

Universidad Nacional de Ingeniería  
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO



**Perforación de Pozos Slimhole  
con Unidad de Coiled Tubing  
en el Noroeste - Talara**

**T E S I S**

Para Optar el Título Profesional de :  
**INGENIERO DE PETROLEO**

**Juan Carlos Melendez Mantilla**  
Promoción 93-0

Lima - Perú  
1995

**PERFORACION DE POZOS SLIMHOLE CON UNIDAD DE COILED TUBING  
EN EL NOROESTE-TALARA**

<b>CONTENIDO:</b>	<b>Pag.</b>
<b>I.- Sumario</b>	<b>1</b>
<b>II.- Historia de Perforación con Unidad de Coiled Tubing</b>	<b>3</b>
<b>III.- Descripción de la Unidad de Coiled Tubing y del Equipo de Perforación Convencional</b>	<b>6</b>
<b>III.1.- Equipo de Perforación Convencional</b>	<b>6</b>
<b>III.1.1.- Equipo de Superficie</b>	
<b>III.2.- Unidad de Coiled Tubing</b>	<b>10</b>
<b>III.2.1.- Equipo de Superficie</b>	
<b>III.2.2.- Ensamblaje del Sistema de Fondo (BHA)</b>	
<b>III.2.3.- Herramientas de Fondo del Hueco (Downhole Tools)</b>	
<b>III.2.4.- Herramientas de Pesca (Fishing Tools)</b>	
<b>IV.- Comparación Técnica entre Unidad de Coiled Tubing y Equipo Convencional</b>	<b>26</b>
<b>V.- Plan de Perforación del Pozo X1 con Unidad de Coiled Tubing</b>	<b>32</b>
<b>V.1.- Descripción del Proyecto con Perforación Sobre-balanceada</b>	
<b>V.2.- Justificación</b>	
<b>V.3.- Información General</b>	
<b>V.4.- Justificación Geológica y de Reservorios</b>	
<b>V.5.- Procedimiento a Desarrollar</b>	
<b>V.6.- Programa de Perforación</b>	
<b>V.7.- Equipamiento Principal para el Proyecto Piloto</b>	

<b>VI.- Alternativa al Proyecto de Perforación Sobre-balanceada: Perforación Sub-balanceada</b>	<b>56</b>
<b>VII.- Análisis Económico</b>	<b>60</b>
<b>VII.1.- Comparación de Costos</b>	
<b>VII.2.- Evaluación Económica</b>	
<b>VIII.- Conclusiones</b>	<b>64</b>
<b>IX.- Recomendaciones</b>	<b>66</b>
<b>X.- Referencia Bibliográfica</b>	<b>67</b>
<b>X.- Tablas</b>	
<b>XI.- Figuras</b>	
<b>XII.- Anexos</b>	

# **PERFORACION DE POZOS SLIMHOLE CON UNIDAD DE COILED TUBING EN EL NOROESTE-TALARA**

## **I.- SUMARIO**

La presente tesis de grado, titulada "Perforación de Pozos Slimhole con Unidad de Coiled Tubing en el Noroeste-Talara" tiene como objetivos principales:

- 1) Elaborar un proyecto el cual constará de un programa de perforación vertical de diámetro reducido aplicando la tecnología de "coiled tubing" para el Pozo "X1" Peña Negra.
- 2) Realizar la perforación sobre-balanceada.
- 3) Ver la posibilidad de aplicar la perforación sub-balanceada, con la cual se minimizaría el daño de formación, eliminaría el pegamiento diferencial y permitiría una mejor evaluación del potencial productivo del pozo.
- 4) Reducir el tiempo de perforación, lográndose como consecuencia de ello una significativa reducción de los costos de perforación.

"Slimhole" es un tipo de perforación de desarrollo moderno que nos permite reducir los costos de perforación y disminuir el riesgo de contaminación ambiental al generarse menores volúmenes de desechos.

La perforación con unidad de “coiled tubing” es una nueva tecnología, y por lo tanto un proyecto de esta naturaleza en el Noroeste del Perú requerirá de un proceso de aprendizaje para optimizar los procedimientos y performances, los que se utilizarán para futuros pozos a ser perforados en la zona.

Durante el desarrollo de este trabajo usaremos el termino “coiled tubing” para referirnos a la tubería enrollable, cuyo uso involucra diversas operaciones de la Industria Petrolera.

Para la elaboración de este proyecto se ha requerido de información geológica, de ingeniería de reservorios; así como información técnica y de campo de la compañía suministradora de la unidad de “coiled tubing”.

En base a lo anterior, se ha elaborado un programa coherente para la perforación del pozo vertical “X1” Peña Negra, cuyo resultado verificará lo estimado en dicho programa.

## II.- HISTORIA DE PERFORACION CON UNIDAD DE COILED TUBING

El concepto y beneficios asociados con el uso de una sarta de "coiled tubing" fueron reconocidas alrededor de 30 años atrás. En 1964 fue reportado el primer sistema de perforación desarrollado por Roy H. Cullen Research, este sistema incorporó una sarta de "coiled tubing" de 2.625 pulgadas de diámetro externo (OD) para permitir la circulación de fluidos, transmitir corriente eléctrica hacia los motores eléctricos de fondo por medio de un conductor eléctrico y fue capaz de resistir el torque reactivo desarrollado por dicho motor, adicionalmente estuvo equipado con un cabezal inyector, el cual incorporó un juego de agarradores hidráulicos utilizados para avanzar o retraer la sarta de "coiled tubing". Este sistema perforó un pozo de prueba de 4.75 pulgadas de diámetro a través de 1000 pies de granito en una cantera cerca de Marble Falls (Texas) logrando velocidades de penetración desde 5 hasta 10 pies por hora (fph).

En julio de 1965, en los Estados Unidos se probó un sistema de perforación desarrollado por el Instituto Francais du Petrole (Francia) que utilizó una sarta de "coiled tubing" de 5 pulgadas de diámetro externo con 2.5 o 3 pulgadas de diámetro interno (ID) con la finalidad de permitir circulación de fluidos y corriente eléctrica, adicionalmente incorporó un cabezal inyector y motores eléctricos de fondo o turbinas para rotar la broca. Este sistema perforó pozos con diámetros desde 6.75 hasta 12.25 pulgadas y hasta profundidades de 3280 pies.

En 1976, FlexTube Service Ltd. Brooks (Alberta-Canadá) desarrolló un sistema de perforación (Profundidad límite 3000 pies) que utilizó "coiled tubing" de 2.375 pulgadas de diámetro externo de "X-42 line pipe", botellas (Drill collars) de 4.75 pulgadas de diámetro externo, un motor de desplazamiento positivo y brocas convencionales de 6.25 pulgadas para

perforar pozos de gas someros de un rango de 1500 pies a una velocidad de penetración promedio de 107 pies por hora en el Sureste de Alberta y que posteriormente fue reemplazado por una sarta de "coiled tubing" de aluminio del mismo diámetro externo.

Un promedio de 200 pozos fueron perforados, re-entrados y profundizados con unidad de "coiled tubing" en los últimos 4 años. (Algunos son mostrados en la tabla 1A).

En julio de 1992, la compañía Arco efectuó un "sidetrack" usando unidad de "coiled tubing" en un pozo de petróleo en la Costa de Texas, logrando abrir una ventana de 15 pies de "casing" en 12 horas y que el control direccional no fue eficiente debido a problemas en el equipo de superficie.

En abril de 1993, se perforó con éxito 2 pozos de 6.25 pulgadas de diámetro en el Campo Mckittrick (California) a una profundidad promedio de 1500 pies utilizando "coiled tubing" de 2 pulgadas de diámetro externo, logrando velocidades de penetración desde 65 hasta 70 pies por hora.

En junio de 1993, la compañía Arco realizó 2 re-entradas en pozos al Norte de Slope (Alaska) con su respectivo "sidetrack" usando unidad de "coiled tubing"; donde uno de los cuales fue profundizado 40 pies de 3.75 pulgadas de diámetro, para luego ser ensanchado hasta 5.75 pulgadas y el otro pozo fue profundizado 150 pies con velocidades de penetración de 20 a 30 pies por hora usando un molino de diamante de 3.75 pulgadas de diámetro con motores de 2.875 pulgadas de diámetro, para posteriormente ser ensanchado hasta 5.5 pulgadas.

En agosto de 1993, se realizó una re-entrada horizontal (Alaska) usando "coiled tubing" de 2 pulgadas de diámetro externo involucrando las operaciones de moler niple, perforación de lana ranurada y zapato guía de aluminio, limpieza de 285 pies de derrumbe en hueco abierto de

8.5 pulgadas de diámetro y profundización de 200 pies a 90 grados, obteniendo velocidades de penetración variables desde 6 hasta 18 pies por hora y el control direccional fue ejecutado con herramientas de "coiled tubing". Al término de dicha operación se obtuvo una sección horizontal de 1080 pies (lana ranurada y hueco abierto) abierto para flujo, originando un incremento en la producción de 300 barriles de petróleo por día (BOPD) a 1000 GOR (Relación gas petróleo) hasta más de 1000 barriles de petróleo por día a 940 GOR.

Un "sidetrack" horizontal realizado por un equipo convencional, en donde se bajó y cementó "casing" de producción de 7 pulgadas de diámetro externo e instaló "tubing" de producción de 4.5 pulgadas de diámetro externo, fue luego extendido 576 pies usando unidad de "coiled tubing" con la condición sub-balanceada (Por asistencia de gas lift), en donde se obtuvo velocidades de penetración variables desde 10 hasta 120 pies por hora (Siendo los más típicos 40 y 50 pies por hora).

En enero de 1994, la compañía Lagoven perforó exitosamente 5 pozos en el Lago de Maracaibo a una profundidad promedio de 1500 pies usando "coiled tubing" de 1.5 pulgadas de diámetro externo y motores de 2.875 pulgadas con la finalidad de verificar la existencia de gas.

En diciembre de 1994, un proyecto de 4 pozos inyectores de vapor de 6.5 pulgadas de diámetro fue desarrollado en el Campo South Belridge (California) cuyas profundidades fueron variables desde 1320 hasta 1450 pies logrando velocidades de penetración promedio de 65 pies por hora.



### **III.- DESCRIPCION DE LA UNIDAD DE COILED TUBING Y DEL EQUIPO DE PERFORACION**

Se debe tener en cuenta que la mayor diferencia existente entre el equipo de perforación convencional y la unidad de "coiled tubing" radica en el equipo de superficie, mientras que lo relacionado con el ensamblaje del sistema de fondo (Bottomhole Assembly), herramientas de fondo del hueco (Downhole Tools) y herramientas de pesca (Fishing Tools) la diferencia es menor, debido a que difieren generalmente en su tamaño

**III.1) Equipo de Perforación Convencional:** Con respecto a lo mencionado en el párrafo anterior, se realizará únicamente la descripción breve del equipo de superficie.

**III.1.1) Equipo de Superficie:** El equipo de superficie para la perforación convencional consiste de lo siguiente:

**III.1.1.1) Castillo:** El castillo es una estructura que proporciona el espacio libre vertical necesario para levantar y bajar la sarta de perforación dentro y fuera del pozo durante las operaciones de perforación, deben ser de suficiente altura y resistencia para ejecutar los servicios de una manera segura y eficiente.

**III.1.1.2) Cable de perforación:** El cable de perforación esta compuesto de un número de hebras enrolladas alrededor de un núcleo o alambre, es el elemento que sirve para manipular las cargas durante la perforación o completación de pozos y constituye una de las partes de más alto costo y mayor peligro.

**II.1.1.3) Sistema de Aparejo de poleas:** El sistema de aparejo de poleas tiene como función colocar el equipo de perforación centrado sobre el pozo, bajar y sacar la sarta de perforación y bajar gradualmente la sarta de perforación en el pozo a medida que se profundiza la perforación. Esta compuesto por el motón viajero, caballete portapoleas y el cable de perforación.

**III.1.1.4) Unión Giratoria:** La unión giratoria es el elemento que permite sujetar y la rotación libre del vástago y tubería de perforación, además suministra una conexión para la manguera reforzada de perforación.

**III.1.1.5) Vástago de Perforación:** El vástago de perforación permite la transmisión del momento de torsión de la mesa rotaria a la tubería de perforación y esta conectada a la unión giratoria con un acoplamiento rosca izquierda y a la tubería de perforación con rosca derecha.

**III.1.1.6) Tubería de Perforación:** La tubería de perforación es la que transmite la fuerza generada por la mesa rotaria a la broca del fondo del pozo, generalmente esta sujeta a tensión y que la mayoría del peso de la sarta se sostiene desde la torre.

**III.1.1.7) Fuerza Motriz:** La fuerza motriz es el corazón de la torre de perforación y se usa principalmente para levantar o elevar la sarta de perforación, circular y bombear el fluido de perforación, rotar la sarta de perforación y operaciones auxiliares (Sistema de alumbrado del castillo, etc).

**III.1.1.8) Malacate:** El malacate es una pieza de equipo grande y pesada que suministra la fuerza requerida para bajar, levantar y frenar las cargas pesadas que se manipulan durante el proceso de perforación. El cuadro de maniobras o malacate es el centro de control de la fuerza de la torre de perforación, porque en el se encuentran colocados los controles requeridos para el trabajo del equipo.

El tambor es la parte principal del malacate y es en el cual se enreda y desenreda el cable según se maneje el equipo en el hueco.

**III.1.1.9) Instrumentos de la perforación:** Estos instrumentos son dispositivos electromecánicos que nos permiten visualizar los diferentes parámetros (Peso sobre la broca, peso de la sarta de perforación, presión de bomba, rotación de la mesa rotaria, control del volumen de lodo, control de profundidad y torque de enrosque y desenrosque de la sarta de perforación) que se utilizan o se presentan durante el proceso de perforación. Estos mecanismos van instalados adecuadamente de tal manera que se obtengan valores lo más representativamente posible, los cuales son registrados en cartas especiales durante 24 horas continuas y la mayoría de ellos están concentradas en el panel del perforador.

**III.1.1.10) Mesa Rotaria:** La mesa rotaria es el componente principal de una maquina rotatoria que consta de un arreglo de engranajes cónicos que producen la moción rotatoria y una abertura dentro de la cual se sientan los bujes para girar y soportar el ensamblaje de perforación. Las funciones principales de la mesa rotaria son transmitir el momento de torsión (Torque) e impartir el movimiento

giratorio al vástago y sarta de perforación, y mantener suspendido el peso de la sarta de perforación o "casing" por intermedio de una cuña (Slip) en el proceso de adición o sustracción de un nuevo elemento.

**III.1.2) Sistema de Circulación:** El sistema de circulación consiste de dos bombas de lodo con tubería asociada y uno o más tanques de lodo con zarandas (shakers), trampas de arena, desarenadores (desanders), centrífugas y desedimentadores (desilters)

**III.1.3) Sistema de Control de pozos:** El sistema de control de pozos para las operaciones de perforación convencional incluye un juego de preventor de reventones (Blowout preventer-BOP).

**III.1.3.1) Preventor de Reventones:** El preventor de reventones es un mecanismo accionado hidráulicamente que proporciona el medio para cerrar el pozo en superficie cuando las presiones de formación superan las presiones ejercidas por la columna de lodo. Este preventor típicamente consiste de un preventor anular, arietes ciegos (blind rams), arietes de tubería (tubing rams), sistema para tratamiento de gas contaminado, conexiones para matar el pozo (kill line), conexiones y uniones para rellenar el pozo con lodo, un carrete de perforación (drilling spool), un equipo de control de mando de los preventores de reventones (Acumulador) y líneas múltiples de estrangulamiento (choke manifold).

**III.2) Unidad de Coiled tubing:** En esta parte se realizará la descripción completa de dicha unidad, que incluye equipo de superficie, ensamblaje del sistema de fondo, herramientas de fondo del hueco y herramientas de pesca.

**III.2.1) Equipo de Superficie:** El equipo de superficie usado para perforación con unidad de “coiled tubing” consiste de la unidad propiamente dicha y equipo asociado, sistema de circulación y sistema de control de pozos. (Mostrado en la figura 1B).

**III.2.1.1) Unidad de coiled tubing:** Aunque las unidades de “coiled tubing” varían de área en área, una unidad de perforación puede típicamente incluir un cabezal inyector, un carrete de almacenamiento de “coiled tubing”, unidad de potencia, cabina de control, “coiled tubing”, plataforma de trabajo y una grúa; los cuales son descritos a continuación:

**III.2.1.1.1) Cabezal Inyector:** El cabezal inyector es el componente clave de la unidad de “coiled tubing” que consiste de varios sistemas y componentes hidráulicos (2 cadenas triples, sistema de tensión, 2 motores, etc) proporcionando al operador de la unidad de “coiled tubing” un alto grado de control, adicionalmente el cabezal inyector esta equipado de otros dispositivos tales como indicadores de presión del pozo y del peso de la sarta de “coiled tubing”, equipo de medición de profundidad, etc, los cuales están conectados a la cabina de control de la unidad de “coiled tubing” y además incluye un cuello de ganso (Goose neck) para guiar y enderezar la tubería a medida que se introduce en el pozo o cuando se saca del mismo. La función principal es suministrar la

fuerza y tracción requerida para introducir y recuperar el “coiled tubing” a través de un sistema hidráulico de tracción, el cual contiene un juego de agarradores montados sobre una cadena triple con la finalidad de sostener de esta manera la sarta de “coiled tubing” colgada dentro del pozo.

La capacidad del cabezal inyector depende básicamente de 2 factores importantes que son la capacidad de “pulling” del cabezal inyector y el máximo diámetro externo del “coiled tubing” que puede ser corrido. (Mostrado en la figura 2B)

**III.2.1.1.2) Carrete de Coiled Tubing:** El carrete de “coiled tubing” incorpora equipos que son activados y operados hidráulicamente (reel swivel, ensamblaje nivelador de venteo, sistema de lubricación de tubing, sistema de transmisión del carrete, etc) cuyas funciones son importantes para la operación exitosa de la unidad de “coiled tubing”. El “reel swivel” es el componente que permite el bombeo continuo de fluido a través de todo el “coiled tubing” y va conectado hacia las bombas de lodo. La función principal del carrete es almacenar el “coiled tubing”. (Mostrado en la figura 3B).

**III.2.1.1.3) Coiled tubing:** El “coiled tubing” de 1.5 pulgadas de diámetro externo es apropiado para la perforación, pero se debe tener en cuenta que “coiled tubing” de mayor diámetro (2 pulgadas o más) ofrece mejor hidráulica, mayor resistencia al torque reactivo creado por el motor de fondo y mayor peso disponible para penetración profunda en pozos horizontales.

La tabla 2A muestra la comparación en dimensiones, pesos y esfuerzos de 2.375, 2.875 y 3.5 pulgadas de diámetro externo

entre secciones de “coiled tubing” disponibles con tubería de perforar (Drill pipe) liviano del mismo diámetro externo, en donde cabe señalar que la gran diferencia entre los dos tipos de sarta de perforar radica en la manera de despliegue, en donde la tubería articulada es corrida como una conexión o en stand a un tiempo dado y por su parte el “coiled tubing” es corrido en una operación continua a alta velocidad.

**III.2.1.1.4) Unidad de Potencia:** La Unidad de Potencia consiste de un motor diesel que proporciona la potencia hidráulica para operar y controlar la unidad de “coiled tubing” y los preventores de reventones (Blowout preventers-BOP's), adicionalmente incorpora un acumulador, y un compresor (montado sobre el motor), el cual tiene la función de proporcionar suministro de aire para operar los controles y sistema neumático del motor en la unidad de “coiled tubing”. (Mostrado en la figura 4B).

**III.2.1.1.5) Cabina de Control:** La cabina de control es equipada con un comando central y un panel de control desde donde se permite activar y controlar funciones y parámetros principales de la unidad de “coiled tubing”, “choke valves” hidráulicos y funciones del lubricador (Stripper), e incluye además un registrador de flujo de lodo, así como el sistema de monitoreo electrónico para el control de la profundidad y el peso de la sarta. La ubicación de la cabina de control con su respectivo nivel de control e instrumentación varían dependiendo en el tipo y configuración de la unidad de “coiled tubing”, sin embargo la cabina de control esta generalmente situada detrás del carrete de “coiled tubing” en línea con el cabezal del pozo/cabezal inyector y usualmente es elevada

hidráulicamente hasta la altura indicada, para así lograr la máxima visibilidad desde la estación de control. (Mostrado en la figura 4B).

**III.2.1.1.6) Equipo Registrador y de Monitoreo:** Este equipo es incorporado en la cabina de control de la unidad de “coiled tubing” y que mediante manifestaciones digitales proporcionan al “driller” en un tiempo dado los parámetros principales de perforación como presión de bomba, “rate” de flujo en la línea de retorno, peso de la sarta, peso sobre la broca, profundidad de la broca, velocidad de penetración, además fatiga y condición física del “coiled tubing”.

**III.2.1.1.7) Plataforma de Trabajo:** La plataforma de trabajo debe ser provista para mejorar la seguridad y la eficiencia en el trabajo de las cuadrillas mientras se está manipulando el ensamblaje del sistema de fondo (Bottomhole assembly - BHA) e instalando el cabezal inyector.

**III.2.1.1.8) Grúa:** La grúa con pluma telescópica es usada para armar y desarmar la unidad de “coiled tubing”, manipular el cabezal inyector sobre y fuera del hueco, ensamblaje del sistema de fondo, plataforma de trabajo y equipo misceláneo.

Debido al peso del “coiled tubing” y del cabezal inyector de mayor diámetro, los cuales son mas importantes para la perforación son separados y transportados individualmente.

En la perforación con unidad de “coiled tubing” también puede ser requerido un Sistema “Autodriller”, el cual es un sistema de control



electro-hidráulico que aprovecha la señal desde una celda de carga eléctrica u otro dispositivo como realimentación hacia el controlador para acelerar o retractar el cabezal inyector y de esta forma mantener constante las condiciones de perforación, adicionalmente permite al operador de la unidad de "coiled tubing" mejor control que lo obtenido con controles de inyector convencionales, dando lugar a minimizar las paradas del motor de fondo e incrementar las velocidades de penetración por mantenimiento de las condiciones óptimas de perforación.

**III.2.1.2) Sistema de circulación:** El sistema de circulación usado para la perforación con unidad de "coiled tubing" es virtualmente idéntico al usado en perforación convencional (Mencionado anteriormente) y son necesarios en el control de sólidos con la finalidad de mantener la densidad y viscosidad del fluido de perforación dentro de los límites aceptables.

Para obtener resultados óptimos de perforación con la unidad de "coiled tubing" son frecuentemente usadas las bombas triplex con 500 HHP (Normalmente usadas en cementación y acidificación), debido a que las presiones y capacidades de "rates" de flujo de las bombas de lodo dependen del tamaño del motor, boquillas de chorro (jet nozzles), profundidad, tamaño del "coiled tubing", tamaño del hueco y reología del fluido.

**III.2.1.3) Sistema de Control de Pozos:** El sistema de control de pozos para las operaciones de perforación incluye 2 juegos de preventores de reventones (Mostrado en la figura 5B), lubricador (Stripper), equipo detector de arremetidas y nivel de fluido en los tanques (mudtank level), los cuales son descritos a continuación:

**III.2.1.3.1) Preventores de Reventones:** Los preventores de reventones tanto para el “coiled tubing” que consiste de arietes ciegos (blind rams), arietes de corte (cutter rams), conexiones para matar el pozo (kill line) con válvula de aislamiento, arietes de cuñas (slips rams) y arietes de tubería (tubing rams); como para el ensamblaje del sistema de fondo que típicamente consiste de un preventor anular, arietes ciegos, arietes de tubería y un carrete de perforación (drilling spool) con válvula de aislamiento son conectados mediante una conexión embridada o una unión de mano. Adicionalmente la línea de retorno ubicado en el preventor de reventones del ensamblaje del sistema de fondo solo es usada cuando se realiza la perforación sub-balanceada o cuando ocurre una arremetida (kick) y se extiende hacia un “choke manifold dual” y un “drilling choke”.

- Choke Manifold Dual: Es usado como una reserva (backup) del “drilling choke”.
- Drilling Choke: Es controlado hidráulicamente desde la cabina del operador y es usado para controlar el “rate” de flujo de fluidos del pozo durante una operación normal de perforación sub-balanceada.

Para retornos directos hacia el sistema de lodo, una conexión “T” embridada (flanged tee) con una válvula de aislamiento puede ser colocada entre los dos juegos de preventores de reventones.

**III.2.1.3.2) Lubricador:** El lubricador montado sobre la base del cabezal inyector (Mostrado en la figura 6B) es activado y

controlado desde la cabina de control del operador de la unidad de “coiled tubing” y tiene como función principal la de controlar la presión del espacio anular proporcionando un sello hermético alrededor del “coiled tubing” con la finalidad de ser corrido con seguridad en pozos fluyentes.

El lubricador junto con los preventores de reventones son los dispositivos principales del control de pozos en superficie.

**III.2.1.3.3) Equipo detector de arremetidas (Kick):** El equipo detector de arremetidas consiste de un dispositivo electromagnético llamado medidor de flujo y es ubicado en la línea de retorno de fluido.

**III.2.1.3.4) Detector de Fluido en los Tanques (mudtank level):** El detector de fluido en los tanques es requerido para indicar cualquier ganancia o pérdida de fluido y es ubicado en los tanques de lodo.

Es responsabilidad del operador asegurar que el sistema de control de pozos usado para perforación con unidad de “coiled tubing” debe estar de acuerdo con todas las normas técnicas y de seguridad de las compañías y reglamentos gubernamentales.

### **III.2.2) Ensamblaje del Sistema de Fondo (Bottomhole Assembly):**

Debido a la incapacidad de rotación del “coiled tubing”, la perforación con la misma es totalmente una perforación dirigida (slide drilling).

La particularidad del ensamblaje del sistema de fondo para perforación con unidad de “coiled tubing”, es de incluir un motor de fondo para proporcionar rotación a la broca y son corridos

dependiendo del tipo de operación a realizar, ya sea para secciones rectas como para levantar ángulo (Mostrados en las figuras 7B y 8B).

El diseño de ensamblajes para perforación vertical, estará en función del máximo ángulo a desviarse de la vertical, para lo cual será necesario emplear motor de fondo, un sistema de medición y una cantidad necesaria de botellas para proporcionar un adecuado peso sobre la broca.

El diseño de ensamblajes para perforación direccional depende de los "rates" para levantar ángulo, así para lograr "rates" de 20°/100 pies o más se emplean ensamblaje del sistema de fondo de doble curvatura (double bend) usando un "bent sub" ubicado inmediatamente sobre el motor de fondo con un "bent housing" y para lograr "rates" pequeños se utiliza ensamblaje del sistema de fondo de simple curvatura (single bend) usando "bent subs" o "bent housings". En las operaciones de perforación direccional u horizontal con unidad de "coiled tubing" son requeridos los "steering tools" o sistemas de medición durante la perforación (Measurement while drilling - MWD) con la finalidad de proporcionar al operador de la unidad de "coiled tubing" o al perforador direccional, información inmediata con respecto a la inclinación y azimut del pozo.

**III.2.3) Herramientas de Fondo del Hueco (Downhole Tools):** Las brocas, motores de desplazamiento positivo, botellas y herramientas de medición son componentes recibidos de las operaciones de perforación convencional y los componentes únicos de la perforación con unidad de "coiled tubing" son los conectores de "coiled tubing", herramientas de orientación y desconectores.

**III.2.3.1) Brocas:** Las brocas usadas para perforación con unidad de “coiled tubing” deberán lograr velocidades de penetración adecuadas con relativamente menos peso sobre la broca y alta velocidades de rotación. Es necesario resaltar que las brocas PDC (Polycrystalline Diamond Compact) frecuentemente son usadas para formaciones suaves y medianas, y por su parte las brocas TSD (Thermally Stable Diamond) son específicamente usadas para formaciones duras.

Las brocas de rodillos cortantes equipadas con sellos y cojinetes (bearings), que son adecuados para la velocidad rotacional del motor y maximizar la vida de la broca pueden también ser usadas en la perforación con “coiled tubing”, sin embargo las velocidades de penetración pueden ser menores que cuando se usan cortadores fijos.

**III.2.3.2) Motores de desplazamiento positivo:** Los motores de desplazamiento positivo (Mostrado en la figura 9B) son usados para rotar la broca y son disponibles para las operaciones de perforación con unidad de “coiled tubing” como motores de alta velocidad , bajo torque; mediana velocidad, mediano torque; y baja velocidad, alto torque en diámetros desde 2.375 hasta 6.5 pulgadas de diámetro externo.

Los motores antes de iniciar la perforación deben ser confrontados a las brocas con las que serán usados y debido a los bajos requerimientos de torque de las brocas TSD o brocas de diamante natural son adecuadas para los motores de alta velocidad, bajo torque mientras que las brocas PDC son adecuadas para los motores de mediana velocidad, mediano torque.

Durante las operaciones de pesca con unidad de "coiled tubing", para pozos verticales el motor de fondo es indispensable para rotar un "overshot", mientras que para pozos direccionales se utiliza el mismo ensamblaje pero con la adición de un "bent sub" (Mostrados en las figuras 10B y 11B).

**III.2.3.3) Botellas:** En la perforación vertical las botellas son las que proveen suficiente peso a la broca de manera que el ensamblaje del sistema de fondo sea corrido en compresión; pero también el "coiled tubing" puede utilizarse en compresión.

En pozos horizontales las botellas son innecesarias, salvo las botellas no magnéticas debido al uso de los "steering tools" o sistemas MWD.

El manejo de botellas en una unidad de "coiled tubing" puede ser una operación con consumo de tiempo, en el que sin un plan apropiado de entrenamiento de la cuadrilla y manejo óptimo del equipo, el tiempo que tomará en el armado del ensamblaje del sistema de fondo y re-terminación de las conexiones de líneas eléctricas (electric wireline) para "steering tools", pueden fácilmente anular el tiempo de ahorro obtenido en la perforación con unidad de "coiled tubing".

**III.2.3.4) Desconector (Disconnect):** El desconector consta de dos secciones unidas por pernos rompibles (Shear pins) y siempre es requerido, ya que es el medio de desconectar el "coiled tubing" del ensamblaje del sistema de fondo en caso de ocurrir agarre de la broca o de las botellas, y son diseñados para resistir el torque desarrollado por el motor de fondo (Mostrado en la figura 12B). Los

desconectores en uso común son “pressure release” o “shear release”.

Los desconectores “pressure release” son activados por bombeo de una bola a través del “coiled tubing” y por la aplicación de suficiente presión hacia el asiento de la bola (ballseat).

Los desconectores “shear release” son activados por “pulling” del “coiled tubing”.

Una vez que el “coiled tubing” es liberado después de activar el desconector, se procede a correr una sarta de pesca para recuperar el ensamblaje del sistema de fondo. Este conjunto de pesca debe incluir un desconector instalado lo más profundo como sea posible (Sobre el motor de fondo) con la finalidad de minimizar la cantidad de pescado adicional que se puede dejar en el hueco.

**III.2.3.5) Circulating Sub:** El “circulating sub” (Mostrado en la figura 13B) siempre debe ser corrido debajo del desconector, cuyo diseño es para efectuar el “by-pass” del flujo sobre el motor de fondo permitiendo un mayor “rate” de flujo para una mejor limpieza del hueco y que es activado por bombeo de una bola a través del “coiled tubing” una vez finalizada la operación de perforación.

**III.2.3.6) Válvula de Retención (Check Valve):** La válvula de retención (Mostrado en la figura 14B) debe ser parte del ensamblaje del sistema de fondo en la perforación con unidad de “coiled tubing” y está generalmente unida a la parte inferior del conector de “coiled tubing”, además es diseñado para prevenir el flujo de fluidos del pozo dentro del “coiled tubing”. La válvula de retención a usarse ya sea tipo “Flapper” (La más usada) o “Ball and Seat” se omite, solo

cuando la operación impide su uso (cuando se desea realizar circulación de reversa a través del coiled tubing).

**III.2.3.7) Conector de Coiled tubing (Coiled Tubing Connector):** El conector de "coiled tubing" con cuello pescante (Mostrado en la figura 15B) es necesario para unir el "coiled tubing" al ensamblaje del sistema de fondo y debido a que es usado virtualmente en todas las operaciones de "coiled tubing", debe diseñarse para resistir el torque desarrollado por el motor de fondo (El cual en una situación de atasque no debe generar un torque mayor al 2.5 veces de su máximo torque de trabajo). Se debe tener en consideración que cualquier falla en el conector de "coiled tubing" en servicio, puede originar incapacidad del control de la dirección del hueco, una torsión (twisting off) o desprendimiento (backing off) del ensamblaje del sistema de fondo.

Los conectores de "coiled tubing" usados en operaciones de perforación, deben también ser capaces de manejar las vibraciones y aceleraciones generadas durante la perforación sin dañar el "coiled tubing" y que su resistencia a la tensión deberá ser mayor que la resistencia a la tensión del "coiled tubing".

**III.2.3.8) Herramientas de Orientación:** Las herramientas de orientación para perforación direccional y horizontal deben ser provistas para alterar la orientación del "toolface" con la finalidad de controlar la dirección del hueco y es corrida sobre el "muleshoe sub" en el ensamblaje del sistema de fondo, dichas herramientas de uso en la actualidad, son activadas por reciprocación mecánica, ciclos de presión, torque desde el motor de fondo del pozo o por combinación de estas acciones.



Una vez que el “toolface” es regulado hacia la orientación apropiada, la herramienta es asegurada por la acción de presión diferencial a través del ensamblaje del sistema de fondo sobre el mecanismo de seguro, por esta razón se debe tomar las precauciones pertinentes para que el mecanismo de seguro de la herramienta de orientación no se active por efecto de las presiones diferenciales encontradas durante pérdidas de circulación o cuando se está usando fluidos de perforación aireados.

**III.2.4) Herramientas de Pesca (Fishing Tools):** En la actualidad una nueva generación de herramientas son usadas para operaciones de pesca con unidad de “coiled tubing”, muchas de las cuales fueron mejoradas y desarrolladas, basadas en necesidades identificadas durante los trabajos de pesca reales, mejorando así significativamente el sistema de pesca con unidad de “coiled tubing” y cuyo proceso de mejora continúa, dando lugar a que nuevas herramientas sean diseñadas y construidas, en cuanto nuevas necesidades son identificadas.

La discusión de las principales herramientas de pesca requeridas en las operaciones con unidad de “coiled tubing” aún continúa, logrando modificaciones significativas que facilitan la pesca, donde la motivación y naturaleza de los cambios son materia de permanente investigación y confrontación con la práctica operacional.

**III.2.4.1) Overshots:** Los “overshots” (Mostrado en la figura 16B) son comúnmente usados en una amplia variedad de operaciones de pesca con unidad de “coiled tubing” y son diseñados para enganchar el pescado a ser recuperado, agarrando la superficie externa del pescado con el aferrador (grapple) del “overshot”, cuyo

agarre se incrementa a medida que la tensión de la sarta de pesca se eleva. En caso de que el pescado o herramienta a ser recuperado sea inmóvil, un mecanismo liberador (releasable overshoot) considerado en el diseño del "overshot" se activará para recuperar el "coiled tubing" y la sarta de pesca.

**III.2.4.2) Spears:** Los "spears" (Mostrado en la figura 17B) de diseños diferentes son comúnmente usados en operaciones de pesca y son diseñados para enganchar el pescado por agarre de su respectiva superficie interna. En caso de que el pescado o herramienta a ser recuperado es inmóvil, un mecanismo liberador (releasable spear) considerado en el diseño del "spear" podrá activarse para recuperar el "coiled tubing" y la sarta de pesca.

De acuerdo a la experiencia el método preferido para enganchar un pescado es con un "overshot", sin embargo el "spear" proporciona una alternativa muy beneficiosa cuando recuperamos un pescado con un diámetro interno adecuado.

El "releasable overshoot" y "releasable spear" minimizan el problema de dejar pescado adicional en el hueco.

**III.2.4.3) Jar:** El "jar" (Mostrado en la figura 18B) puede ser generalmente descrito como un dispositivo que proporciona un impacto repentino, hacia arriba o abajo, a la sarta de pesca bajo el "jar" y consiste de un mandril (mandrel) liso permitiendo una aceleración breve y repentina de la sarta de pesca bajo el "jar", cuyo viaje es limitado por un tope (Hammer), el cual golpea un correspondiente tope sobre el mandril en la parte externa (Anvil). Cuando seleccionamos "jars" para usar con "coiled tubing", se debe

considerar los cuatro parámetros siguientes:

- Tener longitud mínima debido a la restricción del lubricador
- Lograr suficiente retraso (delay) para una apropiada carga de tensión a su "pulled"
- Realizar un impacto adecuado
- Ser suficientemente durables y fuertes para realizar operación sin interrupciones

**III.2.4.4) Acelerador (Accelerator):** El acelerador (Mostrado en la figura 19B) es ubicado sobre el "jar" en la sarta de pesca con la finalidad de ser usado en conjunción con el "jar" en operaciones de pesca y generalmente consiste de un mandril liso logrando comprimir un resorte cuando es forzado en la dirección de su operación (arriba o abajo). Su función principal es almacenar la energía a ser liberada cuando descarga el "jar" y también para ayudar a proteger las herramientas ubicadas sobre la misma, incluso al "coiled tubing", del golpe causado por el "jar".

**III.2.4.5) Bait Receptacle:** El "bait receptacle" es una herramienta parecida al desconector (Consta de 2 secciones) y siempre es corrido entre el motor y el "overshot" en caso de que un "releasable overshoot" no puede ser corrido, con la finalidad de no dejar el motor en el hueco cuando el pescado una vez asegurado no puede ser recuperado. Esta herramienta es activado por "jarring" o carga de tensión aplicada logrando dejar su sección más baja en el fondo del pozo y que debido al cuello pescante (Fishing neck) incorporado por dicha sección es recuperado por un "releasable spear".

**III.2.4.6) Knuckle Joints y Bent subs:** Estos son usados cuando el pescado es pequeño y esta alejado del centro del hueco, cuya diferencia radica en que los “knuckle joints” son empleados con centralizadores mientras que los “bent subs” (0.5, 1 y 2°) son utilizados con motores, como se observa en las figuras 11B y 20B respectivamente.

**III.2.4.7) Centralizadores:** Los centralizadores en operaciones de pesca son requeridos para centrar herramientas en el hueco y que comúnmente son usados sobre “bent subs” para proporcionar una cobertura completa cuando se está rotando sobre el tope del pescado, o debajo de un “knuckle joint” para alcanzar el tope del pescado.

## **IV.- COMPARACION TECNICA CON EL EQUIPO CONVENCIONAL**

En esta parte se mencionará las principales ventajas y desventajas que se dan en las operaciones de perforación realizadas por Unidad de "Coiled Tubing" en relación con el Equipo Convencional, las que deben ser tomadas en cuenta para la adecuada selección de dichos equipos. Ellas son:

### **IV.1 Ventajas:**

**IV.1.1) Menor Espacio Necesario para Instalar la Unidad:** Las unidades de "coiled tubing" y equipo asociado requeridos para las operaciones de perforación son más livianas, pequeñas y compactas que los equipos de perforación convencionales, la superficie ambiental a utilizar es más pequeña e incluso son ubicadas en áreas que no son suficientemente grandes para un equipo convencional.

**IV.1.2) Menor Costo de Ingeniería Civil:** La menor superficie ambiental ocupada por la unidad de "coiled tubing", los costos de preparación y restauración de la locación son típicamente bajos y que debido al tamaño de la unidad de "coiled tubing" los costos de movilización son menores.

**IV.1.3) Mayor Seguridad del Personal:** La mayoría de accidentes en la perforación convencional ocurren en el piso del equipo y que las operaciones de viajes y perforación comprenden la mayor parte del tiempo de dicha operación, el potencial de daño para el personal en la perforación con unidad de "coiled tubing" es drásticamente reducido ya que su requerimiento para trabajar sobre el piso de la

plataforma de trabajo se limita a la instalación y extracción de los ensamblajes del sistema de fondo de perforación (Más cortos y livianos que los correspondientes a equipos convencionales).

**IV.1.4) Menos Ruido e Impacto Visual:** Tanto las elevadoras como las cuñas (slips) no son usadas para maniobrar el "coiled tubing" durante las operaciones de viajes y perforación, el ruido es casi eliminado. El tamaño reducido de la unidad de "coiled tubing" da un menor impacto visual. Con respecto a la contaminación ambiental se puede afirmar que se reduce notablemente por el menor volumen de lodo a utilizarse y el menor volumen de recortes.

**IV.1.5) Mejor Control Cuando se Baja y se Sube la Tubería:** El despliegue del "coiled tubing" en el hueco con seguridad, una vez que ha sido conectado al ensamblaje del sistema de fondo, se debe a que la presión del pozo es controlada en forma segura y efectiva, por el tipo de configuración del equipo de control de presión, el cual al igual que el "coiled tubing" es activado desde la cabina de control de la unidad.

**IV.1.6) Circulación Continua:** Esta se debe a que el carrete de la unidad de "coiled tubing" es equipado con un "Fluid Swivel", el cual va conectado a la bomba de lodo permitiendo un bombeo continuo de fluido a través de la sarta de "coiled tubing" con la finalidad de estar constantemente asistiendo en el mantenimiento de buenas condiciones del hueco, reduciendo de esta manera el tiempo asociado con viajes para limpieza de pozos, rimas y acondicionamiento del fluido de perforación para coreo o registros.

**IV.1.7) Reduce Tiempo de Viaje:** La reducción significativa en el tiempo de viaje se debe a que el “coiled tubing” elimina la necesidad de realizar conexiones y que además no es necesario bombear un colchón de fluido de perforación con mayor peso hacia el pozo cada vez que una operación de viaje es requerida (debido a que las presiones del pozo y fluidos son controladas con seguridad).

**IV.1.8) Aplicación de la Perforación Sub-balanceada:** La perforación sub-balanceada con la presión hidrostática reducida en el fondo del hueco, reduce el esfuerzo efectivo ejercido sobre el elemento de roca expuesto al cortador de la broca, resultando en una disminución en la resistencia de la roca a la acción del cortador de la broca.

La perforación sub-balanceada puede ser obtenida utilizando fluido aireado, espuma, diesel o simplemente un fluido de perforación con una columna de fluido de densidad más baja que la presión de formación del pozo dando lugar a que ocurra un flujo positivo dentro del pozo (El cual es controlado por el equipo de control de presión), previniendo de esta manera la invasión del fluido de perforación a la formación matricial.

**IV.1.9) Perforación a Través de Tubería en Pozos Fluyentes:** Debido a la habilidad de perforar con unidad de “coiled tubing” en pozos fluyentes o presurizados, muchas empresas se decidieron a realizar re-entradas horizontales y profundizaciones en pozos ya existentes a consecuencia de que el “casing” de producción corrido fue de diámetro reducido y que no es dable poder realizar dichas operaciones con equipo convencional, permitiendo de esta manera acceder a reservas y reservorios profundos, incrementar laproductividad del pozo, reducir la conificación de agua o gas y para

reconfigurar tanto modelos de drenaje como proyectos de recuperación secundaria y terciaria.

## **IV.2 Desventajas:**

**IV.2.1) La Asistencia de Equipo Convencional:** Debido a la limitación en el tamaño del hueco y a la falta de equipo para correr "casing", los pozos nuevos comúnmente son perforados, primero por un equipo convencional para iniciar la perforación y correr "casing" de superficie, luego la unidad de "coiled tubing" es usada para perforar el resto del pozo y posteriormente el equipo convencional es utilizado para correr "casing" de producción.

**IV.2.2) Menor Vida del Coiled Tubing:** El análisis de las condiciones de servicio del "coiled tubing" es un factor muy importante para asegurar integramente la vida de la sarta de perforar. El factor principal que reduce la vida del "coiled tubing" es la llamada fatiga, la cual ocurre debido al ciclo repetido sobre el cuello de ganso (Goose neck), a través del cabezal inyector y la presión interna en el "coiled tubing" (cuando el coiled tubing es enrollado o desenrollado en el carrete y sobre el cuello de ganso); además se suelen considerar los que resultan de ataques químicos, erosión y abrasión localizados en la pared del "coiled tubing" originando tensiones de sobre carga, los cuales se verifican durante las operaciones de viaje del "coiled tubing".

**IV.2.3) Costo del Motor de Fondo y Fiabilidad:** Debido a que no es posible rotar el "coiled tubing" la perforación se realiza con motor de fondo, los que se están usando exitosamente, sin embargo, su costo



es alto, dando lugar a que en algunos trabajos de perforación con unidad de "coiled tubing" los costos de los motores sobrepasen el 25% del costo total. Otros motores son limitados en capacidad de temperatura y de no operar en pozos cuando son corridos en nitrógeno o espuma (Inyectados para mantener la perforación sub-balanceada).

**IV.2.4) Límites de Profundidad:** La profundidad a la que será utilizada el "coiled tubing" se debe a que es gobernada más por restricciones de tamaño y peso del carrete trailer (por la carretera de acceso y límites de carga de la unidad de coiled tubing), que por el esfuerzo desarrollado por parte del "coiled tubing" durante su respectiva operación (Workover, profundización y re-entradas horizontales).

Pero en el caso de la perforación con "coiled tubing" de 2 pulgadas de diámetro externo será limitada hasta la profundidad de 6000 pies.

**IV.2.5) Límites Hidráulicos:** Existen tres límites hidráulicos a ser considerados, tales como:

- Mínimo "rate" de flujo para limpieza del pozo: El cual debe ser lo suficiente en proporcionar una velocidad anular con la finalidad de brindar un adecuado transporte de los recortes perforados evitando así la concentración excesiva de dichos recortes.
- Máximo "rate" de flujo debido a la caída de presión anular: El cual dependerá del espacio anular entre el "coiled tubing" y el hueco para así tener una caída de presión anular apreciable evitando un incremento en la densidad equivalente de circulación del lodo y el riesgo de tener pérdida de circulación.

- Máximo “rate” de flujo debido a los motores de fondo.

Estas limitaciones motivan una disminución en la velocidad de penetración, en el caso de no ser tomados en consideración.

## **V) PLAN DE PERFORACION DEL POZO "X1" CON UNIDAD DE COILED TUBING**

### **V.1) DESCRIPCION DEL PROYECTO CON PERFORACION SOBRE- BALANCEADA:**

Dentro de los planes para desarrollar reservas de petróleo en el Lote X del Nor-Oeste, se ha programado la perforación de pozos verticales a ejecutarse con unidad de "coiled tubing", con el objeto de obtener reservas a menor costo. El pozo vertical "X1" Peña Negra es uno de los programados a ser perforado con unidad de "coiled tubing", cuyos resultados a obtenerse permitirá a la industria petrolera en el Perú, contemplar en el corto y mediano plazo una utilización consistente y progresiva de unidades de "coiled tubing", como una opción para mejorar los costos operacionales. Estos pozos serán perforados con broca convencional 7.875 pulgadas para correr "casing" de superficie de 5.5 pulgadas y luego se continuará la perforación con broca "PDC" 4.75 pulgadas para correr "casing" de producción de 4 pulgadas.

La perforación del pozo "X1" se realizará hasta 3800 pies y tiene como objetivos las formaciones Ostrea, Echino Insitu y Echino Repetido, que será completada con fracturamiento hidráulico, quedando en producción por medio de Sistema de Bombeo Mecánico.

Para el pozo a perforarse se ha estimado una recuperación de 80,000 bbl de petróleo.

## **V.2) JUSTIFICACION:**

Debido a las reservas probadas de la formación Ostrea, Echino Insitu y Echino Repetido del pozo a ser perforado y al menor costo de perforación, es justificable tanto técnica como económicamente. Además por el hecho de abrir la posibilidad de una mayor producción de petróleo y la utilización de una moderna tecnología adecuada a las características de los campos del Noroeste del Perú.

### V.3) INFORMACION GENERAL:

**POZO** : X1  
**AREA** : Peña Negra  
**PAIS** : Perú  
**OPERADOR:** Petroperú

#### **COORDENADAS:**

**Cuadrícula** : G-25  
**Norte** : 510 metros  
**Este** : 887 metros  
**Elev. Aprox:** ±730 pies

**PROFUNDIDAD TOTAL PROPUESTA:** 3800 pies

**CLASIFICACION:** Pozo Piloto-Desarrollo

#### **OBJETIVOS:**

Ostrea (Mbo. Peña Negra)  
Echino IS  
Echino Rep

**TIEMPO ESTIMADO DE ARMADO** : 0.3 días

**TIEMPO ESTIMADO DE PERFORACION** : 4.2 días

**TIEMPO ESTIMADO DE COMPLETACION:** 0.8 días

**CONTRATISTA DE PERFORACION:** Dowell Schlumberger del  
Perú S.A.

#### **V.4) JUSTIFICACION GEOLOGICA Y DE RESERVORIO:**

**V.4.1) UBICACION:** Este pozo a perforarse esta localizado en el yacimiento Peña Negra a 210 metros de espaciamento del pozo más cercano ("Y") en dicha área y le corresponde las siguientes coordenadas:

CUADRICULA : G-25  
NORTE : 510 metros  
ESTE : 887 metros  
ELEVACION APROX. : ±730 pies

**V.4.2) ESTRUCTURA:** La ubicación "X1" esta localizado en un bloque estructural limitado por las fallas "A", "B", "D" y "R" que se muestran en el mapa estructural de contornos (Anexo I) y en las secciones estructurales (Anexo II) que se adjuntan. Las fallas que limitan el bloque mencionado tiene las siguientes características:

<b><u>FALLA</u></b>	<b><u>BUZAMIENTO</u></b>	<b><u>SALTO VERTICAL (Pies)</u></b>
A	Noroeste	± 300
B	Noroeste	± 200
D	Suroeste	± 200
R	Suroeste	± 150

**V.4.3) LITOLOGIA DEL POZO:** De acuerdo a la interpretación y correlación obtenida de los pozos vecinos perforados en la correspondiente área, nos permite establecer en una forma más detallada la secuencia estratigráfica y espesor de las formaciones

que se espera atravesar, para así realizar la perforación de dicho pozo con adecuadas propiedades reológicas del fluido de perforación. La litología de este pozo es mostrado en el Anexo III. Además es importante tener idea de las características de las principales formaciones productivas de esta área, para esto se hará una breve descripción:

- **Formación Ostrea (Mbo. Peña Negra):** Constituida por una secuencia alternada de estratos delgados de lutitas gris, gris marrones y areniscas cuarzosas, por lo general de grano fino a medio, en partes calcáreas y localmente con abundante fragmentos de conchas. Además existe la presencia de minerales arcillosas (montmorillonita, clorita, illita y caolinita).
  
- **Formación Echino:** Está constituida principalmente por una alternancia de lutitas grises y areniscas de color gris claro y gris verdoso, de grano medio a grueso y cemento calcáreo. Así mismo existe la presencia de minerales arcillosas (montmorillonita, clorita, illita y caolinita).
  
- **Formación Lutitas Talara (Mbo. Hélico):** Constituidas por conglomerados poliméticos y areniscas gris verdoso de grano fino a grueso, depositadas en un sistema de canales submarinos. También existe la presencia de minerales arcillosas (montmorillonita, clorita, illita y caolinita).
  
- **Formación Areniscas Talara:** Está constituida principalmente por areniscas de color gris claro, de grano fino a medio y depositados en un sistema de canales submarinos. Adicionalmente existe la

presencia de minerales arcillosas (montmorillonita, illita, clorita y caolinita).

**V.4.4) DISTRIBUCION DE FLUIDOS:** De acuerdo a los historiales de los pozos vecinos a la ubicación "X1" no se ha encontrado el nivel de contacto agua-petróleo y petróleo-gas en los reservorios mencionados, por lo que se infiere que dicho pozo no tendrá problemas en la producción de petróleo.

**V.4.5) PRESION Y TEMPERATURA DE FORMACION:** Es necesario conocer la presión de formación de cada arena productiva con la finalidad de mantener las óptimas condiciones durante el desarrollo de la perforación con unidad de "coiled tubing"; dichas presiones son citados a continuación:

<u>FORMACION PRODUCTIVA</u>	<u>PRESION (Psi)</u>	<u>GRADIENTE (Psi/Pie)</u>
OSTREA	1140	0.40
ECHINO IS	920	0.38
ECHINO REP	470	0.35

Se debe conocer la temperatura promedio de fondo del hueco, la cual es un factor importante en la selección del motor de fondo adecuado para la perforación a desarrollarse, ya que los motores son limitados a la capacidad de la temperatura. Para la formación Peña Negra la temperatura promedio es:

$$T_{prom} = 125^{\circ}F$$



**V.4.6) PRONOSTICO DE PRODUCCION:** El pozo será completado en todas las formaciones objetivas al mismo tiempo con fracturamiento hidráulico. Posterior al fracturamiento, un Sistema de Bombeo Mecánico será colocado en el pozo en tubería de 2.375 pulgadas EUE SC, para ser producida en conjunto. El diseño del equipo de subsuelo (Tubing de 2.375 pulgadas, bomba de 1.5 pulgadas y sarta de varillas combinada de 0.75 y 0.625 pulgadas) no sufre variación alguna ya que son factibles de bajarse tanto para “casing” de 5.5 pulgadas (Hueco con equipo convencional) como para “casing” de 4 pulgadas (Hueco con unidad de coiled tubing), lo cual se debe a que el mayor aporte productivo de la formación por tener un diámetro de hueco más grande es insignificante (Para este caso) como se demuestra a continuación:

De la ecuación de índice de productividad (IP):

$$IP = (K_o \cdot H / U_o) / (141.2 \cdot B_o \cdot (\ln r_e / r_w - 3/4))$$

y sea :

$r_{w1}$  = 2.375 pulgadas (radio del pozo con unidad de coiled tubing)

$r_{w2}$  = 3.937 pulgadas (radio del pozo con equipo convencional)

$r_e$  = radio de drenaje

Tenemos:

Para unidad de “coiled tubing”:

$$\ln (12 \cdot r_e / 2.375) = \ln (r_e / 0.198) \quad (1)$$

Para equipo convencional:

$$\ln (12 \cdot r_e / 3.937) = \ln (r_e / 0.328) \quad (2)$$

Debido a que la diferencia entre (1) y (2) es mínima, el IP para ambos casos son aproximados.

Por tanto, para la evaluación económica se ha considerado la misma producción del pozo a ser perforado ya sea con equipo convencional o unidad de "coiled tubing".

En atención a los buenos resultados en términos de producción de petróleo que se han obtenido en los pozos vecinos el pronóstico de producción de este pozo es mostrado en el Anexo IV.

## **V.5) PROCEDIMIENTO A DESARROLLAR:**

- 5.1) Construir locación y "pits" de reserva.
- 5.2) Mover equipo de perforación convencional (Equipo pequeño o de workover) y unidad de "coiled tubing".
- 5.3) Armar el equipo de perforación convencional (Equipo pequeño o de workover). Chequear operación y control de todo el equipo, para así evitar accidentes o cualquier inconveniencia durante la operación. Iniciar la mezcla de lodo nativo y asegurar que todo el equipo de control de sólidos sea instalado y operado apropiadamente.
- 5.4) Reportar las coordenadas finales, elevación del nivel de suelo (Ground level -GLE) y la elevación del "Rotary Kelly Bushing" hasta el nivel de suelo.
- 5.5) Armar el ensamblaje del sistema de fondo con broca triconica 7.875 pulgadas y asegurarse que todo el equipo se encuentre en perfectas condiciones, así como los implementos de seguridad del personal.
- 5.6) Perforar el hueco de superficie con broca 7.875 pulgadas tipo ATJ-1 con lodo nativo hasta la profundidad de 230 pies con 8000-10000 libras de peso sobre la broca y 120-140 revoluciones por minuto, cuyo ensamblaje del sistema de fondo es: Broca - "Near Bit" - 2 Botellas de 6.25 pulgadas - STB - 3 Botellas de 6.25 pulgadas - 3 "Drill pipe" de 4.5 pulgadas.

- 5.7) Condicionar hueco de 7.875 pulgadas y realizar viaje.
- 5.8) Correr y cementar "casing" de superficie de 5.5 pulgadas (Tope de cemento a superficie).
- 5.9) Instalar "Casing Head" de 7 1/16 pulgadas \* 5000 Psi con rosca STC de 5.5 pulgadas, para luego reportar la altura del "Rotary Kelly Bushing" hasta la brida del "Casing Head".
- 5.10) Armar el preventor de reventones de 7 1/16 pulgadas \* 5000 Psi sobre el "Casing Head" y probar con  $\pm 1000$  Psi.
- 5.11) Limpiar tanques de lodos.
- 5.12) Desmontar el equipo de perforación convencional (Equipo pequeño o de workover).
- 5.13) Armar la unidad de "coiled tubing". Chequear operación y control de todo el equipo, para así evitar accidentes o cualquier inconveniencia durante la operación. Iniciar la mezcla del fluido de perforación Sistema Quadrill (Polímero) y asegurar que todo el equipo de control de sólidos es instalado y operado apropiadamente.
- 5.14) Armar el ensamblaje del sistema de fondo con broca PDC 4.75 pulgadas y asegurarse que todo el equipo de la unidad se encuentre en perfectas condiciones así como los implementos de seguridad del personal.

- 5.15) Colgar el ensamblaje del sistema de fondo en la grúa según instrucciones del supervisor de la unidad de "coiled tubing" (Longitud del BHA  $\pm$  110 pies).
- 5.16) Tener disponible elevadores de 3.5 y de 2.375 pulgadas para introducir el ensamblaje del sistema de fondo en el "casing" de 5.5 pulgadas, una vez terminado el ajuste de las conexiones.
- 5.17) Conectar el "coiled tubing" de 2 pulgadas al ensamblaje del sistema de fondo e instalar el cabezal inyector (SS80, Tensión máxima 80000-lbs) según recomendaciones del supervisor de la unidad de "coiled tubing". Asegurarse de tener 100% de las conexiones del equipo de seguridad.
- 5.18) Bajar el ensamblaje del sistema de fondo ( $\pm$ 50 pies/minuto) con las siguientes precauciones:
- Ajustar el indicador de peso y profundidad del cabezal inyector a valor cero antes de comenzar a bajar.
  - Bajar el ensamblaje del sistema de fondo aproximadamente 20 pies y registrar la presión de circulación al caudal de 60 galones por minuto (GPM).
  - A este caudal, bajar el ensamblaje del sistema de fondo aproximadamente 100 pies sobre el Zapato Guía. Luego comenzar a aumentar el caudal hasta 100 galones por minuto y registrar la presión de circulación y disminuir la velocidad de bajada del ensamblaje del sistema fondo, pero siempre

manteniendo el caudal de 100 galones por minuto y chequeando cuidadosamente la presión de circulación.

5.19) Al tener un aumento brusco en la presión de circulación y disminución en el indicador de peso, será indicio del contacto entre la broca y el zapato Guía o cemento (Si lo hubiese). Realizar las siguientes operaciones:

- Cuidadosamente llevar los valores de caudal y peso sobre la broca a los de diseño (100 galones por minuto y 2000 lbs de peso).
- Estos parámetros se podrán variar según el rango de diseño, de acuerdo lo elija la marcha de la perforación y un incremento en la misma indicará que el motor estará trabado o existe problemas en la limpieza del pozo.

5.20) Perforar Zapato Guía, cemento y hueco vertical de 4.75 pulgadas con broca PDC 4.75 pulgadas hasta 3800 pies, ensamblaje del sistema de fondo es: Broca - "Near Bit" - Motor de fondo de 3.5 pulgadas - 1 Botella no magnética de 3.75 pulgadas - STB - 2 Botellas espiral de 3.5 pulgadas - XO - Desconector - Válvula de retención - Conector de "Coiled Tubing" - "Coiled Tubing" de 2 pulgadas.

5.21) Condicionar hueco y realizar viaje.

5.22) Tomar RR.EE: Caliper - Inducción - GR - Neutrón con unidad convencional de "wireline".

- 5.23) Condicionar el hueco para correr "casing" de 4 pulgadas. Realizar viajes cortos requeridos para asegurar que el hueco este en buenas condiciones.
- 5.24) Correr y cementar "casing" de 4 pulgadas hasta 3740 pies.
- 5.25) Tomar registros CBL - VDL - GR - CCL (después de 36 horas de WOC). Ejecutar trabajos de cementación forzada (squeeze) si es requerido.
- 5.26) Completar pozo con fracturamiento hidráulico y producir con sistema de bombeo mecánico en "tubing" de 2.375 pulgadas.



## V.6) PROGRAMA DE PERFORACION:

El pozo vertical "X1" Peña Negra se realizará en dos fases. Inicialmente con equipo de perforación convencional se perforará con broca 7.875 pulgadas hasta penetrar a la profundidad de 230 pies, donde se bajará y cementará "casing" de superficie de 5.5 pulgadas. Las operaciones continuarán con broca 4.75 pulgadas empleando unidad de "coiled tubing" hasta la profundidad final de 3800 pies atravesando las formaciones productivas objetivas y a esta profundidad se bajará y cementará "casing" de producción de 4 pulgadas (Como se muestra en la fig. 21B).

Durante el desarrollo de la perforación no será incorporado el sistema "autodriller" en la cabina de control.

Este programa consta de los siguientes puntos:

**V.6.1) Consideraciones:** Para la perforación con unidad de "coiled tubing" se debe tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Selección óptima del tamaño de "coiled tubing" y del hueco, fluido de perforación y ensamblaje del sistema de fondo, basado en los "rates" de flujo requeridos para acarrear los recortes. Estos valores frecuentemente se encuentran entre 80 y 110 galones por minuto.
- Calcular adecuadamente el peso y tamaño del carrete de "coiled tubing" para ser transportado a locación sin problemas. En nuestro caso se ha estimado un carrete con diámetro del

tambor de 88 pulgadas para un almacenamiento de 12,000 pies de "coiled tubing".

- Asegurarse de que el cabezal inyector elegido pueda abastecer la capacidad necesaria para jalar (pulling) el "coiled tubing" y el ensamblaje del sistema de fondo fuera del hueco. Para el proyecto a realizarse los valores de capacidad se encuentran entre 35,000 y 80,000 libras.
- Calcular la caída de presión en el "coiled tubing", ensamblaje del sistema de fondo y anular a 100% de la capacidad de flujo del motor y determinar la presión absoluta en el sistema durante la perforación. Los valores de presión absoluta están en el rango de 2,200 a 5,000 psi para el proyecto en mención.
- Predecir el ciclo de vida que el "coiled tubing" pueda realizar durante la perforación antes de ocurrir falla por fatiga, a la presión absoluta determinada. El ciclo de vida del "coiled tubing" es establecida por el desgaste de la pared del "coiled tubing" y que esta en el rango de 50 a 60% para el rango de presión preestablecida.
- Determinar si el fluido de perforación puede acarrear los recortes fuera del hueco a 80% del máximo "rate" de flujo del motor. Se ha determinado que a 88 galones por minuto (80% del máximo rate de flujo) se alcanza una velocidad anular mayor que 50 pies por minuto.

Una vez que todo estos requerimientos a considerar son obtenidos adecuadamente, el trabajo de perforación con unidad de "coiled tubing es técnicamente factible.

**V.6.2) SISTEMA DE LODO:** La perforación del hueco de superficie se realizará con lodo nativo, mientras el hueco de producción requerirá de un diseño óptimo del fluido de perforación (Mostrado en la tabla 3A) para minimizar pérdidas de presión por fricción, proporcionar una limpieza en toda la geometría del hueco y otros problemas comunes que suelen ocurrir en el interior del hueco, razones por la cual se utilizará un fluido de perforación Sistema Quadrill (Polímero) para cumplir con todo los requerimientos.

Por otra parte el equipo de control de sólidos a ser utilizado será idéntico al usado en perforación convencional, pero con la ventaja de incorporar una Zaranda (Shaker) de alta velocidad con mallas (screen) finas (200 mesh) en conjunción con una centrifuga de alta velocidad con la finalidad de trabajar al mínimo contenido de sólidos (De 3 a 5 %).

**V.6.3) SISTEMA DE FONDO DEL HUECO:** El hueco de 4.75 pulgadas es seleccionado basado en la optimización económica de la combinación de gastos por registro, características de perforación con "coiled tubing" y motores/brocas disponibles.

El ensamblaje del sistema de fondo (Mostrado en la fig. 22B) es seleccionado basado en el tamaño del hueco requerido y equipo necesario para llevar acabo las operaciones, y consta de una broca PDC 4.75 pulgadas con 1 chorro (nozzle) fijo de 12 y 3 chorros variables de 10 para proporcionar caída de presión y limpieza de la broca adecuada y el motor de fondo a utilizarse es de mediana

velocidad, mediano torque (4:5) de 3.5 pulgadas de diámetro externo para proporcionar el torque (400-550 libras-pie) y revoluciones por minuto (250-350) requeridos para la broca seleccionada. Adicionalmente el ensamblaje del sistema de fondo incluye botella no magnética de 3.75 pulgadas de diámetro externo, sistema "Slim-1 MWD" de 1.75 pulgadas de diámetro externo, botellas espirales de 3.5 pulgadas de diámetro externo, estabilizador (STB), "crossover", desconector tipo "pressure release", válvula de retención tipo "Flapper", conector de "coiled tubing" con cuello pescante y que una sarta de "coiled tubing" de 2 pulgadas de diámetro externo con 5000 pies de longitud (espesor de pared de 0.156 pulgadas) es seleccionado para este proyecto (Mostrado en el Anexo V). Además la tabla 4A muestra la longitud de la sarta de "coiled tubing", peso sobre la broca (WOB) y la hidráulica a usarse.

**Nota de Aplicación:** Si existen problemas en el pozo debido a la utilización del motor de fondo de mediana velocidad, mediano torque (4:5) durante la perforación, dicho motor será reemplazado por un motor de baja velocidad, alto torque (7:8) de 3.5 pulgadas de diámetro externo.

**V.6.4) RATE DE PENETRACION (ROP):** La velocidad de penetración promedio durante la perforación de este pozo anticipamos que será entre 58 a 62 pies por hora para profundidades hasta 2500 pies (En los primeros 700 pies se obtendrá una velocidad de penetración mayor a 100 pies por hora), en la cual se atravesarán formaciones que son primariamente zonas arcillosas de dureza media y arenas productivas. La velocidad de penetración promedio para el tramo de 2500 hasta 3800 pies será de 30 a 34 pies por hora y es considerado

más lento (pero mayor que el convencional) por el tipo de formación a atravesar que refleja en los historiales de perforación y registros de brocas de los pozos del área mostrada en la tabla 5A.

Los incrementos respectivos de la velocidad de penetración es debido al uso tanto del motor de fondo así como el de la broca PDC. Se debe tener presente que desde el punto de vista operacional las brocas PDC difieren de las brocas convencionales en el mecanismo de corte:

- **Brocas Convencionales:** Funcionan por que la roca falla a la compresión, razón por la cual requieren peso sobre la broca relativamente alto.
- **Brocas PDC:** Su acción de corte se asemeja más a la que hace un torno, es decir corta la formación en una acción de cizalla, utilizando mucho menos energía que las convencionales.

De acuerdo a estas velocidades de penetración, el tiempo de perforación con la unidad "coiled tubing" es menor que el convencional, el cual se refleja en el Anexo VI.

**V.6.5) INCLINACION PERMISIBLE:** Debido a la complejidad del área (Estimado con los perfiles adecuados tomados en los pozos vecinos) la máxima inclinación permisible para el pozo en proyecto será de 3 grados y así poder llegar al objetivo sin problema alguno. El diseño del conjunto de fondo adecuado se ha mencionado anteriormente (Procedimiento a Desarrollar).

**V.6.6) PROGRAMA DE CASING:** En lo que respecta al “casing” a ser utilizado, se realizó un diseño de “casing” adecuado (Mostrado en la tabla 6A) en la que se consideran el tipo de acero, así como el diámetro adecuado de los mismos y capaz de soportar las presiones de las formaciones productivas con la finalidad de maximizar la flexibilidad técnico/operacional de la perforación ya que el “casing” es el factor fundamental en la vida útil de un pozo.

Referente al programa de cementación (Mostrado en la tabla 7A) se debe tener en cuenta que el tipo de lechada a usarse en este pozo no ha sufrido ningún cambio al compararlo con lo usado en la perforación convencional, siendo la única diferencia el uso de menor volumen de cemento y aditivos requerido para la cementación de “casing”.

**V.6.7) PROBLEMAS EN EL HUECO:** Para una operación de perforación eficiente se debe tener presente los diversos problemas que ocurren en el hueco para el control respectivo. En este caso durante la perforación del pozo se debe tener en cuenta las manifestaciones de gas y los posibles puentes a presentarse en las formaciones Echino y Ostrea, y además las pérdidas de circulación a ocurrir en la formación Ostrea; por estas razones es necesario tener un mejor control de las propiedades reológicas del fluido de perforación y de la hidráulica a utilizarse, con la finalidad de atravesar dichas formaciones con menor problema posible. Además se indica de que no existe el riesgo de H<sub>2</sub>S, el cual permitirá tener un mayor tiempo de vida a la sarta de “coiled tubing”.

**V.6.8) LOGISTICA Y TAMAÑO DE LOCACION:** La preparación de la locación para el armado de la unidad de “coiled tubing” será desarrollado sin limitación en el tamaño, lo cual se debe al pequeño espacio que ocupa dicha unidad. Con respecto a logística según la revisión y estudio efectuados para los requerimientos de componentes necesarios para el cumplimiento de los trabajos de perforación con unidad de “coiled tubing” será una limitación al inicio de dicho trabajo, el cual esta basado en que los componentes necesarios serán de dimensiones diferentes (menor) que los convencionales, pero podrán ser adquiridos en gran “stock” en un plazo no muy lejano.

## **V.7) EQUIPAMIENTO PRINCIPAL PARA EL PROYECTO PILOTO:**

**V.7.1)** Cabezal inyector SS80 para "coiled tubing" de 2 pulgadas de diámetro externo, Capacidad max. de "pulling"=80,000 libras, Altura=164 pulgadas, Peso=10,500 libras, Velocidad max. de corrida=180 pie por minuto.

**V.7.2)** Carrete de "Coiled Tubing" para 12,000 pies de "coiled tubing" de 2 pulgadas, Diámetro del Tambor=88 pulgadas. Para el respectivo proyecto se usará el carrete con 5,000 pies de coiled tubing)

**V.7.3)** "Coiled Tubing" de 2 pulgadas, 1.688 pulgadas diámetro interno, 0.156 pulgadas de espesor, 3.07 libras por pie, Capacidad=0.002766 barriles por pie, Tensión max.=35,120 libras y Torque=1,600 libra-pie a 80% de elasticidad Colapso=10360 psi y Burst=13580 psi.

**V.7.4)** Lubricador, altura=32.4 pulgadas, 7.25 pulgadas de diámetro, Peso=200 libras, Presión max. trabajo=10,000 Psi.

**V.7.5)** Preventor de reventones de 4 1/16 pulgadas para "coiled tubing" de 2 pulgadas, Altura=40 pulgadas, Peso=2,450 libras, Ancho=47 pulgadas, Presión max.=10,000 Psi.

**V.7.6)** Válvula Maestra de 7 1/16 pulgadas.



- V.7.7)** Preventor de reventones de 7 1/16 pulgadas para ensamblaje del sistema de fondo.
- V.7.8)** Plataforma de trabajo.
- V.7.9)** Grúa, Altura max.=100 pies, Capacidad Max.=.20,000 libras.
- V.7.10)** Potencia Hidráulica, 2 bombas triplex con 500 HP cada una Las mismas a usarse en la cementación.
- V.7.11)** Cabina de control, equipado con el comando central y panel de control, pero con la excepción del sistema "autodriller".
- V.7.12)** 1 separador Gas/Líquido.
- V.7.13)** Sistema de manipuleo del fluido de perforación; un tanque activo de 150 barriles y uno de reserva de 100 barriles, sistema de control de sólidos.
- V.7.14)** Sistema de circulación cerrada con un detector de arremetida (kick).
- V.7.15)** Herramientas de manipuleo para el ensamblaje del sistema de fondo; Llaves manuales e hidráulicas, cuñas, elevadores, etc.
- V.7.16)** Herramientas de perforación; Botellas, "subs", motores de fondo, brocas, MWD, etc.

**V.7.17)** Herramientas de pesca; "Overshots", "spears", "jars", "aceleradores", etc.

**V.7.18)** Potencia Motriz; Motor diesel con 238 BHP a 2,100 revoluciones por minuto.

## **VI) ALTERNATIVA AL PROYECTO DE PERFORACION SOBRE-BALANCEADA: PERFORACION SUB-BALANCEADA**

Una vez realizado el programa de la perforación sobre-balanceada, analizaremos la alternativa de poder elaborar un programa de perforación sub-balanceada con su respectiva aplicación para el pozo vertical "X1" Peña Negra, para lo cual se debe de tener presente los siguientes puntos:

**VI.1) Ventajas y desventajas:** Dentro de las ventajas y desventajas que existen en la perforación sub-balanceada en relación a la perforación sobre-balanceada con unidad de "coiled tubing" podemos citar los siguientes:

**VI.1.1) Ventajas:** Las más resaltantes son:

- Minimizaría el daño de formación.
- Eliminaría el pegamiento diferencial.
- Velocidad de penetración (ROP) más altos.
- Permitiría una mejor evaluación del potencial productivo del pozo.

**VI.1.2) Desventajas:** Se consideran los siguientes:

- Posibles problemas de derrumbes.
- Limitaría el uso del sistema " MWD" (Measurement while drilling).

## **VI.2) Análisis de Presión de las Formaciones Productivas a Cruzarse:**

Este análisis es uno de los puntos claves en la elaboración del programa de perforación sub-balanceada, ya que de acuerdo a los valores de presión y gradiente de las formaciones productivas (Ya mencionadas anteriormente) a cruzarse durante la perforación se hará la elección adecuada del fluido de perforación a utilizarse para mantener la condición sub-balanceada; siendo estos valores y las formaciones productivas los siguientes:

<u>FORMACION PRODUCTIVA</u>	<u>PRESION (Psi)</u>	<u>GRADIENTE (Psi/Pie)</u>
OSTREA	1140	0.40
ECHINO IS	920	0.38
ECHINO REP	470	0.35

Como se observa, que tanto las presiones como las gradientes de las formaciones productivas son relativamente bajas origina una limitación en la elección adecuada del fluido de perforación para mantener la condición sub-balanceada.

**VI.3) Fluido de Perforación Adecuado para el Proyecto:** Acorde con lo expresado en el párrafo anterior, el fluido de perforación adecuado debe ser de baja densidad y baja gradiente de fluido. Por todo esto el fluido de perforación que puede ser utilizado es el diesel cuyo valor de gradiente y densidad es:

<u>FLUIDO DE PERFORACION</u>	<u>DENSIDAD (Lbs/Gal)</u>	<u>GRADIENTE (Psi/Pie)</u>
DIESEL	7.1	0.37

De acuerdo a estos valores solo se lograría la condición sub-balanceada durante la perforación de las formaciones Ostrea y Echino Insitu, dando como consecuencia una limitación para la aplicación de la perforación sub-balanceada durante todo el intervalo a perforarse. Otra posibilidad para la aplicación de la perforación sub-balanceada podría ser el uso de fluido de perforación espumosos o aireados, pero esto implica modificaciones más substanciales de la unidad.

**VI.4) Equipo Adicional:** Para la perforación sub-balanceada empleando diesel como fluido de perforación serán requeridos los equipos siguientes:

- Separador Petróleo/Agua.
- Equipo de reunión y procesamiento de recortes contaminados.
- Sistema de techado y ventilación en los pits.
- Equipo para minimización de derrame de lodo, etc

Los cuales aumentarían los costos del proyecto piloto (Ya que solo se trata de la perforación de un pozo) originando que dicho proyecto no sea factible.

**VI.5) Consideraciones del Equipo de Fondo:** Con el uso del diesel como fluido de perforación para mantener la condición sub-balanceada, se debe tener en cuenta las siguientes consideraciones:

**VI.5.1) Punto de Anilina:** El punto de anilina de un fluido base aceite es la temperatura más baja, en la cual volúmenes iguales de anilina y líquido a ser probados son completamente miscibles.

De acuerdo con el concepto anterior se debe de conocer el punto de anilina del diesel y del caucho de los motores (Estator), así como la temperatura promedio de fondo del hueco (BHT) para el análisis respectivo del tiempo de vida de los motores. Estos valores son:

Punto de Anilina del Diesel = 150°F

Punto de Anilina del Caucho = 155°F

Temperatura promedio de Fondo = 125°F

Observando estos datos, se puede concluir que los motores de fondo (Estator) no sufrirán daño debido al bajo valor de la temperatura promedio de fondo.

**IV.5.2) Equipo de Fondo Disponible en el Medio:** Los equipos de fondo (Que contienen caucho en su estructura) disponibles en el medio, tales como los motores de fondo y válvulas de retención (Check valves) pueden ser utilizados sin problema alguno durante la perforación sub-balanceada.

**Nota:** Según todas estas consideraciones realizadas, se puede resumir que no es factible la aplicación de la perforación sub-balanceada en el desarrollo del proyecto en mención.

## VII) ANALISIS ECONOMICO

### VII.1) Comparación de Costos:

En Petróleos del Perú S.A el desarrollo de la perforación esta a cargo de una Cía de servicio especializada, cuya labor es a su vez supervisada por representantes del Departamento de Perforación y eventualmente por un ingeniero del Departamento Técnico de petróleo.

El costo de la perforación ya sea convencional o con unidad de "coiled tubing" se determina sumando todos los costos de materiales, equipo y servicios que intervienen diariamente en el desarrollo de la perforación. La comparación de los costos más resaltantes entre estas 2 técnicas de perforación son las siguientes:

	<b>CONVENCIONAL</b>	<b>COILED TUBING</b>
Plataforma	\$ 30000	\$ 13000
Desarmado, armado y movimiento de Equipo	\$ 9975	\$ 2000
Casing de Producción	\$ 31426	\$ 22800
Equipo de Perforación	\$ 5625	\$ 12167
Cementación	\$ 24058	\$ 10000
Lodos	\$ 13334	\$ 12500
Tiempo de Perforación	11 Días	5.3 Días

Se debe tener en cuenta que la diferencia significativa entre los costos de equipo de perforación y cementación de ambas técnicas, se debe a que la perforación con unidad de "coiled tubing" es en forma integral mientras que la perforación convencional es realizada por diversas

compañías en forma independiente. Asimismo la diferencia entre los costos de “casing” se debe a que las dimensiones del pozo realizado con unidad de “coiled tubing” son menores que lo realizado con el equipo convencional, cuyas dimensiones son:

	<b>CONVENCIONAL</b>	<b>COILED TUBING</b>
Hueco de superficie	12.250 pulgadas	7.875 pulgadas
Hueco de producción	7.875 pulgadas	4.750 pulgadas
Casing de producción	5.500 pulgadas	4.000 pulgadas

Realizando los cálculos de la manera indicada, obtenemos los resultados de costos mostrados en los Anexos VII y VIII para el pozo perforado con uno y otra técnica de perforación.

De aquí observamos que el costo de perforación con unidad de “coiled tubing” tiene un ahorro significativo de 17.46% con respecto al convencional (El cual es uno de los objetivos del proyecto). Pero si analizamos el costo total del pozo (Incluyendo la completación) podemos apreciar que se obtiene un ahorro de 9.73% al utilizar la unidad de “coiled tubing” (Anexo IX)

## **VI.2) EVALUACION ECONOMICA:**

**VI.2.1) Medidas de Rentabilidad:** Para la evaluación económica del proyecto en curso, se ha utilizado los métodos del valor presente, tasa de retorno e índice del valor actual.

El precio del crudo a ser considerado en la evaluación, corresponde al estimado de la canasta de 16.72 US\$/bbl.



El costo operativo variable y fijo considerado son 0.74 US\$/bbl y 16.66 MUS\$/pozo, respectivamente.

El impuesto considerado fue de 30%. En lo que respecta a la depreciación, la inversión intangible se deprecia en el año en el que se inicia la producción del pozo ,mientras que la inversión tangible se deprecia en función de la producción a lo largo de toda la reserva incremental del pozo.

Los resultados económicos obtenidos al utilizar estos parámetros y variables mencionadas, se muestran en el anexo X.

La reserva de petróleo e inversión total (incluyendo la completación) del proyecto es de 80 Mbbl y 410.82 MUS\$ respectivamente, con un Periodo de Recuperación (Payout) de 1.4 años (aproximado de 17 meses), obteniendo una Tasa Interna de Retorno (TIR) superior al 100% y un Valor Actual Neto (VAN al 20%) de 229.74 MUS\$.

**VI.2.2) Análisis de Sensibilidad:** Se ha determinado la sensibilidad de reserva, inversión, precio y gasto operativo mediante el concepto de punto de equilibrio (VAN=0, TIR=20%).

La sensibilidad de la economía del proyecto es la siguiente:

Reserva Mínima de Petróleo	53.81 Mbbl
Inversión Máxima	263.48 MUS\$
Precio Mínimo del Petróleo	11.49 US\$/bbl
Tasa Impositiva Máxima	93.82 %

**VI.2.3) Comparación Económica:** Siendo el mismo sistema de producción para ambas técnicas de perforación observamos que la comparación económica es significativa, en donde los indicadores económicos más importantes son los siguientes:

	<b>CONVENCIONAL</b>	<b>COILED TUBING</b>
Valor Actual Neto (VAN al 20%)	\$190300	\$229740
Periodo de Recuperación (Años)	1.66	1.40
Indice del Valor Actual	0.42	0.56

Debido a que se ha considerado la misma producción del pozo (Anteriormente explicado) y el mismo equipo de subsuelo, ya sea empleando el equipo convencional o la unidad de "coiled tubing", la declinación de producción será la misma.

Por lo tanto el "payout" es mayor para el pozo a realizarse con el equipo convencional.

## VIII) CONCLUSIONES

- a) En la perforación con unidad de "coiled tubing" se logra una reducción significativa de los costos de perforación en comparación con el equipo convencional en 17.46%, además el número de personal requerido es menor en 30%.
  
- b) La mayor estabilidad y uniformidad del hueco es el resultado de mantener una circulación continua en el pozo durante la perforación y viajes a realizarse, la cual facilitará la corrida de "casing" y la toma de registros sin mayores dificultades.
  
- c) El volumen de cemento y aditivos requeridos para la cementación de "casing" de superficie y producción se reduce aproximadamente en 65%.
  
- d) El volumen de lodo requerido para la perforación con unidad de "coiled tubing" es aproximadamente el 45% de una perforación convencional.
  
- e) El programa de perforación incrementará la extracción de petróleo a un costo moderado.
  
- f) Tanto el requerimiento de área de superficie (menor que el 50% del convencional) para la ubicación de la unidad de "coiled tubing" como el tiempo de armado/desarmado (rig-up/rig-down) son reducidos.

g) Debido a la incapacidad de rotación del "coiled tubing" los desgastes tanto del "coiled tubing" como la del "casing" son minimizados.

h) Debido a la menor inversión obtenida en la perforación con unidad de "coiled tubing" se observa que es más factible que la perforación convencional, en donde el Valor Actual Neto (VAN al 20%) es mayor en 39.44 MUS\$, el Período de Recuperación (Payout) es menor en 0.26 año y que el Índice del Valor actual es mayor en 0.14.

i) La aplicación de la perforación sub-balanceada para este pozo piloto no es factible por lo siguiente:

Técnicamente: Se tendría que buscar un fluido de perforación adecuado (Diesel, espuma, aireado, etc) para la presión y gradiente de las formaciones productivas a cruzarse.

Económicos: Este nuevo sistema de lodo implica cambios en el equipo que aumentan los costos para este único pozo piloto.

## **IX) RECOMENDACIONES**

- a) Se recomienda la Perforación con Unidad de “Coiled Tubing” por ser económico y rentable para el proyecto. Además porque mejora la eficiencia de recuperación en la toma de núcleos.
- b) Se recomienda usar una Zaranda (Shaker) de alta velocidad con mallas (screen) finas (200 mesh) en conjunción con una centrifuga de alta velocidad para remover eficientemente los sólidos.
- c) Emplear broca PDC S242 (IADC) de 4.75 pulgadas (En este proyecto se le conocerá como broca DS74H ).
- d) Se recomienda diseñar ensamblaje del sistema de fondo adecuado con la finalidad de minimizar el peso que debe ser aplicado (Slacked off) sobre el “coiled tubing” para lograr “rate” de penetración aceptables y maximizar la vida del “coiled tubing”.
- e) Minimizar el número de veces que una sección dada de “coiled tubing” es corrido sobre el cuello de ganso (Goose neck) y cabezal inyector con la finalidad de maximizar la vida del “coiled tubing”.
- f) Como norma de trabajo se recomienda que al cambio de guardia se lleve acabo una charla sobre la seguridad antes de iniciar las operaciones.
- g) Realización eventual de simulacros de reventón (Blowout).

## **X) REFERENCIA BIBLIOGRAFICA:**

- "COILED TUBING DRILLING" Part 9 and 14  
World Oil, April 1993
  
- "COILED TUBING CATALOG"  
Dowell Schlumberger
  
- "COILED TUBING 94: Enhanced Value Through Innovation"  
World Oil, January 1994
  
- "ADVANCED COMPOSITES ENHANCED COILED TUBING  
CAPABILITIES"  
World Oil, April 1994
  
- "OPENHOLE DRILLING USING COILED TUBING AND A POSITIVE  
DISPLACEMENT MUD MOTOR"  
SPE 20459
  
- "DRILLING WITH COILED TUBING OFFERS NEW ALTERNATIVE"  
The American Oil and Gas Reporter
  
- "SERVICIO DE PERFORACION Y COMPLETACION CON TUBERIA  
FLEXIBLE"  
Dowell Schlumberger
  
- "COILED TUBING DRILLING IN KERN COUNTRY, CALIFORNIA"  
SPE 27879

- **"COILED TUBING DOES WELL IN PARIS BASIN FIELD TEST"**  
Drilling Contractor, September 1992
  
- **"COILED TUBING DRILLING"**  
SPE 24594
  
- **"COILED TUBING DRILLING"**  
SPE Drilling and Completion, December 1993
  
- **"COILED TUBING DRILLING MOVES TO COMMERCIAL VIABILITY"**  
World Oil, December 1994
  
- **"COILED TUBING"**  
Petroleum Engineer Internacional, September 1994