



**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL**

**FACULTAD CIENCIAS DE LA INGENIERÍA E  
INDUSTRIAS**

**CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**ANÁLISIS TÉCNICO DE LA NAVEGACIÓN EMPLEADA EN LA  
PERFORACIÓN HORIZONTAL DEL POZO 427H DEL CAMPO  
SACHA DEL ORIENTE ECUATORIANO**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO  
DE INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**FERNANDO JAVIER GILER VILLAMIL**

**DIRECTOR: ING. BENJAMÍN HINCAPIÉ**

**Quito, octubre 2016**

© Universidad Tecnológica Equinoccial. 2016  
Reservados todos los derechos de reproducción.

## FORMULARIO DE REGISTRO BIBLIOGRÁFICO

### PROYECTO DE TITULACIÓN

DATOS DE CONTACTO	
CÉDULA DE IDENTIDAD:	1310353642
APELLIDO Y NOMBRES:	GILER VILLAMIL FERNANDO JAVIER
DIRECCIÓN:	Benito Santos 118 y Colón, Manta
EMAIL:	fernandogvjr@hotmail.com
TELÉFONO FIJO:	052699981
TELÉFONO MOVIL:	0997087845

DATOS DE LA OBRA	
TITULO:	ANÁLISIS TÉCNICO DE LA NAVEGACIÓN EMPLEADA EN LA PERFORACIÓN HORIZONTAL DEL POZO 427H DEL CAMPO SACHA DEL ORIENTE ECUATORIANO
AUTOR O AUTORES:	GILER VILLAMIL FERNANDO JAVIER
FECHA DE ENTREGA DEL PROYECTO DE TITULACIÓN:	20/09/2016
DIRECTOR DEL PROYECTO DE TITULACIÓN:	ING. BENJAMIN HINCAPIÈ
PROGRAMA	PREGRADO <input checked="" type="checkbox"/> POSGRADO <input type="checkbox"/>
TITULO POR EL QUE OPTA:	INGENIERO DE PETROLEOS
RESUMEN: Mínimo 250 palabras	Para analizar una perforación horizontal, se realizó un estudio de las operaciones de perforación realizadas en el pozo SACHA 427-H, y para lograr entender todos los términos y conceptos involucrados, se hizo un

estudio preliminar de la teoría de perforación direccional.

Se realizó un estudio de los parámetros a considerar durante prácticas de perforación en pozos direccionales en este caso horizontal, identificando los problemas comúnmente presentados en perforaciones de pozos de este tipo.

Se procedió a realizar el análisis técnico y herramientas utilizadas en las operaciones realizadas en la perforación del pozo SACHA 427-H en base a objetivos planteados, problemas presentados y tiempos operacionales empleados en cada una de las secciones del mismo.

El pozo SACHA 427H fue el sexto pozo perforado por el taladro HILONG 16 en campo Sacha con la Alianza “Hilong – Weatherford”, y el cuarto pozo perforado en la plataforma Sacha 420 y el último del PAD. El objetivo es recuperar reservas remanentes del reservorio “T inferior” objetivo primario.

Para la perforación del pozo SACHA 427H el programa de perforación se

	<p>planeó para 38.50 días, pero a perforación de este pozo finalizó en un Tiempo Total de 28.63 días.</p> <p>El pozo SACHA 427H fue perforado en 4 secciones, 16", 12 ¼", 8 ½" y 6 1/8", las mismas que fueron revestidas con casing de 13 3/8", 9 5/8", liner de 7" y liner de 5" respectivamente. La operación de cada una de estas secciones se describe en este trabajo de titulación.</p>
<b>PALABRAS CLAVES:</b>	Perforación Horizontal.
<b>ABSTRACT:</b>	<p>To analyze a horizontal drilling, a study of drilling operations carried out in the well SACHA 427-H was performed, and in order to understand all the terms and concepts involved, a preliminary study of the theory of directional drilling was done.</p> <p>A study was performed of the parameters to be considered during directional drilling practices in this horizontal wells case, identifying problems commonly presented in boreholes such.</p> <p>He proceeded to perform technical analysis and tools used in operations in the drilling of 427-H SACHA based on objectives, and operational</p>

	<p>problems presented time employees in each of the sections.</p> <p>Well SACHA 427H was the sixth well drilled by the drill HILONG 16 in Sacha field with "Hilong - Weatherford" Alliance, and the fourth well drilled in the Sacha 420 platform and the last of the PAD. The aim is to recover remaining reserves of the reservoir "T inferior" primary objective.</p> <p>For the drilling SACHA 427H drilling program was planned for 38.50 days, but drilling of this well finished in a total time of 28.63 days.</p> <p>Well SACHA 427H was drilled into 4 sections, 16 ", 12 ¼" 8 ½ "and 6 1/8", the same as were coated with casing of 13 3/8 ", 9 5/8" liner 7 "liner and 5" respectively. The operation of each of these sections is described in this work degree.</p>
	<p><b>KEYWORDS</b></p> <p>Horizontal Drilling</p>

Se autoriza la publicación de este Proyecto de Titulación en el Repositorio Digital de la Institución.

f: 

GILER VILLAMIL FERNANDO JAVIER

1310353642

## DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **GILER VILLAMIL FERNANDO JAVIER**, CI **1310353642** autor del proyecto titulado: **Análisis Técnico de la Navegación empleada en la Perforación Horizontal del pozo 427H del campo Sacha del Oriente Ecuatoriano** , previo a la obtención del título de **INGENIERO DE PETRÓLEOS** en la Universidad Tecnológica Equinoccial.

1. Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las Instituciones de Educación Superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de graduación para que sea integrado al Sistema Nacional de información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.
2. Autorizo a la BIBLIOTECA de la Universidad Tecnológica Equinoccial a tener una copia del referido trabajo de graduación con el propósito de generar un Repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Quito, 20 de septiembre del 2016

f:  \_\_\_\_\_

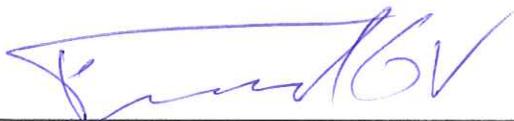
GILER VILLAMIL FERNANDO JAVIER

1310353642

## DECLARACIÓN

Yo. **FERNANDO JAVIER GILER VILLAMIL**, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Universidad Tecnológica Equinoccial puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.



---

**FERNANDO JAVIER GILER VILLAMIL**

**C.I.: 1310353642**

## CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo que lleva por título **“ANÁLISIS TÉCNICO DE LA NAVEGACIÓN EMPLEADA EN LA PERFORACIÓN HORIZONTAL DEL POZO 427H DEL CAMPO SACHA DEL ORIENTE ECUATORIANO”**, que, para aspirar al título de Ingeniero de Petróleos fue desarrollado por Fernando Javier Giler Villamil, bajo mi dirección y supervisión, en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería; y cumple con las condiciones requeridas por el reglamento de Trabajos de Titulación artículos 19, 27 y 28.



---

Ing. Benjamín Hincapié G.

**DIRECTOR DEL TRABAJO**

C.I.: 0800852758

## **DEDICATORIA**

A mis padres Manuel Fernando y Flor Del Carmen, por brindarme su apoyo incondicional, por creer en mí inclusive cuando yo no creía en mí, y con su sacrificio me han dado la fuerza para poder alcanzar esta meta.

A mis hijas Mayliss y Julieta y a mi sobrino Martin, ya que son la fuente de mi motivación, por quienes siempre daré todo de mí.

A mi novia Julissa por todas sus palabras de amor, por estar siempre a mi lado, confiando y apoyándome en cualquier situación.

A mi hermana Liz, por ser mi ejemplo de que se puede lograr lo que uno se proponga, si se trabaja fuerte para conseguirlo.

Fernando Giler

## **AGRADECIMIENTO**

Cualquier victoria, cualquier meta jamás se consigue sola, siempre habrá una ayuda, una orientación, una fuerza que te inspira para avanzar, a seguir luchando por el crecimiento de nuestros conocimientos y de nuestra felicidad, y al haber culminado este trabajo representa reconocer como la suma de todos estos esfuerzos dan resultado.

A Dios y a la Virgen María por darme fuerza y guiarme por el buen camino.

A mis padres, por apoyarme con todos los recursos posibles, y brindarme siempre una ayuda en cualquier cosa que necesite, por todo eso y más siempre estaré agradecido.

A la Universidad Tecnológica Equinoccial, gracias por la excelente educación que permaneció a mi disposición.

A la Facultad Ciencias de la Ingeniería y las autoridades de la carrera de Ingeniería de Petróleos, por su orientación y apoyo en esta carrera.

Al Ing. Benjamín Hincapié Director de tesis, por su paciencia, conocimientos y experiencia, los cuales fueron pilar de esta investigación.

Fernando Giler

# ÍNDICE DE CONTENIDOS

	<b>PÁGINA</b>
RESUMEN	1
ABSTRACT	2
1. INTRODUCCIÓN	3
1.1 OBJETIVOS DEL PROYECTO	4
1.1.1. GENERAL	4
1.1.2. ESPECÍFICOS	4
2. MARCO TEORICO	5
2.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL CAMPO SACHA	5
2.1.1. UBICACIÓN	5
2.1.2. FORMACIONES PRODUCTORAS DEL CAMPO SACHA	6
2.1.3. PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LOS RESERVORIOS	7
2.2. ASPECTOS GENERALES DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL	8
2.2.1 CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DEL EQUIPO DE PERFORACIÓN	8
2.3 INTRODUCCIÓN A LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL	9
2.4 RAZONES PARA LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL	10
2.4.1. FALLANDO OBJETIVO (MISSED TARGET)	10
2.4.2. POZO DE TRAYECTORIA LATERAL (SIDETRACKING) Y ENDEREZAMIENTO (STRAIGHTENING)	11
2.4.3. BUZAMIENTO ESTRUCTURAL (STRUCTURAL DIP)	11
2.4.4. PERFORACIÓN A TRAVÉS DE UNA FALLA (FAULT DRILLING)	12
2.4.5. PARA ENTRAR EN UNA FORMACIÓN EN UN PUNTO PARTICULAR O A UN ÁNGULO DETERMINADO	12
2.4.6. PARA LLEGAR A UNA LOCACIÓN INACCESIBLE	13
2.4.7. PARA PERFORAR UN YACIMIENTO QUE ESTÁ BAJO EL AGUA	13
2.4.8. PERFORACIÓN COSTA AFUERA	14

2.4.9. PARA PERFORAR A TRAVÉS DE UN DOMO SALINO	14
2.4.10. PARA PERFORAR POZOS DE ALIVIO	15
2.5 TÉCNICAS DE DESVIACIÓN DEL POZO	15
2.5.1. CUCHARAS DE DESVIACIÓN (WHIPSTOCK)	15
2.5.2. PROPULSIÓN (JETTING)	16
2.5.3. PERFORACIÓN ROTARIA	17
2.5.3.1. Control direccional con sistemas rotarios	17
2.5.3.1.1. Principio Fulcrum	17
2.5.3.1.2 Principio de Estabilización	19
2.5.3.1.3 Principio de Péndulo	20
2.5.4 MOTORES DE FONDO	20
2.5.4.1 Control direccional con motores de fondo	21
2.5.4.1.1 Motor de fondo tipo turbina	21
2.5.4.2 Motor de fondo de desplazamiento positivo	23
2.5.5 SISTEMAS CON PERFORACION ROTARIA CONTINUA	25
2.6 TIPOS DE PERFILES DE POZOS DIRECCIONALES	25
2.6.1 PERFIL VERTICAL	26
2.6.2 PERFIL TIPO S	26
2.6.3 PERFIL TIPO J	27
2.6.4 PERFIL HORIZONTAL	28
2.7 CONSIDERACIONES DEL PROGRAMA DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL	29
2.8 RESPONSABLES DE LA OPERACIÓN DE PERFORACION DIRECCIONAL	31
2.9 SARTA DE PERFORACIÓN	31
2.10 FLUIDO DE PERFORACIÓN	33
2.10.1 GENERALIDADES DEL DISEÑO DE LOS FLUIDOS	33

2.10.2 ESPECIFICACIONES GENERALES PARA UN PROGRAMA DE FLUIDOS	33
2.10.3 CONTROL DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	34
2.11 BROCAS DE PERFORACIÓN	35
2.11.1 TIPOS DE BROCAS	35
2.11.1.1 Brocas Tricónicas	36
2.11.1.2 Brocas PDC	36
2.12 TIPOS DE POZOS HORIZONTALES	37
2.12.1 CURVA DE CONSTRUCCIÓN SENCILLA	39
2.12.2 CURVA DE CONSTRUCCIÓN TANGENTE SIMPLE	39
2.12.3 CURVA DE CONSTRUCCIÓN TANGENTE COMPLEJA	40
2.12.4 CURVA DE CONSTRUCCIÓN IDEAL	40
2.13 FÓRMULAS UTILIZADAS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LAS CURVAS DE LOS POZOS DIRECCIONALES	41
3. METODOLOGÍA	43
3.1 PROGRAMA DE PERFORACIÓN DEL POZO SACHA 427 H	43
3.1.1 SECCIÓN 16" : INTERVALO 48 FT – 6366 FT	44
3.1.2 SECCIÓN 12 1/4" : INTERVALO 6366 FT – 10085 FT	45
3.1.3 SECCIÓN 8 1/2" : INTERVALO 10085 FT – 11060 FT	48
3.1.4 SECCIÓN 6 1/8": INTERVALO 11060 FT – 11886 FT	51
3.2 VARIACIÓN DE LA DENSIDAD EN LA PERFORACIÓN DEL POZO SACHA 427 H	53
4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	54
4.1 SURVEYS EN LA PERFORACIÓN DEL POZO SACHA 427H	54
4.2 WELL PLOT REAL DEL POZO SACHA 427H	57
4.3 PROGRAMA DE BROCAS UTILIZADO	60

4.4 INDICADORES CLAVES DE RENDIMIENTO (KPI'S), PARA EL POZO SACHA 427H	61
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	66
5.1 CONCLUSIONES	66
5.2 RECOMENDACIONES	67
BIBLIOGRAFÍA	71
ANEXOS	73

## ÍNDICE DE TABLAS

	<b>PÁGINA</b>
Tabla 1. Reservorios productores Campo Sacha	7
Tabla 2. Propiedades Petrofísicas Reservorios Sacha	7
Tabla 3. Propiedades PVT del Fluido del campo Sacha	8
Tabla 4. Tipos de pozos Horizontales básicos	38
Tabla 5. Propiedades del lodo para la sección de 16"	45
Tabla 6. Propiedades del lodo para la sección de 12 1/4"	48
Tabla 7. Propiedades del lodo para la sección de 8 1/2"	51
Tabla 8. Propiedades del lodo para la sección de 6 1/8"	53
Tabla 9. Herramientas utilizadas para los Surveys	55
Tabla 10. Desempeño de las Herramientas de fondo utilizadas para los Surveys	56
Tabla 11. Desempeño de las Herramientas de superficie utilizadas para los Surveys	56
Tabla 12. Resumen por secciones de los surveys del pozo Sacha 427H	57
Tabla 13. Programa de brocas para el pozo Sacha 427H	60

# ÍNDICE DE FIGURAS

	<b>PÁGINA</b>
Figura 1 Mapa Estructural Campo Sacha	6
Figura 2. Sección Vertical de un pozo direccional: Vertical vs Tipo J	9
Figura 3. Planos de inclinación, dirección y profundidad de un pozo	10
Figura 4. Missed Target	11
Figura 5. Sidetracking	11
Figura 6. Structural Dip	12
Figura 7. Fault drilling	12
Figura 8. Entrada en un ángulo o formación determinada	13
Figura 9. Locaciones inaccesibles	13
Figura 10. Para yacimientos costa afuera	14
Figura 11. Multilateral Offshore	14
Figura 12. Yacimientos en Domo salinos	15
Figura 13. Relief well	15
Figura 14. Cucharas de desviación	16
Figura 15. Propulsion Jetting	17
Figura 16. Principio de fulcrum	18
Figura 17. Principio de Estabilización	19
Figura 18. Principio de Péndulo	20
Figura 19. Motor de fondo	21
Figura 20. Arreglo de un motor dirigitivo	22
Figura 21. Sección transversal de un motor de fondo	23
Figura 22. Motor de lodo de desplazamiento positivo típico	25
Figura 23. Perfil direccional pozo vertical	26
Figura 24. Perfil direccional de un pozo tipo S	27
Figura 25. Perfil direccional de un pozo tipo J	27
Figura 26. Perfil direccional pozo tipo J modificado	28
Figura 27. Perfil direccional de un pozo Horizontal	29
Figura 28. Perfil direccional de un pozo en función de la TVD y la VS	30
Figura 29. BHA para perforar la sección de producción	32

Figura 30. Ejemplo reporte diario de fluidos	35
Figura 31. Brocas tricónicas	36
Figura 32. Sección transversal broca PDC	37
Figura 33. Vista frontal broca PDC	37
Figura 34. Tipos de pozos Horizontales básicos	38
Figura 35. Pozo horizontal curva de construcción sencilla	39
Figura 36. Pozo horizontal curva de construcción tangente sencilla	39
Figura 37. Pozo horizontal curva de construcción tangente compleja	40
Figura 38. Pozo horizontal curva de construcción ideal	41
Figura 39. Densidad Real – Programada vs Profundidad	53
Figura 40. Vista Vertical del pozo Sacha 427H	58
Figura 41. Vista de Planta del pozo Sacha 427H	59
Figura 42. Tiempo vs Profundidad del pozo Sacha 427H	61
Figura 43. Tiempo en días del pozo Sacha 427H	61
Figura 44. Pies por sección del pozo Sacha 427H	62
Figura 45. Pies por hora (ROP) por sección del pozo Sacha 427H	62
Figura 46. Porcentaje de deslizamiento por sección del pozo Sacha 427H	63
Figura 47. Porcentaje de deslizamiento y rotación por sección del pozo Sacha 427H	63
Figura 48. Distribución del tiempo por sección del pozo Sacha 427H	64
Figura 49. Pies por hora (ROP) rotando y deslizando por sección del pozo Sacha 427H	64
Figura 50. Pies por hora (ROP) rotando y deslizando por BHA y por sección del pozo Sacha 427H	65

# ÍNDICE DE ECUACIONES

	<b>PÁGINA</b>
Ecuación 1. Dirección del Pozo	41
Ecuación 2. Ángulo de la dirección	41
Ecuación 3. Desplazamiento horizontal (Dh)	41
Ecuación 4. Radios de curvatura (Rc)	42

## ÍNDICE DE ANEXOS

	<b>PÁGINA</b>
ANEXO 1. Desempeño de MWD/LWD	73
ANEXO 2. Lista de Abreviaciones MWD/LWD	78
ANEXO 3. Desempeño de BHA's – Reportes	79
ANEXO 4. Survey del pozo Sacha 427H	88
ANEXO 5. Ficha técnica de herramientas	91

## RESUMEN

Para analizar una perforación horizontal, se realizó un estudio de las operaciones de perforación realizadas en el pozo SACHA 427-H, y para lograr entender todos los términos y conceptos involucrados, se hizo un estudio preliminar de la teoría de perforación direccional.

Se realizó un estudio de los parámetros a considerar durante prácticas de perforación en pozos direccionales en este caso horizontal, identificando los problemas comúnmente presentados en perforaciones de pozos de este tipo.

Se procedió a realizar el análisis técnico y herramientas utilizadas en las operaciones realizadas en la perforación del pozo SACHA 427-H en base a objetivos planteados, problemas presentados y tiempos operacionales empleados en cada una de las secciones del mismo.

El pozo SACHA 427H fue el sexto pozo perforado por el taladro HILONG 16 en campo Sacha con la Alianza "Hilong – Weatherford", y el cuarto pozo perforado en la plataforma Sacha 420 y el último del PAD. El objetivo es recuperar reservas remanentes del reservorio "T inferior" objetivo primario.

Para la perforación del pozo SACHA 427H el programa de perforación se planeó para 38.50 días, pero a perforación de este pozo finalizó en un Tiempo Total de 28.63 días.

El pozo SACHA 427H fue perforado en 4 secciones, 16", 12 ¼", 8 ½" y 6 1/8", las mismas que fueron revestidas con casing de 13 3/8", 9 5/8", liner de 7" y liner de 5" respectivamente. La operación de cada una de estas secciones se describe en este trabajo de titulación.

Palabra Clave: Perforación Horizontal.

## **ABSTRACT**

To analyze a horizontal drilling, a study of drilling operations carried out in the well SACHA 427-H was performed, and in order to understand all the terms and concepts involved, a preliminary study of the theory of directional drilling was done.

A study was performed of the parameters to be considered during directional drilling practices in this horizontal wells case, identifying problems commonly presented in boreholes such.

He proceeded to perform technical analysis and tools used in operations in the drilling of 427-H SACHA based on objectives, and operational problems presented time employees in each of the sections.

Well SACHA 427H was the sixth well drilled by the drill HILONG 16 in Sacha field with "Hilong - Weatherford" Alliance, and the fourth well drilled in the Sacha 420 platform and the last of the PAD. The aim is to recover remaining reserves of the reservoir "T inferior" primary objective.

For the drilling SACHA 427H drilling program was planned for 38.50 days, but drilling of this well finished in a total time of 28.63 days.

Well SACHA 427H was drilled into 4 sections, 16 ", 12 ¼" 8 ½ "and 6 1/8", the same as were coated with casing of 13 3/8 ", 9 5/8" liner 7 "liner and 5" respectively. The operation of each of these sections is described in this work degree.

Keyword: Horizontal Drilling

# 1. INTRODUCCIÓN

Las empresas inmersas en el negocio petrolero planean y utilizan pozos direccionales y horizontales en sus programas de perforación. Con el tiempo, los equipos y técnicas de perforación de este tipo se han ido perfeccionando generando así un proceso más eficiente, confiable y exacto cuya aplicabilidad se plantea a corto, mediano y largo plazo.

Para ello es necesario tener conocimientos básicos dentro del amplio tema de la perforación direccional y horizontal, especialmente los referidos a las causas, características, tipos de pozos, herramientas utilizadas, métodos de cálculo y aplicaciones más comunes. Un aprendizaje completo respecto a este tema permite abrir un abanico de posibilidades al momento de planificar un pozo, así como innovar e implementar tecnología de punta que permita construir pozos no sólo a bajo costo y en menor tiempo, sino con los menores problemas operacionales posibles, estas tecnologías se basan en empuje y direccionamiento controlados de la dirección de la perforación, que son aspectos esenciales para alcanzar los objetivos planteados, más aun si se trata de objetivos que se encuentran a larga distancia de la locación del pozo.

Además con el uso de las técnicas de perforación direccional y horizontal aplicadas a pozos de alcance extendido podemos hacer más económica la producción de un pozo, protegiendo el medio ambiente sin nuevas localizaciones ni caminos de acceso por enunciar algunos de los beneficios de esta rama de la perforación.

El presente trabajo cumplió los siguientes objetivos:

## **1.1 OBJETIVOS DEL PROYECTO**

### **1.1.1 GENERAL**

Realizar un análisis técnico de la navegación empleada en la perforación horizontal del pozo 427-H del campo Sacha del Oriente Ecuatoriano, para definir un programa de perforación horizontal integro para este campo.

### **1.1.2 ESPECÍFICOS**

- Describir el campo Sacha.
- Describir la perforación direccional y horizontal.
- Analizar y evaluar el programa de perforación horizontal empleado para el pozo Sacha 427-H.

## **2. MARCO TEORICO**

### **2.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL CAMPO SACHA**

#### **2.1.1. UBICACIÓN:**

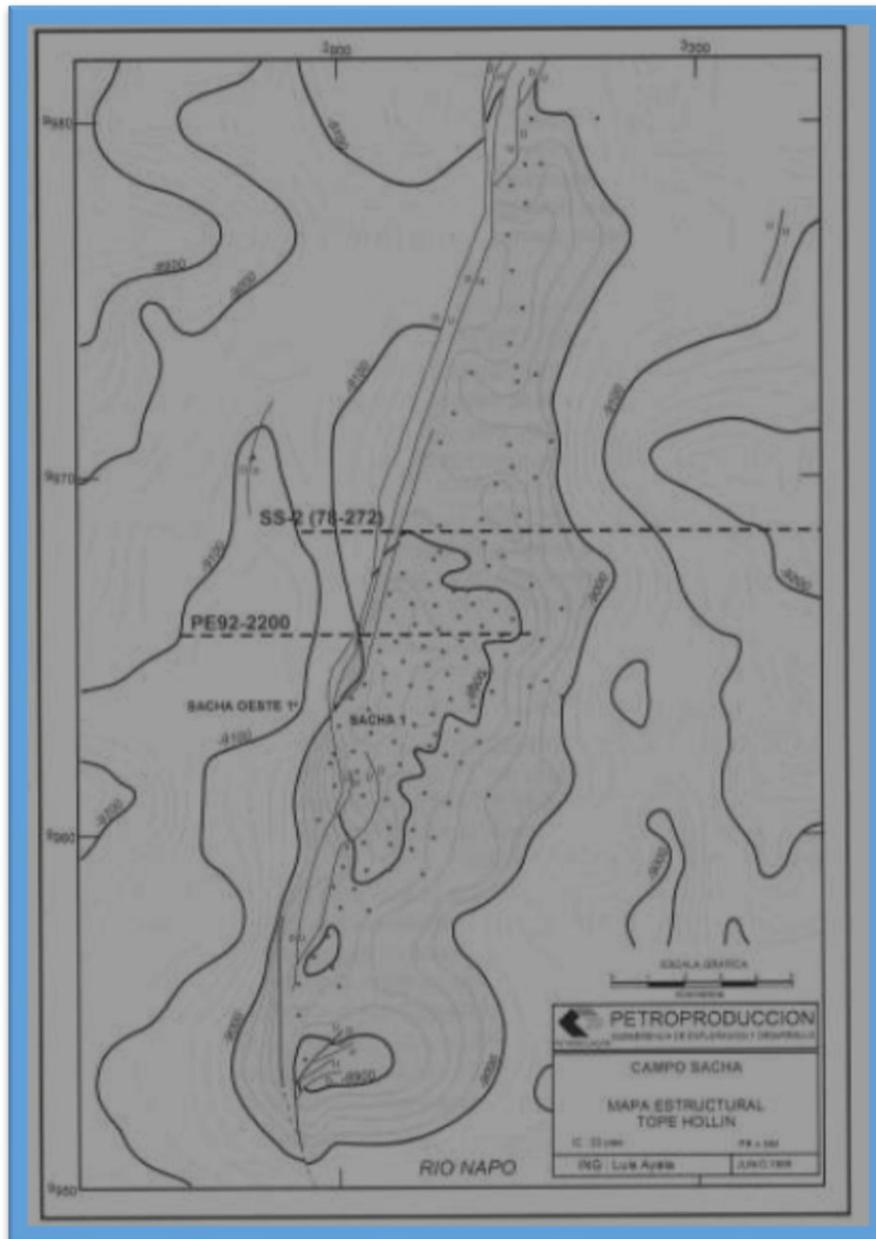
El campo se encuentra en la provincia de Orellana al Nororiente de la Región Amazónica el Ecuador.

El campo se encuentra delimitado por las siguientes zonas:

- Al Norte Palo Rojo, Eno y Visto.
- Al Sur por los campos Culebra – Yulebra
- Al Este por los campos Shushufindi, Cordero y Mauro Dávalos
- Al Oeste por los campos Paraiso, Pucuna y Huachito.

El campo tiene un área aproximada de 136,6km<sup>2</sup> compuesta por 5 estaciones en las que se encuentran Sacha Central, Sacha Norte 1, Sacha Norte 2, Sacha Sur y una mini estación en el pozo Sacha 36.

El campo empezó su producción el 06 de Julio de 1972 con crudo de 30° API y BSW de 0,1%, principalmente del yacimiento Hollin.



**Figura 1** Mapa Estructural Campo Sacha  
(EP Petroecuador, 2015)

### 2.1.2. FORMACIONES PRODUCTORAS DEL CAMPO SACHA

El campo Sacha es un Anticlinal con dirección Noreste-Suroeste con unas dimensiones de 4km de ancho por el norte y alrededor de 7km al centro y Sur, y una longitud de 33km.

**Tabla 1** Reservorios productores Campo Sacha

FORMACIONES	TOPES	PROFUNDIDAD (PIES)
HOLLIN	HOLLIN SUPERIOR HOLLIN INFERIOR	8975
NAPO T		8765
NAPO U BASAL TENA		8530 7800

(EP Petroecuador, 2015)

### 2.1.3 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LOS RESERVORIOS

Las propiedades más importantes en el Área de Ingeniería son la porosidad, la permeabilidad, la saturación tanto de agua y petróleo.

**Tabla 2** Propiedades Petrofísicas Reservorios Sacha

YACIMIENTO	h (pies)	POROSIDAD (Θ) %	PERMEABILIDAD (K) milidarcy	SATURACIÓN PETRÓLEO %	SOR %
BASAL TENA	7800	18	433	25	
NAPO "U"	8530	16,7	425	20-25	30-40
NAPO "T"	8765	14,5	242	15-20	25-35
HOLLIN SUPERIOR	8975	14,1	131	35-40	
HOLLIN INFERIOR	8975	17,1	347	20-30	30-40

(EP Petroecuador, 2015)

**Tabla 3 . Propiedades PVT del Fluido del campo Sacha**

YACIMIENTO	Pi (Psia)	Pb (Psia)	API	T (°F)	GOR PCS/BN	$\mu_{oi}$ cp	Boi BY/BN
BASAL TENA	3600	807	13,5	181	150	2,5	1,12
NAPO "U"	4054	1052	27,5	219	284	1,8	1,23
NAPO "T"	4146	1310	28,5	221	389	1,6	1,37
HOLLIN SUPERIOR	4450	550	27,8	225	93	1,4	1,33
HOLLIN INFERIOR	4450	78	27,8	225	93	3,7	1,16

(EP Petroecuador, 2015)

Hasta diciembre del 2015 el campo Sacha presenta un total de 421 pozos perforados, y cerró su producción en el año 2015 con un promedio de 75323 BPPD.

## **2.2 ASPECTOS GENERALES DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL**

### **2.2.1 CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DEL EQUIPO DE PERFORACIÓN**

Para poder seleccionar y dimensionar correctamente un equipo de perforación hay que tomar en cuenta los siguientes criterios:

- Perfil direccional del pozo.
- Flujo requerido y pérdida de presión en la sarta de perforación,

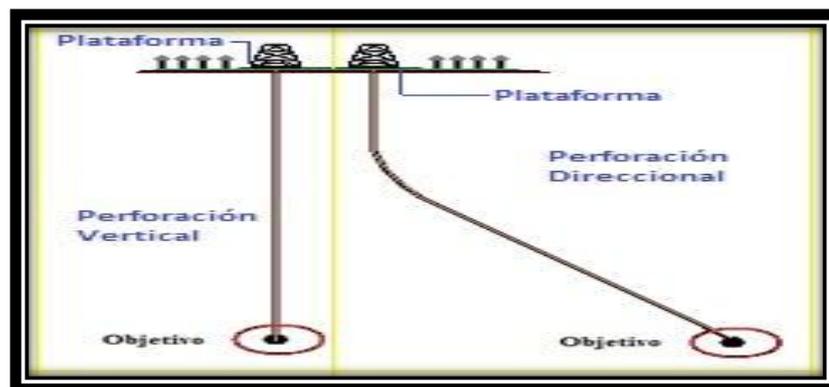
- Máximo torque esperado, limitado de acuerdo a la tubería de perforación.
- Máximas revoluciones por minuto.
- Considerar las cargas estáticas que soportará el taladro.
- Considerar las presiones de fondo y gradientes de gas.

De los criterios mencionados arriba, obtenemos:

- Potencia hidráulica, mecánica y eléctrica en la descarga de las bombas.
- Potencia en la mesa rotaria o Top Drive.
- Potencia en el malacate.
- Diseño de BOP.

## 2.3 INTRODUCCIÓN A LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL

La perforación Direccional es una variación de la perforación vertical, en la que se trata de dirigir mediante diversos procesos la trayectoria del pozo hacia un objetivo ubicado a una distancia lateral determinada de la localización superficial del equipo de perforación.

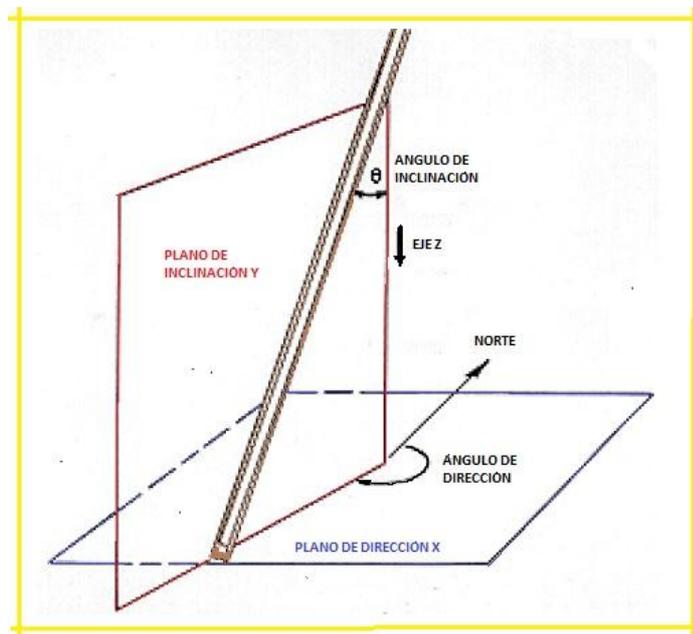


**Figura 2.** Sección Vertical de un pozo direccional: Vertical vs Tipo J

(Schlumberger Escuela de perforación, 2001)

La perforación vertical de pozos se estudiaba con un proceso unidimensional de penetrar la tierra con la broca de perforación a determinada profundidad vertical hasta llegar a un objetivo específico; sin embargo la perforación es

un proceso tridimensional, puesto que la barrena no penetra solo verticalmente, si no que se desvía hacia los planos X-Y



**Figura 3.** Planos de inclinación, dirección y profundidad de un pozo

(Schlumberger Escuela de Perforación, 2001)

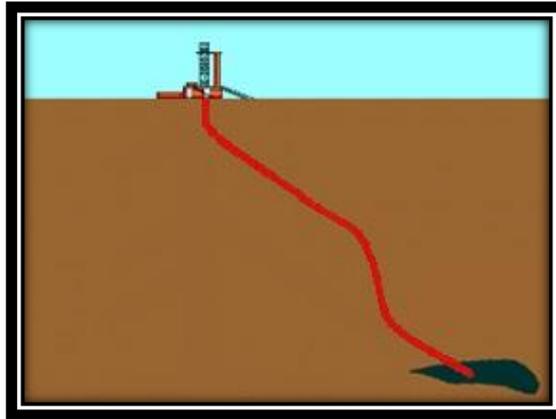
El plano X se define como plano de dirección y el Y como el de inclinación; los ángulos asociados con los desplazamientos en los planos X y Y son llamados “ángulos de dirección” y de “inclinación” respectivamente. (Schlumbergher, Diseño de perforación de pozos, 2001)

## **2.4 RAZONES PARA LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL**

Gracias a desarrollos tecnológicos realizados ha sido posible lograr perforar pozos direccionales, permitiéndonos explotar reservorios que antes eran inaccesibles a través de ciertas distancias y por diversos motivos.

### **2.4.1 FALLANDO OBJETIVO (MISSED TARGET)**

Si se ha de fallar en llegar a cierto objetivo con la trayectoria que se está llevando, la perforación direccional sirve para re direccionar el pozo hacia la formación productiva.

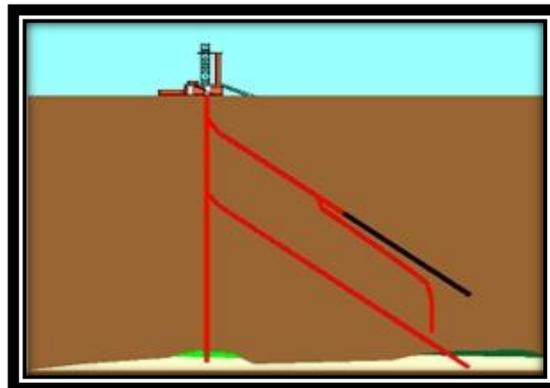


**Figura 4. Missed Target**

(Drilling Engineer Workbook, 1995)

#### **2.4.2 POZO DE TRAYECTORIA LATERAL (SIDETRACKING) Y ENDEREZAMIENTO (STRAIGHTENING)**

La perforación direccional puede realizarse como una operación remedial, ya sea para dirigir el pozo en una trayectoria lateral para evitar un obstáculo (tubería y o herramientas abandonadas y cementadas y el pozo taponado) desviando el pozo a un lado de la obstrucción, o llevar al pozo nuevamente a la vertical enderezando las secciones desviadas.



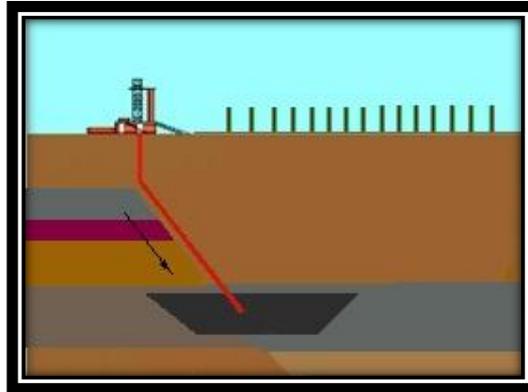
**Figura 5. Sidetracking**

(Drilling Engineer Workbook, 1995)

#### **2.4.3 BUZAMIENTO ESTRUCTURAL (STRUCTURAL DIP)**

Si la estructura de la formación y su buzamiento van a hacer muy difícil mantener vertical un pozo, puede ser más rápido y barato situar un taladro teniendo en cuenta la desviación que un pozo ha de tomar y permite

orientarse naturalmente hacia el objetivo. El pozo puede ser orientado o direccionado en sus últimas etapas para hacer su llegada más precisa al objetivo.

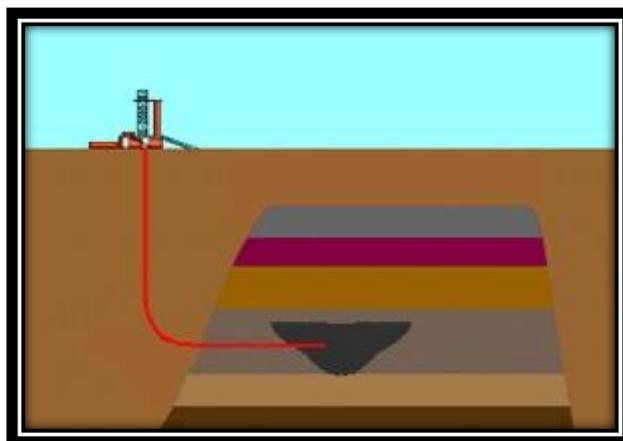


**Figura 6.** Structural Dip

(Drilling Engineer Workbook, 1995)

#### **2.4.4 PERFORACIÓN A TRAVÉS DE UNA FALLA (FAULT DRILLING)**

La perforación direccionar puede ser usada para deflectar la trayectoria de un pozo y eliminar el peligro de perforar un pozo vertical a través de una falla abruptamente inclinada la cual podría torcer y cortar el revestimiento.

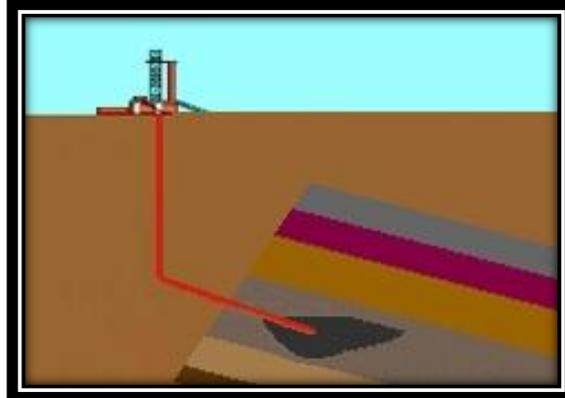


**Figura 7.** Fault drilling

(Drilling Engineer Workbook, 1995)

#### **2.4.5 PARA ENTRAR EN UNA FORMACIÓN EN UN PUNTO PARTICULAR O A UN ÁNGULO DETERMINADO**

La perforación direccional hace posible penetrar una formación en un punto o ángulo en particular, en forma que se pueda llegar a la máxima productividad del reservorio.

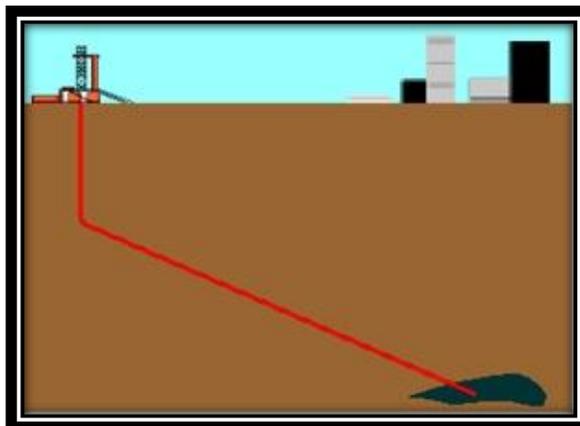


**Figura 8.** Entrada en un ángulo o formación determinada

(Drilling Engineer Workbook, 1995)

#### **2.4.6 PARA LLEGAR A UNA LOCACIÓN INACCESIBLE**

Se puede situar al taladro fuera del objetivo, para llegar posteriormente con perforación direccional, y así llegar a una localización sobre una formación productora de otra manera inaccesible (como debajo de una población, terreno montañoso o pantanoso, o cuando no se permite el acceso).



**Figura 9.** Locaciones inaccesibles

(Drilling Engineer Workbook, 1995)

#### **2.4.7 PARA PERFORAR UN YACIMIENTO QUE ESTÁ BAJO EL AGUA**

Cuando una formación productiva queda bajo el agua, la perforación direccional permite que el pozo se perfora desde una superficie en tierra

hacia el objetivo bajo el agua. Aunque la perforación direccional es costosa lo es menos que la perforación costa afuera.

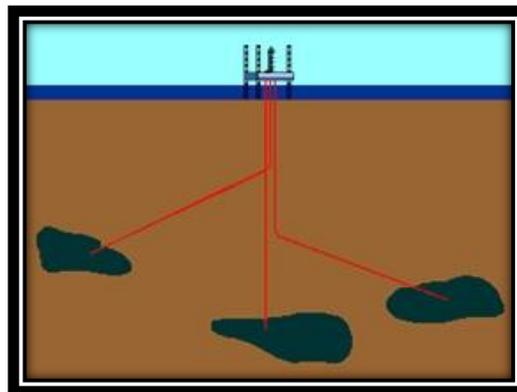


**Figura 10.** Para yacimientos costa afuera

(Drilling Engineer Workbook, 1995)

#### **2.4.8 PERFORACIÓN COSTA AFUERA**

La perforación direccional se usa comúnmente en perforación costa a fuera porque se pueden perforar varios pozos desde la misma plataforma. Esto simplifica las técnicas de producción y recolección, dos factores que intervienen en la factibilidad económica y en los programas de perforación costa a fuera.

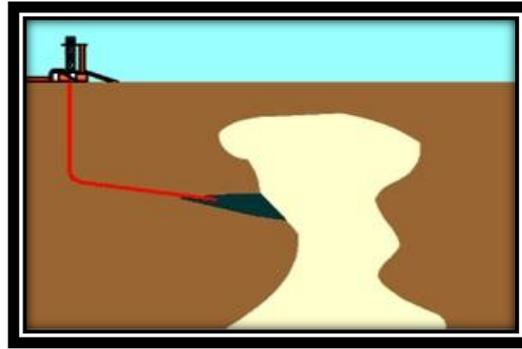


**Figura 11.** Multilateral Offshore

(Drilling Engineer Workbook, 1995)

#### **2.4.9 PARA PERFORAR A TRAVÉS DE UN DOMO SALINO**

La perforación direccional se usa para resolver los problemas de perforar un pozo a través de un domo salino y llegar a una formación productora la cual frecuentemente yace bajo la capa selladora inferior del domo.

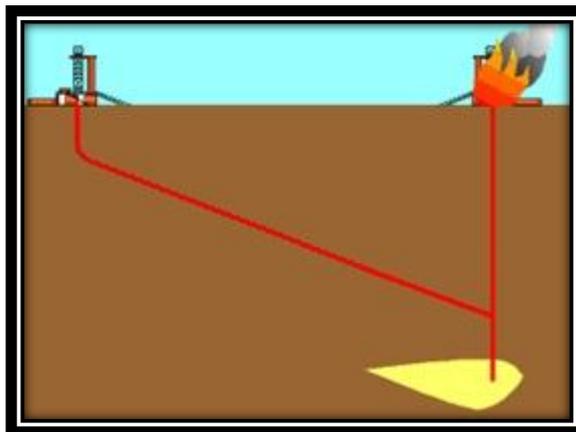


**Figura 12.** Yacimientos en Domos salinos

(Drilling Engineer Workbook, 1995)

#### **2.4.10 PARA PERFORAR POZOS DE ALIVIO**

Los pozos de alivio fueron la primera aplicación de la perforación direccional. Estos pozos de alivio se perforan hacia un pozo cercano que este fuera de control, haciendo posible que el pozo fuera de control (wild well) pueda ser controlado por medio de inyección por el pozo de alivio.



**Figura 13.** Relief well

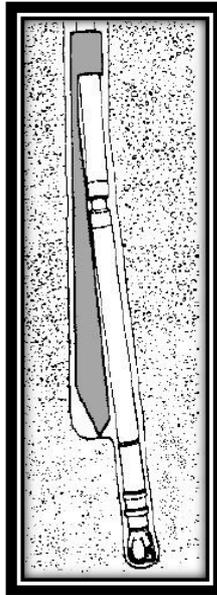
(Drilling Engineer Workbook, 1995)

### **2.5 TÉCNICAS DE DESVIACIÓN DEL POZO**

#### **2.5.1 CUCHARAS DE DESVIACIÓN (WHIPSTOCK)**

Existen dos variantes de esta herramienta, el recuperable y la cuchara permanente. Ambas proveen los medios para orientar mediante una uña cóncava de acero, la cual es utilizada para desviar la sarta de perforación. Dependiendo del estilo de cuchara utilizada, el número de viajes para empezar a desviar el agujero, puede ser uno o varios. Mucho depende de

cómo la cuchara es orientada en el agujero y como se efectúe la molienda del inicio. (Hawker et al., 2001)



**Figura 14.** Cucharas de desviación

(Procedimientos y operaciones en el pozo. Hawker, 2001.)

### **2.5.2 PROPULSIÓN (JETTING)**

La propulsión puede utilizarse para orientarse en formaciones suaves y es típicamente utilizada en la parte superior del agujero. El ensamblado consiste en una barrena tricónica modificada con una de las toberas (jets) significativamente más grande que las otras dos, o con una abierta y las otras dos tapadas. En esencia, la barrena es orientada hacia abajo y las bombas de lodos son puestas al gasto máximo por 5 – 10 pies, la mesa rotaria perfora los residuos y un monitoreo (survey) es tomado en la superficie con un giroscopio. Este procedimiento puede ser repetido hasta alcanzar el ángulo deseado y es así como la desviación es obtenida. Esta técnica es utilizada para construir ángulos mayores a 15° y patas de perro de 3°/100 pies.

Este método es económico y facilita que el agujero sea perforado rápidamente sin efectuar cambios en la sarta. Permite que un agujero en calibre sea perforado con pequeños cambios en la dirección en formaciones

suaves con horas de rotación reducidas y provee un medio de direccionar seguramente en un agujero somero donde existen numerosos conductores de pozos adyacentes. (Hawker et al., 2001)

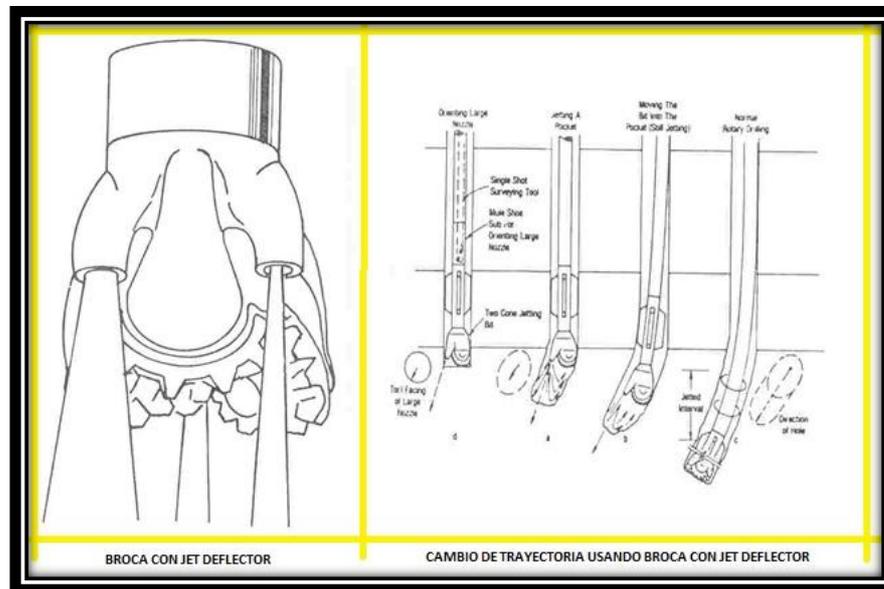


Figura 15. Propulsion Jetting

(Hawker, 2001.)

## 2.5.3 PERFORACIÓN ROTARIA

Siempre ha sido posible controlar la inclinación de los pozos direccionales durante la perforación rotaria mediante la corrección del diseño del ensamble y el uso de los parámetros de perforación apropiados. El control de azimut de todas maneras siempre ha sido difícil.

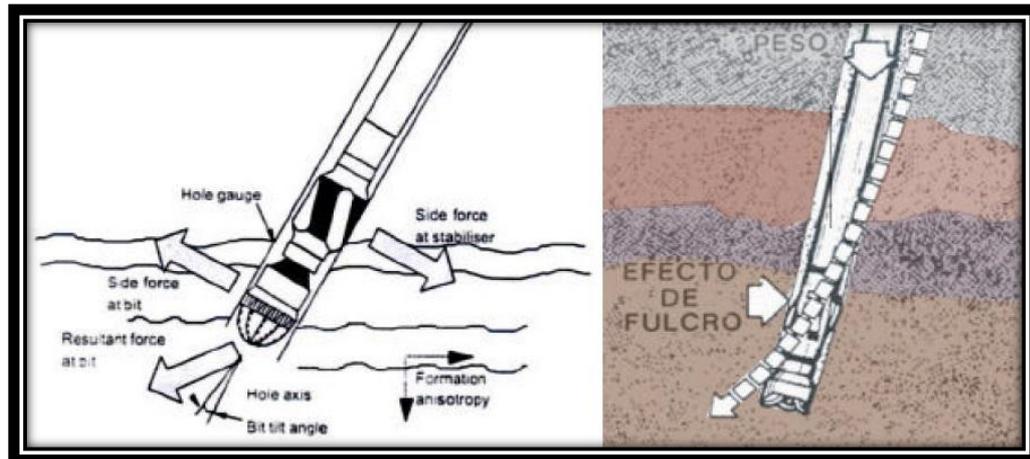
### 2.5.3.1 Control direccional con sistemas rotarios

El calibre y la localización de estabilizadores, combinados con los parámetros de perforación, tienen un marcado efecto en la habilidad del ensamble rotario para construir, caer o mantener la inclinación. Existen 3 principios fundamentales:

#### 2.5.3.1.1 Principio Fulcrum

Un ensamble con un agujero en calibre cerca de la barrena tendrá un estabilizador y de 40 – 120 pies de lastra barrenas antes de colocar el

siguiente estabilizador que construirá el ángulo cuando se le aplique peso. El aplicar peso causará que la lastra barrena se flexionen y que cerca del estabilizador de la barrena se cree un fulcrum o punto de pivote. (Hawker et al., 2001)



**Figura 16.** Principio de fulcrum

(Schlumberguer Escuela de Perforación, 2001)

La velocidad de construcción también se incrementa cuando:

Hay un incremento en la distancia entre la barrena y el primer estabilizador, este es el elemento de diseño más importante en un ensamblaje fulcrum para construir en ángulo.

Cuando la distancia se incrementa, la capacidad de construcción se incrementa debido a un mayor efecto de palanca ejercido en el punto pivote (cerca del estabilizador de la barrena). Una vez que el estabilizador de la primera sarta se encuentra a los 120 pies de la barrena, no se verá mayor efecto, ya que los lastra barrenas estarán en contacto con el agujero descubierto. (Hawker et al., 2001)

Hay un incremento en la inclinación del agujero.

Si existe reducción de diámetro del lastra barrenas.

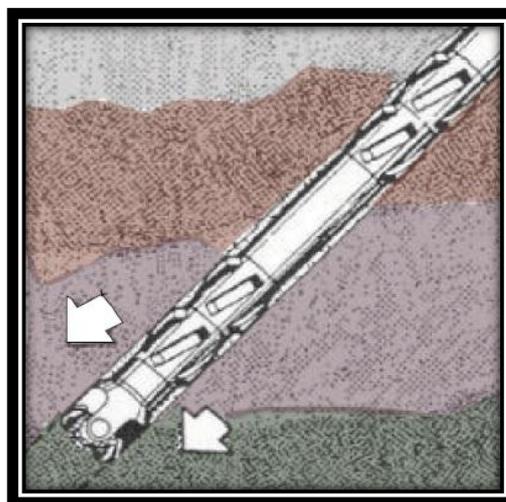
Una velocidad de rotación alta tenderá a enderezar la sarta, por lo que bajas velocidades (70 – 100 RPM) serán utilizados con estos ensambles.

En formaciones suaves un alto gasto de bombeo puede lavar el agujero y lavar y reducir las velocidades de construcción.

Cuando se incrementa el peso en la barrena, dobla las lastra barrenas entre los estabilizadores, lo que incrementa la fuerza de carga en la barrena.

### 2.5.3.1.2 Principio de Estabilización

Este principio se usa tres o más estabilizadores en calibre, separado cada uno por un acople desviado. Incluyendo el cercano a la barrena estos resistirán cualquier efecto de deflexión y preferirá seguir una trayectoria recta, estos ensambles son llamados ensambles empacados y típicamente se usan en secciones tangenciales en conjunto con altas velocidades de rotación (120 – 160 RPM) (Hawker et al., 2001)



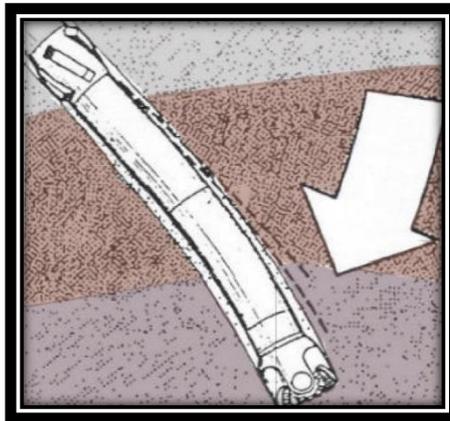
**Figura 17.** Principio de Estabilización

(Schlumberguer Escuela de Perforación, 2003)

### 2.5.3.1.3 Principio de Péndulo

Se compone de un estabilizador menor al calibre del hueco o de ninguno cerca de la barrena, la barrena experimenta una menor fuerza debido a la gravedad. Reduciendo el peso en la barrena y manteniendo la posición para ayudar a prevenir la caída puede incrementar el efecto.

Si la barrena es muy grande para el primer estabilizador, entonces la lastra barrena puede reducir su contacto con las paredes, disminuyendo su efectividad y pueden hacer que la barrena se dirija hacia arriba. Manteniendo una velocidad de rotación de (120 – 160 RPM) aunando a un bajo peso en la barrena inicialmente ayudara a dar inicio a la caída. Una vez que la trayectoria ha iniciado, más peso puede ser puesto para acelerar el proceso. (Hawker et al., 2001)

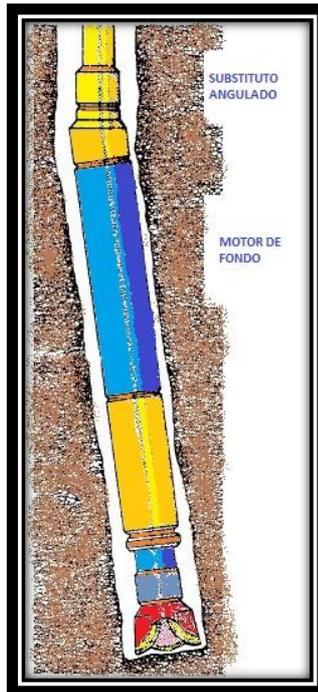


**Figura 18.** Principio de Péndulo

(Schlumberger Escuela de Perforación, 2003)

### 2.5.4 MOTORES DE FONDO

Estos constituyen el último desarrollo tecnológico para desviación de pozos, son operados hidráulicamente por el lodo de perforación bombeado desde la superficie a través de la tubería de perforación, se pueden utilizar para perforar tanto tipos verticales como direccionales.



**Figura 19.** Motor de fondo

(Procedimientos y operaciones en el pozo. Hawker, 2001.)

Entre algunas ventajas de utilizar este sistema tenemos:

- Poder desviar el pozo en cualquier punto de la trayectoria.
- Proporcionar un mejor control direccional del pozo.
- Ayudan a reducir la fatiga de la tubería de perforación.
- Generan arcos de curvatura suaves durante la perforación.
- Pueden proporcionar mayor velocidad de rotación en la barrena.
- Se pueden obtener mejores ritmos de penetración.
- Pueden trabajar casi con cualquier tipo de lodo de perforación.

Podemos concluir de los motores de fondo que su uso reduce los riesgos de pescados, optimizar la perforación y en consecuencia disminuir los tiempos y costos de perforación.

#### **2.5.4.1 Control direccional con motores de fondo.**

##### **2.5.4.1.1 Motor de fondo tipo turbina**

Los motores de fondo pueden ser de turbina o helicoidales. En la siguiente figura se muestra el diagrama de un motor dirigido, el cual es la herramienta más utilizada para perforar pozos direccionales tanto en modo rotario como deslizando.



**Figura 20.** Arreglo de un motor dirigido

(Procedimientos y operaciones en el pozo. Hawker, 2001.)

En la siguiente figura se indica la sección transversal de un motor de fondo y pueden tener los siguientes componentes: conjunto de válvula de descarga, conjunto de etapas (rotor – estator, hélices parciales), conjunto de conexión, conjunto de cojinetes y flecha impulsadora, unión sustituta de rotación para barrena.



**Figura 21.** Sección transversal de un motor de fondo

(Procedimientos y operaciones en el pozo. Hawker, 2001.)

La turbina es un tipo de motor de fondo, su estator estacionario lleva el fluido de perforación al rotor interno unido sólidamente a la broca. Las turbinas son generalmente de alta velocidad y bajo torque comparadas a motores de desplazamiento positivo. (Hawker et al., 2001)

Se instala una malla entre el Kelly y la tubería de perforación para evitar que material extraño llegue hasta la turbina causando daños o fallas al motor. La turbina no se debe utilizar cuando se esté adicionando material de control de pérdida de lodo, pues se taponaría la malla y el motor.

#### **2.5.4.2 Motor de fondo de desplazamiento positivo**

El motor de desplazamiento positivo o PDM funciona en forma similar al de turbina pero a RPM inferior para un volumen dado de lodo y actualmente es el más utilizado. Su rotor es movido y girado por la presión de la columna de lodo el cual transmite la fuerza rotacional a la broca. Se pueden utilizar motores de desplazamiento positivo aunque se esté agregando material de control de pérdida de lodo. (Hawker et al., 2001).

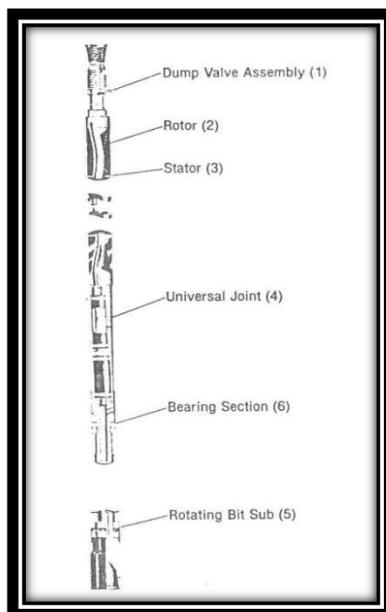
La rotación generada por los motores está determinada por la rata de circulación presente. Por ejemplo si se hace una vuelta cada 8 litros de fluido que pasen por el motor, una rata de flujo de  $1.6 \text{ m}^3/\text{min}$  (1600 litros) producirá unas RPM de 200.

La bomba puede ser energizada por el fluido de perforación, aire o gas y se compone generalmente de las siguientes secciones: válvula de descarga, ensamble del motor, vástago conector, el rodamiento y el ensamble de flecha.

Los motores son definidos por la razón del número de lóbulos en la sección del rotor al estator. Siempre hay más de un lóbulo estator y estos pueden variar de 2 a 11 por lóbulos estatores con su correspondiente 1 a 10 lóbulos rotores.

El torque producido por los PDM es proporcional a la presión diferencial a través del motor.

Cuando se aplica peso en la barrena, la presión de circulación se incrementa. Cuando la barrena deja de perforar la presión disminuye. Así la presión en la bomba puede utilizarse como ambas, peso en la barrena e indicador de torque.



**Figura 22.** Motor de lodo de desplazamiento positivo típico.  
(Procedimientos y operaciones en el pozo. Hawker, 2001.)

### **2.5.5 SISTEMAS CON PERFORACION ROTARIA CONTINUA**

Estas herramientas pueden ser auto dirigidas durante rotación continua. Mientras se perfora los cambios de trayectoria son comunicados a la herramienta desde la superficie. Esta nueva generación de herramientas para perforación direccional se está usando actualmente y corresponden en el caso de la compañía Schlumberger al POWER DRIVE y en el caso de BAKER HUGHES INTEQ al AUTO TRAK. Son sistemas de perforación y MWD integrados.

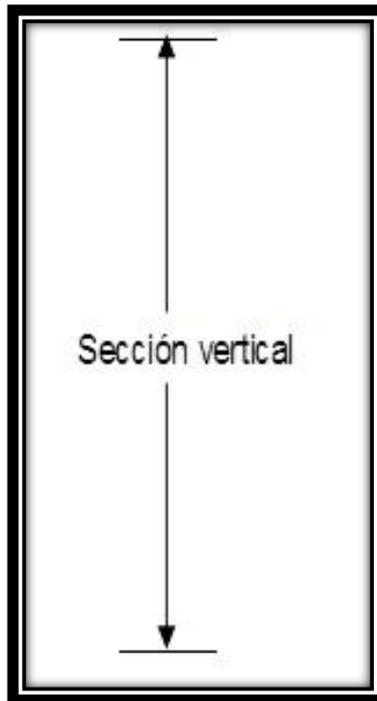
### **2.6 TIPOS DE PERFILES DE POZOS DIRECCIONALES**

En general, el perfil de los pozos direccionales podría ser cualquiera de los siguientes:

- Vertical
- Tipo S
- Tipo J
- Horizontal

### 2.6.1 PERFIL VERTICAL

El perfil de los pozos verticales no requiere un riguroso plan de control de desviación. Normalmente, es suficiente un control de inclinación cada 500 pies o cuando las condiciones operativas lo permitan. El perfil de un pozo vertical o convencional no es idealmente vertical pero, mantiene toda su sección con tendencia vertical. La siguiente figura muestra este perfil. (Mejía et al., 2008)

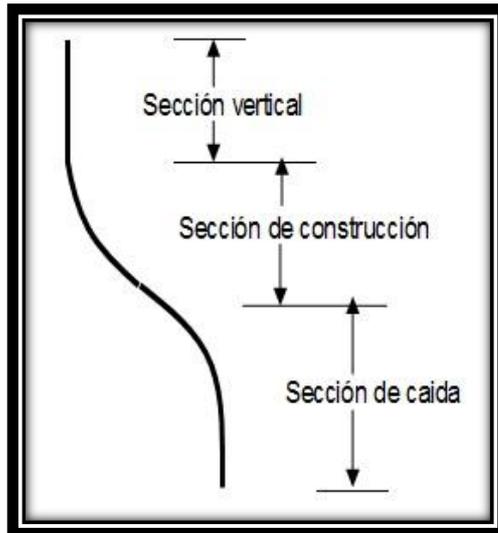


**Figura 23.** Perfil direccional pozo vertical

(Curso de Perforación Direccional. Mejía D, 2008)

### 2.6.2 PERFIL TIPO S

Los pozos con perfil tipo S constan de una sección vertical, una sección de construcción, una sección tangente y una sección de caída de ángulo. Desde el punto de vista de producción, la producción de un pozo desviado tipo "S" será similar a la producción de un pozo vertical ubicado en el mismo yacimiento. La siguiente figura muestra el perfil correspondiente. (Mejía et al., 2008)

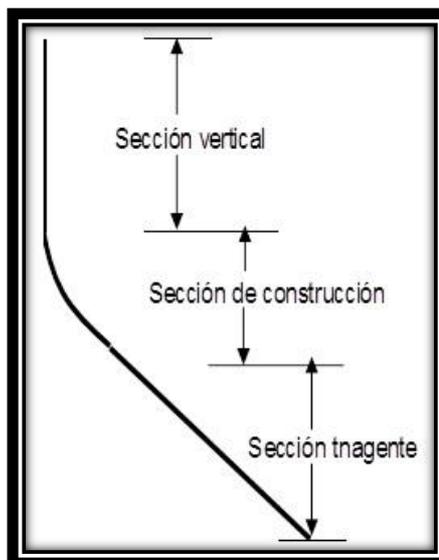


**Figura 24.** Perfil direccional de un pozo tipo S

(Curso de Perforación Direccional. Mejía D, 2008)

### 2.6.3 PERFIL TIPO J

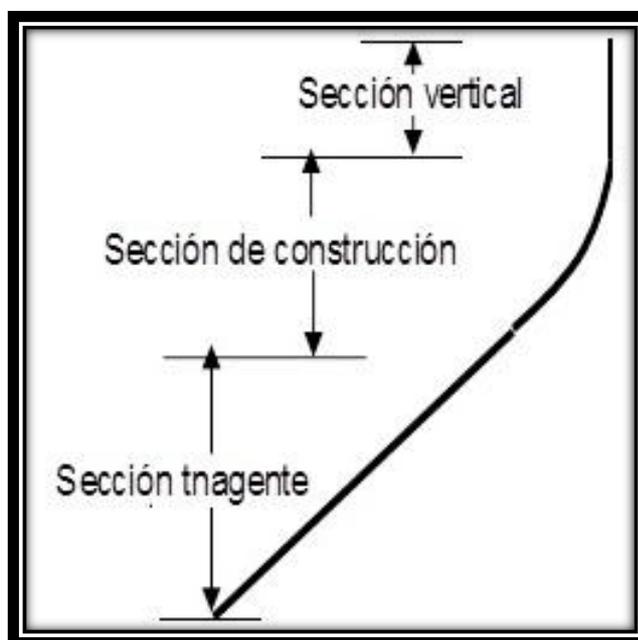
Los pozos con perfil tipo J constan de una sección vertical, una sección de construcción y una sección tangente directo hasta el objetivo. Desde el punto de vista de producción, la producción de un pozo desviado tipo “J” será similar a la producción de un pozo vertical ubicado en el mismo yacimiento. La siguiente figura muestra el perfil vertical de este tipo de pozo. (Mejía et al., 2008)



**Figura 25.** Perfil direccional de un pozo tipo J

(Curso de Perforación Direccional. Mejía D, 2008)

También existen modificaciones de este tipo de perfil, a continuación mostramos el perfil de un pozo direccional tipo J modificado.

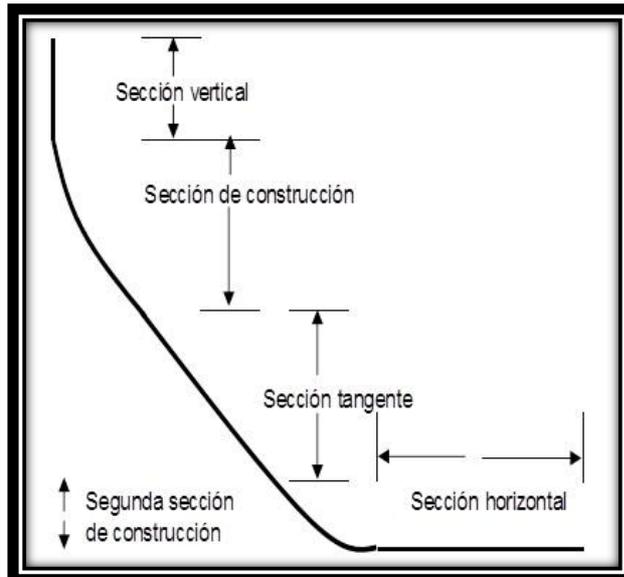


**Figura 26.** Perfil direccional pozo tipo J modificado  
(Curso de Perforación Direccional. Mejía D, 2008)

#### 2.6.4 PERFIL HORIZONTAL

Los pozos con perfil horizontal en general constan de una sección vertical, una primera sección de construcción, una sección tangente, una segunda sección de construcción y la sección horizontal dentro del yacimiento principal u objetivo.

La sección horizontal es perforada con un ángulo alrededor de 90 grados dentro de una ventana de navegación previamente definida en el plan direccional. La producción de un pozo horizontal debería ser por lo menos tres veces la producción de un pozo vertical para justificar su inversión. La siguiente figura muestra el perfil de este tipo de pozo. (Mejía et al., 2008)



**Figura 27.** Perfil direccional de un pozo Horizontal.

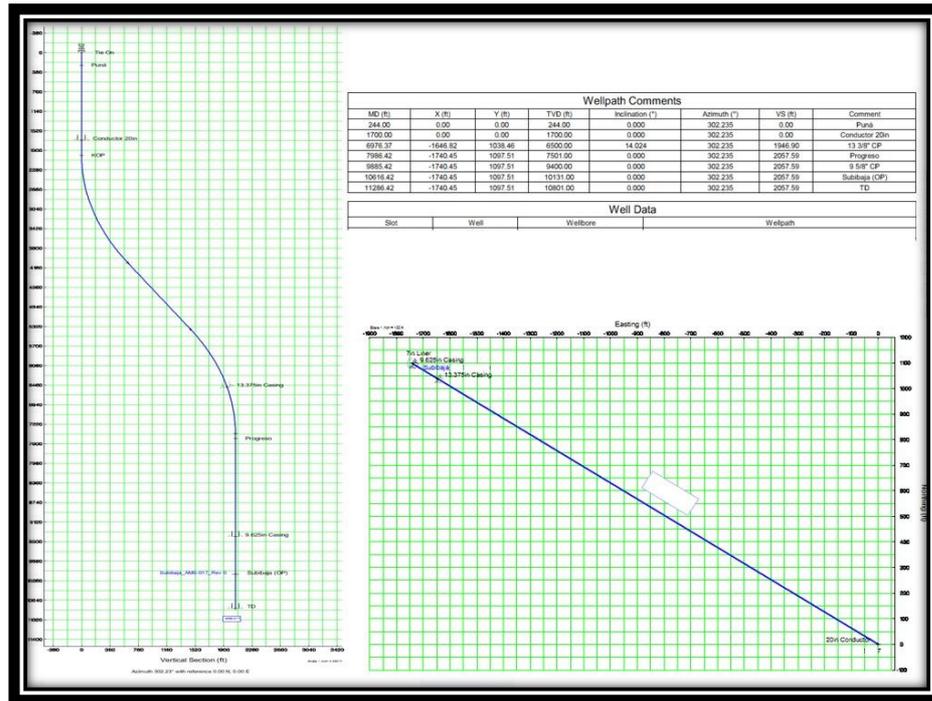
(Curso de Perforación Direccional. Mejía D, 2008)

## 2.7 CONSIDERACIONES DEL PROGRAMA DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL

El programa direccional es una guía que será ejecutado por el Ingeniero direccional. Entre los datos que deben constar en este programa se tiene: Presentación de una corrida propuesta en la cual constarán los siguientes datos: Profundidad medida, ángulo de inclinación, rumbo del pozo (azimut), profundidad vertical verdadera, sección vertical, coordenadas rectangulares, ratas de construcción de ángulo, pata de perro severa.

Para el seguimiento diario es importante contar con el Perfil del pozo en función de la profundidad vertical verdadera Vs sección vertical. Además, un perfil de planta que muestre el rumbo; así como, el punto de arranque y el objetivo final del pozo en función de las coordenadas geográficas.

En el siguiente grafico se muestra un ejemplo de esto.



**Figura 28.** Perfil direccional de un pozo en función de la TVD y la VS  
(INTEQ BH International. 2015.)

El programa direccional además deberá contar con las siguientes partes:

- Objetivo
- Datos de planeamiento del pozo
- Programa de survey
- Personal direccional y directivo
- Plan de perforación general
- Perfil del pozo
- Reporte anticolidación
- Ensamblajes de fondo de pozo
- Torque y arrastre
- Especificaciones de herramientas

Esta información es preparada en las oficinas de Compañía de servicio direccional en coordinación directa y continúa con ingenieros de la Compañía operadora.

## **2.8 RESPONSABLES DE LA OPERACIÓN DE PERFORACION DIRECCIONAL**

Los técnicos representantes de la compañía direccional encargados de la ejecución del trabajo direccional son dos ingenieros direccionales y dos ingenieros MWD.

El ingeniero direccional tiene la responsabilidad de preparar los BHA's que serán corridos en el pozo, dirigir y ejecutar las operaciones para conseguir la inclinación y el rumbo del pozo de acuerdo al plan direccional planeado.

Los ingenieros MWD deben preparar las herramientas MWD que serán corridas en el pozo y son los responsables de recibir y procesar la información enviada por las herramientas de fondo. Una vez obtenida la información direccional completa debe entregarla al ingeniero direccional, quien de acuerdo a los datos obtenidos, continuará con la perforación o realizará los ajustes necesarios para continuar de acuerdo al plan.

## **2.9 SARTA DE PERFORACIÓN**

La sarta de perforación es el enlace mecánico que conecta a la broca de perforación que está en el fondo con el sistema de impulsión rotatorio que se encuentra en superficie. Cumple con las siguientes funciones:

- Transmite rotación a la broca.
- Ejerce peso sobre la broca; la fuerza compresiva necesaria para romper la roca.
- Guía y controla la trayectoria del pozo.
- Permite la circulación del fluido requerido para refrescar la broca y limpiar el pozo.

La sarta de perforación se compone de tubería de Perforación (Drill Pipe) y el ensamblaje de fondo (BHA). A continuación mencionaremos los componentes que tiene un BHA:

- Drill Pipe o tubería de perforación
- Tubería de perforación extra pesada (DPHW)
- Lastra Barrenas (DC)
- Herramientas de fondo como estabilizadores, Precursores, MWD, Barrenas de ampliación, crossovers, martillos, etc.
- Barrenas

A continuación en la gráfica se muestra la configuración de un BHA para la sección de producción:

String Components							
Item	#	Component	Gauge OD in	OD in	ID in	Length ft	Total Len ft
	10	Drill pipe		5	4.276	1.00	999.33
	9	HWDP x 4		5	3	124.00	998.33
	8	Jar		6 1/2	2 3/4	32.42	874.33
	7	HWDP x 22		5	3	682.00	841.91
	6	Drill collar x 3		6 1/4	2 7/8	90.00	159.91
	5	NM Sub - filter		6 3/4	3 1/2	5.00	69.91
	4	MWD - NavitTrak		6 3/4	3 5/16	35.94	64.91
	3	Stab - string	8 3/8	6.800	2 7/8	5.03	28.97
	2	Motor	8 1/8	6 3/4	4.772	22.97	23.94
	1	Bit - PDC - fixed cutter	8 1/2	8 1/2		0.97	0.97

**10 String components with a total length of 999.33 ft.**

**Figura 29.** BHA para perforar la sección de producción.

(INTEQ BH International. 2015)

## **2.10 FLUIDO DE PERFORACIÓN**

Las funciones más comunes del fluido de perforación son las siguientes:

- Remover los recortes perforados desde el fondo del pozo hacia la superficie. La remoción de los recortes depende de una propiedad llamada punto cedente, la cual ayuda a mantener los cortes en suspensión mientras son acarreados por la circulación del lodo.
- Controlar las presiones de la formación (proveer una presión hidrostática mayor que la presión de formación).
- Enfriar y lubricar la broca y la tubería de perforación.
- Mantener la estabilidad del hoyo.
- Prevenir o minimizar el daño de la formación.
- Suspender los recortes y material pesante cuando se interrumpe la circulación.
- Transmitir potencia hidráulica a la broca.
- Facilitar a obtener la máxima información de las formaciones perforadas.

### **2.10.1 GENERALIDADES DEL DISEÑO DE LOS FLUIDOS**

El diseño de los fluidos de perforación va en función de la litología, temperatura, hidráulica, tipo de pozo, perfil del agujero, programa del diámetro del agujero y tuberías de revestimiento, profundidad del pozo, logística, daños a la formación y restricciones ambientales.

Los fluidos deben ser desarrollados con las propiedades y características apropiadas para todas las operaciones que se realizarán considerando los costos de las mismas.

### **2.10.2 ESPECIFICACIONES GENERALES PARA UN PROGRAMA DE FLUIDOS**

Un programa de fluidos debe especificar:

- Los tipos de fluidos de perforación y terminación que se utilizarán.
- Los rangos de densidad necesarios para balancear las presiones de los fluidos de la formación en cada sección del agujero descubierto
- Las principales propiedades requeridas para una perforación eficiente.
- Aditivos de los fluidos sugeridos para cada sección.
- Problemas esperados y los procedimientos de control.

### **2.10.3 CONTROL DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN**

Durante la intervención del pozo se deberá llevar un registro de fluidos de perforación con la finalidad de ir monitoreando su comportamiento.

Los reportes de fluidos describen las características físicas y químicas del sistema de lodos los cuales se hacen diariamente, lo que se registra en cada reporte diario generalmente consta de la siguiente información:

- Nombre del pozo
- Fecha del registro
- Profundidad
- Datos de las bombas de lodos
- Equipo para el control de sólidos
- Densidad
- Viscosidad Marsh
- PH del lodo
- Viscosidad plástica
- Punto de cedencia
- Gelatinosidades
- Contenido de cloruros
- Contenido de ion Calcio

- Contenido de sólidos
- Filtrado
- Por ciento de aceite
- Por ciento de agua
- Cantidad de sólidos
- Temperatura
- Filtrado
- Enjarre

Reporte Diario De Fluidos - 30															
Fecha Reporte 12/6/2012			Pozo/No.			Nombre/No. Seccion			Completación #4			Lodo Potassium Chloride			
Trabajo # 1			Fecha Inicial 11/6/2012			MD 10966.00 ft			Progreso 0.00 ft			Actividad Presente Tripping			
Operador			Rep. Compañía			Contratista Taladro			Rep. del Taladro						
Campo S			Bloque S			Area S			País/Estado Ecuador			Taladro			
Sarta			Rev			Volúmenes			Info de las Bombas						
Diám Mecha in	Marca	Modelo de Mecha	OD in	ID in	Prof ft	bbl			Modelo	Diam in	Long in	Efic %	Vol/Stk bbl	Caudal SPM	Caudal USgal/min
8 1/2			20	19	10.00	Total Hoyo			F-1600	6 1/2	12.00	98.00	0.1207	0	
Drill Collars			Tubería			0			F-1600	6 1/2	12.00	98.00	0.1207	0	
OD in	ID in	Longitud ft	OD in	ID in	Longitud ft	Tanques			F-1600	6 1/2	12.00	98.00	0.1207	0	
						0									
						Total Activos									
						0			Tiempos de Circ						
						En Reserva			Sup a Fondo	min/stks		Total Sistema		min/stks	
						0			Fondos Arriba	min/stks					
Propiedades del Fluido						Vel Anular Max			Inf Del Hoyo						
Propiedad	Fluid Spec	1	2	3	Conductor	ft/min			Presión de Circ	psi		Prof de Agua		0.00 ft	
Muestra de		Active PIT	Active PIT		Revto.	ft/min			Circ Hoyo	USgal/min		Tasa Riser Booster		USgal/min	
Hora de Chequeo		15:00	01:30		Hoyo	ft/min			Análisis de Sólidos						
MD ft		10966.00	10966.00		Vc Hoyo	ft/min			Propiedad		1	2	3	4	
TVD ft		10106.80	10106.80		Vc Tubería	ft/min			LGS %	0.00		0.00			
Profundidad de Broca ft		0.00	0.00		Vel Anular Min			LGS sg	0.0000		0.0000				
Inc deg		1.07	1.07		Conductor	ft/min			HGS %	0.00		0.00			
Densidad ppg	>8.4	8.4	8.4		Revto.	ft/min			HGS sg	0.0000		0.0000			
Visc. de Embudo sec/quat		27.0	28.0		Hoyo	ft/min			Bentonita %	0.00		0.00			
NaCl mg/l		0.0	0.0		Inf Mecha			Bentonita sg	0.0000		0.0000				
Sólidos Corregidos %		0.00	0.00		Diám				Sólidos de Perforación %	0.00		0.00			
					Horas				Sólidos de Perforación sg	0.0000		0.0000			
					No Mecha				Dens Prom Sólidos sg	0.0000		0.0000			
					No BHA				Reología						

Figura 30. Ejemplo reporte diario de fluidos

(DF BH International. 2012)

## 2.11 BROCAS DE PERFORACIÓN

Para perforar un pozo, una broca debe transmitir la suficiente energía a la formación para quebrar la roca y remover los recortes. La función principal de una broca de perforación es cortar la roca tan eficientemente como sea posible y al menor costo por pie.

### 2.11.1 TIPOS DE BROCAS

En la actualidad existen diversos tipos de broca para la perforación de pozos que se diferencian entre sí, ya sea en su estructura de corte o por su

sistema de rodamiento, para este estudio vamos a considerar dos tipos de brocas, las brocas tricónicas y las brocas de diamante policristalino (PDC).

### 2.11.1.1 Brocas Tricónicas

Las brocas tricónicas son una herramienta de perforación importante para pozos petroleros. Este producto adopta una estructura de cojinetes flotantes. Los componentes flotantes están hechos de materiales de alta intensidad, elásticos, resistentes al calor, la superficie está tratada con lubricante sólido. La calidad de la broca de tres conos puede influenciar directamente en la calidad, eficiencia y costos de la perforación

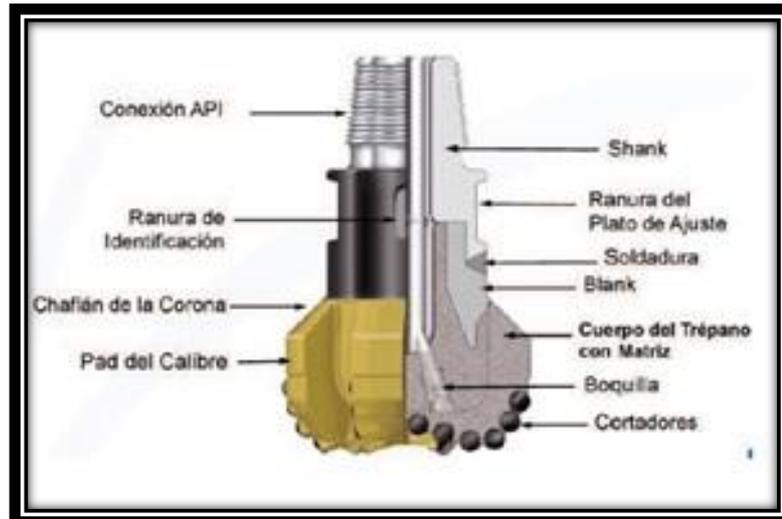


**Figura 31.** Brocas tricónicas

(Tecnología de brocas tricónicas, SMITH, 2004)

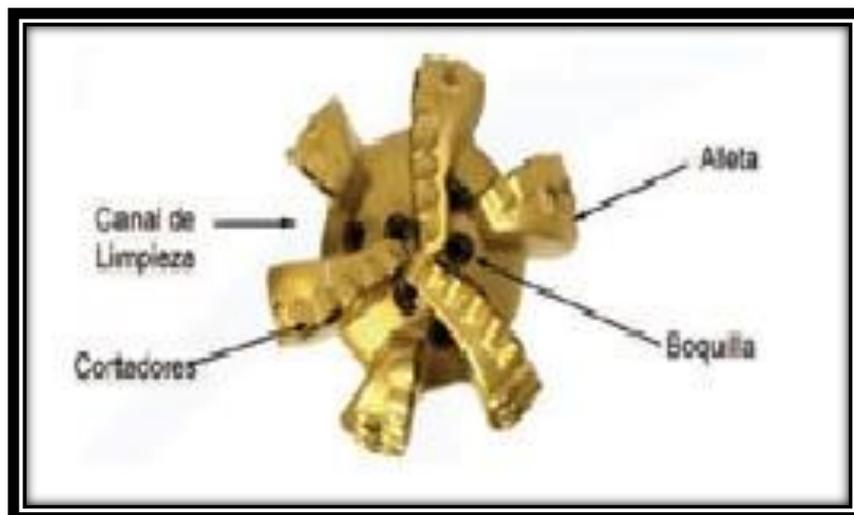
### 2.11.1.2 Brocas PDC

Las brocas PDC pertenecen al conjunto de brocas de diamante con cuerpo sólido y cortadores fijos, que utilizan diamantes sintéticos. Por su diseño hidráulico y el de sus cortadores, actualmente este tipo de broca es la más usada para la perforación de pozos petroleros. También presenta ventajas económicas por ser reutilizables. (HUGHESCHRISTENSEN, 2004)



**Figura 32.** Sección transversal broca PDC

(Diamond Tech Pre-Reading Guide. BHI, 2008)



**Figura 33.** Vista frontal broca PDC

(HUGHES CHRISTENSEN, 2004)

## 2.12 TIPOS DE POZOS HORIZONTALES

Existen cuatro tipos de pozos horizontales, los cuales difieren de la forma de construcción del Ángulo máximo del objetivo, a saber:

Curva de Construcción Sencilla.

Curva de Construcción Tangente Simple.

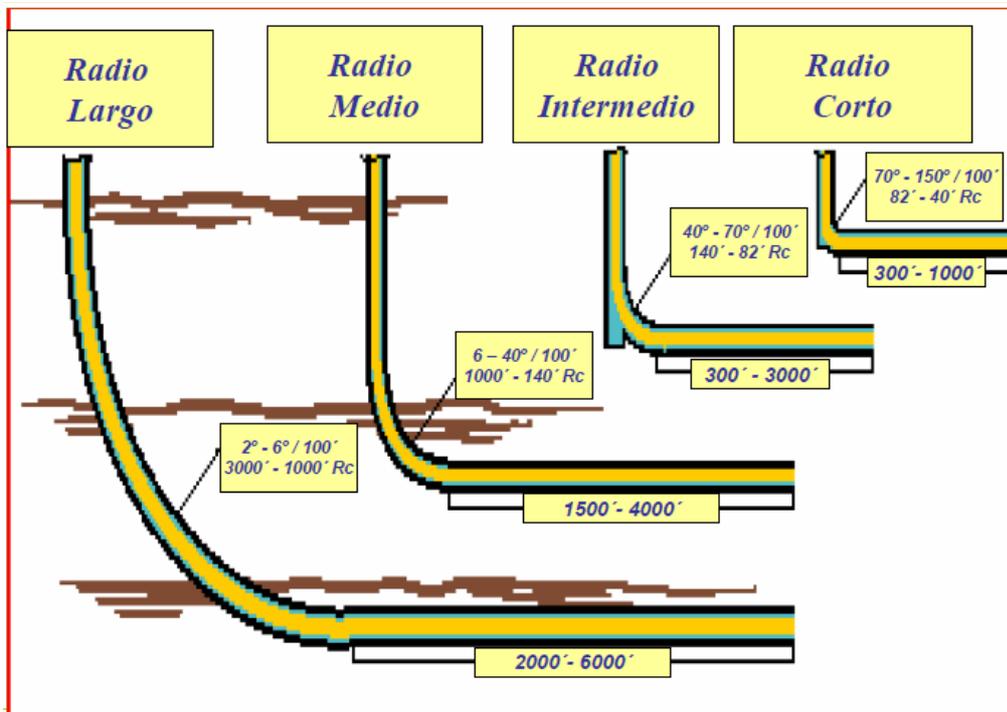
Curva de Construcción Tangente Compleja.

Curva de Construcción Ideal.

En la tabla siguiente, se muestran los cuatro Tipos de Pozos Horizontales Básicos, los cuales su clasificación está relacionada con la Tasa de Aumento de Ángulo, su Radio de Curvatura y con el Alcance Horizontal, así mismo se muestra la recomendación del tamaño o diámetro del hoyo para su implementación:

**Tabla 4.** Tipos de pozos Horizontales básicos

TIPO DE POZO	TASA DE AUMENTO	RADIO DE CURVATURA	ALCANCE HORIZONTAL	DIAMETRO DEL HOYO
LARGO	2° a 6°/100'	1.000' - 3.000'	3.281'	8 1/2" - 12 1/4"
MEDIO	6° a 29°/100'	200' - 1.000'	1.641'	6" - 8 1/2"
CORTO	29° a 286°/100'	20' - 200'	656'	6"



**Figura 34.** Tipos de pozos Horizontales básicos

### 2.12.1 CURVA DE CONSTRUCCIÓN SENCILLA

La curva está compuesta de un intervalo de construcción de ángulo continua, el cual se inicia desde el punto de arranque (K.O.P) y finaliza una vez alcanzado el ángulo máximo al objetivo.

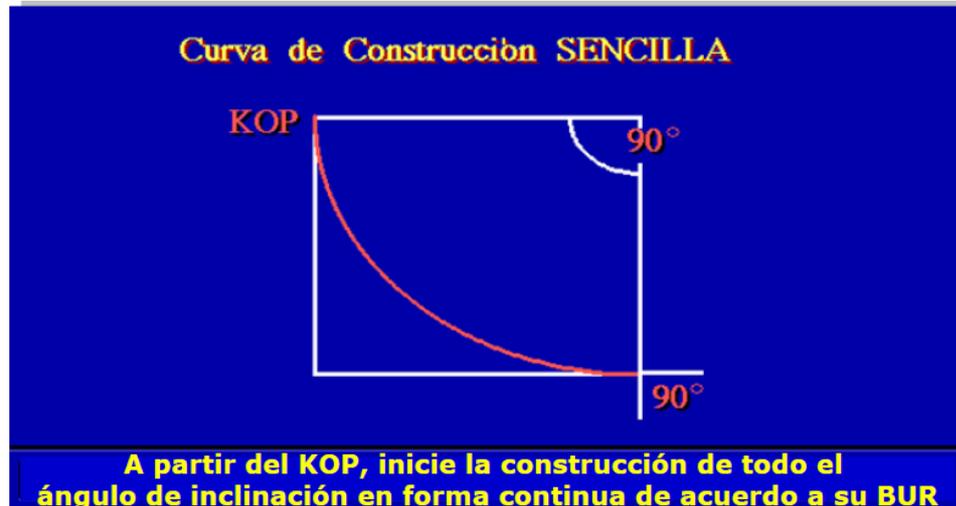


Figura 35. Pozo horizontal curva de construcción sencilla

### 2.12.2 CURVA DE CONSTRUCCIÓN TANGENTE SIMPLE

Esta curva de construcción está compuesta por dos intervalos de incremento de ángulo, separados por una sección tangencial. Generalmente para ambos intervalos se utiliza la misma BUR la cual producirá la misma curvatura.



Figura 36. Pozo horizontal curva de construcción tangente sencilla

### 2.12.3 CURVA DE CONSTRUCCIÓN TANGENTE COMPLEJA

La curva compleja utiliza dos intervalos de construcción separados por una sección tangente ajustable. Su diferencia con respecto al Tangente Simple, es que tiene una orientación de la cara de la herramienta en la segunda curva que produce una combinación de construcción y movimiento en ese intervalo. Dicha curva, permite al Operador en sitio ajustar la tasa de construcción, a fin de garantizar llegar al objetivo.

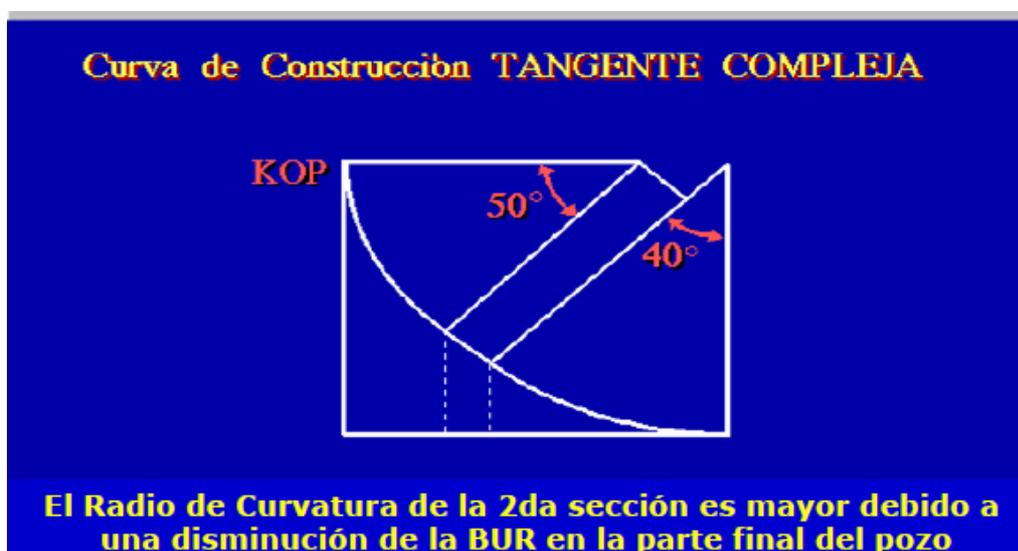
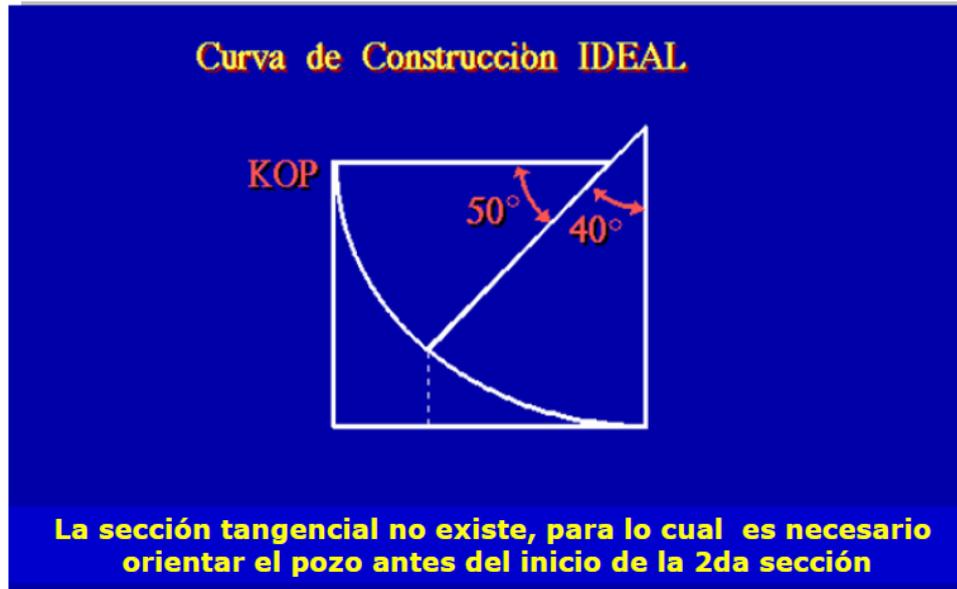


Figura 37. Pozo horizontal curva de construcción tangente compleja

### 2.12.4 CURVA DE CONSTRUCCIÓN IDEAL

Este Método utiliza dos intervalos de construcción los cuales tienen diferencia entre sí, dado que cada uno tiene una tasa de incremento. En este tipo de curva no existe sección tangencial.



**Figura 38.** Pozo horizontal curva de construcción ideal

## 2.13 FÓRMULAS UTILIZADAS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LAS CURVAS DE LOS POZOS DIRECCIONALES.

Para obtener la dirección del pozo y el desplazamiento horizontal, se trabaja con las coordenadas de superficie y objetivo.

Para obtener la dirección del pozo se hace uso de la siguiente fórmula:

$$[\text{Coord objetivo (N/S) o (E/O) - Coord superficie (N/S) o (E/O)}] \quad [1]$$

Hay que considerar los signos, para N= + , S= - , E= + , O= -

Para obtener el ángulo de la dirección, se utiliza la siguiente fórmula:

$$\text{Angulo} = \text{arctg} [(E/O) / (N/S)] \quad [2]$$

Luego calculamos el desplazamiento horizontal (Dh), haciendo uso de la siguiente fórmula:

$$Dh = \sqrt{\left(\frac{N}{S}\right)^2 + \left(\frac{E}{O}\right)^2} \quad [3]$$

Luego para calcular los radios de curvatura (Rc), hacemos uso de la siguiente fórmula:

$$Rc = 180^\circ \times L / \pi \times a^\circ \quad [4]$$

Siendo  $a^\circ$ : Ángulo de inclinación parcial o total.

L: Longitud del arco de curvatura.

Luego, con el uso de la trigonometría, se procede a calcular ángulo máximo, se procede a graficar y obtener datos de profundidades en TVD (Profundidad vertical verdadera), MD (Profundidad medida), Desplazamiento horizontales (Dh), esto con el fin de ir controlando el pozo cuando se perfora.

### **3. METODOLOGÍA**

#### **3.1 PROGRAMA DE PERFORACIÓN DEL POZO SACHA 427 H**

Este pozo inicia su primer KOP a la profundidad de 500 ft, donde se realiza un “Notch” de 5 grados a razón DLS: 1.2 °/100' con 65° de azimut que se deberá alcanzar a 927' MD, para posteriormente mantener una tangente hasta los 1017 ft MD. Desde este punto se inicia a verticalizar y gira el pozo con DLS" 1.2°/100', manteniendo la trayectoria vertical hasta la profundidad de 6401 ft MD con 33.15° azimut.

A partir de esta profundidad construye inclinación levemente a razón DLS: 1.2 °/100' hasta 6486' MD, al tope del Conglomerado Superior de Tiyuyacu y mantiene tangente la trayectoria hasta la base del conglomerado Superior @ 6646.52' MD.

Posteriormente en las arcillas intermedias de Tiyuyacu construye inclinación DLS: 2.3°/100' hasta alcanzar una inclinación de 21.41° con 33.15° azimut a la profundidad de 7533.03' MD en el Tope del Conglomerado Inferior, donde mantiene una trayectoria tangente hasta los 8046.46' MD, Tope de la formación Tena. Continúa construyendo con DLS: 2.31°/100' alcanzando una inclinación de 56.373° a los 9560' MD y a partir de esta profundidad construye con DLS: 1.05°/100' hasta alcanzar inclinación 62.856° a 10177' MD , posteriormente continua la construcción con DLS: 1.0°/100' durante 300 ft MD alcanzando inclinación de 65.856° a 10477' MD.

Continúa construyendo y girando a razón de 2.88°/100' hasta llegar al tope de la Arenisca T Inferior con 77.73° de inclinación y 34.698° azimut a 10892' MD, luego intercepta con esta tendencia el Entry Point a 11019' MD/ 9742.05' TVD con 81.37° de inclinación y el Exit Point a 11822' MD/ 9794.05' MD, el cual se alcanza con 91.21° de inclinación y 34.633° de azimut.

### **3.1.1 SECCIÓN 16" : INTERVALO 48 FT – 6366 FT**

**PERFORACIÓN:** Esta sección se perforó con 4 BHA's. Con el BHA-1 con broca tricónica y ensamblaje convencional se perforó en vertical desde 49 ft hasta los 442 ft en donde se estableció que ya no existía más "Boulders" en las muestras de formación.

Con el BHA-2 con broca PDC y ensamblaje direccional se perforó desde 442 ft hasta 5211 ft. A los 500 ft se inició con la construcción del "NOTCH" en el pozo hasta alcanzar los 5° de inclinación y 67° de rumbo a 1429 ft perforando en modo orientado 27 ft en promedio. Con este ensamblaje se perforó un total de 4769 ft con ROP promedio de 278.1 ft/hr. Se sacó BHA a superficie por cambio de BHA.

Con el BHA-3, se cambió broca nueva, motor y además, se cambió la configuración de los estabilizadores a sarta pendular. Se perforó desde 5211 ft hasta 6070 ft. Se realizó 3 correcciones (108 ft) en modo orientado con TF variando desde 270° a 315° para tratar de corregir el desplazamiento que mostró el pozo hacia la derecha del plan. Debido a baja ROP se sacó la sarta a superficie.

Con el BHA-4, únicamente se cambió broca, se perforó desde 6070 ft hasta 6336 ft, profundidad final de la sección de 16". No se realizó ninguna corrección en este tramo perforado. Se perforó rotando todo el tramo y se mantuvo la verticalidad sin problemas, se perforó 296 ft en 3.7 horas efectivas para un ROP promedio efectivo de 80 ft/hr.

**REVESTIMIENTO:** Levanta y arma equipos y herramientas ODS de cia Weatherford para corrida de casing de 13 3/8" arma shoe track de 13 3/8": zapato flotador de cia Halliburton + (1) csg de 13 3/8" R-95 72 lpp + collar flotador de cia Halliburton + (1) csg de 13 3/8" R-95 72 lpp hasta 76 ft + realiza prueba de equipo de flotación por circulación y vaciado ok, aplica suelda fría en uniones de shoe track. Continúa bajando casing de 13 3/8"

desde 76 ft hasta 1006 ft rompiendo circulación cada 500 ft, + Casing de 13 3/8" k-55 68 #/ft desde 1006' hasta 6071' aplicando torque geométrico donde asienta con 40 klbs, continua bajando con circulación desde 6071' hasta 6366' (Punto de Casing 13 3/8) con 400 gpm, 500/1000 psi, 20-40 de WOB, conecta pup joint de 13 3/8 y topa fondo.

Se utilizan 27 juntas de casing de 13 3/8", R-95, 72 #/ft + 145 juntas de casing 13 3/8" k-55, 68 #, 8 centralizadores centek de 13 3/8", 16 stop collar, y 1 centralizador bow spring de cia Halliburton.

Circula para limpieza de agujero y estabiliza parámetros con 400/500 gpm, 500/300 psi. re Realiza cementación del casing de 13 3/8" según programa establecido.

#### PROPIEDADES DEL LODO:

Tabla 5. Propiedades del lodo para la sección de 16"

Propiedades	Limites del programa	Valor actual obtenido
Densidad (lpg)	8,4 -10,8	8,4- 8,8 – 10,5 – 10,6 – 10,8
Viscosidad (seg/qt)	28 – 60	29 – 52
pH	8 – 9	7,5
PV (cP)	2 – 20	3 – 11
YP (lb/100 pie2)	4 – 35	4 – 23
Arena (%)	< 1,0	< 0,25
S.B.G. Corregidos (%)	< 10	< 13
Calcio (ppm)	700 – 1200	120 - 1420

#### 3.1.2 SECCIÓN 12 1/4" : INTERVALO 6366 FT – 10085 FT

**PERFORACIÓN:** Para perforar la sección de 12 1/4", se utilizaron 3 ensamblajes de fondo con la misma configuración geométrica:

Con el BHA #5, se ensambló con broca PDC de 12 1/4" tipo MSi519HSBPXX y configuración de boquillas de 2x12, 5x13; TFA: 0,8690 in<sup>2</sup> de Cia. Smith;

motor direccional con AKO 1.5°, camisa estabilizadora de 12 1/8", Short NMDC, estabilizador de 11 1/4", MWD NaviTrak, NM Sub-filter, Sub-X/O, 2 Drill Collar de 6 1/4", Sub-X/O, 36 x 5" HWDP, Jar y 3 x 5" HWDP; se perforó desde la profundidad de 6366 ft hasta 7763 ft todo el intervalo correspondió a la formación Tiyuyacu, se trabajó en modo orientado para realizar KOP del pozo, el comportamiento del BHA en rotación fue de construir y girar a la izquierda. Se sacó para cambiar elementos en el BHA por baja ROP debido al anillamiento de la broca al intentar atravesar el CHERT de la formación Tiyuyacu.

Con el BHA #6, se ensambló con broca Tricónica de 12 1/4" tipo GF10BODVCPS, IADC 437X y configuración de boquillas de 1x18, 3x16; TFA: 0,838 in<sup>2</sup> de Cia. Smith; motor direccional con AKO 1.5°, camisa estabilizadora de 11 1/4", Short NMDC, estabilizador de 11" (producto del desgaste de 1/8" de la corrida anterior), MWD NaviTrak, NM Sub-filter, Sub-X/O, 2 Drill Collar de 6 1/4", Sub-X/O, 36 x 5" HWDP, Jar y 3 x 5" HWDP; se perforó desde la profundidad de 7763 ft hasta 8000 ft, se trabajó en modo orientado en rumbo, para acercar la trayectoria del pozo actual a la trayectoria del plan, debido a que perforando en rotación se experimentó giro a la izquierda y construcción de la inclinación.

Con el BHA #7, se ensambló con broca PDC de 12 1/4" tipo MSi519LMHBPXX y configuración de boquillas de 7x14; TFA: 1,0523 in<sup>2</sup> de Cia. Smith; motor direccional con AKO 1.7°, camisa estabilizadora de 12 1/8", Short NMDC, estabilizador de 11 1/4", OnTrak, NM Sub-filter, Sub-X/O, 2 Drill Collar de 6 1/4", Sub-X/O, 36 x 5" HWDP, Jar y 3 x 5" HWDP; se perforó desde la profundidad de 8000 ft hasta 10085 ft profundidad final de la sección de 12 1/4". Se trabajó en modo orientado para acercar el rumbo de la trayectoria del pozo actual a la trayectoria del plan. Perforando en la formación Tena, se optimizaron parámetros obteniéndose excelente avance en modo rotatorio y no requiriéndose trabajo en modo orientado, se modificó la trayectoria al finalizar la corrida debido a que los topes de las calizas "M1",

“M2” y “A” se encontraron 20 ft y 18 ft respectivamente debajo de las prognosis.

El último survey tomado fue a la profundidad de 9989 ft, Inc. 60.38°, Az. 33.27°, quedando con respecto al plan direccional C-C 1.32 ft, por delante 1 ft y a la izquierda 0.9 ft, con delta de Inc. -0.2° y delta de Az. 0.1°.

**REVESTIMIENTO:** Se armó equipos de WEATHERFORD, Over Drive System, comprobó alineación con el Top Drive, se realizó reunión pre operacional y de seguridad previo a la bajada del revestidor de 9 5/8". Armo Shoetrack como sigue: (1) Zapato 9 5/8" rimadora de wft, (1) Casing 9 5/8" 47 LB/FT R-95, (1) Collar Flotador halli, (1) Casing 9 5/8" 47 lb/ft R-75 hasta y prueba equipo de flotación, ok. Se inicia a bajar casing de 9 5/8" desde 75' hasta 6366' (zapato 13 3/8") llenando cada junta y rompiendo circulación cada 1500' (Aplica torque geométrico).

Continua bajando casing de 9 5/8" R-95, N-80 47 #, N-80 53.3 # special drift en hueco abierto desde 6366 ft hasta 8977 ft, llenando tubo a tubo y rompiendo circulación cada 500 ft aplicando torque geométrico, circula un fondo arriba a 8977 ft para limpieza del hoyo con 560 gpm 450/350 psi y continua bajando casing desde 8977 ft hasta 9520 ft se presenta una restricción a 9520', circula y continua bajando con circulación por seguridad desde 9520' hasta 10036 ft con 400 gpm, 400 psi, llenando tubo a tubo y rompiendo circulación cada 500 ft.

Se utilizaron 90 JTS de casing 9 5/8" N-80 53.5 #7ft, 90 JTS R-95 47 lpp, 88 JTS de casing 9 5/8" N-80 47 lpp, 271 anillos de torque + 24 centralizadores centek de 9 5/8" y 48 Stop collar de Halliburton.

Se circula pozo hasta zarandas limpias con 550 GPM y 400 PSI y hasta bajar reología y tener presión estable, Cia Halliburton armo líneas y cabeza de cementación y continuo circulando monitoreando presión estable (500

GPM, 750 PSI), realizo reunión pre operacional y de seguridad previo a la cementación del pozo, de acuerdo al programa establecido.

### PROPIEDADES DEL LODO:

**Tabla 6.** Propiedades del lodo para la sección de 12 1/4"

Propiedades	Limites del programa	Valor actual obtenido
Densidad (lpg)	9,6 - 12,2	9,6 – 10,3 – 10,4 – 12,2 – 12,3
Viscosidad (seg/qt)	30 – 70	41 – 57
pH	9,0 – 9,5	9,0 – 10,0
6 rpm	7 – 13	5 – 15
PV (cP)	8 – 20	11 – 28
YP (lb/100 pie2)	20 – 38	17 – 45
Filtrado (ml /30 min)	<6 Napo, <8 Tiyu, Tena	8,0 - 5,8 Tiyu, Tena 5,8 – 5,2 Napo
Arena (%)	< 1,0	< 0,5
S.B.G. Corregidos (%)	< 10,0	< 3,41
MBT (lb/bbl)	< 20 (Mín. Posible)	< 12,5
Calcio (ppm)	< 200	< 160

### 3.1.3 SECCIÓN 8 1/2” : INTERVALO 10085 FT – 11060 FT

**PERFORACIÓN:** Con el BHA #9, se arma BHA y bajo lavando desde 9880' hasta 10029' donde se topó cuello flotador. Se realizó drill Out hasta 10085'. Se perfora en Ribs Off desde 10085' hasta 10093'. Se envió DL para trabajar en Hold Mode con WF= 0 / -9.4%; BF= 25.8 / 35.4%. Perforó en Hold Mode desde 10093' hasta 10481', sección con tasa de construcción de 1°/100' donde será colocada la bomba de producción. Desde 10481' hasta 10650' se inició la construcción con mayor agresividad (3.3°/100') según el plan direccional colocando BF: 61.3 / 67.7% y WF: -3.2 / -9.4%.

A la profundidad de 10610' se observó que la herramienta LWD comenzó a apagarse continuamente cuando se intentaba perforar. Se varió parámetros sin éxito. Al momento de repasar la parada ya perforada se observó conatos de pega (Sin circulación ni rotación). Sacó la sarta hasta 10470' para bajar e intentar continuar perforando. Se perforó hasta 10650 ft y se decide sacar

hasta superficie para reemplazar herramientas. Sacando el BHA se presentaron puntos apretados desde 10467' hasta el zapato del revestidor de 9 5/8" y se debió trabajar con "back reaming" para lograr sacar la tubería.

Con el BHA #10. se arma BHA y baja lavando observando puntos apretados a 10252' - 10438'. Trabaja sarta, liberando la misma. A 10605' se observa sarta empacada durante la bajada. Se llega a fondo y se aplica parámetros operacionales ajustando el Target Inclination y la fuerza requerida para la construcción de la curva generando Dog legs no mayores a 3.8°/100'. Perfora hasta 11060' en MD y 9775.7' TVD, aterrizada confirmada por departamento de Geología de Rio Napo.

Con el último survey tomado a la profundidad de 10969' se tiene Inc. 80.14°, Az. 33.66°, quedando con respecto a la trayectoria planificada C-C: 6.4 ft; 0.24 ft atrás y 6.4 ft derecha, delta de Inc. 0.59° y delta Az. -0.87°. Proyección a Broca: Inc. 80.14°, Az. 33.66°, TVD 9775.73 ft.

Sube y arma BHA # 11 convencional de acondicionamiento 8 1/2" broca triconica de insertos, bit sub, 7 3/4" estabilizador, 6 3/4" NM Drill collar, 6 3/4" MWD Navitrack, 7 1/2" Stab String, Sub Float, NM Sub filter, sub x-over, 6 1/4" drill collar, baja hasta 151' y realiza prueba del MWD con 400 gpm, 500-600 psi, ok, baja BHA # 10 convencional en hueco entubado hasta 10073' (zapato de 9 5/8") llenando y rompiendo circulación cada 2000'. Continúa bajando BHA # 11 en hueco abierto desde 10073' hasta 11060 (fondo), 10073 – 10420 Sale libre, 10435' – 10420' encuentra apoyo en el cual se trabajó con 380 gpm, 1700 psi, 60 rpm, 4 – 9 klbs-ft, bajo las últimas dos paradas por precaución con bomba y rotaria 380 gpm, bombeo 50 bls de píldora viscosa-pesada de 13.2 ppg y 120 seg, se circula hasta zarandas limpias con 400 gpm, 1850 psi, 90 rpm (bajando) y 60 rpm (subiendo) 4-6 de torque, bombeo y espoteo 100 bls de píldora con 5% de lubricante y 4% de estabilizador de lutitas con 1800 stks.

Saca BHA # 11 convencional de acondicionamiento desde 11060' hasta 10073' (zapato 9 5/8") libre, quebró acelerador y martillo de wft, broca triconica sale con calificación: 2 -1 BT – M/G – E –I –WT –TD la cual presenta dientes rotos en las hileras medias y en la hilera del calibre presenta desgaste normal por formación como característica secundaria de desgaste, sellos efectivos, Krev acumuladas 17.34, broca en calibre.

**REVESTIMIENTO:** Se realiza reunión de seguridad y pre-operacional con todo el personal involucrado previo a la bajada del revestidor liner de 7", 26 #/ft, P-110, se arma equipo de flotación: zapato rimadora de wft, 1 junta de 7", 1 float collar de TIW, 1 junta liner de 7", 1 landing collar de TIW, 1 junta de liner 7" hasta 115' y prueba equipo de flotación, ok. Continúa bajando liner de 7" desde 115' hasta 1206' llenando cada 10 tubos y aplicando torque geométrico.

Se utilizaron 33 juntas de liner de 7", 25 centralizadores centek y 50 stop collar de la Cia Halliburton y 37 anillos triplicadores de torque de la Cía. Weatherford. Cia. TIW levanta y conecta X-PAK Liner Hanger y toma parámetros, continúa bajando liner de 7", 26 #/ft, BTC, P-110+C-95 con: 5" HWDP, y DP de 5 y 5 1/2" desde 1262' hasta 10035' (zapato de 9 5/8" a 10073'), se baja llenando la tubería cada 10 paradas y se conejea con calibrador de 2 3/4" y se toma parámetros:

Continua bajando liner de 7", 26 #/ft, BTC, P-110 en hueco abierto con 5" DP y 5 1/2" DP desde 10073' hasta 11060', se baja circulando las 3 últimas paradas, circula pozo primer fondo arriba regularizando caudales en forma paulatina, estabilizando se en: 280 GPM Y 1300 Psi, continua circulando segundo fondo arriba hasta zarandas limpias con 350 GPM y 1100 Psi.

Se conecta cabeza de cementación y arma líneas de alta presión de Halliburton, se toma parámetros para realizar trabajo de cementación de acuerdo a programa.

Después de la cementación se cuelga el liner de 7" con Colgador Liner / Top Packer.

### PROPIEDADES DEL LODO:

Tabla 7. Propiedades del lodo para la sección de 8 1/2"

Propiedades	Limites del programa	Valor actual obtenido
Densidad (lpg)	10,8 – 11,1	10,8 – 10,9 – 11,1 – 11,3
Viscosidad (seg/qt)	30 – 70	58 – 74
pH	9,0 – 9,5	9 – 9,6
6 rpm	7 – 13	9 – 17
PV (cP)	10 – 20	20 – 29
YP (lb/100 pie <sup>2</sup> )	30 – 38	27 – 46
Filtrado (ml /30 min)	< 4,5	< 4,5
Arena (%)	< 1.0	< 0,5
S.B.G. Corregidos (%)	< 10,0	< 22,03
MBT (lb/bbl)	< 10 (Mín. Posible)	< 2,5
Calcio (ppm)	< 200	< 120

#### 3.1.4 SECCIÓN 6 1/8": INTERVALO 11060 FT – 11886 FT

**PERFORACIÓN:** Con el BHA#12, se arma BHA y baja lavando por seguridad desde 10764 ft hasta 10909 ft, profundidad en la que topa cemento consistente. Envía DLK para Center Mode y continúa bajando perforando cemento hasta 10975 ft donde perfora landing collar.

Continúa perforando cemento hasta 11014 ft donde topa equipo de flotación.

Perfora equipo de flotación y continúa con cemento hasta 11054 ft donde consigue zapato. Envía Ribs Off al Autotrak, perfora zapato y formación desde 11060 ft hasta 11070 ft. Realiza cambio de fluido y envía DLK para setear el ATK con Magnetic Steer Mode. Perfora hasta 11110 ft y cambia a Steer Mode. Perfora de ese modo hasta 11218 ft cumpliendo con un DLG de 4°/100ft requerido para la navegación del pozo alcanzado 87.17° de

inclinación. Envía DLK con Hold Mode con Ti: 88.56° y ya con esa inclinación continuar perforando tangentes según el plan direccional y según requerimiento de la Operadora.

A la profundidad de 11266 ft el personal de geonavegación decide incrementar ángulo de inclinación hasta 90° y perforar con esa inclinación hasta nuevo aviso.

A la profundidad de 11604 ft el personal de geonavegación decide incrementar inclinación hasta 90.5° y se coloca también WF: 3.12% ya que el pozo tiene tendencia de girar a la izquierda 0.95°/100 ft.

A la profundidad de 11775 ft el personal de geonavegación decide incrementar inclinación hasta 91.6° y se coloca también WF: 9.38% ya que el pozo sigue con tendencia de giro a la izquierda de 0.90°/100 ft.

Se perfora hasta la profundidad de 11886 ft y allí dejar el punto de liner. Se bombea tren de píldoras y circula hasta retornos limpios.

Se saca en backreaming en todo el hoyo abierto sin problemas y continúa sacando en backreaming hasta 9805 ft. Circula de nuevo tren de píldoras hasta retornos limpios a la profundidad de 9710 ft.

Con el último survey tomado a la profundidad de 11845 ft se tiene Inc. 91.55°, Az. 35.34°, TVD 9784.8 ft, VS 3488 ft y con proyección a la broca a 11886 ft de: Inc. 91.55°, Az. 35.34°, TVD 9783.7 ft.

**REVESTIMIENTO:** Se reviste esta sección con liner de 5" ranurado.

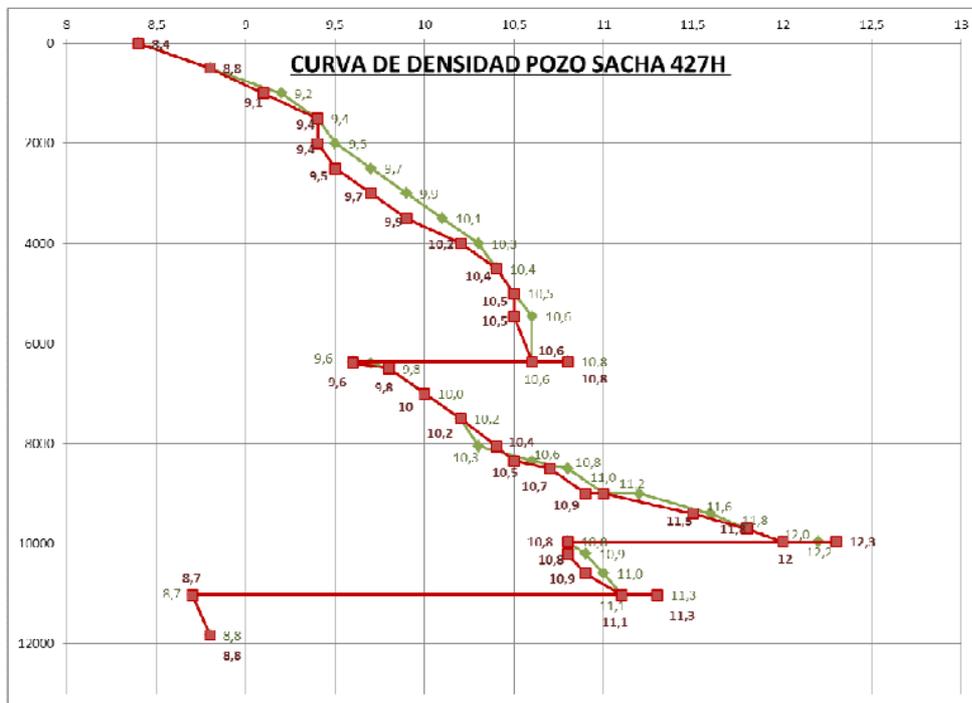
**PROPIEDADES DEL LODO:**

**Tabla 8.** Propiedades del lodo para la sección de 6 1/8"

Propiedades	Limites del programa	Valor actual obtenido
Densidad (lpg)	8,7 – 8,8	8,7 – 8,8
Viscosidad (seg/qt)	35 – 70	97 - 120
pH	9,0 – 9,5	11,0 – 9,0
6 rpm	7 – 13	16 – 20
PV (cP)	15 – 20	13 – 23
YP (lb/100 pie2)	15 – 40	49 – 57
Filtrado (ml /30 min)	< 4,0	4,1 – 3,8
Arena (%)	< 1,0	< 0,25
S.B.G. Corregidos (%)	< 10,0	< 3,2
MBT (lb/bbl)	<20 (ALAP)	< 1,25
Calcio (ppm)	< 100	< 80

### 3.2 VARIACIÓN DE LA DENSIDAD EN LA PERFORACIÓN DEL POZO SACHA 427 H

Durante la perforación del pozo, se debe tener un control de la densidad del lodo, la misma que se registra en un gráfico de profundidad.



**Figura 39.** Densidad Real – Programada vs Profundidad

## **4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN**

### **4.1 SURVEYS EN LA PERFORACIÓN DEL POZO SACHA 427H**

El Surveys es el método usado para obtener las mediciones necesarias para establecer en 3 dimensiones la trayectoria de una pozo.

Tres parámetros son medidos en cada punto de survey, y estos son:

#### **Profundidad Medida / Measured depth (MD)**

La profundidad medida o MD por sus siglas en inglés, corresponde a la profundidad actual del hoyo, medida desde la superficie, a lo largo de la tubería de perforación.

#### **Inclinación / Inclination**

La inclinación es el ángulo, medido en grados respecto a la vertical. Donde  $0^\circ$  corresponde a una posición vertical de la trayectoria y una inclinación de  $90^\circ$  corresponde a la posición horizontal.

#### **Azimut o dirección / Azimuth or hole direction**

Es el ángulo medido en grados que forma la componente horizontal de la trayectoria o del eje de la herramienta de medición de survey, con el Norte o una referencia del Norte. Esta referencia puede ser el Norte verdadero, Norte Magnético o norte de grilla; y este azimut, por convención, se mide en grados en dirección a la manecillas del reloj. El azimut puede ser expresado tanto en grados ( $0^\circ$ - $360^\circ$ ) como en cuadrantes (NE, SE, SW, NW).

#### **Aplicación de Parámetros**

En cada corrida de MD, la inclinación y la dirección del hoyo se toma en una estación de SURVEY, y muchas estaciones del survey se obtienen a lo largo de la trayectoria del pozo. Las mediciones se utilizan conjuntamente para

calcular las coordenadas en 3D, que luego pueden ser presentadas como una tabla ordenada de datos llamados Reporte de Survey.

**Importancia del Survey:**

- Determinar la localización exacta de la trayectoria del hoyo para el monitoreo del desempeño del yacimiento.
- Monitoreo en tiempo real de la trayectoria para asegurar que el objetivo geológico sea alcanzado.
- Orientar herramientas al momento de desviar las trayectorias.
- Asegurar que la trayectoria no se intercepte con las trayectorias de pozos cercanos.
- Calculo del TVD de varias formaciones para el mapeo geológico
- Evaluar la severidad de la “pata de perro” (DLS), el cual se calcula como el cambio total del ángulo, en inclinación y azimut, expresado en grados por cada 100 pies.

**Tabla 9.** Herramientas utilizadas para los Surveys

MD Desde (ft)	MD hasta (ft)	Herramienta	Compañía
450	1400	Gyro	Gyro Data
1400	6366	Navitrak	Baker Hughes
6366	7763	Navitrak	Baker Hughes
7763	8000	Navitrak	Baker Hughes
8000	10085	OnTrak	Baker Hughes
10085	10650	OnTrak	Baker Hughes
10650	11060	OnTrak	Baker Hughes
11060	11886	Azitrak	Baker Hughes

**Desempeño de la herramienta de Surveys**

El desempeño de la herramienta de surveys a menudo depende de la forma en que se toman los surveys. Independientemente del sistema o sensor tipo, la calidad del survey es controlado por el ingeniero. El ingeniero MWD debe

seguir los procedimientos y controles de verificación especificados por la empresa de servicios y, posiblemente, incluso aplicar procedimientos y controles adicionales, según lo especificado por la empresa operadora, para asegurar el mejor survey posible. A menos que los procedimientos y controles adecuados se cumplan, la calidad del survey es cuestionable. Estos controles deben incluir controles de calibración pre y post-empleo y el papeleo y los procedimientos de verificación por parte de una persona distinta del ingeniero MWD.

**Tabla 10.** Desempeño de las Herramientas de fondo utilizadas para los Surveys

Tool Size	Tool Type	Data Rate	Serial Number	Runs Used	Total Circ Hours	Performed to Specification (Yes/No)
9 1/2"	NaviTrak	0.8	ZNAVI59326	3	61.77	YES
8 1/4"	NaviTrak	0.8	ZNAVI61112	1	49.21	YES
8 1/4"	NaviTrak	0.8	ZNAVI77718-E	1	13.80	NO
8 1/4"	OnTrak	0.24	12375300	1	88.60	NO
8 1/4"	OnTrak	0.24	12536038	1	37.92	NO
6 3/4"	OnTrak	0.24	12500716	1	38.00	NO
6 3/4"	NaviTrak	0.24	ZNAVI59127	1	4.50	YES
4 3/4"	AziTrak	0.24	12640644	1	53.90	YES

**Tabla 11.** Desempeño de las Herramientas de superficie utilizadas para los Surveys

Description	Serial Number	Performed to Specification (Yes/No)
SARA II SYSTEM	11701379	Y
PRESSURE TRANSDUCER 1	4057868	Y
PRESSURE TRANSDUCER 2	4036379	Y
HOOKLOAD	412404	Y
CABINA MWD	BHEE-CAB-003	Y
DRAWWORKS ENCODER	270911-09	Y
JUNCTION BOX 1	S1039835/11	Y
JUNCTION BOX 2	014955/11	Y
JUNCTION BOX 3	S1005765/11	Y

Se obtuvieron los siguientes datos de los surveys realizados en este pozo, los mismos que se presentan en forma resumida en la siguiente tabla:

**Tabla 12.** Resumen por secciones de los surveys del pozo Sacha 427H

Díámetro de agujero (in.)	Díámetro de revestimiento (in.)	Profundidad Medida (ft.)	Profundidad vertical (ft.)	Angulo de Desvío final (grados)
16	13 3/8	6366	6364	0,952
12 ¼	9 5/8	10085	9424	60,38
8 ½	7	11060	9774	80,14
6 1/8	5	11886	9783	91,55

#### **4.2 WELL PLOT REAL DEL POZO SACHA 427H**

A continuación se presenta los 2 gráficos principales en la perforación direccional, como son la gráfica Vertical y la gráfica de Planta del pozo en estudio.

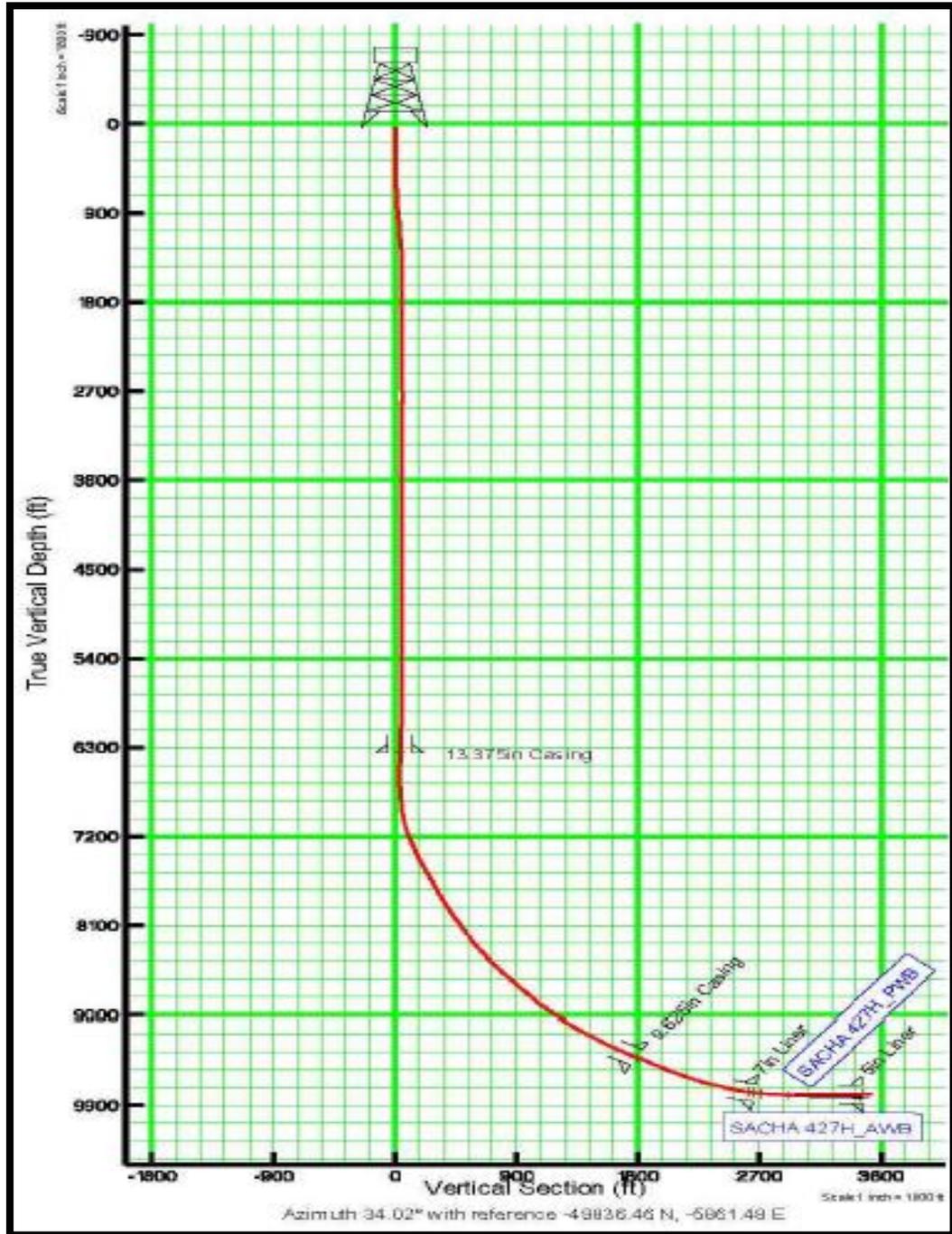


Figura 40. Vista Vertical del pozo Sacha 427H

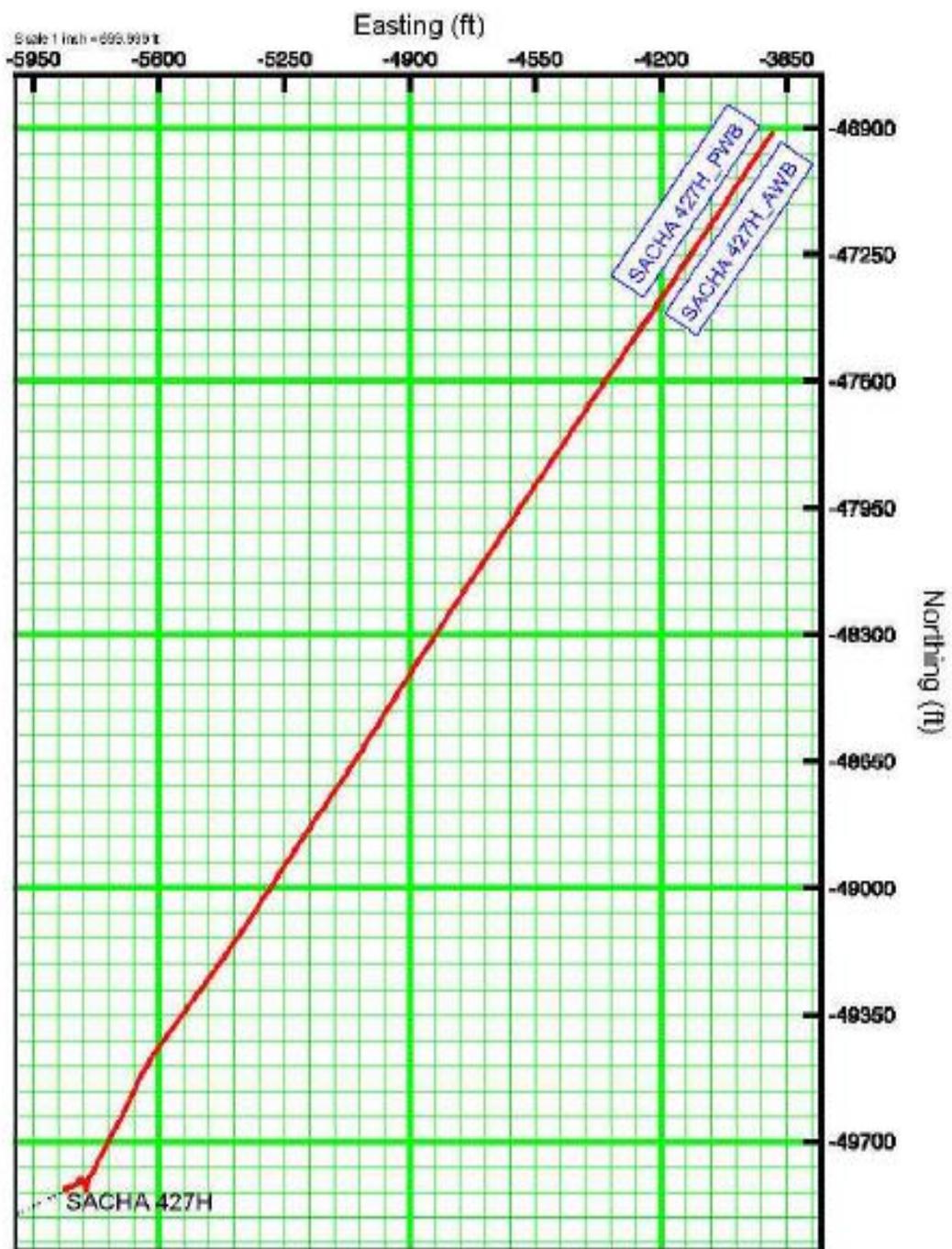


Figura 41. Vista de Planta del pozo Sacha 427H



#### 4.4 INDICADORES CLAVES DE RENDIMIENTO (KPI'S), PARA EL POZO SACHA 427H

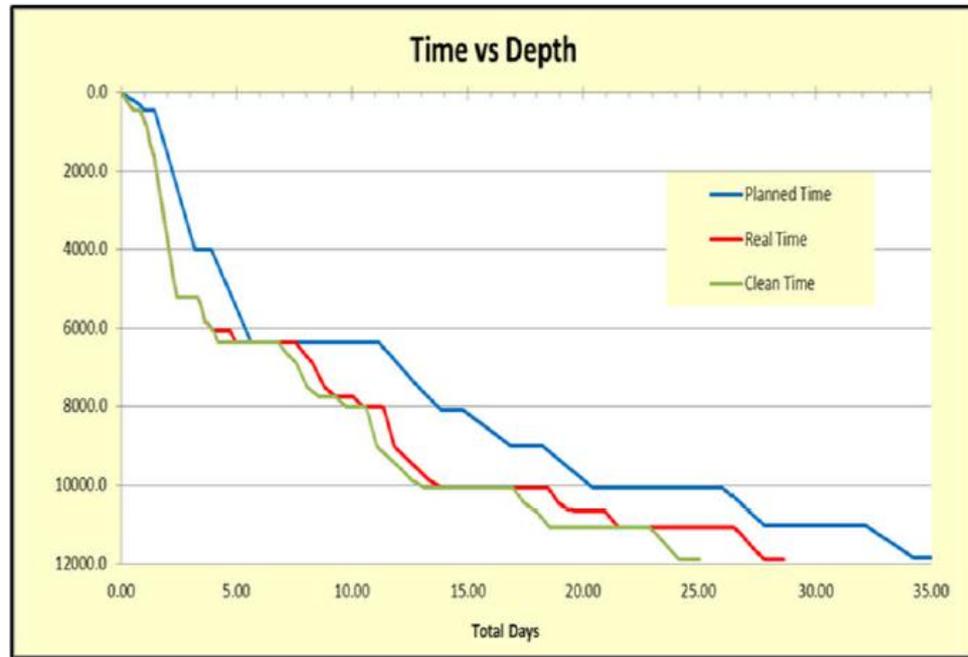


Figura 42. Tiempo vs Profundidad del pozo Sacha 427H

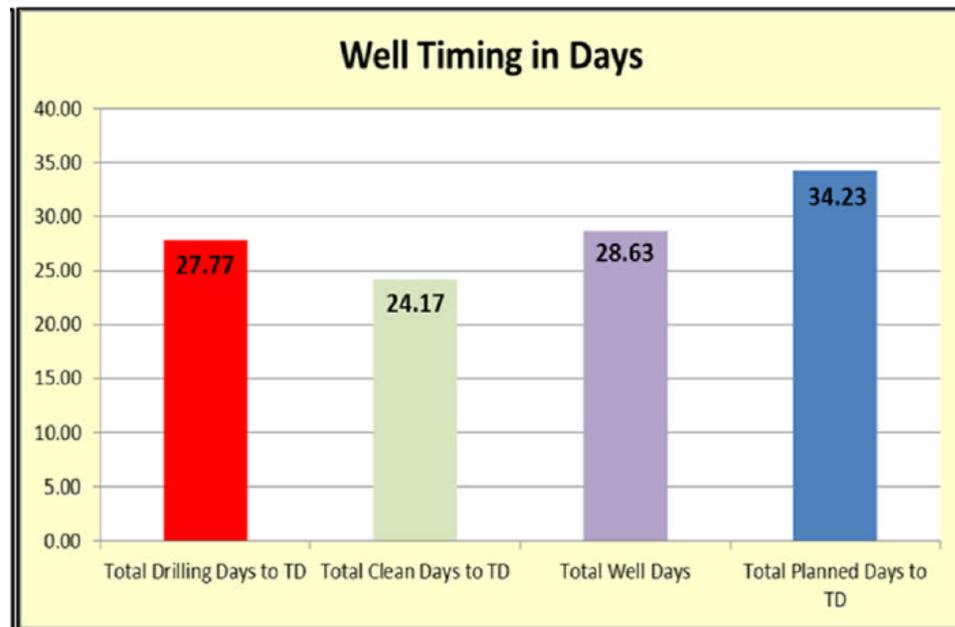


Figura 43. Tiempo en días del pozo Sacha 427H

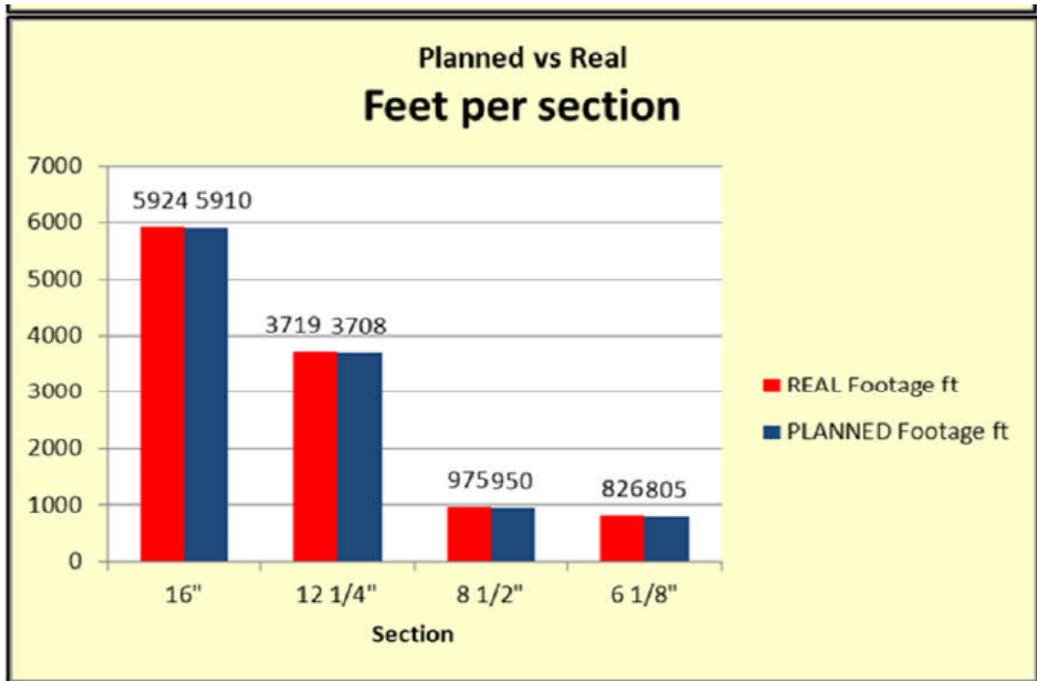


Figura 44. Pies por sección del pozo Sacha 427H

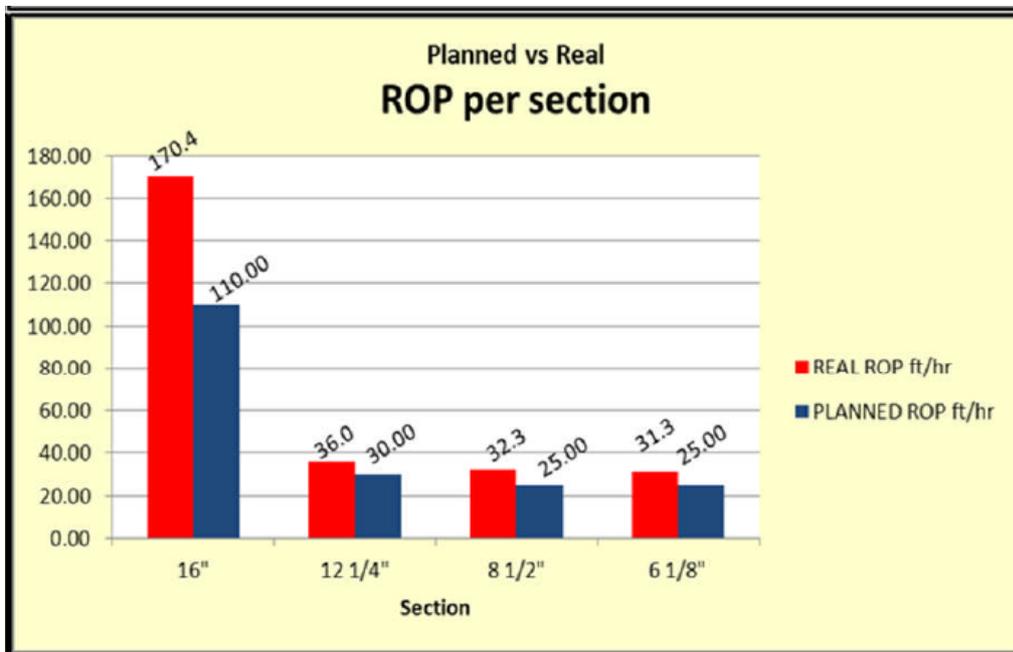
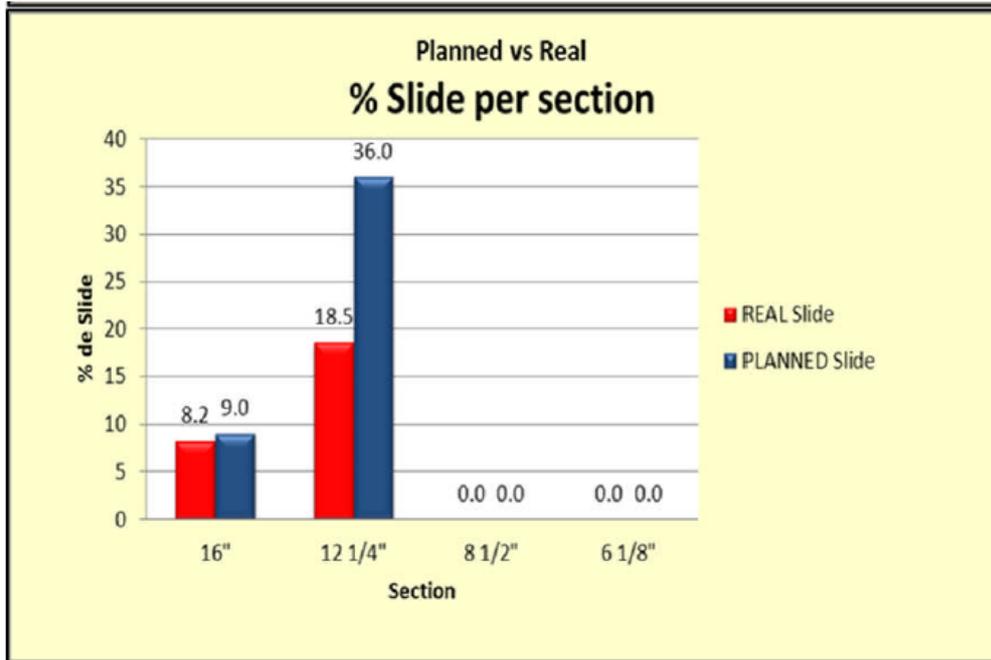
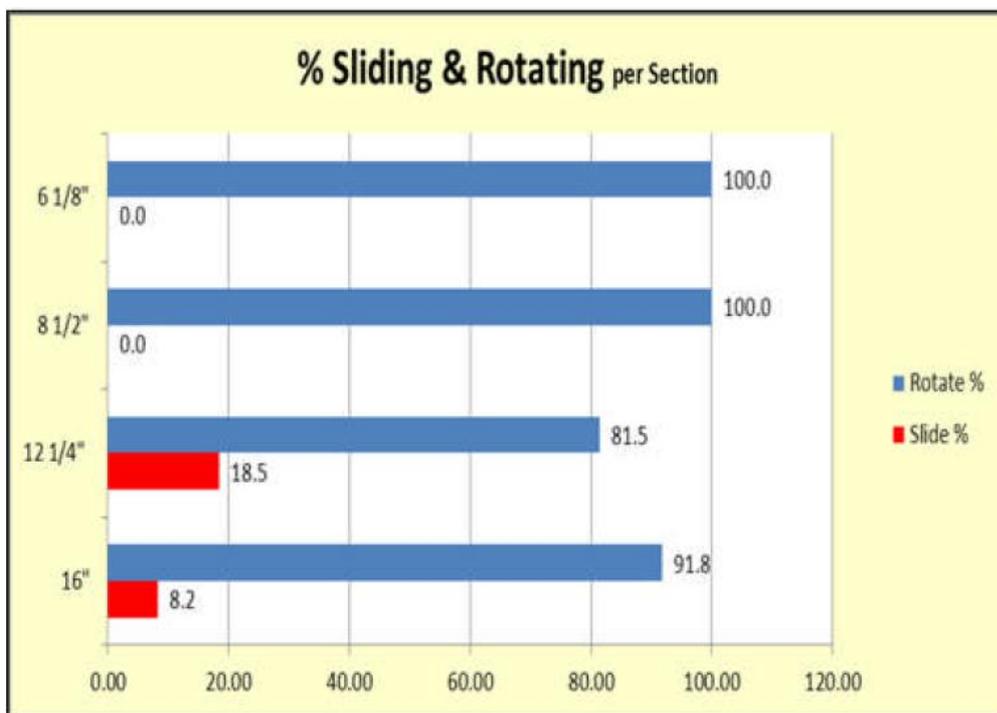


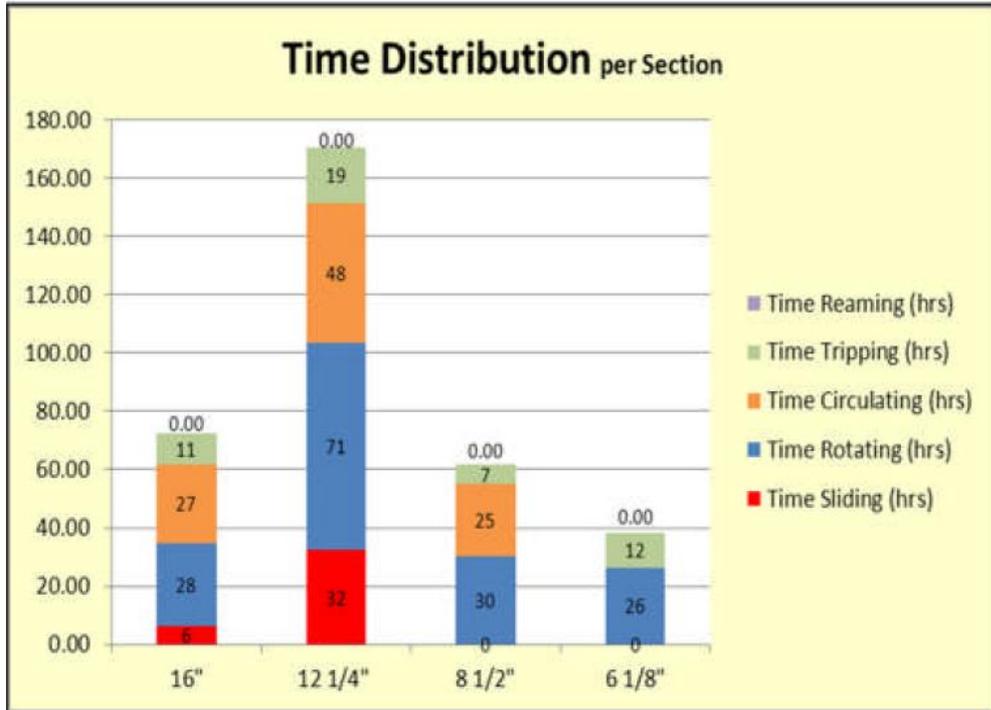
Figura 45. Pies por hora (ROP) por sección del pozo Sacha 427H



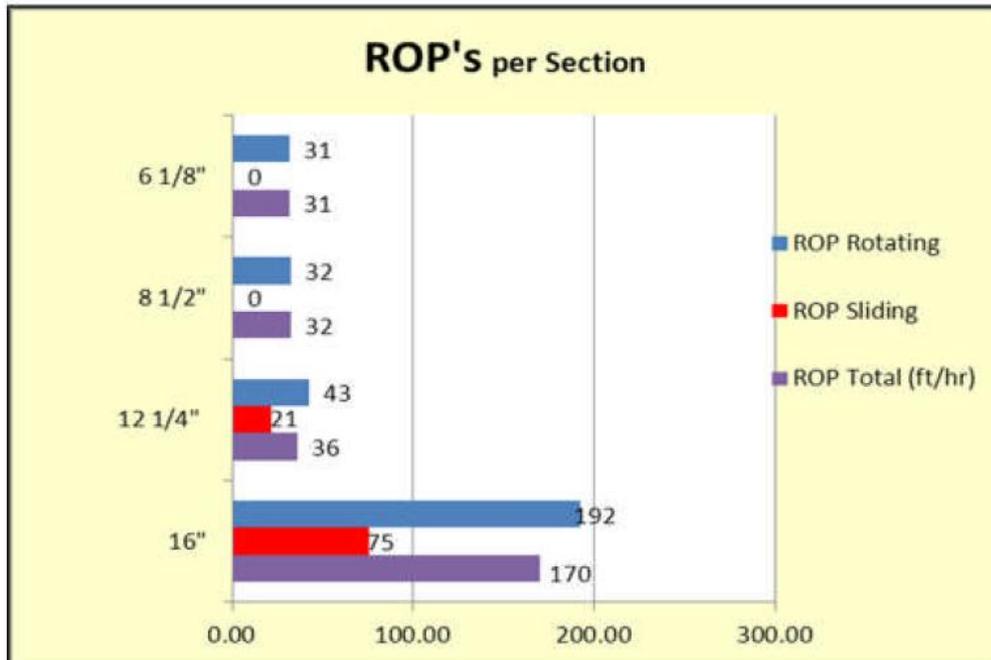
**Figura 46.** Porcentaje de deslizamiento por sección del pozo Sacha 427H



**Figura 47.** Porcentaje de deslizamiento y rotación por sección del pozo Sacha 427H



**Figura 48.** Distribución del tiempo por sección del pozo Sacha 427H



**Figura 49.** Pies por hora (ROP) rotando y deslizando por sección del pozo Sacha 427H

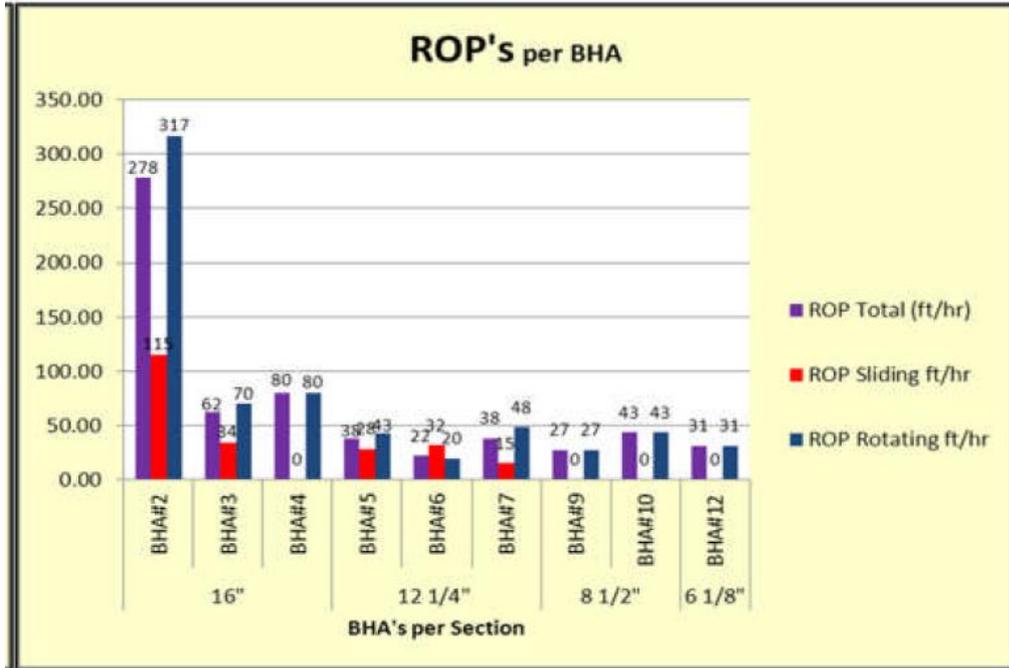


Figura 50. Pies por hora (ROP) rotando y deslizando por BHA y por sección del pozo Sacha 427H

## 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 5.1 CONCLUSIONES

- En la Sección 12 1/4" el BHA utilizado fue bastante efectivo al construir rotando lo deseado y en algunos intervalos disminuyendo los pies deslizados.
- La decisión de sacar la broca tricónica después de atravesar el conglomerado inferior y encontrar arcillolita fue muy acertada para evitar pérdida de tiempo, ya que brocas tricónicas tiene un avance muy lento en arcilla.
- En la Sección 8 1/2" se observó mejor performance ATK 6 3/4" en Arenas que en Lutitas, utilizando durante todo la corrida BF: 54.8 - 79.9% y WF: -3.3% (para mantener azimuth) y -9.7% (para girar a la izquierda -0.6°/100 ft).
- En la Sección 8 1/2" se repasó 3 veces, debido a que se observó un incremento en el ECD durante las operaciones de perforación de la curva.
- En las secciones de 12 1/4" y 8 1/2" el empezar dichas secciones con 2% de lubricante ayudó a reducir las vibraciones torsionales.
- En la sección 6 1/8" el desempeño del BHA con AutoTrak y Azitrak fue efectivo, logrando una excelente corrida.
- En la sección 6 1/8" los diferentes Downlinks enviados en los distintos modos y magnitud obedecen a los requerimientos del departamento de geología para mantener la navegación de la trayectoria del pozo en la zona de arena, soportándose en la información en tiempo real de la herramienta LWD (Gamma, Resistividad).

- En la sección 6 1/8" el torque fue un factor que freno bastante la ROP ya que el torque del taladro estaba seteado a 17 klbs-ft. y ya casi al finalizar la corrida se seteo en 18 klbs-ft mejorando considerablemente la ROP.

## 5.2 RECOMENDACIONES

- **Sección 16"**
  - Utilizar un TFA mayor para optimizar la rata de flujo (1000gpm) sin superar la presión máxima del sistema de circulación del taladro.
  - Usar 1.5° de AKO en el motor para que al momento de realizar correcciones actúe de manera más efectiva con menos pies deslizados.
  - Se recomienda realizar viajes de calibración máximo a las 36-40 horas de tiempo de exposición de hueco abierto.
  - Se recomienda incrementar el peso de lodo, como margen para el viaje (0.1 lpg por encima de la densidad del fluido) y cuando las condiciones del hueco indiquen inestabilidad del agujero.
  - Durante los viajes de calibración repasar los puntos de arrastre y apoyo y verificar el paso libre de la sarta para asegurarnos eliminar la restricción.
- **Sección 12 1/4"**
  - Ajustar el AKO del motor en 1.7° para conseguir los DLG deseados con pocos pies deslizados.

- El uso de brocas tricónicas en los conglomerados ayuda a realizar slides sin problemas y son útiles para viajes de calibración.
  - Monitorear constantemente los parámetros de perforación para no dañar la broca ni herramientas direccionales si no hay avance en la perforación decidir sacar para reemplazar la herramienta que está dando inconvenientes.
  - Si se tiene limitantes en las herramientas direccionales en lo que respecta a RPM (cuando se usa un AKO 1,7°) compensar con galonaje y aumentar el número de repasos en las paradas perforadas rotando hacia abajo y hacia arriba sobre todo cuando se tiene pozos de alto ángulo y evitar la formación de camas.
  - Se recomienda circular en fondo antes de los viajes con máximo galonaje y rotación. Si no es posible circular en fondo con estos parámetros por tipo de formación, se debería sacar la sarta hasta encontrar la formación que permita circular con dichos parámetros.
- **Sección 8 1/2"**
    - Continuar utilizando ATK en estas secciones para aterrizar los pozos horizontales debido a la exactitud con la que se debe llegar al Entry Point. También para manejar de mejor forma y de la manera más fácil sin generar tanta tortuosidad cuando el geólogo necesite hacer algunos cambios en la trayectoria.
    - Debido al diámetro de las herramientas rotatorias se tiene poco espacio anular para evacuar los recortes de perforación por lo que es conveniente reciprocar la sarta con rotación tanto arriba como abajo para poder evacuar los cortes adecuadamente.

- Al realizar back reaming, una vez que la sarta se encuentre libre circular por lo menos un fondo arriba para poder aliviar el anular y evitar posibles sobre tensiones debido a los recortes no evacuados.
  - Mantener las concentraciones de los inhibidores de lubricidad en el fluido de perforación y de ser necesario incrementarlas siempre y cuando se observe alguna condición extraña en los recortes o cambios anómalos en los parámetros de perforación, para de esta forma evitar gastos innecesario con el incremento de inhibidores o lubricante.
  - Al llegar a punto de casing sacar herramientas rotarias a superficie y bajar BHA simulado que ayudara a tener un mayor espacio anular que ayudará en la limpieza del hoyo y repasar zonas problemáticas para eliminar restricciones mecánicas o remover cambras de cortes sobre todo en pozos de alto ángulo.
  - Se recomienda realizar viajes de calibración máximo a las 36-40 horas de tiempo de exposición del hoyo.
- **Sección 6 1/8"**
    - Continuar utilizando ATK GT para navegar en pozos horizontales ya que este responde de buena manera a cambios bruscos que se necesiten hacer de acuerdo a geología y al mismo tiempo rotando 100% con muy buenas ROP.
    - Continuar utilizando Azitrak ya que este predice las zonas más prospectivas con petróleo y así poder realizar los cambios necesarios en la trayectoria para maximizar la producción del pozo.
    - Continuar utilizando el mismo arreglo de BHA ya que la transferencia de peso fue efectiva.

- Se recomienda realizar drill out con BHA convencional y broca tricónica para poder usar mayor cantidad de revoluciones y mayor galonaje que aseguren la salida de los cortes de cemento y tener un mayor espacio anular que no limiten la salida de los cortes. Además se evitaría la contaminación del fluido con cemento.
- Mantener la máxima rotación y galonaje posible sin formar washouts para tener una adecuada limpieza del hoyo.
- Durante los viajes de calibración repasar los puntos de arrastre y apoyo y verificar el paso libre de la sarta para asegurarnos eliminar la restricción.

## BIBLIOGRAFÍA

Sonowal K, Bennetzen B, Wong P y Isevcan E. (2009). How Continuous Improvement Led to the Longest Horizontal Well in the World, artículo SPE/IADC 119506, presentado en la Conferencia y Exhibición de Perforación de las SPE/ IADC, Ámsterdam.

J. Quijada (2010) Evaluación de los parámetros que afectan la productividad de los pozos horizontales perforados en el distrito gas Anaco. Trabajo de grado. División de Postgrado. Facultad de Ingeniería. Universidad de Zulia. Maracaibo, Venezuela.

Baker Hughes Drilling Fluids. (2006). Drilling Fluids Reference Manual. Houston, TX: Baker Hughes Drilling Fluids.

Solorzano E. (2008). Introducción a perforación direccional. Sperry Drilling Services. Quito

Soque L., Vásquez J. (2012). Estudio de los problemas presentados durante la perforación de pozos direccionales con alto ángulo de inclinación en un campo del oriente ecuatoriano. Tesis facultad de ingeniería en geología y petróleos. EPN. Quito.

Hawker D., Vogtn K., Robinson A. (2002). Procedimientos y operaciones en el pozo.

Departamento de Ingeniería ARCH. (2015). Reporte final de Operaciones pozo Sacha 427H . Ecuador.

Baker Hughes Drill Bits. (2004). HUGHES CHRISTENSEN. Houston, TX: BHI Drill Bits.

Baker Hughes Drill Bits. (2008). HUGHES DIAMOND TECH Pre-Guide. Houston, TX: BHI Drill Bits.

Molero J. (2008) Seminario de Diseño de Sarta y Perforación Direccional. Quito, Ecuador.

Baker Hughes Drilling Fluids. (2006). Drilling Fluids Operations Manual. Houston, TX: BHI Drilling Fluids.

Baker Hughes D&C Fluids. (2013). Fluidos de Perforación. Quito: Baker Hughes Drilling & Completion Fluids.

BAKER HUGHES INTEQ, 1998. DIRECTIONAL SURVEYING. Houston, TX. BHI.

BAKER HUGHES INTEQ, 2009. Directional Drilling Academy Overview. Houston: TX. INTEQ DD ACADEMY.

# ANEXO 1

## DESEMPEÑO DE MWD/LWD

### Resumen Registros MWD/LWD

RESUMEN REGISTROS MWD/LWD						
Corrida#	Tamaño Hole/Casing	Suite	Fechas	Intervalo ft	Max Temp °F	Comentarios
1	16"	9 1/2" Navitrak	13 - 15 Octubre 2014	442-5211	158.1	Realiza shallow hole test en superficie con 550 gpm con éxito. Decodificación a 100%
2	16"	9 1/2" Navitrak	15 - 17 Octubre 2014	5211-6070	166	Realiza shallow hole test en superficie con 550 gpm con éxito. Decodificación a 100%
3	16"	9 1/2" Navitrak	17 - 18 Octubre 2014	6070 - 6366	158	Realiza Shallow hole test con 550 gpm con éxito. Decodificación al 100% POOH una vez alcanzado punto de casing 13 3/8".
4	12 1/4"	8 1/4" Navitrak	19 - 22 Octubre 2014	6366 - 7763	163.5	Realiza Shallow hole test con 500 gpm con éxito. Decodificación al 100%. La herramienta sale fuera de especificaciones por acumulación de vibraciones laterales de nivel 4, 5 y 6. POOH por baja ROP.
5	12 1/4"	8 1/4" Navitrak	22 - 23 Octubre 2014	7763 - 8000	163.5	Realiza Shallow hole test con 500 gpm con éxito. Decodificación al 100%. POOH por baja ROP.
6	12 1/4"	8 1/4" OnTrak	23 - 28 Octubre 2014	8000 - 10085	185.2	Realiza Shallow hole test con 650 gpm con éxito. Decodificación al 100%. No se observan vibraciones laterales, axiales o stick slip con valores altos. Realiza corrida LWD desde 8900 ft hasta TD 10085 ft se tiene buena densidad de datos.
7	12 1/4"	8 1/4" Navitrak	28 - 29 Octubre 2014	10085 -10085	N/A	Viaje de acondicionamiento
8	8 1/2"	6 1/4" OnTrak	30 Octubre - 02 Noviembre 2014	10085-10650	174.3	Realiza Shallow hole test con 400 gpm con éxito. Decodificación al 100%. No se observan vibraciones laterales, axiales o stick slip con valores altos. POOH por problemas con la herramienta, BCPM se apaga al aplicar peso. Realiza corrida LWD desde 10085 ft hasta 10650 ft.
9	8 1/2"	6 1/4" OnTrak	02 - 04 Noviembre 2014	10650 - 11060	177	Realiza Shallow hole test con 450 gpm con éxito. Decodificación al 100%. Realiza corrida LWD obteniendo buena data desde 10650 ft hasta TD 11060 ft.
10	8 1/2"	6 3/4" Navitrak	04 - 05 Noviembre	11060-11060	N/A	Viaje de acondicionamiento
11	6 1/8"	4 3/4" AziTrak	07 - 10 Noviembre	11060-11886	185.2	Realiza Shallow hole test con 240 gpm con éxito. Decodificación al 100%. La ATK envía Dsync @ 11635' y se evalúa configuración de la herramienta mediante downlinks. Continúa perforando luego de solventar el inconveniente monitoreando constantemente el estado de la herramienta. Realiza corrida LWD desde 11060 ft hasta TD 11886' ft se tiene buena densidad de datos.

## Resumen de Desempeño MWD/LWD

### Sección Hoyo 16"

MWD RUN # 1		ZNAVI59326	
Interval Drilled		422 ft - 5211 ft	
Tool Type		NaviTrak	
Operational status -		Perfora sección de 16" rotando y deslizando.	
MWD / RWD Service	Percentage Logged		MWD / RWD Service
	MWD	RWD	
Se realiza prueba en superficie con 550 GPM, OK. Perfora rotando y deslizando. Decodificación a 100%. Saca BHA para cambio de TFA y cambio de la camisa del motor.			

MWD RUN # 2		ZNAVI59326	
Interval Drilled		5211 ft - 6070 ft	
Tool Type		NaviTrak	
Operational status -		Perfora sección de 16" rotando y deslizando.	
MWD / RWD Service	Percentage Logged		MWD / RWD Service
	MWD	RWD	
Se realiza prueba en superficie con 550 GPM, OK. Decodificación a 100%. Perfora rotando/deslizando hasta 6070 ft. Saca por baja ROP. Se cambia broca.			

MWD RUN # 3		ZNAVI59326	
Interval Drilled		6070 ft - 6366 ft	
Tool Type		NaviTrak	
Operational status -		Perfora sección de 16" rotando.	
MWD / RWD Service	Percentage Logged		MWD / RWD Service
	MWD	RWD	
<i>Directional/LWD</i>			
Se realiza prueba en superficie con 550 GPM, 960 psi, OK. Perfora rotando hasta 6366 ft. Durante la corrida MWD #3 la decodificación se mantuvo de forma óptima 100% y con un buen alto de pulso. Durante la perforación las vibraciones fueron en su mayoría bajas. A 6366 ft MD se decide sacar a superficie luego de llegar a punto de casing 13 3/8".			

## Resumen de Desempeño MWD/LWD

### Sección Hoyo 12 1/4"

MWD RUN # 4		ZNAVI61112	
Interval Drilled		6366 ft - 7763 ft	
Tool Type		NaviTrak	
Operational status -		Perfora rotando y deslizando.	
MWD / RWD Service	Percentage Logged		MWD / RWD Service
	MWD	RWD	
<p>Se realiza prueba en superficie con 550 GPM, 560 psi, OK. Perfora rotando y deslizando desde 6366 ft hasta 7763 ft atravesando cemento y collar flotador de CSG 13 3/8". El galonaje promedio es de 820 GPM a excepción de los rangos de control de parámetros por conglomerados donde se perforó con 650 GPM y 40 RPM. Durante la corrida MWD #4 la decodificación se mantuvo de forma óptima 100% y con un buen alto de pulso. En el conglomerado inferior se observa alto nivel de vibraciones laterales por lo que la herramienta MWD sale fuera de especificaciones por acumulación de vibraciones laterales nivel 4, 5 y 6 sobrepasando los límites de 3 horas. A 7763 ft se decide sacar a superficie por baja rata de penetración.</p>			

MWD RUN # 5		ZNAVI77718-E	
Interval Drilled		7763 ft - 8000 ft	
Tool Type		NaviTrak	
Operational status -		Perfora rotando y deslizando.	
MWD / RWD Service	Percentage Logged		MWD / RWD Service
	MWD	RWD	
<p>Realiza Shallow hole test con 500 gpm con éxito. Decodificación al 100%. POOH por baja ROP.</p>			

MWD RUN # 6		OTK - 12375300	
Interval Drilled		8000 - 10085	
Tool Type		OnTrak	
Operational status -		LWD Service Gamma Ray/Resistividad - Rota y desliza	
MWD / RWD Service	Percentage Logged		MWD / RWD Service
	MWD	RWD	
<p>Arma BHA#7 realiza pruebas eléctricas con MWD Ontrak, verifica revisa nodos (ok) continua con shallow hole test, utiliza 650 gpm a la profundidad de 160 ft, observa una presión de 1330 psi, obtiene 125 psi en DR, 95 psi en Sinc, y 98 psi en Data Word. Continúa regresando a fondo sin problemas, circula en fondo para iniciar a perforar y continua perforando rotando y deslizando para incrementar ángulo hasta 60.38 grados en inclinación en punto de casing según programa direccional. Realiza servicio de LWD gamma ray y resistividades desde 8900 ft antes de llegar a Basal Tena y continua perforando hasta 10085 ft. Se tiene una decodificación de 80 - 100%, bomba#2 da problemas y prefiere utilizar bomba 1 y 3. Durante la corrida no se observan altos valores de vibraciones en fondo. Al llegar a profundidad TD circula bombea píldoras para acondicionar el hoyo y sale a superficie para continuar con corrida de casing 9 5/8".</p>			

MWD RUN # 7		ZNAVI77718-E	
Interval Drilled		10085 - 10085	
Tool Type		NaviTrak	
Operational status -			
MWD / RWD Service	Percentage Logged		MWD / RWD Service
	MWD	RWD	
<p>Arma BHA # 8 para realizar viaje de acondicionamiento. Realiza shallow hole test a 185' con 500 GPM y 500 PSI. Realiza viaje de acondicionamiento del hoyo sin problemas. Se tiene buena decodificación. Saca a superficie para bajar csg de 95/8".</p>			

## Resumen de Desempeño MWD/LWD

### Sección Hoyo 8 1/2"

MWD RUN # 8				OTK 12536038			
Interval Drilled				10085-10650			
Tool Type				OnTrak			
Operational status -				LWD Service Gamma Ray/Resistividad			
MWD / RWD Service		Percentage Logged		MWD / RWD Service		Percentage Logged	
		MWD	RWD			MWD	RWD
<p>Arma BHA # 9 ATKG3 y realiza shallow hole test a 125' con 450 GPM y 550 PSI con éxito. Perfora sección de 8.5" dentro de formación Napo desde 10085' hasta 10650' donde la herramienta presenta problemas y envía datos erróneos dsync, se intenta verificar la configuración de las mismas sin éxito, la herramienta no reconoce los downlink. Se decide sacar a superficie por falla de OTK. Se pudo registrar con LWD con buena densidad de datos hasta que se presentó el problema.</p>							

MWD RUN # 9				OTK 12500716			
Interval Drilled				10650-11060			
Tool Type				Ontrak			
Operational status -				LWD Service Gamma Ray/Resistividad			
MWD / RWD Service		Percentage Logged		MWD / RWD Service		Percentage Logged	
		MWD	RWD			MWD	RWD
<p>Arma BHA # 10 ATKG3 y realiza shallow hole test a 152' con 400 GPM y 760 PSI con éxito. Perfora sección de 8.5" dentro de formación Napo desde 10650' hasta 11060' TD de la sección dentro de la Arenisca T Inferior. Se</p>							

MWD RUN # 10				ZNAVI59127			
Interval Drilled				11060 - 11060			
Tool Type				Navitrak			
Operational status -							
MWD / RWD Service		Percentage Logged		MWD / RWD Service		Percentage Logged	
		MWD	RWD			MWD	RWD
<p>Arma BHA # 11 convencional con MWD. Realiza shallow hole test a 120' con 400 GPM y 500 PSI con éxito. Realiza viaje de acondicionamiento de la sección perforada previo a bajar liner de 7". Se tiene buena decodificación y se realizó el viaje sin inconvenientes.</p>							

## Resumen de Desempeño MWD/LWD

### Sección Hoyo 6 1/8"

<b>MWD RUN # 11</b>		<b>AZTK12640644</b>	
<b>Interval Drilled</b>		<b>11650-11886</b>	
<b>Tool Type</b>		<b>Azittrak</b>	
<b>Operational status -</b>		<b>LWD Service Gamma Ray/Resistividad</b>	
<b>MWD / RWD Service</b>	<b>Percentage Logged</b>		<b>MWD / RWD Service</b>
	<b>MWD</b>	<b>RWD</b>	
<p>Arma BHA # 12 ATKG3 y realiza shallow hole test a 174' con 240 GPM y 860 PSI. Realiza la navegación dentro de la Arenisca T Inferior desde 11060' hasta 11886'. Se tiene buena densidad y calidad de datos durante la perforación. A 11635' el ATK envía valores erróneos dsync y se verifica la configuración de las herramientas mediante downlinks obteniendo respuesta positiva. Se restaura la configuración de la herramienta y se continúa perforando monitoreando el estado de la presión de las aletas y los datos de inclinación que envía el ATK constantemente hasta llegar al TD del pozo satisfactoriamente.</p>			

## ANEXO 2

### Lista de Abreviaciones MWD/LWD

ATK G3	: AutoTrak™ G3 Rotary Closed Loop System
DIR	: Directional only MWD service
DG	: Directional Gamma service
VSS	: Vibration and Stick Slip service
AP	: Annular Pressure
ADV	: Advantage Surface System
OTK	: OnTrak™ sensor sub
MPR	: Multiple Propagation Resistivity
BCPM	: Bidirectional Communication and Power Module
ASS	: Adjustable Steerable Stabiliser

# ANEXO 3

## Desempeño de BHA's – Reportes

### Sección 16"

	REPORTE FINAL DEL CLIENTE (EOWR)	DS-F-OPS-003
-----------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------	--------------

ADVANTAGE String Report - Run #2																	
Operator		Fields		Facility		Sacha 420		 INTEQ									
Well		Wellbore		Rig		SACHA 427H		Job Sacha 427H									
String Components																	
#	Component	S/N	Mfr	Gauge OD in	OD in	ID in	FN OD in	FN Len. ft	Thread	Length ft	Total Len ft						
15	Sub - X/O		Hilong		8	2 3/4			(BP) 5 1/2 FH - NCS0	2.62	918.77						
14	HWCP x 4		Hilong		5	3			(BP) NCS0 - NCS0	122.61	916.15						
13	Jar	WTF-4759	Weatherford		6 1/2	3 1/4			NCS0 - NCS0	32.55	793.54						
12	HWCP x 20		Hilong		5	3			(BP) NCS0 - NCS0	608.42	760.99						
11	Sub - X/O		Hilong		8	2 3/4			(BP) 4 1/2 IF - 6 5/8 REG	2.61	152.57						
10	Drill collar x 2		Hilong		8	2 3/4			(BP) 6 5/8 REG - 6 5/8 REG	58.32	149.96						
9	Sub - orienting	019	Gyro Data		8 1/16	2 13/16			(BP) 6 5/8 - 6 5/8	1.89	91.64						
8	Sub - X/O		Hilong		8	2 3/4			(BP) 6 5/8 REG - 7 5/8 REG	2.62	89.75						
7	NM Sub - filter	12279492	Baker Hughes		9 1/2	3 1/4			(BP) 7 5/8 REG - 7 5/8 REG	5.51	87.13						
6	MWD - NavTrak	ZNAVI-59326	INTEQ		9 1/2	3 1/2			7 5/8 REG - 7 5/8 REG	5.37	81.62						
5	NM Drill collar	13093516	Baker Hughes		9 1/2	4			(BP) 7 5/8 REG - 7 5/8 REG	32.96	76.25						
4	Stab - string	ZBHI 57989-4	Baker Hughes		15	9 1/2	3 1/4		(BP) 7 5/8 REG - 7 5/8 REG	6.27	43.29						
3	Sub - float	12041537	Baker Hughes		9 1/2	3			(BP) 7 5/8 REG - 7 5/8 REG	2.13	37.03						
2	Motor	10647003	Baker Hughes		15 3/4	9 1/2	7.606		(BB) 7 5/8 REG - 7/8 REG	33.79	34.89						
1	Bit - PDC - fixed cutter	331038	Smith		16	16			7 5/8 REG	1.10	1.10						
15 String components with a total length of 918.77 ft.																	
Run Details																	
Run #	Depth In ft	Depth Out ft	Time In	Time Out	Total Dist ft	Rotate Distance ft	Slide Distance ft	Buoyed BHA Wt kbf	Buoyed Wt below jars kbf								
2	442.00	5211.00	10/13/2014 17:00	10/15/2014 17:00	4769.00	4389.00	380.00	57.67	48.69								
Bit Details																	
Size in	Type/Mfr	Nozzles in/32	TFA in*2	Grading								In MD/TVD ft	Out MD/TVD ft	Progress ft	Time hours	TBR	
16	SDI519MHPX / Smith	8x11	0.7424	I	O	D	L	D	C	O	R	NO	BHA	442.00/442.00	5211.00/5209.24	4759.00	17.15
Motor Details																	
Size in	Type/Mfr	S/N	APress psi	Rotating hours	Sliding hours	Deflection deg											
9 1/2	Ultra XL Baker Hughes	10647003	600	13.85	3.30	1.30 AKO											
Stabilizer Details																	
Comp. #	Description	Distance to Bit ft	Spiral Type	Blade Type	Blade OD in	Blade Length in	Blade Width in										
4	Stab - string	40.57	Straight	Integral	15	30.00	2										
2	Motor		Straight	UBHS (Screw-On)	15 3/4	21.00	3										



REPORTE FINAL DEL CLIENTE (EOWR)

DS-F-OPS-003

**ADVANTAGE String Report - Run #3**



Operator RIO NAPO      Fields Sacha 420      Facility Sacha 420  
Well Sacha 427H      Wellbore Sacha 427H      Rig HILONG 16      Job Sacha 427H

String Components

#	Component	S/N	Mfr	Gauge OD in	OD in	ID in	FN OD in	FN Len. ft	Thread	Length ft	Total Len ft
14	Sub - x/O		Hilong		9	2 3/4			(BP) 5 1/2 FH - NC50	2.62	886.76
13	HWDP x 5		Hilong		5	3			(BP) NC50 - NC50	153.17	884.14
12	Bar	WTF-4759	Weatherford		6 1/2	3 1/4			NC50 - NC50	32.55	730.97
11	HWDP x 18		Hilong		5	3			(BP) NC50 - NC50	547.40	598.42
10	Sub - x/O		Hilong		8	2 3/4			(BP) 4 1/2 IF - 6 5/8 REG	2.61	151.02
9	Drill collar x 2		Hilong		8	2 3/4			(BP) 6 5/8 REG - 6 5/8 REG	58.32	148.41
8	Sub - x/O		Hilong		8	2 3/4			(BP) 6 5/8 REG - 7 5/8 REG	2.62	90.09
7	NM Sub - filter	12270492	Baker Hughes		9 1/2	3 1/4			(BP) 7 5/8 REG - 7 5/8 REG	5.51	87.47
6	MWD - NavTrak	2NAVI-59326	INTEQ		9 1/2	3 1/2			7 5/8 REG - 7 5/8 REG	5.37	81.96
5	NM Drill collar	13093516	Baker Hughes		9 1/2	4			(BP) 7 5/8 REG - 7 5/8 REG	32.96	76.59
4	Stab - string	28HI-1546	Baker Hughes	15 3/4	9 1/2	3 1/8			(BP) 7 5/8 REG - 7 5/8 REG	6.73	43.63
3	Sub - float	11668098	Baker Hughes		9 1/2	3 17/32			(BP) 7 5/8 REG - 7 5/8 REG	2.04	36.90
2	Motor	10013734	Baker Hughes	14 3/4	9 1/2	7.600	9 1/2		(BB) 7 5/8 REG - 7/8 REG	33.76	34.86
1	Bit - PDC - fixed cutter	104464	SMITH	16	16				7 5/8 REG	1.10	1.10

14 String components with a total length of 886.76 ft.

Run Details

Run #	Depth In ft	Depth Out ft	Time In	Time Out	Total Dist ft	Rotate Distance ft	Slide Distance ft	Buoyed BHA Wt klf	Buoyed Wt below jars klf
3	5211.00	6079.00	10/15/2014 20:00	10/17/2014 06:30	859.00	751.00	308.00	56.38	46.10

Bit Details

Size in	Type/Mfr	Nozzles in/32	TPA in^2	I	O	D	Grading	In MD/TVD ft	Out MD/TVD ft	Progress ft	Time hours	TBR
16	SDISLSMHPX / SMITH	4x1.4x1.2	0.8130	1	4	BT	S X I HC PR	5211.00/5209.24	6079.00/6068.00	859.00	13.92	

Motor Details

Size in	Type/Mfr	S/N	ΔPress psi	Rotating hours	Sliding hours	Deflection deg
9 1/2	Ultra XL Baker Hughes	10013734	600	10.75	3.17	0.80 AKD

Stabilizer Details

Comp. #	Description	Distance to Bit ft	Spiral Type	Blade Type	Blade OD in	Blade Length in	Blade Width in
4	Stab - string	39.995	Spiral	Integral	15 3/4	32.00	3 3/4
2	Motor	5.04	Straight	UBHS (Screw-On)	14 3/4	20.50	3



REPORTE FINAL DEL CLIENTE (EOWR)

DS-F-OPS-003

**ADVANTAGE String Report - Run #4**



INTEQ

Operator RIO NAPO Fields Sacha 420 Facility Sacha 420  
Well Sacha 427H Wellbore Sacha 427H Rig HILONG 16 Job Sacha 427H

String Components

#	Component	S/N	Mfr	Gauge OD in	OD in	ID in	FN OD in	FN Len. ft	Thread	Length ft	Total Len ft
14	Sub - X/O		Hilong		9	2 3/4			(BP) 5 1/2 FH - NC50	2.62	986.76
13	HWCP x 5		Hilong		5	3			(BP) NCS0 - NC50	153.17	884.14
12	Jar	WTF-4759	Westherford		6 1/2	3 1/4			NC50 - NC50	32.55	736.97
11	HWCP x 18		Hilong		5	3			(BP) NCS0 - NC50	547.40	696.42
10	Sub - X/O		Hilong		8	2 3/4			(BP) 4 1/2 IF - 6 5/8 REG	2.61	151.02
9	Drill collar x 2		Hilong		8	2 3/4			(BP) 6 5/8 REG - 6 5/8 REG	58.32	148.41
8	Sub - X/O		Hilong		8	2 3/4			(BP) 6 5/8 REG - 7 5/8 REG	2.62	90.09
7	MM Sub - Filter	12270492	Baker Hughes		9 1/2	3 1/4			(BP) 7 5/8 REG - 7 5/8 REG	5.51	87.47
6	MWD - Navittrak	ZNAVI-59325	INTEQ		9 1/2	3 1/2			7 5/8 REG - 7 5/8 REG	5.37	81.96
5	MM Drill collar	13093516	Baker Hughes		9 1/2	4			(BP) 7 5/8 REG - 7 5/8 REG	32.96	76.59
4	Stab - string	ZBHT-1546	Baker Hughes	15 3/4	9 1/2	3 1/8			(BP) 7 5/8 REG - 7 5/8 REG	6.73	43.63
3	Sub - float	11668098	Baker Hughes		9 1/2	3 17/32			(BP) 7 5/8 REG - 7 5/8 REG	2.04	36.90
2	Motor	10013734	Baker Hughes	14 3/4	9 1/2	7.600	9 1/2		(BB) 7 5/8 REG - 7/8 REG	33.76	34.86
1	Bit - PDC - fixed cutter	109790	Smith	15	15				7 5/8 REG	1.10	1.10

14 String components with a total length of 886.76 ft.

Run Details

Run #	Depth In ft	Depth Out ft	Time In	Time Out	Total Dist ft	Rotate Distance ft	Slide Distance ft	Buoyed BHA Wt klbf	Buoyed Wt below Jars klbf
4	6070.00	6366.00	10/17/2014 07:30	10/18/2014 06:30	296.00	296.00	0.00	56.07	45.85

Bit Details

Size in	Type/Mfr	Nozzles in/32	TFA in^2	Grading							In MD/TVD ft	Out MD/TVD ft	Progress ft	Time hours	TBR
				I	O	D	L	B	G	O	R				
16	SDS510MHPX / Smith	4x11,4x12	0.8110	0	1	0	0	0	0	0	0	6070.00/6068.18	6366.00/6364.00	296.00	3.70

Motor Details

Size in	Type/Mfr	S/N	ΔPress psi	Rotating hours	Sliding hours	Deflection deg
9 1/2	Ultra XL Baker Hughes	10013734	600	3.70	0.00	0.80 AKC

Stabilizer Details

Comp. #	Description	Distance to Bit ft	Spiral Type	Blade Type	Blade OD in	Blade Length in	Blade Width in
4	Stab - string	39.995	Spiral	Integral	15 3/4	32.00	3 3/4
2	Motor	5.04	Straight	UBHS (Screw-On)	14 3/4	20.50	3

# Sección 12.25"

	REPORTE FINAL DEL CLIENTE (EOWR)	DS-F-OPS-003
-----------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------	--------------

ADVANTAGE String Report - Run #5												
Operator		Fields		Facility		Sacha 420		INTEQ				
Well		Wellbore		Rig		Job						
RIO NAPO		Sacha 420		Sacha 420		Sacha 420						
Sacha 427H		Sacha 427H		HILONG 16		HILONG 16		Sacha 427H				
String Components												
#	Component	S/N	Mfr	Gauge OD in	OD in	ID in	FN OD in	FN Len. ft	Thread	Length ft	Total Len ft	
15	Sub - X/O	HILONG 16	HILONG		7	3			(BP) 5 1/2 XT - 4 1/2 IF	2.62	1383.22	
14	HWDP x 3	HILONG 16	HILONG		5	3			(BP) 4 1/2 IF - 4 1/2 IF	91.29	1380.60	
13	Jar	WTF-4759	WEATHERFORD		6 1/2	3	6 1/2	1.50	4 1/2 IF - 4 1/2 IF	32.55	1289.31	
12	HWDP x 36	HILONG 16	HILONG		5	3			(BP) 4 1/2 IF - 4 1/2 IF	1095.46	1256.76	
11	Sub - X/O	HILONG 16	HILONG		6 1/2	2 1/4			(BP) 4 1/2 IF - 4 1/2 EH	2.63	161.30	
10	Drill collar x 2	HILONG 16	HILONG		6 1/4	2 1/4			(BP) 4 1/2 EH - 4 1/2 EH	60.14	158.67	
9	Sub - X/O	HILONG 16	HILONG		8	2 7/8			(BP) 4 1/2 EH - 6 5/8 Reg	2.63	98.53	
8	NM Sub - Filter	11916647	BAKER HUGHES		8.100	2 13/16	8.100	1.00	(BP) 6 5/8 REG - 6 5/8 REG	5.46	95.90	
7	MWD - NaviTrak	ZNAVI-61112	BAKER HUGHES		8	3	8.100	5.04	6 5/8 Reg - 6 5/8 Reg	5.18	90.44	
6	NM Drill collar	ZBH-5424	BAKER HUGHES		8	3			(BP) 6 5/8 Reg - 6 5/8 Reg	32.58	85.26	
5	Stab - string	ZBH-57980-8	BAKER HUGHES	11 1/4	8.070	2 3/4			(BP) 6 5/8 Reg - 6 5/8 Reg	7.49	52.68	
4	NM Drill collar - short	ZBH-5436	BAKER HUGHES		8.370	3 1/2			(BP) 6 5/8 Reg - 6 5/8 Reg	9.25	45.19	
3	Sub - float	11902325	BAKER HUGHES		8.040	3 1/2			(BP) 6 5/8 Reg - 6 5/8 Reg	1.84	35.94	
2	Motor	12184620	BAKER HUGHES	12 1/8	8.040	6.400	8	1.00	(BB) 6 5/8 Reg - 6 5/8 Reg	33.07	34.10	
1	Bit - PDC - fixed cutter	JH3165	SMITH	12 1/4	12 1/4				6 5/8 REG	1.03	1.03	
15 String components with a total length of 1383.22 ft.												
Run Details												
Run #	Depth In ft	Depth Out ft	Time In	Time Out	Total Dist ft	Rotate Distance ft	Slide Distance ft	Buoyed BHA Wt klbf	Buoyed Wt below Jars klbf			
5	6366.00	7763.00	10/19/2014 20:30	10/22/2014 16:00	1397.00	1028.00	369.00	72.52		64.74		
Bit Details												
Size in	Type/Mfr	Nozzles in/23	TFA in^2	X	O	D	Grading L B C G O R	In MD/TVD ft	Out MD/TVD ft	Progress ft	Time hours	TBR
12 1/4	MS1519HSBPXX / SMITH	2x12.5x13	0.8690	8	8	8	RO A X 6 BT PR	6366.00/6364.13	7763.00/7717.54	1397.00	37.25	
Motor Details												
Size in	Type/Mfr	S/N	ΔPress psi	Rotating hours	Sliding hours	Deflection deg						
8.040	Ultra XL / LS BAKER HUGHES	12184620	500	24.13	13.12	1.50 AKO						
Stabilizer Details												
Comp. #	Description	Distance to Bit ft	Spiral Type	Blade Type	Blade OD in	Blade Length in	Blade Width in					
5	Stab - string	49.29	Straight	Integral	11 1/4	23.00	3					
2	Motor	4.08	Straight	UBHS (Screw-On)	12 1/8	15.00	2					



REPORTE FINAL DEL CLIENTE (EOWR)

DS-F-OPS-003

**ADVANTAGE String Report - Run #6**



**Operator** RIO NAPO      **Fields** Sacha 420      **Facility** Sacha 420  
**Well** Sacha 427H      **Wellbore** Sacha 427H      **Rig** HILONG 16      **Job** Sacha 427H

String Components

#	Component	S/N	Mfr	Gauge OD in	OD in	ID in	FN OD in	FN Len. ft	Thread	Length ft	Total Len ft	
15	Sub - X/O	HILONG 16	HILONG		7	3			(BP) 5 1/2 XT - 4 1/2 IF	2.62	1385.15	
14	HWDP x 3	HILONG 16	HILONG		5	3			(BP) 4 1/2 IF - 4 1/2 IF	91.29	1382.53	
13	Jar	WTF-4759	WEATHERFORD		6 1/2	3	6 1/2	1.50	4 1/2 IF - 4 1/2 IF	32.55	1291.24	
12	HWDP x 36	HILONG 16	HILONG		5	3			(BP) 4 1/2 IF - 4 1/2 IF	1095.46	1258.69	
11	Sub - X/O	HILONG 16	HILONG		6 1/2	2 1/4			(BP) 4 1/2 IF - 4 1/2 EH	2.63	163.23	
10	Drill collar x 2	HILONG 16	HILONG		6 1/4	2 1/4			(BP) 4 1/2 EH - 4 1/2 EH	60.14	160.60	
9	Sub - X/O	HILONG 16	HILONG		8	2 7/8			(BP) 4 1/2 EH - 6 5/8 Reg	2.63	100.46	
8	NM Sub - filter	11916647	BAKER HUGHES		8.100	2 13/16	8.100	1.00	(BP) 6 5/8 REG - 6 5/8 REG	5.46	97.83	
7	MWD - Navitrek	12799464	BAKER HUGHES		8	3	8.100	5.04	6 5/8 Reg - 6 5/8 Reg	5.61	92.37	
6	NM Drill collar	10522692	BAKER HUGHES		8	3			(BP) 6 5/8 Reg - 6 5/8 Reg	34.09	86.76	
5	Stab - string	ZBH1-57980-8	BAKER HUGHES		11	8.070	2 3/4		(BP) 6 5/8 Reg - 6 5/8 Reg	7.49	52.67	
4	NM Drill collar - short	ZBH1-5436	BAKER HUGHES			8.370	3 1/2		(BP) 6 5/8 Reg - 6 5/8 Reg	9.25	45.18	
3	Sub - float	11902325	BAKER HUGHES		8.040	3 1/2			(BP) 6 5/8 Reg - 6 5/8 Reg	1.84	35.93	
2	Motor	12184620	BAKER HUGHES		12 1/8	8.040	6.400	8	1.00	(BP) 6 5/8 Reg - 6 5/8 Reg	33.07	34.09
1	Bit - insert - roller cone	P24090	SMITH		12 1/4	12 1/4			6 5/8 Reg	1.02	1.02	

15 String components with a total length of 1385.15 ft.

Run Details

Run #	Depth In ft	Depth Out ft	Time In	Time Out	Total Dist ft	Rotate Distance ft	Slide Distance ft	Buoyed BHA Wt klbf	Buoyed Wt below jars klbf
6	7763.00	8680.00	10/22/2014 16:30	10/23/2014 17:00	237.00	176.00	61.00	72.37	64.61

Bit Details

Size in	Type/Mfr	Nozzles in/2	TFA in/2	I	O	D	Grading L	B	C	O	R	In MD/TVD ft	Out MD/TVD ft	Progress ft	Time hours	TBR
12 1/4	GF10B00VCP5 / SMITH	3x18,18	0.8376	0	0	NO	A	E	1	NO	BHA	7763.00/7717.70	8000.00/7934.73	237.00	10.93	

Motor Details

Size in	Type/Mfr	S/N	APress psi	Rotating hours	Sliding hours	Deflection deg
8.040	Ultra XL / LS BAKER HUGHES	12184620	150	9.00	1.93	1.50 AKO

Stabilizer Details

Comp. #	Description	Distance to Bit ft	Spiral Type	Blade Type	Blade OD in	Blade Length in	Blade Width in
5	Stab - string	49.28	Straight	Integral	11	23.00	3
2	Motor	4.07	Straight	UBHS (Screw-On)	12 1/8	13.94	2 1/4



**ADVANTAGE String Report - Run #7**



Operator RIO NAPO Fields Sacha 420 Facility Sacha 420  
Well Sacha 427H Wellbore Sacha 427H Rig HILONG 16 Job Sacha 427H

String Components											
#	Component	S/N	Mfr	Gauge OD in	OD in	ID in	FN OD in	FN Len. ft	Thread	Length ft	Total Len. ft
17	Sub - X/O	HILONG 16	HILONG		?	3			(B) 5 1/2 XT - 4 1/2 JF	2.62	1380.52
16	HWDP x 3	HILONG 16	HILONG		5	3			(B) 4 1/2 JF - 4 1/2 JF	91.29	1377.90
15	Jar	WTF-4759	WEATHERFORD		6 1/2	3	6 1/2	1.50	4 1/2 JF - 4 1/2 JF	32.55	1286.61
14	HWDP x 36	HILONG 16	HILONG		5	3			(B) 4 1/2 JF - 4 1/2 JF	1095.46	1254.06
13	Sub - X/O	HILONG 16	HILONG		6 1/2	2 1/4			(B) 4 1/2 JF - 4 1/2 BH	2.63	158.60
12	Drill collar x 2	HILONG 16	HILONG		6 1/4	2 1/4			(B) 4 1/2 EH - 4 1/2 EH	60.14	155.97
11	Sub - X/O	HILONG 16	HILONG		8	2 7/8			(B) 4 1/2 EH - 6 5/8 Reg	2.63	95.83
10	NM Sub - filter	11916647	BAKER HUGHES		8.100	2 13/16	8.100	1.00	(B) 6 5/8 Reg - 6 5/8 Reg	5.46	93.20
9	NM sub - stop	201104113	BAKER HUGHES		8 1/4	3 1/4			(B) 6 5/8 Reg - 12	2.67	87.48
8	BCPM	12540088	INTEQ		8 1/4	2 3/4			T2 - T2	11.74	85.07
7	OnTrak - MWD	12375300	INTEQ		8 1/4	2 3/4			T2 - T2	18.97	73.33
6	NM Sub - stop	10150145	BAKER HUGHES		8 1/4	2 3/4			(B) T2 - 6 5/8 Reg	2.00	54.36
5	Stab - string	ZBHI-1556	BAKER HUGHES	11 1/4	8.070	2 13/16			(B) 6 5/8 Reg - 6 5/8 Reg	7.11	52.36
4	NM Drill collar - short	ZBHI-5436	BAKER HUGHES		8.370	3 1/2			(B) 6 5/8 Reg - 6 5/8 Reg	9.25	45.25
3	Sub - float	11724759	BAKER HUGHES		8.040	3 1/2			(B) 6 5/8 Reg - 6 5/8 Reg	1.87	36.00
2	Motor	12188421	INTEQ	12 1/8	8	6.400	8	1.00	(B) 6 5/8 Reg - 6 5/8 Reg	33.10	34.13
1	Bit - PDC - fixed cutter	011126	SMITH	12 1/4	12 1/4				5 5/8 Reg	1.03	1.03

17 String components with a total length of 1380.52 ft.

Run Details									
Run #	Depth In ft	Depth Out ft	Time In	Time Out	Total Dist ft	Rotate Distance ft	Slide Distance ft	Buoyed BHA Wt Mbf	Buoyed Wt below jars Mbf
7	8000.00	10085.00	10/23/2014 18:00	10/26/2014 10:30	2085.00	1827.00	258.00	69.34	61.85

Bit Details												
Size in	Type/Mfr	Nozzles in/32	TFA in^2	I	D	Grading L B G O R	In MD/TVD ft	Out MD/TVD ft	Progress ft	Time hours	TBR	
12 1/4	MSI S15LM-BPX / SMITH	7x14	1.0523	0	2	CT S X I I BT TD	8000.00/7934.69	10085.00/9423.88	2085.00	55.25		

Motor Details						
Size in	Type/Mfr	S/N	ΔPress psi	Rotating hours	Sliding hours	Deflection deg
8	Ultra XL w/ SO-SHStab INTEQ	12188421	500	37.88	17.37	1.70 AKO

Stabilizer Details							
Comp. #	Description	Distance to Bit ft	Spiral Type	Blade Type	Blade OD in	Blade Length in	Blade Width in
5	Stab - string	48.97	Spiral	Integral	11 1/4	23.00	3 1/2
2	Motor	4.08	Straight	UBHS (Screw-On)	12 1/8	15.00	2 1/2

# Sección 8.5"

	REPORTE FINAL DEL CLIENTE (EOWR)	DS-F-OPS-003
-----------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------	--------------

ADVANTAGE String Report - Run #9																
Operator RIO NAPO		Fields Sacha 420		Facility Sacha 420												
Well Sacha 427H		Wellbore Sacha 427H		Rig HILONG 16		Job Sacha 427H										
String Components																
✓	Component	S/N	Mfr	Gauge OD in	OD in	ID in	FN OD in	FN Len. ft	Thread	Length ft	Total Len ft					
19	HWDP x 3	HILONG 16	HILONG		5	3			(BP) 4 1/2 IF - 4 1/2 IF	91.06	3624.65					
18	Accelerator	51057349-1	WEATHERFORD		6 1/4	2 13/16			(BP) 4 1/2 IF - 4 1/2 IF	32.05	3533.59					
17	HWDP x 3	HILONG 16	HILONG		5	3			(BP) 4 1/2 IF - 4 1/2 IF	90.91	3501.54					
16	Jar	507713-1	WEATHERFORD		6 1/4	3			(BP) 4 1/2 IF - 4 1/2 IF	31.63	3410.63					
15	HWDP x 21	HILONG 16	HILONG		5	3			(BP) 4 1/2 IF - 4 1/2 IF	639.35	3379.00					
14	Drill pipe x 66	HILONG 16	HILONG		5	4.276			(BP) 4 1/2 IF - 4 1/2 IF	2097.78	2739.65					
13	HWDP x 38	HILONG 16	HILONG		5	3			(BP) 4 1/2 IF - 4 1/2 IF	547.40	641.87					
12	Sub - W/O	HILONG 16	HILONG		6 1/2	2 1/4			(BP) 4 1/2 IF - 4 1/2 BH	2.63	94.47					
11	Drill collar	HILONG 16	HILONG		6 1/4	2 1/4			(BP) 4 1/2 BH - 4 1/2 BH	30.09	91.84					
10	Sub - W/O	HILONG 16	HILONG		6 1/2	0			(DP) 4 1/2 CI - 4 1/2 IF	2.64	61.75					
9	NM Sub - filter	11916623	INTEQ		6 3/4	3			(BP) 4 1/2 IF - 4 1/2 IF	4.82	59.11					
8	Sub - float	13631881	INTEQ		6 3/4	2 13/16			(BP) 4 1/2 IF - 4 1/2 IF	3.02	54.29					
7	Stab - string	2409627-C	INTEQ	7 3/4	6 3/4	2 13/16			(BP) 4 1/2 IF - 4 1/2 IF	4.72	51.26					
6	NM Sub - stop	13605468	INTEQ		6 3/4	2 1/4			(BP) 4 1/2 IF - T2	2.54	46.94					
5	BCPM	11985994	INTEQ		6 3/4	2			(BB) T2 - T2	10.64	44.60					
4	OnTrak - MWD	12538038	INTEQ		6 3/4	2 1/8			(BP) T2 - T2	16.90	33.36					
3	Flex sub w/ Stab	11867662	INTEQ	8 1/4	6 3/4	2 5/16			(BP) T2 - T2	8.47	16.46					
2	ATK Steerable Stab	12586545	INTEQ		8.030	1.543			(BB) T2 - 4 1/2 Reg	7.14	7.99					
1	BB - PDC - fixed cutter	JH3336	SMITH	8 1/2	8 1/2				4 1/2 Reg	0.85	0.85					
19 String components with a total length of 3624.64 ft.																
Run Details																
Run #	Depth In ft	Depth Out ft	Time In	Time Out	Total Dist ft	Hold Dist ft	Steering Dist ft	Ribs-Off Dist ft	Buoyed BHA Wt klbf	Buoyed Wt below jars klbf						
9	10085.00	10850.00	10/30/2014 23:00	11/2/2014 05:30	585.00	551.00	0.00	14.00	32.15	100.36						
Bit Details																
Size in	Type/Mfr	Nozzles in/32	TFA in <sup>2</sup>	I	O	D	L	B	G	O	R	In MD/TVD ft	Out MD/TVD ft	Progress ft	Time hours	TBR
8 1/2	MDS1616LEBFX / SMITH	6x12	0.6627	0	2	WT	S	X	I	BT	DTF	10085.00/9424.52	10650.00/9676.00	585.00	20.65	
Drillpipe Details																
#	Size in	Grade	Connection OD in	Connection ID in	Act Linear Weight lb/ft	Nom Linear Weight lb/ft										
14	5	S-135	6 5/16		23.89	19.50										
Stabilizer Details																
Comp. #	Description	Distance to Bit ft	Spiral Type	Blade Type	Blade OD in	Blade Length in	Blade Width in									
7	Stab - string	48.515	Spiral	Integral	7 3/4	13.78	4 5/16									
3	Flex sub w/ Stab	9.63	Spiral	Integral	8 1/4	14.17	3 1/4									



**ADVANTAGE String Report - Run #10**



Operator RIO NAPO Fields Sacha 420 Facility Sacha 420  
Well Sacha 427H Wellbore Sacha 427H Rig HILONG 16 Job Sacha 427H

String Components											
#	Component	S/N	Mfr	Gauge OD in	OD in	ID in	FN OD in	FN Len. in	Thread	Length in	Total Len in
19	HWDP x 3	HILONG 16	HILONG		5	3			{BP} 4 1/2 IF - 4 1/2 IF	91.06	3624.60
18	Accelerator	51057349-1	WEATHERFORD	6 1/4	2 13/16				{BP} 4 1/2 IF - 4 1/2 IF	32.05	3533.54
17	HWDP x 3	HILONG 16	HILONG		5	3			{BP} 4 1/2 IF - 4 1/2 IF	90.91	3503.49
16	Jar	507713-1	WEATHERFORD	6 1/4	3				{BP} 4 1/2 IF - 4 1/2 IF	31.63	3410.58
15	HWDP x 21	HILONG 16	HILONG		5	3			{BP} 4 1/2 IF - 4 1/2 IF	639.35	3378.95
14	Drill pipe x 66	HILONG 16	HILONG		5	4.275			{BP} 4 1/2 IF - 4 1/2 IF	2097.78	2739.60
13	HWDP x 18	HILONG 16	HILONG		5	3			{BP} 4 1/2 IF - 4 1/2 IF	547.40	641.82
12	Sub - X/O	HILONG 16	HILONG	6 1/2	2 1/4				{BP} 4 1/2 IF - 4 1/2 BH	2.63	94.42
11	Drill collar	HILONG 16	HILONG	6 1/4	2 1/4				{BP} 4 1/2 BH - 4 1/2 BH	30.09	91.79
10	Sub X/O	HILONG 16	HILONG	6 1/2	2				{BP} 4 1/2 IF - 4 1/2 IF	2.64	61.78
9	NM Sub - filter	11916623	INTEQ	6 3/4	3				{BP} 4 1/2 IF - 4 1/2 IF	4.82	59.06
8	Sub - float	13631881	INTEQ	6 3/4	2 13/16				{BP} 4 1/2 IF - 4 1/2 IF	3.02	54.24
7	Stab - string	2409627-C	INTEQ	7 3/4	6 3/4	2 13/16			{BP} 4 1/2 IF - 4 1/2 IF	4.72	51.21
6	NM Sub - stop	13005468	INTEQ	6 3/4	2 1/4				{BP} 4 1/2 IF - T2	2.54	46.49
5	BCPM	12526214	INTEQ	6 3/4	2				{RB} T2 - T2	10.66	43.95
4	OnTrak - MWD	12500716	INTEQ	6 3/4	2 1/8				{BP} T2 - T2	16.85	33.29
3	Flex sub w/ Stab	11867662	INTEQ	8 1/4	6 3/4	2 5/16			{BP} T2 - T2	8.47	16.44
2	ATK Steerable Stab	12586545	INTEQ		8.030	1.543			{DB} T2 - 4 1/2 Reg	7.14	7.97
1	Bt - PDC - fixed cutter	3H0258	SMITH	8 1/2	8 1/2				4 1/2 Reg	0.83	0.83

19 String components with a total length of 3624.59 ft.

Run Details										
Run #	Depth In ft	Depth Out ft	Time In	Time Out	Total Dist ft	Hold Dist ft	Steering Dist ft	Ribs-Off Dist ft	Buoyed BHA Wt kbf	Buoyed Wt below jars kbf
10	10650.00	11069.00	11/2/2014 07:30	11/4/2014 14:30	410.00	365.00	45.00	6.00	32.03	100.19

Bit Details																
Size in	Type/Mfr	Nozzles in/32	TFA in^2	I	O	D	L	B	G	O	R	In MD/TVD ft	Out MD/TVD ft	Progress ft	Time hours	TBR
8 1/2	MD9616LEBPX / SMITH	6x12	0.6627	2	1	WT	S	X	L	LT	TD	10650.00/9675.75	11060.00/9775.73	410.00	9.52	

Drillpipe Details						
#	Size in	Grade	Connection OD in	Connection ID in	Act Linear Weight lb/ft	Nom Linear Weight lb/ft
14	5	S-135	6 5/16	2 3/4	23.89	19.50

Stabilizer Details							
Comp. #	Description	Distance to Bit ft	Spiral Type	Blade Type	Blade OD in	Blade Length in	Blade Width in
7	Stab - string	48.465	Spiral	Integral	7 3/4	13.78	4 5/16
3	Flex sub w/ Stab	9.61	Spiral	Integral	8 1/4	14.17	3 1/4

# Sección 6.125"

<b>ADVANTAGE String Report - Run #12</b>																
<b>Operator</b> RIO NAPO		<b>Fields</b> Sacha 420		<b>Facility</b> Sacha 420												
<b>Well</b> Sacha 427H		<b>Wellbore</b> Sacha 427H		<b>Rig</b> HILONG 16		<b>Job</b> Sacha 427H										
String Components																
#	Component	S/N	Mfr	Gauge OD in	OD in	ID in	FN OD in	FN Len. ft	Thread	Length ft	Total Len ft					
22	Sub - X/O	HILONG 16	HILONG		7	3			(BP) 5 1/2 FH - 4 1/2 IF	2.62	6193.28					
21	Drill pipe x 66	HILONG 16	HILONG		5	4.276			(BP) 4 1/2 IF - 4 1/2 IF	2096.46	6190.66					
20	HWDP x 23	HILONG 16	HILONG		5	3			(BP) 4 1/2 IF - 4 1/2 IF	699.48	4094.20					
19	Sub - X/O	HILONG 16	HILONG		6 1/2	2 13/16			(BP) 4 1/2 IF - 3 1/2 IF	2.70	3394.72					
18	HWDP x 3	HILONG 16	HILONG		3 1/2	2 1/4			(BP) 3 1/2 IF - 3 1/2 IF	91.44	3392.02					
17	Accelerator	1421222B	WEATHERFORD		4 3/4	2 1/4			(BP) 3 1/2 IF - 3 1/2 IF	33.12	3300.58					
16	HWDP x 7	HILONG 16	HILONG		3 1/2	2 1/4			(BP) 3 1/2 IF - 3 1/2 IF	213.59	3267.46					
15	Jar	14001230	WEATHERFORD		4 3/4	2 1/4			(BP) 3 1/2 IF - 3 1/2 IF	29.81	3053.87					
14	HWDP x 50	HILONG 16	HILONG		3 1/2	2 1/4			(BP) 3 1/2 IF - 3 1/2 IF	1524.96	3024.06					
13	Drill pipe x 36	HILONG 16	HILONG		3 1/2	2.992			(BP) 3 1/2 IF - 3 1/2 IF	1147.60	1499.10					
12	HWDP x 9	HILONG 16	HILONG		3 1/2	2 1/4			(BP) 3 1/2 IF - 3 1/2 IF	274.72	351.50					
11	NM Sub - fltar	11916558	INTEQ		4 3/4	2 5/8			(BP) 3 1/2 IF - 3 1/2 IF	5.66	76.78					
10	Sub - float	13631886	INTEQ		4 3/4	2 1/8			(BP) 3 1/2 IF - 3 1/2 IF	2.72	71.12					
9	Stab - string	ZBHI1558	INTEQ	5 3/4	4 3/4	2 1/8			(BP) 3 1/2 IF - 3 1/2 IF	7.20	68.40					
8	NM Sub - stop	12749564	INTEQ		4 3/4	1 11/32			(BP) 3 1/2 IF - 4 3/4 T2	3.00	61.20					
7	BCPM	12460228	INTEQ		4 3/4	1 3/8			(BP) 4 3/4 T2 - 4 3/4 T2	11.08	58.20					
6	MWD - stab - mod	12543321	INTEQ	5 7/8	4 3/4	1.496			(BP) 4 3/4 T2 - 4 3/4 T2	3.29	47.12					
5	OnTrak - MWD	12640644	INTEQ		4 3/4	1 5/16			(BP) 4 3/4 T2 - 4 3/4 T2	23.48	43.83					
4	Flex sub w/ Stab	11680289	INTEQ		4 3/4	1 23/32			4 3/4 T2 - 4 3/4 T2	6.24	20.35					
3	MWD - stab - mod	12543322	INTEQ	5 7/8	4 3/4	1 1/2			(BP) 4 3/4 T2 - 4 3/4 T2	3.30	14.11					
2	ATK Steerable Stab	12754830	INTEQ		5.236	1			4 3/4 T2 - 3 1/2 REG	10.17	10.81					
1	Bit - PDC - fixed cutter	JG3323	SMITH	6 1/8	6 1/8				3 1/2 REG	0.64	0.64					
<b>22 String components with a total length of 6193.28 ft.</b>																
Run Details																
Run #	Depth In ft	Depth Out ft	Time In	Time Out	Total Dist ft	Hold Dist ft	Steering Dist ft	Ribs-Off Dist ft	Buoyed BHA Wt klbf	Buoyed Wt below Jars klbf						
12	11060.00	11886.00	11/7/2014 04:00	11/10/2014 13:00	826.00	695.00	121.00	10.00	92.86	52.28						
Bit Details																
Size in	Type/Mfr	Nozzles in/32	TFA in^2	Grading								In MD/TVD ft	Out MD/TVD ft	Progress ft	Time hours	TBR
6 1/8	MDS1516WBFX / SMITH	5x12	0.5522	0	3	BT	S	X	L	WT	TD	11060.00/9775.20	11886.00/9783.72	826.00	26.43	
Drillpipe Details																
#	Size in	Grade	Connection OD in	Connection ID in	Act Linear Weight lb/ft	Nom Linear Weight lb/ft										
21	5	S-135		6 5/8		2 3/4	23.89	19.50								
13	3 1/2	S-135		4 7/8		2 9/16	11.45	9.50								
Stabilizer Details																
Comp. #	Description	Distance to Bit ft	Spiral Type	Blade Type	Blade OD in	Blade Length in	Blade Width in									
9	Stab - string	66.84	Spiral	Integral	5 3/4	13.39	1.969									
6	MWD - stab - mod	45.31	Spiral	Integral	5 7/8	11.37	2 3/8									
4	Flex sub w/ Stab			Integral												
3	MWD - stab - mod	11.75	Spiral	Integral	5 7/8	11.37	2 5/16									

## ANEXO 4

### Surveys del pozo Sacha 427H

MD [ft]	Inclination [°]	Azimuth [°]	TVD [ft]	TVD from Fid Ref [ft]	North [ft]	East [ft]
0.00	0.00	256.39	0.00	-883.05	-49836.46	-5861.48
36.00	0.00	256.39	36.00	-847.05	-49836.46	-5861.48
100.00	0.25	256.39	100.00	-783.05	-49836.49	-5861.61
200.00	0.21	260.81	200.00	-683.05	-49836.57	-5862.00
300.00	0.23	242.89	300.00	-583.05	-49836.69	-5862.36
400.00	0.13	237.82	400.00	-483.05	-49836.84	-5862.64
500.00	0.47	35.99	500.00	-383.05	-49836.57	-5862.49
600.00	1.60	46.54	599.98	-283.07	-49835.28	-5861.24
700.00	2.76	53.29	699.91	-183.14	-49832.88	-5858.30
800.00	3.77	62.13	799.74	-83.31	-49829.90	-5853.46
900.00	4.09	68.96	899.51	16.46	-49827.09	-5847.22
1000.00	4.50	70.77	999.23	116.18	-49824.51	-5840.19
1100.00	4.76	68.37	1098.90	215.85	-49821.69	-5832.63
1200.00	4.01	57.89	1198.61	315.56	-49818.30	-5825.81
1300.00	2.01	48.02	1298.47	415.42	-49815.27	-5821.55
1400.00	0.94	24.59	1398.43	515.38	-49813.35	-5819.90
1508.00	0.92	308.42	1506.42	623.37	-49812.01	-5820.21
1601.00	0.81	315.10	1599.41	716.36	-49811.08	-5821.26
1695.00	1.05	315.94	1693.40	810.35	-49809.99	-5822.33
1788.00	0.41	343.47	1786.39	903.34	-49809.06	-5823.02
1881.00	0.36	67.69	1879.39	996.34	-49808.63	-5822.84
1975.00	0.37	79.68	1973.39	1090.34	-49808.46	-5822.27
2068.00	0.35	78.34	2066.39	1183.34	-49808.35	-5821.70
2161.00	0.25	48.15	2159.38	1276.33	-49808.16	-5821.27
2255.00	0.29	60.06	2253.38	1370.33	-49807.90	-5820.91
2348.00	0.53	61.64	2346.38	1463.33	-49807.58	-5820.32
2441.00	0.70	72.71	2439.38	1556.33	-49807.21	-5819.40
2534.00	0.71	67.50	2532.37	1649.32	-49806.82	-5818.33
2627.00	0.67	67.11	2625.36	1742.31	-49806.39	-5817.30
2721.00	0.62	106.27	2719.36	1836.31	-49806.32	-5816.30
2814.00	0.51	149.05	2812.35	1929.30	-49806.81	-5815.61
2907.00	0.61	173.11	2905.35	2022.30	-49807.66	-5815.33

3001.00	0.59	156.96	2999.34	2116.29	-49808.60	-5815.08
3094.00	0.62	167.35	3092.34	2209.29	-49809.53	-5814.79
3187.00	0.71	152.99	3185.33	2302.28	-49810.54	-5814.41
3281.00	0.81	148.88	3279.32	2396.27	-49811.62	-5813.81
3374.00	0.63	137.29	3372.32	2489.27	-49812.56	-5813.12
3468.00	0.79	137.52	3466.31	2583.26	-49813.42	-5812.33
3561.00	0.84	126.66	3559.30	2676.25	-49814.30	-5811.35
3655.00	0.87	133.00	3653.29	2770.24	-49815.20	-5810.28
3748.00	0.85	148.54	3746.28	2863.23	-49816.27	-5809.40
3842.00	0.70	154.87	3840.27	2957.22	-49817.38	-5808.79
3935.00	0.56	161.24	3933.26	3050.21	-49818.33	-5808.41
4029.00	0.33	152.64	4027.26	3144.21	-49819.00	-5808.13
4122.00	0.13	133.10	4120.26	3237.21	-49819.31	-5807.93
4216.00	0.15	137.07	4214.26	3331.21	-49819.48	-5807.77
4309.00	0.21	100.83	4307.26	3424.21	-49819.60	-5807.52
4402.00	0.25	94.58	4400.26	3517.21	-49819.64	-5807.15
4495.00	0.40	94.98	4493.26	3610.21	-49819.69	-5806.63
4588.00	0.21	94.48	4586.26	3703.21	-49819.73	-5806.13
4681.00	0.47	101.87	4679.25	3796.20	-49819.82	-5805.59
4774.00	0.39	105.08	4772.25	3889.20	-49819.98	-5804.91
4867.00	0.37	104.26	4865.25	3982.20	-49820.14	-5804.31
4960.00	0.27	102.65	4958.25	4075.20	-49820.26	-5803.81
5054.00	0.39	83.76	5052.25	4169.20	-49820.28	-5803.27
5146.00	0.50	90.97	5144.24	4261.19	-49820.25	-5802.56
5208.00	0.55	119.86	5206.24	4323.19	-49820.40	-5802.03
5301.00	0.50	146.14	5299.24	4416.19	-49820.96	-5801.42
5394.00	0.69	157.60	5392.23	4509.18	-49821.81	-5800.98
5458.82	0.56	166.99	5457.05	4574.00	-49822.48	-5800.76
5487.00	0.51	172.50	5485.23	4602.18	-49822.74	-5800.71
5580.00	0.72	176.49	5578.22	4695.17	-49823.74	-5800.62
5673.00	0.50	184.91	5671.22	4788.17	-49824.72	-5800.62
5767.00	0.48	187.17	5765.21	4882.16	-49825.52	-5800.71
5860.00	0.64	200.88	5858.21	4975.16	-49826.39	-5800.94
5953.00	0.92	217.60	5951.20	5068.15	-49827.47	-5801.58
6004.00	0.98	222.12	6002.19	5119.14	-49828.12	-5802.12
6047.00	1.09	221.31	6045.19	5162.14	-49828.70	-5802.64

0047.00	1.09	221.31	0049.19	3102.14	-49020.70	-3002.04
6140.00	1.15	223.29	6138.17	5255.12	-49830.04	-5803.86
6234.00	1.10	216.91	6232.15	5349.10	-49831.45	-5805.05
6301.91	0.98	224.25	6300.05	5417.00	-49832.39	-5805.85
6302.00	0.98	224.26	6300.14	5417.09	-49832.39	-5805.85
6441.00	0.66	223.07	6439.12	5556.07	-49833.83	-5807.23
6493.93	0.50	206.33	6492.05	5609.00	-49834.25	-5807.54
6534.00	0.42	186.28	6532.12	5649.07	-49834.56	-5807.63
6628.00	0.13	152.42	6626.12	5743.07	-49834.99	-5807.62
6655.93	0.42	28.87	6654.05	5771.00	-49834.93	-5807.55
6721.00	1.58	19.68	6719.11	5836.06	-49833.88	-5807.14
6815.00	3.49	17.25	6813.01	5929.96	-49829.93	-5805.85
6908.00	6.01	19.64	6905.69	6022.64	-49822.64	-5803.38
7002.00	9.62	23.16	6998.80	6115.75	-49810.78	-5798.63
7099.00	13.12	26.79	7093.88	6210.83	-49793.49	-5790.48
7189.00	15.74	28.58	7181.03	6297.98	-49773.65	-5780.03
7282.00	17.63	28.90	7270.11	6387.06	-49750.24	-5767.19
7375.00	19.61	27.43	7358.24	6475.19	-49724.06	-5753.19
7469.00	21.99	28.03	7446.11	6563.06	-49694.52	-5737.66
7539.23	22.76	28.68	7511.05	6628.00	-49670.99	-5724.96
7562.00	23.01	28.88	7532.03	6648.98	-49663.23	-5720.69
7655.00	22.68	27.67	7617.73	6734.68	-49631.43	-5703.59
7750.00	21.88	25.24	7705.64	6822.59	-49599.20	-5687.53
7844.00	22.48	24.21	7792.69	6909.64	-49566.97	-5672.70
8026.00	27.06	28.29	7957.91	7074.86	-49498.74	-5638.79
8045.26	27.26	29.81	7975.05	7092.00	-49491.05	-5634.52
8121.00	28.21	35.57	8042.10	7159.05	-49461.43	-5615.48
8213.00	29.35	36.67	8122.73	7239.68	-49425.66	-5589.36
8306.00	30.77	36.39	8203.22	7320.17	-49388.23	-5561.63
8399.00	32.28	36.03	8282.49	7399.44	-49348.99	-5532.91
8493.00	33.78	35.91	8361.30	7478.25	-49307.52	-5502.82
8587.00	35.29	35.75	8438.73	7555.68	-49264.32	-5471.63
8680.00	36.95	35.79	8513.85	7630.80	-49219.84	-5439.58
8774.00	38.56	35.68	8588.17	7705.12	-49173.12	-5405.97
8867.00	39.58	34.58	8660.37	7777.32	-49125.18	-5372.25
8960.00	41.06	33.43	8731.28	7848.23	-49075.29	-5338.60
9038.82	42.52	32.99	8790.05	7907.00	-49031.34	-5309.83
9038.82	42.52	32.99	8790.05	7907.00	-49031.34	-5309.83
9051.06	42.75	32.93	8799.05	7916.00	-49024.39	-5305.33
9054.00	42.80	32.91	8801.21	7918.16	-49022.71	-5304.24
9147.00	43.99	32.82	8868.79	7985.74	-48969.05	-5269.57
9241.00	45.85	33.81	8935.34	8052.29	-48913.59	-5233.11
9335.00	48.76	34.27	8999.08	8116.03	-48856.35	-5194.43
9412.15	50.50	34.34	9049.05	8166.00	-48807.79	-5161.30
9428.00	50.86	34.35	9059.09	8176.04	-48797.67	-5154.39
9521.00	52.54	34.45	9116.73	8233.68	-48737.45	-5113.15
9615.00	54.64	34.25	9172.52	8289.47	-48675.00	-5070.47
9709.00	54.82	32.50	9226.80	8343.75	-48610.91	-5028.26
9735.58	55.17	32.35	9242.05	8359.00	-48592.53	-5016.58
9802.00	56.03	31.98	9279.58	8396.53	-48546.14	-4987.41
9817.25	56.46	32.07	9288.05	8405.00	-48535.39	-4980.69
9895.00	58.62	32.52	9329.78	8446.73	-48479.94	-4945.64
9989.00	60.38	33.27	9377.49	8494.44	-48411.94	-4901.65
10006.35	60.48	33.27	9386.05	8503.00	-48399.32	-4893.37
10128.00	61.20	33.26	9445.32	8562.27	-48310.50	-4835.10
10192.22	61.62	33.23	9476.05	8593.00	-48263.34	-4804.19
10221.00	61.81	33.21	9489.69	8606.64	-48242.13	-4790.30
10262.22	62.17	33.48	9509.05	8626.00	-48211.73	-4770.30
10315.00	62.62	33.83	9533.51	8650.46	-48172.80	-4744.38
10357.75	62.98	34.18	9553.05	8670.00	-48141.28	-4723.11
10395.37	63.29	34.49	9570.05	8687.00	-48113.57	-4704.18
10408.00	63.40	34.59	9575.71	8692.66	-48104.27	-4697.78
10502.00	64.28	34.23	9617.16	8734.11	-48034.66	-4650.11
10589.20	67.10	34.13	9653.05	8770.00	-47968.93	-4605.47
10596.00	67.32	34.12	9655.69	8772.64	-47963.74	-4601.95
10628.79	68.37	34.09	9668.05	8785.00	-47938.59	-4584.92
10689.00	70.29	34.03	9689.30	8806.25	-47891.92	-4553.37

<b>MD [ft]</b>	<b>Inclination [°]</b>	<b>Azimuth [°]</b>	<b>TVD [ft]</b>	<b>TVD from Fid Ref [ft]</b>	<b>North [ft]</b>	<b>East [ft]</b>
10782.00	73.41	34.78	9718.27	8835.22	-47819.02	-4503.44
10876.00	76.54	33.71	9742.64	8859.59	-47743.98	-4452.37
10895.49	77.30	33.70	9747.05	8864.00	-47728.18	-4441.83
10969.00	80.14	33.66	9761.43	8878.38	-47668.20	-4401.86
11036.92	81.87	34.19	9772.05	8889.00	-47612.54	-4364.41
11097.00	83.40	34.66	9779.75	8896.70	-47563.39	-4330.73
11191.00	87.17	34.54	9787.48	8904.43	-47486.29	-4277.54
11284.00	90.91	34.75	9789.03	8905.98	-47409.81	-4224.69
11377.00	89.98	33.85	9788.31	8905.26	-47332.98	-4172.28
11471.00	89.95	34.09	9788.37	8905.32	-47255.03	-4119.76
11564.00	89.95	34.40	9788.45	8905.40	-47178.15	-4067.43
11658.00	90.44	33.38	9788.13	8905.08	-47100.12	-4015.01
11752.00	91.03	33.60	9786.93	8903.88	-47021.73	-3963.15
11845.00	91.55	35.34	9784.83	8901.78	-46945.08	-3910.53
11886.00	91.55	35.34	9783.72	8900.67	-46911.65	-3886.82

# ANEXO 5

## FICHA TÉCNICA DE HERRAMIENTAS

Technical Data Summary



The Baker Hughes GyroTrak™ service provides an MWD based North seeking Gyro tool for applications where magnetic interference dictates gyroscopic instruments for directional surveying and BHA orientation. The GyroTrak service incorporates and utilizes different types of Gyro sensors to provide a comprehensive service capable of operating in most conditions and with the wide range of BHI tools and services.

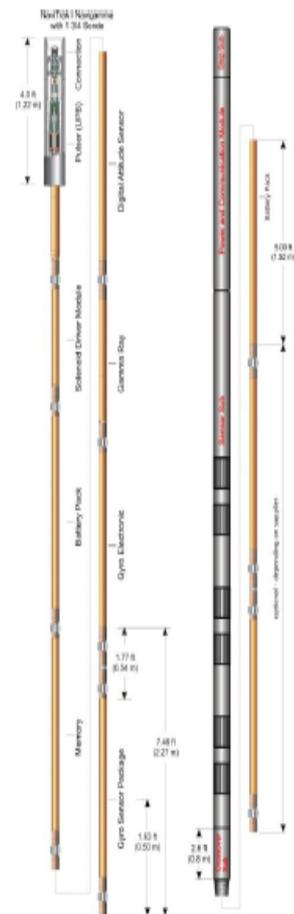
There are different challenging applications where the GyroTrak service is required:

- collision avoidance in conditions of nearby well casing interference
- kickoff below a casing shoe
- whipstock orientation and window milling
- relief-well drilling
- drilling in formations where natural magnetic interference exists

### System Performance

GyroTrak service is an add-on to the OnTrak™ and NaviTrak™ directional survey services. Operators can choose to transmit data from both sensor packages - offering data from two discrete survey packages (separated by a minimum of 15 ft (4.8 m)) and facilitating better turn and build rate estimates. The MWD-based GyroTrak service offers significant survey time savings over conventional wireline systems. The modularity of the GyroTrak service allows it to be offered in multiple configurations.

The gyroscopes utilized in GyroTrak service can withstand the drilling environment while maintaining its calibrated accuracy. Using advanced bias and temperature modelling, the GyroTrak MWD service can provide azimuth, inclination, highside toolface, gyro toolface, G-total and earth rate, to be utilized in surveying.



GyroTrak



With millions of feet drilled to date, our NaviTrak™ MWD service delivers reliable, real-time downhole information including hole inclination, azimuth, and toolface orientation. These measurements, coupled with drilling dynamics and natural gamma-ray readings, reduce risk and enable precise wellbore positioning. The NaviTrak platform is based on a sensor probe design which uses standard drill collars coupled with our proven telemetry modules. Power is generated down hole by a turbine-alternator assembly, but there is also the option to deploy with batteries in place of the turbine and alternator.

The NaviTrak service allows the accurate placement of the well and the determination of lithology in multiple drilling applications. The robust mud-pulse telemetry system transmits downhole information quickly to the surface, and trained personnel ensure service quality, allowing continuously drill ahead.

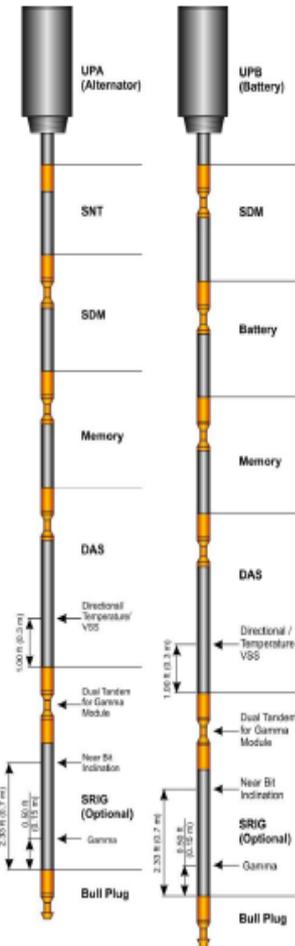
Packaged in a 1¼-in. OD housing, the toolstring can be run in standard non-magnetic drill collars. By virtue of its small size, the NaviTrak tool can be utilized from the surface hole to the final hole section—including the smaller hole sizes common to horizontal drilling and short radius.

Compatible with virtually any BHA configuration, the NaviTrak MWD tool can enhance directional drilling in a variety of applications. Some of these applications are:

- Horizontal Drilling
- Cased Hole SideTracks
- Small Hole Extensions
- Steerable Systems
- Slim Hole Reentry
- Short Radius Applications

The accurate sensors and versatile mode selection of the NaviTrak system allow it to be adapted for specific drilling requirements:

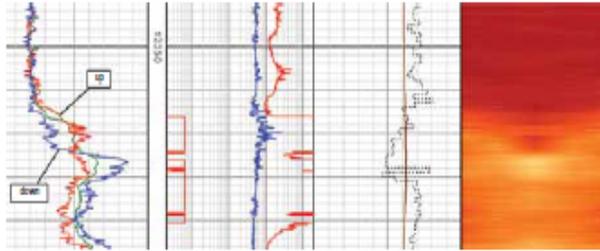
- Well Path Control
- Optimum Casing Point
- Accurate Depth Correlation with Offset
- Lithology Identification



Features	Benefits
Precise, reliable inclination, azimuth, and toolface	Accurately position your wellbore with real-time downhole information



## OnTrak Integrated MWD and LWD service



The OnTrak service delivers high-quality log data in conjunction with gamma imaging, providing a more accurate picture of what is occurring downhole.

The Baker Hughes OnTrak™ measurements-while-drilling (MWD) service is a fully integrated suite of directional control and formation evaluation services. Along with pressure and dynamic monitoring, this service provides operators a better understanding of the actual well position. The integrated design provides increased reliability, fewer connections, and optimizes sensor-to-bit spacing to compliment directional control with critical real-time data collection.

When combined with near-bit inclination from our AutoTrak™ rotary closed-loop system, positional certainty is increased. With the OnTrak service, steering decisions can be executed rapidly and precisely to maximize reservoir exposure and production.

The OnTrak service provides an array of integrated measurements:

- Full inclination and azimuth close to the bit
- Deep reading propagation resistivity delivers eight compensated resistivity curves of wireline quality
- Dual azimuthal gamma-ray sensors allow bed boundary identification and formation dip determination
- Vibration and stick-slip (VSS) monitoring provides real-time measurement of the full downhole dynamic environment, allowing real-time optimization of drilling performance
- Bore and annular pressure in real time with flow on allows early identification of potential drilling problems before they become an issue

### Applications

- Offshore development and exploration wells
- Extended-reach wells
- Horizontal wells
- Geosteering

### Benefits

- Maximizes production with immediate identification of bed boundaries and formation dips
- Reduces drilling risk using real-time downhole information
- Minimizes downtime through optimized drilling parameters

### Features

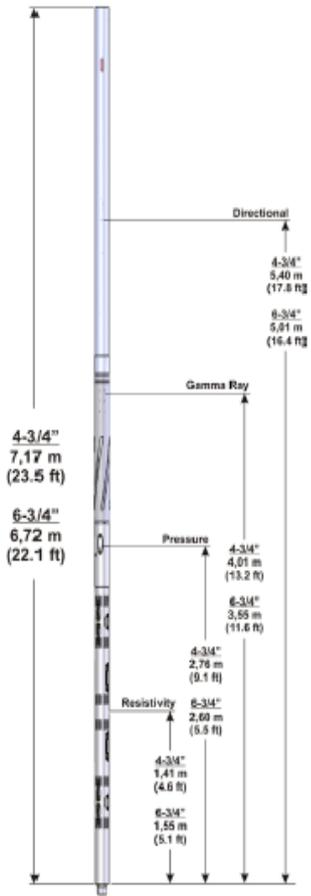
- Accurate and reliable directional measurements
- Deep-reading propagation resistivity
- Eight compensated resistivity curves of wireline quality
- Bore and annular pressures with flow on and off
- Dual gamma-ray measurements
- Vibration and Stick-Slip (VSS) measurements
- Fast two-way communication between the surface and downhole



# AziTrak Deep Azimuthal Resistivity

The AziTrak™ deep azimuthal resistivity formation evaluation tool is a fully integrated MWD/LWD suite, providing real time directional, azimuthal gamma ray, multiple propagation resistivity, deep azimuthal resistivity, downhole pressure and vibration measurements in a single sub. The tool is designed to detect reservoir boundaries and provide accurate formation evaluation simultaneously while drilling for precise wellbore placement. When utilized with Reservoir Navigation Services, real time distance-to-bed boundary and apparent-dip calculations with deep azimuthal resistivity data and gamma ray images are available for informed decision making in meeting the challenges present in the most demanding applications in order to deliver optimal wellbore placement for increasing production in horizontal and multilateral wells. Combined with the Baker Hughes downhole advanced drilling systems, the AziTrak tool delivers precise directional control, accurate formation evaluation.

The AziTrak resistivity sensors use innovative crossed (orthogonal) receiver coils to enhance the azimuthal sensitivity of the measurement for determining the direction of approaching resistivity boundaries. This technology expands the current limits of extended reach drilling, formation evaluation logging and wellbore placement.



AziTrak

Features	Benefits
Innovative All in One Design	Optimum directional control with close to the bit sensor spacing in a fully integrated sub
Enhanced azimuthal resistivity sensitivity	Early detection of bed boundary and non productive reservoir avoidance capability in real-time
	Determine the apparent dip of an approaching bed to avoid reservoir exit and confirms geological structure models