipos de perforación para operaciones costa afuera de aguas poco profundas, primeramente aparecieron las plataformas o barcos de perforación sumergibles (Bottom-supported rig) para operar en aguas de 8-40 pies de profundidad con el equipo de perforación instalado sobre columnas verticales de acero que suministraban suficiente empuje hidrostático para

transportar el barco o plataforma de perforación mientras flotaba. Estas plataformas o barcos sumergibles al llegar al lugar de la perforación eran hundidas llenando con agua el compartimiento diseñado para este fin hasta que la base de la plataforma o barco llegase al fondo del agua dejando el equipo de perforación y la plataforma de trabajo por encima del nivel de agua. Finalmente aparecieron las plataformas de perforación auto-elevables (Jack up rig) para perforar en aguas más profundas hasta 400 pies de profundidad, este equipo de perforación consistía de un casco de barco con tres o cuatro soportes de piernas verticales retractiles que flotaban mientras eran transportadas al lugar de la perforación, en el lugar indicado las patas eran bajadas al fondo marino por medio de mecanismos hidráulicos, luego la plataforma era levantada hidráulicamente en las mismas patas para que la plataforma de trabajo quede por encima del nivel superficial del agua.

Con el avance de la tecnología de la exploración surgió la necesidad de perforar pozos exploratorios en aguas más profundas que 400 pies, surgiendo la necesidad de crear nuevos diseños de unidades flotantes sin soportes en el fondo marino. Las unidades móviles flotantes de perforación (MODU) tales como la plataforma semi-sumergible (Semi-sumersible platform) y el barco de perforación (Drill ship) surgen en el periodo de 1953 a 1955 caracterizados fundamentalmente por el sistema de posicionamiento empleado para mantener la unidad de perforación flotante con el menor movimiento lateral posible. El primer barco flotante de perforación con el mástil y la rotaria a un costado entro en servicio en 1953 con capacidad para perforar hasta 3000 pies por debajo del fondo marino en aguas de 400 pies de profundidad. En 1955 se modifico el diseño original debido a las condiciones adversas de estabilidad causadas por el movimiento de las corrientes marinas, trasladando el castillo o mástil de un costado hacia el centro del barco para reducir las condiciones adversas de estabilidad. Actualmente existen barcos de perforación y plataforma semi-sumergible para operar en aguas de hasta 10, 000 pies de profundidad

La plataforma semi-sumergible tiene sus inicios en 1951 como consecuencia de la observación física realizada al trasladar a un nueva locación la plataforma sumergible de cuatro columnas "Blue Water Rig No 1", se observo que la plataforma sumergible flotaba al ser trasladado jalado por dos barcos con la mitad de las columnas verticales sumergidas. La primera plataforma semi-sumergible construida fue el "Ocean Driller" lanzado en 1953, de esa fecha a la actualidad se han construido muchas plataformas semi-sumergibles de perforación que están operando en distintas partes del mundo.

### **CAPITULO III.- OBJETIVO DEL PROYECTO**

El objetivo principal del proyecto de perforación costa afuera utilizando unidades flotantes es perforar pozos exploratorios y de desarrollo para producir petróleo y gas de reservorios localizados en aguas con más de 400 pies de profundidad utilizando una unidad de perforación flotante movable tal como una plataforma semi-sumergible (Semi-sumersible platform) o barco de perforación (Drill ship).

Este informe describe la perforación del pozo vertical exploratorio costa afuera Nautilus X-1 implementado en el año 2000 utilizando una plataforma flotante semi-sumergible de diseño pentagonal constituida por dos pontones paralelos y cinco columnas verticales para evaluar como objetivo primario el potencial de acumulación de hidrocarburos de la arenisca Springhill localizado en el intervalo de 5636 - 6468 pies de la estructura Nautilus y como objetivo secundario evaluar aproximadamente 941 pies de la formación Synrift localizado en el intervalo de 6468-7409 pies debajo de la formación Springhill. El pozo Nautilus X-1 se diseñó para ser perforado verticalmente en 04 secciones hasta la profundidad total de 7606 pies

- Perforar el hueco estructural de 36 pulgadas hasta 688 pies medido desde la mesa rotaria (RKB), bajar y cementar el revestimiento estructural de 30 pulgadas con el zapato flotador a 672 pies
- Perforar el hueco conductor de 26 pulgadas hasta 1364 pies , bajar y cementar revestimiento conductor de 20 pulgadas con el zapato flotador a 1348 pies
- Perforar el hueco de superficie de 17 ½ pulgadas hasta 3285 pies, bajar y cementar revestimiento de 13 3/8 pulgadas a 3270 pies
- Perforar el hueco intermedio / Producción de 12 ¼ pulgadas hasta 7606 pies , correr registros eléctricos, bajar y cementar revestimiento de 9 5/8 pulgadas con el zapato flotador a 7596 pies

El pozo Nautilus X-1 está ubicado a una distancia de 280 km de la ciudad Rio Gallegos ubicado en la costa del Océano Atlántico de la república de Argentina, el pozo Nautilus X-1 está localizado en la parte central del bloque las Malvinas en aguas de 472 pies de profundidad en el océano Atlántico.

## CAPITULO IV.- MARCO TEORICO - PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE

### 4.1.- Clasificación de los equipos de perforación que operan costa afuera

El distintivo principal de diseño de los equipos de perforación que operan costa afuera son su portabilidad y máxima profundidad de agua de operación. Los equipos se clasifican en dos grandes grupos: Equipos de perforación con soporte en el fondo marino y equipos de perforación flotantes sin soporte en el fondo marino mantenidos a flote en posición de trabajo mediante anclas y cables para profundidades de agua hasta 3000 pies o mediante el sistema de posicionamiento dinámico para profundidad de agua hasta de 10,000 pies.

- **Plataformas fijas (fixed platforms).**- Las plataformas fijas son construidas con piernas de concreto o tubos de acero o una combinación de ambos, las piernas o soportes verticales son piloteados y anclados directamente en el fondo marino quedando la cubierta libre por encima del nivel de agua superficial para el mástil del equipo de perforación, accesorios del equipo de perforación o servicio de pozos, facilidades de producción y alojamiento para el personal que trabaja en la plataforma. Estas plataformas son generalmente inamovibles y diseñados para ser usados por mucho tiempo. Las plataformas fijas son usados para perforar pozos verticales, direccionales y horizontales en aguas de hasta 400 pies de profundidad, el numero de pozos a perforar de la misma plataforma depende de las dimensiones de la cubierta que en algunos casos permiten perforar hasta 20 pozos, las plataformas fijas también son usados como base para las facilidades de producción de petróleo y gas. Como plataforma fija de producción de petróleo y gas son económicamente factibles para operar en aguas de hasta de 1700 pies de profundidad.
- **Plataformas de torres flexible (Compliant towers).**- Estas plataformas fijas están construidas con torres verticales delgadas flexibles y una base de pilotes que soportan una cubierta convencional para el equipo de perforación y operaciones de producción. Las torres flexibles están diseñadas para sostener las deflexiones y fuerzas laterales ocasionadas por los vientos, olas y corrientes marinas. Estas plataformas fijas están diseñadas para ser usados en aguas de 1500 a 3000 pies de profundidad. Una plataforma de torres flexibles es una estructura fija normalmente usada para las operaciones de

producción de petróleo y gas, la característica de flexibilidad le permite operar en aguas profundas disminuyendo las fuerzas ejercidas por el viento, olas y corrientes marinas, es lo suficientemente fuerte para soportar la fuerza de los huracanes. La primera "compliant tower" emergió a principios de 1980 con la instalación de la plataforma de producción Exxon Lenan. Actualmente la más profunda es la plataforma Texaco Petronius operando en aguas de 2043 pies de profundidad.

- **Equipo flotante sumergible (Summersible rig).**- Es un equipo de perforación flotante que consiste de pontones o cascos con compartimiento especial vacío y postes verticales diseñados para operar en aguas de poca profundidad en el rango de 18 a 150 pies. El equipo de perforación sumergible flota en la superficie del agua mientras es trasladado de una locación a otra jalado por barcazas o también se trasladan por su propio medio utilizando sistema de propulsión propio, cuando llega al lugar indicado se llena con agua el compartimiento en el casco o pontón hasta que la parte inferior del equipo se sumerja hasta que la base del casco llegue al fondo marino, quedando la parte superior libre por encima del nivel del agua para el mástil del equipo y equipos de perforación, el mástil del equipo de perforación está centrado en una abertura especial denominado "moonpool". Una vez que la base del equipo este en contacto con el fondo marino, vientos, olas y corrientes marinas tienen poco efecto en la estabilidad de la plataforma sumergible. El primer pozo perforado utilizando un equipo sumergible fue en 1949 en la costa del Golfo de Luisiana en aguas de 18 pies de profundidad, a comienzos de 1960 surgió un nuevo diseño de equipo sumergible con capacidad para perforar en aguas de hasta 150 pies de profundidad, con columnas verticales tipo botella que al ser llenados con agua se hundían hasta el fondo. Los equipos sumergibles fueron reemplazados por los equipos de plataforma auto-elevadiza (Jackup rig) por ser más económicos en su construcción y rango de operación en aguas de hasta 400 pies de profundidad, ante este cambio de fase muchos equipos sumergibles se modificaron para convertirse en plataformas flotantes semi-sumergibles.
- **Equipos de perforación auto-elevadizas (Jackup Rig).**- Es una estructura compuesta de un armazón o casco de forma triangular o rectangular, piernas de acero verticales de hasta 500 pies de longitud y sistema de accionamiento

hidráulico para bajar la piernas al fondo marino, también para posicionar la plataforma o armazón a una determinada altura de trabajo por encima del nivel superficial del agua. Las piernas del "Jackup" pueden ser columnas cilíndricas verticales similares a postes o pueden ser estructuras cuadradas en forma de torres. El traslado de este tipo de equipo de perforación para distancias cortas se realiza con el soporte de 3 a 4 barcos que jalan la unidad flotante hasta el lugar indicado o son trasladados sobre la cubierta de barcos especiales si la distancia es apreciable. El equipo es trasladado con las piernas de soporte levantadas y el armazón o casco flotando sobre el agua, al llegar a la locación las piernas son bajadas y piloteadas en el fondo marino utilizando un sistema hidráulico, después de estar seguro que las piernas han penetrado lo suficiente en el fondo marino se realiza la precarga para asegurar que las piernas no se hundan mas durante el proceso de perforación, seguidamente el sistema de levantamiento es usado para levantar el caso o armazón de la plataforma usando las piernas por encima del nivel del agua hasta una altura de 80 pies por encima del nivel superficial del agua (air gap). Cuando el "jackup" está en posición de trabajo las olas, y corrientes marinas solamente actúan en las piernas de soporte y no en el armazón de la plataforma. El mástil del equipo de perforación, accesorios y alojamiento para el personal está instalado en la cubierta o casco de la estructura. Los equipos de perforación "Jackup" están diseñados para perforar en aguas de 400 pies de profundidad y profundidad de perforación total de 30,000 pies. Algunos equipos de última generación están diseñados para perforar en aguas de hasta 500 pies. El primer equipo de perforación de este tipo emergió en el año de 1950, actualmente la flota en el mundo es de 400 unidades.

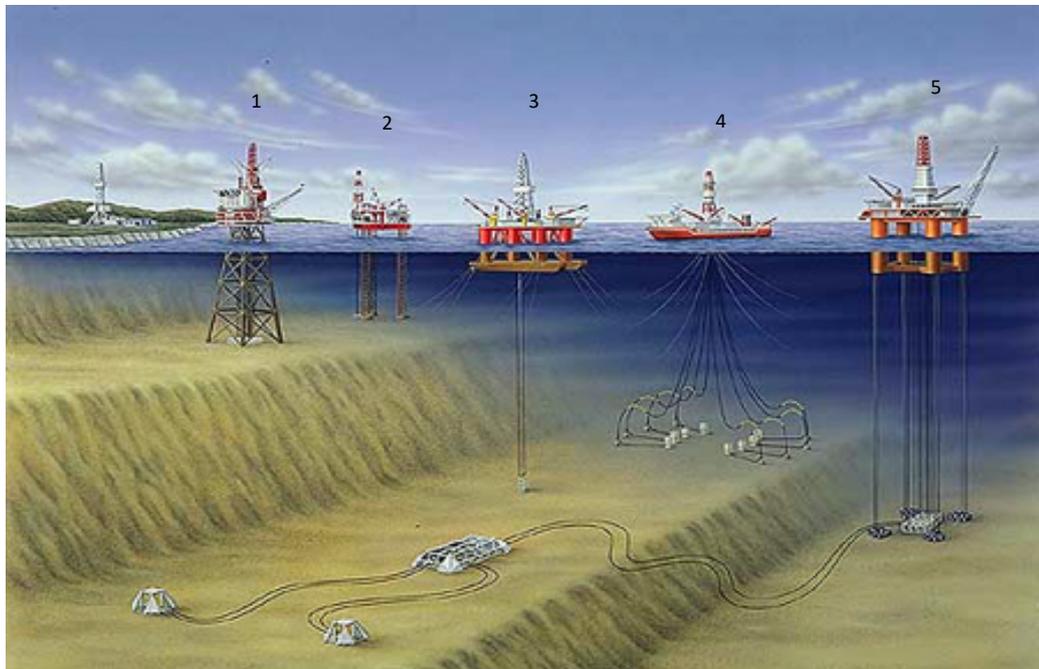
- **Plataforma de perforación semisumergible.-** Es una estructura movable flotante compuesta básicamente por pontones, columnas verticales y plataforma o cubierta de diferente geometría. La mayoría de las plataformas semi-sumergibles tienen dos o más pontones sobre el cual flota las columnas de soporte y plataforma, los pontones son flotadores de sección rectangular o redonda de acero con el espacio interior vacío que permite controlar la flotabilidad e inmersión de las columnas de la plataforma llenado con agua de mar para que se sumerja según lo requerido o bombeando agua fuera del

pontón para que las columnas de la plataforma emerjan o pierdan profundidad. El traslado de la plataforma semi-sumergible se realiza mediante el apoyo de dos barcos como mínimo que jalan la plataforma a la locación, otro sistema de traslado es utilizando un barco especial que traslada la plataforma como carga externa en su cubierta a la velocidad de 12 nudos lo cual es más rápido y seguro si el traslado es de varias semanas o meses. En la locación del pozo a perforar, los pontones son llenados con agua de mar (ballast) para que se sumerja cierta cantidad de pies por debajo del nivel del mar quedando parte de las columnas y la cubierta por encima del nivel del mar, la distancia de la cubierta de la plataforma hasta el nivel superficial del mar es aproximadamente 100 pies (air gap). La plataforma semi-sumergible ofrece mayor estabilidad que los barcos de perforación debido al diseño de pontones y columnas verticales. El posicionamiento de la plataforma para mantenerlo centrado sobre el pozo se realiza mediante el sistema de anclas en el fondo marino y cables conectados a los vértices de la cubierta de la plataforma o mediante el sistema de posicionamiento dinámico computarizado. El tipo de posicionamiento depende de la profundidad de agua operativa, el posicionamiento con anclas en el fondo marino y cables se realizan hasta una profundidad de agua de 3000 pies, para mayor profundidad se usa el sistema de posicionamiento dinámico computarizado. Muchas plataformas semi-sumergibles están diseñadas para operar en aguas de 1000 a 3500 pies de profundidad y algunas de última generación están diseñadas para operar en aguas de hasta 10,000 pies de profundidad con capacidad de perforación total hasta de 35,000.

La primera plataforma semi-sumergible de nombre Ocean Driller emergió en el año 1963, las plataformas flotantes semi-sumergibles se clasifican por generación, antigüedad y capacidad de profundidad de agua como se describe a continuación

<b>GENERACION</b>	<b>PROFUNDIDAD DE AGUA, PIES</b>	<b>AÑO</b>
Primera	600	Principios de 1960
Segunda	1000	1969-1974
Tercera	1500	Inicios de 1980
Cuarta	3000	1990
Quinta	7500	1998-2004
Sexta	10000	2004-2010

- Barcos de perforación (Drill ship).**-Es un barco marítimo construido con mástil de perforación, equipos de perforación y alojamiento para el personal, tiene mayor capacidad de almacenamiento y velocidad de navegación que la plataforma semi-sumergible, es mayormente utilizado en la perforación de pozos exploratorios en busca de petróleo y gas en aguas profundas, también es usado en la perforación de pozos de carácter científico. Los barcos de perforación tienen su propio sistema de propulsión, se trasladan con mayor velocidad que cualquier otro equipo de perforación flotante, navegan a un promedio de 12 nudos de velocidad. Utiliza el sistema de posicionamiento dinámico computarizado para mantener su posición sobre el pozo mediante 04 empujadores o más, están diseñados para navegar a través de los canales principales del mudo y perforar en aguas de hasta 10,000 pies de profundidad. El primer barco de perforación que emergió fue el Cuss-1. La dimensiones de los barcos de perforación son grandes, algunos barcos tienen más de 800 pies de largo o eslora, 100 pies de ancho o manga y 60 pies de altura del casco (calado).



1. Fixed Platform 2. Jack Up 3. Semi-submersible 4. Drill Ship 5. Tension leg Platform

#### **4.2.- Selección del equipo de perforación flotante**

La selección de la plataforma flotante semi-sumergible de perforación para operaciones costa afuera es una parte integral del proceso de planeamiento del proyecto de perforación del pozo. El objetivo es seleccionar el equipo de perforación que ofrezca garantía de perforar el pozo aplicando altas normas de operaciones de perforación con los requerimientos de seguridad, protección ambiental y costo mínimo posible, para tal efecto la compañía operadora prepara las especificaciones del proyecto de perforación e invita a las compañías contratistas de perforación para participar en la licitación del proyecto, para una adecuada selección del equipo de perforación deben considerarse los siguientes factores principales

- Rango de profundidad de agua operativa
- Profundidad total de perforación
- Capacidad del mástil o castillo y la subestructura
- Capacidad de carga de la plataforma flotante de perforación
- Requerimiento técnicos de estabilidad en climas severos ( olas, vientos, temperaturas bajo cero, corrientes marinas, huracanes y terremotos)
- Costo de movilización, desmovilización y operativo del equipo de perforación
- Tipo de posicionamiento en la locación (anclaje en el fondo marino o posicionamiento dinámico)
- Historial de perforación de la plataforma flotante de perforación
- Experiencia del personal técnico y cuadrilla de perforación
- Compromiso con las normas de salud, seguridad y protección ambiental (HSE)

Los representantes técnicos del departamento de perforación de la compañía operadora analizarán la información detallada suministrada por la campaña contratista de perforación, después de analizar todo estos factores se seleccionará el equipo de perforación adecuado y se procederá a la firma del contrato para los efectos legales

#### 4.3.- Descripción de una Plataforma flotante semi-sumergible

Un equipo de perforación flotante semi-sumergible de diseño pentagonal de tercera generación con transmisión eléctrica con dos pontones, cinco columnas verticales estabilizadoras, profundidad de agua operativa de hasta 1200 pies y una capacidad para perforar hasta 25,000 pies consta de 3 niveles en su estructura.

- **Nivel Inferior.**-Es la sección donde están los Generadores de corriente alterna con sus respectivos motores de combustión interna, Los compresores de aire, espacio o "moonpool" para ensamblar y probar con presión baja y alta los componentes del control de reventones submarino, también se encuentra el alojamiento para la cuadrilla de perforación de la contratista, etc.
- **Nivel Intermedio.**-Están ubicados los tanques del sistema de lodo, el equipo de control de sólidos, almacén de aditivos del fluido de perforación, las bombas de lodo, las bombas y equipo de cementación, los tanques de almacenamiento de cemento, los tanques de almacenamiento de Baritina, tanques de almacenamiento de agua potable, alojamiento para el personal técnico de la operadora y contratista, comedor, centro de control marino de la plataforma semi-sumergible, oficinas para el personal de la compañía operadora y contratista, planta de tratamiento de aguas servidas, sistema de comunicación satelital, etc.
- **Nivel superior.**-Se encuentra la torre de perforación de 160 pies de altura, área para la tubería de perforación y revestimiento, unidad para el registro eléctrico del pozo, unidad para el registro del fondo marino (ROV), sistema de control de la tensión de los cables de las anclas, sistema de control de tensiones de la tubería submarina conductora del lodo a superficie o riser, unidad de centro de control para el perforador, unidad hidráulica para el conjunto de preventores de reventones submarino, sistema de control del conjunto preventor de reventones submarino (BOP), helipuerto para soportar 13 toneladas de peso como máximo, grúas con capacidad de 50 toneladas ubicados adecuadamente.

La plataforma semi-sumergible de diseño pentagonal tiene 340 pies de largo o eslora por 350 pies de ancho o manga y 320 pies de altura, calado nominal de 24

pies en tránsito y 59/72 pies durante la perforación. Capacidad de carga total de 4535 toneladas con 2100 toneladas en la cubierta y 2435 toneladas en los tanques de almacenamiento. La plataforma tiene 2 pontones y 5 columnas estabilizadas conectadas entre ellos mediante estructuras diagonales y horizontales. Los pontones tienen compuertas para ser llenados con agua (ballast) para que las columnas verticales se sumerjan cierta profundidad o el agua puede ser bombeada fuera del pontón (deballast) para que la columna pierda profundidad o flote

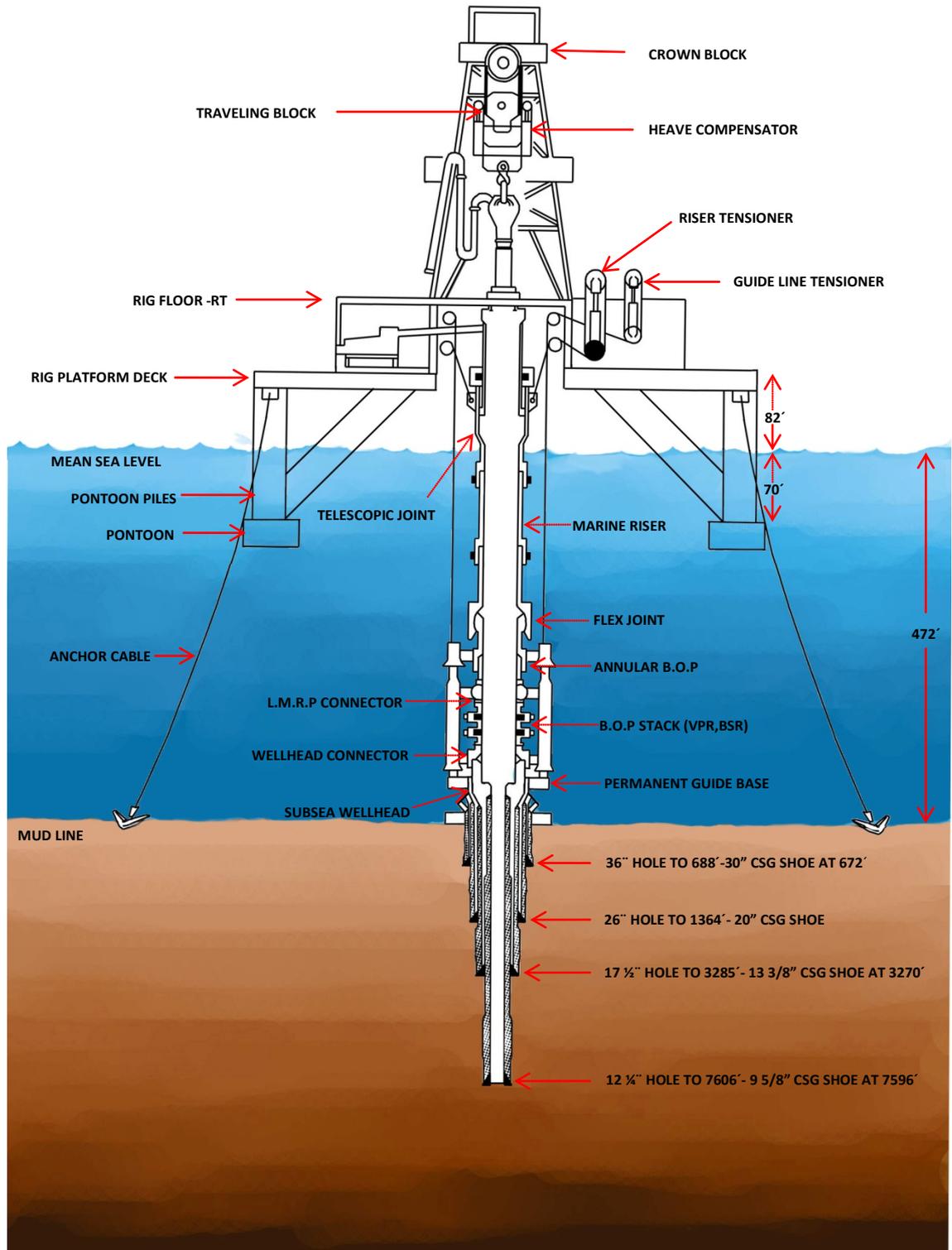


Pentagon 90 semisumersible rig

#### **4.4.- Componentes principales de la plataforma semi-sumergible**

La mayoría de herramientas y equipos de perforación que se encuentran en la cubierta de la plataforma de perforación flotante semi-sumergible son idénticos o similares a las que se utiliza en los equipos de perforación que operan en tierra, pero las unidades flotantes de perforación requieren de equipo adicional especial (motion compensator) para contrarrestar el movimiento vertical generado por las fuerzas de las olas, conectar el fondo marino con la plataforma flotante (marine riser) y dispositivo de seguridad para controlar el pozo (submarine BOP stack)

COMPONENTES PRINCIPALES DE UNA PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE FLOATANTE  
 ESQUEMA DEL POZO NAUTILUS-1X



#### **4.4.1.- Compensador de movimiento Vertical**

Están diseñados para compensar o nulificar el movimiento vertical de la sarta de perforación o cualquier herramienta soportado por el gancho del equipo de perforación debido al movimiento vertical de la plataforma flotante semi-sumergible generado por la fuerza de las olas, minimiza el desgaste interno por fricción de los componentes submarinos instalados por debajo de la plataforma de perforación (Diverter, telescopic joint, riser, BOP stack, wellhead connector, wellhead housing, casing). Este dispositivo hidroneumático permite que la sarta de perforación permanezca sin movimiento vertical inclusive cuando el control de reventones está cerrado, está instalado entre el motón viajero y el gancho o en el bloque de corona del castillo. La función principal del compensador de movimiento de la sarta de perforación es mantener suspendido el conjunto de fondo o BHA de modo que se aplique un peso constante sobre la broca mientras la plataforma de perforación flotante se mueva hacia arriba y abajo. El diseño del compensador de movimiento generalmente consta de dos cilindros hidráulicos, pistones conectados al gancho del equipo de perforación, botellas de almacenamiento de aire a alta presión y compresores para mantener la presión de aire operativo en las botellas. El peso requerido sobre la broca o cualquier dispositivo que se baje al pozo es controlado variando la presión de aire que actúa sobre el fluido hidráulico y el pistón del compensador de movimiento, el incremento o disminución de peso sobre la broca se controla disminuyendo o incrementando la presión de aire del acumulador. El panel de control del compensador de movimiento está instalado junto a la consola del perforador e indicador de peso de la sarta. El panel de control tiene un sistema de manómetros de presión, indicador de la extensión del compensador y válvulas de control para aumentar o disminuir la presión operativa. La mayoría de los compensadores de movimiento de la sarta de perforación tienen una longitud de carrera del pistón entre 20-25 pies con una capacidad de carga dinámica en el rango de 400,000 libras a 1'000,000 libras y sistema de presión operativa en el rango de 2000 psi a 3500 psi. El compensador de movimiento también se usa para bajar y conectar suavemente el conjunto preventor de reventones sobre el

cabezal conductor del pozo, bajar el revestimiento al pozo y sentar el colgador del revestimiento en el sistema de cabezal de pozo principal.

El peso de la sarta de perforación es soportado por un pistón vertical dentro de un cilindro hidráulico que está conectado al motón viajero. Cuando la plataforma semi-sumergible se mueve verticalmente hacia arriba, el pistón es jalado hacia abajo dentro del cilindro desplazando fluido hidráulico hacia un acumulador cargado con aire presurizado, similarmente cuando la plataforma se mueve hacia abajo, el pistón es forzado hacia arriba dentro del cilindro por el fluido hidráulico desde el acumulador por expansión del aire presurizado.

Una plataforma de perforación flotante semi-sumergible de diseño pentagonal consta básicamente de dos cilindros con pistones de 18 pies de longitud de carrera, 6 botellas de 275 galones de capacidad de aire con 2400 psi de presión de trabajo máximo, compresor de aire con unidad de secado, un panel de control y conexiones de alta presión.

#### **4.4.2.- Sistema tensionador del riser submarino**

Son aparatos hidroneumáticos diseñados para mantener una tensión constante en los cables que sujetan a la tubería conductora de lodo o riser, de modo que ninguna parte del sistema este en compresión durante el movimiento hacia arriba y abajo de la plataforma flotante de perforación semi-sumergible. El sistema de tensionamiento del riser utiliza un sistema hidroneumático para suministrar una fuerza constante al cilindro hidráulico y pistón, tiene poleas para cables instalados en la parte inferior del cilindro y parte superior del vástago del pistón que se extiende fuera del cilindro hidráulico. El cable de tensionamiento es enroscado en las dos poleas con un terminal que va conectado al barril exterior de la junta telescópica por medio de ojillos de platillo o anillos tensores. La determinación de la tensión óptima en el cable del riser se obtiene mediante un programa tomando en consideración la profundidad del agua, diámetro del riser, densidad del fluido de perforación, corrientes marinas, movimiento de la plataforma, altura y frecuencia de las olas. El tensionador del riser es diseñado con capacidad de 50 pies de

carrera y capacidad de tensión de 60,000 -160,000 libras. La presión operativa del sistema varía de 2000 psi a 3500 psi.

Para la operación óptima del riser debe considerarse lo siguiente:

- La plataforma semi-sumergible debe mantenerse dentro de límites establecidos mientras se mueva horizontal y lateralmente (surge and sway), es decir el ángulo entre el eje axial de la parte inferior del riser y el eje axial vertical del control de reventones submarino (BOP) debe mantenerse en menos de 3 grados de inclinación. Una inclinación mayor de 3 grados causará el desgaste de la parte interna de la junta telescópica flexible y control de reventones submarino por efecto de la rotación de la tubería de perforación. En operaciones de perforación normal el ángulo en la parte inferior del riser debe ser mantenido en menos de 1 grado de inclinación. Si el ángulo excede 3 grados, la operación de perforación debe detenerse hasta que se recupere las condiciones operativas normales o se re-posicione la plataforma semi-sumergible. Para mantener el ángulo inferior del riser tan cerca como sea posible a cero grados, la plataforma semi-sumergible debe ser posicionado con la proa contra la dirección de la corriente marina.
- El riser debe ser tensionado apropiadamente mediante los cables tensionadores de tal manera que no se afloje demasiado causando un doblamiento excesivo de la parte inferior del riser. Si esta situación no es corregida el riser finalmente fallará o se romperá.

El sistema de tensionamiento de las líneas guías que van hasta la base guía permanente del pozo (permanent guide base) localizado en el fondo marino, están diseñados para mantener una tensión constante en las líneas guías y operan en forma similar a los tensionadores del riser. Los cables tensionadores de las líneas guía son de menor diámetros que los tensionadores del riser, las líneas guías requieren de 5000 a 10,000 libras de tensión para operar adecuadamente dependiendo de la profundidad de agua operativa.

Una Plataforma de perforación semi-sumergible de diseño pentagonal consta de las siguientes características de cables de tensionamiento:

- El sistema de tensionamiento del riser consta de 8 cables de tensión de 1 ½ pulgadas de diámetro con 60,000 libras capacidad de tensión cada una, poleas de 42 pulgadas de diámetro, longitud de carrera del pistón de 40 pies, un panel de control principal, manómetros de presión y registradores de tensión.
- El sistema de aire comprimido a presión consta de 3 compresores de aire de 2500 psi de presión operacional, sistema de tuberías de conexión de acero inoxidable, 18 tanques o botellas cilíndricos de almacenamiento de aire con 275 galones de capacidad y 2400 psi de presión de trabajo. De los 18 tanques cilíndricos 8 son usados para los cables tensionadores del riser, 1 es usado para los cables tensionadores de las líneas guías, 6 son usados para el compensador de movimiento de la sarta de perforación y 3 están como repuesto para cualquier emergencia.
- El sistema de tensionamiento de la línea guía principal consta de 4 cables de ¾ pulgadas de diámetro con 16,000 libras de capacidad de tensión máxima, poleas de 28 pulgadas de diámetro, 40 pies de longitud de carrera y un panel de control

#### **4.4.3.- Junta telescópica deslizable (Slip Telescopic Joint)**

La junta telescópica deslizable está diseñada para suministrar suficiente longitud de carrera vertical a la plataforma semi-sumergible para compensar el efecto causado por el movimiento ondulatorio de las olas. La junta telescópica consta de dos tubos concéntricos denominados tubo interior (inner barrel) y tubo exterior (outer barrel). El tubo interior se desliza hacia arriba y abajo dentro del tubo exterior sin permitir la fuga del fluido de perforación, tiene el mismo diámetro interior que la tubería conductora submarina o riser, la parte superior va conectado al desviador de flujo o niple campana de flujo, la parte inferior del tubo interior tiene una guía para el paso de las herramientas y posee un dispositivo de tope que llega hasta la caja de empaquetadura del tubo exterior cuando la junta telescópica está totalmente extendida. El tubo exterior tiene conexión compatible con el riser y está conectado al último riser. El tubo

exterior lleva los elementos de sello de jebes especiales contenidos en la caja de empaquetaduras instalado en parte superior que permite que el tubo interior suba y baje una determinada distancia, el tubo exterior es la parte fija y tiene dispositivos en la parte inferior para conectar los cables de tensionamiento para mantener al tubo conductor o riser siempre en tensión mientras la plataforma se mueva hacia arriba y abajo. La junta telescópica tiene una longitud de carrera de 50 pies más o menos y puede soportar hasta 1'000,000 libras de carga en posición completamente extendida. Las líneas de matar y estrangular (choke y kill) están instaladas en la parte externa del tubo exterior como una sola unidad.

En operación, cuando la plataforma semi-sumergible sube y baja una determinada distancia vertical debido al movimiento de las olas, el tubo o barril interior también se moverá la misma distancia hacia arriba y abajo dentro del tubo o barril exterior.

Una plataforma de perforación semi-sumergible de diseño pentagonal tiene una junta telescópica de 21 pulgadas de diámetro exterior con conexión compatible para conectarse al riser y tiene una longitud de carrera del tubo interior de 45 pies

#### **4.4.4.- Tubería conductora submarina (Riser)**

Es una tubería de espesor de pared gruesa de 16 a 24 pulgadas de diámetro exterior con conexiones especiales que tiene 2 funciones principales: a) Conducir el fluido de perforación desde el tope de la junta esférica o flexible hasta el desviador de flujo (Diverter) y nipple de campana (Bell nipple) instalado por debajo de la mesa rotaria, b) Guiar a la sarta de perforación y herramientas hacia el pozo. El diámetro exterior e interior y espesor de pared de la tubería conductora submarina es seleccionado de acuerdo a las características del conjunto preventor de reventones submarino, una tubería conductora o riser de 18 5/8 pulgadas de diámetro se instalará con un conjunto BOP de 16 3/4 pulgadas de diámetro, un riser de 21 pulgadas se instalará con un conjunto BOP de 18 3/4 pulgadas y un riser de 24 pulgadas se instalará con un conjunto BOP de 21 1/4 pulgadas.

La tubería conductora tiene normalmente una longitud de 50 pies, los extremos de cada tubería conductora tienen juntas integrales de acoplamiento rápido, existen también tuberías de 40 pies, 25 pies, 15 pies y 10 pies los cuales permiten hacer el espaciado adecuado para conectar la junta flexible con la base de la junta deslizable o telescópica considerando la altura máxima de las olas en el área de operación. En la tubería conductora la máxima tensión ocurre en el extremo superior del riser y disminuye con la profundidad del agua, una tensión insuficiente en el tope del riser puede resultar en un incremento del ángulo de inclinación de la junta flexible mayor de 3 grados y pandeo de la tubería conductora, un sobretensionamiento ocasionaría esfuerzos grandes en el riser lo que podría resultar en el acortamiento de la vida útil del riser por efecto de fatiga. La tubería conductora va conectada en la parte inferior a la junta esférica o flexible que permite la rotación en cualquier dirección entre 7 y 10 grados. El sistema de tensionamiento del riser se conecta al extremo fijo del barril exterior de la junta telescópica para proporcionar la fuerza axial suficiente y prevenir que la sarta de tubería conductora se flexione. En aguas profundas se requiere de un sistema de flotación asegurado a la tubería conductora para mantener al sistema tensionador dentro de los límites operativos.

El análisis para el diseño de tuberías conductoras submarinas deben considerar los siguientes parámetros

- Esfuerzo axial que se debe a la carga de los tensionadores, flotación de la tubería conductora, peso de la tubería conductora submarina, densidad del lodo, fuerzas por corrientes marinas y fuerzas originadas por las olas
- Esfuerzos radiales causados por la presión hidrostática interna de la columna de lodo, presión de cabeceos y presión hidrostática ejercida por la columna de agua de mar.

El objetivo del análisis el riser es para determinar las tensiones que deben aplicarse en el tope del riser mediante los cables tensionadores para mantener el sistema dentro de los límites seguros de trabajo

#### 4.4.5.- Líneas de estrangular, líneas de matar y estrangulador múltiple

La función principal de estas líneas es suministrar vías de flujo controlado entre el preventor de reventones submarino, bombas de lodo y el estrangulador múltiple (choke manifold) ubicado en la plataforma del equipo de perforación.

Las líneas de estrangulamiento y matar son fabricados con tuberías especiales de espesor de pared gruesa que pueden tener de 1 13/16 a 4 1/16 pulgadas de diámetro y rango de presión de 2000 a 20,000 psi. Las líneas de estrangulamiento y para matar el pozo están conectadas a las salidas laterales del conjunto preventor de reventones submarino y van instalados a lo largo de la tubería conductora o riser hasta el estrangulador ajustable hidráulico del múltiple de estrangulamiento localizado en la superficie del equipo de perforación (choke manifold).

- **Línea de estrangulamiento (Choke Line).**-Es una tubería de alta presión que va desde la salida lateral del ariete para tubería y ariete ciego de corte del conjunto preventor de reventones hasta la válvula de ajuste hidráulico instalado en el múltiple de estrangulamiento. La línea de estrangulamiento generalmente tiene dos líneas secundarias, una línea está conectada a la salida lateral del ariete ciego de corte y la otra línea está conectada al ariete de tubería superior y tiene instalado en cada línea dos válvulas contra falla (fail-safe valve) operadas hidráulicamente. Las válvulas de seguridad contra fallas son válvulas de compuerta operadas hidráulicamente, las cuales tienen un resorte de carga especial actuando en posición de cierre, en el evento de una pérdida de presión hidráulica las válvulas automáticamente regresan a la posición de cierre. Cuando el BOP está cerrado bajo presión, la línea de estrangulamiento es principalmente usada para permitir la salida controlada mediante el estrangulador de ajuste hidráulico del fluido bajo presión del anular hacia el múltiple de estrangulamiento instalado en la superficie del equipo de perforación. La línea de estrangulamiento va ensamblado a la parte exterior del riser desde la salida lateral del BOP hasta el estrangulador instalado

en el nivel superior de la plataforma y es conectado cuando se conecta el riser.

- **Línea para matar (Kill line).**- Es una tubería de alta presión que va desde la salida lateral del ariete medio para tubería del conjunto preventor de reventones hasta una conexión en la línea de la bomba de lodo. La línea para matar el pozo está conectada a la salida lateral del ariete para tubería medio y tiene instalado dos válvulas contra falla (fail-safe valve) operadas hidráulicamente. La línea para matar permite bombear fluido al pozo cuando la sarta de perforación esta fuera del pozo y el ariete ciego está cerrado o cuando la tubería está colgada en el ariete para tubería (Hang off) por debajo del ariete ciego de cierre. La línea para matar el pozo no debe ser usado como línea de llenado del pozo porque innecesariamente puede erosionar o taponar las válvulas con sólidos del lodo y reducir su utilidad en caso de emergencia.
- **Estrangulador múltiple (Choke Manifold).**- Las líneas y componentes del estrangulador múltiple tienen como función principal dirigir el flujo del fluido a presión que sale del pozo controlado por el estrangulador hidráulico hacia el separador de gas vertical o fuera del equipo hacia el dispositivo de quema. El estrangulador múltiple consiste por lo menos de 2 estranguladores ajustables hidráulicamente a control remoto, un estrangulador ajustable manualmente, un conjunto de válvulas de compuerta de alta presión, líneas de flujo de alta presión, cámara de amortiguación de flujo de fluidos, manómetros de presión, bridas y demás accesorios. Las líneas y válvulas del estrangulador múltiple son fabricados con materiales especiales que pueden tener de 2 1/16 a 4 1/16 pulgadas de diámetro y rango de presión de 2000 a 20,000 psi. Las recomendaciones de diseño e instalación deben considerar lo siguiente:
  - La presión de trabajo debe ser por lo menos igual a la presión de trabajo nominal del conjunto BOP que este en uso. El estrangulador múltiple debe estar equipado de varias entradas y salidas

- Los componentes deben seguir las especificaciones aplicables API para soportar la presión, temperatura, abrasión y corrosión de los fluidos de la formación o fluido de perforación
- Para presiones de trabajo de 3000 psi o superiores se deben utilizar conexiones a brida, soldadas o tipo grampa (clamp)
- El estrangulador múltiple debe colocarse en un lugar de fácil acceso para su reparación o mantenimiento
- La línea al estrangulador y las líneas corriente abajo del estrangulador deben ser lo más recto posibles, estar perfectamente anclados para impedir movimientos bruscos o vibraciones y tener un orificio del tamaño necesario para evitar erosión excesiva.
- Deben tener derivaciones alternativas para el flujo y hacia el quemador corriente debajo de la línea del estrangulador para poder aislar la parte erosionada, taponada o defectuosa y poder repararlas sin interrumpir el control del pozo
- Los estranguladores, válvulas, tuberías y accesorios deben ser para servicio de H<sub>2</sub>S
- Deben instalarse manómetros adecuados para soportar el problema de fluidos abrasivos y monitorear las presiones con precisión
- Deben tomarse en cuenta las propiedades a bajas temperaturas de los materiales a utilizarse en la fabricación del estrangulador múltiple

#### **4.4.6.-Paquete inferior del riser marino (LMRP)**

Los componentes del LMRP (Lower Marine Riser Package) son: la extensión de la junta flexible, junta esférica o flexible, 02 preventores anulares, La unidad de control POD y el conector del LMRP al BOP principal.

- **Extensión de la junta flexible.-** Es fabricado de una tubería corta del riser. La parte inferior tiene una conexión con brida que conecta a la junta esférica o flexible y la parte superior tiene una conexión similar

al riser con la conexión pin o macho hacia arriba donde la tubería conductora o riser se conecta.

- **Junta esférica o flexible.-** Funciona como una conexión articulada que minimiza el esfuerzo de pandeo o movimiento lateral del riser y conjunto BOP causado por el movimiento del equipo de perforación flotante debido al efecto del viento, olas y corrientes marinas. La junta flexible tiene una articulación sellada de jebe sintético y metal lo cual le permite hasta 10 grados de movimiento angular desde el eje vertical, tiene un sistema de resortes que permite que retorne a la posición vertical cuando cesa la fuerza lateral de pandeo. La junta flexible en la parte superior se conecta a la extensión de la junta flexible y en la parte inferior se conecta al preventor anular superior. Durante las operaciones de perforación el ángulo de inclinación lateral de la junta flexible con respecto al eje axial del pozo debe mantenerse entre cero y un grado. Un ángulo de inclinación entre 1 1/2 y 3 grados ocasionaría problemas de desgaste en el conjunto BOP y cabezal del pozo, motivo por el cual el indicador de inclinación debe ser monitoreado constantemente, si el ángulo de inclinación sobrepasa los 3 grados se detendrá la operación para proceder a colgar la tubería, seguidamente desconectar el conector hidráulico del LMRP, esperar hasta que las condiciones causantes de la inclinación anormal desaparezcan y conectar nuevamente el conector del LMRP.
- **Preventor anular superior e Inferior.-** Los preventores anulares están diseñados para cerrar alrededor de cualquier diámetro de tubería o herramienta que este en el pozo, también puede cerrar el pozo sin ninguna tubería o herramienta en el realizando lo que se denomina un cierre completo, el cierre completo causa un esfuerzo excesivo en el caucho de la empaquetadura por lo que se recomienda realizarlo solo en caso de emergencia. El preventor anular está constituido por un cuerpo sólido, cámara de apertura, cámara de cierre, pistones, sellos y unidad de empaque de caucho especial. Realiza la función de cierre mediante una empaquetadura de caucho reforzado que es comprimido hidráulicamente por un pistón de movimiento ascendente sellando

alrededor de cualquier tubería o herramienta que este en el pozo. Se instala en la parte superior del conjunto BOP, generalmente es el primer BOP que se cierra cuando se presenta una arremetida. Se usa en operaciones de stripping en combinación con un ariete para tubería (pipe rams), el preventor anular es el único que puede mantener el sello durante el paso de las juntas o tool joint de la tubería. Cuando se opera cualquier preventor de reventones anular submarino, la presión hidrostática de la columna de fluido de perforación en el riser marino ejerce una presión sobre el preventor de reventones, por lo tanto la presión de cierre requerida será igual a la presión de cierre de la instalación en superficie mas la presión hidrostática ejercida por la columna de lodo en el riser. Es operaciones submarinas normalmente se usan dos preventores anulares, manteniendo uno para casos de emergencia.

- **Conector del LMRP al BOP (BOP Stack Connector).**- Se instala en la parte inferior del preventor anular inferior. El conector del LMRP está diseñado para conectar y desconectar hidráulicamente en el mandril del conjunto BOP superior principal, es un dispositivo de seguridad que se desconecta hidráulicamente cuando las operaciones operativas salen fuera de control como puede ser el incremento del ángulo más de 3 grados de la junta flexible por efecto del movimiento de las olas, huracanes y corrientes marinas. En caso de emergencia, si las condiciones climáticas son severas que atentan contra la seguridad del pozo y la plataforma semi-sumergible, se cuelga la tubería de perforación (Drill Pipe Hang Off) en el ariete medio para tubería, se desconecta la tubería por encima de la junta colgada, se cierra el ariete ciego, se desconecta hidráulicamente el LMRP conector, se recupera el LMRP y el sistema de riser dejando en el pozo la tubería de perforación conjuntamente con el conjunto BOP principal. Cuando las condiciones operativas retornan a su normalidad se posiciona nuevamente el equipo de perforación en el pozo y se reconecta el conector del LMRP en el mandril del BOP con la ayuda de un vehículo bajado al fondo del mar y operado a control remoto (ROV).

#### 4.4.7.-Conjunto de BOP principal (BOP Stack)

Son dispositivos con arietes operados hidráulicamente diseñados para sellar el espacio anular de los diferentes diámetros de tubulares que se puedan encontrar dentro del pozo, cortar la tubería o revestimiento en caso de emergencia realizando un cierre completo y cerrar el pozo completamente cuando la tubería o herramienta este fuera del pozo. Los preventores de ariete están diseñados con un sistema de cierre / apertura compuesto por dos pistones horizontales hidráulicamente operados a través de sus respectivas cámaras de presurización. La operación del ariete se lleva a cabo por la presión hidráulica que suministra el acumulador a las cámaras de operación del preventor. Para cerrar los arietes, el fluido hidráulico es enviado hacia las cámaras de cierre, los cuales actúan sobre los pistones causando el cierre de los arietes, al mismo tiempo, el fluido hidráulico regresa de la cámara de apertura hacia el tanque del acumulador, la secuencia de apertura es la opuesta. Existen varios tipos de arietes, el ensamblaje en el conjunto BOP depende de las condiciones operativas (tierra o mar) y regulaciones gubernamentales. Los tipos de arietes que se instalen en el conjunto BOP submarino depende de la profundidad de agua operativa (0-1000 pies aguas someras, 1000-5000 pies aguas profundas y mayor de 5000 pies aguas ultra-profundas). En el BOP stack está compuesto por arietes ciegos /cortadores, arietes ciegos de revestimiento /cortadores, arietes de tubería, arietes de tubería variable y arietes de revestimiento.

- **Arietes de tubería (Pipe Rams).**- Los arietes de tubería estándar están diseñados para cerrar alrededor de un tamaño específico de tubería de perforación. En operaciones costa afuera de pozos profundos generalmente se instalan tres arietes: un arete de tubería superior (Upper Pipe Rams), un ariete de tubería medio (Middle Pipe Rams) y un ariete de tubería inferior (Lower Pipe Rams). La operación de colgamiento de tubería (hang off) usualmente se realiza en el ariete de tubería medio. Permiten realizar operaciones de stripping utilizando el preventor anular con un preventor ariete de

tubería o utilizando dos preventores arietes de tubería. Los arietes para tubería pueden ser de tipo sencillo, doble o triple. El diámetro de los arietes de tubería varía de 7 1/16 hasta 21 ¼ pulgadas y el rango de presión de trabajo de 2000 hasta 20,000 psi

- **Arietes de diámetro interior variable (VBRs).**- Los arietes de diámetro interior variable están diseñados para cerrar y sellar alrededor de un rango de tuberías de diferentes diámetros externos. Los arietes de cuerpo variable no son del todo apropiados para la operación de hang off u operaciones de stripping, soportan menos peso que los arietes de tubería fijos dependiendo del tipo de BOP y fabricante, los rangos más comunes son de 2 3/8 a 3 ½ pulgadas, de 3 ½ a 5 pulgadas y de 5 a 7 pulgadas.
- **Ciegos / cortadores (Blind Shear Rams).**- Están diseñados para cortar en el cuerpo de la tubería (no en la junta) en caso de una emergencia y asegurar un sellado del hueco abierto, también pueden ser cerrados sin tubería en el pozo comportándose como un ariete ciego convencional. Antes de cortar la tubería se debe posicionar la junta de la tubería encima del ariete para colgar tubería, cerrar el ariete correspondiente, sentar la tubería cargando todo el peso sobre el ariete y realizar el corte.
- **Arietes de corte para revestimiento (Casing Shear Rams).**- Estos arietes están diseñados para cortar determinado diámetro de revestimiento ante una situación de emergencia (arremetida incontrolable) que se presente durante la bajada del revestimiento. Los arietes de corte para revestimiento requiere de un accesorio adicional llamado "booster" o presiones de cierre más altas para asegurar que el corte sea efectivo en ciertos tamaños de revestimiento. No sellan el hueco completamente

#### 4.4.8.-Acumulador y Sistema de control de BOP Submarino

- **Acumulador.**- Los acumuladores son dispositivos que almacenan fluido hidráulico a presión para usarlos en el cierre de los BOP. Se compone de un tanque que contiene fluido hidráulico a presión

atmosférica, dos bombas eléctricas de alta presión para presurizar el fluido en las botellas del acumulador, dos bombas neumáticas de alta presión para presurizar el fluido en las botellas del acumulador y botellas pre-cargadas con nitrógeno para almacenar fluido presurizado. El funcionamiento del acumulador de presión se caracteriza por las siguientes fases: a) Se llenan las botellas del acumulador con nitrógeno a la presión de precarga de 1000 psi. b) Las bombas de la unidad de control hidráulico o acumulador bombean el fluido a presión desde el tanque de almacenamiento hacia las botellas hasta que la presión de carga del acumulador alcance el valor de 3000 psi. c) Cuando el fluido hidráulico se necesita para cerrar los preventores, se abre la válvula de control de 4 vías del múltiple de control o manifold y de allí se envía el fluido presurizado a las líneas de apertura o cierre del preventor de reventones. d) Interruptores automáticos de presión controlan el funcionamiento de la bomba y la activan cuando la presión del acumulador disminuye por debajo del valor mínimo de 2700 psi o para ella cuando alcanza el valor máximo permitido de presión de carga. El acumulador se encuentra localizado en un lugar adecuado de tal manera que no sufra daño si ocurre un reventón. La unidad se puede operar desde un panel de control máster cerca a la posición del perforador o desde el panel de control remoto localizado en la oficina del jefe del equipo (toolpusher). En operaciones costa afuera en equipos de perforación flotante se tiene acumuladores de presión en superficie y acumuladores de presión en el BOP submarino. El conjunto de acumuladores submarinos cumple con tres funciones: a) **Mejorar el tiempo de respuesta.**- El incremento en la profundidad del agua disminuye la velocidad a la que pueden funcionar los BOP, esto puede ser causado por dilatación del fluido en las líneas de suministro o por pérdida de presión en las líneas. b) **Uso en caso de emergencia.**- Los equipos de perforación flotantes están generalmente equipados con sistemas de control de respaldo acústico para operar las funciones del BOP. El montaje del conjunto de acumuladores debe estar en capacidad de cerrar como mínimo un

juego de arietes, un preventor anular y desconectar el LMRP. El sistema de respaldo acústico es un sistema de comunicación que se utiliza para cerrar los preventores cuando el equipo está fuera del pozo. El sistema opera enviando una señal acústica desde la unidad portable de control en superficie a la unidad de recepción de señal submarino, la señal acústica recibida activa un solenoide que a su vez activa una válvula SPM de la unidad de control (control pod), entonces la válvula SPM permite que el fluido fluya para operar la función requerida del conjunto BOP. c) **Amortiguación de surgencia.**- Los acumuladores submarinos proporcionan amortiguación para el fluido de poder del preventor anular, esto facilita las operaciones de stripping. Es usual utilizar acumuladores de capacidad nominal de 10 galones

- **Componentes básicos y operación de un sistema de control de BOP submarino**

El sistema de control submarino controla el preventor de reventones que está instalado en el conjunto BOP en el fondo del mar. El corazón del sistema de control es la unidad de distribución hidráulica (manifold), se encuentra localizado en una parte accesible y segura del equipo de perforación. La unidad de distribución hidráulica se puede controlar desde el panel de control del perforador y desde el panel de control remoto localizado en la oficina del jefe del equipo (toopusher). Ambos paneles tienen un tablero gráfico que muestra cada componente del arreglo del equipo preventor de reventones (BOP), además cada panel de control remoto tiene capacidad de memoria de almacenamiento de datos que indica la última función operada. Los componentes principales del sistema de control de reventones submarino son: a) Carrete de manguera montado sobre una estructura tipo "A" de metal que contiene las líneas de manguera hidráulica. b) Mangueras hidráulicas que lleva el sistema de señal piloto desde la unidad del acumulador y fluido hidráulico al conjunto BOP instalado en el fondo del mar, un paquete típico de mangueras o

haz de mangueras cubiertos por un empaque de poliuretano está compuesto de una manguera de suministro de 1 pulgada para el fluido de poder y hasta 64 mangueras de 3/16 pulgadas para las señales de fluido piloto. c) Manguera de salto (Jumper hose) que conecta la unidad de distribución hidráulica y unidad acumuladora con el carrete de manguera hidráulica. d) La unidad de control (control pod) y unidad de potencia (Power pack). Las unidades de control son dos uno de color azul y el otro de color amarillo, están instaladas en la parte superior del preventor de reventones y contiene las válvulas que son necesarias para dirigir el fluido a cada función particular en el preventor de reventones (BOP), solamente se utiliza una unidad de control y el otro está como plan de contingencia. La unidad de potencia contiene un cargador de baterías y un juego de baterías almacenadas, si la potencia eléctrica del equipo falla, las baterías almacenadas pueden proveer hasta 72 horas de potencia al panel de control y a la unidad de distribución hidráulica

La dirección del flujo hidráulico en un sistema de control submarino es como sigue: presionando un botón en el panel de control para operar el preventor de reventones resulta en el completamiento de un circuito eléctrico de ese panel al solenoide operado con aire, que se encuentra localizado en el distribuidor (manifold) de control hidráulico. El solenoide operado con aire se abre dirigiendo la presión a un cilindro de aire, la presión en el cilindro de aire abre una válvula de cuatro direcciones que envía una señal piloto a través de la manguera de 3/16 pulgadas a la cubierta de control (control pod), la señal piloto abre la válvula montada bajo el plato (subplate mounted valve o SPM) que permite al fluido hidráulico fluir a través de una manguera de una pulgada de diámetro a la cubierta de control, pasa a través de un regulador y continua hasta la función particular del preventor de reventones para la cual se activo la válvula piloto.

## CAPITULO V.- PERFORACION DEL POZO NAUTILUS X-I UTILIZANDO UNA PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE

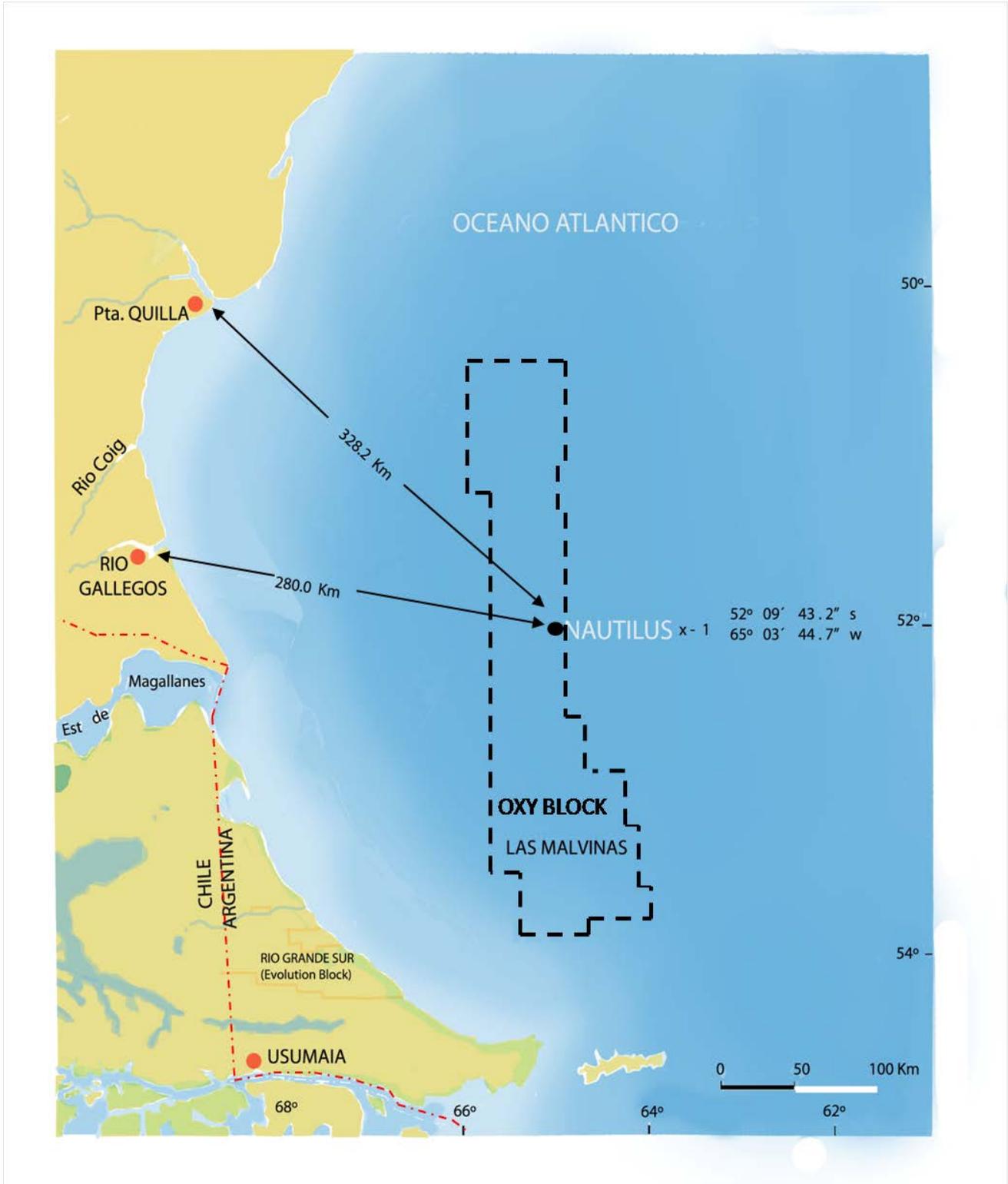
### 5.1- Ubicación Geográfica

La locación del pozo Nautilus X-1 está ubicada en el océano Atlántico, en la parte central del bloque las Malvinas en la línea sísmica MV90-280, punto de disparo 3050 costa afuera a una distancia de 280 km de la ciudad Rio Gallegos, ciudad ubicada en la costa del océano Atlántico de la república de Argentina. Las coordenadas geográficas del pozo Nautilus X-1 son las siguientes:

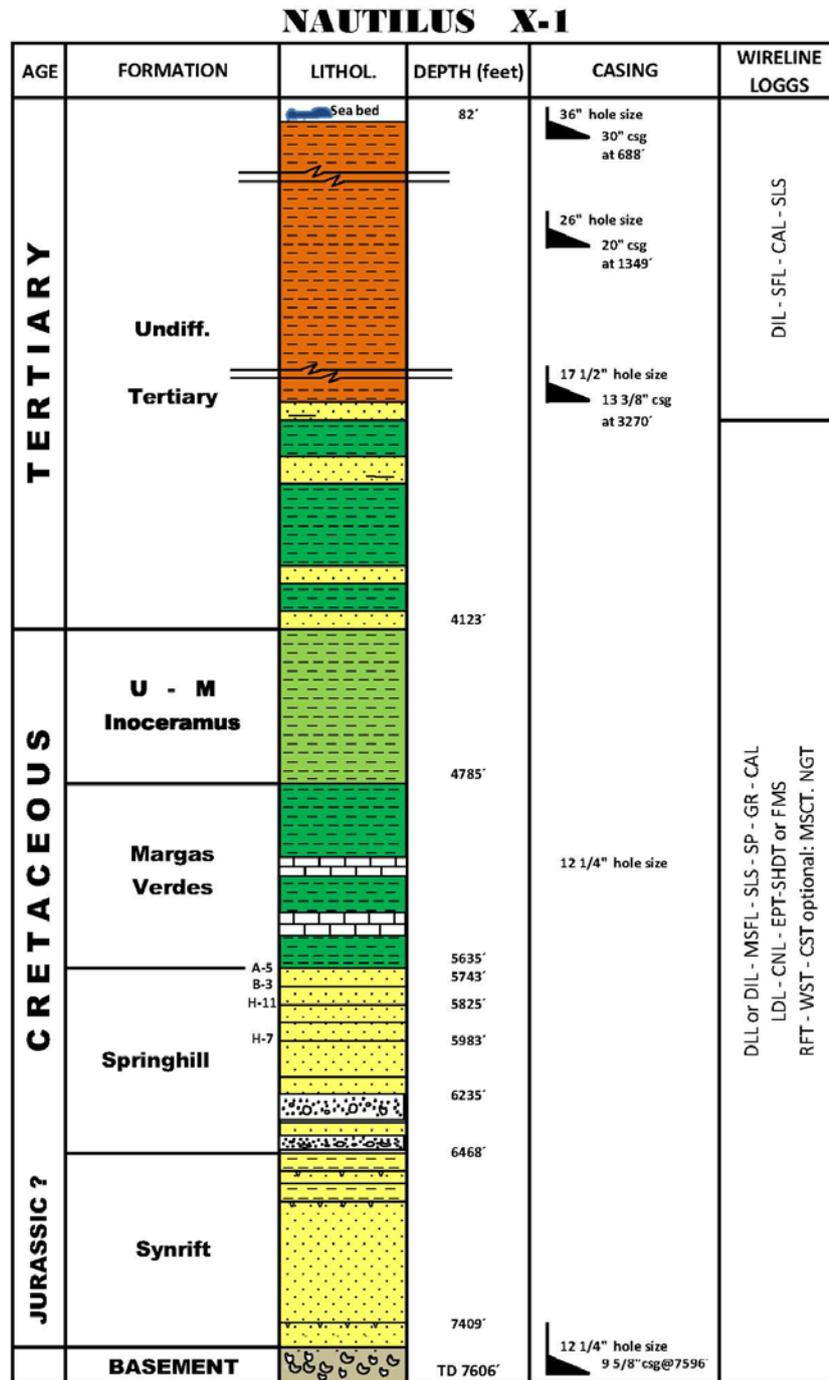
- Coordenadas geográficas cartesianas:  
Y= 4, 220,384 m (Northing) X= 3, 564,161 m (Easting)
- Coordenadas geográficas  
Latitud: 52°09'43.2" S Longitud: 65°03'44.7" W.

El estudio de **batimetría** o profundidad del mar realizado en una área de 9 km cuadrados de extensión muestra una pendiente hacia el sur-oeste con elevación máxima del fondo marino 30 pies de altura, la profundidad del mar en la locación del pozo es de 482 pies, el área más superficial esta en el sector Norte-Oeste con una profundidad mínima de 463 pies y área más profunda esta en el borde del sector Sur-Este con una profundidad máxima de 488 pies. El estudio de **Morfología** del fondo marino realizado en el área de 9 km cuadrados muestra que el fondo está formado por grava y arena lodosa en su mayor extensión. El fondo marino seleccionado para la locación del pozo Nautilus X-1 no presenta anomalías, presenta una capa de 15 a 20 pies de espesor formado por grava y arena lodosas no consolidada lo que facilitaría el sistema de anclaje de la plataforma semi-sumergible, se estima picos de olas de 18 a 20 pies con corrientes marinas fuertes durante el cambio de mareas. El resultado de la interpretación de la sísmica 2D indica posibilidad de encontrar presencia de gas superficial.

### MAPA DEL BLOQUE LAS MALVINAS



### 5.2.- Columna Estratigráfica del pozo Nautilus X-1



### 5.3.- Traslado y posicionamiento de la plataforma

Previo al inicio del movimiento de la plataforma semi-sumergible a la locación del pozo Nautilus X-1 se informó y solicitó autorización a la prefectura naval argentina para trasladar la plataforma semi-sumergible de diseño pentagonal Port Magellan del puerto de punta quilla ubicado en la costa del océano Atlántico hacia la locación del pozo Nautilus X-1 una distancia de 328.2 km (178 millas náuticas). Se estimó un tiempo de traslado de 9 días y el tiempo real fue de 12 días

- **Traslado de la plataforma Semi-sumergible.-** Generalmente el equipo requerido para el traslado de la plataforma semi-sumergible depende de la distancia a la locación con respecto al punto de embarque, si la distancia a trasladarse es de un continente oceánico a otro, se traslada sobre un barco especialmente diseñado para tal efecto, pero si la distancia no es demasiado considerable el traslado se realiza mediante el remolque utilizando como mínimo dos barcos con suficiente potencia para realizar el trabajo con seguridad, lógicamente el análisis de costo de traslado es un factor determinante del sistema a emplearse.

Para el traslado de la plataforma semi-sumergible se seleccionó dos barcos con 8000 BHP de potencia cada una con 195 pies de eslora o longitud, 50 pies de manga o ancho, 21.8 pies de calado, 17.5 pies de calado de navegación, 750 toneladas de capacidad de carga, 4000 pies de cable de 2 ¼ pulgadas para remolque con una resistencia a la ruptura de 250 toneladas, equipo de navegación y comunicación de acuerdo a normas marítimas, equipo de seguridad adecuado para el personal a bordo. Se posicionaron los dos barcos delante de la proa de la plataforma, se engancharon los ganchos del cable de 2 ¼" en la base de las columnas estabilizadoras de la plataforma, efectuado el enganche respectivo los barcos se posicionaron a una distancia de 3280 pies aproximadamente separados una distancia de 1640 pies para realizar los chequeos finales. Finalmente se levantaron las anclas de la plataforma semi-sumergible y se procedió a su remolque siguiendo un programa de rumbo establecido en la reunión previa entre los representantes de la compañía operadora, contratista y capitanes de los barcos de remolque. La velocidad de remolque promedio fue de 2.2 millas por hora (25 millas por día) dependiendo de las condiciones del viento y corriente marina, el avance

y la posición de la plataforma se reportaba cada 24 horas, en un par de ocasiones se tuvo que parar el movimiento debido a las corrientes y vientos fuertes. Durante el proceso de traslado de la plataforma se chequeó todo el equipo requerido para el posicionamiento con anclas en el fondo marino. Se llegó a la zona de la locación del pozo Nautilus X-1 después de 12 días de navegación, se posicionó la proa de la plataforma en sentido opuesto a la dirección del viento predominante según el análisis computarizado realizado

- **Posicionamiento con anclas de la plataforma semisumergible.-**

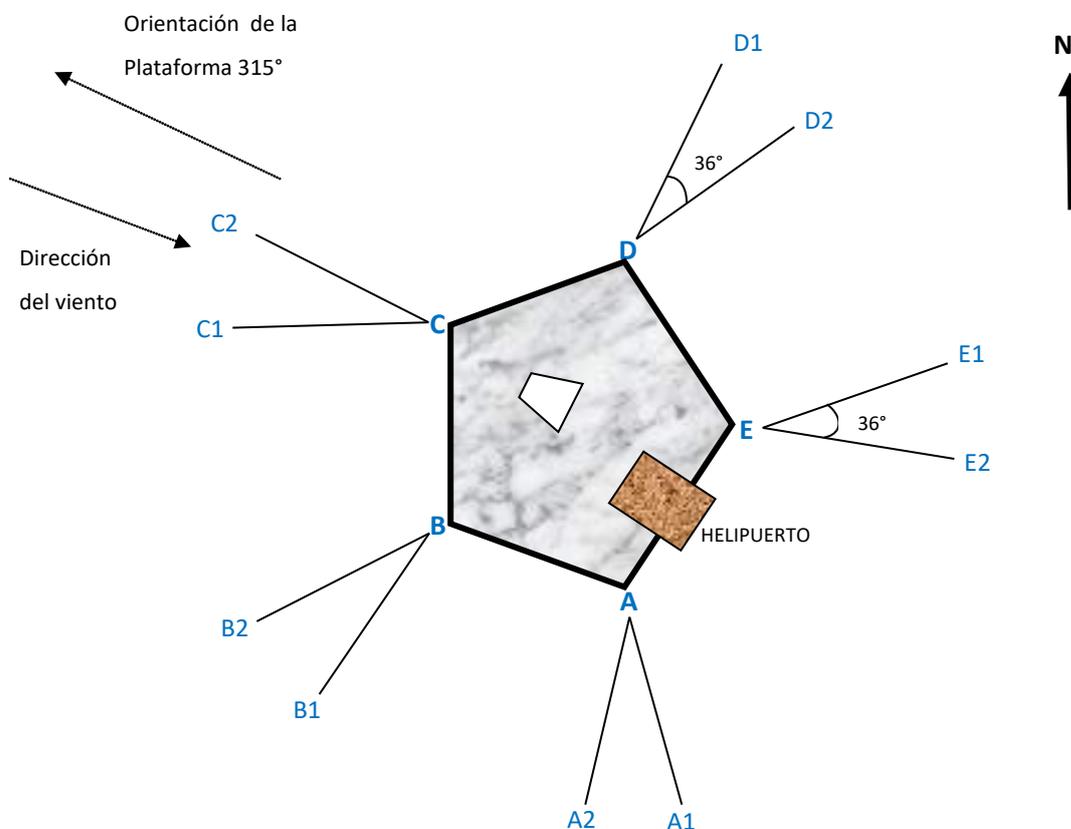
Con la plataforma semi-sumergible en la locación, se procedió a verificar las coordenadas geográficas del pozo Nautilus X-1 utilizando el sistema de posicionamiento global diferencial (DGPS), verificadas las coordenadas se procedió al posicionamiento de la plataforma utilizando 10 anclas de 45,000 lbs de peso cada una colocadas en el fondo marino debidamente espaciadas según el programa de anclaje como sigue:

- Dos millas náuticas antes de la posición del ancla A-1 se procedió a pasar el ancla A-1 de la plataforma del equipo a la cubierta de uno de los barcos de remolque
- Con el barco de remolque en la posición correspondiente se soltó el ancla A-1 hasta que llegue al fondo marino, esta posición quedó registrada en el centro de control de la plataforma semi-sumergible.
- Se procedió a trasladar y soltar al fondo marino el ancla C-2 en la posición correspondiente con la ayuda de uno de los barcos de remolque, mientras el otro barco mantenía sujeto la plataforma en la locación, el ancla C-2 fue ubicado opuesto al ancla A-1.
- Se continuó con el traslado y posicionamiento de las anclas B-2, E-2 y D-1 según el programa establecido
- Colocadas las 5 anclas principales en la posición y distancia correspondiente. Se utilizaron los dos barcos simultáneamente para trasladar y colocar las anclas restantes C-1, B-1, E-1, D-2 y A-2 en la posición y distancia correspondiente
- Colocadas las 10 anclas y señalizadas las posiciones con boyas de 388 ft<sup>3</sup> (11 m<sup>3</sup>) de volumen, se procedió al tensionamiento de cada ancla con 120,000 libras de tensión para determinar si el ancla está bien anclada en

el fondo marino. El ancla C-2 no soportó el tensionamiento aun resentándolo, se tuvo que colocar un ancla secundario para que resista la tensión requerida (Piggy back)

El proceso de tensionamiento se realiza con mecanismos electro-mecánico instalado en el tope de las columnas estabilizadoras de la plataforma semi-sumergible, las tensiones de cada ancla son registradas en el cuarto de control marino. Si el ancla no soporta el tensionamiento de 120,000 libras, es decir empieza a deslizarse, entonces el ancla debe ser inspeccionada y resentado, si aun no soporta el tensionamiento entonces se analizara la posibilidad de sentar el ancla en una posición con una orientación ligeramente diferente o se adicionara anclas secundarias (piggy back) para mantener el ángulo principal en su posición original hasta que soporte el tensionamiento requerido. Realizado el chequeo de las tensiones de los cables de las anclas, se procedió a realizar el chequeo final de las coordenadas geográficas de la locación del pozo Nautilus X-1 con respecto a la plataforma mediante el sistema de posicionamiento global diferencial. Se comprobó que la plataforma estaba posicionado de acuerdo al programa y listo para empezar la perforación.

## NAUTILUS X-1 ESQUEMA DE POSICIONAMIENTO DE ANCLAS



ANCLA	DISTANCIA DESPLEGADA	DIRECCION	PRE-TENSION	TENSION FINAL
A1	1670 MTS	161°	110 TM	45 TM
A2	1628 MTS	192°	110 TM	45 TM
B1	1552 MTS	238°	110 TM	45 TM
B2	1640 MTS	277°	110 TM	45 TM
C1	1623 MTS	298°	110 TM	45 TM
C2	1522 MTS	359°	110 TM	45 TM
D1	1643 MTS	037°	110 TM	45 TM
D2	1661 MTS	056°	110 TM	45 TM
E1	1643 MTS	081°	110 TM	45 TM
E2	1670 MTS	119°	110 TM	45 TM

#### **5.4.-Consideraciones previas al inicio de la perforación**

Son actividades que deben realizarse previo al arribo de la plataforma semi-sumergible a la locación y finalmente cuando está en la locación

- **Previo al arribo de la plataforma de perforación a la locación**
  - Prepara 800 -1200 barriles de lodo para perforar el hueco de 36 pulgadas
  - Traslada la base guía permanente (PGB) hacia el área del celar o moonpool e instala el indicador del ángulo de inclinación en la base guía permanente
  - Chequea y prepara los 04 cables guías de la base guía permanente
  - Mide, levanta y arma en barras las botellas o dril collars necesarios para perforar el hueco de 36, 26 y 17 ½ pulgadas
  - Realiza la prueba de presión del conjunto preventor de reventones (BOP stack) en el moonpool instalando la parte inferior del BOP en el dispositivo mecánico diseñado para este fin (test stump)
- **Cuando la plataforma de perforación arriba a la locación**
  - Mide la longitud total del revestimiento de 30 pulgadas disponible en cubierta. Mide el cabezal conductor de 30 pulgadas ( conductor housing), chequea las herramientas para bajar la tubería conductora de 30 pulgadas y la base guía permanente
  - Llena o inunda con agua de mar los pontones de la plataforma semi-sumergible hasta obtener un lastre de 59 pies, pre-tensiona las 10 anclas de posicionamiento con 110 toneladas de tensión, registra las coordenadas geográficas finales de la ubicación del pozo mediante el sistema de posicionamiento global diferencial para verificar que el equipo de perforación este dentro de los limites de tolerancia.
  - Informa las coordenadas geográficas finales de la ubicación del pozo a la oficina principal de la compañía operadora en rio Gallegos y Buenos Aires (OXY)
  - Se notifica a la prefectura Naval Argentina del arribo de la plataforma semi-sumergible a locación y se solicita una zona de seguridad de 1600 pies alrededor de la plataforma

- Realiza verificación del comportamiento de la marea en la ubicación del pozo cada dos horas utilizando tablas de mareas confeccionadas para el área para determinar el periodo de la marea alta y baja
- Registra 472 pies como la profundidad del mar en la ubicación del pozo. Registra 82 pies como la distancia del RKB al nivel superficial del mar (MSL). Registra 554 pies como la distancia del RKB al fondo del mar (seabed)
- Arma y para en el castillo el conjunto de fondo para perforar el pozo de 36 pulgadas como sigue: 36" Bit con 2 x18 y 1x20 boquillas + Bit Sub con válvula flotadora y asiento para registrar el ángulo de inclinación + 6 x 9 1/2" DC's + XO + 3 X 8" DC's + XO + 12 x 5" HWDP.
- Chequea el fondo del mar en la ubicación del pozo con el vehículo operado a control remoto (ROV). Recolecta 04 muestras del fondo marino para su análisis respectivo. Verifica que el fondo marino en la dirección del pozo no presentaba ningún tipo de obstrucciones
- Arma y para en el castillo 35 barras de tubería de perforación de 5 pulgadas para perforar con el sistema top drive
- Realiza un doble chequeo de la lista de herramientas y materiales para empezar a perforar el hueco estructural de 36 pulgadas (BHA, revestimiento de 30 pulgadas, cabezal de 30 pulgadas, materiales para el lodo, agua fresca disponible, cemento y aditivos, etc)
- **Perforación inicial sin utilizar la tubería conductora o Riser.**- consiste en perforar la parte superficial del hueco conductor del pozo sin utilizar la tubería conductora o riser con retorno del lodo hacia el fondo marino. Los argumentos históricos de arremetidas y reventones de pozos superficiales indican que prescindir de un riser marino y perforar sin retorno del lodo hacia la superficie de la plataforma semi-sumergible ofrece mayor seguridad por las siguientes razones: a) La presencia de una columna de agua asegura una presión hidrostática disponible para actuar contra el golpe o arremetida proveniente de una formación superficial. b) Se elimina la posibilidad de colapso del riser. c) Permite suficiente tiempo para intentar controlar el pozo colocando una columna de lodo pesado por debajo de la línea de descarga o fondo marino. d) Permite desanclar la plataforma de perforación con mayor

rapidez y moverlo a una zona segura. La principal desventaja de perforar el hueco superficial sin riser sería en que un golpe o arremetida producido por gas puede resultar en una reducción de la flotabilidad de la plataforma semi-sumergible debido a la presencia de gas en el agua, que podría ocasionar la inclinación de la plataforma, pero las corrientes marinas generalmente arrastran parte del gas lejos lo cual minimizaría este efecto.

Para la perforación del hueco superficial del pozo Nautilus X-1 se tomaron las siguientes consideraciones:

- Designó un trabajador de la cuadrilla de perforación con experiencia para mantener una vigilancia constante por presencia de burbuja de gas en la superficie del agua debajo del moonpool. Mantener comunicación continua entre la persona encargada de la vigilancia del moonpool, perforador, operador de la cabina de control de la plataforma semi-sumergible y los capitanes de los barcos de apoyo
- Si se detecta burbujas de gas, la persona responsable deberá inmediatamente informar al operador de la cabina de control de la plataforma semi-sumergible, capitanes de los barcos de apoyo y perforador (en ese orden)
- El operador de la cabina de control de la plataforma semi-sumergible accionará la alarma general de sonido y anunciará por auto-parlantes que hay presencia de gas superficial. Activar el plan de emergencia
- El perforador debe empezar a bombear agua de mar al pozo y circular a un régimen de bombeo lo más alto posible mientras se procede a preparar para mover la plataforma semisumergible una distancia de 600 pies fuera del pozo
- El personal no indispensable debe dirigirse a las zonas de evacuación donde se encuentran los botes salvavidas
- Si el golpe de gas no es controlado mediante la circulación de agua de mar bombeado a un caudal alto, desconectar o soltar la tubería para dejarlo en el hueco. Mover la plataforma de perforación unos 600 pies fuera del punto de perforación

## 5.5.-Perforación de la sección del hueco de 36 pulgadas

La sección estructural del hueco de 36 pulgadas es la primera sección del hueco que se perfora, se baja el revestimiento estructural de 30 pulgadas con el cabezal estructural de 30 pulgadas que suministrará el soporte estructural para el riser en caso que se perfora con retorno del lodo a superficie. El cabezal estructural de 30 pulgadas también suministra el alojamiento y soporte para el sistema de cabezal del pozo Lo-Torque de 18 ¾" x 10,000 psi. En el pozo Nautilus X-1 se perforó la sección de 36 pulgadas hasta 688 pies, se bajó y cementó el cabezal estructural de 30 pulgadas con el zapato flotador a 672 pies

- **Perforación del hueco de 36 pulgadas**

- Levanta y coloca en la boca del pozo la broca triconica de dientes de 36" pulgadas ya enroscada con 03 lastrarrenas o drill collars de 9 ½ pulgadas. Chequea el lastre de la plataforma semi-sumergible y bombea agua de mar a los pontones para tener 59 pies de las columnas estabilizadoras sumergidas en el mar. Pinta bandas de color blanco en la primera barra de drill collar de 9 ½ pulgadas cada 10 pies por encima de la broca para ser visualizados en el agua por el vehículo operado a control remoto (ROV). Baja la broca de 36 pulgadas y lastrarrenas hasta 98 pies. Baja el ROV al fondo del mar para chequear la posición de la broca. Registra y verifica las coordenadas geográficas finales de la ubicación del pozo Nautilus X-1 utilizando el sistema de posicionamiento global diferencial.
- Continúa bajando la broca de 36 pulgadas armando el conjunto de fondo (BHA) hasta tocar el fondo del mar a 554 pies. Al bajar el BHA pinta una banda blanca visible a 134 pies por encima de la broca para que sirva como referencia de lo que se debe perforar por debajo del fondo marino (mud line). Registra la distancia del RKB al nivel superficial del mar (MSL) como 82 pies, La distancia del nivel superficial del mar al fondo marino o profundidad de agua como 472 pies y la distancia del RKB al fondo marino como 554 pies. El BHA que se utilizó para perforar el hueco de 36 pulgadas se describe en la tabla siguiente

### DESCRIPCION DEL BHA No 1

BHA para hueco de 36 pulgadas						
Descripción	OD	ID	Longitud (pies)	Libras / pie	Peso parcial	Acumulado (libras)
36" bit	36		2.10	1000.0	2100.00	2,100.00
Bit sub /FV / Totco ring	9.5	3	5.04	216.6	1091.66	3,191.66
6 x 9 ½" DC	9.5	3	180.40	216.60	39074.64	42266.30
XO		3	4.60	150.00	690.00	42956.30
3 x 8" DC	8	2.8125	94.50	150.50	14222.25	57178.55
XO		2.875	3.00	90.00	270.00	57448.55
12 x 5" HWDP	5	3.0625	364.60	49.30	17974.78	75423.33
<b>LONGITUD TOTAL</b>			<b>654.24</b>	<b>PESO TOTAL EN AIRE</b>		<b>75,423.33</b>
			<b>PESO EN LODO DE 8.9 ppg</b>		<b>65,165.57</b>	

- Observa la posición de la broca en el fondo marino con el vehículo operado a control remoto (ROV). Chequea la tabla de mareas para estar seguro que la perforación se inicie en el periodo de marea baja con fuerza de corrientes marinas mínimas.
- Conecta el top drive en la sarta de perforación. Arranca las bombas de lodo bombeando a un caudal de 400 gpm, toca fondo marino y empieza a perforar sin rotación con un caudal de bomba de 600 gpm y 500 psi de presión los primeros 35 pies desde 554 pies hasta 590 pies utilizando agua de mar tratado con bentonita pre-hidratada con agua fresca. Se perfora a un ROP instantáneo controlado de 60 pies por hora con lodo de 8.9 ppg. Observa retorno de lodo al fondo marino con el vehículo operado a control remoto (ROV)
- Circula para limpiar el hueco con 20 barriles de píldora viscosa. Levanta la sarta de perforación, desconecta el top drive, baja herramienta totco y registra 1° de inclinación del pozo a 580 pies. Conecta top drive en la sarta, arranca las bombas lentamente incrementado la presión en etapas.
- Perfora desde 590 pies hasta 620 pies con ROP instantáneo controlado de 60 pies por hora rotando la sarta con los siguientes parámetros de perforación: WOB= 2M lbs RPM: 75 GPM= 600 PP= 500 psi MW= 8.9 ppg. Circula para limpiar el hueco con 20 barriles de píldora viscosa. Levanta la sarta 40 pies con circulación y baja al fondo para verificar la condición del hueco.

- Circula fondo arriba para limpiar el hueco con 20 barriles de píldora viscosa, desconecta el top drive, baja herramienta totco y registra  $1/2^\circ$  de inclinación del pozo a 600 pies. Conecta top drive en la sarta, arranca las bombas de lodo con precaución
- Perfora desde 620 pies hasta 650 pies rotando la sarta con los siguientes parámetros de perforación: WOB= 5/10M lbs RPM: 80 /100 GPM= 800 PP= 850 psi MW= 8.9 ppg. Circula para limpiar el hueco con 20 barriles de píldora viscosa. Repasa el intervalo perforado una vez con circulación sin problema
- Circula fondo arriba para limpiar el hueco con 20 barriles de píldora viscosa, desconecta el top drive, baja herramienta totco y registra  $1^\circ$  de inclinación del pozo a 640 pies. Conecta top drive en la sarta, arranca las bombas de lodo
- Perfora desde 650 pies hasta 688 pies (TD del hueco de 36 pulgadas) rotando la sarta con los siguientes parámetros de perforación: WOB= 10K /12K lbs RPM: 80 /100 GPM= 800 PP= 900 psi MW= 9.2 ppg. Bombea píldora viscosa de 80 segundos a mitad del tubo perforado. Repasa el intervalo perforado una vez con circulación, observa arrastre de 30K lbs desde 670 hasta 660 pies. Baja al fondo, circula fondo arriba con 20 barriles de píldora viscosa de 100 segundos de viscosidad. Verificar con el ROV la marca de pintura blanca que se puso a 134 pies encima de la broca en el BHA para asegurar que se ha perforado la longitud requerida
- Levanta y baja la sarta de perforación 40 pies sin problema. Bombea y llena el pozo con lodo viscoso de 80 segundos de viscosidad
- Realiza viaje corto de calibración del hueco sacando la tubería hasta 564 pies (10 pies por debajo del fondo marino) con arrastre máximo de 15K lbs, baja tubería al fondo sin problema. No se saca la broca por encima del fondo marino con la finalidad de evitar que la corriente marina arrastre la broca fuera del hueco.
- Con la broca en el fondo del pozo a 688 pies se circula fondo arriba y se llena el hueco con lodo viscoso de 100 segundos de viscosidad. Se desconecta el top drive, se suelta la herramienta totco para registrar la inclinación del pozo

- Sacar tubería para correr revestimiento de 30 pulgadas, desarma la broca de 36 pulgadas, recupera la herramienta totco que registro 1° de inclinación a 688 pies.

- **Consideraciones generales del fluido de perforación**

Para perforar el hueco superficial estructural de 36 pulgadas se utilizó agua de mar con píldoras de bentonita pre-hidratada en agua dulce para obtener una viscosidad de 80 segundos. Se preparó 1000 barriles de lodo de bentonita pre-hidratada adicionando 0.5 ppb de carbonato de sodio o soda ash al agua dulce para combatir su dureza precipitando el ion calcio, la adición de hidróxido de sodio o soda caustica ayuda también a reducir la dureza del agua dulce pero su función principal es el control del PH del lodo. El hueco de 36 pulgadas se perforó con agua de mar con retorno en el fondo marino bombeando 20 barriles de píldora viscosa de bentonita pre-hidratada en agua dulce por cada tubo perforado. La sección del hueco de 36 pulgadas se perforó sin control del filtrado y PH. La bentonita pre-hidratada es un reductor primario del filtrado y es un viscosificador eficaz cuando se mezcla con agua salada, la viscosidad del fluido de perforación se mantiene o aumenta mediante adiciones ulteriores de bentonita pre-hidratada al sistema de lodo, la reducción de la viscosidad en este tipo de lodo se consigue por dilución, sedimentación o control mecánico de sólidos. Se utilizó agua dulce para hidratar la bentonita y obtener un mayor rendimiento ya que la bentonita mezclado con agua salada con más de 5000 ppm de sal produce muy poca hidratación. Las características y formulación del fluido de perforación que se utilizó se describen en la tabla siguiente

Densidad del lodo	8.8 – 9.2 ppg
Viscosidad de embudo funnel	80-100 seconds / quart
Bentonita	35 ppb
Soda caustica	1 ppb
Soda Ash o carbonato de sodio	0.75 ppb

- **Preparación y corrida del revestimiento estructural de 30 pulgadas**
  - Finaliza el proceso de sacar la sarta de perforación desarmando las herramientas que no serán necesarias para perforar la siguiente sección del hueco de 26 pulgadas. Deja parado en el castillo los lastra-barrenas o drill collars en barras o stands
  - Realiza reunión de seguridad previa al inicio del trabajo con todo el personal involucrado. Prepara y arma las herramientas necesarias para bajar al hueco el revestimiento de 30 pulgadas. Chequea la medida y cantidad del revestimiento de 30 pulgadas, zapato flotador de 30 pulgadas, cabezal del pozo de 30 pulgadas.
  - Verifica que el zapato flotador de 30 pulgadas de diámetro exterior este soldado en el primer revestimiento a bajarse en el hueco. Verifica que el cabezal de 30 pulgadas este soldado en el ultimo revestimiento de 30 pulgadas a bajarse. Verifica que los revestimientos de 30 pulgadas tengan soldadas las orejas (pad eyes) y estén debidamente certificadas, las orejas soldadas sirven para manipular el revestimiento mediante cables especiales en el proceso de levantar de la rampa del equipo hacia el piso del equipo.
  - Pinta con pintura color blanco el zapato flotador y el cabezal estructural del revestimiento, pinta cuatro bandas de color blanco cada 5 pies por encima del zapato flotador, pinta 10 bandas de color blanco cada pie por debajo del cabezal estructural del pozo lo cual permitirá visualizar y dejar el cabezal 5 pies encima del fondo marino.
  - Arma y para en el castillo 02 tubos de perforación (Drill Pipe) de 5 pulgadas 62 pies de longitud como stinger, la herramienta (running tool) para bajar el cabezal estructural de 30 pulgadas y un tubo de 5 pulgadas de pared gruesa (HWDP).
  - Mueve y coloca la base guía permanente (PGB) del pozo con sus 04 postes y cables guías en la estructura de vigas tipo araña (Spider beam) del moonpool. Prepara y revisa el asiento de la PGB para colocar el cabezal estructural de 30 pulgadas. Instala el indicador de inclinación en la PGB.
  - Levanta el primer revestimiento de 30 pulgadas con el zapato flotador soldado, prueba el flotador y baja al pozo, sienta la cuña alrededor del revestimiento de 30 pulgadas. Levanta, conecta, saca la cuña y baja el

segundo revestimiento a través de la guía base permanente, sienta la cuña. Levanta, conecta y baja el tercer revestimiento con el cabezal estructural del pozo soldado hasta la mesa rotaria, sienta la cuña.

- Levanta el running tool conjuntamente con la tubería de 5 pulgadas por debajo y tubería de 5 pulgadas HWDP por encima previamente armado, baja la tubería de 5 pulgadas dentro del revestimiento y enrosca el running tool en el cabezal estructural del 30 pulgadas rotando la herramienta tres vueltas a la izquierda. Llena el revestimiento con agua de mar
- Baja el running tool con el cabezal estructural del pozo y revestimiento hasta la base guía permanente (PGB), engancha el cabezal estructural del pozo en el asiento de la PGB, levanta para estar seguro que el cabezal estructural de pozo y la PGB estén trabados. Instala los 04 cables guías de  $\frac{3}{4}$  pulgadas en los 04 postes guías de la PGB. Retira la estructura de vigas tipo araña del moonpool
- Baja el conjunto de revestimiento, cabezal del pozo y running tool con tubería de pared gruesa de 5 pulgadas (HWDP) y tubería de 5 pulgadas (DP) hasta 524 pies de profundidad que viene a ser 30 pies por encima de la boca del pozo en el fondo marino. Llena la tubería con agua de mar mientras se baja.
- Baja el vehículo operado a control remoto (ROV) para guiar el Zapato flotador a la boca del pozo. Intenta introducir el zapato flotador en la boca del pozo sin resultado debido a fuertes corrientes marinas. Espera que baje la intensidad de la corriente marina e introduce el zapato flotador en la boca del pozo. Continúa bajando el revestimiento dentro del pozo con 18 HWDP de 5 pulgadas hasta tener el zapato flotador a 672 pies dejando 16 pies de bolsillo o rat hole (TD a 688 pies) y el tope del cabezal estructural de 30 pulgadas a 6 pies por encima del fondo marino. Desuelda las orejas o pad eyes del revestimiento convenientemente mientras baja el revestimiento
- Con el zapato flotador a 672 pies medido desde el RKB y el tope del cabezal estructural de 30 pulgadas a 6 pies por encima del fondo marino, ajusta la presión del sistema compensador de movimiento (motion compensator) para soportar el peso del revestimiento de 30 pulgadas y la tubería utilizada para bajar el revestimiento más un 10%. Aplica tensión mínima a los 04 cables

guías de la PBG. Arma las líneas de circulación y cementación de la compañía de cementación Dowell conectando a la ultima tubería de 5 pulgadas. Prueba las líneas de circulación con 2000 psi de presión, repara fugas en las líneas de superficie y prueba nuevamente con 2000 psi de presión. Pone marca de referencia en la tubería a nivel de la mesa rotaria la cual debe mantenerse con el compensador de movimiento hasta finalizar el trabajo de cementación

- En el pozo Nautilus X-1 se bajó el revestimiento estructural que se detalla a continuación:

Qty	Description	Length (pies)
01	30" Float shoe Welded on 30" x 1" wall Casing	4.20
01	30"x1" Wall Csg, 310 ppf, Grade B, Vetco ST-2	37.05
01	30"x1" Wall Csg, 310 ppf, Grade B, Vetco ST-2	38.43
01	30"x1.5 Wall Csg, 457 ppf, Grade B, Vetco ST-2	37.89
01	30" Wellhead Housing welded on 30" Csg	6.30
	<b>Total Length</b>	<b>123.87</b>

- **Cementación del revestimiento estructural de 30 pulgadas**
- Rompe circulación lentamente, observa retorno en el fondo marino con el vehículo operado a control remoto. Circula 2 veces la capacidad del revestimiento y capacidad anular a un caudal de 7 bpm para acondicionar el hueco para realizar el trabajo de cementación. Observa con el ROV la posición de la PGB y registra 1° ángulo de inclinación lo cual está por debajo del límite permitido que viene a ser 1 ½°. Mantiene mediante el compensador de movimiento la marca en la tubería a nivel de la mesa rotaria para que el cabezal estructural de 30 pulgadas se mantenga a 6 pies por encima del fondo marino
- Prueba positivamente la línea de cementación con 3000 psi de presión. Realiza el trabajo de cementación en una sola etapa como sigue: Bombea 50 barriles de agua de mar como lavador, mezcla y bombea 600 sx de cemento clase G con 1.2 gal / Sx de acelerador (D077) más 0.01 gal /Sx de antiespumante (D047), 16 ppg densidad de la mezcla de cemento, desplaza con la unidad de cementación 41 barriles de agua de mar hasta 49 pies encima del zapato flotador. Verifica con el ROV el retorno de circulación y

de cemento en el fondo marino, verifica que el tope del cabezal estructural de 30 pulgadas este 6 pies por encima del fondo marino.

- Finalizado el desplazamiento del cemento, chequea la válvula del zapato flotador liberando la presión final de desplazamiento registrando 2 barriles el retorno del flujo hacia el tanque de desplazamiento, lo cual indica que la válvula del zapato flotador funciona. Espera 02 hrs por fraguado de cemento. Desenrosca el running tool del cabezal estructural de 30 pulgadas.
- Levanta la sarta de cementación hasta tener la punta de la tubería de 5 pulgadas o stinger a 15 pies por debajo del tope del cabezal estructural de 30 pulgadas, circula con agua de mar para limpiar la sección del cabezal estructural
- Saca la sarta de cementación a superficie desarmando 6 tubos de HWDP de 5 pulgadas y dejando parado en el castillo 4 barras de HWDP de 5 pulgadas, desarma el running tool y las 02 tuberías de 5 pulgadas. Realiza preparativos para perforar la sección del hueco de 26 pulgadas
- Datos y prueba de laboratorio del trabajo de cementación

Lavador (Pre-flush)	50 bbls agua de mar
Cemento clase G,50 kg / sx con 200% exceso	600 sx
Acelerador (D077)	1.2 gal / sx
Antiespumante (D047)	0.01 gal /sx
Agua de mar	4.7 gal /sx
Densidad de la mezcla	16 ppg
Rendimiento (Yield)	1.382 cuft /sx
Tiempo de fragüe (Thickening time)	± 4 hrs
Resistencia a la compresión en 4 hrs a 45 °F	50 psi
Resistencia a la compresión en 6 hrs a 45 °F	450 psi
Temperatura de circulación de fondo	48 °F
Agua libre	0 ml a 70 °F

### 5.6.- Perforación de la sección del hueco de 26 pulgadas

La sección del hueco conductor de 26 pulgadas es la segunda sección del hueco que se perfora, se baja el revestimiento conductor de 20 pulgadas con el sistema de cabezal del pozo Lo-Torque 18 ¾ "x 10,000 psi que sienta en el cabezal estructural de 30 pulgadas. El sistema de cabezal del pozo suministra la conexión y soporte para el conjunto BOP y riser marino. El sistema de cabezal del pozo consta internamente de alojamientos para sentar los colgadores del revestimiento de 13 3/8, 9 5/8 y 7 pulgadas. Permiten también sentar los tapones

para probar el conjunto preventor de reventones o BOP. En el pozo Nautilus X-1 se perforó la sección de 26 pulgadas hasta 1364 pies con retorno del lodo al fondo marino, se bajó y cementó el revestimiento conductor de 20 pulgadas quedando el zapato flotador a 1349 pies. Previo al inicio de la perforación del hueco de 26 pulgadas se realiza lo siguiente:

- Levanta el running tool que enroscará en el sistema cabezal del pozo Lo-Torque 18 ¾" x 10,000, enrosca una tubería corta (pup joint) de 5 pulgadas de 10 pies de longitud en la conexión inferior y superior del running tool.
- Levanta y coloca en la mesa rotaria el sistema cabezal del pozo Lo-Torque. Enrosca el running tool en sistema cabezal del pozo con 4 vueltas a la izquierda, desenrosca el running tool con 4 vueltas a la derecha comprobando su operatividad. Coloca el running tool y sistema de cabezal del pozo en un lugar adecuado
- **Perforación del hueco de 26 pulgadas**
- Levanta y coloca en la boca del pozo la broca triconica de dientes de 26" pulgadas revestido con boquillas de 3x18, levanta una barra de drill collars de 9 ½ pulgadas, enroca la broca de 26 pulgadas e instala un estabilizador de 26 pulgadas dos drill collars encima de la broca, pinta la broca con pintura blanca. Instala la estructura guía (guide frame) en el moonpool, baja la broca de 26 pulgadas hasta la estructura guía de la broca, sujeta la broca en el centro de la estructura guía con cables de baja resistencia a la tensión a las 04 guías de la PGB. Baja la broca de 26 pulgadas con el conjunto BHA y la estructura guía hasta 520 pies a 30 pies por encima del tope del cabezal estructural de 30 pulgadas
- Baja el vehículo operado a control remoto (ROV) al fondo del mar para visualizar la posición de la broca y ayudar la entrada de la broca de 26 pulgadas en el cabezal estructural de 30 pulgadas. El operador del ROV localiza la posición de la broca e informa al perforador, chequea la tabla de mareas y corrientes marinas. El perforador en coordinación con el operador del ROV baja lentamente la broca de 26 pulgadas y encaja en el tope del cabezal estructural de 30 pulgadas a 548 pies. Rompe los cables de baja tensión y saca a superficie la estructura guía de la broca. Saca también a superficie el ROV

- Continua bajando la broca de 26 pulgadas armando el conjunto de fondo (BHA), toca tope de cemento a 635 pies 37 pies encima del zapato flotador de 30 pulgadas. Levanta y desarma un HWDP de 5 pulgadas. Baja el ROV al fondo del pozo. Conecta el top drive en la sarta de perforación, arranca las bombas de lodo incrementando el caudal hasta 680 GPM. Perfora cemento de 635 pies hasta 668 pies con 680 GPM, 70 RPM, 12K WOB y 800 psi, perfora el zapato flotador de 30 pulgadas de 668 hasta 672 pies, limpia el hueco bolsillo hasta 688 pies, verifica retorno del lodo al fondo marino con el vehículo operado a control remoto o ROV. Circula fondo arriba para limpiar el pozo con 20 barriles de píldora viscosa.
- Perfora hueco de 26 pulgadas de 688 pies hasta 780 pies con ROP instantáneo controlado de 60 pies por hora rotando con los siguientes parámetros de perforación: WOB= 15K lbs RPM=80 GPM= 800 PP= 900 psi MW= 9.0 ppg. Circula para limpiar el hueco con 20 barriles de píldora viscosa. Levanta la sarta 40 pies con circulación y baja al fondo para verificar la condición del hueco.
- Circula fondo arriba para limpiar el hueco con 20 barriles de píldora viscosa, desconecta el top drive, baja herramienta totco y registra 1° de inclinación del pozo a 780 pies. Conecta top drive en la sarta, arranca las bombas de lodo
- Perfora desde 780 pies hasta 930 pies con ROP controlado de 60 FPH con los siguientes parámetros de perforación: WOB= 20K lbs RPM= 120 GPM= 1000 PP= 1100 psi MW= 9.1 ppg. Bombea 20 barriles de píldora viscosa cada tres tubos perforados para limpiar el hueco. Repasa cada tubo perforado una vez antes de hacer la conexión.
- Circula fondo arriba para limpiar el hueco con 20 barriles de píldora viscosa, desconecta el top drive, baja herramienta totco y registra 1/2° de inclinación del pozo a 930 pies. Conecta top drive en la sarta, arranca las bombas de lodo lentamente
- Perfora desde 930 pies hasta 1080 pies con ROP controlado de 80 FPH con los siguientes parámetros de perforación: WOB= 20K lbs RPM: 140 GPM= 1000 PP= 1150 psi MW= 9.2 ppg. Bombea 20 barriles de píldora

viscosa cada tres tubos perforados para limpiar el hueco. Repasa cada tubo perforado una vez antes de hacer la conexión.

- Circula fondo arriba para limpiar el hueco con 20 barriles de píldora viscosa, desconecta el top drive, baja herramienta totco y registra 1° de inclinación del pozo a 1080 pies. Conecta top drive en la sarta.
- Perfora desde 1080 pies hasta 1230 pies con ROP controlado de 80 FPH con los siguientes parámetros de perforación: WOB= 20K lbs RPM: 160 GPM= 1000 PP= 1200 psi MW= 9.2 ppg. Bombea 20 barriles de píldora viscosa cada tres tubos perforados para limpiar el hueco. Repasa cada tubo perforado una vez antes de hacer la conexión.
- Circula fondo arriba para limpiar el hueco con 20 barriles de píldora viscosa, desconecta el top drive, baja herramienta totco y registra 3/4° de inclinación del pozo a 1230 pies. Conecta top drive en la sarta.
- Perfora desde 1230 pies hasta 1364 pies con ROP controlado de 80 FPH con los siguientes parámetros de perforación: WOB= 20/25K lbs RPM: 140 GPM= 1000 PP= 1300 psi MW= 9.2 ppg. Bombea 20 barriles de píldora viscosa cada tres tubos perforados para limpiar el hueco. Repasa cada tubo perforado una vez antes de hacer la conexión. Observa un arrastre de 30K lbs. El BHA que se utilizó para perforar el hueco de 26 pulgadas se describe en la tabla siguiente

#### DESCRIPCION DEL BHA No 2

Descripción	OD	ID	Longitud (pies)	Libras / pie	Peso (libras)
26" bit, 7 5/8 Reg Box Up	26		1.80	650.00	1170.00
Bit sub / FV / Totco ring, Reg Box x Box	9.5	3	4.80	216.60	1039.68
1 x 9 1/2" KM, 7 5/8 Reg PxB	9.5	3	31.60	216.60	6844.56
1 x 9 1/2" DC, 7 5/8 Reg PxB	9.5	3	31.10	216.60	6736.26
<b>26" STB, 7 5/8 Reg PxB</b>	9.5	3	6.80	300.00	2040.00
1 x 9 1/2" DC, 7 5/8 Reg PxB	9.5	3	31.10	216.60	6736.26
<b>26" STB, 7 5/8 Reg PxB</b>	26	3	6.50	230.00	1495.00
4 x 9 1/2" DC, 7 5/8 Reg PxB	9.5	3	124.40	216.16	26890.30
XO, 7 5/8 Reg Px6 5/8 R B	9x8	3	4.60	216.60	996.36
1 x 8" DC, 6 5/8 Reg P x B	8	2.8125	31.30	150.50	4710.65
<b>1 x 8" Jar, 6 5/8 Reg P x B</b>	8	2.8125	32.00	147.00	4704.00
2 x 8" DC, 6 5/8 Reg P x B	8	2.8125	61.40	150.50	9240.70
XO, 6 5/8 Reg Pin x 4 1/2 IF Box	8x7	2.875	3.20	90.00	288.00
12 x 5" HWD, 4 1/2 P x B	5	3.0625	364.60	49.30	17974.78
<b>LONGITUD TOTAL</b>			<b>735.20</b>		
<b>PESO TOTAL DEL BHA EN EL AIRE</b>					<b>90,866.55</b>
<b>PESO TOTAL DEL BHA EN LODO DE 9.2 ppg</b>					<b>78,078.23</b>
<b>PESO DEBAJO DEL JAR EN LODO DE 9.2 ppg</b>					<b>50,412.38</b>

- Circula fondo arriba para limpiar el hueco con 50 barriles de píldora viscosa de 98 segundos, levanta y baja la tubería 40 pies, observa arrastre normal de 10K lbs. Desconecta el top drive, baja herramienta totco y registra 1° de inclinación del pozo a 1364 pies.
- Realiza viaje de limpieza sacando la sarta de perforación hasta el zapato de 30 pulgadas a 672 pies con arrastre máximo de 15K lbs, baja tubería al fondo, encuentra 5 pies de llenado. Circula fondo arriba con 50 barriles de píldora viscosa. Desplaza el hueco con 800 barriles de lodo de 100 segundos de viscosidad
- Saca tubería para correr revestimiento de 20 pulgadas, desarma los estabilizadores de 26 pulgadas, martillo de perforación, bit sub y broca de 26 pulgadas.

- **Consideraciones generales del fluido de perforación**

Para perforar el hueco de 26 pulgadas se utilizó agua de mar con píldoras de bentonita pre-hidratada en agua dulce para obtener una viscosidad de 100 segundos. Se utilizó el mismo fluido de perforación que el empleado para perforar el hueco de 36 pulgadas adicionando soda caustica para controlar el PH y adicionando hidróxido de calcio o cal hidratada para incrementar la capacidad de acarreo. El hueco de 26 pulgadas se perforó con agua de mar con retorno en el fondo marino bombeando 20 barriles de píldora viscosa de bentonita pre-hidratada en agua dulce por cada tubo perforado. Las características y formulación del fluido de perforación que se utilizó se describen en la tabla siguiente

Densidad del lodo	9.2 ppg
Viscosidad de embudo funnel	95 seconds / quart
PV / YP @ 120 °F	10 / 30
Gels @ 120 °F	10 / 14
FL API / HTHP	NA
Solidos	5%
PH	10
Cloruros	30,000 ppm
Bentonita	35 ppb
Soda caustica	1 ppb
Hidróxido de calcio o cal	0.75 ppb

- **Preparación y corrida del revestimiento conductor de 20 pulgadas**
- Finaliza el proceso de sacar la sarta de perforación desarmando las herramientas que no serán necesarias para perforar la siguiente sección del hueco de 17 1/2 pulgadas. Deja parado en el castillo los lastra-barrenas o drill collars en barras o stands
- Realiza reunión de seguridad previa al inicio de la corrida del revestimiento de 20 pulgadas con todo el personal involucrado. Prepara y arma las herramientas necesarias para bajar el revestimiento conductor de 20 pulgadas. Chequea la medida y cantidad del revestimiento conductor de 20 pulgadas, zapato flotador de 20 pulgadas y sistema cabezal del pozo de 18 3/4" x 10,000 psi.
- Pinta con pintura color blanco el zapato flotador de 20 pulgadas y el sistema del cabezal del pozo, pinta una banda blanca a 20 pies por encima del zapato flotador
- Coloca el zapato flotador en la boca del pozo sujetado por la cuña para revestimiento conductor de 20 pulgadas, levanta y conecta en el zapato flotador el primer revestimiento conductor de 20 pulgadas, saca la cuña y baja hasta el moonpool, prueba el zapato flotador llenando con agua de mar, sienta la cuña alrededor del revestimiento conductor de 20 pulgadas. Instala a 15 pies encima del zapato flotador la estructura guía y dos cables simétricos de baja resistencia para mantener el zapato flotador centrado con respecto al eje axial del pozo. Baja el ROV al fondo marino para registrar la posición del zapato flotador
- Levanta el revestimiento conductor, saca la cuña, baja 14 juntas de revestimiento de 20 pulgadas y la estructura guía hasta 520 pies llenando con lodo cada tubo. Localiza la posición del zapato flotador con el ROV, conecta el revestimiento No 15, el perforador en coordinación con el operador del ROV baja lentamente el revestimiento conductor hasta que el zapato flotador entre al tope del cabezal estructural de 30 pulgadas, saca la estructura guía a superficie. Continúa bajando 5 juntas mas de revestimiento conductor de 20 pulgadas hasta 770 pies
- Conecta el running tool al sistema cabezal del pozo de 18 3/4" x 10,000 psi con tres vueltas a la izquierda, levanta el running tool con el sistema cabezal

del pozo, instala el tapón submarino de cementación en el conector enroscado por debajo del running tool, baja el tapón dentro del revestimiento de 20 pulgadas, conecta el sistema cabezal del pozo y running tool en el revestimiento de 20 pulgadas con un conector tipo aldaba (latch type connector)

- Continúa bajando revestimiento conductor de 20 pulgadas con HWDP de 5 pulgadas hasta 1320 pies, encuentra puente, conecta la cabeza de circulación en el HWDP de 5 pulgadas, rompe circulación lentamente, observa retorno en el fondo marino con el ROV, circula con un caudal de 600 gpm, baja el zapato flotador con circulación hasta 1338 pies y observa la posición del sistema cabezal del pozo con el ROV a 8 pies arriba del tope del cabezal estructural de 30 pulgadas
- Ajusta la presión del sistema compensador de movimiento (motion compensator) para soportar el peso del revestimiento conductor de 20 pulgadas y la tubería utilizada para bajar el revestimiento más un 10%. El perforador en coordinación con el operador del ROV baja lentamente con circulación 8 pies, sienta el sistema cabezal del pozo en el cabezal estructural de 30 pulgadas quedando el zapato flotador a 1349 pies (16 pies del fondo).
- Tensiona la sarta con 50K lbs de sobretensión, el sistema cabezal del pozo no se mueve lo que verifica que el dispositivo de enganche del sistema cabezal del pozo está trabado en el asiento del cabezal estructural de 30 pulgadas.
- Circula 2 horas a un caudal de 12 BPM para limpiar el pozo y acondicionar el lodo para realizar el trabajo de cementación. Observa el retorno de la circulación en el fondo marino con el ROV
- En el pozo Nautilus X-1 se bajó el revestimiento conductor de 20 pulgadas que se detalla a continuación:

Qty	Description	Length (pies)
01	20" Float shoe, 130 ppf, RL-4S	2.80
19	20" Csg, 130 ppf, Grade X-56, RL-4S	753.87
01	20" Csg, 130 ppf, Grade X-56, ALT-2 Box	38.60
01	18 3/4" x 10K Lo torque Wellhead System, CIW	5.76
	<b>Total Length</b>	<b>801.03</b>
	<b>Total weight in air</b>	<b>104,134 lbs</b>
	<b>Total weight in 9.2 ppg mud</b>	<b>89,494 lbs</b>

- **Cementación del revestimiento conductor de 20 pulgadas**
- Arma y prueba la línea de cementación con 3000 psi de presión. Realiza el trabajo de cementación en una sola etapa con dos mezclas de cemento de diferente densidad como sigue: a) Primera mezcla o mezcla de adelante (lead Slurry) con 520 sx de cemento clase G con 0.5 gal / Sx de extendedor (D075) más 0.80 gal /Sx de acelerador (D077) más 0.01 gal / Sx de antiespumante (D047), 12.5 ppg densidad de la mezcla de cemento b) Segunda mezcla o mezcla de cola (tail slurry) con 795 Sx de cemento clase G con 0.6 gal / Sx de acelerador (D077) más 0.01 gal / Sx de antiespumante (D047), 16 ppg densidad de la mezcla de cemento.
- Suelta el tapón dardo para tubería de 5 pulgadas, desplaza con la unidad de cementación 5 barriles de agua de mar, llega y asienta el tapón dardo en el tapón submarino de 20 pulgadas, rompe los tornillos de sujeción con 800 psi y continua el desplazamiento con 246 barriles de agua de mar hasta 49 pies encima del zapato flotador. Verifica con el ROV el retorno de circulación y de cemento en el fondo marino.
- Finalizado el desplazamiento del cemento, chequea la válvula del zapato flotador liberando la presión final de desplazamiento registrando 2.5 barriles el retorno del flujo hacia el tanque de desplazamiento, lo cual indica que la válvula del zapato flotador funciona. Desenrosca el running tool del sistema cabezal del pozo de 18 ¾" x 10K psi
- Levanta y baja la sarta de tubería hasta tener la punta del conector del tapón submarino de cementación a 15 pies por debajo del tope del sistema cabezal del pozo, circula con agua de mar para limpiar la sección del 18 ¾" x 10000 psi sistema cabezal del pozo donde sentará el tapón de prueba del BOP y el protector del sistema cabezal del pozo
- Saca la sarta de cementación a superficie desarmando 3 juntas de HWDP de 5 pulgadas y dejando parado en el castillo 5 barras de HWDP de 5 pulgadas, desarma el running tool y las dos tuberías cortas (pup joint)
- Datos y prueba de laboratorio del trabajo de cementación

<b>PRIMERA MEZCLA (LEAD SLURRY)</b>	
Cemento clase G,50 kg / sx con 100% exceso	520 sx
Extendedor (D075)	0.50 gal / sx
Acelerador (D077)	1.2 gal / sx
Antiespumante (D047)	0.80 gal /sx
Agua de mar	15.5 gal /sx
Densidad de la mezcla	12.5 ppg
Rendimiento (Yield)	1.631 cuft /sx
Tiempo de fragüe (Thickening time)	± 6 hrs
Resistencia a la compresión en 12 hrs a 58 °F	50 psi
Resistencia a la compresión en 24 hrs a 58 °F	225 psi
Temperatura de circulación de fondo (BHCT)	58 °F
Agua libre	32 ml a 70 °F
<b>SEGUNDA MEZCLA (TAIL SLURRY)</b>	
Cemento clase G,50 kg / sx con 100% exceso	795 sx
Acelerador (D077)	0.60 gal / sx
Antiespumante (D047)	0.01 gal / sx
Agua fresca	6.073 gal / sx
Densidad de la mezcla	16.0 ppg
Rendimiento (Yield)	1.371 cuft /sx
Tiempo de fragüe (Thickening time)	± 4:00 hrs
Resistencia a la compresión en 12 hrs a 58 °F	1575 psi
Resistencia a la compresión en 24 hrs a 58 °F	2125 psi
Temperatura de circulación de fondo (BHCT)	58 °F
Agua libre	0.0 ml a 70 °F

- **Instalación y prueba del conjunto BOP, Riser y Desviador**
- Coloca el conjunto BOP con el conector hidráulico en la parte inferior para el sistema cabezal del pozo en el dispositivo de prueba para BOP (test stump) ubicado a un costado del centro del pozo en el área del moonpool, instala el LMRP con el conector hidráulico en el tope del BOP, instala la cubierta de control amarillo y azul (yellow pod & blue pod), conecta las mangueras hidráulicas de 1 pulgada en la cubierta de control , conecta la línea del estrangulador y línea para matar el pozo, instala la válvulas de contrafalla (fail-safe valve), conecta las mangueras de 1 pulgada hacia la unidad de control del BOP submarino.
- Realiza prueba de funcionamiento del conector hidráulico del LMRP desconectándolo del BOP, re-instala el conector hidráulico del LMRP, llena el conjunto BOP con agua, baja una tubería de 5 pulgadas y enroca en el

dispositivo de prueba del BOP (test stump), cierra el preventor anular superior alrededor de la tubería de 5 pulgadas, prueba el conector hidráulico del LMRP con 1000-3500 psi, prueba el preventor anular superior y preventor anular inferior con 3500 psi. Prueba el ariete de tubería inferior, ariete medio, ariete superior, la línea de matar el pozo, la línea de estrangular y la válvula contrafalla con 500-10,000 psi, desenrosca y saca la tubería del conjunto BOP. Cierra el ariete de corte ciego, prueba con 500-5000 psi, libera la presión, realiza prueba de funcionamiento del ariete de corte para revestimiento.

- Arma herramientas para bajar el conjunto BOP y riser de 21 pulgadas, verifica que la elevadora para tubería de 5 pulgadas es de 500 toneladas de capacidad. Conecta la junta de seguridad de 5 pulgadas en el tope de la junta flexible, traslada y posiciona utilizando la grúa puente el LMRP con el conjunto BOP cerca a la boca del pozo, conecta dos HWDP de 5 pulgadas en la junta de seguridad de 5 pulgadas, engancha la elevadora de 500 toneladas en la junta HWDP de 5 pulgadas, levanta lentamente el conjunto de LMRP y BOP ayudado por la grúa puente, baja lentamente el conjunto LMRP-BOP y sienta sobre la viga tipo araña (spider beam), instala del indicador de inclinación en el LMRP. Conecta las mangueras de 1 pulgada en la cubierta de control amarillo y azul (yellow & blue control pod), realiza prueba de funcionamiento completa del sistema de control del BOP
- Levanta el conjunto BOP, revisa el conector hidráulico para el sistema de cabezal del pozo, conecta el primer riser de 21 pulgadas en la conexión brida de la extensión de la junta flexible, instala las líneas de estrangular y matar del pozo a lo largo sujeto al cuerpo del riser, prueba las líneas de estrangular y matar con 500-5000 psi. Verifica que el gancho del motón viajero este trabado para evitar que el BOP rote al ser bajado
- Baja el conjunto LMRP-BOP con 8 juntas de riser de 21 pulgadas conjuntamente con las líneas de estrangular y matar el pozo, prueba las líneas de estrangular y matar con 500-5000 psi cada riser bajado. Levanta y conecta la junta telescópica deslizante en el último riser bajado, instala las líneas de tensión del riser, conecta el riser de asentamiento (riser landing joint). Baja el ROV al fondo marino para verificar la posición del conector hidráulico del conjunto BOP

- Ajusta la presión del sistema compensador de movimiento para soportar el peso del conjunto LMRP-BOP y los risers. El perforador en coordinación con el operador del ROV baja lentamente el conector hidráulico, toca y engancha con 10K de peso en el sistema de cabezal del pozo de 18 ¾" x 10,000 psi a 548 pies, aplica una sobretensión de 50K lbs y confirma que el conector hidráulico está correctamente enganchado o trabado. Conecta la línea de estrangular y matar el pozo, prueba con 500-5000 psi. Aplica 45K lbs de tensión en los cables tensionadores del riser.
- Desconecta y saca el riser de asentamiento. Libera el barril interior de la junta deslizable telescópica, prueba su funcionamiento levantando y bajando 45 pies. Conecta la herramienta para correr el desviador (diverter running tool) en el desviador de flujo (flow diverter) , conecta el desviador de flujo en el tope del barril interior, sienta el desviador debajo de la mesa rotaria por debajo del niple campana de flujo, realiza prueba de funcionamiento del desviador de flujo ( Flow Diverter). Desarma las herramientas que se utilizaron para manipular el riser, desarma la herramienta para correr el desviador de flujo
- Enroca y baja con HWDP de 5 pulgadas el tapón de prueba del BOP, sienta en la sección del sistema cabezal del pozo, llena el conjunto BOP con agua de mar mezclado con un colorante anaranjado para distinguir si se presenta alguna fuga durante la prueba de presión. Prueba con 300-2500 psi el conector hidráulico del sistema cabezal del pozo, ariete para tubería inferior, ariete para tubería medio, ariete para tubería superior, las válvulas contra falla (fail-safe valve), líneas para estrangular, líneas para matar, conector hidráulico del LMRP, preventor anular inferior y preventor anular superior, mantiene presión en cada prueba por 15 minutos, registra la presión y el tiempo de la prueba en una carta, saca y desarma el tapón de prueba del BOP. Observa con el ROV las conexiones del conjunto BOP durante toda la prueba de presión
- Cierra el ariete de corte ciego, prueba el revestimiento de 20 pulgadas y el ariete de corte ciego con 300-1000 psi. Prueba con 300-5000 psi la válvula de seguridad de apertura completa, la válvula de seguridad del BOP interno o válvula con resorte, la válvula superior e inferior del top drive y la línea del stand pipe. Cierra el desviador y prueba funcionamiento de las líneas

laterales del desviador que van hacia babor y estribor de la plataforma semi-sumergible.

- Enrosca con tres vueltas a la derecha la herramienta (wear bushing running tool) para correr el protector de desgaste en el protector de desgaste (wear bushing) de 18 ¾". Baja el protector de desgaste con HWDP de 5 pulgadas, sienta el protector de desgaste en el sistema de cabezal del pozo, libera la herramienta para correr el protector de desgaste rotando la tubería tres vueltas a la izquierda, saca y desarma la herramienta.
- Realiza mediciones para espaciar adecuadamente y colgar la sarta en caso de emergencia en el ariete para tubería medio. Realiza ejercicio de colgar la tubería positivamente

### **5.7.- Perforación de la sección del hueco de 17 1/2 pulgadas**

La sección del hueco de superficie de 17 ½" pulgadas es la tercera sección del hueco que se perfora, baja el revestimiento de 13 3/8" pulgadas con el colgador del revestimiento enrocado y con la herramienta para correr el colgador instalado (casing hanger running tool). Baja el colgador y revestimiento con tubería de 5 pulgadas hasta que sienta en el alojamiento para el colgador del revestimiento en el sistema cabezal del pozo de 18 ¾" x 10,000 psi, desenrosca la herramienta para correr el revestimiento rotando la tubería tres vueltas a la derecha, saca la herramienta a superficie. En el pozo Nautilus X-1 se perforó la sección del hueco de superficie de 17 ½ pulgadas hasta 3285 pies con retorno del lodo a superficie a través del riser, se bajó y cementó el revestimiento de 13 3/8 pulgadas quedando el zapato flotador a 3270 pies. Previo al inicio de la perforación de la sección del hueco de 17 ½" pulgadas se realiza lo siguiente:

- Prepara e instala 4 boquillas de 16/32 en la broca triconica de dientes de 17 ½ pulgadas, verifica que los conos tengan movimiento rotacional normal
- Revisa visualmente las conexiones y mide todo los componentes del conjunto de fondo o BHA
- Levanta el "casing hanger running tool" con una tubería corta o pup joint conectada en la parte superior e inferior, conecta al colgador del revestimiento con tres vueltas a la izquierda y libera con tres vueltas a la derecha comprobando su funcionamiento. Instala en la punta de la tubería

corta inferior la herramienta para instalar el tapón de cementación submarino de tope

- Levanta una tubería de 5 pulgadas simple, conecta la cabeza de cementación con el tapón dardo de lanzamiento instalado el cual sentará en el tapón de cementación submarino de tope durante el proceso de desplazamiento en el trabajo de cementación
  
- **Perforación del hueco de 17 1/2 pulgadas**
  - Levanta y coloca en la boca del pozo la broca triconica de dientes de 17 ½ pulgadas revestido con boquillas de 4x16, levanta una barra de drill collars de 9 ½ pulgadas, enroca la broca de 17 1/2 pulgadas e instala un estabilizador de 17 1/2 pulgadas dos dril collars encima de la broca.
  - Continúa bajando la broca de 17 1/2 pulgadas a través del riser completando el armado el conjunto de fondo (BHA) pendular estándar con estabilizadores de 17 ½ pulgadas instalados a ± 60 y 90 pies por encima de la broca. Baja broca y conjunto de fondo con tubería de 5 pulgadas, toca tope de cemento a 1309 pies 40 pies encima del zapato flotador de 20 pulgadas. Levanta y desarma una tubería simple de 5 pulgadas. Conecta el top drive en la sarta de perforación, arranca las bombas de lodo incrementando el caudal hasta 750 GPM. Perfora cemento con agua de mar de 1309 pies hasta 1346 pies con 750 GPM, 60 RPM, 10K WOB y 1000 psi, perfora el zapato flotador de 20 pulgadas de 1346 hasta 1349 pies, limpia el hueco bolsillo hasta 1364 pies.
  - Perfora de 1364 hasta 1380 pies 15 pies de hueco nuevo de 17 ½” con lodo de 9.2 ppg de densidad. Circula fondo arriba con 20 barriles de píldora viscosa para limpiar el pozo, continúa circulando hasta balancear la columna de lodo. Levanta la sarta de perforación hasta tener la broca de 17 ½ pulgadas dentro del revestimiento 10 pies por encima del zapato flotador de 20 pulgadas. Desconecta el top drive, instala la cabeza de circulación y líneas de cementación en superficie, prueba líneas de superficie con 2000 psi de presión, cierra el preventor anular superior, realiza prueba de L.O.T bombeando por la tubería a ¼ BPM y registrando la presión, observa que la formación tiende a admitir fluido a 180 psi lo que se considera como la

presión del L.O.T., se calcula como 12 ppg densidad de lodo equivalente (EMW) con 9.2 ppg densidad de lodo original (OMW), libera presión, abre el preventor anular superior. Conecta top drive, arranca las bombas de lodo

- Perfora hueco de 17 1/2 pulgadas de 1380 pies hasta 1964 pies con ROP instantáneo controlado de 80 pies por hora rotando con los siguientes parámetros de perforación: WOB= 15K lbs RPM=80 GPM= 800 PP= 1200 psi MW= 9.2 ppg. Bombea 20 barriles de píldora viscosa para limpiar el hueco cada tres tubos perforados. Levanta la sarta 40 pies con circulación y baja al fondo para verificar la condición del hueco antes de cada conexión.
- Circula fondo arriba para limpiar el hueco con 20 barriles de píldora viscosa, desconecta el top drive, baja herramienta totco y registra 3/4° de inclinación del pozo a 1934 pies. Conecta top drive en la sarta, arranca las bombas de lodo
- Perfora desde 1964 pies hasta 2564 pies con ROP controlado de 80 FPH con los siguientes parámetros de perforación: WOB= 15-20K lbs RPM= 110 GPM= 900 PP= 1800 psi MW= 9.3 ppg. Bombea 20 barriles de píldora viscosa cada tres tubos perforados para limpiar el hueco. Repasa cada tubo perforado una vez antes de hacer la conexión.
- Circula fondo arriba para limpiar el hueco con 20 barriles de píldora viscosa, desconecta el top drive, baja herramienta totco y registra 1/2° de inclinación del pozo a 2534 pies.
- Realiza viaje de limpieza sacando la sarta de perforación hasta el zapato de 20 pulgadas a 1349 pies con arrastre máximo de 30K lbs, baja tubería al fondo, encuentra 15 pies de llenado, conecta top drive en la sarta, arranca las bombas de lodo lentamente, lava rotando sin mucha restricción de 2534 hasta 2564 pies con 900 gpm
- Perfora desde 2564 pies hasta 3160 pies con ROP controlado de 80 FPH con los siguientes parámetros de perforación: WOB= 25K lbs RPM: 115 GPM= 950 PP= 2300 psi MW= 9.3 ppg. Bombea 20 barriles de píldora viscosa cada tres tubos perforados para limpiar el hueco. Repasa cada tubo perforado una vez antes de hacer la conexión.

- Circula fondo arriba para limpiar el hueco con 20 barriles de píldora viscosa, desconecta el top drive, baja herramienta totco y registra 1/2° de inclinación del pozo a 3132 pies. Conecta top drive en la sarta. Arranca las bombas de lodo con precaución
- Perfora desde 3160 pies hasta 3285 pies con ROP controlado de 80 FPH con los siguientes parámetros de perforación: WOB= 25K lbs RPM: 115 GPM= 950 PP= 2600 psi MW= 9.3 ppg. Bombea 20 barriles de píldora viscosa cada tres tubos perforados para limpiar el hueco. Repasa cada tubo perforado una vez antes de hacer la conexión. Observa arrastre de 50K lbs al levantar la tubería para realizar conexión a 3255 pies, bombea 30 barriles de píldora viscosa de 100 segundos para limpiar el pozo trabajando la tubería una barra o stand hacia arriba y abajo, observa aumento de cortes de salida en la zaranda vibratoria, continua circulando fondo arriba hasta que la salida de cortes de formación en la zaranda disminuyan, observa disminución en el arrastre a 10K lbs de sobretensión
- El BHA que se utilizó para perforar el hueco de 17 1/2 pulgadas se describe en la tabla siguiente:

**DESCRIPCION DEL BHA No 3**

Descripción	OD	ID	Longitud (pies)	Libras / pie	Peso (libras)
17 1/2" bit, 7 5/8 Reg Box Up	17.5		1.50	300.00	450.00
Bit sub / FV / Totco ring, Reg Box x Box	9.5	3	4.80	216.60	1,039.68
2x 9 1/2" DC, 7 5/8 Reg PxB	9.5	3	62.20	216.60	13,435.20
<b>17 1/2" STB, 7 5/8 Reg PxB</b>	17.5	3	5.80	230.00	1,334.00
1x 9 1/2" DC, 7 5/8 Reg PxB	9.5	3	31.10	216.60	6,736.26
<b>17 1/2" STB, 7 5/8 Reg PxB</b>	17.5	3	5.60	230.00	1,288.00
3 x 9 1/2" DC, 7 5/8 Reg PxB	9.5	3	93.60	216.16	20,232.58
XO, 7 5/8 Reg PxB 5/8 R B	9x8	3	4.60	216.60	996.36
3 x 8" DC, 6 5/8 Reg P x B	8	2.8125	93.80	150.50	14,116.90
<b>1 x 8" Jar, 6 5/8 Reg P x B</b>	8	2.8125	32.00	147.00	4,704.00
2 x 8" DC, 6 5/8 Reg P x B	8	2.8125	61.40	150.50	9,240.70
XO, 4 1/2 IF Pin x Box	8x7	2.875	3.20	90.00	288.00
15 x 5" HWDP, 4 1/2 P x B	5	3.0625	465.60	49.30	22,954.08
<b>LONGITUD TOTAL</b>			<b>865.20</b>		
<b>PESO TOTAL DEL BHA EN EL AIRE</b>					<b>96,815.76</b>
<b>PESO TOTAL DEL BHA EN LODO DE 9.3 ppg</b>					<b>83,042.06</b>
<b>PESO DEBAJO DEL JAR EN LODO DE 9.3 ppg</b>					<b>51,149.73</b>

- Circula fondo arriba para limpiar el hueco con 50 barriles de píldora viscosa de 100 segundos, levanta y baja la tubería 40 pies, observa arrastre normal de 10K lbs. Desconecta el top drive

- Realiza viaje de limpieza sacando la sarta de perforación hasta el zapato de 20 pulgadas a 1349 pies con arrastre máximo de 20K lbs, baja tubería al fondo, encuentra 5 pies de llenado en el hueco. Lleva control de viaje llenando la hoja de viaje cada cinco barras y verificando el volumen bombeado o recibido en el tanque de viaje. Circula fondo arriba con 30 barriles de píldora viscosa. Bombea y deja balanceado en el fondo 80 barriles de lodo viscoso de 98 segundos de viscosidad. Desconecta top drive, suelta la herramienta totco para registrar la inclinación del pozo
- Saca tubería de 5 pulgadas y conjunto de fondo a superficie para correr registro eléctrico, desarma dos estabilizadores de 17 ½". Arma el compensador de movimiento y herramientas de Schlumberger
- Baja herramienta de registro eléctrico hasta 3280, corre registro eléctrico DLL/DSI/GR/SP/CAL de 3280 hasta el zapato de 20 pulgadas a 1349 pies y GR hasta el fondo del mar. Saca y desarma herramientas de registro eléctrico de Schlumberger
- Enrosca la broca de 17 ½" con el conjunto de fondo sin estabilizadores. Baja la broca y el conjunto de fondo con tubería de 5" hasta 3245 pies. Conecta top drive, rompe circulación lentamente incrementando el caudal hasta 960 GPM, lava rotando sin dificultad de 3245 hasta 3285 pies.
- Circula fondo arriba con 30 barriles de píldora viscosa, bombea y deja en el fondo 50 barriles de píldora viscosa, saca tubería para correr revestimiento de 13 3/8 pulgadas, desarma los estabilizadores, martillo de perforación, bit sub y broca de 17 1/2 pulgadas.

- **Consideraciones generales del fluido de perforación**

Para perforar la sección de superficie del hueco de 17 1/2 pulgadas se utilizó agua de mar con bentonita pre-hidratada en agua dulce y adición de polímero para ajustar las propiedades reológicas del fluido de perforación. Perfora el cemento y zapato flotador con agua de mar dirigiendo el retorno fuera de la zaranda vibratoria. Ajusta las propiedades del lodo adicionando soda caustica básicamente para el control del PH, bentonita hidratada en agua fresca para aumentar su rendimiento como control primario de viscosidad y pérdida de filtrado, polimero Drispac regular para aumentar la viscosidad y pérdida de filtrado, polimero XCD para aumentar la capacidad

de acarreo del lodo y aumento de viscosidad, detergente para minimizar el empaquetamiento de la broca y estabilizadores. El lodo retorna del fondo marino a través del riser y línea de flujo hacia la zaranda vibratoria (shale shaker) revestido con mallas de 80-120 donde el lodo recibe el tratamiento primario para remover los cortes de formación, la fase líquida con sólidos pasa al tanque de asentamiento donde el lodo pasa a través del desarenador compuesto de 02 hidrociclones de 10 pulgadas, seguidamente el lodo es bombeado para que pase por el Desilter compuesto por 16 hidrociclones o conos de 4 pulgadas, si es necesario también el lodo se pasa a través de las centrifugas. El lodo tratado con el equipo de control de sólidos continúa su recorrido hacia el tanque de succión donde recibe el tratamiento adecuado para ajustar sus propiedades reológicas y ser bombeado nuevamente hacia el fondo del pozo a través de la sarta de perforación y broca. Perfora el hueco de superficie de 17 ½ pulgadas con agua de mar bombeando 20 / 30 barriles de píldora viscosa de bentonita pre-hidratada en agua dulce por cada tres tubos perforados. Las características y formulación del fluido de perforación que se utilizó se describen en la tabla siguiente

<b>Tipo de lodo – Propiedades del lodo</b>	
Tipo de lodo	Agua de mar / bentonita / polimero
Densidad del lodo	8.8 -9.3 ppg
Viscosidad de embudo funnel	50-80 seconds / quart
PV / YP @ 120 °F	12 / 20
Gels @ 120 °F	15 / 38
FL API / HTHP	12.5
Solidos	6%
Arena	0.3 %
PH/Pf/Mf	10/0.4/0.6
Ca /KCL	1200
Cloruros	21,000 ppm
n/k	0.45/1.87
<b>Formulación del tipo de lodo</b>	
Bentonita	17 ppb
Soda caustica	1 ppb
Hidróxido de calcio o cal	0.75 ppb
XCD polimero	0.50 ppb
Drispac Regular	0.50 ppb
Detergente	Como requerido

- **Preparación y corrida del revestimiento de 13 3/8 pulgadas**
  - Finaliza el proceso de sacar la sarta de perforación desarmando el bit sub mas 06 lastra-barrenas o drill collars de 9 ½ pulgadas. Deja parado en barras en el castillo los lastra-barrenas o drill collars de 8 pulgadas y los HWDP de 5 pulgadas
  - Realiza reunión de seguridad previa al inicio de la corrida del revestimiento de 13 3/8 pulgadas con todo el personal involucrado en la operación. Prepara y arma las herramientas necesarias para bajar el revestimiento de 13 3/8 pulgadas. Chequea la medida y cantidad del revestimiento de 13 3/8 pulgadas, zapato flotador de 13 3/8 pulgadas, collar flotador de 13 3/8 pulgadas, tapón submarino de desplazamiento de tope y cabezal de cementación de superficie con el dardo de desplazamiento instalado
  - En el pipe rack con el revestimiento ordenado listo para bajar al pozo, desliza e instala un centralizador solido flotante de 17 ½ pulgadas a 18 pies encima del zapato flotador con anillos de parada (stop ring) ubicados a 20 y 15 pies encima del zapato flotador. Desliza e instala un centralizador solido flotante de 17 ½ pulgadas a 22 pies encima del cuello flotador con anillos de parada ubicados a 20 y 25 pies encima del cuello flotador
  - Chequea y verifica que la elevadora para levantar un revestimiento simple (single joint pick up elevator) de la pasarela (catwalk) al piso del equipo este en perfectas condiciones, enganche correctamente por debajo del collar o cople del revestimiento y tenga el pin de seguridad
  - Baja la herramienta para sacar el protector de desgaste del sistema cabezal del pozo con tubería de 5 pulgadas, sienta la herramienta en el protector de desgaste (wear bushing), gira la tubería lentamente tres vueltas a la derecha, engancha y saca el protector de desgaste a superficie, desarma la herramienta y el protector de desgaste
  - Coloca el zapato flotador en la boca del pozo sujetado por la cuña para revestimiento de 13 3/8 pulgadas, levanta el primer revestimiento de 13 3/8 pulgadas con el centralizador flotante de 17 ½ pulgadas instalado, conecta y enrosca en el zapato flotador utilizando soldadura al frio en las conexiones (baker lock), saca la cuña y baja hasta el moonpool, prueba el zapato flotador llenando con agua de mar, sienta la cuña alrededor del

revestimiento de 13 3/8 pulgadas, levanta y enrosca el segundo revestimiento de 13 3/8 pulgadas utilizando soldadura al frío en las conexiones, instala un centralizador flotante de 17 1/2 pulgadas en el cuerpo del revestimiento con un anillo de parada a 5 pies encima del collar o cople. Levanta e instala el collar flotador de 13 3/8 pulgadas utilizando soldadura al frío en las conexiones, levanta el tercer revestimiento de 13 3/8 pulgadas con el centralizador flotante de 17 1/2 pulgadas instalado, conecta y enrosca en el collar flotador utilizando soldadura al frío en las conexiones, saca la cuña y baja hasta tener el cople del tercer revestimiento cerca a la mesa rotaria, cierra la cuña, llena el revestimiento con lodo, enrosca la cabeza de circulación de 13 3/8 pulgadas, circula el volumen del revestimiento para asegurar que el equipo flotador está libre de obstrucciones, desconecta la cabeza de circulación de 13 3/8 pulgadas

- Levanta el revestimiento conductor con la elevadora, saca la cuña, baja 65 juntas de revestimiento de 13 3/8 pulgadas hasta 2722 pies llenando el revestimiento con lodo cada 10 juntas y llevando el control del desplazamiento del volumen metálico del revestimiento en el tanque de viaje, instala 12 centralizadores sólidos flotantes (turbolators)
- Enrosca el colgador de revestimiento de 18 3/4 x 13 3/8 pulgadas en el último revestimiento, levanta la herramienta para correr el colgador (casing running tool) del revestimiento con dos tuberías simples de 5 pulgadas en el tope, instala el tapón de tope de cementación submarino en el substituto adaptador enroscado un tubo corto debajo del casing running tool, baja el tapón de cementación dentro del revestimiento de 13 3/8 pulgadas, conecta la herramienta para correr el revestimiento en el revestimiento de 13 3/8 pulgadas con tres vueltas a la izquierda. Desarma herramientas para bajar revestimiento de 13 3/8 pulgadas, arma herramientas para bajar tubería de 5 pulgadas
- Baja revestimiento de 13 3/8 pulgadas con tubería de 5 pulgadas hasta 3240 pies, calibra la tubería de 5 pulgadas antes de conectar en la sarta, levanta y conecta la tubería de 5 pulgadas con la cabeza de cementación y el dardo de desplazamiento instalado, conecta las líneas de superficie de circulación, rompe circulación lentamente incrementando el caudal hasta 600 gpm, baja el zapato flotador con circulación de 3240 hasta 3260 pies

- Ajusta la presión del sistema compensador de movimiento (motion compensator) para soportar el peso del revestimiento de 13 3/8 pulgadas y la tubería utilizada para bajar el revestimiento más un 10%. Baja la tubería de 5 pulgadas lentamente con circulación mínima, sienta el colgador del revestimiento en la sección correspondiente en el sistema cabezal del pozo de 18 3/4 x 10K psi quedando el collar flotador de 13 3/8 pulgadas a 3230 pies y el zapato flotador de 13 3/8 pulgadas a 3270 pies 15 pies del fondo
- Arma líneas de cementación de superficie, circula 2 horas a un caudal de 10 BPM para limpiar el pozo y acondicionar el lodo para realizar el trabajo de cementación, monitorea el retorno del lodo a superficie por posible pérdida de circulación
- En el pozo Nautilus X-1 se bajó el revestimiento 13 3/8 pulgadas que se detalla a continuación:

Qty	Description	Length (ft)
01	13 3/8" Float shoe, 72 ppf, N-80,BTC	2.16
02	13 3/8" Casing, 72 ppf, N-80, R-3,BTC	83.60
01	13 3/8" Float Collar, 72 ppf, N-80, BTC	1.87
65	13 3/8 Casing,72 ppf,N-80, R-3, BTC	2628.10
01	18 3/4" x 13 3/8" Casing hanger -CIW	1.84
	<b>Total Length</b>	<b>2717.57</b>
	<b>Total weight in air</b>	<b>195,624 lbs</b>
	<b>Total weight in 9.3 ppg mud</b>	<b>167,823 lbs</b>

- **Cementación del revestimiento de 13 3/8 pulgadas**
  - Arma y prueba la línea de cementación con 3000 psi de presión. Realiza el trabajo de cementación bombeando un pre-lavador (pre-flush) y mezcla de cemento en una etapa con dos mezclas de diferente densidad como sigue: a) Bombea pre-lavador 20 barriles spacer, 10 barriles agua fresca, 10 barriles solución de acelerador D077, 20 barriles agua fresca, 20 barriles Zonelock 21, 20 barriles agua fresca. b) mezcla y bombea primera mezcla o mezcla de adelante (lead slurry) con 300 sx de cemento clase G con 0.5 gal / Sx de extendedor (D075) más 0.2 gal /sx de acelerador (D077) más 0.01 gal / Sx de antiespumante (D047), 11.5 ppg densidad de la mezcla de cemento c) mezcla y bombea segunda mezcla o mezcla de cola (tail slurry) con 400 Sx de cemento clase G con 0.26 gal / Sx de acelerador (D077) más 0.01 gal / Sx de antiespumante (D047), 16 ppg densidad de la mezcla de cemento. Observa retorno normal de lodo durante la cementación

- Suelta el tapón dardo para tubería de 5 pulgadas de la cabeza de cementación, desplaza con la unidad de cementación 9 barriles de lodo, llega y asienta el tapón dardo en el tapón de tope submarino de 13 3/8 pulgadas, rompe los tornillos de sujeción del tapón submarino con 900 psi, continua el desplazamiento con 386 barriles de lodo a 8 BPM y los últimos 10 barriles a 2 BPM hasta la posición del collar flotador a 3230 pies, llega el tapón submarino conjuntamente con el tapón dardo al tope del collar flotador con 1100 psi, presuriza hasta 1500 psi manteniendo la presión por 5 minutos
- Prepara las líneas y válvulas de desfogue hacia el tanque de desplazamiento de la unidad de cementación, chequea la válvula del zapato y collar flotador liberando lentamente la presión de 1500 psi registrando 3 barriles de retorno de lodo en el tanque de desplazamiento, lo cual indica que la válvula del zapato y collar flotador funciona. Desenrosca la herramienta para correr el colgador del revestimiento (casing hanger running tool) con tres vueltas a la derecha en el tercer intento
- Levanta la sarta de tubería de 5 pulgadas, posiciona la punta del conector del tapón de tope submarino de cementación a 10 pies por debajo del tope del sistema cabezal del pozo, circula con lodo para limpiar la sección del sistema cabezal del pozo de 18 3/4 x 10K donde sentará el tapón de prueba del BOP y el protector de desgaste (wear bushing) del sistema cabezal del pozo. Desarma la cabeza de cementación y líneas de cementación de superficie
- Saca la sarta de tubería de 5 pulgadas de cementación a superficie en barras. Desarma la herramienta para correr el colgador del revestimiento de 13 3/8 pulgadas (casing hanger running tool), desarma las dos tuberías cortas (pup joint) conectadas encima y debajo de la herramienta para correr el colgador, desconecta el substituto adaptador del tapón de cementación submarino
- Datos y prueba de laboratorio del trabajo de cementación

<b>PRE-LAVADOR (PRE-FLUSH)</b>	
20 barriles de espaciador , 10 barriles de agua fresca, 10 barriles de solución de acelerador (D077), 20 barriles de agua fresca, 20 barriles de Zonelock 21, 20 barriles de agua fresca	
<b>PRIMERA MEZCLA (LEAD SLURRY)</b>	
Cemento clase G,50 kg / sx con 50% exceso	300 sx
Extendedor (D075)	0.50 gal / sx
Acelerador (D077)	0.2 gal / sx
Antiespumante (D047)	0.01 gal /sx
Agua de mar	21.10 gal /sx
Densidad de la mezcla	11.5 ppg
Rendimiento (yield)	3.44 cuft /sx
Tiempo de fragüe (Thickening time)	± 6 hrs
Resistencia a la compresión en 12 hrs a 100 °F	200 psi
Resistencia a la compresión en 24 hrs a 100 °F	500 psi
Temperatura de circulación de fondo (BHCT)	100 °F
Agua libre	20 ml a 100 °F
<b>SEGUNDA MEZCLA (TAIL SLURRY)</b>	
Cemento clase G,50 kg / sx con 100% exceso	400 sx
Acelerador (D077)	0.26 gal / sx
Antiespumante (D047)	0.01 gal / sx
Agua de mar	5.62 gal / sx
Densidad de la mezcla	16.0 ppg
Rendimiento (Yield)	1.32 cuft /sx
Tiempo de fragüe (Thickening time)	± 4:20 hrs
Resistencia a la compresión en 12 hrs a 100 °F	1300 psi
Resistencia a la compresión en 24 hrs a 100 °F	3000 psi
Temperatura de circulación de fondo (BHCT)	100 °F
Agua libre	0.0 ml a 70 °F

- Levanta una tubería de 5 pulgadas, conecta en el tope de la herramienta combinada de prueba y corrida del conjunto de sello del colgador (Seal assembly combination running and testing tool), saca el tapón de 1 pulgada de la parte inferior de la herramienta, verifica que el tapón de 1/2 pulgada al costado de la herramienta este instalado y bien ajustado. Conecta la herramienta combinada de prueba y corrida en el conjunto de sello del colgador del revestimiento de 18 3/4 x 13 3/8 pulgadas (casing hanger seal assembly), verifica que la aleta de torque de la herramienta combinada este alineado con la ranura del conjunto de sello del colgador.

- Baja la herramienta combinada y el conjunto de sello del colgador del revestimiento con tubería de 5 pulgadas, pasa la sección del conjunto BOP con mucho cuidado ya que la fricción continua puede dañar el sello. Baja lentamente hasta el tope del colgador del revestimiento (casing hanger), continúa bajando hasta que la sarta pierda peso. Rota la sarta usando la tenaza manual 2 ½ a 3 vueltas a la derecha hasta que el torque aumente a 6000-8000 lbs, rompe los pines de sujeción, el torque debe bajar a cero, continua rotando a la derecha 2 ½ vueltas para sentar y energizar el sello del colgador del revestimiento de 18 ¾ x 13 3/8 pulgadas. Baja el ROV al fondo marino
- Desconecta la tubería de 5 pulgadas por encima de la mesa rotaria, llena la tubería con agua de mar mezclado con colorante rojo , conecta la cabeza de circulación, cierra el ariete superior para tubería, prueba el conjunto de sello del colgador del revestimiento presurizando lentamente bombeando por la tubería de 5 pulgadas hasta 2000 psi. Abre el ariete para tubería superior
- Llena el conjunto BOP con agua de mar mezclado con un colorante rojo para distinguir si se presenta alguna fuga durante la prueba de presión. Prueba con 300-2500 psi el ariete para tubería inferior, ariete para tubería medio, ariete para tubería superior, las válvulas contra falla (fail-safe valve), líneas para estrangular, líneas para matar, conector hidráulico del LMRP, preventor anular inferior y preventor anular superior, mantiene presión en cada prueba por 10 minutos, registra la presión y el tiempo de la prueba en una carta, realiza prueba de funcionamiento de la cubierta de control amarillo (yellow control pod) y azul (blue control pod). Saca y desarma la herramienta combinada de prueba y corrida del conjunto de sello del colgador. Observa con el ROV durante toda la prueba de presión las conexiones del conjunto BOP
- Cierra el ariete de corte ciego, prueba el revestimiento de 9 5/8 pulgadas y el ariete de corte ciego con 300-2000 psi. Prueba con 300-5000 psi la válvula de seguridad de apertura completa, la válvula de seguridad del BOP interno o válvula con resorte, la válvula superior e inferior del top drive y la línea del stand pipe. Cierra el desviador y prueba el funcionamiento de las líneas laterales del desviador que van hacia babor y estribor de la plataforma semi-sumergible.

- Enrosca con tres vueltas a la derecha la herramienta combinada de prueba y corrida del conjunto de sello del colgador (combination running and test tool) en el protector de desgaste (wear bushing) de 18 ¾ x 13 3/8 pulgadas. Baja el protector de desgaste con tubería de 5 pulgadas, sienta el protector de desgaste en el tope del conjunto de sello del colgador del revestimiento, libera la herramienta combinada de prueba y corrida rotando la tubería tres vueltas a la izquierda, saca y desarma la herramienta combinada

### **5.8.- Perforación de la sección del hueco de 12 1/4 pulgadas**

La sección del hueco intermedio o producción de 12 1/4 pulgadas es la cuarta sección del hueco que se perfora, esta sección perfora a través de las zonas productivas de interés hasta la profundidad total final de 7606 pies, corre registros eléctricos para evaluar las arenas de interés, baja el revestimiento de 9 5/8 pulgadas con el colgador del revestimiento (casing hanger) enrocado y con la herramienta para correr el colgador instalado (casing hanger running tool). Baja el colgador del revestimiento de 18 ¾ x 9 5/8 pulgadas y revestimiento de 9 5/8 pulgadas con tubería de 5 pulgadas hasta que siente en el alojamiento para el colgador del revestimiento en el sistema cabezal del pozo de 18 ¾" x 10,000 psi, desenrosca la herramienta para correr el revestimiento rotando la tubería tres vueltas a la derecha, saca la herramienta a superficie. En el pozo Nautilus X-1 se perforó la sección del hueco intermedio-producción de 12 ¼ pulgadas hasta 7606 pies con retorno del lodo a superficie a través del riser hacia la zaranda vibratoria donde los cortes de formación se separaron para ser enviados a tierra firme para su tratamiento y posterior almacenamiento, corrió registros eléctricos para evaluar las zonas de interés, se bajó y cementó el revestimiento de 9 5/8 pulgadas quedando el zapato flotador a 7596 pies. Previo al inicio de la perforación de la sección del hueco de 12 1/4 pulgadas se realizó lo siguiente:

- Prepara e instala 3 boquillas de 16/32 en la broca triconica de dientes de 12 ¼ pulgadas (IADC: 1-1-7), verifica que los conos tengan movimiento rotacional normal. Prepara e instala boquillas de 3x10 y 7x11 en la broca PDC HC607Z de 7 aletas y cortadores de 19 mm
- Revisa visualmente las conexiones y mide todo los componentes del conjunto de fondo o BHA a ensamblarse

- Levanta la herramienta para correr el colgador del revestimiento de 9 5/8 pulgadas (casing hanger running tool) con una tubería corta o pup joint conectada en la parte superior e inferior, conecta al colgador del revestimiento de 18 3/4 x 9 5/8 pulgadas con tres vueltas a la izquierda y libera con tres vueltas a la derecha comprobando su funcionamiento. Instala en la punta de la tubería corta inferior el adaptador para instalar el tapón de cementación de tope submarino
- Levanta una tubería de 5 pulgadas simple, conecta la cabeza de cementación con el tapón dardo de desplazamiento instalado el cual sentará en el tapón de tope de cementación submarino durante el proceso de desplazamiento de la mezcla de cemento
- **Perforación de la sección del hueco de 12 1/4 pulgadas**
  - Levanta y coloca en la boca del pozo la broca triconica de dientes de 12 1/4 pulgadas (IADC: 1-1-7) revestido con boquillas de 3x16, chequea el funcionamiento de la válvula flotadora instalado dentro del bit sub, levanta dos drill collars de 8 pulgadas, enroca la broca de 12 1/4 pulgadas, junk basket y el bit sub e instala un estabilizador de 12 1/4 pulgadas en el tope del segundo dril collar
  - Continúa bajando la broca de 12 1/4 pulgadas a través del riser completando el armado el conjunto de fondo (BHA) pendular estándar con estabilizadores de 12 1/4 pulgadas instalados a  $\pm 60$  y 90 pies por encima de la broca. Baja broca y conjunto de fondo con tubería de 5 pulgadas hasta 3190 pies , conecta top drive, rompe circulación incrementando caudal hasta 480 GPM, baja lentamente, toca tope de cemento a 3220 pies 10 pies encima del collar flotador de 13 3/8 pulgadas.
  - Perfora cemento usando lodo de 3220 hasta 3228 pies, perfora el tapón de tope submarino y el collar flotador de 3228 hasta 3230 pies, perfora cemento de 3230 hasta 3268 pies con 540 GPM, 60 RPM, 10K WOB y 2000 psi. Circula fondo arriba, desconecta top drive, conecta líneas de superficie hacia la unidad de cementación, prueba línea de superficie con 2500 psi, cierra el preventor anular superior, prueba el revestimiento de 13 3/8 pulgadas con 300-2000 psi usando la unidad de cementación manteniendo presión por 10 minutos, libera presión, abre el preventor anular

superior, conecta top drive, perfora zapato flotador de 3268 hasta 3270 pies, limpia el hueco bolsillo hasta 3285 pies.

- Perfora de 3285 hasta 3295 pies 10 pies de formación nueva con lodo de 9.3 ppg de densidad. Circula fondo arriba con 20 barriles de píldora viscosa, trabaja la canasta o junk basket levantando y bajando la sarta 10 pies, desplaza el lodo agua de mar / bentonita/polímero que se utilizó para perforar el hueco de 17 1/2 pulgadas con lodo nuevo de agua fresca / bentonita/ polímero. Circula para balancear la columna de lodo, levanta la sarta de perforación hasta tener la broca de 12 1/4 pulgadas dentro del revestimiento 10 pies por encima del zapato flotador. Desconecta el top drive, instala la cabeza de circulación y líneas de cementación en superficie, prueba líneas de superficie con 2000 psi de presión, cierra el preventor anular superior, realiza prueba de L.O.T bombeando por la tubería a 1/4 BPM y registrando la presión, observa que la formación tiende a admitir fluido a 480 psi lo que se considera como la presión del L.O.T., se calcula como 12.2 ppg densidad de lodo equivalente (EMW) con 9.4 ppg densidad de lodo original (OMW), libera presión, abre el preventor anular superior. Conecta top drive, arranca las bombas de lodo
- Perfora hueco de 12 1/4 pulgadas de 3295 pies hasta 3355 pies a un ROP de 86 fph con los siguientes parámetros de perforación: WOB= 25K lbs RPM=80 GPM= 560 PP= 2200 psi MW= 9.4 ppg. Circula fondo arriba con 20 barriles de píldora viscosa para limpiar el hueco. Saca tubería y broca a superficie para cambiar broca de dientes por broca PDC, desconecta la canasta para basura o junk basket recuperando piezas del equipo flotador, desconecta la broca de dientes de 12 1/4 pulgadas que salió en buena condición
- Enrosca la broca PDC de 12 1/4 pulgadas, baja armando el BHA No 5, cambia el martillo. Baja BHA No 5 con tubería de 5 pulgadas hasta 3315 pies, conecta top drive, arranca las bombas de lodo incrementando el caudal hasta 680 GPM, lava y repasa por seguridad desde 3315 hasta 3355 pies con 100 RPM, 10K WOB
- Perfora hueco de 12 1/4 pulgadas con broca PDC desde 3355 pies hasta 3955 pies con ROP controlado de 80 FPH con los siguientes parámetros de perforación: WOB= 8-10K lbs RPM= 160 GPM= 800 PP= 2700 psi

MW= 9.4 ppg. Bombea 20 barriles de píldora viscosa cada tres tubos perforados para limpiar el hueco. Repasa cada tubo perforado una vez antes de hacer la conexión.

- Circula fondo arriba para limpiar el hueco con 20 barriles de píldora viscosa, desconecta el top drive, baja herramienta totco y registra 1° de inclinación del pozo a 3925 pies.
- Perfora hueco de 12 ¼ pulgadas con broca PDC desde 3955 pies hasta 4555 pies con ROP controlado de 80 FPH con los siguientes parámetros de perforación: WOB= 8-10K lbs RPM= 160 GPM= 800 PP= 2600 psi MW= 9.4 ppg. Bombea 20 barriles de píldora viscosa cada tres tubos perforados para limpiar el hueco. Repasa cada tubo perforado una vez antes de hacer la conexión.
- Circula fondo arriba para limpiar el hueco con 20 barriles de píldora viscosa, desconecta el top drive, baja herramienta totco y registra 1/2° de inclinación del pozo a 4525 pies.
- Realiza viaje corto de calibración sacando la sarta de perforación hasta el zapato de 13 3/8 pulgadas a 3270 pies con arrastre máximo de 45K lbs, baja tubería al fondo, broca toca obstrucción a 4530 pies 25 pies del fondo , conecta top drive en la sarta, arranca las bombas de lodo lentamente, lava y repasa rotando sin mucha restricción de 4515 hasta 4555 pies con 800 gpm
- Perfora hueco de 12 1/4 pulgadas desde 4555 pies hasta 5155 pies con ROP controlado de 80 FPH con los siguientes parámetros de perforación: WOB= 10K lbs RPM: 160 GPM= 850 PP= 2750 psi MW= 9.6 ppg. Bombea 20 barriles de píldora viscosa cada tres tubos perforados para limpiar el hueco. Repasa cada tubo perforado una vez antes de hacer la conexión.
- Circula fondo arriba para limpiar el hueco con 20 barriles de píldora viscosa, desconecta el top drive, baja herramienta totco y registra 3/4° de inclinación del pozo a 5125 pies. Conecta top drive en la sarta. Arranca las bombas de lodo con precaución
- Perfora desde 5155 pies hasta 5650 pies con ROP controlado de 80 FPH con los siguientes parámetros de perforación: WOB= 10/155K lbs RPM: 160 GPM= 850 PP= 2900 psi MW= 9.8 ppg. ROP disminuye a 15 FPH al tocar el tope de la arenisca Springhill at 5640 pies. Bombea 15 barriles de

píldora viscosa cada cinco tubos perforados para limpiar el hueco. Repasa cada tubo perforado una vez antes de hacer la conexión. Observa arrastre de 60K lbs al levantar la tubería para realizar conexión a 5620 pies, bombea 30 barriles de píldora viscosa de 100 segundos para limpiar el pozo trabajando la tubería una barra o stand arriba y abajo, observa aumento de cortes de salida en la zaranda vibratoria, aumenta la densidad del lodo a 9.8 ppg, continua circulando fondo arriba hasta que la salida de cortes de formación en la zaranda disminuyan, observa disminución en el arrastre a 15K lbs de sobretensión

- Desconecta top drive, suelta herramienta totco para registrar inclinación. Saca tubería y broca a superficie controlando la sacada de tubería con la hoja de viaje y el tanque de viaje, observa 30K máxima sobretensión, inspecciona el martillo y los estabilizadores de 12 ¼ pulgadas por desgaste, desconecta el bit sub, recupera la herramienta totco que registra 1° de inclinación, desconecta la broca PDC que salió con los cortadores 70% gastados y calibre ligeramente gastado
- Enrosca la broca de 12 ¼ pulgadas triconica de insertos (IADC 4-3-7) con boquillas de 1x14 2x15, baja armando el BHA No 6 instalando el amortiguador de golpes. Baja BHA No 6 con tubería de 5 pulgadas hasta 5590 pies, conecta top drive, arranca las bombas de lodo incrementando el caudal hasta 650 GPM, lava y repasa por seguridad desde 5590 hasta 5650 pies con 80 RPM, 10-15K WOB
- Perfora hueco de 12 1/4 pulgadas desde 5650 pies hasta 6750 pies con un ROP promedio de 36 FPH con los siguientes parámetros de perforación: WOB= 30/35K lbs RPM: 120 GPM= 680 PP= 2900 psi MW= 9.9 ppg. Bombea 15 barriles de píldora viscosa cada cinco tubos perforados para limpiar el hueco. Repasa cada tubo perforado una vez antes de hacer la conexión. Registra 1 ¼ ° de inclinación del pozo a 6250 pies. Observa caída del ROP a 14 FPH. Circula fondo arriba a 6750 pies, desconecta top drive, suelta herramienta totco para registrar inclinación.
- Saca tubería y broca a superficie para cambiar broca controlando la sacada de tubería con la hoja de viaje y el tanque de viaje, observa 30K máxima sobretensión, inspecciona el martillo y los estabilizadores de 12 ¼ pulgadas por desgaste, desconecta el bit sub, recupera la herramienta totco que

registra 1° de inclinación, desconecta la broca triconica de insertos. La broca de 12 ¼ pulgadas sale con dos conos muy flojos, insertos gastados en la fila exterior y 1/16 fuera de calibre

- Enrosca broca nueva de 12 ¼ pulgadas triconica de insertos (IADC: 6-1-7) con boquillas de 3x15, baja armando el mismo BHA No 6. Baja BHA No 6 con tubería de 5 pulgadas, broca encuentra obstrucción a 6,690 pies, conecta top drive, arranca las bombas de lodo incrementando el caudal hasta 680 GPM, lava y repasa con torque alto desde 6,690 hasta 6750 pies con 80 RPM, 10-15K WOB. Circula fondo arriba trabajando la tubería un stand arriba y abajo, observa aumento de salida de cortes alargados de lutitas en la zaranda vibratoria con aumento de 50K lbs de sobretensión en la tubería. Aumenta densidad del lodo a 10.2 ppg, circula para balancear la columna de lodo, disminuye la salida de cortes alargados y sobretensión
- Perfora hueco de 12 1/4 pulgadas desde 6750 pies hasta 7606 pies profundidad final con un ROP promedio de 15 FPH con los siguientes parámetros de perforación: WOB= 40/45K lbs RPM: 80/60 GPM= 650 PP= 2950 psi MW= 10.2 ppg. Bombea 15 barriles de píldora viscosa cada cinco tubos perforados para limpiar el hueco. Repasa cada tubo perforado una vez antes de hacer la conexión. Registra 1° de inclinación del pozo a 7320 pies. Observa ROP disminuye a 10 FPH. Circula fondo arriba a 7606 pies, desconecta top drive, suelta herramienta totco para registrar inclinación.
- Realiza viaje de calibración sacando la sarta de perforación hasta el zapato de 13 3/8 pulgadas a 3270 pies con arrastre máximo de 40K lbs, recupera herramienta totco con pescante bajado con cable, registra ¾° de inclinación, corta 120 pies de cable de perforación, baja tubería y broca hasta 7576 pies 30 pies del fondo, conecta top drive en la sarta, arranca las bombas de lodo lentamente, baja con circulación sin rotación hasta la profundidad final a 7606 pies. Circula para limpiar y acondicionar el lodo con 30 barriles de píldora viscosa de 80 segundos. Suelta herramienta totco para registrar la inclinación final
- Saca la tubería y broca a superficie para correr registros eléctricos, lleva control del pozo con la hoja de viaje y tanque de viaje. Desconecta los dos

estabilizadores de 12 ¼ pulgadas, el martillo y el amortiguador de golpe. Recupera la herramienta toco registrando 1° de inclinación.

- Ajusta el compensador de movimiento vertical de la sarta de perforación, levanta y ensambla las herramientas de registro eléctrico de Schlumberger
- Baja herramienta de registro eléctrico hasta 7595 pies, corre registro eléctrico como sigue: No 1) PI/GR/MSFL/DSI/SP/CAL/NGT desde 7591 hasta 3270, No 2) FMS/LDT/CNL/PCD/EPT/GR/ desde 7591 hasta 3270 pies, No 3) VSP desde 7595 hasta la profundidad del mar a 554 pies. Baja broca de 12 ¼ pulgadas con BHA sin estabilizadores hasta 7546 pies, conecta top drive, lava y repasa por seguridad de 7546 pies hasta 7606 pies. Circula fondo arriba con 15 barriles de píldora viscosa, saca tubería y broca a superficie. Continúa corriendo registro eléctrico No 4) RFT registró 16 lecturas de presión, No 5) SWC, tomó 120 SWC en tres corridas. Sacar y desarma herramientas de registro eléctrico de Schlumberger
- Enrosca la broca de 12 1/4" con el conjunto de fondo sin estabilizadores. Baja la broca y tubería de 5 pulgadas hasta 7540 pies. Conecta top drive, rompe circulación lentamente incrementando el caudal hasta 660 GPM, baja circulando sin rotación de 7540 hasta la profundidad final a 7606 pies.
- Circula fondo arriba con 20 barriles de píldora viscosa, bombea y deja en el fondo 50 barriles de píldora viscosa, saca tubería para correr revestimiento de 9 5/8 pulgadas. Desconecta el martillo, bit sub y broca de 12 1/4 pulgadas.

Se utilizó tres BHA para perforar la sección del hueco de 12 1/4 pulgadas. BHA No 4 con broca de 12 ¼ pulgadas de dientes mas canasta o junk sub para perforar el cemento, equipo flotador y 60 pies de formación. BHA No 5 para perforar con broca PDC sin canasta. BHA No 6 para perforar con broca de 12 ¼ pulgadas triconica de insertos con amortiguador de golpes

#### **DESCRIPCION DEL BHA No 4**

<b>Descripción</b>	<b>OD</b>	<b>ID</b>	<b>Longitud (pies)</b>	<b>Libras / pie</b>	<b>Peso (libras)</b>
12 1/4" tooth bit, 6 5/8 Reg Pin	12.25		1.00	120.00	120.00
Junk Sub, 6 5/8 Reg Box down x 6 5/8" Reg Pin Up	11x8	2.8125	4.10	147.00	602.70
Bit sub / FV / , totoc ring, 6 5/8	8.00	3	3.60	150.00	540.00

Reg Box x Box					
2x 8" DC, 6 5/8 Reg PxB	8.00	2.8125	62.60	150.50	9,421.30
<b>12 1/4" STB,6 5/8 Reg Pin x Box</b>	12.25	2.8125	6.10	200.00	1,220.00
1x 8" DC, 6 5/8 Reg PxB	8.00	2.8125	31.10	150.50	4,680.55
<b>12 1/4" STB,6 5/8 Reg Pin x Box</b>	12.25	2.8125	5.80	200.00	1,288.00
5 x 8" DC, 6 5/8 Reg PxB	8.00	2.8125	156.40	150.50	23,538.20
<b>1 x 8" Jar, 6 5/8 Reg P x B</b>	8	2.8125	32.00	147.00	4,704.00
2 x 8" DC, 6 5/8 Reg P x B	8	2.8125	61.40	150.50	9,240.70
XO, 6 5/8" Reg Pin x 4 1/2 IF Box	8x6.75	2.8125	3.20	90.00	288.00
15 x 5" HWDP, 4 1/2 P x B	5	3.0625	465.60	49.30	22,954.08
<b>LONGITUD TOTAL</b>			<b>832.90</b>		
<b>PESO TOTAL DEL BHA EN EL AIRE</b>					<b>78,597.53</b>
<b>PESO TOTAL DEL BHA EN LODO DE 9.4 ppg</b>					<b>67,295.45</b>
<b>PESO DEBAJO DEL JAR EN LODO DE 9.4 ppg</b>					<b>35,464.16</b>

### DESCRIPCION DEL BHA No 5

Descripción	OD	ID	Longitud (pies)	Libras / pie	Peso (libras)
12 1/4" PDC bit, 6 5/8 Reg Pin up	12.25		1.20	120.00	144.00
Bit sub / FV / , totoc ring, 6 5/8 Reg Box x Box	8.00	3	3.60	150.00	540.00
2x 8" DC, 6 5/8 Reg PxB	8.00	2.8125	62.60	150.5	9,421.30
<b>12 1/4" STB,6 5/8 Reg Pin x Box</b>	12.25	2.8125	6.10	200.00	1,220.00
1x 8" DC, 6 5/8 Reg PxB	8.00	2.8125	31.10	150.50	4,680.55
<b>12 1/4" STB,6 5/8 Reg Pin x Box</b>	12.25	2.8125	5.80	200.00	1,288.00
5 x 8" DC, 6 5/8 Reg PxB	8.00	2.8125	156.40	150.50	23,538.20
<b>1 x 8" Jar, 6 5/8 Reg P x B</b>	8	2.8125	32.00	147.00	4,704.00
2 x 8" DC, 6 5/8 Reg P x B	8	2.8125	61.40	150.50	9,240.70
XO, 6 5/8" Reg Pin x 4 1/2 IF Box	8x6.75	2.8125	3.20	90.00	288.00
15 x 5" HWDP, 4 1/2 P x B	5	3.0625	465.60	49.30	22,954.08
<b>LONGITUD TOTAL</b>			<b>829.00</b>		
<b>PESO TOTAL DEL BHA EN EL AIRE</b>					<b>78,018.83</b>
<b>PESO TOTAL DEL BHA EN LODO DE 9.4 ppg</b>					<b>66,799.96</b>
<b>PESO DEBAJO DEL JAR EN LODO DE 9.4 ppg</b>					<b>34,968.57</b>

### DESCRIPCION DEL BHA No 6

Descripción	OD	ID	Longitud (pies)	Libras / pie	Peso (libras)
12 1/4" insert bit, 6 5/8 Reg B up	12.25		1.00	120.00	120.00
Bit sub / FV / , totoc ring, 6 5/8 Reg Box x Box	8.00	3	3.60	150.00	540.00
1 x 8" Shock Sub	8	2.8125	10.80	147.00	1,587.60
2x 8" DC, 6 5/8 Reg PxB	8.00	2.8125	62.60	150.50	9,421.30
<b>12 1/4" STB,6 5/8 Reg Pin x Box</b>	12.25	2.8125	6.10	200.00	1,220.00
1x 8" DC, 6 5/8 Reg PxB	8.00	2.8125	31.10	150.50	4,680.55
<b>12 1/4" STB,6 5/8 Reg Pin x Box</b>	12.25	2.8125	5.80	200.00	1,288.00
8 x 8" DC, 6 5/8 Reg PxB	8.00	2.8125	250.20	150.50	37,655.10
<b>1 x 8" Jar, 6 5/8 Reg P x B</b>	8	2.8125	32.00	147.00	4,704.00
2 x 8" DC, 6 5/8 Reg P x B	8	2.8125	61.40	150.50	9,240.70
XO, 6 5/8" Reg Pin x 4 1/2 IF Box	8x6.75	2.8125	3.20	90.00	288.00
15 x 5" HWDP, 4 1/2 P x B	5	3.0625	465.60	49.30	22,954.08
<b>LONGITUD TOTAL</b>			<b>933.40</b>		
<b>PESO TOTAL DEL BHA EN EL AIRE</b>					<b>93,699.33</b>
<b>PESO TOTAL DEL BHA EN LODO DE 10.2 ppg</b>					<b>79,078.97</b>
<b>PESO DEBAJO DEL JAR EN LODO DE 10.2 ppg</b>					<b>47,704.05</b>

- **Consideraciones generales del fluido de perforación**

Para perforar la sección intermedia /producción del hueco de 12 1/4 pulgadas se utilizó agua fresca con bentonita y adición de polímero (fresh water/Gel/ Polymer mud) para ajustar las propiedades reológicas del fluido de perforación. Perfora el cemento, equipo flotador zapato y 10 pies de formación nueva hasta 3295 pies con el lodo de 9.3 ppg preparado con agua de mar utilizado para perforar la sección de 17 1/2 pulgadas (sea water /gel/ polymer mud). Desplaza el lodo utilizado para perforar la sección de 17 1/2 pulgadas con lodo de 9.4 ppg preparado con agua fresca, bentonita y polímero. Perfora el hueco de 12 1/4 pulgadas hasta la profundidad final de 7606 pies incrementando la densidad del lodo hasta 10.2 ppg para contrarrestar la tendencia de derrumbe de lutitas al perforar la formación de Margas Verdes de 4900 a 5600 pies. Adiciona soda caustica básicamente para el control del PH, bentonita como control primario de viscosidad y perdida de filtrado, polimeros para controlar la viscosidad y filtrado, detergente para minimizar el empaquetamiento de la broca y estabilizadores. El lodo retorna del fondo marino a través del riser y línea de flujo hacia la zaranda vibratoria (shale shaker) revestido con mallas de 100-120 donde se separan los cortes de formación, la fase líquida con sólidos pequeños pasa al tanque de asentamiento donde el lodo es bombeado a través del desarenador compuesto de 02 hidrociclones de 10 pulgadas, seguidamente el lodo es bombeado para que pase por el Desilter compuesto por 16 hidrociclones o conos de 4 pulgadas , si es necesario también el lodo se pasa a través de las centrifugas. El lodo tratado con el equipo de control de sólidos continúa su recorrido hacia el tanque de succión donde recibe el tratamiento adecuado para ajustar sus propiedades reológicas y ser bombeado nuevamente hacia el fondo del pozo a través de la sarta de perforación y broca. Perfora el hueco de 12 1/4 pulgadas con lodo preparado con agua fresca bombeando 15 / 30 barriles de píldora viscosa cada tres tubos perforados. Las características y formulación del fluido de perforación que se utilizó se describen en la tabla siguiente

<b>Tipo de lodo – Propiedades del lodo</b>	
Tipo de lodo	Agua fresca / bentonita / polimero
Densidad del lodo	9.3 -10.2 ppg
Viscosidad de embudo funnel	50-80 seconds / quart
PV / YP @ 120 °F	12 / 20
Gels @ 120 °F	11 / 34
FL API / HTHP	9 /6
Solidos	8%
Arena /MBT	0.40 /25
PH/Pf/Mf	9.5/0.10/0.20
Ca /KCL	120
Cloruros	3800 ppm
n/k	0.17/8.74
<b>Formulación del tipo de lodo</b>	
Bentonita	17 ppb
Soda caustica	1 ppb
Hidróxido de calcio o cal	0.75 ppb
XCD polimero	0.50 ppb
Drispac Regular	0.50 ppb
Drispac SL	1.00 ppb
Detergente	Como requerido

- **Preparación y corrida del revestimiento de 9 5/8 pulgadas**
  - Finaliza el proceso de sacar la sarta de perforación. Deja parado en barras en el castillo los lastra-barrenas o drill collars de 8 pulgadas y los HWDP de 5 pulgadas
  - Realiza reunión de seguridad previa al inicio de la corrida del revestimiento de 9 5/8 pulgadas con todo el personal involucrado en la operación. Prepara y arma las herramientas necesarias para bajar el revestimiento de 9 5/8 pulgadas. Verifica la medida y cantidad del revestimiento de 9 5/8 pulgadas, chequea las válvulas del collar y zapato flotador de 9 5/8 pulgadas, chequea el tapón de tope de cementación submarino y cabezal de cementación de superficie con el dardo de desplazamiento instalado. Verifica el funcionamiento del colgador del revestimiento de 9 5/8 (casing hanger) y la herramienta para correr el colgador del revestimiento (casing hanger running tool). Verifica el funcionamiento del conjunto sello y la herramienta combinada de prueba y corrida (Combination running and testing tool)
  - En el pipe rack con el revestimiento ordenado listo para bajar al pozo, desliza e instala un centralizador flotante solido de 12 1/4 pulgadas a 16

pies encima del zapato flotador con anillos de parada (stop ring) ubicados a 15 y 20 pies encima del zapato flotador. Desliza e instala un centralizador flotante solido de 12 1/4 pulgadas a 20 pies encima del cuello flotador con anillos de parada ubicados a 20 y 25 pies encima del collar flotador. Instalar el zapato flotador y collar flotador en el pipe rack utilizando soldadura al frio (Baker lock) en las conexiones

- Chequea y verifica que la elevadora para levantar un revestimiento simple de 9 5/8 (single joint pick up elevator) de la pasarela (catwalk) al piso del equipo este en perfectas condiciones, enganche correctamente por debajo del collar o cople del revestimiento y tenga el pin de seguridad
- Baja la herramienta para sacar el protector de desgaste del sistema cabezal del pozo con tubería de 5 pulgadas, sienta la herramienta en el protector de desgaste (wear bushing), gira la tubería lentamente tres vueltas a la derecha, engancha y saca el protector de desgaste a superficie, desarma la herramienta y el protector de desgaste
- Levanta el primer revestimiento de 9 5/8 pulgadas con el centralizador flotante de 12 1/4 pulgadas instalado, baja hasta el moonpool, prueba la válvula el zapato flotador llenando con lodo , sienta la cuña alrededor del revestimiento de 9 5/8 pulgadas, levanta y enrosca el segundo revestimiento de 9 5/8 pulgadas utilizando soldadura al frio en las conexiones, instala un centralizador flotante de 12 1/4 pulgadas en el cuerpo del revestimiento con un anillo de parada a 5 pies encima del cople. Levanta e instala el revestimiento con el collar flotador de 9 5/8 pulgadas utilizando soldadura al frio en las conexiones, saca la cuña y baja hasta tener el cople del tercer revestimiento cerca a la mesa rotaria, cierra la cuña, llena el revestimiento con lodo, enrosca la cabeza de circulación de 9 5/8 pulgadas, circula el volumen del revestimiento para asegurar que el equipo flotador está libre de obstrucciones, desconecta la cabeza de circulación de 9 5/8 pulgadas
- Levanta el revestimiento con la elevadora, saca la cuña, baja 175 juntas de revestimiento de 9 5/8 pulgadas hasta 6965 pies llenando el revestimiento con lodo cada 10 juntas y llevando el control del desplazamiento del volumen metálico del revestimiento en el tanque de viaje, instala 20 centralizadores sólidos flotantes (turbolators) cada 3 revestimientos en los primeros bajados al pozo

- Enrosca el colgador de revestimiento de 18 3/4 x 9 5/8 pulgadas en el ultimo revestimiento , levanta la herramienta para correr el colgador (casing running tool) del revestimiento con dos tuberías simples de 5 pulgadas en el tope, instala el tapón de tope de cementación submarino en el substituto adaptador enroscado un tubo corto debajo del casing running tool , baja el tapón de cementación dentro del revestimiento de 9 5/8 pulgadas, conecta la herramienta para correr el revestimiento en el revestimiento de 9 5/8 pulgadas con tres vueltas a la izquierda. Desarma herramientas para bajar revestimiento de 9 5/8", arma herramientas para bajar tubería de 5 pulgadas
- Baja revestimiento de 9 5/8 pulgadas con tubería de 5 pulgadas hasta 7560 pies, calibra la tubería de 5 pulgadas antes de conectar en la sarta, levanta y conecta la tubería de 5 pulgadas con la cabeza de cementación y el dardo de desplazamiento instalado, conecta las líneas de superficie de circulación, rompe circulación lentamente incrementando el caudal hasta 480 gpm
- Ajusta la presión del sistema compensador de movimiento (motion compensator) para soportar el peso del revestimiento de 9 5/8 pulgadas y la tubería utilizada para bajar el revestimiento más un 10%. Baja la tubería de 5 pulgadas lentamente con circulación mínima, sienta el colgador del revestimiento en la sección correspondiente en el sistema cabezal del pozo de 18 3/4 x 10K psi quedando el collar flotador de 9 5/8 pulgadas a 7549 pies y el zapato flotador de 9 5/8 pulgadas a 7590 pies 16 pies del fondo
- Arma líneas de cementación de superficie, circula 2 horas a un caudal de 10 BPM para limpiar el pozo y acondicionar el lodo para realizar el trabajo de cementación, reduce el YP a 12, monitorea el retorno del lodo a superficie por posible pérdida de circulación

En el pozo Nautilus X-1 se bajó el revestimiento 9 5/8 pulgadas que se detalla a continuación:

Qty	Description	Length (ft)
01	9 5/8 Float shoe, 47 ppf, N-80,BTC	2.10
02	9 5/8" Casing, 47 ppf, N-80, R-3,BTC	83.60
01	9 5/8" Float Collar, 47 ppf, N-80, BTC	1.80
175	9 5/8 Casing,47 ppf,N-80, R-3, BTC	6947.68
01	18 3/4" x 9 5/8" Casing hanger -Cameron	1.82
	<b>Total Length</b>	<b>7037.00</b>
	<b>Total weight in air</b>	<b>330,739 lbs</b>
	<b>Total weight in 10.2 ppg mud</b>	<b>279,187 lbs</b>

- **Cementación del revestimiento de 9 5/8 pulgadas**

- Arma y prueba la línea de cementación con 4000 psi de presión. Realiza el trabajo de cementación bombeando un pre-lavador (pre-flush) y mezcla de cemento en una etapa con dos mezclas de diferente densidad como sigue: a) bombea pre-lavador 20 barriles de lavador químico, 20 barriles de espaciador, 10 barriles de agua fresca, 20 barriles solución de acelerador D077, 20 barriles Zonelock 21, 20 barriles agua fresca. b) mezcla y bombea primera mezcla o mezcla de adelante (lead slurry) con 265 sx de cemento clase G con 0.4 gal / Sx de extendedor (D075) más 0.01 gal /sx de antiespumante (D047), 11.5 ppg densidad de la mezcla de cemento c) mezcla y bombea segunda mezcla o mezcla de cola (tail slurry) con 715 sx de cemento clase G con 0.5 gls /sx de reductor de fricción D080 más 0.05 gal / sx de retardador D081 mas 0.01 gal / Sx de antiespumante (D047), 16 ppg densidad de la mezcla de cemento. Observa retorno normal de lodo durante la cementación
- Libera el tapón dardo para tubería de 5 pulgadas de la cabeza de cementación, desplaza con la unidad de cementación 9 barriles de lodo, llega y asienta el tapón dardo en el tapón de tope submarino de 9 5/8 pulgadas, rompe los tornillos de sujeción del tapón submarino con 950 psi, continua el desplazamiento con 500 barriles de lodo a 8 BPM y los últimos 9 barriles a 2 BPM hasta la posición del collar flotador a 7550 pies, llega el tapón submarino conjuntamente con el tapón dardo al tope del collar flotador con 1400 psi, presuriza hasta 2000 psi manteniendo la presión por 5 minutos. Asegura que se mantenga 5000 lbs de peso sobre el colgador del revestimiento con el compensador de movimiento durante todo el trabajo de cementación
- Prepara las líneas y válvulas de desfogue hacia el tanque de desplazamiento de la unidad de cementación, chequea la válvula del zapato y collar flotador liberando lentamente la presión de 2000 psi a 0 psi registrando 3.5 barriles de retorno de lodo en el tanque de desplazamiento, lo que indica que la válvula del zapato y collar flotador funcionan. Desenrosca la herramienta para correr el colgador del revestimiento (casing hanger running tool) con tres vueltas a la derecha

- Levanta la sarta de tubería de 5 pulgadas, posiciona la punta del conector del tapón de tope de cementación submarino a 10 pies por debajo del tope del sistema cabezal del pozo, circula con lodo para limpiar la sección del sistema cabezal del pozo de 18 ¾ x 10K donde sentará el conjunto de sello del colgador del revestimiento de 18 ¾ x 9 5/8 pulgadas y el tapón de prueba del BOP. Desarma la cabeza de cementación y líneas de cementación de superficie
- Saca la sarta de tubería de 5 pulgadas de cementación a superficie en barras. Desarma la herramienta para correr el colgador del revestimiento de 9 5/8 pulgadas (casing hanger running tool), desarma las dos tuberías cortas (pup joint) conectadas encima y debajo de la herramienta para correr el colgador, desconecta el substituto adaptador del tapón de cementación submarino
- Datos y prueba de laboratorio del trabajo de cementación

<b>PRE-LAVADOR (PRE-FLUSH)</b>	
20 barriles chemical wash, 20 barriles de espaciador , 10 barriles de agua Fresac, 20 barriles de solución de acelerador D077, 20 barriles de Zonelock 21, 20 barriles de agua fresca	
<b>PRIMERA MEZCLA (LEAD SLURRY)</b>	
Cemento clase G,50 kg / sx con 50% exceso	265 sx
Extendedor (D075)	0.40 gal / sx
Antiespumante (D047)	0.01 gal /sx
Agua de mar	21.10 gal /sx
Densidad de la mezcla	11.5 ppg
Rendimiento (yield)	3.44 cuft /sx
Tiempo de fragüe (Thickening time)	± 4 hrs 45 min
Resistencia a la compresión en 12 hrs a 158 °F	500 psi
Resistencia a la compresión en 24 hrs a 158 °F	1500 psi
Temperatura de circulación de fondo (BHCT)	140 °F
Agua libre	8 ml a 100 °F
<b>SEGUNDA MEZCLA (TAIL SLURRY)</b>	
Cemento clase G,50 kg / sx con 100% exceso	715 sx
Reducidor de fricción (D080)	0.50 gal / sx
Retardador (D081)	0.05 GAL / sx
Antiespumante (D047)	0.01 gal / sx
Agua de mar	4.09 gal / sx
Densidad de la mezcla	16.0 ppg
Rendimiento (Yield)	1.35 cuft /sx
Tiempo de fragüe (Thickening time)	± 4:10 hrs
Resistencia a la compresión en 12 hrs a 214 °F	1500psi
Resistencia a la compresión en 24 hrs a 214 °F	3800 psi
Temperatura de circulación de fondo (BHCT)	200 °F
Agua libre	0.0 ml a 70 °F

- Levanta una tubería de 5 pulgadas, conecta en el tope de la herramienta combinada de prueba y corrida del conjunto de sello del colgador de 18 ¾ X 9 5/8 pulgadas (Seal assembly combination running and testing tool), saca el tapón de 1 pulgada de la parte inferior de la herramienta, verifica que el tapón de 1/2 pulgada al costado de la herramienta este instalado y bien ajustado. Conecta la herramienta combinada de prueba y corrida en el conjunto de sello del colgador del revestimiento de 18 ¾ x 9 5/8 pulgadas (casing hanger seal assembly), verifica que la aleta de torque de la herramienta combinada este alineado con la ranura del conjunto de sello del colgador.
- Baja la herramienta combinada y el conjunto de sello del colgador del revestimiento con tubería de 5 pulgadas, pasa la sección del conjunto BOP con mucho cuidado. Baja lentamente hasta el tope del colgador del revestimiento (casing hanger), continúa bajando hasta que la sarta pierda peso. Rota la sarta usando la tenaza manual 3 vueltas a la derecha hasta que el torque aumente a 6000-8000 lbs, rompe los pines de sujeción, el torque debe bajar a cero, continua rotando 3 vueltas a la derecha para sentar y energizar el sello del colgador del revestimiento de 18 ¾ x 9 5/8 pulgadas. Baja el ROV al fondo marino
- Desconecta la tubería de 5 pulgadas por encima de la mesa rotaria, llena la tubería con agua de mar mezclado con colorante rojo , conecta la cabeza de circulación, cierra el ariete superior para tubería, prueba el conjunto de sello del colgador del revestimiento presurizando lentamente bombeando por la tubería de 5 pulgadas hasta 2000 psi. Libera presión y abre el ariete para tubería superior
- Llena el conjunto BOP con agua de mar mezclado con un colorante rojo para distinguir si se presenta alguna fuga durante la prueba de presión. Prueba con 300-2500 psi el ariete para tubería inferior, ariete para tubería medio, ariete para tubería superior, las válvulas contra falla (fail-safe valve), líneas para estrangular, líneas para matar, conector hidráulico del LMRP, preventor anular inferior y preventor anular superior, mantiene presión en cada prueba por 10 minutos, registra la presión y el tiempo de la prueba en una carta, realiza prueba de funcionamiento de la cubierta de control

amarillo (yellow control pod) y azul (blue control pod). Saca y desarma la herramienta combinada de prueba y corrida del conjunto de sello del colgador. Observa con el ROV durante toda la prueba de presión las conexiones del conjunto BOP

- Cierra el ariete de corte ciego, prueba el revestimiento de 9 5/8 pulgadas y el ariete de corte ciego con 300-2000 psi. Prueba con 300-5000 psi la válvula de seguridad de apertura completa, la válvula de seguridad del BOP interno o válvula con resorte, la válvula superior e inferior del top drive y la línea del stand pipe.
- Enrosca con tres vueltas a la derecha la herramienta combinada de prueba y corrida del conjunto de sello del colgador (combination running and test tool) en el protector de desgaste (wear bushing) de 18 3/4 x 9 5/8. Baja el protector de desgaste con tubería de 5 pulgadas, sienta el protector de desgaste en el tope del conjunto de sello del colgador del revestimiento, libera la herramienta combinada de prueba y corrida rotando la tubería tres vueltas a la izquierda, saca y desarma la herramienta combinada
- Enrosca broca de dientes de 8 1/2 pulgadas con seis dril collas de 6 1/2 pulgadas para limpiar hasta la posición del collar flotador a 7549 pies. Circula fondo arriba y desplaza el lodo con fluido de completación de 8.9 ppg preparador con KCL. Saca tubería y broca a superficie
- Arma equipo de Schlumberger. Baja y corre registro CBL.VDL para evaluar la cementación. El registro CBL-VDL muestra buena adherencia del cemento en las zonas de interés. Saca y desarma herramientas de Schlumberger
- Prepara herramientas de Schlumberger para implementar la prueba de formación en las zonas de interés

## **CAPITULO VI.- EVALUACION ECONOMICA**

La evaluación económica de proyectos tiene como objetivo identificar las ventajas y desventajas asociadas a la inversión de un proyecto antes de la implementación del mismo realizando un análisis pormenorizado de las variables que intervienen en los costos tangibles e intangibles.

La preparación del costo estimado y la evaluación del proyecto para perforar un pozo costa afuera requieren de un análisis económico teniendo en consideración todas las variables que intervienen para la implementación del proyecto de perforación y completación y viene a ser la parte final de la etapa de planeamiento del proyecto de perforación del pozo.

Los costos tangibles e intangibles deben ser descritos separadamente en forma adecuada describiendo cada variable en detalle. Al costo total del proyecto debe adicionarse entre 10 a 20% más del costo total como plan de contingencia. En el caso del proyecto de perforación del pozo Nautilus 1X se considero 20% más del costo total como plan de contingencia por ser un proyecto de perforación costa afuera

La evaluación del proyecto de inversión para perforar el pozo Nautilus X-1 se realizó bajo un proceso sistemático de análisis de beneficios y costo considerando los diversos factores que intervienen en la implementación del proyecto. El costo total para perforar el pozo Nautilus X-1 fue de 12'842,000 USD como se detalla en la tabla, sin considerar el costo de completación que se estimó en 3'066,400 USD. La parte operativa de perforación y completación se llevó a cabo a un costo de 5% menos del presupuesto total aprobado. El beneficio o resultado final del proyecto no fue el esperado ya que las pruebas de formación de las zonas de interés no produjeron petróleo en cantidad suficiente para ser considerado como un proyecto económico rentable. A continuación se muestra el análisis de costo pormenorizado del proyecto

EVALUACION ECONOMICA						
NOMBRE POZO: NAUTILUS X-1		TIPO POZO: EXPLORATORIO -COSTA AFUERA				
PROFUNDIDAD AGUA: 472 pies		BLOQUE: MALVINAS		MOBILIZACION: 12 dias		
PROFUNDIDAD TOTAL: 7606 pies		PAIS: ARGENTINA		PERFORACION: 20 dias		
		COMPLETACION: 10 dias				
DESCRIPCION DEL TRABAJO: Trasladar y posicionar la plataforma semisumergible. Perforar hueco de 36" hasta 688', bajar y cementar conductora de 30". Perforar hueco de 26" hasta 1364', bajar y cementar revestimiento de 20". Perforar hueco de 17 1/2" hasta 3285', bajar y cementar revestimiento de 13 3/8". Perforar hueco de 12 1/4" hasta 7606', correr registros electricos, bajar y cementar revestimiento de 9 5/8". Realizar prueba de produccion						
DESCRIPCION DE SUBCUENTA	CODIGO	COSTO PERFORACION POR DIA, USD	COSTO PERFORACION TOTAL, USD	COSTO COMP. POR DIA, USD	COSTO COMP. TOTAL, USD	COSTO TOTAL, USD
Diesel & Lubricantes	203	5,000	160,000	2,500	2,500	162,500
Bits, Scrapers, Reamers	210		200,000		2,000	202,000
Fluido de Perforacion y aditivos	216	6,000	120,000	2,000	20,000	140,000
Seguridad y Proteccion ambiental	217	1,500	48,000	1,500	15,000	63,000
Suministro diverso	219	250	8,000	250	2,500	10,500
Comunicaciones	312	500	16,000	500	5,000	21,000
Campamento y alimentacion	313	5,000	160,000	5,000	50,000	210,000
Servicio de ROV	316	4,000	128,000	2,000	20,000	148,000
Registro Electrico-CBL/VDL	323		80,000			80,000
Inspeccion de la locacion	327		45,000			45,000
Mobilizacion-Equipo perforacion	328		2,500,000			2,500,000
Tarifa diaria-Equipo perforacion	329	150,000	4,800,000	150,000	1,500,000	6,300,000
Herramientas de pesca y servicio	331	1,000	20,000			20,000
Herramientas direccionales	330	2,000	40,000			40,000
Prueba de formacion-DST	332				250,000	250,000
Monitoreo de cortes (Mud logging)	333	3,000	60,000			60,000
Registro Electrico-Hueco abierto	334	0	250,000			250,000
Perforacion con escopeta	335		0		140,000	140,000
Cementacion y aditivos	337		200,000			200,000
Inspeccion de revestimiento	338		15,000			15,000
Servicios diversos	339	1,500	48,000	1,500	15,000	63,000
Almacen -Alquiler Grua	343	1,500	48,000	1,500	15,000	63,000
Alquiler de Herramientas y Equipo	514	2,000	64,000	1,000	10,000	74,000
Transporte- 02 Barcos Marinos	512	20,000	640,000	20,000	200,000	840,000
Transporte-Helicoptero	513	10,000	320,000	10,000	100,000	420,000
Gastos administrativos	851	3,500	112,000	3,500	35,000	147,000
Supervision Directa	911	4,000	128,000	4,000	40,000	168,000
Contingency (20%)			2,042,000		484,400	2,526,400
						0
<b>TOTAL INTANGIBLES</b>			<b>12,252,000</b>		<b>2,906,400</b>	<b>15,158,400</b>
<b>TANGIBLES</b>						
Revestimiento (30", 20" y 13 3/8")	413		230,000			230,000
Revestimiento (9 5/8")	414		170,000			170,000
Liner (7")	419		0			0
Equipo cabezal submarino	454		140,000			140,000
Tubing de 3 1/2" y accesorios	460		0		160,000	160,000
Accesorios para revestimiento	465		50,000			50,000
<b>TOTAL TANGIBLES</b>			<b>590,000</b>		<b>160,000</b>	<b>750,000</b>
<b>**TOTAL DRILLING**</b>			<b>12,842,000</b>		<b>3,066,400</b>	<b>15,908,400</b>

## CAPITULO VII.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 8.1 CONCLUSIONES

- 1) El avance de la tecnología y aplicación práctica indica sin lugar a dudas que la perforación de pozos costa afuera en aguas con profundidad entre 450 hasta 10,000 pies no sería factible de realizarse sin la utilización de una unidad de perforación flotante tal como una plataforma flotante de perforación semi-sumergible o barco de perforación.
- 2) El planeamiento de un proyecto de perforación costa afuera (offshore) requiere de un análisis pormenorizado en comparación con un proyecto de perforación en tierra firme (onshore) por razones de seguridad y costo total. El costo total del proyecto puede ser hasta 10 veces mayor que un pozo perforado en tierra dependiendo del tirante o profundidad de agua
- 3) Los equipos de perforación flotante en comparación a los equipos que operan en tierra firme tienen equipo adicional sofisticado para conectar el fondo marino con el equipo de superficie tales como el conector hidráulico del BOP, el conjunto de control de reventones submarino, la junta de bola flexible, el riser, la junta telescópica deslizable, el compensador de movimiento vertical de la sarta de perforación, etc,
- 4) El costo de movilización de una plataforma de perforación semi-sumergible depende de la distancia a movilizarse. Si la distancia es menos de 500 km se traslada la plataforma jalándolo con dos barcos posicionados en la proa a una velocidad promedio de 6 km por hora, si la distancia es mas de 500 km se traslada la plataforma como carga externa en un barco especial a una velocidad promedio de 18 km por hora
- 5) La evaluación y selección de la plataforma semi-sumergible así como el personal técnico y administrativo para el proyecto de perforación del pozo Nautilus 1X fue el adecuado, lo cual se reflejó en una operación sin mayores dificultades y sin accidentes
- 6) La planificación, coordinación y ejecución del proyecto de perforación del pozo Nautilus-1X se llevó a cabo en forma adecuada lo que se manifestó en la perforación del pozo en 3 días menos de lo estimado y a un costo total de 5% menos del presupuesto aprobado

## 8.2 RECOMENDACIONES

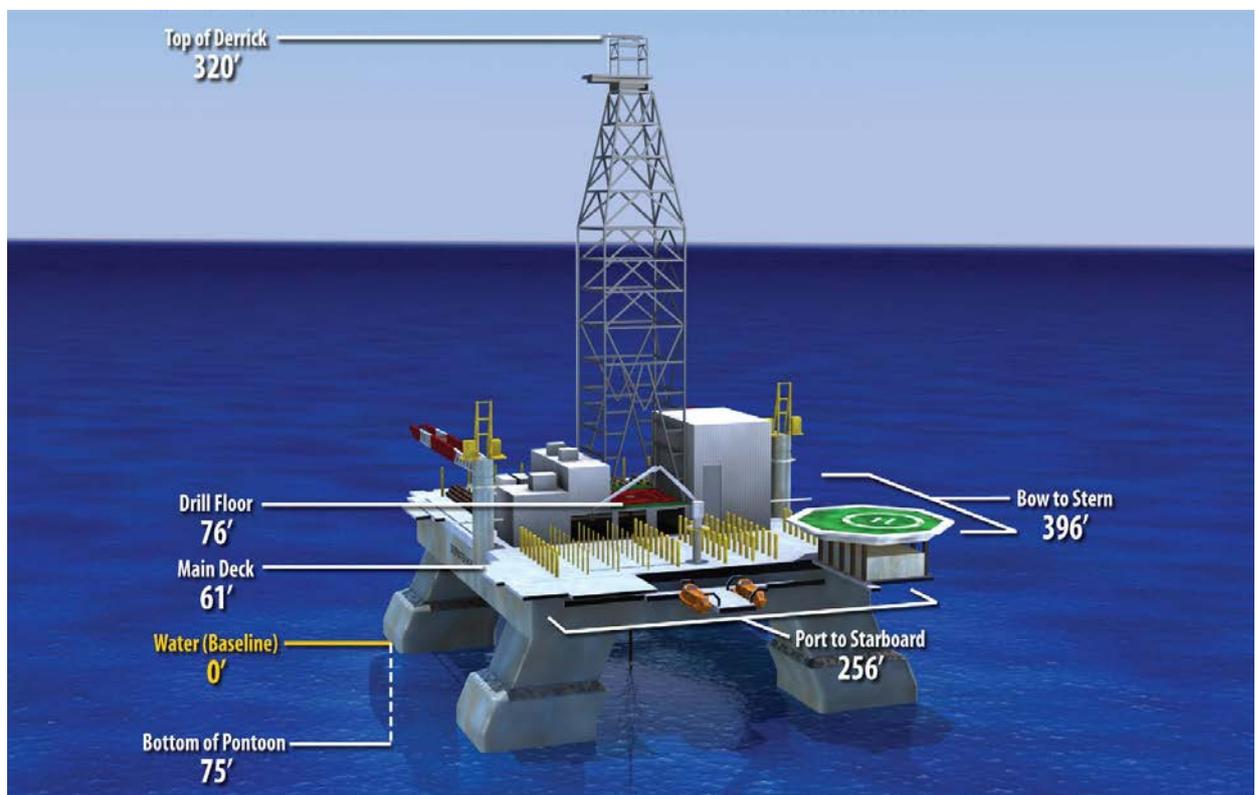
- 1) Utilizar un barco apropiado para trasladar la plataforma semi-sumergible en la cubierta del barco, de esta manera el traslado sería más rápido y económico disminuyendo el tiempo de traslado en un 50%. El trasladar la plataforma semi-sumergible utilizando dos barcos ubicados en la proa con cables especiales para jalar la plataforma es una operación lenta que se ve afectada tremendamente llegando a paralizar el movimiento cuando las corrientes marinas son fuertes
- 2) Perforar el hueco estructural de 36 pulgadas utilizando el sistema de lavado-chorro a presión (jetting technique) sin rotar el revestimiento estructural ni la sarta de perforación bajando una broca de diseño especial, el revestimiento estructural de 30 pulgadas y el cabezal estructural de 30 pulgadas conjuntamente.
- 3) El conjunto preventor de reventones submarino debe tener instalado un sistema de control acústico para activar el ariete de corte ciego (blind shear rams) en caso de emergencia si los otros sistemas de control del pozo fallan o quedan inoperativos. El control para activar el sistema acústico submarino debe estar localizado en un barco a una distancia prudencial de la plataforma flotante semi-sumergible.
- 4) Utilizar una herramienta adecuada (running tool) para bajar el colgador del revestimiento (Casing hanger) y el conjunto de sellos del colgador (casing hanger seal assembly) en una sola corrida o bajada para evitar un viaje extra que es muy costoso especialmente en pozos de aguas profundas y ultra profundas.
- 5) Mantener cerca a la plataforma de perforación un barco de rescate para casos de emergencia, asegurar que el helipuerto en la plataforma y helicóptero en la base en costa o tierra estén disponibles las 24 horas
- 6) Probar el conjunto preventor de reventones cada dos semanas. Verificar el funcionamiento de los sistemas de control de intervención secundario: Deadman System, Automatic mode function (AMF), Emergency Disconnect System(EDS), Autoshear System, ROV intervention / hot stab activation, Acoustic Back Up System, Electro Hydraulic Back Up System (EHBU).

## CAPITULO VIII.- BIBLIOGRAFIA

1. Floating Rigs by Occidental Drilling Operation Manual - 2000
2. Marine Systems technical Manual by Cameron Iron Work-1990
3. Offshore Drilling and Completion training Manual by Drill-Quip
4. Deepwater Petroleum Exploration & Production-2010
5. Subsea Engineering Handbook By Yong Bai-2010
6. A Premier of Offshore Operations by Ron Baker -1998
7. Petroleum Engineering Handbook by Howard Bradley-1992
8. The technology of offshore Drilling, completion & Production by ETA Offshore Inc.
9. Floating Drilling: The first 30 years by W.H Silcox – 1983
10. Floating Drilling: Equipment and its use by R.Sheffield – 1980
11. Downtime Evaluation for Operation from floating vessels in waves by B.G Burke
12. Recommended Practice for Blowout Prevention Equipment System - API RP 53
13. The Analysis of Spread Mooring System for Floating Drilling Units – API RP 2Q
14. Design and Operation of Marine Drilling Riser Systems – Latest Edition , API RP 2Q
15. A Primer of Oilwell Drilling by Dr. Paul Bommer- Seven Edition-2008
16. Subsea Blowout Preventor By Chief Counsel's Report -2011
17. Design Evolution of a Subsea BOP by Cameron Drilling System Group
18. Acoustic System Application to subsea BOP control equipment –Marine Technology
19. The ROV Manual by Robert D. Christ /Robert L. Weenli -2007
20. Floating Rig Motion Compensator by Ernest A. Mori
21. Mobil Offshore Drilling Unit (MODU) by Mineral Management Service
22. The ROV Manual by Robert D. Christ /Robert L. Weenli -2007

## CAPITULO IX.- ANEXOS

## PLATAFORMA FLOTANTE SEMISUMERGIBLE DE PERFORACION



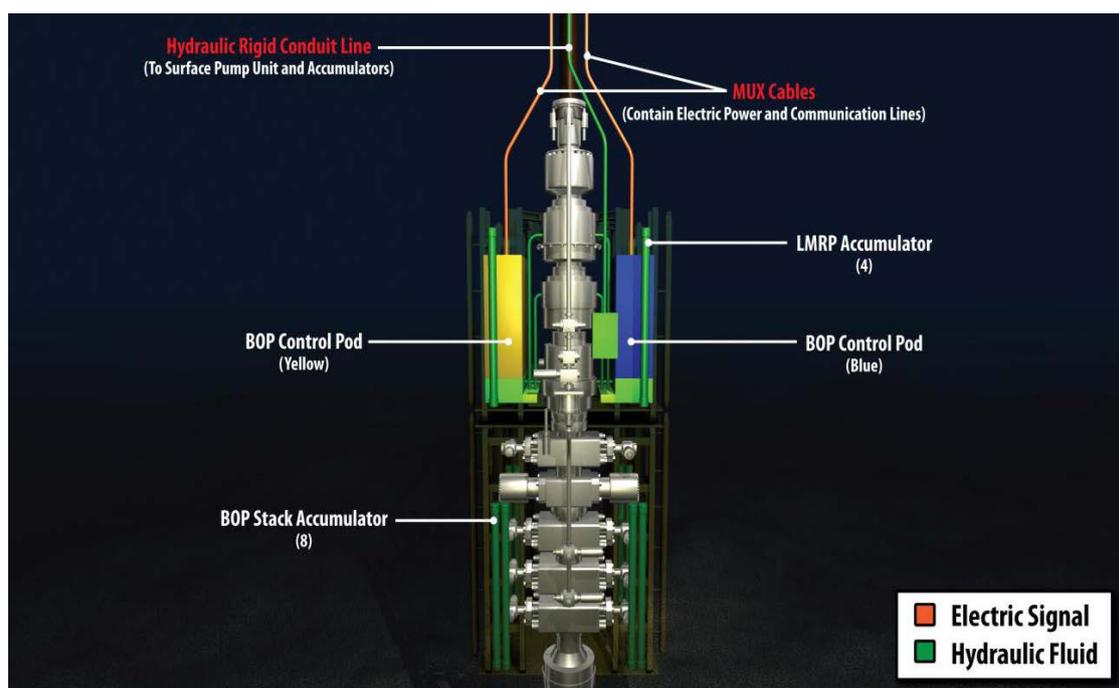
## TIPO DE ESTRUCTURAS PARA PETROLEO Y GAS EN OPERACIONES COSTA AFUERA



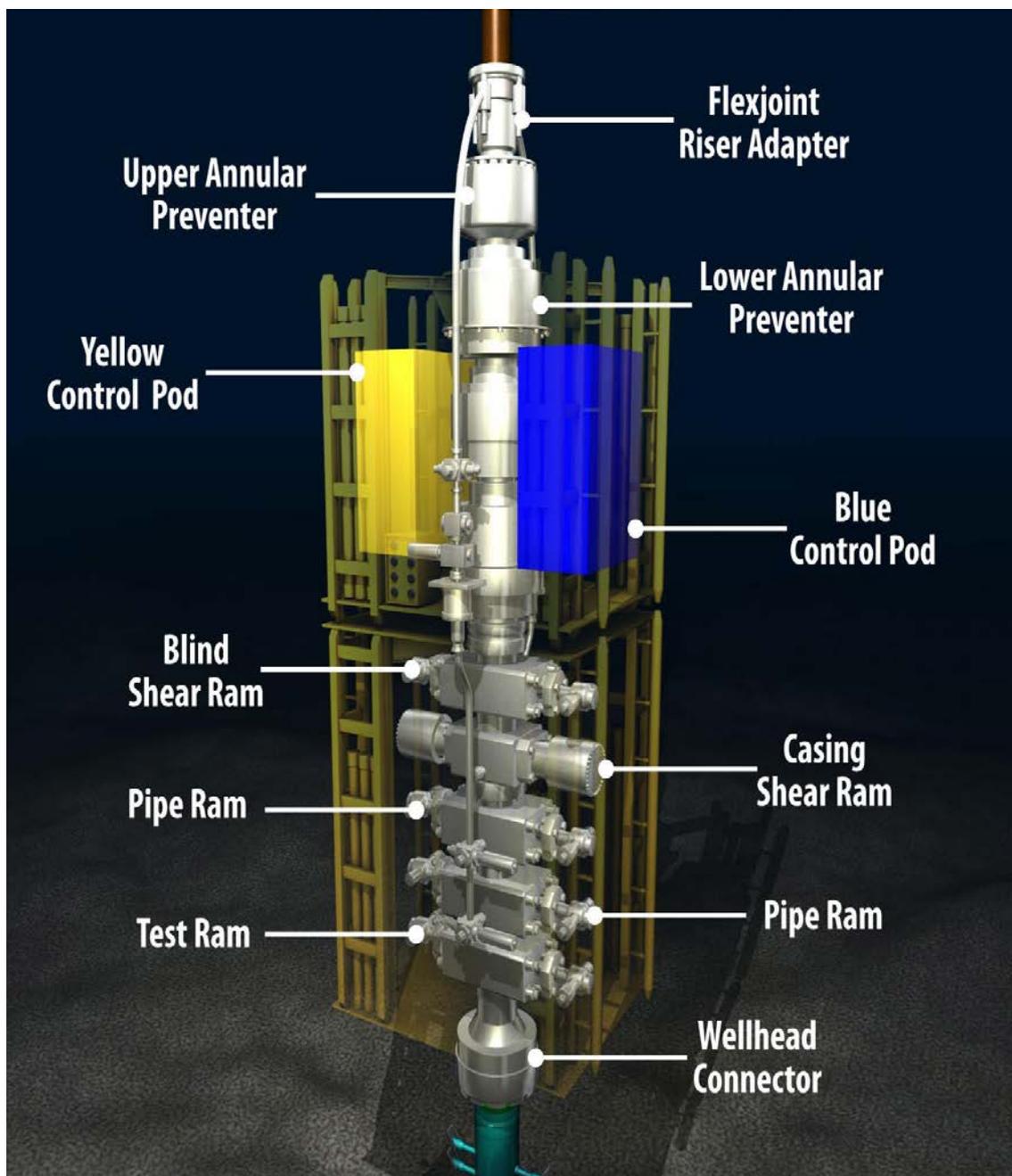
De izquierda a derecha : 1, 2) conventional fixed platforms (deepest: Shell's Bullwinkle in 1991 at 412 m/1,353 ft GOM); 3) compliant tower (deepest: ChevronTexaco's Petronius in 1998 at 534 m /1,754 ft GOM); 4, 5) vertically moored tension leg and mini-tension leg platform (deepest: ConocoPhillips' Magnolia in 2004 1,425 m/4,674 ft GOM); 6) Spar (deepest: Dominion's Devils Tower in 2004, 1,710 m/5,610 ft GOM); 7,8) Semi-submersibles (deepest: Shell's Nakika in 2003, 1920 m/6,300 ft GOM); 9) Floating production, storage, and offloading facility; 10) sub-sea completion and tie-back to host facility

### SISTEMA PREVENTOR DE REVENTONES SUBMARINO

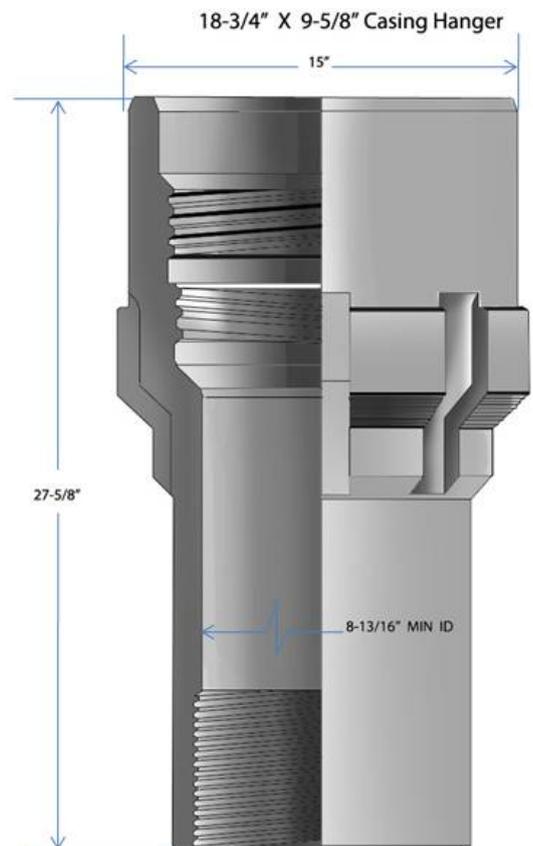
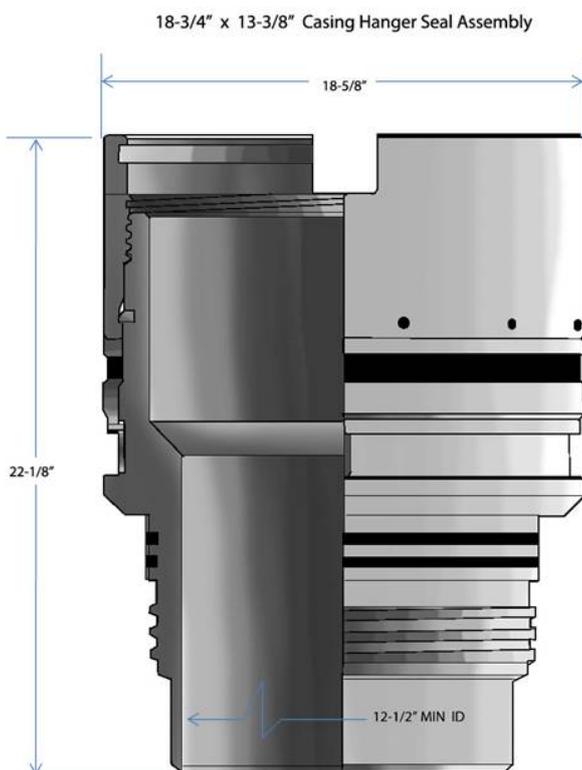
#### BOP CONTROL PODS – LMRP ACCUMULATOR

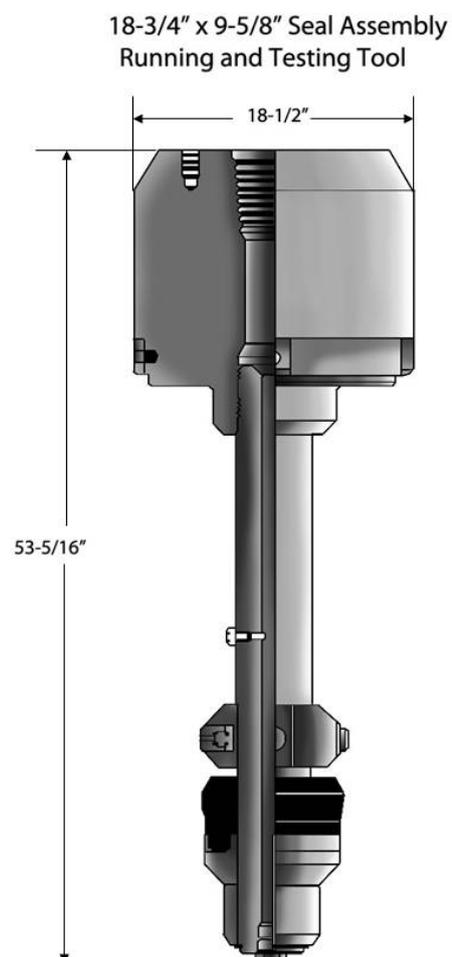


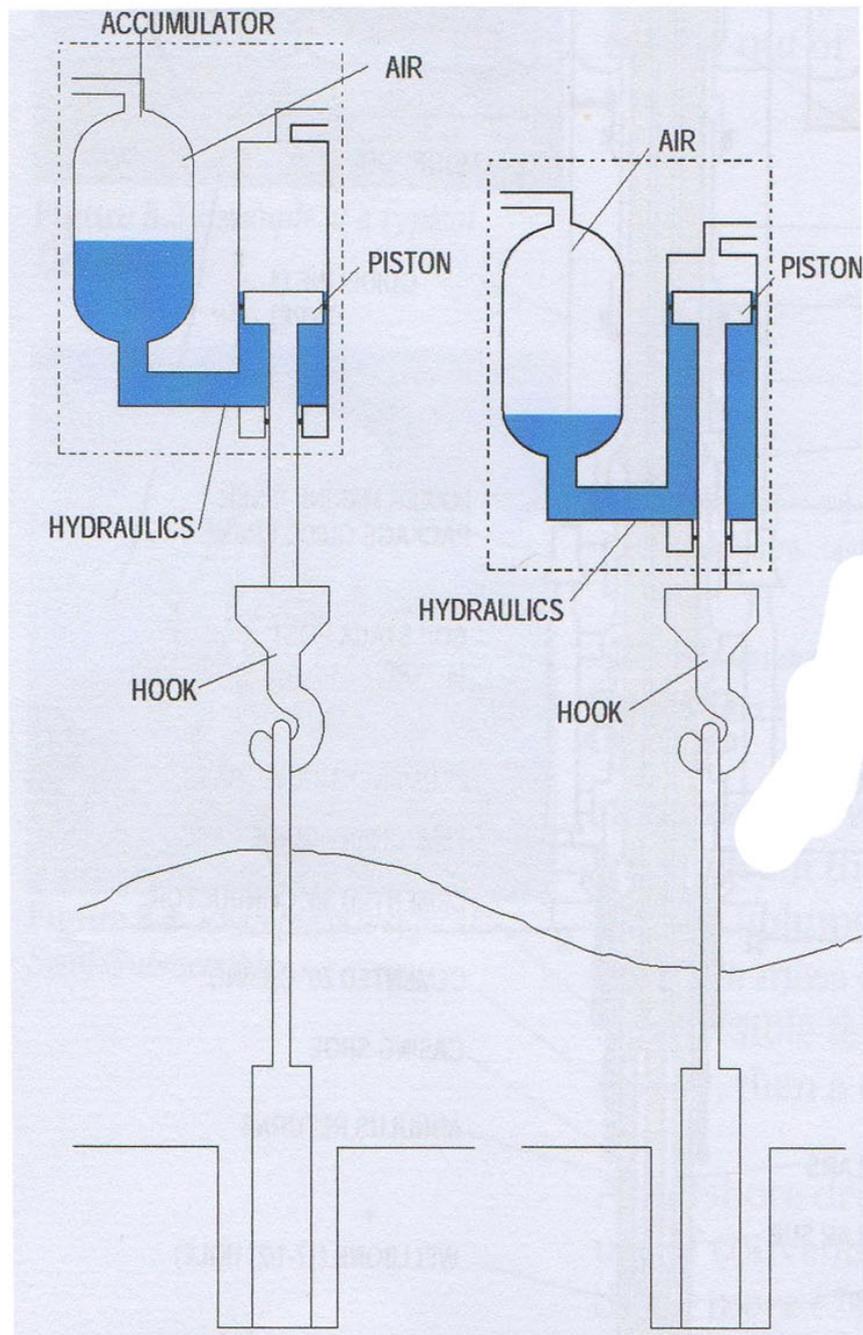
## COMPONENTES PRINCIPALES DEL PREVENTOR DE REVENTONES SUBMARINO



COLGADORES Y SELLOS PARA EL REVESTIMIENTO O CASING



**HERRAMIENTA PARA BAJAR EL COLGADOR Y TAPON COMBINADO DE PRUEBA**

**COMPONENTES DEL COMPENSADOR DE MOVIMIENTO VERTICAL****VERTICAL MOTION COMPENSATOR**