

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**ESTUDIO DE LOS ENSAMBLAJES DE FONDO Y BROCAS DE LOS
POZOS DIRECCIONALES PERFORADOS EN LA CUENCA
ORIENTE PARA OPTIMIZAR FUTURAS PERFORACIONES**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIEROS EN
PETRÓLEOS**

MARÍA BELÉN MALLAMA BECERRA
belencha_mb@hotmail.com

LENIN WLADIMIR YASIG VERDUGA
lennox-02@hotmail.com

DIRECTOR: ING. EINSTEIN WAGNER BARRERA PIJAL
einsteinbarrerap@hotmail.com

Quito, Julio 2014

DECLARACIÓN

Nosotros, María Belén Mallama Becerra, Lenin Wladimir Yasig Verduga, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

MARÍA BELÉN MALLAMA
BECERRA

LENIN WLADIMIR YASIG
VERDUGA

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por María Belén Mallama Becerra y Lenin Wladimir Yasig Verduga, bajo mi supervisión.

Ing. Einstein Barrera
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

*Mi infinito agradecimiento a Dios
Por permitirme llegar a este momento tan anhelado,
Por haberme bendecido en cada paso de mi vida,
Por ser mi guía y refugio en todo momento.*

*A mis Padres y Hermanos:
Papito Toñito como le llamaba de chiquita, mil gracias,
Porque aunque no todos los momentos han sido buenos, igual de lo malo aprendí,
Y me ayudó a llegar a donde estoy ahora, gracias por su apoyo incondicional.
Mamita miiiaaa, gracias por estar en cada paso de mi caminar,
Gracias por sus consejos, sus palabras de aliento,
Su mano para levantarme cuando parecía caer, por cuidarme y ser mi angelito siempre.
Mis enanos como les diré siempre, gracias por todo su cariño, su apoyo,
Por ser mi inspiración para luchar cada día y conseguir lo que hoy estoy logrando.*

*A las personas que me han apoyado incondicionalmente
Y me han extendido su mano para ayudarme en todo momento:
Kry, Fer, Lau, Panesita, Anita, By, mil gracias por estar conmigo,
Por sus consejos, por todos los momentos compartidos de risas y llantos,
Porque más que amig@s se convirtieron en mi familia. GRACIAAAS..!!*

*A la Escuela Politécnica Nacional, lugar que se convirtió en mi segundo hogar,
A los Ingenieros, por compartir sus conocimientos y además de ser maestros supieron ser
amigos, por su paciencia y apoyo incondicional.
A las personas que de una u otra manera me extendieron su mano y me brindaron su
amistad en esta etapa de mi vida:
Amoritaaaaa jeje mil gracias por todo toditooooo,
En especial por tu infinita paciencia, tu apoyo y ayuda incondicional TQM.
Mis burris Marquito, Edy y shusitaaa que nunca me dejaron caer,
Alex, Punky, Ñan, Pequeño, César, en fin mis Death gracias por todas las locuras y
momentos compartidos y por alegrar mis momentos más tristes.*

*A la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera en especial a los Ingenieros:
Einstein Barrera y Marcelo Rosero, quienes nos brindaron su colaboración durante la
realización de este proyecto, por sus conocimientos y sus consejos.*

Gracias a ti Flaquito por ser parte de mi vida y diariamente acompañarme, gracias por darme ese rayito de luz cuando la tempestad era más fuerte e hiciste de mi vida un arco iris y lo continuas haciendo.

A ti Mami, mi señora Pilar por darme la mano cuando resbalaba sobre una piedra, cuando con llantos y alegrías me dijiste “SIEMPRE POSITIVO Y ADELANTE”.

A ti Papito, por enseñarme que la vida es un deporte, donde la constancia, perseverancia te lleva a muchos éxitos, gracias Papi por darme ese ejemplo de rectitud.

A ti nañito, mi cachito por ser mi apoyo, mi amigo, mi confidente. Cuando con palabras sabias me enseñaste que estaba equivocado.

A ti nañita, mi VIDA, porque siempre serás la reina de nuestros corazones, desde que llegaste a este mundo fuiste y seguirás siendo nuestra inspiración y una bendición.

A ti Jonnathan y Guillermo, que con sus ocurrencias me sacaron muchas sonrisas, con palabras crudas, honestas me encaminaron, me animaron y me enseñaron que hay que seguir y no desfallecer.

A ti Alex, Polet, Mónica, Joha, Mabe, porque me brindaron una amistad muy sincera, honesta, llena de alegrías, porque cuando necesitaba un oído ahí estaban.

A ti chiquita de ojitos bonitos que llegaste para alborotar mi vida, que llegaste cuando en la mitad de un umbral me sentía decaer y me diste la mano para ayudarme a caminar hasta aquí el final de unos de mis éxitos.

A la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH), por brindarnos toda la apertura y hacer de este proyecto un hecho.

Lenin

DEDICATORIA

Cada logro en mi vida es gracias a TI y para TI Dios

*Familia...!! Lo Logré!!
Mami, Papi, Niños, mis logros también serán los suyos.*

*A todos los que creyeron en mí, y de una u otra manera me apoyaron,
Esto es para ustedes*

MabeluUu

La aventura que hace muchos años empecé, llegue a culminar. Los momentos vividos nadie me arrebatará y cuando el recuerdo invada mi pensamiento, una sonrisa expresará el sentimiento que aún me parece ayer cuando empecé todo este camino. El éxtasis de haber vivido este tiempo intensamente es el tesoro más valioso que lo llevare siempre.

Todo el esfuerzo de muchos años, está plasmado en un texto el mismo que es solo físico, pero solo los que vivieron y compartieron a mi lado saben cuál fue la realidad para llegar hasta aquí, por lo cual quiero dedicar y dejar en un acto simbólico este proyecto de titulación a ti Mamita, Papito, Cachito, Mi Nena y todos mis amigos que empezamos esta aventura.

Lenin

TABLA DE CONTENIDOS

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN.....	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA.....	VI
TABLA DE CONTENIDOS	VIII
ÍNDICE DE FIGURAS	XIII
ÍNDICE DE TABLAS.....	XVI
RESUMEN	XVII
PRESENTACIÓN.....	XVIII
CAPITULO I	1
GENERALIDADES Y CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DE LA CUENCA ORIENTE.....	1
1.1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.2. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS	3
1.2.1. CAMPO MARIANN.....	3
1.2.2. CAMPO FANNY	4
1.2.3. CAMPO SACHA	5
1.2.4. CAMPO SHUSHUFINDI	6
1.2.5. CAMPO OSO	6
1.2.6. CAMPO AUCA.....	7
1.3. LITOLOGÍA Y ESTRATIGRAFÍA	8
<i>Estratigrafía</i>	8
<i>Litología</i>	9
<i>Formación</i>	9
1.3.1. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTE.....	9
1.3.2. LITOLOGÍA Y ESTRATIGRAFÍA DE LOS CAMPOS	14
1.3.2.1. CAMPOS FANNY Y MARIANN.....	14
<i>Estratigrafía</i>	14
<i>Litología</i>	14
1.3.2.2. CAMPO SACHA	16
<i>Estratigrafía</i>	16
<i>Litología</i>	16
1.3.2.3. CAMPO SHUSHUFINDI.....	18
<i>Estratigrafía</i>	18
<i>Litología</i>	19
1.3.2.4. CAMPO OSO.....	20

<i>Estratigrafía</i>	20
<i>Litología</i>	21
1.3.2.5. CAMPO AUCA	22
<i>Estratigrafía</i>	22
<i>Litología</i>	23
CAPITULO II	26
DESCRIPCIÓN DE PARÁMETROS, ENSAMBLAJES DE FONDO Y BROCAS PARA LA PERFORACIÓN DE POZOS	26
2.1. INTRODUCCIÓN	26
2.2. TIPOS DE PERFIL DE POZOS DIRECCIONALES	26
2.2.1. INTRODUCCIÓN	26
2.2.2. PERFIL TIPO “S”	28
2.2.3. PERFIL TIPO “J”	29
2.2.4. PERFIL HORIZONTAL	30
2.3. DESCRIPCIÓN DE PARÁMETROS CONTROLADOS EN LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL DE POZOS	34
2.3.1. RATA DE PENETRACIÓN (ROP)	35
2.3.2. PESO SOBRE LA BROCA (WOB)	35
2.3.3. GALONAJE (STROKES)	35
2.3.4. REVOLUCIONES POR MINUTO (RPM)	36
2.3.5. TORQUE	36
2.3.6. DIFERENCIAL DE PRESIÓN	36
2.4. ENSAMBLAJES DE FONDO	37
2.4.1. INTRODUCCIÓN	37
2.4.2. ENSAMBLAJE DE FONDO CONVENCIONAL	38
2.4.2.1. MOTOR DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO (PDM)	38
2.4.3. SISTEMA ROTATORIO DIRIGIBLE	42
2.5. COMPONENTES DE LOS ENSAMBLAJES DE FONDO	43
2.5.1. BIT SUB	43
2.5.2. DRILL COLLARS	43
2.5.3. ESTABILIZADORES	44
2.5.3.1. COLOCACIÓN DE ESTABILIZADORES	45
2.5.3.2. TIPOS DE ESTABILIZADORES	45
2.5.3.3. RECOMENDACIONES PARA EL TIPO DE ESTABILIZADORES	49
2.5.4. CROSS OVER SUB	49
2.5.5. HEAVY WEIGHT DRILL PIPE	50
2.5.6. MARTILLO O JAR	50

2.5.7.	PULSER	50
2.5.8.	ORIENTING SUB.....	51
2.5.9.	MWD (Measurement While Drilling).....	51
2.6.	BROCAS DE PERFORACIÓN	51
2.6.1.	INTRODUCCIÓN	51
2.6.2.	DISEÑO DE LA BROCA DE PERFORACIÓN	52
2.6.3.	TIPOS DE BROCAS DE PERFORACIÓN.....	53
2.6.3.1.	BROCAS TRICÓNICA O CORTADORES MÓVILES.....	54
2.6.3.2.	BROCAS DE DIAMANTE O CORTADORES FIJOS	55
2.6.4.	COMPONENTES DE LA BROCA	56
2.6.4.1.	BROCAS TRICÓNICAS	56
2.6.4.2.	BROCAS DE CORTADORES FIJOS.....	59
2.6.5.	CÓDIGO IADC DE BROCAS	61
2.6.5.1.	INTRODUCCIÓN	61
2.6.5.2.	CÓDIGO IADC PARA BROCAS TRICÓNICAS.....	62
2.6.5.3.	CÓDIGO IADC PARA BROCAS DE CORTADOR FIJO	63
2.6.5.4.	CALIFICACIÓN DE UNA BROCA TRICÓNICA Y PDC	64
CAPÍTULO III	67
ANÁLISIS COMPARATIVO DEL DESEMPEÑO DE LOS ENSAMBLAJES DE FONDO DE LOS POZOS SELECCIONADOS	67
3.1.	INTRODUCCIÓN.....	67
3.2.	ANÁLISIS DEL DESEMPEÑO DE BHA'S.....	67
3.2.1.	CORRELACIÓN DE LAS SECCIONES PERFORADAS EN POZOS DIRECCIONALES	68
3.2.1.1.	REGIÓN NORTE	68
3.2.1.1.1.	PERFIL "S"	68
3.2.1.1.2.	PERFIL "J"	69
3.2.1.1.3.	PERFIL "HORIZONTAL"	69
3.2.1.2.	REGIÓN CENTRO.....	71
3.2.1.2.1.	PERFIL "S"	71
3.2.1.2.2.	PERFIL "J"	72
3.2.1.2.3.	PERFIL "HORIZONTAL"	73
3.2.1.3.	REGIÓN SUR.....	74
3.2.1.3.1.	PERFIL "S"	74
3.2.1.3.2.	PERFIL "J"	74
3.2.1.3.3.	PERFIL "HORIZONTAL"	75

3.2.2. TIEMPO DE PERFORACIÓN Y NÚMERO DE ENSAMBLAJES DE FONDO UTILIZADOS EN LAS DIFERENTES SECCIONES	77
3.2.2.1. REGIÓN NORTE	77
3.2.2.1.1. PERFIL “S”	77
3.2.2.1.2. PERFIL “J”	78
3.2.2.1.3. PERFIL “HORIZONTAL”	79
3.2.2.2. REGIÓN CENTRO.....	80
3.2.2.2.1. PERFIL “S”	80
3.2.2.2.2. PERFIL “J”	81
3.2.2.2.3. PERFIL “HORIZONTAL”	82
3.2.2.3. REGIÓN SUR.....	83
3.2.2.3.1. PERFIL “S”	83
3.2.2.3.2. PERFIL “J”	84
3.2.2.3.3. PERFIL “HORIZONTAL”	85
3.3. SELECCIÓN DE POZOS	86
3.3.1. ANÁLISIS TÉCNICO Y ESTADÍSTICO DE PARÁMETROS DE PERFORACIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS	87
3.3.1.1. REGIÓN NORTE	87
3.3.1.2. REGIÓN CENTRO.....	103
3.3.1.3. REGIÓN SUR.....	129
CAPÍTULO IV.....	157
ALTERNATIVAS DE ENSAMBLAJES DE FONDO ÓPTIMOS PARA FUTURAS PERFORACIONES DE LA CUENCA ORIENTE.....	157
4.1 . INTRODUCCIÓN.....	157
4.2 . ALTERNATIVAS DE ENSAMBLAJE DE FONDO PARA LA REGION NORTE.....	157
4.2.1 PERFIL “J”.....	157
4.2.1.1. Sección de 17 ½”.....	158
4.2.1.2. Sección de 12 ¼”.....	158
4.2.1.3. Sección de 8 ½”.....	159
4.2.2. PERFIL “H”	160
4.2.2.1. Sección de 26”.....	160
4.2.2.2. Sección de 16”.....	161
4.2.2.3. Sección de 12 ¼”.....	162
4.2.2.4. Sección de 8 ½”.....	164
4.3. ALTERNATIVAS DE ENSAMBLAJE DE FONDO PARA LA REGION CENTRO	164
4.3.1. PERFIL “J”	164

4.3.1.1.	Sección de 26”	165
4.3.1.2.	Sección de 16”	165
4.3.1.3.	Sección de 12 ¼”	166
4.3.1.4.	Sección de 8 ½”	167
4.3.2.	PERFIL “S”	168
4.3.2.1.	Sección de 26”	168
4.3.2.2.	Sección de 16”	168
4.3.2.3.	Sección de 12 ¼”	169
4.3.2.4.	Sección de 8 ½”	171
4.4.	ALTERNATIVAS DE ENSAMBLAJE DE FONDO PARA LA REGION SUR	171
4.4.1.	PERFIL “J”	171
4.4.1.1.	Sección de 26”	172
4.4.1.2.	Sección de 16”	172
4.4.1.3.	Sección de 12 ¼”	173
4.4.1.4.	Sección de 8 ½”	174
4.4.2.	PERFIL “S”	175
4.4.2.1.	Sección de 26”	175
4.2.1.2.	Sección de 16”	176
4.2.1.3.	Sección de 12 ¼”	177
4.2.1.4.	Sección de 8 ½”	177
CAPÍTULO V		179
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		179
5.1.	CONCLUSIONES	179
5.2.	RECOMENDACIONES	182
GLOSARIO		185
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		187
ANEXOS		189

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Ubicación de la Cuenca Oriente.....	1
Figura 2: Corte Estructural W – E de la Cuenca Oriente	2
Figura 3: Mapa Estructural de la Cuenca Oriente	2
Figura 4: Mapa de Ubicación del Campo Mariann.....	3
Figura 5: Mapa de Ubicación del Campo Fanny	4
Figura 6: Mapa de Ubicación del Campo Sacha	5
Figura 7: Mapa de Ubicación Campo Shushufindi.....	6
Figura 8: Mapa de Ubicación del Campo Oso	7
Figura 9: Mapa de Ubicación del Campo Auca	8
Figura 10: Columna Estratigráfica	10
Figura 11: Perfiles de Pozos y relación de TVD vs MD	27
Figura 12: Pozo de Trayectoria Tipo “S”	29
Figura 13: Pozo de Trayectoria Tipo “J”	30
Figura 14: Pozo de Trayectoria Tipo “Horizontal”	31
Figura 15: Radios de Construcción	34
Figura 16: Motor de Desplazamiento Positivo	39
Figura 17: Tipos de Ensamblajes de Fondo según Ubicación de Estabilizadores.....	42
Figura 18: Tipo de Estabilizadores	45
Figura 19: Estabilizador de Camisa Reemplazable	46
Figura 20: Estabilizador Estándar	47
Figura 21: Estabilizador de Aletas Rectas.....	48
Figura 22: String Reamer	49
Figura 23: Principios de Corte de las Brocas (Esfuerzo de Corte).....	53
Figura 24: Principios de Corte de las Brocas (Compresión)	53
Figura 25: Clasificación de las Brocas Tricónicas.....	55
Figura 26: Clasificación de Brocas de Cortadores Fijos	56
Figura 27: Broca Dientes de Acero.....	57
Figura 28: Broca con Dientes con Insertos de Tungsteno.....	57
Figura 29: Rodillos de una Broca Tricónica	57
Figura 30: Cojinete a Fricción (Journal) de una Broca Tricónica.....	58
Figura 31: Cuerpo de una Broca Tricónica.....	59
Figura 32: Cuerpo de Broca de Cortadores Fijos.....	61
Figura 33: Correlación de las Secciones Perforadas Región Norte Perfil “S”	68
Figura 34: Correlación de las Secciones Perforadas Región Norte Perfil “J”	69
Figura 35: Correlación de las Secciones Perforadas Región Norte Perfil “H”	70
Figura 36: Correlación de las Secciones Perforadas Región Centro Perfil “S”	71
Figura 37: Correlación de las Secciones Perforadas Región Centro Perfil “J”	72
Figura 38: Correlación de las Secciones Perforadas Región Centro Perfil “H”	73
Figura 39: Correlación de las Secciones Perforadas Región Sur Perfil “S”	74
Figura 40: Correlación de las Secciones Perforadas Región Sur Perfil “J”	75
Figura 41: Correlación de las Secciones Perforadas Región Sur Perfil “H”	76
Figura 42: Tiempo de Perforación y Número de Ensamblajes Región Norte Perfil “S”	77
Figura 43: Tiempo de Perforación y Número de Ensamblajes Región Norte Perfil “J”	78
Figura 44: Tiempo de Perforación y Número de Ensamblajes Región Norte Perfil “H”	79

Figura 45: Tiempo de Perforación y Número de Ensamblajes Región Centro Perfil “S”	80
Figura 46: Tiempo de Perforación y Número de Ensamblajes Región Centro Perfil “J”	81
Figura 47: Tiempo de Perforación y Número de Ensamblajes Región Centro Perfil “H”	82
Figura 48: Tiempo de Perforación y Número de Ensamblajes Región Sur Perfil “S”	83
Figura 49: Tiempo de Perforación y Número de Ensamblajes Región Sur Perfil “J”	84
Figura 50: Tiempo de Perforación y Número de Ensamblajes Región Sur Perfil “H”	85
Figura 51: Parámetros operacionales RPM y WOB de los pozos del Campo Fanny	89
Figura 52: Parámetros operacionales GPM y PSI de los pozos del Campo Fanny	90
Figura 53: Parámetros operacionales RPM y WOB de los pozos del Campo Fanny	92
Figura 54: Parámetros operacionales GPM y PSI de los pozos del Campo Fanny	93
Figura 55: Parámetros operacionales RPM y WOB de los pozos del Campo Fanny	97
Figura 56: Parámetros operacionales GPM y PSI de los pozos del Campo Fanny	98
Figura 57: Parámetros operacionales RPM y WOB de los pozos del Campo Fanny	102
Figura 58: Parámetros operacionales GPM y PSI de los pozos del Campo Fanny	102
Figura 59: Parámetros operacionales RPM y WOB de los pozos del Campo Sacha	106
Figura 60: Parámetros operacionales GPM y PSI de los pozos del Campo Sacha	106
Figura 61: Parámetros operacionales RPM y WOB de los pozos del Campo Sacha	110
Figura 62: Parámetros operacionales GPM y PSI de los pozos del Campo Sacha	110
Figura 63: Parámetros operacionales RPM y WOB de los pozos del Campo Shushufindi	114
Figura 64: Parámetros operacionales GPM y PSI de los pozos del Campo Shushufindi	114
Figura 65: Parámetros operacionales RPM y WOB de los pozos del Campo Shushufindi	119
Figura 66: Parámetros operacionales GPM y PSI de los pozos del Campo Shushufindi	119
Figura 67: Parámetros operacionales RPM y WOB de los pozos del Campo Shushufindi	124
Figura 68: Parámetros operaciones GPM y PSI de los pozos del Campo Sacha	125

Figura 69: Parámetros operaciones RPM y WOB de los pozos del Campo Shushufindi	128
Figura 70: Parámetros operaciones GPM y PSI de los pozos del Campo Shushufindi	129
Figura 71: Parámetros operaciones RPM y WOB de los pozos del Campo Auca	133
Figura 72: Parámetros operaciones GPM y PSI de los pozos del Campo Auca	133
Figura 73: Parámetros operaciones RPM y WOB de los pozos del Campo Auca	138
Figura 74: Parámetros operaciones GPM y PSI de los pozos del Campo Auca	139
Figura 75: Parámetros operaciones RPM y WOB de los pozos del Campo Auca	142
Figura 76: Parámetros operaciones GPM y PSI de los pozos del Campo Auca	142
Figura 77: Parámetros operaciones RPM y WOB de los pozos del Campo Auca	146
Figura 78: Parámetros operaciones GPM y PSI de los pozos del Campo Auca	146
Figura 79: Parámetros operaciones RPM y WOB de los pozos del Campo Auca	150
Figura 80: Parámetros operaciones GPM y PSI de los pozos del Campo Auca	150
Figura 81: Parámetros operaciones RPM y WOB de los pozos del Campo Auca	155
Figura 82: Parámetros operaciones GPM y PSI de los pozos del Campo Auca	155

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Relación Distancia Estabilizador – Estabilizador Sarta vs Desviación esperada (en grados).....	41
Tabla 2: Código IADC para Brocas Tricónicas.....	62
Tabla 3: Código IADC de Brocas de Cortadores Fijos	64
Tabla 4: Calificación para una Broca Tricónica.....	65
Tabla 5: Calificación de una Broca PDC	66

RESUMEN

El presente proyecto está comprendido en cinco capítulos:

El Capítulo 1 inicia con la descripción de las generalidades y características estratigráficas de la Cuenca Oriente así como la descripción litológica de cada uno de los campos involucrados en el presente estudio de las regiones Norte, Centro y Sur.

En el segundo capítulo se realiza un análisis descriptivo general de la perforación direccional, así como una descripción del comportamiento de las herramientas que conforman el ensamblaje de fondo y broca durante la perforación.

Para el tercer capítulo se efectúa un análisis técnico y estadístico comparativo del comportamiento de los ensamblajes de fondo y brocas, en relación a los parámetros de perforación y perfiles del pozo, para cada una de las etapas de perforación; identificando los problemas existentes al atravesar las diferentes formaciones de los pozos seleccionados.

En el Capítulo 4 con base en el análisis referido en el capítulo 3, se propone alternativas de Ensamblajes de Fondo óptimos para cada sección y perfil de pozos perforados en la Cuenca Oriente, acorde a los pozos seleccionados en el Capítulo 3.

Finalmente en el Capítulo 5 se presentan las conclusiones y recomendaciones obtenidas del análisis de los problemas presentes en los ensamblajes de fondo durante la perforación, así como los parámetros utilizados y con esos resultados optimizar futuras perforaciones.

PRESENTACIÓN

Este proyecto surge con la necesidad de optimizar parámetros operacionales utilizados en la perforación de pozos petroleros, mediante la correcta selección de herramientas que conforman el BHA para futuras perforaciones en la Cuenca Oriente. Así como establecer patrones operacionales para las regiones Norte, Centro y Sur en cada una de las secciones perforadas.

Para este estudio se han seleccionado pozos representativos del Norte, Centro y Sur de la Cuenca Oriente, con la finalidad de obtener datos técnicos y estadísticos de los resultados y problemas que se han dado durante la perforación, y dar alternativas para optimizar los trabajos en futuras perforaciones en base al análisis de todos los datos obtenidos por las compañías de Servicios y entregados a la Agencia Reguladora de Hidrocarburos (ARCH).

En base al estudio de pozos seleccionados se establecieron alternativas de ensamblajes de fondo y parámetros óptimos para los diferentes perfiles de pozos en la Cuenca Oriente para mejorar tiempos y costos de perforación, optimizando número de ensamblajes de fondo, herramientas y viajes innecesarios a superficie.

CAPITULO I

GENERALIDADES Y CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DE LA CUENCA ORIENTE

1.1. INTRODUCCIÓN

La Cuenca Oriente es parte de una cadena de Cuencas que se han desarrollado, empezando por Venezuela hasta Argentina encontrándose limitada al Este por la Cordillera de los Andes, al Oeste por el Escudo Guayanés, al Norte por la Cuenca Putumayo y al Sur por la Cuenca Marañón, véase la Figura 1.

Figura 1: Ubicación de la Cuenca Oriente



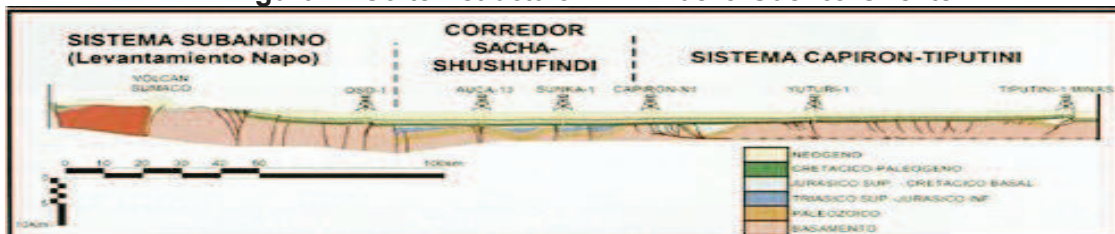
Fuente: Geología de la Cuenca Oriente

Elaborado: Patricio Baby-Marco Rivadeneira-Roberto Barragan

La Cuenca Oriente está estructurada por varias etapas de deformación transpresiva en tres dominios tectónicos que forman tres PLAYS petroleros. Véase la Figura 2 y Figura 3.

- El sistema Subandino
- Corredor Sacha-Shushufindi
- Sistema Invertido Capirón-Tiputini

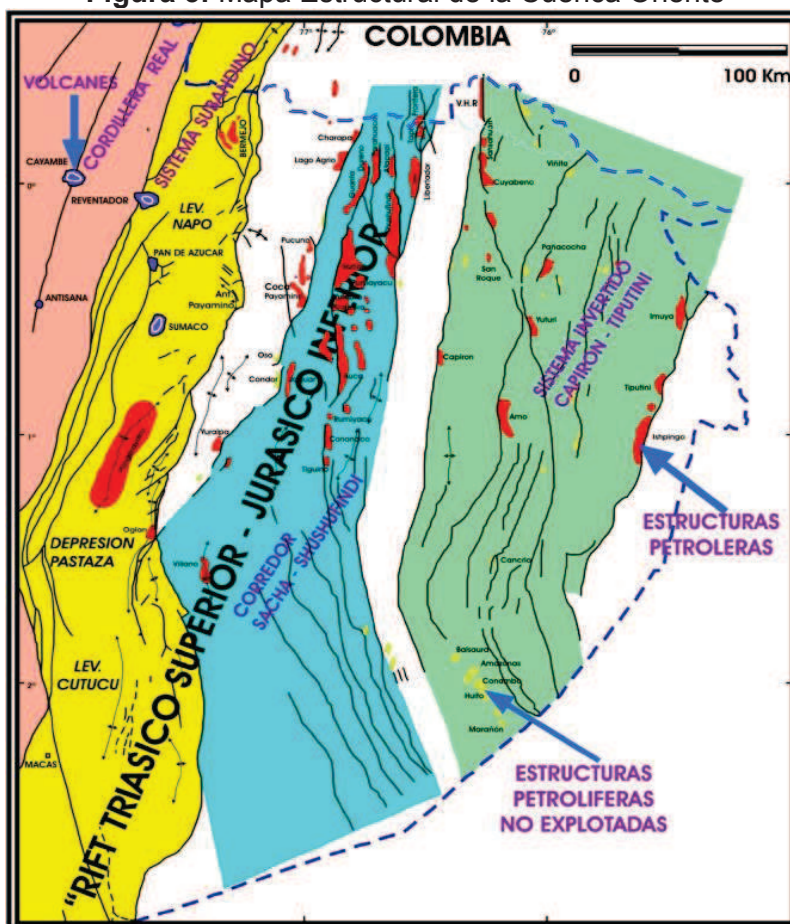
Figura 2: Corte Estructural W – E de la Cuenca Oriente



Fuente: La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo

Elaborado: Patricio Baby-Marco Rivadeneira-Roberto Barragan

Figura 3: Mapa Estructural de la Cuenca Oriente



Fuente: La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo

Elaborado: Patricio Baby-Marco Rivadeneira-Roberto Barragan

1.2. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS

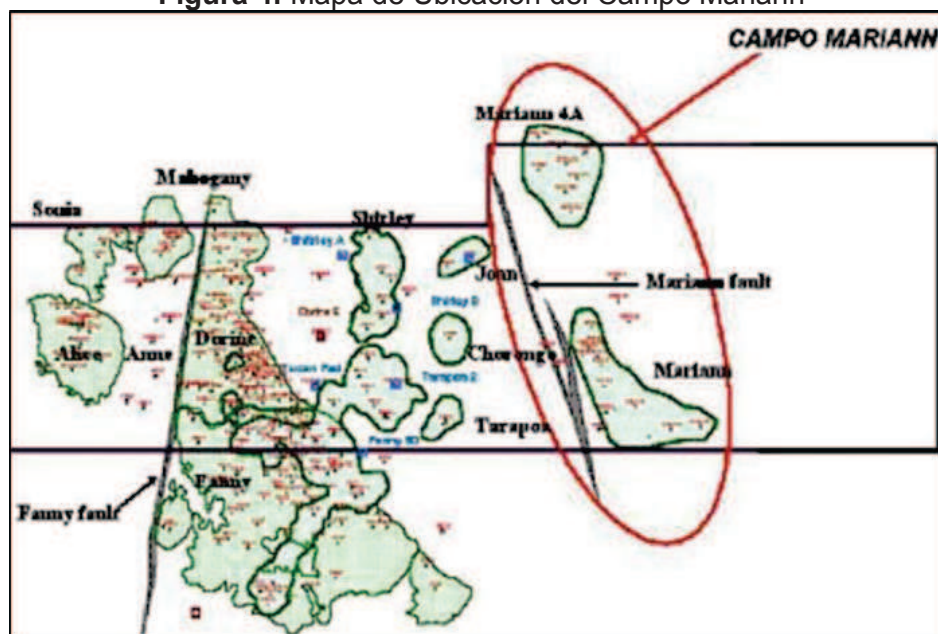
1.2.1. CAMPO MARIANN

El campo Mariann fue descubierto en 1971 por la Corporación Cayman conjuntamente con City Investing Company y puesto en producción en 1978 después de que el pozo Mariann 1 diera buenos resultados.

El campo Mariann produce de las areniscas “U”, “T” y M”1”; el crudo correspondiente a la arena U es relativamente pesado y con una densidad API que varía entre 18° y 20°. La arena T produce un crudo relativamente liviano cuya densidad API es alrededor de 29°, mientras que el yacimiento M1 muestra una gravedad API aproximadamente de 22°.

Está localizado en el sector Sur – Este del Bloque Tarapoa. Véase la Figura 4.

Figura 4: Mapa de Ubicación del Campo Mariann



Fuente: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos

Elaborado por: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos

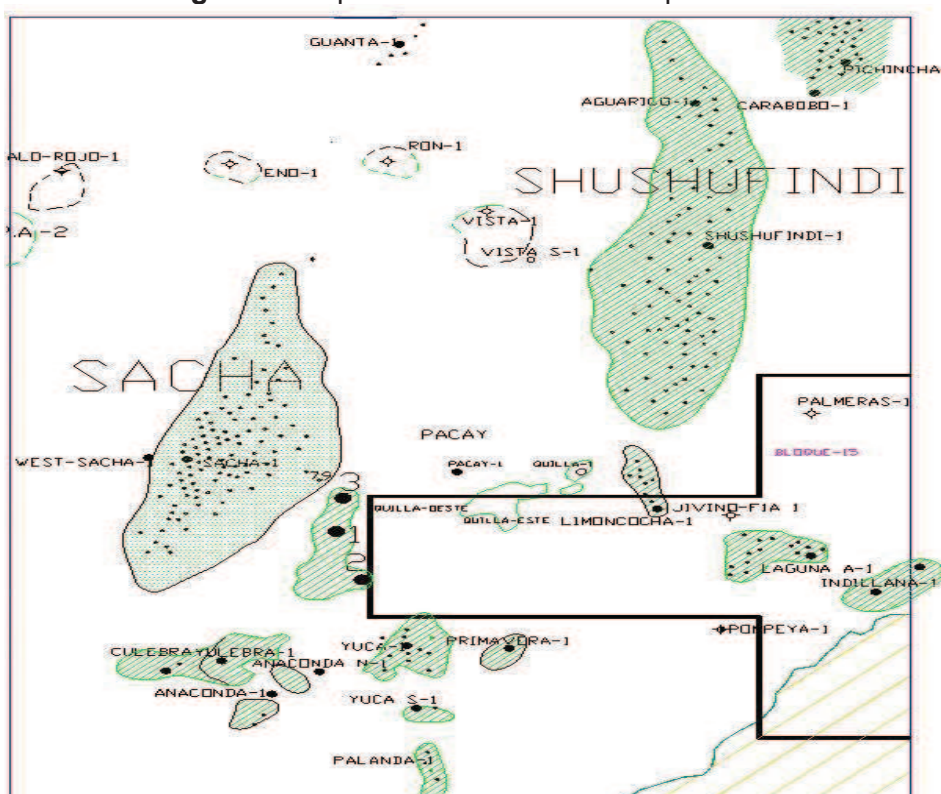
1.2.3. CAMPO SACHA

El campo Sacha tiene una superficie de 657 km² y aporta con una gran parte de la producción petrolera nacional, fue descubierto en 1969 por el consorcio Texaco – Gulf, que perforó el primer pozo exploratorio SAC 1, cuyo objetivo fue la arena Hollín Inferior con 30° API.

El campo Sacha está situado a 300Km al noreste de Quito, en el Oriente ecuatoriano; en el cantón Joya de los Sachas a 50 Km al Sur de Lago Agrio. Véase Figura 6.

Está situado en las coordenadas 00°11'00" a 00°24'30" Latitud Sur y 76°49'40" a 76°54'16" Longitud Oeste.

Figura 6: Mapa de Ubicación del Campo Sacha



Fuente: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos

Elaborado por: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos

1.2.4. CAMPO SHUSHUFINDI

El campo Shushufindi fue descubierto por Texaco en 1969 con el pozo Shushufindi 1, obteniendo una producción de 2621BPPD con un API de 32,5° y 2496 BPPD de 26,60° API de los reservorios “T” y “U” respectivamente.

Se encuentra ubicado en la provincia de Sucumbíos, cantón Shushufindi, limitado por el Campo Libertador al Norte, al Sur con el Campo Limoncocha, al Oeste con el Campo Sacha y al Este con el Bloque Tarapoa. Véase Figura 7.

Figura 7: Mapa de Ubicación Campo Shushufindi



Fuente: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos

Elaborado por: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos

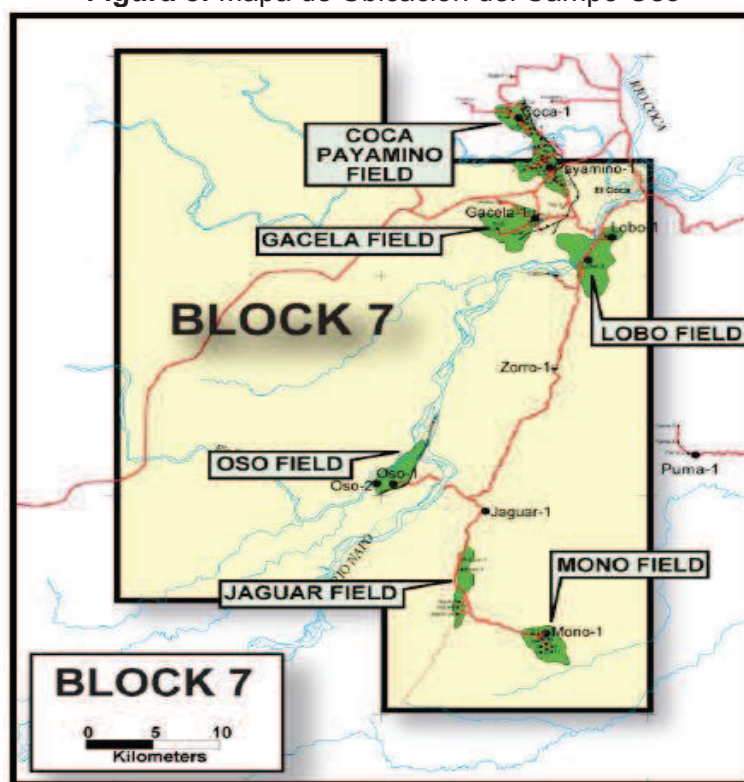
1.2.5. CAMPO OSO

El Campo Oso se encuentra ubicado en el Bloque 7, en el sector sur-oeste del mismo, en el centro occidente de la Cuenca Oriente. El campo Oso está

localizado a 18 Km de las estribaciones orientales de la Cordillera de los Andes y a 8Km al oeste del campo Jaguar. Véase Figura 8.

En el año del 2002 se menciona la posibilidad de perforar un pozo adicional para poder desarrollar reservas probables existentes en las Areniscas U y T de la formación Napo y en el 2003 la empresa Perenco Ecuador Limited, confirma la existencia de hidrocarburos en las areniscas Napo, U, T y Hollín con la perforación del Pozo OSO-3.

Figura 8: Mapa de Ubicación del Campo Oso



Fuente: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos
Elaborado por: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos

1.2.6. CAMPO AUCA

El campo Auca fue descubierto por la Compañía Texaco – Gulf con la perforación del pozo Auca 1. La explotación de los yacimientos comenzó en Abril de 1974 con 9 pozos, los mismos que produjeron 7 de Hollín, 1 pozo de “U” y 1 pozo de “T”.

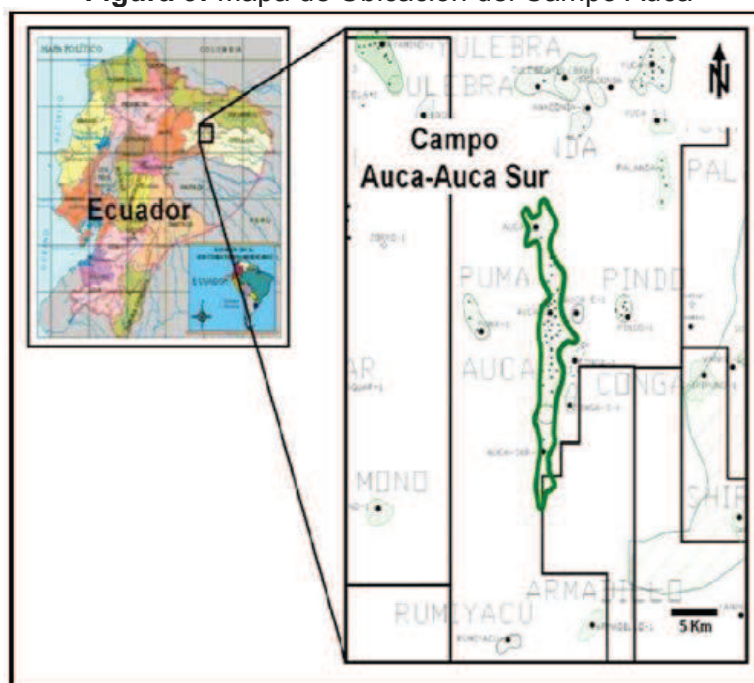
El campo Auca se encuentra localizado en la Provincia de Orellana, Parroquia Dayuma, 260 Km al oeste de la ciudad de Quito, 20 Km al sur – este del campo Sacha y 100 Km al sur de la frontera con Colombia, cuenta con un área de 92 Km² al sur de la ciudad del Coca. Véase la Figura 9.

Sus coordenadas geográficas son las siguientes:

Latitud: 0° 34'S – 0°48'S

Longitud: 76°50'W – 76°54'W

Figura 9: Mapa de Ubicación del Campo Auca



Fuente: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos
Elaborado por: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos

1.3. LITOLOGÍA Y ESTRATIGRAFÍA

Estratigrafía

Llamamos estratigrafía a la descripción de todos los cuerpos rocosos que conforman la corteza terrestre y su organización, lo que ayuda a identificar el tipo de material, ordenación temporal y establecer equivalencias entre dos o más

estratos comparando el tipo de material o estudiando el contenido fósil, el principal objetivo de la estratigrafía es ayudar a conocer propiedades de la roca como son su porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos.

Litología

La litología es parte de la geología que estudia a las rocas, enfocándose en el tamaño, angularidad, composición, tamaño y características físicas y químicas.

Formación

Es un cuerpo rocoso de suficiente tamaño y con límites distintivos suficientes para representarse en un mapa; el cuerpo rocoso puede ser de distinta naturaleza. Las formaciones se las nombra de acuerdo a la localidad, que es el sitio donde es típico el afloramiento de la formación.

1.3.1. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTE



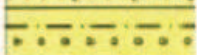
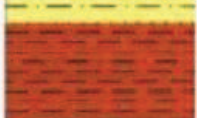









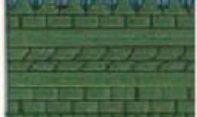

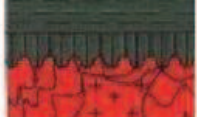
A través de los años se han realizado muchos estudios para conocer el subsuelo, cada formación, roca, fluido de la cual está compuesta, de esta manera poder tomar decisiones, con la finalidad de poder optimizar tiempo, dinero y herramientas de perforación.

La Columna Estratigráfica se encuentra dividida por:

- Eras Geológicas
- Edades geológicas
- Formaciones
- Y Litología

Las de mayor importancia para nuestro estudio son las formaciones y la litología por lo que realizaremos una breve descripción de cada formación y litología de las mismas en orden ascendente como se muestra la Figura 10.

Figura 10: Columna Estratigráfica

EDAD		FORMACIÓN	DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA		
Q		MESA		Terrazas de arcillas y arenisca tobáceas, Conglomerados	
TERCIARIO	OLIGOCENOEOCENO – PLIOCENO	CHAMBIRA		Arcillas, areniscas, conglomerados	CONTINENT.
		ARANJUNO		Conglomerados, arcillas en partes	
		CHALCANA		Arcillas, poca arenisca	MARINO
	OLIGOCENOEOCENO – PLIOCENO	ORTEGUASA		Lutitas pardas, poca arenisca	CONTINENT.
		TIYUYACU		Arcillas rojas, verdes, violeta, areniscas gruesas y conglomerado	
CRETÁCICO	MAAS	TENA		Arcilla roja y areniscas	MARINO
		M - 1		Arenisca blanca cuarzosa porosa, permeable	
	APT – SANT	NAPO		"A" – Arenisca "U" – Caliza "B" – Arenisca "T" - Caliza	
		HOLLÍN		Arenisca cuarzosa blanca	
JURÁSICO	M U	Misahulli		Flujos de lava, brechas, "Red Beds", arcillas, y arenisca, poco conglomerado	CONTINENTAL
		CHAPIZA		Calizas y esquistos (bituminosos), escasa arenisca	
PALEOZOICO	L	SANTIAGO		Calizas y esquistos (bituminosos), escasa arenisca	MARINO
	PERMPENSS – MISSDEV	MACUMA		Caliza, lutita, dolomita, arenisca	
		PUMBUIZA		Lutita gris-negro	
P C		BASAMENTO		Esquisto, gneis, granito	

Fuente: La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo

Elaborado: Patricio Baby-Marco Rivadeneira-Roberto Barragan

Formación Pumbuiza

Pertenece a una era geológica del paleozoico con una edad geológica mississippiense devoniano y siluriano, presenta un ambiente marino abierto; dicha formación está compuesta de pizarras grises a negras y areniscas cuarcíticas, estas rocas se caracterizan por presentar fuertes plegamientos y fallas; no existen manifestaciones de petróleo.

Formación Macuma

Forman parte de la era geológica del paleozoico con una edad geológica de pérmico a pensilaniense, presenta un ambiente marino y está compuesta por estratos de calizas bioclásticas conjuntamente con dolomita; además presentan intercalaciones de lutitas y areniscas finas. En base a los análisis de sísmica no se observan deformaciones lo que indica condiciones tectónicas estables.

Formación Santiago

Pertenece a una era geológica del mesozoico y una edad geológica del jurásico inferior, presenta un ambiente marino rico en materia orgánica, se manifiesta únicamente en el corredor Sacha-Shushufindi; compuesta por limolitas, arcillolitas y esporádicamente por calizas y dolomitas de variados colores, indica indicio de petróleo en el afloramiento al sur-oeste oriental.

Formación Chapiza

Forma parte de una era geológica del mesozoico y una edad geológica del jurásico medio a superior, se caracteriza por tener un ambiente continental y presenta acumulación volcánica, sin presencia de petróleo; presentando tres divisiones que son:

- Chapiza Inferior
- Chapiza Medio
- Chapiza Superior o conocida también como Yaupi

Formación Misahualli

Se encuentra en un segmento de la formación Chapiza incrustada, se la ha identificado por afloramientos y descripción geológica de pozos perforados (Campo bermejo y Pungarayacu).

Formación Hollín

La formación Hollín forma parte de la era geológica del Mesozoico, de una edad geológica del Cretáceo Inferior, proviene de un ambiente marino transgresivo, constituido por areniscas cuarzosas, de color blanco, de grano medio a grueso, además guijarros delgados e intercalaciones de lutitas; existe presencia de hidrocarburos en ciertos campos.

Formación Napo

Es una formación que presenta niveles altos de calizas, pertenece a la edad del cretácico medio a superior y se divide en:

- ***Napo Superior:***
 - Calizas M1
 - Lutitas M1
 - Areniscas M1
- ***Napo Medio:*** Contiene margas laminadas similares a las lutitas y el tope está marcado por la caliza M2.
 - Calizas M2
 - Caliza A
- ***Napo Inferior:***
 - Arenisca T
- ***Napo Basal:***
 - Arenisca Basal
 - Lutitas Negras

Formación Tena

Proviene de la edad geológica del Paleoceno, presenta un ambiente continental a marino somero; es una formación de gran importancia ya que la arena Basal Tena puede tener presencia de Hidrocarburos y está dividida en:

- ***Tena Superior:*** presenta limolitas y areniscas de grano grueso
- ***Tena Inferior:*** presenta limolitas de color marrón rojizo y areniscas rojas de grano fino

Formación Tiyuyacu

Siendo parte de la era geológica del Cenozoico y con una edad geológica del Oligoceno a Eoceno, presenta un ambiente continental, se caracteriza por su variedad de areniscas y arcillolitas, presentando conglomerado de cuarzo y chert de color amarillo y rojo como característica principal.

Orteguaza

Parte de la Edad del Oligoceno, proviene de un ambiente de agua salobre a marina, presenta arenisca de grano fino a muy fino con material carbonaceo.

Chalcana, Arajuno, Chambira

Las tres formaciones son de una era geológica del Plioceno a Mioceno proveniente de un ambiente de agua salobre a continental; como característica principal presenta arcillolitas y areniscas de fácil penetración.

Terrazas

Proviene de una Edad Geológica del Pleistoceno de un ambiente Fluvial formada principalmente por conglomerados.

Aluvión

Pertenece a una edad reciente proveniente de un ambiente fluvial, ya que se encuentra en contacto con el medio externo y van creando medios deposicionales.

1.3.2. LITOLOGÍA Y ESTRATIGRAFÍA DE LOS CAMPOS

1.3.2.1. CAMPOS FANNY Y MARIANN

Estratigrafía

Estructuralmente presenta en el lado oeste la falla Fanny – Dorine en sentido Norte – Sur, la misma que divide al campo Alice y al campo Fanny; es una falla tipo normal, teniendo como parte levantada al campo Fanny, en la cual existe un salto de falla de aproximadamente 300 ft.

Los principales reservorios son: yacimiento M1 y arena U Inferior. También se han encontrado pequeñas acumulaciones de hidrocarburo en las formaciones Napo T y Basal Tena.

Litología

Napo / Zona M – 1

Esta formación contiene lutita gris oscura, negra y ocasionalmente gris clara, suave a moderadamente firme, de textura limosa y no calcárea; arenisca cuarzosa, subtransparente a subtranslúcida, de tamaño de grano muy fino a fino y carbón de color negro, firme moderadamente duro e irregular a subbloque.

En la parte inferior de la sección, está presente arenisca cuarzosa intercalada con lutitas; siendo las areniscas cuarzosas de un tamaño de grano medio y grueso a

la base; suelta, de forma subangular a redondeada, moderadamente clasificada, no se visualiza cemento y matriz. Hay presencia de hidrocarburo en forma de puntos color café oscuro a negro y las lutitas son de color gris oscuro a negro, firme a moderadamente dura, sublaminaada, textura limosa y no calcárea.

Arenisca M – 1

Esta arenisca es cuarzosa, subtransparente a subtranslúcida, ocasionalmente café clara, tamaño de grano fino a mediano, la forma de grano subangular a subredondeada. Existe la presencia de manchas de hidrocarburo de color café oscuro, no presenta fluorescencia natural. En la parte inferior de la sección hay presencia de arenisca intercalada con lutita de grano ocasionalmente grueso.

Lutita Superior Napo

Esta sección está formada por lutita de color gris oscura, en menor cantidad negra, firme a moderadamente firme, laminada a sublaminaada, subfísil y no calcárea; con estratos delgados de caliza en forma crema, blanca lechosa, firme a moderadamente dura, irregular a subbloque.

Tena

Esta formación está conformada por arcillolita intercalada con limolita y ocasionalmente caliza y areniscas a la base.

La arcillolita es de color rojizo, ocasionalmente café amarillento (chocolate), firme a moderadamente firme y calcárea; y la limolita es color café rojizo, gris verdosa, suave a moderadamente firme, forma irregular a amorfo, y calcárea.

Arenisca Basal Tena

Está constituida por arenisca que se encuentra intercalada con limolita y arcillolita.

La arenisca es cuarzosa, subtransparente, ocasionalmente blanca lechosa a blanca, tamaño de grano muy fino a fino, cemento calcáreo y matriz caolinítica; la limolita es de color gris clara, en menor cantidad gris verdosa y crema, moderadamente firme a firme, subbloque a bloque; la arcillolita presenta un color chocolate, en menor cantidad café rojiza, ocasionalmente café amarillenta, irregular a subbloque y ligeramente calcárea.

1.3.2.2. CAMPO SACHA

Estratigrafía

La estratigrafía en el campo Sacha constituye un anticlinal asimétrico, producto de la compresión andina del Cretácico, que afecta al área en forma diagonal de SO a NE, hacia la mitad inferior tiene un rumbo aproximado N – S. La parte sur del campo está controlado por un sistema de fallamiento de dirección E – O, en esta parte del campo el cierre estructural es inclinado a suave.

Los principales reservorios del campo son: Hollín, Napo T, Napo U y Basal Tena; siendo los yacimientos “U” y “T” producidos por recuperación secundaria con inyección de agua desde muchos años atrás.

Litología

Hollín

Arenisca Hollín Inferior

Consta de una arenisca blanca cuarzosa, consolidada, de grano medio a grueso, matriz y cemento silíceo, inserciones locales de carbón, ámbar, caolín y con ocasionales intercalaciones de niveles limosos y arcillosos.

Arenisca Hollín Superior

Corresponde a una arenisca cuarzosa – glauconítica, calcárea, de grano fino a medio, tiene interestratificaciones de lutitas negras, ligeramente calcáreas, duros esquistos están mezclados en la estratificación con la arenisca. Hay pocos estratos delgados de color marrón brillante, calizas y limos calcáreos.

Napo

Arenisca Napo “T” Inferior

Está compuesta por arenisca cuarzosa, marrón, café clara, de grano medio a fino, forma la selección de la arenosa de la secuencia Napo T de mayor continuidad vertical y lateral, es usualmente gris o marrón, pero en ciertos lugares es verdusco debido a la presencia de glauconita.

Arenisca Napo “T” Superior

Ligeramente calcárea está constituida por una arenisca cuarzosa, gris, translúcida, de grano muy fino a fino, matriz calcárea, cemento calcáreo, inclusiones de glauconita. Esta arenisca es más discontinua y heterogénea que la de la formación Napo T inferior.

Arenisca Napo “U” Inferior

Conformada por arenisca cuarzosa, marrón, café clara, grano fino a muy fino, ocasionalmente grano medio, cemento silicio, fluorescencia amarillo blanquecino.

Arenisca Napo “U” Superior

Constituida por arenisca cuarzosa, principalmente glauconíticas y arcillosas, blanca, translúcida, transparente, grano fino a muy fino, ocasionalmente grano fino a medio, matriz calcárea, cemento silicio, inclusiones de glauconita y pirita.

Basal Tena

Conformada por un cuerpo de arenisca que marca la entrada a la formación Napo, presencia de arenisca cuarzosa, blanca, blanca amarillenta, de sub transparente a sub translúcida, moderadamente consolidada, grano medio a fino, de sub angular a sub redondeada, selección moderada, matriz arcillosa, de grano fino a muy fino, contiene arcillas incrustadas, mayormente de rojas a marrones, pero en profundidad son grises y verdosas.

También contiene limolitas y lutitas algo calcáreas, areniscas cuarzosas claras, que se encuentran en la base y tope, posee una menor presencia de calizas arenosas comúnmente piritosas. No se observa cemento ni porosidad visible.

1.3.2.3. CAMPO SHUSHUFINDI

Estratigrafía

El anticlinal Shushufindi tiene una orientación Norte – Sur y tres culminaciones principales: dos dentro de lo que se conoce como anticlinal Shushufindi y una tercera denominada Aguarico que cambia su dirección a Noroeste – Sureste.

Su flanco oriental está limitado por un sistema de fallas en transgresión dextral, el modelo estructural de este sistema permite determinar comunicación de los fluidos entre los estratos “U” y “T”.

En la base de la caliza “A” la estructura tiene una longitud aproximada de 33 km y un ancho entre 6 y 7 km. Su máximo cierre estructural se ubica en el Alto Shushufindi Sur con 371 ft, le sigue el Alto Shushufindi Norte con 341ft y finalmente el Alto Aguarico con 223 ft.

Los yacimientos “U” y “T” del Campo Shushufindi están limitados en el flanco Este por fallas no completamente sellantes y en las otras direcciones por acuíferos laterales que se extienden regionalmente, estos acuíferos son muy activos en los

extremos norte y sur del campo en donde se desarrollan presiones muy parecidas a las originales.

El reservorio se encuentra en la era Mesozoico de la edad Cretácico Medio a Cretácico Superior.

Litología

El campo Shushufindi tiene como objetivos principales U inferior y T inferior, y como secundarios U superior, T superior y Basal Tena.

Formación Napo

Arenisca "U"

Es una arenisca cuarzosa, con presencia de feldespatos y fragmentos líticos. La caolinita es la arcilla predominante, presenta cemento silíceo, la porosidad es intergranular y ocasionalmente intragranular por disolución de feldespatos.

"U" Superior: según su producción, es considerado con un reservorio secundario, mantiene un espesor constante en todo el campo comprendido entre 5 y 80 ft, comprende como tope el intervalo desde la base de la caliza "A".

"U" Inferior: se ha determinado que esta arenisca está presente en todo el campo, con un espesor entre 20 y 100 ft, se aprecia para el área, tanto al sur como al norte del campo una tendencia deposicional en dirección Este – Oeste.

Arenisca "T"

Es de grano medio a grueso con ocasionales finos similar a "U". La matriz es caolínica y en menor proporción clorítica. La porosidad igual que en "U" es intergranular y esporádicamente intragranular. La zona con mejores valores de permeabilidad y porosidad se ubica generalmente a la base de la arenisca.

“T” superior: considerado un objetivo secundario, presenta una distribución constante y uniforme sobre todo el campo, permeabilidad baja comparada con la arena “T” Inferior.

“T” inferior: tiene un espesor entre 30 y 100 ft, se observó continuidad del reservorio en dirección Sur – Norte y en dirección Este – Oeste a través del subsuelo del campo gracias a correlaciones estratigráficas de registros de pozos.

Tena

Está ubicada sobre la formación Napo, constituida por limolita de color café o rojo, areniscas cuarzosas, tamaño de grano entre medio y fino, la matriz es arcillosa, alcanza un espesor entre 1640 a 3280 ft.

Basal Tena: es un reservorio secundario, la tendencia de orientación de la arenisca se determinó en dirección Sur – Suroeste; en el sector Sur – Oeste el espesor adelgaza considerablemente. Presenta un espesor que varía de 1 a 22ft.

1.3.2.4. CAMPO OSO

Estratigrafía

La estructura del Campo Oso es un anticlinal de relieve fuerte, controlado por una falla inversa rejuvenecida. El mapeo al nivel Cretáceo, en los mapas de tiempo y profundidad se presenta como un anticlinal ligeramente elongado en dirección Norte-Sur y el análisis de la estructura nos indica claramente que el cierre a fines del Cretáceo era restringido y controlado por la falla.

Relacionada con la formación Hollín se han depositado lutitas, calizas y areniscas de la formación Napo debido a estos depósitos predominantes marino somero se ha dividido en formaciones de interés como la arenisca T, la caliza B, la arenisca U, la caliza A y la caliza M2 son de interés ya se encuentran presentes en el área del Bloque .

Litología

Arenisca Napo “T”

Arenisca T Basal: consiste de lutitas marinas de plataforma y areniscas glauconíticas, además de incluir facies de línea costera y de llanura costera.

Arenisca T Principal presenta un cambio abrupto en su base, y está formado por areniscas de canales de marea y fluviales.

Arenisca Napo “U”

Arenisca U Superior: consiste de un depósito de barras arenosas cuarzo – glauconíticas englobadas en una secuencia arcilloso – calcáreo. Las barras arenosas tienen escasa distribución areal aunque localmente pueden presentar limitado desarrollo.

Arenisca Napo U Principal: está compuesta por facies de relleno formado por valle de incisión. Las facies de canales fluviales se formaron como resultado del ingreso del mar en dichos canales fluviales, los cuales fueron creados por efecto de la caída del nivel del mar a finales del tiempo de la Lutita de la Napo Medio. Las facies fluviales migran hacia arriba a facies con influencia de mareas y estuarios.

La Arenisca Napo U Principal está compuesta por una arenisca blanca, cuarzosa, de grano fino a medio, moderadamente clasificada, con una porosidad de regular a buena.

Formación Hollín

La Formación Hollín de acuerdo con las características del reservorio, se halla constituida por dos miembros.

Arenisca Hollín Superior

Está compuesta principalmente por arenisca con intercalaciones de lutita.

Arenisca: Presenta colores: blanca, hialina, gris, translúcida a transparente. Friable a suelta, grano fino a medio y ocasionalmente grano grueso; cuarzosa, subangular a subredondeada, de selección moderada, matriz, cemento y porosidad no visible; con inclusiones de glauconita y micropirita.

Lutita: Café, de suave a moderadamente dura, físil, laminar, planar, textura cerosa a terrosa, sin reacción calcárea, con inclusiones de carbón

Arenisca Hollín Principal

Arenisca: Color: blanca, hialina, translúcida a transparente; friable, grano fino a medio, cuarzosa, subredondeada a subangular, de selección moderada, matriz, cemento y porosidad no visible.

1.3.2.5. CAMPO AUCA

Estratigrafía

El campo Auca presenta un anticlinal de 23 Km por 4 Km, alargado en dirección Norte – Sur, alineándose en el eje central del corredor Sacha– Shushufindi de la Cuenca. También presenta una falla con un rango de salto entre 10 y 30 pies, con un máximo de 50 pies en la parte central a nivel de la arena Napo “T”, también presenta fallas secundarias con saltos menores con un rango de 50 a 20 pies.

La lutita presentada en la secuencia estratigráfica ha sido la roca madre y ha actuado como sello parcial o completo de los reservorios.

Las arenas “U” y “T” presentan considerables cantidades de hidrocarburos, con acuíferos parcialmente activos, lo que ha causado que la presión decline en algunos sectores del campo.

Litología

Los yacimientos productores son: Basal Tena, Napo T, Napo U y Hollín; caracterizándose por ser compactas.

Basal Tena

Esta formación no es continua, tiene un espesor total promedio de 40 pies, formada principalmente por un cuerpo arenisco delgado con un espesor de 10 a 20 pies y descansa sobre lutitas de Napo Superior.

Napo

Está conformada por dos areniscas correspondientes a Napo “U” y a Napo “T”, separadas por intervalos gruesos de caliza y lutita. La calidad de estos reservorios es muy variable y en muchos casos presentan cambios considerables en el tamaño de los poros que a veces disimulan el contacto agua-petróleo debido a la existencia de una gran zona de transición entre el petróleo y el agua en la formación.

Napo “T”

Esta arenisca no es continua, contiene granos finos y son ricas en arcilla, areniscas cuarzosas discontinuas, limolitas y lutitas. Presenta una porosidad promedio del 18% y un espesor promedio de 120 pies.

Napo “T” superior: las arenas son generalmente de grano fino y de aspecto masivo, presentan intercalaciones de arenisca, lutita y limolita. El espesor

promedio de esta arena es aproximadamente de 45 pies con una porosidad de 18.68%.

Napo "T" inferior: presenta una arenisca cuarzosa de grano fino a medio, subangular a subredondeada, con un espesor promedio de 67 pies y una porosidad promedio de 14.39 %.

Napo "U"

Esta arenisca se caracteriza por ser continua y por estar presente en todo el campo Auca, presenta areniscas similares a las encontradas en Napo "T" con una porosidad de 16% y un espesor promedio de 200 pies con un área de 21471.49 acres, de acuerdo al Mapa Estructural de la Arena "U".

Napo "U" superior: está formada por una arenisca cuarzosa, variando de gris claro a verde claro, el tamaño del grano es fino y de forma subredondeada. Presenta un espesor promedio de 27 pies y una porosidad promedio de 14.86%.

Napo Media: está constituido por una secuencia de plataforma carbonatada que muestra un ambiente de depósito marino somero.

Napo "U" inferior: está formada por una arenisca cuarzosa, variando de gris clara a blanca, de grano fino a medio subangular a subredondeada. Presenta un espesor promedio de 37.2 pies con una porosidad promedio de 16.62%.

Hollín

Esta arena es la más productora debido a su espesor de arena saturada y porque exhibe un fuerte empuje de agua en el fondo.

Esta formación está conformada por las areniscas Hollín Inferior de origen volcánico y Hollín Superior de origen marino somero. Está presente a lo largo de todo el campo Auca y sin presencia de fallas.

Hollín Superior: es una formación interestratificada de arenisca cuarzosa de grano fino a medio y glauconita cuarzosa que contiene abundantes capas de lutita. Presenta una sedimentación marina y estuarina influenciada por la marea.

Hollín Inferior: conocida como Hollín principal es un reservorio relativamente homogéneo de arenisca cuarzosa de grano fino y algunas capas aisladas de lutita. Corresponde a un ambiente de depósito de tipo planicie aluvial, en su parte superior se nota una influencia más costera. Posee un espesor neto aproximadamente de 40 pies y una porosidad de 15.3%.

CAPITULO II

DESCRIPCIÓN DE PARÁMETROS, ENSAMBLAJES DE FONDO Y BROCAS PARA LA PERFORACIÓN DE POZOS

2.1. INTRODUCCIÓN

Este capítulo está basado en la descripción de la perforación direccional de pozos, conceptos, tipos de perfiles de pozos y una descripción de lo que es cada uno de ellos. Se realizará también la descripción de los parámetros controlados que se encuentran involucrados en la perforación de pozos direccionales tales como son: galonaje, ROP, WOB, RPM, torque entre otros.

Para la perforación de pozos es importante conocer los tipos de configuración de ensamblajes de fondo existentes, para determinar el óptimo a utilizarse; así como también las características y descripción de cada uno de sus componentes, incluyendo la broca de perforación; por lo tanto, lo mencionado será explicado en el presente capítulo.

2.2. TIPOS DE PERFIL DE POZOS DIRECCIONALES

2.2.1. INTRODUCCIÓN

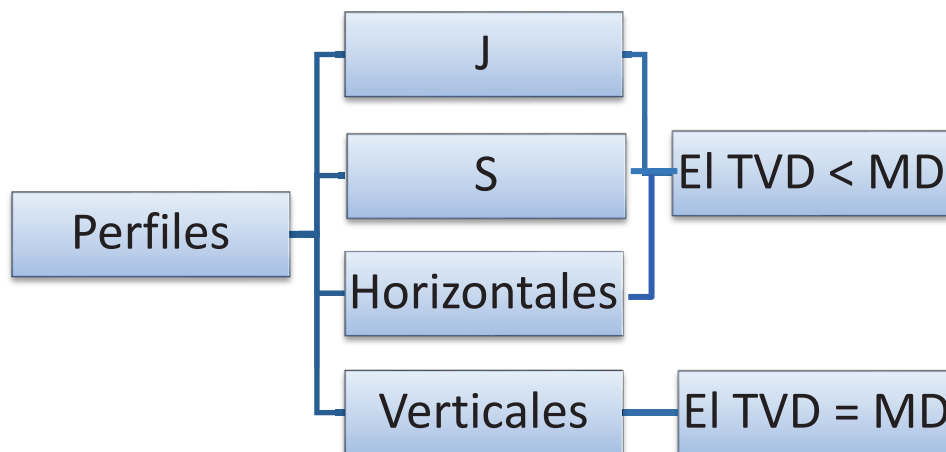
La perforación direccional nace con la necesidad de realizar perforaciones de difícil acceso hacia nuestro objetivo, por lo cual consideramos a la perforación direccional como un esfuerzo de ingeniería y tecnología en donde nos ayuda a desviar un pozo a lo largo de una trayectoria planeada hacia el objetivo que se encuentra a cierta distancia lateral a partir de la posición superficial a una profundidad determinada.

A continuación se describe los términos más usados en la perforación direccional.

MD (Profundidad Medida): es la medida de la trayectoria del pozo desde la superficie hasta el Target (objetivo de perforación), se lo puede identificar claramente en los pozos direccionales, se la obtiene midiendo las tuberías o por medio de un contador de profundidad en la línea de acero.

TVD (Profundidad Vertical Total): medida que nace desde la superficie (cabeza del pozo) hasta la profundidad perforada en forma perpendicular, cumple con las siguientes condiciones para los diferentes perfiles.

Figura 11: Perfiles de Pozos y relación de TVD vs MD



Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

KOP (Punto de Desviación): es el punto por debajo de la superficie donde empieza la construcción del ángulo, separándose de la vertical. En el Oriente Ecuatoriano se tiene un intervalo de inicio de KOP desde 350ft hasta 550ft.

Azimut: definido como la dirección en sentido horario que toma el pozo a partir del norte verdadero y se encuentra expresado en grados (0 – 359).

EOC: término usado para identificar el punto donde termina la construcción de la curvatura de una perforación.

Sección Vertical: es la distancia horizontal, medida desde la vertical hasta el punto del objetivo.

Sección Tangencial: denominada a la parte del pozo donde la inclinación se mantiene constante durante una determinada distancia, se observa después de un EOC.

Target término definido para identificar el objetivo de perforación.

Dog Leg Severity (Severidad de la pata de perro): término usado para describir la inclinación y la variación direccional sobre una trayectoria dada; expresado en grados por cada 100 pies.

Ángulo de Inclinación: es el ángulo del pozo medido desde la vertical hacia cualquier punto de survey dado.

Coordenadas N/S: es la componente del desplazamiento desde una estación a otra. Por convención los valores negativos corresponden al sur.

Rata de Construcción de Ángulo (BUR): es la rata de incremento de ángulo de inclinación.

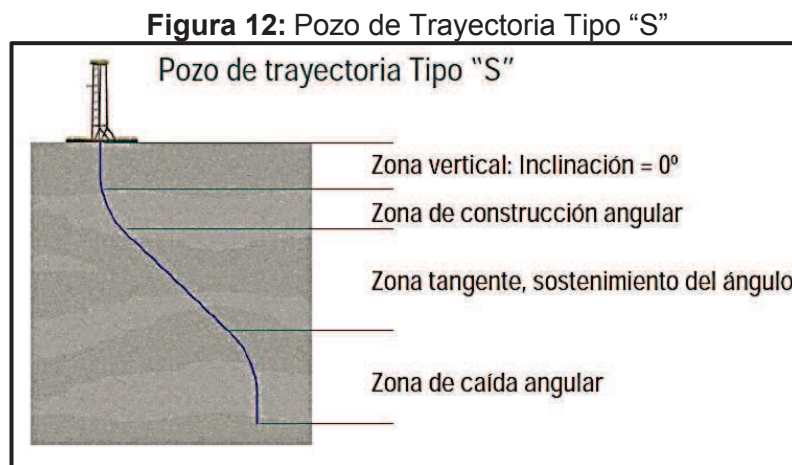
Rata de Caída de Ángulo (DOR) es la rata a la cual el ángulo de inclinación decrece.

Rata de Cambio de Dirección determina la rata de giro del rumbo del pozo en términos de azimut.

2.2.2. PERFIL TIPO “S”

Los pozos direccionales de perfil “S” constan de cuatro zonas en la perforación como son:

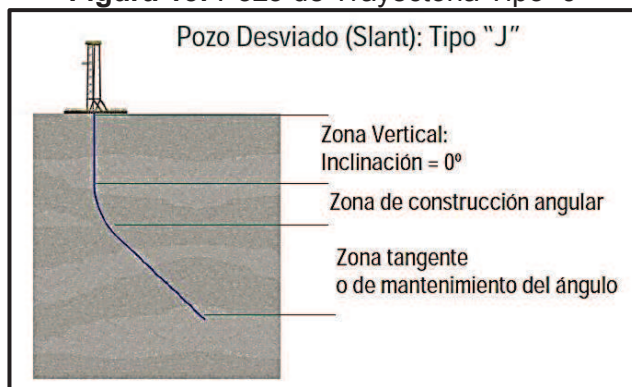
- Zona vertical, caracterizada por no tener inclinación (0 grados con respecto a la vertical).
- Zona de construcción angular, es donde empieza la desviación del pozo
- Zona tangente, su principal característica es mantener el ángulo de inclinación.
- Zona de caída angular, caracterizada por que se empieza una nueva construcción de ángulo y termina con una inclinación de 0 grados.



Fuente: Perforación y mantenimiento de pozos PEMEX, Perforación Direccional Guía Práctica.

2.2.3. PERFIL TIPO "J"

Este perfil es llamado también tipo Slant, consta de una sección vertical, seguida de una sección de construcción donde el ángulo de inclinación se incrementa hasta alcanzar el ángulo deseado y una sección tangente que mantiene el ángulo y se dirige hasta alcanzar el objetivo. La producción de un pozo tipo "J" será similar a la producción de un pozo vertical ubicado en un mismo yacimiento.

Figura 13: Pozo de Trayectoria Tipo "J"

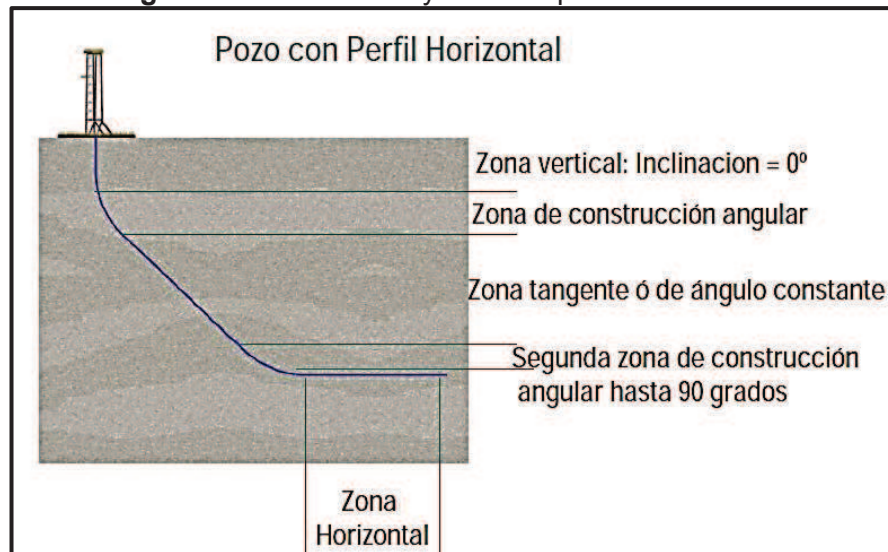
Fuente: Perforación y mantenimiento de pozos PEMEX, Perforación Direccional Guía Práctica.

2.2.4. PERFIL HORIZONTAL

La perforación horizontal se caracteriza por tener una mayor área de producción; el ángulo de inclinación es mayor a 86 grados respecto a la vertical. Este tipo de perforaciones poseen técnicas y tecnologías dependiendo del ángulo de inclinación y desplazamiento horizontal; es necesario un ensamblaje de fondo especial para conseguir el objetivo, está compuesto de cinco zonas:

- Zona Vertical (No tiene inclinación)
- Zona de construcción angular
- Zona tangente , donde mantiene el ángulo de construcción
- Zona de construcción angular, donde el ángulo de construcción sigue aumentando para llegar a los casi 90° necesarios para terminar la sección.
- Zona Horizontal, se encuentra en la zona de producción donde las diferentes herramientas navegan hasta cierta profundidad con la única finalidad de ampliar el área de drenaje del pozo.

Figura 14: Pozo de Trayectoria Tipo "Horizontal"



Fuente: Perforación y mantenimiento de pozos PEMEX, Perforación Direccional Guía Práctica.

Radio de Construcción

El radio de construcción se inicia en el KOP que indica el inicio de la curvatura del pozo, empezando con la construcción del ángulo previamente planificado; de acuerdo a la severidad del cambio en la trayectoria se ha definido tres tipos de curvaturas:

- **Radio Largo**, se realiza a una tasa de construcción de ángulo de 2 a 6 grados por cada 100 pies perforados para luego desplazarse por la zona de interés, puede tener radios de curvatura de 1000 a 3000 ft, la sección horizontal varía entre 1000 y 4000 ft de longitud. Véase Figura 15.

Ventajas

- Fácil de perforar utilizando un equipo de perforación convencional y revestidor estándar.
- Los costos por día de los servicios son más bajos comparando con los de radio medio y corto.
- Permite perforar longitudes horizontales de hasta 5000 ft con un promedio de 3500 ft.

- Se puede acomodar fácilmente el juego completo de herramientas de perfilaje.

Desventajas

- Se requiere un tope en el manejo del sistema, largas bombas y grandes cantidades de lodo.
 - El riesgo a hueco abierto es mayor, ya que la tubería de perforación puede pegarse y causar daño a la formación mientras se perfora.
 - Es menos preciso para determinar el TVD, porque el comienzo de la perforación (superficie) queda muy lejos (horizontalmente) de la sección horizontal perforada.
 - Es mucho más costoso en revestidores, cemento y fluidos.
- ***Radio Medio***, se perfora con tasas de construcción de 6 – 20 grados por cada 100 pies perforados, presenta radios de curvatura de 300 – 800 pies. La sección horizontal varía de 2000 a 4000 ft de longitud. Véase Figura 15.

Ventajas

- Menor torque y arrastre que en pozos de radio corto.
- Para drenar el yacimiento puede perforarse horizontalmente hasta una longitud de 300 ft.
- Existe la posibilidad de sacar núcleos convencionales
- Puede acomodarse normalmente el tamaño de la herramienta (MWD), la cual tiene un acceso desde 1 3/4" de diámetro hasta 4 3/4".

Desventajas

- No aplicable para formaciones superficiales y delgadas
- Se requiere un equipo especial de perforación.

- **Radio Corto**, siendo los más problemáticos debido a altos radios de construcción que va de 2 – 5 grados por cada 100 pies perforados, con radios de curvatura de 20 – 40 ft, con una sección horizontal de 100 a 800 ft de longitud.

Ventajas

- Tiene más precisión para drenar el yacimiento que el de radio medio y largo.
- Usado para yacimientos pequeños
- Se lo usa desde un pozo convencional
- Se pueden aislar zonas problemáticas inmediatas a la zona productora.

Desventajas

- Requiere de un motor de fondo con una articulación ensamblada.
 - La longitud de drenaje en el pozo, generalmente es menor que 300ft.
 - Se completa únicamente a hoyo abierto.
 - No pueden tomarse núcleos ni perfilajes, por el radio de curvatura presente.
- **Radio Ultra Corto**, el radio de curvatura en esta técnica de perforación horizontal varía de 1 a 2 ft y el ángulo de construcción 45 y 60 grados por pie, con sección horizontal entre 100 a 200 ft. Véase Figura 15.

Ventajas

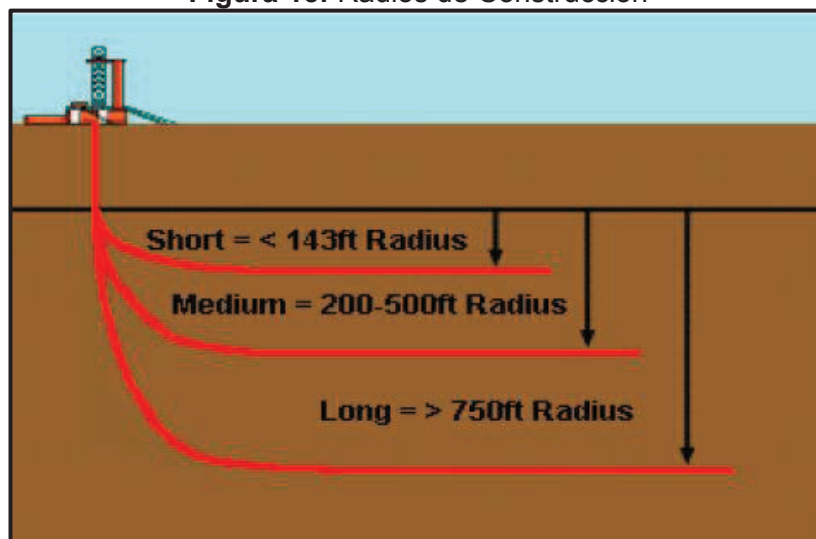
- Son efectivos en formaciones suaves y fáciles de penetrar con arenas de crudos pesados y bitumen.

- Desarrollo del campo mediante pozos verticales múltiples
- Realización de pozos horizontales múltiples a través de varias capas originadas desde un pozo vertical.

Desventajas

- Requiere equipo especializado
- Necesita que se agrande el hoyo en la cercanía lateral del objetivo de perforación
- Es imposible correr registros en la sección horizontal y no pueden tomarse núcleos debido a lo severo del radio de curvatura.
- La longitud de drenaje del pozo, generalmente es menor de 300ft.

Figura 15: Radios de Construcción



Fuente: Perforación y mantenimiento de pozos PEMEX, Perforación Direccional Guía Práctica.

Elaborado por: Perforación y mantenimiento de pozos PEMEX

2.3. DESCRIPCIÓN DE PARÁMETROS CONTROLADOS EN LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL DE POZOS

2.3.1. RATA DE PENETRACIÓN (ROP)

La penetración es causada por el peso que se le aplica a la broca, mientras que la rotación da el movimiento a la broca la misma que remueve la formación. El peso y la velocidad de rotación están directamente relacionados con la tasa de penetración. Los factores hidráulicos afectan la tasa de perforación en relación directa a la eficiencia con que el peso y rotación son aplicados.

La rata de penetración depende de:

- Dureza y características de la formación
- Tamaño y configuración de la broca
- Peso aplicado por unidad de diámetro de la broca

2.3.2. PESO SOBRE LA BROCA (WOB)

El peso aplicado sobre la broca lo obtenemos sumando el peso de la sarta de perforación, top drive y bloque corona; este parámetro es muy importante al momento de la perforación ya que se conoce que la rata de penetración aumenta a mayor peso y a mayor velocidad de rotación, aunque hay que tomar en cuenta ciertos puntos para que se cumpla como:

- A mayor peso y mayor velocidad de rotación, se acelera el desgaste de las partes de la broca ya que produce mayor vibración.
- Se debe tener una buena limpieza del pozo para que se cumpla lo mencionado.
- El sobrepeso en la broca, puede ocasionar fallas en la tubería de perforación y producir una desviación.

2.3.3. GALONAJE (STROKES)

Es la medida de la tasa de circulación dada por el número de golpes por minuto o ciclos producidos por las bombas de lodo, esta medida puede ser convertida en

galones por minuto (gpm), y es importante para determinar tiempos necesarios de llenado del lodo en el pozo.

2.3.4. REVOLUCIONES POR MINUTO (RPM)

Las revoluciones por minuto están dadas por la velocidad de rotación; siendo la rotación un factor importante para la limpieza del pozo ya que genera turbulencia en el agujero haciendo que los recortes se puedan transportar de mejor manera hacia superficie, las RPM's giran en sentido contrario de las manecillas del reloj.

Cuando se trabaja con un motor de fondo las RPM's en superficie no son las mismas RPM's en el fondo, debido a que el motor de fondo genera más RPM's hacia la broca.

Genera también una banda transportadora de recortes la misma que se activa con velocidades mayores a 120 RPM en diámetros mayores a 12 ¼" y a 60 rpm en diámetros menores a 8 ½", ya que valores inferiores no dan la energía necesaria para activar la banda transportadora.

2.3.5. TORQUE

El torque es una medida de la resistencia a la rotación, la misma que es ejercida por el top drive sobre la sarta de perforación. El punto de medición del torque es originado bajo el top drive.

2.3.6. DIFERENCIAL DE PRESIÓN

Es la medida de la presión en la tubería, la misma que se origina en la descarga de las bombas de lodo. Esta presión es medida en el fondo, al momento de la perforación, cuyo diferencial le ayuda al perforador a detectar problemas en la sarta de perforación, la pérdida o ganancia de presión implica que en el fondo se está suscitando un problema el cual debe ser tomado en consideración.

2.4. ENSAMBLAJES DE FONDO

2.4.1. INTRODUCCIÓN

El ensamblaje de fondo es un conjunto de componentes utilizados para realizar una perforación, ayudando optimizar tiempos y costos de manera segura y eficaz, con una correcta selección de un ensamblaje de fondo.

El uso de los diferentes ensamblajes de fondo esta fundamentalmente basado en los costos y necesidades de la compañía.

En las operaciones los principales objetivos de los Ensamblajes de Fondo son:

- Proporcionar peso a la broca
- Maximizar la tasa de penetración
- Proporcionar hoyos en calibre
- Evitar la desviación de hoyos provocando DLS.
- Minimizar las vibraciones
- Evitar pegas de tuberías

Propósitos para usar los ensamblajes de fondo:

- Proteger la tubería de perforación de las excesivas cargas de flexión y torsión.
- Controlar la dirección e inclinación de perforaciones direccionales
- Lograr perforar huecos más verticales (sin inclinación)
- Lograr perforar huecos más derechos (sin espirales)
- Reducir la severidad de pata de perro y ojo de llave.
- Mejorar el comportamiento de la broca
- Minimizar los problemas de perforación
- Minimizar pegas de tubería por diferencial.
- Asegurar una buena corrida de casing.

2.4.2. ENSAMBLAJE DE FONDO CONVENCIONAL

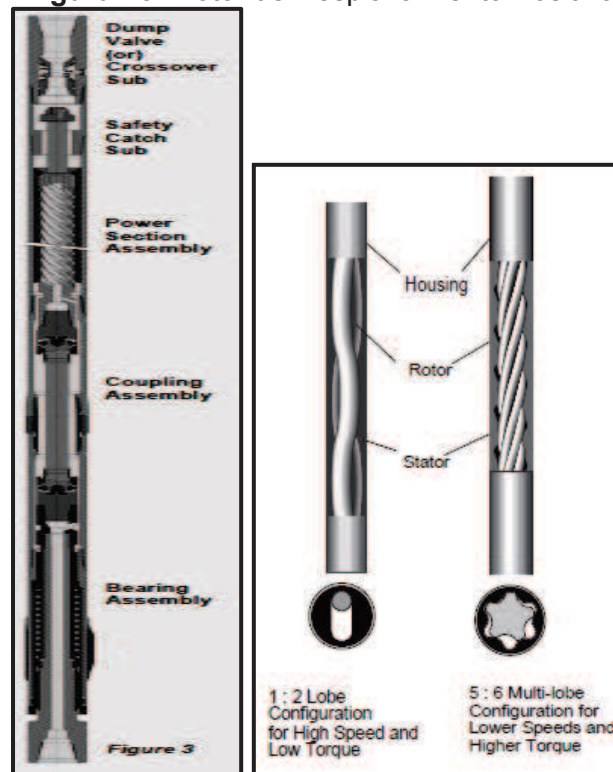
Los ensamblajes de fondo convencionales son uno de los más económicos y son utilizados con el objetivo de realizar pozos direccionales, los mismos que se caracterizan por tener un motor de lodo.

2.4.2.1. MOTOR DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO (PDM)

Conocido como motor de fondo, los cuales son accionados por el fluido de perforación haciendo que la broca gire sin que la sarta de perforación rote; la potencia del motor está determinada por el número de lóbulos del rotor y estator, ambos tienen lóbulos helicoidales que se unen para formar cavidades helicoidales selladas; el estator siempre tiene un lóbulo más que el rotor, y está constituido de un caucho llamado elastómero dentro de la carcasa del motor, este caucho debe tener la suficiente resistencia para proporcionar un efectivo sello hidráulico alrededor del rotor mientras le permite girar libremente.

Una etapa es considerada cuando el fluido que gira alrededor del rotor cumple una vuelta; excesivas caídas de presión a través de cada etapa del motor acelera el desgaste del estator, este problema puede ser solucionado con un estator multilóbulos debido a que la velocidad rotacional y caída de presión por etapas es menor, sin embargo los torques operativos aumentan cuando tenemos estatores multilóbulos, por lo cual es necesario conocer las necesidades primordiales para la utilización de estos motores. Véase Figura 16.

Figura 16: Motor de Desplazamiento Positivo



Fuente: Cavo Drilling Motors, Motor Operations Manual
Elaborado por : CAVO DRILLING MOTORS

El ensamblaje convencional puede perforar direccionalmente de dos maneras:

- **Rotando**, la construcción de un pozo direccional depende de los elementos que componen el ensamblaje así como el espaciado de los estabilizadores.

Cuando la perforación se la realiza rotando, las condiciones del hoyo son mejores ya que presenta una mejor limpieza del hueco debido a que la sarta de perforación se mueve en su totalidad y esto ayuda a impulsar los recortes hasta superficie, su desventaja empieza cuando las formaciones presentan inclinaciones severas, provocando que el ensamblaje de fondo tienda a construir o tumbar ángulo más/menos de lo necesario haciendo que el trabajo sea deficiente, otra desventaja es crear ojos de llave cuando existen patas de perro muy pronunciadas y puede provocar que los estabilizadores tiendan a crear colgamientos y empaquetamientos de la sarta o en el momento de realizar un viaje a superficie presente arrastres.

- **Deslizando**, el direccionamiento o construcción del perfil del pozo depende del motor de lodo (PMD), la construcción y desviación del pozo se hace gracias a la ubicación de los estabilizadores.

Al deslizar todo el conjunto de la sarta en el momento de la perforación ayuda a corregir el ángulo de construcción y mantener así una perforación acorde al programa de perforación, pero también tiene serias desventajas ya que la limpieza del pozo es deficiente, porque que en ciertos puntos entre la sarta de perforación y las paredes del pozo se puede formar camas (acumulación de recortes) lo que puede provocar pegas de tubería por arrastre o empaquetamiento; las horas deslizado en una perforación no deben ser mayores a tres horas, ya que pasado este tiempo presentan problemas que pueden terminar en un Side Track.

En este modo de perforación la única herramienta que se encuentra en movimiento es la broca que es accionada gracias al rotor del motor el cual proporciona el movimiento.

Se tiene tres tipos de ensamblajes para direccionar pozos mientras se rota y desliza.

- **Ensamblaje de Fondo tipo Pendular**, este ensamblaje es diseñado para la caída de ángulo, actúa como péndulo para crear y controlar la fuerza lateral negativa, se logra retirando el estabilizador que se encuentra sobre la broca y añadiendo un drill collar más lo que produce es que el ensamblaje de fondo se vuelve flexible, el estabilizador superior se mantiene, las fuerzas gravitacionales actúan en el drill collar de fondo y la broca causando pérdida de ángulo en la construcción del pozo. Este ensamblaje de fondo se diseña colocando un estabilizador en la sarta entre 15 a 60 ft de distancia de la broca. Véase Figura 17.

Si los drill collars entre el estabilizador y la broca hacen contacto con la pared del pozo la longitud del péndulo se verá reducida, y si colocamos demasiado peso

sobre la broca el ensamblaje pendular podría empezar a construir ángulo, por lo tanto se necesita un estricto control de parámetros

- **Ensamblaje de Fondo tipo Fulcrum o Pivote**, es un ensamblaje con un estabilizador cercano a la broca y de pleno calibre, véase Figura 17; seguido por 40-120 ft de Drill Collar antes del primer estabilizador de sarta, o aún sin estabilizador de sarta, va a construir un ángulo cuando se aplica el peso sobre la broca. En la tabla 1 se observa la relación distancia estabilizador – estabilizador de la sarta y la desviación que se espera.

En pozos de diámetros más pequeños utilizando Drill Collar más pequeños la tasa de incremento angular será mayor

Tabla 1: Relación Distancia Estabilizador – Estabilizador Sarta vs Desviación esperada (en grados)

Distancia Estabilizador – Estabilizador de Sarta	Desviación en grados esperada (grados /100ft)
60 ft	1.5 - 2.5
45 ft	0.5 - 1.5
30 ft	0.5 - 1.0

Fuente: Drilling Engineering Workbook

Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

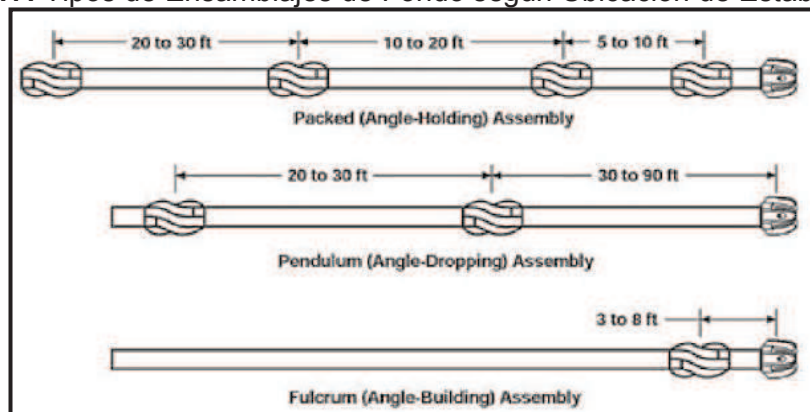
Factores que afectan la Tasa de Construcción de Ángulo

- Parámetros de perforación como: un incremento en el peso sobre la broca incrementará la velocidad de construcción angular; incremento en la velocidad de rotación reducirá la tasa de aumento del ángulo; aumento en el caudal en la bomba en formaciones blandas disminuirá la tasa construcción angular debido a la tendencia al lavado por erosión.
- Tipo de formación y el ángulo de inclinación de los estratos
- Inclinación del pozo

- **Ensamblaje de Fondo tipo Empacado**, este tipo de ensamblaje de fondo es diseñado para mantener el ángulo, específicamente disminuye la fuerza lateral y disminuye la carga axial, la tasa de cambio de ángulo es pequeña comparada con los dos tipos de ensamblajes anteriores, esto quiere decir que este ensamblaje ha limitado la influencia en el desempeño de la broca excepto para condiciones como de torque y arrastre además debilita la habilidad de dar peso sobre la broca. Véase Figura 17.

Esto se lo logra si colocamos tres estabilizadores colocados en la sarta de tal forma que el espaciamiento entre ellos sea corto, la herramienta de fondo va a resistirse a seguir una curva y forzará a la broca a perforar en una trayectoria relativamente recta.

Figura 17: Tipos de Ensamblajes de Fondo según Ubicación de Estabilizadores



Fuente: Tecnología de Perforación direccional
Elaborado por: Halliburton

2.4.3. SISTEMA ROTATORIO DIRIGIBLE

Este tipo de sistemas rotatorios dirigibles son la última tecnología que se aplica en el ámbito de perforación direccional; ayudando a optimizar tiempos de perforación y reduciendo tiempos no productivos (NPT), además con el uso de tecnología permite realizar pozos direccionales con mayor efectividad debido a que la rata de construcción y dirección de la herramienta puede ser ajustada mientras se perfora, el uso de esta tecnología proporciona el direccionamiento continuo de la

broca y una evaluación de la formación en tiempo real cuando es corrido con LWD.

La calidad de pozo se ve reflejada al no tener tantos problemas en el momento de correr casing, también tenemos aumentos de ROP; el uso de esta herramienta es significativamente costoso en comparación con un ensamblaje convencional pero el ahorro en tiempos de viaje y reducción en tiempos de perforación compensan estos precios, para lo cual es necesario realizar un análisis técnico-económico; se presentan mayormente en pozos con perfiles horizontales ya que son los más complicados y necesitan de mejores técnicas y tecnología.

2.5. COMPONENTES DE LOS ENSAMBLAJES DE FONDO

Dentro de los ensamblajes de fondo podemos disponer de muchos elementos, algunos básicos y otros de mucha importancia durante la perforación de un pozo, todos estos elementos van a variar dependiendo del perfil del pozo; por lo tanto se dará una descripción de los componentes de los ensamblajes de fondo.

2.5.1. BIT SUB

Es una herramienta de fondo la cual se caracteriza por ser de conexión caja - caja o caja – pin; esta herramienta nos sirve para unir en su parte inferior a la broca y por la parte superior con las diferentes herramientas de perforación.

En esta herramienta se aloja la válvula flotadora (Float Sub) que es una válvula check, esta válvula nos ayuda a evitar taponamientos de la broca o provocar daños en las herramientas de perforación, en caso de tener un influjo hacia la sarta de perforación y evitar que el fluido de perforación el cual ya contiene ripios ingrese nuevamente por la tubería de perforación.

2.5.2. DRILL COLLARS

Los Drill Collars son tuberías de perforación pesante que ayudan a mantener la sarta de perforación, controlando la fuerza axial y evitando fuerzas de pandeo, dando el efecto péndulo al ensamblaje de fondo.

Esta tubería se la puede identificar por su gran diámetro exterior y pequeño diámetro interior, por lo que la tubería tiene una gran masa de acero, en el mercado podemos encontrar diferentes tipos de drill collars que son:

- **Espiralados**, son los más utilizados ya que además de proporcionar el peso adecuado sobre la broca, ayudando cuando se tiene hoyos apretados y provee un área de contacto menor con el borde del pozo.
- **Lisos**, este tipo de drill collars son menos frecuentes pero proporcionan peso a la sarta de perforación.
- **Drill Collars Pequeños (DCS, Pony Monel, Monel, DCNM)**, los drill collars pequeños son de menor longitud que los normales con características similares en su estructura, muchos de estos son utilizados para realizar un espaciado entre dos herramientas y cuando son antimagnéticas son utilizadas para aislar las herramientas que son susceptibles a radiaciones magnéticas.

2.5.3. ESTABILIZADORES

Los estabilizadores son herramientas de fondo con un diámetro igual o menor al diámetro de la broca, las que tienen como función estabilizar mecánicamente el pozo; estas herramientas son ubicadas a determinadas distancias, con la finalidad de cumplir con ciertos objetivos para la construcción del perfil adecuado del pozo, además ayudan a mantener la dirección deseada; pueden ser fabricadas con tres aletas soldadas o integrales.

Diferencia entre estabilizadores de aletas largas y aletas cortas:

- De aletas largas recomendadas para formaciones blandas, con revestimiento de carburo de tungsteno e insertos de carburo de tungsteno.

- De aletas cortas recomendadas para formaciones duras, con revestimiento de carburo de tungsteno e insertos de carburo de tungsteno.

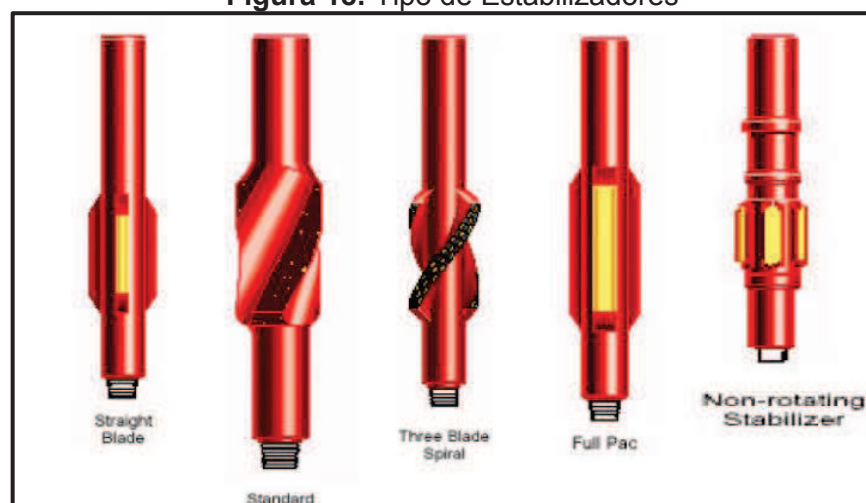
2.5.3.1. COLOCACIÓN DE ESTABILIZADORES

Dependiendo de las consideraciones direccionales es determinado el número, tamaño y posición de los estabilizadores, sin embargo el aspecto de diseño es un punto que se debe estudiar.

- Durante la perforación rotativa en pozos verticales, la parte baja del BHA sufrirá de pandeo y será soportado por las paredes del pozo, los estabilizadores reducen el esfuerzo entre conexiones y de esta manera incrementa la vida de las herramientas de perforación.
- En el caso de que el atrapamiento diferencial sea una preocupación, más estabilizadores o estabilizadores más grandes incrementan la posibilidad de quedarse atrapado, al mismo tiempo y cuando el atrapamiento diferencial es una preocupación, la presencia de estabilizadores, puede reducir el riesgo, manteniendo a los drill collars fuera de las paredes del pozo.

2.5.3.2. TIPOS DE ESTABILIZADORES

Figura 18: Tipo de Estabilizadores



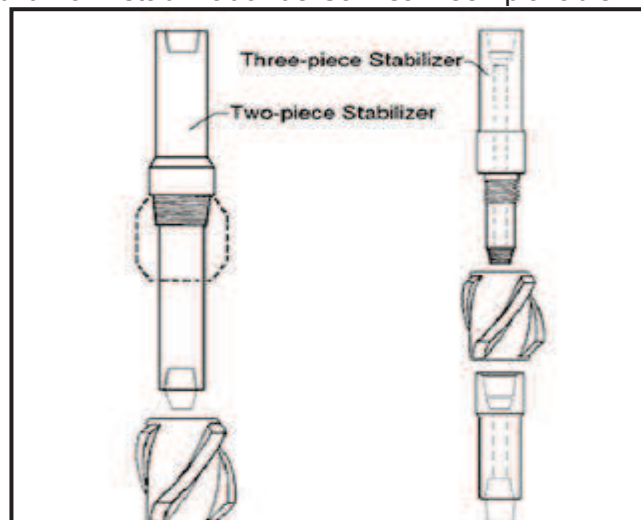
Fuente: Perforación Direccional,
Elaborado por: Dueñas Jorge.

✚ **Camisa Reemplazable**

Son elementos roscados y se los puede encontrar de acuerdo al número de partes. Véase Figura 19.

- **2 piezas (mandril y camisa)**, el torque de la camisa es bajo y no posee presión en ellos. Esto es conveniente por el fácil cambio de camisa. Este diseño de estabilizador es bastante utilizado
- **3 piezas (mandril, camisa y saver sub)**, para este caso hay un sello de presión de lodo entre el mandril y el saver sub. Merece un cuidado especial para su uso, lo que dificulta el tiempo de cambio y servicio de la camisa, razón por la cual este tipo de estabilizar ya no es tan utilizado

Figura 19: Estabilizador de Camisa Reemplazable



Fuente: Fundamentos de la Ingeniería de petróleo
Elaborado por: Ing. Jorge Dueñas

✚ Cuchilla Soldada

Proceso que involucra precalentamiento y post calentamiento para minimizar fallas y/o desprendimientos de las cuchillas, no se recomienda para formaciones duras (riesgo de fatiga en las cuchillas), recomendada para hoyos de gran diámetro en formaciones suaves ya que permite usar tasas máximas de flujo

Por la forma de la cuchilla puede ser:

- Cuchillas rígidas
- Cuchillas espirales

✚ Cuchilla Integral

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

- **Estabilizador Estándar**, el fluido pasa a través del espiral maximizando el flujo en el área, lo cual evita la acumulación de sólidos en el fondo del pozo. Las aletas son cubiertas con carburo de tungsteno e insertos especiales de alta dureza, los estabilizadores estándares de aletas integrales están diseñados con tres aletas cortadoras y están a disposición tanto en near-bit como en string. Los diseños estándares son de tipo espiral lo cual mejora el retorno de la circulación y evita la acumulación de sólido en la sarta de perforación y está adaptado para el uso en formaciones suaves, pegajosas, duras o abrasivas. Véase Figura 20.

Figura 20: Estabilizador Estándar

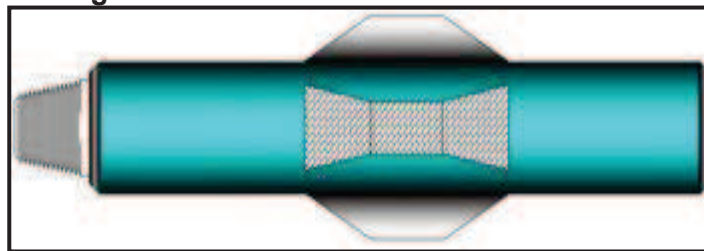


Fuente: Presentación de estabilizadores
Elaborado por: FAR-SUR, servicios petroleros Ltd.

- **Estabilizador de aletas rectas**, las aletas rectas mantiene constantemente centralizado a la broca, este tipo de estabilizadores son mayormente usados sobre la broca para disminuir el torque sobre el BHA y mantener estabilidad del pozo.

Las aletas rectas también cuentan con insertos de tungsteno, el cual garantiza su dureza y uniformidad. Véase Figura 21.

Figura 21: Estabilizador de Aletas Rectas



Fuente: Presentación de estabilizadores

Elaborado por: FAR-SUR, servicios petroleros Ltd.

- **Estabilizadores No magnéticos**, es creado de materiales como cromo, manganeso y acero inoxidable, cuentan con propiedades mecánicas como resistencia a la tensión. Y buen rendimiento, su principal característica es la permeabilidad magnética, en algunos casos cuenta con insertos de carburo de tungsteno para formaciones abrasivas y en pozos direccionales.

✚ Camisa no rotaria

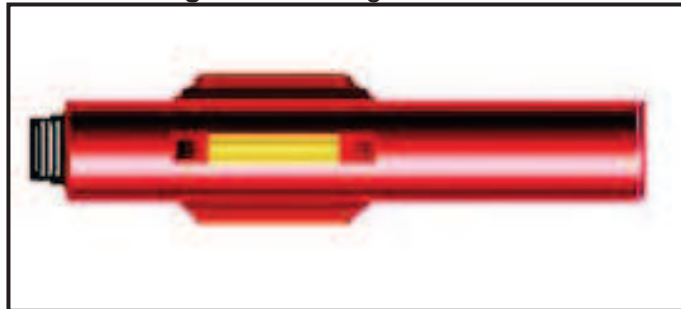
En este tipo de estabilizadores las aletas durante la perforación permanecen estáticas, no rotan; puede rotar la tubería dentro de la camisa del estabilizador; es más usada para evitar el pandeo de la sarta.

✚ String Reamer

Está diseñado para incrementar el diámetro de cualquier ojo de llave que se esté atravesando. Las aletas son rectas o cónicas. El diámetro externo de las

aletas varía. Pero nunca es más grande que el diámetro de la broca. Véase Figura 22.

Figura 22: String Reamer



Fuente: Perforación Direccional.

Elaborado por: Ing. Jorge Dueñas

2.5.3.3. RECOMENDACIONES PARA EL TIPO DE ESTABILIZADORES

- El estabilizador con aletas integrales es el más utilizado y recomendado
- Los estabilizadores con aletas soldadas pueden ser utilizadas para agujeros superficiales o conductores, dependiendo de la formación. Generalmente las formaciones blandas y en cualquiera de los casos, por encima del punto de desviación para pozos direccionales.
- Los estabilizadores remplazables de manga solo se deberían usar en áreas en donde el transporte es una restricción ya que su principal desventaja es restringir la circulación de flujo debido a pequeño agujero.
- El estabilizador cerca de la broca puede ser remplazado por un escariador de rodillos, en caso de presentarse torsión excesiva.
- El uso de estabilizadores dentro de la tubería de revestimiento debe ser evitado o ser limitado a tiempos cortos, ya que podría presentar daños a la tubería de revestimiento. Un ejemplo claro se da cuando limpiamos el cemento.

2.5.4. CROSS OVER SUB

Los Cross Over son herramientas que ayudan a conectar tuberías u otras herramientas de diferentes conexiones o para reducir o incrementar el diámetro.

2.5.5. HEAVY WEIGHT DRILL PIPE

Al igual que la los Drill Collar son un tipo de tubería pesante pero más maleable, se caracteriza por que a la mitad de la tubería tienen un segmento de igual diámetro externo que sus conexiones lo que ayuda que no toda la tubería este en contacto con la cara del pozo perforado y de igual manera tenemos dos tipos:

- Con juntas y segmentos lisos
- Con segmentos espiralados

2.5.6. MARTILLO O JAR

Una herramienta de suma importancia ya que el riesgo de una pega de tubería es constante para lo cual el martillo puede ser accionado con la finalidad de liberar la sarta de perforación, los golpes que produce el martillo dependen de las necesidades o del tipo de pega y las circunstancias en las que se encuentran. Los martillos son de accionamiento mecánico esto quiere decir que lo accionamos aplicando peso o sometándolo a tensión, desde luego siempre controlando parámetros.

La utilización del martillo es a partir de la sección intermedia, ya que se atravesarán formaciones de arcillolitas, areniscas y conglomerados en esta sección; siendo de gran importancia su uso ya que es una herramienta de seguridad, su uso es de 150 horas aproximadamente y es cuando se realiza cambio de martillo.

En el mercado están presentes algunos tipos de martillos como:

- Martillos Mecánicos
- Martillos Hidráulicos
- Martillos Mecánico-Hidráulico

2.5.7. PULSER

Esta herramienta tiene componentes mecánicos, mediante la obstrucción y liberación parcial de flujo del lodo de perforación transmite hasta superficie la información del pozo.

2.5.8. ORIENTING SUB

También llamada UBHO (universal Bottom Hole Orientation) es una herramienta en la que va colocada el GIRO que sirve para medir la inclinación y dirección cuando existe algún tipo de interferencia magnética alrededor del pozo y de esta manera evitar colisionar con otros pozos aledaños.

Utilizada también donde es difícil la utilización de un MWD por lo general en sección conductora y parte de la superficial, tiene acoplada en su interior una camisa llamada “pata de mula” la cual tiene una cuña donde asienta una herramienta medidora, esta cuña se alinea con la dirección de la deflexión del motor de fondo y se ajusta con opresores para impedir su giro, una vez empezada la perforación.

2.5.9. MWD (Measurement While Drilling)

Es una herramienta con un alto grado de tecnología la cual sirve para llevar un control de la dirección del pozo por medio de un complejo sistema de telemetría que permite continuamente conocer el lugar exacto de la trayectoria del pozo.

2.6. BROCAS DE PERFORACIÓN

2.6.1. INTRODUCCIÓN

La broca de perforación es una herramienta de corte que se encuentra al inicio de un ensamblaje de fondo, es utilizada para cortar o triturar la formación durante el proceso de la perforación.

La correcta selección y un control óptimo de parámetros de perforación son la clave para lograr éxito en el trabajo de perforación, está basada en la forma cómo la broca excavará, como se desgastará y lo más importante la manera que producirá el menor costo por pie perforado, para esto se han diseñado una gran

variedad de brocas de perforación para las diferentes condiciones de formación y equipo disponible.

La broca más rápida no siempre es la más económica ya que tendría un desgaste muy severo y la broca con mayor permanencia en el hueco no es la más económica debido a su baja rata de penetración (ROP). El costo por pie debe ser calculado y después de un buen análisis hay que elegir la broca más conveniente.

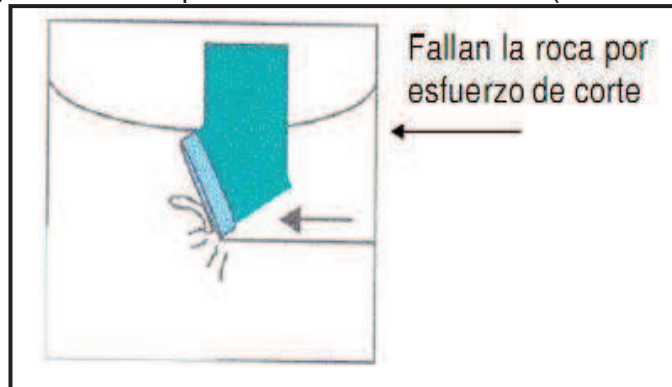
2.6.2. DISEÑO DE LA BROCA DE PERFORACIÓN

La broca de perforación fue diseñada para hacer un hueco, por lo que es necesario tomar en cuenta las propiedades de la formación a ser atravesada, para esto se hace una correlación de pozos vecinos para establecer las propiedades de la formación, teniendo entre las más importantes la dureza y abrasividad; también es importante conocer la evaluación de desgaste de brocas previamente empleadas, rendimientos obtenidos en pozos vecinos, propiedades de fluidos de perforación a usarse en función de la broca elegida, los catálogos de las brocas, clasificación de brocas por el IADC (International Association of Drilling Contractors).

Las brocas de perforación funcionan basadas en dos principios fundamentales que son:

- Romper la roca venciendo sus esfuerzos de corte. Véase Figura 23.

Figura 23: Principios de Corte de las Brocas (Esfuerzo de Corte)

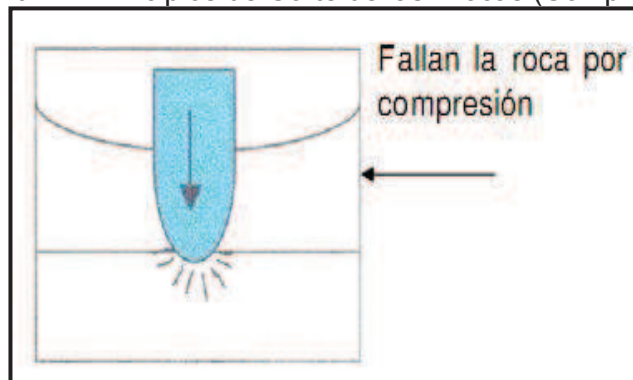


Fuente: Brocas de Perforación.

Elaborado por: Ing. Israel López Valdez

- Romper la roca por esfuerzos de compresión. Véase Figura 24.

Figura 24: Principios de Corte de las Brocas (Compresión)



Fuente: Brocas de Perforación.

Elaborado por: Ing. Israel López Valdez

El principio de ataque de la broca se la hace mediante la incrustación de sus dientes en la formación y luego en el corte de la roca al desplazarse dentro de ella; también se lo hace mediante el cizallamiento generado por los cortadores de la barrena y que vence la resistencia de la roca.

2.6.3. TIPOS DE BROCAS DE PERFORACIÓN

El diseño e ingeniería de las brocas de perforación ha ido evolucionando con el paso de los años en cuanto a sus características físicas y mecánicas; su duración

y funcionamiento logrando así un mejor rendimiento y desempeño en la perforación de pozos.

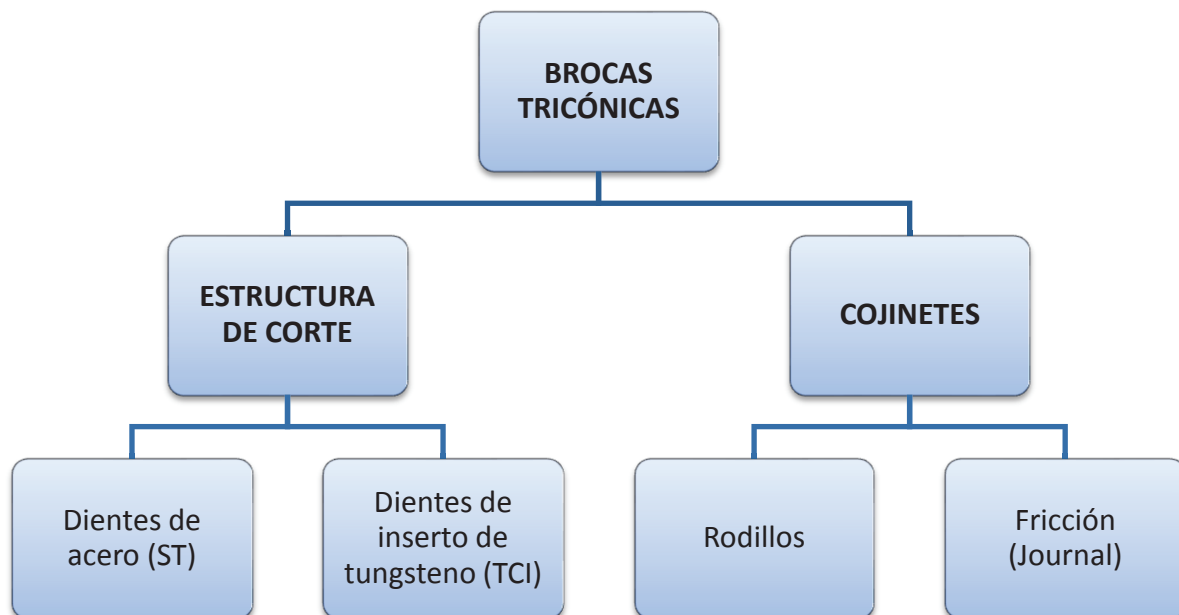
Tipos de brocas: las de arrastre, de discos, de rodillos en cruz, de uno y dos conos, así como de diamantes que aún se siguen utilizando con los avances que ha tenido con el paso de los años, sin embargo, la broca tricónica es empleada de manera universal y casi exclusivamente en la perforación rotaria, ahora tenemos algunas clasificaciones de brocas dependiendo de algunos de sus elementos, los mismos que describiremos a continuación.

2.6.3.1. BROCAS TRICÓNICA O CORTADORES MÓVILES

Estas brocas poseen tres conos cortadores que giran en su propio eje mientras el cuerpo se encuentra rotando y perforando al fondo del agujero; también se las conoce como brocas de cortadores móviles. Las toberas en brocas de este tipo envían el fluido de perforación a alta velocidad contra el fondo del pozo para remover y levantar las partículas a medida que la broca perfora las diferentes formaciones.

La clasificación de las brocas tricónicas se muestra en la Figura 25.

Figura 25: Clasificación de las Brocas Tricónicas



Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

2.6.3.2. BROCAS DE DIAMANTE O CORTADORES FIJOS

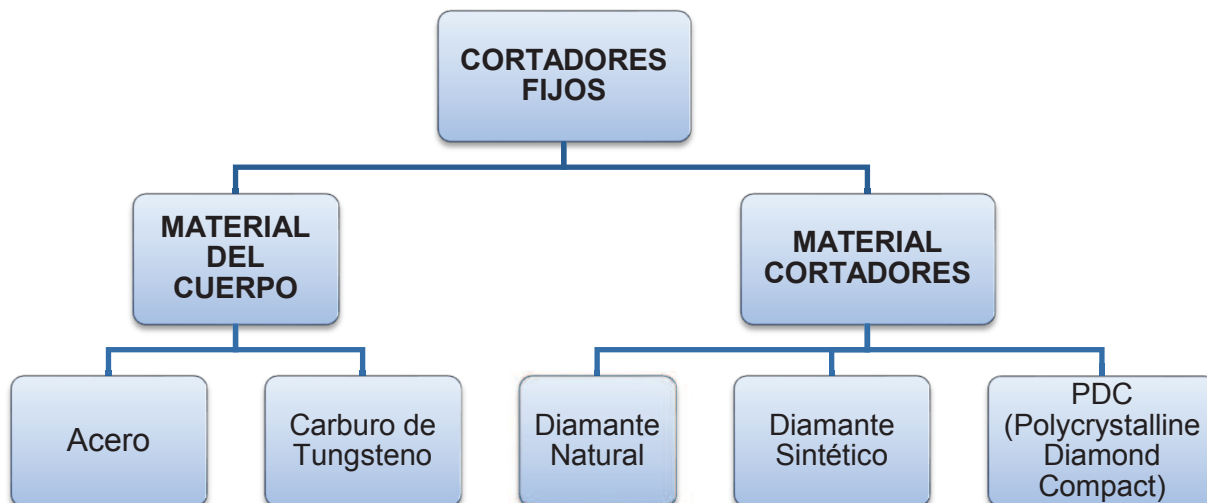
Estas brocas constan de aletas con cortadores fijos que son parte integral del cuerpo de la broca y rotan como una sola unidad junto con la sarta de perforación, su ataque a la roca es mediante cizallamiento con un continuo movimiento de raspado, a diferencia de las tricónicas carecen de partes móviles.

Estas brocas son fabricadas con diamante natural o sintético, según el tipo y características de la misma. La dureza externa y la alta conductividad térmica del diamante lo hacen un material con alta resistencia para perforar en formaciones duras y semiduras.

Las brocas de diamante a excepción de las PDC, no usan toberas de lodo para circular fluido de control para aprovechar hidráulica. Están diseñadas de tal manera que el fluido de perforación pueda pasar a través del centro de la misma, alrededor de la cara de la broca y entre los diamantes por unos canales llamados vías de agua o de circulación.

La clasificación de las brocas tricónicas se muestra en la Figura 26.

Figura 26: Clasificación de Brocas de Cortadores Fijos



Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

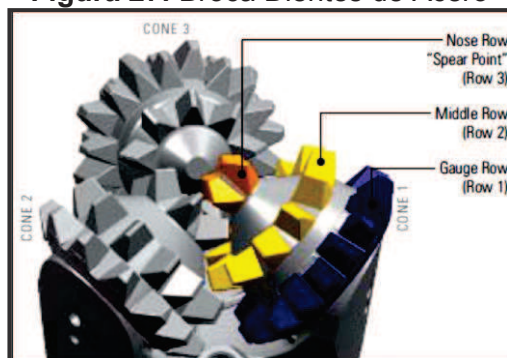
2.6.4. COMPONENTES DE LA BROCA

2.6.4.1. BROCAS TRICÓNICAS

Las brocas tricónicas constan de tres importantes componentes como son:

- *Estructura de corte* está montada sobre los cojinetes, los cuales corren sobre pernos y constituyen una parte integral del cuerpo de la broca, existen dos tipos de estructura de corte:
 - *Dientes de acero (ST)*, son las más económicas y con un buen uso pueden llegar a perforar por varias horas y se diseñan para perforar formaciones blandas, medias y duras; están hechas a partir de piezas forjadas de aleación de acero con níquel, molibdeno y cromo. Véase en la Figura 27.

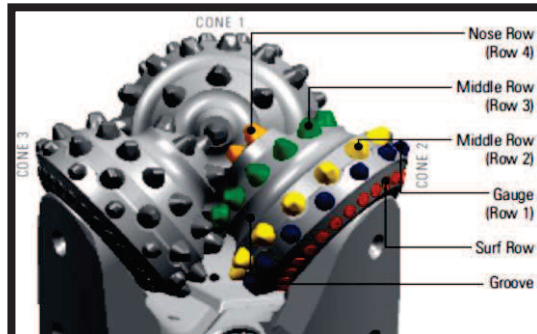
Figura 27: Broca Dientes de Acero



Fuente: Brocas de Perforación de alto rendimiento
Elaborado por: Varel International

- *Dientes con insertos de tungsteno (TCI)*, son prensados en huecos sobre la superficie de los conos su tiempo de vida útil es mayor ya que el material es más resistente al desgaste durante la perforación que el de acero, está diseñado para formaciones blandas, medianas, hasta muy duras. Véase la Figura 28.

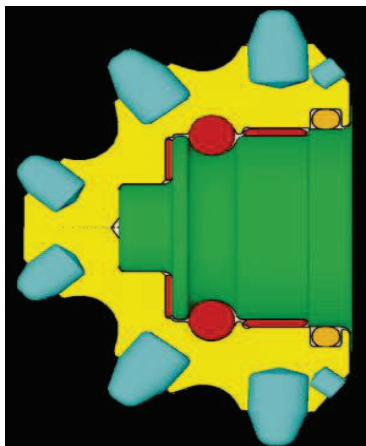
Figura 28: Broca con Dientes con Insertos de Tungsteno



Fuente: Brocas de Perforación de alto rendimiento
Elaborado por: Varel International

- *Los Cojinetes de la broca Tricónica.* Es parte de la broca donde se montan los conos, permiten que los conos puedan girar alrededor del cuerpo de la broca. Se clasifican en dos tipos:
 - *Cojinetes de rodillos*, posicionados de tal forma que soporten la carga radial. Véase la Figura 29.

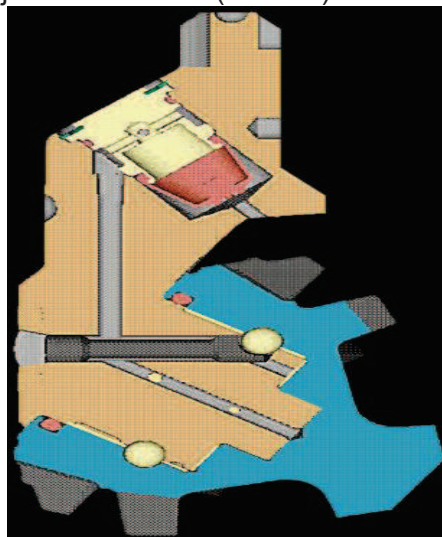
Figura 29: Rodillos de una Broca Tricónica



Fuente: Conceptos generales de brocas
Elaborado por: Halliburton

- *Cojinete a fricción (Journal)*, es un perno sólido unido a la superficie interna del cono que se convierte en el principal elemento del cojinete que soporta la carga radial. Véase la Figura 30.

Figura 30: Cojinete a Fricción (Journal) de una Broca Tricónica

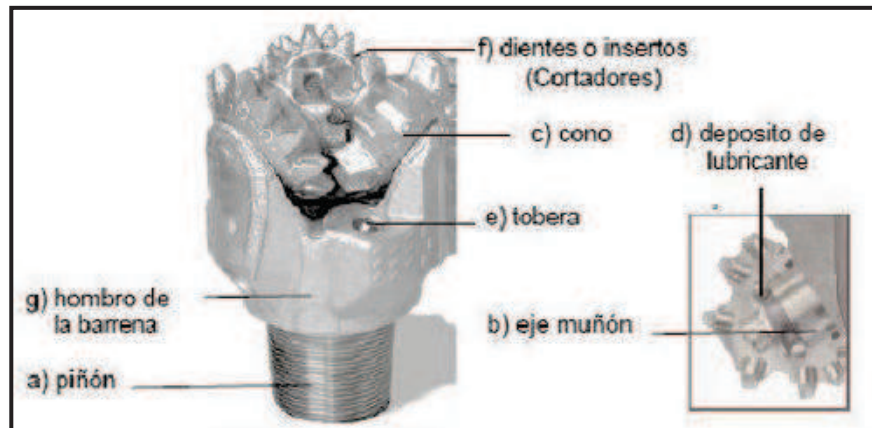


Fuente: Conceptos generales de brocas
Elaborado por: Halliburton

- *Cuerpo de la broca*, el cuerpo de la broca direcciona el fluido de perforación para lograr una buena limpieza en el fondo del pozo. El cuerpo de la broca tricónica se observa en la Figura 31 y consta de:
 - Una conexión roscada (piñón) que une la broca con la tubería de perforación.
 - Tres ejes para los cojinetes en donde van montados los conos.

- Los depósitos que contienen el lubricante para los cojinetes.
- Los orificios a través de los cuales el fluido de perforación limpia y transporta del fondo los recortes.

Figura 31: Cuerpo de una Broca Tricónica



Fuente: Barrenas e Hidráulica de Perforación
Elaborado por: Halliburton

2.6.4.2. BROCAS DE CORTADORES FIJOS

Las brocas de cortadores fijos constan de los siguientes componentes:

- **Cortadores**, consiste en una serie de diamantes ya sean sintéticos o de diamante natural unidos a una base de carburo de tungsteno.

Las características del tamaño del cortador influyen en 4 aspectos fundamentales relacionados con el desempeño de una broca, estos son: agresividad, la respuesta direccional, durabilidad y volumen del diamante.

- **Cortadores de diamante natural**, están hechos de diamante en su forma natural, es una forma cristalina y pura de carbón con una estructura cúbica de cristal; el tamaño varía de acuerdo con el tipo de diseño de la broca: entre más dura y abrasiva sea la formación, más pequeño será el diamante a usarse. Los diamantes son redondos y de forma irregular. Su uso es limitado, salvo casos especiales para perforar formaciones muy duras y abrasivas.

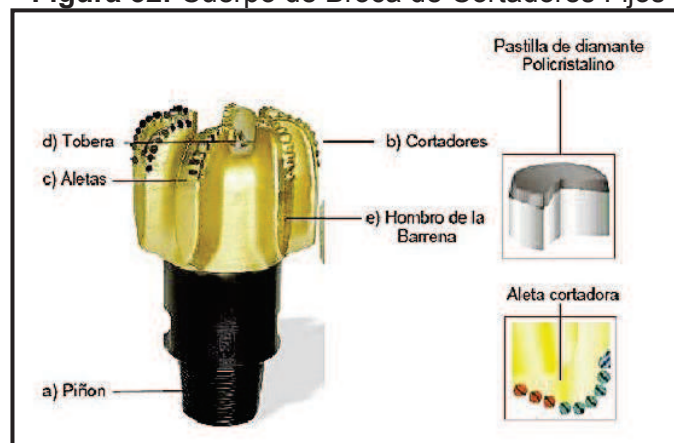
- *Cortadores de diamante térmicamente estable (TSP)*, este tipo de brocas se usa como estructura de corte, diamante sintético en forma de triángulos pequeños no redondos, como es el caso de las brocas de diamante natural. Su uso es para rocas extremadamente duras.
- *Cortadores de compacto de diamante policristalino (PDC)*, los cortadores PDC se sueldan a la broca después de haberse unido al cuerpo con el objetivo de obtener un cortador de mayor durabilidad y resistencia al desgaste dependiendo esto del tamaño del cortador. Su diseño es muy variado ya que existen brocas cada tipo de formación desde muy suaves a muy duras en diferentes diámetros, además pueden ser rotadas a altas velocidades, usadas con turbinas o motores de fondo, con diferentes condiciones hidráulicas.
- *Cuerpo de la broca*, es la parte principal de la broca y dependiendo del material del cuerpo se clasifica en:
 - *Cuerpo de acero*, es un material muy resistente de alta elasticidad, al finalizar el proceso de fabricación, la corona se suelda a la espiga y los cortadores se los adhiere soldando a la broca. Para prolongar su vida útil es necesario cubrir ciertas partes del cuerpo con un material duro (hard facing) ya que el acero tiene menor resistencia a la abrasión y erosión.
 - *Cuerpo de carburo de tungsteno*, está hecho por una aleación de cobre y níquel y una matriz hecha de carburo de tungsteno en polvo protegiendo y soportando los cortadores y definiendo la dirección en que circulan los fluidos y áreas para la limpieza.

El cuerpo de una broca se muestra en la Figura 32 y consta de:

- Una conexión roscada (piñón) que une la broca con una doble caja del mismo diámetro de las lastrabarrenas.

- Numerosos elementos de corte policristalino (cortadores)
- Aletas (en algunos modelos)
- Los orificios (toberas) a través de los cuales el fluido de perforación fluye para limpiar del fondo los recortes de la perforación.
- Hombro de la broca.

Figura 32: Cuerpo de Broca de Cortadores Fijos



Fuente: Manual de Brocas,
Elaborado por: Baker Hughes

- **Espiga (Shank)**, es el encargado de unir la broca con la sarta de perforación, está elaborado en acero de alto porcentaje de aleación tratado térmicamente. En el caso de las brocas de cuerpo de acero el shank es soldado al cuerpo de la broca y cuando es de carburo de tungsteno es soldado a la estructura de sostén.

2.6.5. CÓDIGO IADC DE BROCAS

2.6.5.1. INTRODUCCIÓN

Se ha desarrollado un código o sistema estandarizado para clasificar las brocas creado por la Asociación Internacional de Contratistas de Perforación (IADC), el sistema fue creado con el objetivo de unificar la nomenclatura de las brocas de todos los fabricantes. Este código consta de 3 o 4 dígitos dependiendo de la broca a especificarse.

2.6.5.2. CÓDIGO IADC PARA BROCAS TRICÓNICAS

Para este tipo de brocas el código IADC se presenta en la Tabla 2, donde el primer dígito nos muestra la estructura de corte de la broca la misma que nos indica la formación para la que está apta así como también dependiendo del número si la broca es de dientes de acero o de insertos de carburo de tungsteno este dígito varía de 1 a 8. El siguiente dígito nos indica el tipo de estructura de corte el mismo que va de 1 a 4 dependiendo de la formación de la más blanda (1) a la más dura (4).

El tercer dígito nos indica el diseño del rodamiento/calibre y dependiendo de la numeración.

El último código de letras es el que nos indica características adicionales en el diseño de la broca. Si la broca tiene más de una característica adicional, entonces se usa la letra del código para designar la característica principal o se usan dos o más letras del código.

La Tabla 3 muestra el código IADC para brocas tricónicas.

Tabla 2: Código IADC para Brocas Tricónicas

BROCA: 5 1 7 G

SERIE DE ESTRUCTURA DE CORTE			TIPO DE ESTRUCTURA DE CORTE (1-4)	DESCRIPCIÓN DE COJINETES		CARACTERÍSTICAS DISPONIBLES
BROCAS CON DIENTES DE ACERO	Formaciones suaves con baja resistencia a la compresión y alta perforabilidad.	1	<p>1 se refiere a las formaciones más blandas en una serie en particular.</p> <p>4 se refiere a las formaciones más duras dentro de la misma serie</p>	Cojinetes de rodillos estándar	1	<p>A - aplicación con aire</p> <p>B - sello especial de rodamiento</p> <p>C - chorro central</p> <p>D - control de desviación</p> <p>E - boquillas con tubos alargados</p> <p>G - protección extra gage/cuerpo</p> <p>H - aplicación horizontal/direccional</p> <p>J - deflexión del chorro</p> <p>L - asiento estabilizador</p> <p>M - aplicaciones con motor</p> <p>S - modelo estándar de dientes de acero</p> <p>T - broca de dos conos</p> <p>W - estructura de corte aumentada</p> <p>X - inserto en forma de cincel</p> <p>Y - inserto en forma cónica</p> <p>Z - Otra forma de inserto</p>
	Formaciones medias a medias duras con un alto resistencia a la compresibilidad	2		Cojinetes de rodillos enfriados por aire	2	
	Formaciones abrasivas y semi abrasivas duras	3		Cojinetes con protección en el gauge	3	
BROCAS DE INSERTOS DE CARBURO DE TUNGSTENO	Formaciones suaves con baja resistencia a la compresión y alta perforabilidad.	4		Cojinete de rodillos sellados	4	
	Formaciones suaves a medias con baja resistencia a la compresibilidad	5		Cojinetes de rodillos sellados con protección en el gauge	5	
	Formaciones medias a duras con alta resistencia a la compresibilidad	6		Cojinete de fricción sellado	6	
	Formaciones abrasivas y semi abrasivas duras	7		Cojinete de fricción sellado con protección en el gauge	7	
	Formaciones extremadamente duras y abrasivas	8				

Fuente: Schlumberger Programa De Entrenamiento Acelerado Para Ingenieros Supervisores De Pozo

Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

2.6.5.3. CÓDIGO IADC PARA BROCAS DE CORTADOR FIJO

Los códigos IADC, para brocas de cortador fijo únicamente tienen la intención de ser un medio para caracterizar el aspecto físico general de las barrenas de cortador fijo. A diferencia de la clasificación IADC para las barrenas de rodillos estos códigos no representan una guía para la aplicación. Véase Tabla 4.

Tabla 3: Código IADC de Brocas de Cortadores Fijos

Material	Densidad del cortador	Tamaño del cortador				Perfil	
		PDC		DIAMANTE		Indica el estilo general del cuerpo varia	
Acero Matriz	PDC: 1 - 4 Diamante: 6 -8 Mientras menor sea la cantidad, más ligera es la barrena	1	PDC > 24mm entre 14 y 24 mm	1	Diamante Natural TSP	1 4	Perfil plano Estilo de turbina con flancos largos
		2		2			
		3	entre 8 y 14 mm	3	Diamante Natural y TSP		
		4	< 8 mm	4	Impregnada		


Fuente: Schlumberger Programa De Entrenamiento Acelerado Para Ingenieros Supervisores De Pozo

Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

2.6.5.4. CALIFICACIÓN DE UNA BROCA TRICÓNICA Y PDC


La calificación de la broca significa la descripción del desgaste que tuvo la broca después de ser corrida en la perforación para esto la IADC también hizo un cuadro estándar para calificar su desgaste el mismo que se muestra en las Tablas 5 Y 6 a continuación.

Tabla 4: Calificación para una Broca Tricónica

ESTRUCTURA DE CORTE				Condición Rodamientos	Calibre	Otras Características de Desgaste	Razón de Salida de la Broca
Interna	Externa	Característica de Desgaste	Ubicación de Desgaste				
Indica la condición de desgaste de los dientes que no tocan la pared del hueco	Para esta característica se usan dos letras para indicar la característica de mayor desgaste de la estructura de corte basándose en el código ya designado	<p>BC - cono rolo</p> <p>BT - dientes/cortadores rolos</p> <p>BU - embolamiento</p> <p>CC - cono partido</p> <p>CD - cono atasgado</p> <p>CI - interferencia de conos</p> <p>CR - acorazonamiento</p> <p>CT - dientes/cortadores asillados</p> <p>ER - erosión</p> <p>FC - diente/inserto aplanado</p> <p>HC - sobrecalentamiento</p> <p>JD - daño por basura en el hueco</p> <p>*LN - boquilla perdida</p> <p>LT - dientes/cortadores perdidos</p> <p>NO - no hay característica de desgaste</p> <p>OC - desgaste</p> <p>*PB - estrellamiento</p> <p>*PN - boquilla tapada</p> <p>RG - calibre redondeado</p> <p>SS - desgaste en forma de afilamiento</p> <p>TR - rastro</p> <p>*WO - lavado</p> <p>WT - dientes/cortadores desgastados</p> <p>LC - cono perdido</p>	Es para indicar el sitio donde la característica de desgaste ocurre: G - Fila del calibre, elementos que tocan la pared del hueco. N - Fila de la raíz, aquellos elementos de corte que son más centrales en la broca. M - Fila media, elementos que están entre la raíz y el calibre. A - Todas las filas, los elementos mencionados anteriormente.	Es un código de letras y números, dependiendo del tipo de rodamiento. Para cono móvil sin sello , se utiliza una escala lineal de 0 a 8 para indicar la cantidad de vida de rodamiento que se ha usado. (0) indica que no se ha usado nada de vida del rodamiento (nuevo) y un (8) indica que se ha usado todo la vida del rodamiento. Para brocas de rodamientos sellados (de fricción) se usa un código de letras. (E) sello efectivo y (F) sello perdido (failed) y (N) no es posible clasificar.	Se usa para reportar el calibre de la broca. La letra "N" indica que no hay reducción del calibre. Si la broca tiene una reducción del calibre, se tiene que especificar en 1/16 avo de pulgada. La regla de los 2/3 es aplicable para las brocas tricónicas la misma que se explica en la figura mostrada a continuación. La regla de los 2/3 requiere que el anillo calibrador sea halado para que contacte dos de los conos en sus puntos más extremos. Luego la distancia entre el punto más extremo del tercer cono y del anillo calibrador se multiplica por 2/3 y se redondea al 1/16 avo de pulgada más cercano para dar la correcta reducción del diámetro.	Se usa para reportar cualquier característica adicional de desgaste de la broca que están indicadas en la columna 3 con un asterisco (*) * son las características usadas en esta columna	<p>BHA - cambio de ensamble de fondo</p> <p>CM - condición de budo</p> <p>CP - punto de core</p> <p>DMF - falla de motor de fondo</p> <p>DP - perforar tapón</p> <p>DSF - falla de la sarta de perforación</p> <p>DST - prueba de la sarta de perforación</p> <p>DTF - falla de herramienta de fondo</p> <p>FM - cambio de formación</p> <p>HP - problemas de hoyo</p> <p>HR - horas de perforación</p> <p>LIH - pérdida en el hueco</p> <p>LOG - corrida de registros</p> <p>PP - presión de la bomba</p> <p>PR - tasa de penetración</p> <p>RIG - reparación taladro</p> <p>TD - profundidad total</p> <p>TQ - torque</p> <p>TW - desconexión de la sarta</p> <p>WC - condición del clima</p> <p>WO - lavado de la sarta</p>
	<p>Es para reportar la condición de los dientes que tocan la pared del hueco, son llamados también la fila del calibre siendo la condición del calibre importante para el buen rendimiento de la broca</p> 						

Fuente: Schlumberger programa de entrenamiento acelerado para ingenieros supervisores de pozo
 Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

Tabla 5: Calificación de una Broca PDC

ESTRUCTURA DE CORTE							
Interna	Externa	Característica de Desgaste	Ubicación de Desgaste	Condición Rodamientos	Calibre	Otras Características de Desgaste	Razón de Salida de la Broca
<p>Está representada por los 2/3 del radio de la broca. Usando una escala lineal de 0 a 8, se le puede dar el valor de desgaste de la parte externa, el cero (0) representa el no desgaste mientras que el (8) ausencia de cortadores utilizables, y el 4 nos dice que hay un 50% de desgaste.</p> 	<p>Está representado por el 1/3 restante del radio de la broca y se utiliza la misma escala de la parte interna para valorar el desgaste. En la siguiente figura se muestra el desgaste de la parte externa, el cero (0) representa el no desgaste mientras que el (8) ausencia de cortadores utilizables, y el 4 nos dice que hay un 50% de desgaste.</p>	<p>Para esta característica se usan dos letras para indicar la característica de mayor desgaste de la estructura de corte basándose en el código ya designado</p> <p>BF - falla de adhesión BT-dientes/cortadores rotos BU - embolamiento CR - cored CT - dientes/cortadores astillados DL - cortadores contaminados ER - erosión HC - sobre calentamiento JD - daño por basura en el hueco LM - matriz perdida *LN - boquilla perdida LT - dientes/cortadores perdidos NO - no hay característica de desgaste *PN - boquilla tapada RO - anillamiento RR - puede ser corrida otra vez *WO - lavado WT - dientes/cortadores desgastados</p>	<p>Es para indicar el sitio donde la características de desgaste ocurre: C - Cono (cone), cortadores de todas las filas ubicadas en la zona del cono, los más centrales N - Nariz (nose), aquellos elementos de corte que son más centrales al fondo del hueco. T - Flanco (taper), elementos de corte que están entre la nariz y el hombro de la broca. S - Hombro (shoulder), elementos de corte que están en la parte lateral más externa de la broca. G - Calibre (gauge), elementos que están en el calibre de la broca. A - (all areas), Todas las filas, los elementos mencionados anteriormente.</p>	<p>Esta casilla solo se la utiliza para brocas friccionadas, por lo que para este tipo de brocas se marcará con una "X" para esta casilla.</p>	<p>Se usa para reportar el calibre de la broca La letra "I" (N) indica que no hay reducción del calibre. Si la broca tiene una reducción del calibre, se tiene que especificar en 1/16avo de pulgada.</p>	<p>Se usa para reportar cualquier característica adicional de desgaste de la broca que están indicadas en la columna 3 con un asterisco (*)</p> <p>* son las características usadas en esta columna</p>	<p>BHA - cambio de ensamble de fondo CM - condición de todo CP - punto de core DMF - falla de motor de fondo DP - perforar tapón DSF - falla de la sarta de perforación DST - prueba de la sarta de perforación DTF - falla de herramienta de fondo FM - cambio de formación HR - problemas de hoyo HP - horas de perforación LIH - pérdida en el hueco LOG - corrida de registros PP - presión de la bomba PR - rata de penetración RIG - reparación taladro TD - profundidad total /profundidad de casing TQ -torque TW - desconexión de la sarta WC - condición del clima WO - lavado de la sarta</p>

Fuente: Schlumberger programa de entrenamiento acelerado para ingenieros supervisores de pozo
 Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

CAPÍTULO III

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL DESEMPEÑO DE LOS ENSAMBLAJES DE FONDO DE LOS POZOS SELECCIONADOS

3.1. INTRODUCCIÓN

Este capítulo se basa en la recopilación de datos obtenidos de los reportes finales de perforación, de la región norte, centro y sur de la Cuenca Oriente; con la finalidad de realizar un estudio comparativo a partir de un análisis técnico y estadístico de los parámetros de perforación y el desempeño de los ensamblajes de fondo, utilizados en la perforación de dichos pozos; para lograr identificar pozos conflictivos y problemas presentados en cada sección dependiendo del ensamblaje de fondo utilizado.

Toda la información recopilada se la presenta en los Anexos 1, 2 y 3

3.2. ANÁLISIS DEL DESEMPEÑO DE BHA'S

Se analiza un total de 45 pozos, divididos por regiones tanto para el Norte, Centro y Sur; cada región con 15 pozos y a su vez clasificados por el tipo de perfil.

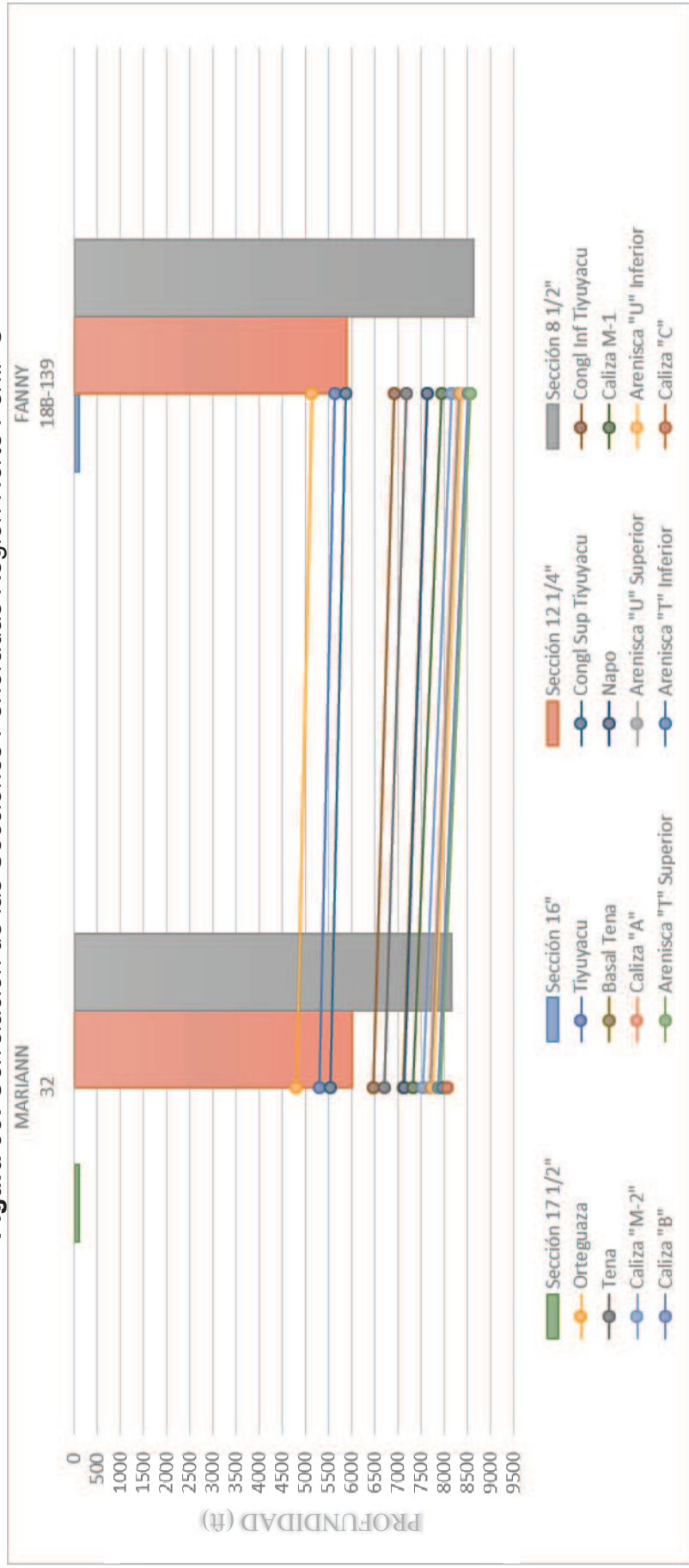
Para cada pozo se detalla las secciones perforadas, topes formacionales, ensamblajes utilizados y el tiempo de perforación, mostrados en las Figuras 33 – 50.

3.2.1. CORRELACIÓN DE LAS SECCIONES PERFORADAS EN POZOS DIRECCIONALES

3.2.1.1. REGIÓN NORTE

3.2.1.1.1. PERFIL "S"

Figura 33: Correlación de las Secciones Perforadas Región Norte Perfil "S"



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburifera (ARCH)

Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

3.2.1.1.2. PERFIL “J”

Figura 34: Correlación de las Secciones Perforadas Región Norte Perfil “J”

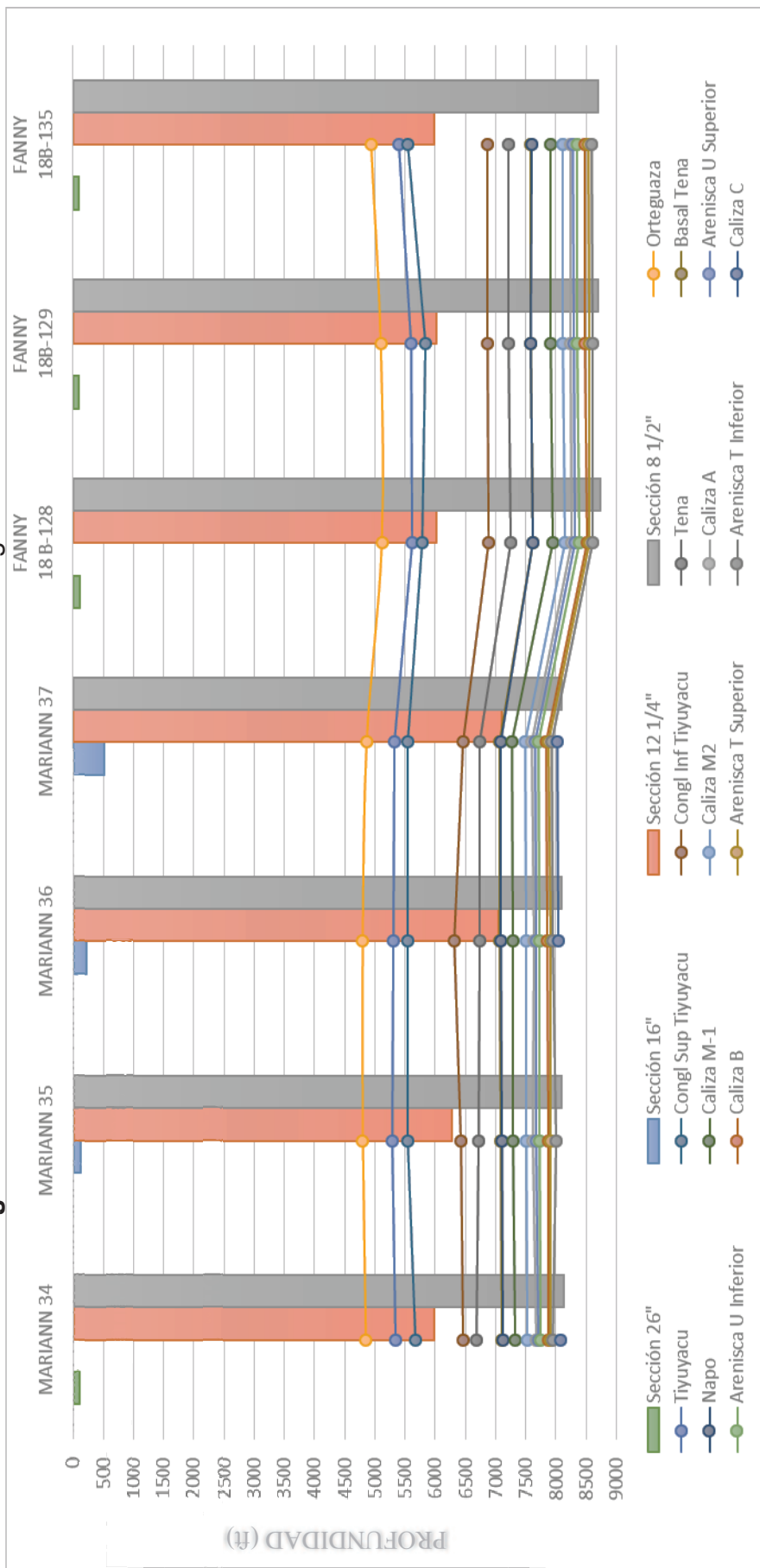
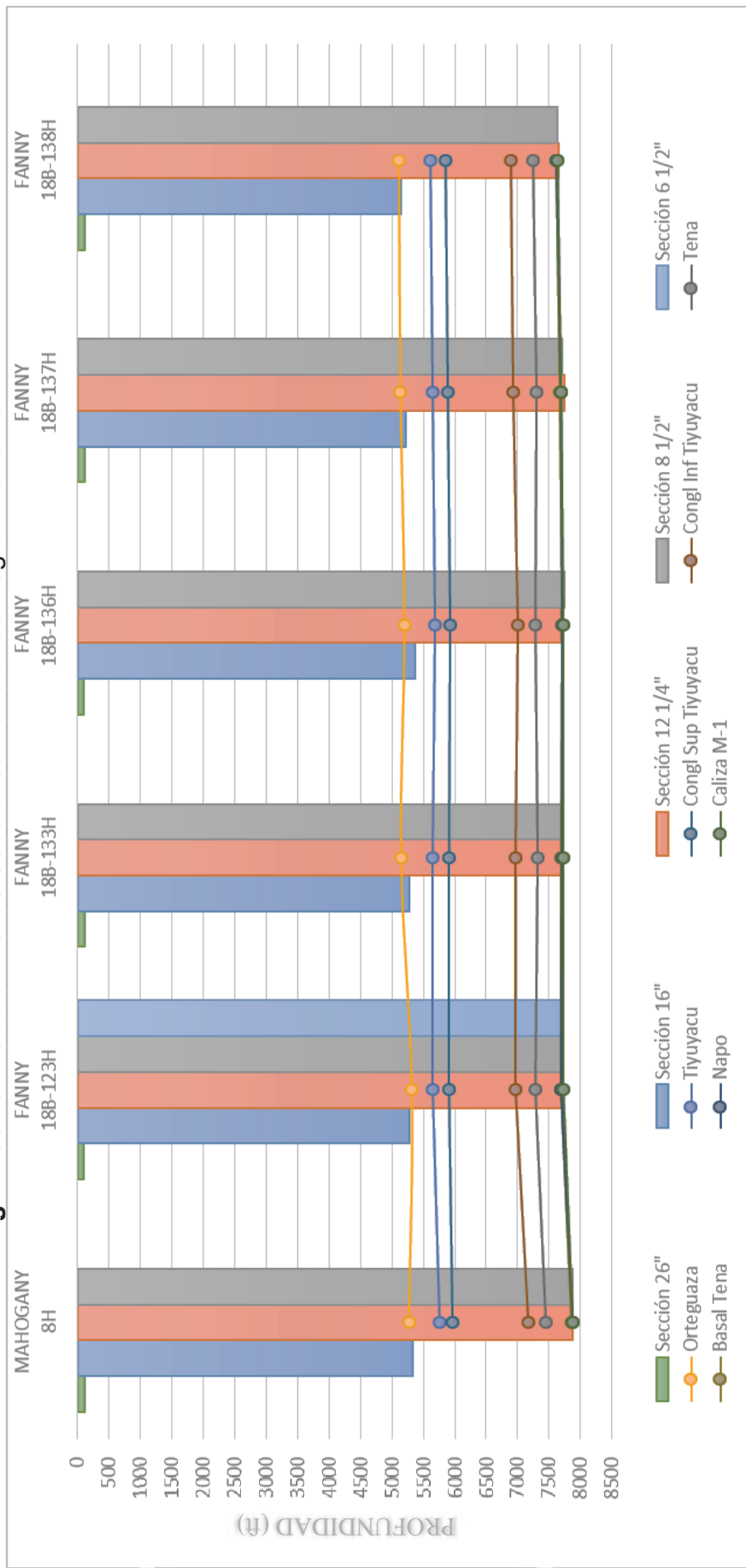


Figura 35: Correlación de las Secciones Perforadas Región Norte Perfil "H"



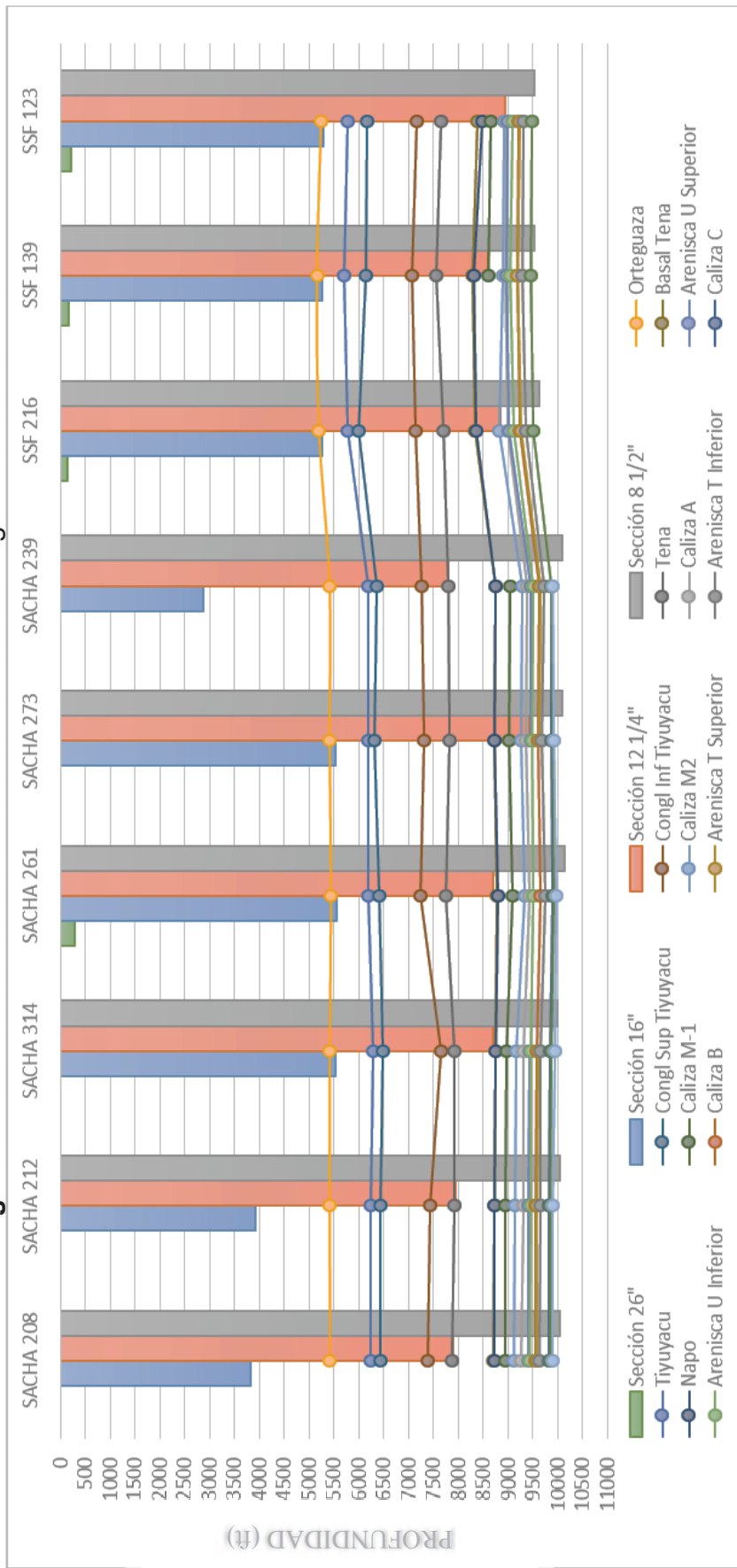
Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera (ARCH)

Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

3.2.1.2.REGIÓN CENTRO

3.2.1.2.1. PERFIL “S”

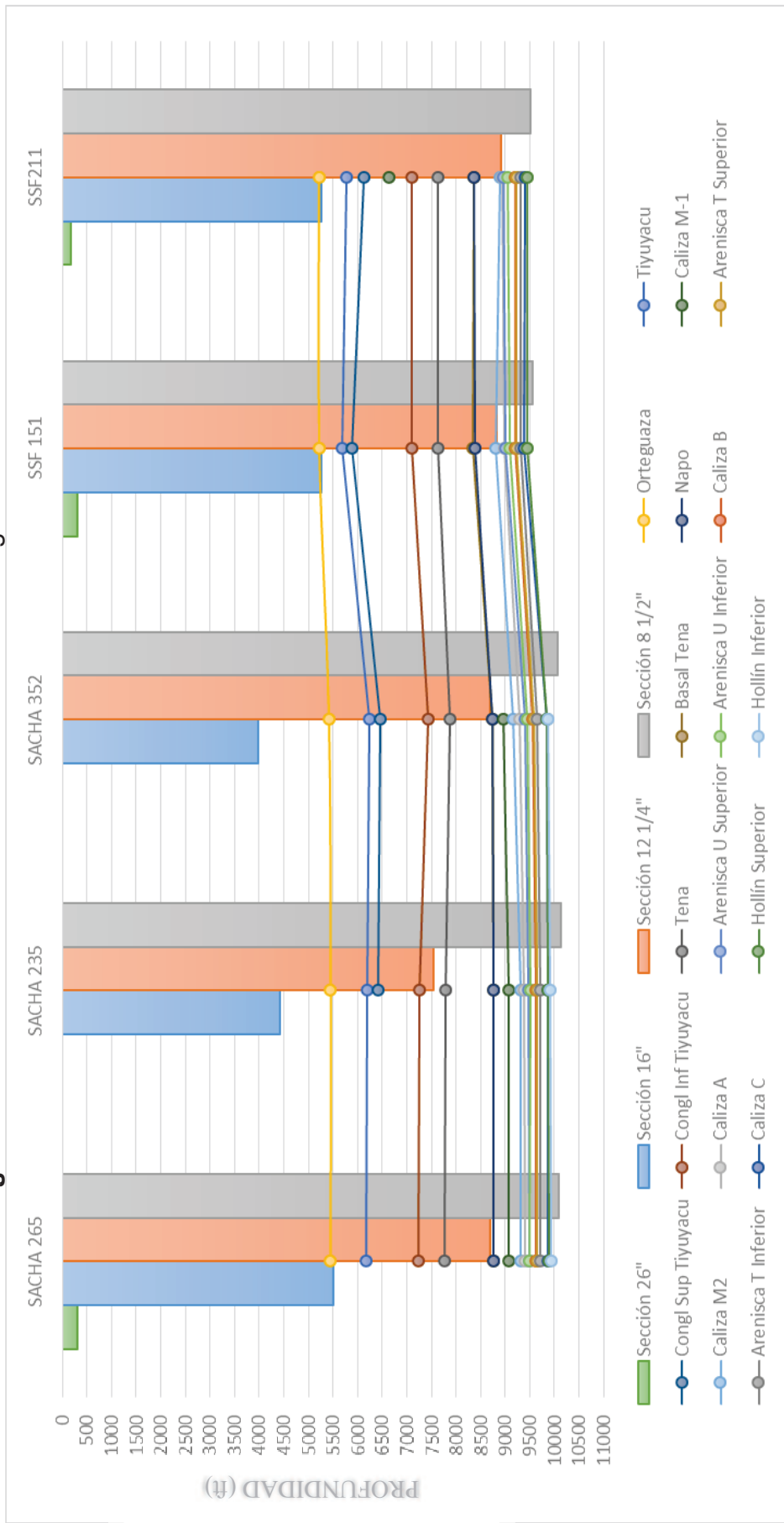
Figura 36: Correlación de las Secciones Perforadas Región Centro Perfil “S”



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburifera (ARCH)
Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

3.2.1.2.2. PERFIL “J”

Figura 37: Correlación de las Secciones Perforadas Región Centro Perfil “J”

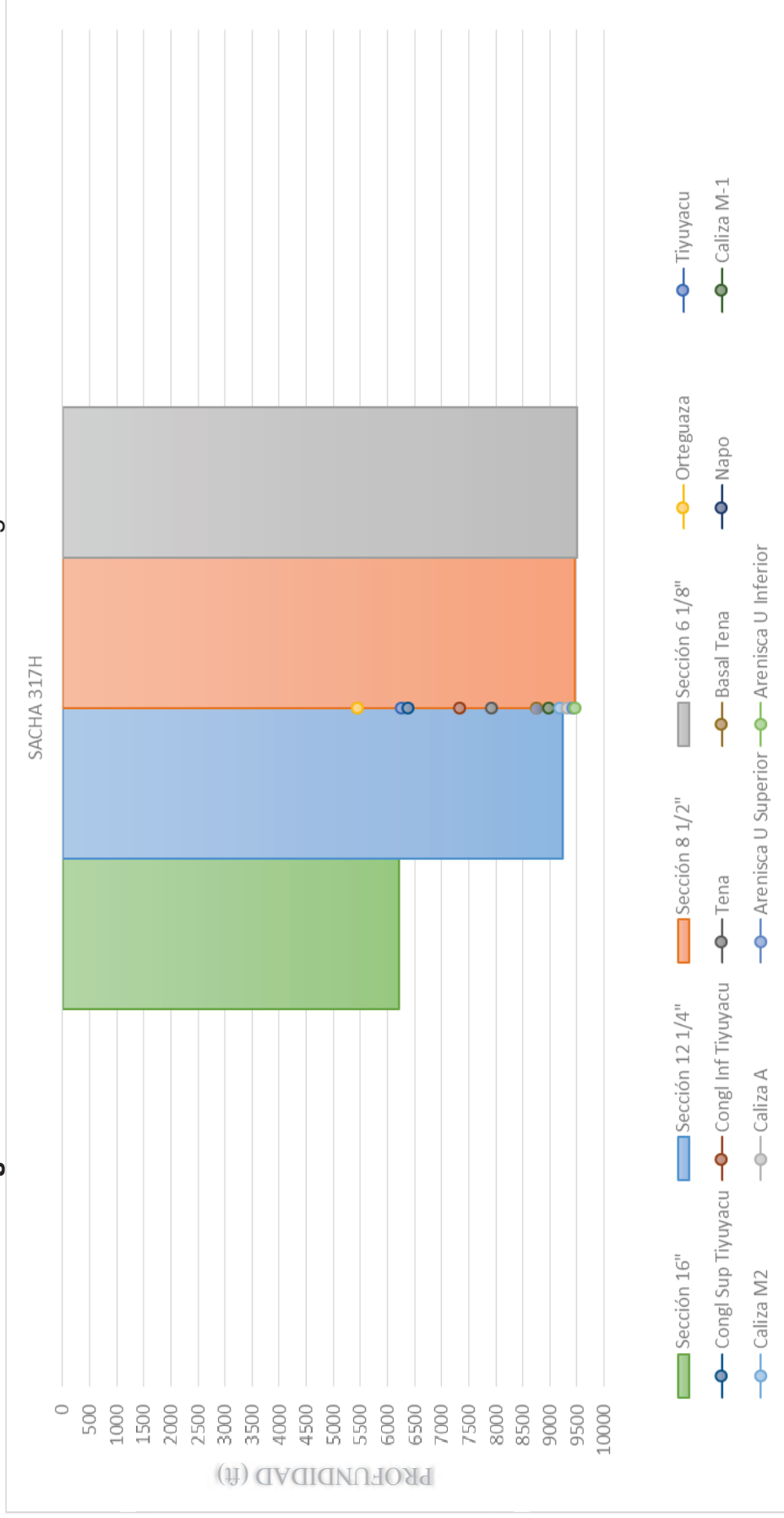


Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburifera (ARCH)

Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

3.2.1.2.3. PERFIL “HORIZONTAL”

Figura 38: Correlación de las Secciones Perforadas Región Centro Perfil “H”

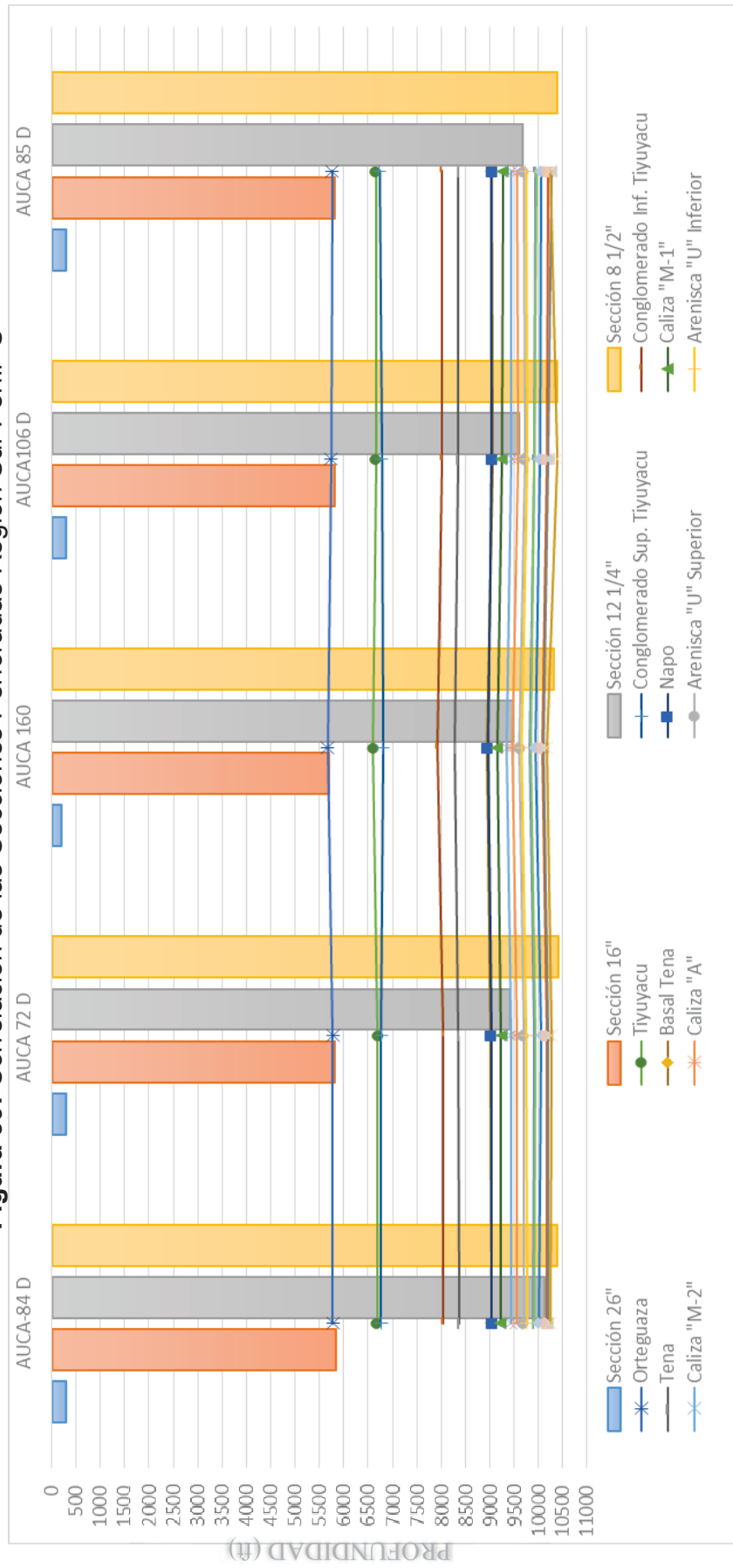


Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera (ARCH)
Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

3.2.1.3.REGIÓN SUR

3.2.1.3.1. PERFIL “S”

Figura 39: Correlación de las Secciones Perforadas Región Sur Perfil “S”

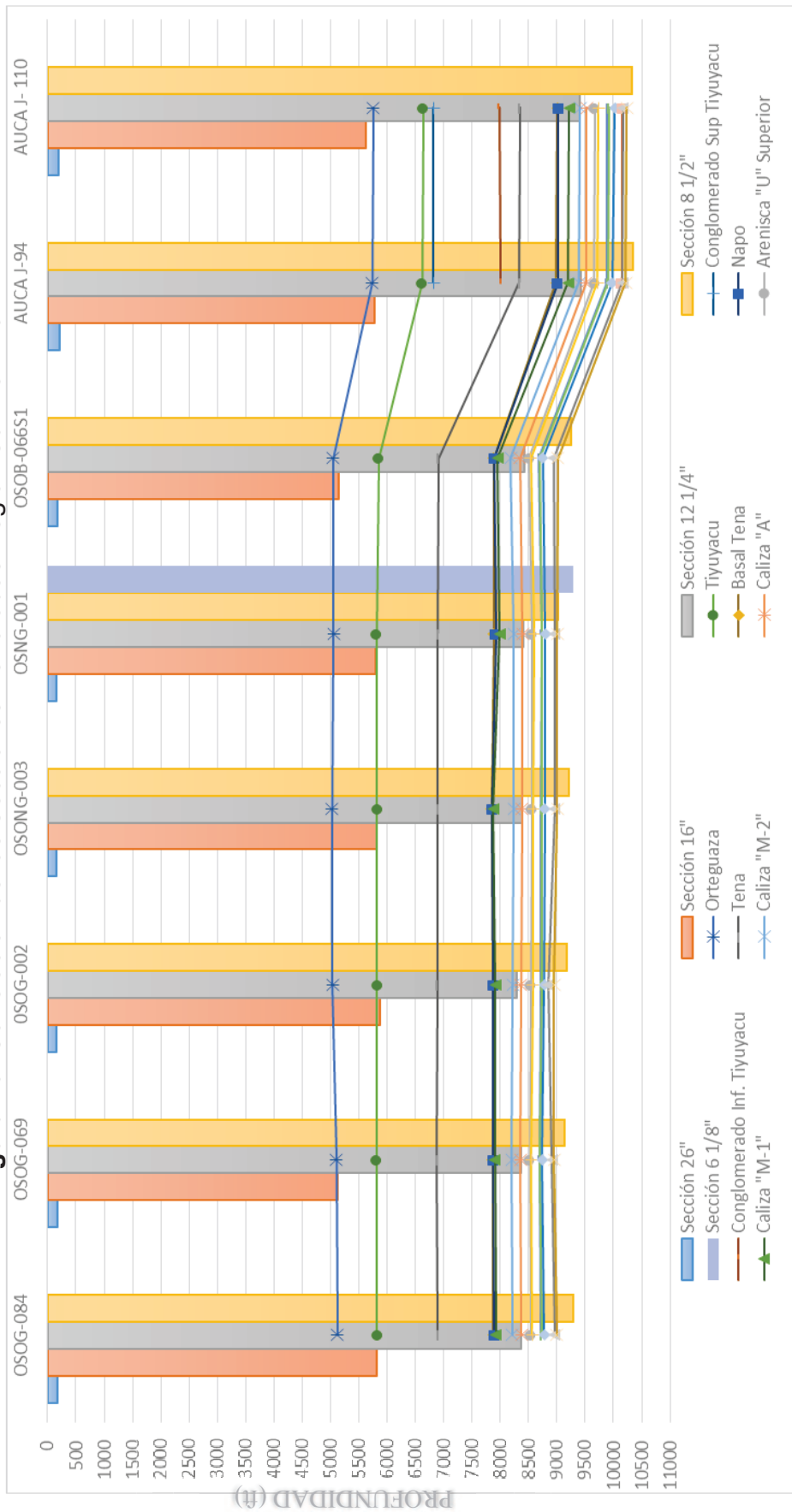


Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera (ARCH)

Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

3.2.1.3.2. PERFIL “J”

Figura 40: Correlación de las Secciones Perforadas Región Sur Perfil "J"

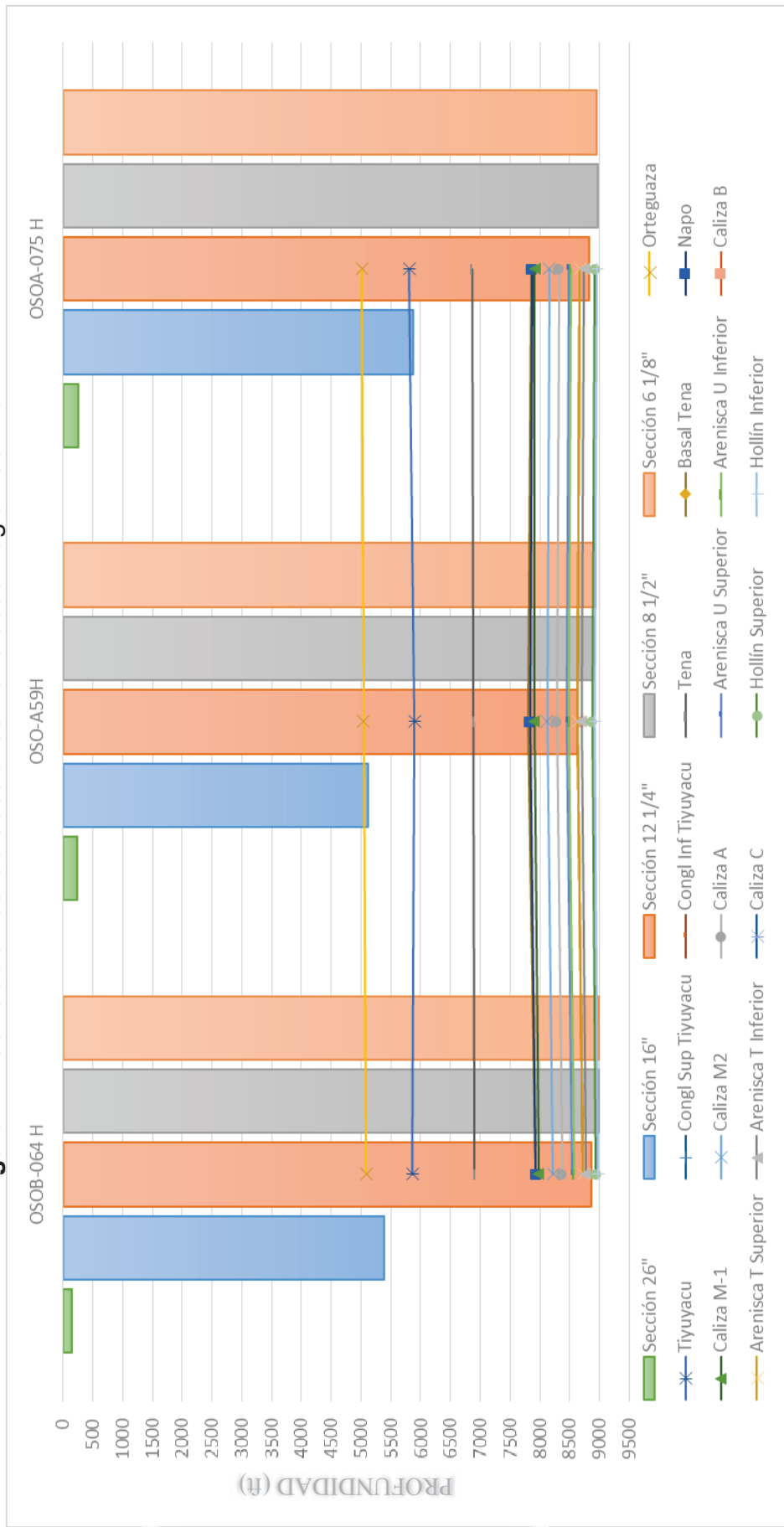


Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera (ARCH)

Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

3.2.1.3.3. PERFIL "HORIZONTAL"

Figura 41: Correlación de las Secciones Perforadas Región Sur Perfil "H"



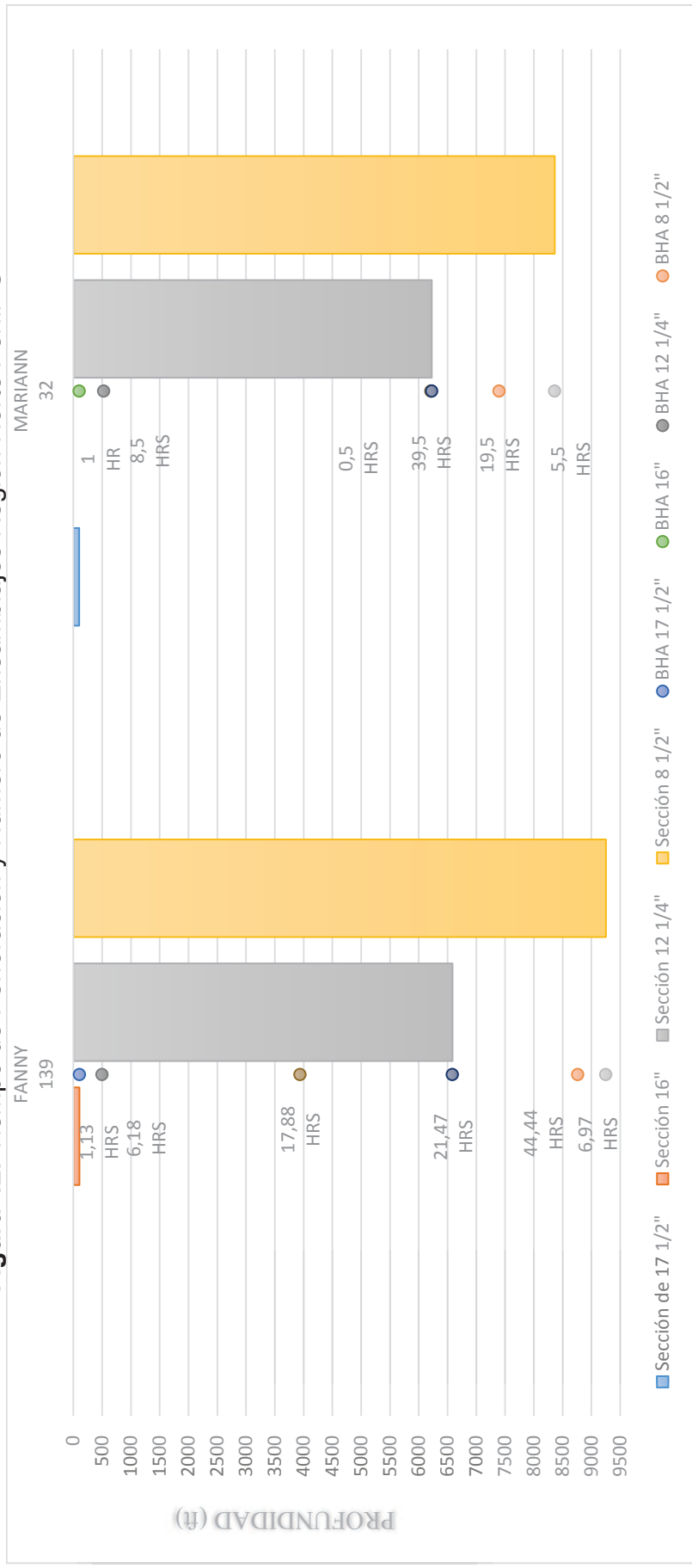
Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburifera (ARCH)
Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

3.2.2. TIEMPO DE PERFORACIÓN Y NÚMERO DE ENSAMBLAJES DE FONDO UTILIZADOS EN LAS DIFERENTES SECCIONES

3.2.2.1. REGIÓN NORTE

3.2.2.1.1. PERFIL "S"

Figura 42: Tiempo de Perforación y Número de Ensamblajes Región Norte Perfil "S"

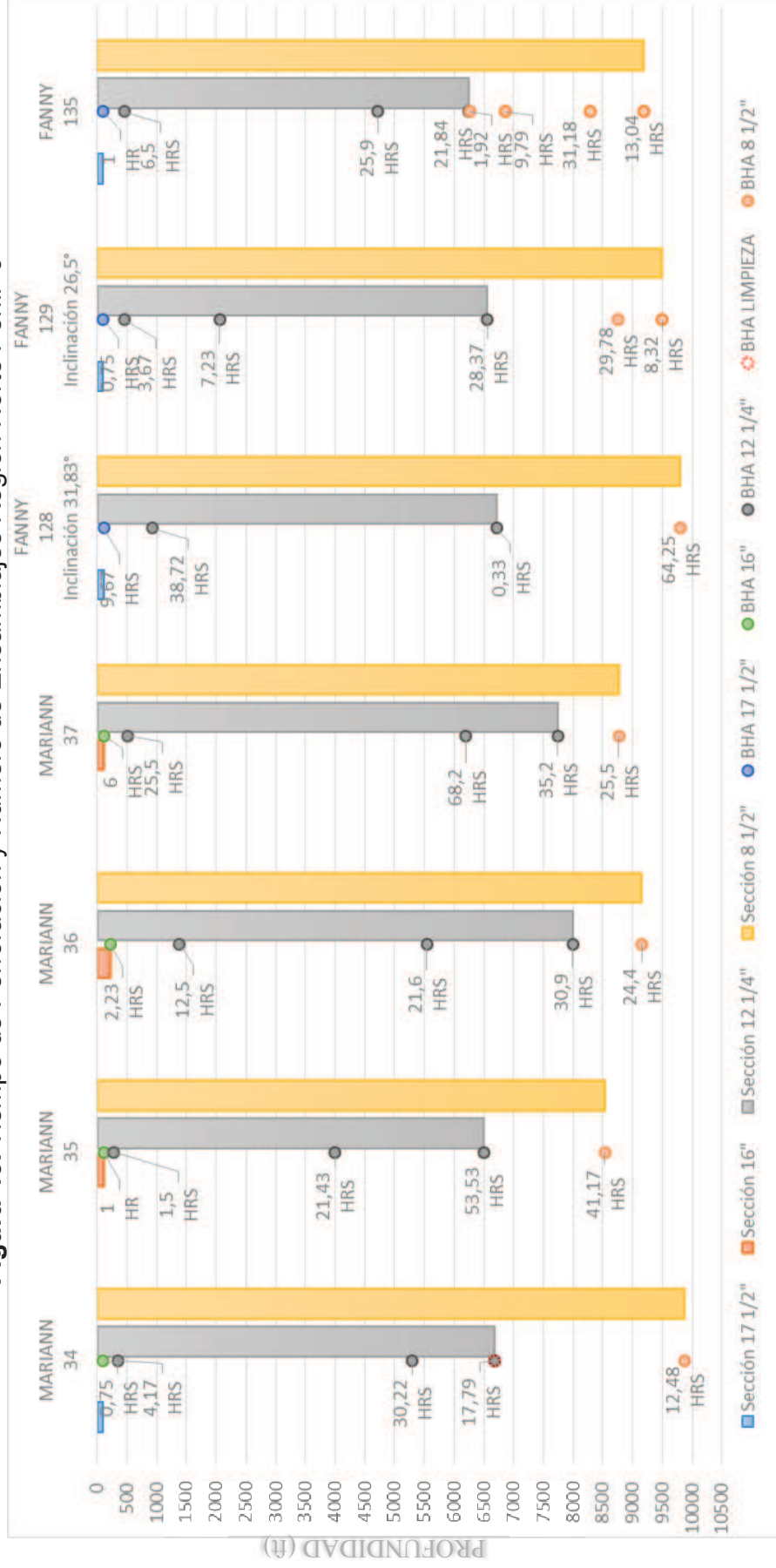


Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarbúrfica (ARCH)

Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

3.2.2.1.2. PERFIL “J”

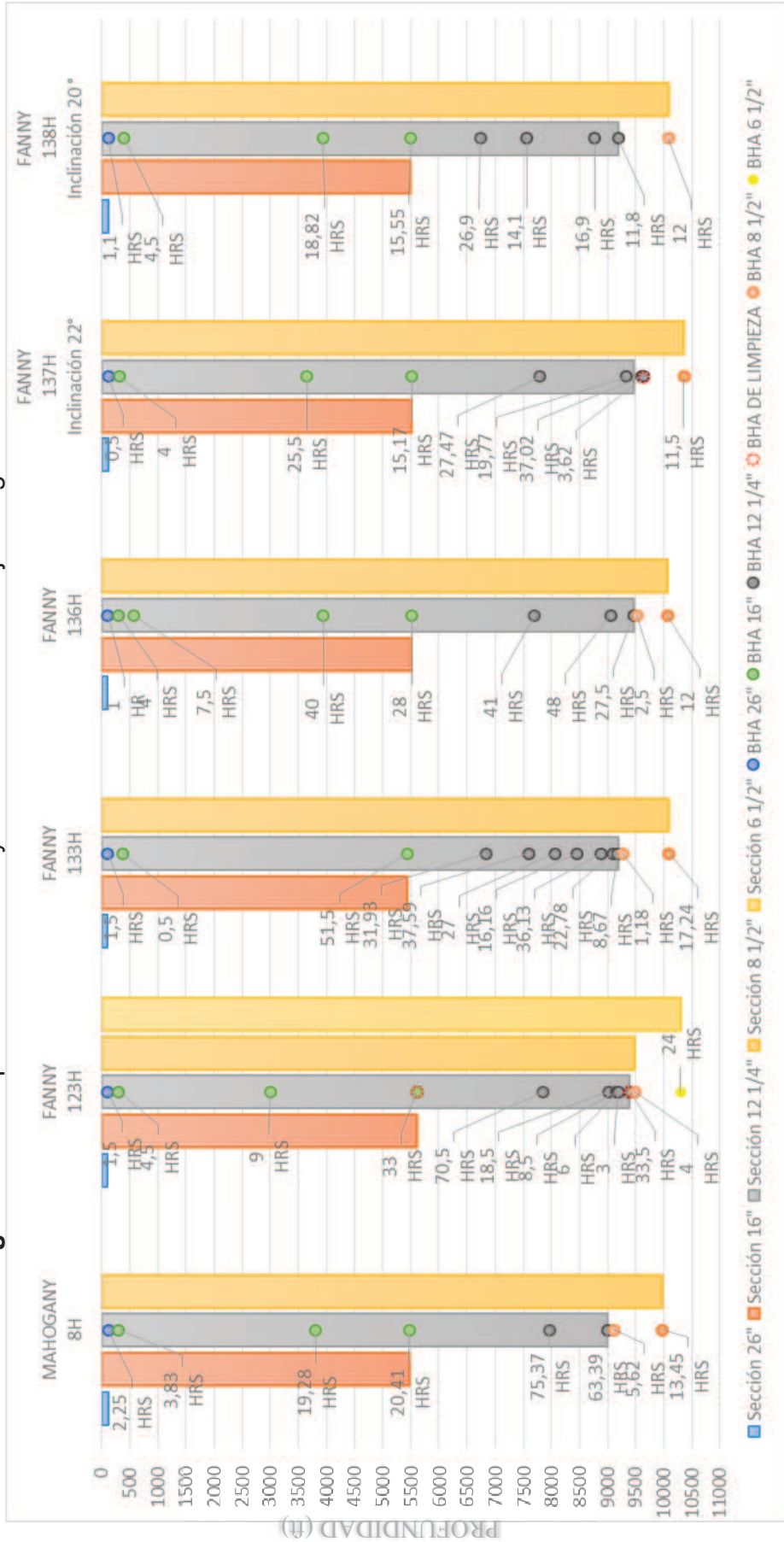
Figura 43: Tiempo de Perforación y Número de Ensamblajes Región Norte Perfil “J”



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera (ARCH)
Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

3.2.2.1.3. PERFIL “HORIZONTAL”

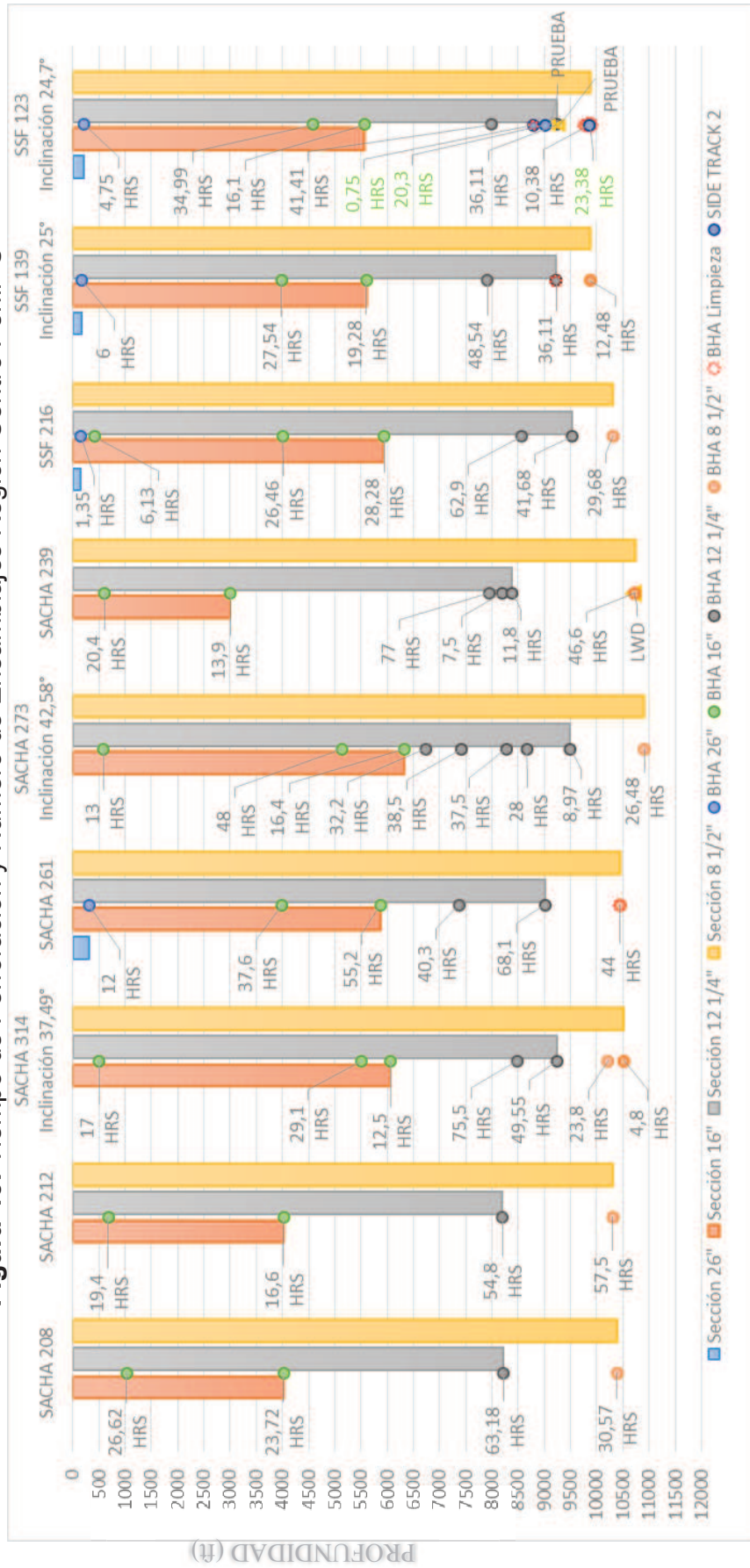
Figura 44: Tiempo de Perforación y Número de Ensamblajes Región Norte Perfil “H”



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera (ARCH)
 Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

3.2.2.2.REGIÓN CENTRO
3.2.2.2.1. PERFIL “S”

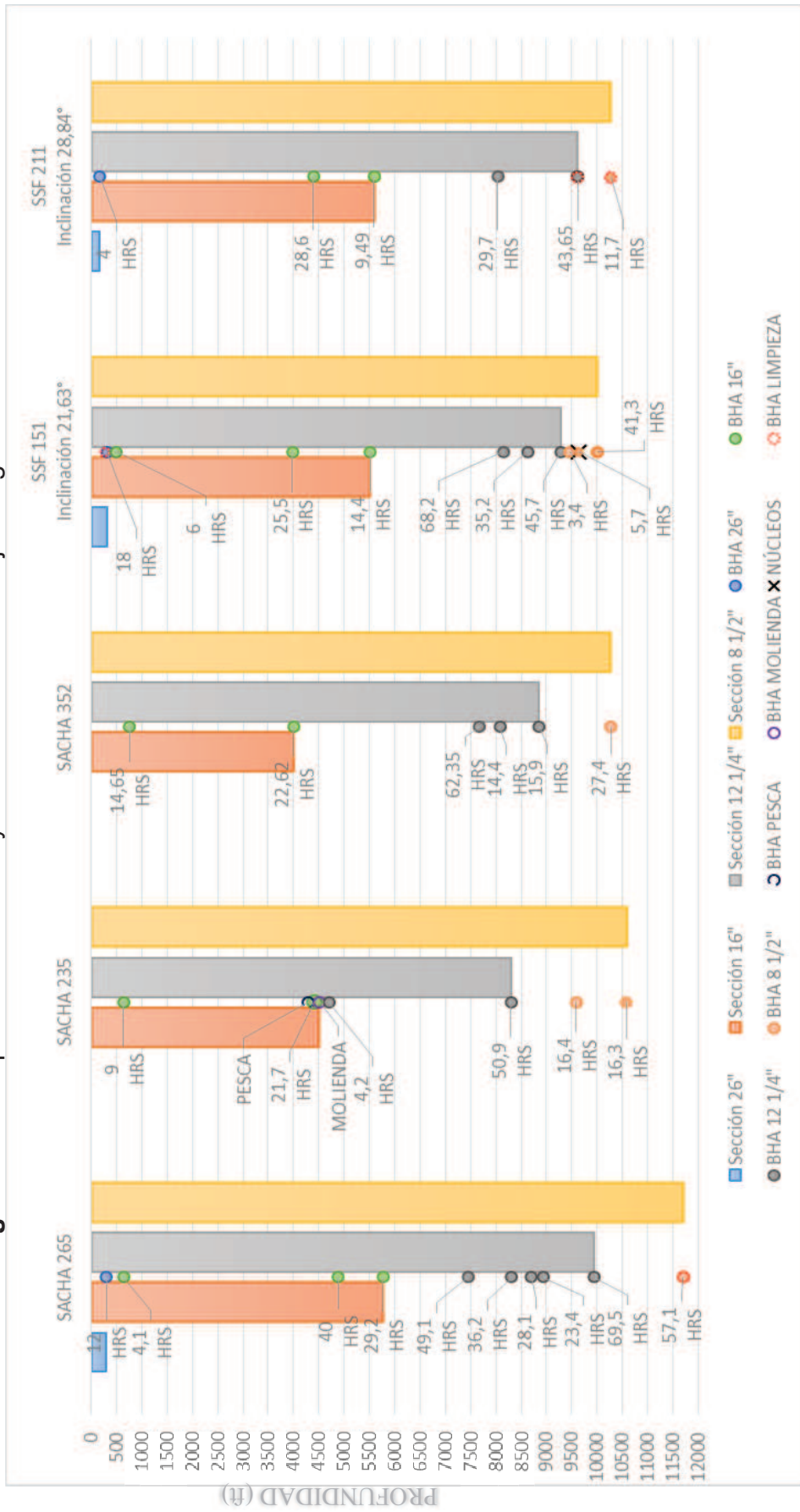
Figura 45: Tiempo de Perforación y Número de Ensamblajes Región Centro Perfil “S”



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarbúfera (ARCH)
Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

3.2.2.2.2. PERFIL “J”

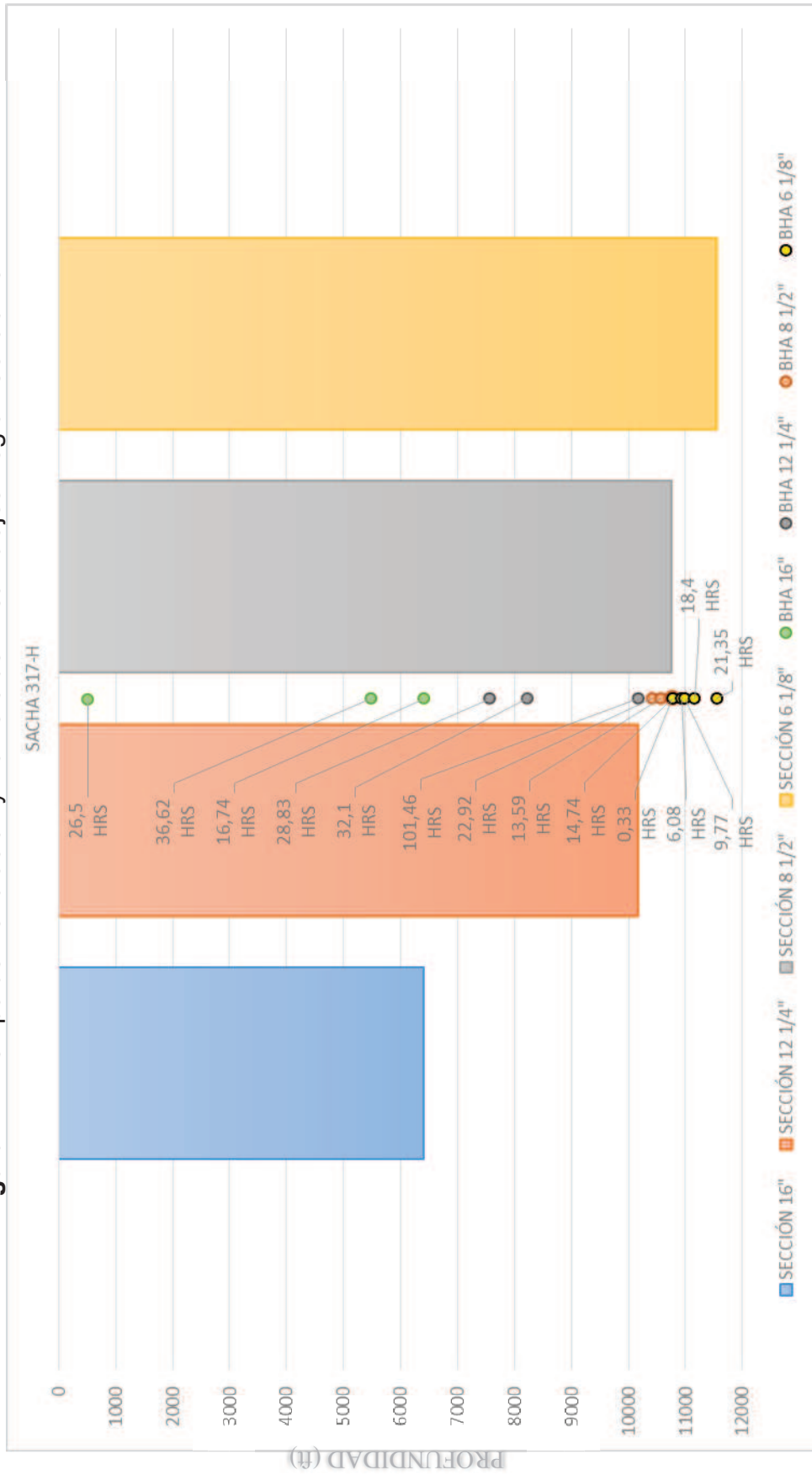
Figura 46: Tiempo de Perforación y Número de Ensamblajes Región Centro Perfil “J”



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera (ARCH)
 Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

3.2.2.2.3. PERFIL “HORIZONTAL”

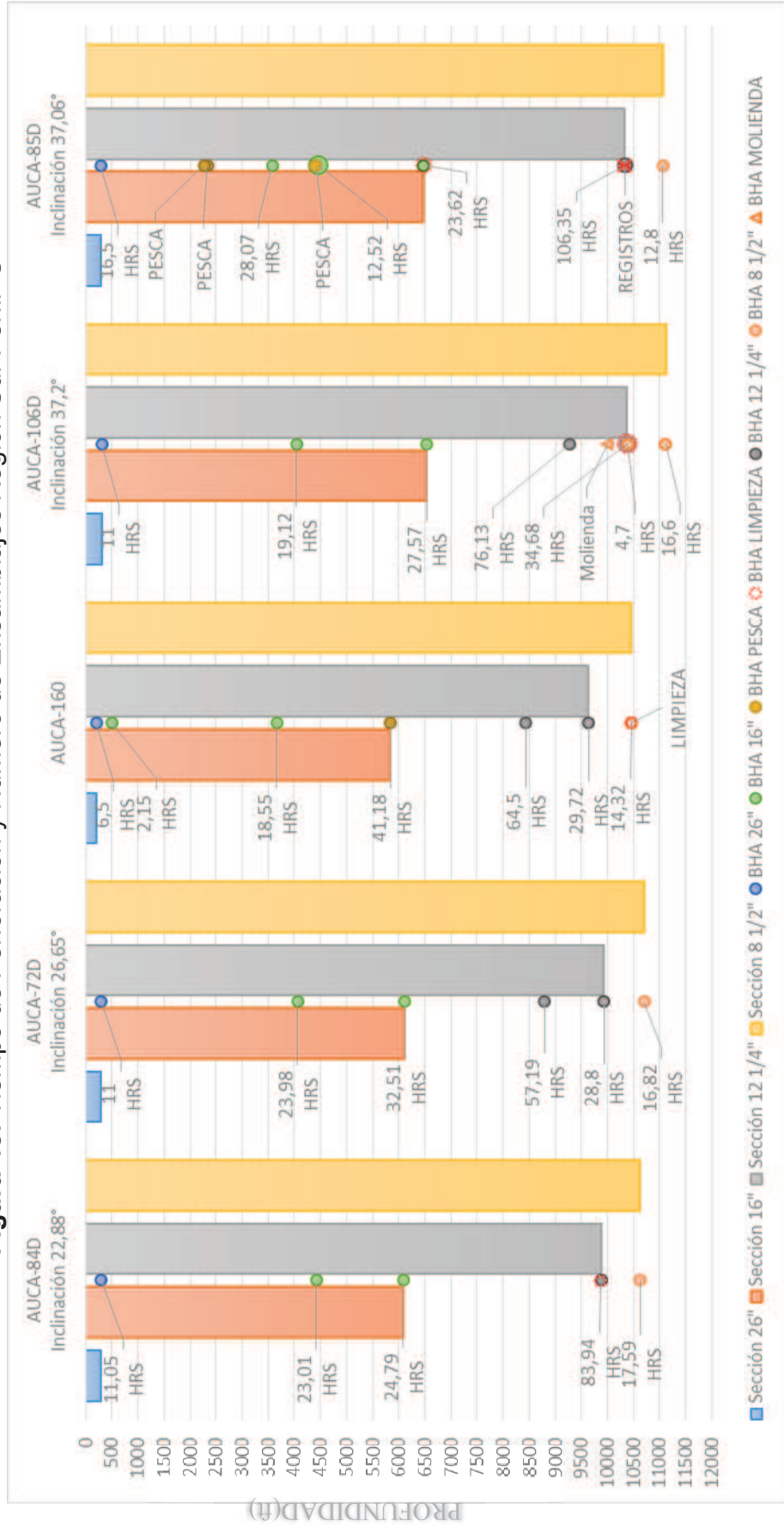
Figura 47: Tiempo de Perforación y Número de Ensamblajes Región Centro Perfil “H”



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera (ARCH)
 Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

3.2.2.3.REGIÓN SUR
3.2.2.3.1. PERFIL “S”

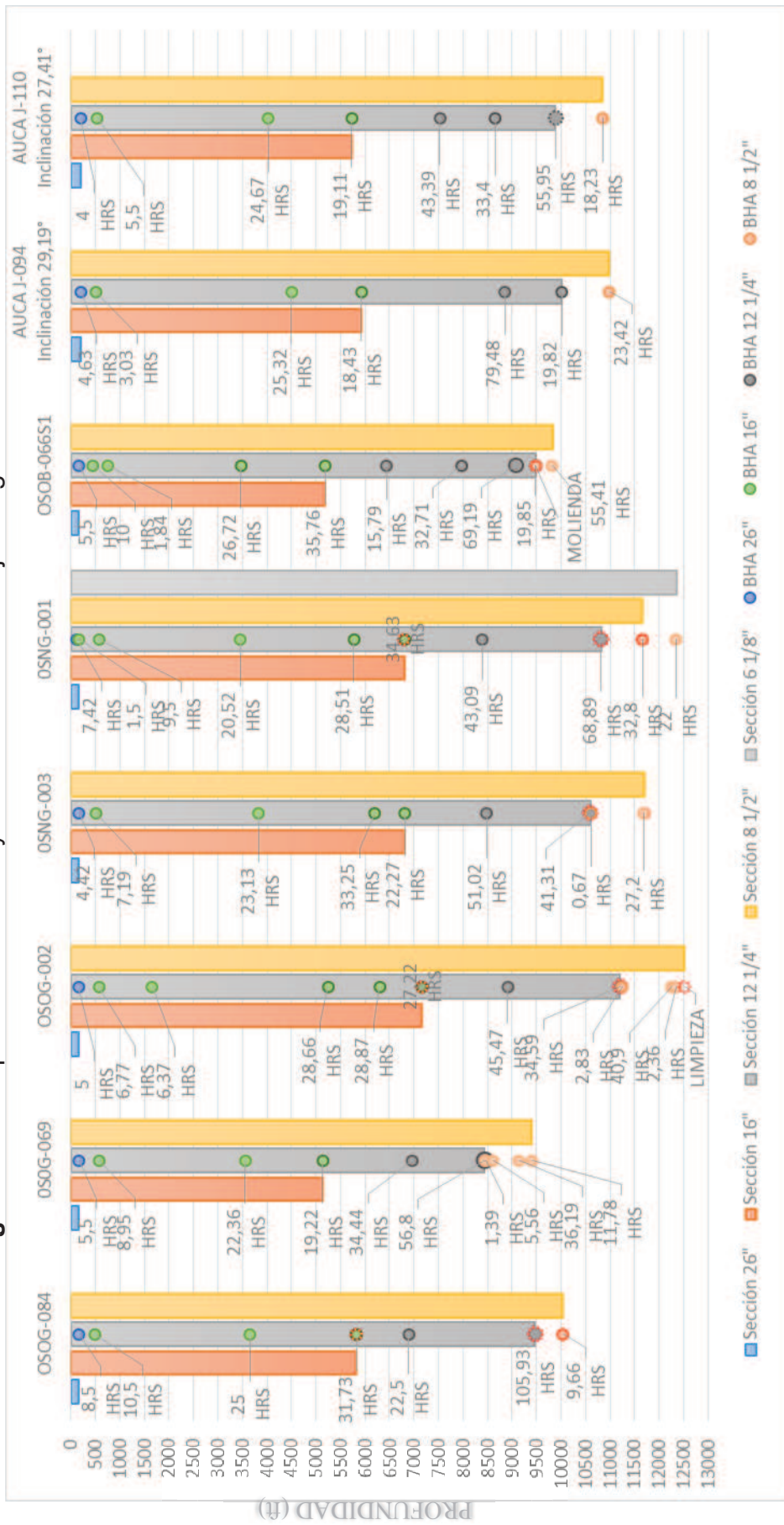
Figura 48: Tiempo de Perforación y Número de Ensamblajes Región Sur Perfil “S”



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarbúrfica (ARCH)
Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

3.2.2.3.2. PERFIL “J”

Figura 49: Tiempo de Perforación y Número de Ensamblajes Región Sur Perfil “J”

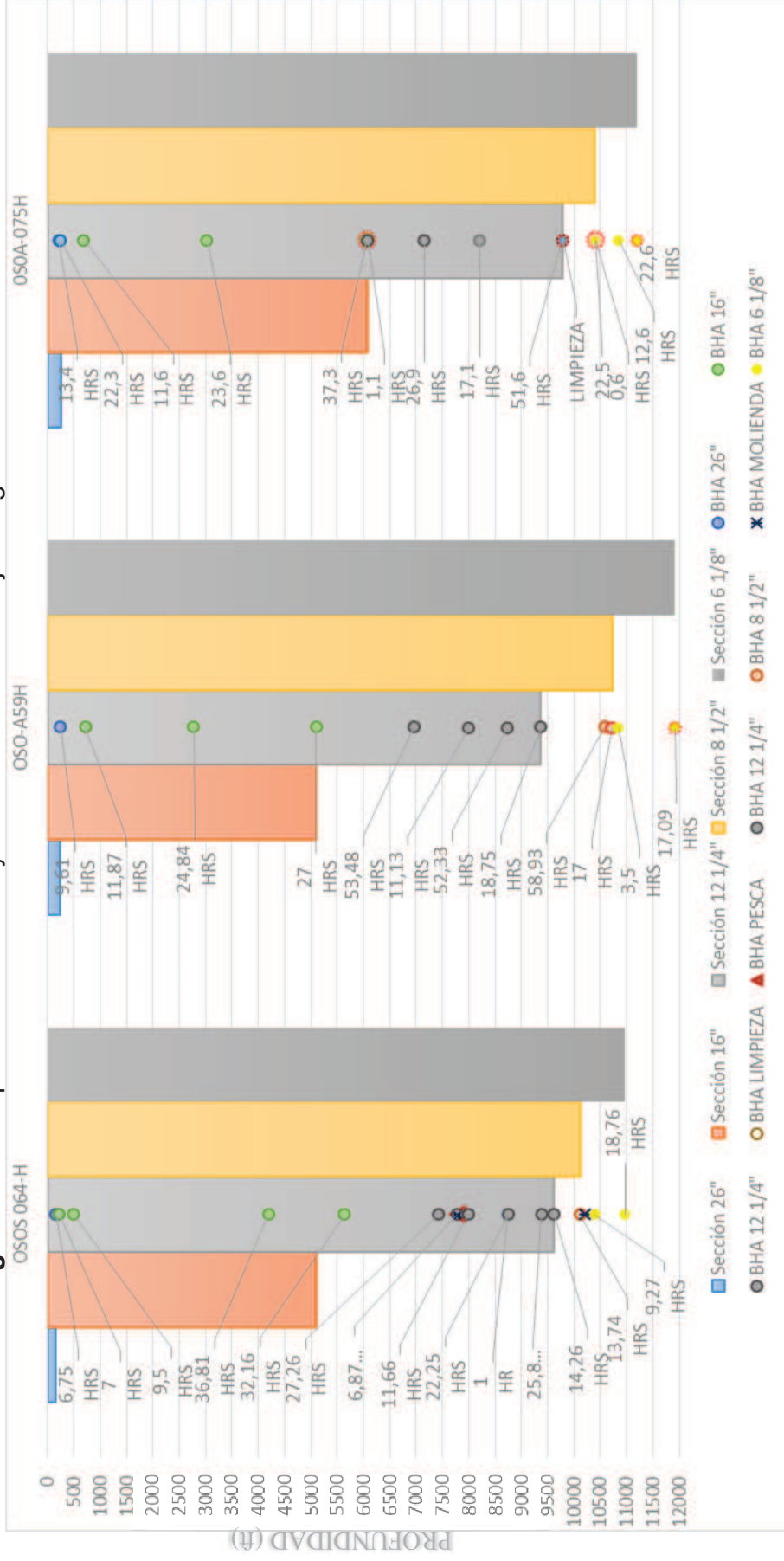


Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarbúfera (ARCH)

Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

3.2.2.3.3. PERFIL “HORIZONTAL”

Figura 50: Tiempo de Perforación y Número de Ensamblajes Región Sur Perfil “H”



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburifera (ARCH)
 Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

3.3. SELECCIÓN DE POZOS

Para la selección de pozos se consideró los puntos más relevantes en el orden indicado a continuación:

- Ubicación del pozo
- Perfil de Pozo: Direccional (“S” y “J”) y “Horizontal”
- Puntos de asentamiento de casing
- Trayectoria
- Desplazamiento Horizontal del Pozo

Los datos mencionados anteriormente están justificados en las figuras 30 – 47 y tablas mostradas en los anexos 4,5 y 6, quedando para nuestro estudio los siguientes pozos:

- **REGIÓN NORTE:**
 - ✓ **Perfil “J”**
 - Fanny 128
 - Fanny 129
 - ✓ **Perfil “Horizontal”**
 - Fanny 137
 - Fanny 138
- **REGIÓN CENTRO:**
 - ✓ **Perfil “S”**
 - Sacha 314
 - Sacha 273
 - Shushufindi 123
 - Shushufindi 139
 - ✓ **Perfil “J”**
 - Shushufindi 151
 - Shushufindi 211
- **REGIÓN SUR:**
 - ✓ **Perfil “S”**
 - Auca 85
 - Auca 106

- Auca 72
- Auca 84
- ✓ **Perfil “J”**
- Auca 94
- Auca 110

3.3.1. ANÁLISIS TÉCNICO Y ESTADÍSTICO DE PARÁMETROS DE PERFORACIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS

Un buen control de los parámetros de perforación ayuda a tener una construcción más efectiva del pozo, produce mejor respuesta de las herramientas del ensamblaje de fondo y detecta problemas durante la perforación.

Los parámetros de estudio son: peso sobre la broca (WOB), revoluciones por minuto del top drive (RPM), galones por minuto de las bombas de lodo (GPM) y presión de las bombas de lodo (PSI), por medio de los cuales se realizarán gráficas estadísticas con valores máximos y mínimos de los parámetros de perforación aplicados a cada una de las secciones perforadas.

3.3.1.1. REGIÓN NORTE

🚧 PERFIL “J”

❖ FANNY 128

Se perforaron en tres secciones de: 17 ½”; 12 ¼” y 8 ½”

SECCIÓN DE 17 ½”

Se perforó la sección de 17 ½” con un BHA convencional para aislar las formaciones superficiales y con alta presencia de cantos rodados. Se utiliza:

Broca: Tricónica con TFA de 0.785 in²

MD: 105 ft

Parámetros utilizados:

RPM: 25 – 30 RPM

WOB: 1 - 3 klbs

Galonaje: 300 GPM

Presión: 200PSI.

Véase Figuras 51 y 52.

SECCIÓN DE 12 1/4”

La sección de 12 1/4” se perforó con dos BHA's. El primero es un ensamblaje con Broca: Tricónica y TFA de 0.451 in²; que perforó verticalmente hasta 465 pies, sin presentar problemas. Para terminar de perforar la sección de 12 1/4” se utiliza un BHA Direccional con una broca PDC de cinco aletas con doble fila de cortadores en cada aleta dando una condición agresiva para atravesar Orteguaza y Tiyuyacu; Se controla los parámetros de perforación para perforar los conglomerados. Utiliza un estabilizador de 11 1/2” a 30 ft de la broca que permite construir hasta 31.83° con un rata de construcción de angulo hasta 4°/100' y un DOR de 1.8°/100'. Se observó altos valores de Stick and Slip al atravesar Orteguaza.

Se utilizó un BHA de limpieza para calibración previo a la corrida del revestimiento de 9 5/8”.

Parámetros utilizados BHA1:

RPM: 65 RPM

WOB: 10 - 24 klbs

Galonaje: 500 GPM

Presión: 1400 PSI

Parámetros utilizados en el BHA 2:

RPM: 40 – 95 RPM

WOB: 2 - 28 klbs

Galonaje: 900 GPM

Presión: 3300 PSI.

Véase Figuras 51 y 52.

SECCIÓN DE 8 1/2"

La sección de 8 1/2" se perforó con un solo BHA para atravesar las formaciones de Tiyuyacu, Tena y Napo. Utiliza una broca de 5 aletas con doble fila de cortadores y un TFA de 0.69 in². La configuración del ensamblaje, junto con la tendencia de la formación a tumbar el ángulo, permitió una inclinación de 23.59° al final de la trayectoria, llegando al objetivo del pozo.

Parámetros utilizados:

RPM: 55 – 75 RPM

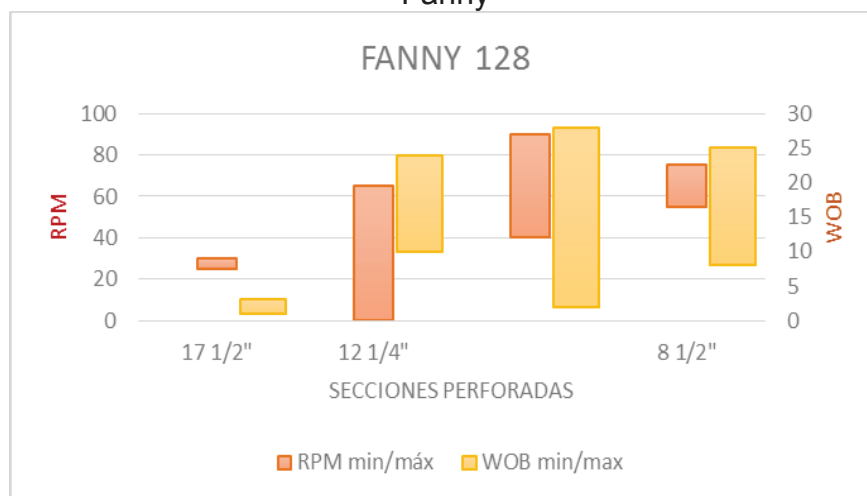
WOB: 8 a 25 klbs

Galonaje: 590 GPM

Presión: 2900 PSI.

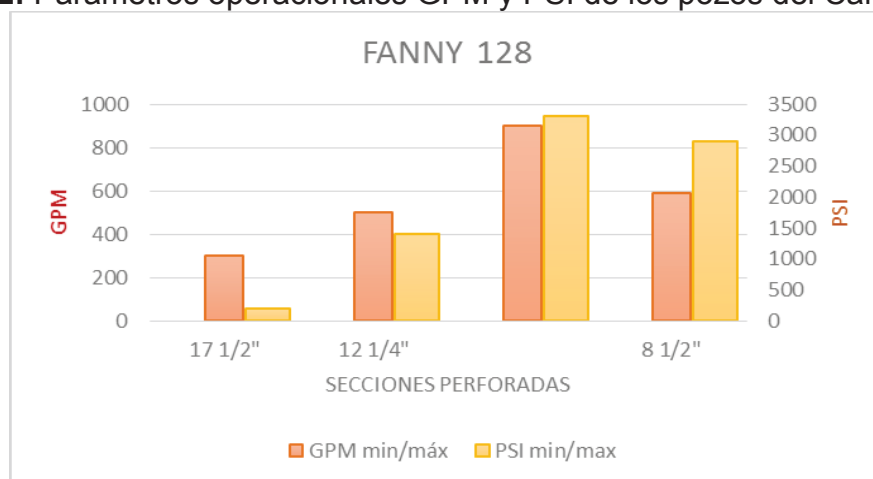
Véase Figuras 51 y 52.

Figura 51: Parámetros operacionales RPM y WOB de los pozos del Campo Fanny



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera

Elaborado por: María Belén Mallama/Lenin Yasig

Figura 52: Parámetros operacionales GPM y PSI de los pozos del Campo Fanny

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera

Elaborado por: María Belén Mallama/Lenin Yasig

❖ FANNY 129

Se perforó en 3 secciones 17 1/2", 12 1/4" y 8 1/2".

SECCIÓN DE 17 1/2"

Se perforó la sección de 17 1/2" con un ensamblaje convencional para aislar las formaciones superficiales con la presencia de cantos rodados. Utiliza una broca Tricónica con TFA de 0,785 in², perforando hasta 100 pies, sin problemas.

Parámetros utilizados:

RPM: 50 RPM

WOB: 8 klbs

Galonaje: 280 GPM

Presión: 300 PSI.

Véase Figuras 53 y 54.

SECCIÓN DE 12 1/4”

La sección de 12 1/4” se perforó con tres BHA's. El primero es un ensamblaje con una broca Tricónica y TFA de 0,746 in² que perforó verticalmente hasta 463 pies, sin presentar problemas. Luego ingresa el segundo BHA, siendo este Direccional, con una broca PDC de cinco aletas perforando hasta 2058 ft, sin presentar desgaste en su estructura. Termina de perforar la sección 12 1/4”, con un BHA direccional y una broca PDC de cinco aletas con doble fila de cortadores en cada aleta presentando una condición agresiva para atravesar Orteguzza y Tiyuyacu; Controlando parámetros para perforar los conglomerados obteniendo una ROP de 158,71 ft/hr. Utiliza un estabilizador de 11 1/2” a 30 ft de la broca siendo un BHA pendular.

Parámetros utilizados para el BHA 1:

RPM: 80 – 100

WOB: 8 - 10 klbs

Galonaje: 400 GPM

Presión: 550 PSI

Parámetros utilizados para el BHA 2:

RPM: 40 – 75

WOB: 2 - 12 klbs

Galonaje: 900 GPM

Presión: 2500 PSI

Parámetros utilizados para el BHA 3:

RPM: 40 – 80

WOB: 6 - 22 klbs

Galonaje: 900 GPM

Presión: 3200 PSI.

Véase Figuras 53 y 54.

SECCIÓN DE 8 1/2"

La sección de 8 1/2" se perforó con dos BHA's para atravesar las formaciones de Tiyuyacu, Tena y Napo. Utiliza una broca de cinco aletas con doble fila de cortadores y un TFA de 0.69 in² y 0,706 in² respectivamente. La configuración de los ensamblajes es de tipo pendular junto con la tendencia de la formación a tumbar ángulo; Permitió una inclinación de 13,87° al final de la trayectoria, ubicándose en el objetivo del pozo.

Parámetros utilizados:

RPM: 80

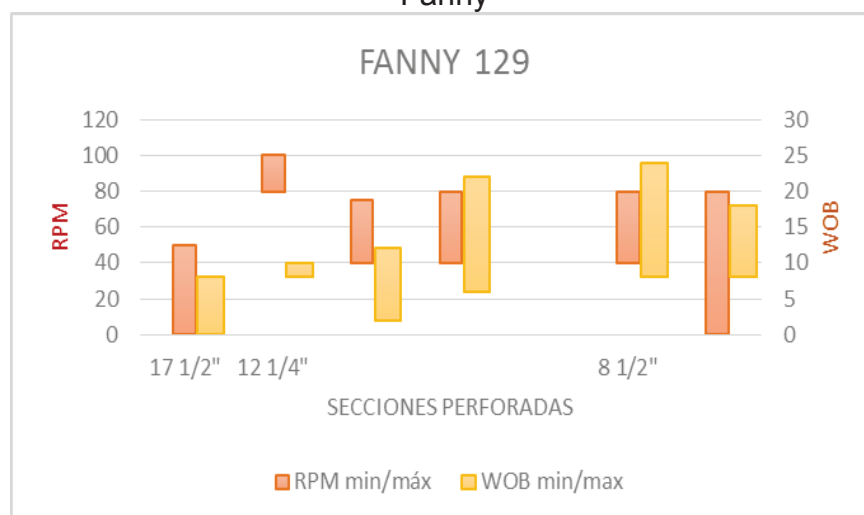
WOB: 8 - 24 klbs

Galonaje: 460 GPM

Presión: 2500 psi.

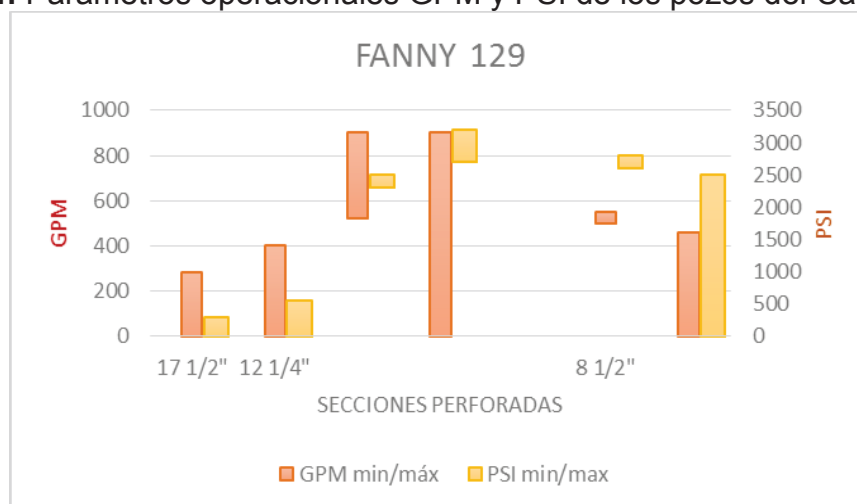
Véase Figuras 53 y 54.

Figura 53: Parámetros operacionales RPM y WOB de los pozos del Campo Fanny



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera

Elaborado por: María Belén Mallama/Lenin Yasig

Figura 54: Parámetros operacionales GPM y PSI de los pozos del Campo Fanny

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera

Elaborado por: María Belén Mallama/Lenin Yasig

✚ PERFIL “H”

❖ FANNY 137 H

Se perforaron 4 secciones de: 26”, 16”, 12 ¼” y 8 ½”

SECCIÓN DE 26”

Se perforó con un BHA convencional, con una broca Tricónica y un TFA de 0,757 in² con parámetros bajos para evitar el fracturamiento de las formaciones superficiales; también se atravesó cantos rodados del conglomerado aluvión, la broca salió en calibre con un desgaste natural mínimo.

Parámetros utilizados:

RPM: 80

WOB: 5 – 15 Klbs

Galonaje: 400 GPM

Véase Figuras 55 y 56.

SECCIÓN DE 16”

Se perforó la sección de 16” con tres BHA’s tipo Fulcrum con estabilizadores de 0 y 30 ft, el primer BHA es convencional que atraviesa el conglomerado aluvión aislando formaciones superficiales, se usa bajos parámetros para evitar fracturar las formaciones. Se utiliza una broca Tricónica con TFA de 0.767 in², perforando hasta 308 pies, sin problemas. Seguidamente se baja un BHA direccional para alcanzar una inclinación de 22°; con una broca PDC de cinco aletas y un TFA de 1,097 in² llegando hasta 3650ft, mostrando desgaste por impacto al atravesar formaciones de gran dureza con presencia de cantos rodados se trabajó con bajas RPM afectando la Rata de Penetración; se realiza un viaje de calibración, se aprovecha para la revisión del ensamblaje de fondo y para quitar el UBHO del BHA. Para finalizar la sección se perforó con un BHA direccional y una broca PDC de cinco aletas con el mismo TFA del BHA anterior, para atravesar las formaciones de Chalcana y Ortegua, teniendo un buen desempeño de la broca con una buena ROP; detectándose decremento de la misma al entrar a Ortegua donde se controlan parámetros; Sale la broca en calibre, presentando un daño natural en el hombro y en los cortadores de la misma área.

Parámetros utilizados BHA 1:

RPM: 80

WOB: 10 klbs

Galonaje: 400 GPM

Parámetros utilizados BHA 2:

RPM: 40 – 90

WOB: 8 - 30 klbs

Galonaje: 500 – 1000 GPM

Presión: 620 - 2300 PSI

Parámetros utilizados BHA 3:**RPM:** 40 – 90 RPM**WOB:** 10 - 30 klbs**Galonaje:** 1000 GPM**Presión:** 2600 – 3200 PSI

Véase Figuras 55 y 56.

SECCIÓN DE 12 1/4”

La sección de 12 1/4” se perforó con cuatro BHA's tipo pendular. Se inició con un BHA direccional y una broca PDC cuyo TFA fue de 0,941in² que perforó hasta 7797 ft, los primeros pies de Orteguzza se perforan con bajos parámetros y se incrementa para lograr un buen avance y control direccional de acuerdo al perfil del pozo. Se controlan parámetros previo a la entrada del Conglomerado Superior e Inferior para evitar el desgaste prematuro en la broca por impacto y abrasión, al salir del conglomerado se normalizan los parámetros; a 7750ft se registra pérdida de señal de MWD intentando recobrarlo sin éxito, lo que obliga a sacar el ensamblaje a superficie, la broca sale en calibre con un desgaste mínimo en el hombro, sin desgaste en los cortadores internos. Se continúa la perforación con un BHA direccional para atravesar la formación Tena, con una broca PDC de cinco aletas, sin presentar problemas en las primeras paradas; Luego se observan caídas repentinas de ROP y altos torques que no se pueden controlar y avanzar por bajas ROP, por lo que se decide sacar el ensamblaje cuyo resultado de estos bajos resultados es una broca broca anillada, con cortadores rotos en la nariz y el hombro. Se continúa con un BHA direccional y una broca Tricónica, se incrementa ROP por presencia de paquete de arena a los 9360ft, volviendo a caer a los 9464ft por intercalaciones de arcillas, al ingresar a Basal Tena se incrementa WOB para contrarrestar la baja ROP; Hay problemas con la señal del MWD por lo que se sigue perdiendo ROP, por lo cual se decide realizar un viaje a superficie para cambio de BHA. Termina de perforar la sección 12 1/4” con un BHA direccional y una broca PDC de seis aletas con doble fila de cortadores en cada

aleta, se baja rimando y con bajos parámetros se alcanza la inclinación deseada y se llega a Arenisca M1 donde se establece punto de casing.

Parámetros utilizados BHA1:

RPM: 60 – 112

WOB: 4 – 30 klbs

Galonaje: 610 - 850 GPM

Presión: 1300 - 2900 PSI

Parámetros utilizados BHA 2:

RPM: 110 RPM

WOB: 5 - 32 klbs

Galonaje: 850 GPM

Presión: 2700 a 3050 PSI

Parámetros utilizados BHA 3:

RPM: 85 – 110 RPM

WOB: 35 - 58 klbs

Galonaje: 760 - 830 GPM

Presión: 2300 – 2950 PSI

Parámetros utilizados BHA 4:

RPM: 45 – 50 RPM

WOB: 14 - 25 klbs

Galonaje: 800 a 815 GPM

Presión: 3050 – 3250 PSI

Véase Figuras 55 y 56.

SECCIÓN DE 8 ½”

La sección de 8 ½” se perforó con dos BHA's para atravesar la formaciones Napo hasta la Arenisca M1, en el primer BHA se utiliza una broca con 6 aletas y un

TFA de 0.84 in², se tuvo problemas con la señal de MWD, se hicieron varios intentos para recuperar la señal sin lograrlo, lo que obligó a realizar un viaje a superficie, se cambia BHA y se termina la sección de 8 ½" con BHA direccional y una broca PDC de 6 aletas cuyo TFA es de 0,84 in².

Parámetros utilizados BHA 1:

RPM: 40 RPM

WOB: 5 a 18 klbs

Galonaje: 400 GPM

Presión: 1200 - 1500 PSI

Parámetros utilizados BHA 2:

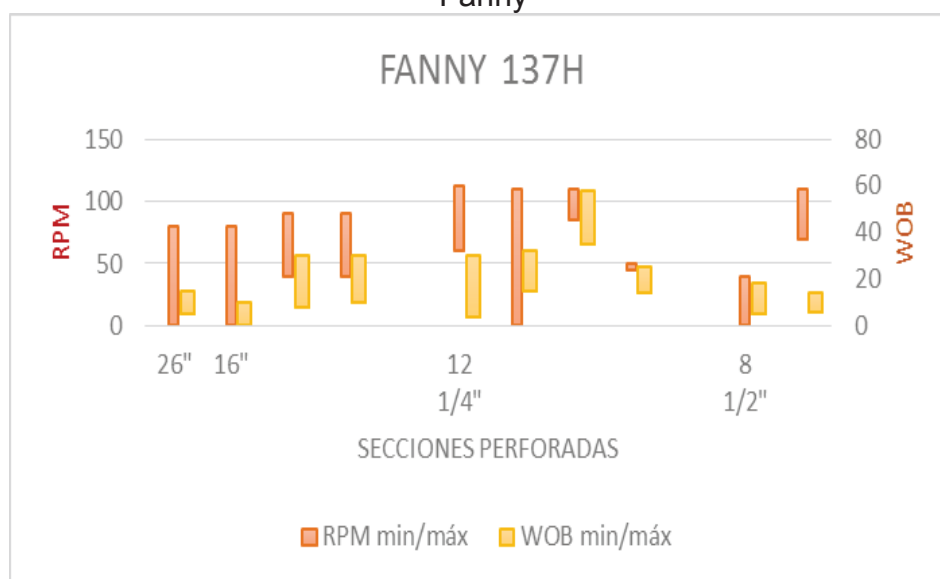
RPM: 70 - 110 RPM

WOB: 6 - 14 klbs

Galonaje: 480 – 560 GPM

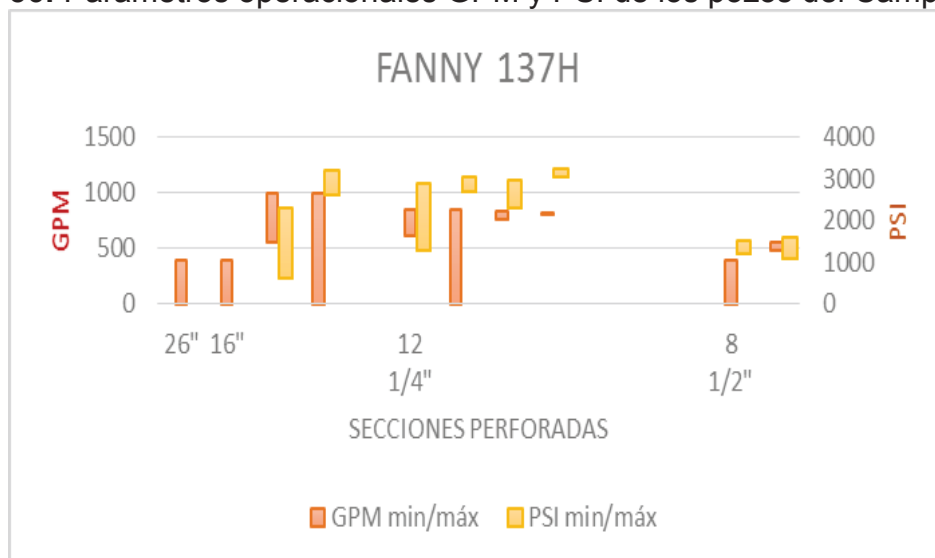
Presión: 10850 - 1580 PSI como mínimo y máximo. Véase Figuras 55 y 56.

Figura 55: Parámetros operacionales RPM y WOB de los pozos del Campo Fanny



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera

Elaborado por: María Belén Mallama/Lenin Yasig

Figura 56: Parámetros operacionales GPM y PSI de los pozos del Campo Fanny

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera

Elaborado por: María Belén Mallama/Lenin Yasig

❖ FANNY 138 H

Se perforaron 4 secciones de: 26", 16", 12 ¼" y 8 ½"

SECCIÓN DE 26"

Se perforó con un BHA convencional, con broca Tricónica con un TFA de 1,092 in² con parámetros controlados para evitar fracturar y posible desviación del pozo, se atravesó boulders, microconglomerados superiores y pedrones en la zona superficial, la broca salió en calibre y cojinetes efectivos, con desgaste normal en su estructura de corte, presenta erosión en los dientes.

Parámetros utilizados:

RPM: 85

WOB: 5 - 14 klbs

Galonaje: 200 - 270 GPM

Presión: 50 - 190 PSI

Véase Figuras 57 y 58.

SECCIÓN DE 16"

Se perforó la sección de 16" con tres BHA's tipo Pendular con un estabilizador a 30ft de la broca, el primero es un BHA convencional que atraviesa las formaciones del terciario indiferenciado, se usa bajos parámetros para evitar desviar el pozo. Utiliza una broca Tricónica con TFA de 0.762 in², perforando hasta 400 ft, sin problemas. A continuación se baja BHA con broca PDC de 5 aletas con TFA de 1,099 in² hasta 3931ft, se controlan parámetros para evitar fracturar la formación, se perforó manteniendo la tangente entre 19° - 20°, la broca no presenta desgaste, sale con un cortador astillado en el cono pero se mantiene en calibre. Para finalizar la sección se perforó manteniendo el TFA y pequeñas modificaciones del BHA con la misma broca, para atravesar la formación de Orteguzza, se tiene tendencia de incrementar ángulo por lo que se desliza 40ft hacia abajo, por problemas de colgamiento y dificultad para deslizar tumbando inclinación se reduce ROP; la broca sale con el mismo desgaste anterior y con erosión mínima por el alto galonaje; saliendo en calibre.

Parámetros utilizados BHA1:

RPM: 60 - 90 RPM

WOB: 5 - 20 klbs

Galonaje: 200 - 400 GPM

Presión: 200 - 380 PSI

Parámetros utilizados BHA 2:

RPM: 60 RPM

WOB: 4 - 20 klbs

Galonaje: 650 - 1000 GPM

Presión: 820 a 2800 PSI

Parámetros para el BHA 3:

RPM: 80 RPM

WOB: 12 - 20 klbs

Galonaje: 800 a 1000 GPM

Presión: 2800 a 3150 PSI

Véase Figuras 57 y 58

SECCIÓN DE 12 1/4"

La sección de 12 1/4" se perforó con cuatro BHA's tipo pendular. Se inició con un BHA direccional y una broca PDC cuyo TFA fue de 0,928 in² que perforó hasta 6733 ft, se atravesó Ortegua y Tiyuyacu controlando parámetros previo a la entrada de Conglomerado Superior, pero debido a la mayor longitud del conglomerado superior se perfora sin controlar parámetros un intervalo de 20 – 25 ft, observándose Stick & Slip, al salir de conglomerado la ROP va disminuyendo por lo que se incrementa WOB para recuperar sin éxito por lo que se saca BHA a superficie, observándose en la broca cortadores muy astillados y rotos indicando que existieron vibraciones en el fondo del pozo en especial donde no se controlaron parámetros. Se continúa la perforación con BHA para atravesar Tiyuyacu, con broca PDC de 5 aletas, sin presentar problemas, se controlaron parámetros para atravesar el conglomerado inferior, se saca BHA para agregar herramienta ARC para registrar formación; se tiene broca con desgaste mínimo con 4 cortadores astillados en el cono y nariz, broca en calibre. Se continúa la sección con una broca PDC controlando ROP para registrar formación pero se tiene problemas lo que obliga a sacar para revisión de herramienta, la broca no presenta problemas por lo que se la usa para terminar la sección con el mismo TFA de 0,928 in², se cambió ARC y MWD se controlaron parámetros al atravesar Basal Tena y se reduce ROP en la formación Napo, se reducen las RPM en arena M-1 para asegurar la construcción de la inclinación sin éxito, pero hubo cercanía al punto de casing e inclinación del plan se deja como punto de casing y se saca el ensamblaje de fondo, teniendo un desgaste moderado a severo en cortadores de la nariz y hombro pero sale en calibre.

Parámetros utilizados BHA 1:

RPM: 80 - 120

WOB: 5 - 40 klbs

Galonaje: 650 - 880 GPM

Presión: 1600 - 2700 PSI

Parámetros utilizados BHA 2:

RPM: 80 – 115

WOB 10 - 25 klbs

Galonaje: 880 GPM

Presión: 2700 psi

Parámetros utilizados BHA 3:

RPM: 100- 115

WOB: 10 - 25 klbs

Galonaje: 880 GPM

Presión: 2800 psi

Parámetros utilizados BHA 4:

RPM: 80 – 115 RPM

WOB: 20 - 40 klbs

Galonaje: 820 – 850 GPM

Presión: 3300 psi

Véase Figuras 57 y 58

SECCIÓN DE 8 ½”

La sección de 8 ½” se perforó con un BHA tipo Fulcrum para lograr construir inclinación al atravesar la Arenisca M1 controlando parámetros, se utilizó RSS, con broca PDC de 6 aletas y un TFA de 0,663 in², se construye desde 83,3° hasta 90° con buena ROP limitada por herramienta LWD para obtener buen registro, no

se evidencian vibraciones, la broca presentó dos cortadores levemente astillados y la broca en calibre.

Parámetros utilizados:

RPM: 60 - 90

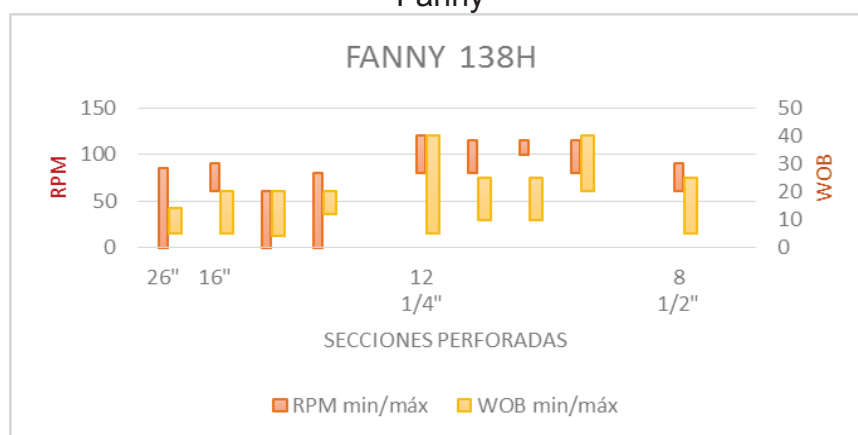
WOB: 5 - 25 klbs

Galonaje: 500 GPM

Presión: 1600 – 1950 PSI

Véase Figuras 57 y 58

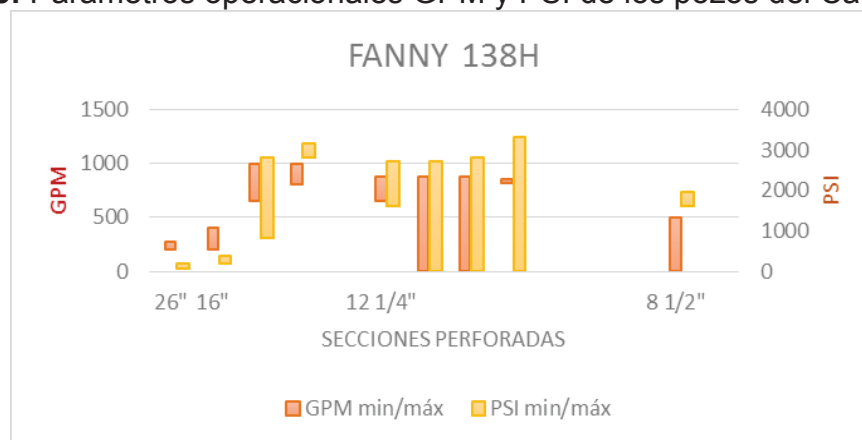
Figura 57: Parámetros operacionales RPM y WOB de los pozos del Campo Fanny



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera

Elaborado por: María Belén Mallama/Lenin Yasig

Figura 58: Parámetros operacionales GPM y PSI de los pozos del Campo Fanny



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera

Elaborado por: María Belén Mallama/Lenin Yasig

3.3.1.2.REGIÓN CENTRO

✚ PERFIL “S”

❖ SACHA 314

Se perforaron 3 secciones de: 16”, 12 ¼” y 8 ½”

SECCIÓN DE 16”

Se perforó la sección con tres BHA's, iniciando con un BHA convencional y una broca tricónica cuyo TFA es de 0,69 in²; con parámetros controlados para evitar fracturamiento de formaciones no consolidadas, se observó vibraciones de la sarta al tratar de incrementar RPM por lo que se mantuvo en 70 RPM, sale broca en buenas condiciones y conos efectivos.

Se continúa perforando con BHA tipo Fulcrum con estabilizadores a 0 y 30ft, con una broca PDC y TFA de 1,018 in²; el valor de los parámetros se incrementan paulatinamente, se mantiene en 40 RPM hasta lograr el objetivo direccional con un incremento de ángulo de 1,8°/100ft de DLS hasta llegar a 35°, se maneja un alto galonaje durante la sección, broca sale en buenas condiciones, se continúa perforando el terciario indiferenciado y Ortegua con misma broca y TFA, se presentaron problemas de colgamiento de herramienta al momento de deslizar bajando así el ROP, se saca el ensamblaje de fondo ya que se llegó a punto de casing llegando con 3,39° de inclinación, sin problemas en la broca.

Parámetros utilizados BHA 1:

RPM: 60 - 70

WOB: 2 - 12 klbs

Galonaje: 100 - 450 GPM

Presión: 600 PSI

Parámetros utilizados BHA 2:**RPM:** 40 - 80 RPM**WOB:** 5 - 30 klbs**Galonaje:** 600 - 1020 GPM**Presión:** 3800 PSI**Parámetros utilizados BHA 3:****RPM:** 40**WOB:** 5 - 25 klbs**Galonaje:** 950 - 1000 GPM**Presión:** 3850 PSI.

Véase Figuras 59 y 60.

SECCIÓN DE 12 1/4"

La sección de 12 1/4" se perforó con dos BHA's tipo pendular. Se inició con BHA direccional con broca PDC y TFA de 0,969 in² que perforó hasta 8475 ft cuyo objetivo fue lograr la verticalidad a 0° en la formación Tena, se atravesó Orteguaza, Tiyuyacu y Tena, observándose una buena ROP para Orteguaza pero al avanzar a Tiyuyacu y atravesar conglomerados la ROP decrece ya que se controlan los parámetros, en la base de conglomerado inferior se empieza a parar la rotaria por lo que se aumenta lubricidad al lodo y se continuó; se saca el BHA por cambio de formación; pero sale broca en malas condiciones con anillamiento en parte de calibre y fuera de calibre ya que se perforaron muchas horas y no se realizó viaje de calibración.

Se continúa la perforación con un BHA tipo pendular, con una broca PDC de 4 aletas para atravesar la formación Tena en modo rotario (vertical) hasta alcanzar TD de la sección, se tuvo problemas al sacar sarta encontrándose puntos apretados teniendo overpull de hasta 150 Klbs, ya que por problemas de broca anterior dejó un hoyo más pequeño, en superficie se observa broca en

condiciones aceptables con desgaste de astillamiento y deslaminado en cortadores del calibre, sale fuera de calibre 1/16" por el excesivo repaso a la que fue sometida.

Parámetros utilizados BHA 1:

RPM: 40 - 80 RPM

WOB: 2 - 30 klbs

Galonaje: 650 - 950 GPM

Presión: 1900 - 3850 PSI

Parámetros utilizados BHA 2:

RPM: 60 - 85 RPM

WOB: 8 - 35 klbs

Galonaje: 700 - 850 GPM

Presión: 3900 PSI

Véase Figuras 59 y 60.

SECCIÓN DE 8 ½"

La sección de 8 ½" se perforó con dos BHA's para atravesar las formaciones Tena, Basal Tena y Napo, en el primer BHA se utiliza una broca de 6 aletas y un TFA de 0,66 in², se inicia perforación con parámetros controlados, se detectó disminución de ROP hasta que a los 10012ft se evidencio un promedio de 15ft/hr de ROP, se modificaron parámetros pero no hubo éxito y no se recuperó ROP ya que hubo desgaste lateral significativo en la broca y anillamiento por areniscas abrasivas; el ensamblaje no cumplió su objetivo ya que no mantuvo verticalidad del pozo, se termina la sección con BHA pendular y broca de las mismas características del BHA anterior, se logra llegar a TD sin problemas, solo se observó alto stick and slip, broca sale en buenas condiciones y en calibre.

Parámetros utilizados BHA 1:

RPM: 60 - 90

WOB: 10 - 30 klbs

Galonaje: 400 GPM

Presión: 2100 PSI

Parámetros utilizados BHA 2:

RPM: 60 - 80

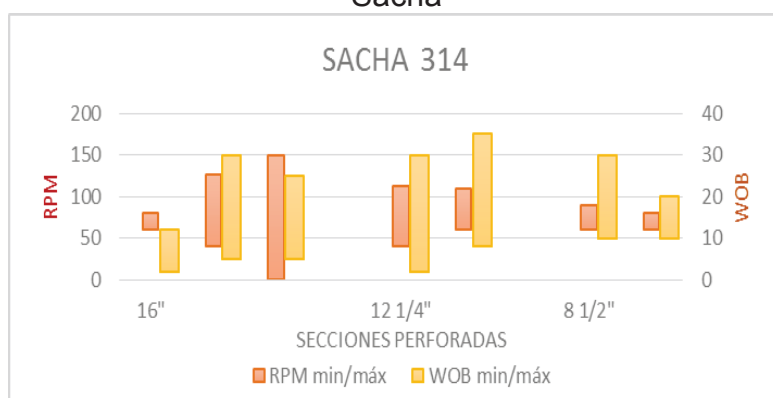
WOB: 10 - 20 klbs

Galonaje: 400 GPM

Presión: 2200 PSI

Véase Figuras 59 y 60.

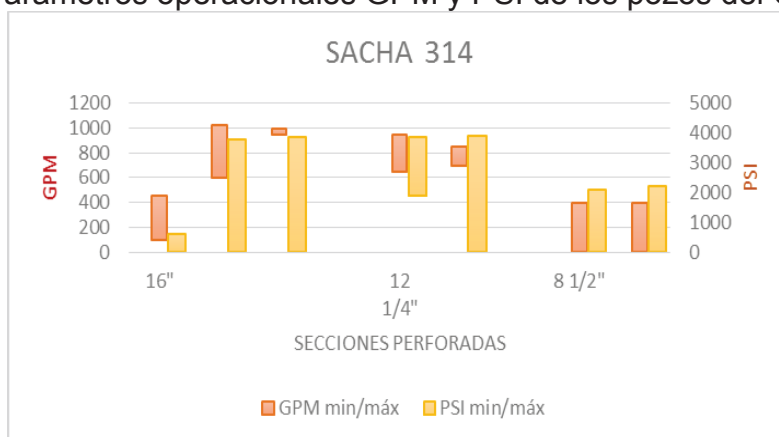
Figura 59: Parámetros operacionales RPM y WOB de los pozos del Campo Sacha



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera

Elaborado por: María Belén Mallama/Lenin Yasig

Figura 60: Parámetros operacionales GPM y PSI de los pozos del Campo Sacha



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera

Elaborado por: María Belén Mallama/Lenin Yasig

❖ SACHA 273

Se perforaron 3 secciones de: 16", 12 ¼" y 8 ½"

SECCIÓN DE 16"

Se perforó con tres BHA's un convencional y dos direccionales, se inicia con una broca tricónica cuyo TFA es de 0,69 in² con parámetros controlados, se inicia KOP a 587ft, se atravesó conglomerados de la zona superficial, la broca salió en calibre y cojinetes efectivos, con desgaste normal en su estructura de corte, se saca por cambio de BHA. Se continúa perforando la sección con BHA direccional tipo empacado con estabilizadores a 0ft y 30ft de la broca, con una broca PDC cuyo TFA es de 1,018 in² hasta 5140ft, se mostró tendencia a tumbar ángulo en modo rotación hasta 1,5 grad/stand, maximizando la cantidad de slide a realizar en la zona de construcción, se mantiene la tangente con 40° de inclinación deslizando en promedio de 40ft/stand, se realiza viaje de calibración por horas de perforación. Termina la sección con la misma configuración de BHA excepto por el UBHO, teniendo tendencia a caer en inclinación rotando, complicándose el deslizar por severos colgamientos al terminar la sección. La broca presenta cortadores astillados y sale embolada con erosión y en calibre llegando así a TD.

Parámetros utilizados BHA1:

RPM: 60 - 90

WOB: 5 - 20 klbs

Galonaje: 150 - 500 GPM

Presión: 450 PSI

Parámetros utilizados BHA 2:

RPM: 40 - 70

WOB: 5 - 25 klbs

Galonaje: 980 - 1000 GPM

Presión: 3600 PSI

Parámetros utilizados BHA 3:

RPM: 40 – 70

WOB: 12 - 28 klbs

Galonaje: 920 - 960 GPM

Presión: 3700 PSI

Véase Figuras 61 y 62.

SECCIÓN DE 12 1/4"

La sección de 12 1/4" se perforó con cinco BHA's. Se inició con un BHA direccional tipo pendular con una broca PDC cuyo TFA es de 0,969 in² que perforó hasta 6731 ft, se atravesó Orteguzaza cuyo objetivo es tumbar inclinación desde 12° hasta verticalizar antes de entrar a Tiyuyacu, se empieza a deslizar 60% para verticalizar cayendo 0,5° sin respuesta del BHA, se incrementa el porcentaje de slide y no se obtiene éxito, hay bajas ROP y excesivo colgamiento de sarta por lo que se decide hacer viaje a superficie para cambiar configuración de BHA. Se continúa la perforación con un BHA tipo empacado con una broca PDC cuyo TFA es de 0,969 in² para perforar direccionalmente la sección y verticalizar el pozo desde 10° de inclinación antes de llegar al conglomerado superior, se logra disminuir el colgamiento de la sarta en Orteguzaza y verticalizar el pozo, se entra perforando en modo rotación al conglomerado superior controlando parámetros, en la verticalización del pozo en modo slide; se observa incrementos repentinos de presión que aumentan en frecuencia lo que obliga a levantar la sarta y se ve presencia de gomas en estator de motor lo que ocasionó bajas ROP haciendo que se cambie de BHA, la broca presentó 4 jets tapados y motor con desgaste axial, se cambia BHA pero se siguen teniendo problemas de colgamiento en fondo y baja ROP, al deslizar con colgamiento se trabajó con torques en la tubería aflojándose la conexión de la parada en superficie y se destorquee la conexión entre paradas por lo que es necesario volver a darle torque y se saca a superficie para cambio de broca y configuración de BHA para

verticalizar el pozo; para esto se cambia a una broca tricónica para atravesar el conglomerado chert, se presentan puntos apretados pasando por el conglomerado superior, su objetivo es llegar al tope de la formación Tena (arcilla), se cambia BHA para cambiar la broca a PDC y perforar Tena y así llegar a punto de casing, se encontraron puntos apretados en el conglomerado masivo, se trabajó con la sarta para desembolar pero se llegó a punto de casing con inclinación de $1,2^\circ$, broca salió con desgaste normal sin mayor problema.

Parámetros utilizados BHA 1:**RPM:** 40 – 80**WOB:** 2 - 30 klbs**Galonaje:** 650 - 950 GPM**Presión:** 1900 - 3850 PSI**Parámetros utilizados BHA 2:****RPM:** 60 - 85**WOB:** 8 - 35 klbs**Galonaje:** 700 - 850 GPM**Presión:** 3900 PSI

Véase Figuras 61 y 62.

SECCIÓN DE 8 ½"

La sección de 8 ½" se perforó con un BHA pendular para lograr reducir inclinación de $1,5^\circ$ a $0,5^\circ$ y llegar al objetivo, se utilizó una broca PDC de 6 aletas y un TFA de $0,627 \text{ in}^2$, no se presentan problemas en esta sección se perforó con parámetros controlados para así evitar prematuras fallas de la broca y herramientas direccionales, la broca sale a superficie sin mayor daño.

Parámetros utilizados BHA 1:**RPM:** 60 - 90

WOB: 10 - 30 klbs

Galonaje: 400 GPM

Presión: 2100 PSI

Parámetros utilizados BHA 2:

RPM: 60 - 80

WOB: 10 - 20 klbs

Galonaje: 400 GPM

Presión: 2200 PSI

Véase Figuras 61 y 62.

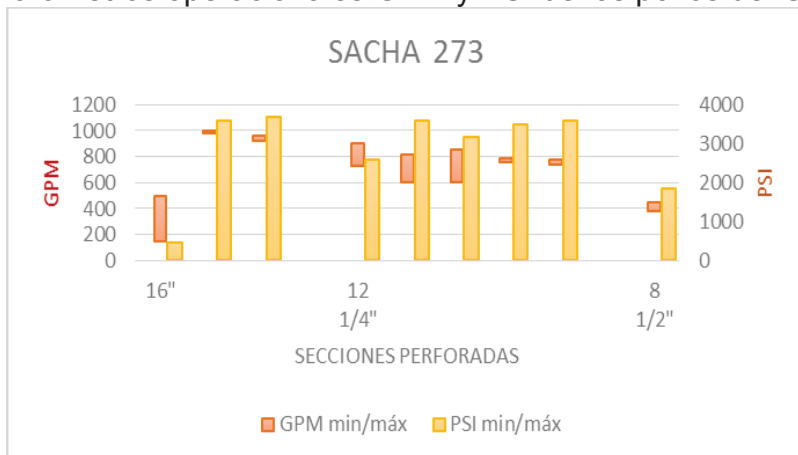
Figura 61: Parámetros operacionales RPM y WOB de los pozos del Campo Sacha



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera

Elaborado por: María Belén Mallama/Lenin Yasig

Figura 62: Parámetros operacionales GPM y PSI de los pozos del Campo Sacha



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera

Elaborado por: María Belén Mallama/Lenin Yasig

❖ **SHUSHUFINDI 139**

Se perforaron 4 secciones de: 26", 16", 12 ¼" y 8 ½"

SECCIÓN DE 26"

Se perforó con un BHA convencional, con una broca tricónica cuyo TFA es de 0,785 in²; se trabaja con parámetros bajos para evitar fracturamiento de formaciones superficiales ya que se observaron vibraciones axiales de la sarta en superficie por presencia de boulders aumentando valores en parámetros, la broca salió en calibre con desgaste natural.

Parámetros utilizados:

RPM: 60 - 100

WOB: 5 - 15 klbs

Galonaje: 190 GPM

Presión: 20 PSI.

Véase Figuras 63 y 64.

SECCIÓN DE 16"

Se perforó la sección de 16" con dos BHA's, el primero es un BHA direccional para atravesar terciario indiferenciado, se controlaron parámetros para evitar fracturar la formación y dañar la broca por presencia de conglomerados y boulders. Se utiliza una broca PDC de 5 aletas con un TFA de 0,922 in², perforando hasta 3980 ft, iniciando el KOP a los 338 ft; deslizando a 1,6°/100ft para llegar a 25° de inclinación, broca sale con varios cortadores quebrados y fuera de calibre 1/16"; se realiza cambio de configuración de BHA y viaje de calibración, se utiliza una broca PDC de 5 aletas y un TFA de 0,922 in²; se tiene un buen resultado con este ensamblaje cumpliendo con el objetivo de verticalizar el pozo a la profundidad del punto de casing, controlando parámetros para

determinar el tope de formación Orteguaza, la broca sale en buenas condiciones sin mostrar desgaste y en calibre.

Parámetros utilizados BHA 1:

RPM: 80

WOB: 12 - 22 klbs

Galonaje: 1000 - 1100 GPM

Presión: 3300 PSI

Parámetros utilizados BHA 2:

RPM: 40 - 80 RPM

WOB: 5 - 30 klbs

Galonaje: 1000 - 1100 GPM

Presión: 3300 PSI.

Véase Figuras 63 y 64.

SECCIÓN DE 12 1/4"

La sección de 12 1/4" se perforó con dos BHA's de tipo pendular. Se inició con un BHA direccional y con una broca PDC cuyo TFA es de 1,052 in² que perforó hasta 7914 ft, atravesando Orteguaza, Tiyuyacu, Conglomerados superior e inferior y Tena, se controlaron parámetros para atravesar los conglomerados, se cumplió el plan direccional verticalizando el pozo y manteniendo la verticalidad del mismo logrando pasar los conglomerados hasta entrar 10ft de la formación Tena; se realiza un viaje a superficie debido a cumplir con el plan de perforación para cambio de broca ya que salió anillada y con un valor de 1/16" fuera de calibre. Se continúa la perforación manteniendo el valor del TFA ya que presenta buenos resultados en ROP y limpieza del pozo, se controlaron parámetros para atravesar las arenas de Basal Tena cumpliendo con el objetivo direccional; manteniendo verticalidad del pozo hasta el punto de casing, rotando al 100%. Broca sale con desgaste normal, fuera de calibre con un valor de 1/16" y con sus cortadores astillados.

Parámetros utilizados BHA1:**RPM:** 80 RPM**WOB:** 8 - 28 klbs**Galonaje:** 600 - 880 GPM**Presión:** 1600 - 2000 PSI**Parámetros utilizados BHA 2:****RPM:** 90 RPM**WOB:** 18 - 25 klbs**Galonaje:** 750 - 880 GPM**Presión:** 2500 - 2900 PSI

Véase Figuras 63 y 64.

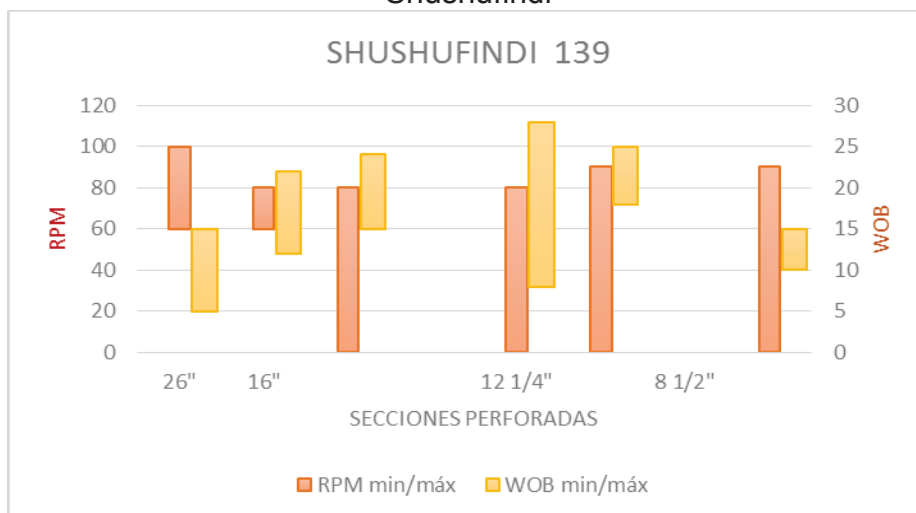
SECCIÓN DE 8 ½"

La sección de 8 ½" se perforó con dos BHA's, uno convencional para perforar el exceso de cemento, cuello flotador y zapata; El segundo un BHA es direccional con una broca PDC de 6 aletas y un TFA de 0,778 in² para atravesar las formaciones Caliza M1, Arenisca "U" superior e inferior, Caliza "B", Arenisca "T" superior e inferior y Hollín, el BHA tuvo un buen desempeño y no se presentaron problemas durante la perforación obteniendo una ROP efectiva, se llegó al objetivo manteniendo verticalidad en el pozo, la broca salió con desgaste normal, con cortadores rotos pero en calibre.

Parámetros utilizados:**RPM:** 90 RPM**WOB:** 10 - 15 klbs**Galonaje:** 420 - 450 GPM**Presión:** 1150 - 1750 PSI

Véase Figuras 63 y 64.

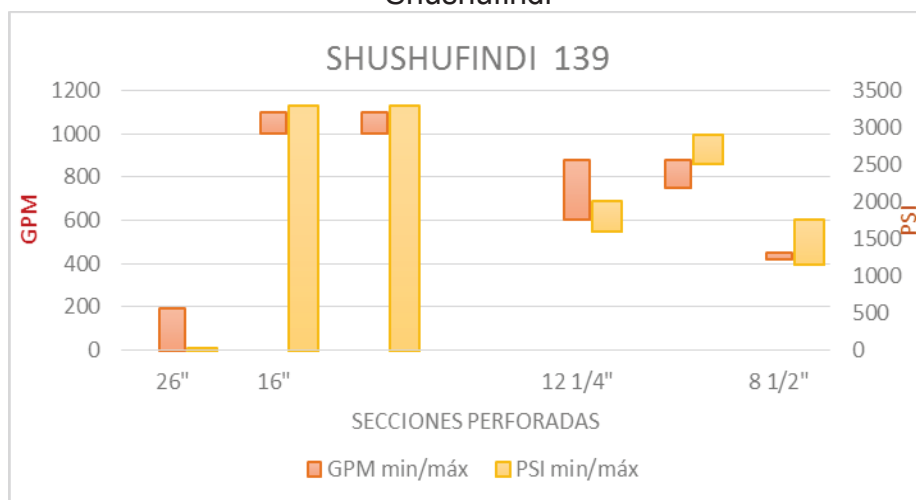
Figura 63: Parámetros operacionales RPM y WOB de los pozos del Campo Shushufindi



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera

Elaborado por: María Belén Mallama/Lenin Yasig

Figura 64: Parámetros operacionales GPM y PSI de los pozos del Campo Shushufindi



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera

Elaborado por: María Belén Mallama/Lenin Yasig

❖ SHUSHUFINDI 123

Se perforaron 4 secciones y un side track: 26", 16", 12 1/4", 8 1/2" y 8 1/2" SDT

SECCIÓN DE 26"

Se perforó con un BHA convencional utilizando una broca tricónica con un TFA de 0,785 in² con parámetros bajos para evitar fracturar las formaciones superficiales ya que se observaron vibraciones axiales de la sarta en superficie por presencia de boulders, la broca salió en calibre, con cojinetes efectivos, con desgaste natural y embolamiento.

Parámetros utilizados:

RPM: 40 - 80 RPM

WOB: 2 - 16 klbs

Galonaje: 100 - 220 GPM

Presión: 20 a 100 PSI

Véase Figuras 65 y 66.

SECCIÓN DE 16"

Se perforó la sección de 16" con dos BHA's, el primero es un BHA direccional para atravesar terciario indiferenciado con broca PDC de 5 aletas con TFA de 0,96 in², perforando hasta 4586 ft; su configuración se diseñó para construir ángulo y llegar a 23° de inclinación, y continuar tangencialmente hasta 4582 ft, por lo que fue necesario continuar deslizando a intervalos para controlar la trayectoria, la broca sale con desgaste normal, en los cortadores de los hombros de las 5 aletas, presenta erosión y sale en calibre; el ensamblaje de fondo sale a superficie para realizar cambio de configuración del mismo. Para tumbar ángulo, se utiliza una broca PDC de 5 aletas y un TFA de 1,037 in², realizando un buen trabajo llegando a cumplir con su objetivo de tumbar ángulo a 11° rotando y hasta 7° deslizando, se tuvo dificultades al deslizar y también se tiene una presión muy alta al final de la corrida lo que no permitió llegar al galonaje programado, trabajando a bajo galonaje para no exceder límites de presión de bombas del

taladro, la broca sale en buenas condiciones con desgaste normal y en calibre, llego a tu TD final.

Parámetros utilizados BHA 1:

RPM: 40 - 90 RPM

WOB: 2 - 20 klbs

Galonaje: 400 -1000 GPM

Presión: 350 - 3850 PSI

Parámetros utilizados BHA 2:

RPM: 40 - 80 RPM

WOB: 4 - 20 klbs

Galonaje: 850 - 1000 GPM

Presión: 2900 - 3800 PSI

Véase Figuras 65 y 66.

SECCIÓN DE 12 1/4"

La sección de 12 1/4" se perforó con dos BHA's tipo pendular. Se inició con un BHA direccional y con una broca PDC cuyo TFA es de 0,907 in² , que perforó hasta 7992 ft, atravesando Orteguzza, Tiyuyacu, Conglomerados superior e inferior y Tena, se controlaron parámetros para atravesar los conglomerados, se cumplió el plan direccional verticalizando el pozo y manteniendo la verticalidad del mismo, logrando pasar los conglomerados hasta entrar 10ft de la formación Tena, y se saca ya cumplió con el plan de perforación y pasó por los conglomerados, la broca salió con cortadores delaminados y astillados con fatiga térmica, la broca sale en calibre. Se continúa la perforación con una broca PDC y un TFA de 1,052 in²; atravesó las arcillas de Tena, arenisca de Basal Tena, lutitas y calizas de Napo, se controlaron parámetros para atravesar arenas de Basal Tena cumpliendo con el objetivo direccional manteniendo verticalidad del pozo hasta

punto de casing rotando al 100%. Broca sale con desgaste normal en calibre, con cortadores astillados y fatiga térmica de los mismos.

Parámetros utilizados BHA 1:

RPM: 40 - 80 RPM

WOB: 5 - 16 klbs

Galonaje: 450 - 870 GPM

Presión: 1500 - 3550 PSI

Parámetros utilizados BHA 2:

RPM: 50 - 80 RPM

WOB: 10 - 30 klbs

Galonaje: 700 - 820 GPM

Presión: 3100 - 3850 PSI

Véase Figuras 65 y 66.

SECCIÓN DE 8 ½"

La sección de 8 ½" se perforó con un BHA para mantener verticalidad y llegar a TD del pozo a 9848ft MD, se utilizó una broca PDC con un TFA: 0,778 in², se atravesó lutitas, areniscas, calizas de la formación Napo y arena de Hollín; perforó en modo rotacional, la broca presentó dos cortadores astillados en el calibre y sale en calibre.

Parámetros utilizados:

RPM: 40 - 80

WOB: 8 - 15 klbs

Galonaje: 400 - 430 GPM

Presión: 1850 - 1700 PSI

Véase Figuras 65 y 66.

SECCIÓN DE 8 ½" SIDE TRACK

La sección de 8 ½" se perforó con tres BHA's, dos tipo pendular y el último tipo fulcrum. Se inició con un BHA direccional de tipo pendular con una broca tricónica y un TFA de 0,92 in², no perforó formación, este BHA fue usada para reacondicionar la ventana, la broca no presento desgaste y salió en calibre con sellos y rodamientos efectivos; Se continúa con una broca de insertos para el BHA direccional con la finalidad de alejarse 40ft del pozo antiguo sin tener éxito, obteniendo un dog leg de 4,54°, siendo más del programado pero aseguró una salida rápida del pozo viejo, se controlaron parámetros para atravesar lutitas, se realiza cambio de ensamblaje por bajo ROP para colocar una broca PDC, un BHA de motor y adicionar el LWD; Para finalizar se continúa la perforación con una broca PDC y un TFA: 0,772 in², se realiza un slide al inicio para corregir el rumbo del pozo, se rota al 100% sin posibilidad de salirse del objetivo, se llega al TD sin problemas, se calibra el pozo con un BHA direccional sin problemas; La broca sale con desgaste normal en el hombro y calibre, con cortadores astillados.

Parámetros utilizados BHA 1:

RPM: 40 - 80 RPM

WOB: 2 klbs

Galonaje: 200 GPM

Presión: 1600 - 1700 PSI

Parámetros utilizados BHA 2:

RPM: 40

WOB: 12 - 22 klbs

Galonaje: 420 GPM

Presión: 1650 PSI

Parámetros utilizados BHA 3:

RPM: 40

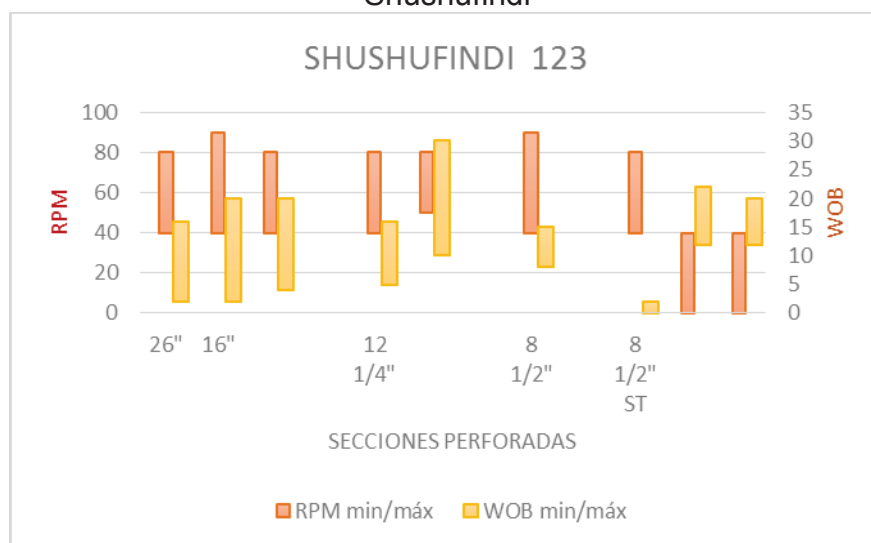
WOB: 12 - 20 klbs

Galonaje: 420 GPM

Presión: 2100 PSI

Véase Figuras 65 y 66.

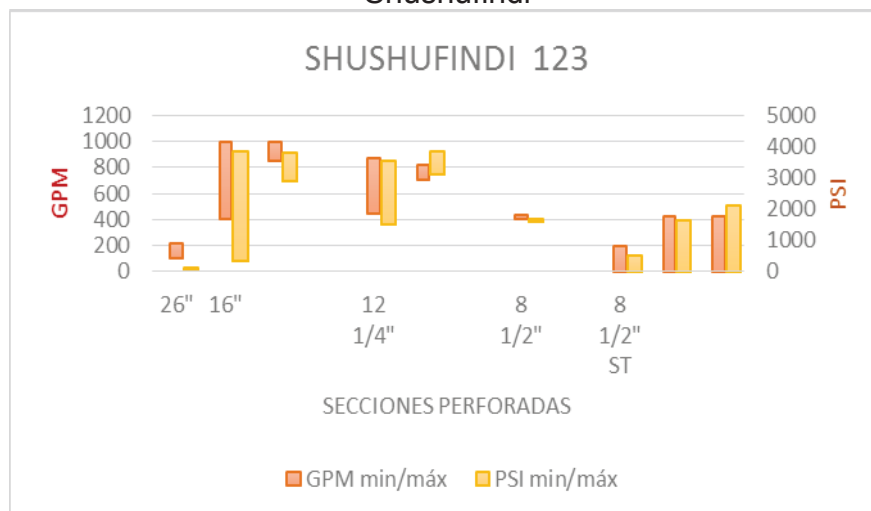
Figura 65: Parámetros operacionales RPM y WOB de los pozos del Campo Shushufindi



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera

Elaborado por: María Belén Mallama/Lenin Yasig

Figura 66: Parámetros operacionales GPM y PSI de los pozos del Campo Shushufindi



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera

Elaborado por: María Belén Mallama/Lenin Yasig

 **PERFIL “J”**

❖ **SHUSHUFINDI 151**

Se perforaron 4 secciones de: 26”, 16”, 12 ¼” y 8 ½”

SECCIÓN DE 26”

Se perforó con dos BHA's convencional, el primer BHA se usa con una broca tricónica y un TFA de 0,785 in² controlando parámetros al inicio para mantener verticalidad, se ajustó parámetros de RPM y WOB para poder conseguir buen desempeño ya que se observaron vibraciones ocasionadas por los boulders superficiales, la broca salió en calibre con un desgaste por esfuerzo en la estructura cortadora y en el calibre, presentó sellos efectivos.

Se realiza viaje de reacondicionamiento con el mismo ensamblaje de fondo.

Parámetros utilizados BHA 1:

RPM: 85

WOB: 5 - 20 klbs

Galonaje: 180 GPM

Presión: 150 PSI

Parámetros utilizados BHA 2:

RPM: 85 RPM

WOB: 5 - 20 klbs

Galonaje: 180 GPM

Presión: 150 PSI.

Véase Figuras 67 y 68.

SECCIÓN DE 16"

Se perforó la sección de 16" con tres BHA's de tipo Empacado, ubicados sus estabilizadores de 0 y 30ft, el primero es un BHA convencional que atraviesa terciario indiferenciado, se controlaron parámetros para raspar cemento y perforar zapato, incrementando los valores de los parámetros durante la perforación. Utiliza una broca tricónica con TFA de 0.785 in², perforando hasta 500 pies, sin problemas. A continuación se baja un BHA direccional para alcanzar una inclinación de 20,4°, con una broca PDC de 5 aletas y un TFA de 1,037 in² hasta 3973ft, no se observaron características de desgaste; se hace un viaje, para cambio de TFA y para quitar el UBHO del BHA. Para finalizar la sección se perforó con un BHA direccional y una broca PDC de 5 aletas con TFA de 1,079 in², teniendo un buen desempeño, se rota la mayoría de la corrida, sale la broca en calibre con daño natural en los cortadores del calibre, boquillas sin obstrucción.

Se realizó un viaje de limpieza al final con el mismo ensamblaje de fondo.

Parámetros utilizados BHA1:

RPM: 80

WOB: 10 - 20 klbs

Galonaje: 450 GPM

Presión: 500 PSI

Parámetros utilizados BHA 2:

RPM: 80

WOB: 15 - 20 klbs

Galonaje: 1000 GPM

Presión: 3500 PSI

Parámetros utilizados BHA 3:

RPM: 80 RPM

WOB: 15 - 20 klbs

Galonaje: 1000 GPM

Presión: 3500 PSI.

Véase Figuras 67 y 68.

SECCIÓN DE 12 1/4"

La sección de 12 1/4" se perforó con tres BHA's. Se inició con BHA direccional con broca PDC y TFA de 0,907 in² que perforó hasta 8145 ft. Se controlan parámetros previo a la entrada a los Conglomerado Superior e Inferior para evitar un desgaste prematuro de broca por impacto y abrasión, al salir del conglomerado se normalizan todos los parámetros sin presentarse problemas; Se perforó con una excelente ROP y se mantuvo tangente en inclinación y en azimuth sin inconvenientes, se registra pérdida de presión por un wash out en la tubería, la broca sale en calibre, con cortadores astillados. Se continúa la perforación para atravesar Tiyuyacu y Tena, con una broca PDC de 5 aletas, no se logró el objetivo de la corrida debido al desgaste del estabilizador; desapareció la tendencia de péndulo del BHA, y se tiene dificultad para deslizar por colgamiento de la sarta por lo que se decide sacar el ensamblaje teniendo en superficie una broca con cortadores astillados en el calibre. Se continúa con una broca PDC y un TFA de 1,098 in², se atraviesa hasta Caliza M-2 llegando a punto de casing con 8° de inclinación, se controlan parámetros para atravesar las arenas de Basal Tena y evitar desgaste en la matriz y calibre de la broca, sale broca con cortador astillado en calibre.

Parámetros utilizados BHA 1:

RPM: 130

WOB: 8 - 26 klbs

Galonaje: 850 GPM

Presión: 3450 PSI

Parámetros utilizados BHA 2:

RPM: 40 RPM como máximo,

WOB: 18 - 20 klbs como mínimo y máximo, con un valor de

Galonaje: 800 GPM

Presión: 3300 PSI

Parámetros utilizados BHA 3:

RPM: 40

WOB: 20 - 30 klbs

Galonaje: 750 GPM

Presión: 3500 PSI

Véase Figuras 67 y 68.

SECCIÓN DE 8 ½"

La sección de 8 ½" se perforó con tres BHA's tipo pendular para llegar hasta la Arenisca "U" Superior, en el primer BHA se utiliza una broca de 5 aletas y un TFA de 0.778 in², se perfora hasta 9465 ft sin problema y con una buena ROP, haciendo un viaje a superficie por toma de muestras según plan direccional, la broca sale sin desgaste y en calibre. Se continúa la perforación con un BHA direccional con una broca de 6 aletas y un TFA de 0,788 in², se perforó rotando hasta llegar al TD final cayendo en inclinación y alcanzando una buena ROP, sale la broca con un pequeño desgaste en el calibre. Luego ingresa el BHA 2 con el objetivo de llegar al TD optimizando parámetros para tener una buena ROP y cayendo en inclinación se utilizó una broca PDC con un TFA de 0,778 in² de 6 aletas, salió con un pequeño desgaste, en calibre, llega a Hollín como objetivo final.

Parámetros utilizados BHA 1:

RPM: 60

WOB: 10 - 12 klbs

Galonaje: 500 GPM

Presión: 1650 PSI

Parámetros utilizados BHA 2:

RPM: 70 RPM como máximo,

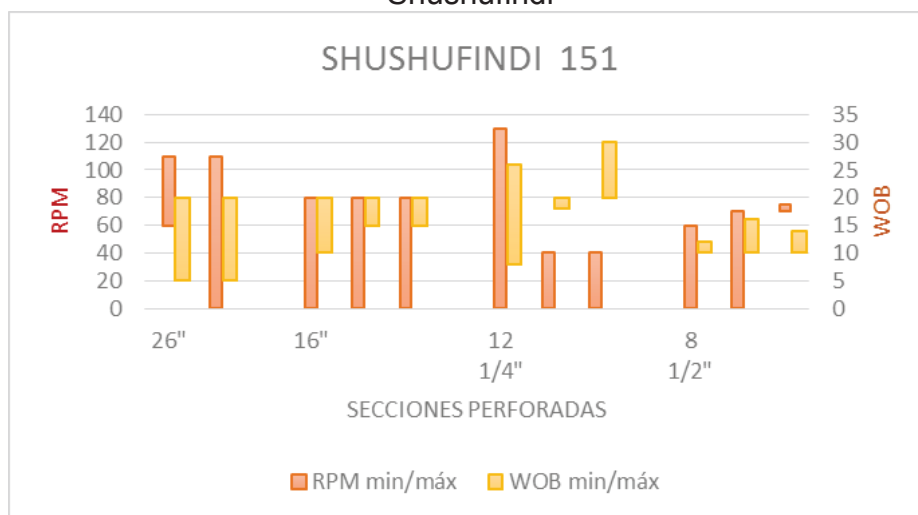
WOB: 10 - 16 klbs

Galonaje: 500 GPM

Presión: 2300 PSI

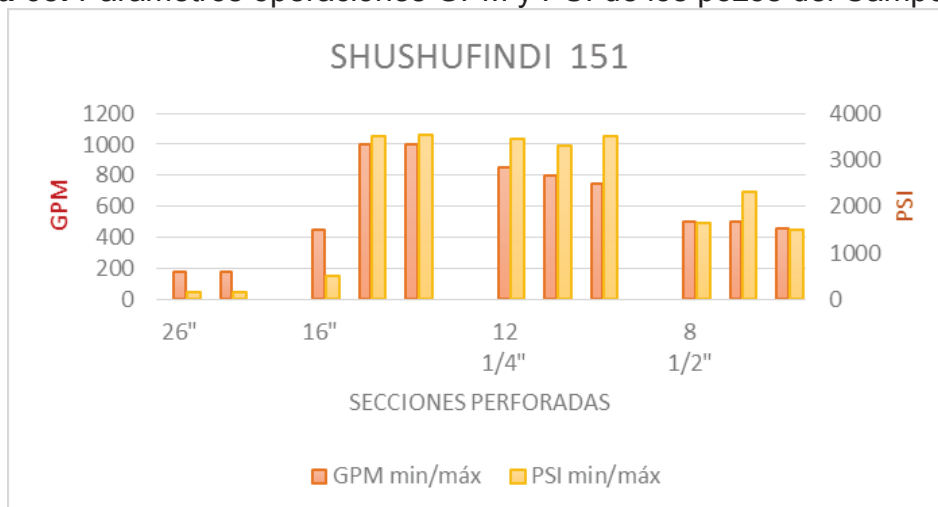
Véase Figuras 65 y 66.

Figura 67: Parámetros operacionales RPM y WOB de los pozos del Campo Shushufindi



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera

Elaborado por: María Belén Mallama/Lenin Yasig

Figura 68: Parámetros operaciones GPM y PSI de los pozos del Campo Sacha

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera

Elaborado por: María Belén Mallama/Lenin Yasig

❖ SHUSHUFINDI 211

Se perforaron 4 secciones de: 26", 16", 12 1/4" y 8 1/2"

SECCIÓN DE 26"

Se perforó con un BHA convencional y una broca tricónica cuyo TFA es de 0,785 in² se trabaja con parámetros controlados para evitar fracturar la formación, se atravesó boulders en la zona superficial, la broca salió en calibre y cojinetes efectivos, con desgaste normal en su estructura de corte en la hilera externa del cono.

Parámetros utilizados:

RPM: 60 - 70 RPM

WOB: 8 - 10 klbs

Galonaje: 100 - 350 GPM

Presión: 200 - 220 PSI

Véase Figuras 69 y 70.

SECCIÓN DE 16"

Se perforó la sección de 16" con dos BHA's tipo Empacado, con estabilizadores ubicados a 30ft de la broca, el primero es un BHA direccional que atraviesa las formaciones del terciario indiferenciado, se usa bajos parámetros para evitar desviación del pozo, hasta 322 ft teniendo problemas con MWD por lo que se hace viaje a superficie para cambio de MWD y se perfora hasta 4395ft con una inclinación de 25° y un BUR de 0,4°/100ft en rotación, se utiliza una broca PDC con un TFA de 0.92 in². A continuación se baja un BHA con una broca PDC de 5 aletas cuyo TFA es de 1,037 in² hasta 5592ft, para atravesar la formación de Orteguaza, el ensamblaje cumplió con mantener la tangente de 25° y una buena ROP tanto rotando como deslizando; la broca sale con cortadores astillados en el hombro y con erosión mínima por el alto galonaje y sale en calibre.

Se realizó un viaje de calibración y limpieza.

Parámetros utilizados BHA 1:

RPM: 50 - 60 RPM

WOB: 18 - 20 klbs

Galonaje: 1000 - 1050 GPM

Presión: 2800 - 3200 PSI

Parámetros utilizados BHA 2:

RPM: 60 - 70

WOB: 22 - 24 klbs

Galonaje: 1000 - 1100 GPM

Presión: 2800 - 3150 PSI

Véase Figuras 69 y 70.

SECCIÓN DE 12 1/4"

La sección de 12 1/4" se perforó con dos BHA's tipo fulcrum. Se inició con un BHA direccional y una broca PDC de 5 aletas y un TFA de 0,99 in² que perforó hasta

8040 ft, se atravesó Orteguzza y Tiyuyacu controlando parámetros previo a la entrada de Conglomerado Superior e Inferior, pero no cumplió su objetivo ya que no logró atravesar por completo el conglomerado inferior por baja ROP, el ensamblaje tuvo una tendencia a tumbar ángulo $0,2^{\circ}/100\text{ft}$ y al no llegar al TD se necesitó de otro ensamblaje, la broca sale con sus cortadores delaminados por el conglomerado y se rompieron y tuvieron desgaste por fricción, presentó principio de anillamiento, pero sale en calibre. Se continúa la perforación con un BHA para atravesar el Conglomerado Inferior, Tena, Basal Tena y Napo, con una broca PDC de 5 aletas, con doble fila de cortadores y un TFA de $0,99\text{ in}^2$, sin presentar problemas, se controlaron parámetros para atravesar conglomerado inferior, se cumple casi al 100% el plan direccional ya que hubo tendencia a tumbar ángulo pero no tan significativo, hubieron problemas al sacar el ensamblaje por lo que se sacó con back reaming, se tuvo bajas ROP's respecto a la esperada, se llegó al TD de la sección.

Se realizó viaje de calibración de hoyo por los puntos apretados.

Parámetros utilizados BHA 1:

RPM: 30 - 100 RPM

WOB: 18 - 20 klbs

Galonaje: 800 - 900 GPM

Presión: 1300 - 2500 PSI

Parámetros utilizados BHA 2:

RPM: 30 - 100

WOB: 12 - 35 klbs

Galonaje: 800 - 920 GPM

Presión: 2100 - 3200 PSI

Véase Figuras 69 y 70.

SECCIÓN DE 8 ½"

La sección de 8 ½" se perforó con un BHA tipo fulcrum, para lograr construir la inclinación deseada al atravesar Napo y Hollín se atraviesa controlando parámetros, con una broca PDC de 6 aletas y un TFA de 0,778 in², se cumplió con el objetivo, pero se mantuvo un hoyo descubierto ya que el casing de 9 5/8" no llegó hasta el fondo, se logró cumplir al 100% rotando. Broca sale con cortadores rotos en el área del hombro y con cortadores astillados pero en calibre.

Se hizo un viaje de calibración donde se sacó con bomba en todo el intervalo.

Parámetros utilizados:

RPM: 50 - 80

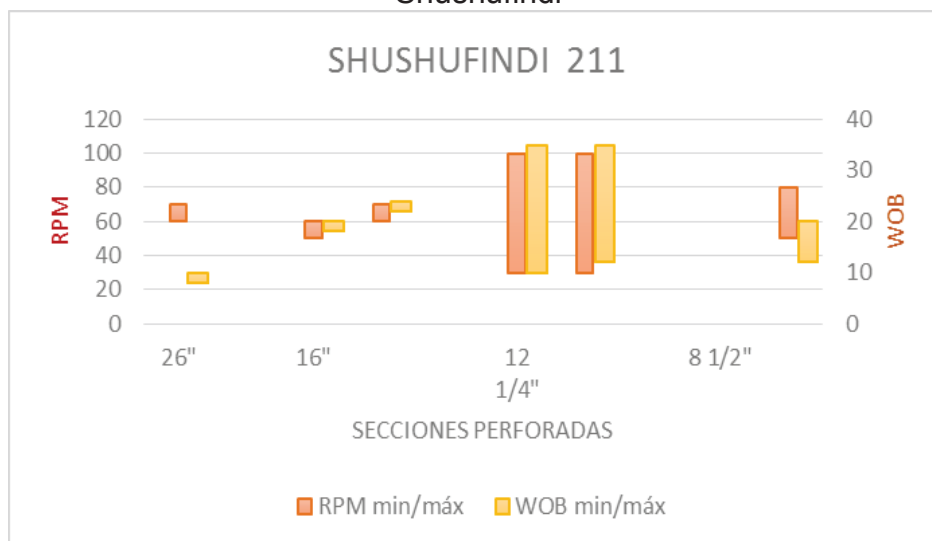
WOB: 12 - 20 klbs

Galonaje: 400 - 420 GPM

Presión: 1600 - 2000 PSI

Véase Figuras 69 y 70.

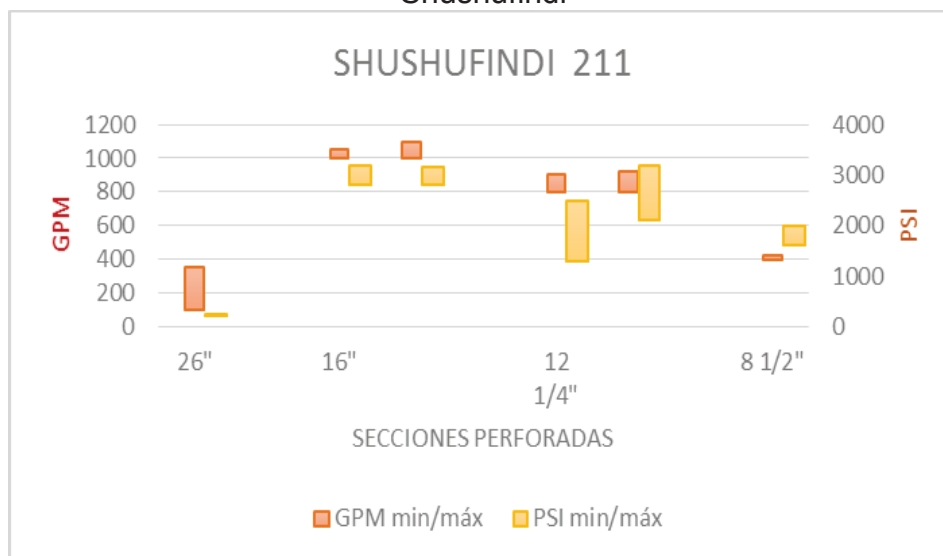
Figura 69: Parámetros operaciones RPM y WOB de los pozos del Campo Shushufindi



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera

Elaborado por: María Belén Mallama/Lenin Yasig

Figura 70: Parámetros operaciones GPM y PSI de los pozos del Campo Shushufindi



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera

Elaborado por: María Belén Mallama/Lenin Yasig

3.3.1.3. REGIÓN SUR

✚ PERFIL "J"

❖ AUCA 94

El pozo Auca-94J se perforó en cuatro secciones de 26", 16", 12 ¼" y 8 ½".

SECCIÓN DE 26"

Para perforar esta sección se utilizó una broca Tricónica con un TFA de 0,785 in², se perforó parte de la formación de terciario indiferenciado con grandes presencias de cantos rodados, esta sección fue perforada hasta los 207 ft de profundidad y se utiliza una BHA convencional.

Parámetros utilizados:

RPM: 40 – 80

WOB: 2 - 15 klbs

Galonaje: 350 GPM

Presión: 150 PSI

Véase Figuras 71 y 72.

SECCIÓN DE 16"

Esta sección fue perforada con tres BHA's. Con el primer BHA se perfora parte del cemento y el terciario indiferenciado con una broca Tricónica la cual tiene un TFA de 0,785 in², el BHA utilizado es un convencional, esta sección llega hasta la profundidad de 500 ft.

El segundo BHA utilizado continua perforando las formaciones del terciario indiferenciado, se utiliza una broca PDC de cinco aletas con un TFA de 0,848 in², presenta un BHA tipo Fulcrum con estabilizadores de diámetro de 15 3/4" y 15 1/4" en una relación de distancia de 0 a 40 ft, con este BHA se perfora hasta la profundidad de 4500 ft, este BHA fue diseñado para construir ángulo; la formación que atraviesa en su mayor parte es la de Chalcana donde presenta una tendencia a tumbar inclinación en rotación a razón de BR=0,2°/100ft y gira a la izquierda a razón de -0,2°/100ft, adicional se obtiene DLS de 1,8°/100 ft por lo que se deslizo 30 ft por parada para obtener DLS de 1,2°/100 ft, termina este BHA perforando con una inclinación de 13,47° y una dirección de 134,47°

El tercer BHA utilizado continúa perforando las formaciones del Terciario Indiferenciado y Orteguzza, en donde se utiliza una broca PDC de cinco aletas con un TFA de 0,848 in²; el BHA utilizado es de tipo Fulcrum con estabilizadores de diámetros de 15 3/4" y 14 1/4" con una distancia a una razón de 0 a 40 ft esta sección fue perforada hasta la profundidad de 5908 ft, El BHA tiene una tendencia mantener inclinación en rotación a razón de BR=0,2°/100ft y girar a la izquierda a razón de TR=0,3°/100ft y termina esta sección con una inclinación de 29,06° y una dirección de 130,57°

Parámetros utilizados BHA 1:

RPM: 90 RPM

WOB: 4 - 12 klbs

Galonaje: 600 GPM

Presión: 650 PSI

Parámetros utilizados BHA 2:

RPM: 70 RPM

WOB: 2 - 35 klbs

Galonaje: 1000 GPM

Presión: 3600 PSI

Parámetros utilizados BHA 3:

RPM: 70

WOB: 10 - 40 klbs

Galonaje: 1000 GPM

Presión: 3500 PSI.

Véase Figuras 71 y 72.

SECCIÓN DE 12 ¼"

Esta sección fue perforada con dos BHA's.

El primer BHA se utiliza para perforar la formación de Tiyuyacu para lo cual se utiliza una broca PDC de cinco aletas con doble fila de cortadores y con un TFA de 0,907 in², el BHA utilizado es de tipo Pendular y sus estabilizadores presentan diámetros de 15 ¾" y 14 ¼" a una razón de 0 a 40 ft de distancia, este BHA llega hasta la profundidad de 8853 ft; dentro de Orteguzza se deslizaron 20 ft con los que se obtuvo un DLS de 0,85°/100ft, se observaron que presenta problemas con Toolface en los tramos deslizados dentro de Tiyuyacu por lo cual los slides no fueron efectivos obteniendo como resultados un DLS de 0,2° con 30 ft deslizados. El BHA presenta una tendencia a tumbar inclinación en promedio de 0,4 °/100ft, adicional al atravesar el conglomerado superior de Tiyuyacu se observa una tendencia a construir en rotación 0,47°/100 ft y construir en la zona de arcillas, en

el conglomerado inferior se observa una tendencia a tumbar inclinación a una razón de $0,5^{\circ}/100$ ft.

El segundo BHA se utiliza para perforar las formaciones Tena, Tena Basal y Napo en donde la broca utilizada es una PDC de cinco aletas con insertos en sus aletas y con un TFA de $0,949$ in², se utiliza un BHA de tipo Fulcrum con estabilizadores de diámetros de $15 \frac{3}{4}$ " y $14 \frac{1}{4}$ " a una razón de 0 a 40 ft de distancia, este BHA fue utilizado para perforar hasta una profundidad de 10012ft, durante la perforación con este BHA se observó una tendencia a tumbar ángulo a razón de $0,25^{\circ}/100$ ft por lo que se continua rotando y termina con una inclinación de $20,46^{\circ}$ y un azimut de $132,96^{\circ}$.

Parámetros utilizados BHA 1:

RPM: 70

WOB: 2 - 35 klbs.

Galonaje: 900 GPM

Presión: 3600 PSI

Parámetros utilizados BHA 2:

RPM: 70

WOB: 4 - 30 klbs.

Galonaje: 900 GPM

Presión: 3800 PSI.

Véase Figuras 71 y 72.

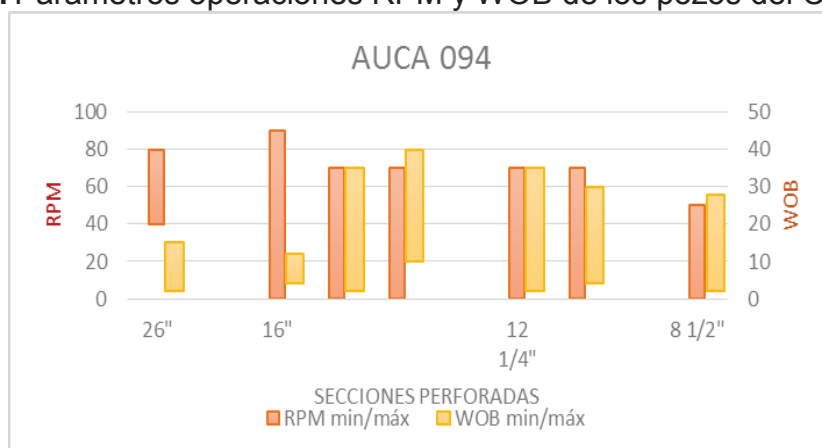
SECCIÓN DE $8 \frac{1}{2}$ "

Esta sección fue perforada con un solo BHA, la cual se utiliza para perforar las formaciones de Napo y hollín; una broca PDC de cinco aletas con doble fila de cortadores en cada aleta y un TFA de $0,907$ in². El BHA utilizado es de tipo Pendular cuyos estabilizadores tienen un diámetro de $8 \frac{1}{8}$ " y $8 \frac{3}{8}$ " se encuentran a una razón de 0 a 30 ft de distancia, logrando perforar hasta 10983 ft,

en la caliza A y B existe una tendencia a tumbar inclinación con $BR=0,80^{\circ}/100$ ft por lo que se decide deslizar para corregir dirección, pero adicional presenta problemas de colgamiento por lo que se opta rotar.

Se tiene los siguientes parámetros: con un valor de 50 RPM como máximo, WOB con valores de 2 a 28 klbs como mínimo y máximo, con un valor máximo de 380 GPM y con un valor máximo de 1900 PSI. Véase Figuras 71 y 72

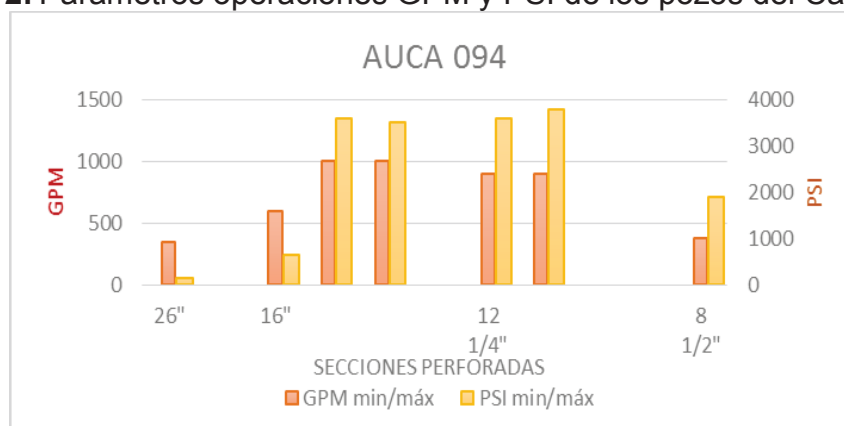
Figura 71: Parámetros operaciones RPM y WOB de los pozos del Campo Auca



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera

Elaborado por: María Belén Mallama/Lenin Yasig

Figura 72: Parámetros operaciones GPM y PSI de los pozos del Campo Auca



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera

Elaborado por: María Belén Mallama/Lenin Yasig

❖ AUCA 110

El pozo Auca 110 J se perfora en cuatro secciones de: 26", 16", 12 ¼" y 8 ½"

SECCIÓN DE 26"

Esta sección fue perforada con una broca Tricónica con un TFA de 0,785 in², es utilizada para perforar las formaciones del Terciario Indiferenciado, el BHA utilizado es uno Convencional y se perfora hasta la profundidad de 200 ft.

Parámetros utilizados:

RPM: 40 - 90

WOB: 2 - 18 klbs.

Galonaje: 350 GPM

Presión: 150 PSI.

Véase Figuras 73 y 74.

SECCIÓN DE 16"

Para la perforación de esta sección se utilizó tres BHA's

El primer BHA sigue perforando las formaciones del Terciario Indiferenciado en donde existe gran presencia de cantos rodados y conglomerados superficiales, utiliza una broca Tricónica con un TFA de 0,785 in², se utiliza un BHA convencional logrando perforar hasta los 535 ft.

El segundo BHA continúa perforando las formaciones del Terciario Indiferenciado específicamente en Chalcana, para este BHA se utiliza una broca PDC de cinco aletas con un TFA de 0,848 in²; empieza el KOP a la profundidad de 542ft; el BHA utilizado es de tipo Fulcrum donde sus estabilizadores están a una razón de 0 a 40 ft y sus diámetros son de 15 ¾" y 15 ¼", durante la perforación este BHA presenta problemas de arrastre de hasta 20 Klbs lo cual disminuye la eficiencia de los slides.

EL Tercer BHA termina perforando el Terciario Indiferenciado y entra en la formación de Orteguzza, la broca utilizada para este BHA es una PDC de cinco

aletas y un TFA de 0,848 in², para esta sección se utiliza un BHA tipo Fulcrum a una razón de 0 a 40 ft de distancia y cuyos diámetros de los estabilizadores son de 15 3/4" y 15 3/4" con este BHA empieza la construcción del ángulo a una razón de 1,3°/100 ft, pero existe problemas de arrastres y apoyo por lo que se decide realizar una repasada antes de cada slide para evitar un empaquetamiento, los arrastres llegan hasta 60 klbs y los apoyos hasta 35 Klbs, mientras se perforaba se observa que el BHA presenta una tendencia a tumbar ángulo por lo que se desliza para mantener el plan, con este BHA se llega hasta la profundidad de 4029 ft. Luego de sacar a superficie se realiza un viaje de reacondicionamiento.

Parámetros utilizados BHA 1:**RPM:** 40 a 90 RPM**WOB:** 2 - 12 klbs.**Galonaje:** 350 - 600 GPM**Presión:** 250 - 600 PSI**Parámetros utilizados BHA 2:****RPM:** 60 RPM**WOB:** 2 - 35 klbs**Galonaje:** 900 GPM**Presión:** 450 PSI**Parámetros utilizados BHA 3:****RPM:** 50 RPM**WOB:** 2 - 35 klbs.**Galonaje:** 950 - 1000 GPM**Presión:** 2500 - 3100 PSI

Véase Figuras 73 y 74.

SECCIÓN DE 12 1/4"

Para la perforación de esta sección se utilizaron tres BHA's.

El primer BHA perfora las formaciones de Chalcana, Orteguaza y Tiyuyacu, para estas formaciones se utiliza una broca PDC de cinco aletas con doble fila de cortadores y un TFA de 0,848 in². El BHA utilizado es de tipo Fulcrum, los estabilizadores se encuentran a un razón de 0 a 40 ft de distancia, cuyos diámetros son de 12 1/8" y 11 1/2", este BHA perfora hasta la profundidad de 7524 ft, en la zona de transición de Orteguaza a Tiyuyacu se observa una tendencia a tumbar ángulo por lo que es necesario deslizar pero no se logra corregir el desvío que logró, también se tiene S&S de nivel 6 durante el conglomerado superior, el BUR máximo obtenido en esta corrida fue de 0,21 deg/100ft

El segundo BHA continua perforando la formación de Tiyuyacu, en el conglomerado inferior, para este BHA se utiliza una broca PDC de cinco aletas con un TFA de 0,907 in², el BHA utilizado es de tipo Fulcrum en donde los estabilizadores se encuentran a razón de 0 a 40 ft de distancia cuyos diámetros son de 12 1/8" y 11 1/2", este BHA llega hasta la profundidad de 8654ft , en el momento de bajar el BHA se encuentran puntos de apoyo de 40 klbs, por lo que es necesario bajar rotando, antes de ingresar al conglomerado inferior se observa un paquete masivo de duro a muy duro con intercalaciones de areniscas moderadamente dura a suelta, por lo que se decide hacer viaje un viaje de limpieza y sacar el BHA a superficie en donde es evidente que la broca presenta un anillamiento debido al conglomerado agresivo.

En el trascurso de la perforación se observa que hay presencia de colgamiento, el BHA responde favorablemente en el primer slide que se realiza en la formación de Tiyuyacu, mostrando un BUR de 4,84 deg/100ft y termina de deslizar en las arcillolitas de Tiyuyacu con un BUR de 1,47 deg/100ft con 30 ft de slide, y los problemas de colgamiento agravan al Toolface y una ROP mayor. Al momento de sacar a superficie se observa que la broca anillada.

El Tercer BHA se utiliza para perforar las formaciones de Tiyuyacu, Tena y Napo, la broca para este BHA es una PDC de cinco aletas con doble fila de cortadores y un TFA de 0,949 in², para finalizar esta sección se utiliza un BHA de tipo

empacado en donde se encuentra a una razón de 0 a 40 a 80 a 90 a 100 y a 110 ft cuyos diámetros son 12 1/8", 11 1/2", 11 3/4", 12 1/8" y 11 3/4", mientras trabaja con backreaming desde 7975 ft a 7985ft se observa un conato de pega con un overpull máximo de 100klbs, a medida que se va perforando se observan problemas que provocan que el BHA caiga intempestivamente haciendo estolear al motor generando así un toolface inestable, por lo que se decide perforar hasta la caliza M2 llegando al punto de CSG; el BHA se observa que en Tena tiene una tendencia a construir con BUR= 0,77 °/100ft y dentro de Napo a tumbar, con un BUR= 0,56°/100ft y dentro de las calizas M1 y M2 se observa una tendencia a construir inclinación BUR= 0,4°/100 ft, con este BHA se alcanza una profundidad de 9898ft.

Parámetros utilizados BHA1:

RPM: 60

WOB: 2 - 30 klbs

Galonaje: 550 - 900 GPM

Presión: 1500 - 3300 PSI

Parámetros utilizados BHA 2:

RPM: 50

WOB: 2 - 35 klbs

Galonaje: 550 - 850 GPM

Presión: 1600 - 3300 PSI

Parámetros utilizados BHA 3:

RPM: 40

WOB: 10 - 25 klbs

GPM: 550 - 900 GPM

Presión: 1500 - 3600 PSI

Véase Figuras 73 y 74.

SECCIÓN DE 8 1/2"

Para esta sección se utiliza un solo BHA el mismo que atraviesa las formaciones Napo y Hollín en donde utiliza una broca PDC de seis aletas con un TFA de 0,627 in², para perforar esta sección se utiliza un BHA tipo Pendular a razón de 0 a 40 ft de distancia, con diámetros de 8 1/8" y 8 3/8", el BHA tiene una tendencia a tumbar inclinación en las calizas A , B, areniscas U, T, Hollín superior e inferior, se completa la perforación a 10853 ft.

Parámetros utilizados:

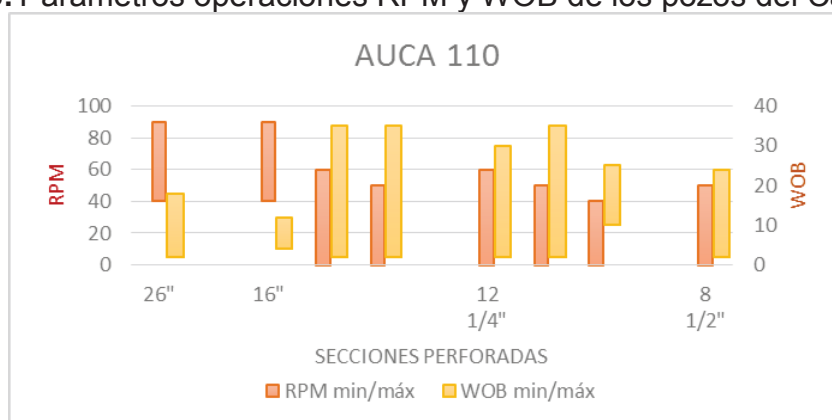
RPM: 50

WOB: 2 - 24 klbs

Galonaje: 380 GPM

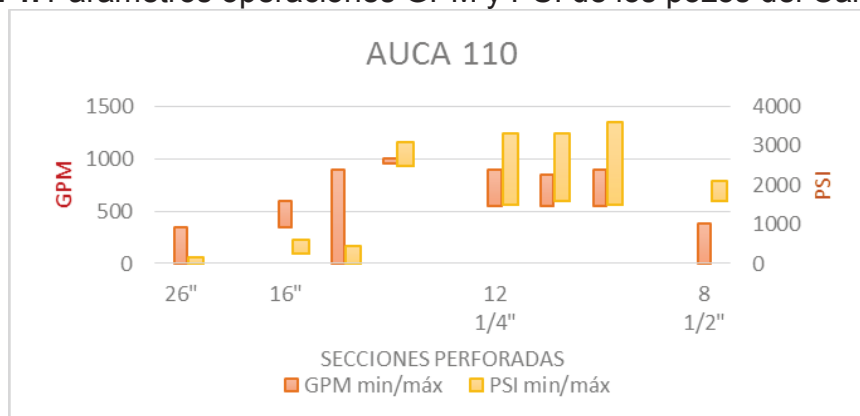
Presión: 1600 - 2100 PSI

Figura 73: Parámetros operaciones RPM y WOB de los pozos del Campo Auca



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera

Elaborado por: María Belén Mallama/Lenin Yasig

Figura 74: Parámetros operaciones GPM y PSI de los pozos del Campo Auca

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera

Elaborado por: María Belén Mallama/Lenin Yasig

✚ PERFIL "S"

❖ AUCA 84

El pozo Auca 84 se perfora en cuatro secciones de: 26", 16", 12 ¼" y 8 ½"

SECCIÓN DE 26"

Esta sección es perforada con un solo BHA en donde atraviesa parte de las formaciones del Terciario Indiferenciado para lo cual se utiliza una broca Tricónica con TFA de 0,785 in², el BHA es de tipo convencional, se perfora con normalidad hasta los 281 ft en donde se observa desbordamiento de fluido en el cellar, se termina de perforar esta sección a los 294 ft.

Parámetros utilizados:

RPM: 50 - 85

WOB: 12 - 30 klbs

Galonaje: 150 - 300 GPM

Presión: 50 - 600 PSI

Véase Figuras 75 y 76.

SECCIÓN DE 16"

Para esta sección se utiliza dos BHA's

El primer BHA se utiliza para perforar las formaciones del Terciario Indiferenciado en donde se utiliza una broca PDC de cinco aletas con un TFA de 0,813 in², se utiliza un BHA tipo Fulcrum , los estabilizadores se encuentran a razón de 0 a 40 ft de distancia con diámetros de 15 3/4" y 14 5/8", para empezar la construcción del ángulo se deslizan 25 ft y se tiene un BUR de 1,06°, después se rota los primeros 15 ft y se desliza 40 ft, rota toda la siguiente parada logrando así tener DLS de 1°/100 ft, lo que ayuda en este BHA son los altos caudales para garantizar la limpieza del hoyo, como resultado el BHA tiene una respuesta excelente para construir ángulo de inclinación y mantener ángulo de inclinación.

El Segundo BHA perfora las formaciones del Terciario Indiferenciado y parte de Ortegua, se utiliza una broca PDC de cinco aletas con un TFA de 1,078 in². El BHA utilizado es de tipo Empacado, con estabilizadores a razón de 0 a 40 ft y diámetros de 15 3/4" y 15 3/4", para este BHA se utiliza un TFA mayor y se cambia un estabilizador llegando a tener así los dos estabilizadores de igual diámetro, pero esto provoca que se dé colgamientos de la sarta, el principal objetivo de este BHA era mantener la sección tangencial, lo cual se cumple con el objetivo pero tiene una tendencia a dar problemas con el colgamiento de la sarta lo que dificulta cuando se desliza, este BHA llega a terminar esta sección a la profundidad de 6084 ft

Parámetros utilizados BHA 1:

RPM: 40 - 90

WOB: 5 - 12 klbs

Galonaje: 400 - 1000 GPM

Presión: 400 - 3000 PSI

Parámetros utilizados BHA 2:

RPM: 40 - 100 RPM

WOB: 12 - 16 klbs

Galonaje: 700 - 1050 GPM

Presión: 1850 - 3600 PSI

Véase Figuras 75 y 76.

SECCIÓN DE 12 ¼"

Esta sección se perfora con un solo BHA, las formaciones que se atraviesan son Tiyuyacu, Basal tena, Tena y Napo, para lo cual se utiliza una broca PDC de cinco aletas con doble fila de cortadores y con un TFA de 1,011 in². El BHA que se emplea para esta sección es de tipo Pendular con los estabilizadores a razón de 0 a 40 ft con diámetros de 11" y 12", este BHA es utilizado para tumbar ángulo en donde se debe tumbar desde 10,6° hasta 0°, el BHA utilizado tiene una excelente respuesta para mantener verticalidad pero para realizar un trabajo direccional resulta ser ineficiente ya que el BHA está enfocado para el trabajo de la broca y que cruce los conglomerados, mas no para realizar un trabajo estable direccionalmente.

Parámetros utilizados:

RPM: 40 - 95

WOB: 6 - 22 klbs

Galonaje: 400 - 880 GPM

Presión: 880 - 3700 PSI

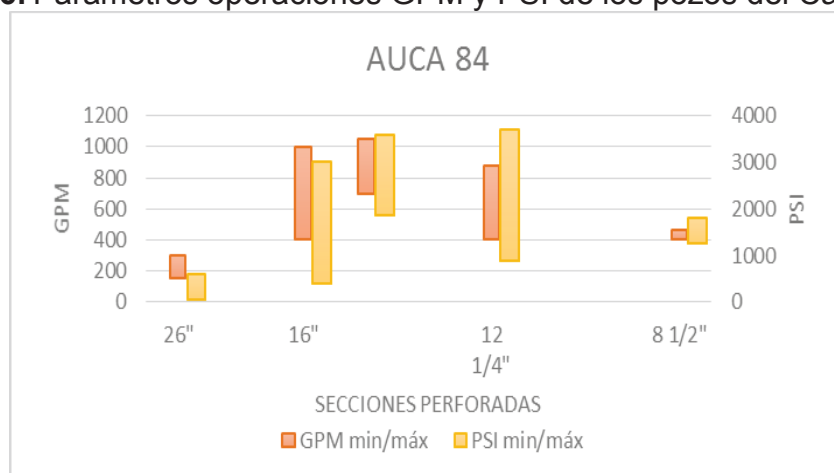
Véase Figuras 75 y 76.

SECCIÓN DE 8 ½"

Esta sección fue perforada con un solo BHA el mismo que fue utilizado para atravesar la formación de Napo, para lo cual se emplea una broca PDC de seis aletas con doble fila de cortadores y un TFA de 0,66 in², el BHA utilizado es de tipo Fulcrum con estabilizadores a razón de 0 a 30 ft de distancia y con diámetros de 8 3/8" y 8 ¼".la camisa estabilizadora en el motor ayuda a mantener verticalidad y evita generar un hueco espiralado. La disminución de caudal en arenas, lutitas y el aumento del mismo en calizas mejoró el avance, llegando a la profundidad de 10639 ft cumpliendo con el objetivo.

Parámetros utilizados:**RPM:** 40 - 100 RPM**WOB:** 10 - 22 klbs**Galonaje:** 400 - 460 GPM**Presión:** 1250 - 1800 PSI

Véase Figuras 75 y 76.

Figura 75: Parámetros operaciones RPM y WOB de los pozos del Campo Auca**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera**Elaborado por:** María Belén Mallama/Lenin Yasig**Figura 76:** Parámetros operaciones GPM y PSI de los pozos del Campo Auca**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera**Elaborado por:** María Belén Mallama/Lenin Yasig❖ **AUCA 72**

El pozo Auca 72 se perfora en cuatro secciones de: 26", 16", 12 ¼" y 8 ½"

SECCIÓN DE 26"

Esta sección empieza perforando las formaciones del Terciario Indiferenciado, se perfora con una broca Tricónica y un TFA de 0,69 in², se utiliza un BHA convencional llegando a la profundidad de 293 ft.

Parámetros utilizados:

RPM: 40 - 90

WOB: 3 - 11 klbs

Galonaje: 150 - 280 GPM

Presión: 30 - 150 PSI

Véase Figuras 77 y 78.

SECCIÓN DE 16"

Para perforar esta sección se utiliza dos BHA's

El primer BHA atraviesa parte de las formaciones del Terciario Indiferenciado con una broca PDC de cinco aletas y un TFA de 0,81 in², se utiliza un BHA de tipo empacado con estabilizadores a razón de 1 a 60 ft de distancia y diámetros de 15 ¾" y 15 ¾", con este BHA se da inicio al KOP a 300 ft con un DLS 1,5 °/100 ft hasta llegar a 25° de inclinación a los 2500 ft, el BHA responde satisfactoriamente, muestra una tendencia de crecer en modo rotación de 0,3 °/100 ft minimizando la cantidad de slides, llegando a una profundidad de 4056 ft

El segundo BHA se utiliza para continuar atravesando el Terciario Indiferenciado y llegar hasta Orteguzza en donde se utiliza una broca de cinco aletas con un TFA de 0,999 in², el BHA utilizado es de tipo Pendular con estabilizadores a razón de

1 a 40 ft y diámetros de 14 ½” y 15 ¾”, el BHA muestra una tendencia a perder ángulo a razón de 0,8 °/100ft por lo que se perforó en modo rotación desde los 25 hasta los 17 grados, adicional es necesario generar slides para generar 1,5 de DLS, llegando a la profundidad de 6120 ft

Parámetros utilizados BHA 1:

RPM: 30 - 80

WOB: 2 - 20 klbs

Galonaje: 460 - 1000 GPM

Presión: 503 - 3350 PSI

Parámetros utilizados BHA 2:

RPM: 50 – 80

WOB: 8 - 20 klbs

Galonaje: 850 - 1000 GPM

Presión: 3000 - 3250 PSI

Véase Figuras 77 y 78.

SECCIÓN DE 12 ¼”

Para esta sección se utiliza dos BHA's

El primer BHA se utiliza para perforar las formaciones de Ortegua, Tiyuyacu (conglomerado superior e inferior), en este BHA se emplea una broca PDC de cinco aletas con doble fila de cortadores y un TFA de 1,011 in², el BHA utilizado es de tipo Pendular con un estabilizador a razón de 0 a 30 ft y con un diámetro de 12”, se tiene pérdida de tiempo debido a malas prognosis, adicional presenta características de embolamiento y colgamiento de la sarta por lo que la ROP se ve muy afectada, el BHA muestra una tendencia a tumbar ángulo.

El segundo BHA se utiliza para perforar las formaciones de Tena, y Napo, para lo cual se emplea una broca PDC de cinco aletas con doble fila de cortadores y un TFA de 1,011 in², el BHA utilizado es de tipo Pendular con un estabilizador a

razón de 0 a 30 ft y con un diámetro de 12", este BHA mantiene verticalidad y controla tendencias en azimuth entre 0° y 120 °, adicional el BHA muestra una tendencia a perder ángulo llegando a la profundidad de 10700 ft.

Parámetros utilizados BHA 1:

RPM: 30 – 80

WOB: 8 - 30 klbs

Galonaje: 600 - 900 GPM

Presión: 1300 - 3830 PSI

Parámetros utilizados BHA 2:

RPM: 70 - 80

WOB: 8 - 20 klbs

Galonaje: 760 - 890 GPM

Presión: 2900 - 3450 PSI

Véase Figuras 77 y 78.

SECCIÓN DE 8 ½"

Para esta atravesar las formaciones de Napo y Hollín se utiliza una broca PDC de seis aletas con doble fila de cortadores en sus aletas y un TFA de 0,66 in², el BHA utilizado es de tipo Pendular a razón de 0 a 30 ft, con diámetros de 8 ¼" y 8 3/8", este BHA muestra una tendencia a mantener verticalidad a un grado de inclinación alcanzando una profundidad de 10700 ft.

Parámetros utilizados:

RPM: 40 - 90

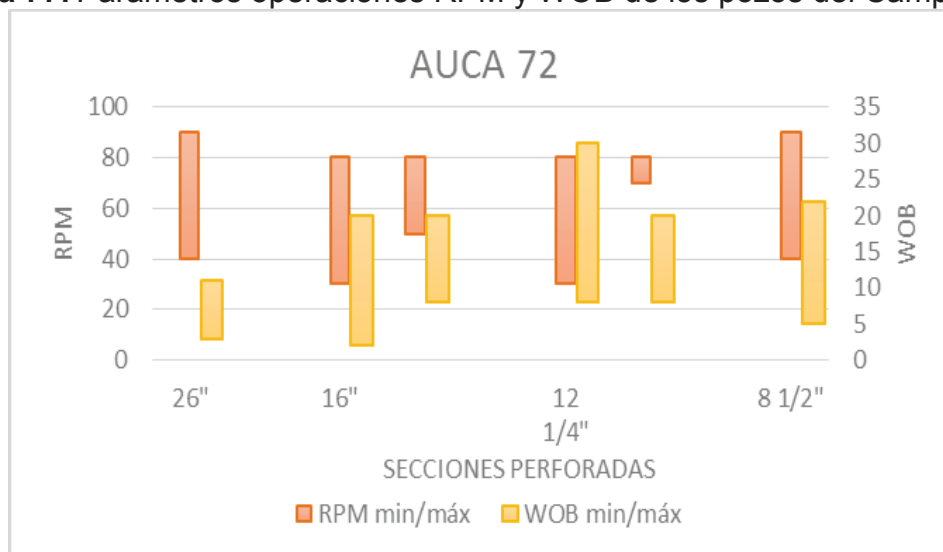
WOB: 5 - 22 klbs

Galonaje: 400 - 430 GPM

Presión: 1500 - 1850 PSI

Véase Figuras 77 y 78.

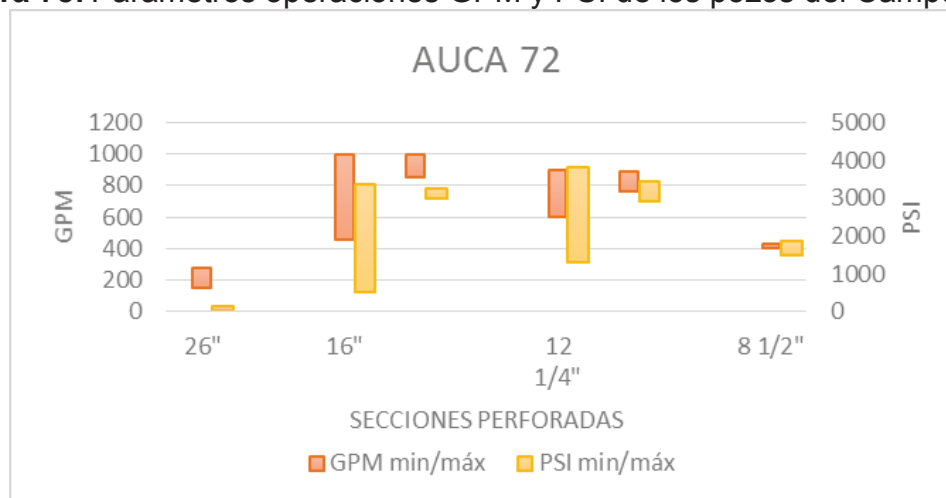
Figura 77: Parámetros operaciones RPM y WOB de los pozos del Campo Auca



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera

Elaborado por: María Belén Mallama/Lenin Yasig

Figura 78: Parámetros operaciones GPM y PSI de los pozos del Campo Auca



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera

Elaborado por: María Belén Mallama/Lenin Yasig

❖ AUCA 85 D

El pozo Auca-85 D se perforó en cuatro secciones de 26", 16", 12 ¼" y 8 ½".

SECCIÓN DE 26"

La sección 26" empieza con las formaciones del Terciario Indiferenciado en donde se encuentra areniscas, boulders, arenas inestables; para perforar esta sección se utiliza una broca Tricónica con un TFA de 0,78 in², la profundidad total de esta sección es de 286 ft, esta sección se realiza con un incremento paulatino del Galonaje para no inducir a una fractura de la formación y bajo peso sobre la broca para no perder verticalidad del pozo, el BHA utilizado es un convencional.

Parámetros utilizados:

RPM: 70 R

WOB: 14 klbs

Galonaje: 400 GPM

Presión: 350

Véase Figuras 79 y 80.

SECCIÓN DE 16"

Para la perforación de esta sección se utilizaron ocho BHA's, el primer BHA se utiliza para perforar cemento y seguir perforando la formación del Terciario Indiferenciado, se utiliza una broca PDC de cinco aletas y un TFA de 0,813 in². El BHA usado es de tipo Fulcrum con diámetros de 15 3/4" y 14 5/8" la relación de la distancia entre los estabilizadores es de 0 a 30 ft, termina a una profundidad de 3575 ft, cuando empieza el KOP se realizan tres Slides de 45 ft para salir de la vertical con un resultado de un BUR entre 2 y 3°; de acuerdo con el plan y después de esto se continua perforando, haciendo slides entre 30 y 40 ft en cada parada, para construir la curva de esta manera se consiguió DLS de 1,8°/100ft, la tendencia de este BHA es de desviarse hacia la izquierda se logra perforar la sección tangencial. El segundo BHA utilizado sigue atravesando la formación del Terciario Indiferenciado, para esta sección se utiliza una broca de cinco aletas con un TFA de 1,07 in², EL BHA utilizado es de tipo Pendular con diámetros de los estabilizadores de 14 5/8" y 15 5/8" , con una relación de 0 a 30 ft, se continua perforando la tangente en donde a la profundidad de 4465 ft se observa una caída de presión de 900 PSI, se trabaja probando si se encuentra en wash out pero no

mejora, así que se decide sacar a superficie en donde se observa que bajo el MWD se ha desconectado y en el fondo se queda desde el: short monel, estabilizador, short monel, float sub, motor y broca. El tercer BHA utilizado es de pesca el cual llega hasta 2335 ft y observa un punto de apoyo de 10 Klbs, cambian a un cuarto BHA de pesca bajando hasta 2270ft, se observa el mismo apoyo se toma la opción de sacar sin tener éxito. Se arma el quinto BHA el cual es de limpieza, baja con una broca Tricónica y estabilizadores de 14 5/8" y dos drill collars de 8 1/4". Continúa con el Sexto BHA el mismo que es de pesca, el cual topa el pescado a 4417 ft trabaja sobre la cabeza del pescado logrando recuperar el 100% del pescado. El séptimo BHA es direccional el cual continúa perforando el terciario indiferenciado y Orteguzza con una broca PDC de cinco aletas y un TFA de 1,07 in². El BHA utilizado es de tipo pendular con diámetros de los estabilizadores de 14 1/2" y 14 5/8" en una relación de distancia de 0 a 30 ft, este BHA es utilizado para perforar hasta una profundidad de 6477 ft, el BHA fue diseñado para tumbar en rotación (afecta mucho durante la perforación de la tangente), es necesario deslizar un promedio de 40ft por cada parada para conseguir controlar la caída.

Parámetros utilizados BHA 1:**RPM:** 40 - 80**WOB:** 4 - 14 klbs**Galonaje:** 650 - 1050 GPM**Presión:** 500 - 3350 PSI**Parámetros utilizados BHA 2:****RPM:** 60 - 70**WOB:** 14 - 22 klbs**Galonaje:** 1050 GPM**Presión:** 3150 - 3350 PSI**Parámetros utilizados BHA 3:**

RPM: 100

WOB: 22 - 30 klbs

Galonaje: 1050 GPM como máximo y presión con un valor de

Presión: 3600 PSI

Véase Figuras 79 y 80.

SECCIÓN DE 12 ¼"

Para perforar esta sección se utiliza un solo BHA, con este BHA se perfora las formaciones de Tiyuyacu, Tena y Napo, con una broca PDC de cinco aletas con doble fila de cortadores y un TFA de 1,01 in² llegando a una profundidad de 10336ft.

El BHA utilizado es de tipo Pendular con diámetros de los estabilizadores de 11" y 11 ¾" a una relación de distancia de 0 a 30 ft, para este BHA se ve en la necesidad de deslizar para verticalizar el pozo desde 11,6 ° a 0°, adicional se atraviesa los conglomerados, controlando parámetros para evitar daños en la broca, el BHA utilizado resulta eficiente para mantener verticalidad pero para realizar el trabajo direccional es deficiente.

Parámetros utilizados:

RPM: 100

WOB: 10 - 30 klbs

Galonaje: 600 - 880 GPM

Presión: 3450 - 3500 PSI

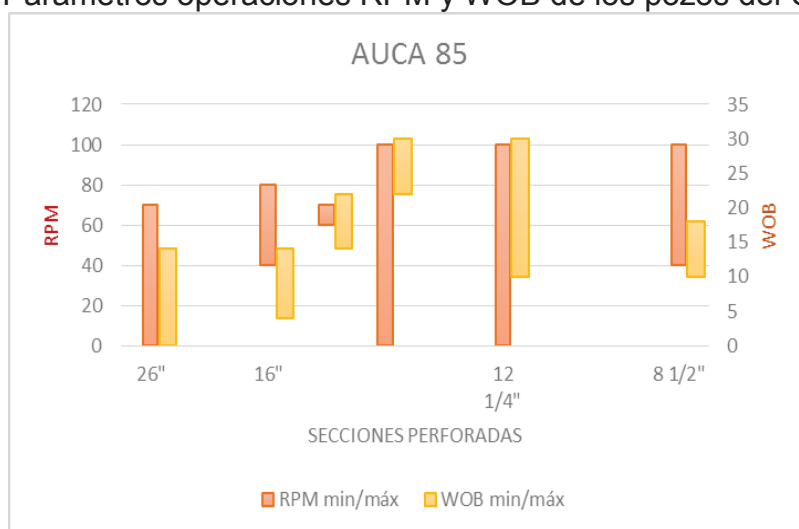
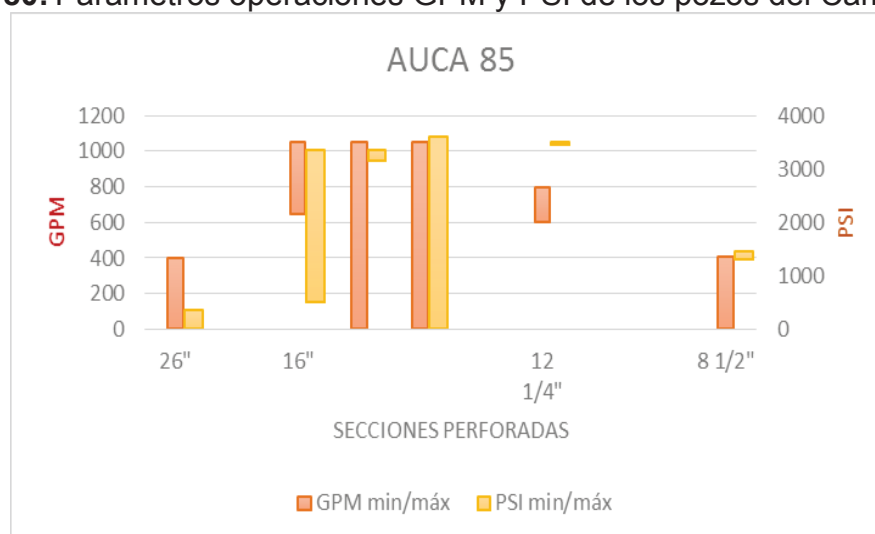
Véase Figuras 79 y 80.

SECCIÓN DE 8 ½"

La sección de 8 ½" atravesó las formaciones de Napo (Caliza B y Caliza C), Hollín. Se utiliza una broca PDC de seis aletas con doble fila de cortadores, trabaja con un TFA de 0,66 in². El tipo de BHA utilizado es Pendular con un estabilizador con un diámetro de 8 3/8" a una relación de 0 a 30 ft, la profundidad a la que llega esta sección es de 11057 ft.

Parámetros utilizados:**RPM:** 40 - 100**WOB:** 10 - 18 klbs**Galonaje:** 410 GPM**Presión:** 1300 - 1450 PSI

Véase Figuras 79 y 80.

Figura 79: Parámetros operaciones RPM y WOB de los pozos del Campo Auca**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera**Elaborado por:** María Belén Mallama/Lenin Yasig**Figura 80:** Parámetros operaciones GPM y PSI de los pozos del Campo Auca**Fuente:** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera

Elaborado por: María Belén Mallama/Lenin Yasig

❖ **AUCA 106 D**

El pozo Auca 106 D se perfora en cuatro secciones de: 26", 16", 12 ¼" y 8 ½"

SECCIÓN DE 26"

La sección de 26" se perforó parte de la formación de Terciario Indiferenciado con la única finalidad de aislar formaciones superficiales, inestables y controlar la presencia de aguas freáticas; se utiliza una broca Tricónica con un TFA de 0,69 in², se utiliza este tipo de broca debido a la presencia de boulders y se llega a una profundidad de 303 ft de profundidad vertical los parámetros de perforación se incrementan gradualmente para evitar fracturar la formación y no perder verticalidad.

Parámetros utilizados:

RPM: 40 - 80

WOB: 2 - 10 klbs

Galonaje: 150 a 280 GPM

Presión: 30 - 170 PSI

Véase Figuras 81 y 82.

SECCIÓN DE 16"

La sección de 16" se perforó con dos tipos de BHA's, el primer ensamblaje se utilizó para atravesar las formaciones del terciario Indiferenciado (hasta Chalcana) con una broca PDC de 16" con 5 aletas, con un TFA de 0,81 in², perforó hasta los 4041 ft, este BHA es utilizado para construir ángulo, el tipo de BHA utilizado es Fulcrum con diámetros de los estabilizadores de 15 ¾" y 14 5/8" a una distancia de 0 a 60 ft lo cual permite construir hasta 35,16°, con un DOR de 1,8°/100ft y un BUR entre 1,79° de acuerdo con el plan. El segundo BHA termina de atravesar la

formaciones del Terciario Indiferenciado y llegando a Orteguzaza, para lo cual se utiliza una broca PDC de cinco aletas con un TFA 0,99 in², este BHA está diseñado para mantener ángulo y construir la sección tangente del pozo, por lo cual se cambió los diámetros de los estabilizadores a 14 5/8" y 15 3/4", el tipo de BHA es pendular, con un motor para trabajar a velocidades moderadas y torques moderados debido a las formaciones que se atraviesan; la distancia de los estabilizadores están en una relación de 0 a 60 ft esta sección termina a la profundidad de 6537 ft, el BHA está diseñado para mantener la tangente pero el BHA tiene una fuerte tendencia a tumbar el ángulo por lo cual se termina con 2° menos de lo planeado a partir de los 4700 ft se empieza a tumbar, pero el BHA tiene la tendencia muy fuerte a tumbar y se necesita de continuos slides hacia arriba para contener la caída de ángulo y se da a razón de 1,3°/100 ft.

Parámetros utilizados BHA 1:**RPM:** 40 - 80**WOB:** 2 - 20 klbs**Galonaje:** 350 a 1000 GPM**Presión:** 380 - 3500 PSI**Parámetros utilizados BHA 2:****RRP:** 60 - 80**WOB:** 2 - 18 klbs**Galonaje:** 990 - 1000 GPM**Presión:** 3500 - 3700 PSI

Véase Figuras 81 y 82.

SECCIÓN DE 12 1/4"

La sección de 12 1/4" se perforó con 3 BHA's, el primer BHA es utilizado para atravesar las formaciones de Orteguzaza, Tiyuyacu (conglomerado superior conglomerado inferior) y llega hasta Tena, la broca utilizada es una PDC de 5 aletas con un TFA de 1,14 in², llegando a la profundidad de 9280 ft, para este

BHA se ha utilizado un ensamblaje tipo Empacado en donde los diámetros de las brocas son de 12" y están ubicados en una relación 0 a 40 ft, en el control de parámetros se utiliza WOB no mayor a 14 klbs para una ROP de 25 ft/h, debido que hay presencia de alto torque, desde 8088 ft hasta 8370 se perfora con stick and slip de 50-200 c/min, los conglomerados de Tiyuyacu para este pozo presenta problemas como stick and slip de 30 -70 c/min; puntos apretados en el momento de la corrida y bajas ROP's por lo cual se ve obligado a sacar el BHA.

El BHA resulta efectivo para tumbar ángulo y mantener la verticalidad del pozo. Para el segundo BHA utilizado se continúa perforando la formación de Tena, Basal Tena y Napo, se utiliza una broca PDC de 5 aletas con un TFA 1,011 in² llegando a una profundidad de 10372 ft, el tipo de BHA utilizado es uno de tipo pendular con diámetros de los estabilizadores de 11 3/4" y 8 3/8" ubicados a una relación de 0 a 40 ft , este pozo presenta problemas de puntos apretados en el conglomerado inferior por lo que es necesario realizar un back reaming, el desempeño de este BHA es muy bueno para mantener verticalidad rotando. Tercer BHA es utilizado para un viaje de limpieza y calibración del pozo ya que en el momento de correr la herramienta de registros eléctricos se presentó puntos de apoyo empezando en los conglomerados.

Parámetros utilizados BHA 1:

RPM: 40 - 80

WOB: 2 - 20 klbs

GPM: 600 - 950

Presión: 1650 - 3600 PSI

Parámetros utilizados BHA 2:

RPM: 80

WOB: 8 - 22 klbs

Galonaje: 830 como máximo

Presión: 3200 - 3600 PSI

Véase Figuras 81 y 82.

SECCIÓN DE 8 ½”

Para la perforación de esta sección se utilizaron 4 BHA's. El primer BHA hasta los 10000 f ten donde topa cemento por lo cual se ven obligados a sacar a superficie para cambia BHA. El segundo BHA se utiliza para moler cemento desde 10327 a 10372 y adicionalmente 10 ft de formación. Se arma y baja el tercer BHA con el cual se perfora la formación Napo y Hollín, se utiliza una broca de 6 aletas con un TFA de 0,663 in² con cuya broca se llega hasta la profundidad de 10955 ft presenta desgaste del hombro debido a la presencia de lutitas, calizas y areniscas. El BHA utilizado es de tipo pendular con estabilizadores de 8 ¼” y 8 3/8” ubicados en una relación de 0 a 30 ft, este BHA es utilizado para mantener la verticalidad del pozo.

Parámetros utilizados BHA 1:

RPM: 60 - 80 RPM

WOB: 2 - 18 klbs

Galonaje: 500 GPM

Psi: 1500 PSI

Parámetros utilizados BHA 2:

RPM: 65 - 90 RPM

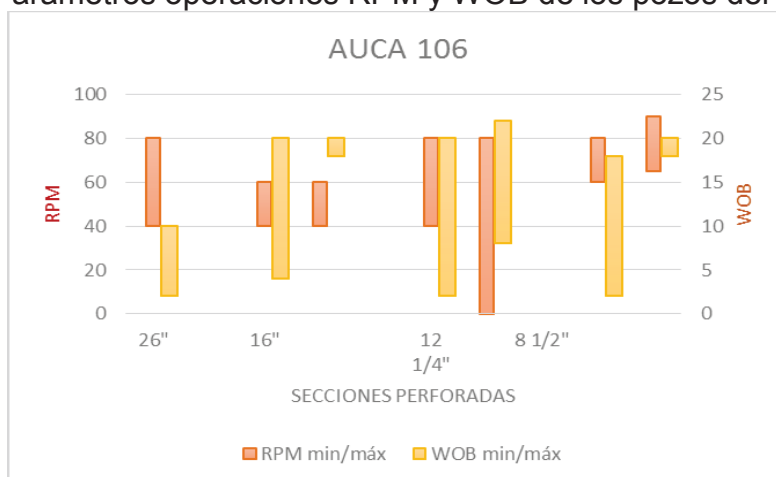
WOB: 18 - 20 klbs

Galonaje: 400 - 430 GPM

Presión: 1500 - 1850 PSI

Véase Figuras 81 y 82.

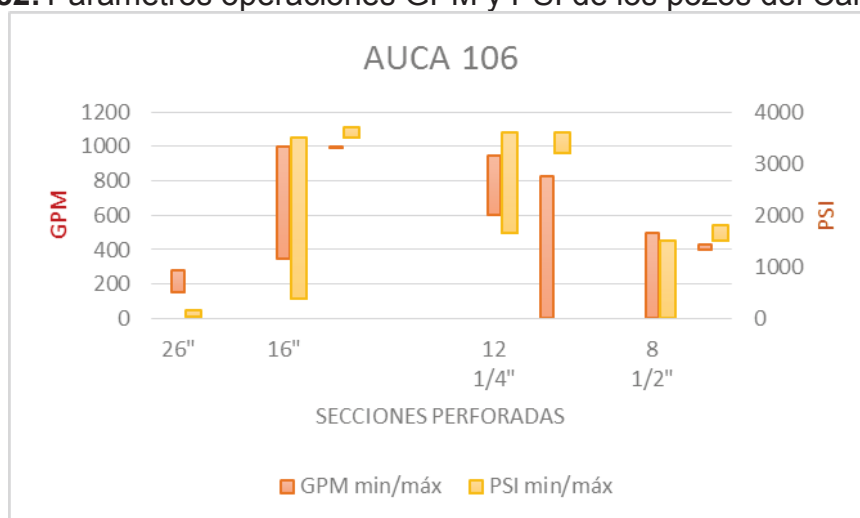
Figura 81: Parámetros operaciones RPM y WOB de los pozos del Campo Auca



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera

Elaborado por: María Belén Mallama/Lenin Yasig

Figura 82: Parámetros operaciones GPM y PSI de los pozos del Campo Auca



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera

Elaborado por: María Belén Mallama/Lenin Yasig

CAPÍTULO IV

ALTERNATIVAS DE ENSAMBLAJES DE FONDO ÓPTIMOS PARA FUTURAS PERFORACIONES DE LA CUENCA ORIENTE

4.1. INTRODUCCIÓN

Con el fin de optimizar tiempos de perforación, utilización de menor número de ensamblajes de fondo para las futuras perforaciones en la Cuenca Oriente, mediante el análisis realizado en el capítulo anterior se propone alternativas de ensamblaje de fondo a utilizarse en los diferentes perfiles de pozos en las respectivas regiones de la Cuenca Oriente.

Los ensamblajes de fondo recomendados a continuación pueden variar según la disponibilidad de las herramientas del taladro de perforación, así como también de las necesidades y problemas que se vayan presentando durante la perforación.

4.2. ALTERNATIVAS DE ENSAMBLAJE DE FONDO PARA LA REGION NORTE

4.2.1 PERFIL “J”

Para la perforación de este tipo de pozos se encontró óptimo perforar en 3 secciones:

- **Sección Superficial 17 ½”**, teniendo como punto de asentamiento a los 100 ft (+/- 10 ft), atravesando terciario indiferenciado.

- **Sección Intermedia 12 ¼”**, teniendo el punto de asentamiento a los 6600 ft (+/- 100ft), atravesando Terciario Indiferenciado, Orteguzaza y Parte del Conglomerado Inferior de Tiyuyacu.
- **Sección Producción 8 ½”**, teniendo el punto de asentamiento a los 9700 ft (+/- 100ft), atravesando Conglomerado Inferior de Tiyuyacu, Tena y Napo.

4.2.1.1. Sección de 17 ½”

Para esta sección es óptimo utilizar un BHA convencional con broca tricónica de 17 1/2” de dientes largos de acero, trabajar con un TFA de 0,785 in², seguida de un bit sub, 2 Drill Collars, X-over, 2 HWDP, con este ensamblaje lograremos mantener la verticalidad del pozo y estabilidad de las formaciones para evitar vibraciones y problemas en esta sección ya que se atraviesan boulders, arcillolitas y conglomerados.

Los parámetros para trabajar en esta sección son:

- **WOB:** 1 - 6 klbs.
- **Galonaje:** 270 – 320 GPM
- **RPM:** 40 – 90
- **Presión:** 150 PSI
- **ROP:** 80 ft/hr

4.2.1.2. Sección de 12 ¼”

Para esta sección se utilizará dos BHA's direccionales en donde se atravesará las formaciones de Terciario Indiferenciado con el primer BHA y Orteguzaza (lutitas), Tiyuyacu (conglomerados superior e inferior) con el segundo BHA, estos ensamblajes tienen una configuración tipo pendular.

BHA # 1: Tiene como objetivo mantener la verticalidad del pozo hasta aproximadamente los 450 ft con: broca tricónica 12 ¼” (TFA: 0,451 in²), bit sub, UBHO, 2 Drill Collar, X-over, 3 HWDP

Los parámetros a utilizarse son:

- **WOB:** 8 – 24 klbs
- **Galonaje:** 450 – 500 GPM
- **RPM:** 60 – 80
- **Presión:** 1000 – 1500 PSI
- **ROP:** 100 ft/hr

BHA # 2: su objetivo es construir hasta 31° hasta el punto de asentamiento, con un ensamblaje direccional tipo fulcrum con: broca PDC 12 ¼” de 5 aletas con cortadores reforzados (TFA: 1,052 in²), 8” motor de 4/5 lóbulos, float sub, estabilizador 11 ½”, MWD 8”, UBHO, 1 Drill Collar, X-over, 24 HWDP, martillo, 11 HWDP.

- **WOB:** 2 – 28 klbs
- **Galonaje:** 900 GPM
- **RPM:** 40 – 95
- **Presión:** 3200 – 3500 PSI
- **ROP:** 110 ft/hr

Se debe controlar parámetros de perforación para atravesar los conglomerado superior e inferior de Tiyuyacu, y volviendo a parámetros normales al salir de los mismos. Si es necesario y se presentan puntos apretados o altos valores de S&S, se recomienda utilizar ensamblaje de limpieza antes del asentamiento del casing.

4.2.1.3. Sección de 8 ½”

Esta sección se puede perforar con un solo BHA, con el objetivo de perforar las formaciones de Tiyuyacu Inferior, Tena y Napo, con un ensamblaje direccional tipo pendular.

BHA # 1: El objetivo es tumbar ángulo para llegar al TD con una inclinación de 24° para esto se utilizará: broca PDC de cinco aletas con doble fila de cortadores

(TFA: 0,69 in²), 6 3/4" motor 6/7 lóbulos, float sub, Pony Collar, Estabilizador de 7 1/2", MWD, 24 HWDP 5", martillo, 11 HWDP 5".

Con los siguientes parámetros:

- **WOB:** 8 – 25 klbs
- **Galonaje:** 500 – 600 GPM
- **RPM:** 60 – 80
- **Presión:** 2500 – 2900 PSI
- **ROP:** 40 ft/hr

4.2.2. PERFIL "H"

Para la perforación de este tipo de pozos se encontró óptimo perforar en 4 secciones:

- **Sección Conductora 26"**, teniendo como punto de asentamiento a los 110 ft (+/- 5ft), atravesando Terciario Indiferenciado.
- **Sección Superficial 16"**, teniendo como punto de asentamiento a los 5500 ft (+/- 20 ft), atravesando Terciario Indiferenciado y Orteguaza.
- **Sección Intermedia 12 1/4"**, teniendo como punto de asentamiento a los 9200 ft (+/- 200ft), atravesando Tiyuyacu Superior e Inferior, Tena, Basal Tena, Zona "M1".
- **Sección Producción 8 1/2"**, teniendo como punto de asentamiento a los 10200 ft (+/- 200ft), atravesando Arenisca "M1"

4.2.2.1. Sección de 26"

Para esta sección es óptimo utilizar un BHA convencional con una broca tricónica de 26" de dientes largos de acero, se debería trabajar con un TFA de 1,092 in², seguida de un bit sub, 2 Drill Collars, un X-over y finalmente 5 HWDP, con este ensamblaje lograremos verticalidad del pozo y estabilidad en las paredes del pozo, para evitar vibraciones y problemas en esta sección ya que se atraviesan boulders, microconglomerados superiores.

Los parámetros para trabajar en esta sección son:

- **WOB:** 5 - 15 klbs
- **Galonaje:** 250 – 350 GPM
- **RPM:** 80 – 85
- **Presión:** 50 - 180 PSI
- **ROP:** 70 ft/hr

4.2.2.2. Sección de 16”

Para esta sección es óptimo utilizar tres BHA's con configuración pendular, un convencional y dos direccionales que atravesarán Terciario Indiferenciado con los dos primeros ensamblajes y Orteguaza con el último ensamblaje.

BHA # 1: Broca tricónica de 16” de dientes largos de acero (TFA: 0,762 in²), bit sub, 2 Drill Collars, un X-over y 10 HWDP, con bajos parámetros para evitar desviar el pozo.

Los parámetros para trabajar en esta sección son:

- **WOB:** 5 - 20 klbs
- **Galonaje:** 200 – 400 GPM
- **RPM:** 60 – 90
- **Presión:** 200 – 350 PSI
- **ROP:** 65 ft/hr

BHA # 2: Su objetivo es mantener el pozo tangencialmente entre 19° - 20°, para esto se utiliza: una broca PDC de 16” de 5 aletas (TFA: 1,099 in²), motor 5/6 lóbulos, float sub, NMDC 8”, estabilizador 14 5/8”, NMDC 8”, Telescope, UBHO, NMDC 8”, 28” Drill Collars, X-over, 3 HWDP5”, martillo, 17x5” HWDP, controlando parámetros para evitar posible fractura de la formación.

Los parámetros para trabajar en esta sección son:

- **WOB:** 6- 25 klbs

- **Galonaje:** 500 – 1000 GPM
- **RPM:** 40 – 90
- **Presión:** 800 – 2600 PSI
- **ROP:** 180 ft/hr

BHA # 3: Su objetivo es mantener el ángulo hasta llegar a TD controlando que no haya construcción de ángulo para esto se utiliza: broca PDC de 16” de 5 aletas (TFA: 1,099 in²), motor 5/6 lóbulos, float sub, NMDC 8”, estabilizador 14 5/8”, NMDC 8”, Telescope, NMDC 8”, 28” Drill Collars, X-over, 3 HWDP 5”, martillo, 17 HWDP 5”.

Los parámetros para trabajar en esta sección son:

- **WOB:** 10 - 20 klbs
- **Galonaje:** 800 – 1000 GPM
- **RPM:** 70 – 85
- **Presión:** 2800 – 3200 PSI
- **ROP:** 110 ft/hr

4.2.2.3. Sección de 12 ¼”

Para esta sección se utilizarán tres BHA’s direccionales tipo pendular, esta sección se pretende atravesar las formaciones de Orteguaza y parte de Tiyuyacu con el primer BHA, Tiyuyacu (conglomerados superior e inferior) con el segundo BHA , parte del conglomerado Inferior de Tiyuyacu y Tena con el tercer BHA y Basal Tena, Zona “M1” con el cuarto ensamblaje.

BHA # 1: Broca PDC de 16” de 5 aletas (TFA: 0,928 in²), motor, estabilizador 12 1/8”, float sub, Drill collar, MWD, NMDC 8”, 24 HWDP 5”, martillo, 12 HWDP 5”, controlando parámetros previo a la entrada de los conglomerados de Tiyuyacu.

Los parámetros a utilizarse son:

- **WOB:** 5 – 40 klbs
- **Galonaje:** 630 – 850 GPM

- **RPM:** 70 – 120
- **Presión:** 1500 – 2800 PSI
- **ROP:** 45 ft/hr

BHA # 2: Su objetivo es perforar Tiyuyacu, con un ensamblaje direccional tipo pendular con: broca PDC 12 ¼” de 5 aletas con doble fila de cortadores en cada aleta (TFA: 0,928 in²), 12 1/4” motor de 4/5 lóbulos, estabilizador 12 1/8”, float sub, Drill Collar, MWD, 8” NMDC, X-over, 24 HWDP 5”, martillo, 12 HWDP 5”.

- **WOB:** 10 – 27 klbs
- **Galonaje:** 850 – 880 GPM
- **RPM:** 80 – 110
- **Presión:** 2700 – 3000 PSI
- **ROP:** 60 ft/hr

Controlando parámetros para atravesar conglomerado superior e inferior de Tiyuyacu, y volviendo a parámetros normales al salir de los mismos.

BHA # 3: Su objetivo es construir un ángulo de 80° hasta llegar a TD utilizando un ensamblaje tipo fulcrum con: una broca PDC de 16” de 5 aletas (TFA: 0,982 in²), 12 ¼” motor, estabilizador 12 1/8”, Drill Collars, MWD, NMDC 8”, X-over, 24 HWDP 5”, martillo, 12 HWDP 5”, y si es necesario correr registros eléctricos se añade un ARC-8 o herramienta para dicho objetivo antes del MWD; se controlan parámetros para atravesar Basal Tena y Napo, asegurándose una buena construcción de inclinación.

Los parámetros para trabajar en esta sección son:

- **WOB:** 10 - 35 klbs
- **Galonaje:** 790 – 880 GPM
- **RPM:** 70 – 110
- **Presión:** 2500 – 3300 PSI
- **ROP:** 35 - 70 ft/hr

4.2.2.4. Sección de 8 ½”

Esta sección se puede perforar con un solo BHA; con el objetivo de atravesar la Arenisca “M1” con un ensamblaje direccional tipo fulcrum.

BHA # 1: Su objetivo es construir ángulo para llegar al objetivo con una inclinación de 90° para esto se utilizará: una broca PDC de seis aletas (TFA: 0,663 in²), motor de fondo, Telescope, Estabilizador 8 ¼”, 6 HWDP 5”, 45 DPS 5”, 6 HWDP 5”, martillo, 24 HWDP 5”.

Con los siguientes parámetros:

- **WOB:** 5 – 25 klbs
- **Galonaje:** 400 – 560 GPM
- **RPM:** 50 – 90
- **Presión:** 1500 – 1950 PSI
- **ROP:** 74 ft/hr

4.3. ALTERNATIVAS DE ENSAMBLAJE DE FONDO PARA LA REGION CENTRO

4.3.1. PERFIL “J”

Para la perforación de este tipo de pozos se encontró óptimo perforar en 4 secciones:

- **Sección Conductora 26”**, teniendo como punto de asentamiento a los 200 ft (+/- 50ft), atravesando Terciario Indiferenciado.
- **Sección Superficial 16”**, teniendo como punto de asentamiento a los 5560 ft (+/- 20 ft), atravesando Terciario Indiferenciado y Orteguaza.
- **Sección Intermedia 12 ¼”**, teniendo como punto de asentamiento a los 9400 ft (+/- 200ft), atravesando Orteguaza, Tiyuyacu (conglomerado Superior e Inferior), Tena, Basal Tena y Napo.

- **Sección Producción 8 ½"**, teniendo como punto de asentamiento a los 10100 ft (+/- 100ft), atravesando Napo y Hollín.

4.3.1.1. Sección de 26"

Para esta sección es óptimo utilizar un BHA convencional con una broca tricónica de 26" de dientes largos de acero, trabajar con un TFA de 1,092 in², seguida de un bit sub, 3 Drill Collars 8", un X-over, 14 HWDP 5", con este ensamblaje lograremos verticalidad del pozo y estabilidad para evitar vibraciones y problemas en esta sección ya que se atraviesan boulders y microconglomerados superiores.

Los parámetros para trabajar en esta sección son:

- **WOB:** 6 - 12 klbs
- **Galonaje:** 100 – 350 GPM
- **RPM:** 80 – 85
- **Presión:** 150 - 220 PSI
- **ROP:** 38,44 ft/hr

4.3.1.2. Sección de 16"

Para esta sección es óptimo utilizar dos BHA's con configuración tipo empacado para mantener la tangente en 25°; son ensamblajes direccionales que atravesarán Terciario Indiferenciado y Orteguaza.

BHA # 1: con broca PDC de 16" (TFA: 0,92 in²), motor 15 ¾" con estabilizador, Float sub, Pony monel 8", estabilizador 15 ¾", Pony monel 8", Telescope, UBHO 8", Monel, 2 Drill Collars 8", X-over, 19 HWDP 5", Martillo, 9 HWDP 5", X-over, DPS, con bajos parámetros para evitar desviar el pozo.

Los parámetros para trabajar en esta sección son:

- **WOB:** 15 - 20 klbs
- **Galonaje:** 900 – 1050 GPM
- **RPM:** 60 – 80

- **Presión:** 2800 – 3200 PSI
- **ROP:** 94,88 ft/hr

BHA # 2: Su objetivo es mantener el pozo tangencialmente entre 23° - 25°, para esto se utiliza: una broca PDC de 16" de 5 aletas (TFA: 1,037 in²), motor 15 ¾", float sub 8", Pony Monel 8", estabilizador 15 ¾", Pony Monel 8", Telescope 8", Monel 8", 2 Drill Collars 8", X-over, 19 HWDP 5", martillo, 9 HWDP 5", X-over, DPS, controlando parámetros para evitar posible fractura de la formación.

Los parámetros para trabajar en esta sección son:

- **WOB:** 15- 24 klbs
- **Galonaje:** 1000 – 2200 GPM
- **RPM:** 60 – 80
- **Presión:** 2800 – 3250 PSI
- **ROP:** 85,5 ft/hr

4.3.1.3. Sección de 12 ¼"

Para esta sección se utilizaran dos BHA's direccionales tipo fulcrum, para esta sección se pretende atravesar las formaciones de Orteguaza y Tiyuyacu con el primer BHA y con el BHA 2 Tena, Basal Tena y Napo.

BHA # 1: Broca PDC de 12 ¼" de 5 aletas (TFA: 0,99 in²), motor, Reciever Sub 12 1/8", Flex Collar, Telescope, NMDC, X-over, 2 Drill Collar 8¼", 19 HWDP 5", martillo, 9 HWDP 5", X-over, DPS. Controlando parámetros previo a la entrada de los conglomerados de Tiyuyacu.

Los parámetros a utilizarse son:

- **WOB:** 18 – 20 klbs
- **Galonaje:** 800 – 900 GPM
- **RPM:** 30 – 100
- **Presión:** 1300 – 2500 PSI
- **ROP:** 62,77 ft/hr

BHA # 2: Su objetivo es perforar Tiyuyacu, con un ensamblaje direccional tipo pendular con: broca PDC 12 ¼" de 5 aletas con cortadores reforzados (TFA: 0,928 in²), 12 1/4" motor de 4/5 lóbulos, estabilizador 12 1/8", float sub, Drill Collar, MWD, 8" NMDC, X-over, 24 HWDP 5", martillo, 12 HWDP 5".

- **WOB:** 12 – 35 klbs
- **Galonaje:** 800 – 920 GPM
- **RPM:** 40 – 100
- **Presión:** 2100 – 3200 PSI
- **ROP:** 30,88 ft/hr

Controlando parámetros para atravesar conglomerado superior e inferior de Tiyuyacu, y volviendo a parámetros normales al salir de los mismos.

4.3.1.4. Sección de 8 ½"

Esta sección se puede perforar con un solo BHA, con el objetivo de atravesar Napo y Hollín con un ensamblaje direccional tipo fulcrum.

BHA # 1: Su objetivo es construir ángulo para llegar al TD con una inclinación de 90° para esto se utilizará: un broca PDC de seis aletas (TFA: 0,778 in²), motor 8 3/8" con estabilizador, Float Sub, Estabilizador 8 ¼", Pony Monel, Telescope, Monel, 21 HWDP 5", martillo, 11 HWDP 5", 5" DPS, X-over, 5 ½" DPS. Se controlaron parámetros.

Con los siguientes parámetros:

- **WOB:** 12 – 20 klbs
- **Galonaje:** 400 – 420 GPM
- **RPM:** 50 – 80
- **Presión:** 1600 – 2000 PSI
- **ROP:** 46,86 ft/hr

4.3.2. PERFIL “S”

Para la perforación de este tipo de pozos se encontró óptimo perforar en 4 secciones:

- **Sección Superficial 26”**, teniendo como punto de asentamiento a los 200 ft (+/- 20 ft), atravesando terciario indiferenciado.
- **Sección Superficial 16”**, teniendo como punto de asentamiento a los 5500 ft (+/- 100 ft), atravesando terciario indiferenciado y parte de Orteguzaza.
- **Sección Intermedia 12 ¼”**, teniendo como de asentamiento a los 9230 ft (+/- 10ft), atravesando Orteguzaza, Tiyuyacu, Tena, Basal Tena y Napo.
- **Sección Producción 8 ½”**, teniendo el punto de asentamiento a los 9870 ft (+/- 20ft), atravesando Napo y Hollín.

4.3.2.1. Sección de 26”

Para esta sección es óptimo utilizar un BHA convencional con broca tricónica de 16” de dientes largos de acero, trabajar con un TFA de 0,785 in², seguida de un bit sub, 3x8” Drill Collars, X-over, 14x5” HWDP, con este ensamblaje lograremos verticalidad del pozo y estabilidad para evitar vibraciones axiales por la presencia de boulders, aumentando valores en parámetros según se vaya perforando.

Los parámetros para trabajar en esta sección son:

- **WOB:** 5 - 16 klbs.
- **Galonaje:** 150 – 210 GPM
- **RPM:** 60 – 100
- **Presión:** 20 – 100 PSI
- **ROP:** 23 ft/hr

4.3.2.2. Sección de 16”

Para esta sección es óptimo utilizar dos BHA's con configuración tipo empacado para mantener la tangente en 25°, son ensamblajes direccionales que atravesarán Terciario Indiferenciado y parte de Orteguzaza.

BHA # 1: Una broca PDC de 16" (TFA: 0,922 in²), motor 15 ¾" con estabilizador, Float sub, Pony monel 8", estabilizador 14 5/8", Pony monel 8", Telescope, UBHO 8", Monel, 2 Drill Collars 8", X-over, 19 HWDP 5", Martillo, 9 HWDP 5", X-over, 5 ½" DPS, se controlan parámetros para evitar fracturamiento de la formación y daño en la broca.

Los parámetros para trabajar en esta sección son:

- **WOB:** 12 - 22 klbs
- **Galonaje:** 900 – 1100 GPM
- **RPM:** 40 – 90
- **Presión:** 3000 – 3500 PSI
- **ROP:** 75 ft/hr

BHA # 2: Su objetivo es verticalizar el pozo para el punto de casing, para esto se utiliza: broca PDC de 16" de 5 aletas (TFA: 0,922 in²), motor 14 5/8" con estabilizador, float sub, Pony Monel 8", estabilizador 15 ¾", Pony Monel 8", Telescope, Monel, 2x8" Drill Collars, X-over, 19x5" HWDP, martillo, 9x5" HWDP, X-over, 5 ½" DPS, controlando parámetros para determinar el tope de formación de Orteguaza.

Los parámetros para trabajar en esta sección son:

- **WOB:** 5- 30 klbs
- **Galonaje:** 900 – 1100 GPM
- **RPM:** 40 – 80
- **Presión:** 2900 – 3300 PSI
- **ROP:** 58,04 ft/hr

4.3.2.3. Sección de 12 ¼"

Para esta sección se utilizaran dos BHA's direccionales tipo pendular, para esta sección se pretende atravesar las formaciones de Orteguaza y Tiyuyacu con sus

conglomerados y los primeros pies de la formación Tena con el primer BHA y con el segundo BHA las formaciones de Basal Tena y Napo.

BHA # 1: tiene el objetivo de mantener verticalidad del pozo y pasar los conglomerados con broca PDC de 12 ¼" de 5 aletas (TFA: 1,052 in²), motor 11 ¾" con estabilizador, Float Sub, Pony Monel, 12 1/8" estabilizador, Pony Monel 8", Telescope, Monel, X-over, 19 HWDP 5", martillo, 9 HWDP 5", X-over, 5 ½" DPS. Controlando parámetros previo a la entrada de los conglomerados de Tiyuyacu.

Los parámetros a utilizarse son:

- **WOB:** 8 – 28 klbs
- **Galonaje:** 600 – 880 GPM
- **RPM:** 40 – 80
- **Presión:** 1600 – 2000 PSI
- **ROP:** 38,48 ft/hr

BHA # 2: Su objetivo es mantener verticalidad del pozo hasta el punto de casing rotando al 100 %, con un ensamblaje direccional tipo pendular con: broca PDC 12 ¼" de 5 aletas con doble fila de cortadores (TFA: 1,052 in²), 12 1/4" motor 11 ¾" con estabilizador, float sub, Pony Monel 8", estabilizador 12 1/8", Pony Monel 8", Telescope, Monel, X-over, 19 HWDP 5", martillo, 9 HWDP 5", X-over, DPS 5 ½".

Los parámetros a utilizarse son:

- **WOB:** 18 – 25 klbs
- **Galonaje:** 750 – 880 GPM
- **RPM:** 60 – 90
- **Presión:** 2500 – 3000 PSI
- **ROP:** 43,87 ft/hr

Controlando parámetros para atravesar conglomerado superior e inferior de Tiyuyacu, y volviendo a parámetros normales al salir de los mismos.

4.3.2.4. Sección de 8 ½”

Esta sección se puede perforar con un solo BHA, con el objetivo de atravesar Napo y Hollín con un ensamblaje direccional tipo fulcrum.

BHA # 1: Su objetivo es mantener verticalidad en el pozo, para esto se utilizará: broca PDC de seis aletas (TFA: 0,778 in²), motor 8 1/4” con estabilizador, Float Sub, Pony Monel, Estabilizador 8 3/8”, Pony Monel, MWD, Monel, 19 HWDP 5”, martillo, 9 HWDP 5”, X-over, 5 1/2” DPS. Se controlaron parámetros.

Con los siguientes parámetros:

- **WOB:** 10 – 15 klbs
- **Galonaje:** 420 – 450 GPM
- **RPM:** 85 – 90
- **Presión:** 1150 – 1750 PSI
- **ROP:** 51,28 ft/hr

4.4. ALTERNATIVAS DE ENSAMBLAJE DE FONDO PARA LA REGION SUR

4.4.1. PERFIL “J”

Para la perforación de este tipo de pozos se encontró óptimo perforar en cuatro secciones:

- **Sección Conductora 26”**, teniendo como punto de asentamiento a los 205 ft (+/- 10ft), atravesando Terciario Indiferenciado.
- **Sección Superficial 16”**, teniendo como punto de asentamiento a los 5800 ft (+/- 100 ft), atravesando Terciario Indiferenciado y Orteguaza.
- **Sección Intermedia 12 ¼”**, teniendo como punto de asentamiento a los 9900 ft (+/-100ft), atravesando Tiyuyacu, los conglomerados Superior e Inferior, Tena, Basal Tena, Napo,
- **Sección Producción 8 ½”**, teniendo como punto de asentamiento a los 10900 ft (+/- 100ft), atravesando Napo y Hollín

4.4.1.1. Sección de 26"

Para esta sección es óptimo utilizar un BHA convencional con una broca tricónica de 26" de dientes largos de acero, trabajar con un TFA de 0,785 in², seguida de un bit sub, 3 Drill Collars, un X-over y 3 HWDP, con este ensamblaje lograremos verticalidad del pozo y estabilidad para controlar vibraciones y problemas en esta sección ya que hay presencia de cantos rodados.

Los parámetros para trabajar en esta sección son:

- **WOB:** 2 - 18 klbs
- **Galonaje:** 350 GPM
- **RPM:** 40 – 90
- **Presión:** 150 PSI
- **ROP:** 40,83 ft/hr

4.4.1.2. Sección de 16"

Para esta sección es óptimo utilizar tres BHA's con configuración pendular, un BHA convencional y dos direccionales que atravesarán Terciario Indiferenciado con los dos primeros ensamblajes y Orteguaza y con el último ensamblaje.

BHA # 1: Una broca tricónica de 16" de dientes largos de acero (TFA: 0,785 in²), bit sub, 8"UBHO, 3 Drill Collars 8", X-over, estabilizador 9 5/8", X-over, 2 Drill Collar 8", X-over y 3 HWDP 5", siendo un ensamblaje no tan rígido y ayuda a una buena circulación de recortes y evitar embolamiento del estabilizador y broca.

Los parámetros para trabajar en esta sección son:

- **WOB:** 4 - 12 klbs
- **Galonaje:** 600 GPM
- **RPM:** 40 – 90
- **Presión:** 250 – 650 PSI
- **ROP:** 96,70 ft/hr

BHA # 2: Su objetivo es construir ángulo para lo cual es necesario tener una configuración tipo fulcrum en el ensamblaje utilizando: una broca PDC de 16" de 5 aletas (TFA: 0,848 in²), motor de fondo 7/8 lóbulos, estabilizador 15 1/4", NMDC 9 1/2", MWD 9 1/2", X-over, 8 1/16" Sub Orienting, 3 Drill Collars 8 1/4", X-over, 22 HWDP 5", martillo, 4 HWDP 5", X-over; controlando parámetros para evitar posible fractura de la formación.

Los parámetros para trabajar en esta sección son:

- **WOB:** 2- 35 klbs
- **Galonaje:** 700 – 1000 GPM
- **RPM:** 60 – 70
- **Presión:** 450 PSI
- **ROP:** 80,94 ft/hr

BHA # 3: Su objetivo es mantener el ángulo hasta llegar a TD con una inclinación de 29° controlando que no haya construcción de ángulo para esto se utiliza: broca PDC de 16" de 5 aletas (TFA: 0,848 in²), motor 9 1/2" (camisa 15 3/4"), 14 3/4" estabilizador, NMDC 9 1/2", 9 1/2" MWD, X-over, 3 Drill Collar 8 1/4", X-over, 22 HWDP 5", martillo, 4 HWDP 5", X-over.

Los parámetros para trabajar en esta sección son:

- **WOB:** 10 - 30 klbs
- **Galonaje:** 800 – 950 GPM
- **RPM:** 70 – 85
- **Presión:** 2500 – 3200 PSI
- **ROP:** 60 ft/hr

4.4.1.3. Sección de 12 1/4"

Para esta sección se utilizarán tres BHA's direccionales tipo pendular, para esta sección se pretende atravesar las formaciones de Orteguaza y parte de Tiyuyacu con el primer BHA, Tena, Basal Tena y Napo con el segundo ensamblaje.

BHA # 1: broca PDC de 12 ¼" de 5 aletas (TFA: 0,907 in²) con doble fila de cortadores, motor (camisa 12 1/8"), estabilizador 11 3/4", NMDC 8", 8" MWD, 8" NM Sub Filter, X-over, 6 Drill Collars 16 ½", X-over, 19 HWDP 5", martillo, 4 HWDP 5", X-over, controlando parámetros previo a la entrada de los conglomerados de Tiyuyacu.

Los parámetros a utilizarse son:

- **WOB:** 2 – 35 klbs
- **Galonaje:** 750 – 900 GPM
- **RPM:** 50 – 70
- **Presión:** 2800 – 3600 PSI
- **ROP:** 21,87 ft/hr

BHA # 2: Su objetivo es perforar Tiyuyacu, con un ensamblaje direccional tipo fulcrum y llegar al TD con una inclinación de 21° aproximadamente con: broca PDC 12 ¼" de 5 aletas con cortadores reforzados (TFA: 0,949 in²), 8" motor (camisa 11 ¾"), estabilizador 12", 8 ½" NM Sub Stop, MWD 8 ¼", 8" NMDC, 11 ¾" estabilizador, 8" NM Sub Filter, X-over, 6 Drill Collars 6 ½", X-over, 19 HWDP 5", martillo, 4 HWDP 5", X-over.

- **WOB:** 4 – 30 klbs
- **Galonaje:** 800 – 950 GPM
- **RPM:** 65 – 70
- **Presión:** 3000 – 3800 PSI
- **ROP:** 46,36 ft/hr

Controlando parámetros para atravesar conglomerado superior e inferior de Tiyuyacu, y volviendo a parámetros normales al salir de los mismos.

4.4.1.4. Sección de 8 ½"

Esta sección se puede perforar con un solo BHA, con el objetivo de atravesar la Napo y Hollín.

BHA # 1: Su objetivo llegar al TD con una inclinación de 7° por lo que se utiliza una configuración pendular, para esto se utilizará: broca PDC de seis aletas (TFA: 0,902 in²), Motor (camisa 8 1/8”), 8 3/8” estabilizador, 6 3/4” NMDC, 6 3/4” MWD, 6” NM Sub Filter, X-over, 3 Drill Collars 6 1/2”, X-over, 5 HWDP 5”, martillo, 4 HWDP 5”, X-over.

Con los siguientes parámetros:

- **WOB:** 2 – 28 klbs
- **Galonaje:** 350 – 380 GPM
- **RPM:** 50 – 60
- **Presión:** 1700 – 1950 PSI
- **ROP:** 34,95 ft/hr

4.4.2. PERFIL “S”

Para la perforación de este tipo de pozos se encontró óptimo perforar en cuatro secciones:

- **Sección Conductora 26”**, teniendo como punto de asentamiento a los 300 ft (+/- 10ft), atravesando Terciario Indiferenciado.
- **Sección Superficial 16”**, teniendo como punto de asentamiento a los 6500 ft (+/- 100 ft), atravesando Terciario Indiferenciado y Orteguzza.
- **Sección Intermedia 12 1/4”**, teniendo como punto de asentamiento a los 10200 ft (+/- 100ft), atravesando Tiyuyacu Superior e Inferior, Tena, Basal Tena, Zona, Napo.
- **Sección Producción 8 1/2”**, teniendo como punto de asentamiento a los 11100 ft (+/- 100ft), atravesando Arenisca Napo y Hollín.

4.4.2.1. Sección de 26”

Para esta sección es óptimo utilizar un BHA convencional con una broca tricónica de 26” de dientes largos de acero, trabajar con un TFA de 0,785 in², seguida de

un bit sub, 3 Drill Collars, un X-over y 3HWDP, con este ensamblaje lograremos verticalidad del pozo y estabilidad para controlar vibraciones.

Los parámetros para trabajar en esta sección son:

- **WOB:** 2 - 14 klbs
- **Galonaje:** 450 GPM
- **RPM:** 40 – 70
- **Presión:** 250 PSI
- **ROP:** 29,83 ft/hr

4.2.1.2. Sección de 16”

Para esta sección es óptimo utilizar dos BHA's con configuración fulcrum, direccionales que atravesarán el Terciario Indiferenciado y Orteguaza.

BHA # 1: Con un broca tricónica de 16” de dientes largos de acero (TFA: 0,81 in²) con protección en el calibre, motot, float sub, Pony Monel, estabilizador 14 5/8”, Telescope, 8”UBHO, Monel, 2 Drill Collars 8”, X-over, 20 HWDP 5”, martillo, 4 HWDP 5”, se deben controlar parámetros al entrar a Chalcana para no causar inestabilidad en el pozo o fracturar.

Los parámetros para trabajar en esta sección son:

- **WOB:** 4 - 20 klbs
- **Galonaje:** 350 – 1000 GPM
- **RPM:** 40 – 60
- **Presión:** 380 – 3500 PSI
- **ROP:** 92,50 ft/hr

BHA # 2: Su objetivo es mantener la tangente usándo así una configuración empacada con una inclinación de 13°, siendo el ensamblaje utilizando: broca PDC de 16” de 5 aletas (TFA: 0,999in²) con protección en el gauge, motor, float sub, Pony Monel, estabilizador 15 3/4”, Telescope, Monel, 2 Drill Collars 8”, X-over, 20

HWDP 5", martillo, 4 HWDP 5", controlando parámetros para evitar posible fractura de la formación.

Los parámetros para trabajar en esta sección son:

- **WOB:** 18 – 20 klbs
- **Galonaje:** 990 – 1000 GPM
- **RPM:** 40 – 60
- **Presión:** 3500 – 3700 PSI
- **ROP:** 65,2 ft/hr

4.2.1.3. Sección de 12 ¼"

Para esta sección se utilizara un BHA direccionales tipo pendular, para esta sección se pretende atravesar las formaciones de Tiyuyacu, Tena y Napo.

BHA # 1: Su objetivo es tumbar ángulo para llegar a TD con una inclinación de 0,5° con: broca PDC de 12 ¼" de 5 aletas (TFA: 1,011 in²), motor, estabilizador 11 ¾", Pony Monel 8", MWD, Monel 8", X-over, 20 HWDP 5", martillo, 4 HWDP 5", DPS 5", controlando parámetros previo a la entrada de los conglomerados de Tiyuyacu.

Los parámetros a utilizarse son:

- **WOB:** 5 – 30 klbs
- **Galonaje:** 670 – 800 GPM
- **RPM:** 70 – 120
- **Presión:** 1500 – 3500 PSI
- **ROP:** 25,5 ft/hr

4.2.1.4. Sección de 8 ½"

Esta sección se puede perforar con un solo BHA, con el objetivo de atravesar las formaciones de Napo hasta Hollín con un ensamblaje direccional tipo pendular.

BHA # 1: su objetivo es mantener verticalidad para llegar al TD con una inclinación de $0,70^\circ$ para esto se utilizará: broca PDC de seis aletas (TFA: $0,66 \text{ in}^2$), motor, Estabilizador 8 3/8", Pony Monel, MWD, Monel, 20 HWDP 5", martillo, 4 HWDP 5", 5" DPS. Deben controlarse parámetros para evitar wash out en las lutitas y sobre lavado de las arenas del reservorio.

Con los siguientes parámetros:

- **WOB:** 5 – 18 klbs
- **Galonaje:** 400 – 450 GPM
- **RPM:** 50 – 100
- **Presión:** 1200 – 1450 PSI
- **ROP:** 39,9 ft/hr

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- Se ha identificado formaciones que presentan mayores problemas durante la perforación que son al atravesar Orteguzza, Tiyuyacu y Napo por los conglomerados que presentan estas formaciones.
- El control de parámetros y la buena selección del ensamblaje de fondo garantiza óptimos tiempos de perforación, pozos en calibre y cumplimiento del plan direccional de perforación.
- El número de ensamblajes de fondo utilizados en la perforación de un pozo, no refleja un mal diseño del BHA ya que existen factores externos como el mal estado de las herramientas, control inadecuado de parámetros frente a las formaciones, defectuosa limpieza del pozo, entre otros.
- La configuración de los ensamblajes de fondo, no tiene el mismo resultado en los pozos de las diferentes regiones.
- Los estabilizadores más utilizados en la perforación de pozos en la Cuenca Oriente son los estabilizadores de aletas integrales espiralados.
- La utilización de Drill Collars no magnéticos antes y después del MWD, ayuda a tener una buena señal y evitar interferencias para cumplir con el objetivo.
- Los valores de caudal y presión utilizados en la perforación, se limitan con el uso de la herramienta MWD ya que es necesario controlarlos para tener una buena señal de la herramienta.

SECCIÓN 26”

- Para la sección de 26" se utiliza un ensamblaje convencional con una broca tricónica de dientes largos de acero, ya que reflejó mejor desempeño ante la presencia de cantos rodados y formaciones no consolidadas.
- Para esta sección el uso de un TFA de 0,78 in² presentó mejores resultados en cuanto a ROP y tiempo de perforación; teniendo un valor de ROP promedio de 30 – 40 ft/hr.
- Los parámetros y objetivos en la sección de 26" son similares para los pozos perforados en las Regiones Norte, Centro y Sur.
- El galonaje para la sección de 26" debe aumentarse paulatinamente con la profundidad, debido inestabilidad de las formaciones y tendencia a fracturar la misma y de esta manera evitar embolar la broca ante la presencia de arcillas.
- El ensamblaje óptimo para esta sección se perfila de la siguiente manera: una broca tricónica de 26" con dientes largos de acero y un TFA: 0,78 in²; un bit sub, un X-over, 3 Drill Collars y 3 HWDP para la región Centro y Sur; mientras que para la región Norte se utiliza el mismo ensamblaje pero únicamente con 2 Drill Collars.

SECCIÓN 16"

- En esta sección se atraviesa parte del Terciario Indiferenciado y Orteguaza, teniendo como punto de asentamiento de casing las lutitas de Orteguaza o al finalizar las mismas.
- Para esta sección el número de BHA's utilizados son como mínimo dos, siendo el primero convencional con una broca tricónica de dientes largos de acero y el segundo direccional con una broca PDC de 5 aletas ya que con el segundo ensamblaje se inicia la construcción del ángulo, para las regiones Norte y Sur; mientras que para algunos pozos de la región Centro se observó la utilización de dos ensamblajes direccionales ya que se inicia el KOP con el primer ensamblaje de fondo.
- El ensamblaje convencional se perfila de la siguiente manera: una broca tricónica de 16" con dientes largos de acero, un bit sub, UBHO, 3 Drill Collars, X-over, 7 HWDP.

- El ensamblaje direccional tiene configuración tipo fulcrum y se perfila de la siguiente manera: una broca PDC de 5 aletas, motor de fondo, float sub, NMDC, estabilizador 15 $\frac{3}{4}$ ", NMDC, Telescope, UBHO, NMDC, 2 Drill Collars, X-over, 19 HWDP, un martillo, 5 HWDP.

SECCIÓN 12 $\frac{1}{4}$ "

- En esta sección se atravesaron las formaciones de Orteguzza, Tiyuyacu, Tena, Basal Tena, Napo, teniendo el punto de asentamiento de casing en las Calizas de Napo.
- Para atravesar la formación de Tiyuyacu en los Conglomerados Superior e Inferior, se controlan parámetros para evitar el daño en las herramientas del BHA.
- Se observó que para las formaciones de Tena, Basal Tena y Napo, la utilización del sistema direccional dirigible presentó varios inconvenientes, tanto técnicos como de desempeño durante la perforación de la sección.
- Se utilizan como mínimo dos ensamblajes de fondo, siendo estos direccionales con una broca PDC de 5 aletas con protección en el calibre y doble fila de cortadores.
- Es muy frecuente encontrar puntos apretados, puntos de apoyo y sobre tensión durante los viajes en esta sección, así como altos valores de Stick & Slip.
- Los dos ensamblajes de fondo utilizados para esta sección presentan un perfil similar que constan de: una broca PDC de 12 $\frac{1}{4}$ " de 5 aletas con protección en el calibre y doble fila de cortadores, un motor de fondo, un estabilizador de 12 $\frac{1}{8}$ ", un float sub, 6 Drill Collars, MWD, NMDC, 20 HWDP, martillo, 4 HWDP.

SECCIÓN 8 $\frac{1}{2}$ "

- Se atraviesan formaciones desde Napo hasta Hollín dependiendo del objetivo y de la región en la que se encuentre.

- Para esta sección se utiliza un BHA direccional de configuración pendular con una broca de 5 o 6 aletas con protección en el calibre.
- En esta sección se tiene alta probabilidad de pegas de tubería debido a la dificultad de limpieza del pozo.
- Se disminuyó problemas de colgamiento, sin incrementar el torque y trabajo direccional, utilizando una parada de Drill Collars de 6 ¼”.
- Para esta sección se controlan parámetros para evitar whasout en las lutitas de Napo y evitar lavar las arenas del reservorio.
- El perfilaje del ensamblaje de fondo utilizado para esta sección consta de: una broca PDC de 8 ½” de 6 aletas con protección en el calibre, motor de fondo, estabilizador de 8 3/8”, pony monel, MWD, NMDC, 20 HWDP, martillo, 4HWDP.

5.2. RECOMENDACIONES

- Se recomienda conocer la prognosis del pozo, para tener un buen control de parámetros en las formaciones de mayor dificultad.
- Se recomienda realizar un chequeo general de todas las herramientas a utilizarse durante la perforación, para evitar viajes innecesarios a superficie.
- El uso de estabilizadores dentro de la tubería de revestimiento debe ser limitado a tiempos cortos, ya que puede causar daños a la misma.
- En pozos direccionales de alto ángulo es recomendable no deslizar más de tres horas, para evitar acumulación de recortes y problemas operacionales.
- Se recomienda perforar la sección de 26” en todos los pozos de la Cuenca Oriente para evitar la contaminación de aguas freáticas existentes en estas formaciones.
- Se recomienda controlar los parámetros de perforación debido a la presencia de cantos rodados, arcillas y formaciones inestables en la sección de 26”.

- Para la sección de 26" se recomienda utilizar 3 Drill Collars para mantener verticalidad del pozo, reducir vibraciones axiales y así evitar desestabilizar formaciones.
- Para la sección de 12 ¼" se recomienda trabajar con una broca de 5 aletas con protección en el calibre y doble fila de cortadores para soportar la abrasividad de los conglomerados de Tiyuyacu.
- Se recomienda armar un BHA de limpieza antes de asentar el casing de la sección de 12 ¼", para evitar obstrucciones durante la corrida de casing, debido a la complejidad de las formaciones atravesadas.
- Se recomienda iniciar la sección de 12 ¼" con bajos caudales, 600 GPM para minimizar la tendencia a tumbar inclinación en las lutitas; así como evitar embolamiento de la broca en las arcillas.
- Se recomienda utilizar Drill Collars de 6" en la sección de 12 ¼" para evitar problemas por arrastre.
- Se recomienda repasar dos veces en cada parada para asegurar una buena limpieza, preferentemente para la sección de 12 ¼".
- Se recomienda no tomar surveys en la cara de la formación productora para evitar pega de tubería por diferenciales de presión y wash out.
- Se recomienda no utilizar el sistema direccional dirigible para atravesar las formaciones de Tena, Basal Tena y Napo, ya que este sistema presenta fallas mecánicas y bajas ROP's en estas formaciones.
- Para la región Norte se recomienda utilizar los siguientes parámetros:

PARÁMETROS NORTE PERFIL "J"				
SECCIÓN	WOB	GALONAJE GPM	RPM	PRESIÓN psi
17 1/2"	1 - 6	270 - 320	40 - 90	150
12 1/4"	8 - 24	450 - 500	60 - 80	1000 - 1500
	2 - 28	900	40 - 95	3200 - 3500
8 1/2"	8 - 25	500 - 600	60 - 80	2500 - 2900

PARÁMETROS NORTE PERFIL "H"				
SECCIÓN	WOB	GALONAJE GPM	RPM	PRESIÓN psi

26"	5 - 15	250 - 350	80 - 85	50 - 180
16"	5 - 20	200 - 400	60 - 90	200 - 350
	6 - 25	500 - 1000	40 - 90	800 - 2600
	10 - 20	800 - 1000	70 - 85	2800 - 3200
12 1/4"	5 - 40	630 - 850	70 - 120	1500 - 2800
	10 - 27	850 - 880	80 - 110	2700 - 3000
	10 - 35	790 - 880	70 - 110	2500 - 3300
8 1/2"	5 - 25	400 - 560	50 - 90	1500 - 1950

- Para la región Centro se recomienda utilizar los siguientes parámetros:

PARÁMETROS CENTRO PERFIL "J"				
SECCIÓN	WOB	GALONAJE GPM	RPM	PRESIÓN psi
26"	6 - 12	100 - 350	80 - 85	150 - 220
16"	15 - 20	900 - 1050	60 - 80	2800 - 3200
	15 - 24	1000 - 2200	60 - 80	2800 - 3250
12 1/4"	18 - 20	800 - 900	30 - 100	1300 - 2500
	12 - 35	800 - 920	40 - 100	2100 - 3200
8 1/2"	12 - 20	400 - 420	50 - 80	1600 - 2000

PARÁMETROS CENTRO PERFIL "S"				
SECCIÓN	WOB	GALONAJE GPM	RPM	PRESIÓN psi
26"	5 - 12	150 - 210	60 - 100	20 - 100
16"	12 - 22	900 - 1100	40 - 90	3000 - 3500
	5 - 30	900 - 1100	40 - 80	2900 - 3300
12 1/4"	8 - 28	600 - 880	40 - 80	1600 - 2000
	18 - 25	750 - 880	60 - 90	2500 - 3000
8 1/2"	10 - 15	420 - 450	85 - 90	1150 - 1750

- Para la región Sur se recomienda utilizar los siguientes parámetros:

PARÁMETROS SUR PERFIL "J"				
SECCIÓN	WOB	GALONAJE GPM	RPM	PRESIÓN psi
26"	2 - 18	150 - 210	60 - 100	20 - 100
16"	4 - 12	600	40 - 90	250 - 650
	2 - 35	700 - 1000	60 - 70	450
	10 - 30	800 - 950	70 - 85	2500 - 3200
12 1/4"	2 - 35	750 - 900	50 - 70	2800 - 3600
	4 - 30	800 - 950	65 - 70	3000 - 3800
8 1/2"	2 - 28	350 - 380	50 - 60	1700 - 1950

PARÁMETROS SUR PERFIL "S"				
----------------------------------	--	--	--	--

SECCIÓN	WOB	GALONAJE GPM	RPM	PRESIÓN psi
26"	2 - 14	450	40 - 70	250
16"	4 - 20	350 - 1000	40 - 60	380 - 3500
	18 - 20	990 - 1000	40 - 60	3500 - 3700
12 1/4"	5 - 30	670 - 800	70 - 120	1500 - 3500
8 1/2"	5 - 18	400 - 450	50 - 100	1200 - 1450

GLOSARIO

A

Abrasiva.- sustancia u objetivo que tiene como finalidad actuar sobre otros materiales con diferentes clases de esfuerzos mecánicos, triturando, molienda, corte o pulido.

B

BHA.- Ensamblaje de fondo

Bitumen.- es una mezcla de líquidos orgánicos altamente viscosa, negra, pegajosa y complemente soluble en disulfuro de carbono compuesta principalmente por hidrocarburos aromáticos policíclicos

Boulders.- termino en ingles que significa, rocas redondeadas que se encuentran en formaciones superficiales

E

Estuarina.- área bajo la influencia de las mareas, definición usada actualmente para decir que es un área de la costa donde el agua dulce proviene de la tierra y se mezcla con agua de mar.

F

Fallas.- una falla geológica es una fractura en el terreno a lo largo de la cual movimiento de uno de los lados respecto al otro, formado por esfuerzos tectónicos.

Fuerzas Gravitaciones.-es la fuerza de atracción entre dos masas, cuyos centros de gravedad están lejos comparadas con las dimensiones del cuerpo.

G

Gauge.- término en ingles utilizado para describir el calibre de la broca.

Grados API.- por sus siglas en ingles American Petroleum Institute, es la medida de la densidad que en comparación con el agua, detalla si el petróleo es pesado o liviano.

I

Interestratificada.- Es un mineral compuesto por su estructura en la que se alternan dos o más tipos de láminas diferentes.

M

Materia orgánica.- compuesta de compuestos orgánicos que proviene de los restos de organismos que alguna vez tuvieron vida.

R

Reentry.- por su palabra en ingles que significa REINGRESO, o se lo denomina cuando por cualquier motivo se ha cerrado un pozo petrolero y se lo vuelve abrir.

RSS.- Sistema de Perforación Rotativa Direccional

S

Slide.- termino en ingles que significa deslizar, durante la perforación direccional.

Stick and slip (S&S). - Atascamiento y Deslizamiento

Subangular.- mineral libre de ángulos agudos, aunque no redondea suavemente (partículas de cuarzo).

Subtranslúcida.- cuerpo a través del cual pasa la luz, pero que no deja ver sino confusamente lo que hay detrás de él.

Subtransparente.- mineral que llega a la transparencia o translucido

T

Target.- término en ingles cuyo significado es OBJETIVO, se utiliza para describir el objetivo al cual se desea llegar al final de la perforación.

Turbulencia.- Estado de agitación que se encuentra un líquido o un gas

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

LIBROS

- Patrice Baby, y Marco Rivadeneira, Roberto Barragán, octubre del 2004, La Cuenca Oriente: Geológica y Petróleo, Volumen I, Primera edición, Editorial Científicos.
- Schlumberger, (2001), Introduction to Directional Drilling, Volumen I, Primera edición, Schlumberger Technology Corp.
- Schlumberger, (Diciembre 1996), Directional Drilling Training Manual, Volumen II, Version 1.1, Schlumberger Technology Corp.
- J.A. Jim (1993), Directional and Horizontal Drilling, Volumen I, Edición 1, PennWell Publishing Company.
- David A. Willoughby, (2005), Horizontal Directional Drilling- Utility and Pipeline applications, Volumen I, Edición I, Mc. Graw Hill.
- Frank Mcintosh, Gelby George, (Junio-2008), Drilling Manual: Well Planning, (GND-GL-HAL-HPM-1100 06), Edición I, Halliburton Project Management.
- Ing. Jorge Dueñas, (2010), Curso de Perforación Direccional. Volumen I, Edición 2.
- Dick Cheney, (Julio 1997), Petroleum Well Construction. Halliburton

- Delgado Sejas Carla, Orihuela Criales Jorge, y Villca Gómez Wilde, (2010), Perforación Petrolera III, Escuela de Ingeniería-Estabilizadores y tipos de BHA. Volumen III, Edición I, Escuela Militar de Ingeniería
- Ing. Carlos Jiménez, (Julio del 2009), Perforación Direccional.
- Leopoldo Martínez, (Septiembre 2002), Principios Básicos de la Perforación Direccional
- Cavo Drilling Motors, (2005), Motor Operation Manual, Cuarta edición.
- Diego Giacca, , (Enero 2004), Directional Drilling, Primera edición.
- Andrea Soledad Arroyo Vaca, (2013), Evaluación Técnica de las configuraciones del sistema rotatorio dirigible (GEO-PILOT™) de la compañía Halliburton para perforación de pozos horizontales en la cuenca oriente ecuatoriana. Tesis de grado EPN, Quito, Ecuador.
- Ángel Daniel Acuña Hidalgo, y Galo Alberto Pilicita Pilicita, (2013), Análisis técnico y elaboración de alternativas para programas de hidráulica y limpieza de perforación direccional en pozos con alto ángulo de buzamiento del bloque 15, Tesis de grado EPN, Quito, Ecuador
- Jonnathan Patricio Fabara Parreño, (2013), Optimización de la hidráulica para brocas de perforación en los campos Auca y Drago de EP-PETROECUADOR, Tesis de grado EPN, Quito, Ecuador
- Alexandra del Cisne Gallegos Mazza, (2013), Estudio técnico de los ensamblajes con motor de fondo (BHA) para optimizar la perforación de pozos tipo "J" en la plataforma Sacha 380 del campo Sacha, Tesis de grado EPN, Quito, Ecuador.
- Mauricio Jesus coloma Chango, (2008), Evaluación de ensamblajes de fondo (BHA) para optimizar el tiempo de perforación en pozos direccionales en el campo Sacha, Tesis de grado ESPOL, Guayaquil, Ecuador.

INTERNET

- FAR-SUR, Servicios petroleros Ltd., (1998), Presentación de estabilizadores, <http://www.farsur.com/estabilizador.php>

- Bit performance in the TUNU field Development, (2003), *Evolution of Technology and Lesson Learning*, <http://www.iatmi.or.id/assets/bulletin/pdf/2003/2003-12.pdf>

ANEXOS

ANEXO 1
PARÁMETROS REGIÓN NORTE

ANEXO 2
PARÁMETROS REGIÓN CENTRO

ANEXO 3
PARÁMETROS REGIÓN SUR

ANEXO 4
CONFIGURACIÓN DEL ENSAMBLAJE DE
FONDO

ANEXO 4.1. REGIÓN NORTE

- FANNY 128

Secciones	#STB	FANNY 128 Tipo BHA	DIAMETRO	TIPO	UBICACIÓN SOBRE LA BROCA (Ft)	MOTOR
						ROTOR/ESTATOR
12 1/4"	1	Pendular	11 1/2"	Aletas Integrales	32,54	4/5
	1	Pendular	11 1/2"	Aletas Integrales	35,86	-
8 1/2"	1	Pendular	7 1/2"	Aletas Integrales	40,88	6/7

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera (ARCH)

Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

- FANNY 137

Secciones	#STB	FANNY 137 Tipo BHA	DIAMETRO	TIPO	UBICACIÓN SOBRE LA BROCA (Ft)	MOTOR
						ROTOR/ESTATOR
16"	2	Fulcrum	15 3/4" : 14 5/8"	Aletas Integrales	1,50/43,20	5/6
	2	Fulcrum	15 3/4" : 14 5/8"	Aletas Integrales	1,50/43,05	5/6

12 1/4"	1	Pendular	12 1/8"	Aletas Integrales	14,86	-
	1	Pendular	12 1/8"	Aletas Integrales	14,82	-
	1	Pendular	12 1/8"	Aletas Integrales	14,92	-
	1	Pendular	12"	Aletas Integrales	1,23	7/8
8 1/2"	2	Fulcrum	8 3/8" : 8 1/4"	Aletas Integrales	1,02/74,57	-

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera (ARCH)

Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

▪ **FANNY 129**

Secciones	#STB	FANNY 129 Tipo BHA	DIAMETRO	TIPO	UBICACIÓN SOBRE LA BROCA (Ft)	MOTOR
						ROTOR/E STATOR
12 1/4"	1	Pendular	11 1/2"	Aletas Integrales	33,29	4/5
	1	Pendular	11 1/2"	Aletas Integrales	33,29	4/5
8 1/2"	1	Pendular	7 3/4"	Aletas Integrales	37,88	6/7
	1	Pendular	7 3/4"	Aletas Integrales	37,78	6/7

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera (ARCH)

Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

▪ **FANNY 138**

Secciones	#STB	FANNY 138 Tipo BHA	DIAMETRO	TIPO	UBICACIÓN SOBRE LA BROCA (Ft)	MOTOR
						ROTOR/E STATOR
16"	1	Pendular	14 5/8"	Aletas Integrales	43,08	5/6

	1	Pendular	14 5/8"	Aletas Integrales	43,08	5/6
12 1/4"	1	Pendular	12 1/8"	Aletas Integrales	14,9	-
	1	Pendular	12 1/8"	Aletas Integrales	14,9	-
	1	Pendular	12 1/8"	Aletas Integrales	13,8	-
	1	Pendular	12 1/8"	Aletas Integrales	14,9	-

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera (ARCH)

Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

ANEXO 4.2. REGIÓN CENTRO

▪ SACHA 314

Secciones	# STB	SACHA 314 Tipo de BHA	DIAMETRO	TIPO	UBICACIÓN SOBRE LA BROCA (ft)	MOTOR
						ROTOR/E STATOR
16"	2	Fulcrum	15 ¼ : 15 ¾"	Aletas Integrales	1,10/35,54	7/8
	2	Fulcrum	15 ¼ : 15 ¾"	Aletas Integrales	1,10/35,54	5/6
12 1/4"	1	Péndulo	12"	Aletas Integrales	42,75	5/6
	1	Péndulo	12"	Aletas Integrales	38,17	5/6
8 1/2"	1	Péndulo	8 3/8"	Aletas Integrales	30,1	7/8

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera (ARCH)

Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

▪ SACHA 273

Secciones	# STB	SACHA 273 Tipo BHA	DIAMETRO	TIPO	UBICACIÓN SOBRE LA BROCA (ft)	MOTOR
						ROTOR/E STATOR
16"	1	Empacado	15 ¾" : 15 ¾"	Aletas	1,10/35	7/8

				Integrales		
	1	Empacado	15 ¾" : 15 ¾"	Aletas Integrales	35	7/8
12 1/4"	1	Pendular	12"	Aletas Integrales	35,08	7/8
	1	Empacado	12" : 12"	Aletas Integrales	1,30/31,46	7/8
	1	Pendular	12"	Aletas Integrales	30,7	7/8
	1	Pendular	12 1/8" : 12"	Aletas Integrales	1,08/30,76	7/8
	1	Pendular	12"	Aletas Integrales	36,82	7/8
8 1/2"	1	Pendular	8 3/8"	Aletas Integrales	38,67	7/8

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera (ARCH)

Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

▪ **SHUSHUFINDI 139**

Secciones	# STB	SSF 139 Tipo BHA	DIAMETRO	TIPO	UBICACIÓN SOBRE LA BROCA (ft)	MOTOR
						ROTOR/E STATOR
16"	2	Fulcrum	15 ¾" : 14 5/8"	Aletas Integrales	1,10 / 52,33	5/6
	2	Pendular	14 5/8" : 15 ¾"	Aletas Integrales	1,10 / 51,11	5/6
12 1/4"	2	Pendular	11 ¾" : 12 1/8"	Aletas Integrales	0,86 / 46,13	7/8
	2	Pendular	11 ¾" : 12 1/8"	Aletas Integrales	1,10 / 46,44	7/8
8 1/2"	2	Empacado	8 ¼" : 8 ¼"	Aletas Integrales	0,80 / 30,38	7/8

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera (ARCH)

Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

▪ **SHUSHUFINDI 123**

Secciones	# STB	SSF 123	DIAMETRO	TIPO	UBICACIÓN SOBRE LA BROCA (ft)	MOTOR
						ROTOR/E STATOR
16"	1	Fulcrum	15 ¾" : 14 5/8"	Aletas Integrales	1,10/39,65	5/6

	1	Pendular	14 ½" : 15 ¾"	Aletas Integrales	1,10/42,5	5/6
12 1/4"	1	Pendular	11 ¾" : 12 1/8"	Aletas Integrales	1,09/36,36	7/8
	1	Pendular	11 ¾" : 12 1/8"	Aletas Integrales	1,10/36,56	7/8
8 1/2"	1	Fulcrum	8 ¼" : 8 3/8"	Aletas Integrales	0,63/43,47	7/8
8 1/2" ST	1	Pendular	8 1/5"	Eco Scope W	28,38	7/8
	1	Pendular	8 3/8"	Aletas Integrales	0,81	7/8
	2	Fulcrum	8 3/8" : 8 ¼"	Aletas Integrales	0,81/28,38	7/8

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera (ARCH)

Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

▪ SHUSHUFINDI 151

Secciones	# STB	SSF 151	DIAMETRO	TIPO	UBICACIÓN SOBRE LA BROCA (ft)	MOTOR
						ROTOR/E STATOR
16"	2	Empacado	15 3/4" : 15 3/4"	Aletas Integrales	1, 40 / 44,56	5/6
	2	Empacado	15 3/4" : 15 3/4"	Aletas Integrales	1,40 / 44,56	5/6
12 1/4"	2	Fulcrum	12 1/4" : 12 1/8"	Aletas ntegrales	1,20/2106	-
	1	Pendular	12 1/8"	Aletas Integrales	38,48	5/6
	1	Pendular	12"	Aletas Integrales	44,19	5/6
8 1/2"	1	Pendular	8 1/4"	Aletas Integrales	38,82	7/8
	1	Pendular	8 3/8"	Aletas Integrales	38,82	7/8

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera (ARCH)

Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

▪ SHUSHUFINDI 211

Secciones	# STB	SSF 211 Tipo BHA	DIAMETRO	TIPO	UBICACIÓN SOBRE LA BROCA (ft)	MOTOR
						ROTOR/E STATOR

16"	2	Empacado	15 ¾" : 15 ¾"	Aletas Integrales	1,20/49,9	5/6
	2	Empacado	15 ¾" : 15 ¾"	Aletas Integrales	1,20/49,9	5/6
	2	Empacado	15 ¾" : 15 ¾"	Aletas Integrales	1,20/34,32	5/6
12 1/4"	2	Fulcrum	12 ¼" : 12 1/8"	Aletas Integrales	0,9/14,73	6/7
	2	Fulcrum	12 ¼" : 12 1/8"	Aletas Integrales	0,9/14,73	6/7
8 1/2"	2	Fulcrum	8 3/8" : 8 ¼"	Aletas Integrales	0,63/28,63	7/8

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera (ARCH)

Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

ANEXO 4.3. REGIÓN SUR

- AUCA 94

Secciones	#STB	AUCA J-094 Tipo BHA	DIAMETRO	TIPO	UBICACIÓN SOBRE LA BROCA (ft)	MOTOR
						ROTOR/E STATOR
16"	2	Fulcrum	15 ¾" : 15 ¼"	Aletas Integrales	5 / 40,93	7/8
	2	Fulcrum	15 ¾" : 14 ¼"	Aletas Integrales	5 / 40,68	7/8
12 1/4"	2	Pendular	12 1/8" : 11 ¾"	Aletas Integrales	4,32 / 39,72	7/8
	5	Empacado	11 3/4" : 12" : 12 1/8" : 12 1/8" : 11 3/4"	Aletas Integrales	4,32 / 40,01 / 80,7 / 91,75 / 99,40	7/8
8 1/2"	2	Pendular	8 1/8" : 8 3/8"	Aletas Integrales	3,2 / 34,31	7/8

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera (ARCH)

Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

- AUCA 106

Secciones	#STB	AUCA- 106D	DIAMETRO	TIPO	UBICACIÓN SOBRE LA	MOTOR
-----------	------	---------------	----------	------	-----------------------	-------

		Tipo BHA			BROCA (ft)	ROTOR/ ESTATOR
16"	2	Fulcrum	15 3/4" : 14 5/8"	Aletas Integrales	1,20 / 55,67	7/8
	2	Pendular	14 5/8" : 15 3/4"	Aletas Integrales	1,20 / 58,14	5/6
12 1/4"	2	Empacado	12" : 12"	Aletas Integrales	1,10 / 47,55	5/6
	2	Pendular	11 3/4" : 12"	Aletas Integrales	1,10 / 42,8	7/8
8 1/2"	2	Pendular	8 1/4" : 8 3/8"	Aletas Integrales	0,8 / 36,54	7/8
	2	Pendular	8 1/4" : 8 3/8"	Aletas Integrales	0,8 / 36,54	7/8

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera (ARCH)

Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

▪ AUCA 110

Secciones	# STB	AUCA J-110 Tipo BHA	DIAMETRO	TIPO	UBICACIÓN SOBRE LA BROCA (ft)	MOTOR
						ROTOR/E STATOR
16"	2	Fulcrum	15 3/4" : 15 1/4"	Aletas Integrales	5,23 / 40,83	7/8
	2	Fulcrum	15 3/4" : 14 3/4"	Aletas Integrales	5,23 / 40,76	7/8
12 1/4"	2	Fulcrum	12 1/8" : 11 3/4"	Aletas Integrales	4,36 / 39,57	7/8
	2	Fulcrum	12 1/8" : 11 1/2"	Aletas Integrales	4,43 / 39,44	7/8
	6	Empacado	12 1/8" : 11 1/2" : 11 3/4" : 12 1/8" : 12 1/8" : 11 3/4"	Aletas Integrales	4,43 / 39,99 / 79,99 / 86,98 / 97,95 / 104, 56	7/8
8 1/2"	2	Pendular	8 1/8" : 8 3/8"	Aletas Integrales	3,3 / 44,15	7/8

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera (ARCH)

Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

▪ AUCA 85

Secciones	# STB	AUCA-85D Tipo BHA	DIAMETRO	TIPO	UBICACIÓN SOBRE LA BROCA (ft)	MOTOR
						ROTOR/ ESTATOR
16"	2	Fulcrum	15 ¾" : 14 5/8"	Aletas Integrales	1,20 / 39,53	5/6
	2	Pendular	14 5/8" : 15 5/8"	Aletas Integrales	1,20 / 39,53	5/6
	2	Pendular	14 1/2" : 14 5/8"	Aletas Integrales	1,20 / 33,06	5/6
12 1/4"	2	Pendular	11" : 11 3/4"	Aletas Integrales	5,03 / 36,96	7/8
8 1/2"	1	Pendular	8 3/8"	Aletas Integrales	28,8	7/8

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera (ARCH)

Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

▪ AUCA 84

Secciones	#STB	AUCA-84D Tipo BHA	DIAMETRO	TIPO	UBICACIÓN SOBRE LA BROCA (ft)	MOTOR
						ROTOR/ ESTATOR
16"	1	Fulcrum	15 ¾" : 14 5/8"	Aletas Integrales	1,10 / 52,14	7/8
	1	Empacado	15 ¾" : 15 ¾"	Aletas Integrales	1,10 / 52,19	7/8
12 1/4"	1	Pendular	11" : 12"	Aletas Integrales	1,03 / 41,44	7/8
8 1/2"	1	Fulcrum	8 3/8" : 8 ¼"	Aletas Integrales	0,83 / 33,65	7/8

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera (ARCH)

Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

▪ AUCA 72

Secciones	# STB	AUCA-72D Tipo BHA	DIAMETRO	TIPO	UBICACIÓN SOBRE LA BROCA (ft)	MOTOR
						ROTOR/ ESTATOR
16"	1	Empacado	15 3/4" : 15 3/4"	Aletas Integrales	1,20 / 56,56	5/6
	1	Pendular	14 1/2" : 15 3/4"	Aletas Integrales	1,20 / 41,62	5/6
12 1/4"	1	Pendular	12"	Aletas Integrales	37,03	7/8

	1	Pendular	12"	Aletas Integrales	38,77	7/8
8 1/2"	1	Pendular	8 1/4" : 8 3/8"	Aletas Integrales	0,80 / 35,73	7/8

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera (ARCH)

Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

ANEXO 5

CALIFICACIÓN DE LAS BROCAS

ANEXO 5.1. REGIÓN NORTE

- FANNY 128

Secciones	# BHA	FANNY 128	TFA	HSI	IADC	CALIFICACIÓN
17 1/2"	1	925	0,785	0,075	114	0-0-NO-A-E-I-SD-TD
12 1/4"	2	6691	0,451	0,955	117	0-0-CT-G-E-I-NO-BHA
		6707	1,052	2,336	M323	0-0-NO-A-X-I-CT-TD
8 1/2"	1	8735	0,69	3,14	M323	1-3-WT-S-X-I-CT-TD

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera (ARCH)

Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

- FANNY 137

Secciones	# BHA	FANNY 137H	TFA	HSI	IADC	CALIFICACIÓN
26"	1	113	0,767	0,05	111S	1-1-WT-A-E-I-NO-TD

16"	3	308	0,767	0,05	11M	1-2-WT-A-E-I-NO-TD
		3650	1,097	2,18	S123	2-1-CT-S-X-I-BT-BHA
		5516	1,097	2,27	M223	1-2-WT-S-X-I-CT-TD
12 1/4"	4	7797	0,941	3,1	M323	0-1-WT-S-X-I-CT-DTF
		9330	0,941	3,19	M323	2-4-RO-N/S-X-I-BT-PR
		9595	0,92	2,41	447W	1-2-WT-A-F/E/F-2/16-BT-PR
		9650	1,178	1,51	M323	0-2-BT-S-X-I-CT-TD
8 1/2"	2	9650	0,84	1,51	M423	0-0-NO-A-X-I-NO-DTF
		10357	0,84	1,51	M423	1-0-CT-S-X-I-NO-TD

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera (ARCH)

Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

▪ **FANNY 129**

Secciones	# BHA	FANNY 129	TFA	HSI	IADC	CALIFICACIÓN
17 1/2"	1	100	0,785	0,119	114	0-0-NO-A-E-I-SD-TD
12 1/4"	3	462	0,746	0,314	117	0-0-NO-A-E-I-NO-BHA
		2058	1,052	1,799	M323	0-0-NO-A-X-I-NO-BHA
		6560	1,052	2,474	M323	0-1-WT-S-X-I-CT-TD
8 1/2"	2	8745	0,69	2,426	M323	3-2-CR-C-X-1-CT-DTF
		9502	0,706	1,832	M323	0-0-NO-A-X-I-WT-TD

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera (ARCH)

Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

▪ **FANNY 138**

Secciones	# BHA	FANNY 138H	TFA	IADC	CALIFICACIÓN
-----------	-------	------------	-----	------	--------------

26"	1	112	1,092	115	1-1-WT-A-E-I-ER-TD
16"	3	400	0,762	115	1-1-WT-A-E-I-NO-BHA
		3931	1,099	S123	0-0-CT-C-X-I-WT-BHA
		5500	1,099	S123	0-0-CT-C-X-I-WT/ER-TD
12 ¼"	4	6733	0,928	M223	2-1-CT/BT-A-X-I-WT-PR
		7559	0,928	M223	1-0-DL-C/N-X-I-CT-BHA
		8770	0,928	M223	0-0-NO-A-X-I-NO-DTF
		9192	0,928	M223	1-2-WT-N/S-X-I-CT/DL-TD
8 1/2"	1	10080	0,663	M223	0-0-NO-A-X-I-CT-TD

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera (ARCH)

Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

ANEXO 5.2. REGIÓN CENTRO

▪ SACHA 314

Secciones	#BHA	SACHA 314	TFA	IADC	CALIFICACIÓN
16"	3	500	0,69	115	0-0-WT-N-E-I-NO-BHA
		5510	1,018	S123	0-0-NO-A-X-I-NO-BHA
		6069	1,018	S123	0-0-NO-A-X-I-NO-TD
12 1/4"	2	8475	0,969	M223	2-5-RO-A-X-3-CT/BT-FM
		9243	0,99	S123	0-3-CT/DL-G-X-1-ER-TD
8 1/2"	2	10211	0,66	M223	1-5-RO-G-X-4-CT-PR
		10520	0,66	M223	0-0-WT-A-X-I-NO-TD

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera (ARCH)

Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

▪ SACHA 273

Secciones	# BHA	SACHA 273	TFA	IADC	CALIFICACIÓN
16"	3	587	0,69	115	0-1-WT-G-E-I-NO-BHA
		5140	1,018	S123	0-0-A-G-X-I-NO-HR
		6332	1,018	S123	0-1-CT-A-X-I-ER/BU-TD

12 1/4"	5	6731	0,969	M223	0-0-NO-A-X-I-NO-BHA
		7416	0,969	M223	0-1-BT-A-X-1-PN-DMF
		8268	0,99	M223	0-1-BT-G-X-I-NO-FM
		8664	0,942	M223	0-1-WT-A-E-I-NO-FM
		9496	0,991	S123	0-1-WT-A-X-I-NO-TD
8 1/2"	1	10910	0,63	M223	1-1-WT-A-X-I-NO-TD

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera (ARCH)

Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

▪ **SHUSHUFINDI 139**

Secciones	# BHA	SSF 139	TFA	IADC	CALIFICACIÓN
26"	1	170	0,785	115	2-2-WT-A-E-I-NO-TD
16"	2	3980	0,992	S123	1-1-CT-N-X-1-ER-BHA
		5601	0,992	M223	0-0-NO-A-X-I-NO-TD
12 1/4"	2	7914	1,052	M223	2-2-RO-C-X-1-CT-BHA
		9230	1,011	M223	0-1-WT-S-X-1-CT/DL-TD
8 1/2"	2	9870	0,778	M223	0-1-BT-S/G-X-I-WT

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera (ARCH)

Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

▪ **SHUSHUFINDI 123**

Secciones	# BHA	SSF 123	TFA	IADC	CALIFICACIÓN
26"	1	217	0,785	115	1-1-WT-A-E-I-BU-TD

16"	2	4586	0,96	S123	0-0-NO-A-X-I-WT/ER-BHA
		5570	1,037	S123	0-1-WT-S-X-I-ER-BHA
12 1/4"	2	7992	0,907	M223	1-2-DL-S-X-I-CT/HC-BHA
		9238	1,052	M223	0-2-DL-N/S-X-I-CT/HC-TD
8 1/2"	7	9859	0,778	M223	0-1-CT-G-X-I-NO-TD
8 1/2" ST	3	9798	1,114	117	0-0-NO-NO-E-I-NO-BHA
		9031	0,92	517X	0-0-NO-NO-E-I-NO-BHA
		9870	0,778	M222	0-1-CT-S/G-X-I-WT-TD

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera (ARCH)

Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

▪ SHUSHUFINDI 151

Secciones	# BHA	SSF 151	TFA	IADC	CALIFICACIÓN
26"	2	305	0,785	115	1-1-WT-A-E-I-BU-TD
		280	0,785	115	1-1-WT-A-E-I-BU-TD
16"	3	500	0,785	115	1-1-WT-A-E-I-NO-BHA
		3973	1,037	S123	0-0-NO-A-X-I-NO-BHA
		5510	1,079	S123	0-1-CT-G-X-I-NO-TD
12 1/4"	3	8145	0,907	M223	0-1-CT-G-X-1/16-NO-BHA
		8625	1,097	M223	0-1-CT-G-X-1-NO-BHA
		9276	1,098	M223	0-1-CT-G-X-1/16-NO-TD
8 1/2"	4	9465	0,778	M223	0-0-NO-A-X-I-NO-CP
		9980	0,778	M223	0-1-WT-G-X-I-NO-TD

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera (ARCH)

Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

▪ SHUSHUFINDI 211

Secciones	# BHA	SSF 211	TFA	IADC	CALIFICACIÓN
-----------	-------	---------	-----	------	--------------

26"	1	172	0,785	115	0-1-WT-A-E-I-NO-TD
16"	3	4395	0,922	S123	1-1-WT-S-X-I-CT-BHA
		5592	1,037	S123	0-1-CT-S/T-X-I-ER-TD
12 1/4"	3	8040	0,99	M223	2-4-DL-S/G-X-I-BT-PR
		9615	0,99	M223	1-2-CT-A-X-I-DL/PN-TD
8 1/2"	2	10271	0,778	M223	1-3-BT-S-X-I-CT-TD

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera (ARCH)

Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

ANEXO 5.3. REGIÓN SUR

- AUCA 94

Secciones	# BHA	AUCA J-094	TFA	HSI	IADC	CALIFICACIÓN
26"	1	207	0,785	0,037	115	2-1-WT-A-E-I-NO-TD
16"	3	500	0,785	0,456	115	1-1-WT-A-E-I-NO-BHA
		4480	0,848	2,232	M323	0-0-WT-A-X-I-NO-HR
		5779	0,848	3,04	M323	0-0-WT-A-X-I-N-TD
12 1/4"	2	8368	0,848	3,226	M323	0-0-WT-A-X-I-NO-TD
		9420	0,907	2,584	M323	1-1-CT-S-X-I-WT-BHA
8 1/2"	1	10355	0,949	2,698	M323	1-2-CT-S-X-1/16-WT-TD

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera (ARCH)

Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

- AUCA 110

Secciones	# BHA	AUCA J-110	TFA	HSI	IADC	CALIFICACIÓN
26"	1	200	0,785	0,032	115	2-1-WT-A-E-I-NO-TD
16"	3	532	0,785	0,468	115	1-1-WT-A-E-I-NO-BHA
		4020	0,848	2,66	M323	0-0-WT-A-X-I-PN-HR
		5628	0,848	3,25	M323	0-0-WT-A-X-I-NO-TD
12 1/4"	3	7278	0,907	2,101	M323	1-2-CT-G-X-1/16-WT-BHA
		8307	0,907	2,348	M323	2-6-RO-S-X-I-CT-BHA
		9412	0,949	2,896	M323	0-1-CT-A-X-I-WT-TD

8 1/2"	1	10336	0,627	1,096	M323	0-1-CT-S-X-I-NO-TD
--------	---	-------	-------	-------	------	--------------------

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera (ARCH)

Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

▪ AUCA 85

Secciones	# BHA	AUCA-85D	TFA	IADC	CALIFICACIÓN
26"	1	286	0,785	115	0-1-WT-A-E-I-NO-TD
16"	8	3172	0,813	S123	0-1-LT-S-X-I-ER-BHA
		3881	1,07	S123	1-0-CT-N-X-I-NO-BHA
		5824	1,07	S123	1-0-CT-N-X-I-ER-TD
12 1/4"	2	9678	1,01	M223	0-3-CT-S-X-I-NO-TD
		9678	1,01	M223	0-3-CT-S-X-I-NO-BHA
8 1/2"	1	10399	0,66	M223	0-1-CT-S-X-I-NO-TD

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera (ARCH)

Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

▪ AUCA 106

Secciones	#BHA	AUCA-106D	TFA	IADC	CALIFICACIÓN
26"	1	303	0,69	115	0-1-WT-A-E-I-NO-TD
16"	2	3596	0,81	S123	0-1-WT-S-X-I-NO-BHA
		5808	0,999	S123	0-2-CT-S-X-I-ER-TD
12 1/4"	3	8543	1,14	M223	0-1-BT-G-X-3-WT-TQ
		9633	1,011	M223	0-1-WT-G-X-I-NO-TD
8 1/2"	3	9633	0,994	117	0-0-NO-A-X-I-NO-BHA
		9635	0,663	M223	0-1-WT-S-W-I-NO-TD

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera (ARCH)

Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

▪ AUCA 84

Secciones	# BHA	AUCA-84D	TFA	IADC	CALIFICACIÓN
26"	1	294	0,785	115	2-2-WT-A-E-I-BU-TD
16"	2	4265	0,813	S123	0-1-CT-S/G-X-I-WT-BHA
		5838	1,078	S123	0-2-CT-S/G-X-4-WT-TD
12 1/4"	2	9557	1,011	M223	0-2-WT-S/G-X-I-SP/HC-TD
8 1/2"	1	10378	0,66	M223	1-1-CT-A-X-I-NO-TD

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera (ARCH)

Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig

▪ AUCA 72

Secciones	#BHA	AUCA-72D	TFA	IADC	CALIFICACIÓN
26"	1	293	0,69	115	0-1-WT-A--E-I-NO-TD
16"	2	3836	0,81	S123	0-1-WT-G-X-I-CT-BHA
		5823	0,999	S123	1-1-WT-A-X-I-LT-TD
12 1/4"	2	8501	1,011	M223	0-2-CT-S/G-X-2-ER-PR
		9630	1,011	S223	0-1-WT-S-X-I-ER-TD
8 1/2"	1	10403	0,66	M223	0-0-NO-A-X-I-NO-TD

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera (ARCH)

Elaborado por: María Belén Mallama / Lenin Yasig.)