



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL.

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“ESTUDIO DEL RENDIMIENTO DE LA BROCA HCM605Z PARA
LA SECCION DE 12 ¼” DISEÑADA PARA LA PERFORACION
DE POZOS HORIZONTALES EN EL CAMPO TARAPOA”**

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO DE PETROLEOS

Presentado por

Raúl Antonio García Villarroel

Guayaquil - Ecuador

2008

Agradecimiento

Agradezco a **Dios** por permitirme culminar mis estudios universitarios.

A mis padres **Eco. Antonio García León y Eco. Francisca Villarroel de García** por el apoyo incondicional a lo largo de esta etapa, a mis hermanos **Antonio y David** que me ayudaron de una u otra forma en mi vida.

Al personal de la compañía **BAKER HUGHES INTERNATIONAL BRANCHES**, de manera especial al **Ing. Mauricio Cañizares Arévalo** quien me ayudó en el desarrollo de esta tesis.

A todos y cada uno de los profesores quienes impartieron sus conocimientos en las aulas y a mis amigos quienes en todo momento estuvieron brindándome su apoyo desinteresado.

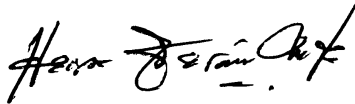
DEDICATORIA

Dedico esta tesis a mis padres **Eco.**
Antonio García León y Eco.
Francisca Villarroel de García
quienes me apoyaron a lo largo de
toda mi vida y supieron enseñarme el
camino para llegar a culminar las
metas trazadas.

A mis hermanos, para que sigan
luchando por alcanzar sus metas.

A mi abuelita Irene León de García
(+), quien me enseñó a luchar, a ser
buena persona, con valores y
principios que me han ayudado en mi
vida diaria.

TRIBUNAL DE GRADUACION



Ing. Heinz Terán Mite

Presidente del Tribunal

Sub Decano (E)



Ing. Daniel Tapia Falconi

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Xavier Vargas

VOCAL PRINCIPAL

Ing. Héctor Román

VOCAL PRINCIPAL

DECLARACION EXPRESA

La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la Escuela Superior Politécnica del Litoral.

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Raúl García', written over a horizontal line.

Raúl Antonio García Villarroel

Resumen

Este proyecto se planteo por el interés de la empresa operadora del bloque Tarapoa, de realizar una campaña de perforación con tiempos y costos de perforación bajos. En la campaña de perforación se planificaron 12 pozos horizontales aproximadamente de los cuales 6 forman parte de este trabajo.

Al comienzo de la campaña y por falta de información se decidió tomar los registros de perforación del bloque vecino, que posee formaciones geológicas similares al bloque en estudio, para perforar los primeros pozos se selecciono la broca que tuvo mejor rendimiento y en el desarrollo se realizó el análisis que nos permitió identificar y solucionar mediante la optimización de ensamblaje de fondo y de brocas los diferentes problemas operativos, y de esta manera cumplir con los objetivos planteados.

Para la identificación de los problemas, en los dos primeros pozos se realizó un estudio de parámetros, tiempos de perforación, control direccional y análisis del estado de salida de las brocas, información que sirvió para tomar la decisión de optimizar los ensamblajes de fondo para motor de fondo y power drive, que se aplico en los dos siguientes pozos, lo que permitió mejorar el rendimiento efectivo de la broca, paralelamente durante este tiempo de perforación se realizo el diseño y fabricación de la broca HCM605Z.

Los dos últimos pozos de este trabajo fueron perforados con el ensamblaje de fondo optimizado y con la nueva broca HCM605Z obteniendo los resultados requeridos que permitieron cumplir los objetivos planificados por las empresas operadora y de servicios, esto es reducir los tiempos, número de brocas utilizadas y principalmente reducir los costos de perforación.

INDICE GENERAL

	PAG.
INDICE GENERAL	I
INDICE DE FIGURAS	V
INDICE DE GRAFICOS	VIII
INTRODUCCION	1

Capitulo 1

Generalidades del Campo Tarapoa

1.1. Ubicación geográfica del campo	2
1.2. Historia del campo	3
1.3. Información Litológica del campo, topes y bases de formaciones	4
1.4. Evaluación UCS del campo Tarapoa	7
1.5. Tipos de pozos perforados en el campo Tarapoa	8
1.6. Descripción general de un pozo horizontal	8

Capitulo 2

Brocas PDC

1.1 Componentes de la broca PDC	10
2.1 Estructura de una broca PDC	11
2.1.1 Estructura de corte	12

2.1.2	Cuerpo de la broca (Corona)	19
2.1.3	“Shank”	21
2.2	Tecnología de la broca PDC	22
2.2.1	Enfoque para Diseño	22
2.2.1.1	Perfil	22
2.2.1.2	Diseño de las aletas	27
2.2.1.3	Disposición de cortadores	29
2.2.1.4	Hidráulica	31
2.2.1.5	Calibre	36
2.2.2	Mecánica de Corte	38
2.2.3	Estabilidad	39
2.2.4	Direccionabilidad	44
2.3	Nomenclatura de las brocas PDC	47

Capítulo 3

Análisis y optimización de BHA's y Brocas para la sección de 12¼”

3.1	Ubicación grafica de los pozos horizontales	49
3.2	Plan direccional de los pozos offset	50
3.3	Ensamblajes de fondo utilizados en los pozos offset	52
3.4	Registros de brocas de pozos offset	57

3.5	Análisis de BHA de los pozos offset	58
3.6	Optimización de BHA para motor de fondo y PD	61
3.7	Tecnología EZSteer de las brocas PDC	63
3.8	Análisis de brocas para pozos offset	66
3.9	Análisis de Parámetros de perforación de pozos offset	71
3.10	Optimización de la broca PDC para la sección en estudio ...	73
3.10.1	Selección del tipo de corona	73
3.10.2	Selección del perfil de la nueva broca	74
3.10.3	Selección de los cortadores	74
3.10.4	Calibre de la broca	76
3.11	Determinación de la curva de direccionabilidad de la broca optimizada de acuerdo al diámetro de la misma	77
3.12	Datos de pozos perforados con aplicación de BHA's optimizados	80

Capitulo 4

Aplicación de la broca HCM605Z y Análisis de resultados de la perforación de 12 1/4" para los pozos en estudio.

4.1 Plan direccional de los pozos perforados con la HCM605Z ...	87
4.2 Ensamblajes de fondo utilizados en los pozos con la HCM605Z	89
4.3 Registros de brocas de pozos de aplicación	91
4.4 Análisis de frecuencia de viajes realizados durante la perforación para la sección de 12 1/4"	91
4.5 Análisis de parámetros y direccionabilidad de la sección 12 1/4"	101
4.6 Análisis comparativos de tiempos de perforación	105
4.7 Análisis comparativo de BHA utilizados	112
4.8 Análisis comparativo de brocas utilizadas	113
4.9 Análisis comparativo de costos de perforación	116
 Capítulo 5	
Conclusiones y recomendaciones	119

INDICE DE FIGURAS

Figura 1	Ubicación Geográfica del Campo Tarapoa	1
Figura 2	Secciones a Perforar en un Pozo Horizontal	9
Figura 3	Componentes de la Broca PDC	11
Figura 4	Tabla de diamante y sustrato de carburo de tungsteno	13
Figura 5	Tabla de diamante	14
Figura 6	Cortadores PDC preferido por fabricantes de brocas	15
Figura 7	Diferentes ángulos de rastrillaje usado en las brocas	18
Figura 8	Diferentes ángulos de inclinación usado en las brocas	19
Figura 9	Componentes del perfil de la broca	23
Figura 10	Cono de una broca, medida en términos de ángulo	24
Figura 11	Radio y ubicación de la nariz de una broca PDC	25
Figura 12	Hombro de una broca PDC	25
Figura 13	Broca PDC con aletas en forma de pastel	28
Figura 14	Broca PDC de aletas rectas	28
Figura 15	Distribución en espiral	30
Figura 16	Distribución Kerfin	30
Figura 17	Diseño de dos Pasos	31
Figura 18	Tipos de perfiles utilizados en brocas PDC	33
Figura 19	Relación entre el área y el volumen de los “Junk Slot”	34
Figura 20	Calibres de Fijación al ras (“Flush Set)	37

Figura 21	Calibre reducido	37
Figura 22	Longitud de la almohadilla del calibre	37
Figura 23	Calibre escalonado	37
Figura 24	Picos del Calibre	37
Figura 25	Cortadores PDC en la almohadilla del calibre	37
Figura 26	Opción del calibre updrill	38
Figura 27	Falla de la roca por corte	39
Figura 28	Componentes de las Fuerzas en una broca	40
Figura 29	Componentes de Fuerzas en cada cortador	40
Figura 30	Vibración axial, vibración torsional y Vibración lateral	41
Figura 31	Nubes o nudos de desgaste	42
Figura 32	Brutes	42
Figura 33	Comparación de Vibración torsional y Stick slip (1)	43
Figura 34	Brocas PDC con LMM	44
Figura 35	Ubicación de los pozos de estudio	49
Figura 36	Perfil total para el Alice 10H	51
Figura 37	Perfil total del Alice 11H	52
Figura 38	Campos petroleros en el Ecuador	58
Figura 39	Cono de la broca con tecnología EZSteer	64
Figura 40	Corte helicoidal de los cortadores y profundidad de corte	64
Figura 41	Primera broca de 12 ¼" HCR605Z en Alice 10H	66
Figura 42	Segunda broca de 12 ¼" HCR605Z en Alice 10H	67

Figura 43	Tercera broca de 12 ¼" HCR605Z en Alice 10H	68
Figura 44	Primera broca de 12 ¼" HCR605Z en Alice 11H	69
Figura 45	Segunda broca de 12 ¼" HCR605Z en Alice 11H	69
Figura 46	Tercera broca de 12 ¼" HCR605Z en Alice 11H	70
Figura 47	Perfil Total del Fanny 18B-89H	81
Figura 48	Perfil Total del Alice 14H	82

INDICE DE GRAFICOS

Grafico 1	Grafico muestra BHA con motor de fondo y las cargas a los largo de la sarta.	59
Grafico 2	Grafico muestra BHA con PD y las cargas a lo largo de la sarta	60
Grafico 3	Grafico muestra BHA optimizado, con motor de fondo y las cargas a lo largo de la sarta.	62
Grafico 4	Grafico muestra BHA optimizado, con PD y las cargas a lo largo de la sarta.	63
Grafico 5	Torque de perforación versus Peso sobre la broca	65
Grafico 6	Indica Stick Slip cuando se perforo con power drive.	68
Grafico 7	Calidad de los cortadores (Impacto Vs. Abrasión)	75
Grafico 8	Mapas de puntos generada por el DOC de las brocas que perforaron los pozos offset (Alice 10H y Alice 11H).	78
Grafico 9	Curva de direccionabilidad de las brocas usadas	79
Grafico 10	Razones de salida para el pozo Alice 10H	93
Grafico 11	Razones de salida para el pozo Alice 11H	93
Grafico 12	Razones de salida para el pozo Fanny 18B-89H	96
Grafico 13	Razones de salida para el pozo Alice 14H	96
Grafico 14	Razones de salida para el pozo Fanny 18B-98H	98
Grafico 15	Razones de salida para el pozo Dorine 69	99

Grafico 16	Comparación del número de viajes de los pozos de estudio	100
Grafico 17	Mapa de puntos Fanny 18B-98H	103
Grafico 18	Mapa de puntos Dorine 69	104
Grafico 19	Dias de operación total hasta la prpfundidad total del pozo	110
Grafico 20	Dias de perforacion hasta profundidad total	111
Grafico 21	Comparación de pesos sobre la broca entre el antes y después de la optimización de los BHA.	113
Grafico 22	Numero de brocas usadas para la perforacion de la seccion de 12¼" de los pozos en estudio.	116
Grafico 23	Costos totales por pozo perforado.	118

ABREVIATURAS

PDC	Diamante Policristalino compacto.
TSP	Policristalino térmicamente estable.
API	American Petroleum Institute.
IADC	Internacional American Drilling Contractors.
ASTM	American Society for Testing Materials
BHA	Ensamblaje de Fondo.
ROP	Tasa de Penetración.
WOB	Peso sobre la Broca.
MWD	Measurement while Drilling.
LWD	Log While Drilling.
OD	Diámetro externo.
ID	Diámetro interno.
W	Wolframio, Tungsteno.
C	Carbono.
MD	Profundidad medida.
HWDP	Heavy Weight Drill Pipe.
X-O	Cross over.
PD	Power Drive.
PDM	Motor de fondo.
RSS	Rotary Steerable.
Rev	Revoluciones.
Gal	Galones.

DLS	DogLeg Severity.
DL	Dogleg.
DOC	Profundidad de Corte.
POOH	Salida de la herramienta
RIH	Entrada de la Herramienta
TD	Profundidad Total.
DFT	Falla de la herramienta
INC	Inclinación.
BH	Ben Housing.
STAB	Estabilizador.
SNMDC	Drill Collar no magnético estándar
NMDC	Drill Collar no magnético
FMs	Formación.
Deg	Grados.
DPs.	Profundidad.
WT	Peso del lodo
PV	Viscosidad plastica
YP	Yield Point
RPM	Revoluciones por Minutos
TQ	Torque
Sol	Sólidos
LITH	Litología

INTRODUCCION

En la industria del petróleo, la inversión que se realiza para poder extraer el crudo del subsuelo, es un parámetro fundamental para toda compañía operadora. Razón por la cual es indispensable realizar una buena planificación de perforación de pozos de petróleo, esto quiere decir seleccionar adecuadamente el tipo de pozo a perforar, adecuados equipos de perforación y tener el personal técnico calificado para la operación de los equipos.

La selección de los equipos de perforación para perforar pozos horizontales en el campo Tarapoa, fueron parte importante para la disminución de estos costos de perforación, este trabajo se realizo con el objetivo de disminuir los tiempos que se tarda en perforan la sección de 12¼” permitiendo disminuir los costos de perforación de un pozo.

La optimización de la broca y de los equipos permitieron obtener el rendimiento optimo de una broca para la sección en estudio, y así conseguir el objetivo planteado a la empresa operadora de perforar un pozo en menos de 20 días y además realizar esta perforación con solamente una broca a lo largo de la sección. En este trabajo se comprobará que mediante el estudio analítico se logra la optimización y con su eficiente aplicación se obtienen mejores resultados.

Capítulo 1

1.1. Ubicación geográfica del campo.

El bloque Tarapoa operado por la compañía Andespetroleum se encuentra ubicado en la provincia de Sucumbíos al Noreste de Ecuador, en la región Amazónica, En este bloque se tiene una producción de petróleo de aproximadamente de 60000 bls por día con un API de 25°.

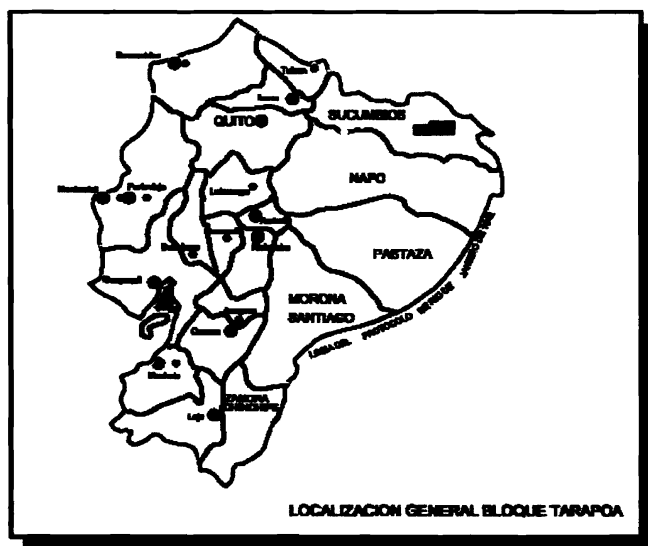
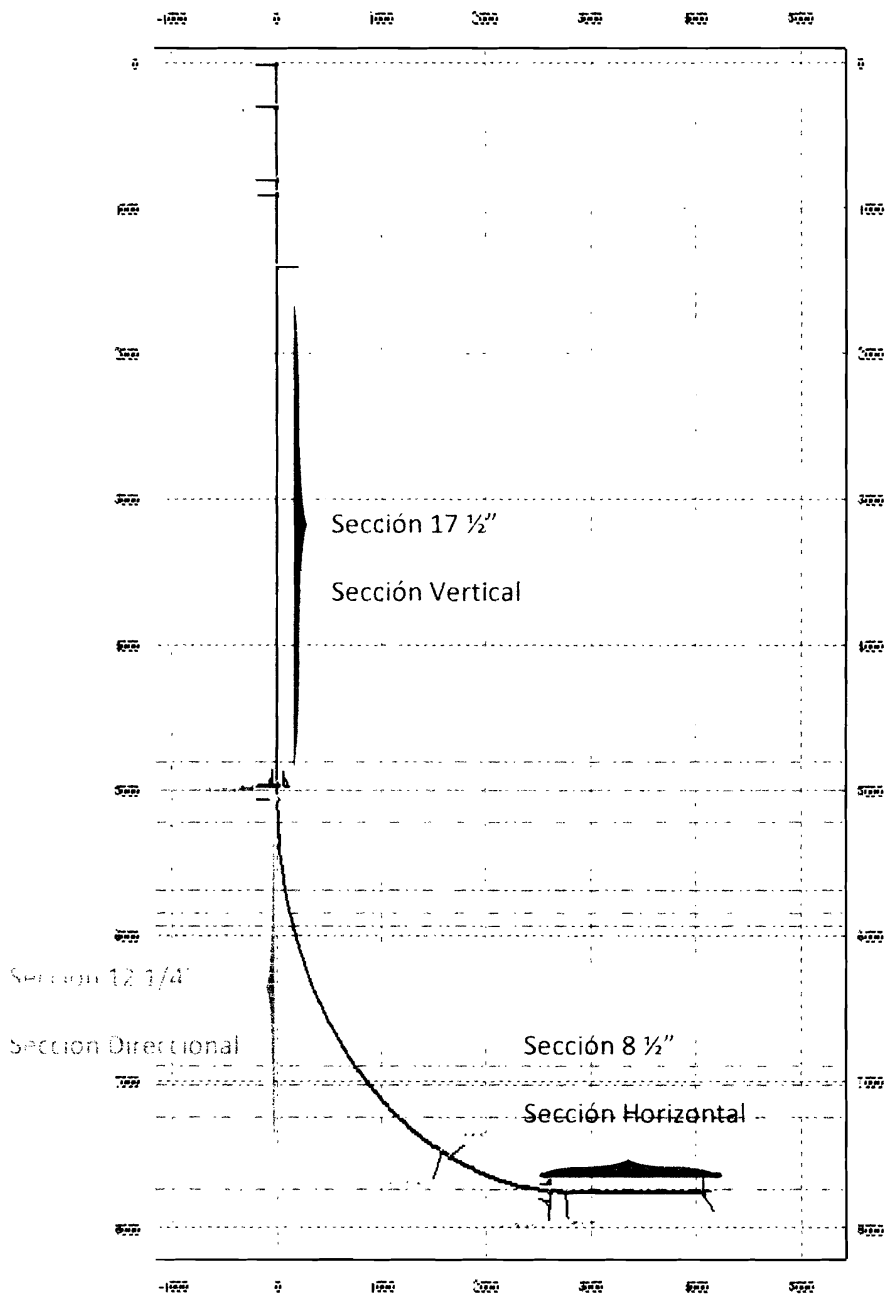


Fig. 1 Ubicación Geográfica del bloque Tarapoa

16", obteniendo con esto las condiciones específicas de salida hacia el objetivo, luego se construye la sección direccional del pozo con un diámetro de 12 ¼" la cual nos va a permitir llegar, con un ángulo de inclinación, a la zona de drenaje del pozo, para culminar el pozo con la sección horizontal de diámetro de pozo de 8 ½".



El bloque Tarapoa se encuentra limitado por:

Norte: La reserva natural Cuyabeno.

Sur: Los campos San Roque y Pañacocha del Bloque 15 operado por petroecuador

Este: Los campos petroleros Shushufindi,

Oeste: La reserva natural Cuyabeno

El bloque Tarapoa cuenta con una extensión de 15 km² aproximadamente y se encuentra ubicado geográficamente entre las coordenadas 00°05'00" y 00°11'00" de Latitud Sur y entre 76°18'00" y 76°27'30" de Latitud Oeste.

1.2. Historia del campo.

El bloque Tarapoa es uno de los bloque más antiguos del país, se empezó a operar en 1975, en ese entonces la compañía Estatal Cepe firma el contrato de exploración con la compañía City en conjunto con las compañías Caiman Co. Y Southerm Union Production Co.

En 1977 las compañías Caiman Co. Y Southerm Union Production Co dejan el país y la compañía City cambia su nombre a City Ecuatoriana Production C.O. quienes luego cambiaron su nombre a City Investing

Company Limited. Luego de muchos años de operación la compañía entrega el bloque a Pacarta Resources Ltda. de Canadá empresa que luego sería comprada por Alberta Energy Company que a su vez fue comprada por la compañía Encana de Canada, para luego en el 2005 la compañía venda sus acciones a la compañía Andes Petroleum, consorcio de empresas Chinas.

1.3. Información Litológica del campo, topes y bases de formaciones.

El campo Tarapoa presenta una litología de subsuelo, para la sección de estudio (12 ¼”), como se indica a continuación:

Formación Orteguzza.- Esta formación tiene como composición en su tope un cien por ciento de lutitas y por lo general en la base de esta formación se puede observar la presencia de arcillolita en distintos porcentajes.

Esta formación va desde aproximadamente 4700 pies hasta 4800-5000 pies aproximadamente.

Formación Orteguzza Sandstone.- Esta formación como su nombre lo indica presenta arena desde aproximadamente un veinte a un noventa por ciento y arcillolita completando un 100 %. En esta formación también

se puede observar arcillolita en grandes porcentajes, aproximadamente entre el 50 y 70 por ciento, pasados los 5100' de profundidad aproximadamente, donde también se presentan lutitas en altos porcentajes a la base de esta formación.

Esta formación va aproximadamente desde 4800 – 5000 pies hasta 5700-5750 pies.

Formación Tiyuyacu.- Esta formación muestra un porcentaje variado de arena, arcillolita y arcilla que, varían según la profundidad entre 30 – 20 por ciento, 20 – 40 por ciento y 50 a 70 por ciento respectivamente, en el tope de la formación hasta llegar al conglomerado superior. Formación que va desde 5750 pies hasta aproximadamente 5950 pies.

El conglomerado superior donde se observa una mezcla de roca conglomerada con porcentajes de 70 y 20 por ciento, arena entre 10 y 20 por ciento y arcilla entre el 50 y 10 por ciento. Este conglomerado abarca desde 5950 pies aproximadamente hasta 5990 pies.

Luego de atravesar el conglomerado superior observaremos un gran porcentaje de arcilla entre 90 y 60 por ciento, complementada con cierto porcentaje de arcillolita de entre el 40 y 10 por ciento desde aproximadamente 5990 hasta 7020 aproximadamente.

En la base de la formación Tiyuyacu se encuentra el segundo conglomerado que abarca aproximadamente entre 400 y 500 pies de profundidad, el cual está compuesto de "Chert" entre 80 y 60 por ciento, arcillolita y arcilla entre 30 y 10 por ciento. Este chert va desde los 7020 pies hasta aproximadamente 7300 pies.

Formación Tena.- Esta formación está mayormente conformada por arcilla con porcentajes aproximados entre 90 y 50 por ciento y arcillolita entre el 10 y 30 por ciento, presenta también intercalaciones de Calizas y Arenas. Esta formación va desde la profundidad de 7300 pies hasta una profundidad aproximada de 8600 pies.

Formación Basa Tena.- Esta formación tiene un espesor aproximado entre 20 y 50 pies dependiendo de la ubicación del pozo, presenta porcentajes entre el 50 y 70 por ciento de arcillolita y del 30 y 50 por ciento de arcilla. Basal Tena va desde las profundidades aproximadas 8600 pies a 8740 pies.

Formación "M-1" y "M-1" Sandstone.- Esta formación está conformada casi en un cien por ciento por arena con intercalaciones de lutitas, aquí se encuentran los yacimientos de petróleo para esta zona (Tarapoa). Los pozos de este estudio producen de esta zona. Esta formación está desde 8740 pies hasta 8800 pies.

1.4. Evaluación UCS del campo Tarapoa.

La evaluación UCS es identificar la dureza de las formaciones que se van a atravesar con la broca. El registro UCS se desarrolla con el registro Gamma ray y el registro sónico de pozos offset, para el caso en estudio se desarrollo el registro para la sección de 12 ¼" con datos de pozos offset perforados en el bloque Tarapoa.

Como se puede observar en el Anexo A se han comparado dos de los campos del bloque Tarapoa determinando que estos son comparables debido a que pertenecen a una sola cuenca, presentan similares formaciones y sus profundidades son similares también.

Evaluando el registro UCS se observa que en Orteguaza existe un tramo de arena lo cual aumenta la dureza de la formación para lo cual es recomendable se inicie el control de parámetros alargando la vida de la broca.

De la misma forma se observa en la formación Tiyuyacu aumentos de dureza de la formación en las zonas del conglomerado superior y del chert inferior los cuales presentan durezas de formación de hasta 12500 psi para lo cual se realiza un control de parámetros que permiten atravesar estos conglomerados sin problemas en la broca.

Para diseñar la nueva broca que será aplicada en la perforación de los pozos horizontales de la campaña se tomó en cuenta la dureza de las

formaciones que vamos a atravesar, ya que de esto dependía los tipos de cortadores que se colocaron en el nuevo diseño.

1.5. Tipos de pozos perforados en el campo Tarapoa.

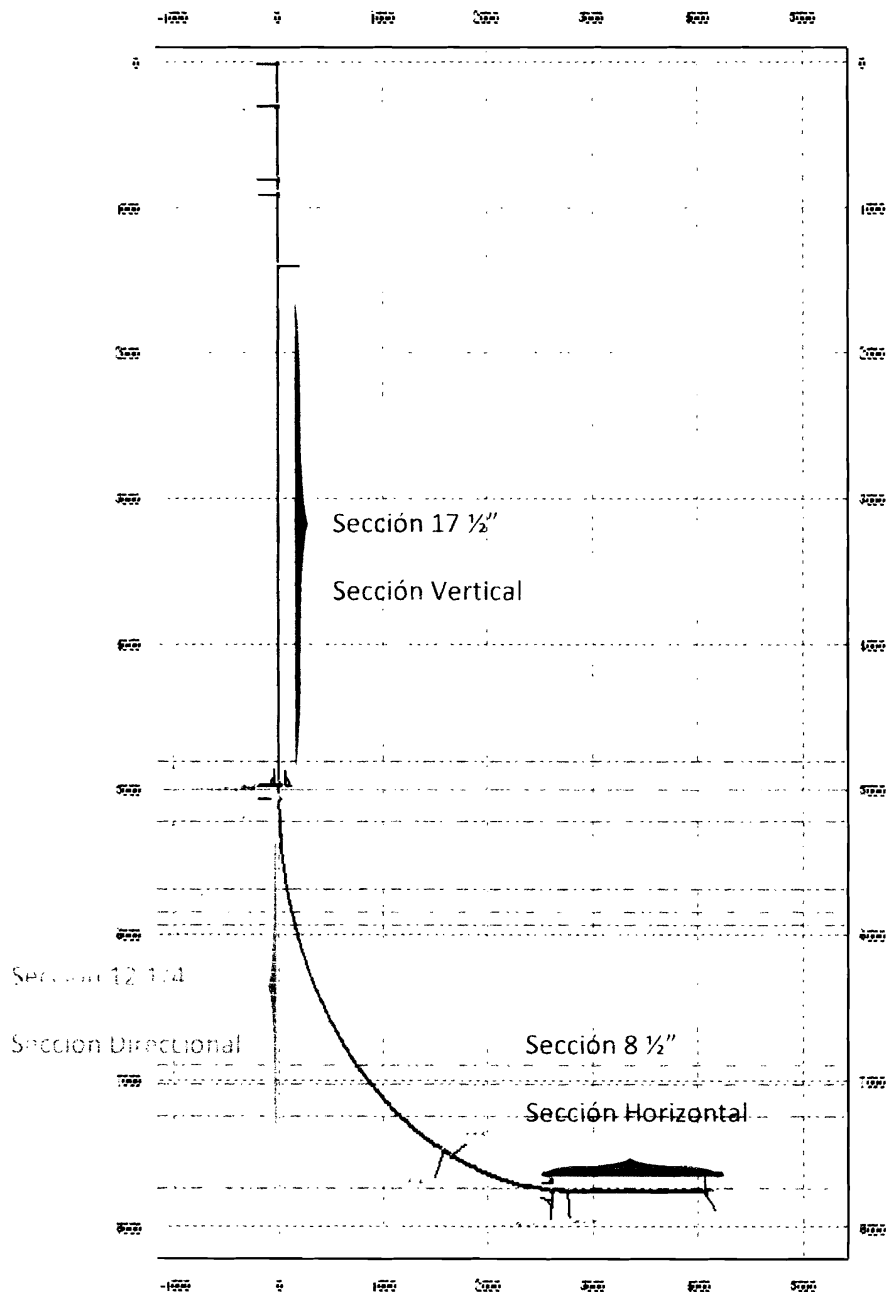
Al momento de iniciar la campaña de perforación de los 12 pozos horizontales el campo Tarapoa contaba con aproximadamente 250 pozos perforados de los cuales 170 se encuentran en producción, 26 fueron abandonados, 7 son de inyección de agua de formación, 9 son pozos que fueron cementados y abandonados, 15 son pozos de inyección para mantener la presión y 23 pozos cerrados esperando reacondicionamiento.

En el campo Tarapoa existen pozos verticales, pozos direccionales perfiles tipo J y S y hasta antes de iniciada la campaña de perforación solo existían tres pozos horizontales con información insuficiente para enfrentar esta campaña de perforación.

1.6. Descripción general de un pozo horizontal.

La perforación de un pozo horizontal requiere de tres fases para alcanzar el objetivo planteado, siendo estas fases: la sección vertical que generalmente se la realiza con un diámetro de pozo de 17 ½" o de

16", obteniendo con esto las condiciones específicas de salida hacia el objetivo, luego se construye la sección direccional del pozo con un diámetro de 12 ¼" la cual nos va a permitir llegar, con un ángulo de inclinación, a la zona de drenaje del pozo, para culminar el pozo con la sección horizontal de diámetro de pozo de 8 ½".



CAPITULO 2

BROCAS PDC

Las brocas PDC obtienen su nombre de los cortadores hechos de diamante policristalino compacto (Polycrystalline Diamond Compact), las cuales son usadas para aplicaciones de perforación de pozos de petróleo.

2.1 Componentes de la broca PDC

Para el conocimiento de una broca PDC se detallan sus componentes principales:

Perfil.- Se denomina como perfil a la forma de la broca cuando esta se observa de uno de sus lados.

Cortadores.- Están compuestos de un cilindro de carburo de tungsteno y una tabla de diamante policristalino, los cuales se fijan a la matriz.

Boquillas.- Son orificios en la broca por donde sale el fluido de perforación a gran velocidad ayudando a la limpieza y refrigeración de la broca.

Junk Slots.- Son las aberturas que existen a lo largo de la broca que permiten el desalojo de material y residuos, que se van generando durante la perforación del pozo, hacia el espacio anular.

Calibre.- Es la sección estabilizadora de diámetro completo de la broca, permite mantener el diámetro del pozo y se encuentra situada sobre el perfil.

“Shank”.- este posee el pin de conexión de la broca que se fabrica bajo las especificaciones API y además las ranuras de ajuste e identificación de la broca.

“Blank”.- es una parte de la broca hecha de acero donde se funde la corona de la broca y nos permite a su vez soldar el Shank a la corona formando así la broca.

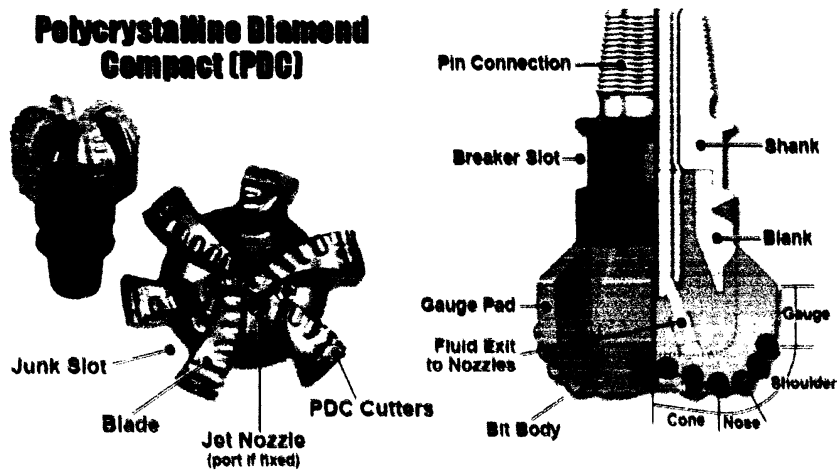


Fig. 3 Componentes de la broca PDC

2.2 Estructura de una broca PDC

Al hablar de una broca PDC podemos dividir a la broca en tres componentes; la Estructura de corte, el Cuerpo de la Broca y el Shank.

2.2.1 Estructura de corte

La estructura de corte de una broca es parte de la corona de una broca pero se le da un tratamiento especial debido a la importancia de las características de corte que esta debe presentar para el proceso de perforación.

La estructura de corte posee los cortadores de la broca, los cuales son fabricados con diamantes naturales o sintéticos, en la actualidad las estructuras de corte con diamante sintético son los más usados.

La creación de diamantes sintéticos a partir de investigaciones realizadas desde 1955, permitió se generen tres tipos de brocas con elementos cortadores sintéticos: el cortador compacto de diamante policristalino (PDC), el cortador policristalino térmicamente estable (TSP) y los segmentos impregnados. De los cuales hablaremos solo de los cortadores PDC que esta dentro de nuestro estudio.

CORTADORES DE COMPACTO DE DIAMANTE POLICRISTALINO (PDC)

Este tipo de cortadores son los que le dan el nombre a la broca, y se denominan policristalino debido a que esta compuesto de numerosos cristales.

El cortador PDC esta compuesto por una tabla de diamantes y un sustrato de carburo de tungsteno en forma cilíndrica como se observa en la fig. 4.

La fabricación de los cortadores PDC comienza con la recolección de los granos de diamante sintético, fabricados de carbono sometido a presiones y temperaturas (3000 °C y mas de un millón de psi), los cuales son colocados en un molde con el sulfato de carburo de tungsteno y cobalto como solvente/catalizador. Una vez colocado todo esto en el molde se lo lleva a condiciones de alta presiones y temperaturas (60.000 atmósferas y alrededor de 1400°C), donde el cobalto va a hacer que el diamante se aglutine formando la tabla de diamante y a su vez hace que el diamante se una con el sustrato de carburo de tungsteno, formando el cortador PDC.

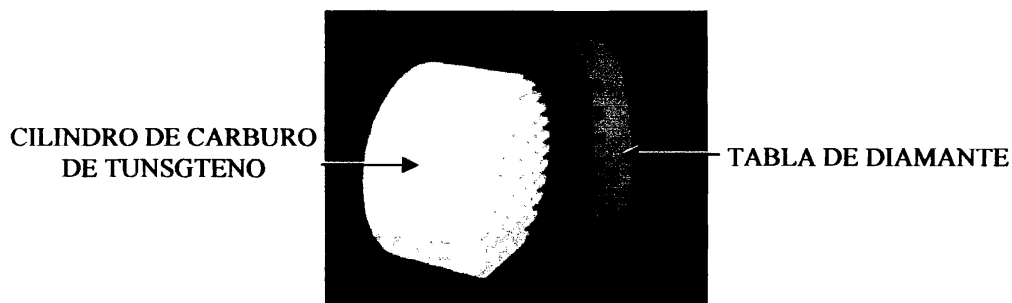


Fig. 4 Tabla de diamante y Sustrato de carburo de tungsteno

Tabla de diamante

Como ya se menciono anteriormente la tabla de diamante se forma por la exposición a altas presiones y temperaturas de los diamantes sintéticos con cobalto como solvente catalizador.

Con la finalidad de mejorar la durabilidad del cortador PDC fue necesario hacer un bisel en la tabla de diamante. El bisel del borde es un pequeño ángulo en el borde de la tabla de diamantes. Un bisel típico se describe mediante la altura y el ángulo del bisel, tal como se ilustra en la Figura 5. En esta figura, la altura se representa como una tolerancia, de 0,007" a 0,013", que se considera un bisel nominal de 0,010", los cual da un ángulo de 45°.

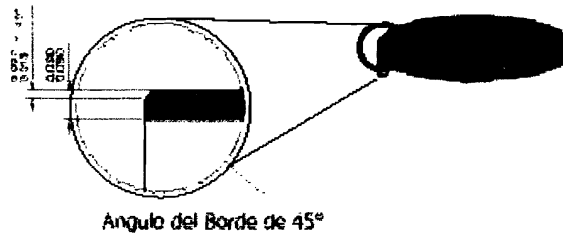


Fig. 5 Tabla de diamante

Tamaño de los cortadores PDC

La IADC ("Internacional American Drilling Contractors", por las siglas en ingles) que es la encargada de controlar los parámetros de construcción de las brocas acepto tamaños de cortadores PDC de: 7/8

– pulg. (22 mm), $\frac{3}{4}$ - pulg. (19 mm), $\frac{5}{8}$ – pulg. (16 mm), $\frac{1}{2}$ - pulg. (13 mm) y $\frac{3}{8}$ – pulg. (8 mm).

Los cortadores PDC de $\frac{3}{4}$ - pulg. (19 mm), $\frac{1}{2}$ - pulg. (13 mm) y $\frac{3}{8}$ – pulg. (8 mm) son los mas utilizados en la fabricación de las brocas debido a que los cortadores de $\frac{3}{4}$ " produce recortes grandes y presentan mayor altura de diamante utilizable, los cortadores de $\frac{5}{8}$ " y $\frac{1}{2}$ " es aplicado a un amplio rango de brocas debido y los cortadores de $\frac{3}{8}$ " nos permiten diseños mas flexibles en brocas de diámetros reducidos.

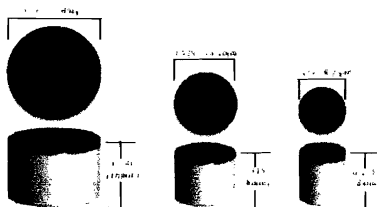


Fig. 6 Cortadores PDC preferidos para fabricación de brocas.

La durabilidad o a su vez la resistencia de un cortador PDC se la evalúa tomando en cuenta dos factores importantes: la resistencia al impacto y su resistencia a la abrasión, siendo la resistencia al impacto la resistencia del cortador a fracturarse con facilidad y la resistencia a la abrasión la resistencia del cortador a desgastarse durante el trabajo de perforación.

Colocación de los cortadores PDC en la broca

Para la fabricación de la corona de una broca PDC se utilizan temperaturas de aproximadamente 2150 °F que es, una temperatura mucho más alta que la temperatura de fundición de los cortadores 1380 °F aproximadamente, por lo tanto es necesario soldar los cortadores a la broca luego de que esta se haya fundido, con límites térmicos dados por la función de expansión y contracción de los materiales usados para formar el cortador.

Para poder soldar los cortadores a la corona, la broca se funde con unos desplazamientos llamados bolsillos. Los cortadores PDC se sueldan al bolsillo de la matriz mediante un método de soldadura de plata, siendo solamente la parte del sustrato de carburo de tungsteno la que se suelda a la matriz.

Exposición y orientación de los cortadores PDC en la Matriz

La exposición de un cortador se lo considera desde el contacto del cortador con la aleta soporte, debe recalcarse que el bolsillo se encuentra sobre la aleta y que solo se suelda el carburo de tungsteno a la aleta de la broca.

La exposición de un cortador en las brocas puede ser total, cuando la tabla de diamante esta totalmente expuesta, o mínima. Algunas compañías de fabricación de brocas prefieren una exposición media,

esto quiere decir que la mitad de la tabla de diamante esta expuesta en la broca.

En las brocas PDC, los cortadores se consideran económicamente rentables, si no presentan un desgaste mayor a $1/3$ y $1/2$ de su estructura, considerándolos desde el punto de vista de tasa de penetración.

Otro punto en la fabricación de las brocas es la orientación que deben tener los cortadores, para definir la orientación de los cortadores se considera dos características: el ángulo de rastrillaje ("Back rate") y la inclinación lateral ("Side rate") del cortador.

Angulo de rastrillaje (Back rake).- Los cortadores PDC son colocados en las brocas con un cierto ángulo negativo con respecto a la formación. Se lo define como el ángulo que se forma entre la cara cortante y una línea perpendicular a la superficie de corte, como se muestra en la Fig. 2.5.

El ángulo de rastrillaje es clave para determinar la agresividad de una broca (por lo tanto la sensibilidad al torque), siendo los ángulos mas bajos los que nos demuestran mayor agresividad y son usados en formaciones blandas y en el cono de la broca y los ángulos mayores

nos dan menos agresividad y menos sensibilidad al peso y al torque y se los puede colocar en el hombro o en el calibre de la broca. En la actualidad se utilizan diferentes ángulos de rastrillaje a lo largo del perfil de la broca, tomando en cuenta también su durabilidad.

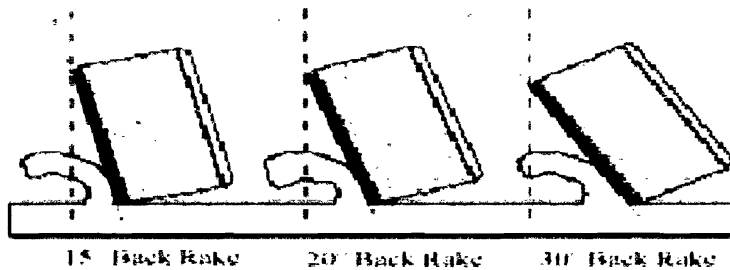


Fig. 7 Diferentes ángulos de rastrillaje usados en las brocas

Inclinación Lateral (“Side Rake”).- Esta se define como el ángulo que se forma entre la cara del cortador y una línea que se forma entre el centro del cortador y el centro del trepano. Este ángulo nos indica si la cara del cortador es paralela a la formación o tiene un leve ángulo entre ellos, Fig. 8.

El ángulo de inclinación de las brocas se ajusta de acuerdo a los requisitos de diseño y espacio libre pero generalmente oscila entre 0 y 10°, si es mayor a 0° su cara frontal tiene un borde de ataque y un borde posterior.

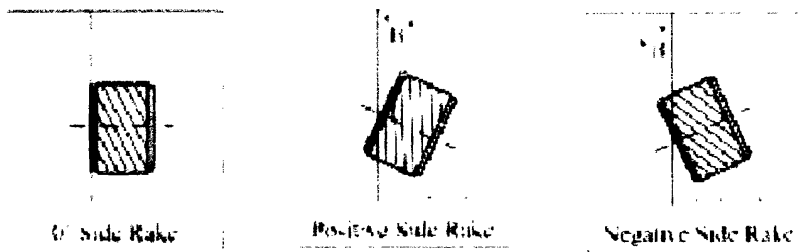


Fig. 8 Diferentes ángulos de inclinación usados en las brocas

2.2.2 Cuerpo de la broca (Corona)

En la fabricación de los cuerpos o coronas de las brocas PDC se utilizan dos tipos de materiales: carburo de tungsteno o el acero.

Cuerpo de matriz o carburo de tungsteno

Como su nombre lo indica las brocas de cuerpo de matriz están formadas por dos elementos tungsteno (W) y carbón (C), el uso del polvo de carburo de tungsteno se deriva del campo Metalurgia del Polvo.

La utilización del carburo de tungsteno en la fabricación de brocas PDC, se debe a que es un material que presenta resistencia a la erosión y a la abrasión, por lo que esta protege y soporta los cortadores, en una broca de matriz también se definen las trayectorias de los fluidos y las áreas de los junk slots.

Brocas con cuerpo de acero

Las brocas con cuerpo de acero fueron utilizadas por las empresas fabricantes desde comienzos de la evolución de las brocas PDC.

Las brocas con cuerpo de acero es fabricada con un acero que cumple con las normas A148 de la ASTM para aceros fundidos 125/135.

Debido a que el acero no presenta la suficiente resistencia a la abrasión y a la erosión, es necesario aplicar un material de endurecimiento superficial en zonas críticas para garantizar la vida útil de la broca. El material endurecedor, carburo de tungsteno macrocristalizado con un aglutinante de acero, se aplica en el frente de las aletas, entre los bolsillos del cortador, detrás de los bolsillos del cortador y en la almohadilla del calibre.

Para el reforzamiento en el calibre se utilizan cortadores PDC en el borde del calibre para evitar el desgaste. En la almohadilla del calibre se colocan insertos redondos de carburo de tungsteno aglomerado, también se instala una camisa interior en el cuerpo de la broca y delante de la boquilla, para evitar la erosión interna.

2.2.3 Shank

El Shank es la parte de la broca hecha de acero térmicamente tratado de alta aleación 4140. Para ambos tipos de corona de la broca sea esta de acero o de carburo de tungsteno el Shank es una pieza separada. Para el caso de las brocas de carburo de tungsteno el Shank se suelda a la corona por medio de blank y en el caso de las brocas de acero se lo hace directamente a la corona.

En cuanto a las características del Shank este nos ofrece la conexión API o pin de la broca, mediante el cual enroscamos la broca al ensamblaje de fondo.

El Shank también posee una ranura de identificación de la broca, en el cual se observa el tipo de broca, la serie y el número de parte de la misma.

Además de brindarnos información el Shank es la parte de la broca que posee una ranura de ajuste, donde se conecta el “bit breaker”, esta herramienta es colocada en el cuadrante de la mesa rotaria y mediante un torque con llaves hidráulicas se ajusta la broca al ensamblaje de fondo.

2.3 Tecnología de la broca PDC

Al hablar de la tecnología de las brocas PDC, nos referimos a las características que debe tener la broca según el diseño que deseamos realizar y los parámetros operativos que debe cumplir para obtener una perforación exitosa, en el menor tiempo posible y sin problemas.

La tecnología de las brocas PDC se divide en cuatro puntos importantes a considerar: enfoque del diseño, mecánica de corte, estabilidad y direccionabilidad.

2.3.1 Enfoque para Diseño

En el enfoque para el diseño de la broca PDC se indicara las características con las que se llevara a cabo la fabricación de una broca para que cumpla con los parámetros de perforación.

El enfoque del diseño de una broca PDC se divide en: Perfil, Disposición de los cortadores, Hidráulica y Calibre

2.3.1.1 Perfil

El termino “perfil” hace referencia a la forma distintiva que tiene la broca vista lateralmente.

El perfil de una broca es sin duda la parte principal a considerarse en el diseño de la broca, ya que este nos permite un desgaste parejo de la estructura de corte y a su vez le ofrece mayor estabilidad a la broca.

Teoría de los perfiles.

Es importante tener en cuenta que dependiendo del diseño de los perfiles se considerara la cantidad de cortadores que se colocaran en la broca. Siendo un perfil largo el que ofrece mayor espacio para disposición de cortadores y a su vez mayor durabilidad, sin embargo no ofrecerá estabilidad.

Sucediendo lo contrario con un perfil corto que ofrecerá menos cortadores y se desgastara mas rápidamente pero será mas estable.

Componentes del perfil

Los perfiles de una broca están compuestos por: cono, la nariz y el hombro como se muestra en la Fig. 9. La densidad de los cortadores, los esquemas de posición de los cortadores y el diseño hidráulico se ven directamente afectados por la forma que tiene el perfil de la broca.

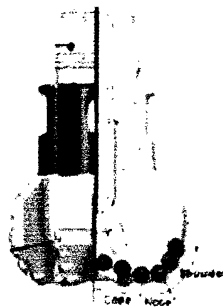


Fig. 9. Componentes del perfil de una broca

Cono (“Cone”).- Es la parte del perfil que comienza en el centro de la broca y finaliza en el radio de la nariz. El cono es la parte del perfil donde se coloca la mayor densidad de cortadores debido al espacio físico que este posee. El cono también nos permite darle la estabilidad necesaria a la broca impidiendo que esta se desplace hacia los lados.

El cono de una broca se mide en término de su ángulo siendo este medido desde la línea central hasta uno de sus lados como se muestra en la Fig. 10, estos ángulos son por lo general entre 20° y 25°.

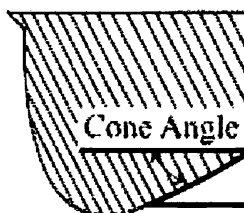


Fig. 10. Cono de una broca, medida en términos de ángulo.

Nariz (“Noise”).- El radio de la nariz corresponde al radio del arco que se forma entre el cono y el hombro/calibre. La posición de la nariz corresponde a la distancia entre la línea del centro del trépano y el punto central del radio de la nariz como se observa en la Fig. 11. Siendo la nariz el punto mas bajo del perfil de una broca PDC.

En la nariz se podrán colocar mayor cantidad de cortadores dependiendo de su radio, cuanto mayor sea el radio de la nariz mayor cantidad de cortadores se podrán colocar.

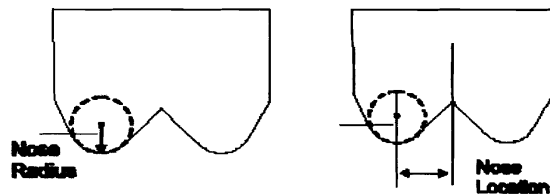


Fig. 11. Radio y ubicación de la nariz de una broca PDC.

Hombro (“Shoulder”).- En el perfil de una broca PDC el hombro se encuentra ubicado entre el radio de la nariz y el calibre, Fig. 12 Por ser un radio continuo entre la nariz y el calibre vertical nos ofrece mayor cantidad de cortadores en el radio exterior de una broca, ayudando así a proteger del desgaste al calibre de la broca.

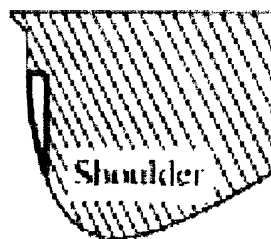


Fig. 12 Hombro de una broca PDC

Tipos de Perfil

En la actualidad se cuenta con dos tipos de perfiles para las brocas PDC, que son: perfil plano y los perfiles parabólicos.

Se lo denomina como perfil plano o perfil en B debido a que la forma del cono es plana, este tipo de perfil posee un radio entre el cono y el calibre.

Con este tipo de perfil podemos perforar formaciones duras debido a que la forma plana del cono permite que la distribución de peso sobre la broca se distribuya a una mayor cantidad de cortadores. La vida útil de las brocas con perfil plano se ve afectada por la corta longitud que existe entre el hombro y el calibre, pero un perfil plano ofrece estabilidad a la broca.

Los perfiles parabólicos también conocidos como perfiles "EB" se caracterizan por tener dos radios, el de la nariz y el del hombro. Este tipo de perfil a su vez se subdivide en perfiles largos, cortos e intermedios.

Los perfiles parabólicos largos permitían altas tasas de penetración en formaciones homogéneas, pero no eran estables y era susceptible a daños por falta de profundidad en la corrida.

El perfil parabólico corto o intermedio ofrece una mejor distribución de cortadores y estabilidad de la broca.

2.3.1.2 Diseño de las aletas.

Las aletas de las brocas PDC se consideran una prolongación del cuerpo de la broca y se encuentran fabricadas del mismo material que el cuerpo. El volumen de la cara y la superficie de los espacios de desalojo se los determinan por la forma de la aleta y la altura de esta.

Para la aplicación las aletas deben ser lo mas solidas posibles capaces de resistir las tensiones en la perforación.

La forma de las aletas y la cantidad de estas son parte importante en el diseño de una broca.

Cantidad de aletas.- El tamaño de una broca es el limitante, cuando se diseña una broca, de las cantidades de aletas. A pesar que se han diseñado brocas de hasta 13 aletas, es poco frecuente una broca que exceda las 8 aletas.

Forma o diseño de las aletas.- los diseños de las aletas PDC han evolucionado con el pasar de los años desde que se creo

este tipo de brocas, las formas utilizadas son: forma de pastel, aletas rectas y las aletas curvas.

Forma de Pastel (Fig. 13).- La facilidad de fabricación de este tipo de aletas y como se pensaba que la masa adicional en estas aletas ofrecía mayor resistencia hizo que se fabriquen brocas con este tipo de aletas.

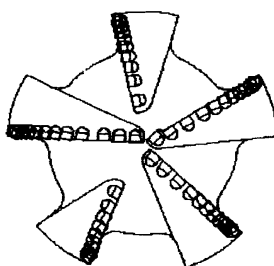


Fig. 13 Broca PDC con aletas en forma de pastel

Aletas Rectas (Fig. 14).- Este tipo de diseño de aletas permite tener mayor superficie de junk slot mejorando el drenaje de residuos y permitían colocar mayor cantidad de boquillas.

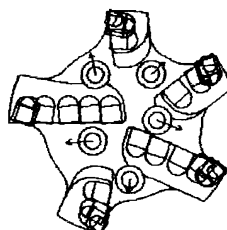


Fig. 14 Broca PDC de aletas rectas



Aletas Curvas.- El diseño de aletas curvas en una broca puede mejorar o inhibir la limpieza y refrigeración de los cortadores, viéndose mas afectados los cortadores del hombro debido a la profundidad y posición de las boquillas. A su vez también pueden ayudar en la estabilidad y en la limpieza desalojando las astillas presentes y disminuyendo su interferencia.


2.3.1.3 Disposición de cortadores

En el diseño de una broca PDC la disposición de los cortadores en el perfil comienza con la colocación del primer cortador en la primera aleta en la parte central de la broca, y los cortadores que siguen se van colocando de manera adyacente, dejando un espacio entre centro y centro de cada cortador.

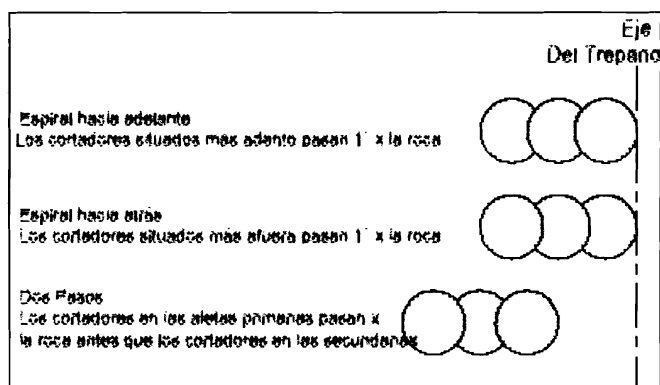
El espacio libre entre los cortadores corresponde a la distancia entre los centros de los cortadores a medida que éstos se disponen en la misma aleta. Cuando se colocan los cortadores en el perfil, tanto el radio de la nariz como el tamaño del cortador (diámetro y longitud), el ángulo de rastrillaje del cortador y la curvatura de la aleta tienen efecto sobre el espacio libre entre los cortadores.

Esquema de distribución.- Las brocas poseen tres tipos básicos de distribución conocidos como: distribución en espiral, distribución Kerfin y distribución de dos pasos.

Esquema de distribución	Característica	Gráficos 15, 16, 17
Distribución en espiral	La distribución en espiral se refiere al espiral que forman los cortadores al ser colocados en el cuerpo de la broca, la distribución en espiral de una broca PDC puede ser espiral hacia delante o espiral hacia atrás, como se observa	
Distribución Kerfin	Los cortadores situados en las aletas primarias se colocan formando esquemas en espiral desde la parte central hacia la parte exterior. Los cortadores en las aletas secundarias se colocan después de modo que tengan las mismas posiciones radiales que aquellos en las aletas primarias.	

<p>Diseño de dos Pasos</p>	<p>Los cortadores de la posición central se disponen en un esquema en espiral. Cuando el espiral llega a las aletas secundarias y terciarias, el diseño de dos pasos utiliza un esquema de desplazamiento inverso para colocar el siguiente cortador y luego, para colocar el siguiente cortador</p>	
-----------------------------------	--	---

Comparación de la distribución de los cortadores



2.3.1.4 Hidráulica

La hidráulica de una broca PDC es la que nos define la facilidad con que el fluido de perforación atraviesa la cara de la broca limpiando y refrigerando. La hidráulica es en si la optimización de la energía hidráulica para obtener una eficiente limpieza y refrigeración de la broca.

Para tener una buena hidráulica en una broca PDC es necesario enunciar los componentes de la broca que intervienen: Los Junk Slot y las boquillas de la broca.

“Junk Slot”.- Los “junk Slot” son surcos que existen en las brocas PDC ubicados entre las aletas, la finalidad de estos espacios permitir el paso del fluido de perforación y además desalojar los recortes generados durante la perforación desde el fondo del pozo hasta el espacio anular.

Los junk slot deben ser lo mas profundo y anchos debido a que *para formaciones en las que se puede aplicar ROP altas se debe desalojar rápidamente los desechos*, debido a que el junk slot se ve afectado por la resistencia de las aletas, estos se limitan considerando este factor.

Otra de las limitaciones en la superficie de los “junk slot” es:

- La cantidad de aletas, a menor numero de aletas más superficie de “junk slot”.
- Diámetro del “Shank”.

Perfil del “junk slot”.- Por los diseños de aletas que se utilizan en la actualidad en las brocas PDC, es necesario tomar en consideración el perfil del junk slot. En la actualidad se utilizan

perfiles de junk slot, con una profundidad mínima en el centro de la broca y se va expandiendo a lo largo del cuerpo hasta llegar al calibre como vemos se ve en la Fig. 2.16.

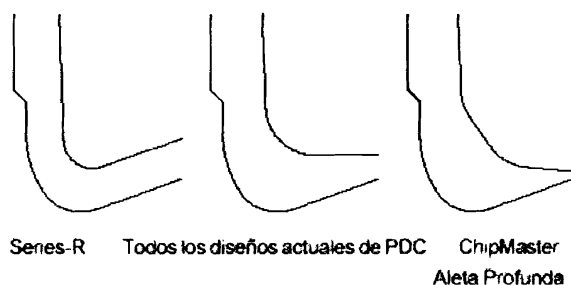


Fig. 18 Tipos de perfiles utilizados en brocas PDC

Relación de la superficie de los “Junk Slot”.- La relación de la superficie del junk slot es una relación entre la superficie del junk slot y la superficie total de la cara (superficie del pozo) del trépano. La relación del junk slot se puede utilizar para comparar la superficie relativa de limpieza entre trépanos de diferentes tamaños y diseños. Estos dos valores se consignan en el registro técnico de cada diseño. Es una medida de la superficie total de todas las secciones desde cada junk slot si el trépano se observa desde la cara, expresada en pulgadas cuadradas (pulgada²) (1).

Se debe tomar en cuenta que la superficie de los junk slot debe ser mayor cuando se tiene una formación blanda y alta ROP

(1) Tomado del Diamont Tech Manual de la Compañía Baker Hughes Christensen

debido a que es necesario el desalojo rápido de los ripsos de perforación.

Relación de volumen de la cara.- esta relación toma en cuenta el volumen entre las aletas desde el centro de la broca y a lo largo de todo el perfil, esta relación se expresa en pulgadas cúbicas.

La relación de volumen de la cara utiliza todo el volumen de la cara para comparar el tamaño y el diseño de las brocas.

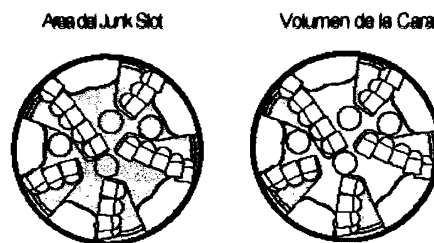


Fig. 19 Relación entre el área y el volumen de los “Junk Slot”

Boquillas.- Las boquillas de una broca PDC son elaboradas de carburo de tungsteno y cobalto, sometidos a alta presión, debido a su diseño de soporte de dureza y erosión.

Las boquillas dependiendo de su diámetro se encargan de generar la energía hidráulica y la fuerza de impacto para de

esta manera lograr la mejor limpieza del pozo y la refrigeración adecuada de la broca.

Eficiencia Hidráulica.- La importancia de la eficiencia hidráulica de una broca PDC se basa en la limpieza y la refrigeración de la broca.

Limpieza.- La eficiencia hidráulica desde el punto de vista de la limpieza de la broca, se refiere a la máxima penetración que puede tener una broca sin que esta llegue a embolarse.

Los niveles de eficiencia con respecto a la limpieza son tres:

- **Muy eficiente.-** A medida que aumenta las ROP de una broca por causa del aumento del peso sobre la broca, la limpieza es eficiente y no existe embolamiento alguno.
- **Medianamente eficiente.-** La ROP aumenta debido al aumento de la WOB, hasta que se produce el embolamiento, la ROP baja y la agresividad. Pero en determinado momento la ROP se recupera y se estabiliza. A pesar de que se produce el embolamiento la ROP baja pero se sigue perforando.


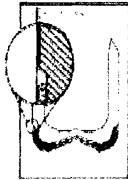




- **Nada eficiente.-** En el momento que se produce el embolamiento la ROP disminuye y la agresividad decae igualmente, pero nunca se recupera.

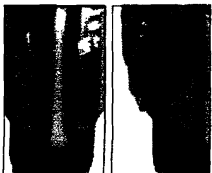
Refrigeración.- con respecto a la refrigeración de las brocas, la eficiencia hidráulica se la define como el proceso para mantener la velocidad del fluido en valores aceptables en la cara de cada cortador de tal forma que no existan problemas debido a la temperatura y fricción.

2.3.1.5 Calibre

El calibre de una broca nos permite mantener el diámetro del pozo que se está perforando, dependiendo de la longitud del calibre este permite tener condiciones de estabilidad, direccionabilidad y maniobrabilidad. Si existen problemas con el calibre, este puede ocasionar problemas al momento de bajar otra broca.

Los diferentes tipos y longitudes de calibre fueron desarrollados para garantizar óptima eficiencia de perforación y capacidad de dirección.

Tipos de Calibre	Características	Figuras 20 a 26
Calibres de Fijación al ras ("Flush Set)	Se caracteriza por permitimos colocar diferentes componentes tales como: baldosines de carburo de tungsteno y diamantes naturales	
Calibre reducido	Tiene una longitud más pequeña que el calibre normal. Esta característica no se visualiza debido a su sutileza en la broca (generalmente de 0.05 pulg.)	
Longitud de la almohadilla del calibre	La longitud de la almohadilla del calibre que puede variar según las necesidades	
Calibre escalonado	Consiste en tener la mitad de la longitud del calibre con el diámetro del pozo completo y la otra mitad de diámetro menor que la del pozo completo	
Picos del Calibre	La idea de este tipo de calibre nace del echo de minimizar la turbulencia cuando el fluido de perforación y los recortes se expulsan por el junk slot	
Cortadores PDC en la almohadilla del calibre	La idea de colocar cortadores PDC, debido a que las arenas abrasivas ocasionan un desgaste prematuro en la almohadilla del calibre	

<p>Opción del calibre updrill</p>	<p>Se refiere a la característica de ensanchado hacia atrás. Este tipo de aplicación se debe a que puede ser necesario un ensanche del diámetro del pozo en condiciones en que el pozo puede reducir su diámetro, debido a dilatación de formaciones, bordes o codos.</p>	
--	---	---

2.3.2 Mecánica de Corte

El objetivo de toda broca es superar la resistencia de la roca y transmitir la suficiente potencia que extraerá los recortes. Es decir que el objetivo de la broca es cortar la roca de la manera mas eficiente posible, para lo cual es necesario tener una eficiencia hidráulica que mantenga limpio el pozo y la estructura cortadora de la broca permitiendo que esta siga perforando.

En el caso de los cortadores PDC la roca es fallada por corte, la punta del cortador penetra la formación y realiza el corte de tal manera que vaya extrayendo la formación por capas, haciendo que la dirección de la carga y la fractura sean paralelas como se observa en la Fig. 27.

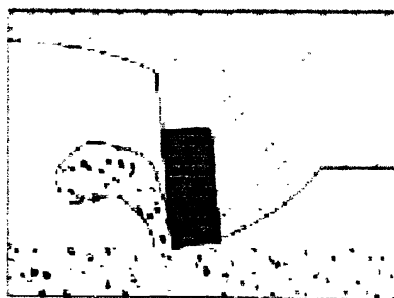


Fig. 27 Falla de la roca por corte

2.3.3 Estabilidad

La estabilidad de una broca PDC, es una de las características mas importantes que se deben tomar en cuenta en un diseño de broca.

Para conseguir una estabilidad en una broca se debe analizar primeramente la dinámica de la broca, ya que esta es considerada como una de las principales fallas al momento de la perforación.

En este capítulo analizaremos los tres tipos de vibraciones que forman parte del análisis de la dinámica de la broca y como se los puede contrarrestar, pero previamente se analizara el balance de fuerzas.

Balance de fuerzas.- Al momento de aplicarse una carga sobre una broca, esta se descompone en tres fuerzas: fuerza sobre la broca (WOB), la fuerza de corte y la fuerza lateral, Fig. 28.

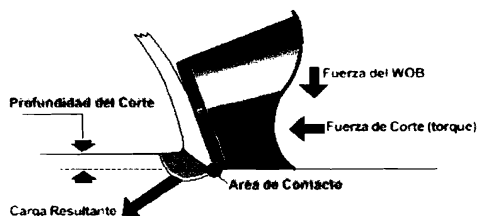


Fig. 28 Componentes de las Fuerzas en una broca

Fuerza del WOB.- Es la cantidad de fuerza desplazada sobre la broca por el peso de los drill collars.

Fuerza de Corte.- Esta fuerza es la correspondiente al sentido de corte, esta fuerza tiene como características la profundidad de corte y la rotación de la broca.

Fuerza lateral.- La fuerza lateral pertenece a cada cortador, esta fuerza depende del ángulo de rastrillaje, el ángulo de inclinación lateral y de la posición de los cortadores en el perfil de la broca, cada cortador posee un juego de fuerzas debido a su posición única en el perfil, como se ve en la Fig. 29.

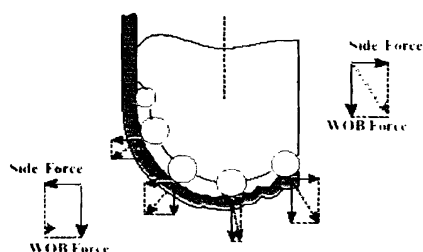


Fig. 29 Componentes de Fuerzas en cada cortador.

Los tipos de vibración que ocasionan el daño en las brocas PDC y que se desean contrarrestar son tres: La vibración axial, la vibración torsional ("stick - slip) y la vibración lateral, Fig. 30.

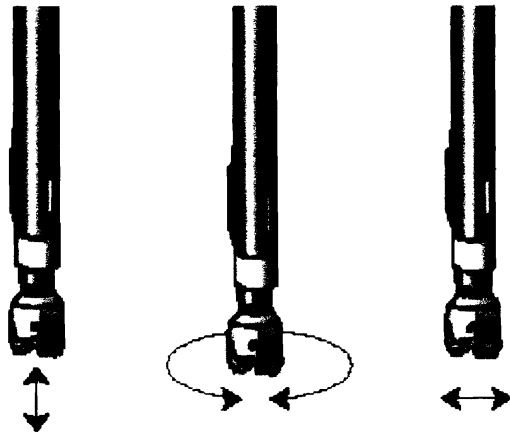




Fig. 30 Vibración axial, vibración torsional y Vibración lateral

Vibración axial.- Las vibraciones axiales se producen en el plano vertical, paralelas a la dirección de perforación de la broca. La fase inicial de una vibración axial durante la perforación se inicia por el impacto inicial de la broca con la roca.

En la actualidad existen algunas formas de prevenir el daño de la broca en caso de presentarse este tipo de vibración: las nubes de desgaste o nudo de desgaste (wear knot o wear cloud), la exposición reducida y los brutes, Fig. 31 y 32.

Tipos de vibración	Característica	Figuras 31, 32
Nubes o nudos de desgaste	Limita la penetración del cortador en la formación proveyendo material al cuerpo del trépano a una distancia predeterminada del lugar en el que la punta del cortador se pone en contacto con la formación (por ejemplo, de 0,050 a 0,100 pulgadas).	
Exposición reducida	La exposición reducida es una nueva técnica de diseño cuya finalidad es mejorar el control de la dirección (en otras palabras, la maniobrabilidad).	
Brutes	Fundamentalmente es un wear knot de poca fricción que puede proveer una determinada capacidad de corte en caso de que se dañe el cortador principal. Estos cortadores proveen el mismo nivel de limitación de la vibración axial que un wear knot	

Vibración Torsional (Stick Slip).- La vibración torsional es la rotación no uniforme de la broca, que puede ser reconocida muchas veces por una variación de frecuencias bajas (generalmente menores a 1 Hz) en el torque superficial. (1)

Las brocas aportan a la vibración torsional por la interacción de los cortadores con la roca y por la fricción que genera el gauge.

En su máxima condición la vibración torsional se la caracteriza como Stick slip, Fig. 33.

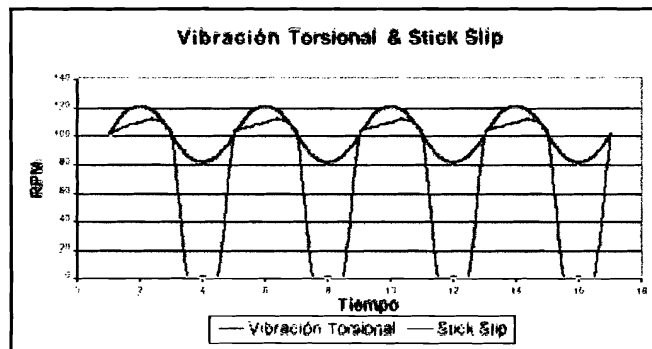


Fig. 33 Comparación de Vibración torsional y Stick slip (1)

Vibración Lateral.- La vibración lateral es el giro descentrado de la broca y se lo conoce como remolino de la broca (bit whirl), es decir que no gira alrededor de su centro geométrico, si no que lo hace en un punto del calibre que constantemente se encuentra cambiando de lugar con respecto al centro de la broca.

La vibración lateral puede ser controlada por el uso de los Limitadores de Movimiento Lateral (LMM), Fig. 34 que es colocar un refuerzo por detrás de los cortadores y alrededor de los cortadores del calibre.



Fig. 34 Brocas PDC con LMM

2.3.4 Direccionalidad

La direccionalidad se refiere a la facilidad que nos da la broca para poder realizar una inclinación deseada, al momento de diseñar una broca PDC se debe tomar en cuenta ciertos factores que permitan direccional adecuadamente, tales como: largo y diámetro del calibre, tasas de construcción instantánea y promedio, la facilidad para atravesar la curva y la agresividad de la broca.

Existen tres sistemas comunes en uso hoy en día para la perforación direccional en 3D: Motores direccionales, Direccionalidad rotaria – push the bit system, Direccionalidad rotaria – point the bit system.

Motores direccionales

Principio de operación.- un motor direccional tiene tres modos de operación, Comienzo (“Kick off”) (deslizándose en un hueco recto),

Perforando la curva (deslizándose en la curva), Perforando una tangente (rotando).

En la aplicación los motores direccionales deben poseer una curva en la cubierta ("bend housing") para lograr enfocar carga a un costado del motor y lograr la inclinación de la broca.

La cantidad de carga que le llegara a la broca dependerá de factores como el ángulo de la curva, los cojinetes de la cubierta y tamaños de estabilizadores superiores y el radio de curvatura del hoyo.

Para el punto de inicio (kick off point) de un pozo recto la broca requiere tener un moderado lado abrasivo y el motor requiere tener una dirección estable a la cara de la herramienta.

Cuando se esta iniciando el proceso de creación de la curva es decir un "kick off point" el motor direccional se comporta como un push the bit system, teniendo altas cargas pero bajas inclinaciones.

Las fuerzas sobre las brocas son normalmente solo unos cuantos miles de libras y las brocas están direccionadas generalmente en la dirección de curvatura del hoyo.

Sin embargo, existe un pequeño desajuste (0.1 grados) en los puntos de la dirección de la broca relativa a la dirección requerida de la perforación.

En este caso las brocas deben poseer un pequeño ángulo de corte con bajas fuerzas para perforar la curva. Perforar la curva también requiere que el motor presente una estabilidad en la cara de la herramienta.

En el caso de la sección tangente la cobertura del motor es rotado mientras se perfora.

En la sección tangente sin embargo se presenta una desalineación entre la dirección que esta perforando la broca (recta) y la dirección en este punto (inclinación). Debido a esta desalineación se muestra un significativo estrés en el motor y las altas fuerzas sobre la broca (5 – 10000 lbs.) cuando se perfora la sección tangente.

La rotación de la tubería de perforación se paraliza con las bombas encendidas para que el motor siga rotando y así la broca continúe perforando para disminuir el estrés del hoyo.

Direccionabilidad Rotaria – Push the bit system

Principio de operación.- Este sistema de direccionamiento perfora por emisión de una carga sobre un set de ribs o almohadilla direccionales cerca de la broca en la dirección opuesta destinadas a direccionar.

Para este sistema de direccionamiento, se tendrá mucho mejor control del peso sobre la broca cuando estamos deslizando que si se

trabajara con ensamblaje de motor sin embargo la tasa de penetración es el mismo cuando se construye ángulo o se ejecuta un giro o se perfora recto.

Direccionabilidad Rotaria – Point the bit

Principio de operación.- Esta herramienta tiene como principio empujar la broca a lo largo del eje de la herramienta pero esta es inclinada en la dirección de la curvatura del hoyo.

En el momento que se esta construyendo la curva la broca dirige al BHA en la dirección de la dirección del hoyo.

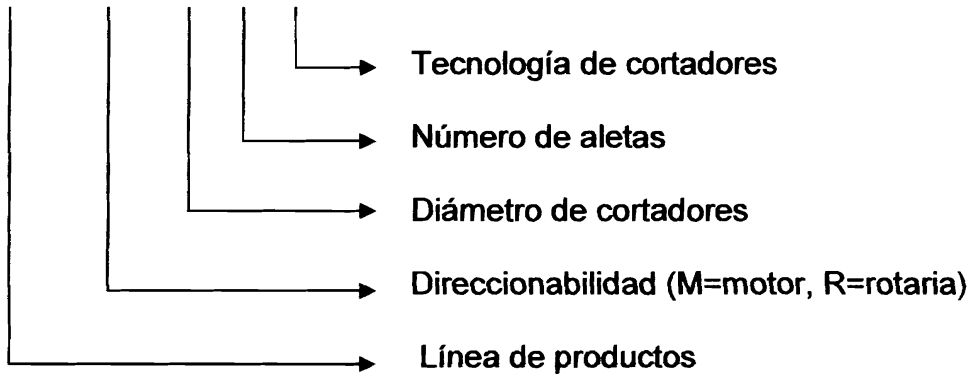
En este caso cualquier tamaño de cortadores reducirá la tasa de construcción por el motivo de que la broca puede perforar mas desde donde es empujado y menos desde donde esta es pointed.

Estos point the bit systems requieren mas bajos sistemas de respuesta direccional del lado de los cortadores.

2.4 Nomenclatura de las brocas PDC

Dependiendo de la generación de las brocas, la nomenclatura puede variar, para el caso de nuestro estudio y por tratarse de brocas PDC de última generación hasta el momento del desarrollo de esta tesis se tomara en cuenta la siguiente nomenclatura:

H C (M/R) 6 0 5 Z



Capítulo 3

Análisis y optimización de BHA's y Brocas para la sección de 12¼"

3.1 Ubicación grafica de los pozos horizontales a estudiarse.

En el mapa del campo Tarapoa se observara la ubicación proyectada de los pozos horizontales de nuestro estudio, esto es Alice 10H, Alice 11H (Pozos offset, color rojo), Fanny 18B-89H, Alice 14H (Pozos transición, color naranja), Fanny 18B-98H y el Dorine69 (Pozos de aplicación, color azul). En el Anexo B se puede observar el mapa completo del bloque Tarapoa.

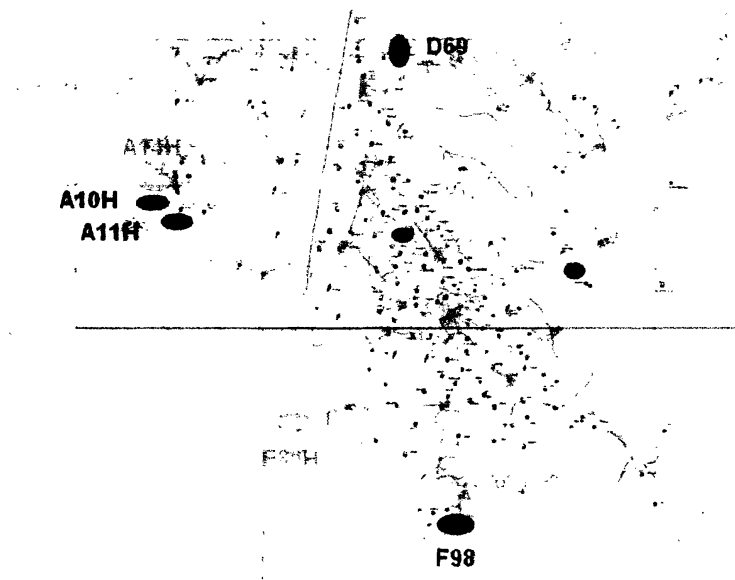


Fig. 35 Ubicación de los pozos de estudio

3.2 Plan direccional de los pozos offset.

La sección de 12 ¼" o sección intermedia en la perforación de un pozo horizontal es una perforación direccional, con la finalidad de alcanzar el objetivo donde se va a comenzar a perforar horizontalmente el pozo. Durante el proceso de planeación de un pozo horizontal es necesario definir la trayectoria direccional y la proyección horizontal que va a tener el pozo a perforarse.

En esta parte del trabajo se mostraran las trayectorias y proyecciones horizontales propuestas y las trayectorias verticales y direccionales reales para los pozos offset en estudio.

Plan direccional propuesto y real para el Alice 10H

Para la sección de 12 ¼" en el Alice 10H se propuso una trayectoria direccional tipo J para llegar a la zona de interés en la arena M1 a una profundidad aproximada de 9100 ft. MD, con una proyección horizontal de 9100 ft. MD con 81,31 grados y 214,337 grados azimuth desde donde se comenzara a perforar la sección horizontal del pozo. Gráficos de plan direccional para este pozo se observa en el Anexo C1 y el perfil del pozo en la Fig. 36.

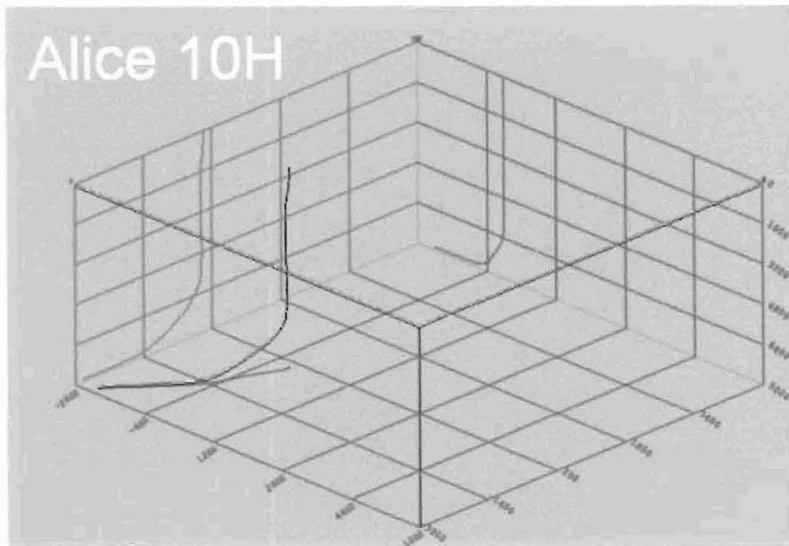


Fig. 36 Perfil total para el Alice 10H

Plan direccional propuesto y real para el Alice 11H

Para la sección de 12 ¼" en el Alice 11H se propuso una trayectoria direccional tipo J para llegar a la zona de interés en la arena M1 a una profundidad aproximada de 9516 ft. MD, con una proyección horizontal de 9516 ft. MD con 85.10 grados y 189.80 grados azimut desde donde se comenzara a perforar la sección horizontal del pozo. Gráficos de plan direccional en el Anexo C2 y el perfil en la Fig. 37.

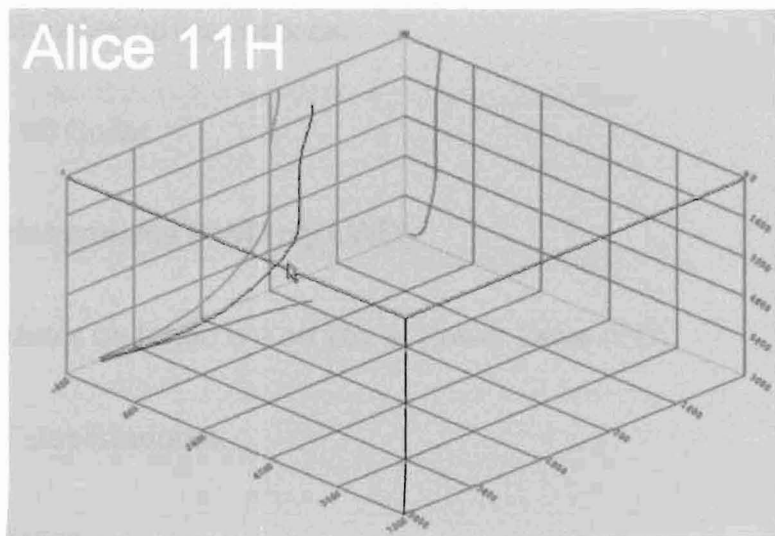


Fig. 37 Perfil total del Alice 11H

3.3 Ensamblajes de fondo utilizados en los pozos offset.

Los ensamblajes de fondo o BHA (“Bottom hole assembly” por sus siglas en ingles) son el conjunto de herramientas que va al final de la sarta de perforación y que permiten perforar y controlar el hoyo, entre las herramientas de fondo utilizadas en el ensamblaje de fondo y en el orden que comúnmente son usadas se muestran en la siguiente lista:

- Martillos
- HWDP-Heavy Weight Drill Pipe.
- X-O Cross over

- Moneles no magnéticos.
- Drill Collar
- Herramienta MWD o/y LWD.
- Motor de fondo o a su vez el Power Drive (PD).
- Estabilizadores.
- Broca.

Este conjunto de herramientas puede variar en su cantidad y ubicación, dependiendo de la aplicación en la que se los desee utilizar, para los pozos que hemos tomado de referencia se mostrara cada uno de los BHA utilizados por cada pozo perforado.

BHA para la perforación del pozo ALICE 10H

La sección de 12¼" del Alice 10H utilizo 8 BHA para la perforación de la sección que comprende desde 4980 ft hasta 8890, estos BHA se detallan a continuación:

- El BHA #4 y primero para la sección de 12 ¼" perforó con una broca PDC de 5 aletas con cortadores de 19 mm de cuerpo de carburo de tungsteno (HCR605Z). Utilizo motor de fondo con un Bent Housing de 1.5 grados y con 0.16 rev/gal.

- El BHA #5 perforó con una broca PDC de 5 aletas con cortadores de 19mm de cuerpo de carburo de tungsteno (HCR605Z). Se usó power drive en esta aplicación.
- La configuración del BHA #6 fue una broca PDC de 5 aletas con cortadores de 19 mm de cuerpo de carburo de tungsteno (HCR605Z). En este BHA nuevamente se utilizó power drive, lo cual no dio el resultado esperado y esto se analizará en el ítem 3.5.
- El BHA #7 perforó con una broca ticónica para mayor control direccional y se decidió utilizar nuevamente motor de fondo con un Bent Housing de 1.5 grados y con 0.16 rev/gal.
- El BHA #8 perforó con una broca ticónica con la misma finalidad de poder tener un control direccional más eficiente. Se utilizó con motor de fondo con un Bent Housing de 1.5 grados y con 0.16 rev/gal.
- El BHA #9 perforó con una broca PDC de 5 aletas con cortadores de 19mm de cuerpo de carburo de tungsteno (HCR605Z), con el uso de motor de fondo con un Bent Housing de 1.5 grados y con 0.16 rev/gal.
- El BHA #10 perforó con una broca PDC de 5 aletas con cortadores de 19mm de cuerpo de carburo de tungsteno (HCR605Z). Igualmente con motor de fondo con un Bent Housing de 1.5 grados y con 0.16 rev/gal.
- Este último BHA fue un BHA rotario el cual poseía una broca PDC de 5 aletas y cortadores de 19mm (HCR605Z), compuesto también por un

bit sub, un monel, estabilizador , ARC-8, power pulse, monel no magnético de 8", crossover, 10 tubos de perforación, 9 HWDP pesada), matillo, 18 HWDP y la sarta o tubería de perforación.

La broca PDC que se utilizó en el BHA #3, se utilizó nuevamente en los BHA #6, BHA #7 y BHA #8 lo cual se podrá verificar en el Anexo D1, esto se debió a que la broca salió con una calificación buena y podía ser reutilizada (Ver ítem 3.4).

Para mas detalles de los BHA utilizados en el Alice 10 H revisar el Anexo D1, donde se muestran todos los componentes de los BHA, diámetros OD e ID, longitudes y números de serie.

BHA para la perforación del pozo ALICE 11H

La sección de 12¼" del Alice 11H utilizó 5 BHA para la perforación de la sección que comprende desde 4970 ft hasta 9585, estos BHA se detallan a continuación:

- El BHA #5 perforó con una broca PDC de 5 aletas con cortadores de 19mm de cuerpo de carburo de tungsteno (HCR605Z). Y la utilización de motor de fondo con un Bent Housing de 1.5 grados. Este BHA perforó desde 4971 pies hasta la profundidad de 7130 pies.

- *El BHA #6 perforó con una broca ticónica y el uso de un motor de fondo con un Bent Housing de 1.5 grados, el BHA #6 perforo desde una profundidad de 7130 pies hasta 7605 pies.*
- *El BHA #7 perforó con una broca PDC de 5 aletas con cortadores de 19mm (HCR605Z) y motor de fondo con un Bent Housing de 1.5 grados. Perforo desde los 7605 pies hasta 9150 pies de profundidad.*
- *El BHA #8 perforó con una broca PDC de 5 aletas con cortadores de 19mm (HCR605Z), con el uso de motor de fondo con un Bent Housing de 1.5 grados y 0.16 rev/gal. Se perforo aproximadamente 374 pies, es decir desde 9150 pies hasta 9524 pies.*
- *Este BHA rotario utilizaba una broca PDC de 5 aletas y cortadores de 19mm (HCR605Z), compuesto además por un bit sub, un estabilizador, ARC-8, power pulse, monel no magnético de 8", crossover, 10 tubos de perforación, 9 HWDP, matillo, 18 HWDP y la sarta de perforación.*

Este pozo se perforó con motor de fondo a lo largo de toda la sección por disposición de la empresa operadora, debido a los resultados no satisfactorios obtenidos con el power drive en el pozo antes perforado.

La broca PDC usada en el BHA #4 se reutilizó en el BHA #5 verificable en el Anexo D2, donde se muestran los BHA's en detalle, e ítem 3.4.

3.4 Registros de brocas de pozos offset.

Los registros de brocas muestran los tipos de brocas que se utilizaron durante la perforación de un pozo o de una sección, también se coloca en estos registros los parámetros que se utilizaron para perforar esta sección, el tipo de “drive”, las formaciones atravesadas, inclinaciones y azimut que se alcanzaron con cada broca, características de los fluidos de perforación y principalmente la calificación de cada broca después de la perforación.

- ✓ Para el primer pozo de referencia Alice 10H se utilizaron 5 brocas: tres brocas PDC (HCR605Z) y dos brocas tricónicas. Debido a las buenas condiciones que presentaba la tercera broca PDC usada, esta fue corrida por tres ocasiones más en el mismo pozo. Detalle de las brocas corridas en el anexo G1.

 - ✓ En el Alice 11H segundo pozo de la campaña y también tomado como referencia se perforo con 4 brocas: tres brocas PDC (HCR605Z) y una broca tricónica. La broca PDC numero tres fue reutilizada en el ultimo BHA debido que encontraba en buenas condiciones. Anexo G2 registra todas las brocas usadas en este pozo.
-

3.5 Análisis de BHA de los pozos offset.

Debido a la escasa información que existía al momento de iniciar la campaña de perforación, se tomo como referencia aplicaciones similares en el Ecuador, como era el caso de los pozos horizontales perforados en el Bloque 15 operado en el 2004-2005 por OXY, Fig. 38.

De esta manera desde el punto de vista de diseño de BHA y brocas se partió de esta pasada experiencia para luego optimizar los diseños de acuerdo al desempeño obtenido en los dos primeros pozos.

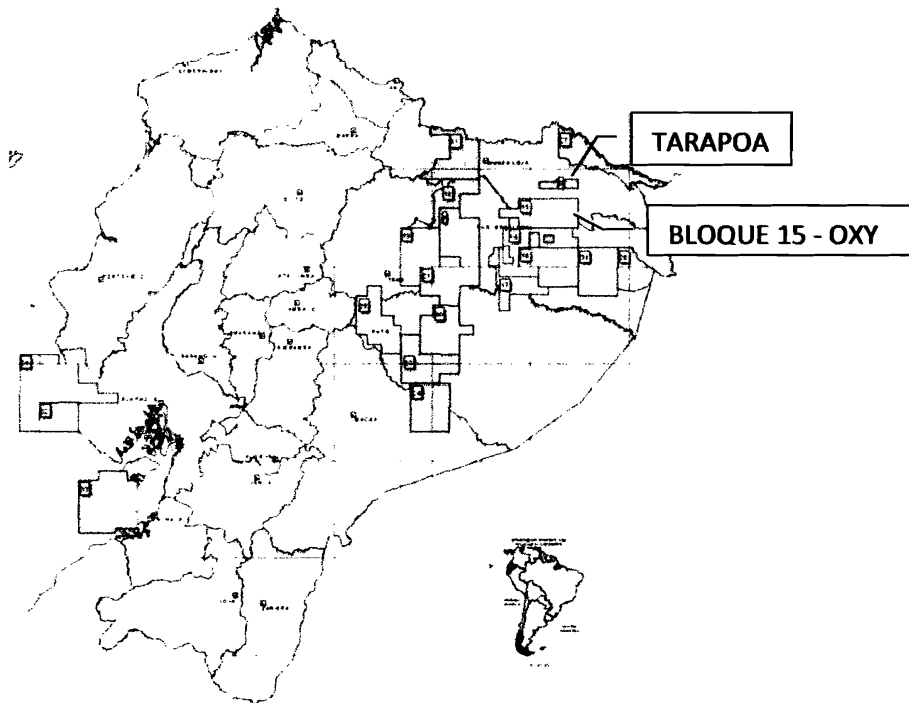
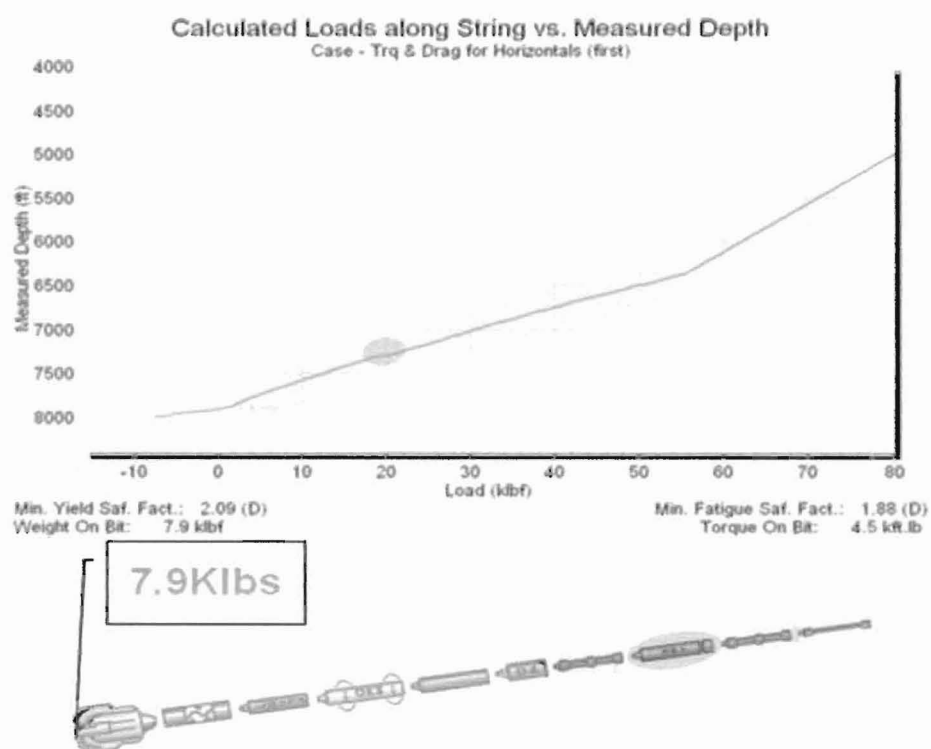


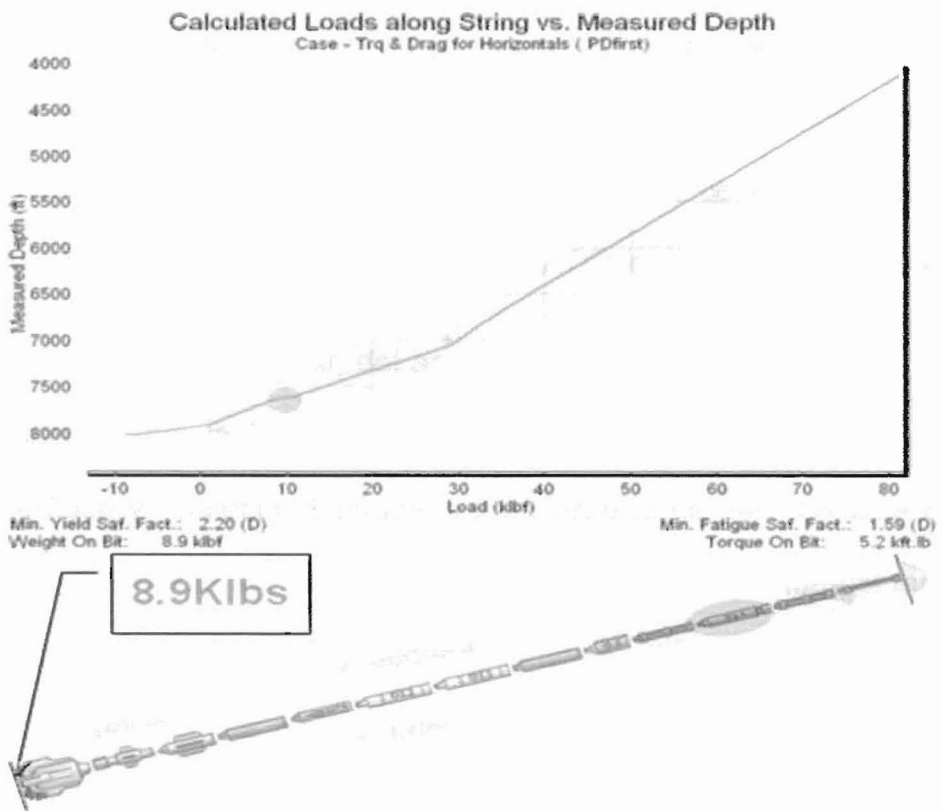
Fig. 38 Campos petroleros en el Ecuador

En Alice 10H, primer pozo de la campaña, mostró problemas con la flexibilidad de la sarta de perforación como se observa en el perfil de transmisión de peso mostrado en la figura 3.2 debido a que en las curvas (DLS) la sarta presentaba resistencia. Esto causaba que la transferencia de peso sobre la broca (WOB) sea ineficiente (7.9Klbs) y consecuentemente pobres ratas de penetración, ROP, y poca capacidad de controlar direccionalmente a la broca y al BHA.



Graf. 1 Grafico muestra BHA con motor de fondo y las cargas a los largo de la sarta.

De la misma forma se analizo la transmisión de WOB a lo largo de la sarta cuando el Sistema Power Drive (PD) (Sistema Rotatorio Direccional) fue usado. Como se puede observar en el gráfico, y al igual que el caso del BHA con motor, se noto que la poca flexibilidad de la sarta ocasiona un deficiente WOB efectivo (8.9 Klbs) con las mismas consecuencias antes señaladas en términos de ROP y control direccional.



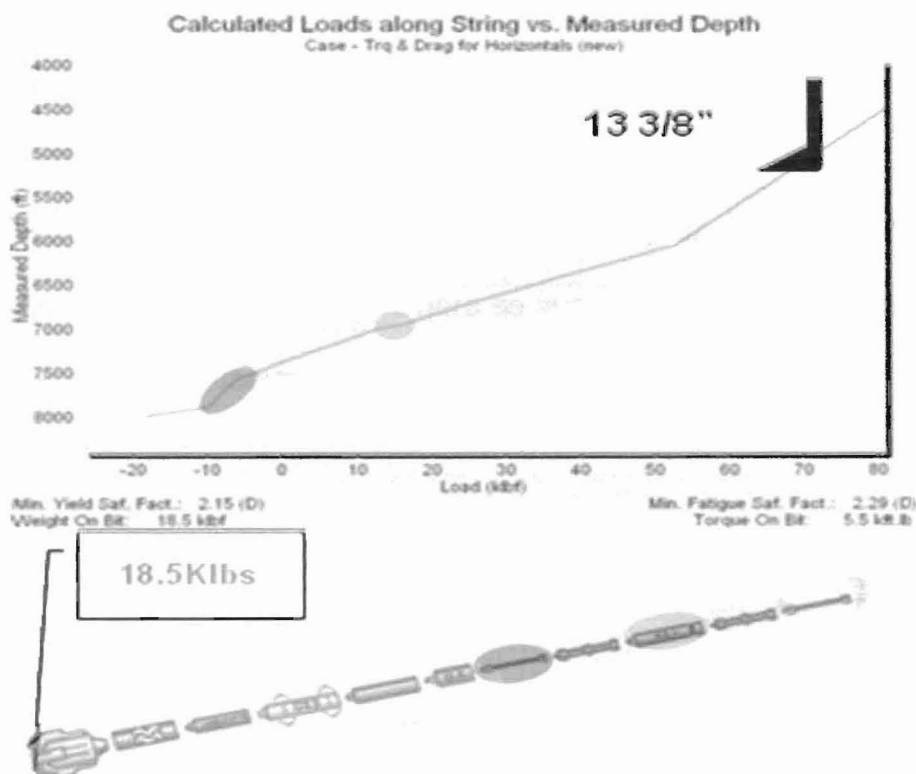
Graf. 2 Grafico muestra BHA con PD y las cargas a lo largo de la sarta.

3.6 Optimización de BHA para motor de fondo y Power Drive.

Tomando como referencia los problemas de flexibilidad en la sarta de perforación que ocasionaba que el peso sobre la broca no sea eficiente al momento de perforar y por lo tanto disminuía de manera considerable las ROP's, se decidió realizar una optimización de BHA, para de esta forma llegar a los objetivos planteados.

Así en el siguiente pozo perforado, Alice 11H, a partir del BHA #3 (ver el Análisis de viajes Anexo B2), se realizó la optimización del BHA colocando 10 juntas de drill pipe de 5 pulgadas de diámetro entre el ensamblaje direccional y los primeros HWDP, cuando PDM fue usado.

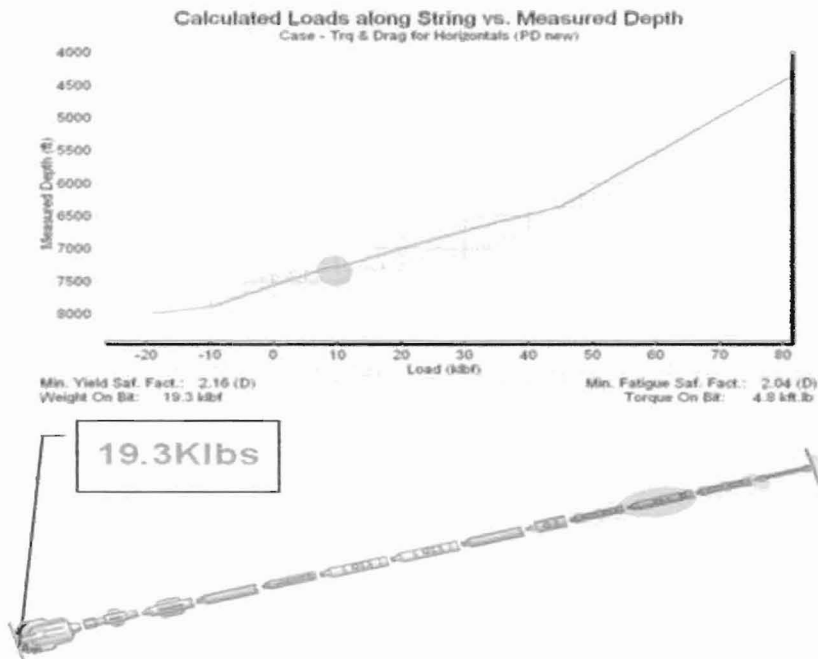
Como se puede observar, del análisis de pendientes del grafico 4.3 se demuestra que la implementación de 10x5" DP contribuye a que la flexibilidad y consecuentemente la transferencia de peso hacia la broca sea mas eficiente alcanzando 18.5 Klbs efectivas, logrando así mejorar primordialmente la ROP y secundariamente la direccionalidad. (La direccionalidad se mejora primordialmente por un mejor diseño de broca y esto contribuye también a mejorar el ROP).



Graf. 3 Grafico muestra BHA optimizado, con motor de fondo y las cargas a lo largo de la sarta.

De manera similar se realizó la misma simulación para cuando un BHA con Power Drive fue usado (Las condiciones de simulación para todos los casos mostrados fueron similares en términos de perfil de pozo, profundidad, severidad direccional y carga superficial en el gancho, consecuentemente los resultados son comparables). En la distribución de cargas a lo largo del BHA optimizado para Power Drive mostrada en la figura 4.4, se nota que similar al caso de la figura 4.3, se busco dar

mayor flexibilidad al ensamblaje de fondo, pero debido al diferente tipo de drive de fondo no se uso drill pipe para lograr dicho efecto, sino que se aumento el número de HWDP (comparándolo contra Alice 10H, aumentando 9 a 19 HWDP antes del martillo y de 18 a 30 HWDP después del martillo). De esta manera se aumentaba el WOB efectivo a 19.3Klbs con la consecuente optimización de ROP.



Graf. 4 Grafico muestra BHA optimizado, con PD y las cargas a lo largo de la sarta.

3.7 Tecnología EZSteer de las brocas PDC

La tecnología EZSteer usa de manera patentada el control de profundidad de corte (DOC=Depth of cut), para el manejo de la

fluctuación del torque de perforación incrementando globalmente las ROP y la eficiencia.

La tecnología EZSteer se aplica solamente en el cono de la broca.

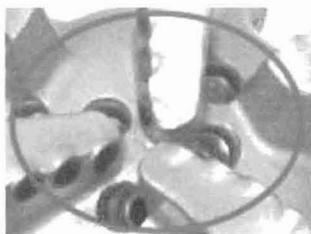


Fig. 39 Cono de la broca con tecnología EZSteer

El objetivo de aplicar esta tecnología es ayudar al drive (PDM o RSS) a hacer más fácil el trabajo direccional.

La profundidad de corte se define a la profundidad expresada en pulgadas que un cortador entra dentro de la formación al completar una revolución, referirse a la Fig. 40.

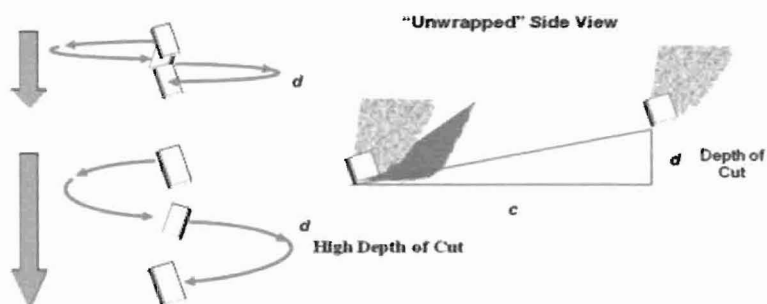
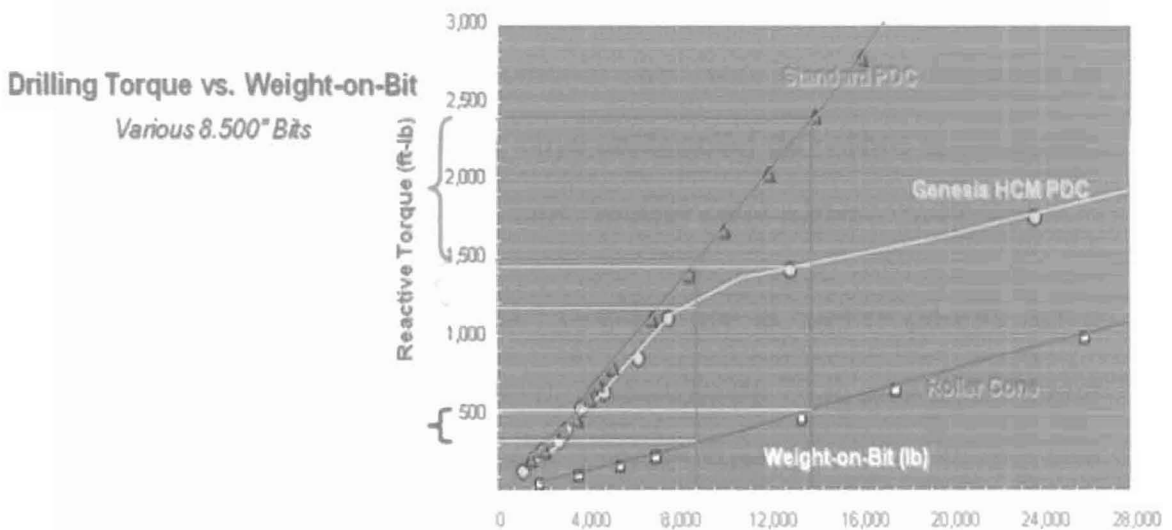


Fig. 40 Corte helicoidal de los cortadores y profundidad de corte

La formula que representa la profundidad de corte (DOC) de los cortadores de la corona es:

$$DOC \left(\frac{in}{rev} \right) = \frac{ROP (ft/hr)}{5 * RPM (rpm)}$$

Esto permite que el torque generado sea menor que una broca PDC estándar y ligeramente mayor que una tricónica, como se observa en el grafico 33.



Graf. 5 Torque de perforación versus Peso sobre la broca

De manera análoga se puede comparar a la profundidad de corte de los cortadores con el corte que realiza un cepillo para madera que usan los carpinteros, en este caso si la hoja del cepillo tiene mayor exposición el

corte será mas profundo, lo mismo que ocurre con los cortadores del cono de la broca.

3.8 Análisis de brocas para pozos offset.

Luego de la perforación de los pozos offset Alice 10H y Alice 11H se realizo un análisis de brocas, donde se pudo observar que el principal problema fue la disminución de los calibres de las brocas.

- ✓ Para el primer pozo, Alice 10H, las tres brocas PDC utilizadas en la perforación, al momento de ser sacadas presentaron desgastes en el calibre, cuya calificación de calibre se muestran a continuación y se las puede revisar en el registro de brocas.
- × La primera broca HCR605Z con la cual se perforo hasta el primer objetivo propuesto hasta 7055 pies presento un desgaste de calibre de 2/16". Graf. 41.



Fig. 41 Primera broca de 12 ¼" HCR605Z en Alice 10H

- × La segunda broca HCR605Z la cual se utilizó en la aplicación con el uso de power drive, perforó hasta una profundidad de 7809 pies, presento un desgaste de 1/16". Fig. 42.

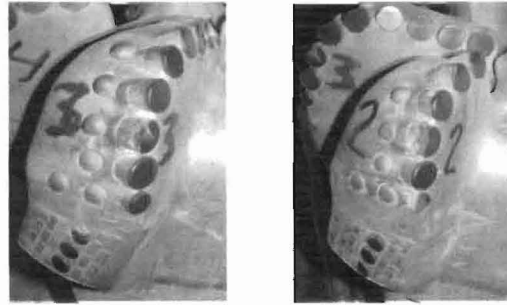


Fig. 42 Segunda broca de 12 ¼" HCR605Z en Alice 10H

- × La tercera broca HCR605Z se utilizo en cuatro aplicaciones durante la perforación, en la primera aplicación se la utilizo con power drive y perforó 200 pies, las siguientes aplicaciones se las hizo con motor de fondo excepto la ultima que fue BHA rotario y perforaron 32 pies, 235 pies y 92 pies respectivamente. Esta broca presento desgaste de 2/16" luego de la última aplicación. Fig. 43.

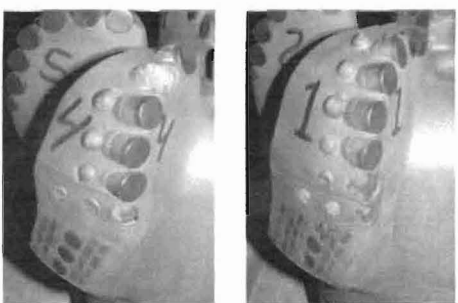
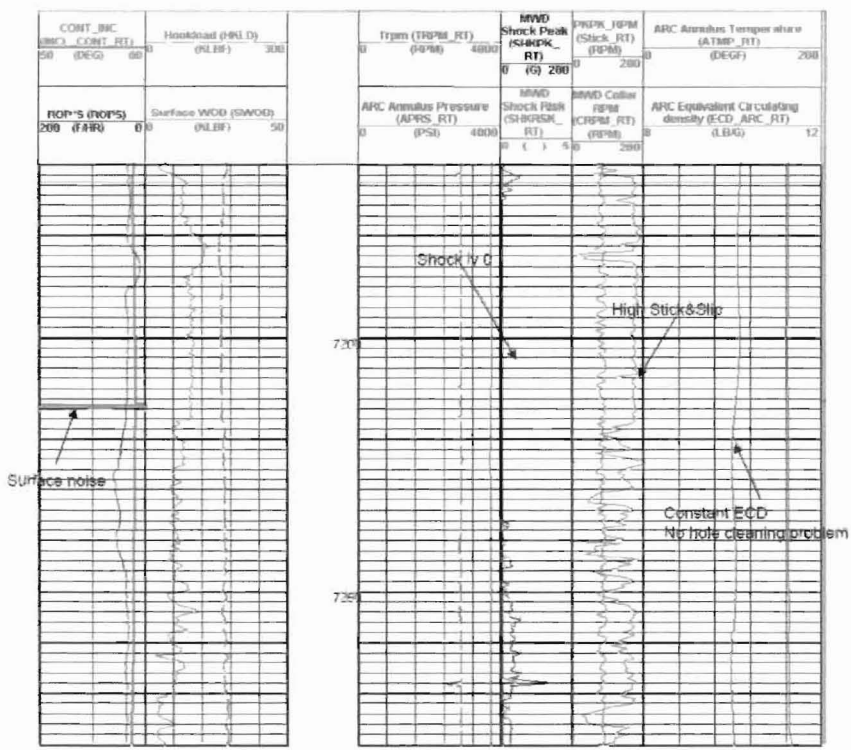


Fig. 43 Tercera broca de 12 ¼” HCR605Z en Alice 110H

✓ En el Alice 10H cuando se perforo con power drive, se presentaron problemas de vibración torsional extrema conocida como Stick Slip, lo cual se ve reflejado en el Graf. 3.6.



Graf. 6 Indica Stick Slip cuando se perforo con power drive.

✓ En el Alice 11H también se presentaron problemas con el desgaste del calibre de las tres brocas HCR605Z, que se utilizaron para la perforación del pozo.

- ✗ La primera broca HCR605Z que perforó hasta el primer objetivo propuesto 7130 pies, salió con un desgaste de calibre de 1/16".

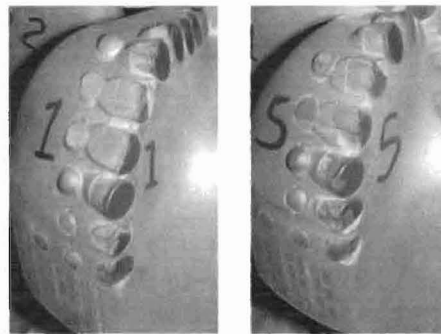


Fig. 44 Primera broca de 12 ¼" HCR605Z en Alice 11H

- ✗ La segunda broca HCR605Z que perforó en este pozo lo hizo desde 7605 hasta una profundidad de 9150, esta broca presento un desgaste de 1/16".

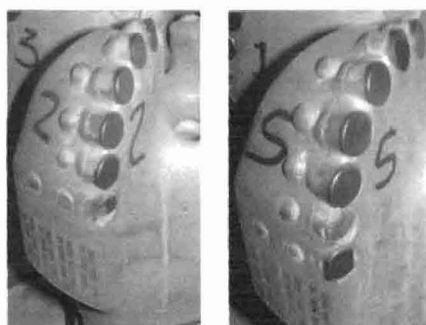


Fig. 45 Segunda broca de 12 ¼" HCR605Z en Alice 11H

- × La tercera broca HCR605Z fue utilizada en dos BHA, un BHA con motor de fondo y el segundo BHA rotario, esta broca perforó aproximadamente 435 pies entre los dos BHA, esta broca tuvo un desgaste de 3/16".

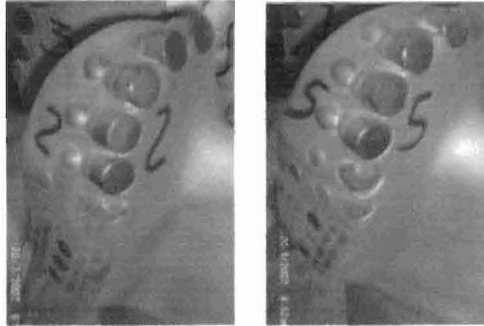


Fig. 46 Tercera broca de 12 ¼" HCR605Z en Alice 11H

- × Basado en el análisis de desgaste y el daño que se presentó en la zona del calibre de las brocas de los pozos offset, se realizó una comparación entre las brocas que trabajaron con presencia de vibración (cuando PD fue usado en Alice 10H) y cuando no se presentó vibración (cuando se utilizó motor de fondo), lo cual permitió encontrar puntos para la optimización del diseño de broca.

3.9 Análisis de Parámetros de perforación de pozos offset.

Para diseñar una nueva broca, el análisis de parámetros de perforación de los pozos offset fue necesario, para conocer las debilidades que presentó la broca que se estaba usando y poder realizar una adecuada optimización para que el rendimiento del nuevo diseño sea eficiente.

Para los dos pozos offset, Alice 10H y Alice 11H se controlaron parámetros como ROP y WOB, en la zona de conglomerado superior, en el chert inferior y en la zona de interés arena M1, se lleva a cabo este control de parámetros debido a la dureza de formación que se presenta en estas zonas, aproximadamente en el conglomerado superior se alcanzan durezas de hasta 10,000 psi, las durezas para el chert inferior puede alcanzar durezas de hasta 11,500 psi y para la zona de interés se alcanzan durezas de hasta 12,500 psi, esta información se podrá verificar en el Anexo A de este trabajo, formaciones que pueden acortar la vida útil de la broca en caso de que el control de los parámetros no sea realizado.

Otro de los parámetros que se observan en el análisis de parámetros de los Anexos F1 y F2 son la cantidad de deslizamientos que se realizaron durante la perforación de los dos pozos offset, lo cual se debió realizar debido a la falta de control direccional, ocasionado por dos factores:

- 1) Diseño de BHA

2) Diseño de la broca

- En el Alice 10H se observa un continuo deslizamiento en la formación Tiyuyacu entre el conglomerado superior y el tope del chert inferior.
- En el Alice 11 H se tuvo que realizar deslizamientos en ciertos puntos a lo largo de Tiyuyacu pero hubo mayor incidencia de deslizamientos luego del chert inferior al arribar a la formación Tena y también en la zona M1.

La tecnología de las brocas HCR605Z, también es graficada en el análisis de viajes de los Anexos F1 y F2, lo cual está titulado como EZ steer Job, en esta columna se observará la profundidad de corte (DOC), en código de colores el rojo significa poco contacto de los cortadores con la formación y el color verde un contacto eficiente.

Al observar nuevamente los análisis de parámetros para nuestros pozos offset, en la columna de trabajo EZ STEER, se observará que predomina el color rojo a lo largo de todas las formaciones perforadas, lo cual implica que, no existía un eficiente contacto con la formación, que es el resultado de una deficiente profundidad de corte.

3.10 Optimización de la broca PDC para la sección en estudio.

Realizar una optimización de brocas era necesario para la perforación de la sección de 12 ¼", ya que en los pozos offset se presentaron diversos problemas con la broca tales como, falta de estabilidad y poco control direccional lo que generaba mayor cantidad de deslizamientos y por lo tanto menor desempeño y corta duración de la estructura de corte, que en consecuencia tuvo carreras cortas y costos adicionales.

Por lo tanto, para eliminar estos problemas y mejorar el rendimiento de la broca, se realizó un nuevo diseño con las características que se muestran en los ítems siguientes.

3.10.1 Selección del tipo de corona

Luego de realizado el análisis de desgaste de todas las brocas usadas en los pozos de referencia, no se observaron mayores daños causados por erosión en la matriz de carburo de tungsteno, lo que nos da como referencia que este tipo de material es el adecuado para la perforación de la sección de 12 ¼".

Considerando que la litología en la sección de estudio esta formada por arcilla, conglomerado, chert y arena; la posibilidad

de utilizar una matriz de acero no era lo adecuado debido a que el riesgo de rotura y/o erosión prematura de la corona es alta.

Adicionalmente la planificación del pozo estaba dada para que se realice la sección completa con el uso de una o dos brocas por lo que una corona de carburo de tungsteno era lo mas apropiado.

3.10.2 Selección del perfil de la nueva broca

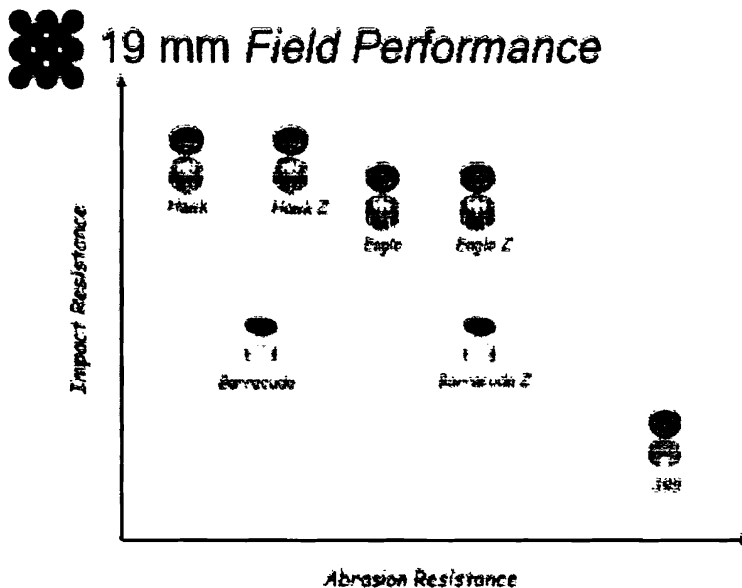
El tipo de perfil que se decidió colocar para este nuevo diseño de broca fue un perfil parabólico largo, debido a que se requería mejorar la distribución de las cargas sobre cada cortador, para así alargar la durabilidad de los mismos.

3.10.3 Selección de los cortadores

En la selección de cortadores para una broca PDC no se cuenta con un método definido para determinada aplicación, se debe seleccionar los diámetros de cortadores dependiendo del diámetro de la broca y su aplicación para la perforación de un pozo.

Para el caso de este nuevo diseño de broca PDC se decidió colocar cortadores de 19 mm, en cada una de las zonas de la broca, colocados en forma espiral con ángulos de rastrillaje variables, es decir 15° para el cono, 15° para la nariz, 20° para el hombro y de 30° para el calibre de la broca, lo cual nos generaba una mayor agresividad en el hombro.

Los cortadores que se seleccionaron para este diseño presentan una mayor resistencia al impacto Hawk Z (Fm. Tiyuyacu) y características complementarias de resistencia a la abrasión Eagle Z (Fm. Napo) como se observa en el Graf. 7.



Graf. 7 Calidad de los cortadores (Impacto Vs. Abrasión)

3.10.4 Calibre de la broca

En base al desgaste de las brocas de los pozos de referencia Alice 10H y Alice 11H, se decidió mejorar la durabilidad del calibre, así como la carga sobre los cortadores de esta zona.

Para esto se alargó el perfil de la aleta con el fin de aumentar el número de cortadores en el calibre. Al mismo tiempo se colocaron cortadores de back-up tras los dos últimos cortadores del calibre, con el fin de mitigar posibles golpes en los cortadores principales.

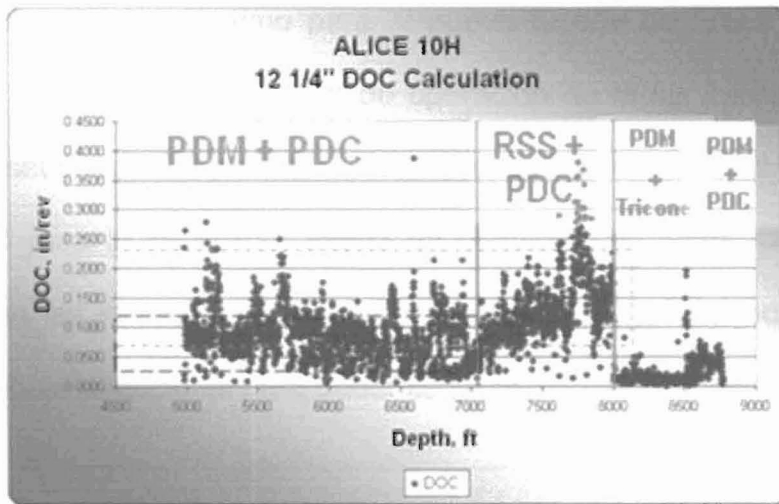
Finalmente para aumentar la resistencia a la abrasión del pad del calibre se cambiaron las láminas de carburo de tungsteno por láminas de TSP (Diamante triangular térmicamente estable).

De esta forma se garantizó que el calibre nominal de la broca se mantenga bajo las especificaciones y se eviten problemas causados por un desgaste prematuro como por ejemplo, poca direccionalidad

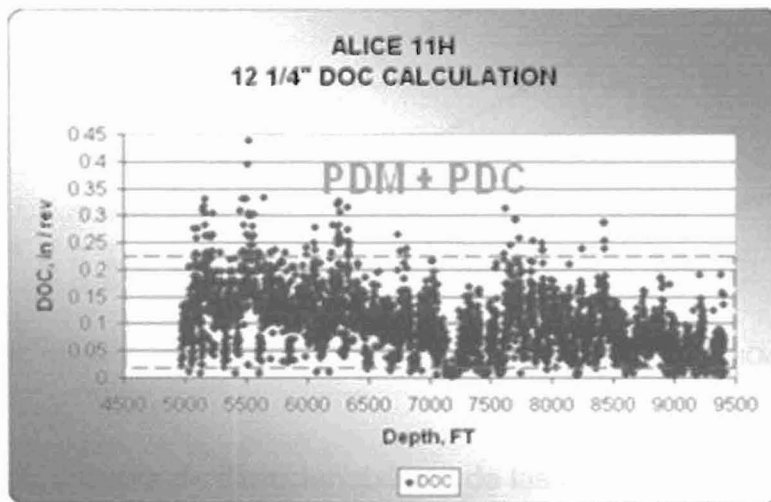
3.11 Determinación de la curva de direccionabilidad de la broca optimizada de acuerdo al diámetro de la misma.

En el caso en estudio el diámetro de broca con la que se trabaja es de 12¼" en la sección respectiva, para determinar la curva de direccionabilidad de la nueva broca, es necesario analizar el rango de puntos de profundidad de corte (DOC) de las brocas de los pozos offset, para esto realizamos un grafico de puntos (Graf. 3.10), en el cual se observa cual es la profundidad de corte de la broca dependiendo de la profundidad a la que va la broca y permite determinar cual es el rango optimo para el nuevo diseño.

El grafico de puntos de DOC Vs. Profundidad se lo realiza con la información pie a pie de los parámetros de perforación de las brocas PDC usadas en la perforación de los pozos offset de este estudio.



Target DOC for PDM 0.03 - 0.12 in/rev
Target DOC for RSS 0.08 - 0.22 in/rev

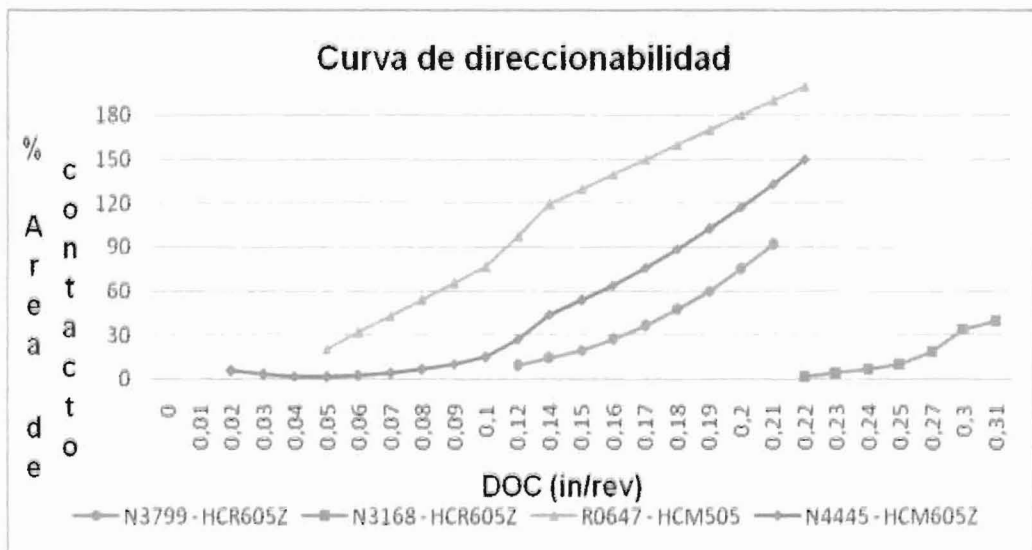


TARGET DOC 0.03 - 0.22 in/rev

Graf. 8 Mapas de puntos generada por el DOC de las brocas que perforaron los pozos offset (Alice 10H y Alice 11H).

En los mapas de puntos de los pozos offset se puede observar una acumulación de puntos en el intervalo de 0.02 hasta 0.2 del eje perteneciente al DOC, lo que permite determinar que este intervalo

debería ser el rango óptimo para el nuevo diseño de broca, esto se concluye debido a que el rango de operación de las brocas de los pozos offset era de 0.2 para la HCR605Z usada en el Alice 10H y de 0.2 hasta 0.3 para la HCR605Z usada en el Alice 11H, estos rangos no satisfacían las necesidades de control direccional, lo que ocasionaba mayor trabajo direccional para poder llegar al objetivo planteado.



Graf. 9 Curva de direccionabilidad de las brocas usadas

Una vez determinado el rango óptimo necesario para que el DOC sea el adecuado durante la perforación de un pozo, la gente encargada de diseño modifica la broca exponiendo más los cortadores, lo que ocasiona un mayor contacto de los cortadores con la formación y dependiendo de si se desea mayor o menor contacto de la matriz, con el fin de que se

generen los surcos en la parte del cono característicos de la tecnología EZSteer de las brocas en estudio. Estas modificaciones en la exposición de los cortadores modifica a su vez la curva de rozamiento o curva de direccionabilidad del nuevo diseño de broca adaptándola a las necesidades de la perforación de los pozos horizontales en el campo en estudio.

3.12 Datos de pozos perforados con aplicación de BHA's optimizados

Luego de la optimización de BHA y de iniciado el estudio para realizar el nuevo diseño de la broca PDC, se perforaron dos pozos horizontales, los cuales los tomaremos como pozos de transición, en este ítem señalaremos los planes direccionales, los BHA que se usaron y los registros de las brocas para Fanny 18B-89H y para Alice 14H.

Planes direccionales

Plan direccional propuesto y real para el Fanny 18B-89H

Para la sección de 12 ¼" en Fanny 18B-89H se propuso una trayectoria direccional tipo J para llegar a la zona de interés en la arena M1 a una profundidad aproximada de 10177 ft. MD, con una proyección horizontal de 10177 ft. MD con 86.00 grados y 248.35 grados azimut desde donde

se comenzara a perforar la sección horizontal del pozo. Este plan direccional se puede observar en el Anexo C3.

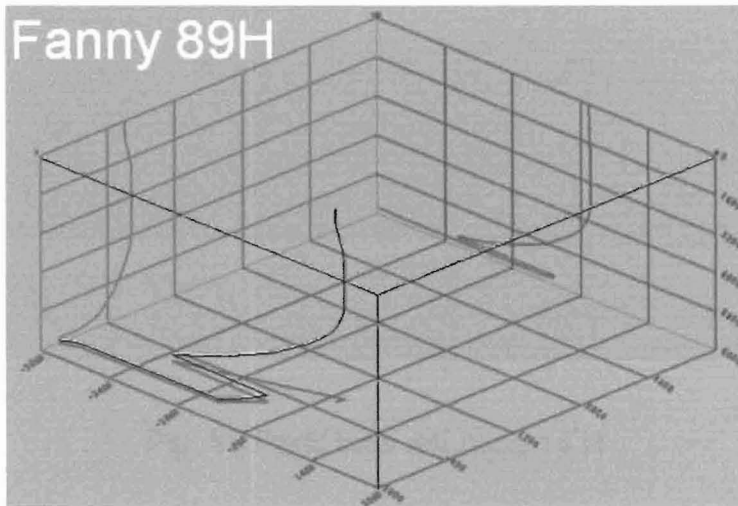


Fig. 47 Perfil Total del Fanny 18B-89H

Plan direccional propuesto y real para el Alice 14H

Para la sección de $12 \frac{1}{4}$ " en Alice 14H se propuso una trayectoria direccional tipo J para llegar a la zona de interés en la arena M1 a una profundidad aproximada de 8721 ft. MD, con una proyección horizontal de 8721 ft. MD con 82.40 grados y 224.42 grados azimut desde donde se comenzara a perforar la sección horizontal del pozo. Anexo C4 muestra los planes direccionales de manera grafica.

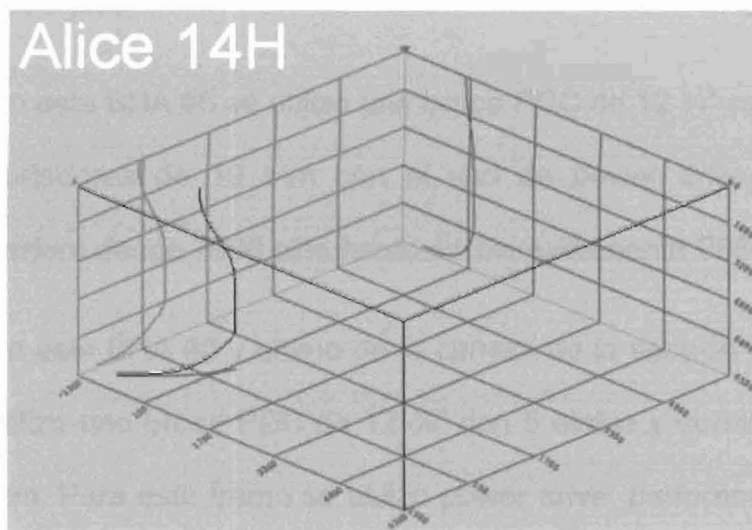


Fig. 48 Perfil total del Alice 14 H

BHA utilizados

BHA para la perforación del pozo Fanny 18B-89H

La sección de 12 ¼" del pozo Fanny 18B-89H fue perforado con 3 BHA, la perforación de esta sección comprende el intervalo 4965 hasta 10142, los BHA para este pozo fueron:

- El BHA #4 bajado para la perforación del Fanny 18B-89H estaba compuesto por una broca PDC de 12 ¼" con cortadores de 19 mm y con 5 aletas, para la perforación se utilizó motor de fondo

con un BH=1.5 grados, este BHA perforo desde 4965 pies hasta 7900 pies.

- En este BHA #5 se utilizo una broca PDC de 12 ¼" con 5 aletas y cortadores de 19 mm con el uso de power drive. Este BHA perforo desde 7900 pies hasta aproximadamente 9889 pies.
- En este BHA #6 y ultimo de la carrera de la sección de 12 ¼" se utilizo una broca PDC de 12 ¼" con 5 aletas y cortadores de 19 mm. Para este tramo se utilizo power drive, perforando un tramo de 243 pies.

En este pozo se retomo la utilización de Power drive en los dos últimos BHA, para esta aplicación se utilizo el BHA optimizado, lo cual permitió la disminución de cantidad de BHA utilizados y una mayor perforación por cada BHA. Los detalles de estos BHA se los puede consultar en el Anexo D3.

BHA para la perforación del pozo ALICE 14H

La sección de 12¼" del Alice 14H utilizo 7 BHA para la perforación de la sección que comprende desde 5057 ft hasta 8651 ft, estos BHA se detallan a continuación:

- El BHA#4 perforó con una broca PDC para aplicaciones direccionales de 5 aletas con cortadores de 19 mm de cuerpo de carburo de tungsteno. Se perforó con motor de fondo con un Bent Housing de 1.5 grados y con 0.2 rev/gal. Este BHA perforó 1234 pies desde el zapato a 5057 pies.
- El BHA#5 perforó con una broca PDC para aplicaciones direccionales de 5 aletas con cortadores de 19 mm de cuerpo de carburo de tungsteno. Se perforó con motor de fondo de 0.2 rev/gal y un Bent Housing de 1.5 grados. Perforó desde 6292 pies hasta 7318 pies.
- El BHA#6 perforó con una broca PDC para aplicaciones direccionales de 5 aletas con cortadores de 16 mm de cuerpo de carburo de tungsteno. Se perforó con motor de fondo de 0.2 rev/gal y un Bent Housing de 1.5 grados. Se perforó 610 pies con este BHA.
- El BHA#7 perforó con una broca PDC para aplicaciones direccionales de 5 aletas con cortadores de 19 mm de cuerpo de carburo de tungsteno. Se perforó con motor de fondo de 0.2 rev/gal y un Bent Housing de 1.5 grados. Este BHA permitió perforar desde 7928 pies hasta 8024 pies.

- El BHA#8 perforó con una broca PDC para aplicaciones direccionales de 5 aletas con cortadores de 19 mm de cuerpo de carburo de tungsteno. Se perforó con motor de fondo de 0.2 rev/gal y un Bent Housing de 1.5 grados. Perforó 545 pies desde 8024 pies hasta 8569 pies de profundidad
- Se bajo este BHA de registros eléctricos para determinar si se llevo a la zona de interés o si es necesario continuar perforando. El BHA#9 esta compuesto por una broca PDC de 12 ¼" con cinco aletas y cortadores de 19 mm, aplicación direccional. Un bit sub con válvula flotante, un ARC-8, un power pulse, el flex monel, un crossover, 19 HWDP, el matillo, 30 HWDP y la sarta o tubería de perforación hasta superficie.
- El BHA#10 perforó con una broca PDC para aplicaciones direccionales de 5 aletas con cortadores de 19 mm de cuerpo de carburo de tungsteno. Se perforó con motor de fondo de 1.6 rev/gal y un Bent Housing de 1.5 grados. Perforó el último tramo de la sección desde 8569 pies hasta 8650 pies de profundidad.

El pozo Alice 14H fue perforado en su totalidad con el uso de motor de fondo y con un aumento en la cantidad de HWDP para todos los BHA.

El aumento de BHA se debió a que se encontró con formaciones inesperadas y eventos no planificados que hicieron que se realicen mas

viajes a superficie de lo planeado. La cantidad de brocas fue igualmente de 3 brocas para este pozo. En el Anexo D4 se puede revisar los BHA usados en este pozo con más detalle.

Registro de Brocas para pozos de transición

Para los pozos de transición, Fanny 18B-89H y Alice 14H también se realizó el registro de brocas, para estos pozos se utilizaron en ambos casos tres brocas PDC.

- ✓ El Fanny 18B-89H utilizó tres brocas PDC para la perforación de la sección de 12 ¼", una por cada BHA utilizado en este pozo. El registro completo de brocas se lo observa en el Anexo G3.
- ✓ El Alice 14 H utilizó tres brocas PDC, las cuales se utilizaron en los 6 BHA de la sección perforada, la broca #1 se reutilizó en el BHA #2 y la Broca #3 se reutilizó por dos ocasiones más en los BHA #5 y #6 de la sección de 12¼", este registro de broca se puede revisar en el Anexo G4.

Capitulo 4

Aplicación de la broca HCM605Z y Análisis de resultados de la perforación de 12¼” para los pozos en estudio.

Luego de realizados los trabajos de optimización tanto para los BHA de fondo y de las brocas de perforación, se aplico estas optimizaciones para la perforación de dos pozos mas, el Fanny 18B-98H y el Dorine 69, estos pozos fueron perforados con la broca HCM605Z que es el diseño optimizado.

4.1 Plan direccional de los pozos perforados con la HCM605Z.

El nuevo diseño de broca y la optimización de los BHA permitieron diseñar a su vez nuevos planes direccionales de pozos, de lo cual la sección de 12¼” se perforo como se planeo y se lo puede observar en los gráficos comparativos de perfil de pozo donde se observa en línea roja el perfil proyectado de pozo y el target al que se debe llegar para cada sección y en línea azul se observa el perfil real del pozo perforado, lo cual se asemeja mucho a cada proyección.

A continuación se muestra los planes direccionales propuestos y los alcanzados para los pozos con la aplicación de BHA y broca optimizados.

Plan direccional propuesto y real para el Fanny 18B-98H

Para la sección de 12¼" en Fanny 18B-98H se propuso una trayectoria direccional tipo J para llegar a la zona de interés en la arena M1 a una profundidad aproximada de 9179 ft. MD, con una proyección horizontal de 9179 ft. MD con 86.86 grados y 215.97 grados azimut desde donde se comenzara a perforar la sección horizontal del pozo, el plan direccional se lo puede revisar en el Anexo C5.

Plan direccional propuesto y real para el Dorine 69H

Para la sección de 12¼" en Dorine 69H se propuso una trayectoria direccional tipo J para llegar a la zona de interés en la formación Tena a una profundidad aproximada de 8459 ft. MD, con una proyección horizontal de 8459 ft. MD con 77.40 grados y 44.00 grados azimut desde donde se comenzara a perforar la sección horizontal del pozo, lo cual se ilustra gráficamente en el Anexo C6.

4.2 Ensamblajes de fondo utilizados en los pozos con la HCM605Z.

Los ensamblajes de fondo o BHA optimizados permitieron que la perforación de los pozos horizontales también se optimice teniendo como resultados la disminución de los tiempos de perforación que a su vez lleva a una reducción de costos de perforación.

BHA para la perforación del pozo Fanny 18B-98H

La sección de 12¼" de Fanny 18B-98H utilizó 3 BHA para la perforación de la sección que comprende desde 4935 ft hasta 9152, estos BHA se detallan a continuación:

- El BHA para la sección 12¼" de este pozo se utilizó una broca PDC de 12¼" con 5 aletas y cortadores de 16 mm. Se utilizó power drive en esta perforación.
- Este BHA utilizó una broca PDC de 12¼" con 5 aletas y cortadores de 19 mm. Se utilizó power drive en esta perforación.
- Este BHA utilizó una broca PDC de 12¼" con 5 aletas y cortadores de 19 mm. Se utilizó power drive en esta perforación.

Como se puede observar, en esta aplicación del nuevo diseño de broca HCM605Z se utilizó solamente power drive, esto se puede verificar en el

Anexo D5 donde se detallan todos los BHA utilizados par la perforación de este pozo.

BHA para la perforación del pozo Dorine 69

El Dorine 69H fue perforado con 2 BHA para la sección correspondiente al diámetro de 12 1/4". El intervalo correspondiente a esta sección va desde 4920ft hasta la profundidad de 9889 ft, los BHA usados se detallan a continuación:

- El primer BHA que se utilizo para esta sección estaba compuesto por una broca PDC de 12 1/4", con 5 aletas y cortadores de 19 mm. Se perforo este tramo con motor de fondo con Bent Housing de 1.5 grados.
- Este BHA esta compuesto por una broca de 12 1/4" de 5 aletas con cortadores de 19 mm, se perforo con motor de fondo con BH=1.5 y 0.16 rev/gal.

Este pozo fue perforado en su totalidad con motor de fondo, decisión de la empresa operadora, lo cual aumento los días de perforación lo cual se analizara en un ítem posterior. Los BHA de este pozo se detallan en el Anexo D6.

4.3 Registros de brocas de pozos de aplicación.

La aplicación del nuevo diseño de brocas HCM605Z, en los dos pozos Fanny 18B-98H y Dorine 69, permitió que la perforación de estos pozos se realice de manera exitosa, lo que permitió la reducción de los tiempos de perforación y consecuentemente los costos de perforación.

- ✓ Para el Fanny 18B-98H en la sección 12¼" de nuestro estudio utilizo dos brocas HCM605Z, donde se utilizo power drive como guía direccional. Los registros de brocas se pueden revisar en el anexo G5.
- ✓ Para el Dorine 69 se utilizo solamente una broca HCM605Z, para la sección 12¼", con el uso de motor de fondo como guía direccional. Registro de brocas detallado en el Anexo G6.

4.4 Análisis de frecuencia de viajes realizados durante la perforación para la sección de 12¼".

Desde este punto hasta el final del análisis se tomara a los seis pozos en estudio, para el desarrollo del trabajo.

Al referirse a la frecuencia de viajes se hablara de la cantidad de viajes que se realizan durante la perforación, sean estos viajes de limpieza, viajes cortos o los viajes a superficie, estos pueden ser por viajes

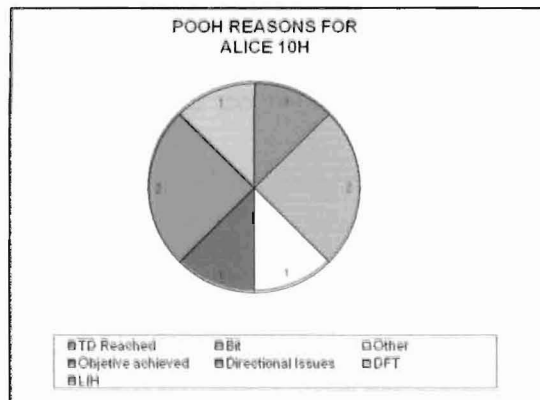
programados por la operadora o por eventos inesperados que ocurren durante la perforación.

En este ítem se realizará una comparación de la cantidad de viajes realizados en la perforación de los pozos en estudio y se analizará las causas del por que de los viajes.

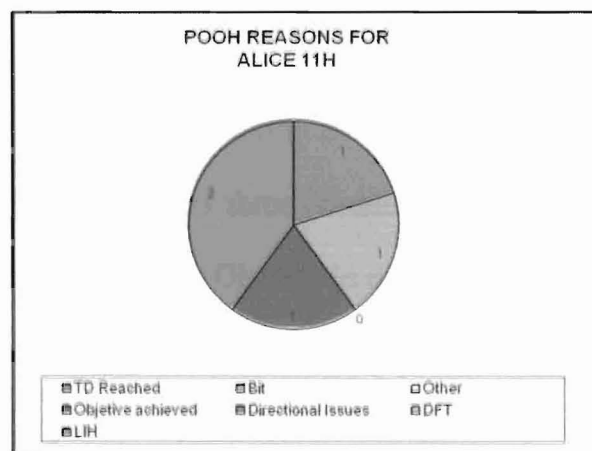
Análisis de viajes de los pozos offset Alice 10H y Alice 11 H

De los seis pozos en análisis se considerara los pozos Alice 10H y Alice 11H como pozos offset, por ser los primeros pozos de la campaña tuvieron la mayor cantidad de viajes a superficie debido a que se presentaron problemas con las brocas, equipos direccionales, fallas en las herramientas de fondo, viajes de retorno, por objetivos alcanzados y por profundidad total.

Los gráficos de pastel que siguen nos mostraran la frecuencia y la causa por la cual los viajes a superficies tuvieron que ser realizados.



Graf. 10 Razones de salida para el pozo Alice 10H



Graf. 11 Razones de salida para el pozo Alice 11H

Como se observa en los gráficos de pastel (Graf. 9, 10) en los dos pozos se presentaron principalmente problemas con los equipos direccionales y con la broca de perforación, lo cual dio pie al análisis para las optimizaciones tanto de BHA como de brocas.

El análisis de viajes (“trip analysis”) Anexo E1 para el Alice 10H se muestra que para este pozo se realizaron 8 viajes a superficie de los cuales:

- 1 viaje fue por objetivos alcanzados
- 1 por falla de los equipos de fondo (ARC)
- 2 viajes por cambio de broca (uno por acumulación de vibraciones en la broca y uno por cambio de broca tónica a PDC),
- 1 viaje por arribar a una formación inesperada y
- 2 viajes por problemas direccionales (uno por transferencia de peso y el otro por bajos DIs desde el PD).
- El último viaje fue por arribo a la profundidad total programada.

Además de los viajes a superficie, se realizaron 2 viajes de limpieza hasta el zapato (4980') para el primer BHA que perforó y 2 viajes de limpieza al zapato para el cuarto BHA, los viajes de limpieza se realizan cada 30 horas aproximadamente, dependiendo de las políticas de cada empresa.

Para del Alice 11H el análisis de viajes Anexo E2 muestra que en el pozo se realizaron 5 viajes a superficie, detallándose a continuación:

- 1 viaje se realizo por objetivos alcanzados,

- 2 viajes por problemas direccionales (uno por cambio de motor y MWD y el otro por cambio de motor y estabilizador),
- 1 viaje por embolamiento de la broca
- El último viaje se realizó por arribar a profundidad total programada.

Para este pozo se realizó un viaje de limpieza para el primer BHA que perforo, un viaje de limpieza para el segundo BHA y dos viajes para el tercer BHA, estos viajes hasta el zapato y un viaje de limpieza para el cuarto BHA hasta 8218 pies.

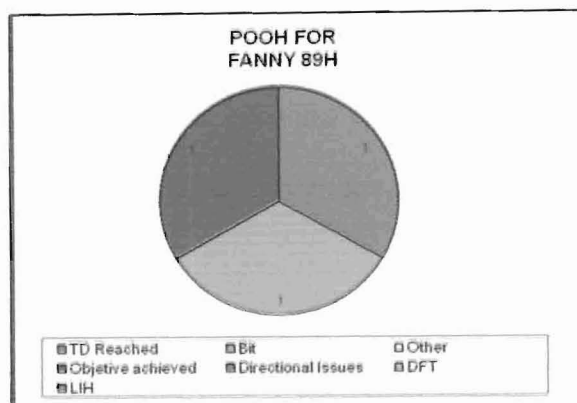
Análisis de viajes para los pozos Fanny 18B-89H y Alice 14H

Los pozos que se analizaran a continuación son pozos de transición como se mencionó anteriormente, se los considera pozos de transición y a su vez pozos de aplicación de BHA optimizados.

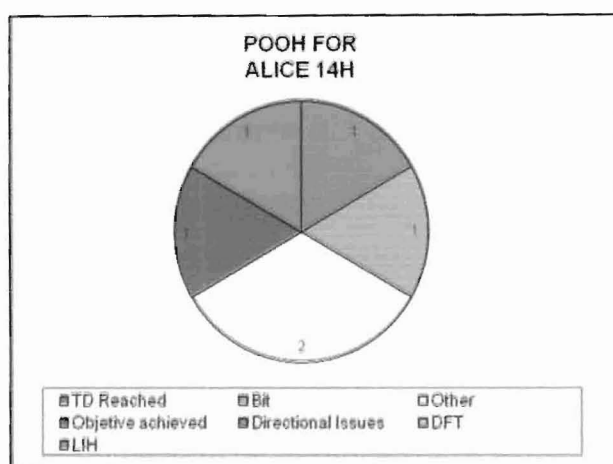
En estos dos pozos no se aplicó la broca HCM605Z, debido a que las brocas son diseñadas según los requerimientos y fabricadas fuera del país.

Los gráficos de pastel indican la disminución de viajes y las causas por los cuales se realizaron estos, como en el caso de Fanny 18B-89H que

se realizo con un viaje por cambio de broca, en cambio en el Alice 14H se realizaron seis viajes de los cuales solo uno fue por cambio de broca.



Graf. 12 Razones de salida para el Fanny 18B-89H



Graf. 13 Razones de salida del Alice 14H

En el análisis de viajes para el Fanny 18-B89H, Anexo E3, se puede observar que solo se realizaron tres viajes a superficie, como sigue:

- 1 Salida programada de BHA

- 1 por cambio de broca por pérdida de ROP
- 1 por arribar a profundidad total

Como se observa la disminución de viajes fue considerable, debido a que se desarrollaron programas de optimización de BHA, lo cual se observó en el ítem 4.1 y permitirá que la perforación sea más rápida. Además para los tres BHA se realizaron viajes de limpieza hasta el zapato guía.

Para el Alice 14H se realizaron mayores viajes a superficie en comparación con el Fanny 18B-89H o el Alice 11H como se observa en el análisis de viajes del Anexo E4, esto se debió a que hubieron problemas inesperados durante la perforación del pozo, estas razones de salida se detallan como sigue:

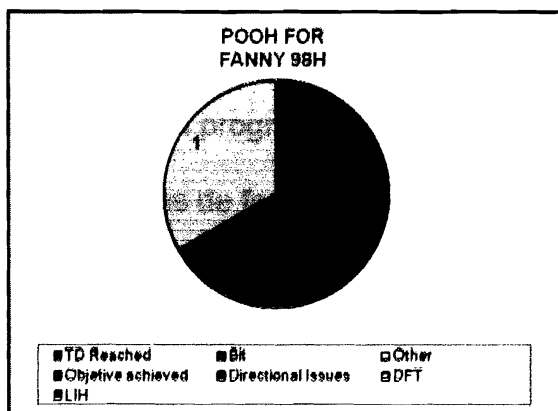
- 1 por profundidad programada alcanzada
- 1 por problemas direccionales
- 1 por embolamiento de la broca
- 2 por eventos inesperados (geología y cambio de estabilizador)
- 1 por alcanzar la profundidad total.

Se puede recalcar que el problema con la broca se redujo a solo un motivo de salida por esta causa, fueron los problemas inesperados como la formación no prevista la que ocasiono que sea necesario sacar

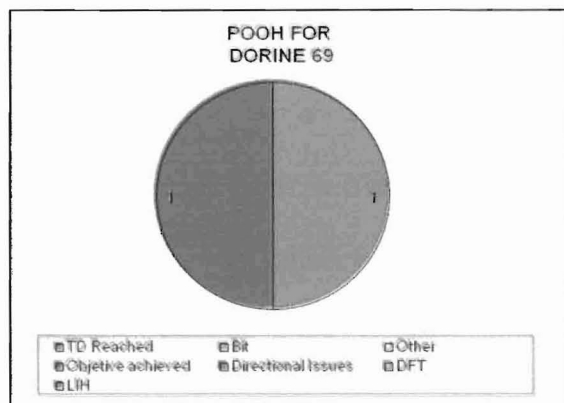
la sarta de perforación para el caso del Alice 14H, para el caso del Fanny 18B-89H solo se realizo un viaje de salida por broca.

Análisis de los pozos con aplicación de la broca HCM605Z

En el análisis de los gráficos de pastel se observa que los viajes se disminuyeron en su totalidad, ocurriendo tres viajes para Fanny 18B98H y solo dos para el Dorine 69. Los dos gráficos de pastel permiten identificar las causas por las que se sacaron los BHA, estas causas no tienen que ver ni con la broca ni con los equipos direccionales, como se observo en el análisis de datos de perforación de los pozos anteriores.



Graf. 14 Razón de salida Fanny 18B-98H



Graf. 15 Razón de salida Dorine 69

El análisis de viajes Anexo E5 muestra que para Fanny 18B98H se realizaron tres viajes a superficie siendo los motivos los que se detallan a continuación:

- Profundidad alcanzada programada
- Fallas de herramientas de fondo
- Se llegó a profundidad total

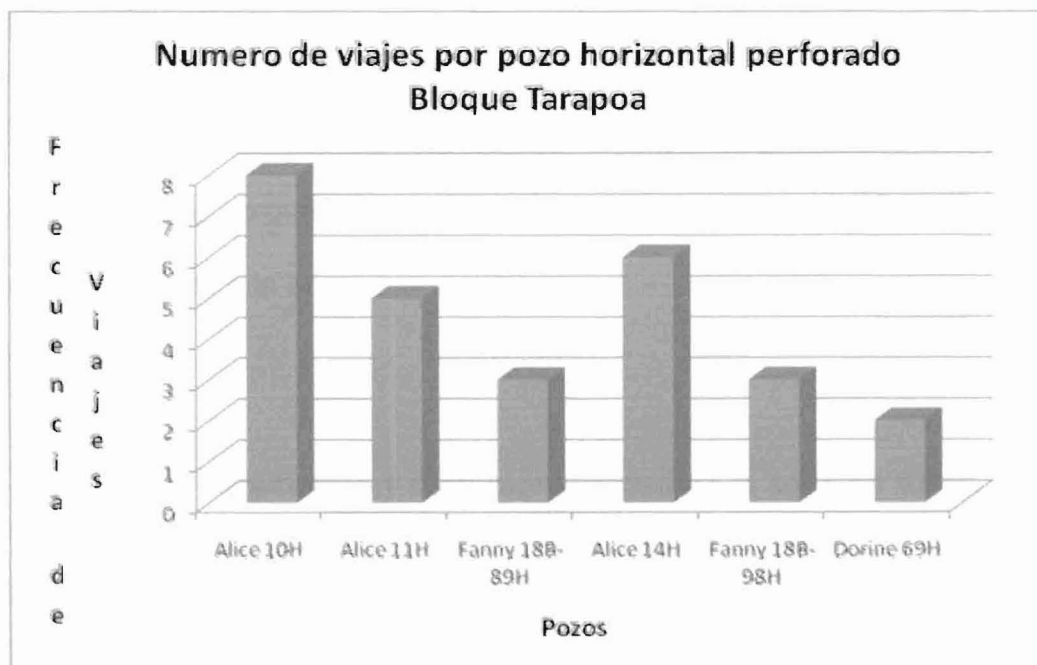
La falla de herramienta de fondo se debió a que los datos no estaban llegando a superficie por lo tanto era necesario sacar la herramienta para su revisión.

Se realizó viajes de limpieza hasta el zapato luego de que perforaran el primer BHA, el tercer BHA y un último viaje de limpieza hasta superficie para verificación de buen estado del pozo.

En el último pozo de nuestro análisis, se logró alcanzar el objetivo propuesto por la empresa, y llegar a disminuir los viajes a superficie, como se puede observar en el análisis de viajes Anexo E6 solo se realizaron dos viajes a superficie:

- 1 viaje programado por profundidad
- 1 viaje por llegar a profundidad total

Durante la perforación de este pozo, se realizaron tres viajes de limpieza hasta zapato para el primer BHA y un viaje corto para el segundo BHA.



Graf. 16 Comparación del número de viajes de los pozos de estudio

En el gráfico 15 de barras se puede observar que se logró llegar a los objetivos propuestos, disminuir la cantidad de viajes a superficie de una cantidad de 8 viajes hasta solo 2 viajes, esta disminución de viajes a superficie se alcanzó debido a la optimización de los BHA, que permitió eliminar los viajes inesperados a superficies, permitiendo que el tiempo de perforación sea mayor, debido también al aumento de peso sobre la broca y por consiguiente de la tasa de perforación.

Además de estos cambios en el BHA también contribuyó de gran manera el hecho de haber diseñado una broca (HCM605Z), exclusiva para la perforación de los pozos horizontales en el bloque Tarapoa, con lo cual se facilitó mayormente el trabajo direccional y se logró estabilidad de la sarta de perforación evitando las vibraciones.

La selección de cortadores resistentes al impacto y a la erosión y la colocación de cortadores para protección del calibre permitió darle una mayor vida útil a la broca.

4.5 Análisis de parámetros y direccionabilidad de la sección 12¼”.

El control de parámetros para los pozos de aplicación sigue siendo parte importante para mantener la vida útil de la broca, como se mencionó anteriormente las durezas de las formaciones, en el caso de

Tarapoa el conglomerado superior, el chert inferior y la zona de interés M1, requieren el mayor control de parámetros para que el rendimiento de las brocas sea el mas eficiente a lo largo de la perforación del pozo. Como se puede observar en los Anexos F5 y F6 en los parámetros ROP y WOB, ocurre una disminución de valores al atravesar las formaciones más difíciles, lo cual permitió que una misma broca tenga mayor cantidad de pies perforados.

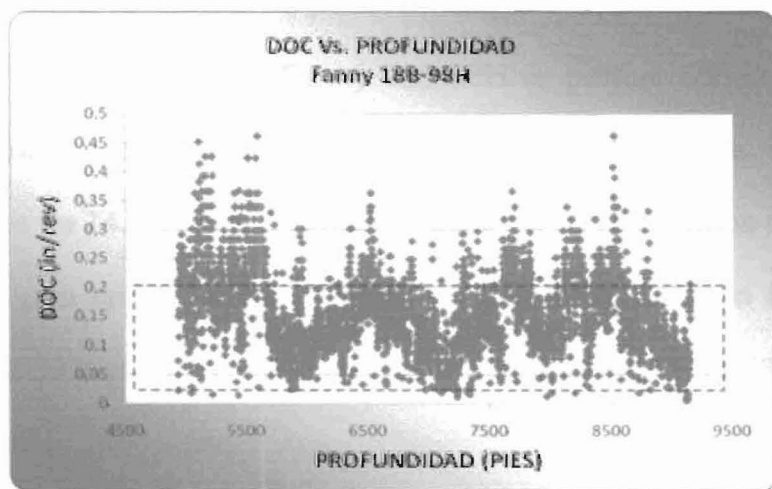
La tecnología EZSteer de la broca es el factor más importante a considerarse durante la perforación de un pozo horizontal.

En el ítem 3.11 de este trabajo se menciona la selección de la nueva curva de direccionabilidad para el diseño de la nueva broca, luego de la aplicación y habiendo obtenido los datos de DOC verificamos con los gráficos de puntos de DOC Vs. Profundidad (Graf. 17 y Graf. 18) que el rango seleccionado fue el mas optimo debido a que si se cumplió con el objetivo de tener mayor contacto con la formación a lo largo de toda la perforación del pozo.

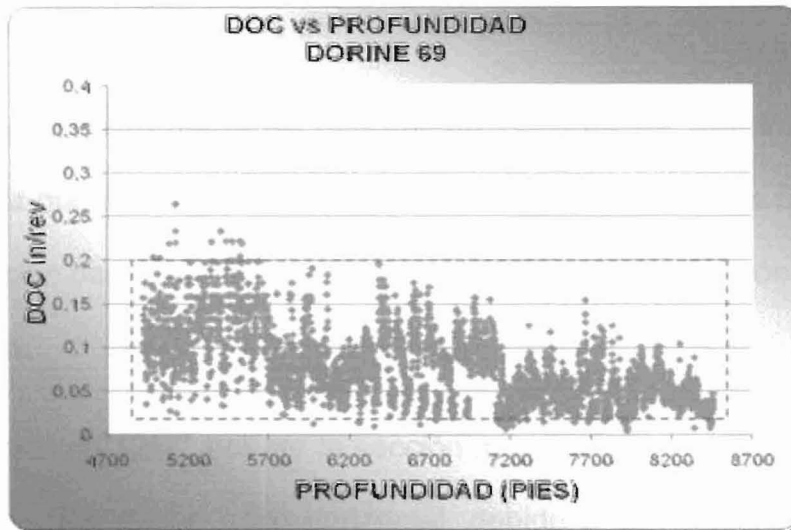
En el caso del Fanny 18B-98H la columna de EZSteer del análisis de parámetros del Anexo F5 se presentaron zonas de poco contacto con la formación para las dos brocas que se utilizaron, en el caso de la primera broca HCM605Z se tuvo estas zonas de poco contacto en la formación Ortegua. Para la segunda broca que se utilizo en este pozo

existieron tres zonas en la formación Tena donde el contacto con la formación no era el adecuado. Las zonas de poco contacto con la formación aparecieron en el momento en que la broca tuvo mayor ROP, lo que ocasiono que se supere el rango de DOC, superando el rango de porcentaje de área de contacto de la curva de direccionabilidad.

Para el Dorine 69H, donde se utilizo una sola broca para la perforación de toda la sección, el contacto con la formación fue eficiente, como se observa en el Anexo F6, los datos de la columna EZSteer se encuentran en color verde lo que indica que durante todo el intervalo que perforó la broca se ajusto al trabajo direccional requerido, es decir la profundidad de corte era la adecuada, lo que llevaba a que el área de contacto broca-formación este dentro del rango de datos de la curva de direccionabilidad.



Graf. 17 Mapa de puntos Fanny 18B-98H



Graf. 18 Mapa de puntos Dorine 69

La tasa de perforación a la que avanza una broca y la cantidad de pies perforados por cada broca son importantes debido a que esto nos ayuda a la reducción de viajes, tiempos y costos de perforación, observando el anexo I y J al final de esta tesis, se puede determinar que con el nuevo diseño se pudo conseguir mayores pies perforados con ROP promedios, en el Fanny 18B-98H se perforo con dos brocas, la primera perforó 2661 pies y la segunda 1552 pies con ROP promedios de 74 pies/hr y 80 pies/hr respectivamente. Dorine 69 perforó solo con una broca, la cual perforo en dos BHA la broca HCM605Z perforo 3539 pies con ROP promedios para cada BHA de 73 pies/hr y 52 pies/hr.

4.6 Análisis comparativos de tiempos de perforación.

El tiempo que se tarda en perforar un pozo es de vital importancia, debido a que las empresas operadoras requieren de cortos tiempos de perforación para disminuir los costos e iniciar una producción temprana del pozo.

La sección de 12¼", por ser la sección mas complicada al momento de la perforación de un pozo horizontal, debido a los requerimientos de perforación para llegar a los objetivos propuestos y poder comenzar la sección horizontal, es la sección que nos permitirá perder o ganar tiempo de perforación y por lo tanto nos permitirá optimizar los costos de perforación del pozo.

Los análisis de tiempos ("Time Análisis") ayudaron a identificar la sección que mayor tiempo de operaciones requiere, al comparar un análisis de tiempo total de la perforación del pozo y un análisis de tiempo para la sección de estudio, se observa que el comportamiento de los diagramas de pastel es similar en los dos casos, demostrando que esta es la sección que requiere mayor atención en cuanto a control de parámetros, de equipos de perforación y direccionales.

Los diagramas de pastel que conforman el análisis de tiempos, tanto para el pozo total perforado como para la sección de estudio, se los identifica de la siguiente manera:

1. Diagrama de pastel del tiempo total de operaciones.
2. Diagrama de pastel de tiempo normal de operaciones de perforación.
3. Diagrama de pastel del tiempo de operaciones no planeadas.

Análisis de tiempos para los pozos offset Alice 10H y Alice 11H

En los diagramas de pastel para los pozos offset que se observan en los anexos H1 y H2.

Para este análisis compararemos los tiempos totales de perforación del pozo (las tres secciones perforadas) y la sección de estudio (sección 12¼”), se realizará esta comparación debido a que el comportamiento de los diagramas de pastel en ambos casos son muy similares, demostrando que la sección de 12¼” es la sección que más tiempo, análisis y cuidados debe tener durante la perforación de un pozo de petróleo.

- ❖ Para el caso del primer pozo offset en estudio tenemos, para el primer diagrama de pastel donde se muestran las relaciones de tiempo entre las operaciones normales de operación y las operaciones no planeadas, donde se observa que el

comportamiento del tiempo total de operaciones y el tiempo de operaciones para la seccion de estudio es similar.

- ❖ En el caso de los diagramas de pastel que muestran las relaciones de tiempos de operaciones normales de perforacion, se observa que tambien al comparar las dos graficas, para tiempos totales de operación como para tiempos normales de perforacion el comportamiento de las relaciones es similar.
- ❖ De igual manera para los ultimos diagramas de pastel para la seccion de estudio como para todo el pozo el comportamiento de relaciones de tiempo es similar.

Para el Alice 11H ocurre un comportamiento similar, en la totalidad del pozo como en la seccion de 12¼" al comparar cada uno de los diagramas de pastel repectivamente que conforman parte del analisis de tiempos.

- ❖ En este pozo se presento una disminucion de los tiempo de operación de eventos no planeados, debido a la optimizacion de BHA que se realizo durante la perforacion de este pozo, que se analizo en el capitulo anterior, esta disminucion se la puede corrororar en el anexo H2 ultimo diagrama de pastel.

- ❖ Todos estos indicadores muestran que la sección de 12¼" objeto de este estudio es la sección más importante, debido a que aquí se podrá ganar o perder tiempo en las operaciones durante la perforación del pozo.

Análisis de tiempos para los pozos de aplicación Fanny 18B-98H y Dorine 69

Luego de realizar las optimizaciones, tanto del BHA como de la broca (HCM605Z), los tiempos de operaciones inesperadas disminuyeron significativamente.

- ❖ El Primer pastel del análisis de tiempo del anexo H3 para el Fanny 18B98H, muestra que del tiempo total de operaciones, la mayor cantidad de tiempo fue ocupada por operaciones de perforación.
- ❖ El segundo diagrama hace una comparación de los tiempos ocupados en operaciones normales de perforación, del cual se puede apreciar que la mayor cantidad de tiempo se utilizó en trabajos de perforación y luego en viajes al zapato para limpieza.
- ❖ En el último pastel del anexo H3, se muestra el problema con el equipo de perforación que se describió en el ítem 4.2, que se

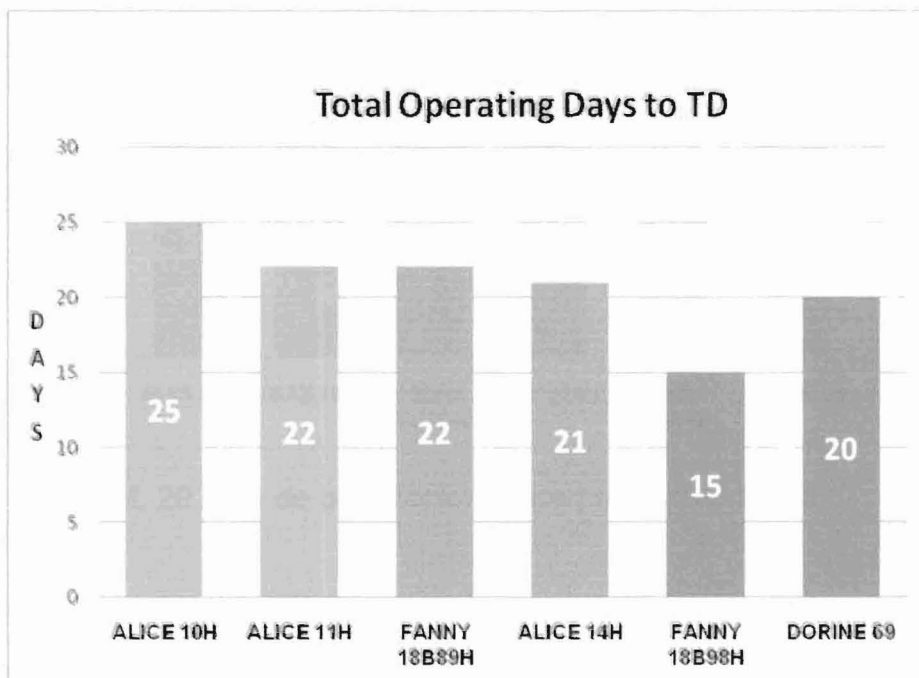
debió a una falla en la transmisión de datos. Lo cual se ve reflejado en el diagrama por que ocupó todo el tiempo de operaciones inesperadas.

En el caso del último pozo en estudio, Dorine 69, el análisis de tiempos de muestra que el tiempo utilizado, tanto para la perforación total del pozo como para la sección de 12¼" en estudio, fue tiempo normal de operaciones.

- ❖ En el Anexo H4 se observa que en el Dorine 69, solo existieron tiempos normales de perforación, producto de una optimización de BHA y de Broca que generó mayor tasa de penetración y mejor control direccional.

Los análisis de tiempos presentados anteriormente muestran, la disminución de los tiempos de operaciones no esperados, aumentando de esta forma las tasas de perforación, lo cual se ve reflejado en una disminución en los tiempos totales de operación como se mostrara en el diagrama de barras (Graf. 18), empezando con el Alice 10H que perforó en un tiempo total de operaciones para las tres secciones perforadas, de 25 días, tiempo que iba disminuyendo gracias a la optimización de

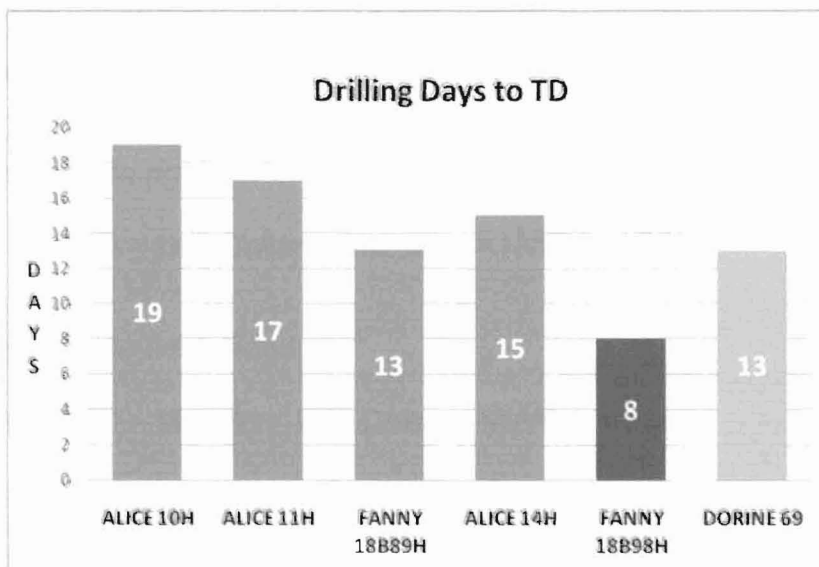
BHA y principalmente a la optimización de la broca (HCM605Z), optimizaciones que permitieron aumentar la tasa de perforación, llegando a disminuir estos tiempos totales de operaciones a 15 días en el caso del Fanny 18B-98H que se perforo en su totalidad con power drive y de 20 días en el caso del Dorine 69 el cual se perforo en su totalidad con motor, llegando así a ser los mejores tiempos de perforación de los pozos en estudio.



Graf. 19 Dias de operación total hasta la profundidad total del pozo

Haciendo una comparación de los tiempos totales de perforación, para las tres secciones, se observa la disminución de estos tiempos debido a que al darle mayor estabilidad a la broca, mejorar la tecnología de los

cortadores y aumentando la cantidad de cortadores en el calibre y en las aletas permitieron que el rendimiento de la broca sea eficiente, logrando nuestro objetivo principal que fue disminuir los tiempos de operaciones totales, disminuyendo los tiempos de perforación.



Graf. 20 Dias de perforacion hasta profundidad total

Como se observa en el diagrama de barras (Graf. 19) los tiempos de perforacion fueron de 19 dias para el primer pozo Alice 10H disminuyendo hasta 8 dias en el Fanny 18B-98H perforado con power drive y 13 dias para el dorine 69 perforado con motor de fondo.

4.7 Análisis comparativo de BHA utilizados.

En este punto es importante resaltar que contrario a lo que el paradigma de la perforación indica, la función primordial de los HWDP no es dar peso al BHA sino es crear una etapa de transición entre un ensamblaje muy rígido (Motor, MWD, Drill Collar) y la sarta de perforación compuesta por drill pipe, logrando así dar flexibilidad a la totalidad del BHA. De lo anterior se puede afirmar:

- En términos de rigidez

Motor > MWD > Drill Collar > Martillo >> HWDP > DP

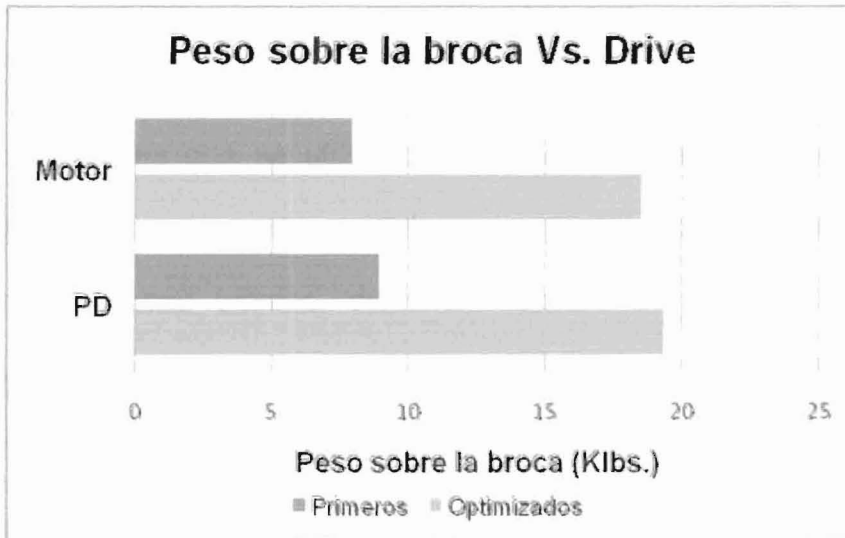
- En términos de flexibilidad

DP > HWDP >> Martillo > Drill Collar > MWD > Motor

Afirmaciones que están completamente demostradas por el análisis de las pendientes de las secciones correspondientes a cada componente en los gráficos de cargas a lo largo del BHA, en el ítem 3.6 del capítulo 3.

Para los dos pozos de referencia, A10H & A11H, en las condiciones simuladas se determinó que haciendo más flexible a los BHA tanto para motor como para power drive el WOB efectivo se incrementa, en una relación de 2,34 a 1 en el caso del BHA con motor de fondo y de 2,17 a

1 en el caso del BHA con power drive, como se muestra en la figura a continuación.



Graf. 21 Comparación de pesos sobre la broca entre el antes y después de la optimización de los BHA.

Luego del análisis de BHA's realizado para la sección de 12¼", los BHA optimizados fueron sugeridos para ser usados en los siguientes pozos programados de la campaña.

4.8 Análisis comparativo de brocas utilizadas.

Al realizar una optimización del diseño de una broca, el principal objetivo es la disminución de la cantidad de brocas a usarse durante la

perforación de una sección, en el caso en estudio la sección de 12¼", haciendo una revisión de los seis pozos que conforman esta tesis la disminución de las brocas PDC utilizadas para perforar la sección fue alcanzado.

Las características que se utilizaron en el nuevo diseño de la broca HCM605Z, fueron la parte medular que contribuyo a disminuir la cantidad de brocas usadas, disminuir numero de viajes, disminuir tiempos de perforacion y consecuentemente disminuir los costos de perforacion de un pozo horizontal en el bloque Tarapoa.

Las características principales del nuevo diseño de broca PDC que ayudaron a la disminucion de los factores anteriormente mencionados fueron:

- **Direccionabilidad.-** Al seleccionar un rango optimo para el DOC de la broca permitio que la tecnologia EZSteer cumpla de manera eficiente su funcion, es decir permitir un mayor y mejor control direccional.
- **Perfil de la broca.-** Cambiar el perfil parabolico corto por un perfil parabolico largo, permitio colocar mayor cantidad de cortadores en el calibre y a su vez tener una mejor distribucion de cargas en la broca.

- Cortadores.- seleccionar cortadores resistentes a la abracion (Eagle Z) y cortadores resistentes al impacto (Hawke Z), ayudo a alargar la vida util de la broca, permitiendo que esta tenga mayor cantidad de pies perforados.

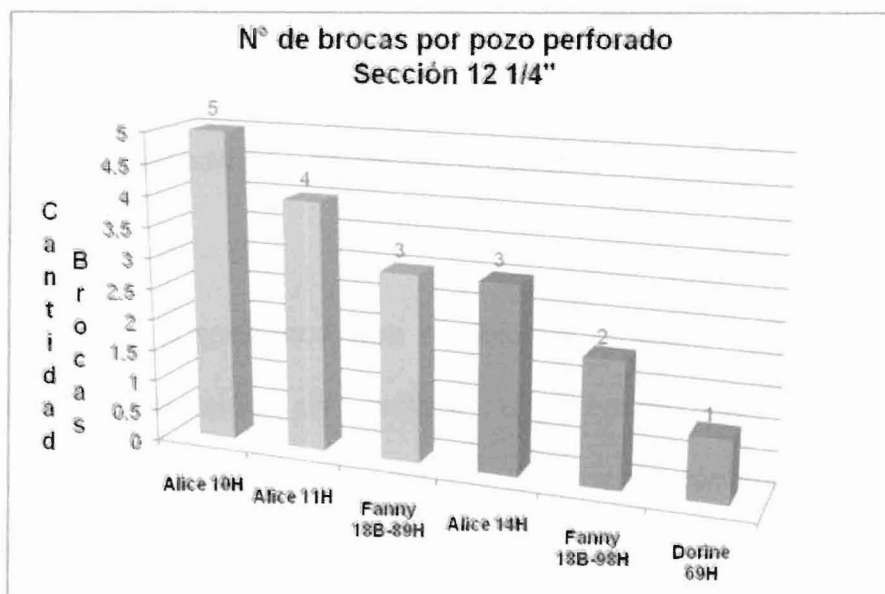
El número de brocas PDC utilizadas en la perforación de los pozos en estudio fueron:

- Alice 10H se usaron cuatro brocas PDC y dos brocas tricónica.
- Alice 11H se usaron tres brocas PDC y una broca tricónica.
- Fanny 18B-89H se usaron 3 brocas todas PDC
- Alice 14H uso tres brocas PDC todas

Luego de la optimización se usaron:

- Dos brocas PDC en el Fanny 18B-98H que perforo con power drive.
- Una broca PDC para el Dorine 69 que perforo con motor de fondo.

Esta información se puede observar en el grafico 21, donde se muestra la disminución de brocas de los pozos en estudio.



Graf. 22 Numero de brocas usadas para la perforacion de la seccion de 12 1/4" de los pozos en estudio.

4.9 Análisis comparativo de costos de perforación.

La inversión que una empresa operadora realiza al perforar un pozo de petróleo es de vital importancia al momento de tomar la decisión de la cantidad de pozos a perforar, que tipo de pozo se realizará sea este vertical, direccional u horizontal, y en que tiempo aproximado se deberá perforar cada pozo.

Cada tipo de perfil de pozo posee un costo de perforación, en el caso en estudio, es decir los pozos horizontales, el costo aproximado es de \$85000 por día de perforación.

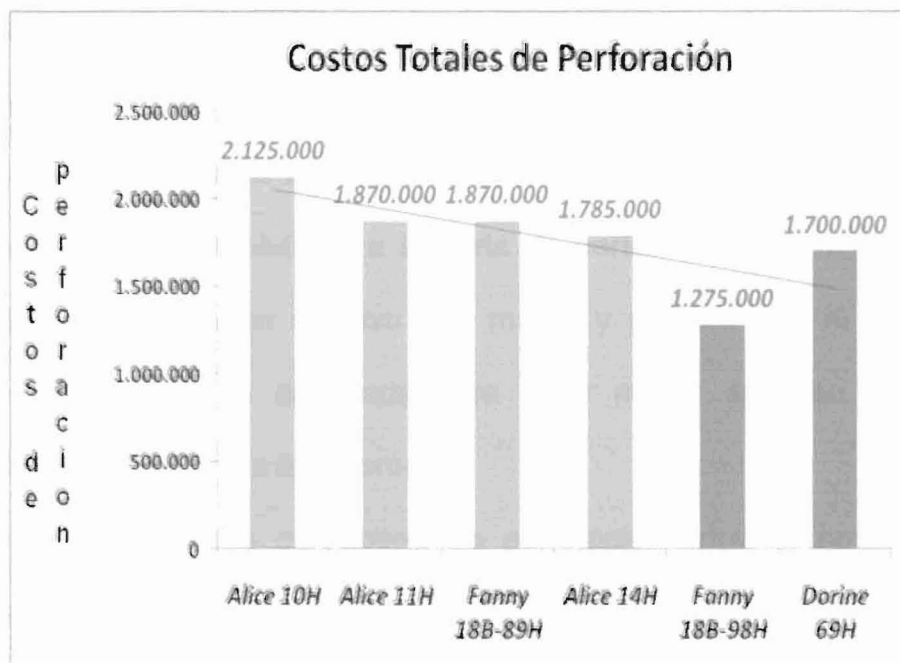
Tomando como referencia los días de operaciones totales durante la perforación de un pozo horizontal, se calculo los costos totales de la perforación de cada uno de los pozos en estudio, lo cual se observa en el Graf. 22.

En el grafico observamos que el objetivo propuesto al momento de tomar una decisión de realizar una optimización de BHA y principalmente una optimización de la broca adaptándola para las condiciones del campo en estudio, fueron alcanzados.

Al comenzar la campaña de perforación de los pozos horizontales se tuvo un costo aproximado de 2'125.000 dólares, luego de realizada la optimización de BHA se logro disminuir estos costos a 1'870.000 de dólares en el caso del Alice 11H que usó solamente motor de fondo, y el mismo valor de 1'870.000 de dólares cuando se volvió a aplicar power drive en el Fanny 18B-89H.

El objetivo se alcanzo en los dos últimos pozos en estudio, en los cuales se usaron power drive (Fanny 18B-98H) y motor de fondo (Dorine 69H), debido a que con motor de fondo se requiere mayor tiempo de perforación los costos de la perforación del Dorine 69 fueron mayores que los costos de perforación del Fanny 18B-98H que perforo con power drive.

Sin embargo la optimización permitió que estos dos últimos pozos tengan menores costos de perforación que los cuatro pozos anteriores que conforman el estudio realizado.



Graf. 23 Costos totales por pozo perforado.

Conclusiones

1. Realizar una optimización de los ensamblajes de fondo, luego de un análisis de problemas que ocasionan salidas a superficie, permitieron que los viajes a superficie innecesarios se disminuyan, teniendo como resultados solamente viajes a superficie programados.
2. Dar una mayor flexibilidad a la sarta de perforación, permitió que el peso sobre la broca efectivo sea mayor y permita que la tasa de penetración sea la adecuada para tener mayor cantidad de pies perforados con una misma broca.
3. Colocar diez juntas de tubería de perforación entre el ensamblaje direccional y los primeros Heavy Weight Drill Pipe, generó una mayor flexibilidad en la sarta de perforación, permitiendo que el peso sobre la broca sea mas eficiente, generando mayor tasa de penetración, para el caso de uso de motor de fondo.
4. El aumento de la cantidad de Heavy Weight Drill Pipe (de 9 a 19 antes del martillo y de 15 a 30 después del martillo) en el ensamblaje de fondo, con el uso de power drive, genero mayor flexibilidad en la sarta de perforación, lo que ocasionaba que el peso sobre la broca sea mas eficiente y por lo tanto el rendimiento en ROP sea mayor.
5. Controlar los parámetros, peso sobre la broca (WOB), Revoluciones Totales (RPM) y tasa de penetración (ROP) en las zonas de mayor

dureza de formación, tales como el conglomerado, el chert y las arenas, garantiza una mayor vida útil de la broca, generando una mayor cantidad de pies perforados por carrera.

6. Diseñar una broca con matriz de carburo de tungsteno permite tener mayor vida útil de la broca debido a las características del tungsteno de ser resistente a la erosión, que se genera por la litología presente en la sección de 12 ¼”.
7. Diseñar una broca con un perfil parabólico largo permite una mejor distribución de cargas sobre los cortadores de la broca, teniendo como resultado una mayor durabilidad de los cortadores.
8. Seleccionar cortadores resistentes al impacto y a la abrasión, que se presenta en las formaciones Tiyuyacu y Napo, permiten tener una mayor durabilidad de los cortadores y además perforar una mayor cantidad de pies con una sola broca.
9. Diseñar una broca con aletas mas largas permitió colocar mayor cantidad de cortadores en el calibre y cortadores de back-up, que le garantizaron mayor vida útil y mitigar golpes que puedan ocasionar daño a los cortadores principales.
10. Seleccionar una adecuada curva de direccionabilidad permite mejorar de gran manera el control direccional de la sarta de perforación, reduciendo la perforación en modo deslizamiento logrando obtener la trayectoria planeada y un aumento en ROP

11. Al comparar los ensamblajes de fondo con los que se perforaron los dos últimos pozos en estudio, se observa que a pesar de tener mayores costos de la herramienta power drive, el tiempo que se demora en perforar con un motor de fondo hace que los costos de perforación con motor de fondo sean mayores que los costos de perforación con power drive.

Recomendaciones

1. Al comenzar una campaña de perforación y no contando con la información necesaria para seleccionar un buen equipo de perforación, ensamblaje de fondo y broca, es recomendable tomar como referencia información de los pozos mas cercanos a la zona, con el fin de seleccionar un equipo de perforación que nos permita perforar de manera eficiente.
2. Realizar un estudio de ingeniería de perforación, durante el desarrollo de la campaña, permitirá determinar si los equipos seleccionados son los adecuados, según los resultados del estudio se podrá optimizar los equipos de perforación para obtener una perforación más eficiente, en menor tiempo y con costos menores.
3. Como parte del estudio de ingeniería de perforación, el rendimiento de la broca y los posibles problemas que esta pudo generar al momento de la perforación, permiten tomar una decisión de realizar una optimización de broca para futuras aplicaciones.
4. La colocación de los cortadores en el perfil de la broca, garantizan una mayor agresividad al momento de la perforación, por lo tanto es recomendable seleccionar el ángulo de rastrillaje adecuado para tener un rendimiento de broca eficiente.

5. La tecnología EZSteer presente en una broca, nos ayuda a tener un mejor control direccional, para esto es necesario seleccionar la curva de direccionabilidad adecuada para la aplicación y obtener un mejor rendimiento de la broca.

6.

ANEXOS

Anexo A

Analisis UCS

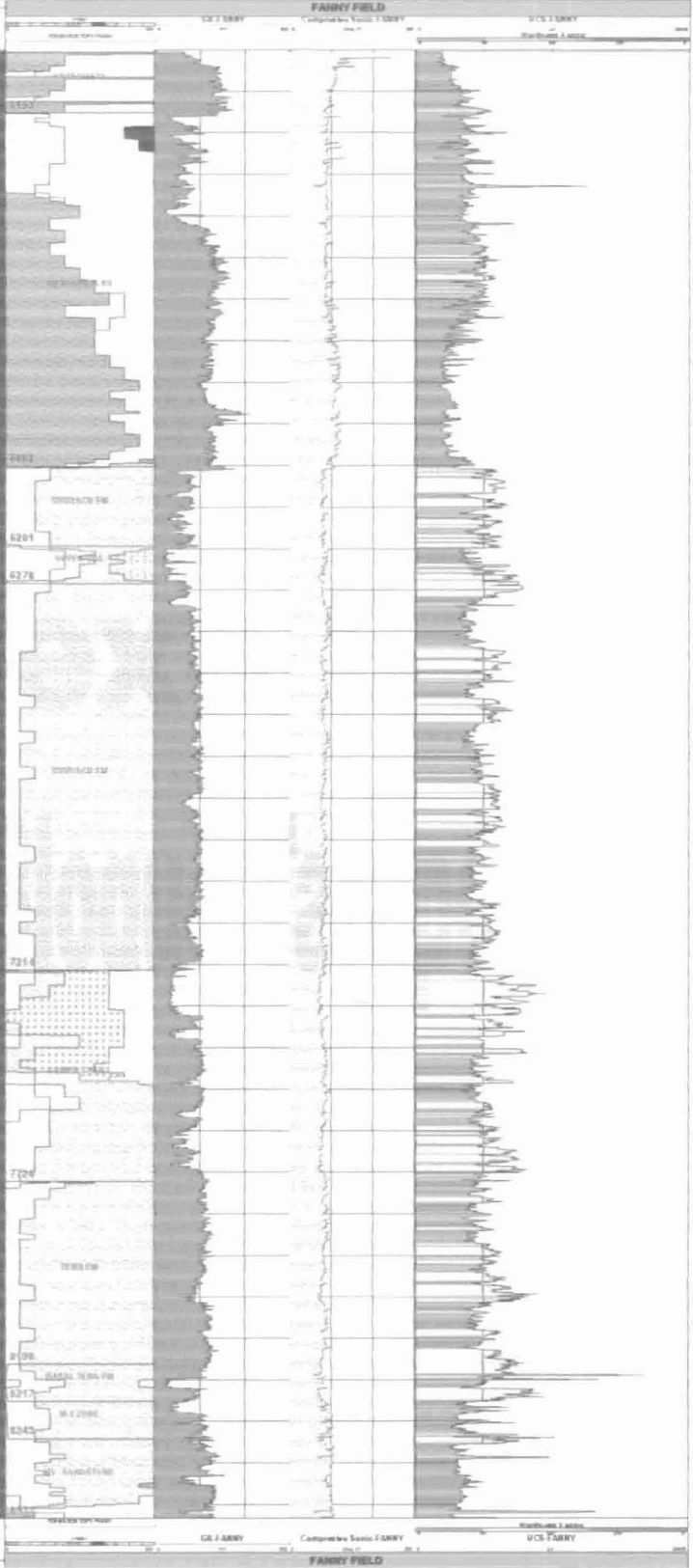
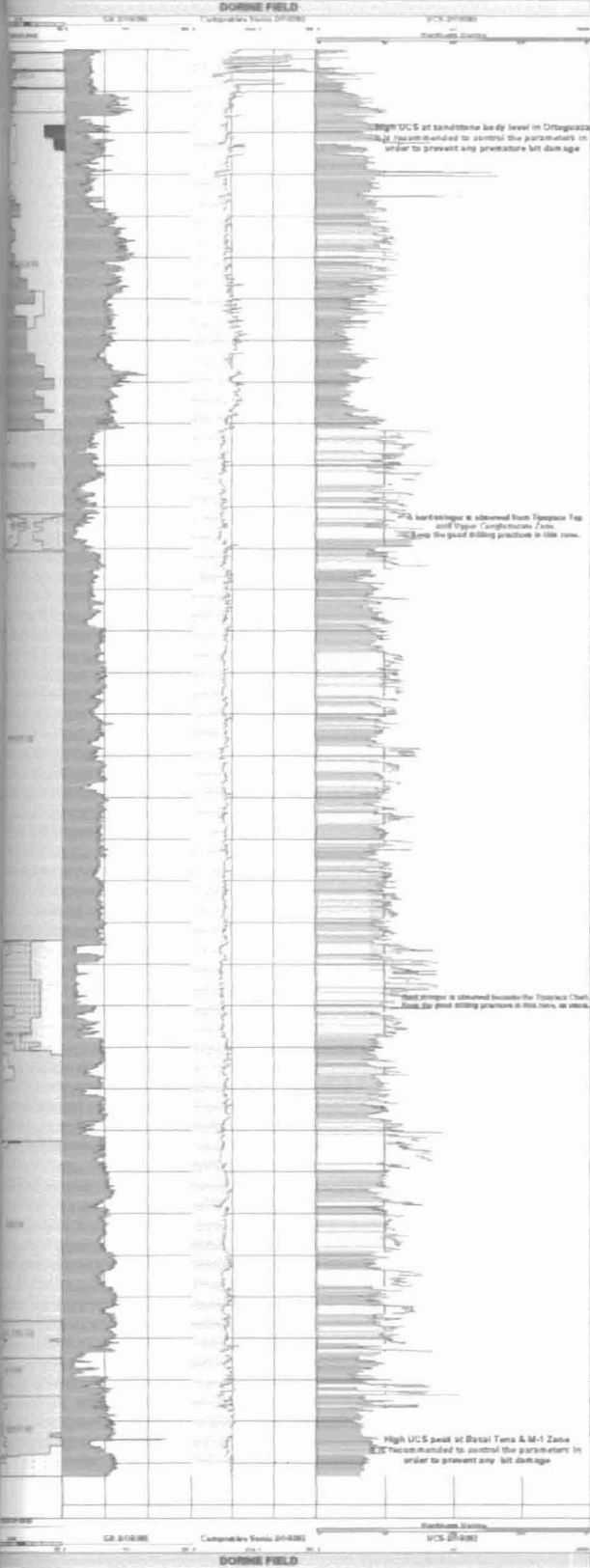
UCS EVALUATION DORINE & FANNY FIELDS



Hughes Christensen

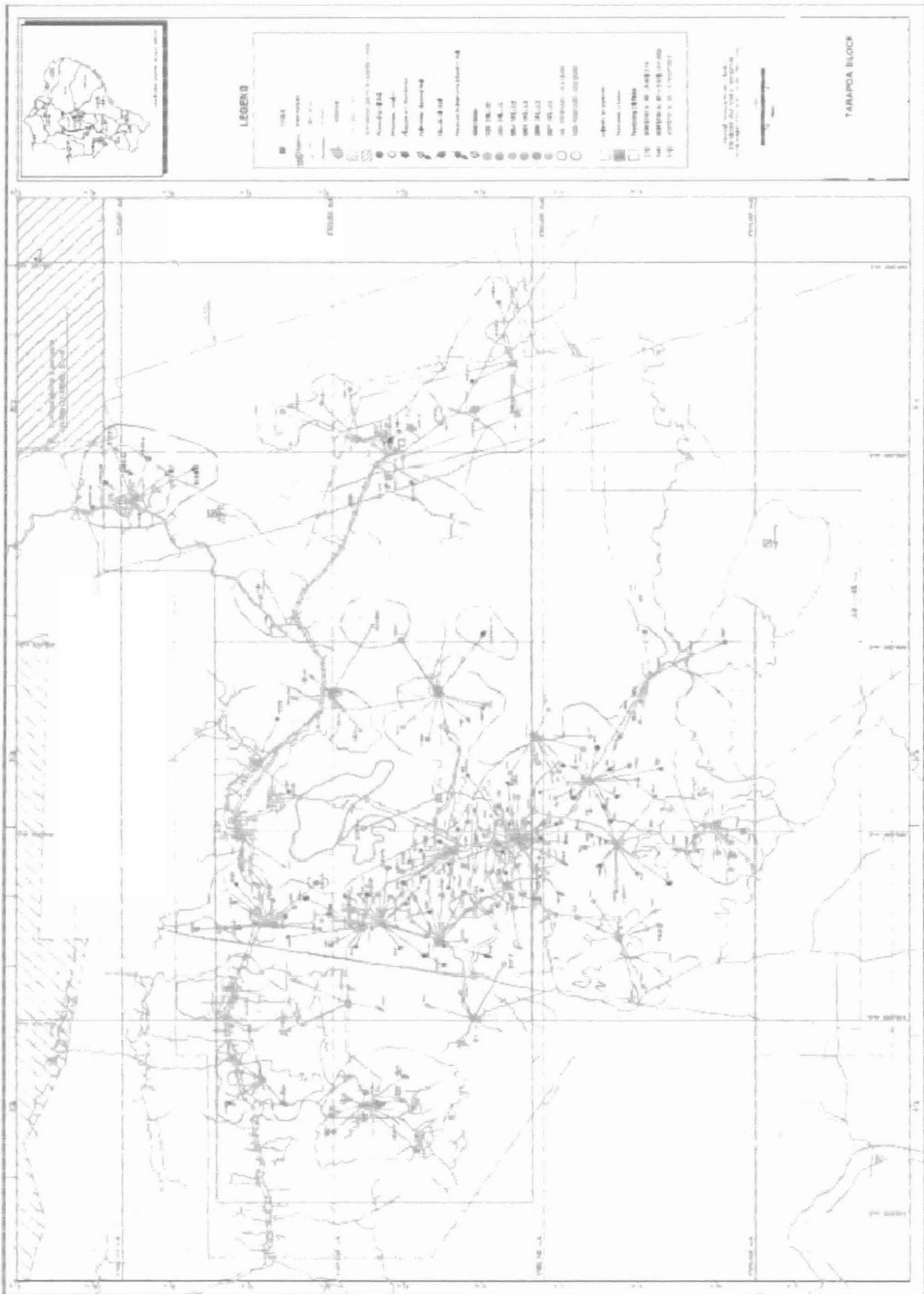


SOUTH SCALE 1:100



Anexo B

Mapa Bloque Tarapoa



LEGEND

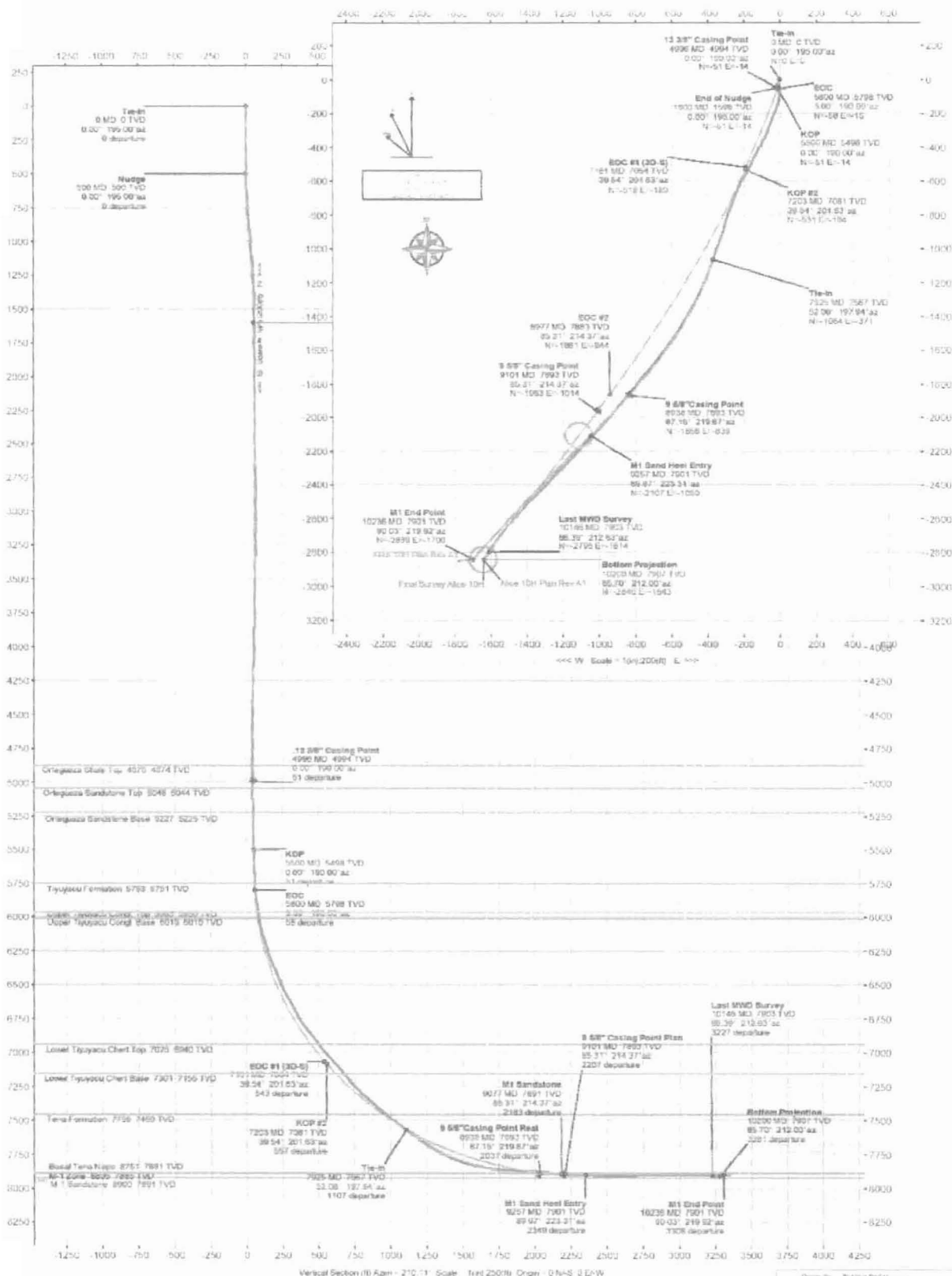
- ROADS
- CONTOUR LINES
- LAND USE ZONES
- PROPERTY LINES
- ...

TARAPOA BLOCK

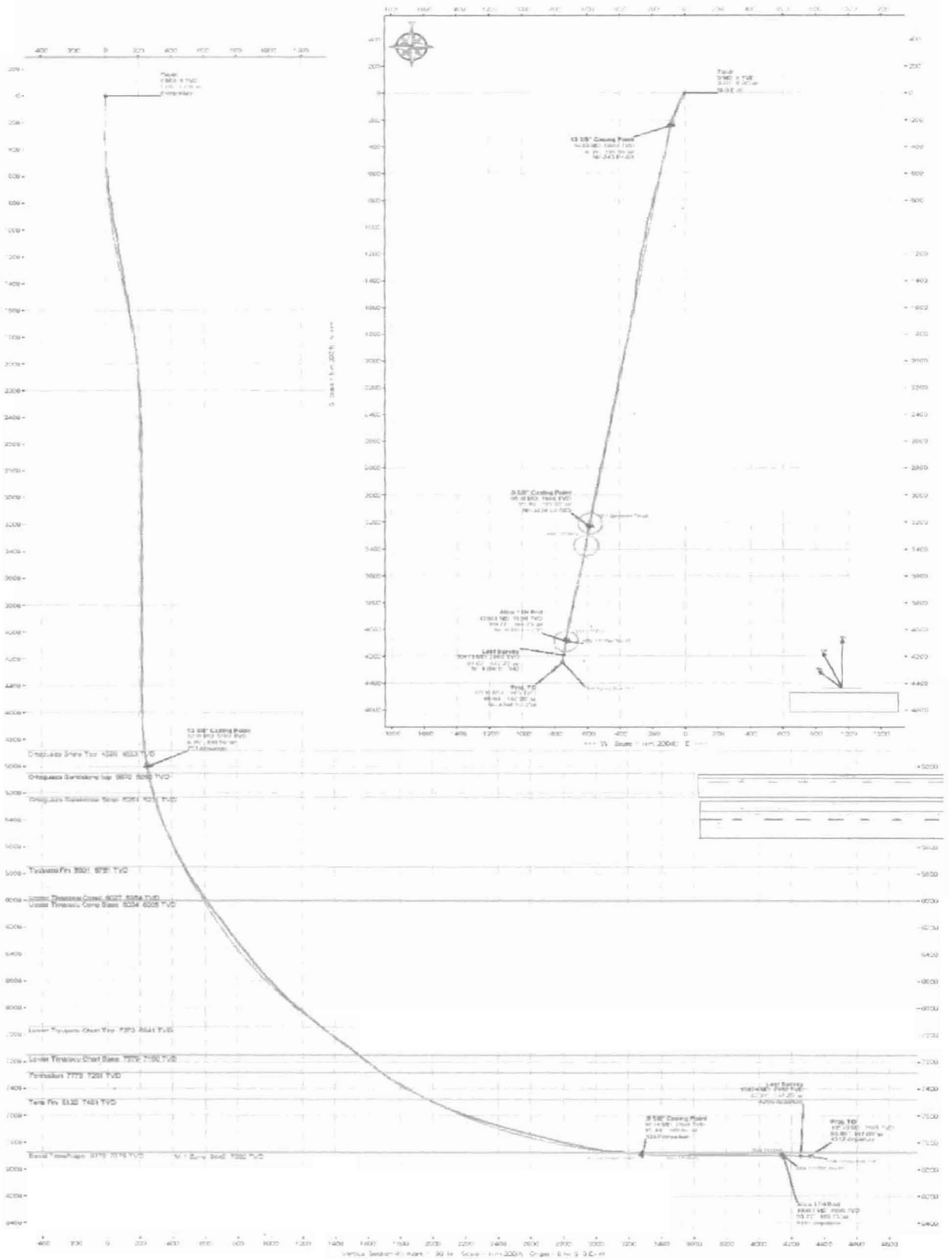
Anexo C

Planes Direccionales

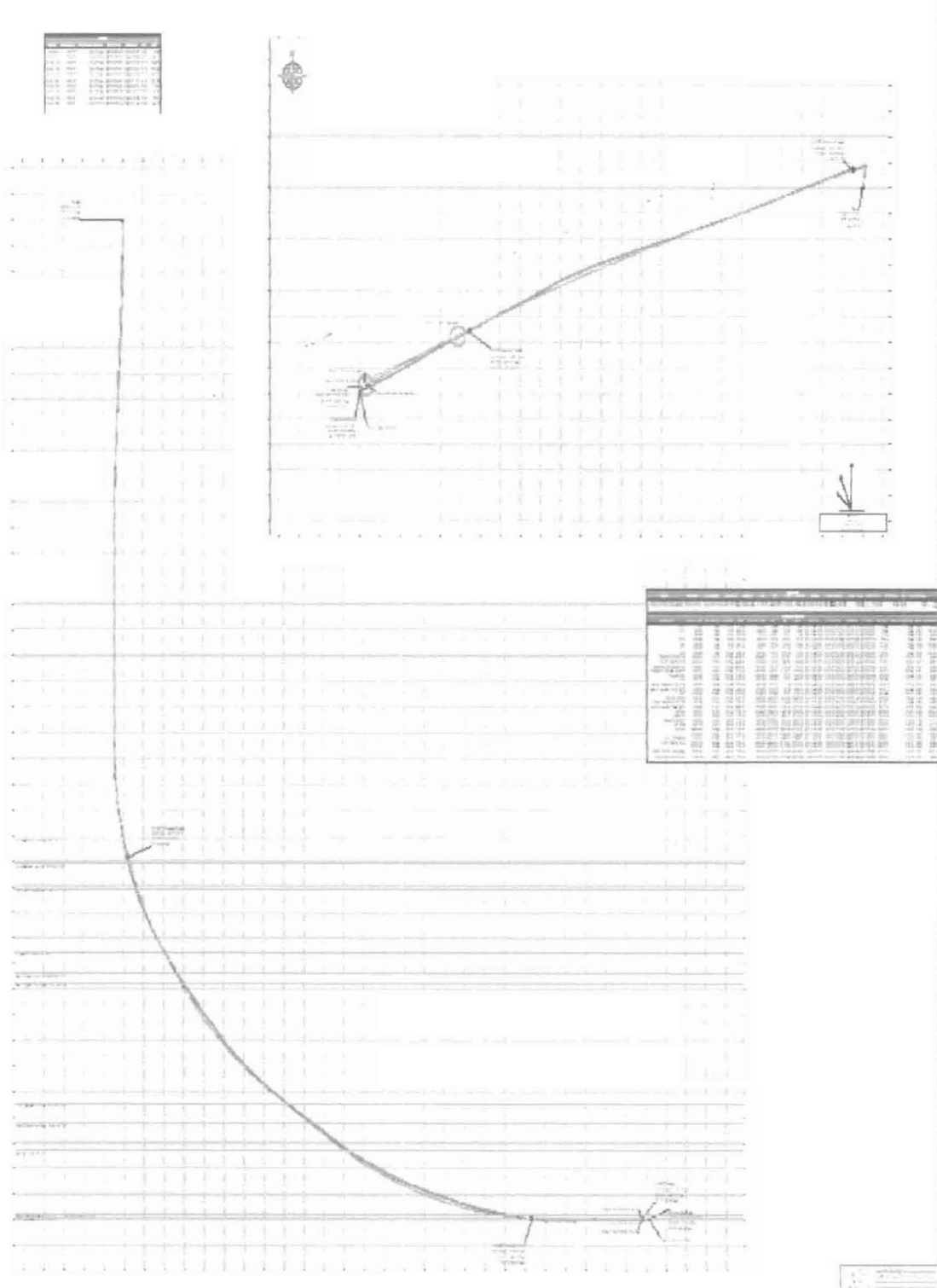
Anexo C1- Alice 10H



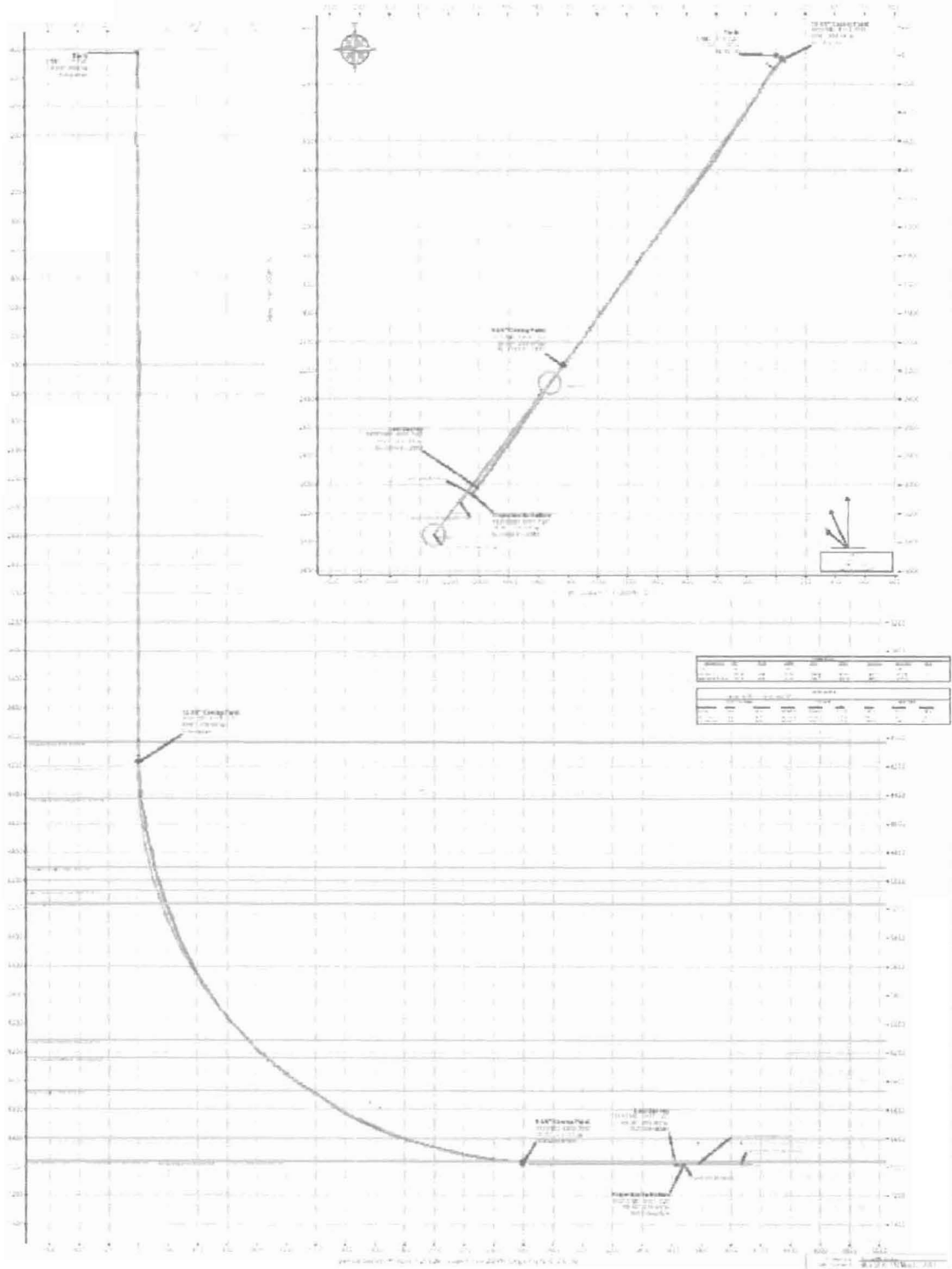
Anexo C2 – Alice 11H



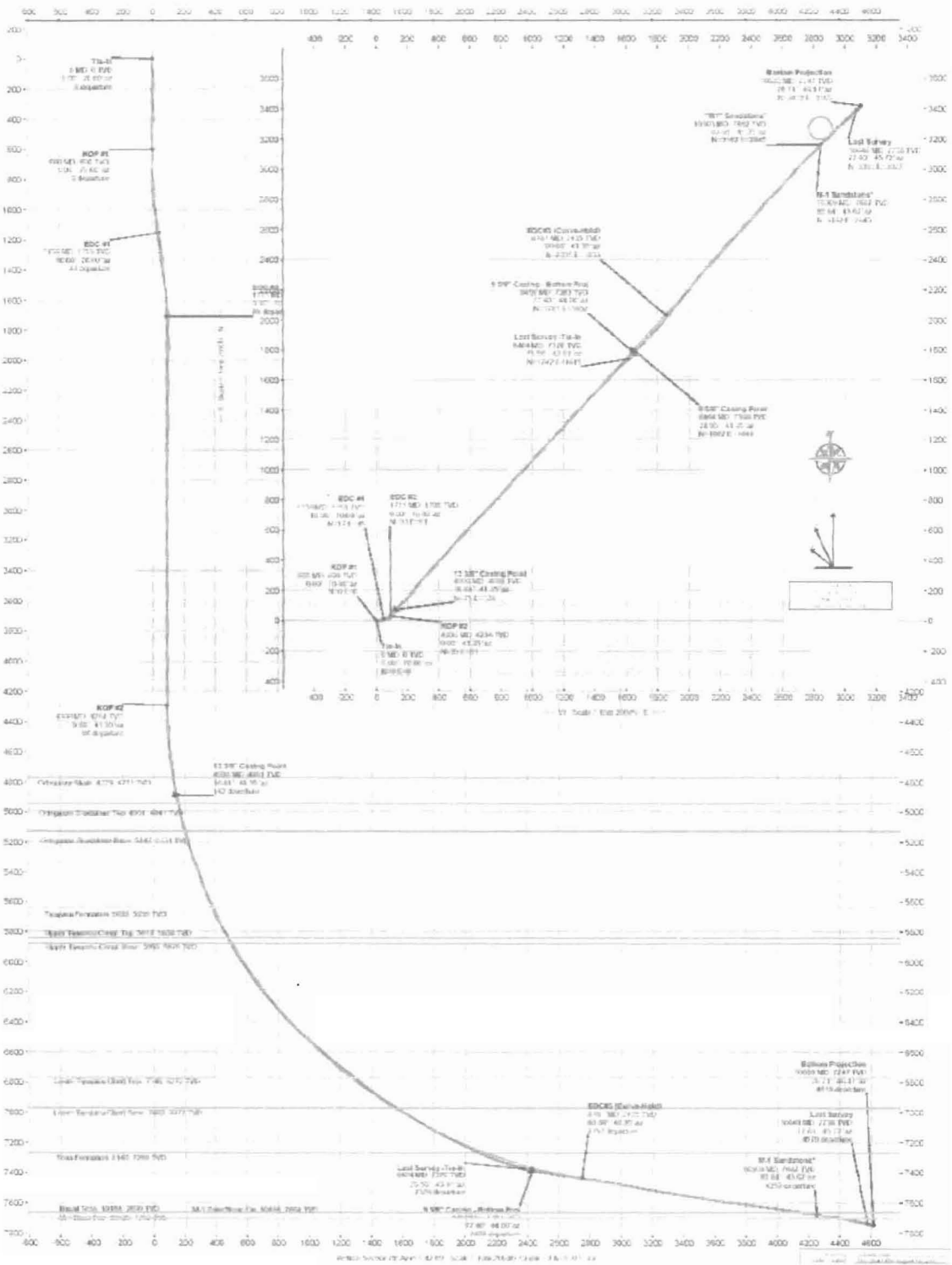
Anexo C3 – Fanny 18B-89H



Anexo C5 – Fanny 18B-98H



Anexo C6 – Dorine 69



Anexo D

BHA Utilizados

Campo: Alice	Pozo: Alice 10 H
Anexo D1	Seccion: 12 1/4"

BHA # 4 12.25 in A800 Motor				
Perforo desde 4980 ft. a 7055 ft.				
Item	Nombre	# Serie	OD (in) / ID	Longitud (ft)
1	12 1/4" PDC Bit HCR 605 Z	7302676	8.00 / 3.25	1.12
2	A800M7840XP Mud Motor 0.16 rev/gal BH= 1.5 deg 12 1/8" Sleeve	1158	8.25 / 6.25	28.21
3	8" SNMDC	35578	7.5 / 2.88	6.49
4	11 5/8" String Stabilizer	825-3	8.25 / 2.81	7.02
5	8" SNMDC	35579	7.88 / 2.88	9.52
6	PowerPulse	EM-61	8.31 / 2.88	27.73
7	8" NMDC	35521	7.38 / 2.88	27.43
8	Crossover		7.80 / 3.00	3.25
9	9 X 5" HWDP (9 joints)		4.80 / 3.00	271.84
10	Hydraulic Jar		6.50 / 2.75	32.38
11	18 X 5" HWDP (18 joints)		5.00 / 3.00	524.98
12	5" 19.50 DPS, 10% Wear 5.19.5.10% Wear		4.93 / 4.28	0
Comentarios				
Buena agresividad construyendo y realizando angulo ya sea en la baja o alta inclinacion				
Razon de salida:				
Cambio de BHA				

BHA # 5 12.25 PD900 CU343				
Perforo desde 7055 ft. a 7809 ft.				
Item	Name	Serial #	OD (in) / ID	Longitud (ft)
1	12 1/4" PDC Bit HCR 605 Z	7004063	8.00 / 3.25	1.00
2	PD 900 AA 12 1/4" CU-45202, BU-42988, Ext-40916	42988	9.13 / 3.00	14.61
3	12" String Stabilizer	14362	8.00 / 2.81	6.23
4	Flex Monel	90010	8.18 / 2.81	13.07
5	Float Sub	ECC 7035	8.00 / 2.81	2.77
6	Arc - 8	8167	8.25 / 2.81	19.43
7	PowerPulse	EM-63	8.13 / 2.88	27.59
8	8" NMDC	FC 32730	7.88 / 2.88	29.62
9	Crossover		7.80 / 3.00	3.25
10	9 X 5" HWDP (9 joints)		4.80 / 3.00	271.62
11	Hydraulic Jar		6.50 / 2.75	32.38
12	18 X 5" HWDP (18 joints)		5.00 / 3.00	543.2
13	5" 19.50 DPS, 10% Wear 5.19.5.10% Wear		4.93 / 4.28	0
Comentarios				
Este PD900 perforo a traves del conglomerado de la formacion Triyuyacu con bajos parametros de perforacion para evitar danos. Se considera que no es adecuado dejar que el PD900 perfore en este conglomerado. En superficie, la calificacion de graduacion fue 0-3-CT-G-X-I-WT-DF				
Razon de Salida:				
Chequear Arc y MWD				

BHA # 6 12.25 PD900 CU343				
Perforo desde 7809 ft. a 8000 ft.				
Item	Name	Serial #	OD (in) / ID	Longitud (ft)
1	12 1/4" PDC Bit HCR 605 Z	7302017	8.00 / 3.25	1.12
2	PD 900 AA 12 1/4" CU-45202, BU-45406, Ext-40916	45202	9.13 / 3.00	14.61
3	12" String Stabilizer	14362	8.00 / 3.21	6.23
4	Flex Monel	90010	8.18 / 2.81	13.07
5	Float Sub	ECC 7035	8.00 / 2.81	2.77
6	Arc - 8	8158	8.25 / 2.81	19.32
7	PowerPulse	FF 20	8.13 / 2.88	27.61
8	8" NMDC	FC 32730	7.88 / 2.88	29.62
9	Crossover		7.80 / 3.00	3.25
10	9 X 5" HWDP (9 joints)		4.80 / 3.00	271.84
11	Hydraulic Jar		6.50 / 2.75	32.38
12	18 X 5" HWDP (18 joints)		5.00 / 3.00	542.98
13	5" 19.50 DPS, 10% Wear 5.19.5.10% Wear		4.93 / 4.28	0
Comentarios				
Este PD900 no contruyo como se esperaba. Se trabajo la herramienta al 100% de su Poder y no se logro los Dts. Esperados				
Razon de salida				
Bajos Dts desde PD900				

BHA # 7 12.25 A800 Motor				
Perforo desde 8000 ft. a 8369 ft.				
Item	Name	Serial #	OD (in) / ID	Longitud (ft)
1	12 1/4" Bit MXL-1	5091430	8.00 / 3.25	1.12
2	A800M7840XP 0.16 revs/gal BH=1.5 deg 12" Sleeve	2426	8.00 / 6.25	27.29
3	8" SNMDC	35578	7.50 / 2.88	9.52
4	PowerPulse	EM-61	8.31 / 2.88	27.73
5	8" NMDC	FC 32730	7.88 / 2.88	29.62
6	Crossover		7.80 / 3.00	3.25
7	9 X 5" HWDP (9 joints)		4.80 / 3.00	271.62
8	Hydraulic Jar		6.50 / 2.75	32.38
9	18 X 5" HWDP (18 joints)		5.00 / 3.00	543.2
10	5" 19.50 DPS, 10% Wear 5.19.5.10% Wear		4.93 / 4.28	0
Comentarios:				
Buena agresividad construyendo y grando el pozo. Baja ROP. No se produjeron estancamientos del motor. Buen control a la cara de la Herramienta.				
Razon de salida				
Acumulacion de vibraciones sobre la broca triconica				

BHA # 8 12.25 in A800 Motor				
Perforo desde 8369 ft. a 8502 ft.				
Item	Name	Serial #	OD (in) / ID	Longitud (ft)
1	12 1/4" Bit XR+CPS	MY 0040	8.00 / 3.25	1.08
2	A800M7840XP Mud Motor 0.16 rev/gal BH= 1.5 deg 12 1/8" Sleeve	2426	8.00 / 6.25	27.29
3	8" NMDC	35578	7.50 / 2.88	9.52
4	Power Pulse	FF 20	8.50 / 2.88	29.61
5	8" NMDC	FC 32730	7.88 / 2.88	29.62
6	Crossover		7.80 / 3.00	3.25
7	9 X 5" HWDP (9 joints)		4.80 / 3.00	271.62
8	Hydraulic Jar		6.50 / 2.75	32.38
9	18 X 5" HWDP (18 joints)		5.00 / 3.00	543.2
10	5" 19.50 DPS, 10% Wear 5.19.5.10% Wear		4.93 / 4.28	0
Comentarios				
Buena agresividad construyendo y grando el pozo. Baja ROP. No se produjeron estancamientos del motor. Buen control a la cara de la Herramienta.				
Razon de salida				
Cambio de broca para usar una broca PDC				

BHA # 9 12.25 A800 Motor				
Perforo desde 8502 ft. a 8534 ft.				
Item	Name	Serial #	OD (in) / ID	Longitud (ft)
1	12 1/4" PDC Bit HCR 605 Z	7302017	8.00 / 3.25	1.08
2	A800M7840XP 0.16 rev/gal BH=1.5 DEG 12" Sleeve	42988	8.19 / 6.25	27.2
3	Arc - 8	8158	8.25 / 2.81	19.32
4	PowerPulse	FJ 96	8.13 / 2.88	28.32
5	8" NMDC	FC 32730	7.88 / 2.88	29.62
6	Crossover		7.80 / 3.00	3.25
7	9 X 5" HWDP (9 joints)		4.80 / 3.00	271.62
8	Hydraulic Jar		6.50 / 2.75	32.38
9	18 X 5" HWDP (18 joints)		5.00 / 3.00	543.2
10	5" 19.50 DPS, 10% Wear 5.19.5.10% Wear		4.93 / 4.28	0
Comentarios				
No se hizo perforacion deslizando. Peso acumulado y no puede obtener el diferencial de presion de motor				
Razon de salida				
No hubo progreso en absoluto.				

Campo: Alice	Pozo: Alice 10 H
Anexo D1	Seccion: 12 1/4"

BHA # 10 12.25 A800 Motor			
Perforo desde 8534 ft a 8769 ft			
Item/Name	Serial #	OD (in) / ID	Longitud (ft)
1 12 1/4" PDC Bit	7302017	8.00 / 3.25	1.08
HCR 605 Z			
2 A800M7840XP	5323	8 19 / 6.25	27.2
0 16 revs/gal. BH=1.5 DEG			
3 Arc - 8	8158	8.25 / 2.81	19.32
4 PowerPulse	FJ 96	8.13 / 2.88	28.32
5 8" NMDC	FC 32730	7.88 / 2.88	29.62
6 Crossover		7.80 / 3.00	3.25
7 10 x 5" DPS (10 joints)		4.93 / 4.28	314.47
8 19 X 5" HWDP (9 joints)		4.80 / 3.00	573.4
9 Hydraulic Jar		6.50 / 2.75	32.38
10 30 X 5" HWDP (18 joints)		5.00 / 3.00	908.81
11 5" 19.50 DPS, 10% Wear		4.93 / 4.28	0
5.19 5.10% Wear			
Comentarios:			
Este BHA permitio regresar al control direccional y deslizar exitosamente. El Dis 8 deg/100 ft fue exactamente el Dis necesitado para de esta manera llegar y aterrizo como el geologo lo requirio			
Razon de salida:			
Se alcanzo el punto de aterrizaje			

BHA # 11 in Rotary+ARCS+HWDP			
Perforo desde 8769 ft a 8867 ft			
Item/Name	Serial #	OD (in) / ID	Longitud (ft)
1 12 1/4" PDC Bit	7302017	8.00 / 3.25	1.08
HCR605Z			
2 Bit Sub	9720-3	8.00 / 2.81	3.83
3 7 1/2" Pony Monel	35578	7.50 / 2.81	6.49
4 12" OD String Stabilizer	14362	8.00 / 2.81	6.23
5 ARC 8	8158	8.25 / 2.81	19.32
6 Power Pulse	FJ 96	8.13 / 2.88	28.32
7 8" NMDC		7.88 / 2.88	29.62
8 Crossover		7.80 / 3.00	3.25
9 10 x 5" DPS (10 joints)		4.93 / 4.28	314.47
10 19 X 5" HWDP (19 joints)		4.80 / 3.00	573.4
11 Hydraulic Jar		6.50 / 2.75	32.38
12 30 X 5" HWDP (30 joints)		5.00 / 3.00	908.81
13 5" 19.50 DPS, 10% Wear		4.93 / 4.28	0
5.19 5.10% Wear			
Comentarios:			
BHA perforo hasta Tarapoa. Aterrizando el pozo dentro de la arena Zona M-1			
Razon de salida:			
Bajar Casing de 9 5/8"			

Pozo: Alice 11 H	Campo: Alice
Anexo D2	Seccion 12 1/4"

BHA # 5 12.25 in A800 Motor				
Perforo desde 4970 ft a 7130 ft				
Item	Name	Serial #	OD (in) / ID (in)	Longitud (ft)
1	12 1/4" PDC Bit HCR 605	7302677	8.5 / 3.75	1.15
2	A800M7840XP Mud Motor BH= 1.5 deg 12" OD Sleeve	3755	8.25 / 6.25	27.00
3	8" SNMDC	4415	7.63 / 2.88	10.70
4	Power Pulse HF	EM61	7.81 / 5.90	27.20
5	8" NMDC	32728	7.88 / 2.81	30.52
6	Crossover		6.50 / 2.81	3.10
7	9 X 5" HWDP (9 joints)		5.00 / 3.00	272.69
8	Hydraulic Jar	78198C	6.50 / 2.75	32.36
9	18 X 5" HWDP (18 joints)		5.00 / 3.00	541.35
	5" 19.50 DPS, 10% Wear		4.93 / 4.28	
	5.19.5.10% Wear			

Comentarios:
Buena agresividad construyendo y en rendimiento de giro ya sea en bajas o altas inclinaciones. Alto ROP Excelente respuesta sobre 1.5 deg en el Ben Housing. En modo rotario se construyo como mucho 2.3 deg

Razon de salida

Cambio de broca y BHA

BHA # 6 12.25 Section Motor				
Perforo desde 7130 ft. a 7605 ft.				
Item	Name	Serial #	OD (in) / ID (in)	Longitud (ft)
1	12 1/4" Insert Bit GF10BODVCPS	MY1608	8.50 / 3.75	1.10
2	A800M7840XP 1.5 DEG 12" OD Sleeve	3755	8.25 / 6.25	27.00
3	8" SNMDC	14362	7.63 / 2.88	10.70
4	Power Pulse HF	EM61	7.81 / 5.90	27.20
5	8" NMDC	32728	7.88 / 2.81	30.52
6	Crossover		6.50 / 2.81	3.10
7	19 X 5" HWDP (19 joints)		5.00 / 3.00	575.47
8	Hydraulic Jar	78198C	6.50 / 2.75	32.36
9	30 X 5" HWDP (30 joints)		5.00 / 3.00	909.51

Comentarios:

En modo rotario, se construyo 3.5 - 4 deg / 100 ft. In rotary mode, built 3.5 - 4 deg/100 ft. Control de la construcción por delizada. La inclinación fue disminuida de 50 deg a 46 deg con el fin de mantener el camino del pozo cerrado según el plan

Razon de salida

Cambio de Broca y BHA

BHA # 7 12.25 Section Motor				
Perforo desde 7605 ft a 9150 ft				
Item	Name	Serial #	OD (in) / ID (in)	Longitud (ft)
1	12 1/4" PDC Bit HCR 605 Z	7302311	8.50 / 3.75	1.12
2	A800M7840XP 1.5 deg 12" OD Sleeve	1125	8.25 / 6.25	27.21
3	Arc - 8	8158	8.25 / 2.81	20.00
4	PowerPulse	EM 63	8.31 / 5.90	27.92
5	8" NMDC	32728	7.88 / 2.81	30.52
6	Crossover		6.50 / 2.81	3.10
7	10 X 5" DP (10 joints)		5.00 / 4.28	316.81
8	19 X 5" HWDP (19 joints)		5.00 / 3.00	575.47
9	Hydraulic Jar	78198C	6.50 / 2.75	32.36
10	30 X 5" HWDP (30 joints)		5.00 / 3.00	909.51

Comentarios:
Este BHA no construyo en modo rotario como el anterior. Se sospecha que el Sleeve se desgasto prematuramente debido a que se debio hacer la acción de remado o ensanchamiento mientras se bajaba. Deslizamiento no fue un problema. Los HWs fueron arreglados y espaciados por DPS 10 x 5".

Razon de salida.

Aumento de presión de las bombas. Se sospecha de material tapando la

BHA # 8 12.25 Section Motor				
Perforo desde 9150 ft a 9525 ft				
Item	Name	Serial #	OD (in) / ID (in)	Longitud (ft)
1	12 1/4" PDC Bit HCR605Z	7302712	8.50 / 3.75	1.12
2	A800M7840XP 0.16 revs/gal BH=1.5 deg 12" Sleeve	5302	8.25 / 6.25	27.21
3	ARC-8	8158	8.25 / 2.81	20.00
4	PowerPulse	EM-63	8.31 / 5.90	27.92
5	8" NMDC	32728	7.88 / 2.81	30.52
6	Crossover		6.50 / 4.28	3.10
7	10 X 5" DP (10 joints)		5.00 / 4.28	316.81
	5.19.5.10% Wear			
8	19 X 5" HWDP (19 joints)		5.00 / 3.00	575.47
9	Hydraulic Jar	78198C	6.50 / 2.75	32.36
10	18 X 5" HWDP (18 joints)		5.00 / 3.00	909.51
	5" 19.50 DPS, 10% Wear		4.93 / 4.28	
	5.19.5.10% Wear			

Comentarios

No se esperaba que el BHA en modo deslizamiento construya 11.5 deg / 100 ft. Buen control de las herramientas a la cara del pozo. BHA construyo en modo rotario.

Razon de salida

Se usará ensamblaje Rotario

BHA # 9 12.25 in Rotary+ARC8+MWD				
Perforo desde 9525 ft a 9585 ft				
Item	Name	Serial #	OD (in) / ID (in)	Longitud (ft)
1	12 1/4" Bit HCR605Z	7302712	8.50 / 3.75	1.12
2	Bit Sub	9720-3	8.00 / 2.87	3.83
3	12" OD String Stabilizer	825-1	8.19 / 2.81	7.25
4	ARC-8	8167	8.25 / 2.81	19.44
5	Power Pulse	EM63	8.31 / 5.90	27.92
6	8" NMDC	32728	7.88 / 2.81	30.52
7	Crossover		6.50 / 2.81	3.10
8	10 X 5" DP (10 joints)		5.00 / 4.28	316.81
	5.19.5.10% Wear			
9	19 X 5" HWDP (19 joints)		5.00 / 3.00	575.47
10	Hydraulic Jar	1170	6.50 / 2.75	32.35
11	30 X 5" HWDP (30 joints)		5.00 / 3.00	909.51
12	5" 19.50 DPS, 10% Wear		4.93 / 4.28	
	5.19.5.10% Wear			

Comentarios:

Perforación en Modo Rotario

Razon de salida:

Se bajara casing 9 5/8"

Field: Fanny	Well: Fanny 18-89H
Anexo D3	Section: 12 1/4"

BHA # 4 12.25 Motor				
Perforo desde 4965 ft. a 7900 ft.				
Item	Name	Serial #	OD (in) / ID (in)	Longitud (ft)
1	12 1/4" PDC Bit HCR605Z	7302676	8.50 / 3.75	1.08
2	A800M7840XP BH=1.5 DEG 12" OD Steeve	3746	8.00 / 6.25	27.05
3	8" NMDC	35578	7.69 / 2.38	6.40
4	Power Pulse HF	EM63	8.25 / 2.19	29.02
5	8" Flex NMDC	32728	7.88 / 2.88	30.21
6	Crossover	190-03	7.50 / 2.81	3.25
7	19 1/2 x 5" HWDP (19 joints)		5.00 / 3.00	573.33
8	Hydraulic Jar	32112	6.38 / 2.61	32.35
9	30 1/2 x 5" HWDP (30 joints)		5.00 / 3.00	914.83
10	5" 19.50 DPS, 10% Wear		4.93 / 4.28	
Comentarios				
Buen rendimiento contruyendo agresivamente y girando ya sea para bajas y altas inclinaciones. Excelente respuesta sobre los 1.5 deg en Ben Housing. En modo rotano contruyo Good to aggressive building and turning performance either at low and higher inclination. En modo rotacional construyo de 2.5 a 3 deg				
Razon de salida:				
Cambio planeado de BHA y broca				

BHA # 6 PD900				
Perforo desde 9689 ft. a 10142 ft.				
Item	Name	Serial #	OD (in) / ID (in)	Longitud (ft)
1	12 1/4" PDC Bit HCR605Z	7004063	8.50 / 3.75	1.10
2	PD 900 AA 12 1/4" CU=316, BU=45405	00316	9.00 / 3.00	14.55
3	12" String Stabilizer	82517	8.18 / 2.81	7.18
4	Float Sub	7026	8.00 / 3.00	1.79
5	Flex Pony Monel		8.00 / 2.81	12.80
6	Arc - 8	8158	8.00 / 2.81	19.98
7	Power Pulse HF	EM 63	8.31 / 5.90	28.50
8	8" NMDC	32728	8.00 / 2.81	30.21
9	Crossover		6.50 / 2.81	3.83
10	19 X 5" HWDP (19 joints)		5.00 / 3.00	573.33
11	Hydraulic Jar	32112	6.38 / 2.61	32.35
12	30 X 5" HWDP (30 joints)		5.00 / 3.00	914.83
Comentarios				
PD900 fue contruyendo a razon de 0.5 to 1.2 deg/100 ft con valor de 100% TF=HS. ROP estaba constantemente subiendo y bajando mientras se perforaba shale y camas intermedias de arena. Lento ROP induce a que el PD 900 mantenga o no construya inclinacion				
Razon de salida:				
Se alcanzo punto de casing de 9 5/8".				

BHA #5 12.25 PD 900				
Perforo desde 7900 ft. a 9889 ft.				
Item	Name	Serial #	OD (in) / ID (in)	Longitud (ft)
1	12 1/4" PDC Bit HCM605Z	7302310	8.50 / 3.75	1.10
2	PD 900 AA 12 1/4" CU=316, BU=45405	00316	9.00 / 3.00	14.55
3	12" String Stabilizer		8.18 / 2.81	7.18
4	Float Sub	7026	8.00 / 3.00	1.79
5	PONY FLEX MONEL		8.00 / 2.81	12.80
6	ARC-8	8158	8.00 / 2.81	19.98
7	Power Pulse	EM 63	8.31 / 5.90	28.50
8	8" Flex NMDC	32728	8.00 / 2.81	30.21
9	Crossover		6.50 / 2.81	3.83
10	19 X 5" HWDP (19 joints)		5.00 / 3.00	573.33
11	Hydraulic Jar	32112	6.38 / 2.61	32.35
12	30 X 5" HWDP (30 joints)		5.00 / 3.00	914.83
Comentarios				
PD fue construyendo a 1.3 a 1.5 deg/100ft con un valor de 60% TF=HS. Excelentes resultados perforando a traves de Tena				
Razon de salida				
ROP bajo dramaticamente y se desidio la salida para chequear la broca				

Campo: Alice	Pozo: Alice 14 H
Anexo D4	Seccion: 12 1/4"

BHA # 4 12.25 in A800 Motor				
Perforo desde 5057 ft. a 6292 ft				
Item	Name	Serial #	OD (in) / ID (in)	Longitud (ft)
1	12 1/4" PDC Bit	7302994	8.75 / 3.75	1.27
	HCM 505 ZX			
2	A800M7840XP Mud Motor	1125	8.25 / 6.25	27.23
	0.2 rev/gal BHF= 1.5 deg			
	12 1/8" Sleeve			
3	Float Sub	GPS 0980	8.00 / 2.88	2.42
4	8" SNMDC	4415	7.63 / 2.88	10.67
5	11 5/8" String Stabilizer	825-14	8.25 / 2.50	7.16
6	8" SNMDC	SD35515	8.00 / 2.81	9.71
7	PowerPulse	EM 61	8.25 / 5.90	27.76
8	8" NMDC	GPS 2902	7.56 / 2.81	30.39
9	Crossover	19003	6.38 / 3.00	3.24
10	19 X 5" HWDP (9 joints)		4.80 / 3.00	574.07
11	Hydraulic Jar	62168E	6.50 / 2.75	32.39
12	16 X 5" HWDP (18 joints)		5.00 / 3.00	913.72

Comentarios:
BHA perforo en modo rotario conservando el pozo vertical hasta alcanzar el segundo kickoff point. BHA perforo a traves de las formaciones Ortegaua y Tuyuca con ROP promedio=130 ft/hr y 850 gpm. 24 WOB y 60 RPM.

Razon de salida:
Cambio de BHA

BHA # 5 12.25 Motor				
Perforo desde 6292 ft. a 7318 ft				
Item	Name	Serial #	OD (in) / ID (in)	Longitud (ft)
1	12 1/4" PDC Bit	7302994	8.75 / 3.75	1.27
	HCM505ZX			
2	A800M7840XP	1125	8.25 / 6.25	27.23
	0.2 rev/gal, BHF= 1.83			
	12 1/8" OD Sleeve Stabilizer			
3	Float Sub	GPS 0980	8.00 / 2.88	2.42
4	8" SNMDC	4415	8.00 / 2.81	10.67
5	PowerPulse	EM 61	8.25 / 5.90	27.76
6	8" FLEX MONEL	SD 32728	7.88 / 2.81	30.19
7	Crossover	19003	6.38 / 3.00	3.24
8	19 X 5" HWDP (9 joints)		4.80 / 3.00	574.07
9	Hydraulic Jar	62168E	6.50 / 2.75	32.39
10	30 X 5" HWDP (18 joints)		5.00 / 3.00	913.72

Comentarios:
Mientras desizaba no tuvieron problemas de colgadura o inestabilidad en la cara de la herramienta lo que significa que para 4.69 deg/100 ft de Dls. Se tiene una maxima inclinacion de 37 deg. esta clase de BHA tiene un buen rendimiento.

Razon de salida:
Cambio de motor y broca

BHA # 6 12.25 Motor				
Perforo desde 7318 ft. a 7928 ft				
Item	Name	Serial #	OD (in) / ID (in)	Longitud (ft)
1	12 1/4" PDC Bit	7302995	8.75 / 3.75	1.27
	HCR505 ZX			
2	A800M7840XP	7103	8.19 / 6.25	27.16
	BHF=1.5 deg, 0.2 rev/gal			
	12 1/8" OD Sleeve Stabilizer			
3	Float Sub	GPS 0980	8.00 / 2.88	2.42
4	Crossover	61206	8.40 / 2.81	2.00
5	Arc - 8	8158	8.25 / 2.81	17.85
6	PowerPulse	EM 61	8.25 / 5.90	27.83
7	8" NMDC	SD 32728	7.88 / 2.81	30.19
8	Crossover	19003	6.38 / 3.00	3.24
9	19 X 5" HWDP (19 joints)		4.80 / 3.00	574.07
10	Hydraulic Jar	62168E	6.50 / 2.75	32.39
11	30 X 5" HWDP (30 joints)		5.00 / 3.00	913.72

Comentarios:
Perforo a traves de la formacion Tena. Luego se desarrollo el primer "short trip" para limpieza del hoyo. fue imposible regresar a perforar debido a que la broca presento problemas de embolamiento.

Razon de salida:
Chequear las condiciones de la Broca por posible embolamiento. Cambio de ARC-8 y Power Pulse

BHA # 7 12.25				
Perforo desde 7928 ft a 8024 ft				
Item	Name	Serial #	OD (in) / ID (in)	Longitud (ft)
1	12 1/4" Bit	7302677	8.75 / 3.75	1.15
	HCR 605Z			
2	A800M7840XP	7103	8.19 / 6.25	27.16
	0.2 rev/gal BHF= 1.5 deg			
	12 1/8" OD Sleeve Stabilizer			
3	Float Sub	GPS 0980	8.00 / 2.88	2.42
4	Arc - 8	8167	8.25 / 2.81	20.25
5	PowerPulse	FF 20	8.25 / 5.90	27.77
6	8" FLEX MONEL	SD 32728	7.88 / 2.81	30.19
7	Crossover	19003	6.38 / 3.00	3.24
8	10 x 5" Drill Pipe (10 joints)		4.93 / 4.28	316.36
9	19 X 5" HWDP (19 joints)		4.80 / 3.00	574.07
10	Hydraulic Jar	62168 E	6.50 / 2.75	32.39
11	30 X 5" HWDP (30 joints)		5.00 / 3.00	913.72

Comentarios:
Se bajo una nueva broca con mayor espacio entre las aletas para garantizar una mejor circulacion de lodo y evitar problemas de embolamiento de la broca. Debido a las altas inclinaciones del hoyo el estabilizador del motor de 12 1/8" causo problemas de colgamiento.

Razon de salida:
Cambio el estabilizador por uno de 12" y el "drill pipe" fue eliminado de este BHA.

BHA # 8 12.25 in Motor				
Perforo desde 8024 ft a 8569 ft				
Item	Name	Serial #	OD (in) / ID (in)	Longitud (ft)
1	12 1/4" Bit	7302677	8.75 / 3.75	1.15
	HCR605Z			
2	A800M7840XP Mud Motor	7103	8.19 / 6.25	27.16
	0.2 rev/gal BHF= 1.83 deg			
	12" OD Sleeve Stabilizer			
3	Float Sub	GPS 0980	8.00 / 2.88	2.42
4	Arc - 8	8167	8.25 / 2.81	20.25
5	PowerPulse	FF 20	8.25 / 5.90	27.77
6	8" FLEX MONEL	SD 32728	7.88 / 2.81	30.19
7	Crossover	19003	6.38 / 3.00	3.24
8	19 X 5" HWDP (19 joints)		4.80 / 3.00	574.07
9	Hydraulic Jar	62168E	6.50 / 2.75	32.39
10	30 X 5" HWDP (30 joints)		5.00 / 3.00	913.72

Comentarios:
El proceso de desizamiento a altas inclinaciones con un estabilizador de motor de 14" de OD menor que el OD de la broca nos permite desizal sin problemas, transmitiendo WOB instantaneamente.

Razon de salida:
Cambio de Bit por la BHA de 12 1/4" por las de Resistencia y Diametro y por ser de la profundidad del hoyo. Para determinar si el BHA eterno en la

BHA # 9 Rotary Logging				
Perforo desde 8502 ft a 8534 ft				
Item	Name	Serial #	OD (in) / ID (in)	Longitud (ft)
1	12 1/4" PDC Bit	7302677	8.75 / 3.75	1.15
	HCR 605 Z			
2	Bit Sub	9720-3	8.00 / 2.88	3.68
	w/Float Valve			
3	Arc - 8	8167	8.25 / 2.81	19.85
4	PowerPulse	FF 20	8.25 / 5.90	27.77
5	8" Flex Monel	SD 32728	7.88 / 2.81	30.19
6	Crossover	19003	6.38 / 3.00	3.24
7	19 X 5" HWDP (19 joints)		4.80 / 3.00	574.07
8	Hydraulic Jar	62168E	6.50 / 2.75	32.39
9	30 X 5" HWDP (30 joints)		5.00 / 3.00	913.72
10	5" 19.50 DPS, 10% Wear		4.93 / 4.28	

Comentarios:
Los registros y el desizal de una columna de 5000 pies de cemento fue necesario para determinar que se debe continuar perforando, tomando y analizando los cortes geologicos.

Razon de salida:
Continuar perforando.

Campo: Alice	Pozo: Alice 14 H
Anexo D4	Seccion: 12 1/4"

BHA # 10 12.25 A800 Motor				
Perforo desde 8569 ft a 8651 ft				
Item	Name	Serial #	OD (in) / ID (in)	Length (ft)
1	12 1/4" PDC Bit	7302677	8.75 / 3.75	1.15
2	HCR 605 Z			
2	A800M7840XP	1125	8.19 / 6.25	27.23
9 to revérjate, DRP1, y DLG				
	12" OD Sleeve Stabilizer			
3	Float Sub	GPS 0980	8.00 / 2.88	2.42
4	Arc - 8	8158	8.25 / 2.81	13.85
5	PowerPulse	FF 20	8.25 / 5.90	27.77
6	8" FLEX MONEL	SD 32728	7.88 / 2.81	30.19
7	Crossover	19003	6.38 / 3.00	3.24
8	19 X 5" HWDP (19 joints)		4.80 / 3.00	574.07
9	Hydraulic Jar	57563E	6.50 / 2.75	32.4
10	30 X 5" HWDP (30 joints)		5.00 / 3.00	913.72
Comentarios:				
La proyección de la profundidad del pozo fue de 8561 ft MD mostrando una inclinación de 84.62 deg lo cual significa que el objetivo de la corrida fue alcanzado				
Razon de salida				
Alcanzo el punto de aterrizaje				

Campo: Fanny	Pozo: Fanny 18-98H
Anexo D5	Seccion: 12 1/4"

BHA # 4 12.25 PD 900				
Perforo desde 4935 ft a 7600 ft				
Item	Name	Serial #	OD (in) / ID (in)	Longitud (ft)
1	12 1/4" PDC Bit	7302994	8.50 / 3.75	1.24
	HCM5052X			
2	PD 900 AA 12 1/4"	CC-50658	9.25 / 3.00	14.64
3	12 1/8" String Stabilizer	GPS 2967	7.94 / 2.81	6.98
4	Crossover	280103	8.00 / 2.81	1.27
5	8" Flex Pony Monel	90012	8.13 / 5.00	9.48
6	Crossover	110702	8.25 / 2.81	1.53
7	Float Sub	GPS 2577	8.00 / 3.00	2.85
8	HWDP HF	EM61	8.25 / 5.11	27.32
9	8" Flex NMDC	11014	7.63 / 2.81	29.93
10	Crossover	117032	6.75 / 2.81	3.06
11	19 fs x 5" HWDP (19 joints)		5.00 / 3.00	574.29
12	Hydraulic Jar	62166-E	6.50 / 2.75	32.41
13	30 fs x 5" HWDP (30 joints)		5.00 / 3.00	905.61
Comentarios				
Este BHA perforo a traves de la formacion Tuyayacu Superior e inferior con un buen rendimiento y usando parametros de perforacion establecidos para preservar la vida util de la broca del PD 900				

BHA #5 12.25 PD 900				
Perforo desde 7600 ft a 7820 ft				
Item	Name	Serial #	OD (in) / ID (in)	Longitud (ft)
1	12 1/4" PDC Bit	7302712	8.50 / 3.75	1.15
	HCR605Z			
2	PD 900 AA 12 1/4"	CC-48406	9.25 / 3.00	14.64
	CC=48406, CU=371, BU=42988, ES= 47264			
3	12" String Stabilizer	825-15	8.25 / 2.81	7.21
4	Crossover	280103	8.00 / 2.81	1.27
5	PONY FLEX MONEL	90054	8.13 / 5.00	9.5
6	PONY FLEX MONEL	90012	8.13 / 5.00	9.48
7	Crossover	140704	8.25 / 2.81	1.53
8	Float Sub	GPS 2577	8.00 / 3.00	2.85
9	ARC-8	8167	8.31 / 2.81	20.13
10	Power Pulse	S-517	7.82 / 5.90	27.44
11	8" Flex NMDC	11014	7.63 / 2.81	29.93
12	Crossover	117032	6.75 / 2.81	3.06
13	19 X 5" HWDP (19 joints)		5.00 / 3.00	574.29
14	Hydraulic Jar	62166-E	6.50 / 2.75	32.41
15	30 X 5" HWDP (30 joints)		5.00 / 3.00	905.61
Comentarios				
Una vez alcanzada la profundidad del hoyo fue realizado el primer enlace con gran lado y 60% de penetracion cuando el sensor D&I fue colocado a 81 ft desde la broca no fue necesario hacer un enlace con una nueva configuracion fue realizada a este tiempo con otro sensor.				
Razon de salida				
La inclinacion no mostro ningun incremento, se toma la decision de sacar BHA				

BHA # b PD900				
Perforo desde 7820 ft a 9152 ft				
Item	Name	Serial #	OD (in) / ID (in)	Longitud (ft)
1	HCR605Z			
2	PD 900 AA 12 1/4"	CC-42855	9.25 / 3.00	14.34
	CC=42855, ES=48242, CU=343, BU=45405			
3	12" String Stabilizer	825-15	8.25 / 2.81	7.21
4	Crossover	280103	8.00 / 2.81	1.27
5	PONY FLEX MONEL	90054	8.13 / 5.00	9.50
6	PONY FLEX MONEL	90010	8.13 / 5.00	9.48
7	Crossover	140704	8.25 / 2.81	1.53
8	Float Sub	GPS 2577	8.00 / 3.00	2.85
9	ARC-8	8167	8.31 / 2.81	20.13
10	Power Pulse	S-517	7.82 / 5.90	27.44
11	8" Flex NMDC	11014	7.63 / 2.81	29.93
12	Crossover	117032	6.75 / 2.81	3.06
13	19 X 5" HWDP (19 joints)		5.00 / 3.00	574.29
14	Hydraulic Jar	62166-E	6.50 / 2.75	32.41
15	30 X 5" HWDP (30 joints)		5.00 / 3.00	905.61
Comentarios				
Todos los enlaces fueron aceptados por la herramienta para conservar la herramienta lo mas cercana al punto de salida. El uso de los Pony Flex 50000 y 60000 se hizo para mejorar el rendimiento de la herramienta.				
Razon de salida				
Se alcanzo punto de casing de 9 5/8"				

Field: Dorine	Well: Dorine 69H
Anexo D6	Section: 12 1/4"

BHA # 3 12.25 Motor				
Perforo desde 4920 ft a 7968 ft				
Item	Name	Serial #	OD (in) / ID (in)	Longitud (ft)
1	12 1/4 " PDC Bit	7010484	8.50 / 3.75	1.22
	HCM605Z			
2	A800M7840XP	7103	8.25 / 6.25	27.2
	BH=1.5 DEG			
3	8" SNMDC	810	7.44 / 2.43	4.59
4	11 3/4" Stabilizer	13098	8.00 / 2.88	6.8
5	8" SNMDC (2 Joints)	35515	8.00 / 2.94	9.27
6	MWD w/GR	FJ96	8.00 / 5.90	28.35
7	8" Flex NMDC	32728	7.25 / 2.88	29.55
8	Crossover	117-031	6.75 / 2.88	3.28
9	19 jts x 5" HWDP (19 joints)		5.00 / 3.00	573.5
10	Hydraulic Jar	62288E	6.50 / 2.75	32.37
11	30 jts x 5" HWDP (30 joints)		5.00 / 3.00	903.47
12	5" 19.50 DPS, 10% Wear		4.93 / 4.28	
	5.19 5.10% Wear			
Comentarios				
Trabajo bien mientras se llego a 67 deg De inclinacion a 7770 ft MD La broca perdio la estructura cortadora lo cual fue la razon para que el BHA pierda rendimiento Comenzo a colgarse la herramienta y los Dis fueron reducidos.				
Razon de Salida				
Cambio de BHA Bajos ROP y broca desgastada.				

BHA #5 12.25 Motor + MWD				
Perforo desde 7900 ft a 9889 ft				
Item	Name	Serial #	OD (in) / ID (in)	Longitud (ft)
1	12 1/4 " PDC Bit	7010484	8.50 / 3.75	1.22
	HCM605Z			
2	A800M7840XP	1158	8.25 / 6.25	27.16
	BH=1.5 deg, 0.16 rev/gal			
	12 1/8" Sleeve			
3	Float Sub	7039	7.94 / 3.00	3.01
4	8" SNMDC	35515	8.00 / 2.94	9.27
5	MWD (GR)	FJ96	8.00 / 5.90	28.35
6	8" Flex NMDC	32728	7.25 / 2.88	29.55
7	Crossover	117-031	6.75 / 2.88	3.28
8	9 x 5" DPS (9 Joints)		4.93 / 4.28	285.53
	5.19 5.10% Wear			
9	19 X 5" HWDP (19 joints)		5.00 / 3.00	573.5
10	Hydraulic Jar	62288E	6.50 / 2.75	32.37
11	30 X 5" HWDP (30 joints)		5.00 / 3.00	903.47
12	5" 19.50 DPS, 10% Wear		4.93 / 4.28	
	5.19 5.10% Wear			
Comentarios				
El comportamiento fue el esperado Contruyendo 3.5 deg / 100' en modo rotario Este BHA es recomendado para construir en modo				
Razon de Salida				
Se alcanzo el TD Punto de caing de 9.5/8"				

Anexo E

Analisis de Viajes

ANEXO E

Trip Analysis for 12¼" Section Alice 10H	Anexo E1
Trip Analysis for 12¼" Section Alice 11H	Anexo E2
Trip Analysis for 12¼" Section Fanny 18B-89H	Anexo E3
Trip Analysis for 12¼" Section Alice 14H	Anexo E4
Trip Analysis for 12¼" Section Fanny 18B-98H	Anexo E5
Trip Analysis for 12¼" Section Dorine 69	Anexo E6

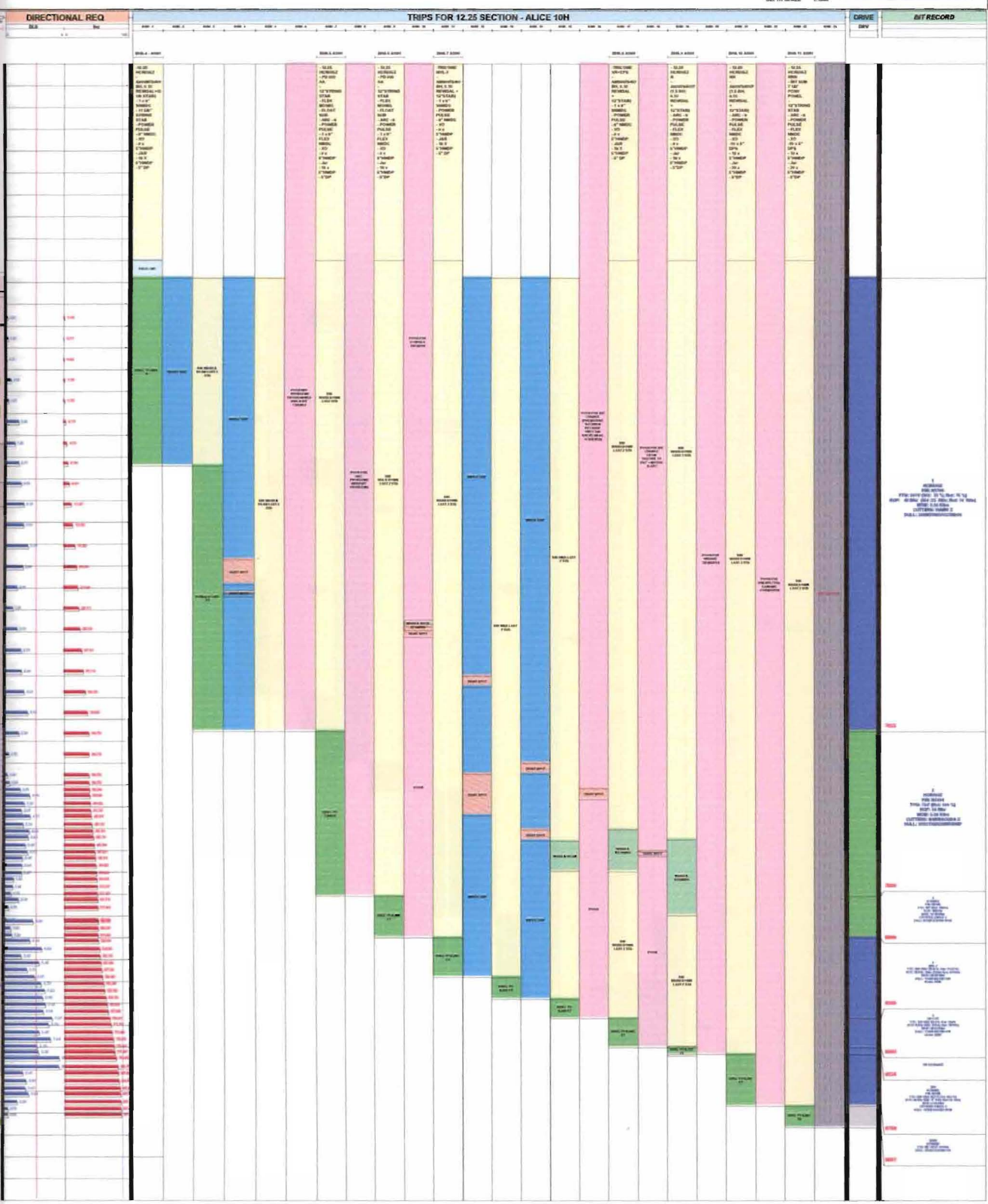
Frase en Inglés	Frase en Español
Trip Analysis for 12¼" Section	Análisis de viajes para Sección 12¼"
Trips for 12.25 Section	Viajes para la Sección 12.25
Directional Req.	Requerimientos direccionales
Drive	
Bit Record	Registro de Brocas
Lithology	Litología
DRLG CMT	Cemento Perforado
Drill	Perforado
Short Trip	Viaje Corto
Wiper trip	Viaje de Limpieza
Wash & Ream	Limpieza y Rimado

TRIP ANALYSIS FOR 12 1/4" SECTION ALICE 10H

- DRILLING
- WIPER TRIP
- POOH
- RH
- TIGHT SPOT
- WASH & REAM
- RTN CASING
- CEMENT
- POOH DRG
- RTN
- RTN

- Claystone
- Shale
- Siltstone (20-40um grain size)
- Sandstone
- Conglomerate - coarse pebbles
- Coal, Lignite
- Chert
- Flintstone
- Limestone
- Iron

DEPTH SCALE 1:1000





TRIP ANALYSIS FOR 12 1/4" SECTION

ALICE 11H



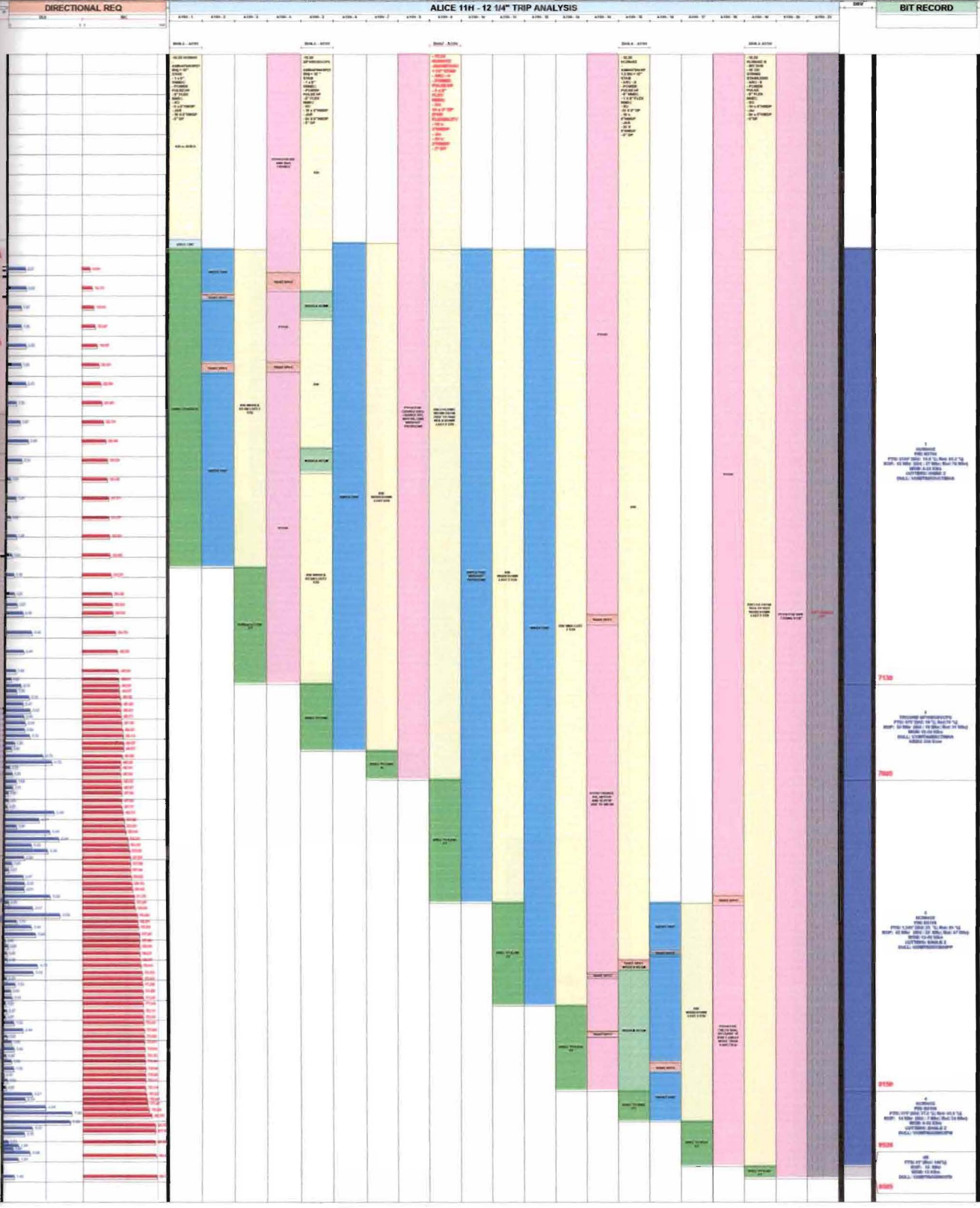
Hughes Christensen



DEPTH SCALE 1:500

- DRILLING
- WIPER TRIP
- FOCKE
- BJH
- TIGHT SPOT
- WASH & BEAM
- RED CASING CEMENT
- PROCESSED
- ROCK
- ROD

- Claystone
- Shale
- Siltstone (33.5km grain size)
- Sandstone
- Conglomerate - root supported
- Coal, Lignite
- Chert
- Horstite
- Limestone
- Tuff



700

750

2150

2100

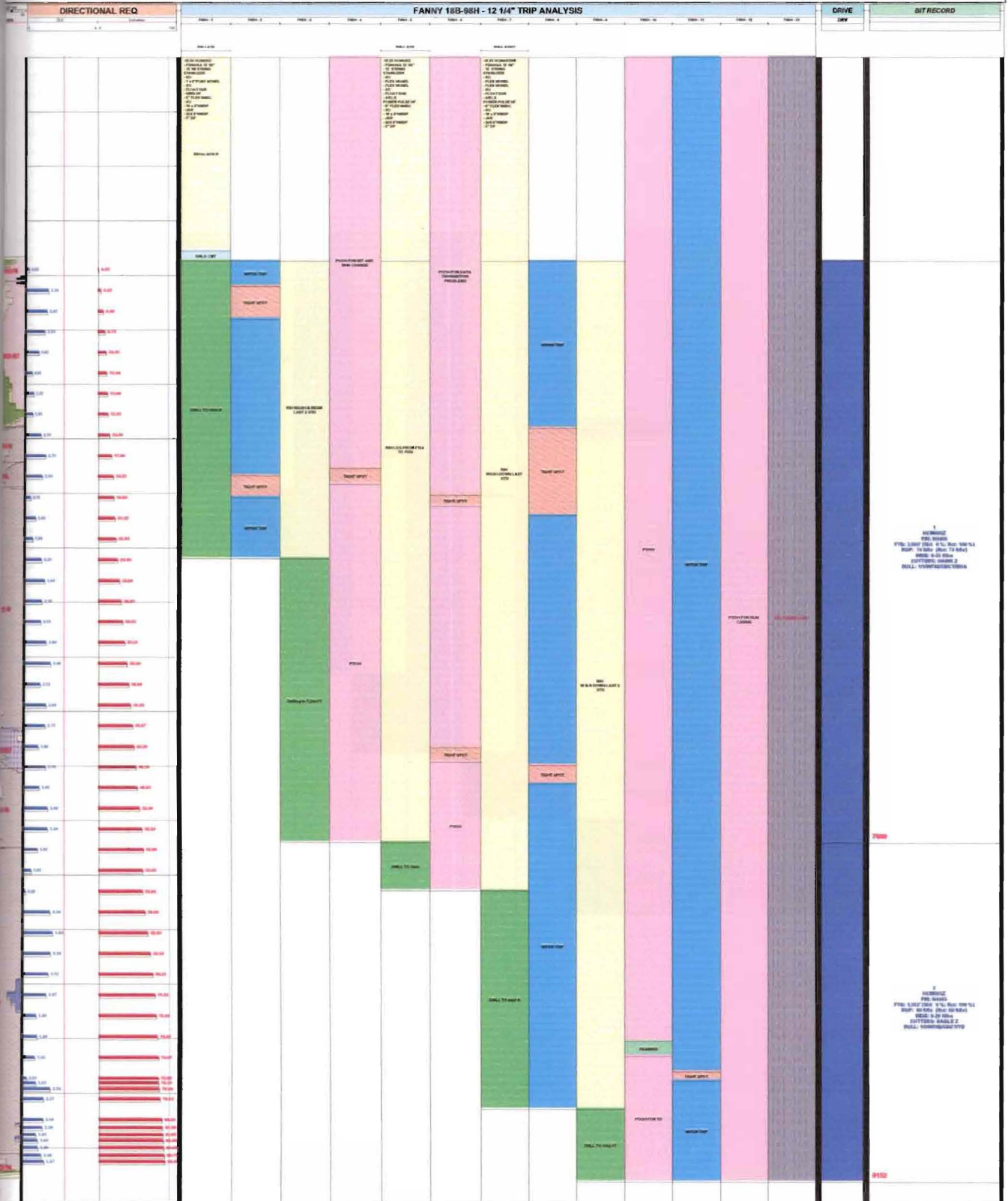
2050

TRIP ANALYSIS FOR 12 1/4" SECTION FANNY 18B-98H

- DRILLING
- WIPER TRIP
- POUGH
- RIG
- TRIP/TY SPOT
- WASH & HEALM
- BITH CASING
- CEMENT
- POWER DRIVE
- BITER
- BITER

- Chalkone
- Chalk
- Siltstone (20-30um grain size)
- Sandstone
- Calcareous - chert spheroid
- Coal Lignite
- Chert
- Karabala
- Limestone
- Tufa

DEPTH SCALE 1:2000



Anexo F

Analisis de Parametros

ANEXO F

Analysis Parameters for 12¼" Section Alice 10H	Anexo F1
Analysis Parameters for 12¼" Section Alice 11H	Anexo F2
Analysis Parameters for 12¼" Section Fanny 18B-89H	Anexo F3
Analysis Parameters for 12¼" Section Alice 14H	Anexo F4
Analysis Parameters for 12¼" Section Fanny 18B-98H	Anexo F5
Analysis Parameters for 12¼" Section Dorine 69	Anexo F6

Frase en Ingles	Frase en Español
Analysis Parameters for 12¼" Section	Análisis de parámetros para Sección 12¼"
Key Parameters	Parámetros Claves
Surface & Bottom Revolutions	Revoluciones superficiales y de fondo
Directional Req.	Requerimientos direccionales
EZSteer Job	Trabajo EZSteer
Drive	
Hydraulics	Hidráulica
Bit Record	Registro de Brocas
Table	Mesa Rotaria
Motor	Motor de fondo
Flow	Flujo de fluido de perforación
PSPM	Presión de las bombas
Lithology	Litología

PARAMETERS ANALYSIS FOR 12 1/4" SECTION ALICE 10H

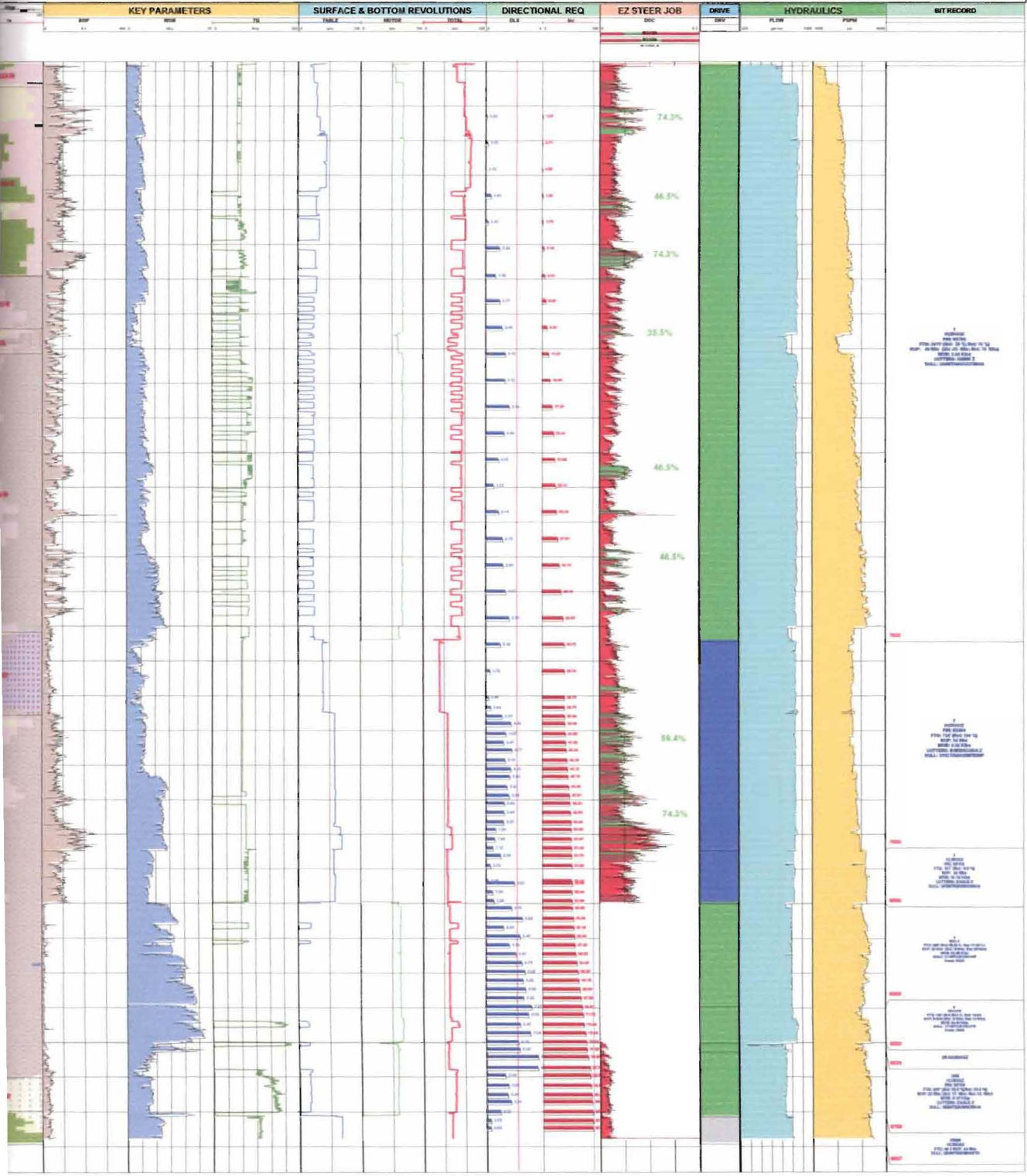


Hughes Christensen



- C Chertak
- C Chalk
- C Silts (20 Alum gran) (red)
- C Sandstone
- C Carbonate - not supported
- C Clay Lignite
- C Clay
- C Basalt
- C Limestone
- C 100

DEPTH SCALE 1:1000



1
 2
 3
 4
 5
 6
 7
 8
 9
 10
 11
 12
 13
 14
 15
 16
 17
 18
 19
 20
 21
 22
 23
 24
 25
 26
 27
 28
 29
 30
 31
 32
 33
 34
 35
 36
 37
 38
 39
 40
 41
 42
 43
 44
 45
 46
 47
 48
 49
 50
 51
 52
 53
 54
 55
 56
 57
 58
 59
 60
 61
 62
 63
 64
 65
 66
 67
 68
 69
 70
 71
 72
 73
 74
 75
 76
 77
 78
 79
 80
 81
 82
 83
 84
 85
 86
 87
 88
 89
 90
 91
 92
 93
 94
 95
 96
 97
 98
 99
 100

1
 2
 3
 4
 5
 6
 7
 8
 9
 10
 11
 12
 13
 14
 15
 16
 17
 18
 19
 20
 21
 22
 23
 24
 25
 26
 27
 28
 29
 30
 31
 32
 33
 34
 35
 36
 37
 38
 39
 40
 41
 42
 43
 44
 45
 46
 47
 48
 49
 50
 51
 52
 53
 54
 55
 56
 57
 58
 59
 60
 61
 62
 63
 64
 65
 66
 67
 68
 69
 70
 71
 72
 73
 74
 75
 76
 77
 78
 79
 80
 81
 82
 83
 84
 85
 86
 87
 88
 89
 90
 91
 92
 93
 94
 95
 96
 97
 98
 99
 100

1
 2
 3
 4
 5
 6
 7
 8
 9
 10
 11
 12
 13
 14
 15
 16
 17
 18
 19
 20
 21
 22
 23
 24
 25
 26
 27
 28
 29
 30
 31
 32
 33
 34
 35
 36
 37
 38
 39
 40
 41
 42
 43
 44
 45
 46
 47
 48
 49
 50
 51
 52
 53
 54
 55
 56
 57
 58
 59
 60
 61
 62
 63
 64
 65
 66
 67
 68
 69
 70
 71
 72
 73
 74
 75
 76
 77
 78
 79
 80
 81
 82
 83
 84
 85
 86
 87
 88
 89
 90
 91
 92
 93
 94
 95
 96
 97
 98
 99
 100

1
 2
 3
 4
 5
 6
 7
 8
 9
 10
 11
 12
 13
 14
 15
 16
 17
 18
 19
 20
 21
 22
 23
 24
 25
 26
 27
 28
 29
 30
 31
 32
 33
 34
 35
 36
 37
 38
 39
 40
 41
 42
 43
 44
 45
 46
 47
 48
 49
 50
 51
 52
 53
 54
 55
 56
 57
 58
 59
 60
 61
 62
 63
 64
 65
 66
 67
 68
 69
 70
 71
 72
 73
 74
 75
 76
 77
 78
 79
 80
 81
 82
 83
 84
 85
 86
 87
 88
 89
 90
 91
 92
 93
 94
 95
 96
 97
 98
 99
 100

1
 2
 3
 4
 5
 6
 7
 8
 9
 10
 11
 12
 13
 14
 15
 16
 17
 18
 19
 20
 21
 22
 23
 24
 25
 26
 27
 28
 29
 30
 31
 32
 33
 34
 35
 36
 37
 38
 39
 40
 41
 42
 43
 44
 45
 46
 47
 48
 49
 50
 51
 52
 53
 54
 55
 56
 57
 58
 59
 60
 61
 62
 63
 64
 65
 66
 67
 68
 69
 70
 71
 72
 73
 74
 75
 76
 77
 78
 79
 80
 81
 82
 83
 84
 85
 86
 87
 88
 89
 90
 91
 92
 93
 94
 95
 96
 97
 98
 99
 100

PARAMETERS ANALYSIS FOR 12 1/4" SECTION ALICE 11H

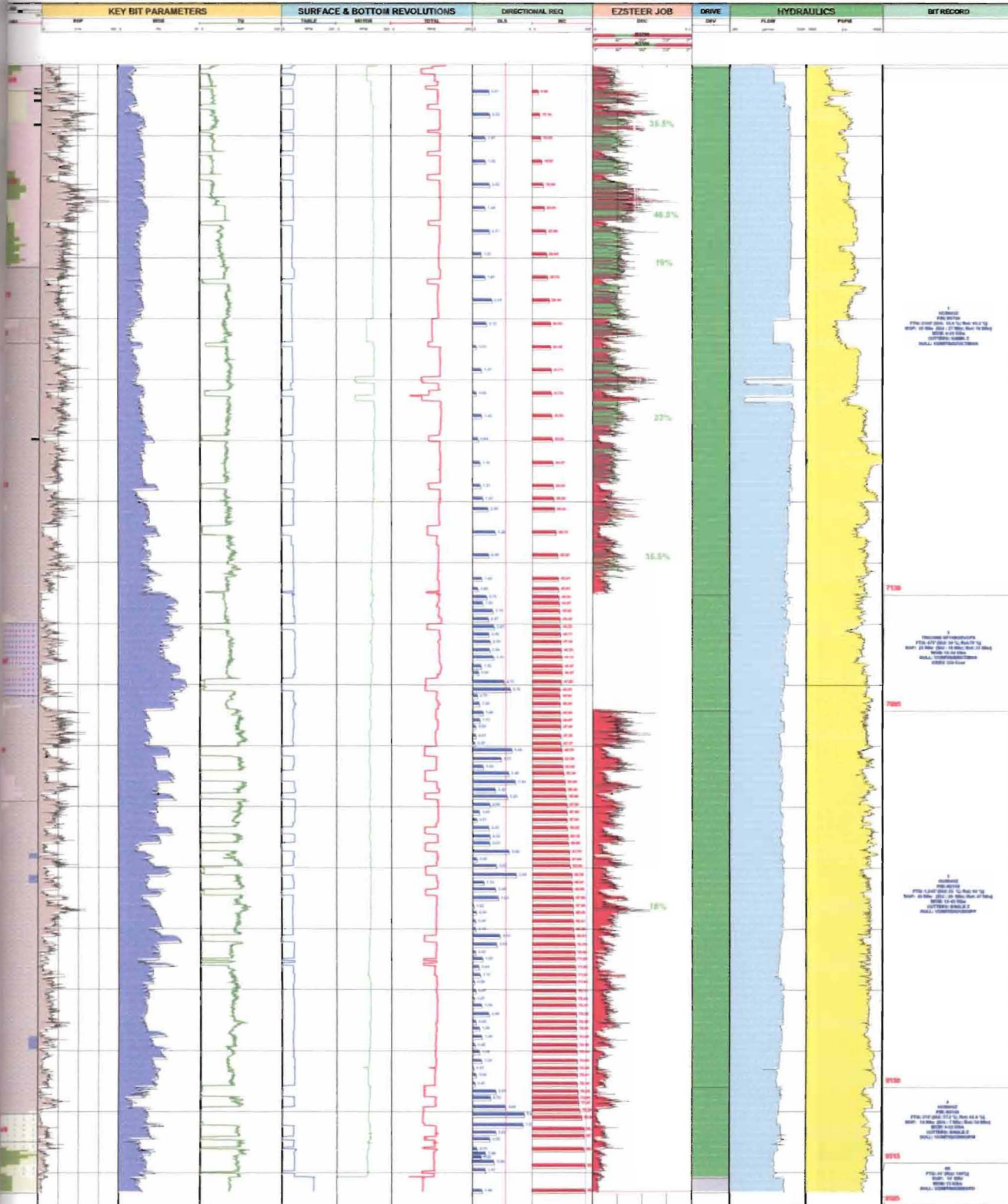


Hughes Christensen



- D Drift
- D Clay
- D Silty clay
- D Silty clay with sand
- D Claystone
- D Carbonaceous claystone
- D Sandstone
- D Shale
- D Siltstone
- D Limestone
- D Dolomite

DEPTH SCALE 1:5000



PARAMETERS ANALYSIS FOR 12 1/4" SECTION FANNY 89H



Hughes Christensen



- Checkline
- Chain
- Bitbars (2.5-Aktive gran sand)
- Mudstone
- Carbonates - soft suspended
- Sand, lignite
- Clay
- Shale
- Limestone
- Salt

DEPTH SCALE 1:1000

KEY BIT PARAMETERS

SURFACE & BOTTOM REVOLUTIONS

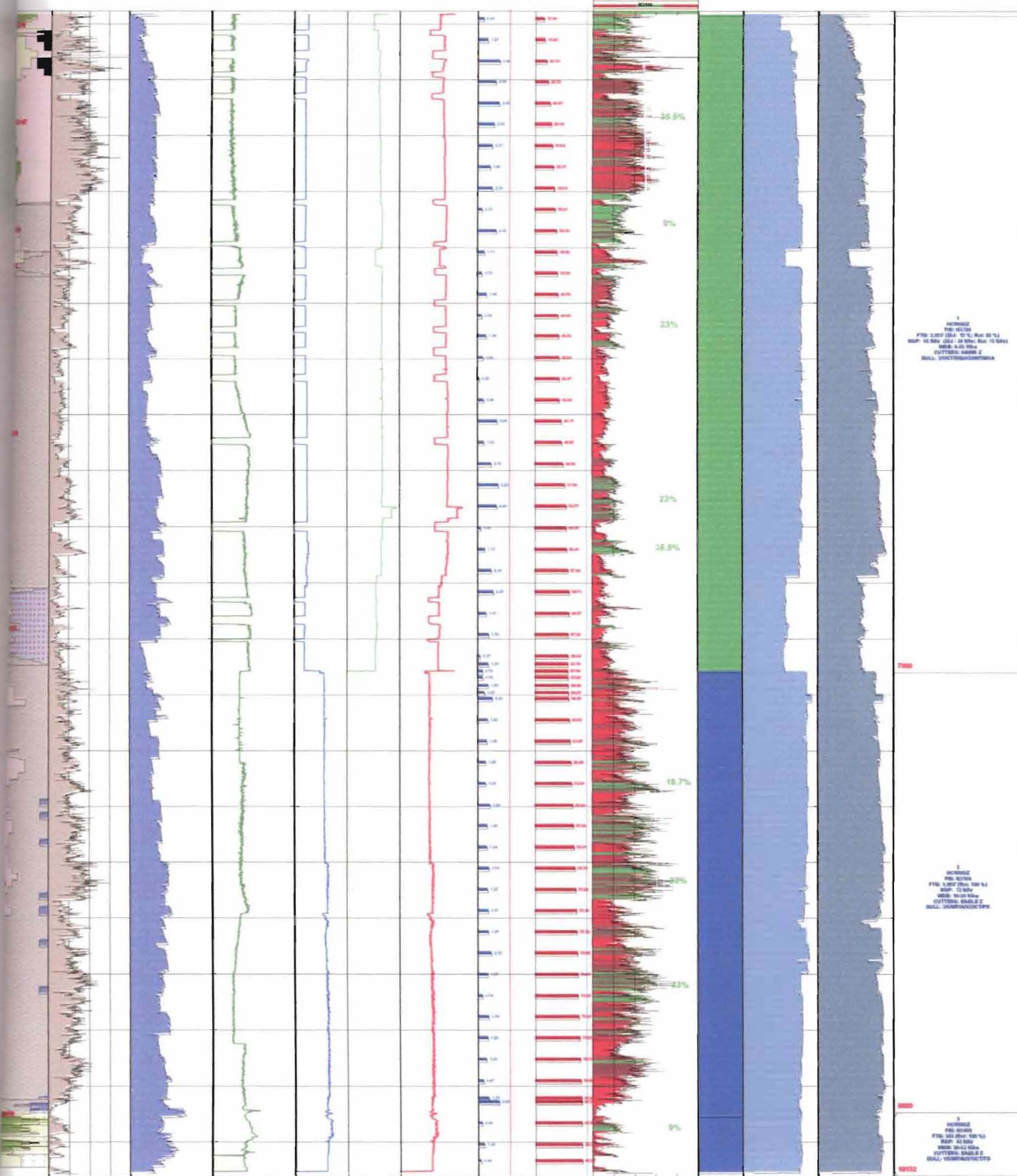
DIRECTIONAL REQ

EZSTEER JOB

DRIVE

HYDRAULICS

BIT RECORD



1
 FORMER
 FTS 2.207 (204) 10" x 11" Bit 25" x 1/2"
 MOP 10.000 (204) 10.000 (204) Bit 10.000
 NEW 10.000
 CUTTER: TABLE 2
 BALL: UNIDENTIFIED

2
 FORMER
 FTS 1.000 (204) 10" x 11" Bit 25" x 1/2"
 MOP 10.000 (204) 10.000 (204) Bit 10.000
 NEW 10.000
 CUTTER: TABLE 2
 BALL: UNIDENTIFIED

3
 FORMER
 FTS 1.000 (204) 10" x 11" Bit 25" x 1/2"
 MOP 10.000 (204) 10.000 (204) Bit 10.000
 NEW 10.000
 CUTTER: TABLE 2
 BALL: UNIDENTIFIED

10052

PARAMETERS ANALYSIS FOR 12 1/4" SECTION ALICE 14H

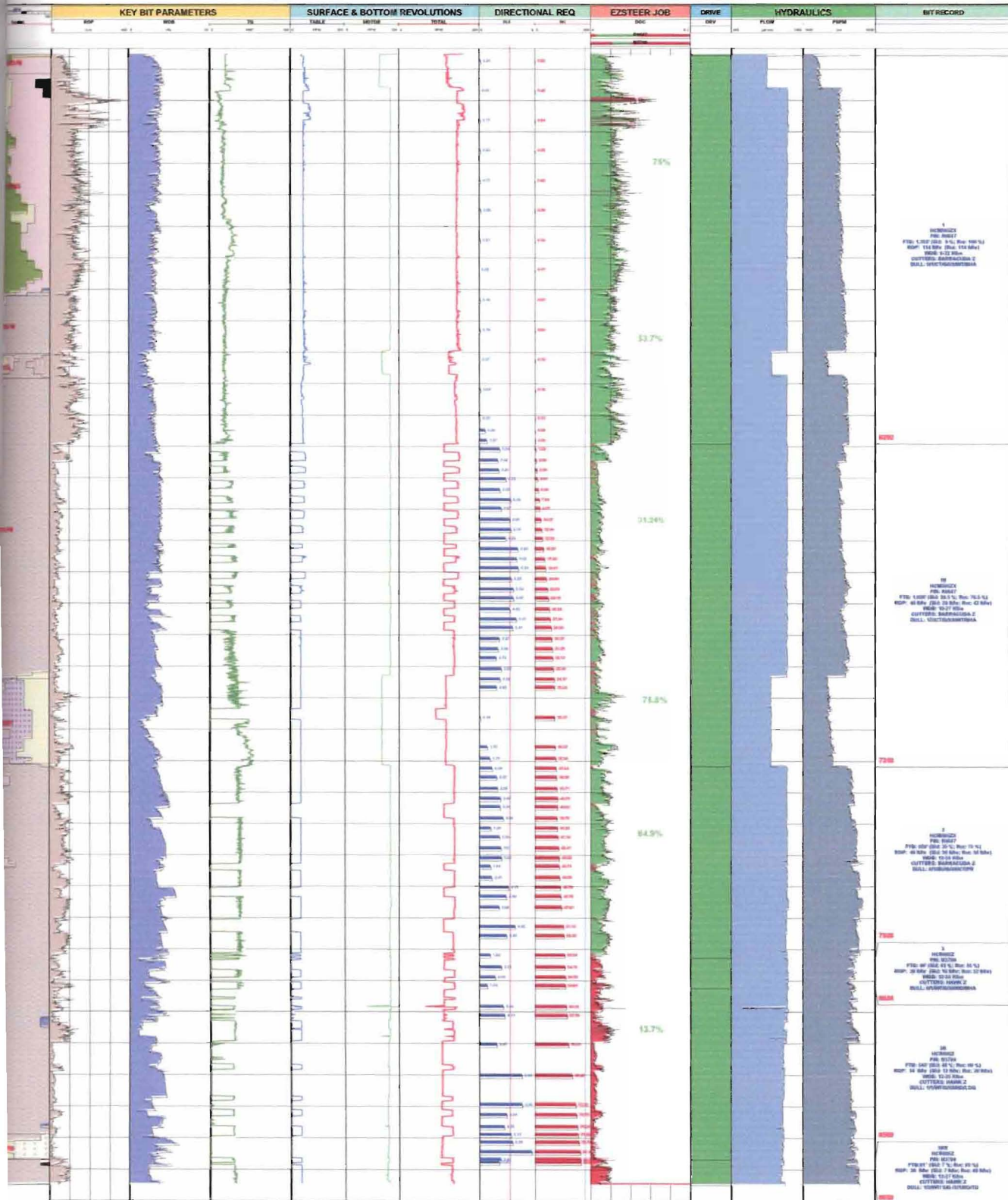


Hughes Christensen



- Chisel
- Edge
- Bottom (2-Blade gran cut)
- Condition
- Compromised - not supported
- Coal, Lignite
- Clay
- Kerosene
- Limestone
- Salt

DEPTH SCALE 1/100



1
 HORIZON
 PWD 1000
 FTD 1.000 (RPM 30.0%, Rev 100.0)
 ROP 10.000 (RPM 10.000, Rev 10.000)
 RWD 0.000
 CUTTERS: BARRACUDA 2
 DILL: HYPERDRILLING

2
 HORIZON
 PWD 1000
 FTD 1.000 (RPM 30.0%, Rev 100.0)
 ROP 10.000 (RPM 10.000, Rev 10.000)
 RWD 0.000
 CUTTERS: BARRACUDA 2
 DILL: HYPERDRILLING

3
 HORIZON
 PWD 1000
 FTD 1.000 (RPM 30.0%, Rev 100.0)
 ROP 10.000 (RPM 10.000, Rev 10.000)
 RWD 0.000
 CUTTERS: BARRACUDA 2
 DILL: HYPERDRILLING

4
 HORIZON
 PWD 1000
 FTD 1.000 (RPM 30.0%, Rev 100.0)
 ROP 10.000 (RPM 10.000, Rev 10.000)
 RWD 0.000
 CUTTERS: BARRACUDA 2
 DILL: HYPERDRILLING

5
 HORIZON
 PWD 1000
 FTD 1.000 (RPM 30.0%, Rev 100.0)
 ROP 10.000 (RPM 10.000, Rev 10.000)
 RWD 0.000
 CUTTERS: BARRACUDA 2
 DILL: HYPERDRILLING

PARAMETERS ANALYSIS FOR 12 1/4" SECTION FANNY 98H



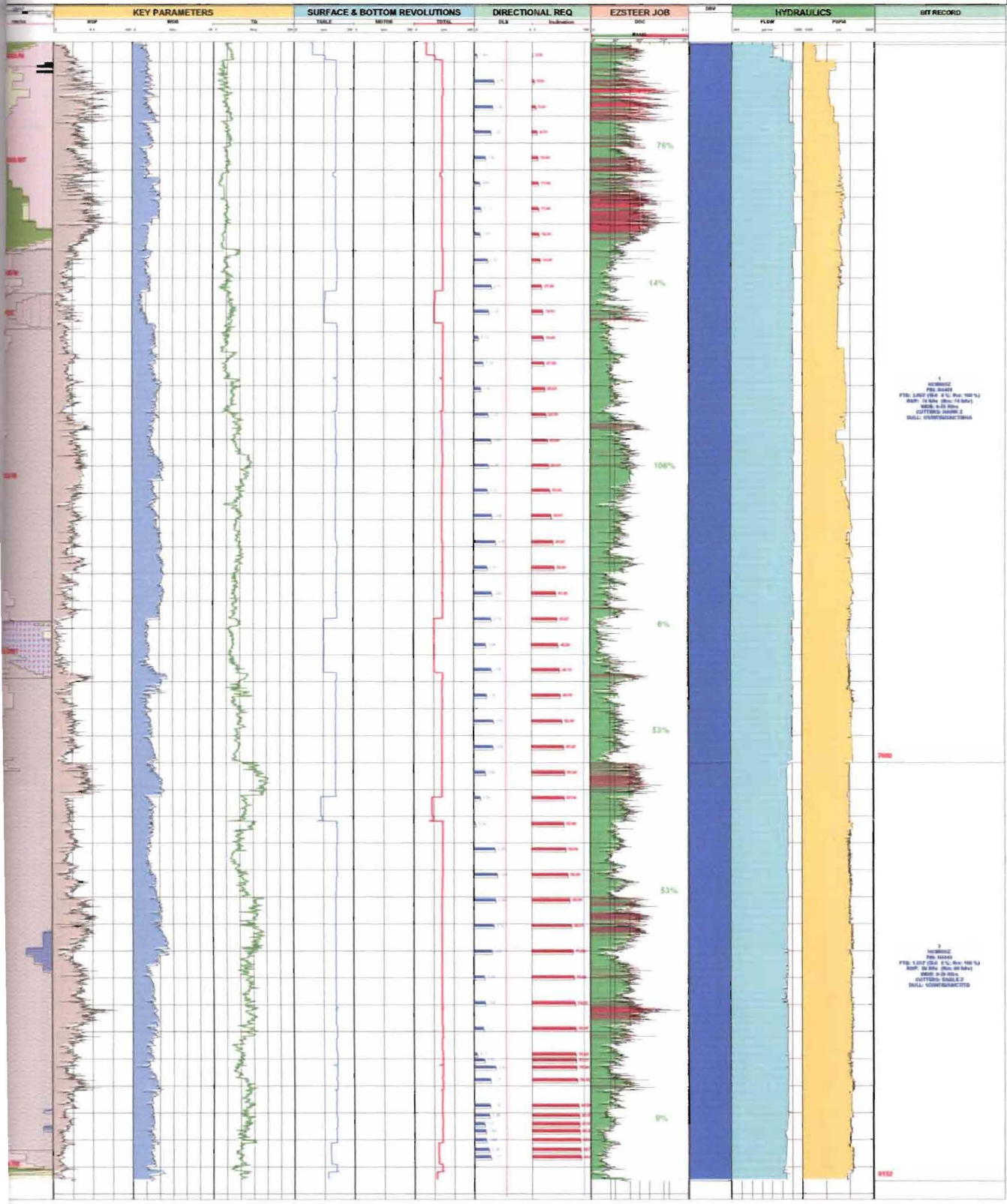
Hughes Christensen



- Obsolete
- Chair
- Shale (Graben grain)
- Sandstone
- Carbonate - not supported
- Coal Layer
- Oil
- Kistina
- Limestone
- Salt

FLUID STATE
WATER
OIL

DEPTH SCALE 1-1000



1
REVISION
FIG. 1.007 (REV. 4/92) (REV. 10/93)
DATE: 04/06/98 (REV. 12/04/97)
DRAWN: 0-00 (REV. 07/04/97)
CUSTOMER: OASIS 2
SCALE: UNMODIFIED

2
REVISION
FIG. 1.007 (REV. 4/92) (REV. 10/93)
DATE: 04/06/98 (REV. 12/04/97)
DRAWN: 0-00 (REV. 07/04/97)
CUSTOMER: OASIS 2
SCALE: UNMODIFIED

PARAMETERS ANALYSIS FOR 12 1/4" SECTION DORINE 69



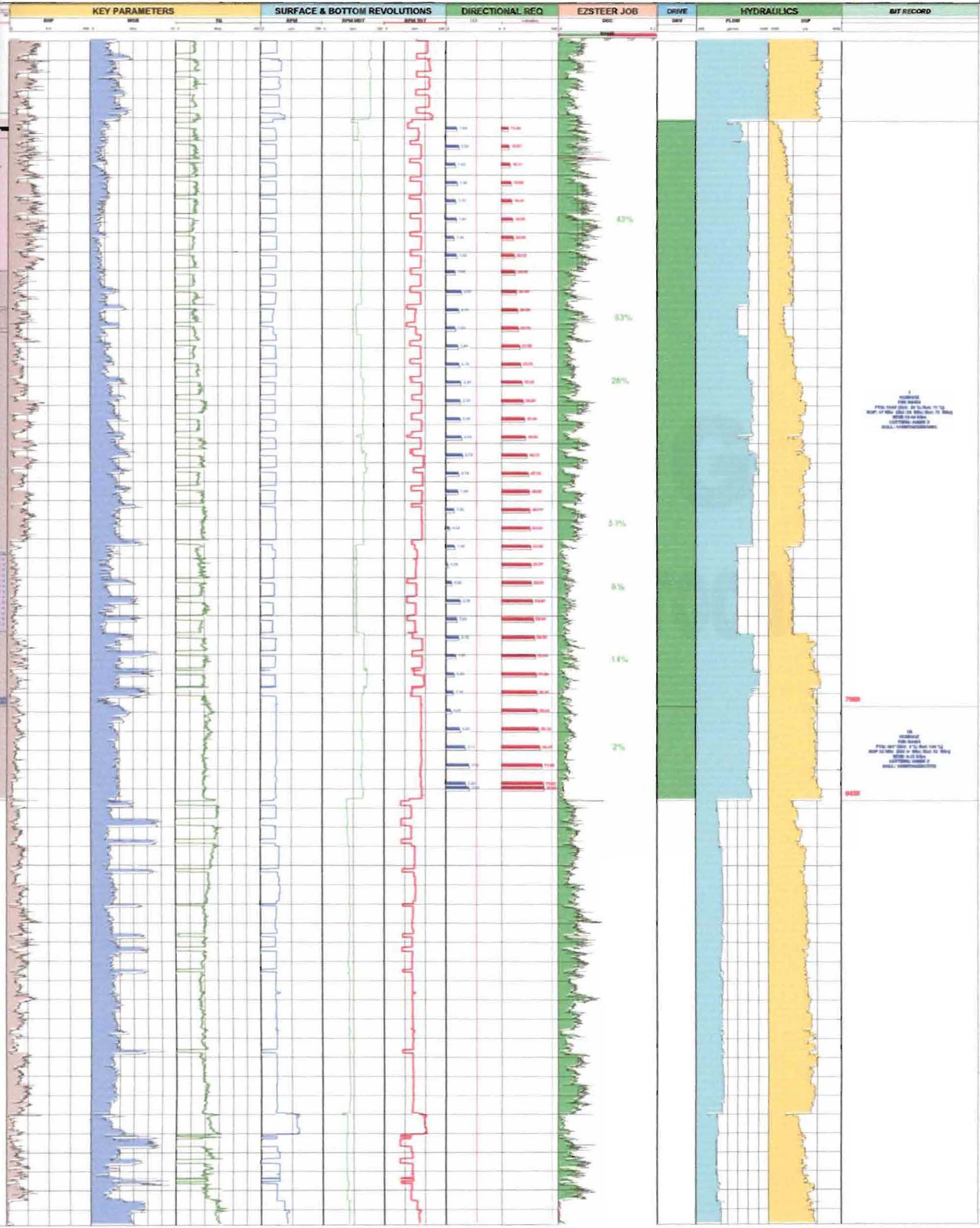
Hughes Christensen

- Chisel
- Chip
- Shavings (20-4000 grain size)
- Swarf
- Composites - and spheroid
- Cool - Liquid
- Cool - Solid
- Lubricant
- Other

Progress
█ Active
█ Error



DEPTH SCALE 1:1000



Anexo G

Registro de Brocas

ANDESPETROLEUM - HP

ALICE 10H

Anexo G1

GEOGRAPHIC LOCATION ECUADOR/ SUCUMBIOS / TARAPOA		OPERATOR ANDES PETROLEUM		SP/D DATE: 26-Aug-06		TD DATE: 9-Sep-07		DULL CHARACTERISTICS						WELL TYPE		REASONS PULLED					
FIELD / AREA ALICE		LOCATION / WELL NUMBER ALICE 10H		WELL TYPE: DESARROLLO		WORK TYPE:		BC - Broken Core BU - Balled Up CI - Cone Interference		BF - Bond Failure CC - Cracked Cone CT - Chipped Teeth/Cutter		BT - Broken Teeth CD - Cone Drag CR - Corod		DESARROLLO INVESTOR EXPLORATORIO		BHA - BOTTOM HOLE ASSEMBLY CM - CONDITION MUD DMF - DOEHOLE MOTOR FAILURE		CP - CORE POINT DST - DRILL STEM TEST DP - DRILL PLUG			
LATITUDE		CONTRACTOR / RIG HP		WELL PROFILE: DIRECTIONAL TYPE "HORIZONTAL"		WCT OFFER:		ER - Erosion JD - Junk Damage LT - Lost Teeth/Cutters		FC - Flat Crested Wear LC - Lost Cone OC - Off Center Wear		HC - Heat Cheek LN - Lost Nozzle PB - Pinched Bit		WORK TYPE DIARIO PIE PERFORADO COMBINADO LLAVE EN MANO RENDIMIENTO		DBF - DRILL DTRING FAILURE DTF - DOWNHOLE TOOL FAILURE FM - FORMATION CHANGE PR - PENETRATION RATE RIG - RIG REPAIR TD - TOTALCASING DEPTH WC - WEATHER CONDITIONS		HP - HOLE PROBLEMS HR - HOURS ON BIT LH - LEFT IN HOLE LOG - RUNG LOGS PP - PUMP PRESSURE TQ - TORQUE TW - TWIST OFF			
LONGITUDE				FT RNKEY CO.		TARGET FM:		PN - Plugged Nozzlee SD - Shirltail Damage WO - Washed Out Bit		RG - Rounded Gauge SS - Self Sharpening Wear WT - Worn Teeth/Cutter		RO - Ring Out TR - Tracking NO - No Dull Characteristics									
				DIRECTIONAL CO.: SLUMBERGUER		M1 ZONE															

No	SIZE	MFG	TYPE	BIT INFORMATION			SERIAL	DATE OUT	DEPTH OUT	INTERV DRILLED	NET HRS	NET ROP	HRS IADC	ROP IADC	WOB	RPM		PUMP PRESS	FLOW RATE	TQ	% SLIDE	POH TYPE	DWH HOUR	POH FACTOR	FORMATIONS		SURVEYS		MUD				DULL GRADING								
				IADC	BLADES	CUTTER										NZZ.S	ROT								TOTAL	NAME	LITH	INCL	AZMTH	WT	FL	SOL	FV	P/PP	I	O	DC	L	B	G	OC
1	12.25	HCC	HCR805Z		5	19	3 x 15 + 2 x 16	7302676	29-Aug-06	7055	2075	55.5	37.39	65.5	31.88	2/24	50	56	2900	870	10		AB00M78-40XP	1.5	0.18	ORT, TIY, TIY CLG	SS, SH, CL, SL, GCL	36.55	207.00	9.9	6.0	50	17/33	2	2	WT	G	X	1	CT	BHA
2	12.25	HCC	HCR805Z		5	19	3 x 15 + 2 x 16	7004063	30-Aug-06	7809	754	20	37.70	22	34.27	5/28	120	120	2800	855	16		PD 800 A			TIY CLG, TNA	CH, CL, BL	50.69	197.09	10	6.0	50	22/35	2	1	CT	G	X	2	WT	DMF
	12.25	HCC	HCR805Z		5	19	3 x 15 + 2 x 16	7302017	31-Aug-06	8000	191	3	63.67	9	21.22	15/18	120	120	2800	855	16		PD 800 A			TENA	CL, BL	52.08	197.94	10.1	8.0	56	24/35	0	1	WT	G	X	1	NO	BHA
4	12.25	HCC	MXL-1		TRIC	TRIC	3 x 20	5091430	3-Sep-06	8369	369	54	6.83	60.5	8.10	20/48	40	128	3250	820	16		AB00M78-40XP	1.5	0.18	TENA	CL, BL	62.32	206.4	10.3	8.0	64	22/32	1	1	WT	A	E	1	NO	HR
5	12.25	HCC	XR+CPS		TRIC	TRIC	3 x 20	MY0040	5-Sep-06	8502	133	31.5	4.22	35.5	3.76	30/45	40	128	3250	820	16		AB00M78-40XP	1.5	0.18	TENA	CL, BL	73.48	210.66	10.3	8.0	64	22/33	1	1	WT	A	E	1	NO	PR
3R	12.25	HCC	HCR805Z		5	19	4 x 14 + 3 x 15	7302017	6-Sep-06	8534	32	7	4.87	12	2.67	3/20	40	128	3100	760	13		AB00M78-40XP	1.5	0.18	TENA	CL, BL	76.63	211.26	10.3	9.0	65	21/33	1	1	WT	G	X	1	NO	
3RR	12.25	HCC	HCR805Z		5	19	4 x 14 + 3 x 15	7302017	8-Sep-06	8769	235	14	16.79	37.5	6.27	6/16	40	128	3274	749	10		AB00M78-40XP	1.5	0.18	TENA, BBL TENA	CL, BL, KAO	87.46	216.75	10.3	9.0	66	23/30	1	2	WT	G	X	1	NO	BHA
3RRR	12.25	HCC	HCR805Z		5	19	4 x 14 + 3 x 15	7302017	9-Sep-06	8867	98	3	32.67	14	7.00	6/16	130	130	3274	750	10					M1-ZONE	SH, SS, KAO	87.79	216.82	10.3	9.0	66	24/31	2	2	WT	G	X	1	NO	TD

ANDES PETROLEUM - HP

ALICE 11H

Anexo G2

OPERATOR ANDES PETROLEUM	SPUD DATE: 27-Sep-06	TD DATE: 8-Oct-07	DULL CHARACTERISTICS BC - Broken Cone BF - Bond Failure BT - Broken Teeth BU - Balled Up CC - Cracked Cone CD - Cone Drag CI - Cone Interference CT - Chipped Teeth/Cutter CR - Cored			WELL TYPE DESARROLLO INYECTOR EXPLORATORIO	REASONS PULLED BHA - BOTTOM HOLE ASSEMBLY CM - CONDITION MUD DMF - DOEHOLE MOTOR FAILURE DP - CORE POINT DST - DRILL STEM TEST DP - DRILL PLUG
LOCATION / WELL NUMBER ALICE 11H	WELL TYPE: DESARROLLO	WORK TYPE: ER - Erosion FC - Flat Created Wear HC - Heat Check JD - Junk Damage LC - Lost Cone LN - Lost Nozzle LT - Lost Teeth/Cutters OC - Off Center Wear PB - Pinched Bit	WELL PROFILE DIRECTIONAL TYPE "HORIZONTAL"			WORK TYPE DIARIO PIE PERFORADO COMBINADO LLAVE EN MANO RENDIMIENTO	DSF - DRILL STRING FAILURE HP - HOLE PROBLEMS DTF - DOWNHOLE TOOL FAILURE HR - HOURS ON BIT FM - FORMATION CHANGE LH - LEFT IN HOLE PR - PENETRATION RATE LOG - RUNG LOGS RIG - RIG REPAIR PP - PUMP PRESSURE TD - TOTAL CASING DEPTH TQ - TORQUE WC - WEATHER CONDITIONS TW - TWIST OFF
CONTRACTOR / RIG HP	TURKEY CO.: SLUMBERGUER	TARGET FM: M1 ZONE	PN - Plugged Nozzles RG - Rounded Gauge RO - Ring Out SD - Shirlal Damage SS - Self Sharpening Wear TR - Tracking WC - Washed Out Bit WT - Worn Teeth/Cutter NO - No Dull Characteristics				

#	BIT INFORMATION									DEPTH OUT	INTERV DRILLED	NET HRS	NET ROP	NET IADC	ROP IADC	WOB	RPM		PUMP PRES	FLOW RATE	TQ	% BLADE	PDM TYPE	BENT HOUS. ANGLE	PDM FACTOR	FORMATIONS		SURVEYS		MUD				DULL GRADING							
	SIZE	MFG	TYPE	IADC	BLADES	CUTTER	NZLS	SERIAL	DATE OUT								ft	ft								hrs	ft / hr	hrs	ft / hr	lbs	ROT	TOTAL	psi	gpm	(lbm/ft)	Time	deg	rev/ft	NAME	LITH	INCL
1	12.25	HCC	HCR805		5	19	5 X 16	7302677	29-Sep-06	7130	2170	38	57.11	43	50.47	8-26	45	181	3500	820	16		A800M7840XP	1.5	0.16	ORT, TIY, TIY CGL	SS SH CL, BL CGL	43.34	188.88	10	10.0	65	21/28	1	2	WT	G	X	1	CT	BHA
2	12.25	HCC	BF16B06UC		TRIC	TRIC	4 X 18	MY1608	1-Oct-06	7805	475	33	14.39	39.5	12.03	32-50	45	181	3450	800	13		A800M7840XP	1.5	0.16	TIY, TIY CGL	SH, SS CL, BL	45.9	186.23	10	8.0	68	25/27	1	1	WT	A	E	I	CT	BHA
3	12.25	HCC	HCR805Z		5	19	2 X 16 + 2 X 14	7302311	5-Oct-06	9160	1545	45	34.33	60	28.75	12-45	45	181	3300	760	16		A800M7840XP	1.5	0.16	TNA	SS CL, BL	75.01	169.9	10.2	9.5	69	23/28	1	2	WT	G	X	1	NO	PR
4	12.25	HCC	HCR805Z		5	19	3 X 15	7302712	7-Oct-06	9525	375	40.5	9.28	43	8.72	9-32	45	181	3300	750	16		A800M7840XP	1.5	0.16	TNA, BSL, TNA	BL CL, KAO	87.56	188.85	10.2	10.0	69	24/29	1	2	WT	G	X	I	NO	FM
5	12.25	HCC	HCR805Z		5	19	3 X 15	7302712	8-Oct-06	9585	72	4.5	18.00	12.5	5.76	15	40	181	3300	750	16		A800M7840XP	1.5	0.16	M1 ZONE	SH, SS	88.21	188.29	10.2	10.0	72	24/29	1	2	WT	G	X	I	NO	TD

ANDESPETROLEUM - HP

FANNY 18B-89H

Anexo G3

GEOGRAPHIC LOCATION ECUADOR/SUCUMBIOS/TARAPOA	OPERATOR ANDES PETROLEUM	SPUD DATE:	TD DATE: 17-Dec-06	DULL CHARACTERISTICS			WELL TYPE	REASONS PULLED
FIELD / AREA FANNY	LOCATION / WELL NUMBER FANNY 18B-89H	WELL TYPE: DESARROLLO	WORK TYPE:	BC - Broken Cone BU - Balled Up CI - Cone Interference	BF - Bond Failure CD - Cracked Cone CT - Chipped Teeth/Cutter	BT - Broken Teeth CD - Cone Drag CR - Cored	DESARROLLO INVENTORIO EXPLORATORIO	BHA - BOTTOM HOLE ASSEMBLY CM - CONDITION MUD DMF - DOEHOLE MOTOR FAILURE DP - DRILL PLUG
LATITUDE	CONTRACTOR / RIG HP	WELL PROFILE: DIRECTIONAL TYPE "HORIZONTAL"	WCC OFFER: LUMP SUM x WELL	ER - Erosion JD - Junk Damage LT - Lost Teeth/Cutters	FC - Flat Crested Wear LC - Lost Cone OC - Off Center Wear	HC - Heat Check LN - Lost Nozzle PB - Pinched Bit	WORK TYPE DIARIO PIE PERFORADO COMBINADO LLAVE EN MANO RENDIMIENTO	DSF - DRILL DTRING FAILURE DTF - DOWNHOLE TOOL FAILURE FM - FORMATION CHANGE PR - PENETRATION RATE RIG - RIG REPAIR TD - TOTAL/CASING DEPTH WC - WEATHER CONDITIONS
LONGITUDE		FURNKEY CD:	TARGET FM: TENA	PN - Plugged Nozzles SD - Shirltail Damage WO - Washed Out Bit	RG - Rounded Gauge SS - Self Sharpening Wear WT - Worn Teeth/Cutter	RC - Ring Out TR - Tracking NG - No Dull Characteristics		HP - HOLE PROBLEMS HR - HOURS ON BIT LIH - LEFT IN HOLE LOG - RUNG LOGS PP - PUMP PRESSURE TQ - TORQUE TW - TWIST OFF
		DIRECTIONAL CD: SLUMBERGUER	MUD CD:					

BIT INFORMATION										MUD										DULL GRADING																					
No	SIZE	MPG	TYPE	IADC	BLADES	CUTTER	NZLS	SERIAL	DATE OUT	DEPTH OUT	INTERV DRILLED	NET HRS	NET ROP	HRS IADC	ROP IADC	WOB	RPM		PUMP PRESS	FLOW RATE	TQ	% SLIDE	PDM TYPE	BENT HOUS	PDM FACTOR	FORMATIONS		SURVEYS		MUD				DULL GRADING							
																	ROT	TOTAL								NAME	LITH	INCL	AZMTH	WT	FL	SOL	PV	PV/P	I	O	DC	L	B	G	ODC
#	IN				#	mm	1/32"	#		ft	ft	hrs	ft/hr	hrs	ft/hr	kips		psi	gpm	(lbs/ft)	Time	Angle	rev/in		deg	deg	ppg	%													
1	12.25	HCC	HCR60SZ		5	19	5X16	7302878	13-Dec-06	7900	2935	66.5	44.14	73.5	39.93	8-25	100-130	130-190	2800	710	17		AR00M7840XP	1.8	0.18	ORT, ORT SS, TIY, TIY CGL	SS SH DGL SL CL CH	64	255.27	9.9	9.5	60	21/28	2	2	CT	S/G	X	2	WT	BHA
2	12.25	HCC	HCR60SZ		5	19	7X15	7004063	15-Dec-06	9889	1989	35	56.83	41	48.61	10-30	120	120	3600	650	22		PD 900 A			TIY, TNA	CL SL	80.82	248.37	10	9.5	60	17/29	2	3	WT	A	X	2	CT	PR
3	12.25	HCC	HCR60SZ		5	19	5X18	7302310	17-Dec-06	10132	243	49	4.98	59	4.12	20-32	120	120	3600	630	22		PD 900 A			BSL TNA M1 ZONE	SH SS	82.33	247.82	10.1	9.5	65	17/29	1	2	WT	A	X	1	CT	TD

ANDESPETROLEUM - HP

ALICE 14H

Anexo G4

GEOGRAPHIC LOCATION ECUADOR/ SUCUMBIOS / TARAPOA		OPERATOR ANDES PETROLEUM		SPUD DATE: 18-Jan-07		TD DATE: 28-Jan-07		DULL CHARACTERISTICS BC - Broken Cone BF - Bond Failure BT - Broken Teeth BU - Balled Up CC - Cracked Cone CD - Cone Drag CI - Cone Interference CT - Chipped Teeth/Cutter CR - Cored ER - Erosion FC - Flat Crested Wear HC - Heal Check JD - Junk Damage LC - Lost Cone LN - Lost Nozzle LT - Lost Teeth/Cutters OC - Off Center Wear PB - Pinched Bit PN - Plugged Nozzles RG - Rounded Gauge RO - Ring Out SD - Shirltail Damage SS - Self Sharpening Wear TR - Tracking WO - Washed Out Bit WT - Worn Teeth/Cutter NO - No Dull Characteristics						WELL TYPE DESARROLLO INYECTOR EXPLORATORIO		REASONS PULLED BHA - BOTTOM HOLE ASSEMBLY CP - CORE POINT CM - CONDITION MUD DST - DRILL STEM TEST DMF - DOEHOLE MOTOR FAILURE DP - DRILL PLUG DSF - DRILL DTRING FAILURE HP - HOLE PROBLEMS DTF - DOWNHOLE TOOL FAILURE HR - HOURS ON BIT FM - FORMATION CHANGE LH - LEFT IN HOLE PR - PENETRATION RATE LOG - RUNG LOGS LLAVE EN MANO PP - PUMP PRESSURE RENDIMIENTO TD - TOTALCASING DEPTH WC - WEATHER CONDITIONS TW - TWIST OFF			
FIELD / AREA ALICE		LOCATION / WELL NUMBER ALICE 14H		WELL TYPE: DESARROLLO		WORK TYPE:		WELL TYPE DIARIO PIE PERFORADO COMBINADO LLAVE EN MANO RENDIMIENTO											
LATITUDE		CONTRACTOR / RIG HP		TURNKEY CO.		TARGET FM: M1 ZONE													
LONGITUDE				DIRECTIONAL CO. SLUMBERGUER		MUD LOG:													

BIT INFORMATION											DULL GRADING																														
No	SIZE	MFG	TYPE	IADC	BLADES	CUTTER	NZLS	SERIAL	DATE OUT	DEPTH OUT	INTERV DRILLED	NET HRS	NET ROP	HRS IADC	ROP IADC	WOB	RPM		PUMP PRESS	FLOW RATE	TQ	% SLIDE	PDM TYPE	SBIT	PDM FACTOR	FORMATIONS		SURVEYS		MUD				DULL GRADING							
																	ROT	TOTAL								NAME	LITH	INCL	AZMTH	WT	FL	SOL	FV	PV/YP	I	O	DC	L	B	G	ODC
#	in				#	mm	1/32"	#		ft.	ft.	hrs	ft/hr	Nrs	ft/hr	lbs			psi	gpm	(lb-ft)	Time		Angle	realign			deg	deg	ppg	%										
1	12.25	HCC	HCM808ZX		5	16	8 X 13/32	7302994	19-Jan-07	6292	1235	14.6	86.17	16	77.19	8-22	40-70	170-240	2800	850	16		AR80M76-40XP	1.15	0.2	ORT, ORT SST, TIY, TIY CGL	SH SS, SL CL, DGL	0.13	342.11	9.6	9.0	40	9/28	0	1	CT	G	X	I	WT	BHA
1R	12.25	HCC	HCM808ZX		5	16	9 X 13/32	7302994	21-Jan-07	7318	1026	35	29.31	37.5	27.38	10-27	38-45	170-220	2800	850	18		AR80M76-40XP	1.63	0.2	TIY, TIY CGL	SL, CL, CH, SS	37.28	204.91	9.7	5.0	45	12/34	1	2	CT	G	X	I	WT	BHA
2	12.25	HCC	HCM808ZX		5	16	10 X 13/32	7302995	23-Jan-07	7928	610	19.5	31.28	27.5	22.18	12-35	40	210	3300	845	15		AR80M76-40XP	1.5	0.2	TNA	SS, SL, CL	52.15	214.08	9.8	6.5	45	17/30	0	1	BU	G	X	I	CT	PR
3	12.25	HCC	HCR806Z		5	19	5 X 18/32	7302677	24-Jan-07	8024	98	7.5	12.80	11	8.73	12-35	38	207	3300	850	15		AR80M76-40XP	1.63	0.2	TNA	SS, SL, CL	54.81	217.18	9.9	6.5	46	17/29	0	1	WT	S	X	I	NO	BHA
3R	12.25	HCC	HCR806Z		5	19	6 X 18/32	7302677	27-Jan-07	8569	641	37.5	17.09	41.5	15.46	12-25	39	200	3300	850	16		AR80M76-40XP	1.63	0.2	TNA, BSL TNA	SS, SL, CL, KAC, LM	77.5	223.6	9.9	11.0	57	19/30	1	1	WT	S	X	I	NO	LOG
3RR	12.25	HCC	HCR806Z		5	19	7 X 18/32	7302677	28-Jan-07	8650	81	8.6	9.53	3.5	23.14	12-27	40	205	3300	820	16		AR80M76-40XP	1.63	0.2	M1 ZONE	SS, CL, SH, DGL	84.62	223.51	9.9	11.0	53	18/25	1	2	WT	S/G	X	I	NO	TD

ANDESPETROLEUM - HP

FANNY 18B-98H

Anexo G5

GEOGRAPHIC LOCATION		OPERATOR		START DATE		END DATE		DULL CHARACTERISTICS								WELL TYPE		REASONS PULLED																								
ECUADOR/ SUCUMBIOS / TARAPOA		ANDES PETROLEUM				17-Dec-06		BC - Broken Cone BU - Balled Up CI - Cone Interference	BF - Bond Failure CC - Cracked Cone CT - Chipped Teeth/Cutter	BT - Broken Teeth CD - Cone Drag CR - Cored	DESARROLLO INYECCION EXPLORATORIO		BHA - BOTTOM HOLE ASSEMBLY CM - CONDITION MUD DMF - DOEHOLE MOTOR FAILURE		CP - CORE POINT DST - DRILL STEM TEST DP - DRILL PLUG																											
FIELD / AREA		LOCATION / WELL NUMBER		WELL TYPE		WORK TYPE		ER - Erosion		FC - Flat Crested Wear	HC - Heat Check	WORK TYPE		DSF - DRILL DTRING FAILURE		HP - HOLE PROBLEMS																										
FANNY		FANNY 18B-89H		DESARROLLO				JD - Junk Damage		LC - Lost Cone	LN - Lost Nozzle	DIARIO		DTF - DOWNHOLE TOOL FAILURE		HR - HOURS ON BIT																										
LATITUDE		CONTRACTOR / RIG		TURNKEY CO.		TARGET PM		LT - Lost Teeth/Cutters		OC - Off Center Wear	PB - Pinched Bit	PIE PERFORADO		FM - FORMATION CHANGE		LIH - LEFT IN HOLE																										
LONGITUDE				SLUMBERGUER		TENA		PN - Plugged Nozzles		RG - Rounded Gauge	RO - Ring Out	COMBINADO		PR - PENETRATION RATE		LOG - RUNG LOGS																										
								SD - Shurtail Damage		SS - Self Sharpening Wear	TR - Tracking	LLAVE EN MANO		RIG - RIG REPAIR		PP - PUMP PRESSURE																										
								WOC - Washed Out Bit		WT - Worn Teeth/Cutter	NO - No Dull Characteristics	RENDIMIENTO		TD - TOTALCASING DEPTH		TQ - TORQUE																										
														WC - WEATHER CONDITIONS		TW - TWIST OFF																										
BIT INFORMATION											FORMATIONS		SURVEYS		MUD			DULL GRADING																								
#	SIZE	MFG	TYPE	IADC	BLADES	CUTTER	NZZLS	SERIAL	DATE OUT	DEPTH OUT		NET HRS	NET ROP	HRS IADC	ROP IADC	WOB	RPM	PUMP	FLOW	TQ	% SLIDE	POW	BENT	POW	NAME	LITH	INCL	AZMTH	WT	FL	SOL	FV	PV/VP	I	O	DC	L	B	O	ODC	RP	
										ft	m																															psi
1	12.25	HCC	HCM605Z		5	19	8X13	7302994	10-Apr-07	7600	2665	50.5	52.77	57	46.75	8-25	140	140	3200	890	10					ORT, CRT SS, TIV, TIV CGL	SS, BH, BL DGL, CH, CL	55.26	216.81	9.95		8.2	44	15/19	1	1	WT	G	X	I	CT	BHA
2	12.25	HCC	HCM605Z		5	19	3X15 + 4X16	7302712	13-Apr-07	9152	1552	23	67.48	32	48.80	8-28	120	120	3200	820	17					TNA, BSL TNA, M1 ZONE	SS, BL, LM SH, DGL	85.65	214.7	9		9.5	47	20/23	1	2	WT	A	X	I	CT	TD

ANDESPETROLEUM - HP

DORINE 69H

Anexo G6

GEOGRAPHIC LOCATION ECUADOR/ SUCUMBIOS / TARAPOA	OPERATOR ANDES PETROLEUM	SPUD DATE:	TD DATE: 17-Dec-06	DULL CHARACTERISTICS			WELL TYPE	REASONS PULLED		
FIELD / AREA DORINE 69H	LOCATION / WELL NUMBER DORINE 69H	WELL TYPE: DESARROLLO	WORK TYPE:	BC - Broken Cone BU - Balled Up CI - Cone Interference	BF - Bond Failure CC - Cracked Cone CT - Chipped Teeth/Cutter	BT - Broken Teeth CD - Cone Drag CR - Cored	DESARROLLO INVECTOR EXPLORATORIO	BHA - BOTTOM HOLE ASSEMBLY CM - CONDITION MUD DMF - DOEHOLE MOTOR FAILURE	CP - CORE POINT DST - DRILL STEM TEST DP - DRILL PLUG	
LATITUDE	CONTRACTOR / RIG HP	WELL PROFILE: DIRECTIONAL TYPE "HORIZONTAL"	WCC OFFER: LUMP SUM & WELL	ER - Erosion JD - Junk Damage LT - Lost Teeth/Cutters	FC - Flat Crested Wear LC - Lost Cone OC - Off Center Wear	HC - Heat Cheek LN - Lost Nozzle PB - Pinched Bit	WORK TYPE	DSF - DRILL DTRING FAILURE DTF - DOWNHOLE TOOL FAILURE FM - FORMATION CHANGE PR - PENETRATION RATE RIG - RIG REPAIR TD - TOTAL/CASING DEPTH WC - WEATHER CONDITIONS	HP - HOLE PROBLEMS HR - HOURS ON BIT LH - LEFT IN HOLE LOG - RUNG LOGS PP - PUMP PRESSURE TQ - TORQUE TW - TWIST OFF	
LONGITUDE		FURNKEY CO.	TARGET FM: TENA	PN - Plugged Nozzles SD - Shritail Damage WO - Washed Out Bit	RG - Rounded Gauge SS - Self Sharping Wear WT - Worn Teeth/Cutter	RO - Ring Out TR - Tracking NO - No Dull Characteristics	PIE PERFORADO COMBINADO LLAVE EN MANO RENDIMIENTO			
		DIRECTIONAL CO.: SLUMBERGUER	MUD CO.:							

BIT INFORMATION											DULL GRADING																														
#	SIZE in	MFG	TYPE	IADC	BLADES #	CUTTER mm	NZZLS 1/32"	SERIAL #	DATE OUT	DEPTH OUT ft	INTERV DRILLED ft	NET HRS	NET ROP ft/hr	HRS IADC	ROP IADC ft/hr	WOB kips	RPM		PUMP PRESS psi	FLOW RATE gpm	TQ (lb-ft)	% SLIDE Time	PDM TYPE	BENT HOUS ANGLE	PDM FACTOR rev/inch	FORMATIONS		SURVEYS		MUD					DULL GRADING						
																	ROT	TOTAL								NAME	LITH	INCL deg	AZMTH deg	WT ppg	FL %	SOL	PV	PV/YP	I	O	DC	L	B	G	ODC
1	12.25	HCC	HCMB05Z		5	19	7X15	7D1048	15-Jul-07	7969	3048	68	44.82	73.5	41.47	10-40	50-80	177-236	2900	850	11		ABCDM784DXP	1.5	0.18	ORT, ORT SS, TIY, TIY	SS, SH, SL, CGL, CH, CL	62.41	41.69	9.8	7.7	46	14/23	1	1	WT	A	X	I	NO	WG
1R	12.25	HCC	HCMB05Z		5	19	7X15	7D1048	22-Jul-07	8459	491	15	32.73	38.5	12.75	9-23	50-80	177-237	3100	820	14		ABCDM784DXP	1.5	0.16	TNA, BSL TNA, M1	SS, SL, LM, SH, COAL	75.56	42.29	10	8.2	54	17/25	1	2	WT	G	X	I	CT	TD

Anexo H

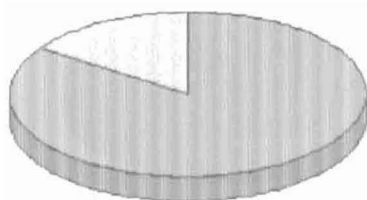
Analisis de Tiempos

OASIS Drilling Time Analysis

Alice 10H

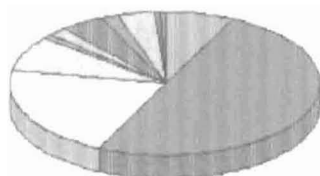
Full Well

Operations Time Analysis Breakdown
Total Operation



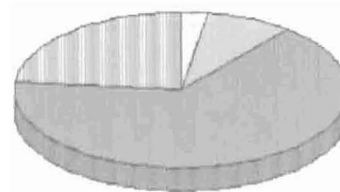
- Normal drilling operations
- Coring operations
- Evaluation & completion operations
- Unplanned operations

Operations Time Analysis Breakdown
Normal Drilling Operations



- Mobilization
- Drilling
- Circulate And Condition
- Trips
- Washing
- Directional Work
- Rig Service / Safety
- Drilling Cement / Plugs
- Cementing Operations
- Rig Up And Run Casing
- Re-Entry Operations
- Surface Equipment Operations
- P & A / Ts Cement Plugs / Cut Casing
- Lot / Fit
- Miscellaneous
- Wait On Orders

Operations Time Analysis Breakdown
Unplanned Operations



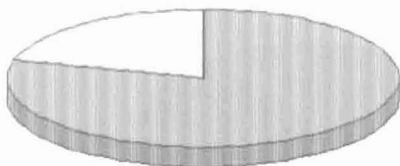
- Weather
- Coring Problems
- Cement Problems
- Surface Equipment Problems
- Well Control Operations
- Hole Problems
- Lost Circulation
- Stock Pipe
- Rig Repair
- Directional Related Problems
- Drilling Failures
- Equipment Failures (Drilling)
- Equipment Failures (Evaluation)
- Divers / Row Work / Subsea
- Junk in Hole
- Miscellaneous

OASIS Drilling Time Analysis

Alice 10H

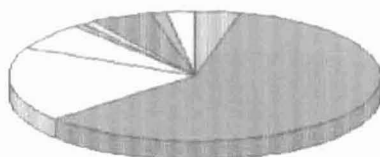
12.25 SECTION

Operations Time Analysis Breakdown
Total Operation



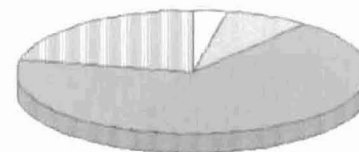
- Normal drilling operations
- Coring operations
- Evaluation & completion operations
- Unplanned operations

Operations Time Analysis Breakdown
Normal Drilling Operations



- Mobilization
- Drilling
- Circulate And Condition
- Trips
- Washing
- Directional Work
- Rig Service / Safety
- Drilling Cement / Plugs
- Cementing Operations
- Rig Up And Run Casing
- Re-Entry Operations
- Surface Equipment Operations
- P & A / Ts Cement Plugs / Cut Casing
- Lot / Fit
- Miscellaneous
- Wait On Orders

Operations Time Analysis Breakdown
Unplanned Operations



- Weather
- Coring Problems
- Cement Problems
- Surface Equipment Problems
- Well Control Operations
- Hole Problems
- Lost Circulation
- Stock Pipe
- Rig Repair
- Directional Related Problems
- Drilling Failures
- Equipment Failures (Drilling)
- Equipment Failures (Evaluation)
- Divers / Row Work / Subsea
- Junk in Hole
- Miscellaneous

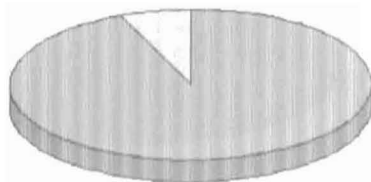
Anexo H1

OASIS Drilling Time Analysis

ALICE 11H

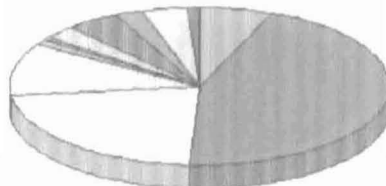
Full Well

Operations Time Analysis Breakdown
Total Operation



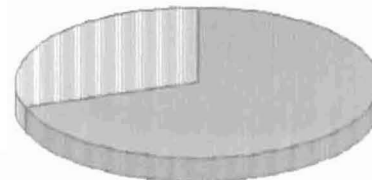
- Normal drilling operations
- Coring operations
- Evaluation & completion operations
- Unplanned operations

Operations Time Analysis Breakdown
Normal Drilling Operations



- Mobilisation
- Trips
- Directional Work
- Drilling Cement / Plugs
- Rig Up And Run Casing
- Surface Equipment Operations
- Lot / Fit
- Wait On Orders
- Drilling
- Circulate And Condition
- Washing
- Rig Service / Safety
- Cementing Operations
- Re-Entry Operations
- P & A / T/c Cement Plugs / Cut Case
- Miscellaneous

Operations Time Analysis Breakdown
Unplanned Operations



- Weather
- Cement Problems
- Well Control Operations
- Lost Circulation
- Rig Repair
- Drilling Failure
- Equipment Failure (Evaluation)
- Junk in Hole
- Casing Problems
- Surface Equipment Problems
- Hole Problems
- Stuck Pipe
- Directional Related Problem
- Equipment Failure (Drilling)
- Divers / Row Work / Subsea
- Miscellaneous

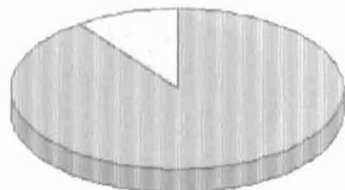
5

OASIS Drilling Time Analysis

ALICE 11H

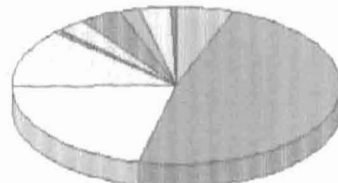
12.25 SECTION

Operations Time Analysis Breakdown
Total Operation



- Normal drilling operations
- Coring operations
- Evaluation & completion operations
- Unplanned operations

Operations Time Analysis Breakdown
Normal Drilling Operations



- Tool Handling
- Trips
- Directional Work
- Drilling Cement / Plugs
- Rig Up And Run Casing
- Surface Equipment Operations
- Lot / Fit
- Wait On Orders
- Drilling
- Circulate And Condition
- Washing
- Rig Service / Safety
- Cementing Operations
- Re-Entry Operations
- P & A / T/c Cement Plugs / Cut Casing
- Miscellaneous

Operations Time Analysis Breakdown
Unplanned Operations



- Weather
- Cement Problems
- Well Control Operations
- Lost Circulation
- Rig Repair
- Drilling Failure
- Equipment Failure (Evaluation)
- Junk in Hole
- Casing Problems
- Surface Equipment Problems
- Hole Problems
- Stuck Pipe
- Directional Related Problem
- Equipment Failure (Drilling)
- Divers / Row Work / Subsea
- Miscellaneous

OASIS Drilling Time Analysis

Fanny 18B-98H

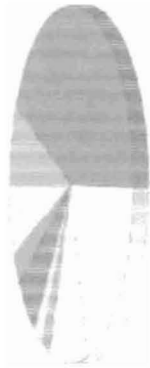
Full Well

Operations Time Analysis Breakdown
Total Operation



- Normal drilling operations
- Evaluation & completion operations
- Unplanned operations

Operations Time Analysis Breakdown
Normal Drilling Operations



- Drilling
- Circulate and condition
- Washing
- Rig Service / Safety
- Cementing Operations
- Rig Up and Run Casing
- Service Equipment Operations
- Misc. Other
- Miscellaneous

Operations Time Analysis Breakdown
Unplanned Operations



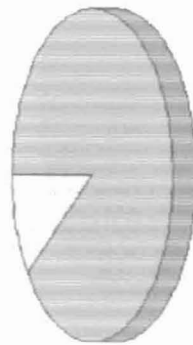
- Waiting Problems
- Service Equipment Problems
- Well Control Operations
- Lost Circulation
- Rig Repair
- Directional Drilling Problems
- Directional Drilling Problems
- Equipment Failure (Drilling)
- Equipment Failure (Directional Drilling)
- Misc. Other
- Miscellaneous

OASIS Drilling Time Analysis

ALICE 11H

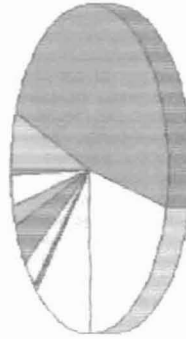
12.25 SECTION

Operations Time Analysis Breakdown
Total Operation



- Normal drilling operations
- Evaluation & completion operations
- Unplanned operations

Operations Time Analysis Breakdown
Normal Drilling Operations



- Drilling
- Circulate and condition
- Washing
- Rig Service / Safety
- Cementing Operations
- Rig Up and Run Casing
- Service Equipment Operations
- Misc. Other
- Miscellaneous

Operations Time Analysis Breakdown
Unplanned Operations



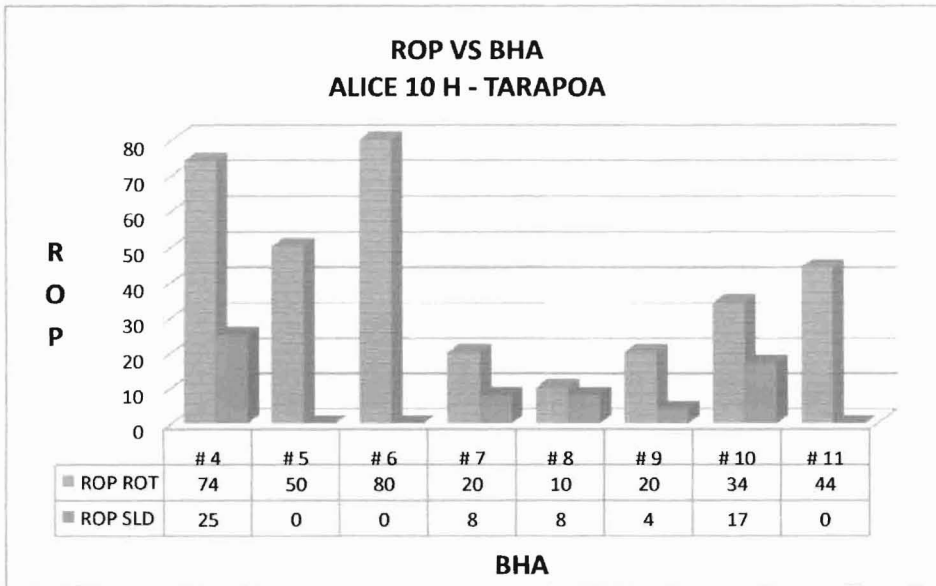
- Waiting Problems
- Service Equipment Problems
- Well Control Operations
- Lost Circulation
- Rig Repair
- Directional Drilling Problems
- Directional Drilling Problems
- Equipment Failure (Drilling)
- Equipment Failure (Directional Drilling)
- Misc. Other
- Miscellaneous

Anexo H3

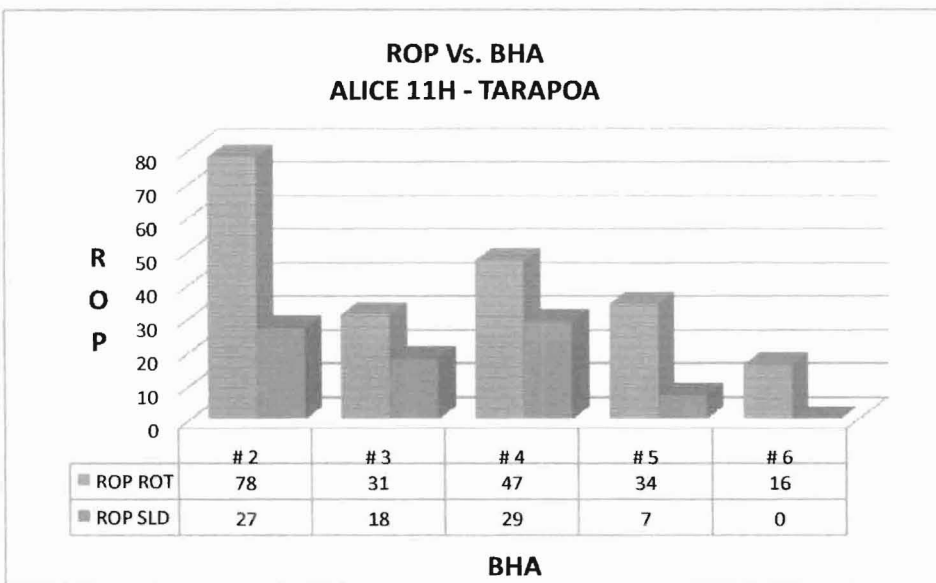
Anexo I

ROP por BHA

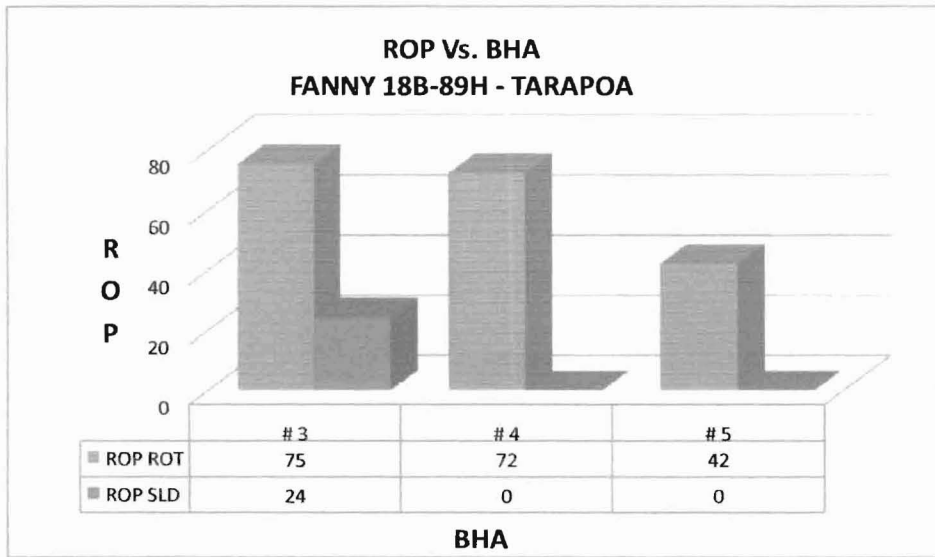
Anexo I1



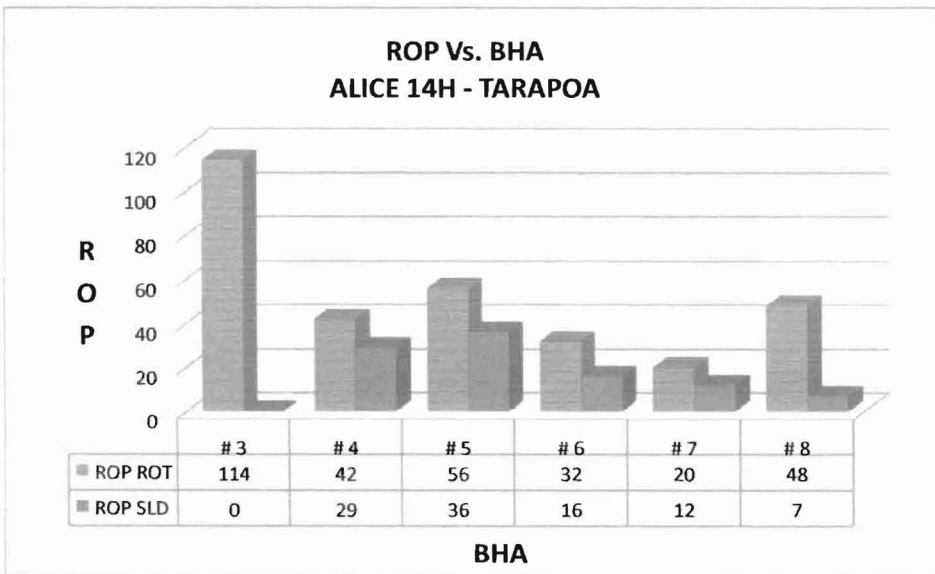
Anexo I2



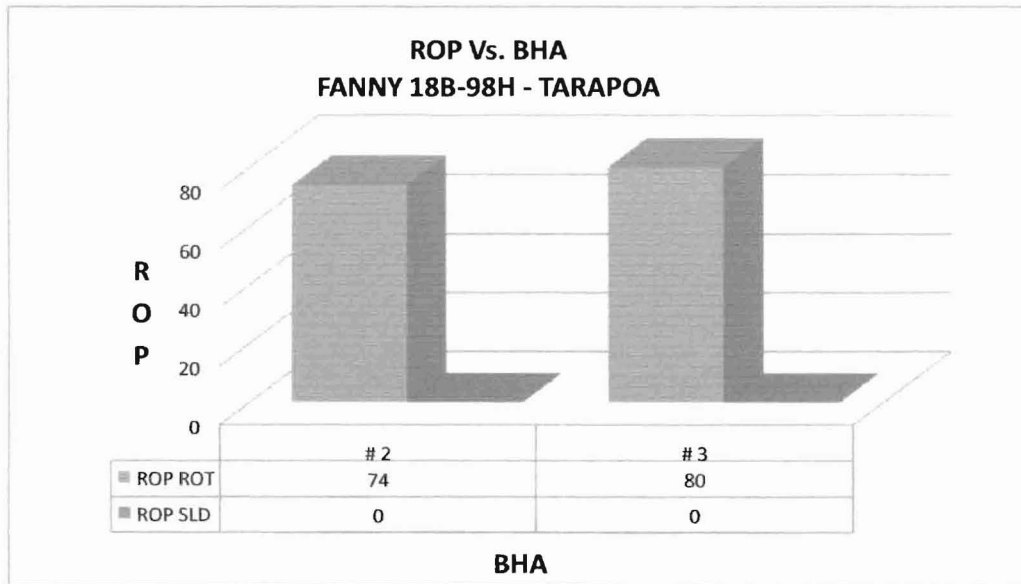
Anexo I3



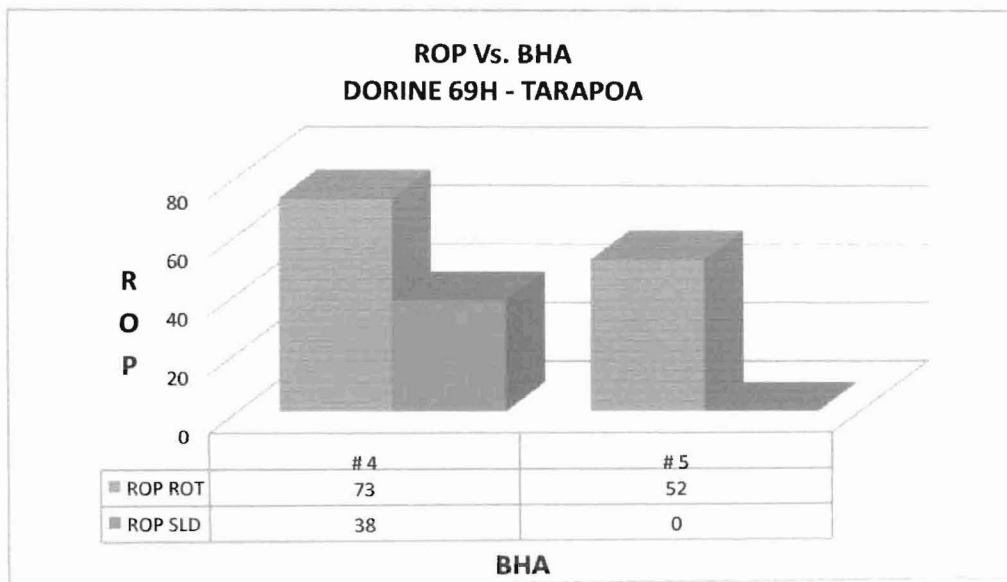
Anexo I4



Anexo I5



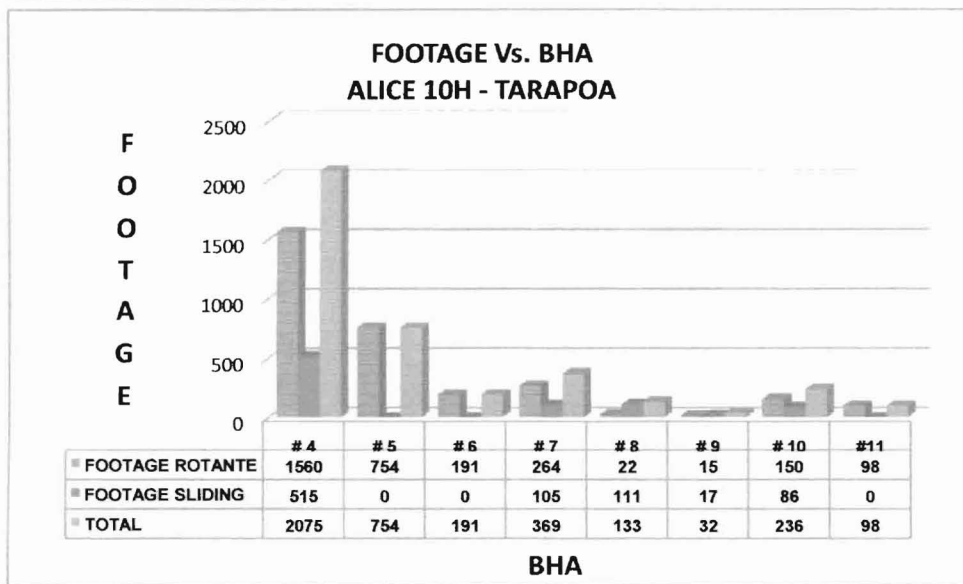
Anexo I6



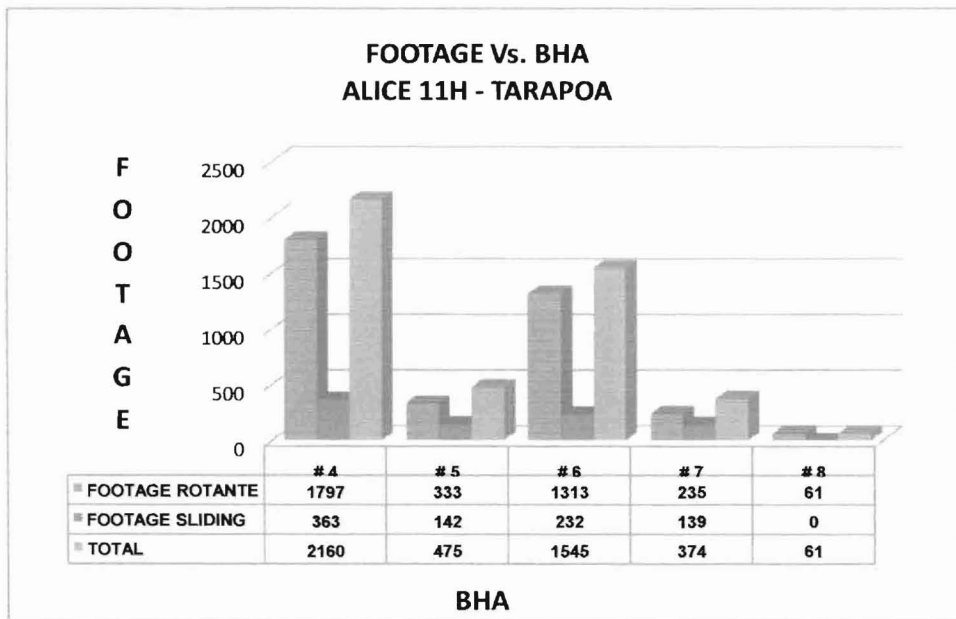
Anexo J

Footage por BHA

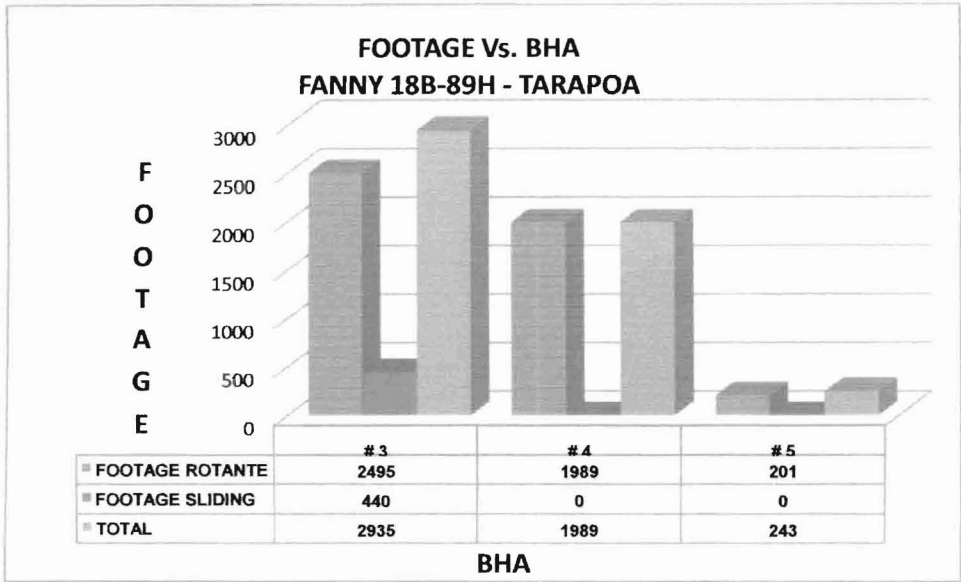
Anexo J1



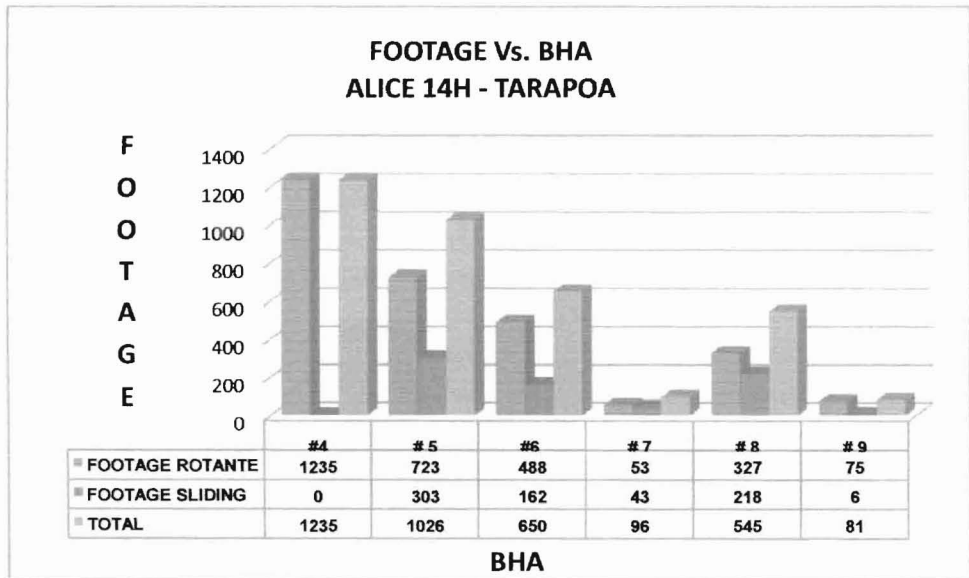
Anexo J2



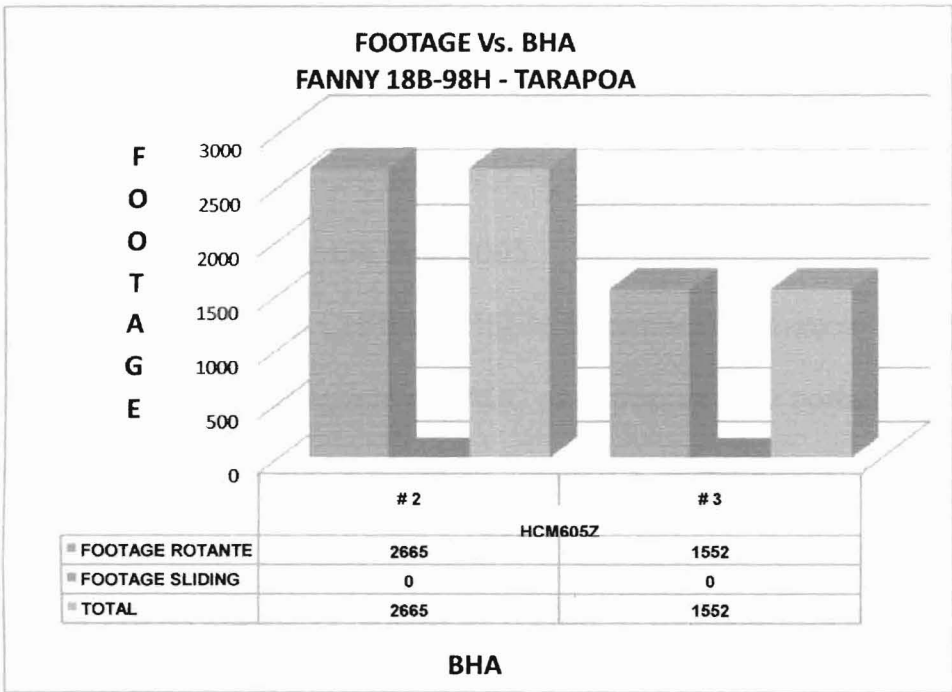
Anexo J3



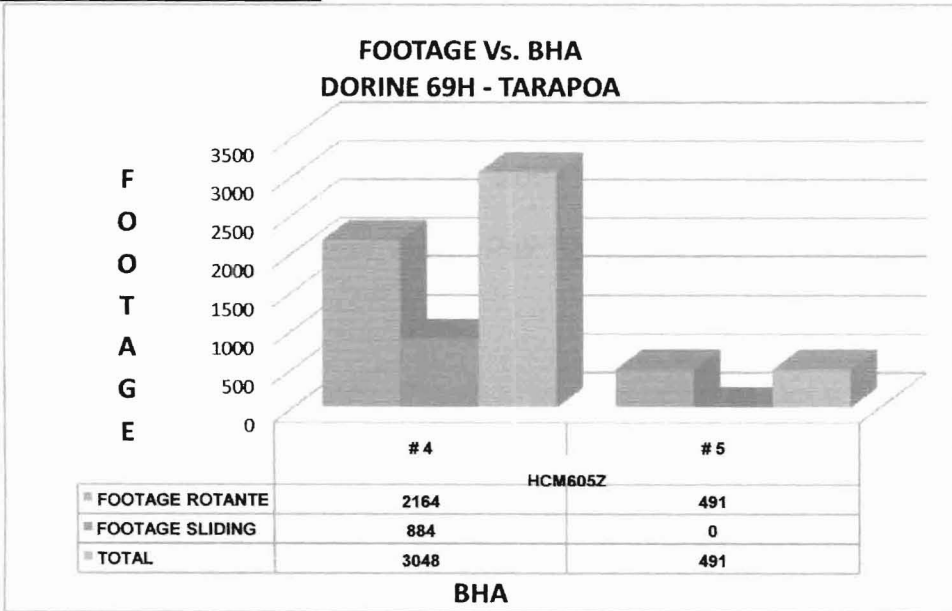
Anexo J4



Anexo J5



Anexo J6



Bibliografía:

1. DAVID SCHNELL - BAKER HUGHES CHRISTENSEN, Diamond Tech Manual, USA, 2001.
2. BAKER HUGHES CHRISTENSEN, Fundamentos de Brocas de Perforación, Colombia, Año 2005.
3. BAKER HUGHES CHRISTENSEN, Información Técnica "Sistema de graduación de desgaste de IADC para trépanos de cortadores fijos".
4. ISO CENTRAL SECRETARIAL, Guía del Sistema Internacional de Unidades, Switzerland, Año 1998.
5. PETROLEUM EXTENSION SERVICE, A Dictionary for the Petroleum Industry, Tercera Edición, Austin Texas, 1999.
6. BAKER HUGHES CHRISTENSEN, Guía de Productos - DRILL BIT, 2004.
7. BAKER HUGHES INTERNATIONAL BRANCHES, Folletos de Certificación OASIS, Houston, 2007
8. Anadrill - Slumberguer, PowerPak Steerable Motor Handbook, Sugar Land-Texas1997.
9. Ph.D. Robert E. Maute, Practical Interpretation of Open Hole Logs, Dallas Texas, 2005.
10. Ing. Rafael Rodríguez, Ingeniero de Perforación Bloque Tarapoa, Entrevista Personal, Andes Petroleum, Quito, 2008.