



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LAS ÚLTIMAS TECNOLOGÍAS EMPLEADAS EN LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL DE POZOS DE ALTO GRADO DE INCLINACIÓN (LARGO ALCANCE), EN EL CAMPO LAGO AGRIO.

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

MAURICIO ANDRÉS JÁTIVA ROMÁN

DIRECTOR: ING. BENJAMÍN HINCAPIÉ GRANJA

Quito, Julio, 2015

© Universidad Tecnológica Equinoccial. 20XX
Reservados todos los derechos de reproducción.

DECLARACIÓN

Yo Mauricio Andrés Játiva Román, 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.

Mauricio Andrés Játiva Román

C.I. 172255495-1

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo que lleva por título “ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LAS ÚLTIMAS TECNOLOGÍAS EMPLEADAS EN LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL DE POZOS DE ALTO GRADO DE INCLINACIÓN (LARGO ALCANCE), EN EL CAMPO LAGO AGRIO.”, que, para aspirar al título de Ingeniero en Petróleos fue desarrollado por Mauricio Játiva, 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 18 y 25.

Ing. Benjamín Hincapié Granja

DIRECTOR DEL TRABAJO

C.I. 0800852758

DEDICATORIA

Como muestra de mi agradecimiento, dedico este trabajo a mi adorada madre Janeth por brindarme su apoyo incondicional y sobre todo fortaleza en el desarrollo y transcurso de este, ayudándome así a concluir satisfactoriamente mi proyecto.

AGRADECIMIENTO

A Dios por brindarme sabiduría, amor y paciencia para alcanzar mis objetivos en cada etapa de mi vida.

Agradezco a mi madre porque gracias a su apoyo y comprensión he sabido cómo responder a cada obstáculo que se presente al momento cumplir mis metas.

Agradezco también al Ing. Benjamín Hincapié, tutor de mi tesis, por aconsejarme en cada decisión tomada en este trabajo.

A la empresa Halliburton por auspiciar mi trabajo y brindarme la información necesaria para cumplir los objetivos.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

PÁGINA

ABSTRACT	xi
CAPITULO I.....	1
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 PROBLEMA.....	2
1.2 JUSTIFICACIÓN	2
1.3. OBJETIVOS	3
1.3.1. OBJETIVO GENERAL.....	3
1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	3
CAPÍTULO II.....	4
2. MARCO TEÓRICO	4
2.1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO LAGO AGRIO.....	4
2.1.1. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN	4
2.1.2. UBICACIÓN DEL CAMPO LAGO AGRIO	5
2.1.3. ESTRUCTURA DEL CAMPO LAGO AGRIO	7
2.1.4. ESTRATIGRAFÍA Y LITOLÓGÍA DE LAS ZONAS DE INTERÉS	10
2.1.4.1. Formación Hollín	11
2.1.4.1.1. Zona Hollín inferior	11
2.1.4.1.2. Zona Hollín superior	11
2.1.4.2. Formación Napo	12
2.1.4.2.1. Arena T	12
2.1.4.2.2. Arena U	12
2.1.4.3. Formación Tena	12
2.1.4.3.1 Yacimiento Basal Tena.....	12
2.1.5. CARACTERÍSTICAS DE LOS HIDROCARBUROS	14
2.1.6. ESTADO ACTUAL DEL CAMPO.....	14

2.1.6.1. Estado de los pozos	14
2.2. PERFORACION DIRECCIONAL DE POZOS	17
2.2.1. DEFINICION.....	17
2.2.2. VENTAJAS Y DESVENTAJAS.....	17
2.2.2.1. Ventajas	17
2.2.2.2. Desventajas.....	17
2.2.3. NECESIDADES DE PERFORAR POZOS DIRIGUIDOS.....	18
2.2.3.1 Pozo de trayectoria lateral (Sidetracking) y enderezamiento (Straightening).	18
2.2.3.2 Buzamiento estructural (Structural Dip)	18
2.2.3.3 Perforación a través de una falla (Fault Drilling)	19
2.2.3.4 Para llegar a una localización inaccesible.	19
2.2.3.5 Perforación Costa afuera.....	20
2.2.3.6 Para perforar a través de un domo salino.....	21
2.2.4. DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS	21
2.2.4.1. Profundidad desarrollada (Measured depth/ MD).	21
2.2.4.2. Profundidad vertical verdadera (True vertical depth/TVD)	22
2.2.4.3 Inclinación (Drift).	22
2.2.4.4. Desplazamiento Horizontal.....	23
2.2.4.5. Azimuth (Dirección del pozo).....	23
2.2.4.6. Velocidad de incremento de ángulo.....	24
2.2.4.7. Pata de perro (Dog Leg).....	25
2.2.5. ETAPAS EN LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL.....	25
2.2.5.1. Punto de arranque KOP (kick off point).	25
2.2.5.2. Sección de construcción (build up section)	25
2.2.5.3. Sección tagencial	26
2.2.5.4. Sección de declive (drop off section)	26
2.2.6. TIPOS DE POZOS DIRECCIONALES	27
2.2.6.1. Tipo Tangencial (Build and hold)	27
2.2.6.2. Tipo “S” (S-shaped)	28

2.2.6.3. Tipo “S” especial o modificado.....	28
2.2.6.3. Tipo Trayectoria de Incremento continuo.....	29
2.3.6. HERRAMIENTAS DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL.....	30
2.3.6.1. Herramientas para la medición de la dirección del pozo	30
2.3.6.1.1. Instrumentos Giroscópicos	31
2.3.6.1.2. Herramientas de orientación direccional	31
2.3.6.1.3. Sistemas MWD.....	31
2.3.6.2. Herramientas y equipos de desviación	32
2.3.6.2.1 Herramientas tradicionales utilizadas en perforación direccional .	32
2.3.6.2.2. Perforación direccional utilizando motores de fondo.....	33
3. METODOLOGÍA.....	35
3.1. PERFORACIÓN DIRECCIONAL DE ALTO ALCANCE	35
3.1.1. PERFILES DE POZOS DE LARGO ALCANCE	36
3.1.1.1. Pozos de largo alcance muy someros	36
3.1.1.2. Pozos de largo alcance muy extendidos.....	36
3.1.2. TIPOS DE POZOS DE LARGO ALCANCE	36
3.1.2.1. De incremento angular (B&H).....	36
3.1.2.2. Perfil catenario	37
3.1.2.3. En forma de S	37
3.1.2.4. Perfiles complejos	37
3.1.3. OPERACIONES MUNDIALES DE PERFORACIÓN DE POZOS DE LARGO ALCANCE.....	38
3.1.4. CONSIDERACIONES DURANTE PRÁCTICAS DE PERFORACIÓN EN POZOS DIRECCIONALES DE LARGO ALCANCE CON ALTO GRADO DE INCLINACIÓN.....	40
3.1.4.1. Consideraciones Direccionales	40
3.1.4.1.1. Torque Mecánico.....	40
3.1.4.1.2. Atascamiento diferencial.....	41
3.1.4.1.3 Arrastre	41
3.1.4.1.4. Flexión.....	45

3.1.4.2. Limpieza del hueco.....	46
3.1.4.3. Tasa de penetración (ROP)	47
3.1.4.4. Tasa de flujo.....	47
3.1.4.5. Rotación de la sarta de perforación	48
3.1.4.6. Monitoreo del ECD (densidad de circulación equivalente)	48
3.1.4.7. Control de sólidos.....	49
3.1.4.8 Practicas de limpieza.....	50
3.1.5. ÚLTIMAS TECNOLOGÍAS EMPLEADAS EN LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL DE ALCANCE EXTENDIDO	50
3.1.5.1. Herramienta Gyro	50
3.1.5.1.1. Desarrollos tecnológicos en las herramientas de gyrodata	52
3.1.5.2. Sistema Rotatorio Dirigible (RSS: Rotatory Steerable System)	53
3.1.5.2.1. Empuje de la broca (push the bit)	53
3.1.5.1.2. Direccinamiento de la broca (Point the bit)	54
3.2. INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO LAGO AGRIO 001	55
3.2.1. OBJETIVOS DE LAS SECCIONES DEL POZO 001	57
3.2.1.1. Objetivo sección de 16”	57
3.2.1.2. Objetivo sección de 12 ¼”	57
3.2.1.3. Objetivo sección de 8 ½”	57
3.2.2. OPERACIONES EJECUTADAS EN EL POZO 001.....	57
3.2.2.1. Operaciones ejecutadas en la sección de 16 pulgadas	58
3.2.2.2. Operaciones ejecutadas en la sección de 12 ¼ pulgadas	63
3.2.2.3. Operaciones ejecutadas en la sección de 8 ½ pulgadas	68
3.2.3. DESEMPEÑO DE MOTORES DE FONDO	71
3.2.3.1. Motor de fondo #1	71
3.2.3.2. Motor de fondo #2	72
CAPITULO IV	74
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	74
4.1. ANÁLISIS TÉCNICO DE OPERACIONES.....	74
4.1.1. PROGRAMA DE PERFORACIÓN DEL POZO LA-001	74

4.1.2. RESULTADOS REALES DE PERFORACIÓN DEL POZO LA-001 ..	76
4.2 ANÁLISIS TÉCNICO DE LA HERRAMIENTA GEO PILOT	82
4.2.1. DESEMPEÑO DEL GEOPILOT	82
4.2.1.1. Geo-pilot 9600 EDL	82
4.2.1.2. Geo-pilot 7600 EDL	83
4.2.2. Problemas de la herramienta.....	84
4.2.3. ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA PERFORACIÓN CON GEO PILOT VERSUS LA PERFORACIÓN TRADICIONAL.	87
4.3. ANÁLISIS ECONÓMICO DE OPERACIONES	91
4.4. ANÁLISIS ECONÓMICO COMPARATIVO.....	94
4.5. ANÁLISIS ECONÓMICO POR SECCIONES.....	95
4.5.1. SECCIÓN DE 16”	95
4.5.2. SECCIÓN 12 ¼”	96
4.5.3. SECCIÓN 8 ½”	96
4.6. ANÁLISIS COSTO BENEFICIO.....	98
CAPITULO V	100
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	100
5.1. CONCLUSIONES	100

ÍNDICE DE TABLAS

	PÁGINA
Tabla 1. Pruebas iniciales del pozo Lago Agrio – 01	4
Tabla 2. Presiones iniciales del campo Lago Agrio	4
Tabla 3. Coordenadas del campo Lago Agrio.....	7
Tabla 4. Composición del gas a condiciones de separador de 45 psi y 75° F... 14	
Tabla 5. Estado actual de los pozos en el Campo Lago Agrio Norte.	16
Tabla 6. Estado actual de los pozos en el Campo Lago Agrio Central.....	16
Tabla 7. Información del Pozo 001	56
Tabla 8. Descripción BHA #1	58
Tabla 9. Descripción BHA #2	59
Tabla 10. Descripción BHA #3.....	62
Tabla 11. Descripción BHA #4.....	63
Tabla 12. Descripción BHA #5.....	66
Tabla 13. Descripción BHA #6.....	67
Tabla 14. Descripción BHA #7.....	68
Tabla 15. Descripción BHA #8.....	69
Tabla 16. Resumen de ensamblajes de fondo utilizados en el pozo 001	71
Tabla 17. Programa del pozo 001 por secciones.....	74
Tabla 18. Programa de asentamiento de revestimientos	76
Tabla 19. Profundidad de asentamiento real de revestimientos	76
Tabla 20. Ensamblaje de fondo del Geopilot #1	82
Tabla 21. Resultados de la corrida de Geo-Pilot 9600.....	83
Tabla 22. Ensamblaje de fondo del Geo-Pilot 7600.....	84
Tabla 23. Datos de la perforación con la herramienta Geo-Pilot 7600	84
Tabla 24. Problemas de la Herramienta Geo-Pilot.....	85
Tabla 25. Problemas entorno a la herramienta Geo-Pilot	86
Tabla 26. Comparación de costos por categoría	91

Tabla 27. Análisis de costos de la perforación convencional versus la perforación con herramienta Geo-Pilot	94
Tabla 28. Comparación de costos totales para cada sección	97
Tabla 29. Análisis de costos versus tiempo operativo	98

ÍNDICE DE FIGURAS

	PÁGINA
Figura 1. Ubicación del campo Lago Agrio en Ecuador	6
Figura 2. Sísmica del campo Lago Agrio.....	8
Figura 3. Mapa estructural al tope de Hollín	9
Figura 4. Mapa estructural a la base de la caliza “A”	10
Figura 5. Columna estratigráfica esquemática napo-hollín Campo Lago Agrio.	13
Figura 6. Ubicación de pozos en el Campo Lago Agrio.....	15
Figura 7. Pozo de trayectoria lateral (Sidetracking).....	18
Figura 8. Perforación a través de una falla.....	19
Figura 9. Yacimientos en Localizaciones inaccesibles.	20
Figura 10. Perforación Costa Afuera	20
Figura 11. Perforación a través de un domo salino.	21
Figura 12. Profundidad desarrollada	22
Figura 13. Profundidad vertical verdadera	22
Figura 14. Ángulo de inclinación	23
Figura 15. Desplazamiento Horizontal.	23
Figura 16. Azimuth.....	24
Figura 17. Velocidad de incremento de ángulo.	24
Figura 18. Pata de perro (Dog Leg).	25
Figura 19. Etapas en la perforación direccional	26
Figura 20. Pozo direccional tipo tangencial.....	27
Figura 21. Pozo direccional en forma de “S”	28
Figura 22. Pozo direccional en forma de “S” especial o modificado.	29

Figura 23. Tipo Trayectoria de Incremento continuo	30
Figura 24. Sistema MWD (Measurement While Drilling)	32
Figura 25. . Arreglo de un motor dirigible para perforación direccional.....	34
Figura 26. Relación HD/TVD.....	35
Figura 27. Tipos básicos de pozos de alcance extendido.	38
Figura 28. Operaciones mundiales de perforación de pozos de largo alcance.	39
Figura 29. Torque mecánico y arrastre axial	41
Figura 30. Fuerzas presentadas en el torque y arrastre de la tubería en un pozo con alto grado de inclinación.	42
Figura 31. Configuración sinusoidal de la tubería con respecto a la pared del pozo.....	45
Figura 32. Configuración helicoidal de la tubería con respecto a la pared del pozo.....	45
Figura 33. Herramienta Gyro con giroscopio y dos acelerómetros	52
Figura 34. Sistema Rotatorio Dirigible Push the bit	54
Figura 35. Sistema Rotatorio Dirigible Point the bit	55
Figura 36. Configuración del motor #1	72
Figura 37. Configuración del motor #2	73
Figura 38. Gráfico programado de perforación del pozo LA-001	75
Figura 39. Gráfico real de perforación del pozo LA-001	77
Figura 40. Días vs. Profundidad medida	78
Figura 41. Horas empleadas por cada operación.....	79
Figura 42. Pies perforados por cada corrida.	80
Figura 43. ROP promedio por cada corrida.....	81
Figura 44. Medidas de la herramienta Geo-Pilot	87
Figura 45. Perforación con Geo-Pilot versus perforación convencional.....	90
Figura 46. Reducción de la tortuosidad.....	91
Figura 47. Comparación entre AFE y costo real en MM USD	93
Figura 48. Gráfico comparativo de costos en la sección 12 ¼”	96
Figura 49. Gráfico comparativo de costos en la sección 8 ½”	97

ÍNDICE DE ECUACIONES

	PÁGINA
Ecuación 1. Fuerzas presentes en el torque y arrastre de la tubería en un pozo con alto grado de inclinación	42
Ecuación 2. Cálculo de la carga Axial.....	43
Ecuación 3. Cálculo del peso sobre la broca	43
Ecuación 4. Cálculo del factor de flotabilidad.....	44
Ecuación 5. Cálculo del peso de material densificante necesario	45
Ecuación 6. Cálculo del peso de la barita	45

RESUMEN

Con el fin de analizar una perforación direccional de largo alcance con alto grado de inclinación y las nuevas tecnologías empleadas en la misma, se realizó un estudio de las operaciones de perforación realizadas en un pozo del campo Lago Agrio, por razones de confidencialidad de datos a este pozo se lo ha nombrado como LA 001, para lograr entender todos los términos y conceptos involucrados, se hizo un estudio preliminar de la teoría de perforación direccional, profundizando en la perforación direccional de largo alcance.

Además se realizó un estudio de los parámetros a considerar durante prácticas de perforación en pozos direccionales de largo alcance con alto grado de inclinación, identificando los problemas comúnmente presentados en perforaciones de pozos de este tipo

Luego se procedió a realizar el análisis de las operaciones realizadas en el pozo 001 en base a objetivos planteados, problemas presentados y tiempos operacionales empleados en cada una de las secciones del mismo.

Posteriormente se realizó un análisis técnico de la herramienta que posee la tecnología de direccionamiento de la broca empleada para la perforación de este pozo en base al desempeño presentado por la misma, además se hizo una comparación de las ventajas operacionales entre la perforación con herramienta direccional RSS y la perforación tradicional con motor de fondo. Finalmente para obtener un análisis económico de la herramienta direccional empleada, se calculó los costos diarios aproximados de operación y de igual manera se realizó la comparación con el costo aproximado de una perforación con motor de fondo, para posteriormente realizar un análisis costo-beneficio entre las dos alternativas de perforación.

ABSTRACT

In order to test a extended rich directional drilling with high angle and new technologies employed in this, a study of drilling operations performed well in the field in Lago Agrio was made, for reasons of confidentiality of data to this well it has been named LA 001, in order to understand all the terms and concepts involved, a preliminary study of the theory of directional drilling was made, deepening the long-range directional drilling.

In addition, a study was conducted parameters to consider during drilling practices in directional wells reaching high pitch, identifying problems commonly presented in boreholes of this type.

Then, proceeded to do the analysis of transactions in the well LA 001 based on objectives, operational problems presented and time spent on each of the sections.

Subsequently, a technical analysis tool that has the technology addressing bit used for drilling this well based on performance submitted by the same was made, also a comparison of the operational benefits between the directional drilling tool RSS and traditional drilling with downhole motor. Finally for an economic analysis of the directional tool used, the daily operating costs approximate and similarly calculated comparison with the approximate cost of a downhole motor drilling was performed, then perform a cost-benefit analysis between the two alternatives of drilling.

CAPITULO I

1. INTRODUCCIÓN

Cada año, más empresas inmersas en el negocio petrolero planean y utilizan pozos direccionales de alto alcance como parte de sus programas de perforación. Con el tiempo, los equipos y técnicas de perforación direccional 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, 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 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.

1.1 PROBLEMA

La dificultad de llegar a los objetivos de las áreas prospectivas de uno o varios reservorios, sean estos por problemas de logística, reservorios situados debajo de zonas pobladas, o la necesidad de perforar a través de fallas o domos salinos, y principalmente la responsabilidad de disminuir el impacto ambiental al desbrozar nuevas áreas para desarrollar pozos verticales. Por estas y varias razones más, surge la demanda de perforar pozos para llegar al objetivo o, a varios objetivos a una distancia extensa, en muchos de estos casos es necesario realizar una desviación con un ángulo mayor a 30 grados (perforación con alto ángulo de inclinación), lo cual requiere de una ingeniería compleja, la misma, demanda la utilización de grandes recursos económicos, así como de mayor tiempo del estimado. Por lo cual es importante presentar un análisis de alternativas técnicas y económicas que permitirán optimizar futuros trabajos de perforación de largo alcance en el campo, ya que en muchos de este tipo de perforación se presentan múltiples problemas operacionales y demandan la utilización de tecnología de punta para alcanzar los objetivos planteados satisfactoriamente.

1.2 JUSTIFICACIÓN

El análisis técnico se fundamenta en presentar alternativas operacionales para optimizar el tiempo y disminuir los problemas en las operaciones de perforación de futuros pozos con alto grado de inclinación, enfocadas según el análisis de los problemas más frecuentes presentados y el desempeño de la tecnología aplicada en la perforación de un pozo direccional de largo alcance desarrollado en el campo Lago Agrio. El análisis económico presenta los costos de la perforación del pozo analizado, así como los costos que conlleva implementar la nueva alternativa tecnológica que sea adecuada para el desarrollo óptimo del campo y compararla con el costo de una perforación convencional, para concluir cual sería la mejor opción desde el punto de vista técnico y económico.

1.3. OBJETIVOS

1.3.1. OBJETIVO GENERAL

Analizar técnica y económicamente las nuevas tecnologías empleadas en la perforación de pozos direccionales de largo alcance con alto grado de inclinación desarrollados en el campo Lago Agrio, que permitirá optimizar futuros trabajos de perforación de este tipo.

1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar los problemas que afectaban al avance de la perforación direccional con alto ángulo de inclinación en el campo Lago Agrio.
- Determinar el costo de la implementación de nuevas técnicas para perforación direccional con alto grado de inclinación.
- Realizar una evaluación del desempeño de las nuevas tecnologías aplicables para perforación direccional de largo alcance.
- Comparar el desempeño de las nuevas técnicas de perforación direccional de alto ángulo con las empleadas anteriormente.

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO LAGO AGRIO

2.1.1. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

El Campo Lago Agrio fue descubierto a partir de la perforación del pozo exploratorio Lago Agrio 1 que fue perforado por Texaco, como operadora del consorcio Texaco- Gulf, entre febrero y abril de 1967, lo cual marcó el inicio de la era petrolera en el Oriente Ecuatoriano. Las pruebas iniciales en julio de 1.967 dieron los siguientes resultados de la formación Hollín:

Tabla 1. Pruebas iniciales del pozo Lago Agrio – 01

bfpd	bppd	BSW	°API	GOR (pie³/bl)
999	992	0,8	27,0	135

Fuente. (Archivos Ingeniería de Petróleos Lago Central, 2005)

Las presiones iniciales del campo Lago Agrio fueron las siguientes:

Tabla 2. Presiones iniciales del campo Lago Agrio

Arena	Hollín	“ U “	“ T “	“ B T “
Presión (psi)	4.485	4.195	4.417	3.500

Fuente: (Archivos Ingeniería de Petróleos Lago Central, 2005)

Al inicio de su vida productiva, el campo Lago Agrio muestra una producción errática con fuertes altibajos. En Noviembre de 1973, el campo alcanza su máximo pico de producción histórica con 53 641 bppd en promedio con 23 pozos perforados, la producción sigue inestable hasta marzo de 1975 en que cae a 4 893 bppd, incrementándose al mes siguiente hasta 30 210 bppd. Recién a partir del año 1980, empieza a mostrar una declinación paulatina sin altibajos.

Ya en el 2003, se reportaba una producción promedio diaria de alrededor de 5 600 bppd. En la Amazonía Ecuatoriana, el Campo Lago Agrio es el más antiguo, el mismo que se encuentra en una amplia zona de actividad hidrocarburífera, donde la colonización se inició hace cuatro décadas; siendo el bosque nativo prácticamente reemplazado por zonas urbanas, cultivos agrícolas, pastizales y facilidades de producción hidrocarburífera, contando con una extensa red vial para comunicación terrestre.

2.1.2. UBICACIÓN DEL CAMPO LAGO AGRIO

El área de producción Lago Agrio se localiza al Nor-Oeste de la cuenca Amazónica Ecuatoriana, en la provincia de Sucumbíos, cantón Nueva Loja (ver fig. 1). Tiene una extensión de 11 Km de largo por 3.8 Km. de ancho con un área de 41.8 Km² con 150 pies de cierre vertical, y está ubicado entre las latitudes 0°00'-0°10' N y longitudes 76°50'- 76°57'. (ver tab. 3).

Geológicamente se encuentra alineado en el Play petrolero de los campos Tigüino, Cononaco, Auca, Sacha, Palo Azul-Rojo y Charapa que entranpan hidrocarburos en las secuencias detríticas de las formaciones Hollín, Napo. Las operaciones del Área Lago Agrio se desarrollan en dos estaciones de producción:

- Estación de Producción: Lago Agrio Central.
- Estación de Producción: Lago Agrio Norte.



Figura 1. Ubicación del campo Lago Agrio en Ecuador

Fuente. (Petroproducción, 2010)

De acuerdo a reportes de la Secretaria de Hidrocarburos las reservas remanentes a Diciembre del 2010 son 45 000 000 de barriles de petróleo. La producción diaria a Diciembre del 2014 es de 5914 bppd (producción que se ve reflejada principalmente por el aporte del pozo LA-54 proveniente de la arenisca Basal Tena con un 30% de la producción del Campo).

Sus niveles productivos son: formación Hollín Inferior, Hollín Superior, Formación Napo (T y U) y Basal Tena, cada uno de los cuales presenta sus propias características litológicas estructurales y de fluidos de formación, como

consecuencia del ambiente paleontológico en que fueron depositados y de los fluidos migrados acumulados.

Tabla 3. Coordenadas del campo Lago Agrio

PUNTO	COORDENADAS			
	GEOGRAFICAS		METRICAS	
1	76°58'28,53" W	00°09'43,85" N	10,017,936,88	280,225386
2	76°44'45,63" W	00°09'43,85" N	10,017,936,88	305,675,86
3	76°44'45,63" W	00°03'49,94" S	9,992,936,88	305,675,87
4	76°58'28,53" W	00°03'49,94" S	9,992,936,89	280,225386

Fuente. (Petroproducción, 2010)

2.1.3. ESTRUCTURA DEL CAMPO LAGO AGRIO

El campo Lago Agrio se presenta como una estructura anticlinal fallada, alargada en dirección preferencial norte-noreste, sur-suroeste, las dimensiones aproximadas son de 8 kilómetros de largo, 4 kilómetros de ancho, 150 pies de cierre vertical, y su superficie es de 32 kilómetros cuadrados.

El campo Lago Agrio, yace sobre el lado levantado (oeste) el cual es controlado por una falla regional inversa al este, con ligero buzamiento al oeste, la cual afecta incluso a sedimentos del terciario (base de la formación Tiyuyacu), generando así el cierre estructural, que dio lugar al campo Lago Agrio.

La estructura Lago Agrio crece en dos etapas, como resultado de esfuerzos transgresivos que reactivan la falla oriental del campo dando inicio a la formación de la estructura: en el Maestrichtiano, contemporáneo a la depositación de Tena Inferior y parece que en el Mío-Plioceno (Fig. 2.), la última reactivación tectónica provoca un flexuramiento de las capas que alcanza horizontes cercanos a la superficie.

Existen dos altos estructurales en la parte más occidental del campo producidos por estas trazas de fallas inversas, uno ubicado en el pozo LA-03 y la otra hacia el Sur Oeste del Campo.

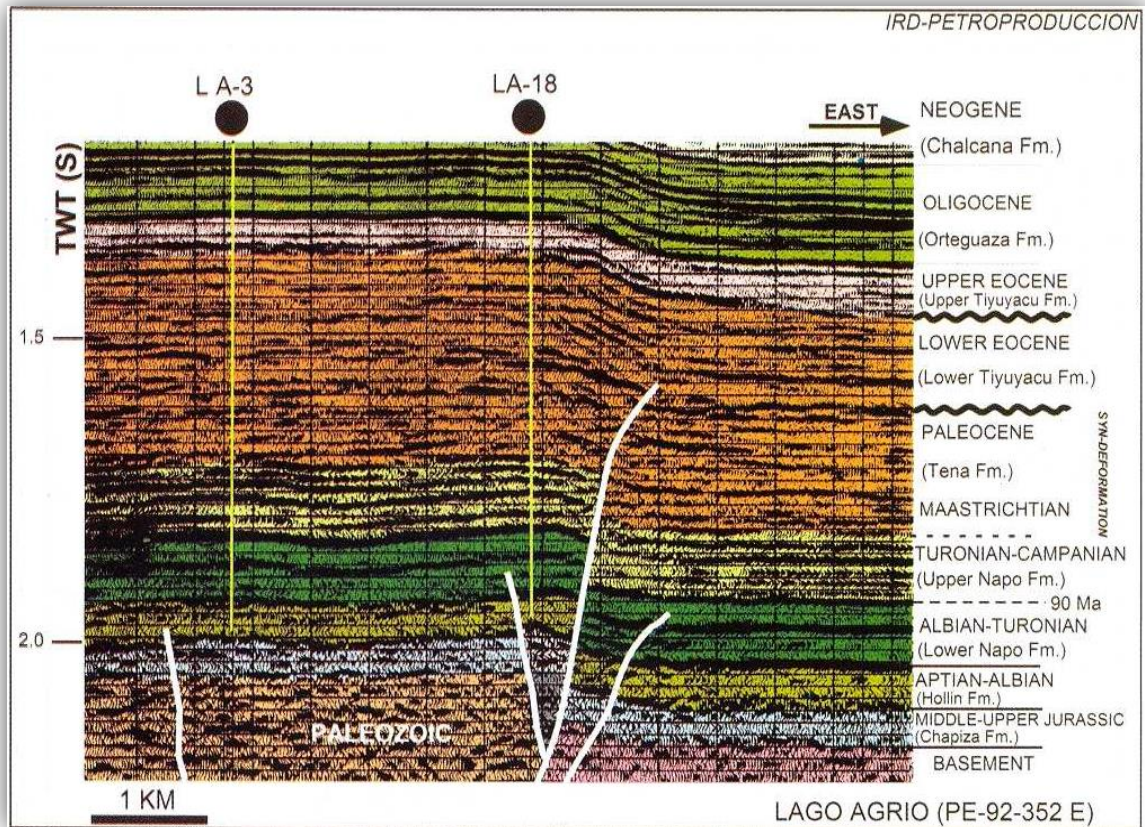


Figura 2. Sísmica del campo Lago Agrio

Fuente. (La Cuenca Oriente Geología y Petróleo, 2010)

En profundidad estas trazas de fallas tienen componentes de extensión y compresión y están relacionadas al principal sistema de fallas de deslizamiento al rumbo.

El mapa estructural elaborado al tope de Hollín muestra un anticlinal con un eje principal de dirección NNE-SSO con dos altos en la parte norte a lo largo de los pozos LA-28, LA-37, separado por un valle perpendicular al eje entre los pozos LA-26, LA-06, LA-38, LA-07, y un tercer alto en la parte sur del campo cuya

culminación es el pozo LA-27, cuya dirección estructural preferencial es perpendicular al sistema de fallas principal, como se muestra en la figura 3 y 4.

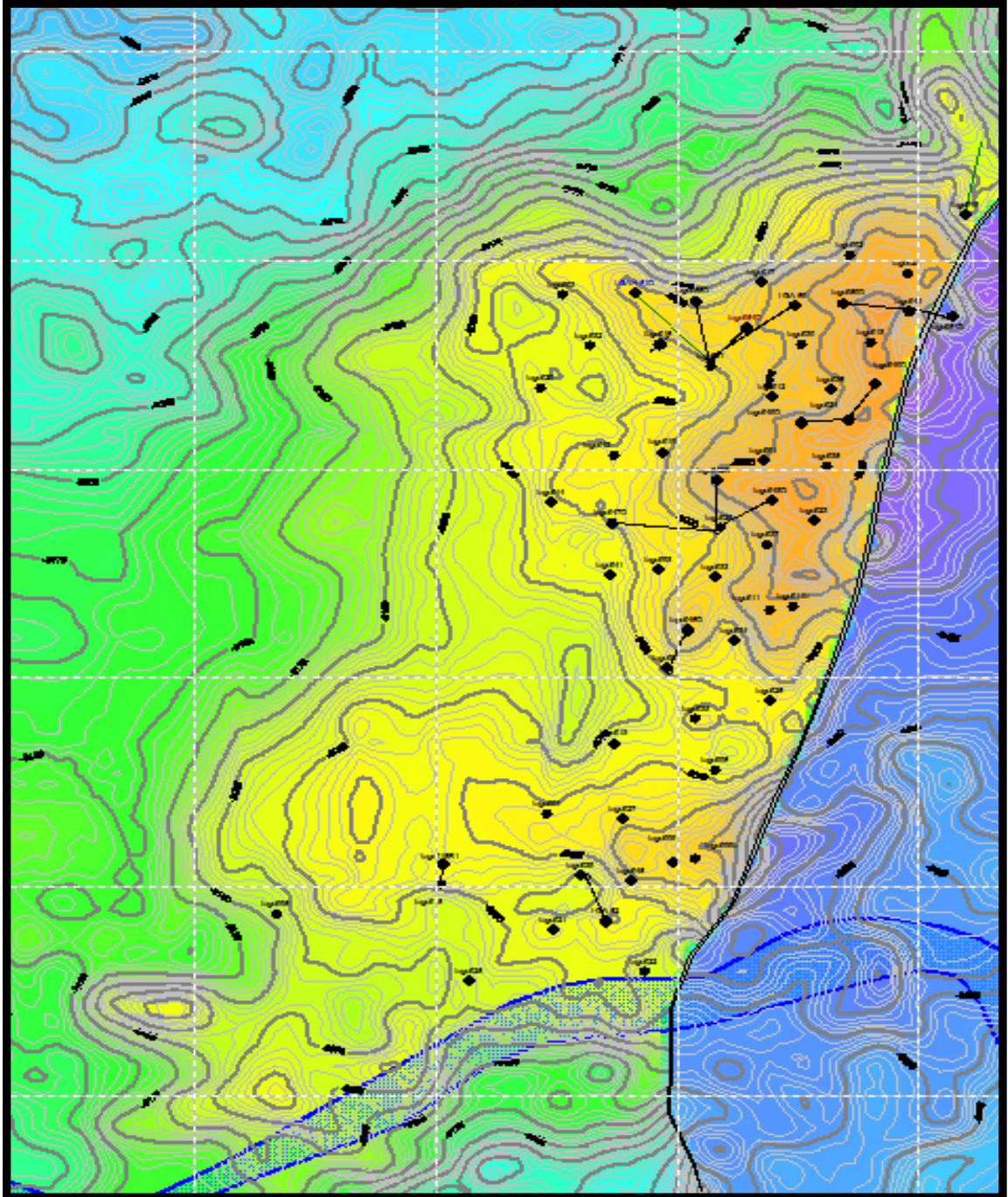


Figura 3. Mapa estructural al tope de Hollín

Fuente: Halliburton, 2012

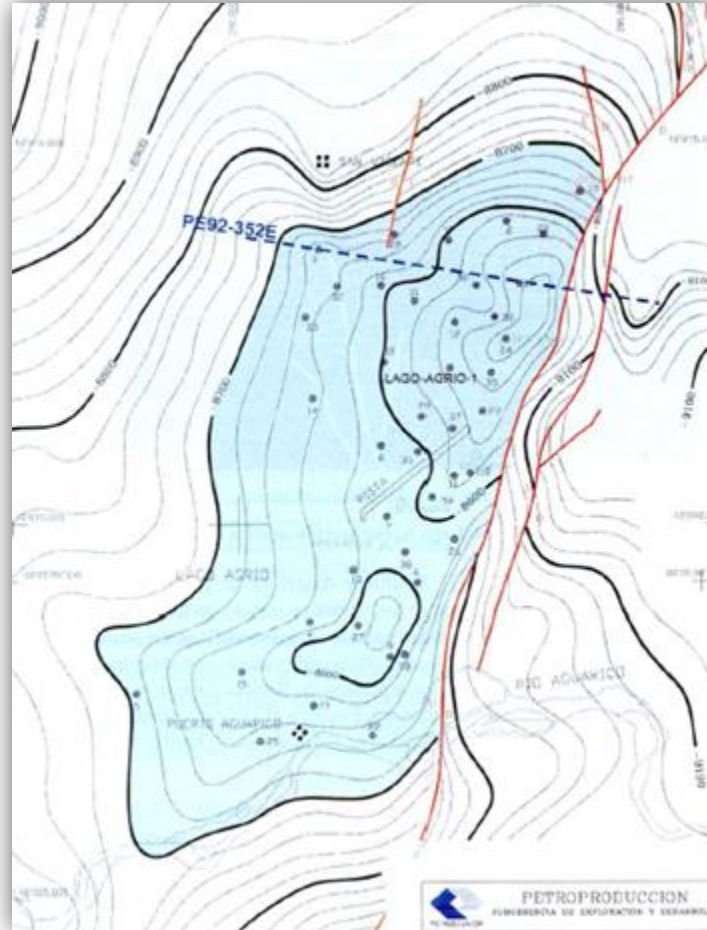


Figura 4. Mapa estructural a la base de la caliza “A”

Fuente. (Petroproducción, 2010)

2.1.4. ESTRATIGRAFÍA Y LITOLOGÍA DE LAS ZONAS DE INTERÉS

Los principales reservorios productivos de este campo son: las formaciones Tena, Napo y Hollín las cuales están representadas por diferentes unidades de producción tales como la arena Basal Tena, areniscas U superior, U inferior, T superior, T inferior, la arena Hollín superior e Hollín inferior.

2.1.4.1. Formación Hollín

Es el principal reservorio de petróleo de edad Albeano-Cenomaniano y Paleo, ambiente transicional deltaico, se lo ha subdivido en superior e inferior, predomina la parte inferior con una secuencia deltaica y en la parte superior, por dos secuencias estuarinas.

2.1.4.1.1. Zona Hollín inferior

El tope se ubica entre 9.994 pies a 10.161 pies, con un espesor total de 184 pies en el pozo LA-15 a 295 pies en el pozo LA-5, está constituida fundamentalmente de una arenisca limpia con poca presencia de arcilla, con espesores de saturación de crudo iniciales de 80 pies, en el pozo LA-5 a 220 pies en el pozo LA-18, actualmente tiene un espesor de arena saturada regular en el campo de ± 40 pies, con una porosidad 8% en el pozo LA-25 a 20% en los pozos LA-11B y LA-12. Este reservorio está siendo afectado por contactos originales agua petróleo a diferentes profundidades y posiblemente trabajen como unidades hidráulicas distintas en diferentes compartimentos.

2.1.4.1.2. Zona Hollín superior

Inicia en la Lutita que la caracteriza, y termina con un evento de erosión marina conteniendo un depósito conglomerático típico que marca el límite de la secuencia detrítica de Hollín superior a 10.020 pies (profundidad del núcleo recuperado en el pozo LA-41). El tope se ubica entre 9903 pies a 10048 pies, con un espesor total de 70 pies en el pozo LA-23 a 16 pies en el pozo LA-30, está constituida de dos flujos de areniscas glauconíticas intercaladas de lutitas y en ocasiones calizas, con espesores de saturación de crudo iniciales de 52 pies en el pozo LA-15 a 11 pies en el pozo LA-30, con una porosidad 12% en el pozo LA-01 a 19% en el pozo LA-31, se le a determinado un modelo de ambiente idealizado sedimentario inicial de estuario dominado por olas con facie de cordones litorales, barras de playa, y lagunas.

2.1.4.2. Formación Napo

Dentro de la Formación Napo se subdivide en dos zonas como son la arena T y zona U.

2.1.4.2.1. Arena T

Se ubica entre 9746 pies a 9958 pies con un espesor de 35 pies en el pozo LA-29, a 106 pies en el pozo LA-25, con espesores irregulares de saturación de crudo de 4 pies en el pozo LA-11, a 38 pies en el pozo LA-32. Su porosidad esta en el orden de 9% en el pozo LA-20, a 18% en el pozo LA-15. Esta constituida por arenisca cuarzosa glauconítica, gris verdosa, grano fino a medio, sub-redondeada, cemento silicio, a veces calcáreo.

2.1.4.2.2. Arena U

Se ubica entre 9508 pies a 9720 pies con un espesor de 44 pies en LA-33, a 102 pies en el pozo LA-25, con espesores irregulares de saturación de crudo de 3 pies en el pozo LA-33, a 28 pies en el pozo LA-30. Su porosidad está en el orden de 9% en el pozo LA-22, a 20% en el pozo LA-17, esta constituida por arenisca cuarzosa, gris claro, café, grano fino a grueso, con glauconita.

2.1.4.3. Formación Tena

Arenisca friable de cuarzo, de color gris claro, hialino de grano medio a grueso, de angular a sub-angular redondeado, clasificación regular a seleccionada, hacia abajo el tamaño del grano aumenta, presenta ligeramente granos de glauconita con trazas de hidrocarburos, el cemento es silíceo.

2.1.4.3.1 Yacimiento Basal Tena

El tope de este reservorio se ubica entre 8873 pies a 9002 pies con espesores irregulares depositados, de 8 pies en el pozo LA-16, a 32 pies en el pozo LA-28, con espesores de saturación de crudo de 2 pies en el pozo LA-31, a 17 pies en el pozo LA-33. Su porosidad está en el orden de 9% en el pozo LA-08 a 21% en

los pozos LA-20 y LA-25. Está constituida por arenisca cuarzosa, grano fino a grueso color café claro, a veces microconglomerática mal seleccionada, cemento silicio a veces calcáreo.

Los principales reservorios productivos de este campo y sus unidades de producción pueden ser representados conjuntamente en la columna estratigráfica:

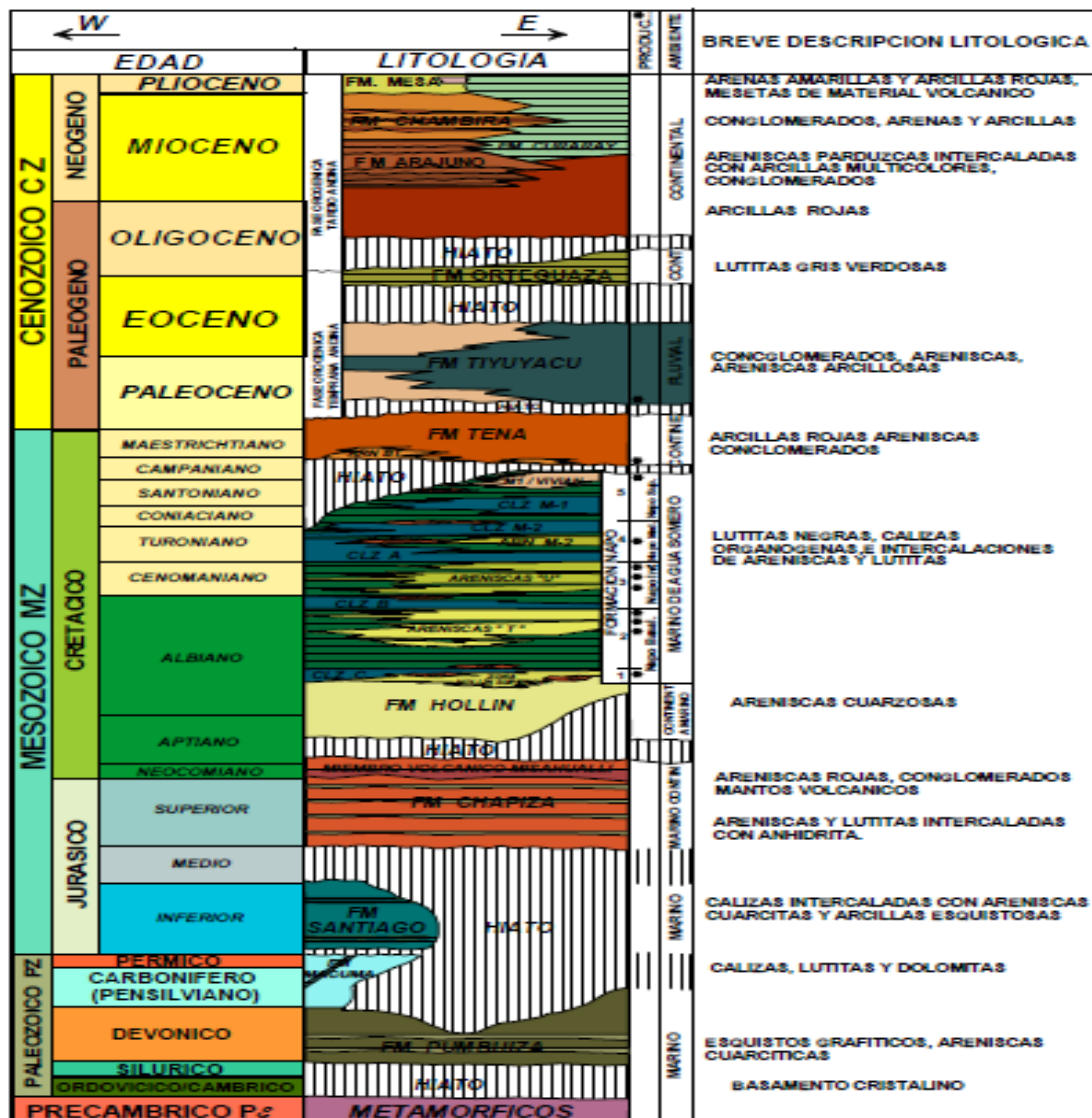


Figura 5. Columna estratigráfica esquemática napo-hollín Campo Lago Agrio.

Fuente. (Petroproducción, 2010)

2.1.5. CARACTERÍSTICAS DE LOS HIDROCARBUROS

Los crudos tienen los siguientes rangos de gravedad API:

- Hollín : 28.0 – 32.0°
- Formación "T" : 29.0 – 34.0°
- Formación "U": 29.0 – 31.0°
- Basal Tena: 28.0 – 29.0°

Los contenidos de azufre de tres muestras de crudo Hollín son de 0.29, 0.51 Y 0.57 % en Peso, mientras que una muestra de "U" y otra de Tena Basal dieron valores de 0.53 y 0.94 % en peso, respectivamente.

La relación pristano/fitano para los crudos Hollín es de 1.17 en una muestra analizada que indica una materia orgánica depositada en condición es marino-marginales, con gran componente terrestre.

El gas de este campo tiene un importante contenido de CO₂, como se indica en la tabla 4.

Tabla 4. Composición del gas a condiciones de separador de 45 psi y 75° F.

RESERVORIO	CO ₂ (%)	C ₁ N ₂ (%)	C ₂ - C ₆	C ₇ + ...
Hp	52	27	21	0.12
Hs	34	29	37	0.3
T	11	38	50	0.3

Fuente. (Halliburton Ecuador, 2014)

2.1.6. ESTADO ACTUAL DEL CAMPO

2.1.6.1. Estado de los pozos

Hasta Junio del 2015 se han perforado 62 pozos de los cuales todos resultaron productores excepto el pozo Lago Agrio 19, el único pozo que resulto seco.

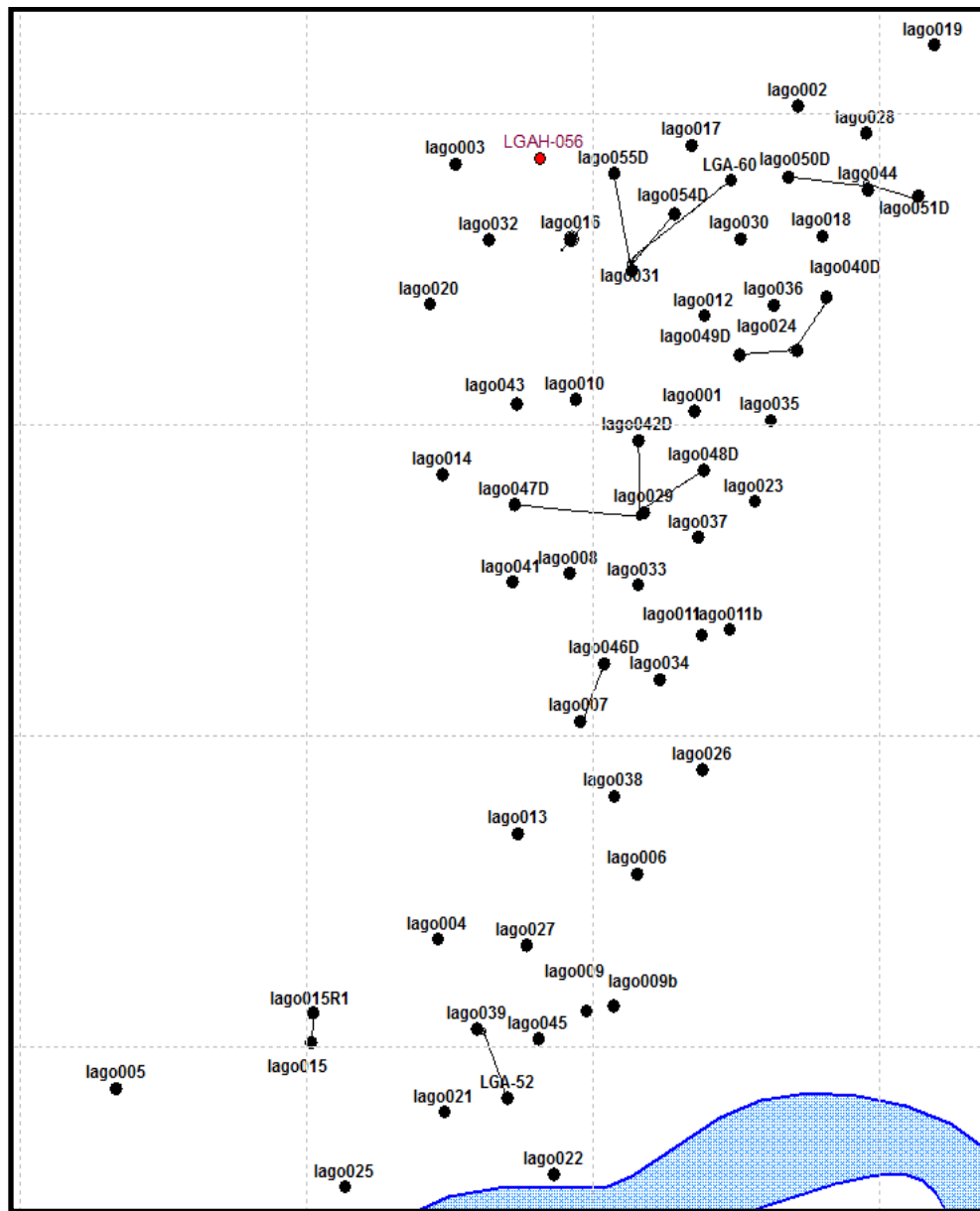


Figura 6. Ubicación de pozos en el Campo Lago Agrio

Fuente: (Halliburton, 2014)

Sin embargo con el pasar de los años se han cerrado pozos por diferentes factores operacionales, que serán reacondicionados para continuar su producción y otros con abandono definitivo, para analizar el estado actual de los pozos en el Campo Lago Agrio se presenta la tabla 5 y 6.

Tabla 5. Estado actual de los pozos en el Campo Lago Agrio Norte.

LAGO AGRIO NORTE			
POZO	ESTADO	POZO	ESTADO
LGA-01	CERRADO	LGA-30	CERRADO
LGA-02	WO SUSPENDIDO	LGA-31	PRODUCIENDO
LGA-03	CERRADO	LGA-32	CERRADO
LGA-07	ABANDONO DEFINITIVO	LGA-33	WO SUSPENDIDO
LGA-08	CERRADO	LGA-34	ESPERANDO FACILIDADES
LGA-10	ESPERANDO ABANDONO	LGA-35	PRODUCIENDO
LGA-11	PRODUCIENDO	LGA-36	REACONDICIONAMIENTO
LGA-11B	ABANDONO DEFINITIVO	LGA-37	CERRADO
LGA-11BS1	ABANDONO DEFINITIVO	LGA-40	PRODUCIENDO
LGA-12	CERRADO	LGA-41	ESPERANDO FACILIDADES
LGA-14	CERRADO	LGA-42	PRODUCIENDO
LGA-16	ABANDONO DEFINITIVO	LGA-43	PRODUCIENDO
LGA-16B	REINYECTOR	LGA-44	PRODUCIENDO
LGA-17	PRODUCIENDO	LGA-47	PRODUCIENDO
LGA-18	PRODUCIENDO	LGA-48	CERRADO
LGA-19	ABANDONO DEFINITIVO	LGA-49	PRODUCIENDO
LGA-20	REINYECTOR	LGA-50	PRODUCIENDO
LGA-23	PRODUCIENDO	LGA-51	CERRADO
LGA-24	ESPERANDO FACILIDADES	LGA-54	PRODUCIENDO
LGA-28	CERRADO	LGA-55	PRODUCIENDO
LGA-29	ABANDONO DEFINITIVO	LGA-60	PRODUCIENDO
LGA-29R1	SUSP. PERF. DE VENTANA		

Fuente. (Halliburton, 2015)

Tabla 6. Estado actual de los pozos en el Campo Lago Agrio Central.

LAGO AGRIO CENTRAL			
POZO	ESTADO	POZO	ESTADO
LGA-04	CERRADO	LGA-25	CERRADO
LGA-05	ESPERANDO ABANDONO	LGA-26	CERRADO
LGA-06	WO SUSPENDIDO	LGA-27	PRODUCIENDO
LGA-09A	PRODUCIENDO	LGA-38	PRODUCIENDO
LGA-09B	REACONDICIONAMIENTO	LGA-39	PRODUCIENDO
LGA-13	ESPERANDO FACILIDADES	LGA-45	CERRADO
LGA-15	ABANDONO DEFINITIVO	LGA-46	ABANDONO DEFINITIVO
LGA-15R1	PERFORACIÓN SUSPENDIDA	LGA-46R1	PERFORACIÓN SUSPENDIDA
LGA-21	CERRADO	LGA-52	CERRADO
LGA-22	PRODUCIENDO		

Fuente. (Halliburton, 2015)

2.2. PERFORACION DIRECCIONAL DE POZOS

2.2.1. DEFINICION

La perforación direccional es el proceso de dirigir el pozo a lo largo de una trayectoria hacia un objetivo predeterminado, ubicado a determinada distancia lateral de la localización superficial del equipo de perforación. En sus principios esta tecnología surgió como una operación de remedio. La cual se desarrolló de tal manera que ahora se considera una herramienta para la optimización de yacimientos.

2.2.2. VENTAJAS Y DESVENTAJAS

2.2.2.1. Ventajas

- Posibilidad de obtener más producción por pozo.
- Mayor producción comercial acumulada por yacimiento.
- Fortalecimiento de la capacidad competitiva de la empresa en los mercados.
- Permite reducir el área requerida para las localizaciones ya que desde un solo sitio se pueden perforar varios pozos.
- Permite penetrar verticalmente el estrato petrolífero pero la capacidad productiva del pozo depende del espesor del estrato, además de otras características geológicas y petrofísicas.

2.2.2.2. Desventajas

- Mayor planificación previa de la construcción del pozo.
- Requiere un monitoreo y control constante de la dirección y la orientación del hoyo.
- Mayor monitoreo de la litología de la zona perforada.
- Costo más elevado respecto a un pozo vertical.

2.2.3. NECESIDADES DE PERFORAR POZOS DIRIGIDOS

Existen varias razones que hacen que se programen pozos direccionales, estas pueden ser planificadas previamente o causadas por problemas en las perforaciones. Las más comunes son las siguientes:

2.2.3.1 Pozo de trayectoria lateral (Sidetracking) y enderezamiento (Straightening).

La perforación direccional puede realizarse como una operación remedial, ya sea para dirigir el pozo por una trayectoria lateral, o de llevar al pozo nuevamente a la vertical enderezando las secciones desviadas.

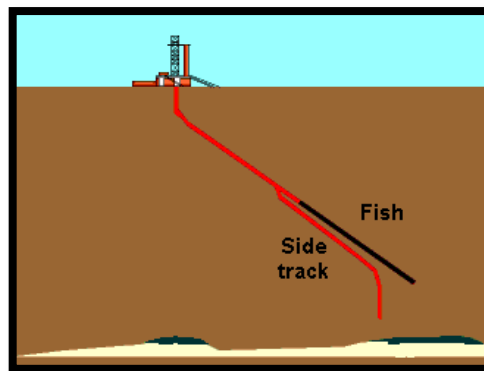


Figura 7. Pozo de trayectoria lateral (Sidetracking)

Fuente. (Schumberger, 2010)

2.2.3.2 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 el taladro teniendo en cuenta la desviación que el pozo ha de tomar y permitirle orientarse naturalmente hacia el objetivo. El pozo puede ser orientado o direccionado en las últimas etapas para hacer más precisa su llegada al objetivo.

2.2.3.3 Perforación a través de una falla (Fault Drilling)

La perforación direccional 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.

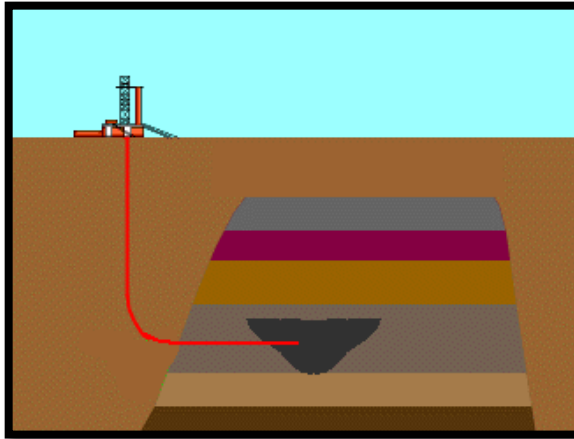


Figura 8. Perforación a través de una falla

Fuente. (Schumberger, 2010)

2.2.3.4 Para llegar a una localización 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).

Esta necesidad se ha intensificado en los últimos años por razones medio ambientales evitando la tala de bosques y de reservas ecológicas protegidas que son consideradas como localizaciones inaccesibles.

En la industria petrolera los aspectos ambientales tienen una gran incidencia por lo que es de gran importancia siempre contar con los permisos gubernamentales pertinentes.

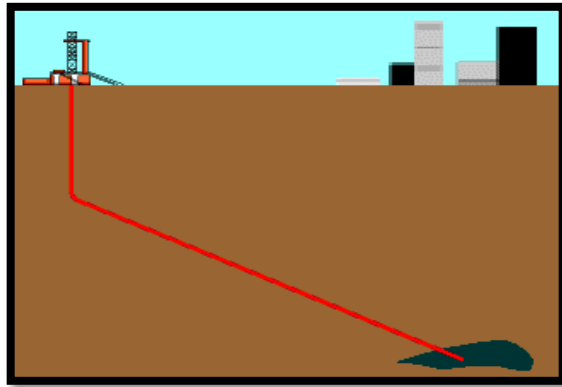


Figura 9. Yacimientos en Localizaciones inaccesibles.

Fuente. (Schumberger, 2010)

2.2.3.5 Perforación Costa afuera.

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

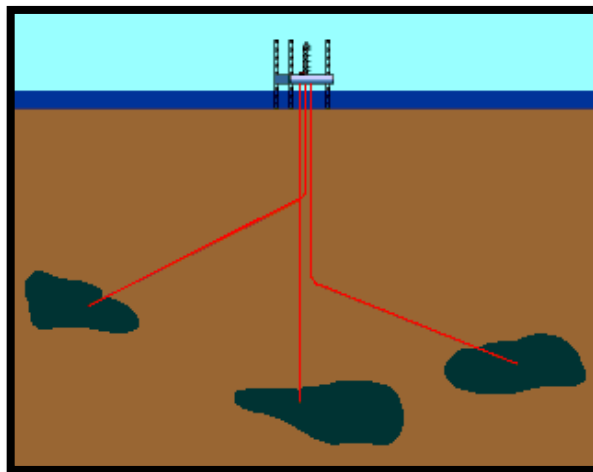


Figura 10. Perforación Costa Afuera

Fuente. (Schumberger, 2010)

2.2.3.6 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.

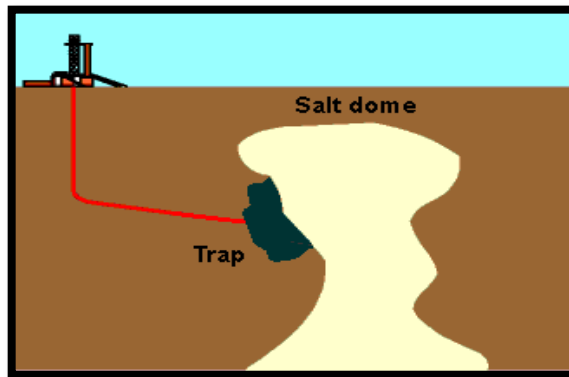


Figura 11. Perforación a través de un domo salino.

Fuente. (Schumberger, 2010)

2.2.4. DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS

Con el fin de familiarizarse con los conceptos y definiciones más comunes, relacionados con la tecnología de perforación direccional, a continuación se presentan aquellos considerados como más importantes.

2.2.4.1. Profundidad desarrollada (Measured depth/ MD).

Es la distancia medida a lo largo de la trayectoria real del pozo, desde el punto de referencia en la superficie, hasta el punto de registros direccionales. Esta profundidad siempre se conoce, ya sea contando la tubería o por el contador de profundidad de la línea de acero.

También se la conoce con el nombre de medición de la sarta de perforación la cual se la puede visualizar en la figura 12.

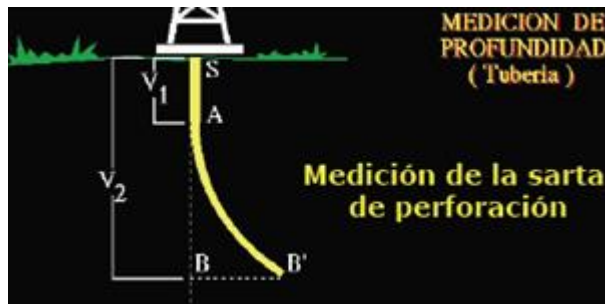


Figura 12. Profundidad desarrollada

Fuente. (Halliburton, 2010)

2.2.4.2. Profundidad vertical verdadera (True vertical depth/TVD)

Es la distancia vertical desde el nivel de referencia de profundidad, hasta un punto en la trayectoria del pozo. Normalmente es un valor calculado.



Figura 13. Profundidad vertical verdadera

Fuente. (Halliburton, 2010)

2.2.4.3 Inclinación (Drift).

Es el ángulo (en grados) entre la vertical local, dada por el vector local de gravedad como lo indica una plomada, y la tangente al eje del pozo en un punto determinado. Por convención, 0° corresponde a la vertical y 90° a la horizontal. Cabe resaltar que si el ángulo de inclinación es mayor a 30° , se considera un pozo de alto grado de inclinación.



Figura 14. Ángulo de inclinación

Fuente. (Halliburton, 2010)

2.2.4.4. Desplazamiento Horizontal.

Distancia horizontal de cualquier parte del hoyo al eje vertical a través del cabezal.



Figura 15. Desplazamiento Horizontal.

Fuente. (Halliburton, 2010)

2.2.4.5. Azimuth (Dirección del pozo)

El azimuth de un pozo en un punto determinado, es la dirección del pozo sobre el plano horizontal, medido como un ángulo en sentido de las manecillas del reloj, a partir del norte de referencia. Esta referencia puede ser el norte verdadero, el magnético o el de mapa. Por convención se mide en sentido de las manecillas del reloj. Todas las herramientas magnéticas proporcionan la lectura del azimuth con respecto al norte magnético.



Figura 16. Azimuth

Fuente. (Halliburton, 2010)

2.2.4.6. Velocidad de incremento de ángulo.

Más conocida en la industria como el BUR, que son los grados de aumento en una determinada longitud, usualmente representado en grados por cada 100 pies de longitud de perforación ($^{\circ}/100\text{pies}$). Si el espesor y la tendencia de presurización de las formaciones que se espera encontrar lo permiten, se pueden utilizar diferentes velocidades de incremento para calcular un juego de trayectorias.

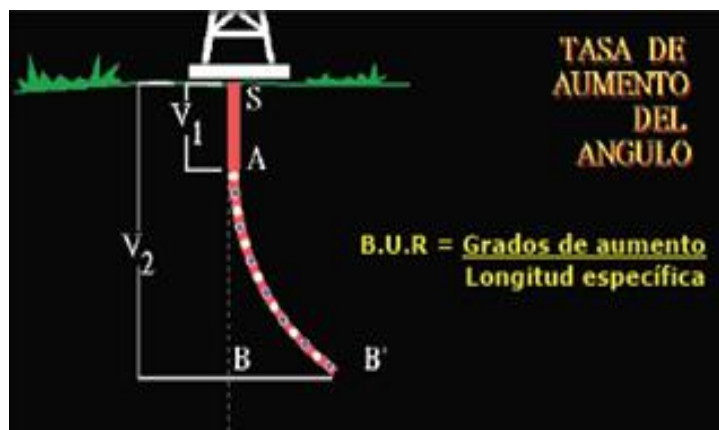


Figura 17. Velocidad de incremento de ángulo.

Fuente. (Halliburton, 2010)

2.2.4.7. Pata de perro (Dog Leg).

Es cualquier cambio de ángulo severo o brusco entre el rumbo verdadero o la inclinación de dos secciones de la perforación.

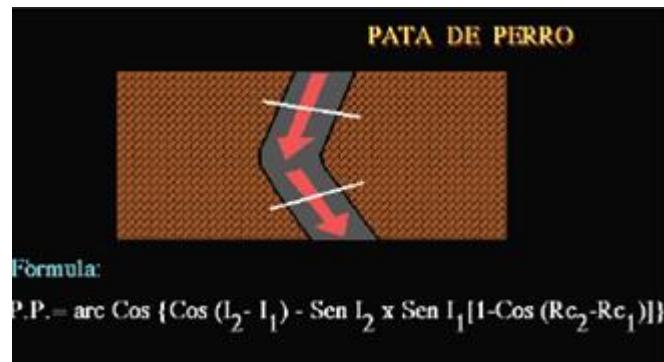


Figura 18. Pata de perro (Dog Leg).

Fuente. (Halliburton, 2010)

2.2.5. ETAPAS EN LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL

2.2.5.1. Punto de arranque KOP (kick off point).

Es la profundidad del hoyo en la cual se coloca la herramienta de deflexión inicial, dándose inicio a la desviación del pozo. Esto se consigue a través de varias técnicas de desviación como el uso de cucharas (whipstocks), motores y substitutos angulados (bent subs).

2.2.5.2. Sección de construcción (build up section)

Es la parte de la trayectoria de un pozo en la cual se ha planificado incrementar el ángulo de inclinación. Se debe evitar los cambios severos de ángulo y la creación de patas de perro. Se puede tener un mejor control a través del uso de drill collars rígidos, posición y espaciado de estabilizadores y el control de los parámetros de perforación (WOB y RPM).

2.2.5.3. Sección tagencial

Es una sección del pozo que está planificada para ser perforada con un ángulo constante, manteniendo la trayectoria para alcanzar el target. En esta sección se emplea ensamblajes rígidos para perforar siguiendo la misma trayectoria, encerrando el curso y consiguiendo la rata de penetración óptima.

2.2.5.4. Sección de declive (drop off section)

Es la sección en la cual se ha planificado regresar hacia la vertical a partir de una alta desviación. Se puede hacer uso de esto cuando el pozo se está dirigiendo por encima del objetivo. Esta etapa se la realiza variando la posición de los estabilizadores y la rigidez de la sarta, permitiendo al efecto de reducir el ángulo. Un ensamblaje direccional, que utilice motor de fondo, puede ser usado para correcciones finales para asegurar que se va a lograr exitosamente el objetivo. Las secciones de la perforación direccional antes mencionadas se representan en la figura 19.

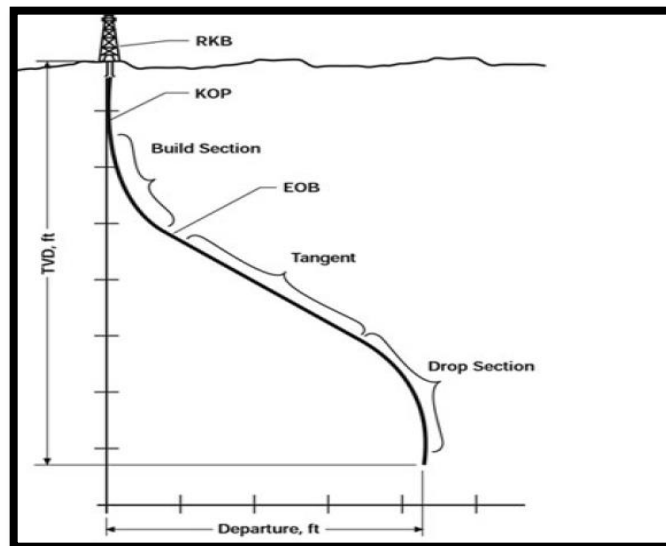


Figura 19. Etapas en la perforación direccional

Fuente. (Halliburton, 2010)

2.2.6. TIPOS DE POZOS DIRECCIONALES

Para una trayectoria de un pozo, existen cuatro tipos principales. Sin embargo podría haber muchas variantes de cada uno de ellos.

2.2.6.1. Tipo Tangencial (Build and hold)

La trayectoria tipo tangencial consta de una sección vertical, seguida de una sección curva donde el ángulo de inclinación se incrementa hasta alcanzar el valor deseado, el cual es mantenido hasta alcanzar el objetivo.

Se aplica especialmente en aquellos pozos que permiten explotar arenas de poca profundidad donde el ángulo de desviación es pequeño y no se necesita un revestidor intermedio. Hay dos tipos de esta trayectoria: cuando el radio del ángulo es menor al desplazamiento y cuando el radio es mayor al desplazamiento como se muestra en la figura 20.

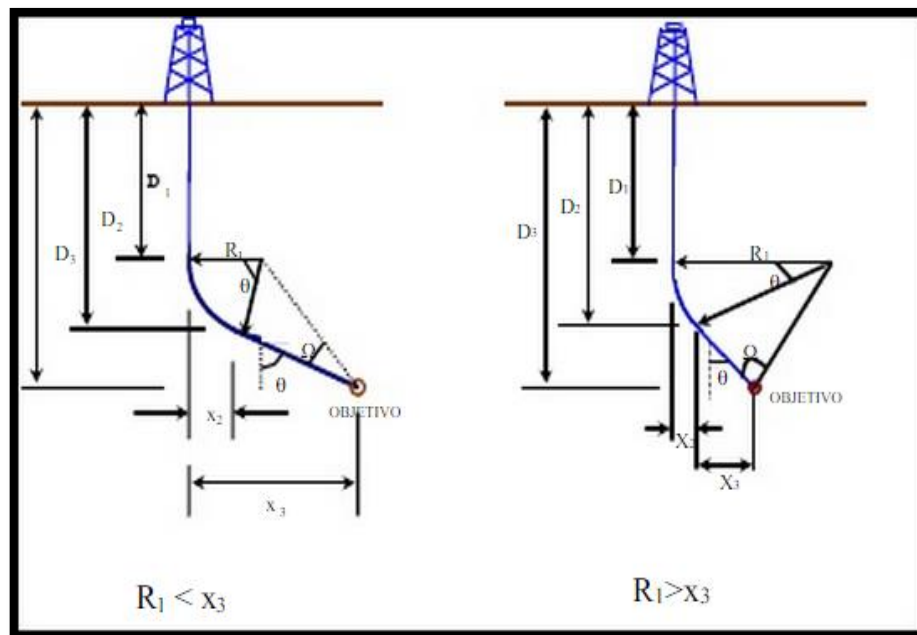


Figura 20. Pozo direccional tipo tangencial

Fuente. (Halliburton, 2010)

2.2.6.2. Tipo “S” (S-shaped)

La trayectoria tipo “S” está formada por una sección vertical, seguida por un ángulo de inclinación que se incrementa hasta alcanzar el valor deseado, luego se tiene una sección recta (sección tangente o sección de mantener), y por último se tiene una sección en la que se disminuye el ángulo para entrar verticalmente al objetivo.

Se emplea en hoyos profundos en áreas en las cuales las dificultades con gas, flujo de agua, etc., exigen la colocación de una tubería de revestimiento intermedia. Existen dos tipos de esta trayectoria que son: cuando la suma de los radios es menor al desplazamiento y cuando la suma de los radios es mayor a la longitud de desplazamiento, tal como se muestra en la figura 21.

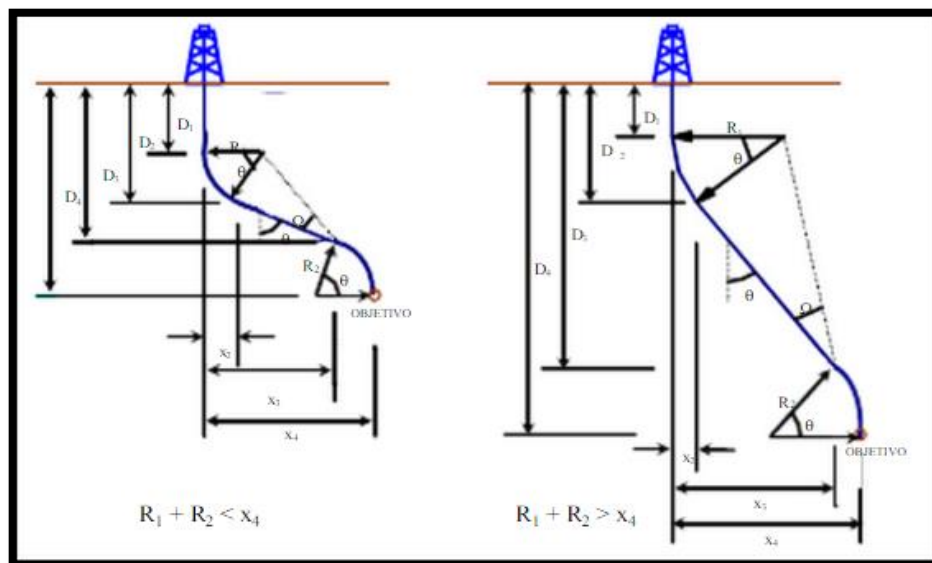


Figura 21. Pozo direccional en forma de “S”

Fuente: (Halliburton, 2010)

2.2.6.3. Tipo “S” especial o modificado.

La trayectoria tipo “S” modificada esta conformada por una sección vertical, un ángulo de inclinación que se incrementa hasta alcanzar el valor deseado, a

continuación se tiene una sección recta (sección tangente o sección de mantener), seguida de una sección en la que se disminuye el ángulo parcialmente (menor al ángulo de incrementar) y por último se tiene una sección tangente o sección de mantener con cual se logra entrar de forma inclinada al objetivo. Igualmente se presentan dos tipos de esta trayectoria modificada que son: cuando la suma de los radio es mayor a la longitud de desplazamiento resultante al finalizar la construcción y cuando la suma de los radios es menor a la longitud resultante al finalizar la construcción.

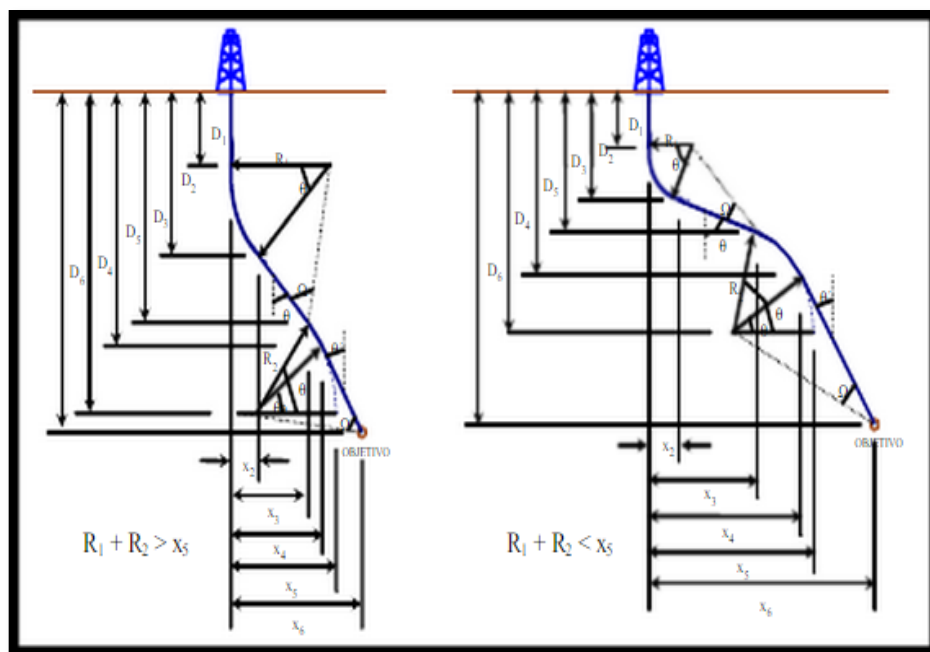


Figura 22. Pozo direccional en forma de “S” especial o modificado.

Fuente. (Halliburton, 2010)

2.2.6.3. Tipo Trayectoria de Incremento continuo

La trayectoria de incremento continuo consiste de una sección vertical, continúa con un ángulo de inclinación el cual se incrementa hasta alcanzar el objetivo.

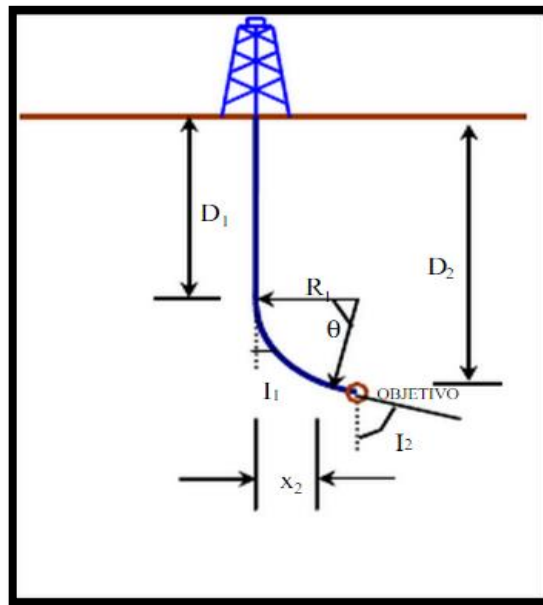


Figura 23. Tipo Trayectoria de Incremento continuo

Fuente. (Halliburton, 2010)

2.3.6. HERRAMIENTAS DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL

Las herramientas utilizadas en las operaciones de perforación direccional se pueden dividir en herramientas para medir la dirección del pozo y en herramientas para medir la desviación del pozo:

2.3.6.1. Herramientas para la medición de la dirección del pozo

La trayectoria real de un pozo, se determina midiendo la inclinación y la dirección a varias profundidades. Esto se realiza para orientar de manera adecuada el equipo desviador, con lo cual el personal encargado de la perforación visualiza donde se encuentra la trayectoria del pozo en el fondo y de existir un problema de dirección poder corregirlo a tiempo. Para esta acción se utilizan los siguientes instrumentos y herramientas:

2.3.6.1.1. Instrumentos Giroscópicos

Esta herramienta utiliza un giroscopio que funciona a unas 40.000 o 60.000 rpm, con esta operación genera un campo magnético que elimina el efecto del campo magnético terrestre, permitiendo registrar el norte verdadero. De esta manera la línea norte-sur se coloca sobre la manecilla indicadora del norte, haciendo posible leer directamente el rumbo verdadero y el grado de inclinación del agujero de forma precisa.

2.3.6.1.2. Herramientas de orientación direccional

Esta herramienta consta de una probeta con equipo electrónico que se adapta a una varilla, la cual se asienta en la base correspondiente del orientador. La información es enviada a superficie por medio de un cable conductor que es conectado a la probeta, la misma que nos arroja datos de las condiciones direccionales del pozo. El cable transmite información a una computadora, la cual procesa datos y presenta la inclinación y el rumbo del pozo, así como la posición de la cara de la herramienta desviadora.

2.3.6.1.3. Sistemas MWD

La herramienta de medición durante la perforación MWD es un conjunto de sensores montados en collares de perforación no magnéticos (para no alterar la medición de las coordenadas de dirección de la herramienta) que están ubicados directamente sobre la broca. Fig. 24.

El sistema MWD utiliza pulsos para transmitir la información de la herramienta a la superficie en forma digital (binaria). Estos pulsos son convertidos en energía eléctrica por medio de un transductor en superficie, los cuales son decodificados por una computadora.

Los dos sistemas MWD mas comunes son el sistema de pulsos de presión y el de transmisión de pulsos modulados de presión.

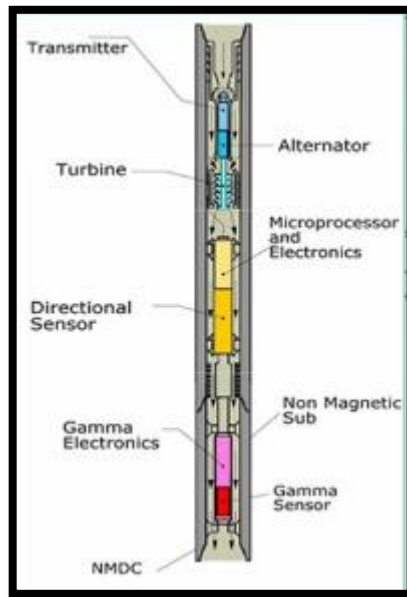


Figura 24. Sistema MWD (Measurement While Drilling)

Fuente. (Halliburton, 2010)

2.3.6.2. Herramientas y equipos de desviación

Para la perforación direccional es sumamente importante contar con las herramientas desviadoras adecuadas que son el medio para iniciar o corregir la deflexión de la trayectoria del pozo.

2.3.6.2.1 Herramientas tradicionales utilizadas en perforación direccional

Hay diferentes tipos de herramientas utilizadas antiguamente que sirven para desviar la dirección de un pozo como son:

- Desviadores de Pared
- Broca de Chorro
- Codos Desviadores (Bent sub)
- Juntas articuladas

Sin embargo, la evolución del diseño de las herramientas desviadoras a provocado que en la actualidad no se utilicen algunas de estas, dando paso al uso de motores de fondo dirigibles o geonavegables en la perforación de pozos direccionales.

2.3.6.2.2. Perforación direccional utilizando motores de fondo

Es la perforación haciendo uso de motores de desplazamiento positivo y tienen la particularidad de eliminar la rotación de la tubería mediante una fuerza de torsión pozo abajo, impulsada por el fluido de perforación, los motores traen incorporado un codo desviador (Bent sub) ajustable de 0.5 a 3°, con la finalidad de permitirle a la broca, construir inclinación y/o cambiar la dirección del hoyo sin rotación en la tubería y de perforar en forma recta cuando la sarta es rotada. Este ensamblaje evita la necesidad que se tenía en el pasado de realizar viajes con la tubería para cambiar los aparejos de fondo

Los motores de fondo pueden ser de turbina o helicoidales, los cuales son la herramienta más utilizada para perforar pozos direccionales y se caracteriza por tener versatilidad de poder perforar tanto de modo rotativo como deslizando.

Ambos motores pueden dividirse en los siguientes componentes:

- Conjunto de válvula de descarga o de paso.
- Conjunto de etapas (rotor-estator, hélices parciales)
- Bent Sub
- Bent Housing
- Conjunto de conexión.
- Conjunto de Cojinetes
- Flecha impulsadora

Estos componentes se pueden analizar gráficamente en la figura 25.

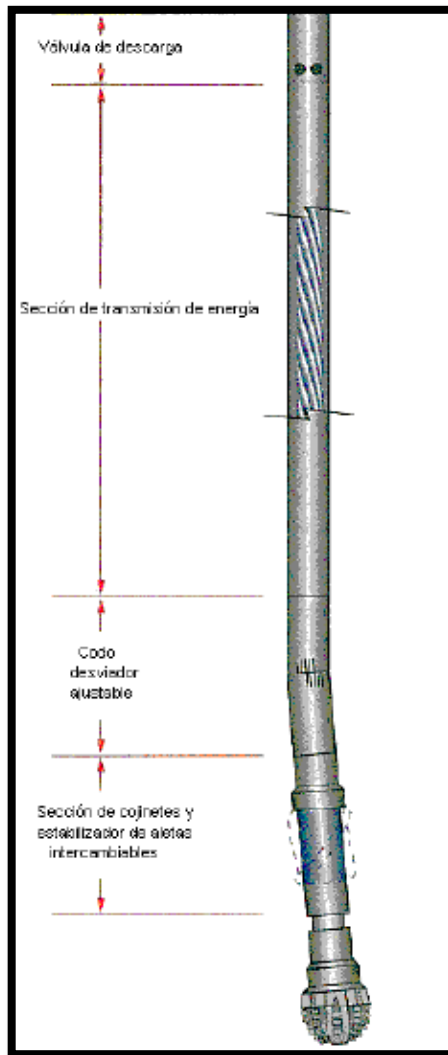


Figura 25. . Arreglo de un motor dirigible para perforación direccional.

Fuente. (Schlumberger, 2010)

CAPITULO III

3. METODOLOGÍA

3.1. PERFORACIÓN DIRECCIONAL DE ALTO ALCANCE

Un pozo de alcance extendido o ERD (Extended Range Drilling) se define como aquél que posee una relación entre desviación horizontal-profundidad vertical verdadera (HD/TVD) de 2.0 o más de 2.0. (Fig. 26). Los pozos profundos con una desviación horizontal superior a un límite determinado en base a la experiencia del campo local, los logros de la industria y el grado de dificultad; también cuentan como pozos de alcance extendido.

Esta relación constituye una indicación de la complejidad del pozo, cuanto más alta es la relación, más complejo es el pozo. Pero obviamente, se trata solo de un indicador básico de la dificultad que implicará la perforación y la terminación del pozo.

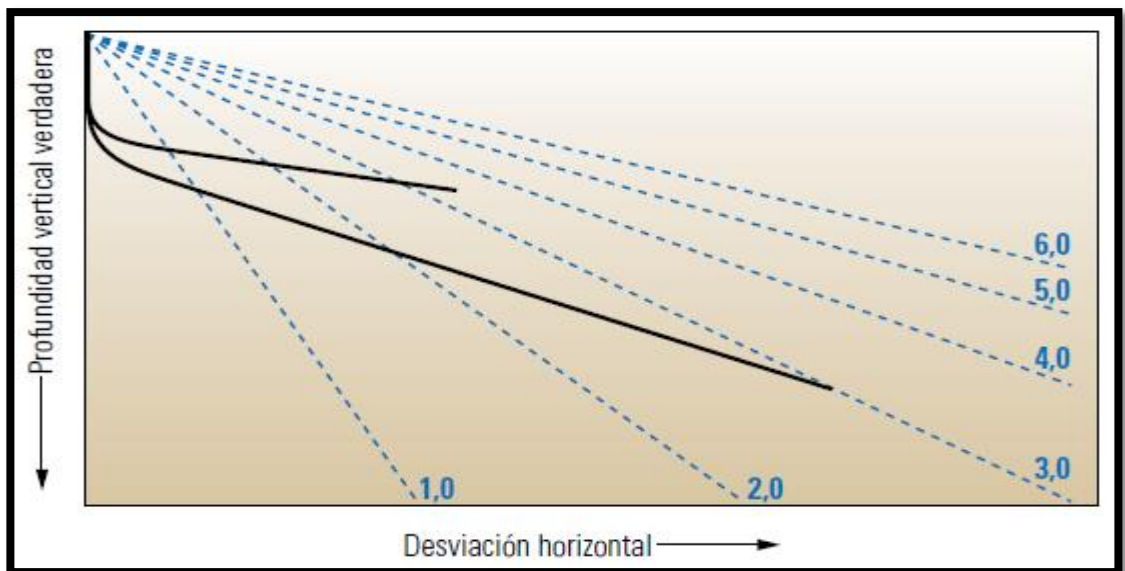


Figura 26. Relación HD/TVD

Fuente. (Oilfield Review Autumn, Schlumberger, 2010)

3.1.1. PERFILES DE POZOS DE LARGO ALCANCE

Los pozos de largo alcance corresponden a dos categorías:

- Pozos muy someros
- Pozos muy extendidos.

3.1.1.1. Pozos de largo alcance muy someros

Los pozos con una TVD somera normalmente son perforados en formaciones no consolidadas con gradientes de fracturas relativamente bajos.

Cuando la distancia existente entre el equipo de perforación y la sección yacimiento de interés es relativamente corta, es probable que los pozos someros deban ser desviados de la vertical formando un ángulo agudo. La trayectoria resultante puede generar problemas de torque y flexión (buckling) en la columna de perforación y en los tubulares utilizados en la terminación.

3.1.1.2. Pozos de largo alcance muy extendidos

Cuando un pozo de alcance extendido incluye una TVD profunda, también puede estar limitado por la tensión de la sarta de perforación y los grandes esfuerzos laterales que introducen problemas de desgaste de la tubería de revestimiento y la columna de perforación.

3.1.2. TIPOS DE POZOS DE LARGO ALCANCE

Los perfiles de los pozos de alcance extendido pueden ser clasificados como:

De incremento angular, (donde el ángulo y la dirección se mantienen constantes) (B&H), catenarias, en forma de S o complejos. (Fig. 27).

3.1.2.1. De incremento angular (B&H).

El perfil B&H (build and hold) se perfora con un ángulo constante una vez esta-

blecido la sección tangencial a partir del punto de comienzo de la desviación. Los pozos de incremento angular requieren un grado mínimo de perforación y de control direccional.

3.1.2.2. Perfil catenario

El perfil de pozo catenario constituye una variación del trayecto de pozo B&H. Comienza con una tasa inicial más baja de incremento angular (medida en grados por cada 100 pies perforados), que se acelera a medida que se incrementa el ángulo del pozo. Este diseño se elige a menudo para reducir los problemas de torque. Los pozos catenarios poseen mayor longitud general (MD) y secciones tangenciales más altas que los perfiles de los pozos B&H.

3.1.2.3. En forma de S

El perfil de pozo en forma de S se caracteriza por una sección tangencial con un ángulo más alto que los pozos de construcción y mantenimiento (B&H), antes de la reducción del ángulo para conformar un ángulo más vertical al ingresar en el objetivo. Este enfoque permite reducir la incertidumbre a la hora de ajustar los datos TVD con los datos del levantamiento. Además, permite reducir el tiempo de perforación en zonas abrasivas.

3.1.2.4. Perfiles complejos

Los perfiles de pozos complejos, caracterizados por una tercera dimensión se generan mediante el agregado de uno o más giros acimutales a los pozos de alto ángulo.

Este perfil vendría a ser un pozo en forma de “S” modificado alargado y con giros acimutales complejos, por esta razón no se utiliza con frecuencia este tipo de perfil.

Si bien son más difíciles de ejecutar que otros perfiles, los trayectos de pozos complejos permiten al operador penetrar más objetivos con un solo pozo.

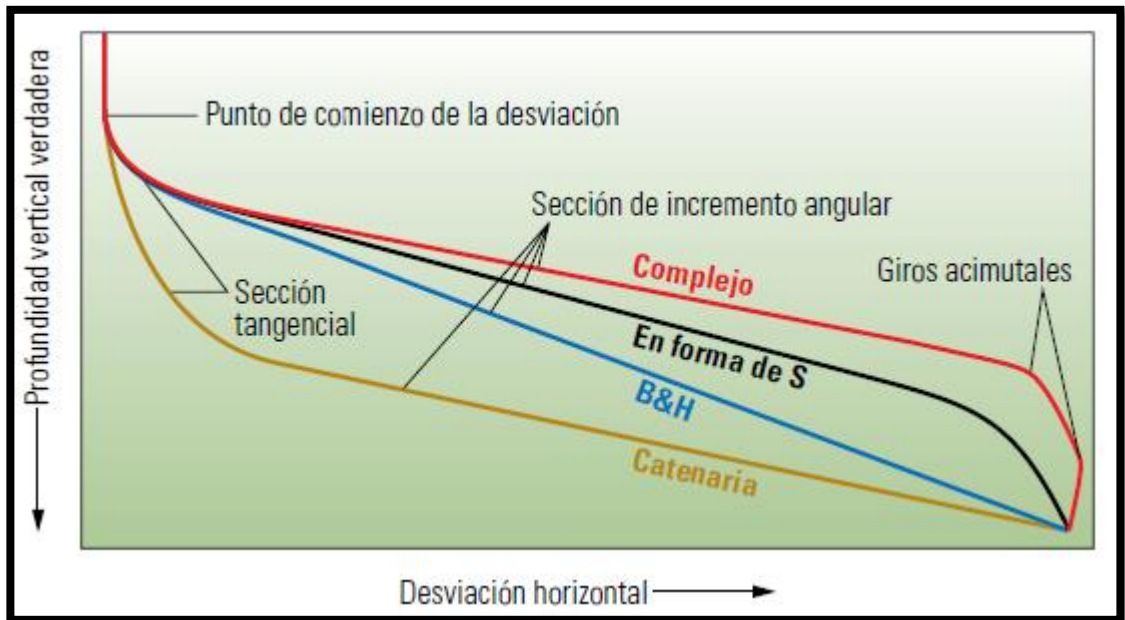


Figura 27. Tipos básicos de pozos de alcance extendido.

Fuente. (Oilfield Review Autumn, Schlumberger, 2010)

3.1.3. OPERACIONES MUNDIALES DE PERFORACIÓN DE POZOS DE LARGO ALCANCE.

En los últimos años, la industria del petróleo y el gas ha perfeccionado su capacidad para perforar pozos de alto ángulo cada vez más largos, a lo largo de trayectos cada vez más complejos.

La relación desviación horizontal-profundidad vertical verdadera (HD/TVD) se ha incrementado a un ritmo constante desde mediados de la década de 1970. Para el año 2010, los operadores habían perforado numerosos pozos con relaciones superiores a 4,0. El pozo BD-04A del campo Al-Shaheen estableció una desviación horizontal récord de 37 956 pies.

Para visualizar de mejor manera las operaciones de perforación de pozos de largo alcance y su desarrollo en el tiempo, se presenta la figura 28.

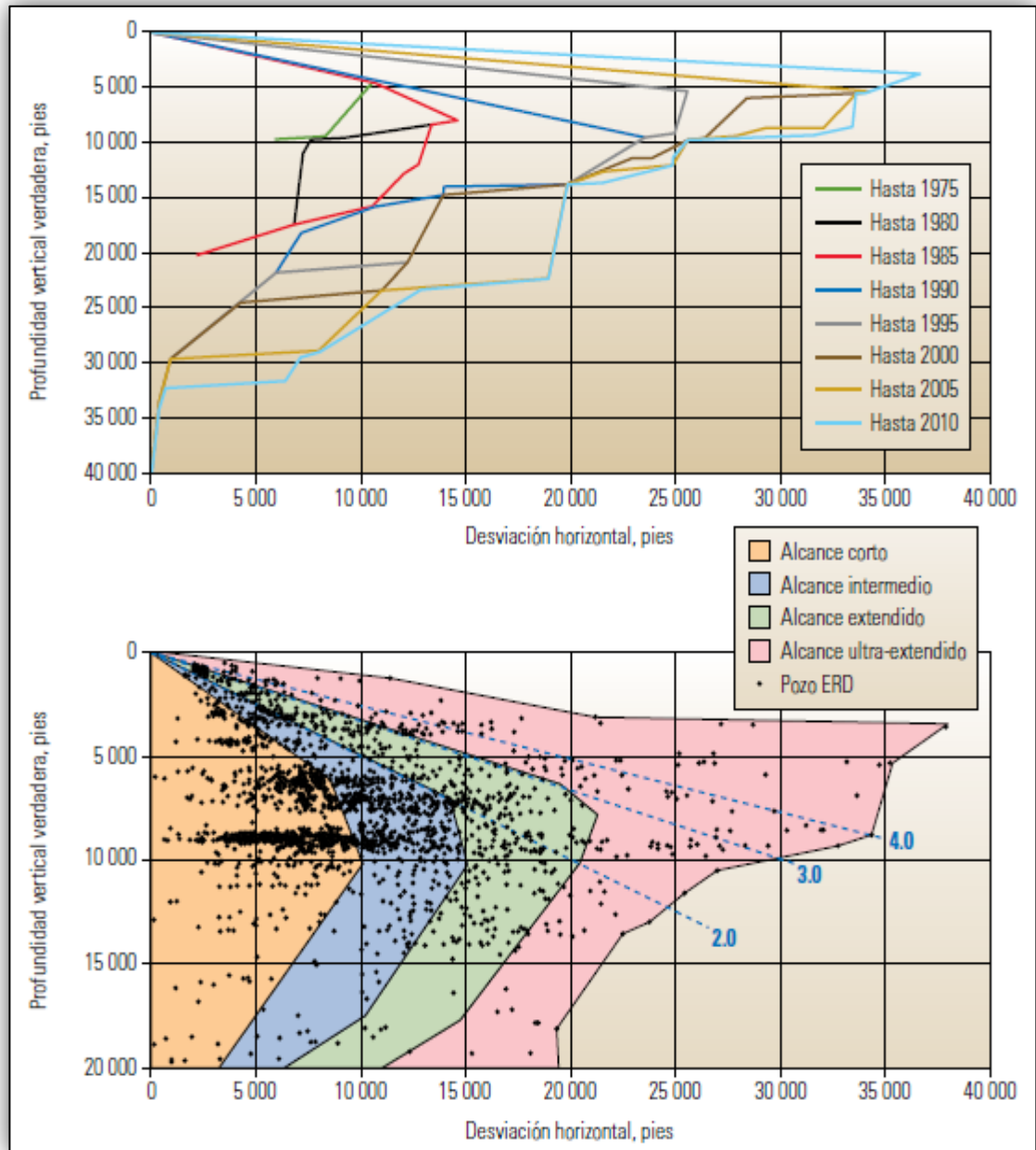


Figura 28. Operaciones mundiales de perforación de pozos de largo alcance.

Fuente. (Oilfield Review Autumn, Schlumberger, 2010)

3.1.4. CONSIDERACIONES DURANTE PRÁCTICAS DE PERFORACIÓN EN POZOS DIRECCIONALES DE LARGO ALCANCE CON ALTO GRADO DE INCLINACIÓN

Al momento de planificar una perforación de un pozo direccional de largo alcance, y teniendo en cuenta que este tipo de perforación necesita de una ingeniería mas compleja que la de un pozo convencional; necesitamos analizar ciertas consideraciones operacionales para realizar un trabajo óptimo y dentro del tiempo establecido.

3.1.4.1. Consideraciones Direccionales

Las prácticas de perforación direccional juegan un papel muy importante en cualquier operación durante la perforación de pozos de gran desplazamiento. A la hora de planificar un pozo de largo alcance, los ingenieros deben considerar la física de la longitud del pozo, donde intervienen el torque, el arrastre y la flexión.

Las cargas generadas por estos eventos pueden volverse tan grandes que la cabeza rotativa superior del equipo de perforación no puede rotar la tubería, y el malacate no puede subirla o bajarla. También puede suceder que las cargas sean suficientemente grandes de manera que, en caso de que la tubería se atasque, los esfuerzos realizados para liberarla produzcan su rotura, obligando al operador a abandonar el pozo, declarar la profundidad total (TD) prematuramente o perforar un pozo de re-entrada.

3.1.4.1.1. Torque Mecánico

El torque es una medida de la resistencia a la rotación, causada por la fricción entre la tubería de revestimiento o la sarta de perforación y la pared del pozo. El torque mecánico se genera cuando la sarta de perforación experimenta un fenómeno de atascamiento diferencial o interactúa con formaciones inestables.

3.1.4.1.2. Atascamiento diferencial

El atascamiento diferencial se produce cuando la sarta de perforación no puede ser movida (rotada o invertida), a lo largo del eje del pozo. El atascamiento diferencial tiene lugar cuando se ejercen fuerzas de contacto altas, causadas por las bajas o altas presiones del yacimiento, sobre un área de la sarta de perforación. Si bien todos los pozos pueden experimentar atascamiento diferencial, los pozos de largo alcance son particularmente susceptibles a este fenómeno. Cuando el atascamiento diferencial tiene lugar en un pozo de alcance extendido, la capacidad del perforador para liberar la tubería se reduce por el alto ángulo del pozo

3.1.4.1.3 Arrastre

El arrastre es una fuerza axial, afectada por los mismos factores que el torque, y se produce cuando la tubería es desplazada hacia arriba o hacia abajo en el pozo. (Fig. 29).

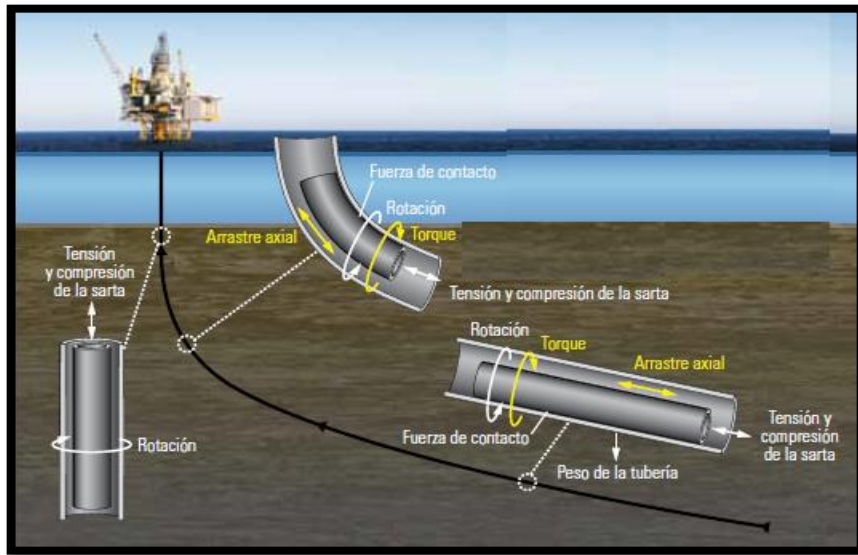


Figura 29. Torque mecánico y arrastre axial

Fuente. (Schlumberger, 2010)

Cabe resaltar que, en un pozo convencional, la tubería puede considerarse atascada en forma permanente si con 150 000 lbf de sobre tracción no puede ser movida. En un pozo de largo alcance, la incapacidad para transmitir peso o tensión puede llevar ese valor a 20 000 lbf.

Analizando la figura 30, se puede ver una sección de una barra de sondeo deslizándose hacia abajo en un pozo inclinado con un ángulo ϕ . Las fuerzas que actúan están representadas detalladamente. La aceleración por ser pequeña ha sido omitida. La conclusión que se saca es que si la fuerza axial es negativa, será necesario empujarla hacia abajo.

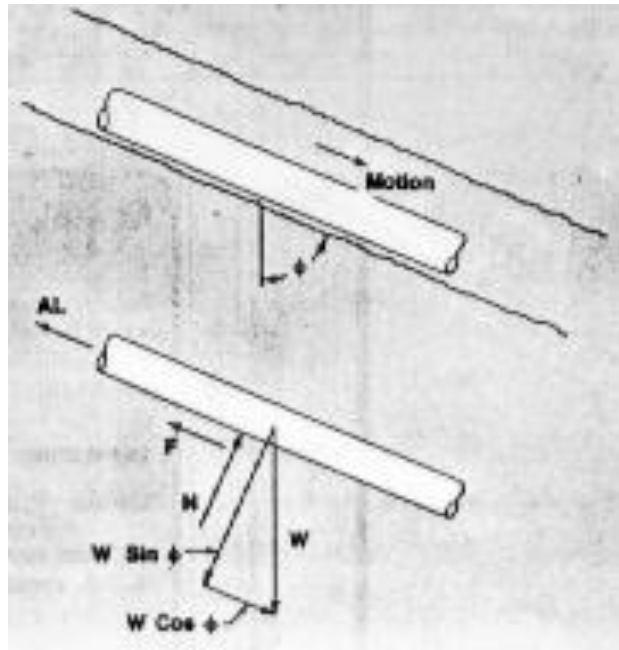


Figura 30. Fuerzas presentadas en el torque y arrastre de la tubería en un pozo con alto grado de inclinación.

Fuente. (Schlumberger, 2005)

Veamos la descomposición de las fuerzas presentes:

$$AL + f \cdot W \cdot \cos \Phi = W \cdot \cos \Phi \quad \text{Ec [1]}$$

Donde:

Φ : Angulo de inclinación

F : Coeficiente de fricción

W: Peso de la barra

F : Resistencia axial

N : Fuerza de contacto con la pared

AL : Carga axial

N : $W \text{ Sen } (\Phi)$

$F = f \cdot N = f \cdot W \cdot \text{sen}(\Phi)$

Por lo tanto:

$$AL = W \cdot \cos \Phi - f \cdot W \cdot \text{sen } \Phi \quad \text{Ec [2]}$$

Para esto es necesario conocer el peso sobre la broca (WOB) requerido para perforar que se lo calcula con la siguiente formula:

$$WOB = \frac{L \cdot Wdc \cdot BF}{f} \quad \text{Ec[3]}$$

Donde:

WOB = peso sobre la broca (lbs)

L = Longitud de la sarta (pies)

Wdc = peso del cuello de perforación (lb/pie)

BF = Factor de flotabilidad

f = factor de seguridad para punto neutral en cuellos de perforación

Para analizar como se aplica este cálculo, se presenta el siguiente ejemplo:

Calcular el peso sobre la broca (WOB) con una longitud de sarta de 480 pies de 8 pulgadas de diámetro externo (OD) y 3 pulgadas de diámetro interno (ID) con un factor de seguridad del 15%, perforando con un peso de lodo de 12.0 lpg y un peso del cuello de perforación de 150 lb/pie.

Primero se calcula el factor de flotabilidad con la siguiente ecuación:

$$BF = \frac{65.5 - Wl}{65.5} \quad \text{Ec [4]}$$

$$BF = \frac{65.5 - 12 \text{ lpg}}{65.5}$$

$$BF = 0.81679$$

Leugo procedemos a calcular el peso sobre la broca:

$$WOB = \frac{L * Wdc * BF}{f}$$

$$WOB = \frac{480 \text{ pies} * 150 \frac{\text{lb}}{\text{pie}} * 0.81679}{1.15}$$

$$WOB = 51138.16 \text{ lbs}$$

Lo que permite pensar que si una columna de barras más ligeras fuera bajada al pozo, su menor peso (W) haría disminuir las resistencias axial y rotativa, pero también en contrapartida, haría disminuir a la componente del peso (W) que hace deslizar la columna.

Por lo que permite entender que el uso de barras livianas para reducir las fricciones rotativa y axial es vital en la perforación de pozos de largo alcance (ERD).

3.1.4.1.4. Flexión

La flexión se produce cuando las fuerzas de compresión resultantes del arrastre pegan la tubería contra la pared del pozo, generando una configuración sinusoidal (Fig. 31). Con el tiempo, si las cargas continúan creciendo, la tubería se curvará helicoidalmente (Fig. 32), y en ese momento el movimiento descendente se detendrá.

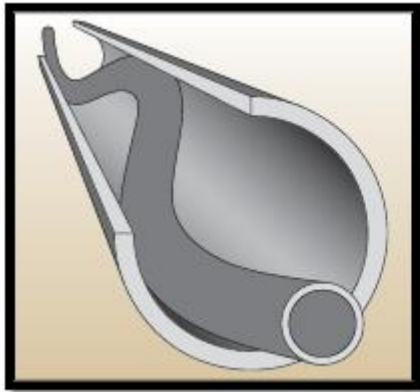


Figura 31. Configuración sinusoidal de la tubería con respecto a la pared del pozo

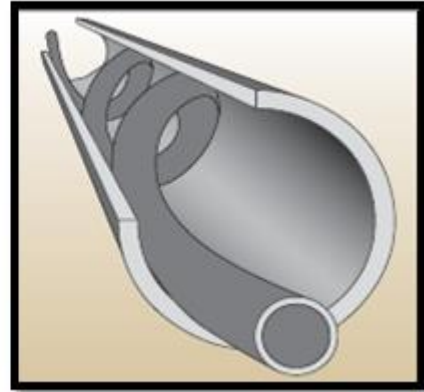


Figura 32. Configuración helicoidal de la tubería con respecto a la pared del pozo

Fuente. (Halliburton, programa básico sperry, 2010)

La existencia y la magnitud del torque mecánico, del arrastre y la flexión son una función de diversos factores:

- Tensión y compresión en la sarta de perforación
- Severidad de la pata de perro; ($^{\circ}$ /100 pies)
- Tamaño del pozo y de la tubería
- Peso de la sarta de perforación
- Inclinación
- lubricidad; el efecto de los reductores de fricción en el fluido de perforación.

La solución para el problema de inestabilidad de pozos de alto ángulo a menudo consiste en incrementar la densidad del lodo. Esto hace que se perfora en condiciones de sobrebalance (conteniendo la presión de la formación), lo que constituye la causa principal de pega mecánica de tubería.

Para determinar la cantidad de material de peso que es necesario agregar a un lodo para aumentar su densidad, se utiliza la siguiente fórmula:

$$W = \frac{350 * GE * (Pf - Pi) * Vi}{(8.33 * GE - PF)} \quad \text{Ec [5]}$$

Donde:

W : Peso de material densificante necesario, lbs.

GE: Gravedad específica del material densificante.

Pf : Densidad final del fluido, lpg.

Pi : Densidad inicial del fluido, lpg.

Vi : volumen inicial del fluido, bbls.

Para aumentar la densidad del lodo de perforación se suele aplicar barita como material densificante, lo que resulta como valor máximo promedio de densidad de lodo de 21 lpg, para la barita se aplica la siguiente ecuación:

$$Wb = \frac{1470 * (Pf - Pi) * Vi}{35 - Pf} \quad \text{Ec [6]}$$

Por ejemplo para determinar el número de sacos de barita requeridos para aumentar la densidad de 100 bls de lodo de 13,0 lpg a 15,0 lpg es de la siguiente manera:

$$Wb, \text{sacos}/100\text{bls} = \frac{1470 * (15 - 13)}{35 - 15}$$

$$Wb, \text{sacos}/100\text{bls} = \frac{2940}{20}$$

$$Wb = 147 \text{ sacos}/100\text{bls}$$

Además, en comparación con los pozos verticales, los pozos de alcance extendido habitualmente dejan secciones de yacimiento más largas expuestas durante períodos más largos.

También debe considerarse el uso de estabilizadores ajustables que permiten cambiar el diámetro externo de las cuchillas sin sacar la tubería dentro del hueco, permitiendo así manejar el comportamiento del ensamblaje de fondo y las tendencias que muestran las formaciones perforadas.

3.1.4.2. Limpieza del hueco

La mayoría de pozos ERD tienen secciones tangenciales largas sobre los 60 grados. Es importante sin embargo entender el mecanismo de transporte de los cortes a través de cada porción del pozo:

- A ángulos bajos de 30 a 40 grados y menos, los cortes se mueven hacia arriba y están directamente suspendidos por el fluido- los lechos de cortes normalmente no se forman en estas secciones y el hueco puede ser limpiado con tubería de perforación estacionaria.
- En secciones de hueco con ángulos alrededor de 40 a 60 grados los cortes se mueven mas hacia el lado bajo del pozo, pero pueden ser barridos con el régimen de flujo alto (mayor a 80 gls/min).

El problema se presenta cuando las bombas se apagan, los cortes forman una corriente hacia abajo del hueco hasta que el ángulo es muy alto para continuar deslizando y luego se formará como una especie de duna. En secciones de ángulo alto los cortes pueden estar en la parte baja del pozo sin importar la rata de flujo o la viscosidad del lodo. Hay muchos factores que afectan la limpieza del hueco- broca:

- Diseño de la sarta
- Reología del lodo
- Estabilidad del hueco

- Prácticas de perforación y de viajes
- Tatas de flujo
- Velocidad de rotación de la sarta
- Píldoras de baja/alta viscosidad

Ninguno de estos problemas debe mirarse por separado; es absolutamente crítico para el éxito del pozo de largo alcance que todos estos aspectos se miren al mismo tiempo.

3.1.4.3. Tasa de penetración (ROP)

En operaciones de perforación de pozos de largo alcance es trabajar con la máxima ROP y luego realizar trabajos de limpieza, es importante recordar que un perfil de pozo suave es de extrema importancia y a menudo para alcanzar el mejor desempeño direccional en modo rotario debe ser mantenido cierto peso sobre la broca.

Esto en algunas ocasiones, puede producir altas ROP's, mayores que las recomendadas por los modelos de limpieza de hueco, sin embargo es posible perforar seguro un pozo de alto ángulo con una rata de penetración relativamente alta y sostenida por cierto tiempo, usando otras prácticas o estrategias y que la capacidad del taladro permita la limpieza periódica del hueco.

3.1.4.4. Tasa de flujo

La tasa de flujo es de vital importancia en operaciones de perforación de pozos de largo alcance una de las recomendaciones de los operadores es usar la máxima tasa de flujo (mayor a 900 gls/min) y combinada con una rotación óptima de la sarta (70-80 RPM), la rata de flujo por si sola no es muy efectiva a menos que la tubería este siendo rotada lo suficientemente rápido para mover los cortes dentro del régimen de flujo. El impacto de GPM y RPM sobre el ECD

(densidades de circulación equivalentes) debe ser plenamente entendido, especialmente en formaciones débiles.

Las boquillas deben escogerse con las limitaciones de rata de flujo en motores de fondo y ensamblajes rotarios estándar deben todos requerir cierta caída de presión en la broca para un óptimo desempeño.

La experiencia en el campo sugiere que al menos 950 a 1100 GPM es requerido para limpiar una sección de 12 ¼", cuando se deben considerar de 500 a 600 GPM para limpiar una sección de hueco de 8 ½". Esto depende en gran medida todos los otros parámetros que impactan la limpieza del hueco.

3.1.4.5. Rotación de la sarta de perforación

La rotación a alta velocidad es crítica para una buena limpieza de hueco a ángulos altos el fluido de perforación es casi estacionario en la parte baja del hueco, donde se encuentran los cortes. En otras palabras, cuando se esta deslizando en un pozo de ERD, la limpieza de hueco es casi nula. Experiencias en pozos de ERD sugieren que un mínimo de RPM para una limpieza eficiente debe estar entre 100 y 130 RPM, pero esto depende de muchos otros factores y debe ser verificado mientras se perfora la sección observando los cortes en la saranda.

3.1.4.6. Monitoreo del ECD (densidad de circulación equivalente)

El monitoreo de cerca del ECD en pozos de largo alcance es crítico por dos razones:

- El margen entre la presión de poro y la presión de fractura de la formación es usualmente más cercano, resultando en un incremento del riesgo de inducir pérdidas o problemas de inestabilidad.
- La observación del tren del ECD da un cuadro de todo el proceso de limpieza del hueco.

El impacto de la rotación de la sarta RPM y la rata de flujo sobre el ECD debe ser completamente entendida se sugiere que una vez el sistema de lodos este propiamente caliente, y el hueco este aun relativamente limpio de cortes, una medida de comparación de ECD deben tomarse a diferentes ratas de flujo y RPM en el comienzo de cada sección. Esta suministrara una línea base que puede ser usada siempre como referencia durante toda la sección y cualquier anomalía del tren normal debe ser investigada.

Debe hacerse un chequeo cuidadoso de todos los 3 parámetros (RPM, GPM, ROP) al mismo tiempo para entender complemente las condiciones en el fondo del pozo. En ocasiones, si el hueco no es limpiado en forma apropiada dados el óptimo RPM, GPM y el máximo ECD permitido, entonces se debe tener en cuenta mantener una ROP controlada.

Después de deslizar intervalos prolongados se debe tener un extremo cuidado cuando se comience a rotar la sarta, deslizar resulta en tener la tubería estacionaria y permite formar cortes alrededor del BHA y el ECD permanecerá bajo mientras se desliza, esta puede aumentar dramáticamente cuando se inicia la rotación de la sarta.

Cuanto mayor sean las secciones del hueco en ERD, cada viaje tiende a dar al lodo mas tiempo para gelificarse. Esto puede tener impacto serio sobre el ECD y es a menudo necesario romper circulación durante los viajes hacia abajo. Los intervalos con formaciones competentes deben ser seleccionados cuando se rompa circulación en puntos intermedios. El flujo y RPM deben incrementarse lentamente hasta el máximo nivel, observando el impacto sobre el ECD.

3.1.4.7. Control de sólidos

En operaciones de perforación de largo alcance, se debe pensar más de lo usual en el control de sólidos. Debido al alto ángulo y que los cortes se quedan

en el hueco más tiempo que en los pozos estándar, la cantidad de finos producidos es mucho mayor, y el equipo de control de sólidos debe funcionar correctamente si el lodo permanece en buenas condiciones.

3.1.4.8 Practicas de limpieza

Es absolutamente vital en la perforación de pozos de alcance extendido la adecuada limpieza del hueco antes de sacar tubería. Esto no significa que el pozo este completamente limpio de cortes esta situación es imposible de alcanzar en una operación de ERD. Esto significa sin embargo que la cantidad de cortes que se deja en el hueco no interferirá con sacada de tubería o con la operación de viaje hacia el fondo.

Antes de sacar tubería, el hueco debe ser circulado con la máxima rata de flujo disponible y la máxima RPM permitida, mientras se trabaja la sarta fuera del fondo. La cantidad de veces que una parada es trabajada a través de un intervalo dado dependerá mucho de que tan competente es la formación, pero no debe ser mas largo de una hora.

Experiencias de varios proyectos en ERD sugieren que 3 a 4 veces de circulación de fondos arriba se requiere normalmente antes de que el hueco este relativamente limpio, circular hasta que las zarandas estén limpias y además el ECD se estabilice a niveles mínimos.

3.1.5. ÚLTIMAS TECNOLOGÍAS EMPLEADAS EN LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL DE ALCANCE EXTENDIDO

3.1.5.1. Herramienta Gyro

El Gyro es una herramienta que toma mediciones de dirección e inclinación mediante un giroscopio con tasa de cambio de doble eje (X,Y), normalmente se usa en zonas donde existe interferencia magnética, especialmente en la parte inicial del pozo o en zonas donde existe interferencia con otros pozos.

El Giroscopio con tasa de cambio se refiere al método utilizado para determinar la posición de la herramienta y por consiguiente el azimuth del pozo referenciado al Norte Verdadero eliminando así un posible error humano como en los Free gyros.

Con la herramienta en posición vertical los ejes X y Y del giroscopio están en el plano horizontal y proveen dos componentes del vector horizontal de velocidad rotacional de la tierra G_x y G_y , en posición inclinada las componentes transversales del pozo deben ser matemáticamente proyectadas en el plano horizontal.

El Gyro utiliza dos o tres acelerómetros, El acelerómetro mide electrónicamente la fuerza requerida para mantener una flexión de cuarzo muy delgada en una posición de equilibrio o "nula".

Si el gyro tiene un tercer acelerómetro para tomar lecturas en el eje Z, este estará montado en la sección gyro situada encima del motor de indexado.

Un acelerómetro de doble eje proporciona inclinaciones de 0° hasta aproximadamente $88/89^\circ$, podría mostrar una inclinación de 90° pero es poco probable que la herramienta se encuentre exactamente en esta posición.

Para tomar surveys a inclinaciones mayores de los 60° se utiliza un paquete de acelerómetros con control sobre los tres ejes, así se tiene la ventaja de proporcionar inclinación de 0° a 180° . La Figura 33 muestra un gyro de 1.25" con giroscopio de doble eje (X, Y) y un paquete de dos acelerómetros alineados uno en cada eje.

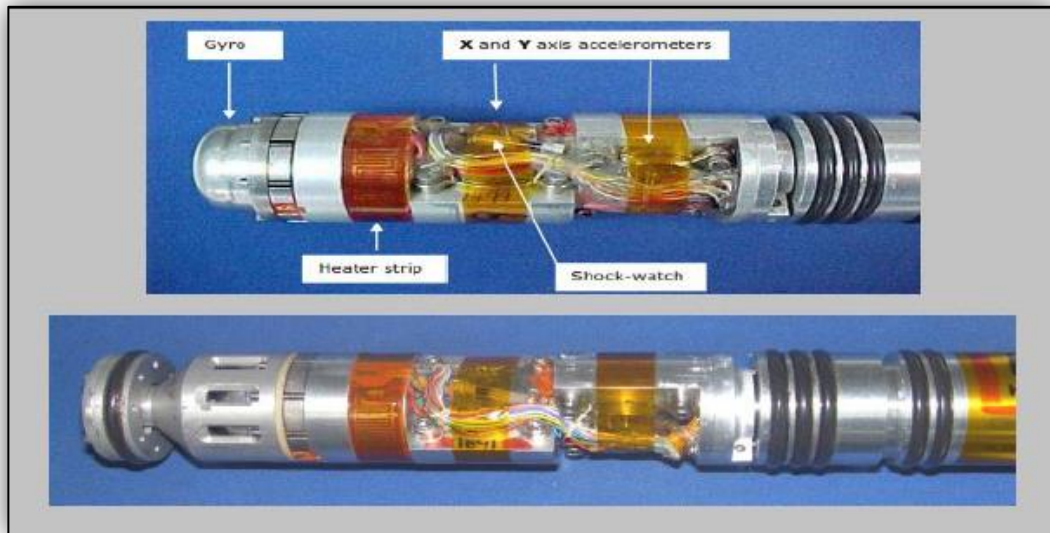


Figura 33. Herramienta Gyro con giroscopio y dos acelerómetros

Fuente. (Gyrodata Training Manual, 2008)

3.1.5.1.1. Desarrollos tecnológicos en las herramientas de gyrodata

El sistema Gyro While Drilling, GWDT, incorpora dos giroscopios de 0.75" de doble eje con tres acelerómetros cada uno alineado sobre los ejes X, Y y Z, también permite correr la herramienta y tomar surveys de manera continua desde la vertical, antes se limitaba típicamente a un máximo de inclinación de 20° pero desarrollos más recientes permiten ahora la toma de surveys a inclinaciones de hasta 90° con la incorporación de los sistemas GWD40TM, GWD70TM y GWD90TM recientemente publicados.

El Gyro Surveyor X-4TM de 1.25" incorpora una flexión del giroscopio 'robusta' (Hookes Joint) permitiendo que el giroscopio soporte más golpes y vibraciones, sin perder precisión.

Este desarrollo permite una caída libre cuando se corre el servicio Drop Gyro.

3.1.5.2. Sistema Rotatorio Dirigible (RSS: Rotatory Steerable System)

El sistema rotatorio dirigible tiene la capacidad de crear el ángulo de la desviación, mientras toda la sarta se encuentra girando; es decir, sin necesidad de deslizar como sucedía con los motores de fondo. Esta tecnología aumenta la eficiencia y reduce el costo global de las operaciones de perforación direccional.

Con el uso de este sistema, los operadores pueden optimizar la calidad del agujero y la colocación del pozo, lograr tasas más rápidas de penetración, y mejorar la productividad del yacimiento.

El sistema rotatorio dirigible es ampliamente aceptado en la industria hoy y debe ser seriamente considerado en pozos de largo alcance. La tecnología del RSS elimina normalmente problemas asociados en deslizamiento con motores de fondo, disminuye la tortuosidad del pozo y puede tener gran impacto en el desempeño de perforación. Los sistemas rotatorios dirigibles se clasifican en dos grupos:

- Empuje de la broca (push the bit)
- Direccionamiento de la broca (point the bit)

3.1.5.2.1. Empuje de la broca (push the bit)

Estos sistemas están constituidos por almohadillas (pads) para tener contacto con la formación haciendo un efecto de acción reacción, ya que los Pads se abren y se cierran aleatoriamente utilizando la presión del lodo de perforación. Al golpear la formación desvían la sarta hacia el lado contrario construyendo un ángulo en el pozo, esto permite que la rotación de la sarta no se detenga durante la perforación.

Los cambios de ángulo y control de trayectoria se realizan desde la superficie cambiando la rata del flujo del lodo de perforación dando órdenes

preestablecidas a la herramienta; se usa en conjunto con el MWD como vía de transmisión de datos.

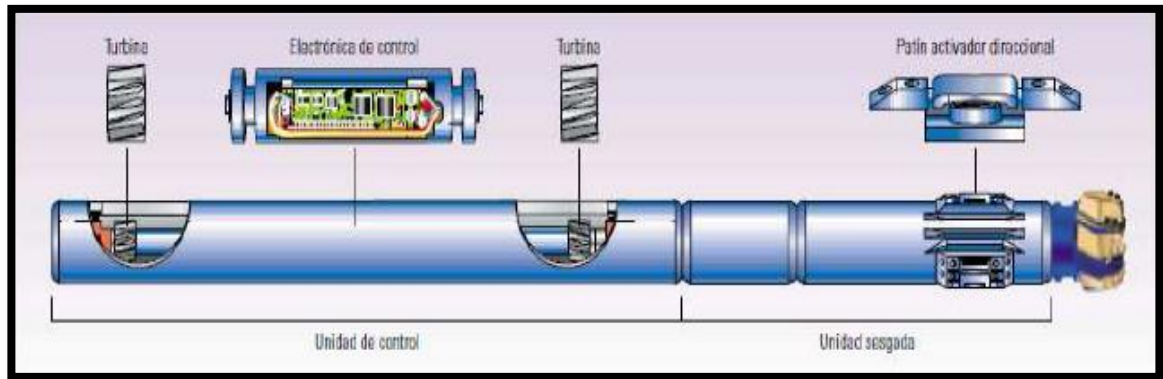


Figura 34. Sistema Rotatorio Dirigible Push the bit

Fuente. (Halliburton, Rotatory Steerable System, 2010)

Como pudimos observar en la figura 34 el sistema rotatorio dirigitible push the bit consta de dos secciones que son:

- Unidad Sesgada: aplica una fuerza sobre la mecha en una dirección controlada mientras toda la columna gira. (detrás de la mecha)
- Unidad de Control: contiene dispositivos electrónicos, sensores y un mecanismo de control que proporcionan la magnitud y la dirección promedio de las cargas del lado de la mecha. (detrás de la unidad sesgada).

3.1.5.1.2. Direccionamiento de la broca (Point the bit)

Estos sistemas orientan la broca a través de un mecanismo interno de direccionamiento y reducen la dependencia del direccionamiento con respecto al contacto con la pared del pozo.

La combinación de un sistema direccionamiento de la broca con el MWD permite transmitir mediciones de inclinación y azimut frente a la barrena en tiempo real. El uso de esta información cercana a la barrena para actualizar la

trayectoria del pozo, permite direccionar al pozo al mejor lugar del yacimiento con el objetivo de mejorar la producción.

Cabe resaltar que en la perforación del pozo Lago Agrio 001, que se va a analizar a continuación, se utilizó la herramienta Geo-Pilot que posee esta tecnología.

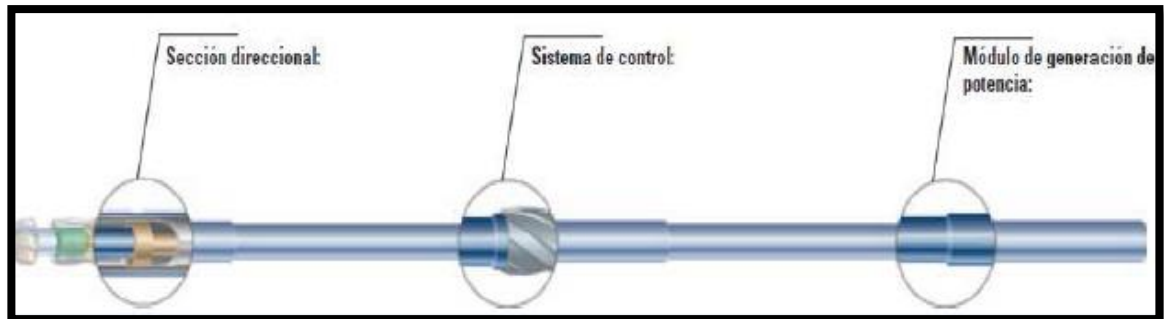


Figura 35. Sistema Rotatorio Dirigible Point the bit

Fuente. (Halliburton, Rotatory Steerable System, 2010)

Estos sistemas están constituidos por:

- Sección direccional: El arreglo orienta continuamente el eje inclinado de la barrena para controlar la dirección de la perforación y la severidad de pata de perro del agujero.
- Sistema de control: Los dispositivos electrónicos y el paquete de sensores obtienen mediciones para controlar el arreglo direccional.
- Sección de generación de potencia: El turboalternador suministra potencia para el direccionamiento y el control.

3.2. INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO LAGO AGRIO 001

El pozo Lago Agrio 001, fue un pozo direccional tipo “J” con un desplazamiento de 8,230 pies md (vertical section) a 11,611 pies md (td). Es el quinto pozo a perforarse en esta locación, se debe también mencionar que existe un único cellar disponible y posteriormente se construirán cuatro cellars adicionales.

Tabla 7. Información del Pozo 001

Ubicación	Cuenca Oriente
Campo	Lago Agrio
Tipo de Pozo	Direccional de desarrollo
Pad / Cellar	Pad Lago Agrio-xx
Coordenadas de Superficie (UTM)	10.013.037,396 / 292.257,007
Coordenadas Tope (UTM)	10.013.687 / 291.640
Zona de interés (Onjetivo principal)	Reservorios: HS / HI
Zona de interés (Objetivo principal)	Hollín
Objetivos secundarios	Reservorios: TS / TI / US / UI / BT
Perfil del Pozo	Tipo "J"
Profundidad Total (pies) tvd	6 259 tvd
Elevación del Terreno sobre NSM (pies)	958 924 pies
RKB (pies)	993 374 pies
Sección Vertical	8 230 pies
Máxima desviación / Azimuth	337 338
Distancia al pozo mas cercano productor	510 m (Pozo Lago Agrio 55)
Distancia al Límite del Bloque de licitación	4 200 m (hacia el Norte)
Taladro	xx
Producción y Corte de Agua Inicial Estimados	400 bppd
Acumulado esperado	0.545 MMbls
Tolerancia del Objetivo	+ / - 25 pies

Fuente. (Hallibuton, programa de perforación, 2014)

3.2.1. OBJETIVOS DE LAS SECCIONES DEL POZO 001

El pozo 001 fue perforado en 3 secciones; las cuales corresponden a agujeros de 16 pulgadas, 12 ¼ pulgadas, 8 ½ pulgadas. Los revestimientos que se utilizaron fueron: casing de 13 3/8 pulgadas, casing de 9 5/8 pulgadas liner de 7 pulgadas, respectivamente.

3.2.1.1. Objetivo sección de 16”

Se perforará verticalmente hasta 350 pies md, donde se realizará un codo con una severidad de pata de perro (DLS) de 1.2 grados/100 pies, hasta 4° Inc. y 70 grados de azimut, posteriormente se continuará construyendo y girando con severidad de pata de perro de 1.5 grados/100 pies hasta alcanzar 12 grados de inclinación y 50 grados de azimut, se continuará construyendo y girando con el mismo grado de severidad hasta alcanzar 73.3 grados de inclinación y 337.3 grados de azimut, donde se asentara el casing de 13 3/8 pulgadas a una profundidad de 5 915.1 pies de md / 4 625.4 pies tvd.

3.2.1.2. Objetivo sección de 12 ¼”

Mantener la tangente de 73.3° de inclinación y 337.3° de azimut por toda la sección hasta alcanzar el punto de casing de 9 5/8 pulgadas, a una profundidad de 10,986.07' md / 6,080.2' tvd (15 pies de tvd dentro de Napo).

3.2.1.3. Objetivo sección de 8 ½”

Mantener la tangente de 73.3° de inclinación y 337.3° de azimut, hasta el punto de liner de 7 pulgadas a una profundidad de 11 611.36 pies md / 6 259.59 pies de tvd (200 pies de md bajo la base de arena M-1).

3.2.2. OPERACIONES EJECUTADAS EN EL POZO 001

A continuación se analizará las operaciones en cada sección, este análisis proporcionará una visión general del desarrollo de las actividades en el transcurso de la perforación.

3.2.2.1. Operaciones ejecutadas en la sección de 16 pulgadas

Se armó el BHA #1 Rotatorio (Tab. 8) y se baja hasta 55 pies donde toca fondo, posteriormente se perfora hasta 103 pies con 200 GPM, 45 PSI, 50 RPM, WOB 5 Klbs, y se repasa dos veces.

Tabla 8. Descripción BHA #1

Item #	Description	Serial Number	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Weight (lbf)	Top Connection	Length (ft)	Bit - Center Blade (ft)
1	Tricone	5225679	9.000	3.000	16.000	192.72	P 7-5/8" REG	1.30	
2	Bit Sub + Float Valve + Totco Ring	530787	9.000	3.000		192.72	B 6-5/8" REG	3.93	
3	1 x 8" Drill Collar	1002-78	8.000	3.000		146.90	B 6-5/8" REG	30.22	
4	15 1/2" String Stabilizer	10524939	8.000	3.000	15.500	147.22	B 6-5/8" REG	4.82	37.34
5	1 x 8" Drill Collar	PX-003	8.000	3.000		146.90	B 6-5/8" REG	30.18	
6	X-O (6 5/8" REG P x 4 1/2" IF B)	11654866	8.000	3.000		147.22	B 4-1/2" IF	3.16	
7	12 x 5" HWDP		5.000	3.000		49.30		361.38	
Total:								434.99	

Fuente. (Halliburton, Reporte final de perforación, 2014.)

Se continuó perforando hasta 193 pies con los siguientes parámetros 200 gpm, 45 psi, 80 rpm, WOB 5 Klbs y se repasa dos veces.

Se conecta la polea y se baja Gyro observando problemas para tomar Gyro, se decide sacar hasta superficie para chequea el Gyro. Resultado: OK.

Baja nuevamente a fondo observando el mismo problema, por lo cual se decide a sacar hasta superficie y cortar 250 pies de cable del gyro para medir continuidad del cable, armar cabezal del cable y probar el mismo.

Se toma Gyro a 100 pies con resultados de inclinación 0.23 grados y de azimut 236.93 grados; con estos datos se continua perforando hasta los 350 pies, aumentando el galonaje progresivamente hasta obtener 500 GPM. En donde se bombea píldora y se circula hasta tener retornos limpios.

Se arma BHA #2 direccional (Tab. 9), conectando la broca y orientando el motor de fondo hasta 320 pies, donde se prueban las herramientas direccionales con 500 gpm y 400 psi. Resultado: OK.

Tabla 9. Descripción BHA #2

Item #	Description	Serial Number	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Weight (lbf)	Top Connection	Length (ft)	Bit - Center Blade (ft)
1	16" PDC Bit	7034532	8.000	4.000	16.000	128.48	P 7-5/8" REG	1.50	
2	9 5/8" SperryDrill Lobe 3/4 - 6.0 stg	10499516	9.625	6.212		167.42	B 6-5/8" REG	31.26	
	Stabilizer				15.750				4.63
3	Float Sub w/ Float Valve	1888399	8.000	3.125		145.17	B 6-5/8" REG	3.39	
4	Pony Collar	12276945	8.000	3.250		143.03	B 6-5/8" REG	5.78	
5	14 1/2" String Stabilizer	12106244	8.000	3.000	14.500	147.22	B 6-5/8" REG	8.11	45.98
6	8" HOC - 1200 MWD System	11694875	8.000	4.025		127.94	B 6-5/8" REG	32.38	
7	Orienting Sub UBHO	6641117-1	8.220	2.500		164.13	B 6-5/8" REG	3.33	
8	X-O Sub 6 5/8" REG P x 4 1/2" IF B	11654866 PTX	7.500	3.063		125.46	B 4-1/2" IF	3.16	
9	27 x 5" HWDP		5.000	3.000		49.30		813.13	
10	6-1/2" Drilling Jar	WTF-17602405	6.500	2.500		88.24	B 4-1/2" IF	32.01	
11	18 x 5" HWDP		5.000	3.000		49.30		547.97	
12	X-O Sub (4 1/2" IF P x 5 1/2" TD-2S55)	GWT249542	5.000	3.000		42.83	B 4-1/2" Mod	3.76	
Total:								1485.78	

Fuente. (Halliburton, Reporte final de perforación, 2014.)

Se baja lavando hasta fondo y posteriormente se reinicia la perforación, tomando gyro. Se orienta el motor para realizar KOP (kick off point) a 359 pies, se desliza 35 pies en dirección 70 metros, donde se obtiene buena respuesta del ensamblaje direccional logrando iniciar la curva hacia el azimut deseado.

Se aumentó gradualmente los parámetros: 500 a 1 000 gpm, 60 a 80 rpm, WOB de 5 a 10 Klbs y Torque de 4 a 7 Klbs-pie; utilizando presiones diferenciales entre 200 y 400 psi.

Se continuó construyendo la curva deslizando entre 25 y 35 pies, se repasa 3 veces cada parada, tomando survey de MWD en cada repasada hasta quedar libre de interferencia magnética. Se logra el empate (Tie On) de MWD con la herramienta Gyro a 1376 pies, donde se procede a liberar la unidad de Gyro y continua tomado surveys con MWD.

Se continuó construyendo la curva 3D deslizando entre 15 a 40 pies por parada, obteniendo buena respuesta del ensamblaje.

Utilizando parámetros constantes de 1000 gpm, 60 rpm, se deslizó 200 a 250 psi, PD rotando a 400 psi, WOB de 10 a 15 Klbs, Torque de 5 a 11 Klbs-pie y se repasó 3 veces cada parada, a 2523 pies, donde se realiza estación de circulación, bombeando píldora y reciprocando la sarta.

Posteriormente se perforó hasta 3 275 pies donde se bombea 30 Bls de píldora dispersa 10.2 lpg x 30, más 50 bls de píldora viscosa 10.2 lpg x 110 que se circula fondo arriba, por obstrucción de arcilla.

Se continuó perforando y construyendo el ángulo, girando el pozo a la izquierda; deslizando un promedio de 31 % y rotado de 69 %, hasta llegar a la profundidad de 3 752 pies, donde se bombea píldora viscosa y dispersa para desalojar cortes y se circula hasta retornos limpios.

Se observó taponamiento en la línea de flujo y acumulación de cortes, realizando circulación esporádica por taponamiento continuo. Realiza trabajos de limpieza dejando operativo flow line y bolsillos.

Se subió el BHA # 2 hasta superficie chequea y limpia broca y motor. Posteriormente se lo baja hasta 1485 pies donde cambia elevador de 5 pulgadas x 5 ½ pulgadas. Con el cual se continúa bajando desde 1 485 pies hasta 3563 pies llenando cada 2000 pies.

Luego se bajó lavando desde 3 563 pies hasta 3 752 pies con 700 gpm, 1 680 psi, 60 RPM, WOB 8 Klbs. Donde se circula el pozo hasta retornos limpios, reciprocando la sarta con 600 gpm, 1 100 psi, 60 rpm y torque de 4/5 Klbs.

A continuación se bombeó 50 bls de píldora espaciadora de 10.2 lpg x 60 segundos y se cambia el fluido con 450 gpm, 600 psi y 60 rpm. Se realiza la conexión y se coloca la bomba, verificando parámetros con 1 000 gpm, 2100 psi, torque 5 Klbs, Over Pull 150 Klbs, Rot/W 140 Klbs, Slack Off 130 Klbs.

Se continuó perforando y construyendo el ángulo, girando a la izquierda a razón de 1.5 grados/100 pies, deslizado un promedio entre 30 y 40 pies; los parámetros promedios aplicados con 1 000 gpm, 2 400 psi, 70 rpm, torque de 10 a 15 Klbs y WOB de 25 a 35 Klbs. Se observó que en varias ocasiones al momento de deslizarse se presenta colgamiento de la sarta, por lo que se decidió bombear una píldora y circular el hoyo hasta retornos limpios a la profundidad de 5 278 pies.

A 5 372 pies se observó problemas de detección de la herramienta MWD evidenciado baja RPM del imple del MWD, por lo que se bombeó 50 bls de píldora dispersa 10.8 Lpg X 30 segundos para lograr limpiar cualquier obstrucción. Resultado: sin éxito.

Se procedió a sacar la herramienta hasta superficie observando UBHO (orientador universal) con washout (desastre). Se cambia MWD mas broca y motor en buenas condiciones para seguir perforando con un GAP 3.3 mm.

Se bajó BHA # 3 (Tab. 10) hasta tocar fondo, las últimas tres paradas se bajó con 600 gpm, 60 rpm por seguridad, Bombeando píldora y circulando se toma survey de chequeo y se continua perforando construyendo la curva a razón de 2 grados/100 pies, para tratar de ajustarse al plan.

Se mantuvo la inclinación en el survey a 5 389 pies cayendo 0.96 grados, debido al problema que se presentó con el lavado anterior, esto lavo toda la parte que se construyó previamente, comprometiendo el plan direccional.

Haciendo las proyecciones comparativas, el pozo quedaría a 25 pies por debajo del plan 10 pies a la derecha.

Tabla 10. Descripción BHA #3

Item #	Description	Serial Number	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Weight (lbpf)	Top Connection	Length (ft)	Bit - Center Blade (ft)
1	16" PDC Bit	7025345	8.000	4.000	16.000	128.48	P 7-5/8" REG	1.60	
2	9 5/8" SperryDrill Lobe 3/4 - 6.0 stg	10499516	9.625	6.212		167.42	B 6-5/8" REG	31.26	
	Stabilizer				15.750				4.73
3	Float Sub w/ Float Valve	1888399	8.000	3.125		145.17	B 6-5/8" REG	3.39	
4	Pony Collar	12276945	8.000	3.250		143.03	B 6-5/8" REG	5.78	
5	14 1/2" String Stabilizer	12106244	8.000	3.000	14.500	147.22	B 6-5/8" REG	8.11	46.08
6	8" HOC - 1200 MWD System	11694875	8.000	4.025		127.94	B 6-5/8" REG	32.38	
7	X-O Sub 6 5/8" REG P x 4 1/2" IF B	11654866 PTX	7.500	3.063		125.46	B 4-1/2" IF	3.16	
8	27 x 5" HWDP		5.000	3.000		49.30		813.13	
9	6-1/2" Drilling Jar	WTF-17602405	6.500	2.500		88.24	B 4-1/2" IF	32.01	
10	18 x 5" HWDP		5.000	3.000		49.30		547.97	
11	X-O Sub (4 1/2" IF P x 5 1/2" TD-2S55)	GWT249542	5.000	3.000		42.83	B 4-1/2" Mod	3.76	
Total:								1482.55	

Fuente. (Halliburton, Reporte final de perforación, 2014)

Se mantuvo la inclinación en el survey a 5 389 pies cayendo 0.96 grados, debido al problema que se presentó con el washout anterior, esto lavo toda la parte que se construyó previamente, comprometiendo el plan direccional.

Haciendo las proyecciones comparativas, el pozo quedaría a 25 pies por debajo del plan 10 pies a la derecha.

Continúa perforando hasta llegar a 5 915 MD donde bombea 40 bls de píldora dispersa de 9 lpg x 30 segundos y se bombea 50 bls de píldora viscosa y circula con 1 000 gpm, 3 130 psi más 90 RPM, 10 de torque. Se procede a Sacar BHA # 3 desde 5915 pies hasta 2300 pies.

Puntos apretados: 4 880 pies, 4 823 pies, 2 553 pies y 2 690 pies. Baja con BHA # 3 desde 2 300 pies hasta 5 915 pies donde se coloca bomba con rotación las dos últimas paradas por seguridad, finalmente se circula hasta retornos limpios con 1000 gpm, 90 rpm, 7/8 Klbs de torque, se saca BHA # 3 hasta superficie y se procede a desarmarlo.

3.2.2.2. Operaciones ejecutadas en la sección de 12 ¼ pulgadas

Se arma BHA # 4 (Tab 11), con Geo-Pilot y se baja hasta topar el cemento a 2,559 pies, donde se realiza prueba a la herramienta direccional con 1000 gpm y 3000 psi. Resultado: OK.

Tabla 11. Descripción BHA #4

Item #	Description	Serial Number	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Weight (lbf)	Top Connection	Length (ft)	Bit - Center Blade (ft)
1	12 1/4" PDC Bit	7150036	8.000	3.000	12.250	147.22	P 6-5/8" REG	1.35	
2	Geo-Pilot 9600 EDL	90386436	9.625	2.375	12.000	156.45	B 6-5/8" REG	21.59	1.35
	Stabilizer				12.125				2.65
	Stabilizer				12.000				16.60
3	8" X/O Double Pin	12091677	8.000	1.920		161.44	P 6-5/8" REG	1.85	
4	8" PWD Collar	11078253	8.000	1.920		143.40	B 6-5/8" REG	4.30	
5	8" DGR Collar	12071596	8.000	1.920		142.70	B 6-5/8" REG	5.06	
6	8" EWR-P4 Collar	12165587	8.000	2.000		151.00	B 6-5/8" REG	12.20	
7	8" HCIM Collar	12345119	8.000	1.920		149.90	B 6-5/8" REG	7.82	
8	8" CTN Collar	11657265	8.000	2.375		159.00	B 6-5/8" REG	19.65	
9	8" ALD Collar	11610016	8.000	2.375	12.000	182.40	P 6-5/8" IF	17.88	80.22
	Stabilizer				12.000				80.22
10	SHOC 8" - MWD 1200 System	11653923	8.000	4.025		127.94	B 6-5/8" REG	15.60	
11	12" String Stabilizer	12276926	8.000	2.813	12.000	150.13	B 6-5/8" REG	8.02	111.12
12	X-O (6 5/8" REG P x 4 1/2" IF B)	PETREX 11654866	8.000	2.688		151.97	B 4-1/2" IF	3.15	
13	32 x 5" HWDP		5.000	3.000		49.30		964.73	
14	6 1/2" Drilling Jar	194379666	6.500	2.750		92.85	B 4-1/2" IF	32.59	
15	3 x 5" HWDP		5.000	3.000		49.30		90.94	
16	Accelerator	14555065FT	6.500	3.000		89.00	B 4-1/2" IF	32.07	
17	3 x 5" HWDP		5.000	3.000		42.83		91.16	
18	X-O (4 1/2" IF P x 5 1/2" TD-2S55)	PETREX BC741508	5.000	3.000		42.83	B 5.5" TD-2S55	2.69	
19	5-1/2" X 4.778" - 21.9# 7-1/2" X 3" FH		5.500	4.778		26.33		31.00	
Total:								1363.65	

Fuente. (Halliburton, Reporte final de perforación, 2014.)

Se continua bajando BHA #4 con Geo-Pilot hasta 5 795 pies donde se realiza lavado hasta 5 868 pies y se realiza prueba de casing con 1 000 psi. Resultado: Ok.

Posteriormente se perfora el cemento hasta 5880 pies, donde se bombea píldora viscosa y se circula fondo arriba. Se perfora rotando el cemento y el

zapato hasta 5 925 pies, donde se procede a desplazar lodo con 500 gpm, luego se realiza prueba de integridad de formación.

Luego se inicia la perforación con Geopilot rotando, controlando los primero 115 pies hasta que el BHA salga del casing con los siguientes parámetros: gpm 800, psi 1 950, rpm 70, WOB 25K lbs y torque de 17/20 Klbs. Luego se continua perforando con Geo-pilot construyendo el ángulo a una severidad de 1.5 grados/100 pies, hasta alcanzar los 74.96 grados, a partir de este punto, se mantiene la tangente.

Se observó durante la perforación 200 % de stick slip (oscilación) de 2.2 g, donde se ajustaron parámetros para minimizar la vibración del BHA, con lo cual se pudo controlar los choques laterales, pero se continuó con stick slip 200 %, por lo que se decide perforar por tiempos de 15 a 20 minutos; luego se levanta la sarta y se regresa a fondo, lo que ayuda a no exponer la herramientas por tiempos prolongados de Stick Slip. Y se bombea 30 bls de píldora dispersa más 50 bls de píldora viscosa pesada cada 300 pies.

A 6 743 pies se bombea tren de píldoras y se circula un fondo arriba: Lodo homogenizado con 2% de Lubricante y 2.0% de PHPA.

Se continuó perforando hasta la profundidad de 7 510 pies, donde se circula, hasta obtener retornos limpios y se realiza un viaje corto hasta el zapato, donde se bombea tren de píldoras y se circula hasta retornos limpios.

Posteriormente se saca tubería de 7510 pies a 6730 pies con algunos puntos apretados a 7127 pies a 6793 pies, colocando la bomba con 100 gls y 250 psi.

Se continuó calibrando el pozo de 6 730 pies a 5 915 pies donde se asienta el zapato de 13 3/8 pulgadas y se procede a realizar mantenimiento al equipo. Después se baja la tubería del zapato a 6 730 pies sin problemas.

Se procedió a conectar el top drive y se circula con 1 000 gls y 2 800 psi, bombeando 50 bls de píldora dispersa, y continua bajando tubería desde 6 730 pies hasta tocar fondo a 7 512 pies, donde se reinicia la perforación manteniendo la tangente con parámetros promedios de 1 000 a 1 050 gpm, 90 rpm, 3300 a 3500 psi, WOB 35 a 38 Klbs y torque en fondo de 19 a 29 Klbs.

Se observó bolsillos de las arcillas tapados con recortes de perforación se limpia bolsillos, bombeando píldora y circula hasta retornos limpios. A +/- 8 169 pies, se sube lubricante 2.5 % a 3.0% se observa algo de mejoría con la vibración entre 175 y 200 Stick slips, se continua perforando bombeando píldoras cada 300 pies de 30 bls de dispersa más 50 bls de viscosa pesada haciendo estación de circulación a 8 638 pies donde se bombeó un tren de píldoras y se circuló hasta retornos limpios.

Posteriormente se saca la tubería de fondo de 8 950 pies hasta 7 800 pies libre y de 7 800 pies a 7 222 pies con dificultad por puntos apretados de 25 a 35 Klbs sobre el peso, por lo que se circula con 1 030 gls y 3 600 psi bombeando 40 bls de píldora dispersa.

Se continuó perforando y manteniendo la tangente desde 10 390 pies hasta 10 835 pies, donde se presentan problemas con la bomba # 3 cuando la colocan al sistema, observando mala detección y no se obtiene datos.

Se sigue perforando con BHA #4 incorporado Geo-Pilot 9600, manteniendo tangente con parámetros promedios aplicados durante la perforación: 9050 a 1050 gpm, 90 a 130 rpm, 3500 a 3650 psi, WOB 35 a 40 Klbs, torque fuera de fondo de 7 a 12 Klbs y torque en fondo de 12 a 26 Klbs hasta una td de 10 936 pies, donde se circula el pozo y se bombea 30 bls de píldora dispersa + 50 bls

de píldora pesada de 13 lpg + 60 bls de píldora pesada de 14.2 lpf , lo que homogeniza el lodo, quedando la densidad de 11.5 lpg. Se saca hasta el zapato

circulan fondo arriba y continúa sacando hasta superficie desarma BHA # 4 sin problemas.

Se procedió a bajar el BHA # 5 de calibre, desde superficie hasta 5 882 pies donde se bombea 200 bls de lodo nuevo de 11.5 lpg por 60 segundos y se circula el pozo.

Tabla 12. Descripción BHA #5

Item #	Description	Serial Number	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Weight (lbp)	Top Connection	Length (ft)	Bit - Center Blade (ft)
1	12 1/4" Triconica	5215761	8.000	3.000	12.250	147.22	P 6-5/8" REG	1.25	
2	Bit Sub w/Float Valve	PTX648-1	8.000	3.000		147.22	B 6-5/8" REG	3.98	
3	12" String Stabilizer	12276926	7.625	3.000	12.000	131.53	B 6-5/8" REG	8.02	9.05
4	2 x 8" Spiral Drill Collar	PETREX	8.000	2.152		158.91	B 6-5/8" REG	60.38	
5	X-O (6 5/8" REG P x 4 1/2" IF B)	PETREX 11654866	8.000	2.688		151.97	B 4-1/2" IF	3.15	
6	32 x 5" HWDP		5.000	3.000		49.30		963.29	
7	6 1/2" Drilling Jar	194379666	6.500	2.750		92.85	B 4-1/2" IF	32.59	
8	3 x 5" HWDP		5.000	3.000		49.30		90.31	
9	Accelerator	14555065FT	6.500	3.000		89.00	B 4-1/2" IF	32.07	
10	3 x 5" HWDP		5.000	3.000		42.83		91.16	
11	X-O (4 1/2" IF P x 5 1/2" TD-2S55)	PETREX BC741508	5.000	3.000		42.83	B 5.5" TD-2S55	2.69	
Total:								1288.89	

Fuente. (Halliburton, Reporte final de perforación, 2014)

Se continuó bajando libre hasta 6 980 pies libre, donde se colocó la bomba con 1000 gpm, 1900 psi, 90 rpm y se baja hasta 8 000 pies, donde se bombea 30 bls de píldora dispersa más 40 bls de píldora pesada de 13 Lpg.

Luego se continua bajando con bomba y rotaria hasta 10 936 pies, en donde se bombean tren de píldoras y se circulan hasta retornos limpios y saca BHA # 4 hasta superficie y desarma OK. Recuperan wear bushing de la sección del cabezal.

Se arma equipo de casing drive cia. Tesco para realizar la corrida del revestidor.

Posteriormente bajan casing de 9 5/8 pulgadas desde 50 hasta los 5 890 pies, llenando tubo por tubo con 40 sacos de cemento y rompiendo circulación cada

1 000 pies. Se observa incremento de recortes en zarandas del 5% y se continua bajando el casing de 9 5/8 pies en hoyo abierto desde 7 500 pies hasta 9 490 pies. Resultado: Ok.

Llenando tubo x tubo con 50 sxs de cemento, se circuló el hoyo para limpieza con 300 gpm, 350 psi. Después se maniobra la sarta para liberar el apoyo del casing de 9 5/8" arriba hasta 325 klbs abajo hasta 50 klbs y torque con 20 lbs/f. Se continua bajando casing hasta 10 881pies, y se procede a circular para comenzar los trabajos de cementación. Después se instala el cabezal de cementación y se realizan pruebas de líneas con 4 500 psi, esperando fraguado del cemento.

Se procede a armar BHA # 6 de molienda y baja desde superficie hasta 10 542 ft donde se encuentra el apoyo, y se conecta el top drive, normalizando la circulación con 500 gpm, 70 rpm, TQ de 20 a 25 Klbs y WOB de 10 a 15 Klbs. Se encuentra cemento suave desde 10 542 hasta 10 600 pies y continua limpiando cemento duro desde 10 600 hasta 10 878 pies.

Tabla 13. Descripción BHA #6

Item #	Description	Serial Number	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Weight (lbf)	Top Connection	Length (ft)	Bit - Center Blade (ft)
1	8 1/2" Triconica	12005747	6.500	2.000	8.500	102.38	P 4-1/2" REG	0.91	
2	Bit Sub w/Float Valve	PTX648-1	6.750	3.000		97.86	B 4-1/2" XH	2.78	
3	3 x Spiral Drill Collar		6.000	3.000		72.27	B 4-1/2" IF	91.06	
4	X/O (4 1/2" XH P X 4 1/2" IF B)	PETREX 11654866	6.750	3.000		97.86	B 4-1/2" IF	1.83	
5	32 x 5" HWDP		5.000	3.000		49.30		963.29	
6	6 1/2" Drilling Jar	194379666	6.500	2.750		92.85	B 4-1/2" IF	32.59	
7	3 x 5" HWDP		5.000	3.000		49.30		90.31	
8	Accelerator	14555065FT	6.500	3.000		89.00	B 4-1/2" IF	32.07	
9	3 x 5" HWDP		5.000	3.000		42.83		91.16	
10	X-O (4 1/2" IF P x 5 1/2" TD-2S55)	PETREX BC741508	5.000	3.000		42.83	B 5.5" TD-2S55	3.75	
Total:								1309.75	

Fuente. (Halliburton, Reporte final de perforación, 2014)

3.2.2.3. Operaciones ejecutadas en la sección de 8 ½ pulgadas

Se armó el BHA #7 de limpieza para casing de 9 5/8 pulgadas, hasta 1 348 pies, donde se cambia el elevador de 5" por elevador 5 ½ pulgadas y continúan bajando BHA # 7 de limpieza desde 1 348 hasta 10 877 pies, desplazando 40 bls de píldora viscosa y circulan el hoyo para limpieza con 500 gpm y 1 390 psi.

Tabla 14. Descripción BHA #7

Item #	Description	Serial Number	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Weight (lbf)	Top Connection	Length (ft)	Bit - Center Blade (ft)
1	8 1/2" Triconica	12005747	6.500	2.000	8.500	102.38	P 4-1/2" REG	0.91	
2	Boot. Basket	BCP-0093	7.000	2.250		117.60	P 4-1/2" REG	4.52	
3	Bit Sub w/Float Valve	BCP-1121	6.750	3.000		97.86	B 4-1/2" REG	1.64	
4	CSG Scraper Ultraclean	BCP-1110	6.760	3.000	9.000	98.23	B 4-1/2" REG	10.59	12.37
5	Grabitz Magnet		6.500	3.000	9.000	89.00		11.28	23.30
6	CSG Brush Ultraclean	BCP-1052	6.500	3.000		89.00	B 4-1/2" REG	10.49	
7	X/O (4 1/2" Reg P x 4 1/2" XH B)	S/S	6.375	2.375		93.68	B 4-1/2" XH	2.69	
8	3 x Spiral Drill Collar		6.000	3.000		72.27	B 4-1/2" IF	91.06	
9	X/O (4 1/2" XH P X 4 1/2" IF B)	PETREX 11654866	6.750	3.000		97.86	B 4-1/2" IF	1.83	
10	32 x 5" HWDP		5.000	3.000		49.30		963.29	
11	6 1/2" Drilling Jar	194379666	6.500	2.750		92.85	B 4-1/2" IF	32.59	
12	3 x 5" HWDP		5.000	3.000		49.30		90.31	
13	Accelerator	14555065FT	6.500	3.000		89.00	B 4-1/2" IF	32.07	
14	3 x 5" HWDP		5.000	3.000		42.83		91.16	
15	X-O (4 1/2" IF P x 5 1/2" TD-2S55)	PETREX BC741508	5.000	3.000		42.83	B 5.5" TD-2S55	3.75	
Total:								1348.18	

Fuente. (Halliburton, Reporte final de perforación, 2014)

Después de la limpieza se procede a armar BHA # 8 direccional con Armo Geo-Pilot 7600, se prueba conjunto de BHA a 156 pies con 400 GPM y 680 PSI. Resultado: Ok.

Se verifica el estatus de todos los sensores y se realiza prueba al Geospan.

Se continua bajando con BHA # 8 hasta 7 036 pies donde se realiza lubricación de los sellos del Geopilot y se prueba el conjunto de herramientas direccionales

con 400 gpm y 1 311 psi, se procede a verificar el estatus de todas sensores. Resultado: OK.

Tabla 15. Descripción BHA #8

Item #	Description	Serial Number	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Weight (lbpf)	Top Connection	Length (ft)	Bit - Center Blade (ft)
1	PDC - EDL	7150504	6.750	3.000	8.500	97.86	P 4-1/2" REG	0.94	
2	Geo-Pilot 7600 EDL	10514849	7.625	1.490	8.250	114.40	B 4-1/2" IF	23.23	14.68
	Stabilizer				8.375				2.30
	Ref Housing Stabilizer				8.250				14.68
3	6 3/4" MRIL-WD	11264448	6.750	1.920		105.40	B 4-1/2" IF	38.70	
	Bottom Stabilizer				8.093				28.71
	Top Stabilizer				8.187				33.55
4	X/O (Double Pin)	11917878	6.790	1.905		113.69	P 4-1/2" IF	1.87	
5	6 3/4" PWD Collar	11631703	6.750	1.905		96.30	P 4-1/2" IF	4.39	
6	6 3/4" DGR Collar	12234592	6.750	1.920		97.80	P 4-1/2" IF	4.54	
7	6 3/4" AFR Collar	11704253	6.750	1.920		102.60	B 4-1/2" IF	10.75	
	Stabilizer				8.187				75.18
	Stabilizer				8.250				82.59
8	X/O (Double Pin)	11557717	6.750	1.902		112.27	P 4-1/2" IF	1.86	
9	6 3/4" ADR Collar	12223928	6.750	1.920		109.40	B 4-1/2" IF	24.34	
10	6 3/4" PM Collar	11644613	6.750	3.125		104.40	P 4-1/2" IF	9.20	
11	6 3/4" ALD Collar	11536466	6.750	1.920	8.250	104.30	P 4-1/2" IF	16.25	122.02
	Stabilizer				8.250				122.02
12	6 3/4" CTN Collar	11181044	6.750	1.905		102.30	B 4-1/2" IF	11.84	
13	6 3/4" SHOC - 650 MWD System	10469629	6.750	2.875		99.83	B 4-1/2" IF	10.31	
14	32 x 5" HWDP		5.000	3.000		42.83	B 4-1/2" IF	963.29	
15	6 1/2" Drilling Jar	194379666	6.500	2.750		92.85	B 4-1/2" IF	32.59	
16	3 Juntas 3 x 5" HWDP		5.000	3.000		42.83	B 4-1/2" IF	90.31	
17	Accelerator	14555065FT	6.500	3.000		89.00	B 4-1/2" IF	32.07	
18	3 Juntas Spiral Heavy Weight		5.000	3.000		42.83		91.16	
19	X-O (4 1/2" IF P X 5 1/2" TDSD 55 B)	BC741508	5.000	3.000		42.83	B 5.5" TDSD 55 B	3.75	
	Total							1271.20	

Fuente. (Halliburton, Reporte final de perforación, 2014)

Se continuó bajando el BHA # 8 con equipo direccional desde los 9 500 hasta 10878 pies, y posteriormente se perfora el zapato y el cemento desde 10 878 hasta 10890 pies, donde se empaqueta el housing del GeoPilot, por lo que se realiza trabajos en la sarta para liberar la obstrucción del empaquetamiento.

Se procede a circular el hoyo hasta observar retornos limpios, después se perfora el cemento hasta 10 935 pies. En este punto se observa que la sarta tiene tendencia a empaquetarse, por lo que se cambió el sistema de lodo por lodo nuevo de 10.0 sin lubricante más limpia canaletas. Se continúa lavando hasta el fondo a 10 936 pies. Donde se perfora rotando con 50 % de deflexión hasta 10 962 pies.

Se perfora con Geopilot desde 11 115 hasta 11 494 pies, controlando ROP de 40 a 60 pies/hora y se bombea 40 bls de píldora viscosa pesada de 12.9 lpg por 120 segundos, circulando con 420 gpm y 1 700 psi.

Se sacó BHA # 8 con tubería de 5 ½ pulgadas libre desde 11 494 hasta 10 880 pies y se bombea 40 bls de píldora viscosa pesada de 11.3 lpg por 120 segundos. Circulando con 414 gpm, 1620 psi, 40 rpm y torque de 14 Klbs.

Posteriormente se coloca la bomba y la rotaria, bajando la última parada hasta el fondo por seguridad.

Después se bombea 80 bls de píldora lubricante de 10.2 por 80 segundos y deja en hoyo abierto con 1950 stks. Luego se procede a Sacar BHA # 8 con tubería de 5 ½ pulgadas desde 11494 hasta 10 225 pies, donde se bombea 30 bls de píldora pesada de 12.5 lpg para sacar la tubería. Y se continúa sacando BHA # 8 con tubería de 5 ½ pulgadas desde 10 255 hasta superficie. Monitoreando pozo cada 5 paradas.

Por último se procede a retirar las fuentes radiactivas, se descarga memoria y desarma BHA # 8 fin de sección de 8 1/2"

Todos los datos anteriormente analizados se representan resumidamente en la tabla 16, donde además se pueden visualizar datos adicionales como inclinación, azimut, tiempo de perforación y el tiempo de circulación de cada uno de los ensamblajes utilizados.

Tabla 16. Resumen de ensamblajes de fondo utilizados en el pozo 001

Run #	Bit #	Motor #	Hole Size (in)	MD In (ft)	MD Out (ft)	TVD In (ft)	TVD Out (ft)	Inc In (deg)	Inc Out (deg)	Azi In (deg)	Azi Out (deg)	Time Drilling (hr)	Time Circ (hr)
0130	1		17.500	55.00	350.00	55.00	350.00	0.13	0.52	236.93	39.06	4.81	3.98
0200	2	1	16.000	350.00	5373.00	350.00	4439.02	0.52	62.12	39.06	339.99	33.05	39.77
0300	3	1	16.000	5373.00	5915.00	4439.02	4666.92	62.12	67.57	339.99	337.19	10.69	9.75
0400	4		12.250	5915.00	10936.00	4666.92	6061.39	67.57	73.69	337.19	335.68	85.13	71.33
0420	5		12.250	10936.00	10936.00	6061.39	6061.39	73.69	73.69	335.68	335.68	0.00	12.50
0421	6		12.250	10936.00	10936.00	6061.39	6061.39	73.69	73.69	335.68	335.68	0.00	2.00
0422	6		12.250	10936.00	10936.00	6061.39	6061.39	73.69	73.69	335.68	335.68	0.00	1.00
0500	7		8.500	10936.00	11494.00	6061.39	6231.78	73.69	69.75	335.68	337.65	14.01	11.75

Fuente: Halliburton, Reporte final de perforación, 2014.

3.2.3. DESEMPEÑO DE MOTORES DE FONDO

En el pozo 001 se utilizaron dos motores de fondo SperryDrill de 9 5/8", los cuales se usaron para direccionar la perforación de la sección de 16 pulgadas.

3.2.3.1. Motor de fondo #1

Es un motor de 9 5/8 pies SperryDrill de lobe de 3/4 pulgadas, de factor 0.29 revoluciones por galón, con bent housing ajustable (Fig. 35).

Entro al pozo con 1 milímetro de juego axial, el cual fue probado en superficie sin broca con: 500 a 600 gpm y presión de 180 a 200 psi. Teniendo como resultado: "Ok".

Ya en fondo, presento buen rendimiento a los parámetros aplicados. El mismo que acumuló en esta corrida un total de 63.2 horas circuladas, perforando un total de 5 323 pies en 33.05 horas efectivas para una ROP efectiva de 103.53 libras/hora.

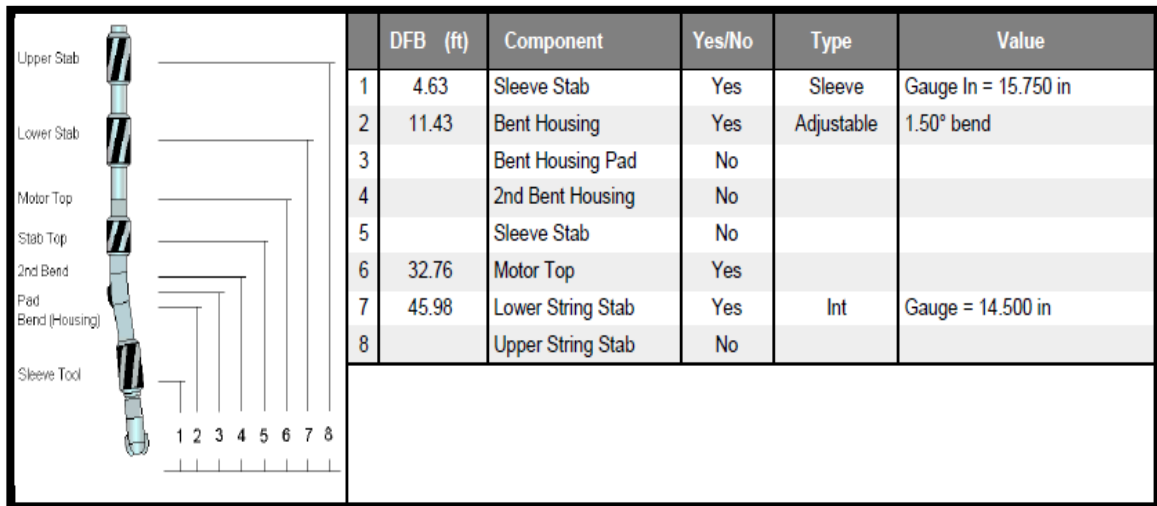


Figura 36. Configuración del motor #1

Fuente. (Halliburton, Reporte final de perforación, 2014)

3.2.3.2. Motor de fondo #2

Es un motor de fondo de 9 5/8 pulgadas SperryDrill de lobe 3/4 pulgadas, de factor 0.29 revoluciones por minuto, con bent housing ajustable (Fig.36).

Entro al pozo con 3.3 mm de juego axial, fue probado en superficie sin broca con: 500 a 600 gpm y una presión de 180 a 200 psi. Teniendo un resultado: "Ok".

En fondo el motor #2 presento estolamientos, se trabajó con 250 a 350 pde presión diferencial.

No presento buen rendimiento al los parámetros aplicados en la formación Tiyuyacu. Acumuló en esta corrida un total de 19.17 horas circuladas, perforando un total de 542 Pies en 13.67 horas efectivas para una ROP efectiva de 39.96 libras/hora.

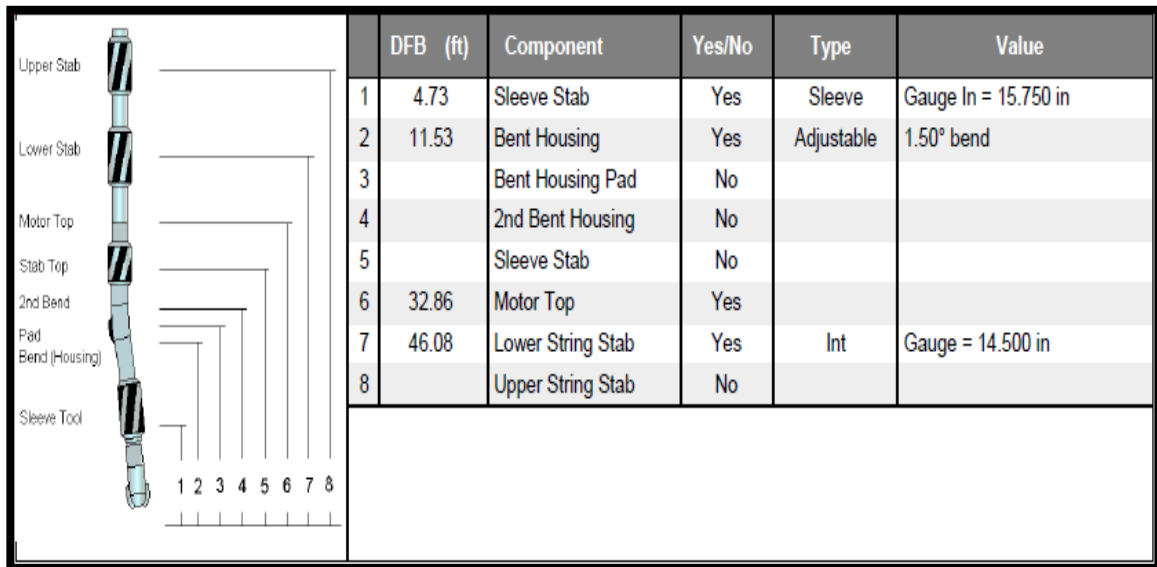


Figura 37. Configuración del motor #2

Fuente. (Halliburton, Reporte final de perforación, 2014)

CAPITULO IV

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Una vez recopilada y estudiada la información de las operaciones de perforación realizadas en el pozo Lago Agrio 001 y en base a los reportes del desempeño de las herramientas direccionales tanto de motores de fondo como de Geo-Pilot, se procederá a realizar un análisis técnico y económico.

4.1. ANÁLISIS TÉCNICO DE OPERACIONES

Para realizar el análisis técnico se compararán los objetivos programados de la perforación del pozo de largo alcance con los resultados reales obtenidos al final de la perforación.

4.1.1. PROGRAMA DE PERFORACIÓN DEL POZO LA-001

El pozo Lago Agrio 001 se programó como un pozo direccional tipo “J” con los siguientes detalles de sección:

Tabla 17. Programa del pozo 001 por secciones

Sec.	MD	Inclinación	Azímüt	TVD	Dog leg	Tool face	V Sect
1	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2	350,000	0,000	0,000	350,000	0,000	0,000	0,000
3	683,333	4,000	70,000	683,063	1,200	70,000	0,334
4	1240,158	12,000	50,000	1234,102	1,500	-29,310	22,285
5	5915,122	73,328	337,338	4625,400	1,500	-76,497	2788,726
6	11122,053	73,328	337,338	6119,216	0,000	0,000	7762,672
7	11411,360	73,328	337,338	6202,216	0,000	0,000	8039,034
8	11611,360	73,328	337,338	6259,594	0,000	0,000	8230,085

Fuente. (Halliburton, Reporte final de perforación, 2014.)

En la figura 38, se puede observar el grafico resultante programado de perforación para el pozo Lago Agrio 001.

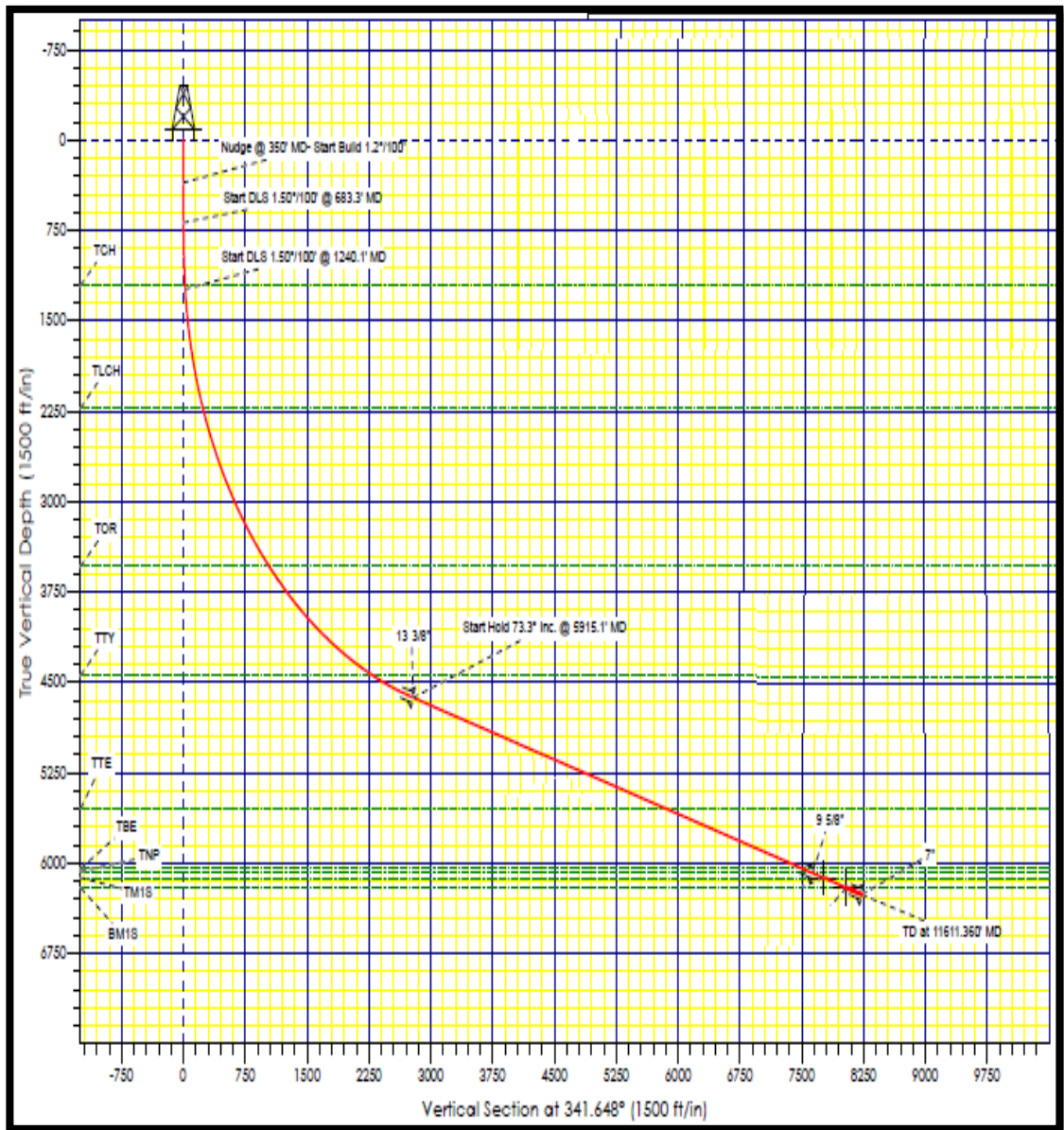


Figura 38. Gráfico programado de perforación del pozo LA-001

Fuente. (Halliburton, Reporte final de perforación, 2014)

El programa de perforación para este pozo, presentaba además, los asentamientos de los revestimientos (casings), a las siguientes profundidades:

Tabla 18. Programa de asentamiento de revestimientos

Detalle de Revestimientos		
Diámetro (OD)	TVD	MD
13 3/8"	4625,400	5915,220
9 5/8"	6080,216	10986,070
7"	6259,594	11611,360

Fuente. (Halliburton, Reporte final de perforación, 2014)

4.1.2. RESULTADOS REALES DE PERFORACIÓN DEL POZO LA-001

Los resultados reales de las operaciones de perforación del pozo Lago Agrio 001 fueron satisfactorios, llegando a los objetivos planteados en cada una de la secciones, sin embargo por los problemas de circulación y pega de tubería presentados en la sección de 12¼ pulgadas, analizados en el capítulo anterior, se tuvo que realizar cambios en las profundidades de los asentamientos de los revestimientos, como se muestra en la tabla 19.

Tabla 19. Profundidad de asentamiento real de revestimientos

Detalle de Revestimientos		
Diámetro (OD)	TVD	MD
13 3/8"	4666,925	5915,000
9 5/8"	6046,066	10881,000
7"	6231,802	11494,000

Fuente: Halliburton, Reporte final de perforación, 2014.

Por estos mismos factores, se realizó una desviación de la curva programada a una profundidad de 4 600 pies de tvd y 5 920 de md, pero como se demuestra en la figura 39 (línea roja: curva programada, línea azul: curva real), se logró regresar a la trayectoria planeada y así poder llegar al objetivo.

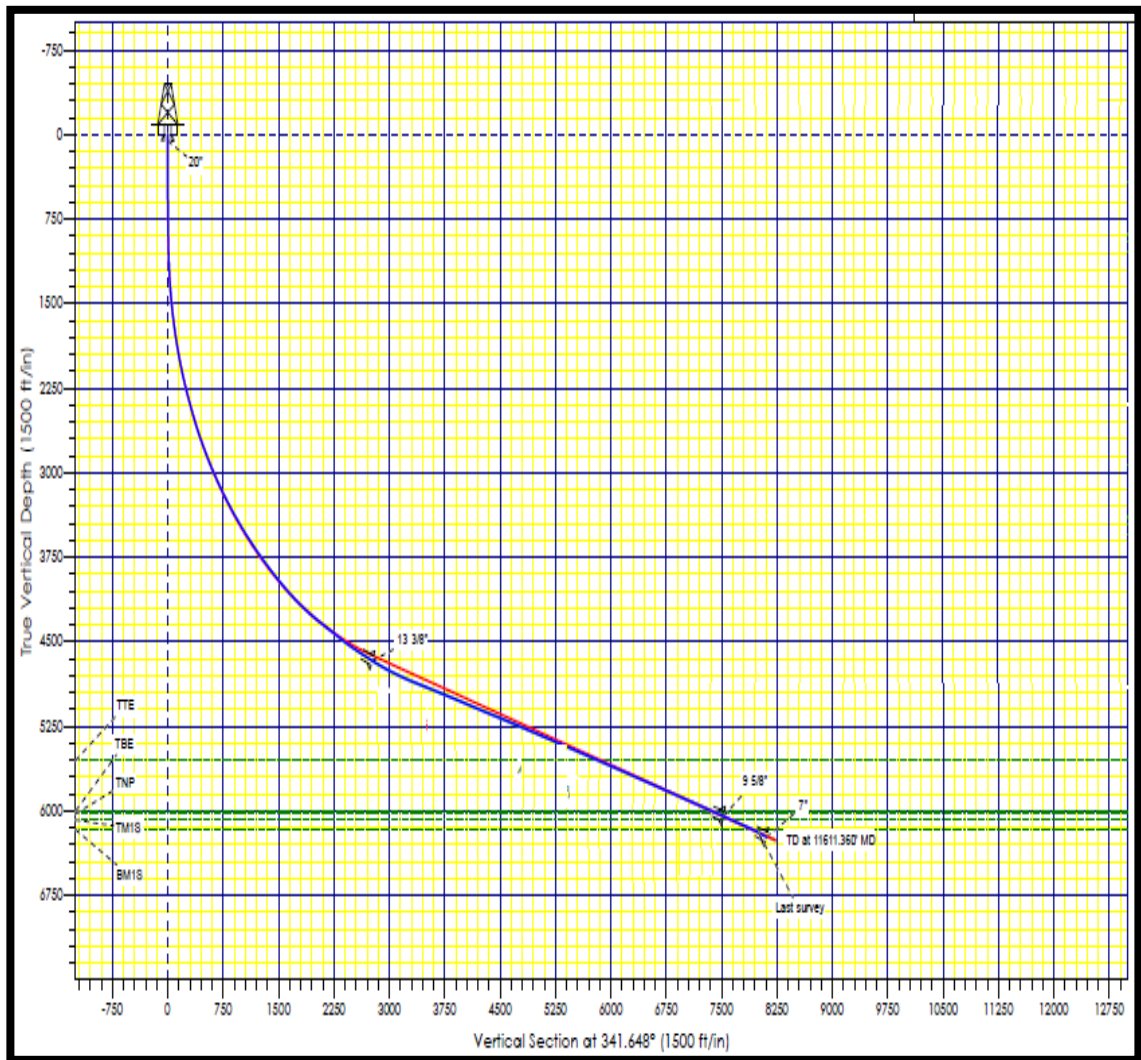


Figura 39. Gráfico real de perforación del pozo LA-001

Fuente. (Halliburton, Reporte final de perforación, 2014)

Como se puede observar, la perforación del pozo 001 alcanzó los objetivos planteados sin mayores contratiempos, alcanzando la profundidad total en MD de 11 611 pies y una profundidad vertical verdadera (TVD) de 6 259 pies, dando un desplazamiento horizontal de 8 230 pies, considerado un pozo de alcance extendido en treinta y tres días de operación. En el figura 40, se muestra los días de perforación versus la profundidad alcanzada.

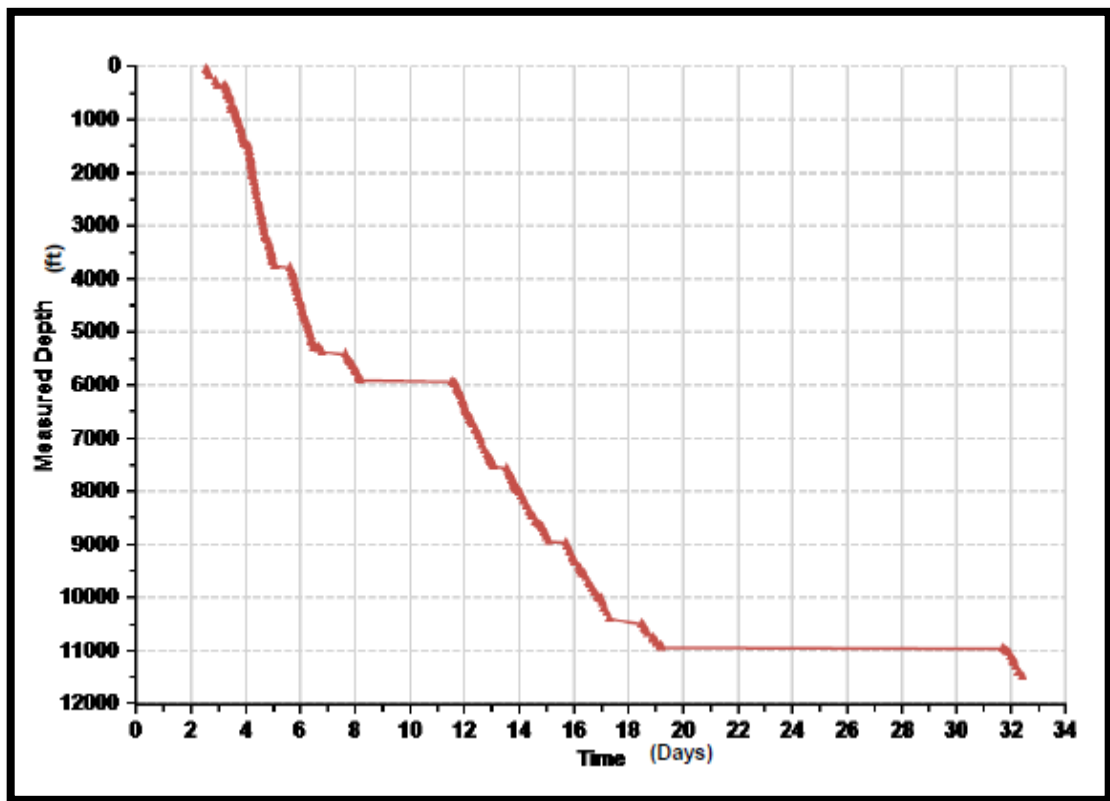


Figura 40. Días vs. Profundidad medida

Fuente. (Halliburton, Reporte final de perforación, 2014)

Como observamos en el gráfico, a +/- 11 000 pies de profundidad la perforación se detuvo por los problemas de circulación, problemas en el contenido físico-químico del lodo de perforación, y por las 34 horas de back reaming analizadas en el anterior capítulo.

Estos datos se pueden confirmar analizando las horas empleadas en cada una de las operaciones requeridas para perforar el pozo Lago Agrio 001, entre las cuales están: trabajos de perforación, de circulación, de cementación, corrida de casing, viajes, entre otras; con un total de 788 horas de trabajos de perforación. A continuación en la figura 41, analizaremos las horas empleadas en cada una de ellas.

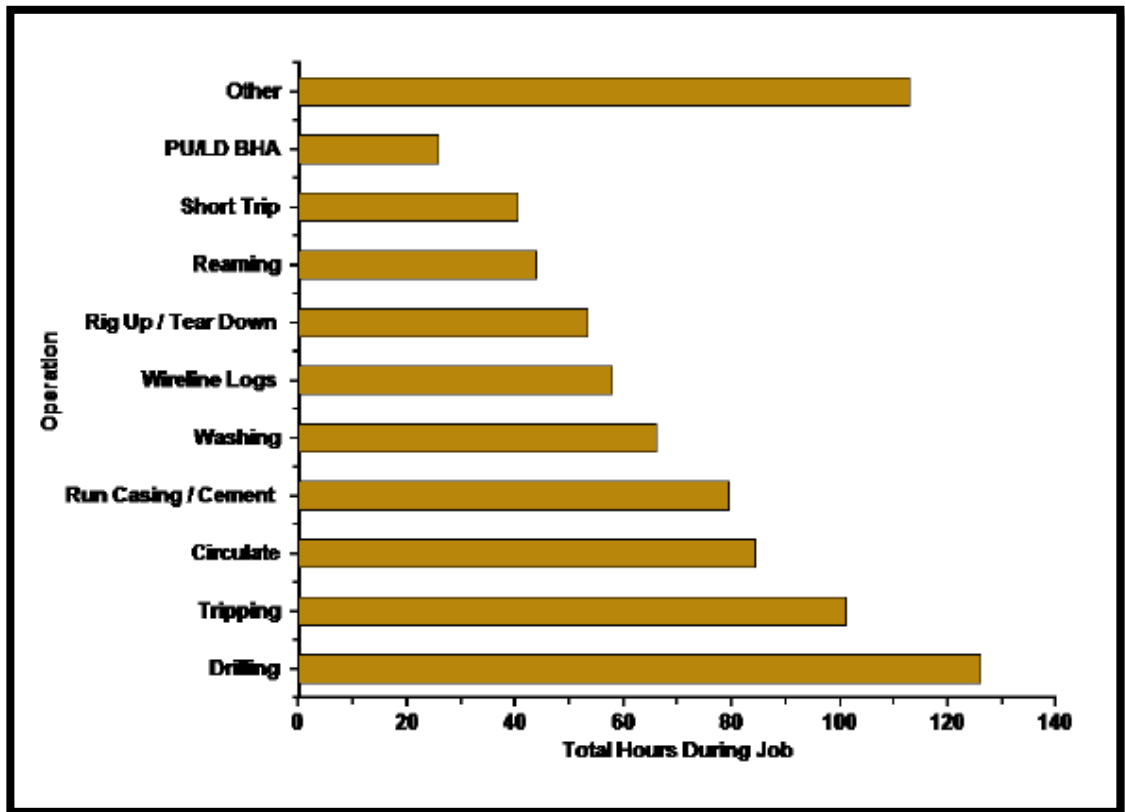


Figura 41. Horas empleadas por cada operación.

Fuente. (Halliburton, Reporte final de perforación, 2014)

Cabe resaltar que en la categoría “otros” se suman las horas en las cuales se detuvo la perforación por problemas operacionales en las operaciones de la perforación de las diferentes secciones del pozo LA-001 anteriormente analizados.

Es importante analizar también el número de pies perforados por cada una de las corridas, ya que esto nos permitirá analizar el desempeño de las corridas donde se utilizó la herramienta Geo-pilot que se emplearon para perforar el pozo Lago Agrio 001, y los pies que se perforaron rotando o deslizando la sarta en cada una de las mismas.

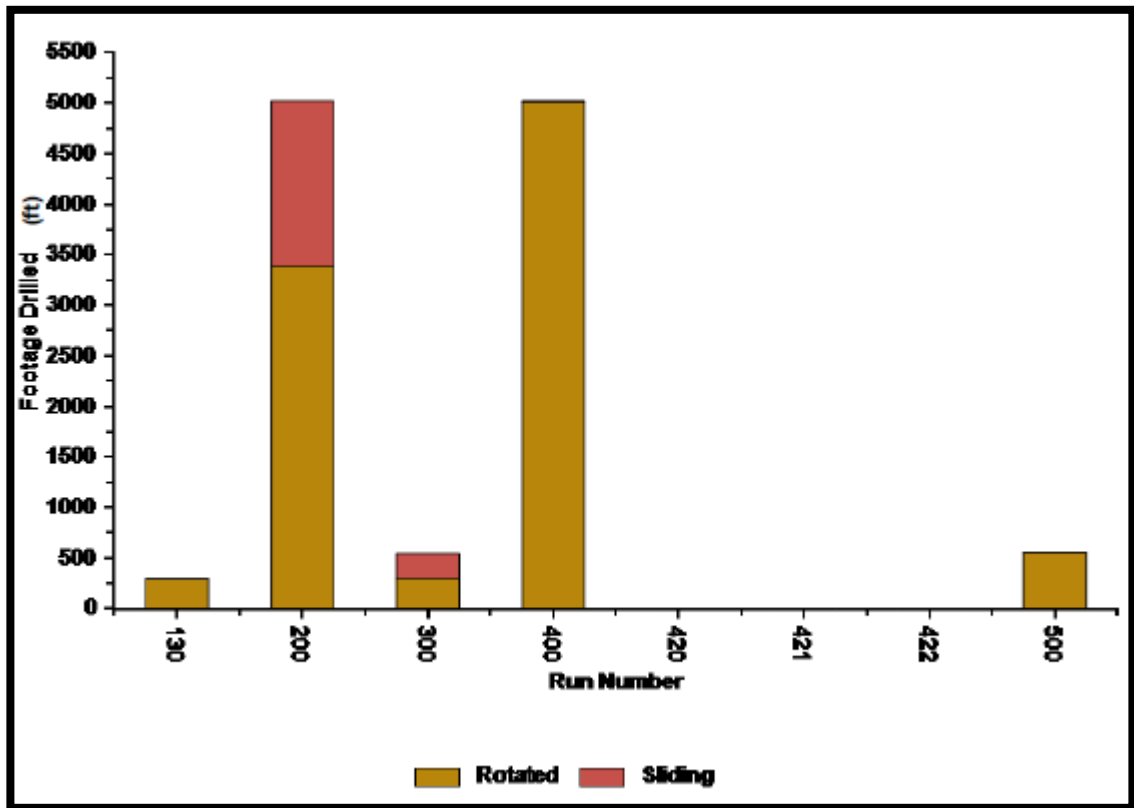


Figura 42. Pies perforados por cada corrida.

Fuente: Halliburton, Reporte final de perforación, 2014.

Como se muestra en la figura anterior en las corridas de perforación con la herramienta Geo-Pilot (400 y 500), solo se perfora rotando y no deslizando, ya que la cara de la herramienta siempre debe de estar monitorizada y además, se baja en conjunto con brocas Fulldrift, las mismas que no pueden ser deslizadas.

Ya que en el capítulo anterior se analizó las consideraciones para velocidades de penetración en las operaciones de perforación de pozos de largo alcance con alto grado de inclinación, a continuación se presentan las velocidades de penetración promedio (ROP) con las que se trabajaron en cada una de las corridas de perforación, las mismas que se representadas en la figura 43. Donde se puede analizar que en la corrida de desarrollo de la curva (corrida 200), se utiliza las máximas velocidades de penetración.

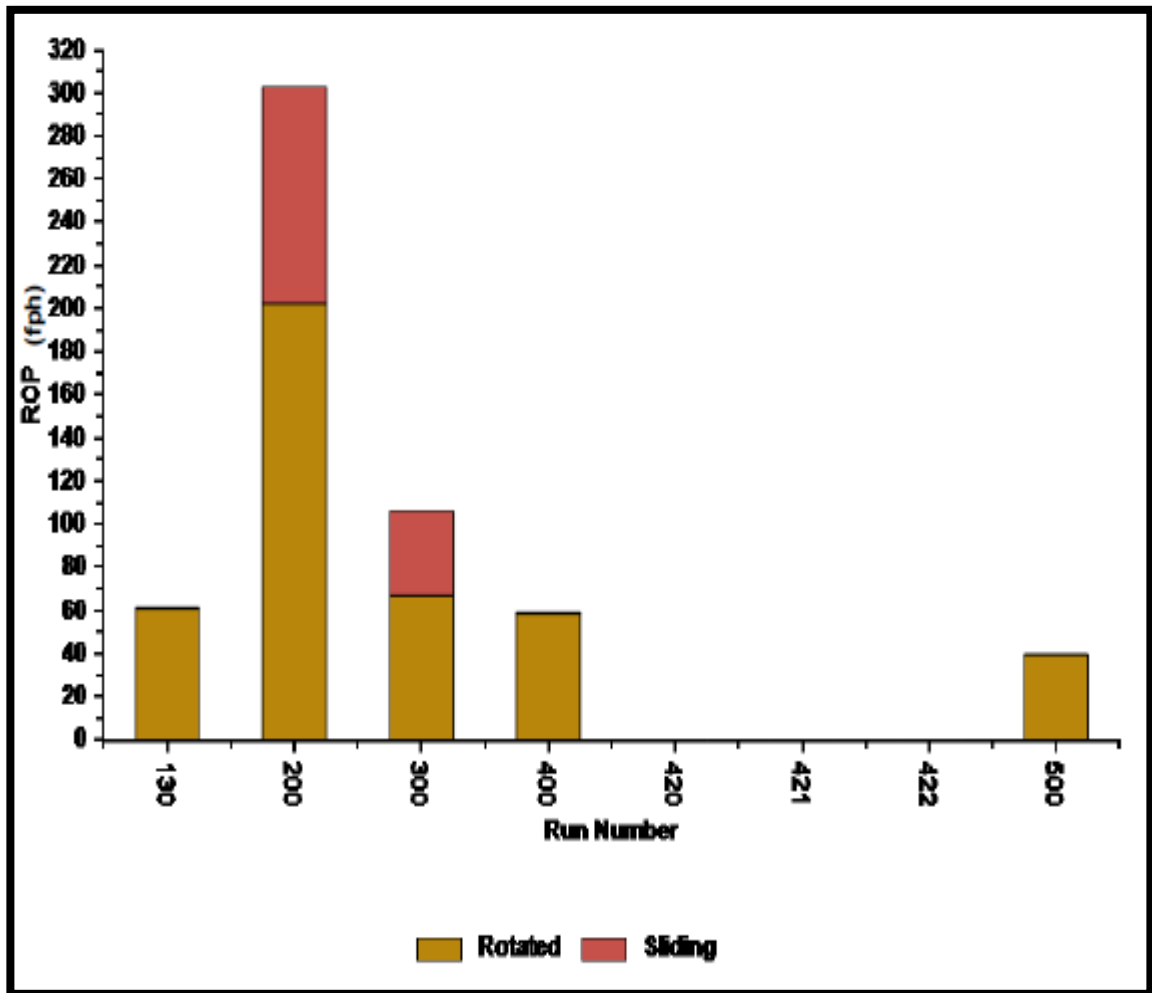


Figura 43. ROP promedio por cada corrida

Fuente.(Halliburton, Reporte final de perforación, 2014)

Además se puede apreciar que en ambas corridas donde se perforó con las herramientas Geo- Pilot se trabajó con un promedio de 60 pph de ROP como parámetro estándar. Los parámetros de perforación completos así como los estudios de perforación y de direccionamiento para cada profundidad de perforación medida (MD) de interés se detallan en el apéndice 1.

4.2 ANÁLISIS TÉCNICO DE LA HERRAMIENTA GEO PILOT

Ya que analizamos las operaciones de perforación, a continuación analizaremos el desempeño y los problemas presentados por la herramienta Geo-Pilot que posee la tecnología RSS (Sistema Rotatorio Dirigible), durante la perforación del pozo de largo alcance Lago Agrio 001 y además se realizará una comparación de esta herramienta con las utilizadas anteriormente.

4.2.1. DESEMPEÑO DEL GEOPILOT

El Geopilot es la herramienta direccional de Sperry Drilling Halliburton que posee la tecnología de sistema rotatorio dirigible point the bit, analizado anteriormente. En el pozo 001 se utilizaron dos herramientas Geo-pilot; un Geo-Pilot 9600 EDL utilizado para la direccionar la sección de 12 ¼" y un Geo-pilot 7600 EDL utilizado en la sección de 8½".

4.2.1.1. Geo-pilot 9600 EDL

El ensamblaje de este Geo-pilot (Tab. 20), se probó en superficie con 800 GPM y 900 PSI con resultados: Ok.

Tabla 20. Ensamblaje de fondo del Geopilot #1

	Longitud (pies)	Componente	Tipo	Diámetro (pulgadas)
1	2,65	Geo-Pilot	Estabilizador bajo	12,125
2	12,15	Estabilizador	Almohadilla Estándar	12,000
3	16,6	Geo-Pilot	Estabilizador repetitivo	12,000
4	111,12	Aspa integral	Estabilizador de cadena 12"	12,000

Fuente: Halliburton, Reporte final de perforación, 2014.

A 5000 pies, se rompió los sellos del Geo-Pilot, entonces, se comenzó a probar las herramientas direccionales y Geo-Span con 1000 GPM 3200 PSI. Resultado: Ok.

La perforación comenzó a 5915 pies con altas vibraciones presentes por lo que se perforó con parámetros ajustados para tratar de mitigar la vibración. Resultado: sin éxito, hasta que llegan a 9.621 pies. Donde se permitió subir las revoluciones por minuto a 130, con lo que se disipó el problema.

Durante la fase de construcción de la tangente, un promedio de 24% de la desviación se mantuvo en la trayectoria planeada.

La capacidad de dog leg (DL) máxima obtenida fue de 4,89° / 100 pies.

Al final de la sección, no fue posible la comunicación con la superficie del Geo-Pilot, porque el sello superior se encontró con fugas de aceite y el pistón se movió completamente hacia la parte superior de la herramienta de cabecera.

Para sintetizar la corrida del Geo-pilot 9600 en el pozo 001, se presenta a continuación una tabla resumida con los parámetros máximos de las patas de perro, severidad de las mismas, inclinación, temperatura y azimut; datos obtenidos por la herramienta:

Tabla 21. Resultados de la corrida de Geo-Pilot 9600

Max. Pata de perro mientras se rota (°/100')	2,20	Intervalo de deflexión (pies)	4824,00/197,00
Max. Pata de perro sobre tensión (°/100')	2,20	Deflexión de DLS (°/100')	0,25/-1,00
Max. Pata de perro empujada (°/100')	2,20	Batería externa	No
Inclinación inicio/fin (grados)	67,57/73,69	Max. Temperatura circulando	197,60
Azimut (grados)	337,19/335,68	Max. Temperatura estático	130,00
Discordancia	No		

Fuente: Halliburton, Reporte final de perforación, 2014.

4.2.1.2. Geo-pilot 7600 EDL

La herramienta Geo-Pilot 7600 entro en el pozo en el ensamblaje de fondo número 8, direccionando la perforación de la sección de 8½ pulgadas, de 10936

hasta los 11 494 pies de profundidad mediada, el ensamblaje de este Geo-Pilot se detalla en la tabla 22.

Tabla 22. Ensamblaje de fondo del Geo-Pilot 7600

	longitud (pies)	Componente	Tipo	Diámetro (pulgadas)
1	2,30	Geo-Pilot	Estabilizador bajo	3,375
2	14,68	Estabilizador	Almohadilla Estandar	8,250
3	75,18	Manga estabilizadora	Estabilizador 6 3/4" Btm	8,187
4	82,59	Manga estabilizadora	Estabilizador 6 3/4" Tope	8,250

Fuente: Halliburton, Reporte final de perforación, 2014.

A continuación se resumen los datos promedios y máximos de perforación utilizados para operar la herramienta Geo-Pilot 7600.

Tabla 23. Datos de la perforación con la herramienta Geo-Pilot 7600

	RPM	Torque (pie-lb)	Arrastre arriba/abajo (Klb)	WOB (Klb)	ROP (pies/hora)	SPP (psig)	Galonaje (gpm)
Promedio	104	25629,31	206,12/113,32	35,86	59,00	3307,00	1020,00
Máximo	130	29000,00	225,00/150,00	40,00	336,00	3650,00	1050,00

Fuente: Halliburton, Reporte final de perforación, 2014.

4.2.2. Problemas de la herramienta

Analizando el desempeño de las herramientas Geo-Pilot obtenidas de los resultados de las operaciones de perforación del pozo 001, a continuación sintetizaré los posibles problemas, regularmente presentados durante las corridas de herramientas de fondo y si los mismos se presentaron en este caso, ya que es importante analizar el buen desempeño de la herramienta direccional en fondo.

Tabla 24. Problemas de la Herramienta Geo-Pilot

PROBLEMAS	Si/No	COMENTARIOS
Problemas de estado del Petróleo	Si	Ningún dato de posición del pistón a lo largo de la corrida
Problemas de deflexión, rastreo	No	
Problemas del Housing	No	
Problemas de embrague y frenado	No	
Problemas de Software	No	
Problemas de Bateria	No	
Problemas Abl/G total	No	
Corrida de GP fuera de lo esperado	No	

Fuente. (Halliburton, Reporte final de perforación, 2014)

Como se puede analizar en la tabla anterior, la herramienta direccional Geo-pilot no presentó problemas operacionales ni técnicos graves en su corrida, lo que demuestra el buen manejo de los operadores y el buen desempeño de la herramienta de sistema rotatorio dirigible RSS para atravesar sin dificultad las formaciones más complejas y construyendo la curva alto grado de inclinación.

Sin embargo las señales para interpretación de posición del pistón fueron afectadas por inconvenientes del estado del fluido, inconveniente que se solucionó en la siguiente corrida de la herramienta direccional.

Ya que la perforación de un pozo no solo depende del desempeño de la herramienta empleada, analizaremos también los problemas del entorno, los mismos que se detallan a continuación en la tabla 25.

Tabla 25. Problemas entorno a la herramienta Geo-Pilot

PROBLEMAS	Si/No	COMENTARIOS
Geo Pilot usada para perforar cemento y/o zapato	Si	Pero sin inconvenientes
Lodo dszplazado	Si	Pero sin inconvenientes
Problemas del Pozo	Si	Las propiedades del lodo estaban fuera de lo esperado hacia el final de la carrera y durante el viaje al zapato. YP fue baja, MBT era alto, alto contenido de agua y sólidos en el sistema de lodo. Por lo tanto se requiere varias estaciones de circulación para llegar al zapato
Problemas de Vibración	Si	Vibración SS de 174 a 200% a 9621 pies
Picos de Presión	Si	Algunos picos de presion fueron presentados durante viajes.
Uso del subrimador	No	
Uso de whipstock	No	
Perforación de desvio (sidetrack)	No	
Otros Problemas	No	

Fuente: Halliburton, Reporte final de perforación, 2014.

Como se puede ver, la herramienta Geo-Pilot presentó un buen desempeño en cada una de las corridas realizadas en la perforación del pozo 001, sin mayores problemas operaciones.

A pesar de los problemas operacionales los resultados demuestran que la perforación del pozo Lago Agrio 001 fue exitoso considerando las condiciones litológicas del campo.

4.2.3. ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA PERFORACIÓN CON GEO PILOT VERSUS LA PERFORACIÓN TRADICIONAL.

El Geo-Pilot es una herramienta para perforación direccional que posee la tecnología de sistema rotatorio dirigible (point the bit), disponible para diámetros de pozo desde 5 7/8 hasta 17-1/2 pulgadas.

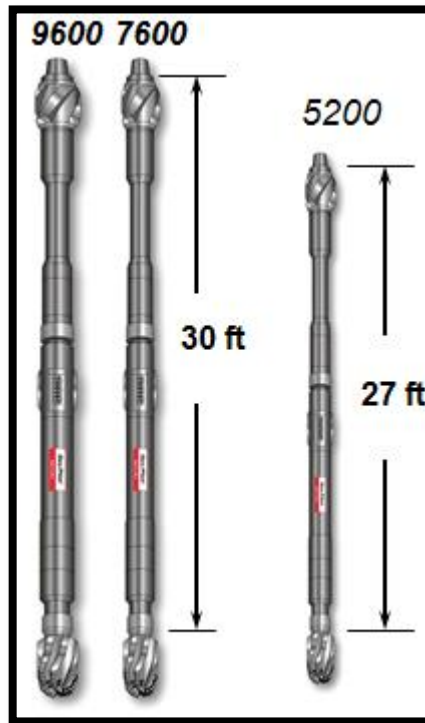


Figura 44. Medidas de la herramienta Geo-Pilot

Fuente. (Sperry Halliburton, Geo-Pilot, 2007)

Cabe resaltar que esta herramienta se usa en conjunto con brocas Fulldrift de Security DBS, que son brocas con la tecnología de calibre extendido que permite aumentar la velocidad de penetración (ROP).

Una de las ventajas que tiene el Geo-Pilot en comparación con las herramientas convencionales de perforación es el control de la trayectoria ya que posee las siguientes características:

- El direccionamiento de la broca (Point the bit) no depende de la formación que se esté atravesando, por lo tanto la herramienta Geo-Pilot puede direccionar la perforación en cualquier tipo de formación a cualquier profundidad.
- La herramienta Geo-Pilot puede realizar ángulos pronunciados sin depender de la dureza de la formación.
- Realiza un control preciso de la profundidad vertical verdadera (TVD) de la perforación usando la tecnología ABI (at-bit inclination) que está instalada cerca de la broca.
- La herramienta permite realizar un control del reservorio usando el sensor ABG (at-bit gamma) azimutal.
- Permite perforar en control crucero, con el que se puede mantener la velocidad de penetración.

Además de controlar la trayectoria del pozo, el sistema Geo-Pilot posee beneficios operacionales como menor tiempo de perforación y mayor calidad de hoyo, minimizando deformaciones, debido a las siguientes ventajas:

- Se puede perforar con mayor velocidad de penetración (ROP) con el alto desempeño de las brocas Security DBS.

- Trabaja con sistema de rotación continuo, por lo cual se puede tener tasa de penetración (ROP) las 24 horas del día, y además, el cien por ciento del tiempo operativo en el fondo, usando un sistema de comunicación bidireccional en tiempo real con transmisión simultánea de datos LWD (Loggig While Drilling).
- La tecnología de direccionamiento de la broca (Point the bit) con la que se obtiene mayor capacidad de dogleg y control completo sobre la trayectoria, en cualquier tipo o dureza de formación.
- Reduce el tiempo no productivo (NPT) eliminando viajes por fallas, viajes cortos de acondicionamiento y trabajos de backreaming.
- Mejor control direccional para pozos y formaciones complicadas, gracias a su visualización en tres dimensiones.

En la figura 45, se puede visualizar que el sistema Geo-Pilot con brocas Fulldrift reduce el espiralamiento del hoyo, a comparación de la perforación convencional realizada con motores y con brocas ticónicas ya que el agujero es mas uniforme con este tipo de brocas que con las brocas convencionales.

Esta sistema de perforación nos permite realizar corridas del revestidor y registros de pozo sin problemas, ya que al mejorar la calidad del hoyo, se puede visualizar las paredes del pozo y según los mismos tomar decisiones operacionales.

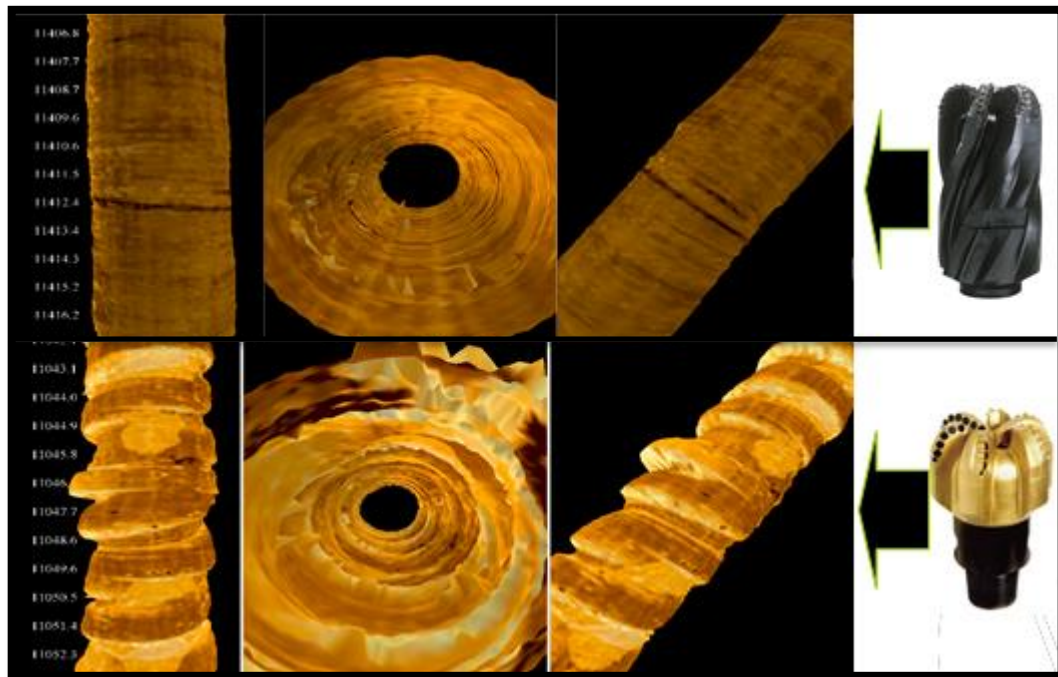


Figura 45. Perforación con Geo-Pilot versus perforación convencional.

Fuente. (Halliburton, 2007)

Además de mejorar la lectura de registros de pozo, una buena calidad de hoyo evita problemas de torque y arrastre, analizados anteriormente, con los cuales se produciría una pega mecánica que es uno de los problemas mas observados en la perforación de pozos con alto grado de inclinación.

Al momento de direccionar la trayectoria de un pozo, y más si se trata de un pozo con alto grado de inclinación, es muy importante evitar la severidad de la pata de perro (DLS), ya que una curva uniforme aumentara la calidad del hoyo y así, no se presentarán problemas de registros tanto direccionales como litológicos

Este efecto, se logra reduciendo la tortuosidad de la curva, que es posible con el sistema Geo-Pilot, el cual mantiene un promedio de DLS continuo a diferencia de los motores convencionales.

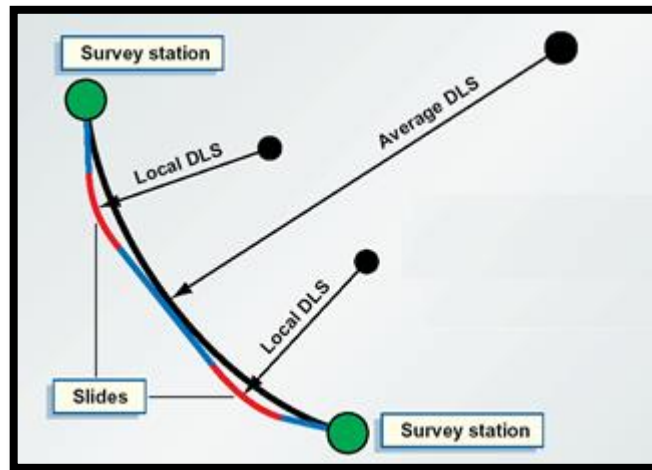


Figura 46. Reducción de la tortuosidad

Fuente. (Halliburton, 2007)

4.3. ANÁLISIS ECONÓMICO DE OPERACIONES

Para realizar el análisis económico se detallarán cada una de las operaciones con sus respectivos costos y la sumatoria total será el presupuesto de gastos que se van a incurrir durante la perforación del pozo Lago Agrio 001 y se los compararán con los gastos reales que se obtuvieron al finalizar las operaciones. En la tabla 26 se sintetizan los rubros más importantes.

En esta tabla se describen cada uno de los aspectos tanto operacionales como de logística para la realización de la perforación del pozo direccional de largo alcance Lago Agrio 001

Tabla 26. Comparación de costos por categoría

Descripción	Costo Presupuestado (USD)	Costo Real (USD)
Transporte Personal	1 620	
Asistencia Comunitaria		9 300.88
Vacumm	19 583.98	36 974.80
Permiso SH	10 000.00	10 000.00
Ing. geología	2 812.50	700.00

Mantennimiento, locaciones y carreteras	15 320.12	
Obreros y Guardias	5 466.00	4 301.344
Movilización del Taladro	29 658.00	
Equipo pesado de movilización	520.32	
Catering movilización	1 430.00	
Gerenciamiento Movilización	2 490.00	
Lodos Movilización	955.00	
Control de solidos movilización	4 775.00	
Mud logging movilización	795.00	
Taladro de perforación	830 436.36	857 425.50
Gerenciamiento de perforación	74 200.00	75 074.50
Direccional	361 148.13	350.606.70
Lodos de perforación	374 708.00	283 034.60
Control de solidos de perforación	133 708.00	154 837.90
Mud logging perforación	49 980.00	50 400.00
Gyro	24 560.00	26 000.00
Catering de perforación	30 800.00	31 349.50
Inspección de tubulares de perforación	5 056.92	
Corrida tubulares de perforación	30 000.00	44 809.72
Cementación	208 354.00	244 664.20
Instalación de cabezal/Corte frio casing	3 550.00	3 305.80
Registros electricos OH	555 000.00	383 241.20
Liner hanger	100 000.00	85 602.40
Brocas	110 000.00	130 000.00
Equipo pesado de perforación	14 569.00	16 274.81
Renta de equipo de perforación	17 920.00	14 533.77
Materiales de cabezal	88 631.00	38 979.87
Contingencia	401 954.00	
Materiales generales de operación	10 000.00	850.50
Combustible movilización	552.00	
Combustible perforación	51 520.00	55 869.24
Tubería de revestimiento	848 429.00	788 836.90
Aceites/Grasas	1 000.00	389.72
Total	4 421 495	3 697 364

Fuente. (Halliburton, 2014)

Para realizar la comparación entre los costos de la tabla 26 analizados anteriormente, en la figura 47 se presenta el gráfico de los costos reales versus los planificados para perforar el pozo LA-001 con su respectiva diferencia.

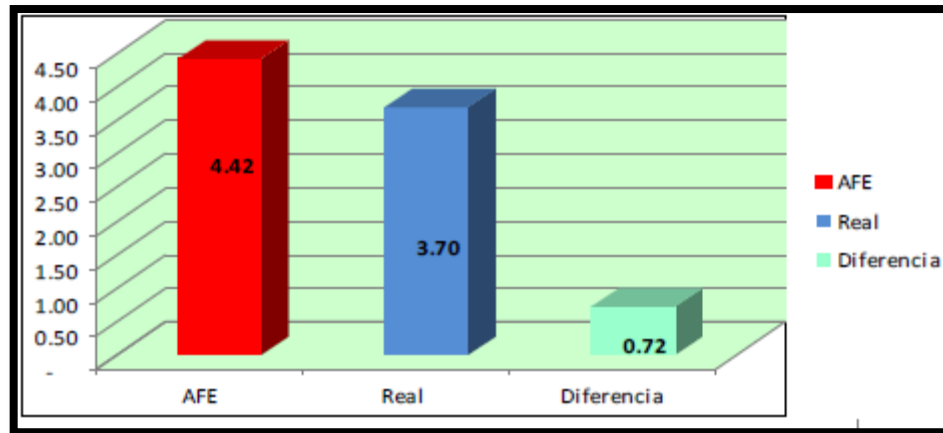


Figura 47. Comparación entre AFE y costo real en MM USD

Fuente. (Halliburton, 2014)

Analizando estos datos, se puede concluir que los gastos reales de perforación no sobrepasaron el fondo presupuestado, generando una diferencia del 16.37 % a favor, lo que demuestra la buena planificación de recursos para la perforación del pozo y de igual manera se ve reflejado en los resultados finales de operación.

En los datos anteriormente presentados no se visualiza el valor de las corridas de perforación con la herramienta direccional con la cual se perforo el pozo direccional de largo alcance Lago Agrio 001, para identificar este costo, realizaremos el análisis económico de la perforación implementando la herramienta Geo-Pilot y además se lo comparó con el costo de una perforación utilizando motor de fondo.

4.4. ANÁLISIS ECONÓMICO COMPARATIVO

Para realizar la comparación de costos entre la perforación direccional con herramientas convencionales (motor de fondo) y la perforación direccional aplicando la tecnología de sistema rotatorio dirigido (Geo-Pilot) se analizó los costos y tiempos empleados en cada una de las secciones.

Tabla 27. Análisis de costos de la perforación convencional versus la perforación con herramienta Geo-Pilot

Herramienta Convencional (motor de fondo)				Herramienta Especial (Geo-Pilot)			
<p>Curva Profundidad vs. Tiempo</p> <p>Tiempo Total: 41 días</p>				<p>Curva Profundidad vs. Tiempo</p> <p>Tiempo Total: 31 días</p>			
Sección 16''				Sección 16''			
Descripción	Costo (USD)	Días	S.Total (USD)	Descripción	Costo (USD)	Días	S.Total (USD)
Motor 9 5/8"	8500.00	6	51000.00	Motor 9 5/8	8500.00	6	51000.00
Codo flotante	30.00	6	180.00	Codo flotante	30.00	6	180.00
Válvula flotadora	1300.00	1	1300.00	Válvula flotadora	1300.00	1	1300.00
Estabilizador	4500.00	2	9000.00	Estabilizador	4500.00	2	9000.00
Perforadores	2000.00	8	16000.00	Perforadores	2000.00	8	16000.00
TOTAL Sección 16''			77480.00	TOTAL Sección 16''			77480.00

Sección 12 ¼"				Sección 12 ¼"			
Descripción	Costo (USD)	Días	S.Total (USD)	Descripción	Costo (USD)	Días	S.Total (USD)
Motor 8"	9000.00	15	135000.00	Motor 8"	6500.00	9	58500.00
Codo flotante	30.00	15	450.00	Geo-Pilot 9600	35000.00	6	210000.00
Válvula flotadora	1200.00	1	1200.00	Pressure While Drilling(PWD)	4000.00	8	32000.00
Estabilizador	2500.00	2	5000.00	Geospan	6500.00	8	52000.00
Inclinación At-bit	2500.00	15	37500.00	Estabilizador	2500.00	1	2500.00
Perforadores	2000.00	17	34000.00	Perforadores	3000.00	10	30000.00
TOTAL Sección 12 ¼"			213150.00	TOTAL Sección 12 ¼"			385000.00
Sección 8 ½"				Sección 8 ½"			
Descripción	Costo (USD)	Días	S.Total (USD)	Descripción	Costo (USD)	Días	S.Total (USD)
Motor 6 ¾"	7000.00	6	42000.00	Motor 6 ¾"	6000.00	3	18000.00
Codo flotante	30.00	6	180.00	Geo-Pilot 7600	40000.00	2	80000.00
Válvula flotadora	1300.00	1	1300.00	Pressure While Drilling(PWD)	4000.00	2	8000.00
Estabilizador	1600.00	2	3200.00	Geospan	6500.00	2	13000.00
Inclinación At-bit	2500.00	6	15000.00	Estabilizador	1600.00	1	1600.00
Perforadores	2000.00	8	8000.00	Perforadores	3500.00	4	14000.00
TOTAL Sección 8 ½"			69680.00	TOTAL Sección 8 ½"			134600.00
TOTAL PERFORACIÓN			360310.00	TOTAL PERFORACIÓN			597080.00

Fuente. (Halliburton, 2015)

4.5. ANÁLISIS ECONÓMICO POR SECCIONES

4.5.1. SECCIÓN DE 16"

En la sección de 16 pulgadas no se emplea la herramienta direccional Geo-pilot ya que sería un gasto innecesario teniendo en cuenta que la desviación de esta sección es mínima y la mayoría de veces no presenta retos direccionales, por lo

tanto el uso de motores de fondo es suficiente para alcanzar el objetivo planteado en esta sección.

4.5.2. SECCIÓN 12 ¼”

En la tabla 27 se determina que los costos para motor convencional es de 213150.00 dólares y con la herramienta Geo-pilot de 385000.00 dólares dando una diferencia de correspondiente al 55.36 %, la misma que se encuentra representa en la figura 48 para su visualización.

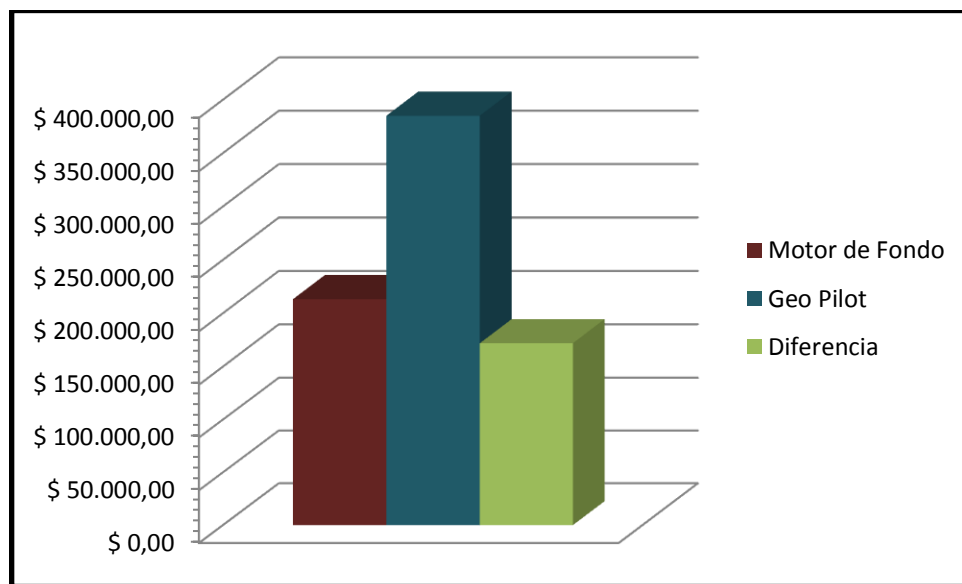


Figura 48. Gráfico comparativo de costos en la sección 12 ¼”

Fuente. (Halliburton, 2015)

4.5.3. SECCIÓN 8 ½”

En esta sección hay que tomar en cuenta que el costo operativo de la herramienta direccional es mayor que en la sección anterior, ya que para diámetros más pequeños se utiliza la herramienta Geo-Pilot 7600, que posee la misma tecnología pero en un espacio reducido, por lo que su costo es mayor estos datos se pueden apreciar en el anexo 2, donde se especifican los diferentes tipos de esta herramienta y los diámetros a los que aplican. En la figura 49 se representa la diferencia de costos para esta sección:

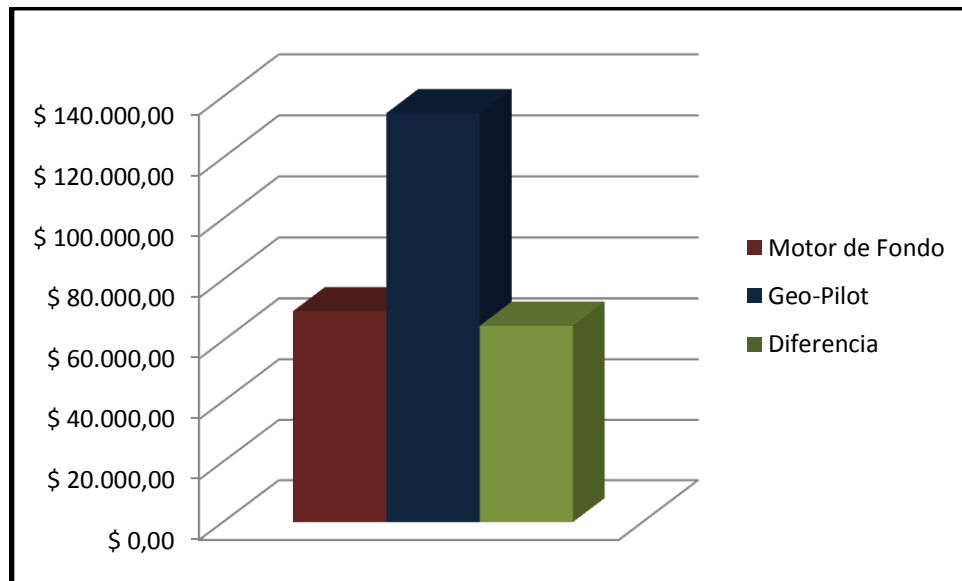


Figura 49. Gráfico comparativo de costos en la sección 8 1/2"

Fuente. (Halliburton, 2015)

Se observa que el costo de implementar la herramienta Geo-Pilot en esta sección es mayor de aproximadamente el 100% , lo que demuestra que esta tecnología es relativamente costosa en comparación a las herramientas convencionales como analizamos en la siguiente tabla comparativa.

Tabla 28. Comparación de costos totales para cada sección

Implementación	Sección 16" (USD)	Sección 12 1/4" (USD)	Sección 8 1/2" (USD)	Total (USD)
Geo-Pilot	77480.00	385000.00	134600.00	597080.00
Motor de Fondo	77480.00	213150.00	69680.00	360310.00
Diferencia	0.00	171850.00	64920.00	236770.00

Fuente. (Halliburton, 2015)

4.6. ANÁLISIS COSTO BENEFICIO

Para comprobar el costo beneficio de la implementación de la tecnología de rotación dirigible en una perforación de largo alcance, se analizó el costo por cada sección y el tiempo operativo de las herramientas en las perforaciones analizadas anteriormente.

Tabla 29. Análisis de costos versus tiempo operativo

Sección	Herramienta Convencional (Motor de Fondo)		Herramienta Especial (Geo-Pilot)	
	Costo (USD)	Días de operación	Costo (USD)	Días de operación
16"	77480.00	6	77480.00	6
12 ¼"	213150.00	15	385000.00	9
8 ½"	69680.00	6	134600.00	3
TOTAL PERFORACIÓN	360310.00	27	597080.00	18

Fuente. (Halliburton, 2015)

Si bien el costo de la perforación utilizando la herramienta direccional Geo-pilot es mayor, el tiempo de perforación es menor (9 días), por lo que los costos asociados a los otros equipos y herramientas disminuyen considerablemente para lo que se describe los principales:

Equipo de Perforación:

*Costo del Equipo de Perforación = Tarifadiaria * Tiempo de perforación*

*Costo Total RIG = 33 000.00 (dólares/día) * 9 días*

$$\text{Costo Total RIG} = 297\,000.00 \text{ dólares}$$

Gerenciamiento de Perforación:

$$\text{Gerenciamiento de Perforación (GP)} = \text{Tafira diaria} * \text{Tiempo}$$

$$GP = 5000.00 \left(\frac{\text{dólares}}{\text{día}} \right) * 9 \text{ días}$$

$$GP = 45000.00 \text{ dólares}$$

Unidades de Servicios:

$$\begin{aligned} \text{Unidades de Servicios (US)} & (\text{mud logging, control de rípios}) \\ & = \text{Tarifa diaria} * \text{Tiempo} \end{aligned}$$

$$US = 3000 \text{ dólares} * 9 \text{ días}$$

$$US = 27000.00 \text{ dólares}$$

Otros:

$$\begin{aligned} \text{Otros (bacumm, tanqueros, pagos comunitarios, agua, seguridad)} \\ & = \text{Tarifa diaria} * \text{Tiempo} \end{aligned}$$

$$\text{Otros} = 2500.00 \text{ dólares} \left(\frac{\text{dólares}}{\text{día}} \right) * 9 \text{ días}$$

$$\text{Otros} = 22500.00 \text{ dólares}$$

Si sumamos los costos de los 9 días adicionales de perforación tendríamos que para el caso del motor de fondo sería igual a 751 810.00 dólares que comparados con los costos de Geo-Pilot (597 080.00 dólares) con lo que se puede concluir que hay un ahorro de 154 730.00 dólares.

Adicionalmente el valor agregado de reducir los tiempos de perforación es que se puede poner en producción el pozo anticipadamente, lo que beneficia al desarrollo del campo y del proyecto en general.

CAPITULO V

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- La implementación de la tecnología de sistemas rotatorios dirigibles para perforar pozos direccionales de largo alcance es más costosa que la perforación usando motores de fondo, sin embargo el tiempo de perforación es menor y teniendo en cuenta los costos adicionales de equipos y servicios existe un ahorro considerable por el uso de esta herramienta.
- El uso de nuevas tecnologías permite disminuir tiempos de perforación lo que incide en poner en producción los pozos anticipadamente, lo que constituye ingresos para la Compañía Operadora y el Estado.
- Los pozos de largo alcance nos permiten dirigirnos a sitios prospectivos a los cuales se encuentran impedidos de abrir nuevas plataformas en especial cuando existen zonas urbanas, industrias, reservas ecológicas, entre otras.
- La perforación de pozos con alto grado de inclinación presentan problemas de torque y el arrastre que son las fuerzas que producen pegas mecánicas entre la sarta y la pared del pozo, por lo que se debe perforar a velocidades mayores a 80 rpm y con una tasa de flujo mayor a los 900 gal/min.
- Cuando se atraviesan reservorios de bajas presiones se tiene problemas de pega diferencial, para lo cual hay que puentear el área con carbonatos para control de circulación.

- Este tipo de perforación permite disminuir el impacto ambiental sobre zonas forestales ya que no es necesario construir nuevas plataformas.
- Cuando se tiene inestabilidad del hoyo por efectos de las lutitas o arcillas es necesario incrementar la densidad del lodo, generalmente adicionando barita.
- Según los resultados obtenidos de la corrida de la herramienta direccional Geo-pilot en la tabla 23, se requiere un mínimo de 100 revoluciones por minuto para una limpieza eficiente del hoyo al momento de perforar un pozo de alcance extendido, por esta razón siempre se tiene que perforar rotando ya que cuando se está deslizando en este tipo de pozos, la limpieza del hueco es casi nula.
- Analizando las operaciones de perforación, el desempeño de las herramientas direccionales empleadas y los objetivos alcanzados dentro del tiempo estimado, como se muestra en la figura 39, se puede concluir que la perforación direccional de largo alcance del pozo LA 001 utilizando la tecnología de sistema rotatorio dirigible es técnica y económicamente eficiente.
- Según los datos de perforación de las secciones con motor de fondo perforó 3 865 pies en 24 horas efectivas mientras que la sección perforada con la tecnología Geo-Pilot perforó 4155 pies en el mismo periodo de tiempo, por lo que se concluye que el sistema rotatorio dirigible ahorra aproximadamente 4 horas al día de operaciones de perforación en comparación a la perforación tradicional con motores de fondo.

5.2. RECOMENDACIONES

- Para la perforación de pozos de largo alcance se recomienda trabajar entre 80 y 120 rpm y mantener un caudal mayor a 1000 gal/min.
- Para evitar pegas mecánicas en tramos de alto ángulo de inclinación se requiere rotación y galonaje para limpieza de los cortes, evitando la formación de camas (de ripios).
- Cuando existe inestabilidad del hoyo por arcillas o lutitas hay que incrementar la densidad del lodo evitando sobrepasar la densidad de circulación equivalente ECD.
- Se deben considerar experiencias, problemas operacionales y lecciones aprendidas en pozos direccionales con alto grado de inclinación perforados anteriormente en el campo, para así prevenir posibles contratiempos en perforaciones futuras.
- Se recomienda circular de 2 a 3 veces la capacidad del pozo después de una corrida de perforación para que el hueco este relativamente limpio, y así no tener problemas de pega diferencial o atascamiento de tubería.
- Realizar un análisis de costos en base a ventajas y desventajas operacionales al momento de elegir nuevas tecnologías para el ahorro de tiempos y costos.
- Es indispensable mantener un estricto control de fluidos y sólidos de acuerdo a las normativas ambientales.

BIBLIOGRAFÍA

- Departamento de Ingeniería Halliburton. (2014). Reporte final de Operaciones pozo LA 001. Ecuador.
- 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.
- Mims M y Krepp T. (2007). Drilling Design and Implementation for Extended Reach and Complex Wells, 3a ed. Houston: K&M Technology Group.
- Meader T, Allen F y Riley G (2005). To the Limit and Beyond—The Secret of World-Class Extended-Reach Drilling Performance at Wytch Farm, artículo IADC/SPE 59204, presentado en la Conferencia de Perforación de las IADC/SPE, Nueva Orleans.
- Baker Hughes Drilling Fluids. (2006). Drilling Fluids Reference Manual. Houston, TX: Baker Hughes Drilling Fluids.
- Halliburton. (2011). Diseño y Aplicación de Fluidos para Pozos ERD y Offshore. Cartagena.
- Schamp J, Estes B y Keller S. (2006). Torque Reduction Techniques in ERD Wells, artículo IADC/SPE 98969, presentado en la Conferencia de Perforación IADC/SPE. Miami, Florida.

- Hawker D., Vogtn K., Robinson A. (2002). Procedimientos y operaciones en el pozo.
- 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.
- Salas R. (2010). Presentación Problemas Operacionales durante la Perforación de Pozos, Universidad del Oriente, Venezuela.
- Da Silva A. (2009). Perforación Dierccional controlada. Recuperado el 10 de Abril, 2015, de <http://industriapetrolera.lacomunidadpetrolera.com>.
- Aldaz R. (2007). Presentación geo-pilot sistema de perforación rotatorio point-the-bit. Sperry Drilling Services Halliburton. Ecuador.
- Naranjo C. (2014). Optimización de la perforación de pozos direccionales en el oriente ecuatoriano mediante la utilización del sistema GYRO While Drilling en la sección magnéticamente interferida. Tesis de Ingeniería de Petróleos, UTE, Quito.
- Achji J. (2009). Tecnicas de perforación direccional. Recuperado el 15 de Mayo, 2015, de <http://achjij.blogspot.com/2009/06/perforacion-direccional.html>

ANEXOS

ANEXO 1

Tabla de Actividades de perforación del pozo LA 001.

SURVEY										STEERING					DRILLING PARAMETERS					
Measured Depth (ft)	Incl Angle (deg)	Azi Dir (deg)	Vertical Depth (ft)	Vertical Section (ft)	Coordinates		DLS (°/100°)	Build Rate (°/100°)	Turn Rate (°/100°)	Slide/Rotate		Tool Face (deg)	Def (%)	RPM	WOB (klb)	Flow Rate (gpm)	Stand Pipe (psig)	ROP (fph)	Comment	
					NIS (ft)	E/W (ft)				From (ft)	To (ft)									
55.0										55	103	ROT		50	5	200	50	63	130	
100.0	0.23	236.93	100.00	-0.05	-0.11	-0.17	0.23	0.00											130	
103.0										103	183	ROT		80	5	300	150	63	130	Problemas con Gyro
183.0										183	284	ROT		90	5	400	235	54	130	BR-0.01°/100° MD - FI.7
200.0	0.22	254.36	200.00	-0.09	-0.27	-0.52	0.07	0.00		284	350	ROT		90	5	500	356	61	130	TD BR: -0.07°/100MD- FI.7
284.0																			130	
300.0	0.15	281.60	300.00	-0.02	-0.30	-0.83	0.11	0.00											130	
350.0										350	358	ROT		80	7	500	650	190	200	
359.0										359	384	70M							200	
384.0										384	450	ROT		80	7	500	650	258	200	
400.0	1.11	45.95	389.99	0.47	0.40	-0.27	1.20	0.00											200	
450.0										450	480	70M							200	
480.0										480	541	ROT		60	7	800	900	244	200	
500.0	2.80	64.79	499.93	1.18	2.12	2.64	1.79	0.00											200	
541.0										541	588	80M							200	
588.0										588	632	ROT		60	7	700	1250	263	200	
600.0	3.81	67.41	569.76	1.72	4.43	7.92	1.02	0.00											200	
632.0										632	722	ROT		60	7	800	1600	386	200	
700.0	4.25	67.13	699.52	2.25	7.15	14.40	0.44	0.00											200	

Continuación Anexo 1

SURVEY										STEERING				DRILLING PARAMETERS						
Measured Depth (ft)	Incl Angle (deg)	Azi Dir (deg)	Vertical Depth (ft)	Vertical Section (ft)	Coordinates		DLS (°/100)	Build Rate (°/100)	Turn Rate (°/100)	Slide/Rotate		Tool Face (deg)	Def (%)	RPM	WOB (klb)	Flow Rate (gpm)	Stand Pipe (psig)	ROP (fph)	Run	Comment
					N/S (ft)	E/W (ft)				From (ft)	To (ft)									
722.0										722	811	ROT		60	7	800	1600	334	200	BF:0.697/100M D-FI:-19
800.0	4.04	64.67	769.19	3.07	10.43	21.70	0.72	0.69	0.00										200	
811.0										811	819	25M			7	900	2100	60	200	
819.0										819	836	25M			7	900	2100	204	200	
836.0										836	875	ROT			7	900	2100	260	200	
875.0										875	902	ROT			7	900	2100	231	200	
900.0	5.47	52.14	898.79	5.18	15.20	29.36	1.25	0.53	0.00										200	
902.0										902	927	75G			8	900	2300	167	200	
927.0										927	974	ROT		60	10	900	2300	188	200	
974.0										974	985	75G			8	900	2300	252	200	
985.0										985	1002	OG			8	900	2300	210	200	
1000.0	6.65	51.78	968.22	8.74	21.71	37.67	1.18	1.18	-0.36										200	
1002.0										1002	1055	ROT			10	900	2300	265	200	
1055.0										1055	1085	OG			10	1000	2500	106	200	
1085.0										1085	1097	OG			10	1000	2500	144	200	
1097.0										1097	1145	ROT			12	1000	2500	192	200	
1100.0	8.29	49.50	1097.37	13.43	29.97	47.70	1.67	1.64	-2.28										200	
1145.0										1145	1176	OG			10	1000	2500	109	200	
1176.0										1176	1196	OG			10	1000	2500	240	200	
1196.0										1196	1237	ROT			12	1000	2600	246	200	
1200.0	10.66	49.90	1196.00	19.58	40.61	60.26	2.37	2.37	0.40										200	
1237.0										1237	1267	OG			10	1000	2600	120	200	
1267.0										1267	1328	ROT			12	1000	2600	244	200	
1300.0	13.11	49.48	1263.85	27.28	53.94	75.96	2.45	2.45	-0.42										200	
1328.0										1328	1348	-45G			10	1000	2600	86	200	
1348.0										1348	1368	ROT			12	1000	2900	150	200	
1358.0										1358	1368	-80G			10	1000	2900	120	200	
1368.0										1368	1421	ROT			12	1000	2900	187	200	
1406.0	14.36	42.32	1366.82	38.26	71.47	93.95	1.99	1.18	-6.76										200	
1421.0										1421	1441	-90G			10	1000	2900	92	200	
1441.0										1441	1450	ROT			12	1000	2900	135	200	
1450.0										1450	1482	ROT			12	1000	2900	394	200	

Continuación Anexo 1

SURVEY										STEERING				DRILLING PARAMETERS						
Measured Depth (ft)	Incl Angle (deg)	Azi Dir (deg)	Vertical Depth (ft)	Vertical Section (ft)	Coordinates		DLS (°/100') (°/100')	Build Rate (°/100') (°/100')	Turn Rate (°/100') (°/100')	Slide/Rotate		Tool Face (deg)	Def (%)	RPM	WOB (lbf)	Flow Rate (gpm)	Stand Pipe (psig)	ROP (fph)	Comment	
					N/S (ft)	E/W (ft)				From (ft)	To (ft)									
1482.0										1482	1487	-70G			10	1000	2800	180	200	
1497.0										1497	1578	ROT		60	13	1000	2850	324	200	
1502.0	14.97	37.67	1489.70	51.03	90.09	109.54	1.38	0.64	-4.84											
1578.0										1578	1613	-80G			10	1000	2880	191	200	
1596.0	15.54	33.73	1590.39	65.55	110.18	123.98	1.26	0.60	-4.19											
1613.0										1613	1672	ROT		60	16	1000	2980	265	200	
1672.0										1672	1707	-80G			10	1000	2880	191	200	
1682.0	16.12	29.00	1672.75	82.48	132.53	137.56	1.47	0.60	-4.93											
1707.0										1707	1768	ROT		60	16	1000	2880	407	200	
1768.0										1768	1813	-90G			12	1000	2850	270	200	
1786.0	15.86	21.22	1763.13	101.22	155.91	148.53	2.29	-0.27	-8.27											
1813.0										1813	1862	ROT		60	15	1000	3000	267	200	
1862.0										1862	1892	-45G			13	1000	2850	257	200	
1880.0	16.60	16.76	1853.38	122.11	180.74	157.05	1.55	0.79	-4.75											
1892.0										1892	1956	ROT		60	15	1000	3000	256	200	
1956.0										1956	1991	-45G			13	1000	2850	111	200	
1975.0	17.46	13.67	1944.22	145.30	207.59	164.34	1.31	0.90	-3.25											
1991.0										1991	2051	ROT		60	15	1000	3000	277	200	
2051.0										2051	2091	-45G			13	1000	3000	200	200	
2071.0	18.12	9.37	2035.37	171.43	237.10	170.30	2.23	1.73	-4.48											
2091.0										2091	2147	ROT		60	15	1000	3100	420	200	
2147.0										2147	2182	-45G			13	1000	3000	233	200	
2166.0	21.25	5.54	2124.53	200.96	269.60	174.50	2.64	2.24	-4.04											
2182.0										2182	2247	ROT		60	15	1000	3100	279	200	
2247.0										2247	2336	ROT		60	15	1000	3150	223	200	BR-0.45°/100M D-Fl--14
2259.0	21.68	4.45	2211.08	232.20	303.50	177.46	0.62	0.45	-1.17											
2336.0										2336	2371	-45G			13	1000	3050	124	200	
2353.0	22.99	2.60	2288.03	265.35	339.15	179.64	1.59	1.40	-1.97											
2371.0										2371	2430	ROT		60	15	1000	3200	221	200	
2430.0										2430	2523	ROT		60	15	1000	3200	243	200	BR-0.25°/100M D-Fl--5
2447.0	23.23	1.80	2384.48	299.90	376.02	181.05	0.42	0.25	-0.85											

Continuación Anexo 1

SURVEY										STEERING				DRILLING PARAMETERS						
Measured Depth (ft)	Incl Angle (deg)	Azi Dir (deg)	Vertical Depth (ft)	Vertical Section (ft)	Coordinates		DLS (°/100)	Build Rate (°/100)	Turn Rate (°/100)	Slips/Rotate From (ft)	Slips/Rotate To (ft)	Tool Face (deg)	Def (%)	RPM	WOB (klb)	Flow Rate (gpm)	Stand Pipe (psig)	ROP (fph)	Comment	
					N/S (ft)	E/W (ft)														
2523.0									2523	2559	-30G				13	1000	3000	120	200	
2540.0	23.84	359.28	2499.75	335.03	413.15	181.39	1.28	0.86	-2.74											
2559.0										2559	2617	ROT		60	15	1000	3150	205	200	
2617.0										2617	2652	-30G			13	1000	3000	124	200	
2634.0	25.71	355.86	2555.10	372.91	452.48	179.67	2.50	1.99	-3.82											
2652.0										2652	2711	ROT		60	15	1000	3150	126	200	
2711.0										2711	2741	-30G			13	1000	3000	180	200	
2730.0	27.25	354.36	2641.03	414.54	495.12	176.00	1.75	1.61	-1.56											
2741.0										2741	2805	ROT		60	15	1000	3150	240	200	
2805.0										2805	2835	OG			13	1000	3000	150	200	
2823.0	28.13	353.45	2722.99	457.47	538.80	171.33	2.08	2.03	-0.97											
2835.0										2835	2899	ROT		70	15	1000	3200	256	200	
2899.0										2899	2924	OG			18	1000	3200	250	200	
2918.0	30.44	353.60	2805.44	503.65	585.70	166.00	1.38	1.38	0.15											
2924.0										2924	2994	ROT		70	15	1000	3200	210	200	
2994.0										2994	3029	OG			18	1000	3300	191	200	
3012.0	31.83	354.27	2895.89	551.14	634.03	160.87	1.52	1.47	0.71											
3029.0										3029	3087	ROT		70	15	1000	3300	193	200	
3087.0										3087	3117	-30G			18	1000	3300	200	200	
3106.0	33.21	353.29	2995.16	600.55	684.26	155.99	1.57	1.46	-1.04											
3117.0										3117	3182	ROT		70	15	1000	3400	163	200	
3182.0										3182	3217	-20G			18	1000	3300	162	200	
3200.0	34.80	352.15	3043.17	652.00	736.27	148.73	1.63	1.49	-1.21											
3217.0										3217	3276	ROT		70	15	1000	3400	221	200	Bomba 30 Bls de piladora dispersa 10.2 lpg x 30 . mas 50 Bls de piladora viscosa 10.2 lpg x 110 y circula fondo arriba.
3276.0																				
3296.0	36.05	351.31	3121.50	706.65	791.19	140.74	1.59	1.50	-0.87	3276	3308	-10G			18	1000	3000	160	200	
3308.0										3308	3372	ROT		70	15	1000	3000	240	200	

Continuación Anexo 1

SURVEY										STEERING				DRILLING PARAMETERS								
Measured Depth (ft)	Incl Angle (deg)	Azi Dir (deg)	Vertical Depth (ft)	Vertical Section (ft)	Coordinates		DLS (°/100)	Build Rate (°/100)	Turn Rate (°/100)	Slide/Rotate From (ft)	Slide/Rotate To (ft)	Tool Face (deg)	Def (%)	RPM	WOB (lb)	Flow Rate (gpm)	Stand Pipe (psig)	ROP (fph)	Run	Comment		
					N/S (ft)	E/W (ft)																
3372.0									3372	3407	-256				18	1000	3050	175	200			
3381.0	37.40	350.13	3187.64	762.75	847.25	131.57	1.61	1.43	-1.24						15	1000	3100	225	200			
3407.0										3407	3467	ROT		70								
3467.0										3467	3499	-30G			18	1000	3100	160	200			
3487.0	38.87	348.55	3273.15	821.49	905.50	120.59	1.84	1.53	-1.66						15	1000	3200	175	200			
3499.0										3499	3563	ROT		70								
3563.0										3563	3589	-30G			18	1000	3100	156	200			
3552.0	39.83	346.30	3346.61	881.30	964.51	108.51	1.03	1.01	-0.26						15	1000	3200	165	200			
3589.0										3589	3654	ROT		70								
3654.0										3654	3689	-30G			18	1000	3100	140	200			
3679.0	41.02	347.62	3420.46	943.82	1026.02	95.39	1.31	1.23	-0.70						15	1000	3200	140	200		Realiza viaje de calibracion a superficie y cambia todo.	
3689.0										3689	3752	ROT		70								
3752.0										3752	3780	-30G			15	1000	2350	104	200			
3776.0	42.90	347.12	3462.59	1008.34	1089.30	81.20	1.97	1.94	-0.52						15	1000	2600	114	200			
3790.0										3790	3851	ROT		70								
3851.0										3851	3881	-30G			15	1000	2500	100	200			
3872.0	44.27	346.16	3562.12	1074.28	1153.69	65.90	1.59	1.43	-1.00						15	1000	2700	212	200			
3881.0										3881	3948	ROT		70								
3948.0										3948	3978	-30G			15	1000	2650	120	200			
3968.0	45.52	344.83	3630.12	1141.89	1219.29	48.92	1.63	1.30	-1.39						15	1000	2800	189	200			
3978.0										3978	4044	ROT		70								
4044.0										4044	4064	-30G			15	1000	2650	92	200			
4064.0	46.49	344.01	3696.80	1210.87	1285.81	30.37	1.18	1.01	-0.85						15	1000	2800	228	200			
4140.0										4140	4165	OG			15	1000	2650	150	200			
4159.0	47.78	344.01	3761.43	1280.44	1352.74	11.18	1.36	1.36	0.00						15	1000	2850	135	200			
4165.0										4165	4235	ROT		70								
4235.0										4235	4261	OG			18	1000	2750	92	200			
4255.0	48.37	343.31	3825.57	1351.82	1421.28	-8.91	0.82	0.62	-0.72						15	1000	2900	233	200			
4261.0										4261	4331	ROT		70								
4331.0										4331	4361	OG			15	1000	2750	106	200			

Continuación Anexo 1

SURVEY										STEERING				DRILLING PARAMETERS						
Measured Depth (ft)	Incl Angle (deg)	Azi Dir (deg)	Vertical Depth (ft)	Vertical Section (ft)	Coordinates		DLS (°/100')	Build Rate (°/100')	Turn Rate (°/100')	Slide/Rotate		Tool Face (deg)	Def (%)	RPM	WOB (klb)	Flow Rate (gpm)	Stand Pipe (psig)	ROP (fph)	Run	Comment
					N/S (ft)	E/W (ft)				From (ft)	To (ft)									
4350.0	49.49	342.91	3987.88	1423.41	1488.81	-29.72	1.22	1.18	-0.42											
4361.0										4361	4426	ROT		70	15	1000	2900	122	200	
4426.0										4426	4459	OG			15	1000	2800	73	200	
4445.0	50.37	342.50	3949.14	1496.10	1559.22	-51.33	0.99	0.93	-0.44											
4459.0										4459	4521	ROT		60	15	1000	3000	207	200	
4521.0										4521	4561	10G			18	1000	2800	89	200	Poco Colgamiento
4539.0	52.24	342.58	4007.90	1569.45	1629.20	-73.35	1.99	1.99	0.09											
4561.0										4561	4616	ROT		60	17	1000	3000	184	200	
4616.0										4616	4621	ROT		60	17	1000	3000	150	200	
4621.0										4621	4657	OG			18	1000	2900	51	200	Mucho Colgamiento
4635.0	53.52	343.05	4065.84	1645.98	1702.33	-85.96	1.39	1.34	0.49											
4657.0										4657	4711	ROT		60	17	1000	3100	162	200	
4711.0										4711	4751	-10G			18	1000	2850	73	200	Poco Colgamiento
4728.0	55.12	342.96	4120.08	1721.50	1774.57	-118.04	1.72	1.72	-0.10											
4751.0										4751	4805	ROT		60	18	1000	3120	162	200	
4805.0										4805	4845	-15G			15	1000	2945	88	200	Subo lubricante desde 0.5% hasta 2.0%
4823.0	56.99	342.42	4173.12	1800.29	1849.81	-141.49	2.02	1.97	-0.57											
4845.0										4845	4900	ROT		60	23	1000	3145	184	200	
4900.0										4900	4940	OG			15	1000	3000	126	200	
4918.0	58.96	342.14	4224.03	1881.67	1927.33	-166.27	2.07	2.05	-0.29											
4940.0										4940	4985	ROT		60	23	1000	3175	118	200	
4985.0										4985	5036	-25G			15	1000	2900	72	200	
5012.0	60.59	341.56	4270.85	1962.03	2003.69	-191.30	1.83	1.75	-0.63											
5036.0										5036	5089	ROT		60	25	1000	3150	187	200	
5089.0										5089	5129	-30G			15	1000	2880	120	200	Poco Colgamiento
5108.0	61.89	340.25	4317.04	2046.17	2083.21	-218.84	1.81	1.36	-1.36											
5129.0										5129	5184	ROT		60	25	1000	3180	165	200	
5184.0										5184	5219	-20G			15	1000	2850	40	200	Mucho Colgamiento
5202.0	62.87	339.85	4360.61	2129.43	2161.50	-247.25	1.11	1.04	-0.42											
5219.0										5219	5278	ROT		60	28	1000	3100	111	200	

Continuación Anexo 1

SURVEY										STEERING				DRILLING PARAMETERS						
Measured Depth (ft)	Incl Angle (deg)	Azi Dir (deg)	Vertical Depth (ft)	Vertical Section (ft)	Coordinates		DLS (°/100')	Build Rate (°/100')	Turn Rate (°/100')	Slide/Rotate		Def (%)	RPM	WOB (kib)	Flow Rate (gpm)	Stand Pipe (psig)	ROP (fph)	Comment		
					N/S (ft)	E/W (ft)				From (ft)	To (ft)									
5278.0										5278	5285	OG		15	1000	2700	10	200	Mucho Colgamiento	
5285.0										5285	5308	OG		15	1000	2700	10	200	Mucho Colgamiento	
5296.0	62.88	339.95	4403.46	2213.05	2240.07	-278.00	0.09	0.00	0.11									200		
5308.0										5308	5373	ROT	60	28	1000	2800	111	200	Saca BHA #2	
5373.0										5373	5413	OG		20	1000	3200	52	300	Hta superficie. Inicia perforacion.	
5389.0	61.96	340.00	4446.52	2286.45	2317.52	-304.22	0.99	-0.98	0.05									300		
5413.0										5413	5468	ROT	60	30	1000	3400	132	300		
5468.0										5468	5508	OG		25	1000	3200	29	300		
5485.0	63.02	339.65	4490.86	2380.55	2397.44	-333.58	1.15	1.10	-0.37									300		
5508.0										5508	5561	ROT	60	30	1000	3400	86	300		
5561.0										5561	5610	OG		25	1000	3200	41	300		
5580.0	64.38	339.21	4532.95	2465.65	2477.17	-363.51	1.49	1.43	-0.46									300		
5610.0										5610	5656	ROT	60	30	1000	3400	99	300		
5656.0										5656	5711	OG		25	1000	3300	42	300		
5674.0	66.00	338.66	4572.40	2550.87	2566.79	-394.18	1.80	1.72	-0.59									300		
5711.0										5711	5740	ROT	60	30	1000	3500	25	300		
5740.0										5740	5750	ROT	60	30	1000	3500	60	300		
5750.0										5750	5810	OG		25	1000	3300	42	300		
5769.0	66.58	337.89	4610.60	2637.70	2637.59	-426.38	0.87	0.61	-0.81									300		
5810.0										5810	5845	ROT	60	30	1000	3500	60	300		
5840.0	67.53	337.16	4638.28	2702.91	2686.00	-451.37	1.64	1.34	-1.02									300		
5845.0										5845	5915	ROT	60	30	1000	3500	72	300		
5915.0										5915	5925	ROT	0	70	700	1630	30	400	Perfora con parametros controlados hasta sacar BHA del Casing	
5925.0										5925	5968	ROT	0	70	25	900	1950	72	400	
5968.0										5968	5980	OG	30	70	25	900	1950	72	400	
5980.0	67.80	337.22	4661.71	2831.93	2817.29	-501.54	0.08	0.04	0.04									400		
5984.0										5984	5996	OG	30	90	28	1050	2460	55	400	
5996.0										5996	6050	OG	60	90	28	1050	2460	83	400	
6050.0										6050	6068	OG	70	90	28	1050	2460	90	400	

Continuación Anexo 1

SURVEY										STEERING				DRILLING PARAMETERS						
Measured Depth (ft)	Incl Angle (deg)	Azi Dir (deg)	Vertical Depth (ft)	Vertical Section (ft)	Coordinates		DLS (%/100')	Build Rate (%/100')	Turn Rate (%/100')	Slide/Rotate	Tool Face (deg)	Def (%)	RPM	WOB (lbf)	Flow Rate (gpm)	Stand Pipe (psi)	ROP (fph)	Run	Comment	
					N/S (ft)	E/W (ft)														From (ft)
6068.0										6068	6079	05	50	28	1050	2460	73	400		
6074.0	69.70	337.24	4725.94	2919.21	2898.01	-635.42	2.24	2.24	0.03									400		
6079.0										6079	6138	03	50	28	1050	2660	57	400	Problemas con sensor de profundidad Cambia sensor OK	
6138.0										6138	6173	03	50	35	1050	2800	124	400		
6187.0	71.01	337.39	4757.21	3006.54	2979.82	-569.19	1.42	1.41	0.16									400		
6173.0										6173	6200	03	30	35	1050	2800	116	400		
6200.0										6200	6266	05	40	35	1050	2800	113	400		
6261.0	71.98	337.67	4787.04	3095.45	3061.19	-603.26	1.07	1.04	0.29									400		
6286.0										6286	6294	03	40	35	1050	2900	80	400		
6294.0										6294	6334	03	50	35	1050	2900	96	400		
6334.0										6334	6360	03	65	35	1050	2900	156	400		
6357.0	73.73	338.02	4815.34	3186.98	3146.14	-637.86	1.86	1.82	0.37									400		
6360.0										6360	6400	-10G	50	35	1050	2900	50	400		
6400.0										6400	6456	-30G	24	35	1050	2900	336	400		
6453.0	75.20	338.13	4841.04	3279.29	3231.95	-672.39	1.54	1.53	0.11									400		
6456.0										6456	6470	-10G	20	35	1050	2900	84	400		
6470.0										6470	6517	-20G	20	35	1050	2900	78	400		
6517.0										6517	6552	-20G	10	35	1050	2900	72	400		
6549.0	75.21	338.05	4865.56	3371.93	3318.06	-707.03	0.08	0.01	-0.08									400		
6552.0										6552	6577	-20G	10	30	1050	3080	43	400		
6577.0										6577	6641	-40G	10	30	1050	3080	56	400		
6641.0										6641	6648	-40G	10	30	1050	3080	70	400		
6644.0	74.99	337.47	4886.88	3463.52	3403.03	-741.78	0.63	-0.23	-0.60									400		
6648.0										6648	6694	-40G	10	115	30	1050	3080	60	400	
6694.0										6694	6743	-40G	10	110	35	1050	3250	118	400	
6740.0	74.83	337.60	4914.97	3555.97	3488.69	-777.19	0.21	-0.17	0.13									400		
6743.0										6743	6810	-10G	10	120	35	1050	2950	80	400	
6810.0										6810	6839	-10G	20	120	40	1050	3000	70	400	
6836.0	74.82	337.90	4940.10	3648.41	3574.45	-812.27	0.30	-0.01	0.31									400		
6839.0										6839	6873	-60G	24	38	1050	3100	66	400		

Continuación Anexo 1

SURVEY										STEERING				DRILLING PARAMETERS				
Measured Depth (ft)	Incl Angle (deg)	Azi Dir (deg)	Vertical Depth (ft)	Vertical Section (ft)	Coordinates		DLS (°/100°)	Build Rate (°/100°)	Turn Rate (°/100°)	RPM	WOB (klb)	Flow Rate (gpm)	Stand Pipe (psig)	ROP (fph)	Comment			
					N/S (ft)	E/W (ft)										Tool Face (deg)	Def (%)	Slide/Rotate From (ft)
6873.0																		
6932.0	74.70	337.22	4866.34	3740.80	3660.06	-847.63	0.70	-0.12	-0.71	120	38	1050	3100	56	400			
6936.0																		
6969.0																		
7028.0	74.55	336.68	4990.79	3833.05	3745.23	-883.88	0.56	-0.15	-0.56	120	38	1050	3230	83	400			
7031.0																		
7125.0	74.44	336.06	5016.72	3826.12	3830.86	-621.34	0.63	-0.12	-0.64	90	35	1050	3230	62	400			
7127.0																		
7221.0	74.37	335.36	5042.53	4018.09	3915.14	-959.37	0.71	-0.07	-0.73	100	35	1050	3300	81	400			
7223.0																		
7235.0																		
7317.0	74.63	335.07	5068.18	4110.02	3999.13	-998.15	0.40	0.27	-0.30	110	35	1050	3300	105	400			
7320.0																		
7346.0																		
7375.0																		
7396.0																		
7413.0	74.68	335.21	5093.58	4202.00	4083.13	-1037.07	0.15	0.05	0.14	90	35	1050	3300	50	400			
7416.0																		
7430.0																		
7479.0																		
7508.0	74.75	335.60	5118.62	4293.10	4166.46	-1075.22	0.41	0.07	0.42	90	35	1050	3300	64	400			
7512.0																		
7565.0																		
7605.0	74.63	336.74	5144.23	4386.23	4252.04	-1113.01	1.14	-0.12	1.17	90	38	1050	3400	84	400			
7608.0																		
7660.0																		
7682.0																		
7701.0	74.94	336.72	5168.42	4478.52	4337.14	-1149.61	0.33	0.32	-0.02	90	33	1050	3400	87	400			
7703.0																		
7729.0																		
7774.0																		
7790.0																		

Continuación Anexo 1

SURVEY										STEERING				DRILLING PARAMETERS								
Measured Depth (ft)	Incl Angle (deg)	Azi Dir (deg)	Vertical Depth (ft)	Vertical Section (ft)	Coordinates		DLS (°/1000)	Build Rate (°/1000)	Turn Rate (°/1000)	Slide/Rotate From (ft)	Slide/Rotate To (ft)	Tool Face (deg)	Def (%)	RPM	WOB (lbf)	Flow Rate (gpm)	Stand Pipe (psi-g)	ROP (fph)	Run	Comment		
					N/S (ft)	E/W (ft)																
7797.0	75.14	337.14	5104.20	4570.95	4422.47	-1185.95	0.47	0.20	0.44	7800	7826	120G	40	90	33	1050	3400	62	400			
7800.0																						
7826.0										7826	7875	ROT	0	90	33	1050	3400	59	400			
7875.0										7875	7896	45G	40	90	33	1050	3450	63	400			
7883.0	74.70	337.50	5219.18	4683.38	4508.00	-1221.69	0.58	-0.46	0.37	7896	7926	80G	16	90	33	1050	3500	47	400			
7896.0																						
7928.0										7928	7950	20G	16	90	33	1050	3500	53	400			
7950.0										7950	7992	40G	25	90	33	1050	3500	54	400			
7988.0	74.51	337.80	5244.40	4764.75	4592.70	-1256.52	0.37	-0.20	0.32	7992	8003	40G	25	90	33	1050	3500	47	400		e observa bolsillos de los Shale Cheker tapados con recorres de perforación se limpia bolsillos bomba pillora y circula hasta retornos limpios.	
7992.0																						
8003.0										8003	8019	20G	25	90	33	1050	3450	69	400			
8019.0										8019	8087	20G	25	90	37	1050	3450	54	400			
8084.0	74.43	338.37	5270.11	4847.06	4678.51	-1291.05	0.58	-0.08	0.80													
8087.0																						
8169.0										8087	8168	20G	15	90	37	1050	3450	61	400			
8180.0	74.25	338.27	5296.02	4839.34	4764.41	-1325.20	0.21	-0.19	-0.11	8169	8183	160G	30	90	37	1050	3450	60	400			
8183.0																						
8276.0	74.24	338.03	5322.08	5031.57	4860.17	-1359.59	0.24	-0.01	-0.25	8183	8279	0G	24	90	38	1050	3550	59	400			
8279.0																						
8372.0	74.12	338.82	5348.25	5123.77	4936.00	-1383.70	0.60	-0.13	0.61	8279	8375	25G	24	90	40	1050	3500	55	400			
8375.0																						
8399.0										8375	8399	ROT	0	90	38	1050	3500	60	400			
8450.0										8399	8450	15G	15	90	38	1050	3500	61	400			
8468.0	73.92	338.82	5374.67	5215.95	5021.99	-1427.20	0.29	-0.21	0.21	8450	8471	15G	25	90	38	1050	3500	57	400			
8471.0										8471	8475	ROT	0	90	38	1050	3500	30	400			
8475.0										8475	8567	-20G	25	90	38	1050	3500	43	400			

Continuación Anexo 1

SURVEY										STEERING					DRILLING PARAMETERS					
Measured Depth (ft)	Incl Angle (deg)	Azi Dir (deg)	Vertical Depth (ft)	Vertical Section (ft)	Coordinates		DLS (°/100')	Build Rate (°/100')	Turn Rate (°/100')	Slide/Rotate		Tool Face (deg)	Def (%)	RPM	WOB (lb)	Flow Rate (gpm)	Stand Pipe (psig)	ROP (fph)	Run	Comment
					N/S (ft)	E/W (ft)				From (ft)	To (ft)									
8564.0	73.92	338.69	5401.27	5308.07	5107.97	-1460.63	0.13	-0.01	-0.13	8667	8638	-20G	25	90	38	1050	3500	55	400	Reparan bombas de lodos. Realizan estacion de circulacion.
8667.0																			400	
8638.0										8638	8660	-20G	25	90	38	1050	3550	38	400	
8660.0	73.97	338.67	5427.81	5400.20	5193.91	-1494.18	0.06	0.06	-0.02	8650	8683	180G	25	90	38	1050	3550	71	400	
8663.0										8663	8679	-20G	25	90	38	1050	3550	74	400	
8679.0										8679	8759	-40G	25	90	38	1050	3550	58	400	
8756.0	74.03	337.99	5454.27	5492.33	5279.67	-1528.25	0.68	0.06	-0.70										400	
8759.0										8759	8825	-40G	25	90	38	1050	3550	55	400	
8825.0										8825	8853	0G	20	90	38	1050	3550	73	400	
8852.0	74.05	337.82	5480.66	5594.43	5365.20	-1562.96	0.17	0.01	-0.18	8853	8951	-30G	25	90	38	1050	3550	61	400	
8853.0																			400	
8949.0	74.70	338.01	5506.79	5677.65	5451.76	-1596.08	0.70	0.67	0.19	8951	8979	ROT	0	90	38	1000	3550	42	400	
8951.0										8979	9032	-30G	25	90	38	1000	3550	58	400	
8979.0										9032	9047	180G	25	90	38	1000	3550	39	400	TTE @ 9115 MD
9032.0																			400	
9045.0	74.24	337.86	5532.50	5769.95	5637.47	-1632.83	0.50	-0.48	-0.16	9047	9130	-40G	30	100	38	1000	3550	65	400	
9047.0										9130	9144	0G	30	100	38	1000	3600	65	400	
9130.0																			400	
9141.0	74.05	337.97	5558.73	5992.10	5623.05	-1667.55	0.22	-0.19	0.12	9144	9225	-30G	25	100	38	1000	3600	71	400	
9144.0										9225	9240	0G	30	100	38	1000	3600	50	400	
9225.0																			400	
9237.0	73.80	337.40	5595.31	5954.13	5708.39	-1702.57	0.63	-0.27	-0.59	9240	9275	-50G	30	100	38	1000	3600	58	400	
9240.0										9275	9335	-50G	30	100	38	1000	3600	43	400	
9275.0																			400	
9333.0	73.79	336.91	5612.10	6046.03	5793.34	-1738.36	0.50	0.00	-0.52	9335	9431	0G	14	100	38	1000	3600	62	400	
9335.0																			400	
9428.0	73.40	337.43	5638.63	6136.88	5877.33	-1773.73	0.67	-0.41	0.55	9431	9475	-5G	20	100	38	980	3600	52	400	
9431.0																			400	

Continuación Anexo 1

SURVEY										STEERING				DRILLING PARAMETERS				
Measured Depth (ft)	Incl Angle (deg)	Azi Dir (deg)	Vertical Depth (ft)	Vertical Section (ft)	Coordinates		DLS (°/100')	Turn Rate (°/100')	Slide/Rotate From (ft)	Slide/Rotate To (ft)	Tool Face (deg)	Def (%)	RPM	WOB (klb)	Flow Rate (gpm)	Stand Pipe (psig)	ROP (fph)	Comment
					N/S (ft)	E/W (ft)												
9475.0								9475	9527	15G	35	100	38	990	3550	68	400	
9523.0	73.22	337.14	5696.21	6227.62	5981.27	-1808.96	0.35	-0.20										
9527.0								9527	9570	-45G	35	100	38	990	3550	55	400	
9570.0								9570	9621	-35G	50	90	38	990	3550	55	400	
9619.0	73.60	336.33	5683.62	6319.28	6045.80	-1845.20	0.90	0.40	-0.85									
9621.0								9621	9718	-15G	40	130	35	995	3600	49	400	
9715.0	74.17	335.84	5720.26	6411.07	6130.11	-1882.59	0.77	0.60	-0.51									
9718.0								9718	9745	0G	30	130	35	995	3600	52	400	
9745.0								9745	9814	0G	20	130	35	995	3600	45	400	
9810.0	74.18	335.95	5746.17	6502.02	6213.54	-1919.92	0.12	0.01	0.12									
9814.0								9814	9909	20G	24	130	40	995	3600	39	400	
9907.0	73.94	336.36	5772.80	6594.86	6298.85	-1957.62	0.48	-0.25	0.42									
9909.0								9909	9980	20G	24	130	40	995	3600	55	400	
9980.0								9980	10005	0G	24	130	40	995	3600	56	400	Realiza estacion de circulacion.
10003.0	73.73	336.85	5799.53	6686.70	6383.47	-1994.23	0.53	-0.21	0.51									
10005.0								10005	10040	20G	24	130	40	995	3600	35	400	
10040.0								10040	10102	20G	24	130	40	995	3600	74	400	
10100.0	73.67	337.15	5828.75	6779.50	6486.17	-2030.61	0.30	-0.06	0.31									
10102.0								10102	10199	20G	24	130	40	990	3600	90	400	
10198.0	73.66	337.88	5853.76	6871.38	6554.29	-2086.94	0.73	-0.02	0.76									
10199.0								10199	10295	0G	24	130	40	975	3650	89	400	
10292.0	73.61	337.88	5880.81	6963.29	6639.62	-2100.52	0.05	-0.05	0.00									
10295.0								10295	10390	-35G	24	130	40	975	3650	76	400	
10399.0	73.99	337.69	5907.87	7056.23	6725.86	-2135.74	0.44	0.40	-0.19									
10390.0								10390	10488	0G	24	130	40	985	3600	81	400	
10483.0	73.60	338.22	5934.10	7146.31	6809.52	-2169.62	0.69	-0.42	0.57									
10488.0								10488	10582	-35G	24	130	40	965	3600	56	400	
10579.0	73.27	338.10	5961.48	7238.15	6894.93	-2203.95	0.37	-0.34	-0.13									
10582.0								10582	10631	-35G	24	130	40	965	3600	49	400	
10631.0								10631	10678	-40G	30	130	40	965	3600	34	400	
10676.0	73.78	338.03	5988.99	7330.96	6981.21	-2238.61	0.53	0.53	-0.07									

Continuación Anexo 1

SURVEY										STEERING				DRILLING PARAMETERS							
Measured Depth (ft)	Incl Angle (deg)	Az Dir (deg)	Vertical Depth (ft)	Vertical Section (ft)	Coordinates		DLS (°/100')	Build Rate (°/100')	Turn Rate (°/100')	Slips/Rotate	Tool Face (deg)	Def (%)	RPM	WOB (klb)	Flow Rate (gpm)	Stand Pipe (psig)	ROP (fph)	Run	Comment		
					N/S (ft)	E/W (ft)														From (ft)	To (ft)
10678.0										10678	10760	-40G	30	130	40	965	3600	37	400	TBE @ 10716' MD	
10760.0										10760	10775	180G	30	130	40	965	3600	31	400		
10772.0	73.73	337.17	6015.85	7422.92	7066.42	-2273.73	0.86	-0.05	-0.90	10775	10787	-40G	40	130	40	965	3600	29	400		
10775.0										10787	10835	-50G	40	130	40	965	3600	31	400		
10787.0										10835	10855	-40G	40	130	40	965	3600	28	400	TNP @ 10803' MD	
10835.0																					
10836.0	74.05	335.87	6033.61	7484.16	7122.82	-2298.22	2.01	0.50	-2.03	10855	10871	180G	40	130	40	965	3600	74	400		
10855.0										10871	10886	180G	15	130	40	940	3600	20	400		
10871.0										10886	10919	180G	35	130	40	940	3600	24	400		
10906.0										10919	10924	180G	55	120	40	940	3600	20	400		
10919.0										10924	10936	180G	75	120	40	940	3600	72	400		
10924.0										10936	10962	0G	50	55	7	400	1235	15	500		
10936.0										10962	10988	0G	50	70	12	400	1235	21	500		
10962.0										10988	11020	30G	30	100	25	400	1288	41	500		
10988.0																					
10990.0	73.48	335.56	6078.34	7636.95	7282.84	-2381.40	0.40	-0.35	-0.19	11020	11051	30G	30	120	28	400	1300	27	500	TM1S @ 10997' MD	
11020.0										11051	11115	30G	30	120	28	400	1300	40	500		
11051.0										11115	11180	ROT	0	70	28	400	1300	53	500		
11091.0	73.99	337.18	6104.95	7727.76	7346.39	-2397.95	1.72	0.53	1.71	11180	11210	ROT	0	120	28	400	1300	90	500	BR-0.49°/100M D-FI-5	
11115.0																					
11180.0										11210	11305	ROT	0	130	10	400	1550	49	500	BR-1.69°/100M D-FI:20	
11185.0	73.53	337.77	6131.24	7817.77	7428.76	-2432.52	0.77	-0.49	0.62	11305	11389	ROT	0	90	10	400	1475	49	500	BM1S @ 11302' MD- BR-2.24°/100M D-FI:22	
11210.0																					
11281.0	71.91	337.44	6158.78	7908.20	7514.51	-2467.44	1.72	-1.69	-0.34	11389	11464	ROT	0	90	12	400	1475	46	500	BR-0°/100MD- FI:14	
11305.0																					
11377.0	69.75	337.65	6191.29	7999.64	7598.30	-2502.07	2.25	-2.24	0.22												
11399.0																					
11494.0	69.75	337.65	6231.78	8109.14	7699.83	-2543.81	0.00	0.00	0.00	11399	11464	ROT	0	90	12	400	1475	46	500		

Fuente: Halliburton, Reporte final de perforación, 2014.

ANEXO 2

Especificaciones de los tipos de Geo-Pilot

Hole Size	Geo-Pilot Tool Size	AR Stab Blade Diameter	Max Roller Reach
8 3/8"	7600	8 1/4"	9.125"
8 1/2"	7600	8 3/8"	9.250"
8 3/4"	7600	8 5/8"	9.500"
9 1/2"	7600	9 3/8"	10.250"
9 3/4"	7600	9 5/8"	10.500"
9 7/8"	7600	9 3/4"	10.750"
10 5/8"	7600	10 1/2"	12.350"
12 1/4"	9600	12.000"	14.125"
14 3/4"	9600	14 7/16"	16.650"
16"	9600	15 11/16"	17.900"
17 1/2"	9600	17 3/16"	19.400"

Fuente: Sperry Halliburton, Geo-Pilot, 2007

ANEXO 3

Geo-Pilot 9600



Fuente: Sperry Halliburton, Geo-Pilot, 2007

ANEXO 4

Geo-Pilot 7600



Fuente: Sperry Halliburton, Geo-Pilot, 2007