



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
FACULTAD DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

“Elaboración de Mapa de Riesgo de los Pozos Horizontales perforados desde el año 2006 al 2007 en el Campo Fanny del Bloque Tarapoa para el mejoramiento de los ensamblajes de fondo de la sección intermedia de 12 ¼”

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO DE PETROLEO

Presentada por:

HERMIDA REINA MÓNICA ISABEL

GUAYAQUIL – ECUADOR

2009

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios que es por quien cumplo mis metas cada día y motiva mi fe. A mis padres por enseñarme que las cosas no son fáciles y a saber luchar cuando realmente se quiere algo.

Mi gratitud sincera a mis profesores y a la Escuela Superior Politécnica del Litoral por la excelente formación por ser mi apoyo y guía para cumplir esta meta. Y en especial

al Ingeniero Rafael Rodríguez por su valiosa colaboración y respaldo para realizar este trabajo y parte de mi formación profesional.

DEDICATORIA

A Dios por brindarme la
oportunidad de vivir
cada día e intentar ser
mejor y a mi abuela
Adriana Giler en este
trabajo cumplo la
promesa que te hice.

TRIBUNAL DE GRADUACION

ING. RICARDO GALEGOS
DECANO DE LA FICT

ING. GASTON PROAÑO
SUB DECANO DE LA FICT

ING. HECTOR ROMAN
DIRECTOR DE LA TESIS

ING. ALBERTO GALARZA
VOCAL PRINCIPAL

DECLARACION EXPRESA

La responsabilidad de esta Tesis de Grado, me corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la “ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Graduación dela ESPOL)

MÓNICA ISABEL HERMIDA REINA

RESUMEN

El objetivo principal de este trabajo es contribuir con la implementación de Mapas de Riesgo para el análisis de la experiencia obtenida en la Perforación horizontal de pozos en el campo Fanny del bloque Tarapoa que interesa como información básica para posteriores perforaciones.

El material comprende la descripción y análisis de los problemas presentados en la perforación de pozos horizontales, recopilando esta información dentro de una nueva herramienta denominada Mapa de Riesgo que se define como un compendio de análisis técnico y comparativo, utilizado para describir los aspectos, complicaciones y dispositivos involucrados en la perforación con la finalidad de implantarla para proponer mejores diseños de los ensamblajes de fondo.

El diseño de los mapas de riesgo se realizo tomando en cuenta todas las complicaciones halladas en la perforación de la zona de 12¼” en los pozos horizontales en el campo Fanny del Bloque Tarapoa y las causas de dichos

problemas, para posteriormente identificar y proponer alternativas que no lleven al mejoramiento de los ensamblajes de fondo y paralelamente a esto también poder tener una base de datos de todos los problemas presentados en la perforación horizontal.

La metodología utilizada para la captación de los problemas fue el estudio y recopilación de datos de campo, las trayectorias, parámetros y herramientas utilizadas para pozos que presentan similitudes de litología. Con estos datos obtenidos se realizó un análisis de la severidad de los problemas encontrados para proponer los planes de acción a tomar que con lleven a optimizar la planificación de los ensamblajes a usar en la perforación del pozo propuesto MIHR-1H.

El objetivo de toda empresa operadora es de reducir aquellos tiempos no productivos ocasionados por mal desempeño del ensamblaje de fondo y excesivos viajes para cambios de ensamblaje. Con la implementación de ayudas visuales como son los mapas de riesgos se proyecta poder cumplir este objetivo que nos con lleva a reducir los costos generales en la perforación.

INDICE GENERAL	Pág.
RESUMEN	VI
INDICE GENERAL	VIII
ABREVIATURAS	XIII
INDICE DE FIGURAS	XIV
INDICE DE TABLAS	XVI
INDICE DE GRAFICOS	XVII
INTRODUCCION	XVIII
1. GENERALIDADES DE LA PERFORACIÓN HORIZONTAL.	1
1.1. Perforación Horizontal	1
1.1.1. Tipos de Pozos Horizontales.	1
1.1.2. Ventajas y Desventajas de Perforación Horizontal.	2
1.1.2.1. Ventajas.	2
1.1.2.2. Desventajas.	3
1.2. Parámetros de Perforación.	4
1.2.1. Torque.	4
1.2.2. Peso sobre la Broca.	4
1.2.3. Peso del Lodo.	5
1.2.4. Presión de Circulación.	5

1.2.5. Caudal.	6
1.2.6. Tasa de Penetración.	7
1.2.7. Velocidad de Rotación.	7
1.3. Problemas Comunes presentados durante la Perforación.	8
1.3.1. Pega Diferencial.	8
1.3.2. Empaquetamiento.	9
1.3.3. Pega Mecánica.	11
1.3.4. Vibración Mecánica.	12
1.3.5. Hueco Estrecho.	14
1.3.6. Ojo de Llave.	16
1.3.7. Pata de Perro.	17
1.4. Conceptos Básicos sobre Ensamblajes de fondo.	18
1.4.1. Elementos Principales del Ensamblaje de Fondo.	19
1.4.1. 1. Brocas.	19
1.4.1. 2. Motor de Fondo.	20
1.4.1.3. Sistemas Rotativo Direccional.	23
1.4.1.4. Herramienta de Medición Mientras se Perfora.	25
1.4.1. 5. Estabilizadores.	27
1.4.1. 6. Collares de Perforación.	32

1.4.1. 7. Tubería de Perforación.	34
1.4.1. 8. Tubería Pesada de Perforación.	35
1.4.1. 9. Martillo de Perforación.	35
1.4.2. Tipos de Ensamblajes de Fondo.	36
1.4.2. 1. Por la deflexión en la sarta.	36
1.4.2.1.1. Un solo estabilizador	37
1.4.2.1.2. Dos estabilizadores.	38
1.4.2.1.3. Múltiples Estabilizadores.	40
1.4.2.2. Con Estabilizadores fuera de Diámetro.	41
1.4.2.2.1. Estabilizador fuera de Diámetro cerca de la broca.	41
1.4.2.2.2. Segundo estabilizador fuera de Diámetro.	42
1.4.2.3. Por el propósito en la perforación.	43
1.4.2.3.1. Para levantar ángulo.	43
1.4.2.3.2 Mantener ángulo.	45
1.4.2.3.3. Disminuir ángulo.	46
2. GENERALIDADES DEL CAMPO FANNY - BLOQUE TARAPOA	48
2.1. Datos Geológicos.	48
2.1.1. Reseña Geológica del campo Fanny.	48

2.1.1.1. Modelo Geomecánico.	50
2.1.2. Topes de las Formaciones	52
2.1.3. Objetivos Geológicos.	52
3. RESEÑA DE LA PERFORACIÓN DE POZOS HORIZONTALES PERFORADOS EN EL CAMPO FANNY DEL BLOQUE TARAPOA ENTRE EL AÑO 2006 Y 2007.	55
3.1. Datos Generales y Ubicación de los pozos en estudio.	55
3.2. Programa de la Perforación.	61
3.2.1. Equipos utilizados en la Sección de 12 ¼”.	70
4. CONCEPTO Y ELABORACIÓN DE MAPAS DE RIESGO.	77
4.1. Concepto de Mapa de Riesgo	77
4.1.1. Descripción del Mapa de Riesgo.	77
4.2. Problemas presentados en los pozos de estudio en la zona de 12¼”.	79
4.3. Desarrollo de Mapa de Riego.	98
4.3.1. Análisis de Riesgo.	98
4.3.2 Mapa de Riesgo.	111
4.4. Análisis a las soluciones aplicadas a los problemas presentados.	112
4.4.1. Causas de los Problemas.	112
4.4.2. Resultados de las remediaciones aplicadas.	115

4.4.3. Propuesta de Soluciones Alternativas.	116
4.5. Aplicación del mapa de riesgo para la planificación de la perforación del pozo MIHR-1H.	116
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	122
BIBLIOGRAFIA	129
ANEXOS	131

ABREVIATURAS

- KLBS: Kilo Libras
- LPG: Libras por galón
- NP: NO PRESENTA
- NMDC: Nonmagnetic Drill Collar
- MWD: Measurement While Drilling
- PT: Profundidad Total
- PTM: Profundidad Total Medida.
- PTV: Profundidad Total vertical.
- PSB: Peso sobre la Broca
- RPM: revoluciones por minuto
- SDC: Short Drill Collar
- SNMDC: Short Nonmagnetic Drill Collar
- SH max: Máxima Tensión Horizontal
- SH min: Mínima Tensión Horizontal
- TDP: Tasa de Penetración

INDICE DE FIGURAS

- Figura 1-1 Presión de Circulación
- Figura 1-2 Pega Diferencial
- Figura 1-3 Empaquetamiento
- Figura 1-4 Pega Mecánica
- Figura 1-5 Tipos de Vibraciones
- Figura 1-6 Hueco Estrecho
- Figura 1-7 Ojo de Llave
- Figura 1-8 Pata de Perro
- Figura 1-9 Sección de Poder
- Figura 1-10 Barra conectora
- Figura 1-11 Sistema Rotativo Direccional
- Figura 1-12 Estabilizadores de Cuchillas Soldadas
- Figura 1-13 Estabilizador de Cuchillas Integradas
- Figura 1-14 Camisa tipo Estabilizador
- Figura 1-15 Estabilizador Ajustable
- Figura 1-16 Un solo Estabilizador

Figura 1-16 Dos Estabilizadores

Figura 1-17 Estabilizador fuera de Diámetro

Figura 1-18 Dos Estabilizadores fuera de Diámetro

Figura 1-19 Arreglos para levantar ángulo

Figura 1-20 Arreglos para mantener ángulo

Figura 1-21 Arreglos para disminuir ángulo

Figura 2-1 Ubicación del Bloque Tarapoa

Figura 3-1 Ubicación de la Locación 60.

Figura 3-2 Ubicación de la Locación San José.

Figura 3-3 Ubicación de la Locación 100.

Figura 3-4 Ubicación de la Locación 40.

Figura 4-1 Matriz de Análisis del Impacto del Riesgo.

Figura A-1 Mapa completo del Bloque Tarapoa

Figura A-2 Fanny 18B - 89H Vista de perfil.

Figura A-3 Fanny 18B - 98H Vista de perfil.

Figura A-4 Fanny 18B - 18H Vista de perfil.

Figura A-5 Fanny 18B - 18HRE1 Vista de perfil.

Figura A-6 Fanny 18B - 19H Vista de perfil.

Figura A-7 Fanny 18B - 93H Vista de perfil.

Figura A-8 Fanny 18B - 94H Vista de perfil.

Figura A-9 Fanny 18B - 106H Vista de perfil.

INDICE DE TABLAS

Tabla 2-1 Topes de las Formaciones.

Tabla 2-2 Problemas presentados en el Pozo Fanny 18B-89H.

Tabla 2-3 Problemas presentados en el Pozo Fanny 18B-98H.

Tabla 2-4 Problemas presentados en el Pozo Fanny 18B-18H.

Tabla 2-5 Problemas presentados en el Pozo Fanny 18B-18HRE1.

Tabla 2-6 Problemas presentados en el Pozo Fanny 18B-19H.

Tabla 2-7 Problemas presentados en el Pozo Fanny 18B-93H.

Tabla 2-8 Problemas presentados en el Pozo Fanny 18B-94H.

Tabla 2-9 Problemas presentados en el Pozo Fanny 18B-106H.

Tabla 2-10 Tabla de Impacto del Riesgo para el pozo MIHR-1

Tabla 2-11 Dirección de los Pozo de Estudio.

INDICE DE GRAFICOS

Grafico 1-1 Análisis General de Riesgos

Grafico 1-2 Análisis de Riesgos en la Formación Tiyuyacu.

Grafico 1-3 Análisis de Riesgos en la Formación Tena.

Grafico 1-4 Análisis de Riesgos en la Arenisca M1.

Grafico 1-5 Dirección de los Pozos de Estudio.

INTRODUCCION

Para comenzar la perforación una vez determinada la ubicación en superficie y el objetivo deseado en el subsuelo, el planificador direccional debe evaluar los costos, la exactitud requerida y los factores técnicos y geológicos para determinar el perfil adecuado del pozo (vertical, S, J u horizontal) además de un análisis de anticolidión* con el fin de planificar una trayectoria segura.

La perforación de pozos horizontales en la actualidad proporciona grandes beneficios económicos, enfocarnos en la sección de 12.1/4" se justifica ya que todo el trabajo direccional se ve reflejado en esta sección y contando con un buen desempeño en esta sección será más fácil realizar la sección de navegación de dentro de la arena objetivo de la cual dependerá en gran parte la productividad del pozo.

Un aspecto substancial en las operaciones de perforación es optimizar la selección de las herramientas y tiempos de perforación minimizando su

* Programa Anticolisión: La perforación dentro de otro hueco es un fenómeno denominado colisión, para lo cual se elabora un programa anticolisión con el fin de evitar dicho fenómeno. VIII

costo y poder implementar nuevas técnicas de evaluación para disminuir los riesgos en la perforación ayudara a lograr este objetivo.

El propósito de este documento es claro y se define en base a los riesgos presentados en un campo de estudio (8 pozos) realizar un manual de lecciones aprendidas para posteriores perforaciones de pozos horizontales en la misma zona.

CAPITULO 1

1. Generalidades de la Perforación Horizontal.

1.1. Perforación Horizontal.

Son aquellos pozos perforados con alto ángulo ($>85^\circ$), para los que se realiza una sección extensa del pozo dentro del yacimiento, con el fin de incrementar el área de exposición de la formación productora al pozo perforado, siendo una opción para mejorar la productividad de los yacimientos en general y de formaciones con baja permeabilidad horizontal.

1.1.1. Tipos de pozos Horizontales

La perforación horizontal se clasifica en cuatro tipos básicos, para los cuales su clasificación esta relacionada con la tasa de aumento de ángulo, su radio de curvatura y con el alcance horizontal de la siguiente manera:

- Pozos de radio ultracorto (10 pies)
- Pozos radio corto (1-3 grados/pie)
- Pozos de radio medio (8 a 30 grados/100 pies)
- Pozos de radio largo (1-7 grados/100 pies)

Las curvas mas frecuentes son las de radio medio y las de radio largo o una combinación entre ambas.

1.1.2. Ventajas y Desventajas de Perforación Horizontal.

Con esta práctica podemos establecer las siguientes ventajas y desventajas

1.1.2.1. Ventajas.

Las ventajas de este método se ven enfocadas a la productividad que se obtenga mediante el mismo.

- Mejorar la productividad.
- Incrementar el área de drenaje.
- Reducción en el número de pozos para explotar el mismo yacimiento.

- Mejorar el factor de recobro de las reservas probadas.

1.1.2.2. Desventajas.

Las desventajas se ven enfocadas a los costos que implica este método.

- La operación requiere de un alto grado de exactitud, por lo que se necesita de un equipo especial para navegar a través del reservorio y un buen nivel de habilidad del operador.
- El costo del equipo y la operación es alto y la longitud del pozo debe ser suficiente para que sea económicamente factible.

1.2. Parámetros de Perforación.

Durante la perforación se deben de observar las señales que muestran las formaciones atravesadas y en si el pozo mismo, estas

señales son cuantificadas por los parámetros de perforación que detallamos a continuación:

1.2.1. Torque.

Al aplicar una fuerza en un punto de un cuerpo rígido, este va a realizar un movimiento de rotación en torno a algún eje. La propiedad de la fuerza para hacer girar al cuerpo se mide con una magnitud física que llamamos torque, medido en libras fuerza por pie. Durante la rotación del ensamblaje de perforación, las cargas de fricción se reflejan en superficie como torque. Una recomendación es que el torque del ensamblaje de fondo en cualquier punto no debe exceder el 80% del torque de ajuste para las conexiones en el pozo.

1.2.2. Peso sobre la Broca.

Este factor depende del tamaño y peso de la broca que es usada, además de la cantidad de collares de perforación y tubería pesada utilizada. Es medido por lo general en libras de peso. Un incremento en el peso sobre la broca incrementara la velocidad de construcción angular, de esta

manera se recomienda aplicar de 3000 a 5000 libras de peso por pulgadas del tamaño de la broca.

1.2.3. Peso del Lodo.

Esta propiedad es necesaria para mantener un pozo surgente bajo control. La densidad máxima de lodo que se requiere en la perforación de un pozo, esta determinada por el gradiente de presión de la zona que se perfora, además, la capacidad de sostener y transportar los sólidos en el lodo aumenta su densidad. Es el peso por unidad de volumen y está expresado en libras por galón y se determina utilizando una balanza de lodo.

1.2.4. Presión de Circulación.

Es la sumatoria de la Presión hidrostática que ejerce el lodo de perforación en el espacio anular (espacio entre el hoyo y el ensamblaje de fondo), más la Presión de fricción anular medida en dirección del flujo. En la figura 1.1 se hace mención sobre este concepto.

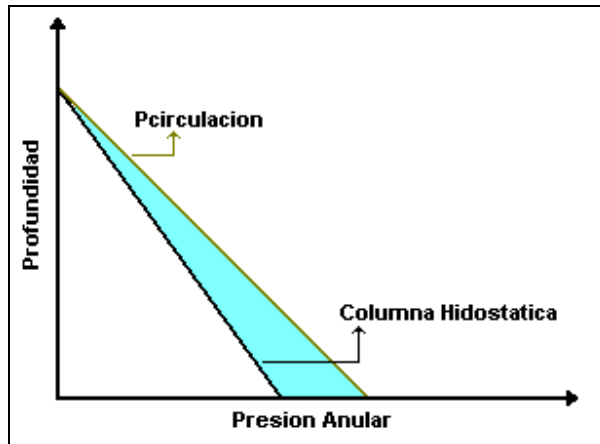


Figura 1-1 Presión de Circulación

1.2.5. Caudal.

Para la dinámica de fluidos, caudal se denomina a la cantidad de fluido que pasa por un elemento por unidad de tiempo. Este factor es importante para lograr una buena tasa de penetración, la cual va a depender de la longitud de la camisa y del golpe del pistón de la bomba, así un aumento en el caudal en la bomba, en formaciones blandas, disminuirá la tasa de construcción angular debido a la tendencia al lavado por erosión.

1.2.6. Tasa de Penetración.

La tasa de penetración es la medida de los pies perforados en una hora, valor que decidirá si se continúa operando con la broca o cambiarla por no estar en un rango adecuado de trabajo y dependerá también del modo en que se esté perforando (rotando o deslizando).

1.2.7. Velocidad de Rotación

Este parámetro varía según el tipo de broca y la formación que se atraviesa, siendo el número de revoluciones por minuto que se tiene en la mesa rotaria. Un incremento en la velocidad de rotación reducirá la tasa de aumento del ángulo, o también llamado BUR*.

* BUR: de su siglas en ingles "*Build Up Rate*" que se definiría como la tasa de construcción de ángulo en un pozo direccional.

1.3. Problemas Comunes presentados durante la Perforación.

Numerosos son los problemas que se pueden presentar durante la perforación, siendo el análisis de estos riesgos lo que ayuda a evitar sorpresas durante la perforación y realizar una toma correcta de decisiones. Los problemas mas comunes y que necesitaremos para análisis posteriores son:

1.3.1. Pega Diferencial.

Condición mediante la cual el ensamblaje de fondo se encuentra pegado debido a un diferencial de presión entre la columna de lodo y la formación. En este caso la presión hidrostática de la columna del lodo es mucho mayor a la presión de la formación, cuando nos encontramos atravesando una formación porosa y permeable. Se presenta cuando el ensamblaje esta estático sin circulación ni rotación durante determinado tiempo. Se reconoce porque no permite girar ni mover la tubería mientras existe circulación.

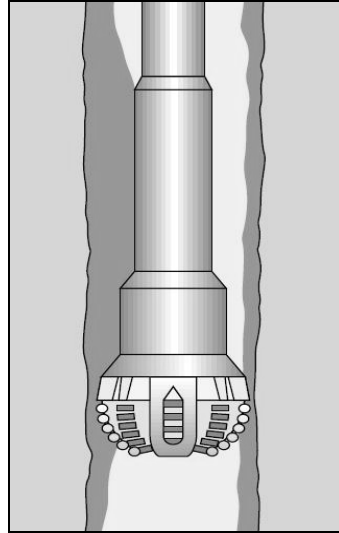


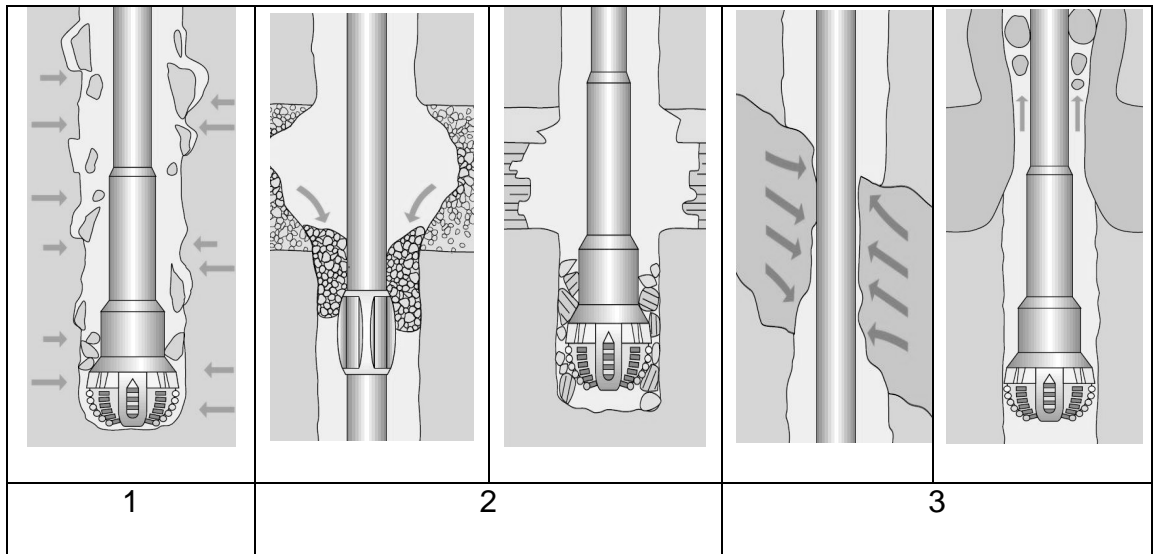
Figura 1-2 Pega Diferencial

1.3.2. Empaquetamiento.

Este tipo de problema es inducido en el ensamblaje de fondo debido principalmente a la acumulación de sólidos en el hoyo que no han podido ser desalojados por el fluido de perforación y se caracteriza por restringir la circulación y no permitir el movimiento ni la rotación.

Las causas principales para que ocurra este tipo de problema son las siguientes:

1. Presión de sobrecarga.



2. Formaciones no consolidadas, falladas o fracturas.

3. Formaciones con tectonismo activo o reactivas.

4. Chatarra en el pozo.

5. Bloques de cemento.

6. Pobre limpieza del hoyo.

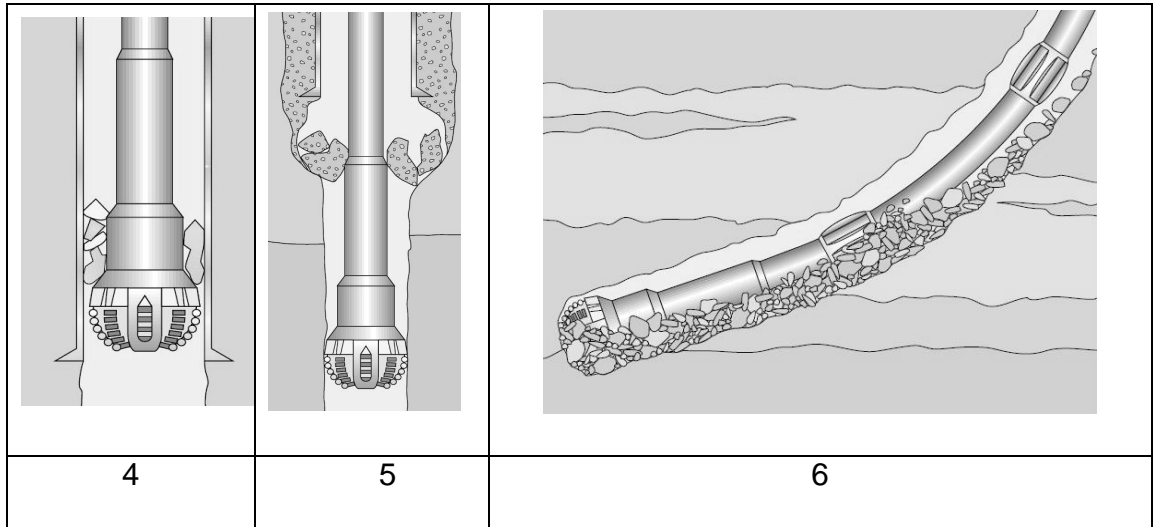


Figura 1-3 Empaquetamiento

1.3.3. Pega Mecánica.

Este tipo de pega ocurre cuando existen cambios en la geometría del pozo o de formación. También se encuentra cuando trabajamos con ensamblajes de fondo muy complicados. Un indicativo de este tipo de problema es la presencia de sobretensión en la tubería, en este caso de pega existe circulación aunque el ensamblaje de fondo no pueda rotar con facilidad ni moverse.

En la figura 1-4 se muestra un ejemplo, cuando el tope del ensamblaje de fondo se encuentra en el centro de la sección curva con un cambio de formación y la broca está en la sección tangente.

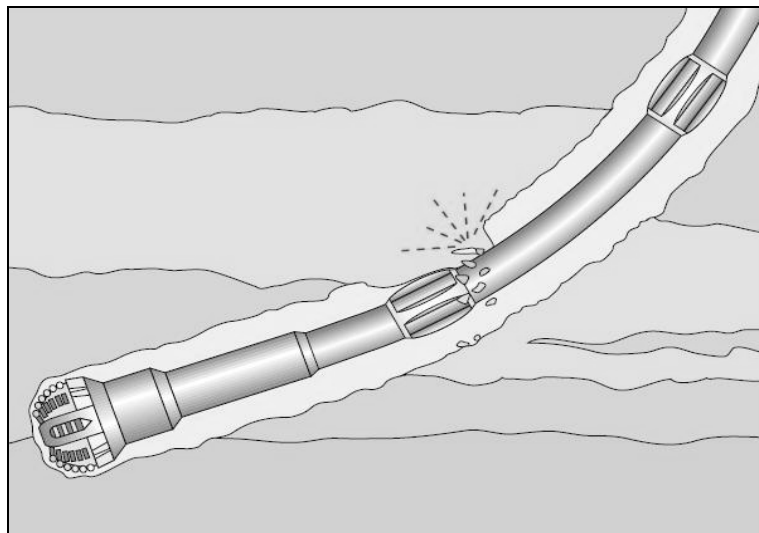


Figura 1-4 Pega Mecánica

1.3.4. Vibración Mecánica.

Este caso es reconocido cuando existe fluctuación del torque en superficie, paradas repentinas del Top Drive e incremento de una condición conocida como Stick and Slip*.

Como se muestra en la figura 1-5, existen 3 tipos de vibraciones. Cada tipo de vibración está asociado con un tipo de movimiento diferente. Estas vibraciones son:

Vibración Lateral, en forma de remolino; Torsional, un Atascamiento o Deslizamiento de la broca; y el Axial, en saltos periódicos del ensamblaje.

Las vibraciones Torsionales están originadas por la rotación no uniforme de la broca y se pueden reducir mediante el control de los parámetros de perforación (ROP, PSB). Las vibraciones laterales y axiales, por su parte requieren de soluciones que llevan al diseño de nuevos ensamblajes de fondo.

* Stick and Slip: es un fenómeno de oscilaciones cuando existe contacto dinámico entre dos superficies, en este caso entre la broca y la formación, que provoca un sucesivo y repentino cambio de estado del movimiento de reposo "stick" a deslizamiento "slip".

* Stick and Slip: consiste en el sucesivo y repentino cambio de estado del movimiento relativo entre la broca y la formación en contacto, de reposo ("stick") a deslizamiento ("slip")..

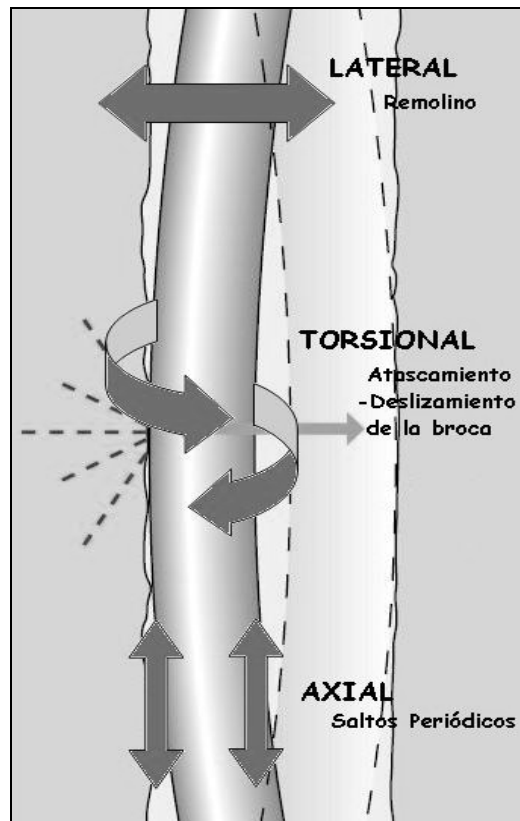


Figura 1-5 Tipos de Vibraciones

1.3.5. Hueco Estrecho.

Este problema se presenta cuando el diámetro del pozo es menor que el diámetro de la broca usada. Principalmente se presenta cuando la formación es de fluencia plástica (fácilmente deformable al ser forzada o que puede fluir dentro

del pozo) o existe acumulación de costra de lodo en una formación permeable.

Esta sección de hueco más estrecho provoca que elementos del ensamblaje de fondo como es el caso de los estabilizadores tengan dificultad para pasar.

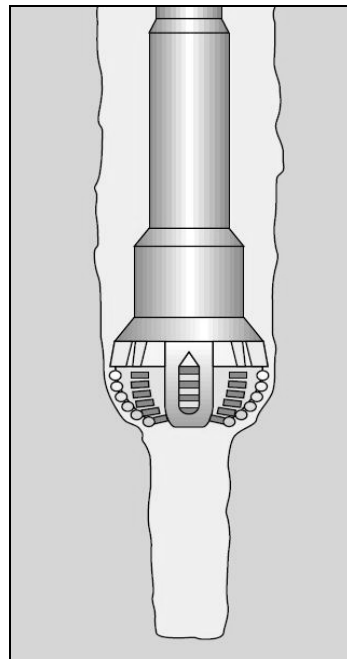


Figura 1-6 Hueco Estrecho

1.3.6. Ojo de Llave

Este efecto es provocado cuando hayamos un cambio violento en la dirección del pozo. Ocurren en pozos direccionales cuando se produce abrasión repetida entre la tubería de perforación y el lado bajo del pozo, originando un canal. El diámetro del canal formado es similar al de la tubería de perforación y cuando se intenta hacer un viaje, los elementos de mayor diámetro, como por ejemplo estabilizadores, no pasan por esta zona.

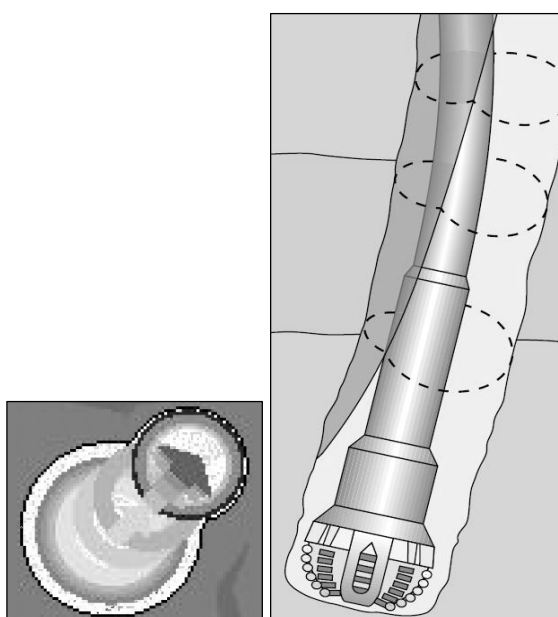


Figura 1-7 Ojo de Llave

1.3.7. Pata de Perro.

Se generan cuando existe un cambio abrupto en la dirección o inclinación del pozo. Por lo general son provocados intencionalmente por los perforadores direccionales para cambiar la dirección del pozo. Una forma de medir su severidad es expresarlo en grados girados cada 100 pies.

Esto puede presentar efectos secundarios, como el hecho de que la trayectoria del pozo no se localice en el camino planificado, problemas a la hora de bajar la tubería de revestimiento por la sección curva del pozo, ojos de llave, fatiga en el ensamblaje de fondo y demás. Se recomienda para estos casos realizar rimados de la zona para minimizar su efecto.

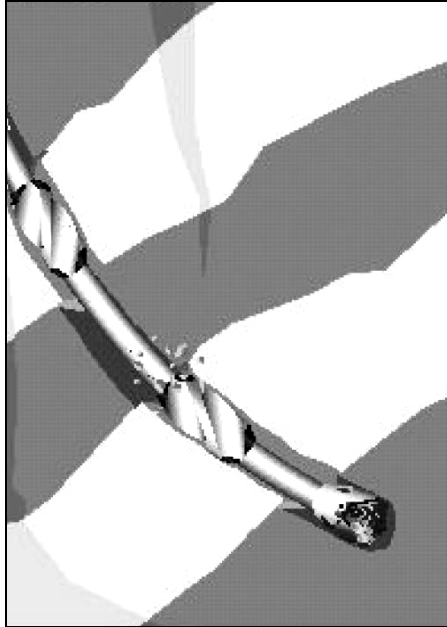


Figura 1-8 Pata de Perro

1.4. Conceptos Básicos sobre Ensamblajes de Fondo.

Se denomina ensamblaje de fondo o también llamado sarta de perforación a la combinación de broca, tubería de perforación, y la reunión de otras herramientas que se utilizan para hacer girar la broca en el fondo del pozo.

1.4.1. Elementos Principales del Ensamblaje de Fondo

Seguir la trayectoria del pozo no basta para garantizar que la perforación direccional resulte exitosa, es necesaria la cuidadosa programación y el correcto diseño del ensamblaje de fondo para optimizar los planes de los pozos. A continuación detallaremos las herramientas principales para un ensamblaje de fondo direccional.

1.4.1.1. Brocas

La técnica rotativa de perforación de un pozo implica invariablemente el empleo de una broca.

Es la herramienta de corte que se encuentra ubicada en el extremo inferior del ensamblaje de fondo, siendo su función cortar o triturar la formación mediante el declive de su esfuerzo de corte, o removerla mediante el declive de su esfuerzo de compresión. Los tipos de brocas más utilizados para la perforación de pozos se clasifican de la siguiente manera:

Brocas Tricónicas

- Por su fabricación

Dientes

Insertos

- Por el número de conos.

Monocónicas

Bicónicas

Tricónicas

Brocas de cortadores fijos

- Diamante natural
- Diamante policristalino térmicamente estable.
- Compacta de diamante policristalino.

1.4.1.2. Motor de Fondo.

La perforación mediante Motor de Fondo es accionada por el fluido de perforación.

Las partes básicas con las que cuenta un motor de fondo son:

Sección de Poder.- Consta de un estator y un rotor. Cuando el lodo es bombeado dentro del motor, la fuerza del movimiento del fluido origina que el eje rote dentro del estator, esta fuerza rotacional es entonces transmitida hacia la broca

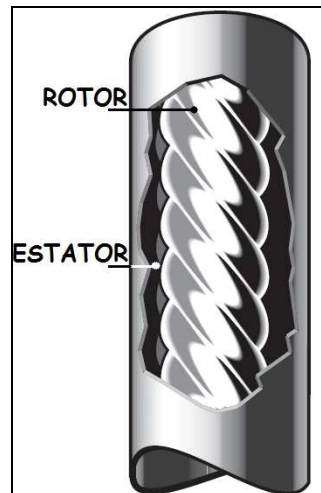


Figura 1-9 Sección de Poder

Barra Conectora de ensamblaje.- Ubicada en la parte baja del motor de fondo, transmite el torque y la velocidad rotacional desde el rotor hacia la broca,

convierte el movimiento excéntrico del rotor en movimiento concéntrico.

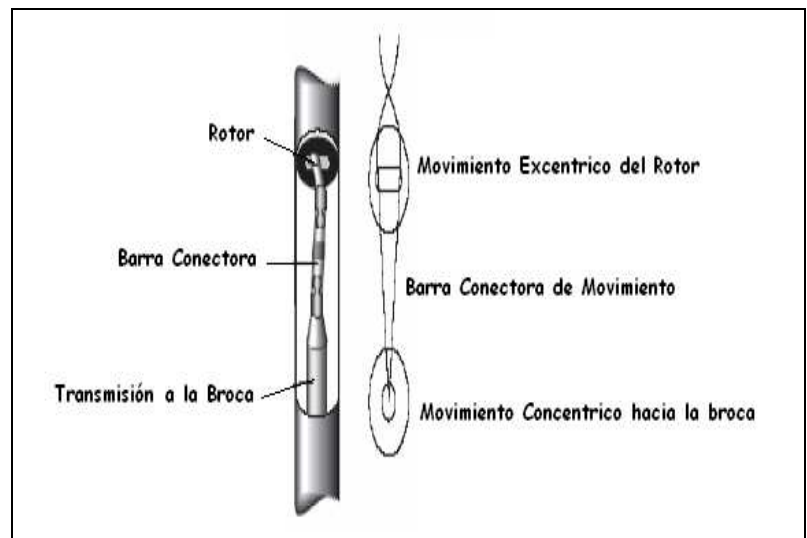


Figura 1-10 Barra conectora

Ensamble de Sellos y Transmisión a la Broca.- El conjunto de sellos transmite fuerza rotacional a la broca y regula el flujo de lodo que enfría todo el ensamble. Estos elementos son fabricados de carburo de tungsteno, mientras que la transmisión a la

broca es un componente rígido de aleación de acero que se encuentra protegido por los sellos.

1.4.1.3. Sistema Rotativo Direccional.

Estos sistemas, actualmente implementados, cumplen el mismo fin que el motor de fondo, descartando la rotación en el fondo que mejora el control direccional logrando una rotación continua para obtener un pozo mas limpio. Su funcionamiento consiste en un equipo ladeado y un equipo de control de aproximadamente unos 12 pies de longitud en conjunto.

El equipo ladeado, está ubicado detrás de la broca y aplica una fuerza sobre esta en una dirección controlada mientras toda la columna gira, esta unidad cuenta con tres patines externos articulados, que son activados por el flujo de lodo.

Si no se necesita modificar la dirección, el sistema se opera en un modo neutral, donde cada patín se extiende de uno por vez, de manera que los patines empujen en todas las direcciones y sus movimientos se cancelen entre sí.

Equipo de control, se encuentra detrás de la primera unidad, contiene dispositivos electrónicos, sensores, y un mecanismo de control que proporcionan la magnitud y la dirección promedio de las cargas del lado de la mecha, necesarias para alcanzar la trayectoria deseada. Este equipo esta encargado de mantener la posición angular propia del eje de impulso relativo a la formación y se encuentra montado sobre cojinetes que le permiten rotar libremente alrededor del eje del ensamblaje de fondo.

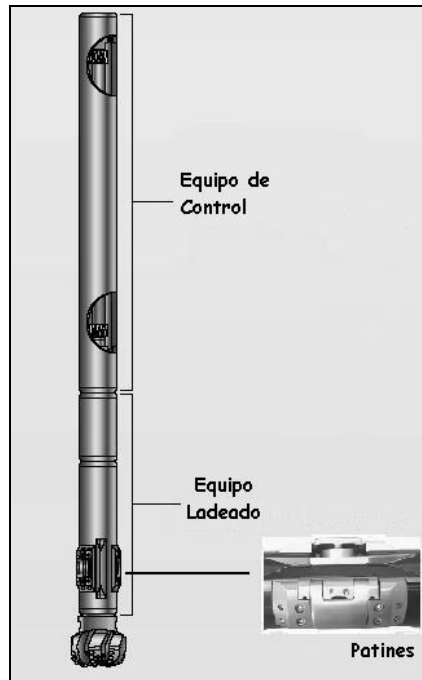


Figura 1-11 Sistema Rotativo Direccional

1.4.1.4. Herramienta de Medición mientras se Perfora. (MWD)

Conocida por sus siglas en ingles MWD (Measurement While Drilling), es una herramienta que transmite información mediante la transmisión de pulsos en la columna de lodo mientras se perfora midiendo la inclinación del pozo. La longitud de la columna no

afecta el tiempo de transmisión de la onda desde el fondo a la superficie debido a la velocidad de la misma, de esta manera no se afecta la calidad de la transmisión.

Según el sistema empleado por el emisor de pulsos la herramienta MWD se clasifican en:

- Pulsos positivos.- Provoca un aumento breve en la presión de circulación al estrangular ligeramente el flujo hacia la broca.

- Pulsos negativos.- Provoca una ligera disminución en la presión de circulación al liberar parte del flujo hacia el espacio anular antes de que el fluido pase por el motor de fondo y broca.

- Pulsos cíclicos o de onda continua.- El fluido impulsa una turbina de alta velocidad y el paso del fluido entre los alabes genera una longitud de onda elíptica en la presión de circulación.

1.4.1.5. Estabilizadores.

Es una herramienta cuya ubicación depende de su uso, para mantener, disminuir o incrementar un ángulo mediante la ubicación de los puntos de contacto entre el hoyo y los estabilizadores. Las razones principales por las que usamos estabilizadores en el ensamblaje de fondo son:

- Proporcionar control para la desviación del pozo.
- Reducir el riesgo de pega diferencial.
- Rimar patas de perro y ojos de llave.

Existen muchos diseños de estabilizadores, dependiendo de su fabricación tenemos:

- ▶ Cuchillas Soldadas.- Son cuchillas soldadas al cuerpo, proceso que involucra precalentamiento y post

calentamiento para minimizar fallas y/o desprendimientos de las cuchillas. No son recomendados para formaciones duras (riesgo de fatiga en las cuchillas), pero si para el caso de hoyos de gran diámetro donde la formación es suave, son los mas indicados, porque permiten usar tasas máximas de flujo.

Por la forma de la cuchilla pueden ser:

- Cuchillas Rígidas
- Cuchillas Espirales

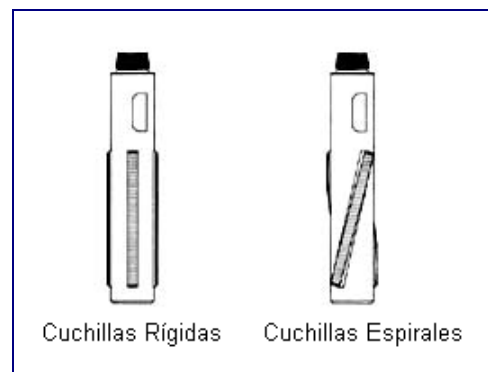


Figura 1-12 Estabilizadores de Cuchillas Soldadas

- ▶ Cuchillas Integradas.- Son fabricados de una sola pieza de material laminado y mecanizado. El borde puede ser redondeado a la pared para reducir el daño en las paredes del hoyo y proporcionar una mayor área de contacto en formaciones blandas. Pueden tener tres o cuatro cuchillas. Normalmente son fabricados de insertos de carburo de tungsteno y son utilizados para formaciones duras

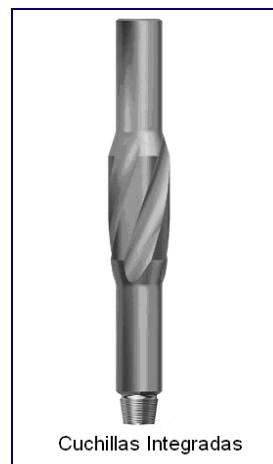


Figura 1-13 Estabilizador de Cuchillas Integradas

- ▶ Camisa Tipo Estabilizador.- Son elementos roscados y podemos hallarlos de:

- 2 piezas (mandril y camisa).- El torque de la camisa es bajo y no posee presión en los sellos. Esto es conveniente por el fácil cambio de camisa. Este diseño de estabilizador es ampliamente utilizado en la actualidad.

- 3 piezas (mandril, camisa y saver sub*).- Para este caso hay un sello de presión de lodo entre el mandril y el saver sub. Merece un cuidado especial para su uso, lo que dificulta el tiempo de cambio y servicio de la camisa, razón por la cual este tipo de estabilizar ya no es tan utilizado.

* Saver Sub: acople de conexión pin-pin enroscado al mandril.

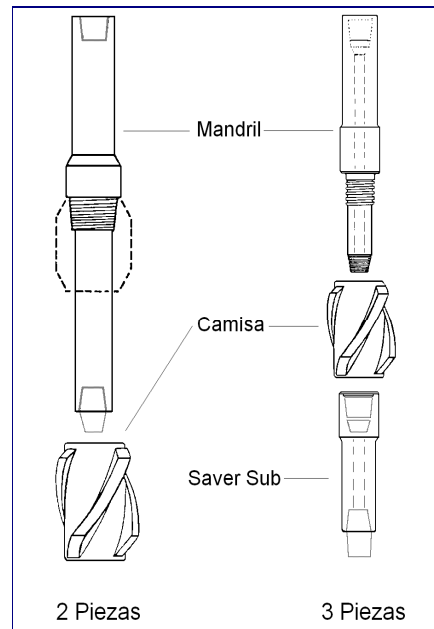


Figura 1-14 Camisa tipo Estabilizador

- Estabilizador Ajustable.- Tiene dos posiciones: abierto y cerrado. Se abre aplicando una determinada cantidad de peso y se activa un mecanismo hidráulico que mantiene las cuchillas en posición, se cierra apagando las bombas antes de sacar el ensamblaje del Pozo.

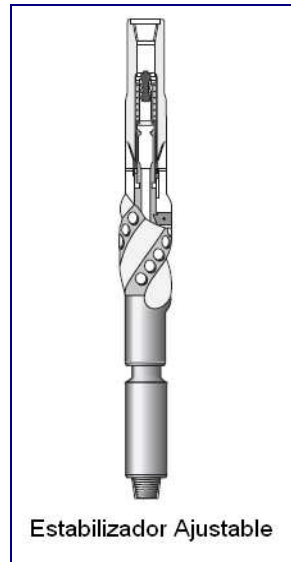


Figura 1-15 Estabilizador Ajustable

1.4.1.6. Collares de Perforación.

Es un componente del ensamblaje de fondo el cual se emplea para proveer de peso a la broca durante la perforación. Los collares se ayudan de la gravedad que actúa sobre su centro proporcionando la fuerza necesaria a la broca para romper la roca.

Están perforados de punta a punta para ofrecer una salida en el bombeo de los fluidos de perforación a través de los collares.

Su fabricación es mediante el mecanizado de piezas sólidas para asegurar redondez y se caracteriza por poseer paredes gruesas, generalmente fabricados de acero al carbono, pero a veces de aleaciones no magnéticas de níquel-cobre u otras aleaciones no magnéticas y en algunos casos son mecanizados con ranuras espiraladas con el propósito de reducir considerablemente las posibilidades de pega diferencial.

De esta forma los podemos clasificar:

- Collares Cortos, por sus siglas en inglés SDC (Short Drill Collar)

- Collares no magnéticos, por sus siglas en inglés NMDC (Nonmagnetic Drill Collar)
- Collares Cortos no magnéticos, por sus siglas en inglés SNMDC (Short Nonmagnetic Drill Collar)

1.4.1.7. Tubería de perforación.

Es una tubería tubular fabricada de acero equipado que termina en hilos especiales llamados rosca. Dependiendo del tipo de rosca la podemos clasificar mediante los siguientes parámetros:

Tamaño, peso, grado del acero, rango y tipo de conexión. En el Anexo A se detalla esta clasificación.

La tubería de perforación conecta el equipo de superficie, el ensamblaje de fondo y la broca para a través de ella bombear el fluido de perforación a la broca.

1.4.1.8. Tubería pesada de perforación.

Es un tipo de tubería cuyas paredes son gruesas característica por la cual tiende a ser más fuerte y tiene mayor resistencia a la tensión que las tuberías de perforación convencionales, por lo que se coloca en la parte superior del ensamblaje de fondo como apoyo adicional agregando más que peso, estabilidad al ensamblaje de fondo.

1.4.1.9. Martillo de perforación.

Es una herramienta que emplea un dispositivo mecánico para emitir un impacto de carga empleado específicamente cuando otro componente se atasca por problemas de pega de tubería en los pozos.

Su funcionamiento se basa en la acumulación de energía en el ensamblaje de fondo que activa el martillo.

Dependiendo de su mecanismo de accionar pueden ser mecánicos o hidráulicos, si bien sus respectivos diseños son muy diferentes, su funcionamiento es similar.

1.4.2. Tipos de Ensamblaje de Fondo

Para la selección del correcto ensamblaje de fondo se considera los siguientes factores:

- Geología.
- Inclinación.
- Diámetro Del Pozo.
- Parámetros De Perforación.

Dependiendo de estas consideraciones los clasificaremos dependiendo de:

1.4.2. 1. La deflexión en el ensamblaje de fondo.

Una manera sencilla de controlar el punto de tangencia del ensamblaje de fondo es colocando estabilizadores,

para ese efecto estudiaremos a continuación los diferentes arreglos de estabilizadores.

1.4.2.1.1. Un solo estabilizador

En este caso se analiza la posición del estabilizador, si está lejano de la broca no tiene ningún efecto sobre el comportamiento del ensamblaje. Sin embargo, acercar el estabilizador a la broca reduce la fuerza que se genera. Eventualmente, se debe hallar un punto es donde la fuerza lateral sea cero, para lograr este efecto el collar de perforación se coloca directamente encima del estabilizador y este se doblara cuando cierto peso es aplicado. La figura 1-16 detalla el concepto de esta fuerza. Los aumentos de peso sobre la broca promueven un aumento de la tasa de penetración.

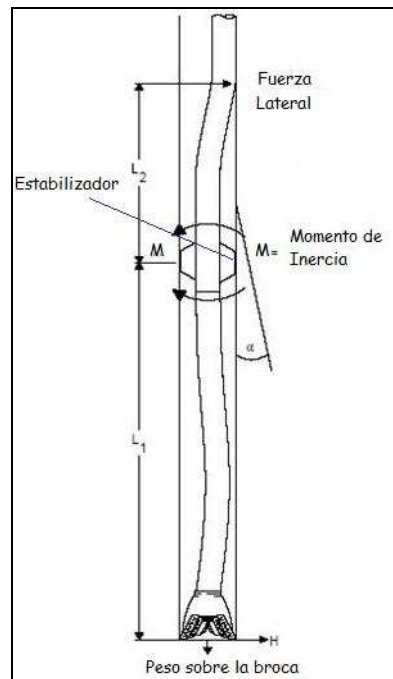


Figura 1-16 Un solo Estabilizador

1.4.2.1.2. Dos estabilizadores.

Es una combinación simple, la cual tiene un estabilizador de 3 a 6 pies de la broca y un segundo estabilizador a alguna cierta distancia encima de eso. Para un peso dado sobre la broca, la distancia de la broca al primer

estabilizador y entre el segundo estabilizador determina el punto de tangencia.

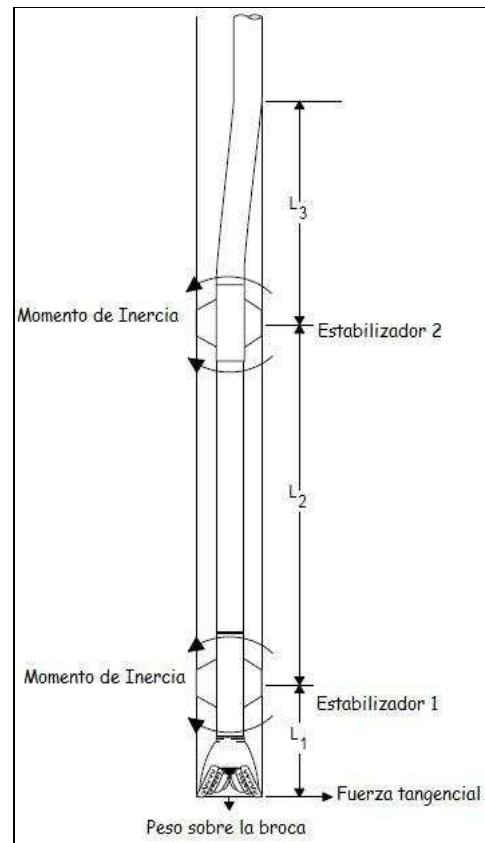


Figura 1-17 Dos Estabilizadores

Si la tangencia ocurre entre la broca y el estabilizador cerca de esta, los resultados de

fuerza tangencial son un movimiento negativo que hará que el ensamblaje de fondo construya ángulo.

1.4.2.1.3. Múltiples Estabilizadores.

Agregar un tercer estabilizador a 30 pies encima del estabilizador superior tiene un efecto significativo sobre la respuesta de un ensamblaje de fondo para construir ángulo, debido a que el uso de un tercer estabilizador aumenta la fuerza de tangencia.

En ensamblajes de fondo para mantener ángulo, el uso del tercer estabilizador es esencial, de otra manera, el ensamblaje de fondo puede presentar un comportamiento errático e imprevisible. Esto ayuda a mantener el momento de rotación dentro de límites aceptables y reduce la mecánica sobre el pozo.

Sin embargo, en los demás casos utilizar un ensamblaje de fondo de dos estabilizadores es suficiente y un tercer estabilizador tendría un efecto insignificante en la mayoría de los casos.

1.4.2.2. Con Estabilizadores fuera de Diámetro.

1.4.2.2.1. Estabilizador fuera de Diámetro cerca de la broca.

Este conjunto resulta en una caída de inclinación en un ensamblaje de fondo rígido, al aumentar el desgaste del mismo aumenta el efecto en la inclinación. Se recomienda el uso de este tipo de ensamblaje en pozos tipo "S" cuando se inicia la sección para tumbar ángulo para realizar la vertical.

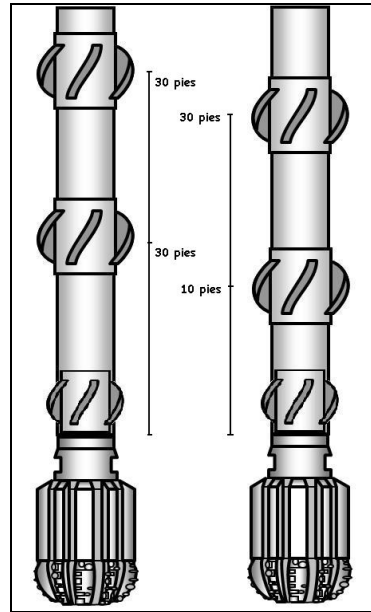


Figura 1-18 Estabilizador fuera de Diámetro

1.4.2.2.2. Segundo estabilizador fuera de Diámetro.

Con el uso de dos estabilizadores fuera de diámetro se hace mas fácil obtener un punto de tangencia y debajo de este punto poder levantar ángulo. Mientras más fuera de diámetro este el estabilizador mayor será el efecto. En el caso de los ensamblajes de fondo rígidos este tipo de

conjunto es incluido con el fin de obtener que se anule la fuerza lateral de la broca.

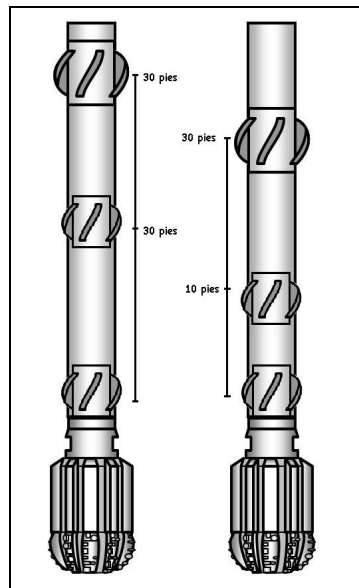


Figura 1-19 Dos Estabilizadores fuera de Diámetro

1.4.2.3. Por el propósito en la perforación.

1.4.2.3.1. Para levantar ángulo.

Un ensamblaje de fondo típico para levantar o incrementar el ángulo del pozo cuenta con un estabilizador a 3 ó 5 pies de la broca que

permite la flexión o pandeo de los collares de perforación colocados arriba de este primer estabilizador, lo cual convierte el peso sobre broca en una fuerza lateral, que tiende a incrementar el ángulo. La figura 1-20 ilustra los posibles casos.

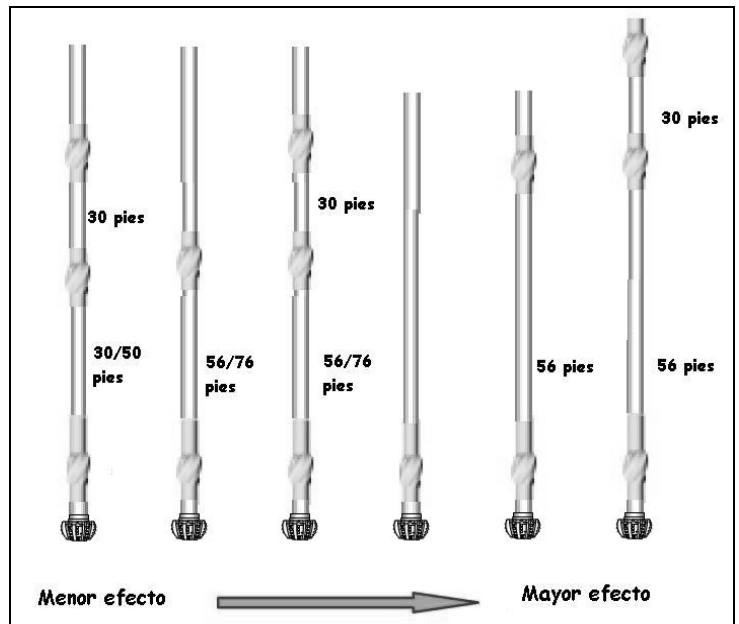


Figura 1-20 Arreglos para levantar ángulo

1.4.2.3.2 Mantener ángulo.

Son conocidos como ensamblajes rígidos, los cuales tienen la función de incrementar o reducir el ángulo de inclinación del pozo, evitando un cambio repentino de ángulo.

En estos arreglos los estabilizadores se colocan de tal manera que la variación de las fuerzas laterales y cambios de peso sobre la broca deben ser nulos. La figura 1-21 ilustra los posibles casos.

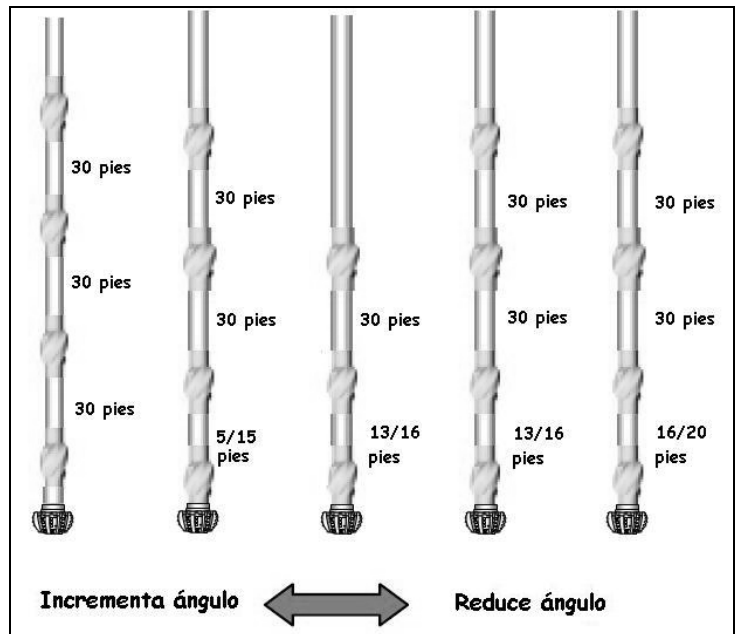


Figura 1-21 Arreglos para mantener ángulo

1.4.2.3.3. Disminuir ángulo.

Este efecto se logra eliminando el estabilizador arriba de la broca e instalándolo antes del primer punto de tangencia para evitar la flexión en los collares de perforación. Cuando la inclinación es alta, el número de puntos de contacto entre la broca y el primer estabilizador

se incrementa causando una menor respuesta a reducir el ángulo del pozo, entonces la distancia de la broca al primer estabilizador debe reducirse. Estos arreglos son raramente usados para perforación direccional. En general, son más utilizados para controlar la desviación del pozo. La figura 1-22 ilustra los posibles casos.

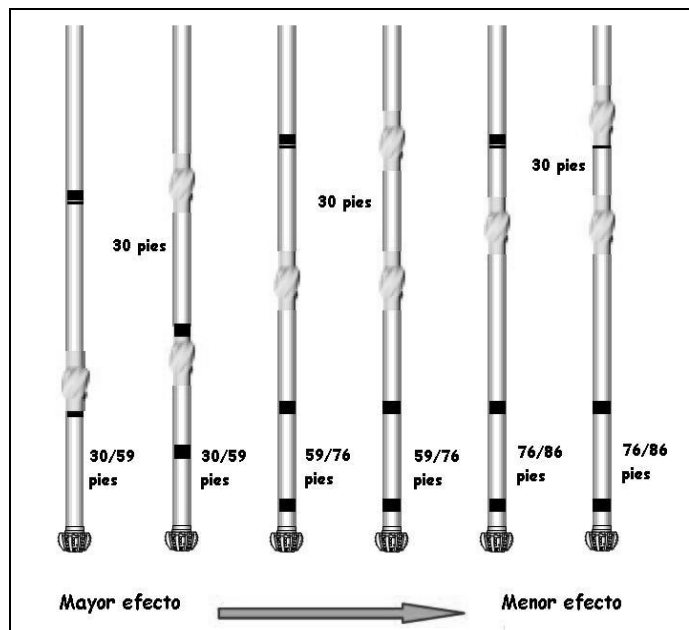


Figura 1-22 Arreglos para disminuir ángulo

CAPITULO 2

2. GENERALIDADES DEL CAMPO FANNY - BLOQUE TARAPOA

2.1. Datos Geológicos.

El Campo Fanny presenta un reservorio atrampado del lado levantado de una falla normal. Fue descubierto en enero de 1972 con la perforación del pozo Fanny-1 por parte de la compañía Cayman.

2.1.1. Reseña Geológica del campo Fanny.

Geográficamente se encuentra ubicado en la región central del Bloque Tarapoa de la Cuenca Oriente del Ecuador, Figura 2-1, entre las provincias de Sucumbíos y Orellana del Oriente Ecuatoriano.

Al 31 de Diciembre del 2,007 existían 61 pozos perforados en el bloque Tarapoa, de los cuales 15 son horizontales. Para nuestro estudio se tomo los perforados en el Campo Fanny al cual

corresponden 7 pozos, este será nuestro campo de acción para desarrollar la presente tesis.



Figura 2-1 Ubicación del Bloque Tarapoa

En este Campo se han perforado pozos horizontales cuyo objetivo ha sido la arenisca M1 que produce un crudo de 22.3° API y en el caso de pozos direccionales y verticales la arena U Inferior es considerada otro objetivo con un crudo de 19.6° API; ambos yacimientos son miembros de la formación Napo de la Cuenca Oriente. La arenisca M1 posee variaciones de espesor de arena van hasta los 85 pies.

2.1.1.1. Modelo Geomecánico.

En base a registros de imágenes se desarrollo un estudio teórico de la geomecánica del sector, centrándose en la obtención de la dirección de máximo esfuerzo definida para el área de Tarapoa, con el objetivo de optimizar la construcción de programas de pozo.

De acuerdo con los resultados de los registros de imágenes, existen valores de tensión horizontal deducidos de Pruebas de Integridad a la Formación (Prueba de presión realizada a la formación para determinar su punto de fractura). Estos parámetros concluirán un sentido para la orientación de las tensiones basado en la tectónica regional general, basado en estos valores, para el campo podría ser convertido en función de profundidad.

El análisis desarrolló una diferencia pronunciada en la magnitud de las dos tensiones horizontales

minima y máxima, que eran calculadas a 14.5 y 22-26 LPG densidad de lodo equivalente, respectivamente, y se demostró que la dirección más estable fue encontrada a **N100°E (100 grados Norte Este) y N80°O (80 grados Norte Oeste)**, para los valores máximo y mínimo de tensión respectivamente. En general mediante este estudio se concluyó que los pozos de alta desviación y horizontales perforados dentro de otras direcciones resultarían más inestables.

El análisis teórico fue respaldado con las experiencias de perforaciones actuales, siguiendo el modelo desarrollado. El estudio catalogo a pozos con algunos problemas de la estabilidad si llevaron más de 20 días de taladro y los problemas severos si llevó más de 30 días el taladro.

2.1.2. Topes de las Formaciones

En la siguiente tabla se presenta la Profundidad vertical total para los pozos horizontales analizados del campo F

POZOS	18B-89	18B-98	18B-18	18B-19	18B-93	18B-94	18B-106
FORMACION	*PTV						
Arenisca Orteguaza Base	5221	5203	5149	5138	5166	5164	5140
Formación Tiyuyacu	5699	5684	5645	5658	5664	5675	5662
Conglomerado Tiyuyacu Superior Tope	5875	5848	5814	5834	5859	5853	5822
Conglomerado Tiyuyacu Superior Base	5937	5942	5904	5910	5943	5922	5914
Conglomerado Tiyuyacu Inferior Tope	6895	6900	6826	6825	6854	6850	6845
Conglomerado Tiyuyacu Inferior Base	7052	7025	6913	6986	7002	6997	6978
Formación Tena	7323	7247	7282	7263	7286	7229	7356
Arenisca Basal Tena	7748	7738	7694	7668	7705	7705	7698
Zona M1	7751	7741	7700	7672	7714	7717	7709
Carbón M1	**N.P.	N.P.	7705	7681	7725	N.P.	7711
Arenisca M1	7751	7741	7712	7688	7734	7726	7713
Base M1	7778	7743	7720	7698	7745	7726	7719
T D	7788	7760	7722	7713	7756	7742	7733

*PVT: Profundidad vertical total.
 ** N.P.: No presenta

Tabla 2-1 Topes de las Formaciones

2.1.3. Objetivos Geológicos.

-Objetivo Primario

Nombre de la Formación	M-1
Edad Geológica	Cretácico
Litología	Arenisca.

Presión de Reservorio estimada	4300 psi
Temperatura al tope	205 Ƒ
Fluidos esperado	Petróleo 22°API

La arenisca M1 es el único yacimiento productivo que representa el ciclo deposicional más joven de la formación Napo y se sobrepone erosivamente a las lutitas marinas costa afuera, alcanzando espesores superiores a los 50 pies en el área.

El mecanismo de entrapamiento para la arena M1 en el Campo Fanny se lo interpreta como un cambio de facies litológica en la parte levantada de la estructura (falla) que a su vez se convierte en una barrera estratigráfica impermeable combinada con el levantamiento regional. Esta trampa estratigráfica está presente a lo largo del lado oriental del campo Fanny. La barrera de lutita es interpretada como la pared del valle estuarino que limita la arena M1 dentro del campo Fanny.

-Objetivo Secundario

Por tratar de pozos horizontales no se considero un Objetivo secundario, ya que se perforo horizontalmente dentro de la Arenisca M1 y no se surco verticalmente otra zona de interés.

Pero para el caso de pozo direccionales y verticales perforados dentro de este campo la arenisca U es considerado un Objetivo Secundario.

La arenisca U Inferior dentro del campo Fanny del Bloque Tarapoa se interpreta como canales fluviales que degradan verticalmente a areniscas. Al este del Oriente la arenisca U presenta un espesor de 230 m que se adelgaza hacia el oeste de la Cuenca. Esta arenisca basal, al este de la cuenca se interpreta como un abanico aluvial y/o sistema de abanicos de deltas, creados por un sistema de drenaje que proceden desde las partes más altas de las montañas.

La parte oeste de la cuenca está representada por facies marinas.

CAPITULO 3

3 RESEÑA DE LA PERFORACIÓN DE POZOS HORIZONTALES PERFORADOS EN EL CAMPO FANNY DEL BLOQUE TARAPOA ENTRE EL AÑO 2006 Y 2007.

3.1. Reseña de la perforación de los pozos.

3.1.1. Datos Generales y Ubicación de los pozos en estudio.

Los pozos con los que trabajaremos son los horizontales que fueron perforados durante el año 2006 y durante el 2007. A continuación detallaremos los datos generales y ubicación en superficie de cada pozo de estudio. En el Anexo B se puede observar el mapa completo del Bloque Tarapoa.

Pozo Fanny 18B-89H

Días de perforación: 22

Profundidad vertical total: 7788 pies.

Profundidad total medida: 11344 pies.

Superficie: Locación: 60 Contrapozo: 16

Longitud: 9978235.97 m. Latitud: 347171.17 m.

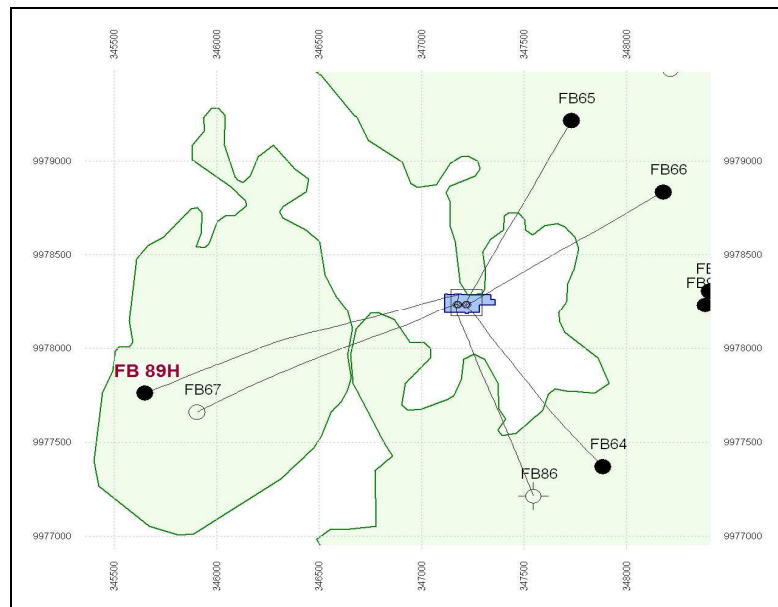


Figura 3-1 Ubicación de la Locación 60.

Pozo Fanny 18B-18H y 18H-RE1

Días de perforación Fanny 18B-18H: 12

Días de perforación Fanny 18B-18H-RE1: 13

Fanny 18B-18H

Profundidad vertical total: 7721 pies.

Profundidad total medida: 9577 pies.

Fanny 18B-18H-RE1

Profundidad vertical total: 7722 pies.

Profundidad total medida: 9956 pies.

Superficie: Locación: San José Contrapozo: 8

Longitud: 9980690.28 m. Latitud: 349759.62 m.

Pozo Fanny 18B-19H

Días de perforación: 27

Profundidad vertical total: 7713 pies.

Profundidad total medida: 10064 pies.

Superficie:

Locación: San José

Contrapozo: 7

Longitud: 9980693.61 m.

Latitud: 3349761.20 m.

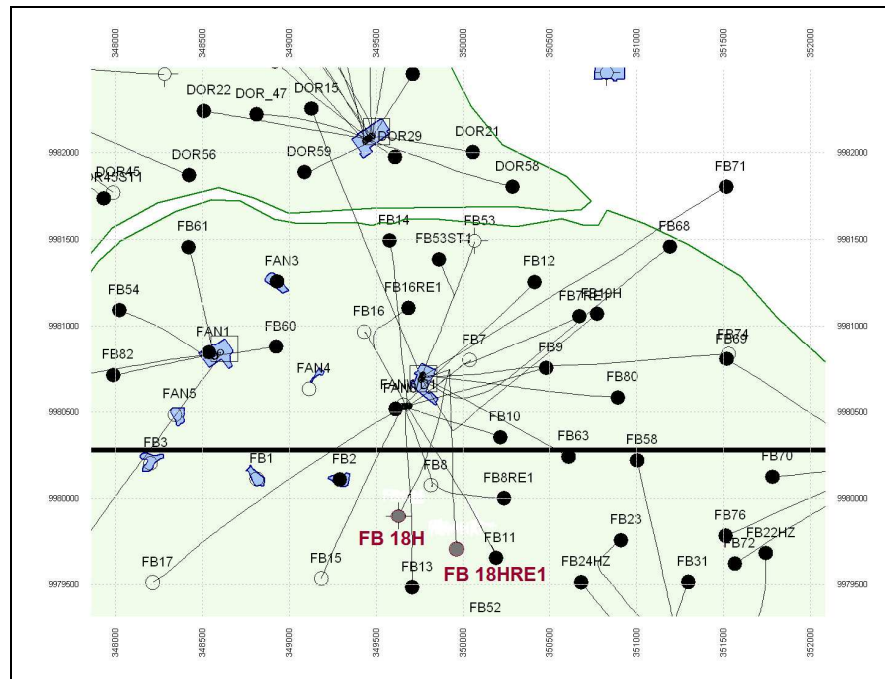


Figura 3-2 Ubicación de la Locación San José.

Pozo Fanny 18B-98H

Días de perforación: 14

Profundidad vertical total: 7760 pies.

Profundidad total medida: 10250 pies.

Superficie: **Locación:** 100 **Contrapozo:** 1

Longitud: 9975965.17 m. **Latitud:** 350150.62 m.

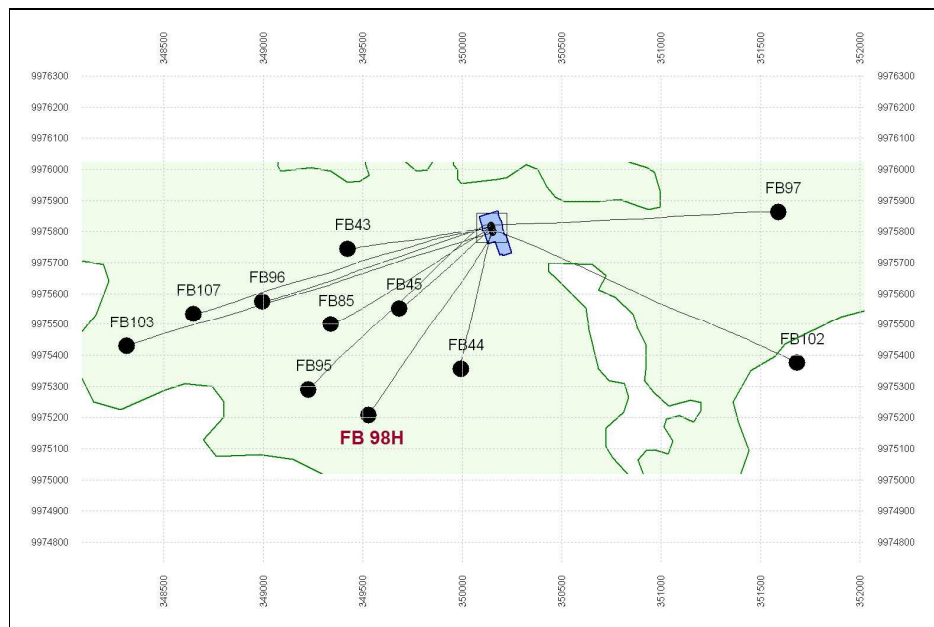


Figura 3-3 Ubicación de la Locación 100.

Pozo Fanny 18B-93H

Días de perforación: 22

Profundidad vertical total: 7756 pies.

Profundidad total medida: 9663 pies.

Superficie: Locación: 40 Contrapozo: 12

Longitud: 9978282.79 m. Latitud: 349616.70 m.

Pozo Fanny 18B-94H

Días de perforación: 19

Profundidad vertical total: 7742 pies.

Profundidad total medida: 10250 pies.

Superficie: Locación: 40 Contrapozo: 11

Longitud: 9978283.99 m. Latitud: 349620.14 m.

Pozo Fanny 18B-106H

Días de perforación: 25

Profundidad vertical total: 7733 pies.

Profundidad total medida: 10700 pies.

Superficie: **Locación:** 40 **Contrapozo:** 10

Longitud: 9978285.12 m. **Latitud:** 349623.60 m.

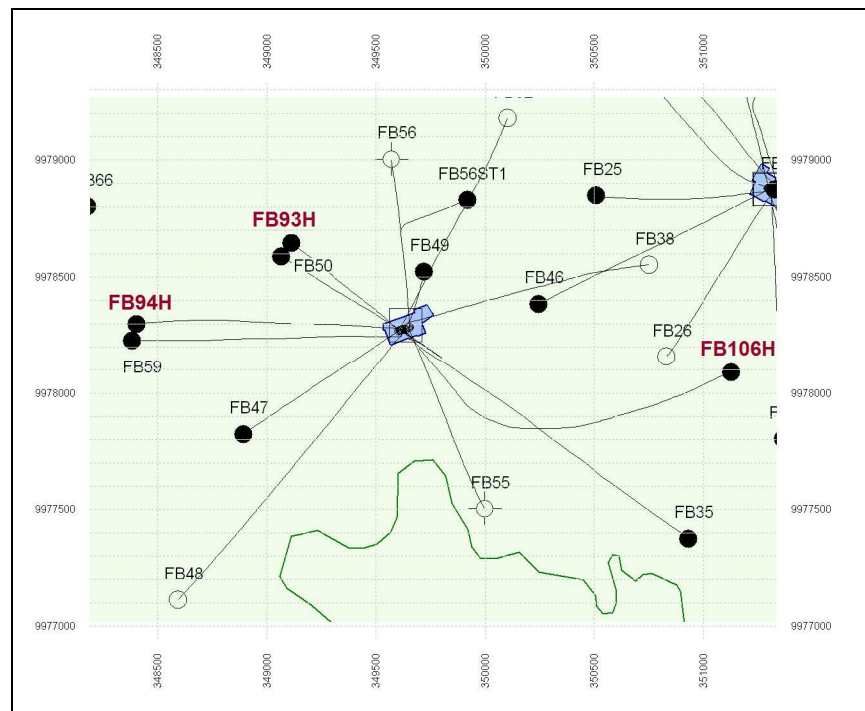


Figura 3-4 Ubicación de la Locación 40.

3.1.2. Programa de la Perforación.

La Perforación de estos pozos se realizo con un taladro de las siguientes características:

1. Elevación de la mesa rotaria: 31.15 pies.
2. Máxima Tensión en el Gancho: 1000000 LBS.
3. Revoluciones máximas del Top Drive: 228
4. Capacidad de Torque: 32500 LBS/PIE.
5. Cable de Perforación: IRWC 1.3/8"

6. Bombas:

Bombas: 3

Máxima Presión de Trabajo: 4723 LPC, línea 5.2" 100% eff.

Máximo Galonaje: 620 GPM, línea 6.5" 100% eff.

En todos los casos el objetivo principal fue profundizar navegando con una sección horizontal en la Arenisca M1. Se pueden observar los gráficos del perfil direccional de la perforación de cada pozo en el Anexo C.

Seguido definiremos los datos generales y los parámetros utilizados en la perforación de la Sección de 12.1/4".

Pozo Fanny 18B-89H

Fanny 18B-89H es un pozo horizontal perforado el 5 de Diciembre de 2006.

Sección de 12.25”:

La sección 12 ¼ fue perforada desde 4965 pies a 10142 pies PTM, en la cual tenemos los siguientes datos:

Días de duración: 9

Profundidad del Revestidor 9.5/8”: 10062 PTM / 7776PTV.

Máximo cambio de ángulo: 3.46°/ 100 pies

Máxima Presión Registrada: 3600 LPC

Máximo Arrastre: 80 KLBS

Los parámetros implementados para perforar esta sección estuvieron en un rango de 9,6 A 10,10 LPG para el peso del lodo, 9 a 24 KLBS de torque, 40 a 135 RPM de velocidad de rotación, 10 a 36 KLBS de peso sobre la broca y 650 a 950 GAL/min de caudal.

Pozo Fanny 18B-98H

Fanny 18B-98H es un pozo horizontal perforado el 2 de Abril de 2007.

La sección 12 ¼ fue perforada desde 4935 pies a 9152 pies PTM, en la cual tenemos los siguientes datos:

Sección de 12.25”:

Días de duración: 8

Profundidad del Revestidor 9.5/8”: 9152 PTM / 7743 PTV.

Máximo cambio de ángulo: 3.39°/ 100 pies

Máxima Presión Registrada: 2950 LPC

Máximo Arrastre: 75 KLBS

Los parámetros implementados para perforar esta sección estuvieron en un rango de 9,6 a 10,6 LPG para el peso del lodo, 4 a 8 KLBS de torque, 60 a 140 RPM de velocidad de rotación, 8 a 18 KLBS de peso sobre la broca y 750 a 900 GAL/min de caudal.

Pozo Fanny 18B-18H y 18H-RE1

Fanny 18B-18H es un pozo horizontal perforado el 17 de Junio de 2007.

La sección 12 ¼ fue perforada en el pozo Fanny 18B-18H desde 4965 pies a 9339 pies PTM, teniendo un *Tope de Cemento a 4778 pies PTM y 4786 PTV* y el Fanny 18B-18H-RE1 desde 5075 pies a 9456 pies , para los cuales tenemos los siguientes datos:

Sección de 12.25”:

Días de duración: 13

Días de duración REENTRY: 12

Máximo cambio de ángulo: 4.64°/ 100 pies

Máximo cambio de ángulo REENTRY: 4.3°/ 100 pies

Máxima Presión Registrada: 3450 LPC

Máxima Presión Registrada REENTRY: 3400 LPC

Máximo Arrastre: 70 KLBS

Máximo Arrastre REENTRY: 70 KLBS

Profundidad del Revestidor 9.5/8”: 9456 PTM / 7720 PTV.

Los parámetros implementados para perforar esta sección estuvieron en un rango de 9,8 a 10,3 LPG para el peso del lodo, 10 a 23 KLBS de torque, 75 a 140 RPM de velocidad de rotación, 12 a 35 KLBS de peso

sobre la broca y 680 a 835 GAL/min de caudal. Para el caso del *sidetrack se uso parámetros de 9 a 10,5 LPG para el peso del lodo, 6 a 22 KLBS de torque, 40 a 125 RPM de velocidad de rotación, 4 a 28 KLBS de peso sobre la broca y 740 a 850 GAL/min de caudal.

Pozo Fanny 18B-19H

Fanny 18B-19H es un pozo horizontal perforado el 10 de Julio de 2007.

La sección 12 ¼ fue perforada desde 5050 pies a 9211 pies PTM, en la cual tenemos los siguientes datos:

Sección de 12.25”:

Días de duración: 16

Profundidad del Revestidor 9.5/8”: 9357 PTM / 7698 PTV.

Máximo cambio de ángulo: 3.63°/ 100 pies

Máxima Presión Registrada: 3400 LPC

Máximo Arrastre: 40 KLBS

Los parámetros implementados para perforar esta sección estuvieron en un rango de 9,6 a 10,4 LPG para el peso del lodo, 10 a 20 KLBS de

torque, 40 a 70 RPM de velocidad de rotación, 2 a 45 KLBS de peso sobre la broca y 640 a 900 GAL/min de caudal.

Pozo Fanny 18B-93H

Fanny 18B-93H es un pozo horizontal perforado el 17 de Septiembre de 2007.

La sección 12 ¼ fue perforada desde 4995 pies a 8965 pies PTM, en la cual tenemos los siguientes datos:

Sección de 12.25”:

Días de duración: 14

Profundidad del Revestidor 9.5/8”: 8965 PTM / 7745 PTV.

Máximo cambio de ángulo: 8.02°/ 100 pies

Máxima Presión Registrada: 3270 LPC

Máximo Arrastre: 60 KLBS

Los parámetros implementados para perforar esta sección estuvieron en un rango de 9,6 a 10,6 LPG para el peso del lodo, 9 a 20 KLBS de torque,

40 a 130 RPM de velocidad de rotación, 6 a 38 KLBS de peso sobre la broca y 700 a 850 GAL/min de caudal.

Pozo Fanny 18B-94H

Fanny 18B-94H es un pozo horizontal perforado el 18 de Octubre de 2007.

La sección 12 ¼ fue perforada desde 4879 pies a 9390 pies PTM, en la cual tenemos los siguientes datos:

Sección de 12.25”:

Días de duración: 12

Profundidad del Revestidor 9.5/8”: 9390 PTM / 7727 PTV.

Máximo cambio de ángulo: 6.24°/ 100 pies

Máxima Presión Registrada: 3500 LPC

Máximo Arrastre: 30 KLBS

Los parámetros implementados para perforar esta sección estuvieron en un rango de 9 a 10.6 LPG para el peso del lodo, 10 a 19 KLBS de torque, 50 a 135 RPM de velocidad de rotación, 8 a 30 KLBS de peso sobre la broca y 375 a 855 GAL/min de caudal.

Pozo Fanny 18B-106H

Fanny 18B-106H es un pozo horizontal perforado el 12 de Noviembre de 2007.

La sección 12 ¼ esta perforada desde 5192 pies a 9900 pies PTM, en la cual tenemos los siguientes datos:

Sección de 12.25”:

Días de duración: 15

Profundidad del Revestidor 9.5/8”: 9900 PTM / 7719 PTV.

Máximo cambio de ángulo: 5,12°/ 100 pies

Máxima Presión Registrada: 3500 LPC

Máximo Arrastre: 35 KLBS

Los parámetros implementados para perforar esta sección estuvieron en un rango de 9,9 a 10,6 LPG para el peso del lodo, 13 a 24 KLBS de torque, 35 a 140 RPM de velocidad de rotación, 10 a 40 KLBS de peso sobre la broca y 715 a 850 GAL/min de caudal.

En todos los pozos de estudio las zonas como conglomerados se trabajaron con paramentos controlados que serian los mínimos registrados para disminuir es desgaste sobre la broca.

3.1.3. Equipos utilizados en la Sección de 12 ¼.

Un ensamblaje de fondo simple reúne un grupo de componentes que incluye broca, collares tubería pesada y tubería de perforación.

También podría ser complicado, teniendo broca, estabilizadores, collares, martillos, reducción, tubería de perforación pesada y tubería de perforación regular, esta puede ser diseñada dependiendo del requerimiento para nuestro caso de estudio tendremos en general.

Sección de 12 ¼.

- ◆ Broca.
- ◆ Motor de Fondo o Sistema de Rotación Direccional.
- ◆ Estabilizador.
- ◆ Herramienta de Medición mientras se Perfora (MWD).
- ◆ Collar Corto de Perforación o Collares no Magnéticos.
- ◆ Collar de Perforación.

- ◆ Reducción.
- ◆ Martillo de Perforación.
- ◆ Tubería pesada.
- ◆ Tubería de Perforación

La idea básica de los ensamblajes usados en todos los casos es realizar la primera sección tangente (ensamble para levantar ángulo), en el perfil del pozo horizontal utilizando una broca PDC, de esta manera los ensamblajes serán deslizados para levantar la inclinación (promedio 84.5°) a lo requerido para aterrizar en la sección horizontal. Y en general la mayoría de casos presenta el uso de estabilizadores y collares de perforación con la finalidad de ir construyendo la curva hasta el punto de asentamiento de Revestidor de 9.5/8". Seguido a esto detallamos el número de ensamblajes usados para cada pozo y la herramienta direccional implementada. Más detalle de estos ensamblajes están mostrados en el Anexo D, donde se muestran todos los componentes de los ensamblajes, diámetros peso y longitudes.

Fanny 18B-89H.

Ensamblaje #4 4965 hasta 7900 pies.

Ensamblaje #5 7900 hasta 9889 pies.

Ensamblaje #6 9889 hasta 10142 pies.

Herramientas Direccionales:

Motor de Fondo: 4965 hasta 7900 pies.

Sistema de Rotación Direccional: 7900 hasta 10142 pies.

Fanny 18B-98H.

Ensamblaje #4 4935 hasta 7600 pies.

Ensamblaje #5 7600 hasta 7820 pies.

Ensamblaje #6 7820 hasta 9152 pies.

Herramientas Direccionales:

Sistema de Rotación Direccional: 4935 hasta 9152 pies.

Fanny 18B-18H

Ensamblaje #5 4965 hasta 5715 pies.

Ensamblaje #6 5715 hasta 7070 pies.

Ensamblaje #7 7070 hasta 7680 pies.

Ensamblaje #8 7680 hasta 7694 pies.

Ensamblaje #9 7694 hasta 9235 pies.

Ensamblaje #10 9235 hasta 9310 pies.

Ensamblaje #11 9310 hasta 9332 pies.

Herramientas Direccionales:

Sistema de Rotación Direccional: 4965 hasta 9332 pies.

Fanny 18B-18H-RE1

Ensamblaje #2 5075 hasta 5172 pies.

Ensamblaje #3 5172 hasta 7456 pies.

Ensamblaje #4 7456 hasta 9172 pies.

Ensamblaje #5 9172 hasta 9456 pies.

Herramientas Direccionales:

Motor de Fondo: 5075 hasta 7456 pies.

Sistema de Rotación Direccional: 7456 hasta 9172 pies.

Motor de Fondo: 9172 hasta 9456 pies.

Fanny 18B-19H

Ensamblaje #4 5050 hasta 5588 pies.

Ensamblaje #5 5588 hasta 7393 pies.

Ensamblaje #6 7393 hasta 7828 pies.

Ensamblaje #7 7828 hasta 8602 pies.

Ensamblaje #8 8602 hasta 9211 pies.

Ensamblaje #9 9211 hasta 9235 pies.

Herramientas Direccionales:

Motor de Fondo: 5050 hasta 9235 pies.

Fanny 18B-93H

Ensamblaje #4 4995 hasta 7680 pies.

Ensamblaje #5 7680 hasta 7945 pies.

Ensamblaje #6 7945 hasta 8080 pies.

Ensamblaje #7 8080 hasta 8266 pies.

Ensamblaje #8 8266 hasta 8424 pies.

Ensamblaje #9 8424 hasta 8802 pies.

Ensamblaje #10 8802 hasta 8965 pies.

Herramientas Direccionales:

Motor de Fondo: 4995 hasta 8424 pies.

Sistema de Rotación Direccional: 8424 hasta 8802 pies.

Motor de Fondo: 8802 hasta 8965 pies.

Fanny 18B-94H

Ensamblaje #6 4884 hasta 7481 pies.

Ensamblaje #7 7481 hasta 9328 pies.

Ensamblaje #8 9328 hasta 9390 pies.

Herramientas Direccionales:

Sistema de Rotación Direccional: 4884 hasta 9328 pies.

Motor de Fondo: 9328 hasta 9390 pies.

Fanny 18B-106H

Ensamblaje #5 5150 hasta 7125 pies.

Ensamblaje #6 7125 hasta 8075 pies.

Ensamblaje #7 8075 hasta 9675 pies.

Ensamblaje #8 9695 hasta 9847 pies.

Ensamblaje #9 9847 hasta 9900 pies.

Herramientas Direccionales:

Sistema de Rotación Direccional: 5150 hasta 8075 pies.

Motor de Fondo: 8075 hasta 9675 pies.

Sistema de Rotación Direccional: 9675 hasta 9900 pies.

CAPITULO 4

4 CONCEPTO Y ELABORACIÓN DE MAPAS DE RIESGO.

4.1. Concepto de Mapa de Riesgo.

Mapa de Riesgo se puede entender como un instrumento de conocimiento de los riesgos y de los daños probables o comprobados de un ámbito determinado.

Los Mapas de Riesgo en la Perforación son considerados una herramienta de análisis técnico y comparativo, utilizados con el fin de describir, los aspectos, complicaciones y dispositivos involucrados en la perforación y en nuestro caso utilizado para la planificación de pozos horizontales en el campo Fanny.

De esta manera se elabora conjuntamente una base de datos de todos los problemas presentados en la perforación.

4.1.1. Descripción del Mapa de Riesgo

Un mapa de Riesgo contiene la información de una cantidad limitada de pozos llamados muestra, en los cuales existen similitudes de litología, trayectorias, objetivo, parámetros y herramientas utilizadas.

También se incluye las limitaciones del taladro que los perforo.

En el estudio se consignan las siguientes partes:

- Captación de Eventos.
- Análisis de la Riesgo.
- Planes de Acción a tomar.

Captación de eventos.- Realiza una estadística del número problemas presentados a los cuales llamaremos eventos para cada pozo de nuestra muestra (porcentajes).

Análisis de Riesgo.- Realiza una estadística de la prolongación en tiempo y repeticiones de los eventos recolectados en la captación de eventos (frecuencia).

Planes de Acción a Tomar.- Detalla las lecciones aprendidas de los problemas analizados que nos lleven a conclusiones de las causas y proponer correctivos a implementar en futuras perforaciones.

Esquemáticamente un Mapa de Riesgo consta de

1. Columna litológica promedio de la zona
2. Prognosis de los riesgos de la perforación.

3. Sumario de eventos.
4. Análisis de severidad.
5. Conclusiones.
6. Correctivos a implementar.

4.2. Problemas presentados en los pozos de estudio en la zona de 12 $\frac{1}{4}$ ".

Para mencionar los problemas que se presentaron en la perforación de la sección de 12.25", los clasificaremos de la siguiente manera:

- Problemas con el Equipo en Superficie.
- Problemas Mecánicos.
- Problemas Hidráulicos.
- Problemas de Pesca.
- Broca Embolada.
- Mal Desempeño de la Broca.
- Mal Desempeño del Ensamblaje de Fondo.
- Hueco Estrecho.
- Tiempo de espera

A continuación detallaremos en las siguientes tablas la captación de los eventos (problemas) presentados en cada pozo con su respectiva clasificación.

Pozo Fanny 18B-89H

Duración en Horas	Clasificación	Profundidad	Eventos
1	Problemas con el Equipo en Superficie	Superficie	Se limpia obstrucción en el múltiple de las zarandas. Estando a 7380 pies.
15,5	Mal Desempeño del Ensamblaje de Fondo	7900	Cambia Ensamblaje #4 mientras atraviesa el conglomerado de Tiyuyacu, ya que construye más de lo requerido y se demanda de mucho tiempo deslizando para recuperar trayectoria.
13,5	Mal Desempeño de la Broca	9889	Cambia Ensamblaje #5 mientras atraviesa la Formación Tena, ya que cae la Tasa de Penetración drásticamente.

Tabla 2-2 Problemas presentados en el Pozo Fanny 18B-89H

Pozo Fanny 18B-98H

Duración en Horas	Clasificación	Profundidad	Eventos
0.5	Problemas con el Equipo en Superficie	Superficie	Perforando el Conglomerado Tiyuyacu a 6794 pies con el Ensamblaje #4, se realiza reparación de antena de comunicaciones en la Corona.
19,5	Mal Desempeño del Ensamblaje de Fondo	7600	Cambia Ensamblaje #4 mientras atraviesa el Conglomerado Tiyuyacu, ya que cae la Tasa de Penetración se cambia el motor de fondo debido a que este no responde a los cambios de dirección.
13	Mal Desempeño del Ensamblaje	7820	Cambia Ensamblaje #5 mientras atraviesa la formación Tena, se revisa caída de Inclinación y se decide cambiar Motor de Fondo.

	de Fondo		
3	Hueco Estrecho	8577	Habiendo perforado hasta 9152 pies la arenisca M1, se realiza viaje para sacar último ensamblaje y se presencia arrastre, tensiona la sarta con 70 Klbs al intentar pasar a 8577 pies pasando la Formación Tena.
4,5	Problemas Mecánicos	8577	Se circula y realiza trabajo de rimado y repaso por hallar puntos apretados desde 8843 hasta 8523 pies al realizar viaje para retirar último ensamblaje usado.

Tabla 2-3 Problemas presentados en el Pozo Fanny 18B-98H

Pozo Fanny 18B-18H

Duración en Horas	Clasificación	Profundidad	Eventos
3	Problemas con el Equipo en Superficie	5714	Perforando la Formación Tiyuyacu con el ensamblaje # 5 se tienen problemas con el *Top Drive, no rota debido al alto Torque.
13,5	Problemas con el Equipo en Superficie	5714	Cambia Ensamblaje #5 al atravesar la formación Tiyuyacu, mientras se espera repuesto para el motor del Top Drive para ponerlo de nuevo en funcionamiento.
38,5	Tiempo de espera	Superficie	Esperando por Repuesto del Motor del Top Drive.
7,5	Broca Embolada	7070	Cambia Ensamblaje #6 al atravesar el Conglomerado Tiyuyacu, debido a que cae la tasa de penetración por posible problema de embolamiento.

17	Mal Desempeño del Ensamblaje de Fondo	7681	Cambia Ensamblaje #7 al atravesar el Conglomerado Tiyuyacu, se realizan 3 **Downlinks consecutivos se procede a cambiar estabilizador y Motor de Fondo del ensamblaje.
12,5	Broca Embolada	7692	Cambia Ensamblaje #8 al atravesar el Conglomerado Tiyuyacu, para limpiar broca y estabilizador por embolamiento, además de cambiar broca.
17	Mal Desempeño de la Broca	8739	Cambia Ensamblaje #9 al atravesar la formación Tena, debido a que cae la tasa de penetración.
4	Problemas Hidráulicos	9256	Perforando la arenisca M1 se tiene constante caída de presión de más o menos 700 psi se levanta la sarta y circula para restablecer presión.
14,5	Mal Desempeño del	9309	Cambia Ensamblaje #10 al atravesar arenisca M1, porque se pierde comunicación entre el MWD

	Ensamblaje de Fondo		y el ***LWD del cual no trabaja el registro de resistividad.
14	Mal Desempeño de la Broca	9333	Cambia Ensamblaje #11 al atravesar arenisca M1, porque cae la tasa de penetración.
3	Mal Desempeño de la Broca	9577	Cambia Ensamblaje #12 al atravesar zona de carbón en la arenisca M1, porque cae la tasa de penetración.
125	Problemas Mecánicos	9129	En el viaje de cambio del ensamblaje #12 se presentan problemas con atascamiento de la tubería de 9129 hasta 7883 pies, se realiza trabajo de rimado.
3	Problemas Hidráulicos	7901	En el viaje de cambio del ensamblaje #12, se nota caída de presión de 400 psi, se pierde flujo en el MWD, se circula para restablecer flujo.
153	Problemas de	4238	Tubería queda atrampada. Se

	Pesca		realiza rotación del ensamblaje a 7706, 4238 y 3523 pies, se revela un hoyo presente en la tubería de perforación a 3539 pies se restablece circulación pero no rotación es decir la sarta se encontraba pegada. Se realiza trabajo de pesca sin éxito. Profundidad del entrapamiento 4238 pies. Se decide realizar corte con explosivos a 7738 pies.
--	-------	--	---

Tabla 2-4 Problemas presentados en el Pozo Fanny 18B-18H

* Top Drive: Poderoso motor eléctrico que hace girar desde la superficie el ensamblaje de perforación.

**Downlinks: método para realizar inclinación automáticamente y obtener una sección tangente lisa.

***LWD: Herramienta de Registro mientras se perfora.

Pozo Fanny 18B-18H-RE1

Duración en Horas	Clasificación	Profundidad	Eventos
31	Problemas con el Equipo en Superficie	5791	Perforando la Formación Tiyuyacu con el Ensamblaje # 3 se presenta problemas con Top Drive (Los sellos de la armadura del motor fallan y dejan caer el disco del freno)
2	Problemas con el Equipo en Superficie	6701	Perforando con el ensamblaje #3 el conglomerado Tiyuyacu se realiza Servicio de Inspección al Top Drive.
13,5	Mal Desempeño de la Broca	7457	Cambia Ensamblaje #3 al atravesar el conglomerado Tiyuyacu, porque se tiene baja tasa de penetración.
3	Problemas con el Equipo en Superficie	8295	Perforando con el ensamblaje #4 la formación Tena se realiza Servicio de Inspección al Top Drive para

			instalar radiador al acople del Disco del motor.
13,5	Mal Desempeño del Ensamblaje de Fondo	9172	Cambia Ensamblaje #4 al atravesar la formación Tena, para cambiar Motor de Fondo ya que pierde orientación.
3.5	Problemas Hidráulicos	9456	Perforando con el ensamblaje #5 la Zona de la arena M-1, trabaja y recupera circulación, se pierden 400 barriles de lodo.

Tabla 2-5 Problemas presentados en el Pozo Fanny 18B-18HRE1

Pozo Fanny 18B-19H

Duración en Horas	Clasificación	Profundidad	Eventos
8.5	Mal Desempeño del Ensamblaje de Fondo	5580	Cambia Ensamblaje #4 al atravesar Orteguaza debido a falla en el motor de fondo por rápido incremento de presión y se descubre pedazos de caucho en los retornos.
5,5	Broca Embolada	6795	Perforando la Formación Tiyuyacu con el Ensamblaje # 5 se circula por problema de embolamiento.
11	Mal Desempeño del Ensamblaje de Fondo	7393	Cambia Ensamblaje #5 al atravesar el conglomerado Tiyuyacu, se tiene baja tasa de penetración, además el Motor experimentó varias paradas durante la carrera, se encuentra restricción y se realiza rimado por 3 hrs en viaje a 6205 pies
11	Broca	7828	Cambia Ensamblaje #6 al atravesar

	Embolada		el conglomerado Tiyuyacu por baja tasa de penetración posible problema de embolamiento de la broca y presencia de Stick and Slip.
7	Mal Desempeño del Ensamblaje de Fondo	8602	Cambia Ensamblaje #7 al atravesar la formación Tena para realizar corrección al ángulo debido a baja tasa de penetración y problemas serios de transmisión de peso
1	Problemas con el Equipo en Superficie	9069	Perforando con ensamblaje #8 se circula y realiza reparación de válvula en bomba de lodo.
12,5	Problemas Mecánicos	9211	Cambia Ensamblaje #8 al atravesar la formación Basal Tena por presencia de Stick and Slip en MWD, baja tasa de penetración, y problemas serios de transmisión de peso.

Tabla 2-6 Problemas presentados en el Pozo Fanny 18B-19H

Pozo Fanny 18B-93H

Duración en Horas	Clasificación	Profundidad	Eventos
17	Mal Desempeño del Ensamblaje de Fondo	7680	Cambia Ensamblaje #4 al atravesar la formación Tena por baja tasa de penetración y cambio de SNMDC.
16.5	Mal Desempeño del Ensamblaje de Fondo	7945	Cambia Ensamblaje #5 al atravesar la formación Tena por baja tasa de penetración se desliza por varias ocasiones para ayudar a obtener la inclinación necesaria pero el ensamblaje no responde.
12.5	Mal Desempeño del	8080	Cambia Ensamblaje #6 al atravesar la formación Tena, se dificulta poder deslizar por varias ocasiones para

	Ensamblaje de Fondo		ayudar a obtener la inclinación necesaria y el ensamblaje no responde.
13,5	Mal Desempeño de la Broca	8266	Cambia Ensamblaje #7 al atravesar la formación Tena para correr broca PDC e intentar mejorar la tasa de penetración.
14.5	Problemas Hidráulicos	8424	Cambia Ensamblaje #8 al atravesar la formación Tena debido a pobre limpieza del pozo, se corre nuevo Motor de Fondo para mejorar el control del BUR.
6	Tiempo de espera	Superficie	Esperando llegada de nuevo Motor de Fondo desde el Coca para correr en ensamblaje #9.
5,5	Mal Desempeño del Ensamblaje de Fondo	8797	Perforando la zona de Napo y la arenisca M-1 con el ensamblaje #9 se saca tubería para realizar viaje corto debido a pérdida de señal en el MWD.

12	Mal Desempeño de la Broca	8802	Cambia Ensamblaje #9 al atravesar la zona de Napo y la arenisca M-1 por baja tasa de penetración debido a atravesar una formación demasiado dura, la zona M-1 y formaciones muy abrasivas.
2	Problemas Mecánicos	8965	Perforando la arenisca M-1 con el ensamblaje #9 se circula debajo del área con alto cambio de ángulo.

Tabla 2-7 Problemas presentados en el Pozo Fanny 18B-93H

Pozo Fanny 18B-94H

Duración en Horas	Clasificación	Profundidad	Eventos
6,5	Hueco Estrecho	6613	Perforando el conglomerado Tiyuyacu con el ensamblaje #6 se realiza viaje de limpieza, y acondiciona puntos apretados.
4,5	Hueco Estrecho	7221	Perforando el conglomerado Tiyuyacu con el ensamblaje #6 se realiza viaje de limpieza y acondiciona puntos apretados.
13	Mal Desempeño del Ensamblaje de Fondo	7481	Cambia Ensamblaje #6 al atravesar el conglomerado Tiyuyacu porque se incrementa el ángulo demasiado rápido.
2	Problemas Hidráulicos	8218	Perforando la formación Tena con el ensamblaje #7 surge una pequeña afluencia de gas que hace que la

			presión hidrostática caiga 8,5 psi.
7	Hueco Estrecho	9200	Perforando la formación Tena con el ensamblaje #7 se realiza viaje de limpieza, y acondiciona puntos apretados.
15,5	Mal Desempeño del Ensamblaje de Fondo	9390	Cambia Ensamblaje #7 al atravesar la arena M1 para correr Motor y construir rápidamente el ángulo.

Tabla 2-8 Problemas presentados en el Pozo Fanny 18B-94H

Pozo Fanny 18B-106H

Duración en Horas	Clasificación	Profundidad	Eventos
8,5	Broca Embolada	7125	Cambia Ensamblaje #5 al atravesar el Conglomerado Tiyuyacu, decide cambiar ensamblaje por posible problema de embolamiento.
10.5	Mal Desempeño del Ensamblaje de Fondo	7385	Cambia Ensamblaje #6 al atravesar el Conglomerado Tiyuyacu, decide cambiar ensamblaje por posible problema de embolamiento además el Motor de Fondo presenta mal funcionamiento, no responde y no construye.
2	Problemas Mecánicos	7744	Perforando el Conglomerado Tiyuyacu con ensamblaje #6 se sacan 2 paradas para circular y controlar el ángulo de construcción durante la reciprocación.

15.5	Mal Desempeño del Ensamblaje de Fondo	8075	Cambia Ensamblaje #7 al atravesar el Conglomerado Tiyuyacu, decide cambiar ensamblaje porque el Motor de Fondo presenta mal funcionamiento ya que incrementa rápido el ángulo de construcción. Corriendo nuevo ensamblaje se encuentra broca embolada, realiza Rimado y lavado del fondo durante 3 hrs.
1	Broca Embolada	9692	Perforando la formación Tena con el ensamblaje #8 se circula por Broca embolada.
13.5	Mal Desempeño del Ensamblaje de Fondo	9695	Cambia Ensamblaje #8 al atravesar la formación Tena, decide cambiar ensamblaje para cambiar broca y reparar Motor de Fondo.

Tabla 2-9 Problemas presentados en el Pozo Fanny 18B-106H

4.3. Desarrollo del Mapa de Riesgo.

4.3.1. Análisis de Riesgo.

Para nuestro estudio y poder elaborar un Mapa de Riesgo adecuadamente diseñado y efectivamente implementado, consideremos este analisis en base a la severidad (tiempo) y probabilidad (frecuencia) con que se presento un evento, utilizando como herramienta la Matriz de Riesgo estándar mostrada a continuación en la Figura 4-1, cabe resaltar que no es parte de nuestro estudio el desarrollo de la misma si no tan solo su utilización. La Severidad del evento se lo clasificará de Bajo, Severo, Mayor y Catastrofico y la Probabilidad en Bajo, Medio y Alto y se desarrolla el codigo de colores presentado en la Figura 4-1.

		Probabilidad		
		Bajo	Medio	Alto
		>30%	30% - 60%	<60%
Severidad	Bajo Menos de 4 hrs			
	Severo De 4 a 24 hrs			
	Mayor De 24 a 48 hrs			
	Catastrofico Mas de 48 hrs			

Figura 4-1 Matriz de Análisis del Impacto del Riesgo.

La medición de la severidad de los Riesgos se hace considerando el tiempo que tomaron, es decir la sumatoria de todos los tiempos perdidos debido a los distintos problemas según su clasificación, obtenido de las Tablas 2.2 a la 2.9 y se realiza una sumatoria de tiempos perdidos para cada clasificación que es dividida para el tiempo total perdido en todos los pozos y de todos los riesgos, con esto se obtiene el porcentaje General de tiempo perdido para cada caso. Este análisis general se lo representa mediante el siguiente gráfico.

Riesgos

- Broca Embolada
- Hueco Estrecho
- Mal Desempeño de la Broca
- Mal Desempeño del Ensamblaje de Fondo
- Problemas Hidráulicos
- Problemas Mecánicos
- Problemas con el Equipo en Superficie
- Problemas de Pesca
- Tiempo de espera

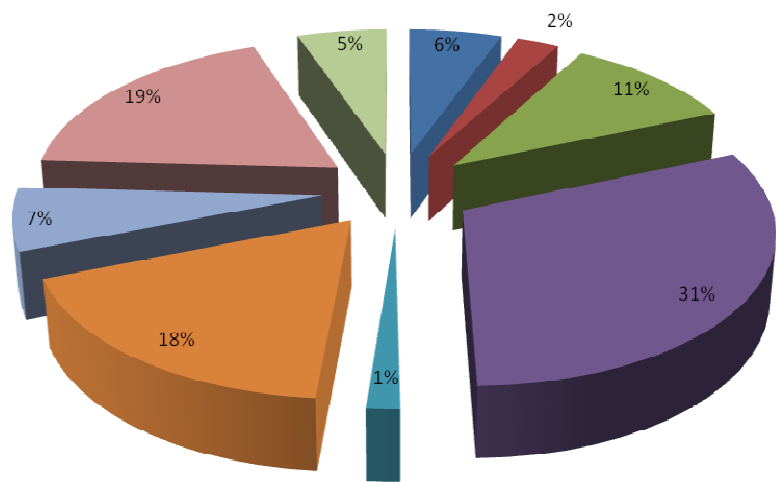


Grafico 1-1 Porcentaje General de tiempos perdidos.

Del grafico se observa que la causa de mayor tiempo perdido es por problemas presentados por mal desempeño del ensamblaje de fondo, lo que corrobora el objetivo de esta tesis.

Adicional a esto la medicion de la Probalidad se hace considerando la frecuencia con que un riesgo se presento dividido para el total de riesgos de todos los pozos, con esto se obtiene la Frecuencia General de Riesgos para cada caso. Este analisis general se lo representa mediante el siguiente grafico.

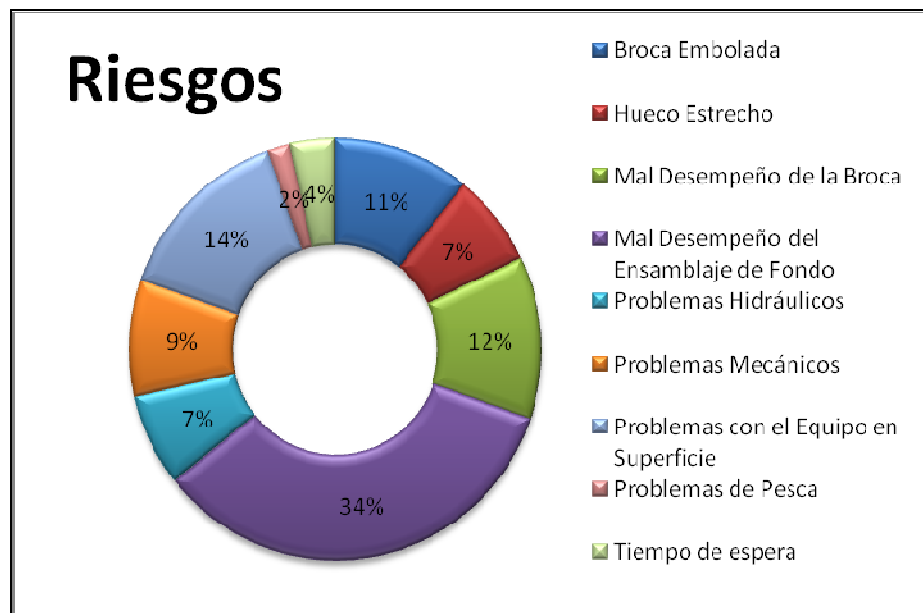


Grafico 1-2 Frecuencia General de Riesgos.

Debido a que la perforacion y sus parametros se diferencia de una zona litologica a otra. Un estudio mas detallado se realiza revisando los problemas presentados por separado para las principales

formaciones atravesadas en la sección de 12.1/4" de esta manera involucramos la geología atravezada y realizamos una mejor discriminación de la consecuencia de los problemas.

Severidad.

Para cada formación y para cada riesgo se tuvo los siguientes tiempos de horas perdidas:

1. *Superficie* se tuvieron 33 hrs perdidas por Problemas con el Equipo en Superficie y 44,5 hrs por Tiempo de espera de equipos.
2. *Chalcana* se tuvieron 153 hrs perdidas por Problemas de pesca.
3. *Orteguaza* se tuvieron 8,5 hrs perdidas por Mal Desempeño del Ensamblaje de Fondo.
4. *Formación Tiyuyacu* se tuvieron 16,5 hrs perdidas por Problemas con el Equipo en Superficie.
5. *Conglomerado Tiyuyacu Superior* se tuvieron 13 hrs perdidas por Problemas de Broca Embolada; 3 hrs perdidas por Problemas Hidráulicos; 2 hrs perdidas por Problemas con el

Equipo en Superficie y 11 hrs perdidas por Problemas de Huevo Estrecho.

6. *Conglomerado Tiyuyacu Inferior* se tuvieron 102 hrs perdidas por Problemas de Mal Desempeño del Ensamblaje de fondo; 32 hrs perdidas por Problemas de Broca Embolada; 2 hrs perdidas por Problemas Mecánicos; 0,5 hrs perdidas por Problemas con el Equipo en Superficie y 13,5 hrs perdidas por Problemas de Mal Desempeño de la Broca.
7. *Formación Tena* se tuvieron 107,5 hrs perdidas por Problemas de Mal Desempeño del Ensamblaje de fondo; 10 hrs perdidas por Problemas de Huevo Estrecho; 129,5 hrs perdidas por Problemas Mecánicos; 44 hrs perdidas por Problemas de Mal Desempeño de la Broca; 3 hrs perdidas por Problemas con el Equipo en Superficie; 2 hrs perdidas por Problemas Hidráulicos; y 1 hr perdida por Problemas de Broca Embolada.
8. *Arena M1* se tuvieron 14,5 hrs perdidas por Problemas Mecánicos; 35,5 hrs perdidas por Problemas de Mal Desempeño del Ensamblaje de fondo; 29 hrs perdidas por Problemas de Mal Desempeño de la Broca y 7,5 hrs perdidas por Problemas Hidráulicos.

Para el *porcentaje de tiempo* en que se presentaron para cada zona se muestra en los siguientes graficos:

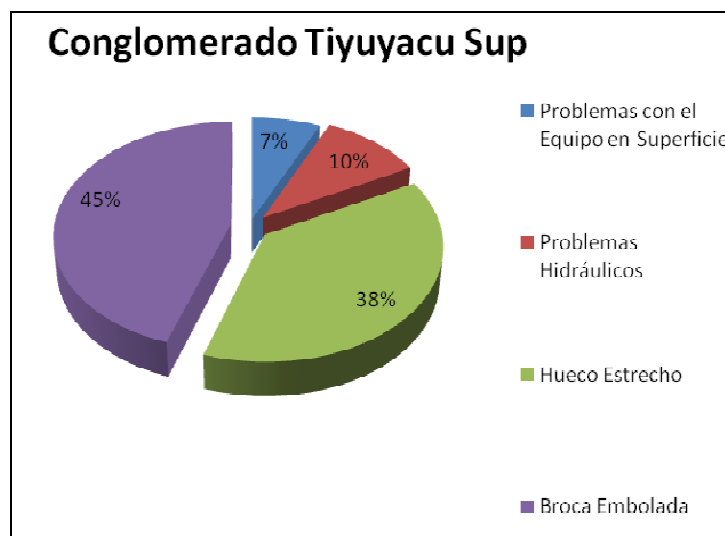


Grafico 1-3 Porcentaje de tiempos perdidos en el Conglomerado Tiyuyacu Superior.

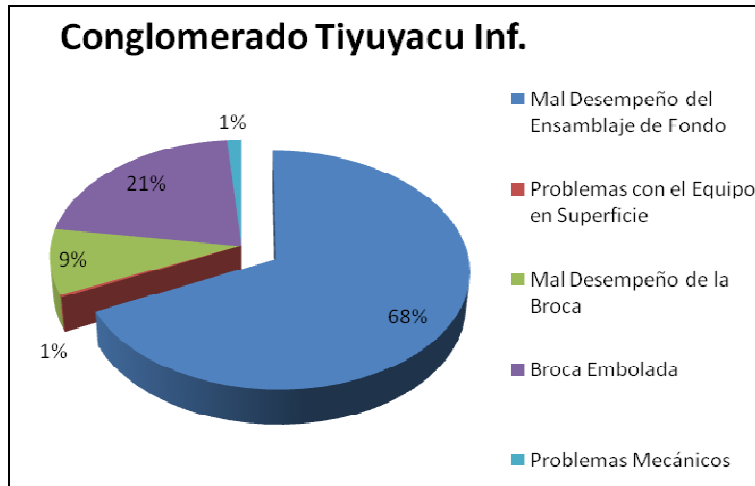


Grafico 1-4 Porcentaje de tiempos perdidos en el Conglomerado Tiyuyacu Inferior.

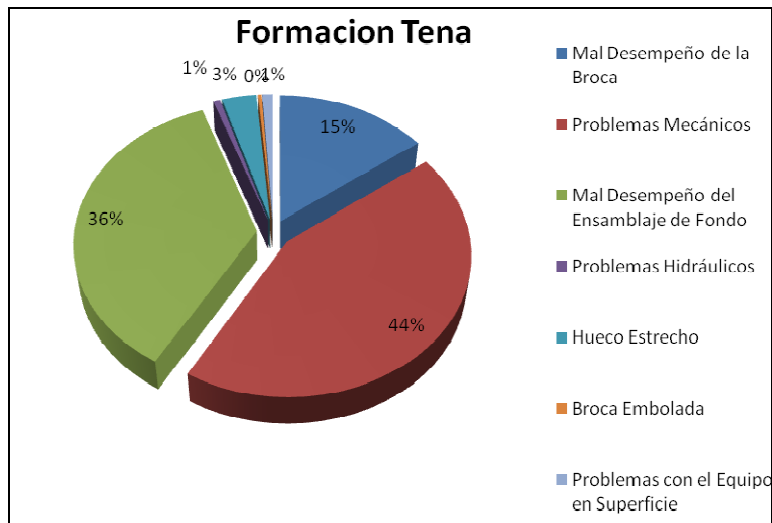


Grafico 1-5 Porcentaje de tiempos perdidos en la Formación Tena.

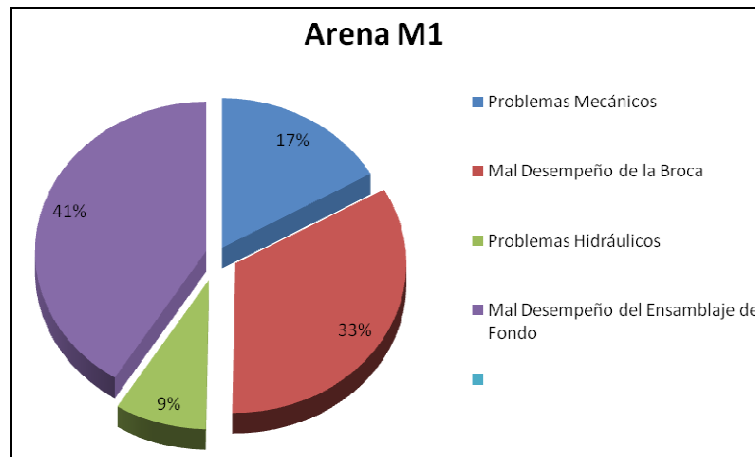


Gráfico 1-6 Porcentaje de tiempos perdidos en la Arena M1.

Probabilidad.

En cada formación cada riesgo se presentó con los siguientes porcentajes:

1. *Superficie* se tuvo un 40% de Problemas a causa de fallas con el Equipo en Superficie y un 60% de Problemas por Tiempos de espera de equipos.
2. *Chalcana* se presentó un 100% de Problemas por de equipos pesca.
3. *Orteguaza* se presentó un 100% de problemas por Mal Desempeño del Ensamblaje de Fondo.
4. *Formación Tiyuyacu* se presentó un 100% de Problemas a causa de fallas con el Equipo en Superficie

En las demas formaciones se muestran los porcentajes (*frecuencia*) en que se presentaron los riesgos en los siguientes graficos:

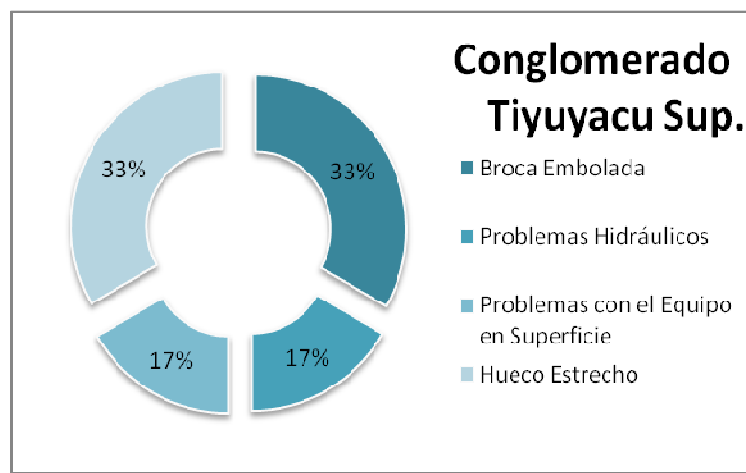


Grafico 1-7 Frecuencia de Riesgos presentados en el Conglomerado Tiyuyacu Superior.

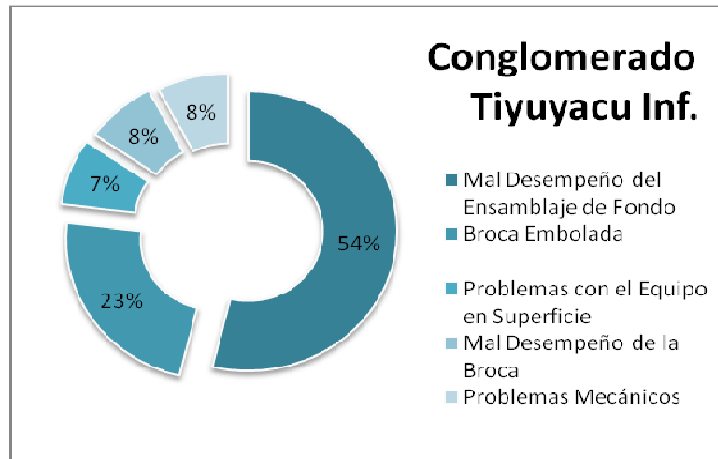


Grafico 1-8 Frecuencia de Riesgos presentados en el Conglomerado Tiyuyacu Inferior.

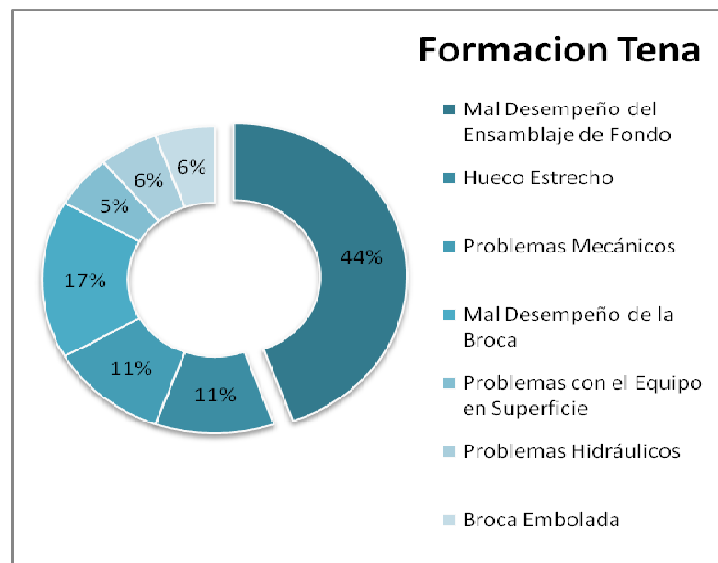


Grafico 1-9 Frecuencia de Riesgos presentados en la Formación Tena.

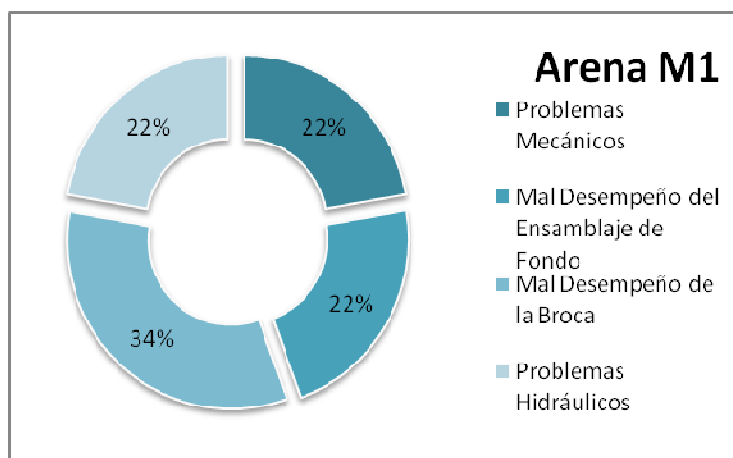


Grafico 1-10 Frecuencia de Riesgos presentados en la Arenisca M1.

Con estos datos obtenidos de tiempos perdidos y frecuencia con que se dieron los diferentes eventos para cada formación elaboramos dentro del mapa de riesgo la Tabla de Impacto del Riesgo para el pozo MIHR-1, en base a la Tabla de Análisis del Impacto del Riesgo, basada en la *Matriz de Análisis de Impacto de Riesgo* expuesta en la Figura 4-1.

Formación	PTV	Problemas con el Equipo en Superficie	Problemas Mecánicos	Problemas Hidráulicos	Hueco Estrecho	Broca Embolada	Mal Desempeño de la Broca	Mal Desempeño del Ensamblaje de Fondo	Problemas de Pesca	Tiempo de espera
Superficie	0 1000									
Chalcana	1000 3940									
Orteguaza	3940 5148									
Tiyuyacu	5148 5832									
Congl. Tiy. Sup.	5832 6838									
Congl. Tiy. Inf.	6838 7297									
Tena	7297 7691									
Basal Tena	7691 7699									
Zona M1	7699 7706									
Carbon M1	7706 7713									
Arena M1	7713 7724									

Tabla 2-10 Tabla de Impacto del Riesgo para el pozo MIHR-1

4.3.2. Mapa de Riesgo.

4.4. Análisis a las soluciones aplicadas a los problemas presentados.

4.4.1. Causas de los Problemas.

De los gráficos 3 - 10 se concluye que la mayoría de problemas presentados al atravesar los Conglomerados Tiyuyacu y Tena fueron relacionados con el mal desempeño del ensamblaje de fondo.

Este estudio cuantitativo manifiesta la importancia de contar con una buena selección de las herramientas a utilizar en el diseño de los ensamblajes, pero vale anotar que existen circunstancias como son el caso de los problemas presentados por tiempos de espera de herramienta, los cuales deben ser eliminados con una buena planificación de los repuestos.

Para el caso de los Problemas de Pesca se refleja un alto grado de severidad pero la frecuencia con que este presento fue mínima de este caso se puede mencionar que se presentaron repetidos problemas con Equipo de Superficie (Top Drive) que se pueden considerar como una posible consecuencia.

También dentro de la causas debemos revisar la dirección de pozos, mostrados en la siguiente tabla de estos datos se obtuvo el gráfico 1-11 que nos muestra la existencia de una Zona de Tensión donde la perforación de pozos se complicaría.

La tabla 2-11 detalla la dirección de los pozos y la de la máxima y mínima tensión horizontal (SH máx. y SH min. respectivamente) presente en la zona referida del modelo geológico mencionado en el capítulo #2.

SH máx.	N	100	O
SH min.	N	80	O
Fanny 18B-89H	N	74	E
Fanny 18B-98H	N	34	E
Fanny 18B-18HRE1	N	8	E
Fanny 18B-19H	S	72	W
Fanny 18B-93H	S	59	E
Fanny 18B-94H	N	87	E
Fanny 18B-106H	N	78	W

Tabla 2-11 Dirección de los Pozo de Estudio

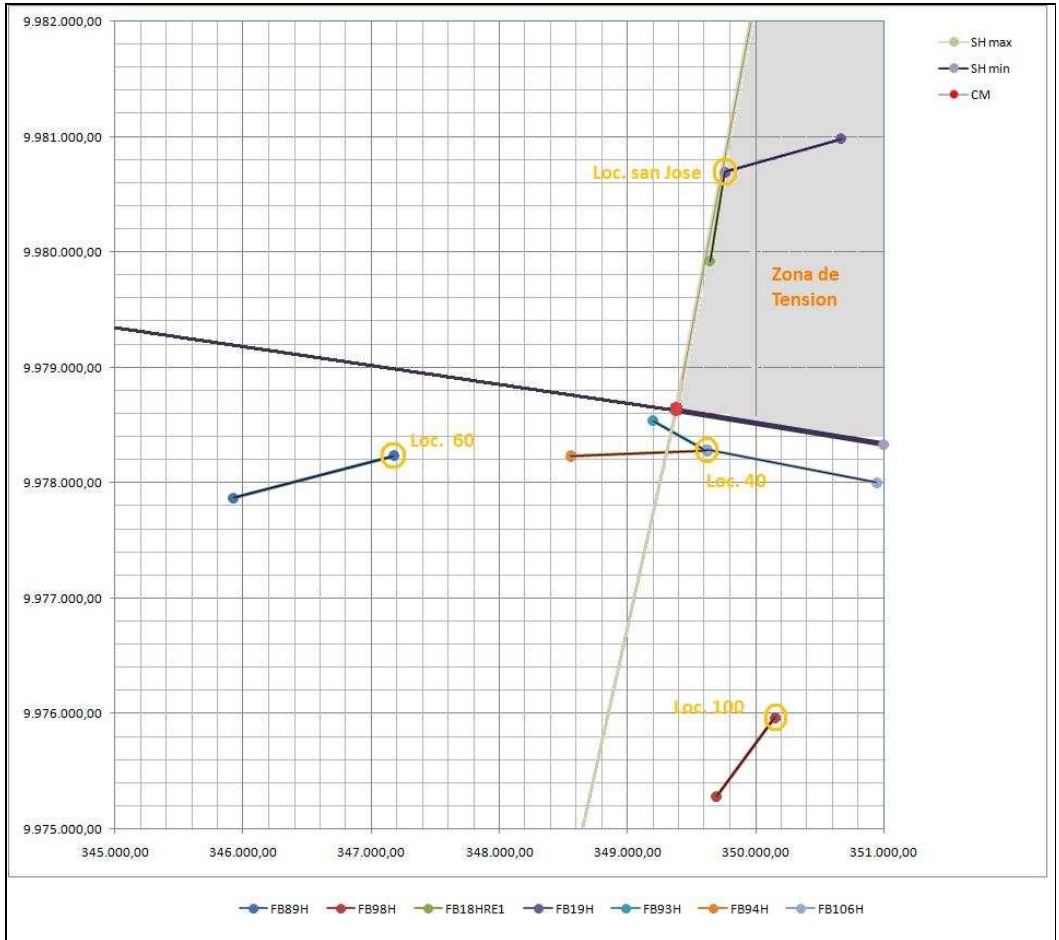


Grafico 1-11 Dirección de los Pozos de Estudio.

4.4.2. Resultados de las remediaciones aplicadas.

El trabajar con parámetros controlados en aquellas zonas de conglomerados, siempre considerar el desfase con la Prognosis para adelantarnos aquellas zonas problemáticas así se ayudará a evitar problemas de Mal Desempeño de la Broca.

Implementando un formato de Herramientas de Renta y Repuestos con los que se debe contar para cada sección. Ayudara a evitar aquellos tiempos perdidos por Espera de Herramientas y Repuestos.

Si se cuenta con un seguimiento del mantenimiento que se le debe de realizar para cada sección a los equipos son disminuidos los problemas presentados por causa de fallas en el Equipo de Superficie.

En general las buenas prácticas de perforación y al realizar viajes de tubería optimizaran la perforación y evitará aquellos problemas que por error humano pueden ser reducidos, para aquellos casos en que ya el equipo de perforación falla y no se pueden continuar las operaciones normales.

Propuesta de Soluciones Alternativas.

Entre otras alternativas que se pueden mencionar tenemos las buenas prácticas durante la perforación y viajes, como:

1. Usar la rotación y limpiar el agujero antes de hacer la conexión.
2. Llevar el registro de puntos apretados (profundidad y peso) detectados durante los viajes entrando y saliendo del agujero.
3. Evitar repasar hacia afuera del agujero, a menos que sea absolutamente necesario.
4. Monitorear los equipos en superficie en especial el equipo de control de sólidos.
5. Usar un análisis de las tendencias de los parámetros medidos en el equipo.
6. Minimizar las secciones con perforación en modo deslizante.

4.5. Aplicación del mapa de riesgo para la planificación de la perforación del pozo MIHR-1H.

El pozo MIHR-1H será diseñado como un pozo de desarrollo por ser perforado en la locación 100 del Bloque Tarapoa en el campo Fanny. Este pozo será el segundo pozo horizontal perforado desde la locación 100, ubicado a 7752 pies

en el fondo en dirección sur. Se espera identificar reservas de la Arenisca "M1" donde se navegara +/- 656 pies (objetivo primario).

La profundidad total del pozo está planificada a 10418 PTM (7752 PTV) y el diseño de mecánico incluirá un Revestidor de superficie de 13.3/8", un intermedio de producción de 9.5/8" y finalmente un liner ranurado de producción de 7" hasta PT.

Datos del pozo:

Locación: 100

Propósito del pozo: Desarrollo

Elevación del terreno: 748.36 pies

Coordenadas de Superficie: Norte: 99759421.1

Este: 350158.1

Objetivo Direccional: Navegar en la Arenisca "M1" 656 pies

Norte: 9975956.238

Este: 349353.785

Profundidad Total: 10418 PTM / 7752 PTV.

El diseño del Plan de perforación para la sección de 12.25 pulgadas se realizará en base a los problemas presentados para el caso del Fanny 18B-98H perforado en la misma locación.

Propuesta para la Sección de 12.25”

Para este caso el resumen del mapa de riesgo nos presenta tres posibles riesgos a prevenir.

- Mal Desempeño del Ensamblaje de Fondo
- Hueco Estrecho
- Problemas con el Equipo de Superficie

A continuación para cada caso se presentara una propuesta con el fin de minimizarlos.

Ensamblaje Propuesto:

Esta sección será perforada tangencialmente desde 4954 hasta 9298 PTM, teniendo el punto inicial de desvío de esta sección a 4961 PTM, donde se empieza a construir ángulo a razón de 2° cada 100 p ies hasta la profundidad final de la sección a 9298 PTM para alcanzar los 85.874° girando hasta 246.743° de azimuth y se estima perforar la sección con un solo BHA.

De las lecciones aprendidas en la perforación del Fanny 18B-98H, el mapa de riesgo nos presenta que la principal causa de problemas para la sección de 12.25 pulgadas es el mal desempeño de los ensamblajes de fondo, razón por la cual para esta sección se requiere del Diseño de un Ensamblaje cuyo objetivo sea transferir y proveer peso, que sea rígido y con resistencia al pandeo para realizar la zona de construcción.

Un ensamblaje convencional para lograr este objetivo será el siguiente:

- | | |
|---|-------------|
| 1.- Broca PDC | 12.25 pulg. |
| 2.- Sistema Rotativo Direccional | |
| 3.- Estabilizador | 12 pulg. |
| 4.- Crossover | |
| 5.- Collar corto no magnético. | 8 pulg. |
| 6.- Herramienta de Medición mientras se Perfora | |
| 7.- Collar no magnético | 8 pulg. |
| 8.- Tubería pesada de perforación. | 5 pulg. |
| 9.- Martillo Hidráulico. | |
| 10.- Tubería pesada de perforación. | 5 pulg. |

La cantidad Tubería pesada en el numeral 8 y 10 dependerá del peso requerido sobre la broca del caso aprendido en el Fanny 18B-98H, se recomienda 19 por encima del martillo y 30 por debajo. La utilización del numeral 5 es para aislar al MWD del magnetismo del estabilizador.

Parámetros Recomendados:

Densidad lbs/gal: 9,8 a 10,2 LPG

Caudal: 700 a 750 GPM

Rotaria: 150 a 180 RPM.

Manejo de la Limpieza del Hoyo:

En respuesta a los problemas de hueco estrecho que se pueden presentar se debe mantener atención en las zarandas, observando si hay algún cambio en el tamaño y forma de los cortes. Especialmente para la zona de lutitas que es donde se puede presentar inestabilidad del hoyo.

Es importante monitorear la limpieza del hoyo, en caso de que se tenga aumento de torque o arrastre durante algún viaje se sugiere bajar 2 o 3 paradas abajo del punto apretado y circular el pozo.

Como recomendación adicional, una vez que se tenga indicios de que se alcanzo la profundidad de los Conglomerados de Tiyuyacu, se deberá reducir entre 90 y 100 RPM, hasta perforar aproximadamente 15 pies (como regla de dedo) en dicha formación, donde se restablecerá los parámetros normales, con la finalidad de evitar el daño prematuro de la broca a la entrada del conglomerado.

Lista de Herramientas:

Como buena práctica completar una lista de chequeo que incluya inventario y fecha de mantenimiento de equipos y materiales de contingencia para esta sección del hoyo. Esta lista debe ser preparada y chequeada antes de empezar a perforar.

Conclusiones

1. Zonas con problemas de embolamiento son debido a la presencia de arcillas; este problema puede ser tratado con un mejor aditivo para lograr encapsularlas y analizando las Hidráulicas con las que se trabajan procurar $HSI > 2$.
2. Los problemas de pega se ocasionaron al atravesar una zona de tensión y no contaron con una buena rotación de la sarta (Fallas con el Top Drive).
3. El desempeño de ensamblajes de fondo dependerá mayormente de la litología y los cambios de ángulo que se tenga. No debemos generalizar el tipo de ensamblaje de fondo, ya que determinado ensamblaje de fondo puede trabajar bien en una cierta área y muy diferente en otra. Como regla de dedo se puede Implementar el uso de Sistemas Rotativos Direccionales cuando se tengan cambios de ángulos menores de 2° cada 100 pies.

4. Trabajar con parámetros controlados en aquellas zonas de conglomerados, pronosticando unos 15 pies antes de entrar a perforar estas zonas.
5. Siempre considerar el desfase con la Prognosis para adelantarnos en aquellas zonas problemáticas, así se ayudará a evitar problemas de Mal Desempeño de la Broca.
6. Los tiempos perdidos por Espera de Herramientas y Repuestos pueden ser evitados implementando un formato de Herramientas de Renta y Repuestos para ser usados en cada sección.
7. Los problemas presentados por causa de fallas en el Equipo de Superficie son disminuidos si se cuenta con un seguimiento del mantenimiento que se le debe de realizar para cada sección.
8. Realizar Hojas de Viaje registrando la profundidad y peso de los puntos apretados.

9. Si se presenta el caso de problemas de Hueco Estrecho, considerar que el pozo nunca se encuentra del todo limpio y manejarlo bajo este concepto antes de repasar la sarta y mantener siempre la rotación y circulación para evitar problemas de pega.
10. Como parte de los problemas de mal desempeño del ensamblaje de fondo, se debe tener en cuenta que al perforar a través de lutitas la tendencia de todo ensamblaje de fondo será perder inclinación agresivamente, como fue el caso del Fanny 18B-93H.
11. La propuesta del ensamblaje en el MIHR – 1H está basada en la experiencia obtenida de la perforación del pozo Fanny 18B-98H, razón por la cual la utilización de un ensamblaje similar a ultimo utilizado en este caso.
12. El uso de un sistema rotativo se debe a que la tasa de aumento de ángulo es a razón de 2 °por cada 100 pies, la cual es ratificado en la propuesta del MIHR – 1H como se concluye en el literal 3.

Recomendaciones

1. En la captación de eventos de los pozos en estudio no se considero el tiempo perdido por operaciones de cortado de cable de Perforación, debido a que esta operación se dio en todos los casos dentro de las Operaciones de Perforación, se debe programar esta acción para las Operaciones de Bajar Revestidor y Cementación durante las cuales no interrumpe la operación.
2. Una recomendación para evitar un incidente de pega diferencial en esta sección es evitar la toma de numerosos surveys* desde el tope de la Arenisca M-1 (7732 PTM según pronosis).
3. Para reaccionar antes de un problema de hueco estrecho se debe mantener atención en las zarandas, observando si hay algún cambio en el tamaño y forma de los cortes; este monitoreo nos indicara si existe inestabilidad en el hoyo.

4. Aunque no se presentaron problemas debido a incidente o accidentes con el personal, es un ámbito de valiosa importancia procurar y mantener la seguridad del personal, cuidado del ambiente y de los equipos y no debe ser desvalorado. Cualquier persona dentro de cualquier operación está en la potestad de parar cualquier operación de observar un acto inseguro.
5. Inspeccionar todos los componentes del ensamblaje de fondo antes de empezar las operaciones de perforación.
6. Monitorear y reportar diariamente las horas de operación de los martillos, herramientas MWD y motor de fondo, además de las máximas revoluciones de las brocas tricónicas, datos importantes para el análisis de las fallas de los equipos.
7. Una buena práctica dentro de la perforación es la toma de presiones reducidas o tasa lenta de bombeo en cada cambio de las

propiedades del lodo, cambio de cuadrilla, cambio de ensamblaje, cambio de TFA y/o de broca.

8. Otra practica, durante la perforación de la sección de 12.1/4", es la de repasar una a dos veces cada conexión, dependiendo de la TDP y los valores observados de arrastre.
9. Dentro del chequeo de los equipos, antes del inicio de la perforación de la sección de 12 1/4", se debe poner mayor énfasis al cambio de pistones en las bombas y la revisión del Top Drive.
10. Durante cada cambio de ensamblaje de fondo correr las respectivas hidráulicas a la profundidad total o a la profundidad del siguiente viaje limpieza programado

ANEXOS

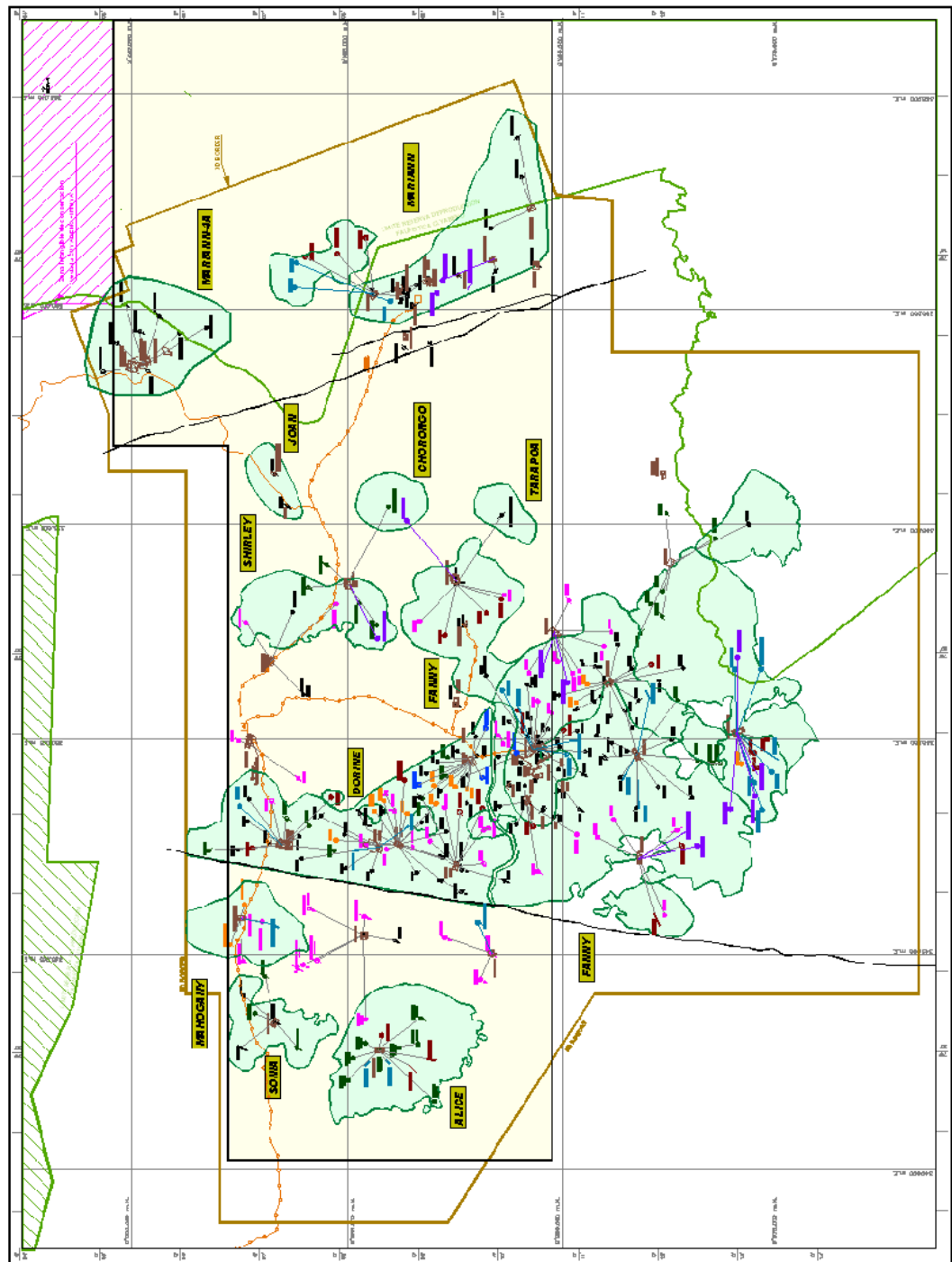
Anexo A Tubería de Perforación

DRILL PIPE							TOOL JOINT				
NOM O.D.		NOM WEIGHT		SHIPMENT WEIGHT		UPSET &	CONN.	OUTSIDE DIAMETER		INSIDE DIAMETER	
IN	MM	LB/FT	WALL	LB/FT	KG/M	GRADE		IN	MM	IN	MM
2 3/8	60.33	4.85	4.83	5.16	7.68	EU-E	NC26	3 3/8	85.73	1 3/4	44.45
2 3/8	60.33	4.85	4.83	4.89	7.28	EU	OH	3 1/8	79.38	2	50.80
2 3/8	60.33	4.85	4.83	4.97	7.40	EU	SLH90	3 1/4	82.55	2	50.80
2 3/8	60.33	4.85	4.83	5.06	7.53	EU	WO	3 3/8	85.73	2	50.80
2 3/8	60.33	6.65	7.11	6.92	10.30	EU-E	NC26	3 3/8	85.73	1 3/4	44.45
2 3/8	60.33	6.65	7.11	6.83	10.16	EU	OH	3 1/4	82.55	1 3/4	44.45
2 3/8	60.33	6.65	7.11	6.71	9.99	IU	PAC	2 7/8	73.03	1 3/8	34.93
2 3/8	60.33	6.65	7.11	6.73	10.02	EU	SLH90	3 1/4	82.55	2	50.80
2 3/8	60.33	6.65	7.11	7.01	10.43	EU-X	NC26	3 3/8	85.73	1 3/4	44.45
2 3/8	60.33	6.65	7.11	6.89	10.25	EU	SLH90	3 1/4	82.55	1 13/16	46.04
2 3/8	60.33	6.65	7.11	7.01	10.43	EU-G	NC26	3 3/8	85.73	1 3/4	44.45
2 3/8	60.33	6.65	7.11	6.89	10.25	EU	SLH90	3 1/4	82.55	1 13/16	46.04
2 7/8	73.03	6.85	7.11	7.36	10.95	EU-E	NC31	4 1/8	104.78	2 1/8	53.98
2 7/8	73.03	6.85	5.51	6.85	10.19	EU	OH	3 3/4	95.25	2 7/16	61.91
2 7/8	73.03	6.85	5.51	6.96	10.36	EU	SLH90	3 7/8	98.43	2 7/16	61.91
2 7/8	73.03	6.85	5.51	7.19	10.70	EU	WO	4 1/8	104.78	2 7/16	61.91
2 7/8	73.03	10.40	9.19	10.76	16.01	EU-E	NC31	4 1/8	104.78	2 1/8	53.98
2 7/8	73.03	10.40	9.19	10.51	15.64	EU	OH	3 7/8	98.43	2 5/32	54.77
2 7/8	73.03	10.40	9.19	10.15	15.10	IU	PAC	3 1/8	79.38	1 1/2	38.10
2 7/8	73.03	10.40	9.19	10.51	15.64	EU	SLH90	3 7/8	98.43	2 5/32	54.77
2 7/8	73.03	10.40	9.19	10.99	16.35	IU	XH	4 1/4	107.95	1 7/8	47.63
2 7/8	73.03	10.40	9.19	10.28	15.30	IU	NC26	3 3/8	85.73	1 3/4	44.45
2 7/8	73.03	10.40	9.19	10.96	16.31	EU-X	MC31	4 1/8	104.78	2	50.80
2 7/8	73.03	10.40	9.19	10.84	16.13	EU	SLH90	4	101.60	2	50.80
2 7/8	73.03	10.40	9.19	10.96	16.31	EU-G	NC31	4 1/8	104.78	2	50.80
2 7/8	73.03	10.40	9.19	10.84	16.13	EU	SLH90	4	101.60	2	50.80
2 7/8	73.03	10.40	9.19	11.38	16.94	EU-S	NC31	4 3/8	111.13	1 5/8	41.28
2 7/8	73.03	10.40	9.19	11.12	16.55	EU	SLH90	4 1/8	104.78	1 5/8	41.28
3 1/2	88.90	9.50	6.45	10.44	15.54	EU-E	NC38	4 3/4	120.65	2 11/16	68.26
3 1/2	88.90	9.50	6.45	9.89	14.72	EU	OH	4 1/2	114.30	3	76.20
3 1/2	88.90	9.50	6.45	10.05	14.96	EU	SLH90	4 5/8	117.48	3	76.20
3 1/2	88.90	9.50	6.45	10.20	15.18	EU	WO	4 3/4	120.65	3	76.20
3 1/2	88.90	13.30	9.35	14.41	21.44	EU-E	H90	5 1/4	133.35	2 3/4	69.85
3 1/2	88.90	13.30	9.35	13.77	20.49	EU	NC38	4 3/4	120.65	2 11/16	68.26
3 1/2	88.90	13.30	9.35	13.77	20.49	EU	OH	4 3/4	120.65	2 11/16	68.26
3 1/2	88.90	13.30	9.35	13.40	19.94	IU	NC31	4 1/8	104.78	2 1/8	53.98
3 1/2	88.90	13.30	9.35	13.94	20.74	EU	XH	4 3/4	120.65	2 7/16	61.91
3 1/2	88.90	13.30	9.35	14.63	21.77	EU-X	H90	5 1/4	133.35	2 3/4	69.85
3 1/2	88.90	13.30	9.35	14.41	21.44	EU	NC38	5	127.00	2 9/16	65.09
3 1/2	88.90	13.30	9.35	14.07	20.94	EU	SLH90	4 3/4	120.65	3 9/16	90.49
3 1/2	88.90	13.30	9.35	14.49	21.56	EU-G	NC38 (IF)	5	127.00	2 7/16	61.91
3 1/2	88.90	13.30	9.35	14.07	20.94	EU	SLH90	4 3/4	120.65	2 9/16	65.09
3 1/2	88.90	13.30	9.35	14.69	21.86	EU-S	NC38	5	127.00	2 1/8	53.98
3 1/2	88.90	13.30	9.35	14.69	21.86	EU	SLH90	5	127.00	2 1/8	53.98
3 1/2	88.90	13.30	9.35	15.04	22.38	EU	NC40	5 3/8	136.53	2 7/16	61.91
3 1/2	88.90	15.50	11.40	16.39	24.39	EU-E	NC38	5	127.00	2 9/16	65.09
3 1/2	88.90	15.50	11.40	16.69	24.84	EU-X	NC38	5	127.00	2 7/16	61.91
3 1/2	88.90	15.50	11.40	16.88	25.12	EU-G	NC38	5	127.00	2 1/8	53.98
3 1/2	88.90	15.50	11.40	16.96	25.24	EU	NC40	5 1/4	133.35	2 9/16	65.09
3 1/2	88.90	15.50	11.40	16.88	25.12	EU-S	NC38	5	127.00	2 1/8	53.98
3 1/2	88.90	15.50	11.40	17.56	26.13	EU-S	NC40	5 1/2	139.70	2 1/4	57.15
4	101.60	11.85	6.65	13.07	19.45	IU-E	H90	5 1/2	139.70	2 13/16	71.44
4	101.60	11.85	6.65	13.51	20.11	EU	NC46	6	152.40	3 1/4	82.55
4	101.60	11.85	6.65	12.10	18.01	EU	OH	5 1/4	133.35	3 15/32	88.11
4	101.60	11.85	6.65	12.91	19.21	EU	WO	5 3/4	146.05	3 7/16	87.31
4	101.60	14.00	8.38	15.06	22.41	IU-E	NC40	5 1/4	133.35	2 13/16	71.44
4	101.60	14.00	8.38	15.41	22.93	IU	H90	5 1/2	139.70	2 13/16	71.44
4	101.60	14.00	8.38	15.85	23.59	EU	NC46	6	152.40	3 1/4	82.55
4	101.60	14.00	8.38	15.03	22.37	EU	OH	5 1/2	139.70	3 1/4	82.55
4	101.60	14.00	8.38	14.37	21.38	IU	SH	4 5/8	117.48	2 9/16	65.09
4	101.60	14.00	8.38	15.30	22.77	IU-X	NC40	5 1/4	133.35	2 11/16	68.26
4	101.60	14.00	8.38	15.55	23.14	IU	H90	5 1/2	139.70	2 13/16	71.44
4	101.60	14.00	8.38	16.14	24.02	EU	NC46	6	152.40	3 1/4	82.55
4	101.60	14.00	8.38	15.90	23.66	IU-G	NC40	5 1/2	139.70	2 7/16	61.91
4	101.60	14.00	8.38	15.55	23.14	IU	H90	5 1/2	139.70	2 13/16	71.44
4	101.60	14.00	8.38	16.14	24.02	EU	NC46	6	152.40	3 1/4	82.55
4	101.60	14.00	8.38	16.18	24.08	IU-S	NC40	5 1/2	139.70	2	50.80
4	101.60	14.00	8.38	15.55	23.14	IU	H90	5 1/2	139.70	2 13/16	71.44
4	101.60	14.00	8.38	16.38	24.38	EU	NC46	6	152.40	3	76.20
4	101.60	15.70	9.67	16.81	25.02	IU-E	NC40	5 1/4	133.35	2 11/16	68.26
4	101.60	15.70	9.67	17.07	25.40	IU	H90	5 1/2	139.70	2 13/16	71.44
4	101.60	15.70	9.67	17.51	26.06	EU	BC46	6	152.40	2 1/4	57.15
4	101.60	15.70	9.67	17.55	26.12	IU-X	NC40	5 1/2	139.70	2 7/16	61.91
4	101.60	15.70	9.67	17.17	25.55	IU	H90	5 1/2	139.70	2 13/16	71.44
4	101.60	15.70	9.67	17.75	26.41	EU	NC46	6	152.40	3 1/4	82.55
4	101.60	15.70	9.67	17.55	26.12	IU-G	NC40	5 1/2	139.70	2 7/16	61.91
4	101.60	15.70	9.67	17.17	25.55	IU	H90	5 1/2	139.70	2 13/16	71.44
4	101.60	15.70	9.67	17.75	26.41	EU	NC46	6	152.40	2 1/4	57.15
4	101.60	15.70	9.67	18.03	26.83	EU-S	NC46	6	152.40	3	76.20
4 1/2	114.30	13.75	6.88	15.21	22.63	IU-E	H90	6	152.40	3 1/4	82.55
4 1/2	114.30	13.75	6.88	14.93	22.22	EU	NC50	6 3/8	161.93	3 3/4	95.25
4 1/2	114.30	13.75	6.88	14.06	20.92	EU	OH	5 3/4	146.05	3 31/32	100.81

NOM O.D.		NOM WEIGHT		SHIPMENT WEIGHT		UPSET &	CONN.	OUTSIDE DIAMETER		INSIDE DIAMETER	
IN	MM	LB/FT	WALL	LB/FT	KG/M	GRADE		IN	MM	IN	MM
4 1/2	114.30	13.75	6.88	14.79	22.01	EU	WO	6 1/8	155.58	3 7/8	98.43
4 1/2	114.30	16.60	8.56	18.14	27.00	IEU-E	FH	6	152.40	3	76.20
4 1/2	114.30	16.60	8.56	17.81	26.50	IEU-E	H90	6	152.40	3 1/4	82.55
4 1/2	114.30	16.60	8.56	17.8	26.49	EU	NC50	6 3/8	161.93	3 3/4	95.25
4 1/2	114.30	16.60	8.56	17.10	25.45	EU	OH	5 7/8	149.23	3 3/4	95.25
4 1/2	114.30	16.60	8.56	16.79	24.99	IEU-E	NC38	5	127.00	2 11/16	68.26
4 1/2	114.30	16.60	8.56	18.37	27.34	IEU-E	NC46	6 1/4	158.75	3 1/4	82.55
4 1/2	114.30	16.60	8.56	18.62	27.71	IEU-X	FH	6	152.40	3	76.20
4 1/2	114.30	16.60	8.56	18.39	27.37	IE-U	H90	6	152.40	3 1/4	82.55
4 1/2	114.30	16.60	8.56	18.34	27.29	EU	NC50	6 3/8	161.93	3 3/4	95.25
4 1/2	114.30	16.60	8.56	18.88	28.10	IE-U	NC46	6 1/4	158.75	3	76.20
4 1/2	114.30	16.60	8.56	18.62	27.71	IEU-G	FH	6	152.40	3	76.20
4 1/2	114.30	16.60	8.56	18.39	27.37	IE-U	H90	6	152.40	3 1/4	82.55
4 1/2	114.30	16.60	8.56	18.34	27.29	EU	NC50	6 3/8	161.93	3 3/4	95.25
4 1/2	114.30	16.60	8.56	18.88	28.10	IE-U	NC46	6 1/4	158.75	3	76.20
4 1/2	114.30	16.60	8.56	19.28	28.69	IEU-S	FH	6 1/4	158.75	2 1/2	63.50
4 1/2	114.30	16.60	8.56	18.42	27.41	IE-U	H90	6	152.40	3	76.20
4 1/2	114.30	16.60	8.56	18.61	27.69	EU	NC50	6 3/8	161.93	3 1/2	88.90
4 1/2	114.30	16.60	8.56	19.09	28.41	IE-U	NC46	6 1/4	158.75	2 3/4	69.85
4 1/2	114.30	20.00	10.92	21.63	32.19	IEU-E	FH	6	152.40	3	76.20
4 1/2	114.30	20.00	10.92	21.63	32.19	IE-U	H90	6	152.40	3	76.20
4 1/2	114.30	20.00	10.92	21.62	32.17	EU	NC50	6 3/8	161.93	3 5/8	92.08
4 1/2	114.30	20.00	10.92	22.09	32.87	IE-U	NC46	6 1/4	158.75	3	76.20
4 1/2	114.30	20.00	10.92	22.29	33.17	IEU-X	FH	6	152.40	2 1/2	63.50
4 1/2	114.30	20.00	10.92	21.79	32.43	IE-U	H90	6	152.40	3 1/4	82.55
4 1/2	114.30	20.00	10.92	22.13	32.93	EU	NC50	6 3/8	161.93	3 1/2	88.90
4 1/2	114.30	20.00	10.92	22.56	33.57	IE-U	NC46	6 1/4	158.75	2 3/4	69.85
4 1/2	114.30	20.00	10.92	22.29	33.17	IEU-G	FH	6	152.40	2 1/2	63.50
4 1/2	114.30	20.00	10.92	21.90	32.59	IE-U	H90	6	152.40	3	76.20
4 1/2	114.30	20.00	10.92	22.13	32.93	EU	NC50	6 3/8	161.93	3 1/2	88.90
4 1/2	114.30	20.00	10.92	22.75	33.86	IE-U	NC46	6 1/4	158.75	2 1/2	63.50
4 1/2	114.30	20.00	10.92	23.22	34.56	EU-S	NC50	6 5/8	168.28	3	76.20
4 1/2	114.30	20.00	10.92	22.93	34.12	IE-U	NC46	6 1/4	158.75	2 1/4	57.15
4 1/2	114.30	22.82	12.70	24.07	35.82	EU-E	NC50	6 3/8	161.93	3 5/8	92.08
4 1/2	114.30	22.82	12.70	24.59	36.59	IE-U	NC46	6 1/4	158.75	3	76.20
4 1/2	114.30	22.82	12.70	25.43	37.84	IEU-X	FH	6 1/4	158.75	2 1/4	57.15
4 1/2	114.30	22.82	12.70	24.58	36.58	EU	NC50	6 3/8	161.93	3 1/2	88.90
4 1/2	114.30	22.82	12.70	25.06	37.29	IE-U	NC46	6 1/4	158.75	2 3/4	69.85
4 1/2	114.30	22.82	12.70	25.13	37.40	EU-G	NC50	6 1/2	165.10	3 1/4	82.55
4 1/2	114.30	22.82	12.70	25.25	37.58	EU-G	NC46	6 1/4	158.75	2 1/2	63.50
4 1/2	114.30	22.82	12.70	25.83	38.44	EU-S	NC50	6 5/8	168.28	2 3/4	69.85
5	127.00	19.50	9.19	22.26	33.13	IEU-E	5-1/2FH	7	177.80	3 3/4	95.25
5	127.00	19.50	9.19	20.89	31.09	IEU-E	NC50	6 5/8	168.28	3 3/4	95.25
5	127.00	19.50	9.19	22.46	33.42	IEU-X	5-1/2FH	7	177.80	3 3/4	95.25
5	127.00	19.50	9.19	22.08	32.86	IEU-X	H90	6 1/2	165.10	3 1/4	82.55
5	127.00	19.50	9.19	21.44	31.91	IEU-X	NC50	6 5/8	168.28	3 1/2	88.90
5	127.00	19.50	9.19	22.46	33.42	IEU-G	5-1/2FH	7	177.80	3 3/4	95.25
5	127.00	19.50	9.19	22.32	33.22	IEU-G	H90	6 1/2	165.10	3	76.20
5	127.00	19.50	9.19	21.92	32.62	IEU-G	NC50	6 5/8	168.28	3 1/4	82.55
5	127.00	19.50	9.19	23.40	34.82	IEU-S	5-1/2FH	7 1/4	184.15	3 1/2	88.90
5	127.00	19.50	9.19	22.60	33.63	IEU-S	NC50	6 5/8	168.28	2 3/4	69.85
5	127.00	25.60	12.70	28.26	42.06	IEU-E	5-1/2FH	7	177.80	3 1/2	88.90
5	127.00	25.60	12.70	26.89	40.02	IEU-E	NC50	6 3/8	161.93	3 1/2	88.90
5	127.00	25.60	12.70	28.45	42.34	IEU-X	5-1/2FH	7	177.80	3 1/2	88.90
5	127.00	25.60	12.70	27.86	41.46	IEU-X	NC50	6 1/2	165.10	3	76.20
5	127.00	25.60	12.70	29.01	43.17	IEU-G	5-1/2FH	7 1/4	184.15	3 1/2	88.90
5	127.00	25.60	12.70	28.32	42.14	IEU-G	NC50	6 5/8	168.28	2 3/4	69.85
5	127.00	25.60	12.70	28.78	42.83	IEU-S	NC50	6 3/4	171.45	2 1/2	63.50
5	127.00	25.60	12.70	29.35	43.68	IEU-S	5-1/2FH	7 1/4	184.15	3 1/4	82.55
5 1/2	139.70	21.90	9.17	23.77	35.37	IEU-E	FH	7	177.80	4	101.60
5 1/2	139.70	21.90	9.17	24.37	36.27	IEU-X	FH	7	177.80	3 3/4	95.25
5 1/2	139.70	21.90	9.17	24.64	36.67	IEU-X	H90	7	177.80	3 1/2	88.90
5 1/2	139.70	21.90	9.17	25.21	37.52	IEU-G	FH	7 1/4	184.15	3 1/2	88.90
5 1/2	139.70	24.70	10.54	26.33	39.18	IEU-S	FH	7 1/2	190.50	3	76.20
5 1/2	139.70	24.70	10.54	26.33	39.18	IEU-E	FH	7	177.80	4	101.60
5 1/2	139.70	24.70	10.54	27.76	41.31	IEU-X	FH	7 1/4	184.15	3 1/2	88.90
5 1/2	139.70	24.70	10.54	27.76	41.31	IEU-G	FH	7 1/4	184.15	3 1/2	88.90
5 1/2	139.70	24.70	10.54	28.87	42.96	IEU-S	FH	7 1/2	190.50	3	76.20
6 5/8	168.28	25.20	8.38	27.30	40.63	IEU-E	FH	8	203.20	5	127.00

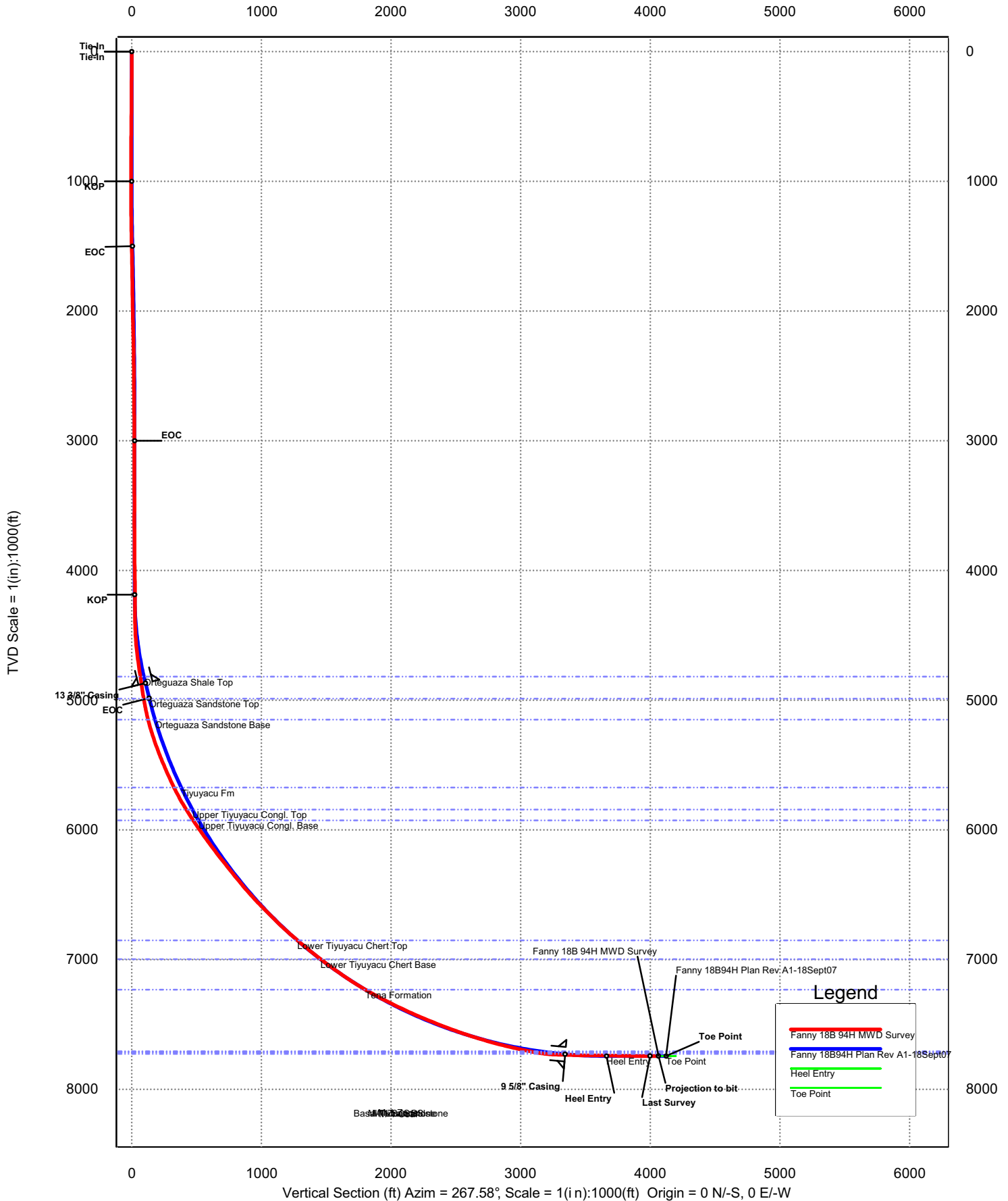
Anexo B. Mapa completo del Bloque Tarapoa.

Figura A-1 Bloque Tarapoa.



Anexo C. Gráficos de los perfiles
direccionales de la perforación de cada
pozo de estudio.

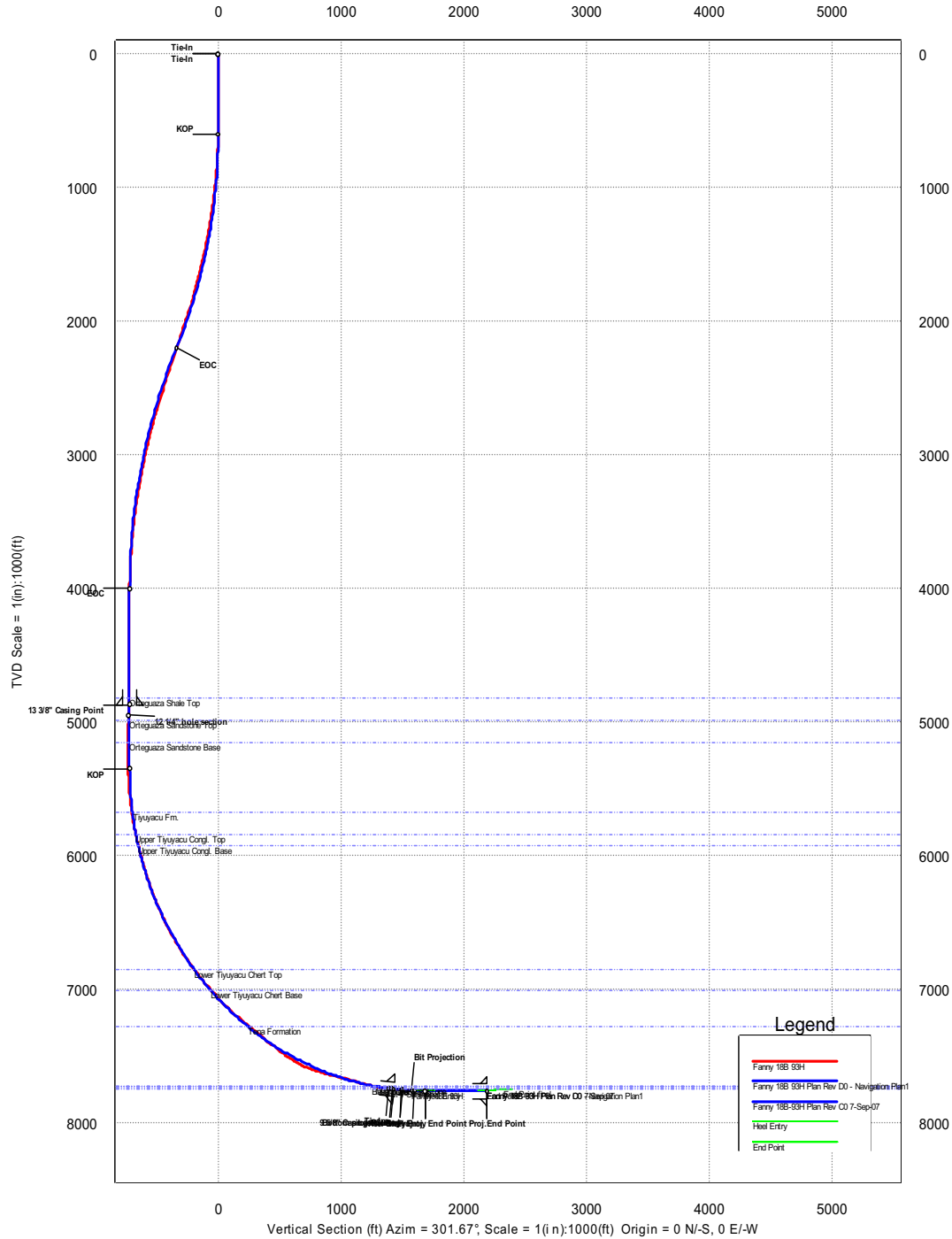
WELL Fanny 18B-94H		FIELD ANDES_Fanny 40 Pad		STRUCTURE Fanny 40 Pad	
Magnetic Parameters Model: BGGM 2007 Dip: 22.345° Date: October 18, 2007 Mag Dec: -3.407° FS: 29588.0 nT		Surface Location Lat: S3 11 47.092 Northing: 9978289.99 m PSAD66 / UTM zone 18S, Meters Lon: W76 21 4.516 Easting: 349620.14 m Grid Conv: +0.00463307* Scale Fact: 0.9998799313		Miscellaneous Slot: Cellar 11 TVD Ref: Rotary Table (785.00 ft above MSL) Plan: Fanny 18B 94H MWD Survey Srvy Date: October 18, 2007	





Andes Petroleum Ecuador Ltd.

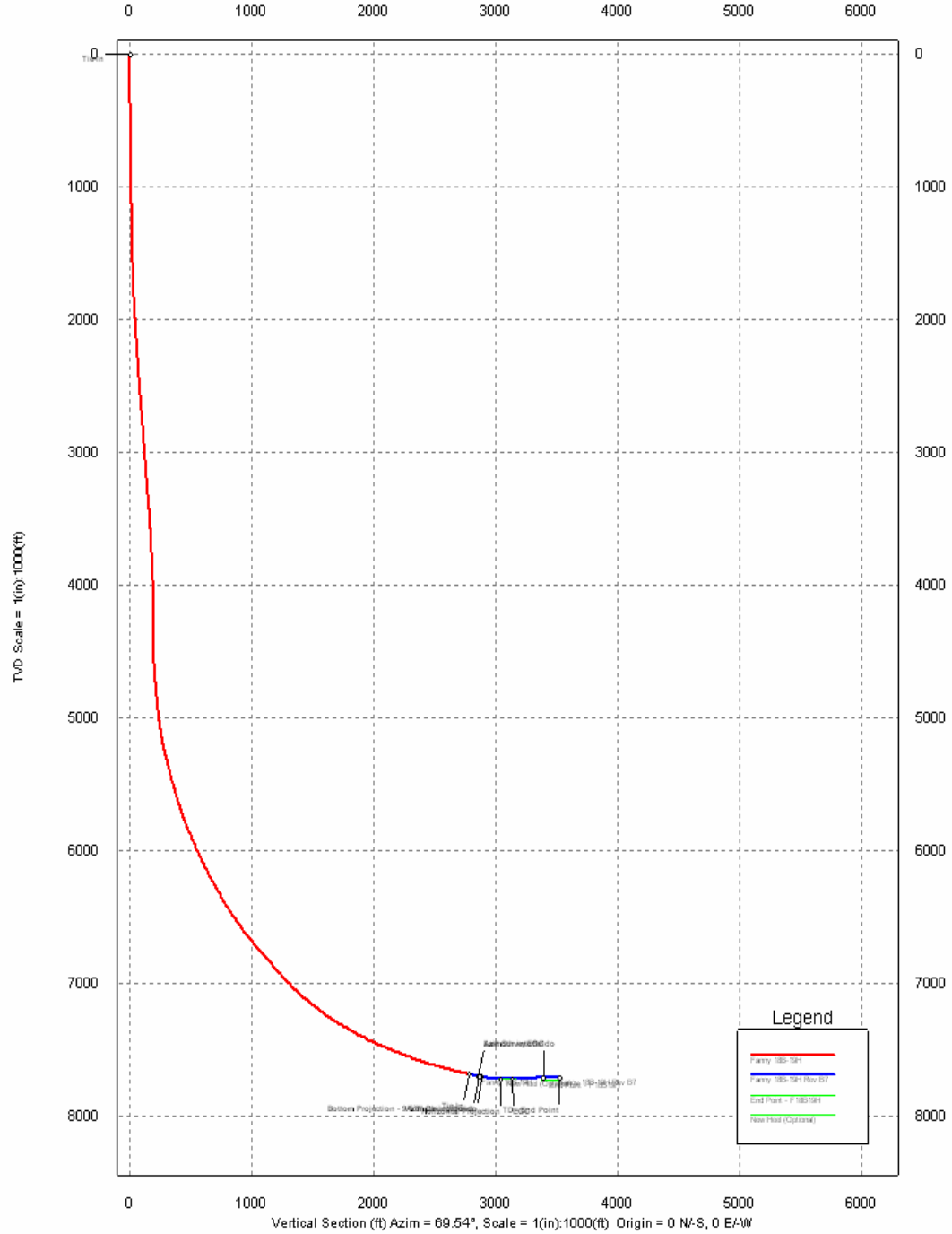
WELL		FIELD		STRUCTURE	
Fanny 18B-93H		ANDES_Fanny 40 Pad		Fanny 40 Pad	
Mapletic Permission Moat: BCGM.2007	Dip: 22.35° Mag Dec: -3.39°	Date: September 17, 2007 PS: 2009.0 m	Surface Location Lat: S0 11 47 531 Lon: W082° 4.627	PSADSB/UTM Zone 98S, Merid Northing: 59262.79 m Easting: 3481670 m	Grid Conv: +0.0043247 Scale Fact: 0.99979541
		Miscellaneous Slot: Cellar 12 Plan: Fanny 18B 93H	TVD Ref: RKB (74.99 ft above MSL)	Srvy Date: September 17, 2007	





Andes Petroleum S.A

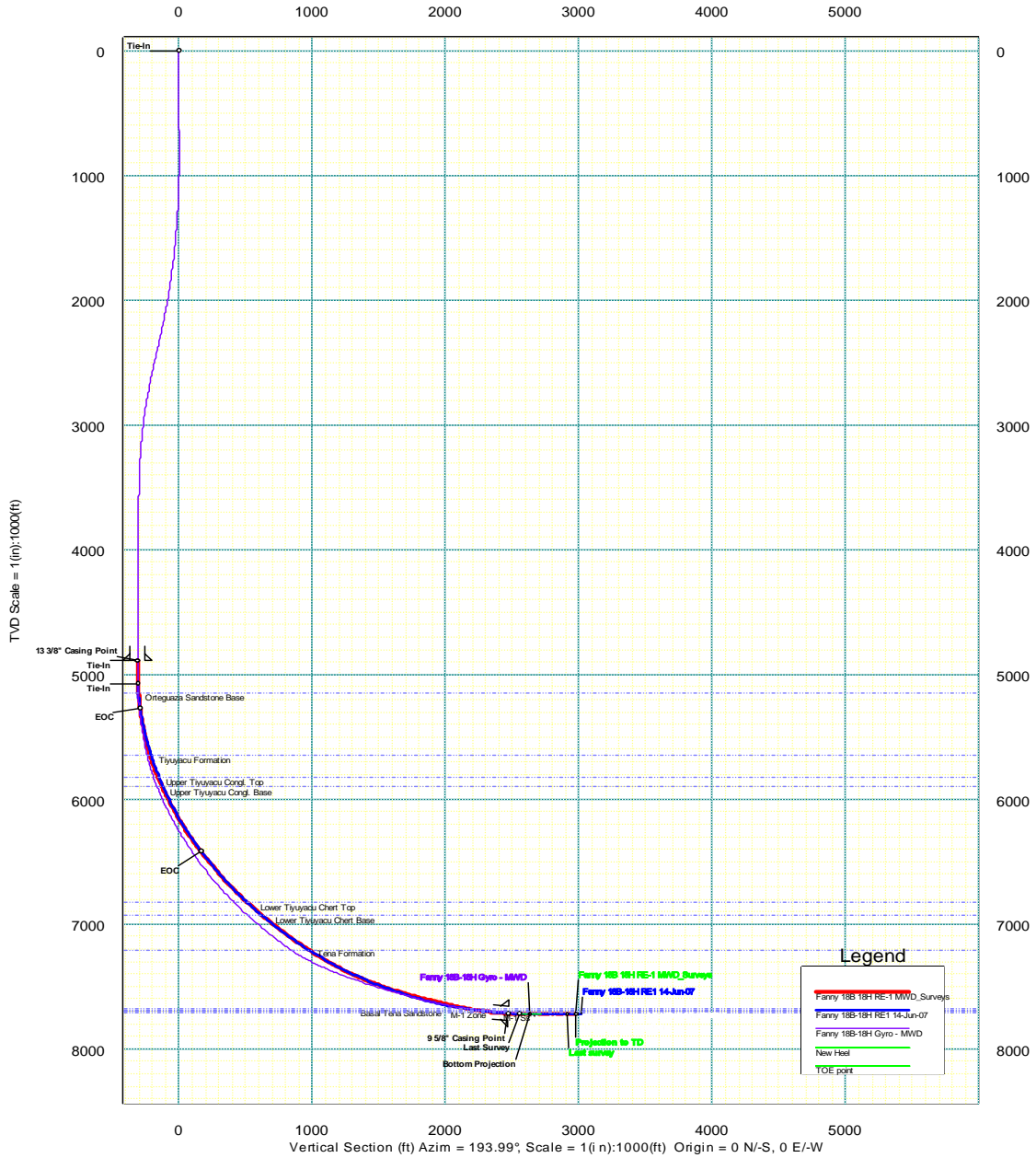
WELL	Fanny 18B-19H	FIELD	ANDES_San Jose Pad	WELL TYPE	San Jose		
Well Parameters	Dir: 35.26° Mag Dec: -3.28° Date: August 03, 2022 PIS: 20220141	Field Location	Lat: 33° 32' 30.00" Lon: 103° 01' 00.00"	Field Data	Field Name: ANDES_San Jose Field Code: 02047512 Block Prod: 0200000004	Well Location	Dir: 35.26° Date: 03/08/2022 Well Name: Fanny 18B-19H Well Code: 02047512





Andes Petroleum Ecuador Ltd.

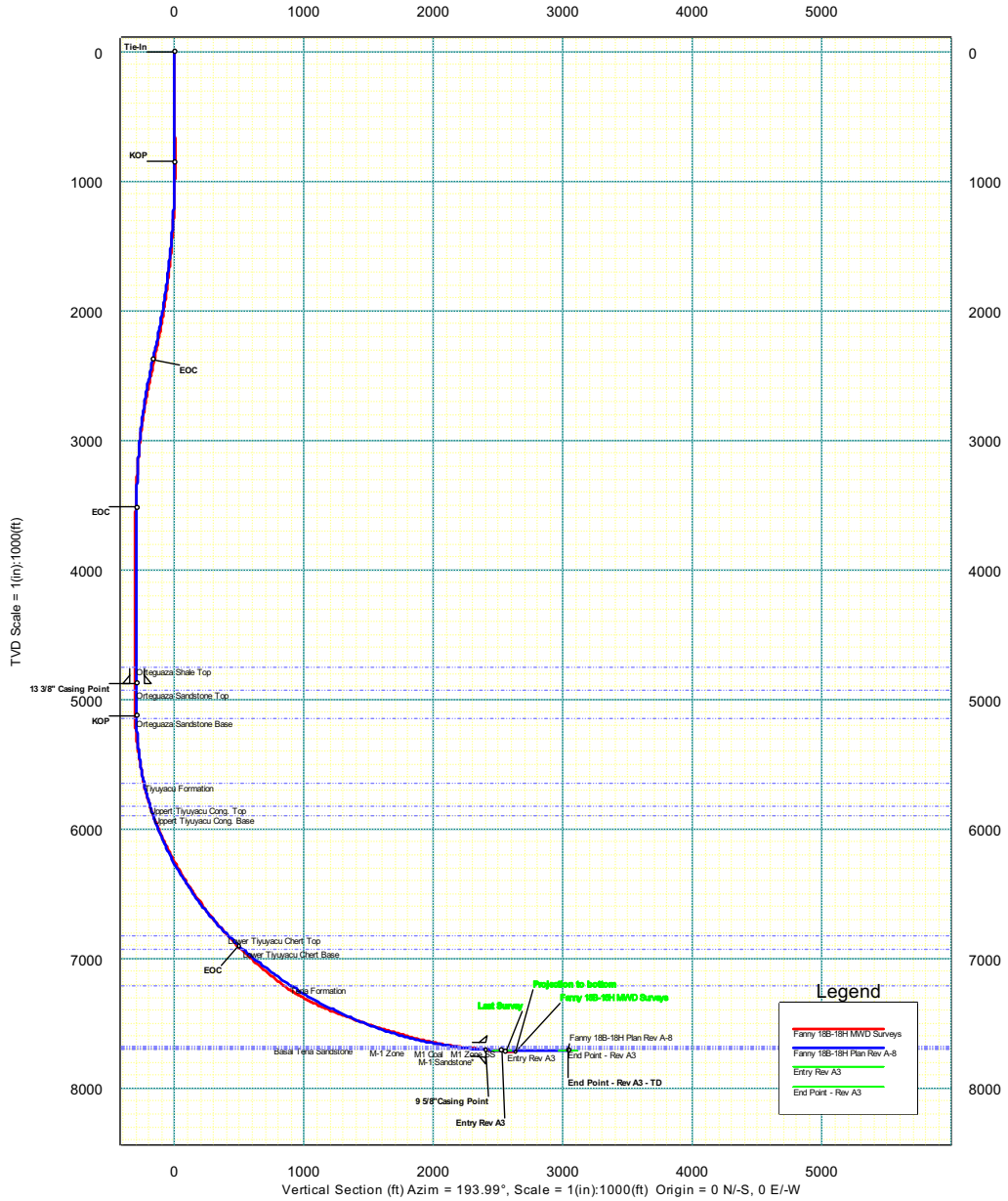
WELL Fanny 18B-18H-RE1		FIELD Fanny (San Jose Pad)		STRUCTURE San Jose	
Magnetic Parameters Model: EGM2008 Dip: 22.38° MagDec: -3.30°	Date: June 15, 2007 28040407	Surface Location Lat: 5° 10' 26.341 Lon: 78° 20' 29.959	PSAD98/UTM Zone 18E, Meters Northing: 9808902.8m Easting: 2497945.2m	Grid Code: +00041188° Scale/Fac: 0.9999974622	Miscellaneous Site: Collar of Fanny 18B-18H Plan: Fanny 18B-18H RE-1 MWD_Survey TVD Ref.: Rotary Table (97.26 ft above MSL) Date: June 15, 2007



Legend

—	Fanny 18B-18H RE-1 MWD_Surveys
—	Fanny 18B-18H RE-1 14-Jun-07
—	Fanny 18B-18H Gyro - MWD
—	New Well
—	TOE point

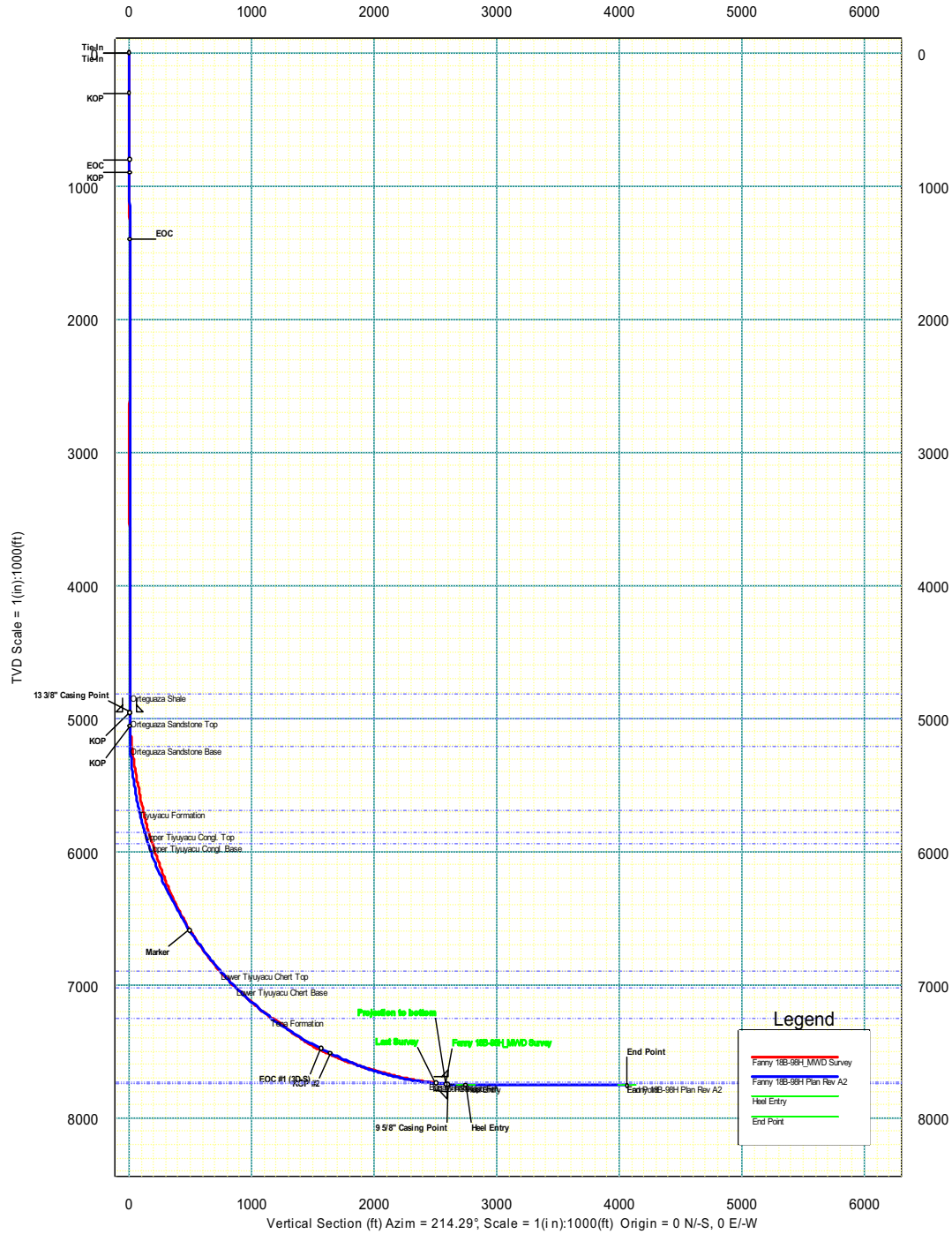
WELL	Fanny 18B-18H	FIELD	ANDES_San Jose Pad	STRUCTURE	San Jose
Magnetic Parameters	Dip: 22.43° Mag Dec: -3.34°	Date: May 14, 2007 PB: 26647.707	Surface Location Lat: 9° 13' 28.31" Lon: W 76° 25' 58.89"	PSAD26 UTM Zone 18S, Mean Northing: 9460062.0m Easting: 340793.62m	Grid Conv Grid Cont: -103411557 Scale Fact: 0.999974122
Maplinearea	Sheet: Callup Fanny 18B-18H Plan: Fanny 18B-18H MWD Surveys	TVD Ref: RPS (76724 above MSL) Srv Date: May 14, 2007			



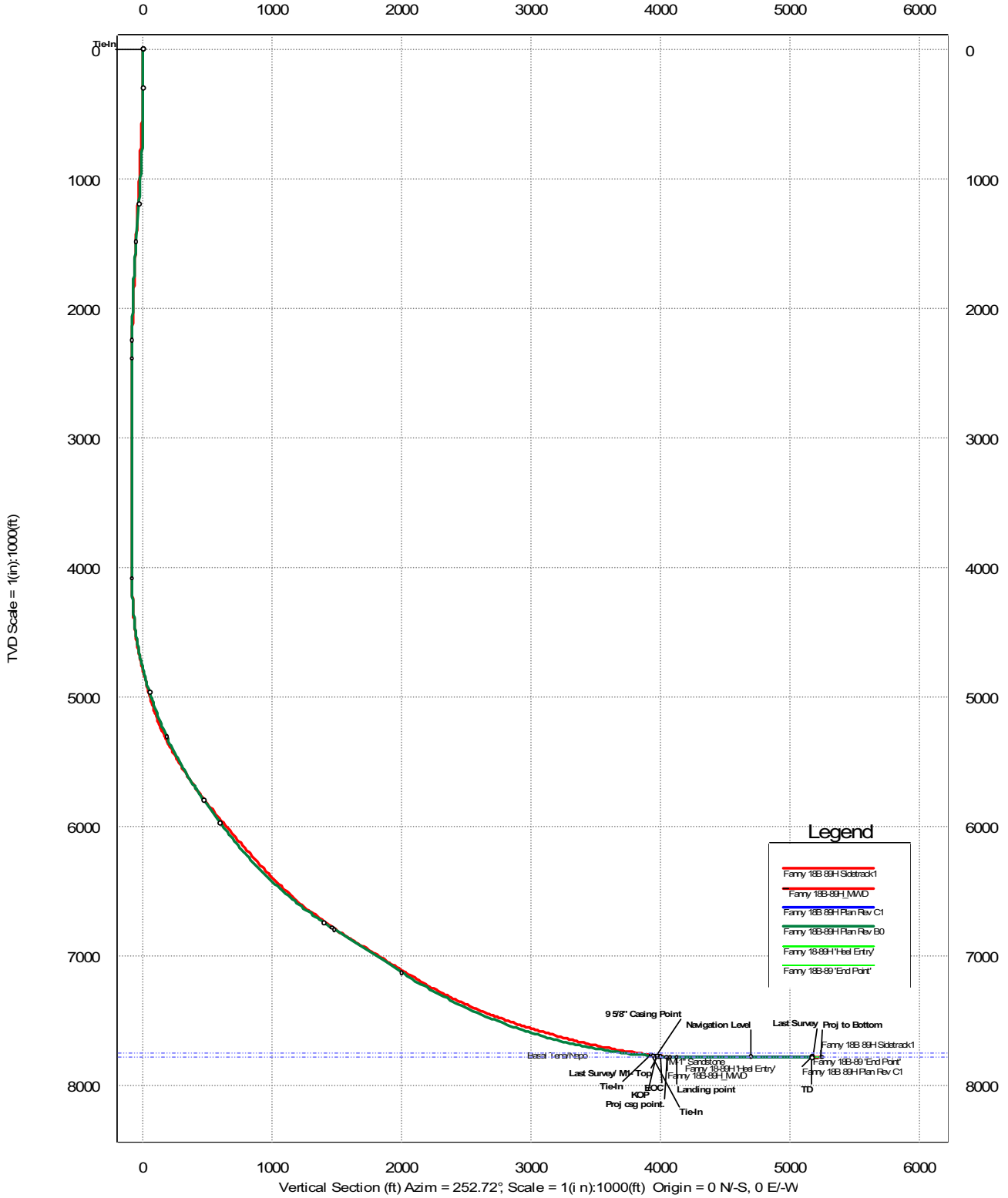


Andes Petroleum Ecuador LTD

WELL	Fanny 18 B-98H	FIELD	ANDES_Fanny 100 Pad	STRUCTURE	Fanny 100 Pad
MapInfo Parameters Mode: 800M2206 Mag Dec: -3.327	Dip: 22.3417 Date: April 05, 2007 Mag Dec: 2983.8187	Surface Location Lat: S0 12.236 Lon: W78 24.4735	PSAD256 UTM Zone 18S, Meters Northing: 907965.17 m Easting: 381015.0 m Grid Conv: <0.0001971 Scale Fact: 0.99971937	Coordinates Sheet: S14 Plan: Fanny 18B-98H_MWD Survey	TVD Ref: RKB (751.51 ft above MSL) Survey Date: March 05, 2007



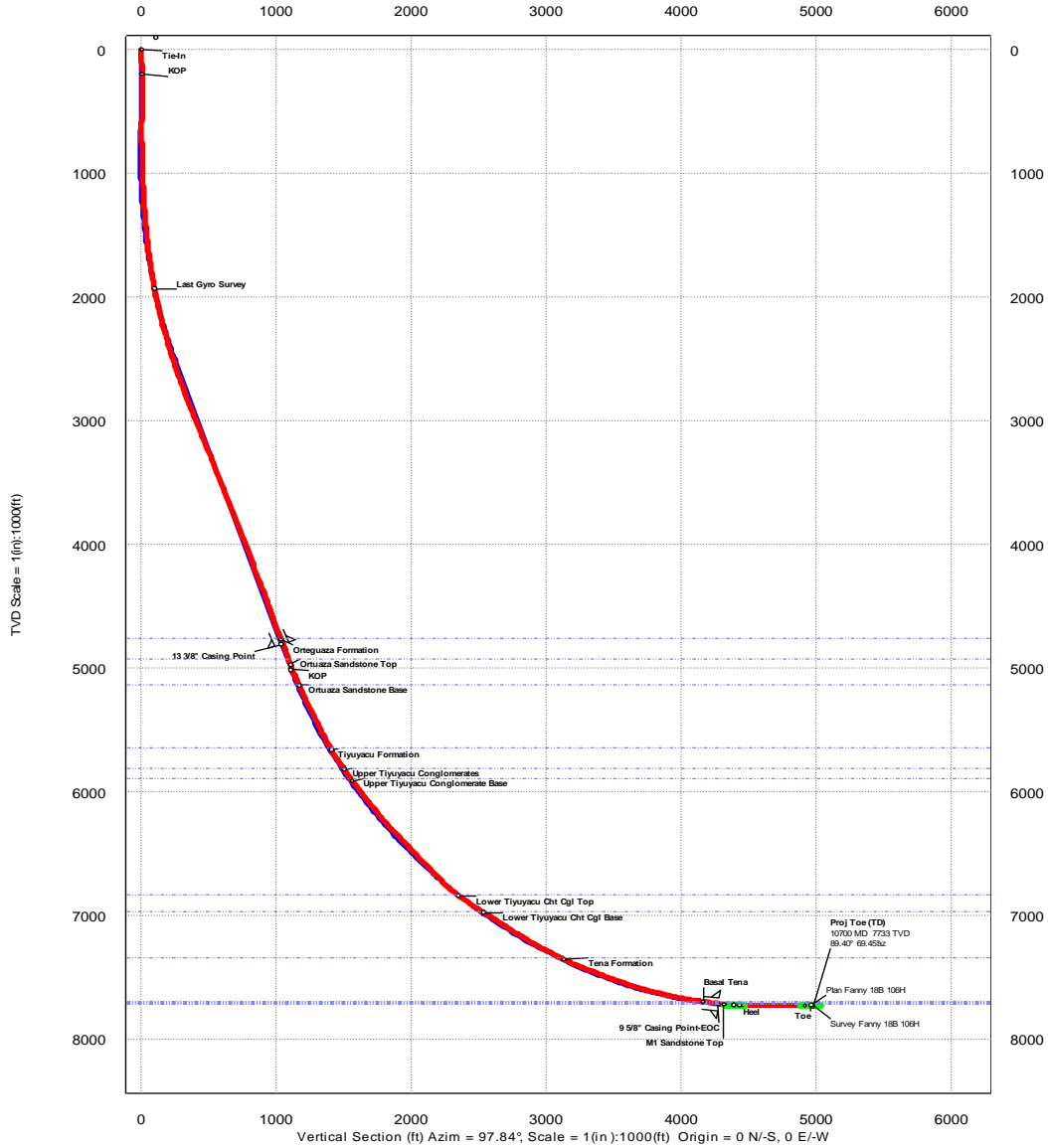
WELL Fanny 18B-89H		FIELD ANDES_Fanny Pad 60			STRUCTURE Fanny 18 B-60				
Magnetic Parameters Mora: BGM2005 Dip: 22.412° MagDec: -3.287		Date: December 28, 2018 RS: 25883311		Surface Location Lat: S0114899 Lon: W08221721		PSAD2006/UTM Zone 18S, Meris Northing: 997026597m Easting: 347071.07m GridCov: +004°189" ScaleFact: 0.99999526		Miscellaneous Site: Oiler 16 Plan: Fanny 18B 89H Sidetrack1 TVD Ref: FKB (8658ft above MS) Sky Date: December 28, 2018	





Andes Petroleum Ecuador Ltd.

FIELD Fanny 18B-106H Cellar 10			FIELD ANDES_Fanny 40 Pad			STRUCTURE Fanny 40 Pad		
Magnetic Parameters Model: BGM2206 Dip: 23.33° Date: November 13, 2007 Mag Dec: -3.41° IS: 22850 nT			Surface Location Lat: S01147.85 Easting: 3482330 m Lon: W78214.826			PSAD2005 UTM Zone 18Q-Mean Northing: 8970851.2 m GCS Cont: +0.00003077 Scale Fact: 0.999970164		
Miscellaneous Site: Fanny 18B 106H Well: Fanny 18B 106H			TVD Ref: Risky Table (Fanny 18B above MSL) Sky Date: December 03, 2007					



Anexo D. Componentes de los
ensamblajes de fondo utilizados en los
pozos de estudio.

BHA Data Sheet

Andes Petroleum Ecuador Ltd. - Fanny 18B-94H

BHA # 6	12.25 with Power Drive
----------------	------------------------

Date	October 25, 2007
-------------	------------------

Field	ANDES_Fanny 40 Pad
Structure	Fanny 40 Pad

Well	Fanny 18B-94H
Borehole	Fanny 18B-94H

Item	Name	Vendor/Model	Serial #	Fish. Neck OD (in)/Length (ft)	OD (in)/ID (in)	Max OD (in)	Bottom/Top Connection	Length (ft)	Cum. Length (ft)	
1	12 1/4 " PDC Bit New	Baker Hughes	7303273		8.75	12.25		1.15	1.15	
		HCM605Z			3.75					6.63 Reg Pin
2	PD 900 AA 12 1/4" Collar: 48405 BU: 42988 ES:45483	Schlumberger	CU00371	8.38	9.25	11.80	6.63 Reg Box	14.61	15.76	
		PD 900 X5 12 1/4"		2.33	3.00		6.63 Reg Box			
3	Receiver 12 1/8" Sleeve	Schlumberger	50599	8.25	7.88	12.13	6.63 Reg Pin	6.16	21.92	
				2.00	3.50		6.63 FH Box			
4	In Line Flex Joint	Schlumberger	51119		6.50	8.00	6.63 FH Pin	9.67	31.59	
		Flex Joint			5.00		6.63 FH Box			
5	In Line Flex Joint	Schlumberger	51112		6.50	8.00	6.63 FH Pin	9.67	41.26	
		Flex Joint			5.00		6.63 FH Box			
6	PowerPulse	Schlumberger	EM62	7.75	8.25	8.41	6.63 FH Pin	27.17	68.43	
		PowerPulse HF		1.25	5.90		6.63 Reg Box			
7	Flex Monel w/ Wear Band	Schlumberger	35523	8.00	8.00	8.00	6.63 Reg Pin	28.80	97.23	
				2.38	2.88		6.63 Reg Box			
8	Float Sub		7041	7.88	7.88	7.88	6.63 Reg Pin	2.60	99.83	
				2.60	2.88		6.63 Reg Box			
9	Crossover				7.80	8.00	6.63 Reg Pin	3.08	102.91	
					3.00		4.50 NC50 (4 1/2 IF) Box			
10	19 X 5" HWDP (19 joints)				4.80	6.50	4.50 NC50 (4 1/2 IF) Pin	571.02	673.93	
					3.00		4.50 NC50 (4 1/2 IF) Box			
11	Hydraulic Jar	Dailey Petroleum Se			6.50	6.63	4.50 NC50 (4 1/2 IF) Pin	32.15	706.08	
		HDL-100			2.75		4.50 NC50 (4 1/2 IF) Box			
12	30 X 5" HWDP (28 joints)				5.00	6.50	4.50 NC50 (4 1/2 IF) Pin	900.22	1606.30	
					3.00		4.50 NC50 (4 1/2 IF) Box			
13	5" 19.50 DPS, 10% Wear 5,19.5,10% Wear				4.93	6.63	4.50 NC50 (4 1/2 IF) Pin	0.00	1606.30	
					4.28		4.50 NC50 (4 1/2 IF) Box			
							Total Weight (lbf)	87594	Total Len.	1606.30
							Below Jar (lbf)	39903.1		

BHA Comments:	

Stabilizer	
Blade Length (ft)	Mid-Pt. To Bit (ft)
Bend To Bottom	
Bent Housing Angle (deg)	Connection (ft)

Sensor	
Type	Distance To Bit (ft)
D&I	55.04

Bit Nozzles	
Count	Size(1/32 in)
7	14.00
TFA (in2)	1.05

Quality Control	
Created By:	RFranklin
Checked By:	

BHA Data Sheet s Petroleum Ecuador Ltd. - Fanny 18B-94H

BHA # 7	12.25 with Power Drive
----------------	------------------------

Date	October 28, 2007
-------------	------------------

Field	ANDES_Fanny 40 Pad
Structure	Fanny 40 Pad

Well	Fanny 18B-94H
Borehole	Fanny 18B-94H

Item	Name	Vendor/Model	Serial #	Fish. Neck OD (in)/ Length (ft)	OD (in)/ ID (in)	Max OD (in)	Bottom/ Top Connection	Length (ft)	Cum. Length (ft)
1	12 1/4 " PDC Bit New	Baker Hughes	7303270		8.75	12.25		1.15	1.15
		HCM605Z			3.75		6.63 Reg Pin		
2	PD 900 AA 12 1/4" <small>Collar: 50725 BU: 55039 ES:55045</small>	Schlumberger	CU00864	8.38	9.25	11.80	6.63 Reg Box	13.83	14.98
		PD 900 X5 12 1/4"			2.33		3.00		
3	Receiver 12 1/8" Sleeve	Schlumberger	56960	8.25	7.88	12.13	6.63 Reg Pin	6.16	21.14
					2.00		3.50		
4	In Line Flex Joint	Schlumberger	51119		6.50	8.00	6.63 FH Pin	9.67	30.81
		Flex Joint			5.00		6.63 FH Box		
5	In Line Flex Joint	Schlumberger	51112		6.50	8.00	6.63 FH Pin	9.67	40.48
		Flex Joint			5.00		6.63 FH Box		
6	PowerPulse	Schlumberger	32392	7.75	8.25	8.41	6.63 FH Pin	27.11	67.59
		PowerPulse HF			1.25		5.90		
7	Flex Monel w/ Wear Band	Schlumberger	35523	8.00	8.00	8.00	6.63 Reg Pin	28.80	96.39
					2.38		2.88		
8	Float Sub		7041	7.88	7.88	7.88	6.63 Reg Pin	2.60	98.99
					2.60		2.88		
9	Crossover				7.80	8.00	6.63 Reg Pin	3.08	102.07
					3.00		4.50 NC50 (4 1/2 IF) Box		
10	19 X 5" HWDP (19 joints)				4.80	6.50	4.50 NC50 (4 1/2 IF) Pin	571.02	673.09
					3.00		4.50 NC50 (4 1/2 IF) Box		
11	Hydraulic Jar	Dailey Petroleum Se			6.50	6.63	4.50 NC50 (4 1/2 IF) Pin	32.15	705.24
		HDL-100			2.75		4.50 NC50 (4 1/2 IF) Box		
12	30 X 5" HWDP (28 joints)				5.00	6.50	4.50 NC50 (4 1/2 IF) Pin	900.22	1605.46
					3.00		4.50 NC50 (4 1/2 IF) Box		
13	5" 19.50 DPS, 10% Wear <small>5,19.5,10% Wear</small>				4.93	6.63	4.50 NC50 (4 1/2 IF) Pin	0.00	1605.46
					4.28		4.50 NC50 (4 1/2 IF) Box		
Total Weight (lbf)							87594	Total Len.	1605.46
Below Jar (lbf)							39903.1		

BHA Comments:	

Stabilizer	
Blade Length (ft)	Mid-Pt. To Bit (ft)
Bend To Bottom	
Bent Housing Angle (deg)	Connection (ft)

Sensor	
Type	Distance To Bit (ft)
D&I	53.93
GR PP	51.81
PD D&I	7.85
PD GR	3.15

Bit Nozzles	
Count	Size(1/32 in)
7	14.00
TFA (in2)	
	1.05
Quality Control	
Created By:	RFranklin
Checked By:	

BHA Data Sheet

Andes Petroleum S.A - Fanny 18B-19H

BHA #	BHA-8_DD_7 Motor+ARC
Field	ANDES_San Jose Pad
Structure	San Jose

Date	July 29, 2007
Well	Fanny 18B-19H
Borehole	Fanny 18B-19H

Item	Name	Vendor/Model	Serial #	Fish. Neck OD (in)/ Length (ft)	OD (in)/ ID (in)	Max OD (in)	Bottom/ Top Connection	Length (ft)	Cum. Length (ft)	
1	12 1/4 " PDC Bit	Hycalog	20443		8.50	12.25		0.80	0.80	
		RSX192HDF+SW			3.75		6.63 Reg Pin			
2	A800M7840XP (1.5 deg)	Schlumberger	3746	8.13	8.25	12.00	6.63 Reg Box	27.17	27.97	
		A800M7840XP		1.27	6.25		6.63 Reg Box			
3	Float Sub	Schlumberger	GPS-2577		8.25	8.25	6.63 Reg Pin	2.52	30.49	
					2.50		6.63 Reg Box			
4	8" Non-Magnetic Short Drill Collar	Schlumberger	35522		8.00	8.00	6.63 Reg Pin	12.80	43.29	
					2.50		6.63 Reg Box			
5	11" Stabilizer	Schlumberger	10177-7		8.25	11.00	6.63 Reg Pin	5.08	48.37	
					2.81		6.63 Reg Box			
6	ARC-8	Schlumberger	VW-66	8.38	8.25	9.10	6.63 Reg Pin	20.15	68.52	
		ARC-8		4.83	2.81		6.63 Reg Box			
7	MWD	Schlumberger	VA-67	8.00	7.88	7.88	6.63 Reg Pin	28.18	96.70	
		PowerPulse HF		1.81	5.90		6.63 Reg Box			
8	8" Flex NMDC	Schlumberger	32730		8.00	8.00	6.63 Reg Pin	28.90	125.60	
					3.25		6.63 Reg Box			
9	Crossover	H&P		6.50	6.50	8.00	6.63 Reg Pin	3.12	128.72	
				2.00	2.81		4.50 IF Box			
10	19 jts x 5" HWDP (19 joints)	H&P			5.00	6.50	4.50 IF Pin	573.13	701.85	
					3.00		4.50 IF Box			
11	Hydraulic Jar	Smith International	063490	6.50	6.50	6.50	4.50 IF Pin	32.10	733.95	
		Hydra-Jar		2.50	2.75		4.50 IF Box			
12	30 jts x 5" HWDP (30 joints)	H&P			5.00	6.50	4.50 IF Pin	898.90	1632.85	
					3.00		4.50 IF Box			
13	36 JTS x 5" 19.50 DP (36 joints)				4.93	6.63	4.50 IF Pin	1132.86	2765.71	
	5.19.5.10% Wear				4.28		4.50 IF Box			
14	Crossover	H&P		6.50	6.50	8.00	4.50 IF Pin	3.32	2769.03	
				2.00	2.81		4.50 XH Box			
15	7 JTS x 6 1/2" Collar (7 joints)				6.50	6.50	4.50 XH Pin	216.02	2985.05	
					2.81		4.50 XH Box			
16	Crossover	H&P		6.50	6.50	8.00	4.50 XH Pin	3.40	2988.45	
				2.00	2.81		4.50 IF Box			
17	3 JTS x 6 1/2" Collar (3 joints)				6.50	6.50	4.50 IF Pin	91.23	3079.68	
					2.81		4.50 IF Box			
							Total Weight (lbf)	147783	Total Len.	3079.68
							Below Jar (lbf)	46322.0		

BHA Comments:	

Stabilizer	
Blade Length (ft)	Mid-Pt. To Bit (ft)
0.52	2.81
2.00	45.79
Bend To Bottom Connection (ft)	
Bent Housing Angle (deg)	7.57
1.50	

Sensor	
Type	Distance To Bit (ft)
Resistivity	57.28
Gamma Ra	57.45
D&I	82.08

Bit Nozzles	
Count	Size(1/32 in)
7	15.00
TFA (in2)	1.21
Quality Control	
Created By:	M. Gonzalez
Checked By:	

BHA Data Sheet

Andes Petroleum S.A - Fanny 18B-18H RE-1

BHA # 4	12.25 BHA 4 PD900 E-mag
----------------	-------------------------

Date	June 24, 2007
-------------	---------------

Field	ANDES_San Jose Pad
Structure	San Jose

Well	Fanny 18B-18H
Borehole	Fanny 18B 18H RE-1

Item	Name	Vendor/ Model	Serial #	Fish. Neck OD (in)/ Length (ft)	OD (in)/ ID (in)	Max OD (in)	Bottom/ Top Connection	Length (ft)	Cum. Length (ft)	
1	12 1/4" PDC Bit	Hughes Christensen	7302017	8.50	8.50	12.25		1.15	1.15	
		HCR605Z		3.75	6.63 Reg Pin					
2	PD 900 AA 12 1/4" BU:51457, CC:50725, CU:1019X5	Schlumberger	51457	8.25	9.25	11.80	6.63 Reg Box	14.61	15.76	
		PD 900 AA 12 1/4"		1.92	3.00		6.63 Reg Box			
3	E-Magnetic Receiver	Schlumberger	50599	8.25	8.25	12.13	6.63 Reg Pin	6.16	21.92	
		E-Mag Receiver		1.56	3.50		6.63 FH Box			
4	Pony Flex monel	Schlumberger	48586	8.13	8.13	8.13	6.63 FH Pin	9.68	31.60	
		Pony Flex Monel		2.32	5.00		6.63 FH Box			
5	MWD	Schlumberger	EM63	8.09	8.13	8.13	6.63 FH Pin	28.10	59.70	
		PowerPulse HF		1.63	5.90		6.63 Reg Box			
6	8" Flex NMDC	Schlumberger	32728	7.38	7.88	7.88	6.63 Reg Pin	29.00	88.70	
		Flex NMDC		2.57	2.81		6.63 Reg Box			
7	Crossover	H&P	5541	6.44	7.06	7.06	6.63 Reg Pin	3.12	91.82	
				1.80	2.81		4.50 IF Box			
8	19 jts x 5" HWDP (19 joints)	H&P			5.00	6.50	4.50 IF Pin	571.55	663.37	
					3.00		4.50 IF Box			
9	Hydraulic Jar	Smith International	62168E	6.50	6.50	6.50	4.50 IF Pin	32.40	695.77	
		Hydra-Jar		2.50	2.75		4.50 IF Box			
10	30 jts x 5" HWDP (30 joints)	H&P			5.00	6.50	4.50 IF Pin	900.01	1595.78	
					3.00		4.50 IF Box			
							Total Weight (lbf)	87736	Total Len.	1595.78
							Below Jar (lbf)	40129.2		

BHA Comments:	

Stabilizer	
Blade Length (ft)	Mid-Pt. To Bit (ft)
	Bend To Bottom
Bent Housing Angle (deg)	Connection (ft)

Sensor	
Type	Distance To Bit (ft)
D&I	45.15
GR PD900	7.69
DNI PD900	8.89

Bit Nozzles	
Count	Size(1/32 in)
1	13.00
6	14.00
TFA (in2)	1.03

Quality Control	
Created By:	JLopez59
Checked By:	

BHA Data Sheet

Andes Petroleum S.A - Fanny 18B-18H

BHA # 9	12.25 in_PD900+ARC8
----------------	---------------------

Date	May 28, 2007
-------------	--------------

Field	ANDES_San Jose Pad
Structure	San Jose

Well	Fanny 18B-18H
Borehole	Fanny 18B-18H

Item	Name	Vendor/Model	Serial #	Fish. Neck OD (in)/ Length (ft)	OD (in)/ ID (in)	Max OD (in)	Bottom/ Top Connection	Length (ft)	Cum. Length (ft)
1	12 1/4 " PDC Bit	Hycalog	211229	8.50	3.75	12.25	6.63 Reg Pin	0.85	0.85
		RSX516-A6		8.19					
2	PD 900 AA 12 1/4"	Schlumberger	CU 316	1.27	3.00	11.80	6.63 Reg Box	6.84	21.40
				CC-90132 / BU-54885 / Ext Sub 54892	8.25		8.25		
3	12 " String Stabilizer	Schlumberger	825-17	2.83	2.83	12.00	6.63 Reg Box	6.84	21.40
				8.19	8.19		8.06		
4	Flex Pony monel	Schlumberger	90010	1.54	2.81	8.06	6.63 Reg Box	13.03	47.15
				8.13	8.13		8.13		
5	Flex Pony monel	Schlumberger	90054	2.00	2.81	8.13	6.63 Reg Box	2.76	49.91
				8.13	8.13		8.00		
6	Float Sub	Schlumberger	7035	3.13		8.00	6.63 Reg Box	19.75	69.66
				8.19	8.19		8.94		
7	ARC-8	Schlumberger	8158	3.60	2.81	8.94	6.63 FH Box	27.74	97.40
				7.94	8.38		8.41		
8	PowerPulse HF	Schlumberger	FJ96	1.36	5.90	8.41	6.63 Reg Box	29.28	126.68
				8.25	8.25		12.00		
9	8" NMDC	Schlumberger	11015	2.88		7.44	6.63 Reg Box	3.23	129.91
				7.44	7.44		7.13		
10	Crossover	H&P	1900147	2.00	2.81	7.13	4.50 IF Box	567.46	697.37
				6.38	6.38		6.50		
11	19 jts x 5" HWDP (19 joints)	H&P		3.00		6.50	4.50 IF Box	31.53	728.90
				6.50	6.50		6.50		
12	Hydraulic Jar	Dailey Petroleum S	63952	2.50	2.75	6.50	4.50 IF Box	906.66	1635.56
				6.50	6.50		6.50		
13	30 jts x 5" HWDP (30 joints)	H&P		3.00		6.50	4.50 IF Box		
				5.00	5.00		6.50		
Total Weight (lbf)							93532	Total Len.	1635.56
Below Jar (lbf)							45984.4		

BHA Comments:	

Stabilizer	
Blade Length (ft)	Mid-Pt. To Bit (ft)
1.58	17.64
	Bend To Bottom
Bent Housing Angle (deg)	Connection (ft)

Sensor	
Type	Distance To Bit (ft)
Resistivity	59.00
Gamma Ray	59.17
D&I	83.23

Bit Nozzles	
Count	Size(1/32 in)
7	14.00
TFA (in2)	1.05

Quality Control	
Created By:	JLopez59
Checked By:	

BHA Data Sheet Andes Petroleum S.A - Fanny 18B-18H

BHA # 10	BHA# 10_12.25 in_PD900+ARC8	Date	May 30, 2007
-----------------	-----------------------------	-------------	--------------

Field	ANDES_San Jose Pad	Well	Fanny 18B-18H
Structure	San Jose	Borehole	Fanny 18B-18H

Item	Name	Vendor/ Model	Serial #	Fish. Neck OD (in)/ Length (ft)	OD (in)/ ID (in)	Max OD (in)	Bottom/ Top Connection	Length (ft)	Cum. Length (ft)	
1	12 1/4 " PDC Bit	Hycalog	215448		8.50	12.25		0.85	0.85	
		RSX516-A6			3.75		6.63 Reg Pin			
2	PD 900 AA 12 1/4" CC-90132/BU-54885/Ext Sub-54892	Schlumberger	CU 316	8.31	9.00	11.80	6.63 Reg Box	13.71	14.56	
		PD 900 AA 12 1/4"		1.27	3.00		6.63 Reg Box			
3	12 " String Stabilizer	Schlumberger	825-17	8.25	8.25	12.00	6.63 Reg Pin	6.84	21.40	
				2.83	2.83		6.63 Reg Box			
4	Float Sub	Schlumberger	7035		8.13	8.00	6.63 Reg Pin	2.76	24.16	
					3.13		6.63 Reg Box			
5	ARC-8	Schlumberger	8158	8.19	8.19	8.94	6.63 Reg Pin	19.75	43.91	
		ARC-8		3.60	2.81		6.63 FH Box			
6	PowerPulse HF	Schlumberger	FJ96	7.94	8.38	8.41	6.63 FH Pin	27.74	71.65	
		PowerPulse HF		1.36	5.90		6.63 Reg Box			
7	8" NMDC	Schlumberger	11015		7.44	7.44	6.63 Reg Pin	29.28	100.93	
							2.88			6.63 Reg Box
8	Crossover	H&P	1900147	6.38	6.38	7.13	6.63 Reg Pin	3.23	104.16	
				2.00	2.81		4.50 IF Box			
9	19 jts x 5" HWDP (19 joints)	H&P			5.00	6.50	4.50 IF Pin	567.46	671.62	
					3.00		4.50 IF Box			
10	Hydraulic Jar	Dailey Petroleum S	63952	6.50	6.50	6.50	4.50 IF Pin	31.53	703.15	
				2.50	2.75		4.50 IF Box			
11	30 jts x 5" HWDP (30 joints)	H&P			5.00	6.50	4.50 IF Pin	906.66	1609.81	
					3.00		4.50 IF Box			
							Total Weight (lbf)	89502	Total Len.	1609.81
							Below Jar (lbf)	41954.9		

BHA Comments:	

Stabilizer	
Blade Length (ft)	Mid-Pt. To Bit (ft)
1.58	17.64
Bend To Bottom	
Bent Housing Angle (deg)	Connection (ft)

Sensor	
Type	Distance To Bit (ft)
Resistivity	33.25
Gamma Ra	33.42
D&I	57.48

Bit Nozzles	
Count	Size(1/32 in)
7	14.00
TFA (in2)	1.05
Quality Control	
Created By:	JLopez59
Checked By:	

BHA Data Sheet

oleum Ecuador Ltd. - Fanny 18B-106H Cellar 10

BHA #	12.25 BHA-7
Field	ANDES_Fanny 40 Pad
Structure	Fanny 40 Pad

Date	November 23, 2007
Well	Fanny 18B-106H Cellar 10
Borehole	Fanny 18B 106H

Item	Name	Vendor/ Model	Serial #	Fish. Neck OD (in)/ Length (ft)	OD (in)/ ID (in)	Max OD (in)	Bottom/ Top Connection	Length (ft)	Cum. Length (ft)	
1	12 1/4" PDC Bit	Hycalog	215448		8.50	12.25		0.82	0.82	
		RSX516S-A6			3.75		6.63 Reg Pin			
2	A800M4553XP (1.5 deg)	Schlumberger	1038	8.25	8.18	12.00	6.63 Reg Box	29.25	30.07	
		A800M4553XP		1.31	6.25		6.63 Reg Box			
3	8" Pony Monel	Schlumberger	35579		8.00	8.00	6.63 Reg Pin	9.10	39.17	
					2.81		6.63 Reg Box			
4	MWD+GR	Schlumberger	VA 67	8.00	8.00	8.00	6.63 Reg Pin	30.02	69.19	
		PowerPulse HF		1.75	5.90		6.63 Reg Box			
5	8" Flex Monel	Schlumberger	32730	7.38	7.38	7.38	6.63 Reg Pin	28.54	97.74	
				2.50	2.82		6.63 Reg Pin			
6	8" Float Sub	Schlumberger	7041		7.75	8.00	6.63 Reg Box	2.63	100.36	
		Plunger			2.88		6.63 Reg Box			
7	Crossover	H&P		6.50	6.50	7.44	6.63 Reg Pin	3.73	104.10	
				1.73	3.00		4.50 IF Box			
8	19 Jts x 5" HWDP (19 joints)	H&P			5.00	6.50	4.50 IF Pin	572.12	676.21	
					3.00		4.50 IF Box			
9	Hydraulic Jar	Smith International	62166E	6.50	6.50	6.50	4.50 IF Pin	32.13	708.34	
		Hydra-Jar		2.00	2.82		4.50 IF Box			
10	30 Jts x 5" HWDP (30 joints)	H&P			5.00	6.50	4.50 IF Pin	899.05	1607.40	
					3.00		4.50 IF Box			
11	5" 19.50 DPS, 10% Wear				4.93	6.63	4.50 IF Pin	0.00	1607.40	
	5,19.5,10% Wear				4.28		4.50 IF Box			
							Total Weight (lbf)	89244	Total Len.	1607.40
							Below Jar (lbf)	42042.2		

BHA Comments:	

Stabilizer	
Blade Length (ft)	Mid-Pt. To Bit (ft)
1.00	2.98
Bent Housing Angle (deg)	Bend To Bottom Connection (ft)
1.50	7.88

Sensor	
Type	Distance To Bit (ft)
D&I	54.60
GR	52.49

Bit Nozzles	
Count	Size(1/32 in)
7	14.00
TFA (in2)	1.05
Quality Control	
Created By:	SMerry
Checked By:	

BHA Data Sheet

oleum Ecuador Ltd. - Fanny 18B-106H Cellar 10

BHA #	12.25 BHA-8 PD900 RT
Field	ANDES_Fanny 40 Pad
Structure	Fanny 40 Pad

Date	November 25, 2007
Well	Fanny 18B-106H Cellar 10
Borehole	Fanny 18B 106H

Item	Name	Vendor/ Model	Serial #	Fish. Neck OD (in)/ Length (ft)	OD (in)/ ID (in)	Max OD (in)	Bottom/ Top Connection	Length (ft)	Cum. Length (ft)	
1	12 1/4" PDC Bit	Hycalog	118494		8.50	12.25		1.06	1.06	
		DSX519M-B24			3.75		6.63 Reg Pin			
2	PD 900 AA 12 1/4"	Schlumberger	CU-00316	8.25	9.25	11.80	6.63 Reg Box	13.63	14.69	
		PD 900 AA 12 1/4"		2.50	3.00		6.63 Reg Box			
3	Receiver Sub 12 1/8" Sleeve	Schlumberger	50599	8.25	8.25	12.13	6.63 Reg Pin	6.14	20.83	
		Short Hob		1.58	2.81		6.63 FH Box			
4	Flex Joint	Schlumberger	51112	8.19	8.13	8.19	6.63 FH Pin	9.66	30.49	
				2.29	3.50		6.63 FH Box			
5	MWD+GR	Schlumberger	VA 67	8.00	8.00	8.00	6.63 FH Pin	28.15	58.64	
		PowerPulse HF		1.75	5.90		6.63 Reg Box			
6	8" Flex Monel	Schlumberger	32730	7.38	7.38	7.38	6.63 Reg Pin	28.54	87.18	
				2.50	2.82		6.63 Reg Pin			
7	8" Float Sub	Schlumberger	7041		7.75	8.00	6.63 Reg Box	2.63	89.81	
		Plunger			2.88		6.63 Reg Box			
8	Crossover	H&P		6.50	6.50	7.44	6.63 Reg Pin	3.73	93.54	
				1.73	3.00		4.50 IF Box			
9	19 Jts x 5" HWDP (19 joints)	H&P			5.00	6.50	4.50 IF Pin	572.12	665.66	
					3.00		4.50 IF Box			
10	Hydraulic Jar	Smith International	62166E	6.50	6.50	6.50	4.50 IF Pin	32.13	697.79	
		Hydra-Jar		2.00	2.82		4.50 IF Box			
11	30 Jts x 5" HWDP (30 joints)	H&P			5.00	6.50	4.50 IF Pin	899.05	1596.84	
					3.00		4.50 IF Box			
12	5" 19.50 DPS, 10% Wear				4.93	6.63	4.50 IF Pin	0.00	1596.84	
					4.28		4.50 IF Box			
							Total Weight (lbf)	87446	Total Len.	1596.84
							Below Jar (lbf)	40244.8		

BHA Comments:

Stabilizer	
Blade Length (ft)	Mid-Pt. To Bit (ft)
Bend To Bottom Connection (ft)	
Bent Housing Angle (deg)	

Sensor	
Type	Distance To Bit (ft)
D&I	44.05
GR	41.93
PD Incl Bit	7.70

Bit Nozzles	
Count	Size(1/32 in)
2	12.00
5	15.00
TFA (in2)	1.08

Quality Control
 Created By: SMerry
 Checked By:

BIBLIOGRAFÍA

1. Mike Smith, Directional Drilling Training Manual (Enero 1997),
Cap 5, Pág. 8 - 13.
2. Nájera Salvador, Curso de Perforación de Pozos (Enero
2003).
3. Andespetroleum, Geomechanical Model Tarapoa Block
(Febrero 2005).
4. Andespetroleum, Reforma al Plan de Desarrollo Campo
Fanny Bloque Tarapoa (Febrero 2005), Pág. 5 - 36.
5. Andespetroleum, FANNY 18B89H_ECC EOWR (Diciembre
2006).
6. Andespetroleum, FANNY 18B98H_ECC EOWR (Marzo
2007).
7. Andespetroleum, FANNY 18B18HRE1_ECC EOWR (Junio
2007).
8. Andespetroleum, FANNY 18B19H_ECC EOWR (Julio 2007).

9. Andespetroleum, FANNY 18B93H_ECC EOWR (Octubre 2007).
10. Andespetroleum, FANNY 18B94H_ECC EOWR (Noviembre 2007).
11. Andespetroleum, FANNY 18B106H_ECC EOWR (Diciembre 2007).
12. WCS – Well Control, Manual de Control de Pozos, (Enero 2003), Pág. G1- G33.