

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

OPCIÓN DE GRADUACIÓN: Seminario de graduación

TESINA DEL SEMINARIO:

“Análisis de los procedimientos aplicados para perforar pozos direccionales”

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentada por:

Estrada Flores Bryan Walter

Medina Cáceres Leopoldo Guillermo

Moscoso Loayza Gustavo José

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año: 2014

AGRADECIMIENTO

A Dios, a nuestros padres y profesores, que aportaron con su conocimiento y apoyo durante nuestra trayectoria académica.

DEDICATORIA

Dedicamos este trabajo de manera especial a nuestras familias quienes supieron guiarnos durante nuestra vida estudiantil.

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

Ing. Alberto Galarza

VOCAL DELEGADO DEL DECANO FICT

Ing. Kléber Malavé

DIRECTOR DE TESINA

Dra. Elizabeth Peña C.

Decana(Encargada)-FICT

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de este trabajo de Graduación, nos corresponde exclusivamente, y el patrimonio intelectual del mismo a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Graduación de Pregrado de la ESPOL)

Bryan Walter Estrada Flores

Gustavo José Moscoso Loayza

Leopoldo Guillermo Medina Cáceres

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN	20
<i>INTRODUCCION</i>	<i>XXI</i>
ENFOQUE	XXII
1. CAPÍTULO 1	23
1. MARCO TEÓRICO	23
1.1 Antecedentes.....	23
1.2 Perforación de un pozo.....	24
1.3 Sistemas requeridos	25
1.3.1 Rotación.....	25
1.3.2 Seguridad.....	26
1.3.3 Circulación	27
1.3.4 Levantamiento.....	29
1.3.5 Potencia	29
1.4 Configuración de una sarta convencional para perforación vertical.....	30
1.4.1 Broca.....	30
1.4.2 Lastra barrenas	31
1.4.3 Tubería de perforación extra pesada	31

1.4.4 Tubería de perforación	31
2. CAPÍTULO 2	32
2. PERFORACIÓN DIRECCIONAL Y HORIZONTAL	32
2.1 Antecedentes.....	32
2.2 Definición	33
2.3 Ventajas.....	33
2.3.1 Disminuir riesgos ambientales	34
2.3.2 Alcanzar yacimientos bajo geologías complicadas: domo salino	34
2.3.3 Optimizar costos.....	34
2.3.4 Pozos de alivio	34
2.4 Desventajas	35
2.4.1 Riesgos de colisión	35
2.4.2 Costo de equipos	35
2.4.3 Perforación no autorizada de yacimientos	35
2.4.4 Atascamiento de tubería	36
2.5 Terminologías utilizadas en la perforación direccional.....	36
2.5.1 Coordenadas de superficie	36
2.5.2 Coordenadas objetivo (target)	36
2.5.3 Azimuth	36
2.5.4 Profundidad Medida (Measured Depth, MD)	37

2.5.5 Profundidad Verdadera Vertical (True Vertical Depth, TVD)	37
2.5.6 Punto de Arranque (Kick of Point, KOP)	37
2.5.7 Ángulo de inclinación	37
2.5.8 Tasa de incremento y disminución de ángulo	37
2.5.9 Sección tangencial	38
2.6 Tipos de pozos direccionales.....	39
2.6.1 Tipo S.....	39
2.6.2 Pozo Tipo S Modificado	40
2.6.3 Tipo J	41
2.6.4 Horizontal.....	42
3. CAPÍTULO 3	43
3. TÉCNICAS DE PERFORACIÓN Y HERRAMIENTAS PARA ENSAMBLAJES DIRECCIONALES	43
3.1 Técnicas de perforación.....	43
3.1.1 Deslizamiento.....	44
3.1.2 Rotación	44
3.2 Herramientas Direccionales.....	45
3.2.1 Motores de fondo	45
3.2.1.1 Constituyentes del motor de fondo PowerPak M.....	47
3.2.2 Herramientas de Medición	50

3.2.2.1 Sistema MWD (Measure While Drilling).....	50
3.2.2.2 Sistema LWD (Logging While Drilling).....	54
3.2.3 Sistema Rotatorio.....	55
3.2.3.1 Rotary Steerable System (RSS)	55
3.2.4 Herramientas de Deflexión	58
3.2.4.1 Codo desviador “bent sub”	58
3.2.4.2 Cuchara Recuperable.....	59
3.2.4.3 Cuchara No recuperable.....	60
3.2.5 Herramientas Auxiliares	60
3.2.5.1 Estabilizadores	60
3.2.5.2 Cross-Over	64
3.2.5.3 Martillos	64
3.2.5.4 Ensanchadores.....	64
4. CAPITULO 4	65
4. PROCESO DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL.....	65
4.1 Preparación de la locación.....	65
4.1.1 Sistemas de drenaje.....	66
4.1.2 Protección del suelo	67
4. 2 Consideraciones Operacionales de los equipos de un taladro	68
4.2.1 Preventor de reventones, manifold y acumulador de presión.	68

4.2.2 Sistema de fluidos y control de sólidos	68
4.2.3 Perforación Direccional	69
4.2.4 Revestidores	70
4.2.5 Cementación	71
4.2.6 Consideraciones en un BHA	72
4.2. Procedimiento seguido para perforar Pozo direccional tipo S	74
4.2.1 Sección 1 de 26"	74
4.2.2 Sección 2 de 16"	75
4.2.3 Sección 3 de 12- ¼"	79
4.2.4 Sección 4 de 8 ½ "	83
4.3 Procedimiento para perforar Pozo Horizontal	89
5. CAPÍTULO 5	95
PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACION DIRECCIONAL Y POSIBLES	
SOLUCIONES.....	95
5.1 Problemas.....	95
Se pueden presentar durante la perforación a cualquier profundidad.....	95
5.1.1 Pérdidas de Circulación	95
5.1.1.1 Naturales	96
5.1.1.2 Inducidas	96
5.1.2 Pega de Tubería.....	98

5.1.2.1 Pega Diferencial	98
5.1.2.2 Empaquetamiento producido por solidos.....	99
5.1.2.2.1 Formaciones no consolidadas.....	99
5.1.2.2.2 Formaciones Plásticas	99
5.1.2.2.3 Formaciones Fracturadas y con Fallas	99
5.1.2.2.4 Formaciones Reactivas.....	100
5.1.2.2.5 Chatarra o desecho.....	100
5.1.2.3 Alteraciones en la Geometría del pozo	100
5.1.2.3.1 Ojo de Llave	101
5.1.2.3.2 Hueco de bajo calibre o diámetro reducido.....	103
5.1.2.3.3 Escalones y Patas de perro	105
5.1.2.3.4 Bloques de Cemento.....	107
5.1.2.3.5 Cemento “Verde”.....	108
5.1.3 Colisión de pozos.....	108
5.2 Problemas presentados en los pozos PFD-001 y PFD-002.....	109
5.2.1 POZO PDF-001 direccional tipo S.....	109
5.2.1.1 Sección 2 de 16”	109
5.2.1.2 Sección 3 de 12 ¼”	109
5.2.1.3 Sección 4 de 8 ½ ”	110
5.2.2 POZO PFD-002.....	111

5.2.2.1 Trabajos previos a la perforación de la ventana	111
5.2.2.2 Corrida de la cuchara no recuperable (whipstock) a 8212`	112
5.2.2.3 Construcción de la ventana	112
6. CAPÍTULO 6	114
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	114

ANEXOS

ANEXO A. REPORTE DIARIO DE PERFORACIÓN, POZO PFD-001.

(ELABORADO POR EMPRESA PETROLERA)

ANEXO B. REPORTE DIARIO DE PERFORACIÓN, POZO PFD-001.

(ELABORADO POR EMPRESA PETROLERA)

ANEXO C. REPORTE DIARIO DE PERFORACIÓN, POZO PFD-001.

(ELABORADO POR EMPRESA PETROLERA)

ANEXO D. REPORTE DIARIO DE PERFORACIÓN, POZO PFD-001.

(ELABORADO POR EMPRESA PETROLERA)

ANEXO E. ESQUEMA MECANICO DEL POZO PFD-001. (ELABORADO POR

EMPRESA PETROLERA)

ANEXO F. ESQUEMA MECANICO DEL POZO PFD-002. (ELABORADO POR

EMPRESA PETROLERA)

NOMENCLATURA

HDIL: High Definition Induction Log - Registro de Inducción de Alta Definición

RTEX: Rt Explorer - Explorador de Resistividad de la Formación

ZDEN: Z DensiLog – Registro de Densidad

CN: Compensated Neutron – Neutrón Compensado

DAL: Digital Acoustilog – Registro Digital Acústico

GR: Gamma Ray – Rayos Gamma

CAL: Caliper - Calibre

SBT: Segmented Bond Tool - Herramienta de enlace segmentada

CBL: Cement Bond Logging – Registro de Adherencia del Cemento

VDL: Variable Density Log – Registro de Densidad Variable

ROP: Rate Of Penetration – Tasa De Penetración

BOP: Blow Out Preventor – Preventor de Reventones

BHA: Botton Hole Assembly – Ensamblaje de fondo del pozo

UTM: Universal Transversal de Mercator

PDC: Polycrystalline Diamond Compact – Compacto de Diamante Policristalino

RSS: Rotary Steerable System

INDICE DE FIGURAS

Figura 1-1. Tipos de pozo. (Schlumberger, 2011).....	25
Figura 1-2. Sistema de Circulación (Aird, 2008)	28
Figura 1-3. Bloque Viajero y top-drive. (Foto tomada por L. Medina)	29
Figura 2-1. Partes de un pozo direccional. (Shoxxe, 2009)	38
Figura 2-2. Pozo direccional tipo S (PEMEX, 2011)	39
Figura 2-3. Pozo direccional tipo S modificado (PEMEX, 2011).....	40
Figura 2-4. Pozo direccional tipo J (PEMEX, 2011)	41
Figura 2-5. Pozo horizontal (PEMEX, 2011)	42
Figura 3-1. Motor de fondo PowerPak M	46
Figura 3-2. Partes del motor de fondo PowerPak M. (Schlumberger, Steerable Motor Handbook , 2004)	47
Figura 3-3. Sección ajustable. (Schlumberger, Steerable Motor Handbook , 2004)	48

Figura 3-4. Sección de poder. (Schlumberger, Steerable Motor Handbook , 2004)	49
Figura 3-5. Válvula de descarga. (Schlumberger, Steerable Motor Handbook , 2004)	50
Figura 3-6. Sistema MWD Power Pulse. (Schlumberger, 2013)	51
Figura 3-7 Sistema MWD Impulse. (Schlumberger, 2012)	52
Figura 3-8. Sistema MWD Slimpulse. (Schlumberger, 2002)	53
Figura 3-9. Registros eléctricos. (Elaborado por Empresa Petrolera)	54
Figura 3-10. Sistema Rotatorio Power Drive	56
Figura 3-11. Motor de desplazamiento positivo.	57
Figura 3-12. Funcionamiento del motor.	58
Figura 3-13. Codo desviador	59
Figura 3-14. Cucharas recuperables	59
Figura 3-15. Ubicación de estabilizadores para construir ángulos. (Elaborado por empresa petrolera)	61

Figura 3-16. Ubicación de estabilizadores para mantener ángulo. (Elaborado por empresa petrolera).....	62
Figura 3-17. Ubicación de estabilizadores para tumbar ángulo. (Elaborado por empresa petrolera).....	63
Figura 4-1. Sistema de drenaje de la locación (Marquez, 2009).....	67
Figura 4-2. Componentes BHA #2. (Elaborado por Empresa Petrolera)	76
Figura 4-3. Componentes BHA #3. (Elaborado por Empresa Petrolera)	77
Figura 4-4. Componentes BHA #4. (Elaborado por Empresa Petrolera)	78
Figura 4-5. Compones BHA #5. (Elaborado por Empresa Petrolera)	80
Figura 4-6. Compones BHA #6. (Elaborado por Empresa Petrolera)	82
Figura 4-7. Compones BHA #7. (Elaborado por Empresa Petrolera)	84
Figura 4-8. Compones BHA #8. (Elaborado por Empresa Petrolera)	85
Figura 4-9. Curva de Avance del Pozo. (Elaborado por Empresa Petrolera).....	87
Figura 4-10. Curva de Avance del Pozo. (Elaborado por Empresa Petrolera).....	94
Figura 5-1. Construcción de un ojo de llave. (Energy API, 2001)	102

Figura 5-2. Atascamiento mecánico por diámetro reducido en el hueco. (Energy API, 2001)..... 104

Figura 5-3. Escalones y pata de perro en el pozo. (Energy API, 2001) 106

INDICE DE TABLAS

Tabla I. Características de los sistemas MWD (Schlumberger, 2002).....	53
Tabla II. Indicadores de pérdidas de fluido. (Roberto, 1999)	97

RESUMEN

El presente trabajo de graduación describe los procedimientos aplicados en la perforación de un pozo direccional tipo S y en la ejecución de un horizontal donde se realizó un “side-track”. Para el desarrollo del tema se obtuvo información real indicada en los reportes diarios de los dos pozos perforados en el oriente del Ecuador entre el 2011 y 2013.

La primera parte de nuestra tesina contempla tanto una breve introducción de los sistemas actualmente utilizados en la perforación direccional, así como la descripción de una sarta convencional para perforar verticalmente porque tiene aplicación en la primera etapa de todo trabajo direccional.

Para desviar la trayectoria de un pozo se dispone de técnicas direccionales de deslizamiento y rotación, que permiten incrementar, disminuir y/o mantener el ángulo de inclinación requerido en el proceso. Por esta razón describiremos las ventajas, desventajas y terminología más comunes utilizadas en dicha técnica.

También analizamos por secciones el trabajo de perforación, los problemas presentados en el pozo direccional PFD-001 tipo S y en el horizontal PFD-002 donde se realizó un “side-track” para solucionar un problema originado por colapso del casing de fondo.

INTRODUCCION

La perforación de pozos en el Ecuador empezó al comienzo del siglo XX en la península de Santa Elena, siendo ANCON 001 el primero. En el año 1972 se inició el denominado “boom petrolero” en donde la matriz energética de nuestro país comenzó a depender de la producción hidrocarburífera del Oriente ecuatoriano, situación que se mantiene hasta la actualidad.

Con el pasar de los años se ha incrementado el requerimiento energético en el mundo. La demanda de petróleo, recurso natural no renovable, ha impulsado a los países productores a manejar nuevas tecnologías con el fin de explotar crudo de manera óptima, entre ellas la perforación direccional que en el país ha logrado un importante desarrollo.

La técnica consiste en perforar un hueco para comunicar los yacimientos de hidrocarburos a superficie. Una de las razones por las que se utiliza perforación direccional es que permite reducir el impacto ambiental, la infraestructura necesaria para perforar desde una misma locación un gran número de pozos e incrementar caudales de producción.

ENFOQUE

Objetivos Generales

- Analizar el proceso seguido para perforar un pozo direccional tipo “S” PFD-001 y un “Horizontal” PFD-002.
- Identificar los problemas presentados durante la perforación de los pozos PFD-001 Y PFD-002.

Objetivos Específicos

- Describir el procedimiento aplicado para solucionar el colapso del casing de fondo con el fin de recuperar la producción del pozo PFD-002.
- Indicar los problemas de atascamiento y disminución del ROP, presentados durante la perforación del pozo direccional PFD-001.

CAPÍTULO 1

1. MARCO TEÓRICO

1.1 Antecedentes

En sus inicios el proceso de perforación de pozos petroleros se efectuaba por percusión, que se lograba mediante el golpe de una barrena o broca en el

subsuelo; los ripios y los recortes eran removidos utilizando una cubeta para posteriormente continuar la operación.

Actualmente el método aplicado para perforar pozos es el sistema rotatorio que consiste en mantener la broca conectada a una sarta de tubería, girando permanentemente de manera que todo el tiempo este en contacto con la roca del subsuelo. Los cortes resultantes van a superficie por el espacio anular entre la sarta de perforación y las paredes del pozo, suspendidos en un fluido o lodo de perforación preparado con este propósito.

El tamaño de un taladro de perforación depende de la profundidad que se quiera perforar; mientras mayores sean sus dimensiones, mayor será la profundidad de perforación.

1.2 Perforación de un pozo

Se puede definir como el procedimiento para atravesar los diferentes estratos de rocas existentes desde la superficie hasta llegar a un determinado yacimiento de hidrocarburos (objetivo), con el fin de producirlos.

En la figura Fig. 1-1 se indica 2 tipos de pozos que se pueden perforar: vertical y direccional.

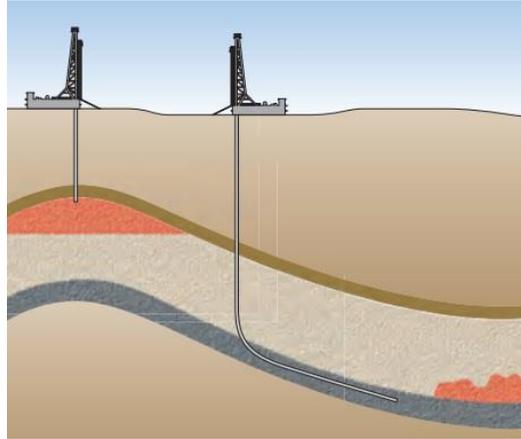


Figura 1-1. Tipos de pozo. (Schlumberger, 2011)

1.3 Sistemas requeridos

Para ejecutar la operación de perforación se necesita el trabajo de los sistemas que se indican y describen a continuación.

- Rotación
- Seguridad
- Circulación
- Levantamiento
- Potencia

1.3.1 Rotación

Constituido fundamentalmente por mesa rotaria y “top-drive”. Permite que la sarta de perforación rote de tal manera que penetre las diferentes

formaciones desde superficie hasta algún estrato del subsuelo. Su posición es central con respecto al piso de la torre de perforación, donde se encuentra la mesa rotatoria que sirve como guía para la sarta. También lo integra las llaves de potencia que permiten el enrosque y desenrosque de la tubería y las cuñas de rotación que evitan que la sarta caiga en el pozo.

En la actualidad el componente principal del sistema de rotación es el “Top-Drive”, elemento motriz que proporciona giro a la sarta.

1.3.2 Seguridad

Como en toda operación de perforación la presión de la columna hidrostática siempre debe ser mayor que la de las formaciones atravesadas, el sistema de seguridad evita el flujo a superficie de fluidos con altas presiones provenientes del pozo y que si no se controlan pueden originar un reventón. El influjo del pozo puede ser detectado por el aumento del volumen del lodo que retorna a superficie.

Para controlar la posibilidad de un reventón se tiene el BOP cuyo objetivo es evitar el problema por medio de un conjunto de válvulas conectadas directamente a la cabeza del pozo y el acumulador, integrado por botellas o recipientes donde se almacenan los fluidos hidráulicos bajo presión para que accionen el BOP, en caso de ser necesario. (R., 2003)

1.3.3 Circulación

Su función principal es bombear el fluido de perforación hacia el fondo del pozo a través de la sarta, retornando por el espacio anular a superficie cumpliendo los siguientes objetivos:

- a) Transportar los recortes o ripios desde el fondo a superficie.
- b) Mantener en suspensión los ripios (tixotropía)
- c) Sostener las paredes del pozo
- d) Enfriar y lubricar la broca y la sarta
- e) Controlar presiones del pozo
- f) Facilitar la corrida de registros eléctricos
- g) Ayudar a soportar la sarta y la tubería de revestimiento
- h) Suministrar potencia hidráulica a la broca

El ciclo de circulación del fluido se inicia en las piscinas de lodo siguiendo la línea de succión hacia las bombas, de donde continua a la manguera

flexible (cuello de ganso). Por la línea de descarga se dirige a la unión giratoria (swivel), continua por la tubería de perforación al fondo del pozo, sale a gran velocidad por los “jets” de la broca ayudando con el impacto a la perforación de las formaciones; levanta los ripios transportándolos por el espacio anular a superficie. Retorna a los tanques de lodo para hacer tratado y repetir el ciclo. El sistema descrito se muestra en la figura 1-2.

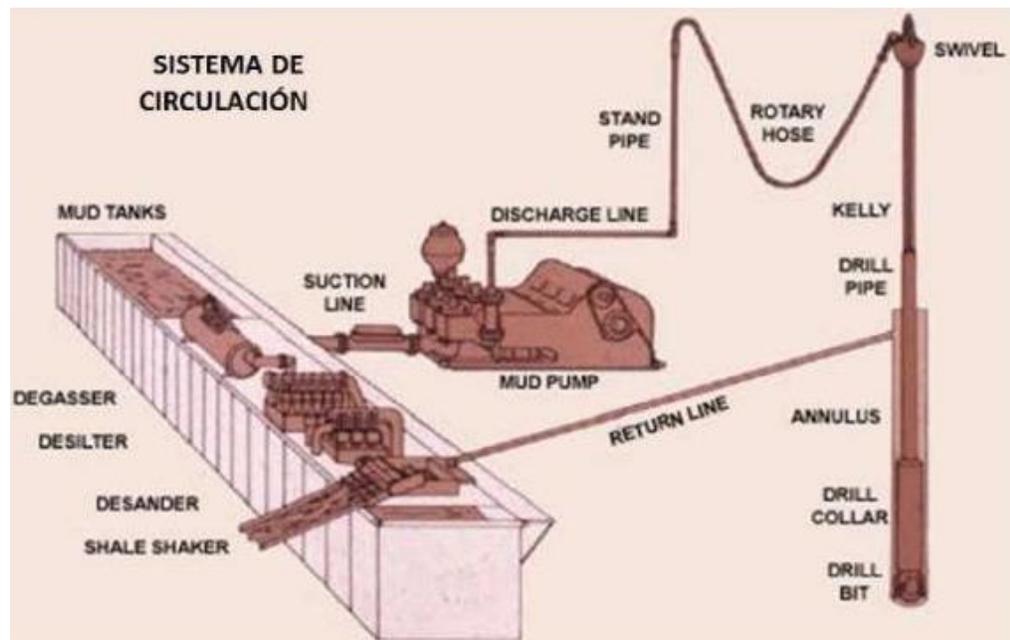


Figura 1-2. Sistema de Circulación (Aird, 2008)

1.3.4 Levantamiento

Soporta toda la sarta sujeta al “top-drive” y con su sistema de poleas hace posible el movimiento vertical ascendente y descendente de la tubería de perforación. Consta de las siguientes partes: bloque viajero, bloque corona, gancho sujetador, malacate, elevadores y cables de acero. En la Figura 1-3 se muestra el “top-drive” con el bloque viajero.



Figura 1-3. Bloque Viajero y top-drive. (TRESE)

1.3.5 Potencia

Todo taladro de perforación necesita una fuente de energía para el funcionamiento de los equipos y componentes del mismo. La potencia se origina en los motores que generan y suministran la energía necesaria para que trabajen de manera continua todos los sistemas del taladro.

Los motores son de combustión interna, altamente eficientes y pueden ser transportados sin dificultad. La energía producida se distribuye al taladro de manera mecánica y eléctrica. (Aird, 2008)

1.4 Configuración de una sarta convencional para perforación vertical

La sarta de perforación es un conjunto de herramientas tubulares de diámetros y longitudes diferentes enroscadas entre sí. Desde el fondo consiste de los siguientes componentes:

- Broca
- Lastra barrenas
- Tubería de perforación extra pesada
- Tubería de perforación

1.4.1 Broca

Es el elemento principal de la configuración y está ubicada en la parte inferior de la sarta. Su función es cortar y triturar las formaciones hasta llegar al yacimiento productor. Existen varios tipos porque se perforan diferentes estratos de roca a medida que se profundiza el pozo.

1.4.2 Lastra barrenas

Son tuberías de gran espesor de pared y peso, de longitud similar a los tubos de perforación. Van ubicados sobre la broca y su función principal es dar el peso requerido por la misma para perforar verticalmente el hueco.

1.4.3 Tubería de perforación extra pesada

Conocida también como “Heavy Weight Drill Pipe”. Une los lastra barrenas con la tubería de perforación, evitando la fatiga del material por el cambio brusco de peso entre esos dos componentes. También dan peso adicional a la broca, estabilidad a la sarta y evitan el pandeo durante la operación.

1.4.4 Tubería de perforación

Su función es transmitir la rotación generada en superficie al ensamblaje de fondo (BHA) para que se pueda perforar. También facilita la circulación del lodo.

CAPÍTULO 2

2. PERFORACIÓN DIRECCIONAL Y HORIZONTAL

2.1 Antecedentes

En el siglo XIX se realizaron los primeros intentos de perforación direccional con el propósito de superar problemas de pesca. En 1930 en California, se perforó el primer pozo direccional controlado y cuatro años más tarde en

Texas, se perforó direccionalmente un pozo para controlar uno vecino donde había ocurrido un reventón debido a la presencia de altas presiones. (Richmond, 2000)

El avance tecnológico durante los últimos años ha permitido implementar técnicas de perforación direccional y horizontal, actualmente aplicadas en el país para producir hidrocarburos.

2.2 Definición

La perforación direccional es una operación que tiene como propósito principal alcanzar zonas productoras que podrían ser inaccesibles, yacimientos ubicados bajo domos salinos, formaciones divididas por fallas y diseñar pozos multilaterales. Haciendo uso de herramientas deflectoras y equipos especiales se puede modificar el curso del BHA perforador, controlarlo y dirigirlo a un objetivo (target) determinado.

2.3 Ventajas

Las principales son:

2.3.1 Disminuir riesgos ambientales

La perforación direccional facilita el ingreso a zonas intangibles, pobladas y protegidas, con el fin de preservar la naturaleza causando el menor impacto ambiental.

2.3.2 Alcanzar yacimientos bajo geologías complicadas: domo salino

Cuando las características geológicas de una formación, producto de su naturaleza, no permiten aplicar la perforación convencional (vertical), como es el caso de los domos salinos, se prefiere no atravesarlos verticalmente y aplicar perforación direccional para alcanzar los yacimientos de hidrocarburos.

2.3.3 Optimizar costos

En caso de que el objetivo (target) se encuentre off-shore, el procedimiento direccional a diferencia del convencional, puede evitar la instalación de una plataforma costa afuera, logrando que el tiempo y el costo de perforación, disminuyan.

2.3.4 Pozos de alivio

Si se tiene un posible reventón de un pozo, el incremento brusco y repentino de presión se puede aliviar perforando un pozo direccional

2.4 Desventajas

2.4.1 Riesgos de colisión

En la perforación direccional, es común utilizar los Pads, que son locaciones desde donde se pueden perforar varios pozos. Para ello es necesario obtener una data de la dirección que está siguiendo el curso de la perforación. Con este fin existen los diagramas de araña los cuales permiten conocer la dirección de cada pozo y la posible colisión entre ellos.

2.4.2 Costo de equipos

Debido a la característica especial del trabajo los equipos requeridos para la operación direccional u horizontal son de alto costo. Generalmente duplican o triplican el costo de la perforación vertical.

2.4.3 Perforación no autorizada de yacimientos

En ocasiones la facilidad para alcanzar un yacimiento a través de la perforación direccional, se presta para llegar a yacimientos vecinos con acceso legal restringido, situación que podría acarrear severas consecuencias.

2.4.4 Atascamiento de tubería

Conforme se avanza en profundidad es natural la tendencia del pozo a desviarse y si se le suma el esfuerzo de declinación causado por la herramienta deflectora, el atascamiento se puede producir durante la perforación. (Adams, 1978)

2.5 Terminologías utilizadas en la perforación direccional

2.5.1 Coordenadas de superficie

Corresponde a la localización geográfica en superficie del punto desde donde se inicia la operación de perforación. Se identifica como la distancia en dirección: Norte, Sur, Este, Oeste; de un punto. Está dada en coordenadas UTM.

2.5.2 Coordenadas objetivo (target)

Es el punto exacto posicionado geográficamente que sirve de guía para definir la trayectoria que debe seguir un pozo hasta llegar al objetivo en el subsuelo. Se dan en coordenadas UTM.

2.5.3 Azimuth

Es el ángulo en grados que debe seguir la trayectoria del pozo, medido con respecto al norte y en sentido horario.

2.5.4 Profundidad Medida (Measured Depth, MD)

Representa la medida de la profundidad direccional en pies perforada en un tiempo determinado, que puede ser descrita en términos de la longitud de la tubería en el pozo. (Thorogood, 1989)

2.5.5 Profundidad Verdadera Vertical (True Vertical Depth, TVD)

Corresponde a la distancia de la proyección vertical de la profundidad direccional medida, dada en pies.

2.5.6 Punto de Arranque (Kick of Point, KOP)

Es el punto donde se origina la primera deflexión del pozo a partir de la vertical, es decir la profundidad a la que el pozo se convierte en direccional.

2.5.7 Ángulo de inclinación

Es la inclinación medida en grados con respecto a un eje vertical imaginario.

2.5.8 Tasa de incremento y disminución de ángulo

Corresponde a la tasa en grados por cada 100 ft de perforación direccional, en donde se incrementa o disminuye el ángulo de inclinación. Cuando se

incrementa el ángulo el término utilizado es el “BUR” (build-up rate) mientras que para la disminución es “DR” (drop rate).

2.5.9 Sección tangencial

Es una sección del pozo en la que se ha mantenido ángulo durante la perforación. Para el caso de un pozo tipo S es una sección intermedia posterior a “Build Section” y anterior a la “Drop Section”.

En la figura 2-1 se identifican las terminologías presentadas.

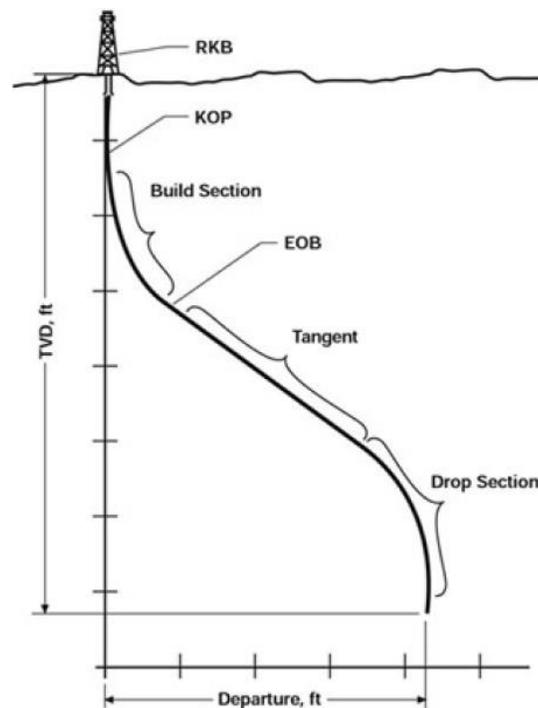


Figura 2-1. Partes de un pozo direccional. (Shoxxe, 2009)

2.6 Tipos de pozos direccionales

La clasificación de los pozos direccionales se debe a su trayectoria dentro del subsuelo, (PEMEX, 2011), que se explica a continuación:

2.6.1 Tipo S

Está constituido por una sección vertical, luego se produce un incremento de ángulo hasta un valor predeterminado; posteriormente se construye una sección recta y se finaliza con una caída de ángulo hasta llegar a 0 grados de manera que se alcance verticalmente al objetivo, como se muestra en la figura 2-2.

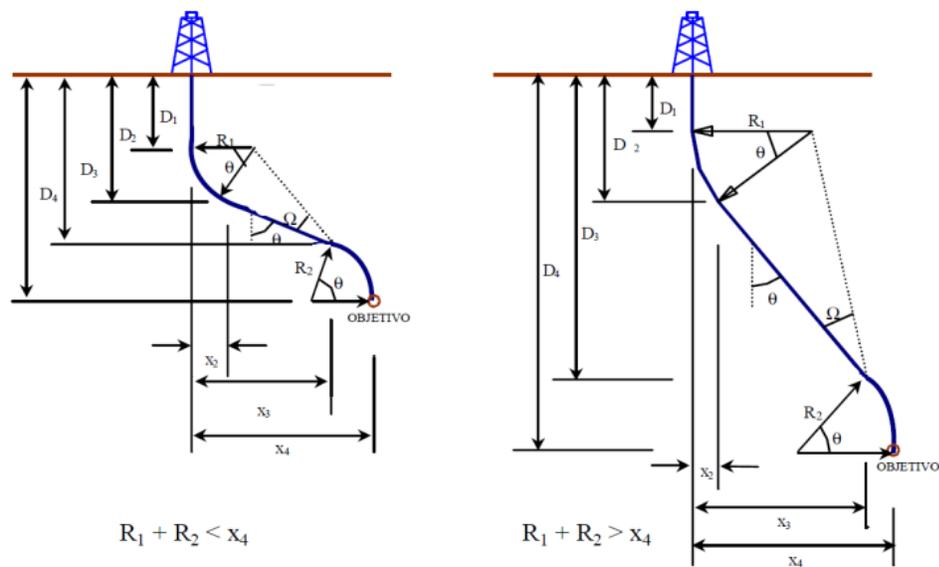


Figura 2-2. Pozo direccional tipo S (PEMEX, 2011)

2.6.2 Pozo Tipo S Modificado

Al igual que el Tipo S consta de una sección vertical, una de construcción de ángulo, seguida de una tangencial. La diferencia entre el S y el S modificado son estas dos últimas secciones. Después de la sección recta se tiene la de disminución de ángulo y finalmente otra con ángulo constante hasta alcanzar el objetivo, como podemos observar en la figura 2-3.

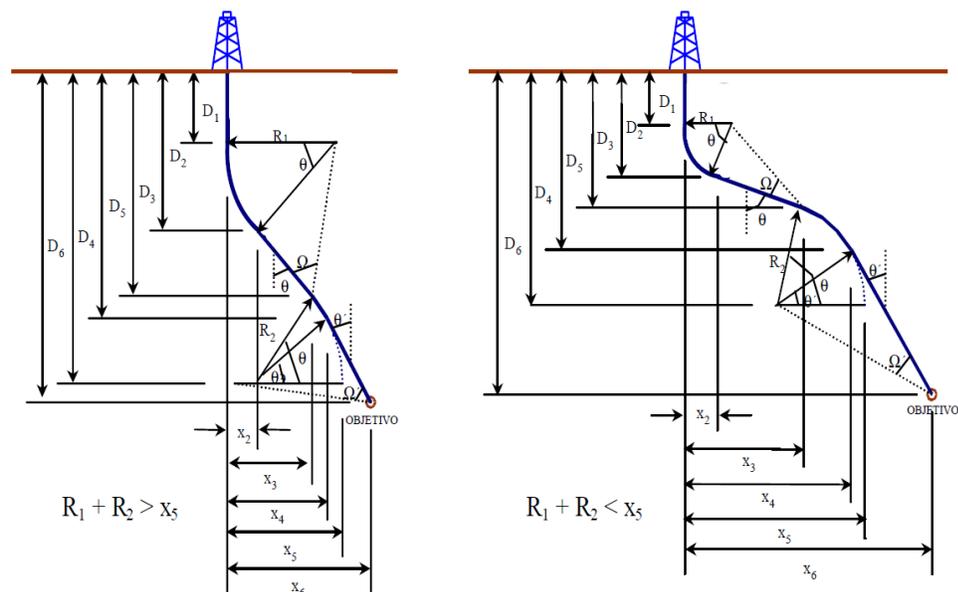


Figura 2-3. Pozo direccional tipo S modificado (PEMEX, 2011)

2.6.3 Tipo J

Consta de tres partes: la primera corresponde a una sección vertical desde la superficie hasta el KOP, luego continúa una de incremento de ángulo y finaliza tangencialmente hasta el objetivo, como se muestra en la figura 2-

4.

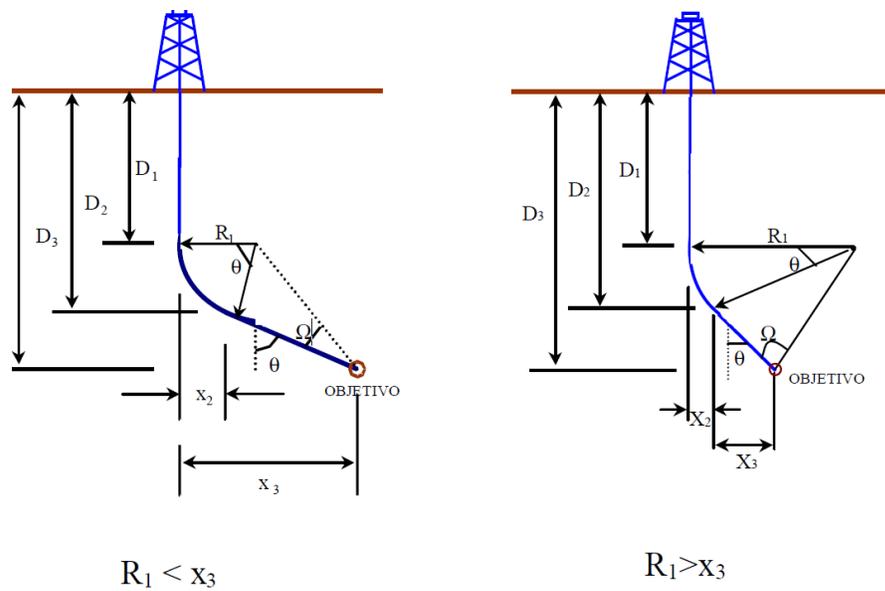


Figura 2-4. Pozo direccional tipo J (PEMEX, 2011)

2.6.4 Horizontal

Está conformado por tres secciones similares al Tipo J, con la diferencia de que no existe la tangencial sino una de navegación horizontal, es decir a 90° . Ver figura 2-5.

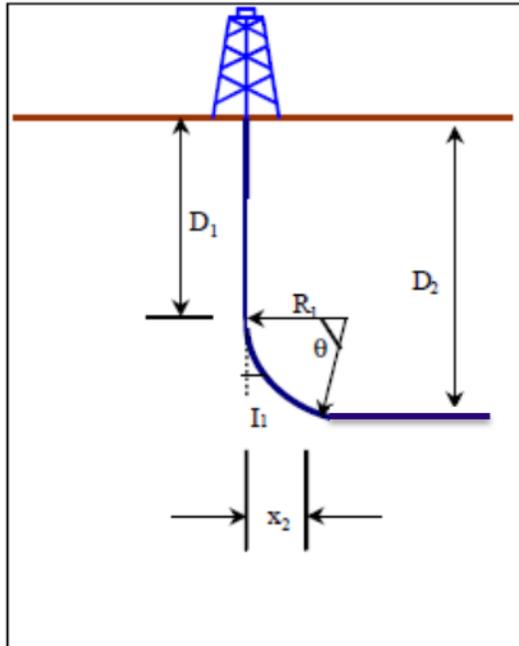


Figura 2-5. Pozo horizontal (PEMEX, 2011)

CAPÍTULO 3

3. TÉCNICAS DE PERFORACIÓN Y HERRAMIENTAS PARA ENSAMBLAJES DIRECCIONALES

3.1 Técnicas de perforación

En el país para perforar direccionalmente se aplican 2 técnicas:

3.1.1 Deslizamiento

Es el procedimiento mediante el cual se perfora un pozo haciendo rotar solamente la broca, por lo que la sarta se desliza. La operación tiene como objetivo principal incrementar o disminuir el ángulo de inclinación del pozo.

El método requiere de precisión ya que al no girar la sarta, la capacidad de remover los recortes por medio de fluidos de perforación disminuye, al igual que el ROP, incrementando el riesgo de pega de tubería. En ocasiones es necesario realizar la operación varias veces para lograr el ángulo deseado.

3.1.2 Rotación

Operación mediante la cual rota todo el ensamblaje de fondo, permitiendo mantener el ángulo de inclinación del pozo es decir, sirve para la construcción tangencial del hueco. El procedimiento disminuye el riesgo de pega de tubería porque se tiene un ROP mayor al que se tendría cuando se realiza deslizamiento. (Hendricks, 2006).

3.2 Herramientas Direccionales

Con el fin de realizar un análisis de las herramientas utilizadas en la perforación direccional, efectuaremos una división considerando la función que desempeña cada una de ellas, clasificándolas de la siguiente manera:

- Motores de fondo
- Medición
 - Sistema MWD
 - Sistema LWD
- Rotación
- Deflexión
- Auxiliares

3.2.1 Motores de fondo

Proporcionan rotación a la broca minimizando el daño de la tubería, de los lastra barrenas (drill collars) y de la tubería pesada. La necesidad de alcanzar objetivos, “targets”, a mayor profundidad y en menor tiempo ha permitido desarrollar motores de fondo que tienen secciones de poder más potentes. En el mercado existen diferentes tipos de motores que se ajustan a un requerimiento específico. (Schlumberger, Introduccion a la perforación direccional, 2004)

Los tipos son:

- PowerPak M – Pozos direccionales
- PowerPak XP – Extra poder
- PowerPak XC – Para curvas severas
- PowerPak XF – Flexibles para radio corto
- Powerpak GT – Motores de alto torque

En la Figura 3-1 aparece la configuración de un motor de fondo PowerPak M, tecnología actualmente aplicada en el país.

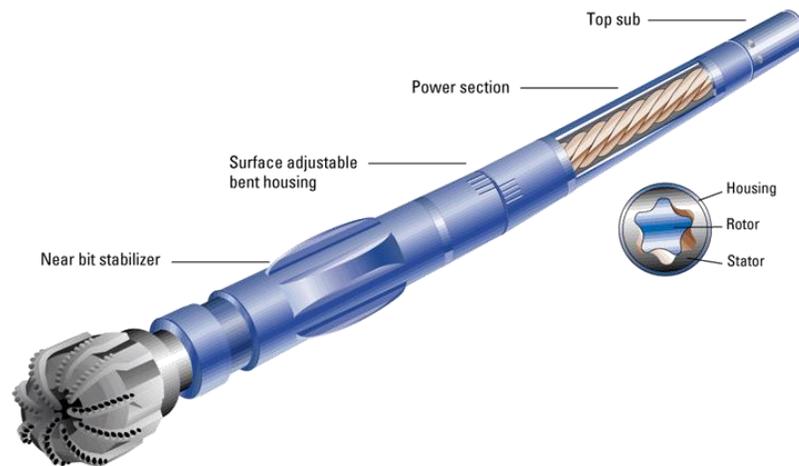


Figura 3-1. Motor de fondo PowerPak M

3.2.1.1 Constituyentes del motor de fondo PowerPak M

Está conformado por 6 partes indicadas en la Figura 3-2, integradas en 4 secciones que se describen a continuación:

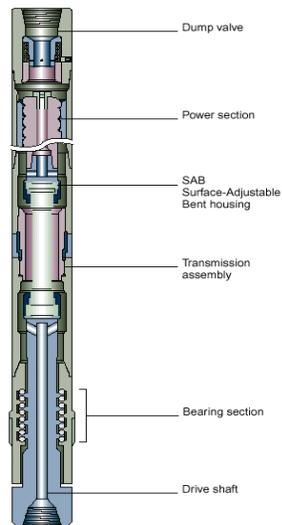


Figura 3-2. Partes del motor de fondo PowerPak M. (Schlumberger, Steerable Motor Handbook , 2004)

1. Sección de rodamientos

Está integrada por esferas alrededor de un eje de tungsteno y soporta el peso del BHA mientras se perfora

2. Sección ajustable - Figura 3-3.

Transmite a los rodamientos y a la broca la rotación proporcionada por el motor. Permite realizar la graduación del codo desviador en el “Bent housing”.

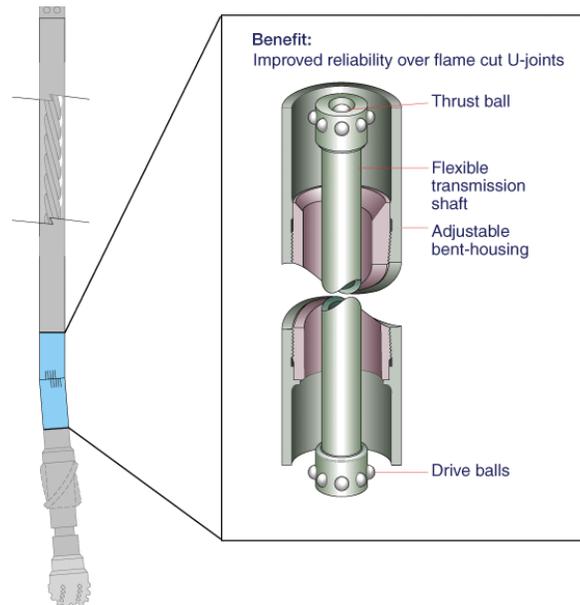


Figura 3-3. Sección ajustable. (Schlumberger, Steerable Motor Handbook , 2004)

3. Sección de poder o potencia. Figura 3-4.

Suministra las revoluciones y el torque al BHA según la configuración Rotor/estator. La potencia está determinada por el número de etapas del respectivo motor.

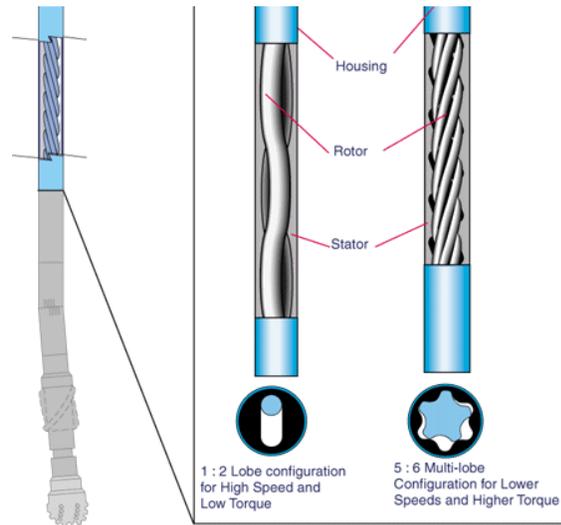


Figura 3-4. Sección de poder. (Schlumberger, Steerable Motor Handbook , 2004)

4. Válvula de descarga. Figura 3-5.

Permite la entrada del fluido de perforación hacia la sección de poder; la variación de la presión activa el pistón ubicado en la parte inferior de la válvula.

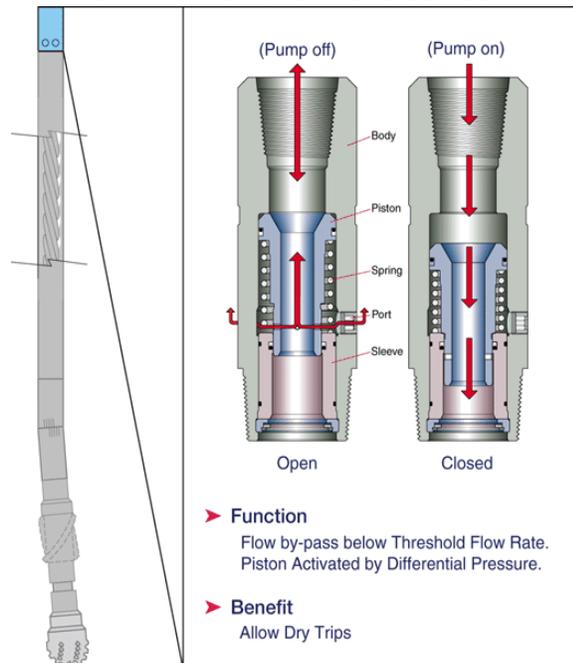


Figura 3-5. Válvula de descarga. (Schlumberger, Steerable Motor Handbook ,
2004)

3.2.2 Herramientas de Medición

3.2.2.1 Sistema MWD (Measure While Drilling)

Consiste de un sistema de telemetría que permite que la información obtenida sea receptada en superficie por medio de pulsos que viajan a través del fluido de perforación. (Weatherford, Measure while drilling system, 2009). Proporciona una data exacta de la trayectoria de la perforación en cuanto a su dirección e inclinación, así como también torque

y peso sobre la broca en tiempo real. Ver Figuras 3-6, 3-7 y 3-8. Por sus principales características se clasifican en:

- **Power Pulse**
 - Diámetros de hueco desde 7- $\frac{3}{4}$ "
 - Opera en rangos de flujo entre 300-2000 GPM
 - Presión y temperatura Estándar de trabajo: 25000 PSI, 150 °C
 - Trabajar hasta 175 °C
 - Provee lecturas continuas de inclinación y dirección

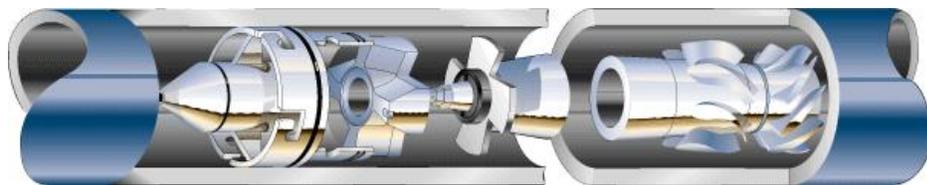


Figura 3-6. Sistema MWD Power Pulse. (Schlumberger, 2013)

- **Impulse**
 - Útil para diámetros pequeños: MWD de 4- $\frac{3}{4}$ "
 - Por su diseño el sensor está próximo a la broca
 - Tiene sensores de resistividad (Trabaja como MWD/LWD)

- Contiene una turbina que provee corriente al sistema
- Presión y temperatura máximas: 20000 PSI, 150°C
- Configuración de alta temperatura y Presión:
175°C, 25000 PSI
- LCM (lost circulation material). Material sellante de grano medio.
Tolerancia 140 kg/m³

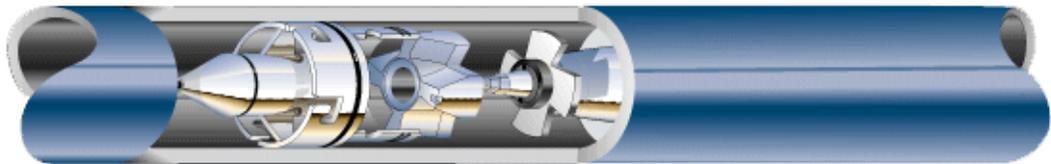


Figura 3-7 Sistema MWD Impulse. (Schlumberger, 2012)

- **Slimpulse**
 - Recuperable con cable
 - OD del collar 2-3/8" hasta 9-1/2".
 - Opera en un amplio rango de flujo
 - Rangos de trabajo: 150°C, 20.000 psi.
 - Opera con Baterías

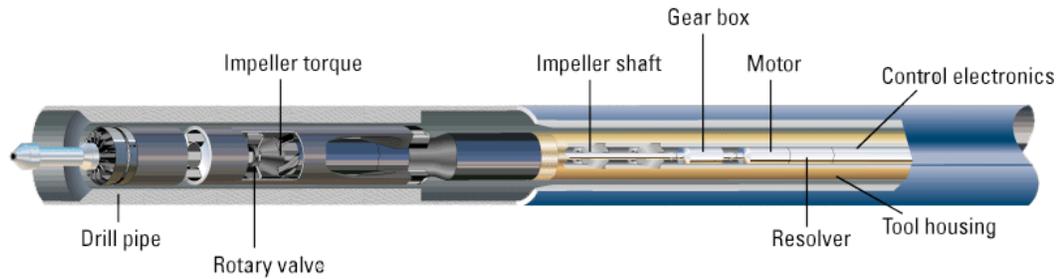


Figura 3-8. Sistema MWD Slimpulse. (Schlumberger, 2002)

En la tabla I se detallan las características de los sistemas MWD.

Tabla I. Características de los sistemas MWD (Schlumberger, 2002)

	Power Pulse	Impulse	Slimpulse
Tipo telemetría	Pulso Positivo	Pulso Positivo	Pulso Positivo
Vel. de telemetría (bps)	0.5 a 16.0	0.5 a 3.0	0.5 a 1.0
Recuperable con cable	No	No	Si
Memoria	No	No	Si
Temp. Maxima °C	150°C (175°C opt)	150°C (175°C opt)	150°C (175°C opt)
Fuente de poder	Generador de turbina	Generador de turbina	Baterías de litio (400 horas)
Max Curvatura °/30 mts			
Sliding	10 a 15*	30	10 a 145*
Rotando**	4	15	4 a 40*
Rango de flujo (gpm)	225 a 2000*	130 a 400*	35 a 1200*
Presión máxima	25000 psi	20000 psi	20000psi (25000psi opt)
Tolerancia LMC kG/m3	140 (medium nut plug)	140 (medium nut plug)	140 (medium nut plug)
* Depende del collar			
** Severidad se puede aumentar limitando las RPM			

3.2.2.2 Sistema LWD (Logging While Drilling)

Está conformado por una serie de registros en donde se destacan los de: Densidad, Sónico, Neutrones, de resistividad, rayos Gamma, como se muestra en la Figura 3-9, que permiten obtener datos de la litología, porosidad y resistividad en tiempo real mientras se perfora y así disponer de información necesaria para identificar las zonas porosas y permeables.

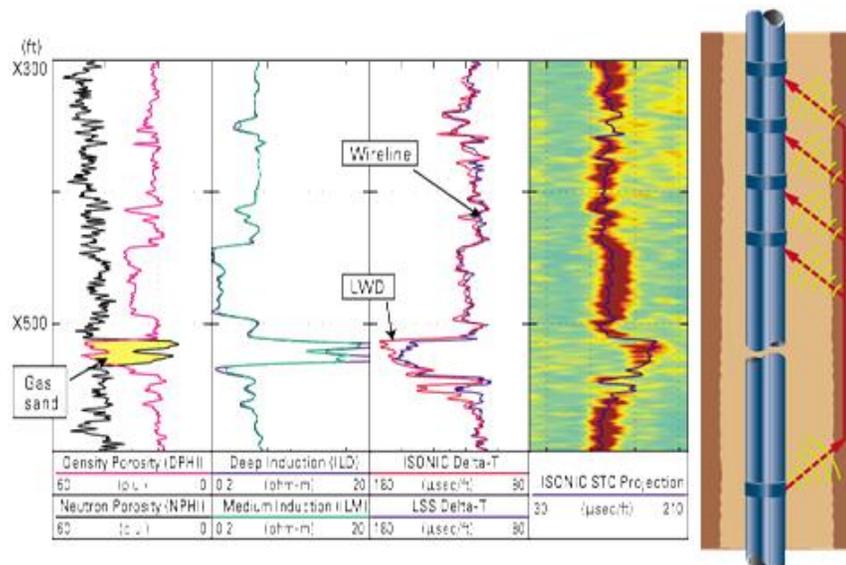


Figura 3-9. Registros eléctricos. (Elaborado por Empresa Petrolera)

3.2.3 Sistema Rotatorio

Está constituido por el Rotary Steerable System.

3.2.3.1 Rotary Steerable System (RSS)

Permite el cambio de la dirección e inclinación de la sarta mientras se encuentra en rotación. Representa una mejora a la perforación direccional convencional, en la cual los motores de fondo trabajan con la técnica de deslizamiento, que implica que rote solamente la broca. (Stuart Schaaf S. C., 2000) El sistema permite una rotación continua en superficie del “top-drive” y en el fondo, de la broca. Figura 3-10.

Dependiendo de la empresa de servicios, en el país se dispone de los siguientes tipos de RSS:

- Power Drive (Schlumberger)
- AutoTrak (Baker-Hughes INTEQ)
- RSS (Weatherford)

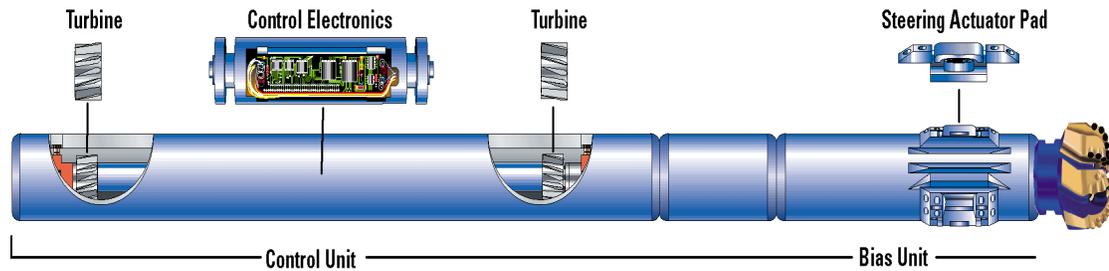


Figura 3-10. Sistema Rotatorio Power Drive

En este trabajo consideramos el sistema rotatorio Power Drive constituido por:

- **Motor de desplazamiento positivo dirigible (Power Drive)**

Es el tipo más utilizado en la perforación direccional. Por sí solo no es capaz de generar la inclinación requerida en los pozos direccionales, por lo cual, en el ensamblaje de fondo, luego del motor se encuentran el codo desviador o junta articulada ajustable “bent housing” que da la desviación planificada para el pozo. Ver Figura 3-11. Los ángulos generados se denominan “bent housing angle” y por lo general son de 12° por cada 100 pies de profundidad.

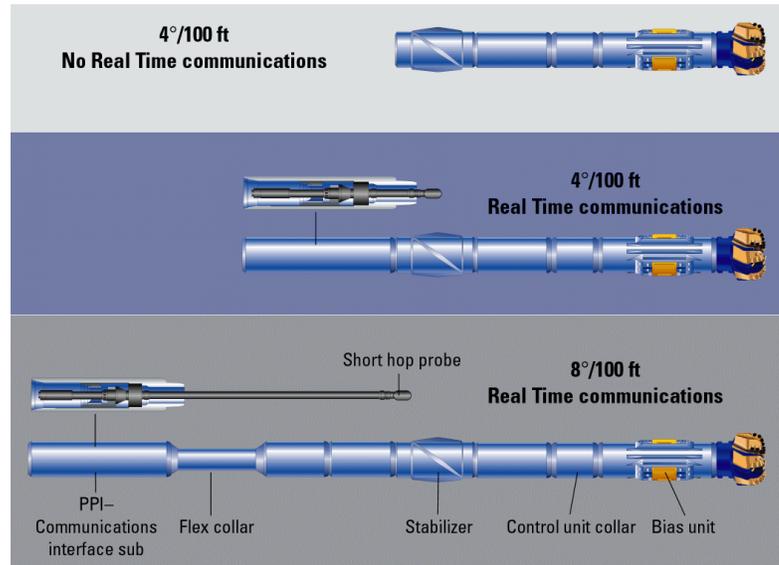


Figura 3-11. Motor de desplazamiento positivo.

- **Funcionamiento del Power Drive**

Los motores de fondo funcionan con fluido de perforación bombeado a presión, ocasionando que al girar el rotor que se encuentra en el motor convierta la energía hidráulica entregada por el fluido a presión en mecánica, la misma que finalmente llega a la broca. Ver Figura 3-12.

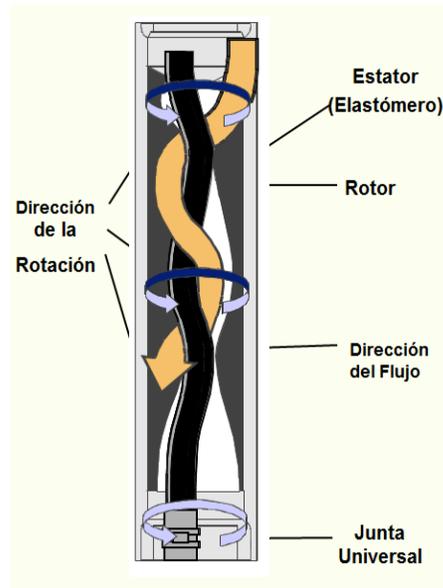


Figura 3-12. Funcionamiento del motor.

3.2.4 Herramientas de Deflexión

3.2.4.1 Codo desviador “bent sub”

Va colocado en la parte superior del motor de fondo como se muestra en la Figura 3-13 y su principal propósito es orientar al BHA con cierto ángulo de inclinación. Existen 2 tipos: de ángulo constante y ajustable, siendo el más utilizado en la industria petrolera el constante.

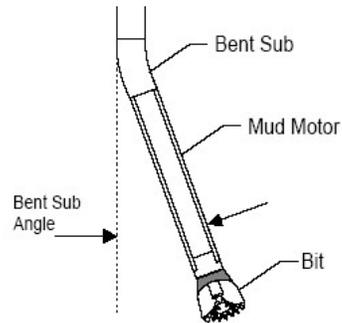


Figura 3-13. Codo desviador.

3.2.4.2 Cuchara Recuperable

Similar a una cuña invertida con una concavidad lateral que sirve para guiar a la sarta en la dirección de la cara de la cuchara, como se indica en la Figura 3-14. Su principal aplicación es la construcción del punto de arranque, KOP.

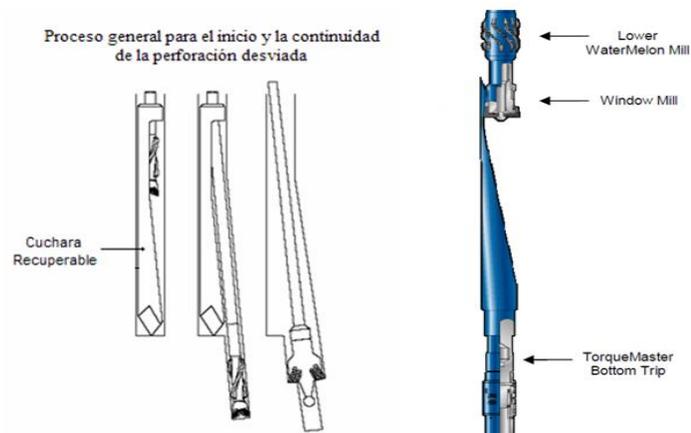


Figura 3-14. Cucharas recuperables.

3.2.4.3 Cuchara No recuperable

También conocida como Whipstock .Cumple una función similar a la recuperable y es de gran utilidad para la construcción de las ventanas, “side-track”, en el casing, trabajo que se ejecuta cuando se perfora multilateralmente.

3.2.5 Herramientas Auxiliares

3.2.5.1 Estabilizadores

Evitan que la sarta entre en contacto con las paredes del pozo, es decir la centran con respecto al hueco. De acuerdo a los tipos de arreglo los estabilizadores en un BHA pueden ser utilizados para:

- Construir Curva

En la figura 3-15 se muestran las configuraciones más comunes de los BHA con estabilizadores. Estos arreglos, identificados del 1 al 9, permiten aumentar la inclinación hasta 5 grados/100 pies o mayor, como en la alternativa 9. Un incremento de ángulo también está influenciado por parámetros como peso, rotación y dureza de la formación; una alta compactación de la formación disminuye el ROP.

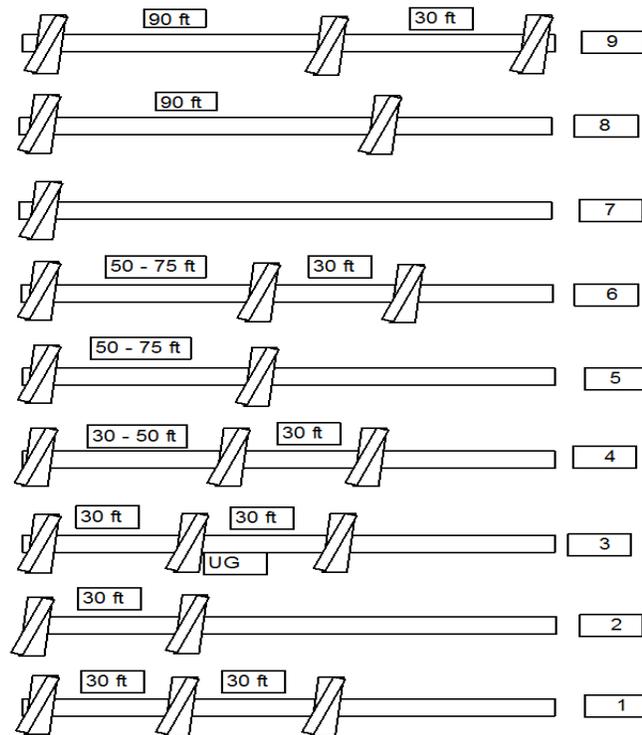


Figura 3-15. Ubicación de estabilizadores para construir ángulos. (Elaborado por empresa petrolera).

- Mantener inclinación

En este caso los estabilizadores se encuentran menos espaciados y es irrelevante utilizar nuevos. Con cualquiera de las categorías mostradas en la Figura 3-16 se logra que la fuerza a un costado dado de la broca sea cero; por tanto será mínima la tendencia del pozo a desviarse.

El funcionamiento de cada categoría responde y se ve influenciado por los siguientes criterios:

- Diámetro del pozo
- Distancias entre la broca y el primer estabilizador.
- Flexibilidad del primer lastra barrena

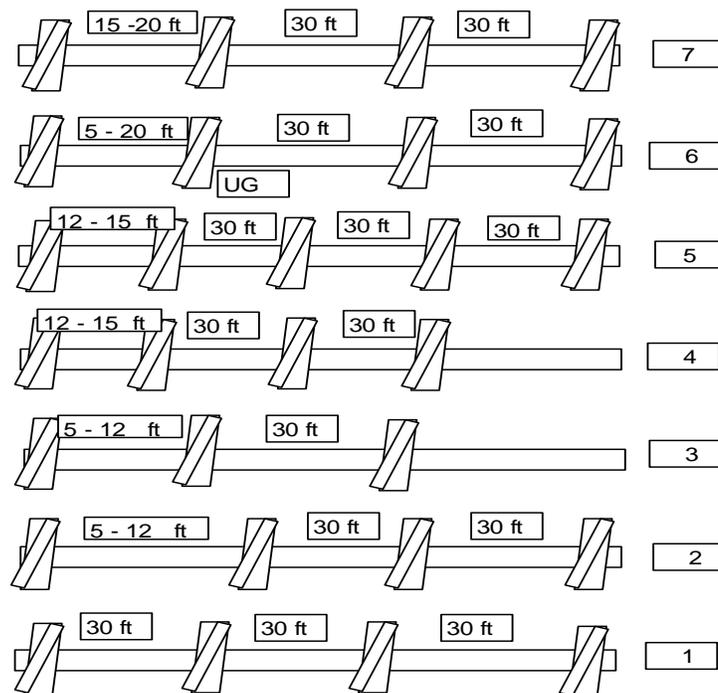


Figura 3-16. Ubicación de estabilizadores para mantener ángulo. (Elaborado por empresa petrolera).

- Disminuir Inclinación

Cuando se requiere tumbar ángulo se trata de que el efecto “fulcro” sea negativo. Para esta operación generalmente se considera el efecto péndulo, que en caso de pozos direccionales puede resultar peligroso cuando se utilizan lastra barrenas muy flexibles y brocas PDC, porque se origina una fuerza positiva que impide bajar la inclinación. En la figura 3-17 se muestran las distintas configuraciones.

- BHA 7, es para máxima caída
- BHA 1, es para mínima caída

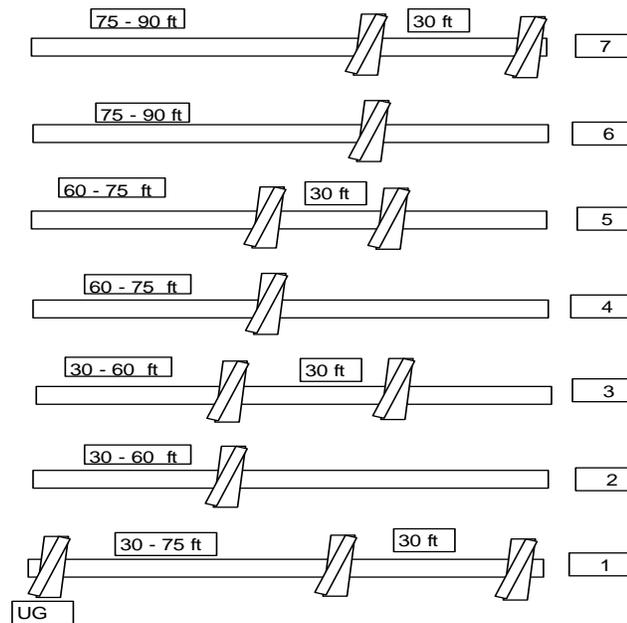


Figura 3-17. Ubicación de estabilizadores para tumbar ángulo. (Elaborado por empresa petrolera).

Los efectos fulcros y péndulos se define en el punto 4.2.6.

3.2.5.2 Cross-Over

Es una herramienta que permite conectar dos elementos de una sarta de distintos diámetros. También es utilizada cuando se tienen uniones con rosca diferente.

3.2.5.3 Martillos

Brindan tensión a la sarta y permiten golpear para liberarla en caso de que quede atrapada. Existen 3 tipos: hidráulicos, mecánicos e hidromecánicos.

3.2.5.4 Ensanchadores

Tienen la función de agrandar el diámetro del pozo a medida que avanzamos en profundidad. Van ubicados entre la broca y el motor. Los ensanchadores constan de conos con dientes similares a la broca, siendo de acero o carburo de tungsteno. La herramienta está diseñada en función de la medida del diámetro del pozo a expandir y la selección depende del tipo de formación.

CAPITULO 4

4. PROCESO DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL

Se deben tener en cuenta los siguientes factores.

4.1 Preparación de la locación

Es relevante el hecho de disponer de un sitio bien compactado y por lo tanto apto para el trabajo de perforación. En el futuro en una locación habrá asentamiento del suelo debido al tráfico de equipos pesados y extra-pesados,

por lo cual se la prepara para la perforación del pozo utilizando ripios, geomembranas, tablonces de madera, hormigón y asfalto.

La preparación de la locación se inicia removiendo la capa vegetal y almacenándola para uso posterior. Si la sub-base no está suficientemente compactada, a medida que se rellena la locación se debe realizar un continuo trabajo de consolidación, lo cual eleva el nivel del suelo sobre los alrededores, evitando el riesgo de inundaciones.

4.1.1 Sistemas de drenaje

Debido al clima en el Oriente del país las aguas lluvias siempre estarán presentes. Por ello, en toda locación se debe instalar un sistema de drenaje cuyo objetivo es evitar que el agua lluvia se mezcle con algún tipo de contaminante recuperado del pozo, para mantener limpia la locación. Un buen manejo de drenaje de aguas de lluvia disminuirá notoriamente la cantidad de volumen de fluido a ser tratado, reduciendo los costos de operación.

Los canales de drenaje y los “skimmers” están localizados alrededor del taladro y de los equipos asociados al mismo, como se muestra en la figura 4-1. Para un mejor control siempre existe un canal perimetral alrededor de la locación.

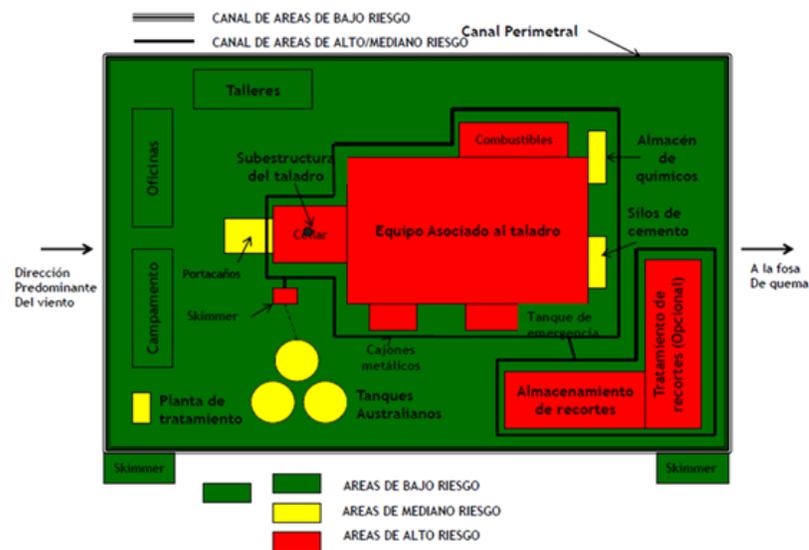


Figura 4-1. Sistema de drenaje de la locación (Marquez, 2009)

4.1.2 Protección del suelo

En las locaciones de perforación se utilizan una estructura de PVC sin costura, llamada geomembrana cuyo fin es evitar que los fluidos y materiales obtenidos de la perforación contaminen el suelo. Se debe escoger geomembranas resistentes a condiciones extremas en cuanto a humedad, químicos e hidrocarburos; que no sea ni muy delgada ni muy

gruesa, ya que la primera se corroerá con facilidad y la segunda dificultará su movilidad.

4. 2 Consideraciones Operacionales de los equipos de un taladro

Los criterios que se deben tener en cuenta para un buen funcionamiento de los equipos del taladro son:

4.2.1 Prevector de reventones, manifold y acumulador de presión.

- Circular periódicamente agua a través del manifold y líneas para limpiar el lodo de perforación.
- Probarlos con presión, generalmente de 5000 psi.
- Los RAMS del BOP se instalan dependiendo del diámetro exterior de la tubería con la que se trabaje.

4.2.2 Sistema de fluidos y control de sólidos

Para su buen funcionamiento se necesita suficiente agua fresca antes de iniciar la perforación. Además hay que:

- Instalar sensores de nivel de fluido en todos los tanques de lodo y monitorear constantemente los cambios de volumen para poder detectar cualquier influjo o pérdida de circulación.

- En la etapa de 8-1/2" del pozo PFD-002, el fluido de perforación se densifica con barita. Para el liner de producción de 6-1/8" el fluido debe ser nuevo y densificado con carbonato de calcio.
- En caso de embolamiento de la broca se dará un tratamiento químico adecuado que puede ser con detergentes surfactantes.
- El procesamiento de las zarandas es mayor a 1300 gpm con mallas de 200 mesh.
- El uso adecuado de tamaños de mallas evitará sobrecargar el trabajo del acondicionador del lodo y de las centrifugas, eliminándose la química del sistema.
- El porcentaje de dilución debe reducirse en base a un buen trabajo de los equipos de control de sólidos.

4.2.3 Perforación Direccional

En este proceso se debe tener en cuenta:

- No sobrepasar a través del motor de fondo la presión diferencial recomendada.
- No pasar de 28 Klbs de peso sobre la broca en las formaciones arcillosas, evitando el embolamiento.

- Después de cada viaje, iniciar la perforación en modo rotacional para que la broca y los estabilizadores tengan una mejor limpieza. Así se minimiza el riesgo de pega de la sarta.
- La sarta de perforación no debe mantenerse estática por largo periodo de tiempo, en lo posible rotar en intervalos arenosos y optimizar tiempo en cada registro de “surveys”.
- Controlar permanentemente el análisis de los parámetros con el software de vibración, reporte de anticolidión, de torque, arrastre y la proyección del trabajo direccional en las siguientes 24 horas.
- Para la perforación del cemento, el operador direccional y de brocas debe estar de acuerdo con el procedimiento y parámetros a utilizarse, con el objetivo de no poner en riesgo sus herramientas dentro del pozo.

4.2.4 Revestidores

- Toda la tubería que se corra en el pozo debe ser medida e inspeccionada en la locación.
- Tener todos los cuidados necesarios para realizar las conexiones del casing y minimizar cualquier tipo de daño en las roscas.

4.2.5 Cementación

Implica:

- Inspeccionar todas las herramientas y equipos (diámetro interior, conexiones, tipo de rosca, tipo de centralizadores, raspadores, etc.) que se van a utilizar durante la cementación; verificar visualmente la existencia en locación de los respectivos “back-up” de los equipos de flotación (Zapato-collar-tapones).
- La cabeza de cementación debe ser adecuada para realizar el desplazamiento por la parte superior, de manera que se garantice el bombeo del respectivo tapón.
- Antes de cada cementación se debe presentar un esquema del sistema de válvulas y conexiones de superficie para el desplazamiento del cemento.
- Si existen fallas hay que revisar en detalle todas las líneas y conexiones y cambiarlas si es el caso.
- El desplazamiento del cemento se realiza con el fluido con que se finalice una determinada sección.

4.2.6 Consideraciones en un BHA

- Deben llevar válvula flotadora.
- En cada viaje se debe inspeccionar el martillo de perforación.
- El ensamblaje de fondo es la parte más crítica en la perforación direccional. Está seccionado por los estabilizadores, considerados como puntos de apoyo.

A continuación se detallan definiciones que deben ser tomadas en cuenta al momento de perforar.

- Efecto Fulcro

Es la deflexión que se origina entre dos estabilizadores. Puede ser positivo, cuando la deflexión es cóncava hacia arriba o negativo cuando es cóncava hacia abajo.

- Efecto Péndulo

La sarta se comporta como péndulo cuando es influenciada por su propio peso.

- Fuerza lateral de la Broca

Fuerza ejecutada por la broca como producto del BHA. El empuje de la broca hacia las paredes del pozo ocasiona una desviación involuntaria.

- **Espesor y Rigidez de los “Drill Collars”**

De ellos depende la presencia o no del efecto fulcro, que da origen a deflexiones de la sarta. Los diámetros más comunes son de: 6 - ½”, 8”, 9-½” y 11”.

- **Dureza de las formaciones**

Cuando se atraviesan zonas someras, no tan duras, el peso que se le aplica a la broca no es alto, por lo que no se originan deflexiones (efecto fulcro). En formaciones consolidadas ocurre lo contrario.

4.2. Procedimiento seguido para perforar Pozo direccional tipo S

Campo ESPOL

Pozo PFD001

▪ Coordenadas de superficie	▪ Coordenadas del Objetivo
Latitud: 0° 30' 44.956" S	Latitud: 0° 30' 55.672" S
Longitud: 76° 50' 22.672" W	Longitud: 76° 50' 40.330" W
UTM (E): E 295259.7 m	UTM (E): E 294713.78 m
UTM(N): N 9943324.67 m	UTM(N): N 9942995.32 m

Inician operaciones el 16 de julio del 2011

4.2.1 Sección 1 de 26''

Se realiza una prueba de rotación al "Top-Drive". Miden y calibran 60 paradas de tres tubos cada una.

BHA #1 - Primer convencional

Se arma y baja BHA convencional #1 con broca tricónica de 26", perforando desde 36' hasta 154' (en total 118') para posteriormente bombear 60 bbls de píldora viscosa y circular. Se corre casing de 20" cementándolo con 72 bbls de lechada hasta 153', obteniéndose 5 bbls de retorno.

4.2.2 Sección 2 de 16"

Va de 154' hasta 6101' (5947'); se perfora con brocas de 16" utilizando 3 BHA que se indican a continuación.

BHA #2 – Segundo convencional

De 154' a 400' (246') se perforó con BHA convencional #2 con broca tricónica de 16", ver Figura 4-2. El pozo se limpia bombeando 60 bbls de píldora viscosa para remover los ripios.

Item	#	Component
	9	Drill pipe
	8	HWDP x 4
	7	Jar
	6	HWDP x 16
	5	Sub - X/O
	4	MWD - NaviTrak
	3	Stab - string
	2	Motor - steerable
	1	Bit - insert - roller cone

Figura 4-2. Componentes BHA #2. (Elaborado por Empresa Petrolera)

BHA # 3 - Primer direccional

Se recupera el BHA convencional #2. Se arma el #3 que es el primer direccional, con broca PDC, como se ilustra en la Figura 4-3. Perforan desde 400' a 3970' (3570') rotando y deslizando. Desde 483', que corresponde al KOP #1, se construye ángulo a una tasa promedio de 1.5°/100', hasta una inclinación aproximada de 28°. Para remover los

ripios se bombean píldoras. Con las lecturas del Sistema MWD se puede afirmar que de 2287' hasta 4864' (2577') corresponde a la sección tangencial del pozo, donde el perforador mantiene una inclinación cercana a los 28°.

Item	#	Component
	9	Drill pipe
	8	HWDP x 4
	7	Jar
	6	HWDP x 16
	5	Sub - X/O
	4	MWD - NaviTrak
	3	Stab - string
	2	Motor - steerable
	1	Bit - PDC - fixed cutter

Figura 4-3. Componentes BHA #3. (Elaborado por Empresa Petrolera)

BHA #4 - Segundo direccional

Se arma el BHA direccional #2 mostrado en la figura 4-4, perforándose de 3970' hasta 6101' (2131'). Desde 4817', donde se tiene el KOP # 2 se tumba ángulo. Mientras se recuperaba el BHA desde 6101', repasando las secciones del pozo, se bombean píldoras de dispersión para calibrar el hueco. Se baja nuevamente el BHA direccional #2 calibrando y circulando, bombeando píldoras dispersa, viscosa pesada y lubricante pesada, para limpiar e incrementar el peso del lodo y mantener estables las lutitas.

Item	#	Component
	9	Drill pipe
	8	HWDP x 4
	7	Jar
	6	HWDP x 16
	5	Sub - X/O
	4	MWD - NaviTrak
	3	Stab - string
	2	Motor - steerable
	1	Bit - PDC - fixed cutter

Figura 4-4. Componentes BHA #4. (Elaborado por Empresa Petrolera)

Cementación del casing

Se corre casing de 13 $\frac{3}{8}$ " y se instala el cabezal de cementación. Se suelta el tapón inferior bombeando 538 bbls de lechada de cola + 113 bbls de relleno, desplazando todo con 866 bbls de lodo. Retornan 120 bbls de cemento. Se retira el cabezal de cementación y las respectivas líneas, instalándose la sección "A" del cabezal de producción.

4.2.3 Sección 3 de 12- $\frac{1}{4}$ "

Va desde 6055' hasta 8570' (2515'), perforada con el tercer BHA direccional y con brocas de 12 $\frac{1}{4}$ ".

BHA # 5 - Tercer direccional

Se arma BHA direccional #3 con broca PDC de 12 $\frac{1}{4}$ ", como se muestra en la figura 4-5, perforando el collar flotador a 6055', avanzando hasta 6743' (688' perforados). Se circula píldora viscosa para facilitar limpieza del hueco hasta tener retorno de ripios en las zarandas, asegurando la continua operación de perforación y la disminución de los riesgos de pega.

Se continúa perforando hasta 8010' (1267'). Luego se realiza un viaje corto recuperando BHA desde 7966' hasta 6726' (1240'), teniéndose puntos apretados @ 7700', 7343', 7260', 7200', 7168' y 7147'. Continua la perforación hasta 8570'. Recuperan el ensamble y arman el #6, cuarto direccional.

Item	#	Component
	10	Drill pipe
	9	HWDP x 4
	8	Jar
	7	HWDP x 16
	6	Sub - X/O
	5	Drill collar x 3
	4	MWD - NaviTrak
	3	Stab - string
	2	Motor
	1	Bit - PDC - fixed cutter

Figura 4-5. Compones BHA #5. (Elaborado por Empresa Petrolera)

BHA #6 - Cuarto direccional

Con este ensamblaje que tiene broca PDC de 12 ¼", detallado en la figura 4-6, se perfora desde 8570' hasta 9870' (1300'), rotando y manteniendo trayectoria del pozo según programa direccional. Bombeamos píldora dispersa y viscosa con 3500 psi hasta obtener retornos de ripios en las zarandas.

Recuperamos ensamblaje desde 9870' hasta 8544' (1326'). Instalamos bomba para atravesar conglomerado desde 8544' hasta 8070' (474'). Continuamos recuperando tubería de 5" hasta alcanzar las paradas de HWDP, próximas al BHA direccional.

Item	#	Component
	10	Drill pipe
	9	HWDP x 4
	8	Jar
	7	HWDP x 16
	6	Sub - X/O
	5	Drill collar x 3
	4	MWD - NaviTrak
	3	Stab - string
	2	Motor
	1	Bit - insert - roller cone

Figura 4-6. Componentes BHA #6. (Elaborado por Empresa Petrolera)

Cementación del casing

Se arma en superficie zapata guía de 9 5/8", casing (un tubo) de 9 5/8" y collar flotador. Se baja casing de 9 5/8" hasta la profundidad perforada, circulando y chequeando retorno de fluido en zarandas. Bombeamos 5 bbls de agua tratada, 40 bbls de espaciador y sueltamos tapón inferior seguido de 200 bbls de lechada, 71 bbls de fluido de cola; sueltamos tapón superior y se desplaza todo con 716 bbls, retornando 3 bbls. Se instala sección "B" del cabezal y se arma BOP.

4.2.4 Sección 4 de 8 ½ ”

Se perfora de 9815' a 10590' (775') con brocas de 8 ½”.

BHA #7 – Tercer convencional

Se arma el BHA convencional #3 con broca PDC. Tritura cemento, tapones de desplazamiento, collar flotador y zapata guía, en total 45' y perforan 10' de formación. Cambian de fluido y continua la operación hasta que no se tiene avance (ROP= 0; 35' perforados). Bombean 40 bbls de píldora pesada, se recupera y desarma el BHA. La broca salió sin cortadores y sin aletas. Ver figura 4-7.

Item	#	Component
	10	Drill pipe
	9	HWDP x 4
	8	Jar
	7	HWDP x 16
	6	Sub - X/O
	5	Drill collar x 3
	4	MWD - NaviTrak
	3	Stab - string
	2	Motor
	1	Bit - PDC - fixed cutter

Figura 4-7. Compones BHA #7. (Elaborado por Empresa Petrolera)

BHA #8 – Cuarto convencional

Se arma el BHA convencional #4 mostrado en la figura 4-8, con broca PDC nueva, perforándose verticalmente de 9915' a 10590' (675'). Antes de reiniciar la perforación se limpia el pozo bombeando una mezcla de 30 bbls de píldora dispersa y 30 de viscosa. Continúan perforando hasta la profundidad final. Se bombean 40 bbls de píldora viscosa, circulan

reciprocando la sarta hasta obtener retornos limpios de fluidos. Se recupera y desarma el BHA

Item	#	Component
	9	Drill pipe
	8	HWDP x 4
	7	Jar
	6	HWDP x 16
	5	Drill collar x 3
	4	MWD - NaviTrak
	3	Stab - string
	2	Motor
	1	Bit - PDC - fixed cutter

Figura 4-8. Compones BHA #8. (Elaborado por Empresa Petrolera)

Corrida de registros eléctricos

Se corren los registros eléctricos HDIL - RTEX - ZDEN - CN - DAL - CN - GR - 2CAL, en el intervalo de 10600' a 9874' (726', medida del wire line).

Se repite la corrida pero desde 10300' por ser la profundidad de la formación de interés.

BHA # 9 – Sarta de limpieza

Se arma y baja el BHA # 9 con broca PDC. Bombeamos píldoras circulando hasta que retorne fluido limpio a superficie. Se recupera el BHA.

En la figura 4-9 se resume el avance de la perforación del pozo en profundidad con respecto al tiempo.

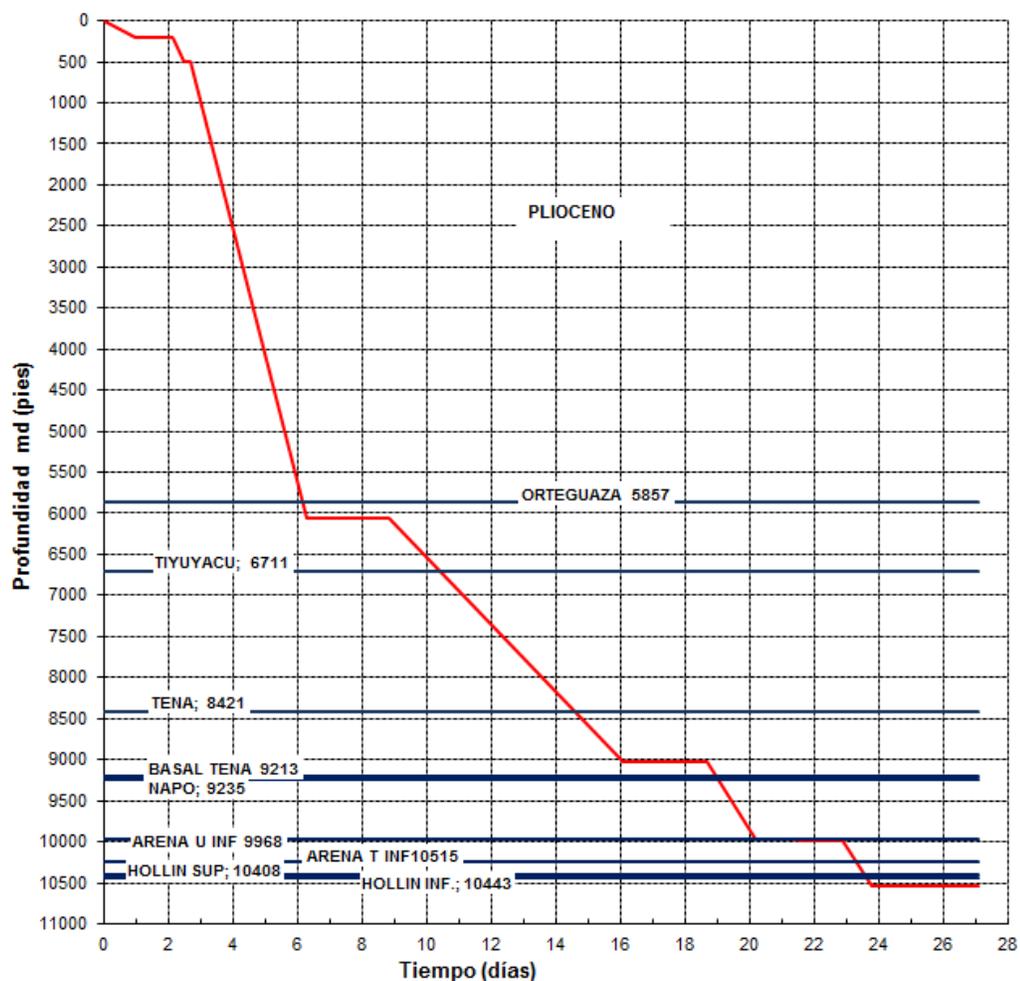


Figura 4-9. Curva de Avance del Pozo. (Elaborado por Empresa Petrolera)

Cementación del liner de producción

Se arma el ensamblaje del “Liner Hanger”, se corre con tubería de perforación de 5” y con el “setting tool” se asienta a 9861’. Se cementa

bombeando 138 bbls entre agua tratada, “mud clean”, lechada removedora, retardadora y la de cemento principal. En total 216 SXS de cemento clase G. Se recupera el “setting tool” con “drill pipe” de 5” desde 9850’.

Finalizan las operaciones de perforación el 13 de agosto del 2011.

Los reportes diarios correspondientes al proceso de perforación direccional del pozo PFD-001 se muestran en los anexos A, B, C y D. En el E se indica el esquema mecánico del pozo después de perforado con los casings ya cementados.

4.3 Procedimiento para perforar Pozo Horizontal

Por considerarlo de interés, en nuestro trabajo describimos el procedimiento seguido para perforar un pozo horizontal.

Campo ESPOL

Pozo PFD-002

▪ Coordenadas de superficie

Latitud: 0° 46' 47.133" S

Longitud: 76°53'01.428"W

UTM (E): E 290361.02 m

UTM(N): N 9913765.27m

▪ Coordenadas del Objetivo

Latitud: 0° 46' 58.513" S

Longitud: 76° 52' 42.136" W

UTM (E): E 290957.78 m

UTM(N): N 9913415.94 m

El pozo originalmente fue horizontal con una profundidad total de 12557' (MD), completado para producir la arenisca T inferior con bomba electrosumergible. El proceso de perforación horizontal se realizó de la siguiente manera:

- La sección superficial se perforó con broca de 26", revestida con casing de 20". Se continuó con la sección de 16" hasta 6090'.
- En la sección intermedia se perforó con brocas de 12 ¼ " hasta 10300'. Sigue una sección de 8 ½" y finalmente una de 6 1/8" hasta la profundidad final de 12557'. Producto de un colapso del casing a 9750', el pozo dejó de producir.
- Para aislar la zona colapsada se colocó un CIBP a 8234' seguido de 500' de cemento. Al correr el registro de cementación se tuvo mala respuesta, por lo que se procede a realizar un "squeeze", trabajo complementado con un nuevo tapón de cemento, teniendo un fluido de 8.7 lpg.

A fin de recuperar el pozo se realizó un trabajo de "re-entry" (re-entrada) en el casing de 9 5/8" a 8212' para llegar horizontalmente a la arenisca U inferior y producir el pozo. El proceso de perforación para esta nueva operación, ejecutada en 29 días, se resume a continuación.

Las operaciones se inician el 15 de octubre del 2013

Sección 8 ½ ”

BHA Direccional #1

Se baja BHA direccional # 1 con broca de 8 ½ ”. Conforme se avanza a la profundidad de la ventana a 8212’ se corren registros de posición con la herramienta Gyro para corroborar el procedimiento y ajustarlo al plan. Luego de alcanzar la posición correcta se circula hasta esperar retornos en superficie y se perfora creando ángulo con un DLS (dog leg severity) de 1.87°/100’ hasta alcanzar aproximadamente 27°. A 8244’ la inclinación se incrementa a una tasa de 4°/100’ hasta 8745’, profundidad a la que se deja de perforar. Recuperan el BHA # 1 y se revisa la broca.

BHA Direccional # 2

Se arma y baja nuevo ensamblaje de fondo con broca PDC de 8 ½”, perforan formación Tena con una inclinación de 2.15°/100’ hasta alcanzar 31° a 8776’. A 9400’ la inclinación es de 43.3°. Para la perforación, circulan y esperan retorno de ripios. La sarta se recupera hasta la entrada de la ventana. Posteriormente se retorna al fondo para perforar hasta 9700’ con 45° de inclinación profundizando hasta 10160’. Por desgaste de la

broca disminuye el avance de la perforación. Se recupera el BHA, cambian broca PDC de 5 aletas por una de 6.

BHA Direccional # 3

Se arma y baja ensamblaje compuesto por una broca PDC de 6 aletas bombeando píldoras de limpieza; continúa la construcción de ángulo a una tasa de 2.83°/100 ft hasta 11095', que será el punto de asentamiento del liner de 7". Recuperan BHA hasta el hueco entubado y retornan al fondo bombeando píldora viscosa-pesada, circulando hasta que no retornen ripios en la zarandas, procedimiento que se realiza por dos ocasiones. Se deja en el fondo una píldora viscosa-pesada para tener controlado el pozo. Recuperan BHA.

Cementación del liner

Cuelgan el liner de 7" reciprocando la sarta 3 ft por arriba y debajo del punto de asentamiento. Se asienta el colgador y se comprueba que la sarta haya perdido peso. Con el liner asentado se mezcla el cemento bombeando los tapones con 500 y 1000 psi por arriba de la presión final de desplazamiento.

BHA Direccional # 4

Se arma ensamblaje direccional con broca tricónica de 6 1/8" para perforar desde el "landing point" a 11095' hasta el "entry point" a 11405', MD. Se perfora collar flotador y zapata guía del casing cementado en la sección anterior; continuándose la perforación a razón de 1,45°/100' hasta alcanzar 89° a 11406'. Similar al pozo anterior, se circula hasta tener zarandas limpias y recuperan el BHA. Evalúan desgaste de la broca.

BHA Direccional # 5

Se arma y baja el BHA direccional # 5 con broca PDC de 6 1/8", y se perfora la zona de interés navegándose desde 11405' (entry point) hasta 12187' (exit point) con la inclinación aproximada de 90°. Se bombea píldora viscosa – pesada hasta que retornen todos los ripios a superficie, dejándose en el fondo una píldora viscosa - pesada para compensar el ECD (densidad de circulación equivalente) de perforación y se recupera la sarta. La figura 4-10 muestra un resumen de la perforación en profundidad con respecto al tiempo.

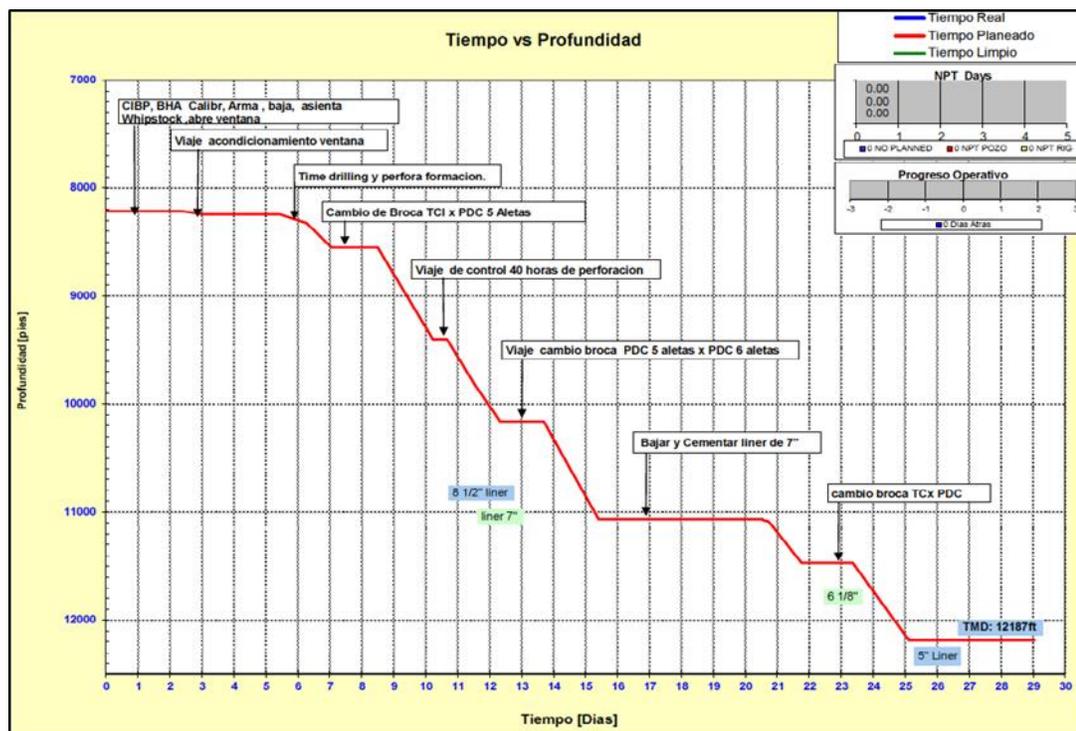


Figura 4-10. Curva de Avance del Pozo. (Elaborado por Empresa Petrolera)

Corrida de liner ranurado

El liner se corre con sarta de perforación de 5" calibrando hasta llegar a la profundidad medida de 11095', donde se suelta la bola de 1 1/2" desplazándola con fluido a 3 gpm hasta que alcance el asiento del "hydro trip". Se incrementa la presión hasta 2000 psi para asentar el colgador del liner; se quiebra el "setting tool" y se lo recupera. De esta manera concluye la perforación direccional horizontal partiendo de una ventana.

Finalizan operaciones el 13 de noviembre del 2013

CAPÍTULO 5

5. PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACION DIRECCIONAL Y POSIBLES SOLUCIONES

5.1 Problemas

Se pueden presentar durante la perforación a cualquier profundidad.

5.1.1 Pérdidas de Circulación

Consiste en la invasión del fluido utilizado hacia las formaciones, porosas y permeables causando la reducción parcial o total del volumen que

retorna a la superficie en relación al bombeado dentro del hueco. La severidad está en función de los barriles de fluido que se pueden perder en una hora. (CIED, 2001). Cuando ocurre pérdida de circulación se pueden presentar los siguientes inconvenientes:

- Aumento en el peso de la sarta.
- Variación de nivel de fluido en el pozo al parar el bombeo.
- Disminución notoria de la presión hidrostática y del volumen del fluido de retorno a los tanques de superficie.

Las pérdidas de circulación se clasifican en:

- Naturales, cuando el fluido invade la formación.
- Inducidas, ocurren por fracturas en la formación

5.1.1.1 Naturales

Se presentan cuando las formaciones son poco consolidadas, existiendo cavernas o fracturas no provocadas.

5.1.1.2 Inducidas

Ocurren cuando se supera el gradiente de fractura. La presión ejercida por el peso de la columna hidrostática del lodo, sumada a la

suministrada en superficie, sobrepasa la presión de fractura de la formación.

En la tabla II se resume los indicadores que advierten la presencia de pérdidas de fluido en las distintas formaciones (Roberto, 1999).

Tabla II. Indicadores de pérdidas de fluido. (Roberto, 1999)

Fracturas Naturales	Fracturas Inducidas	Cavernas	Formaciones poco Consolidadas
Pueden ocurrir en cualquier tipo de roca	Pueden ocurrir en cualquier tipo de roca pero se esperan en formaciones con características de planos débiles como las lutitas	Ocurren normalmente en calizas, siendo repentina y completa, con lo que la tasas de penetración podrían disminuir	Disminución gradual del fluido en los tanques, con tendencia a ser completa si continua perforando
La pérdida es evidenciada por disminución gradual del fluido de perforación en los tanques.	La pérdida es normalmente repentina y acompañada por pérdidas de retorno completas; también puede ir acompañada de una arremetida	Usualmente la broca cae varios pies hasta encontrar nuevamente a la formación	La permeabilidad de la formación debe ser considerada
Si se continua con la perforación y se encuentra más fracturas se puede perder completamente el fluido	Cuando la pérdida ocurre en lugares donde los pozos vecinos no han experimentado esto, se sospecha de fracturas inducidas	Se observa un aumento de peso en el gancho debido a la sarta	El nivel de fluido de perforación en el anular se mantiene con las bombas paradas pero descendiendo al desahogar la presión. La pérdida se incrementa al reiniciar la circulación

Las pérdidas pueden ser corregidas utilizando materiales especiales que se agregan al fluido de perforación, para que taponen las zonas

problema. Los más utilizados son fibrosos (caña de azúcar, madera fragmentada, semillas de algodón), granulados (conchas de nueces, sal, carbonato de calcio) y laminados (mica, celofán, papel).

5.1.2 Pega de Tubería

Ocurre cuando la tubería se adhiere a las paredes del pozo quedando atascada, lo que dificulta su movimiento dentro del hueco.

5.1.2.1 Pega Diferencial

Se presenta en formaciones permeables cuando la presión hidrostática ejercida por el fluido de perforación es mucho mayor que la de los poros. El desbalance de presión ejerce una fuerza resultante sobre un área de la sarta, produciendo su atrapamiento. (Coleman). Los factores que también inciden en el problema son:

- Movimiento lento de la sarta.
- Sarta estática.
- Trabajos con sobre-balance de presión.

5.1.2.2 Empaquetamiento producido por sólidos

5.1.2.2.1 Formaciones no consolidadas

Cuando se perfora en zonas poco profundas no consolidadas, generalmente se derrumban, produciendo acumulación de ripios sobre herramientas de diámetro similar al del hueco, como los centralizadores.

5.1.2.2.2 Formaciones Plásticas

El problema se debe a la presión ejercida por las formaciones que al actuar de forma plástica se deforman generando disminución del diámetro del hueco. Ocurre cuando la columna hidrostática no proporciona la fuerza necesaria para vencer el empuje de la formación móvil.

5.1.2.2.3 Formaciones Fracturadas y con Fallas

Al perforar por zonas cercanas a fallas existe el riesgo de que la vibración de la sarta produzca que caigan trozos de formación dentro del hueco produciéndose el atascamiento de la tubería. Ocurre normalmente cuando se perfora formaciones de calizas fracturadas.

5.1.2.2.4 Formaciones Reactivas

Cuando se perfora arcillas o lutitas que reaccionan al contacto con agua, la pueden absorber del fluido de perforación incrementando su volumen. La reacción puede ocurrir entre horas hasta algunos días.

5.1.2.2.5 Chatarra o desecho

Se presenta cuando herramientas o residuos caen al hueco desde el piso del taladro. Puede ocurrir cuando el pozo no tiene un cobertor o “tapa agujero”, por mal manejo de las herramientas y cuando partes del BHA caen dentro del pozo.

5.1.2.3 Alteraciones en la Geometría del pozo

El problema se produce cuando la combinación entre el diámetro y la dirección de una sección del pozo, además de la rigidez y configuración del BHA, no permiten el paso de la sarta hacia el fondo del hueco, es decir, cuanto más grande sea el cambio de dirección o del ángulo de inclinación mayor será el riesgo de pega de tubería. (PETROWORKS, 2005)

Las alteraciones en la geometría pueden ser clasificadas como:

- Ojo de Llave.
- Hueco de bajo calibre o diámetro reducido.
- Escalones y Patas de perro.
- Bloques de Cemento.
- Cemento “Verde”.
- Colapso de la tubería de Revestimiento.

5.1.2.3.1 Ojo de Llave

Se forman cuando la sarta de perforación roza o tiene contacto continuo con las paredes del pozo, creando un surco en las secciones donde se han realizado correcciones de cambios de trayectorias, (Schlumberger, 2009) como se observa en a Figura 5-1.

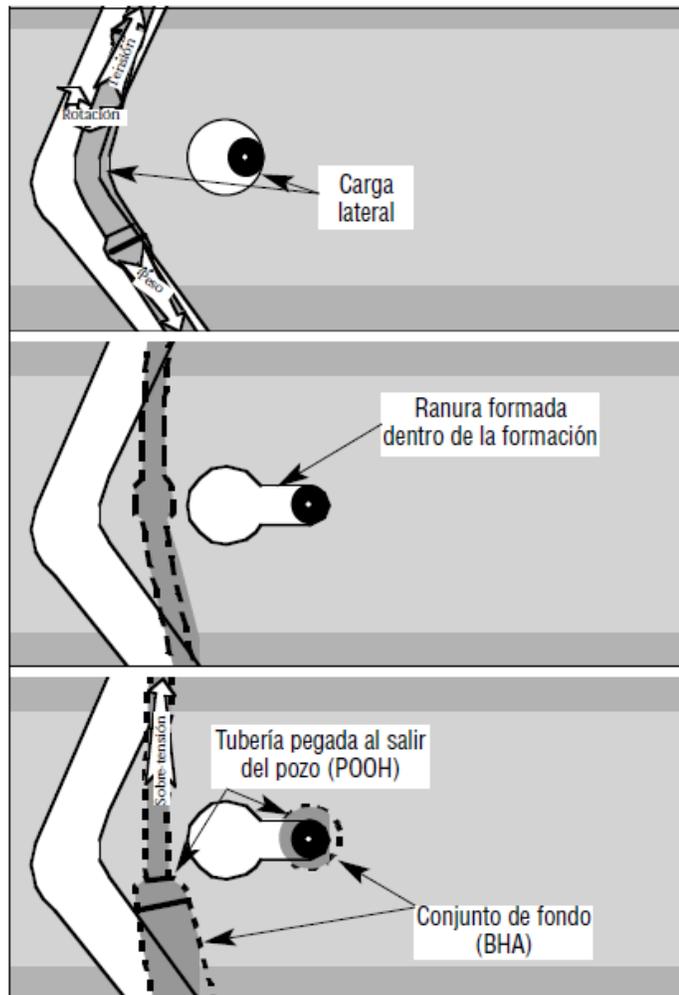


Figura 5-1. Construcción de un ojo de llave. (Energy API, 2001)

EL ojo de llave se va construyendo debido a la tensión que ejerce la columna de perforación y por el movimiento rotatorio de la misma.

El problema de pega ocurre cuando la sarta al ser bajada o sacada del pozo queda atascada en el interior del ojo de llave. Para liberarla se golpea hacia abajo con el martillo de perforación y hacia arriba con la máxima carga permitida. Si no se libera a tiempo podría convertirse en una pega diferencial.

La mejor solución cuando se ha formado un ojo de llave es repasar las partes de menor calibre del pozo con brocas ensanchadoras y para prevenir el problema durante la perforación se rota y circula gradualmente la sarta con mínima tensión. Cuando se perforan estratos de caliza o yeso lo recomendable es usar píldoras de HCl.

5.1.2.3.2 Hueco de bajo calibre o diámetro reducido

Al perforar formaciones abrasivas y rocas duras se desgasta la broca y los estabilizadores, disminuyendo el diámetro del hueco a medida que se profundiza, ver Figura 5-2.

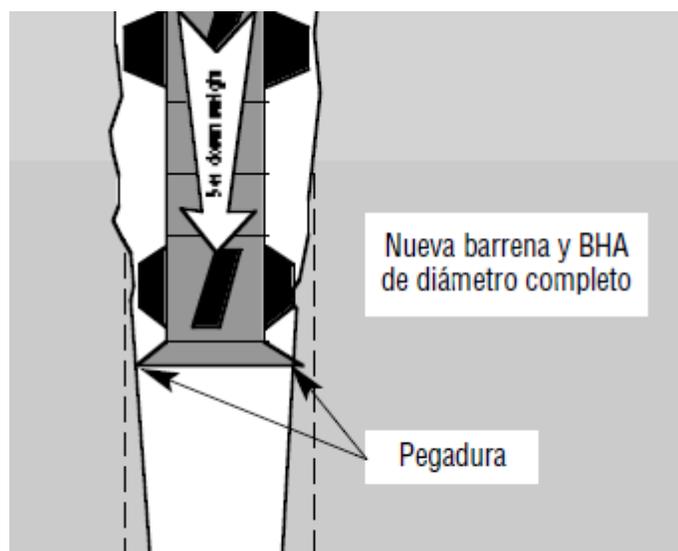


Figura 5-2. Atascamiento mecánico por diámetro reducido en el hueco. (Energy API, 2001)

El problema se produce cuando al correr un nuevo BHA con otra broca encontrará resistencia en la sección de bajo calibre pudiendo quedar atrapada. (Centala, 2011)

El diámetro del hueco también puede disminuir cuando se perfora una formación plástica con fluido en su interior. Si la presión hidrostática de la columna de perforación es menor a la de dicha formación se

origina un desbalance, ocurriendo un influjo y la disminución del calibre del pozo. El problema se soluciona golpeando hacia arriba el martillo con la mayor fuerza posible hasta liberar la sarta, sin aplicar torque.

Para evitar la formación de huecos de menor diámetro es recomendable tener bien calibradas todas las herramientas que conforman la sarta; también es conveniente evaluar y calificar el estado de la broca al momento de cambiar de BHA, debido a que el diámetro de la anterior puede estar reducido.

5.1.2.3.3 Escalones y Patas de perro

Los dos problemas van de la mano y ocurren cuando la trayectoria del pozo atraviesa sucesivas formaciones de naturaleza variable, dura o blanda, como se indica en la Figura 5-3.

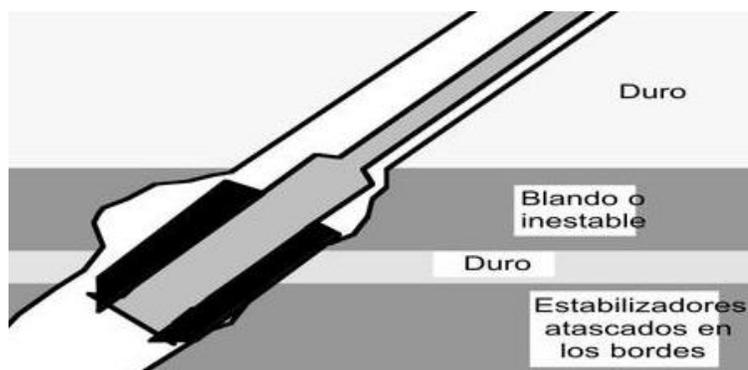


Figura 5-3. Escalones y pata de perro en el pozo. (Energy API, 2001)

Mientras se perfora una sección blanda las paredes del pozo corren el riesgo de derrumbarse por distintos motivos (hidráulica excesiva o falta de inhibición), pero en rocas duras el calibre se mantiene. Los cambios de diámetros por secciones en el pozo se conocen como escalones, que ocasionan pequeñas desviaciones en la dirección e inclinación de la perforación, alteraciones conocidas como patas de perro.

El problema se agrava cuando en la perforación encontramos formaciones buzantes, cambios frecuentes de ángulo y de la dirección;

en este caso las aletas del estabilizador pueden atascarse por debajo de los bordes creados, durante la recuperación de la sarta.

5.1.2.3.4 Bloques de Cemento

Durante la operación de perforación la sarta puede quedar atrapada en el pozo debido a las incrustaciones de pedazos o bloques de cemento, provenientes de la zapata de la tubería de revestimiento, superficial o intermedio, o de las secciones en donde se realizaron tapones forzados para sellar huecos descubiertos o cavernas. Muchas veces la inestabilidad de la cementación se da por el constante movimiento que hay al interior del pozo.

El problema se soluciona utilizando el martillo de perforación, golpeando hacia arriba y abajo. Si la tubería no se libera se repite el proceso pero incrementando gradualmente la fuerza hasta liberarla.

5.1.2.3.5 Cemento “Verde”

Generalmente el problema ocurre después de la cementación de un casing, al bajar el nuevo BHA de perforación para eliminar el collar flotador y el cemento que se encuentra debajo del mismo cuando todavía no ha fraguado.

Con la presión ejercida por la tubería de perforación puede ocurrir un fraguado repentino de la mezcla quedando atrapado el ensamblaje de fondo. En este caso se martilla hacia arriba con la máxima carga posible, circulando antes de que el cemento fragüe totalmente.

5.1.3 Colisión de pozos

Puede ocurrir cuando se perforan distintos pozos desde una misma locación. Para evitarlo se dispone de un plan anticolidión en base a registros de desviación del hueco que se perfora, relacionándolos con los datos de pozos vecinos. La información disponible permite elaborar un gráfico conocido como diagrama de araña donde se visualizan las direcciones de los pozos considerados, determinando el riesgo de impacto que pudiese existir.

5.2 Problemas presentados en los pozos PFD-001 y PFD-002

5.2.1 POZO PDF-001 direccional tipo S

5.2.1.1 Sección 2 de 16''

- La sarta comienza a presurizarse por el taponamiento de uno de los jets de la broca, por lo que es necesario bombear píldoras dispersas antiembolante.
- La perforación inicia pasando por estratos inestables con presencia de lutitas que se desmoronan fácilmente. El problema se supera incrementando el peso del lodo con material densificante.
- Al recuperar la sarta se tienen puntos apretados a 5120' y 4252'; para evitar que la tubería se pegue a las paredes se rota bombeando fluido.

5.2.1.2 Sección 3 de 12 ¼''

- Las herramientas de medición MWD del BHA #5 y #6 no emiten la señal correcta por lo que se recuperan, instalándose otras que se bajan nuevamente al pozo.

- Las bombas no desplazan a toda su capacidad, por lo que se las revisan para detectar acumulación o taponamiento por sólidos limpiándose filtros y tuberías.
- Al perforar desde 8010' a 8016' (6 pies), se presenta una disminución drástica del ROP causada probablemente por embolamiento de la broca. Se recupera una parada para salir del conglomerado (fondo del pozo), bombeándose píldoras para superar el embolamiento.
- El freno del malacate no trabaja originando su recalentamiento. Se debe revisar el sistema de refrigeración o reparar el malacate si fuera el caso.

5.2.1.3 Sección 4 de 8 ½ ”

- A 9915' se detiene la perforación debido a que el ROP cayó a cero. Se recupera el ensamblaje de fondo para evaluar el estado de la broca.

Al desarmar el BHA #7 se observa que la broca estaba en malas condiciones, sin cortadores y sin parte de la matriz en una aleta. Se analiza su historial porque no es posible que perforando el collar flotador, zapata guía y 15' de formación, esté totalmente desgastada. El problema se soluciona instalando una nueva broca.

5.2.2 POZO PFD-002

En el capítulo anterior se explicó el proceso de perforación del pozo horizontal original y el seguido para perforar el de remplazo desde la ventana a 8212' hasta la nueva profundidad total de 12187'.

El procedimiento cumplido para crear la ventana "side-track" se explica a continuación.

5.2.2.1 Trabajos previos a la perforación de la ventana

Antes de la corrida de la cuchara no recuperable "Whipstock", se arma y baja lo siguiente:

- BHA de limpieza con broca tricónica de 8 ½ ", rotando y circulando hasta 8326'.
- BHA de limpieza con cepillos hasta 8326'.
- Unidad de registros eléctricos para evaluación de cemento CBL-VDL-CCL-GR-SBT.
- CIBP de 9 5/8 " y asentarlos a 8284', pozo vertical.
-

5.2.2.2 Corrida de la cuchara no recuperable (whipstock) a 8212`

- Armar y bajar el BHA #1 con “Whipstock” de 9 5/8” y broca de 8 1/2”, a 3 minutos por parada hasta 30’ por arriba del CIBP; desde donde se baja lentamente hasta 15’ del tapón.
- Correr herramienta Gyro para verificar si la cara de la cuchara está correctamente orientada hacia donde se desea realizar la ventana.
- Bajar la sarta lentamente hasta colocarla sobre el CIBP y aplicar 20 000 lbs de peso para cortar los pines de asiento del ancla de fondo.
- Levantar el BHA con 10 000 lbs de “overpull” para confirmar el asiento del ancla y continuar con un “slack-off” de 45 000 lbs para cortar el pin que une el “milling assembly” con la cuchara no recuperable.

5.2.2.3 Construcción de la ventana

La construcción de la ventana implica moler la pared del casing siguiendo el siguiente procedimiento.

- Realizar el corte inicial con poco peso sobre la broca y reducidas r.p.m, para obtener un correcto direccionamiento y comportamiento en el corte del casing.
- Después de cortar la ventana se continúa moliendo para garantizar un óptimo “rathole”.
- Rimar y circular el hueco para limpiarlo.
- Armar el BHA molidor #2 para repasar el rathole.

De esta manera concluye la construcción de la ventana requerida para proseguir la perforación direccional.

CAPÍTULO 6

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones

1. Debido a presencia de conglomerados se presentaron punto apretados durante la perforación del pozo PFD-001.

2. En la sección de 16" del PFD-001, después de alcanzar los 6100' el incremento del peso de lodo a 10.5 lpg logró estabilizar las lutitas evitando el atascamiento de la sarta en esa zona.
3. En el pozo PFD-001 la disminución del ROP a 9915' se solucionó cambiando la broca en el ensamblaje de fondo.
4. La producción del pozo PFD-002 se recuperó efectuando un "side-track" a 8212' como trabajo de perforación direccional.
5. Fue necesario calibrar el pozo PFD-002 para asegurar la asentada del CIBP y la posterior corrida de la cuchara no recuperable.
6. Una sarta estática aumenta el riesgo de pega y disminución de la tasa de penetración (ROP) de la tubería de perforación.
7. La perforación en racimo por medio de "side-track", así como la horizontal permiten incrementar la producción de un yacimiento.

6.2 Recomendaciones

1. En todo proceso de perforación direccional se debe monitorear continuamente la inclinación del pozo, información proporcionada por la herramienta MWD, para que de ser necesario corregir a tiempo la desviación del hueco.
2. Durante la perforación la sarta no debe permanecer estática, especialmente en intervalos arenosos.
3. Cuando se realiza un “side-track se debe deslizar lentamente el BHA de fondo, sin rotarlo para evitar que herramientas del ensamblaje de fondo se enganchen con la cara de la “whipstock” originando cambios en la dirección de la perforación direccional.
4. Bombear permanentemente píldoras para mantener el pozo limpio en la zona productiva con el propósito de evitar posibles pegas y atascamiento de tubería.

BIBLIOGRAFÍA

Adams, N. (1978). *How to Contro Differential Pipe Sticking*.

Aird, P. (2008). *The Wee Land Rig Handbook*.

Baker Hughes. (1995). *Drilling Engineering Workbook*. Houston, TX.

Centala, P. (2011). *El diseño de las barrenas*. Houston, Texas, EUA.

CIED, P. (2001). Pérdidas de circulación. 3-10.

Coleman, S. (s.f.). *Differential Sticking Causes Stuck Pipe*. kindle edition.

Energy API. (2001). *Procedimiento Estandar para las Pruebas de Fluido de Perforación*.

Dallas, Texas.

Hendricks, G. D. (2006). *Nuevos rumbos en la perforación*. schlumberger.

Marquez, W. R. (2009). Locaciones de Pozos de exploraciòn petrolera, directrices para su diseño y construccion., (pág. 44). Bolivia.

N&N Drilling Suply Manufacturer. (2005). *nndrilling*. Recuperado el 8 de Enero de 2014, de <http://www.nndrilling.com/spanish/adapters-sp.htm>

PEMEX. (2011). *Guía Práctica para el diseño de la Perforación direccional y el control de la desviación*.

PETROWORKS. (2005). *Procedimiento para pegas de tubería durante operación*. Colombia.

R., D. (2003). *Estandarización de conexiones superficiales de control*. México.

Richmond, D. (2000). *Introducción a la Perforación Direccional*.

Roberto, S. (1999). Problemas operacionales durante la operación de un pozo. Venezuela.

Schlumberger. (Agosto de 2002). *slb*. Recuperado el 17 de Febrero de 2014, de http://www.slb.com/~media/Files/drilling/product_sheets/mwd/slimpulse.pdf

Schlumberger. (2004). *Introducción al Equipo de Perforación*. SLB.

Schlumberger. (2004). *Steerable Motor Handbook*. Sugar Land, Texas.

Schlumberger. (2009). Operaciones de perforación. En *Introducción al equipo de perforación* (págs. 7-10).

Schlumberger. (2011). La Geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras. *Oilfield Review*, 38-47.

Schlumberger. (2012). *slb*. Recuperado el 17 de Febrero de 2014, de http://www.slb.com/~media/Files/drilling/product_sheets/mwd/impulse.pdf

Schlumberger. (2013). *slb*. Recuperado el 17 de Febrero de 2014, de http://www.slb.com/services/drilling/mwd_lwd/mwd/powerpulse.aspx

Schlumberger. (s.f.). Programa de Entrenamiento acelerado para supervisores.

Shoxxe. (21 de Septiembre de 2009). *Petroleum & Natural Gas Engineering* .

Recuperado el 24 de Diciembre de 2013, de
<http://pgengineering.blogspot.com/2009/09/directional-drilling.html>

Stuart Schaaf, S. C. (2000). Theory and Field Results. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*.

Thorogood, J. L. (1989). Directional Survey Operations Management. *Journal of Petroleum Technology*.

Weatherford. (2009). Measure while drilling system.

Weatherford. (2009). *Sistema MWD*. Houston, Texas - USA: WTF.

ANEXOS

ANEXO A. REPORTE DIARIO DE PERFORACIÓN, POZO PFD-001. (Elaborado por Empresa Petrolera)

REPORTE DIARIO DE PERFORACIÓN PROYECTO ESPOL																			
Fecha:		Profundidad Programada:			Cod. ARCE:		Fecha Fin:		Fecha Inicio:		M Y A:		Estimativo N°						
16-jul-11		TUBO ALV 004			Pozo:		PFD001		Reporte No. 10		Día No. 0		+ 8 HORAS						
Profundidad hoy 06H00:		Profundidad ayer 06H00:			Pies perforados:		0		Horas Perforadas:		NO								
Profundidad a 1/2 noche :		Total horas perforación:			Problemas en el equipo:		NO												
RESUMEN DE OPERACIONES																			
DESDE	HASTA	HORAS																	
6:00	22:00	16,0	CONTINUA ARMANDO DE EQUIPO																
			ARMANDO MANIFOLD DE STANDPIPE																
			COLOCACION DEL MANGUEROTE																
			CONECTA MANGUERAS DE SENSORES																
			ARMA MESA DE TRABAJO																
			COLOCA MANGUERA DE LLAVE HIDRAULICA																
			CAMBIO DE CAMISAS Y PISTONES DE LAS BOMBAS 5 Y 6																
			CHEQUEO DE VALVULAS Y ASIENTOS																
			COLOCA MANGUERA DE 2" EN LA DESCARGA																
			CHEQUEA Y PRUEBA FUNCIONAMIENTO DE TOP DRIVE (PRUEBA DE ROTACION Y TORQUE)																
			EQUIPO DESARMADO: 100%																
			EQUIPO MOVIDO: 100%																
			EQUIPO ARMADO: 100%																
ORDEN DE TRABAJO # 217787 FUE DADA PARA MOVILIZACION DESDE EL 06-JULIO-2011 AL 15-JULIO-2011																			
INICIA OPERACIONES EN POZO JULIO-2011 A LAS 22H00																			
22:00	6:00	8,0	ARMA PARADAS DE 5" DP EN LA TORRE MIDIENDO Y CALIBRANDO (45 PARADAS)																
			PROFUNDIDAD		ARENISCA %		LIMOLITA %		ARCILLA %		LUTITA %		CALIZA% CONGLOMERADO %						
TOTAL:			24,00																
Cantidad	Casing (PIES)	Grado	LBS / PIE	Conex	Collar (PIES)	Zapato (PIES)	Registro desviación (Pozo tipo S)					Costo Perforación DE TRABAJO #217787)							
	20	K - 55	94,0	STC			MD (PIES)	INCLIN	AZMUT	TVD (PIES)	DESPLAZ.	DOG LEG	ORDEN						
	13 %	C - 95	72,0	BTC									TID OPERACION	CVA					
	9 %	C - 95	47,0	BTC									CAMER WIRGHE	CVA					
	7	C - 95	26,0	BTC									MONTACARGA	CVA					
CASING PROGRAMADO (PIES)			LBS/PIE	CONEXION	MD (PIES)														
	20		94,0	BTC								FLUIDOS BAKER							
	13 %		72,0	BTC								CEMENTACION BAKER /BJ							
	9 %		47,0	BTC								CABEZAL BAKER							
	7		26,0	BTC								CABINA Litologica BAKER							
BHA N°:			DESCRIPCION BHA	OD MAX (PIES)	ID (PIES)	LONGITUD (PIES)							MARTILLOS CVA						
													BROCCAS BAKER						
													CABEZAL CVA						
													Reg. Electricos BAKER						
													MOVILIZACION CVA 291.500,00						
													VACUUM EPP						
													Electivo Hoy (USD): 291.500,00						
													Electivo Ayer (USD): 0,00						
													Acumulado Total (USD): 291.500,00						
							TOPES DE FORMACIONES												
							FORMACION	MD (PIES)	TVD (PIES)	ESPOSOR (PIES)	Equipo Sólidos		Tamaño	Horas					
											Zaranda N°1		3 x 140						
											Zaranda N°2		3 x 140						
											Zaranda N°3		3 x 140						
											MUD CLEANER		3 x 250						
											DESANDER								
											D-SILTER								
							LONGITUD DEL BHA								Equipo Efuentes				
							LONGITUD DRILL PIPE								Centrifuge (1) W 4400 (LGS)				
															Centrifuge (1) W 4400 (DW)				
															Centrifuge (2) W 4400 (LGS)				
															Centrifuge (2) W 4400 (DW)				
PESO (LBS):		LONGITUD TOTAL (PIES):			0,00		PRESION REDUCIDA:		BOMBA 2		30 SPM:		40 SPM:		50 SPM:				
									BOMBA 3		30 SPM:		40 SPM:		50 SPM:				
PROPIEDADES DEL LODO		Tipo	R&R3	CLORURO	CA	Aditivos del lodo		ML LUBE	CARBONATO DE CALCIO HM										
Densidad		Arena	MBT	MBT	BIO LOSS	PAC R		CARBONATO DE CALCIO A100											
Viscosidad		PH	Filtrado	CLAYTRG	KANTHAN GUM	LD - 9													
PV/YP		PM	oiltagua	MAXPLEX	ML GEL	Res Perforacion													
Gases		PF/MP	Costra																
BROCA		No.	Diametro (PIES)	Marca	Tipo	Serial	Número	Código	IADC	Boquillas (1/32 PIES)	TFA (IN2)	DESDE (PIES)	HASTA (PIES)	Pies Perforados	HORAS	WOB (LBS)	RPM MESA (TOP DRIVE)	RPM MOTOR (FICND)	Presión (PSI)
		Calificación última broca	No.	Filas internas				Caract. del Desgat.		Caj/Sello		CARACTERISTICAS							
			ROP	Filas externas				Localizacion		Calibre		Razón de Sacar							
REPARACION		Bomba	Modelo	Marca	Diametro	Camisa	Gal/stk	SPM	AV.DP	AV.DC	Jet Veloc.	Bit Loss %	BIT HHP	IF	HSI	GPM			
		1	MB00	MAXLUM	4 1/2	9	1,8												
		2	MB00	MAXLUM	4 1/2	9	1,8												
		3	MB00	MAXLUM	4 1/2	9	1,8												
		4	MB00	MAXLUM	4 1/2	9	1,8												
		5	MB00	MAXLUM	4 1/2	9	1,8												
		6	MB00	MAXLUM	4 1/2	9	1,8												
Horas parado Equipo:		0			Total horas parado Equipo:		0		Combustible a mano (GLS):		12,162		Usados (GLS):		1.559				
Proyección de operación 24 horas		CONTINUAR ARMANDO PARADAS DE 5" DP (TOTAL: 60 PARADAS)																	
OBSERVACIONES		CIA: BAKER VACUUM (UND):			VOLQUETAS (UND):			CELDA #			LUGAR:								
		LODO PROCESADO (BLS):			ACUMULADOS (BLS):			DEWATERING (BLS):			ACUMULADOS (BLS):								
		CORTES PRODUCIDOS (BLS):			ACUMULADOS (BLS):			AGUA DISPUESTA (BLS):			ACUMULADA (BLS):								
Medio Ambiente:																			
E-435		Supervisor:																	
		Código																	

ANEXO C. REPORTE DIARIO DE PERFORACIÓN, POZO PFD-001. (Elaborado por Empresa Petrolera)

		REPORTE DIARIO DE PERFORACIÓN																					
PROYECTO ESPOL																							
FECHA: 31 jul-11	Post. Prog: TALADRO	10.588	Cod. DNH: 6004	F. Fin: F. Inicio	15 jul-11	M.Y.A.	9-16	Est. N°:				Est. No.:	15 8										
Profundidad hoy 06.00: 8240	Profundidad ayer 06.00: 8126	Pozo: PFD001		Reporte No.:	25	Día No.:							15 8										
Profundidad 1/2 noche:	Total hrs. perforacion:		203.5	hrs perforados:	270	Problemas en el equipo:							SI										
CRONOLOGIA DE OPERACIONES																							
Desde	Hasta	Horas	PERFORA HOYO DE 12 1/4" CONTROLANDO PARAMETROS DESDE 7970' HASTA 8010'. ROTANDO MANTENIENDO TRAYECTORIA DEL POZO SEGUN PROGRAMA DE PERFORACION DIRECCIONAL.																				
6:00	9:00	3.0	PROMEDIO PARAMETROS ROTANDO: ROP = 19 FTH, 18-20 WOB - 40 RPM - 550 GPM - 1700 PSI - 12-14 KLB/FT.																				
9:00	10:30	1.5	RETIRA UNA PARADA A LA TORRE PARA PODER CIRCULAR + BOMBEEA 50 BLS DE PILDORA VISCOSA + CIRCULA HASTA TENER RETORNOS SIN SOLIDOS EN ZARANDAS.																				
10:30	13:30	3.0	REALIZA VIAJE CORTO, SACA BHA # 5 DESDE 7966 HASTA 6726, PUNTOS APRETADOS @ 7700', 7343, 7260, 7200', 7168', 7147', 6715'. CONECTA TOP DRIVE + SACA CON BOMBA Y ROTANDO DESDE 7200', 7105', 7010'.																				
13:30	15:30	2.0	BAJA BHA # 5 DESDE 6726 HASTA 8010'; ENCONTRANDO APOYO @ 7940'; BAJA LAVANDO LOS ULTIMOS 150' POR PRECAUCION.																				
15:30	17:30	2.0	BOMBEEA 40 BLS DE PILDORA VISCOSA + PERFORA DESDE 8010' HASTA 8016'. ROP Pobre, APLICA PESO NO MEJORA, POSIBLE EMBOLAMIENTO DE LA BORCA.																				
17:30	19:00	1.5	RETIRA UNA PARADA A LA TORRE PARA PODER TRABAJAR SARTA FUERA DE CONGLOMERADO CON LOS PARAMETROS SIG: 80 RPM, 850 GPM, 3450 PSI MIENTRAS BOMBEEA PILDORAS PARA LIMPIAR EMBOLAMIENTO.																				
19:00	22:00	3.0	PERFORA HOYO DE 12 1/4" CONTROLANDO PARAMETROS DESDE 8016' HASTA 8022'. SE CAMBIA PARAMETROS PARA EVALUAR BROCA ESTA MEJORA CON 770 GPM, 50 RPM, 3400 PSI, 18 KLB/FT SE PERFORA DESDE 8022' HASTA 8108'.																				
22:00	6:00	8.0	PERFORA HOYO DE 12 1/4" CONTROLANDO PARAMETROS DESDE 8108' HASTA 8240'. ROTANDO MANTENIENDO TRAYECTORIA DEL POZO SEGUN PROGRAMA DE PERFORACION DIRECCIONAL. ROP=20 FTH/20 WOB - 40 RPM - 550 GPM - 2100 PSI - TRQ = 14 KLB/FT.																				
INC. 0.68 AZM. 8.02; MD 8095' DISTANCIA C-C: 11.92' DISTANCIA ADELANTE: 11.87' DISTANCIA IZQUIERDA: 1.1'																							
PROFUNDIDAD																							
		7950 - 7960																					
		7960-8000																					
		8000-8080																					
		8080-8170																					
TOTAL	24.00	8170-8200																					
Registro desviación (Pozo tipo S)																							
Cantidad	Cating	Grado	Peso	Rosca	Collar	Zapato	MD	INCLIN	AZIMUT	TVD	DESPLAZ.	DOG LEG	COSTO PERFORACION POZO (217769)										
3	20"	K 55	94	BTC		153	7140.00	0.33	71.57	6699.75	2113.96	0.13	T/D OPERACION	36.042,11									
148	13 3/8"	C 95	72	BTC	6054	6100	7236.00	0.27	44.11	6785.75	2113.47	0.16	CAMION WINCHE	0.00									
							7332.00	0.19	40.23	6881.75	2113.10	0.08	MONIT/CARGA	672.00									
CASINO PROGRAMADO																							
		20"	94	BTC		208	7332.00	0.73	18.58	7071.74	2112.93	0.55	DIRECCIONAL	9.866,54									
		13 3/8"	72	BTC		6106	3618.00	1.27	26.85	7167.73	2110.97	0.58	FLUIDOS	11.070,41									
		9 5/8"	47	BTC		9208	7713.00	1.31	32.10	7262.70	2109.11	0.13	EQUIPO DE FLOTACION	0.00									
		7"	26	BTC		10558	7809.00	1.25	28.48	7358.68	2107.22	0.10	CABINA LITologica	2.940,52									
BHA# 5																							
		12 1/4" BIT PDC	12	1/4"	1.30	7322.00	0.73	18.58	7071.74	2112.33	0.58	BROCAS	4.108,43										
		MOTOR 1.20"	12	6.25"	34.95	7618.00	1.27	26.85	7167.73	2110.97	0.58	CABEZAL	0.00										
		ESTABILIZADOR	12	1/8"	2.1316	6.34	7713.00	1.31	32.10	7262.70	2109.11	0.13	Reg. Electricos	0.00									
		DRILL COLLAR	8	2.78"	81.05	7959.00	1.25	28.48	7358.68	2107.22	0.10	VACUUM	560.00										
		X-OVER	8	2.78"	3.57	7959.00	0.81	16.85	7548.65	2104.47	0.25	MOVLZACION	0.00										
		HWD/P	5	3"	491.88	8095.00	0.68	8.02	7644.64	2103.62	0.17	Efectivo Hoy	64.950,01										
		DRILLING BAR	6	1/2"	30.60								Efectivo Ayer	1.396.490,60									
		HWD/P	5	3"	124.67								Acumul. Total	1.481.440,70									
TOPES FORMACIONES																							
												Equipos Sólidos		Tamaño									
FORMACION												MD (pies)	TVD (pies)	ESPEJOR (pies)	Zaranda N° 1	100/80/80	24						
TIYUACU												678	638		Zaranda N° 2	100/80/80	24						
CTYS												7010	6660		Zaranda N° 3	100/80/80	24						
CTYI												7968	7518		Zaranda N° 4	100/80/80	24						
															MILD CLEANER	3x140	24						
															DESANDER		24						
															DESALTER		24						
Equipo Efuentes																							
LONGTUD BHA												826.15			Centrifuge (1) W 4400 (LGS)		1.0						
PARADAS												5.00	4.27	7400.00	Centrifuge (1) W 4400 (DW)		0.0						
SENCLLOS														20.00	Centrifuge (2) W 4400 (LGS)		5.0						
KELLY DOWN															Centrifuge (2) W 4400 (DW)		2.0						
Peso Lodo																							
Peso Lodo				155.000	Longitud Total:	8240	PRESION REDUCIDA:				BOMBA 2	30 SPM:	40 SPM:	50 SPM:									
Tipo				7/6	CLORURO	830	Aditivos del lodo				BOMBA 3	30 SPM:	40 SPM:	50 SPM:									
Temp				132	Sólidos	0.0	CA	80															
Densidad				10.0	Arenea	0.4	NBT	25.0	CLAYTROL				MIL BAR	4	CARBONATO DE CALCIO HM	10							
Viscosidad				4.1	PH	10.8	Filtrado	10.7	BIO LOSE				NEW DRILL	2	CARBONATO DE CALCIO A100	15							
PVVP				11/13	PM	1.1	coltagua	1/90	TERRARATE				1	SODA ASH	L D9	XANDHAN GUM	4						
Geles				7/21/30	PFMF	0.4/1.6	Costra	1.0	MAXPLEX				10	MIL GEL	SULFATROL	BICARBONATO DE SODIO							
BROCAS																							
No.	Diametro	Marca	Tipo	SIN	IADC	Boquillas	TFA	DESDE	HASTA	PIES PERF	HORAS	WOB	RPM MESA	RPM MOTOR	Presión								
4	12 1/4"	BAKER	HCD600X	F304493	M 323	2X13XK14	1.0109	6101	8240	2139.0	103.6	18-20	40	120	2100								
Calificación última broca														No.	3	Flas internas	0	Caract del Design	BU	Cog/Selle	X	CARACTERISTICAS	PWCT
														ROP	60.00	Flas externas	0	Localizacion	A	Calibre	I	Razon de Sacar	TD
HERRALLICA																							
Bomba	Modelo	Marca	Diametro	Camisa	Gal/sk	SPM	AV.DP	AV.DC	Jet Veloc.	Bt Loss %	BIT HHP	IF	HSI	GPM									
1	M800	MAXLUM	4 1/2"	9"	1.76																		
2	M800	MAXLUM	4 1/2"	9"	1.76	104	195.98	284.79	248.34	17.05	238.83	954.08	2.03	550.00									
3	M800	MAXLUM	4 1/2"	9"	1.76	103	195.98	284.79	248.34	17.05	238.83	954.08	2.03	550.00									
4	M800	MAXLUM	4 1/2"	9"	1.76	100	195.98	284.79	248.34	17.05	238.83	954.08	2.03	550.00									
5	M800	MAXLUM	4 1/2"	9"	1.76																		
6	M800	MAXLUM	4 1/2"	9"	1.76																		
Horas parado Equipo: 0.5 Total horas parado Equipo: 6.5 Combustible: a mano 1593 usados: 354																							
Proyección de operación 24 horas: CONTINUAR PERFORANDO HOYO SECCION 12 1/4" DENTRO DE CONGLOMERADO. EVALUANDO COMPORTAMIENTO DE LA BROCA.																							
OBSERVACIONES																							
LUGAR:		PAD ANACONDA 5D.		VOLQUETAS (UND):		1		CELDA #		1		LUGAR:											
LUGAR:		PAD ANACONDA 5D.		VOLQUETAS (UND):		1		CELDA #		1		LUGAR:											
LODO PROCESADO (BLS):				511	ACUMULADOS (BLS):				12521	DEWATERING (BLS):				140	ACUMULADOS (BLS):				7796				
CORTES PRODUCIDOS (BLS):				240	ACUMULADOS (BLS):				7960	LGS (BLS):				371	ACUMULADA (BLS):				664				
CORTES PROCESADOS (BLS):				280	ACUMULADOS (BLS):				7960	AGUA DISPUESTA (BLS):				0	ACUMULADA (BLS):				1520				
MEIO AMBIENTE																							
PLATAFORMA NECESITA CERRAMIENTO.																							
SUPERVISOR DE POZO:																							
CODIGO:																							

ANEXO D. REPORTE DIARIO DE PERFORACION, POZO PFD-001. (Elaborado por Empresa Petrolera)

REPORTE DIARIO DE PERFORACION PROYECTO ESPOL																			
FECHA: 13-ago-11		Prof. Progr: 10.588	Cod. DNH: 6004	F. Fin:	F. Inicio: 15jul-11	M. Y. A.	9: 16	Est. N°											
TALADRO		Pozo: PFD001			Reporte No. 38			Dia No.			28 + 2								
Profundidad hoy 06:00:		10590	Profundidad ayer 06:00:		10590	Pies perforados:		0	Hrs.Perf.			0							
Profundidad 1/2 noche:		10590	Total hrs. perforacion:		282	Problemas en el equipo:		NO											
CRONOLOGIA DE OPERACIONES																			
Desde	Hasta	Horas	<p>6:00 7:30 1.5 CONTINUA BAJANDO LINER 7" Y COLGADOR HMC BAKER EN DRILL PIPE 5" DESDE 90300 HASTA 9860'; BAJA LLENANDO TUBERIA CADA 10 PARADAS CIRCULA UNA CAPACIDAD INTERNA @ 9860' CON 250GPM - 500PSI. 293GPM - 620PSI. 334GPM - 800PSI. PESO SUBIENDO 290 KLBs. PESO BAJANDO 220 KLBs</p> <p>7:30 8:00 0,5 BAJANDO EN HOYO ABIERTO 812' LINER 7" Y COLGADOR HMC BAKER EN DRILL PIPE 5" DESDE 9860' HASTA 10588'; BAJA LAVANDO ULTIMA PARADA POR PRECAUCION.</p> <p>8:00 9:00 1,0 ARMA CABEZA DE CEMENTACION + CIRCULANDO HOYO PARA LIMPIEZA @ 10588' CON 300GPM - 800PSI - 78PM. PREVIO AL ANCLAJE DEL LINER, PESO SUBIENDO 310 KLB</p> <p>9:00 11:30 2,5 TECNICO DE CIA BAKER REALIZA PROCEDIMIENTO DE ASENTAMIENTO DE 7" LINER (COLGADOR). DESPLAZA ESFERA DE BRONCE PRESURIZADA CON 2200 PSI PARA EL ANCLAJE DE CUNAS; INCREMENTAN PRESION HASTA 3000 PSI PARA LIBERACION DE SETTING TOOL. OBSERVAN PESO DE SARTA SUBIENDO 285 KLBs (PESO LINER 25 KLB (PESO DE SARTA CON LINER 310 KLBs) OK. INCREMENTAN PRESION HASTA 3200 PSI PARA ROMPER ASIEN TO DE ESFERA + PRUEBA CIRCULACION OK.</p> <p>11:30 12:30 1,0 CONTINUAN CIRCULANDO HOYO PARA ESTABILIZAR PARAMETROS DE CIRCULACION CON 300 GPM Y 1000 PSI. PREVIO A LA OPERACION DE CEMENTACION + MENTRAS REALIZA REUNION DE SEGURIDAD + CIA. BJ SERVICIOS ARMA LINEAS DE 2" Y PRUEBA CON 600PSI. OK.</p> <p>12:30 14:00 1,5 CIA BJ INICIA OPERACION DE CEMENTACION BOMBEA 6 BLS AGUA TRATADA, 30 BLS DE MUD CLEAN, 30 BLS DE MCS-W SPACER, 6 BLS DE AGUA TRATADA, 10BLS DE SURE BOND, 6 BLS DE AGUA TRATADA; MEZCLAN Y BOMBEAN 20 BLS DE LECHADA REMOVEDORA DE 13 PPG, 10 BLS DE LECHADA RETARDADA @ 15,6 PPG + 23 BLS DE LECHADA DE CEMENTO PRINCIPAL @ 15,6 PPG (TOTAL 216 SXS DE CEMENTO CLASE G). SUELTAN DARDO OBSERVA ENGANCHE PICO DE PRESION 1050PSI + DESPLAZA CON 32,5 BLS DE AGUA FRESCA (CAPACIDAD TEORICA DEL LINER 33 BLS). ASIEN TANON CON 2500 PSI. OBSERVAN BACK FLOW 1,5 BLS OK</p> <p>14:00 16:00 2,0 LEVANTA SETTING TOOL PARA LIBERAR Y ASENTAR SELLO DE COLGADOR. CIRCULA CON 450GPM SOBRE TOPE LINER POR DIRECTA, OBSERVA RETORNO DE ESPACIAL Y CEMENTO CONTAMINADO + OBSERVA RETORNO DE AGUA FRESCA Y DECIDE PARAR CIRCULACION.</p> <p>16:00 17:00 1,0 QUIEBRA LINEAS Y CABEZA DE CEMENTACION DE BAKER OIL TOOLS</p> <p>17:00 17:30 0,5 SACANDO SETTING TOOL EN DRILL PIPE 5" DESDE 9850' HASTA SUPERFICIE. TECNICO BAKER CHEQUEA SETTING TOOL COMPLETO, OK.</p> <p>17:30 0:00 6,5</p>																
FINALIZAN LAS OPERACIONES DE PERFORACION DEL POZO ANACONDA 5D, EL 12 DE AGOSTO DEL 2011 A LAS 24H00hrs																			
VERDE																			
PROFUNDIDAD		ARENESCA	LIMOLITA	ARCILLA	LUTITA	CAOLIN	CONGLOMER.	CALIZA											
8870 - 9693					30			70											
1006 - 10046		20			60			10											
10187 - 10229			10		80			30											
10441 - 10451					70														
TOTAL		18,00	10450 - 10590	60	40														
Registro desviación (Pozo tipo S)																			
Cantidad	Casing	Grado	Peso	Rosca	Collar	Zapato	MD	INCLIN	AZIMUT	TVD	DESPLAZ.	DOG LEG	COSTO PERFORACION POZO						
3	20"	K 55	94	BTIC		153	8859,00	0,31	334,29	8408,61	2101,61	0,07	T/D OPERACION	27.031,50					
148	13 3/8"	C 55	72	BTIC	6054	6100	8665,00	0,25	13,26	8504,61	2101,44	0,20	CAMION WINCHE	0,00					
227	9 5/8"	C 55	47	BTIC	9623	9670	9050,00	0,16	340,83	8599,61	2101,27	0,15	MONTACARGA	0,00					
221	7"	C 55	26	BTIC	10545	10588	9145,00	0,34	331,09	8664,61	2101,23	0,19	DIRECCIONAL	0,00					
CASING PROGRAMADO		LBS/FT	CONEXION	MD															
20"		94	BTIC	288	9240,00	0,47	292,36	8789,61	2101,45	0,31	FLUIDOS	0,00	BAKER						
13 3/8"		72	BTIC	6106	9335,00	0,29	327,78	8864,61	2101,99	0,30	CEMENTACION 53 BLS	26.540,28	BAKER / BJ						
9 5/8"		47	BTIC	9890	9430,00	0,22	298,86	8929,61	2101,79	0,15	EQUIPO DE FLOTACION	5.624,88	BAKER						
7"		26	BTIC	10558	9526,00	0,14	60,67	9075,61	2101,63	0,33	COLGADOR 7 x 9 5/8"	82.608,55	BAKER						
BHA N° 7		Descripción			OD MAX	ID	LONG												
					9622,00	0,14	141,58	9171,76	2101,32	0,19	LINER 7" x 868 PIES	20.805,96	CYA						
					9718,00	0,35	55,33	9267,60	2101,32	0,38	BROCAS	0,00	BAKER						
					9814,00	0,14	130,22	9363,60	2100,99	0,36	CABEZAL	0,00	CYA						
					9997,00	0,28	129,00	9546,00	2100,70	0,10	Reg. Electricos	0,00	BAKER						
					10188,00	0,32	137,50	9737,00	2100,81	0,23	11 CENTRALIZADORES	5.071,00	BAKER / BJ						
					10294,00	0,35	132,57	9830,00	2100,99	0,03	MOVILIZACION	0,00	CYA(217776)						
					10380,00	0,33	134,75	9920,00	2100,95	0,03									
					10475,00	0,31	139,02	10024,00	2100,44	0,03	Efectivo Hoy	167.682,17							
					10534,00	0,34	115,97	10083,00	2100,32	0,23	Efectivo Ayer	2.775.090,75							
					10590,00	0,34	115,97	10138,00	2100,14	0,00	Acumul. Total	2.942.772,93							
TOPES FORMACIONES																			
				FORMACION	MD (pies)	TVD (pies)	ESPESOR (pies)	Zaneda N° 1		Zaneda N° 2		Zaneda N° 3		Zaneda N° 4					
				CALIZA M	9480	9540	76	100/80/80		100/80/80		100/80/80		100/80/80					
				CALIZA M.P	9714	9764	53												
				CALIZA A.	9868	9917	102												
				U INFERIOR	10006	9955	40												
				BLU	10046	9995	131												
				CALIZA B	10176	9726	11												
				T SUPERIOR	10187	9737	108												
				T INFERIOR	10295	9845	41												
				BTI	10335	9886	105												
				HOLLIN SUPERIOR	10451	10001	29												
				HOLLIN INFERIOR	10480	10030	110												
				LONGITUD BHA	0,00			Centrifuge (1) W 4400 (LGS)		Centrifuge (1) W 4400 (DW)		Centrifuge (2) W 4400 (LGS)		Centrifuge (2) W 4400 (DW)					
				PARADAS	5,00	4,27													
				SENCLLOS	5,00	4,27													
				KELLY DOWN	0,00														
PESOS LBS																			
		Longitud Total:			0			PRESION REDUCIDA:		BOMBA 2 30 SPM:		40 SPM:		50 SPM:					
		Temp			110														
		Densidad			9,4														
		Viscosidad			46														
		PVP/PP			15/17														
		Gases			5,9/10														
		PF/AF			0,4/1,9														
PROPiedades DEL LODO																			
		Tipo			PERFLEX/R6R3			BOMBA 3 30 SPM:		40 SPM:		50 SPM:							
		Temp			110														
		Densidad			9,4														
		Viscosidad			46														
		PVP/PP			15/17														
		Gases			5,9/10														
		PF/AF			0,4/1,9														
BROCAS																			
		No.	Diametro	Marca	Tipo	SN	IADC	Boquillas	TFA	DESDE	HASTA	PIES PERF	HORAS	WOB	RPM MESA	RPM MOTOR	Presion		
		Calificación última broca			No.	Filas internas			Caract del Degstg			Coji/Sello		CARACTERISTICAS					
HIDRAULICA																			
		Suma	Mocodo	Marca	Diametro	Carmitas	Gallets	SPM	AV.DP	AV.DC	Jet Veloc.	Bit Loss %	BIT HHP	IF	HSI	GPM			
		1	M800	MAXUM	4 1/2	9"	1,76	90								158,00			
		2	M800	MAXUM	4 1/2	9"	1,76	90								158,00			
		3	M800	MAXUM	4 1/2	9"	1,76												
		4	M800	MAXUM	4 1/2	9"	1,76												
		5	M800	MAXUM	4 1/2	9"	1,76												
		6	M800	MAXUM	4 1/2	9"	1,76												
		Hrs para Equipo			24	Total hrs para Equipo:			12,5			Combustible		a mano:		15637		usados:	1225
		Proyección de operación horas:																	
		CIA.: BAKER			VACUUM (UND): 1			VOLQUETAS (UND): 1			CELDA # 1			LUGAR: PAD ANACONDA 5D.					
		LODO PROCESADO (BLS): 91		ACUMULADOS (BLS): 17496		DEWATERING (BLS): 91		ACUMULADOS (BLS): 11804		CORTES PRODUCIDOS (BLS): 92		ACUMULADOS (BLS): 10348		AGUA DISPUESTA (BLS): 360		ACUMULADA (BLS): 5320			
		CORTES PRODUCIDOS (BLS): 92		ACUMULADOS (BLS): 10348		AGUA DISPUESTA (BLS): 360		ACUMULADA (BLS): 5320											
		MEDIO AMBIENTE			PLATAFORMA NECESITA CERRAMIENTO.			SUPERVISOR DE POZO:			RAUL PLAZA			CODIGO:					

ANEXO E. ESQUEMA MECANICO DEL POZO PFD-001. (Elaborado por Empresa Petrolera)

