

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

NORMATIVAS PARA EL CONTROL DE OPERACIONES DE PERFORACIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO EN LA CUENCA ORIENTE DEL ECUADOR

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIEROS EN PETRÓLEOS

ALEJANDRO JOSÉ DAZA RIVERA
(alejandrodazarivera@hotmail.com)

MIGUEL ANGEL GARÓFALO ORTEGA
(mago.oz.2007@hotmail.com)

DIRECTOR: ING. Einstein Wacner Barrera Pijal
Einstein_Barrera@arch.gob.ec

Quito, Julio 2013

DECLARACIÓN

Nosotros, Alejandro José Daza Rivera y Miguel Ángel Garófalo Ortega, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación personal; 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 normatividad institucional vigente.

Alejandro José Daza Rivera

Miguel Ángel Garófalo Ortega

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Alejandro José Daza Rivera y Miguel Ángel Garófalo Ortega bajo mi supervisión.

Ing. Einstein Barrera
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a Dios ser maravilloso que nos dio fuerza y fe para creer lo que parecía imposible terminar. A nuestras familias por ayudarnos tanto moral como económicamente en el transcurso de nuestras vidas y más ahora al fin de esta etapa primordial para nuestro futuro. A nuestro Director de proyecto Ing. Einstein Barrera por su valioso aporte para la realización del presente proyecto. A Ing. Raúl Valencia por ser nuestro Co-director, por sus consejos y guías en el transcurso de nuestra vida universitaria.

A Ing Rosero quien nos ayudó al desarrollo del presente proyecto brindándonos la información necesaria para la culminación del mismo. A Ing. Pablo Trejo gran amigo y ejemplo a seguir desde que iniciamos la carrera universitaria

A la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCA), por permitirnos realizar el presente proyecto. A la Escuela Politécnica Nacional y nuestra querida Facultad de Geología y Petróleos a las que sus aulas las hicimos nuestra segunda casa.

A nuestros profesores fuentes de conocimiento para nuestro propósito profesional. A nuestros compañeros y grandes amigos, en especial al Ing. Oscar Ortiz.

DEDICATORIA

A Dios que guió mis pasos brindándome la perseverancia y fe necesaria para la culminación de un propósito más en mi vida.

A mis padres, José A. Daza Muñoz mi mayor ejemplo de vida y Edilma Rivera mi más grande inspiración juntos son el eje de todo lo que soy y de todo lo que quiero llegar a ser tanto ética como profesionalmente.

A Auris Tatiana, Manuel Schneider, José Alfonso, Alejandro Morillo, Alex Sebastian y Zoe Arigail, mi gran pequeña familia que me ha enseñado los valores de un buen hombre. Cada uno de ustedes representan mis triunfos y mis ganas incansables de seguir adelante, sus consejos y ocurrencias me han dado la felicidad necesaria para permanecer solo en Quito.

A todas las personas que han influido en mí para este propósito que ahora estoy cumpliendo.

Todo este trabajo se los dedico a ellos.

Alejandro Daza

El presente proyecto de titulación está dedicado en primer lugar a Dios, por ser el eje motriz en la realización de mis sueños, el cual siempre me dio fuerzas para salir adelante hasta en el peor de los momentos.

A mis padres, Miguel Garófalo e Iralda Ortega, por ser los mejores del mundo, quienes lograron enrumbarme en el mejor de los caminos y me enseñaron que lo más importante en la vida son los valores y la humildad que una persona puede llegar a tener en el transcurso de su desarrollo personal y profesional, por cada sacrificio, por cada lagrima derramada por todo eso y más esto es para ustedes padres míos.

A mi hermano, Christopher Garófalo, porque con sus ocurrencias y ganas de salir adelante, me motiva día a día a ser el mejor de todos, por mostrarme la belleza de la juventud y la fuerza de los ideales, porque ha sido una de las principales razones de mi superación y es el pilar fundamental de mi fuerza de voluntad.

A mis tíos, Zaida, Patricio y Silvia, quienes permitieron que pueda realizar mis sueños e hicieron de mi estancia en Quito muy agradable y llevadera, aunque me encontraba lejos de mi hogar me hicieron sentir en casa y sobre todo en familia.

A mis abuelitos, Lupe, Eleotilde y Enrique, quienes con sus consejos y apoyo incondicional supieron ganarse mi respeto y admiración, y aunque algunos ya no estén en la Tierra, siempre estarán en mi corazón.

A mis familiares y amigos, quienes siempre estuvieron conmigo y me ayudaron en muchas ocasiones y etapas difíciles de mi vida, quienes siempre tomaron un momento de su tiempo para brindarme una palabra de aliento o de fortaleza.

Miguel Garófalo

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA.....	V
CONTENIDO.....	VII
ÍNDICE DE FIGURAS	XI
ÍNDICE DE TABLAS	XV
RESUMEN	XVII
PRESENTACIÓN	XVIII
CAPÍTULO 1	19
GENERALIDADES SOBRE LA SITUACIÓN ACTUAL DEL CONTROL DE OPERACIONES DE PERFORACIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO EN LA CUENCA ORIENTE DEL ECUADOR	19
1.1 AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL HIDROCARBURÍFERO (ARCH)	19
ORIGEN.-	19
MISIÓN.-.....	19
VISIÓN.-	20
OBJETIVOS INSTITUCIONALES PERMANENTES:	20
VALORES INSTITUCIONALES:.....	20
ESTRUCTURA ORGÁNICA:	21
1.2 CONSTITUCIÓN DE LA REPÚBLICA DEL ECUADOR.....	22
TÍTULO I: ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DEL ESTADO	22
TITULO VII: RÉGIMEN DEL BUEN VIVIR.....	23
1.3 CONTROL TÉCNICO Y FISCALIZACIÓN DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS Y GAS NATURAL	23
MISIÓN:.....	23
ÁMBITO DE ACCIÓN Y PRODUCTOS:.....	24
1.4 LEYES Y REGLAMENTOS:	27
LEY DE HIDROCARBUROS	28
REGLAMENTO SUSTITUTIVO DEL REGLAMENTO DE OPERACIONES HIDROCARBURÍFERAS	29

1.5	ESTATUTO ORGÁNICO DE GESTIÓN ORGANIZACIONAL POR PROCESOS DE LA AGENCIA DE REGULACION Y CONTROL HIDROCARBURÍFERO	32
1.6	SITUACIÓN ACTUAL DEL CONTROL DE OPERACIONES DE PERFORACIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO EN LA CUENCA ORIENTE DEL ECUADOR	33
CAPÍTULO 2		35
2	DESCRIPCIÓN DE LAS PRINCIPALES NORMATIVAS SOBRE EL CONTROL DE OPERACIONES DE PERFORACIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO	35
2.1	DEFINICIONES.....	35
	NORMATIVAS.....	35
	INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO - API.....	35
•	NOTAS ESPECIALES:	36
	ASOCIACIÓN INTERNACIONAL DE CONTRATISTAS DE PERFORACIÓN - IADC.....	36
	SOCIEDAD AMERICANA DE INGENIEROS MECÁNICOS – ASME.....	37
2.2	CONTROL DE OPERACIONES DE PERFORACIÓN EN LA CUENCA ORIENTE DEL ECUADOR.....	37
	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO.....	38
	SISTEMA ROTARIO.....	43
	SISTEMA DE CIRCULACIÓN.....	44
	SISTEMA DE PREVENCIÓN DE REVENTONES – BLOW OUT PREVENTORS (BOP).....	47
	SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA.....	52
	SISTEMA DE SEGURIDAD INDUSTRIAL	52
2.3	OPERACIONES DE PERFORACIÓN	53
	HOYO DE 26" Y REVESTIDOR DE 20".....	53
	HOYO DE 16" Y REVESTIDOR DE 13 ³ / ₈ ".....	54
	HOYO DE 12 ¼" Y REVESTIDOR DE 9 ⁵ / ₈ ".....	55
	HOYO DE 8 ½" Y LINER DE 7".....	56
2.4	NORMAS EN LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN	58
CAPÍTULO 3		66
3	IDENTIFICACIÓN Y EVALUACION DE PARAMETROS PARA ESTABLECER EL CONTROL DE OPERACIONES DE PERFORACION DE POZOS DE PETROLEO.....	66
3.1	CUENCA DEL ORIENTE ECUATORIANO.....	66
	GENERALIDADES	66

COLUMNA ESTRATIGRAFICA.....	67
CAMPOS DEL ORIENTE ECUATORIANO	69
3.2 IDENTIFICACIÓN Y EVALUACIÓN DE LOS PARAMETROS DE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN	69
INTRODUCCION.....	69
ORGANIZACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN EN LA CUENCA ORIENTE ECUATORIANA	79
CAPÍTULO 4	105
4 ELABORACIÓN DE LAS NORMATIVAS PARA EL CONTROL DE OPERACIONES EN LA PERFORACIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO EN LA CUENCA ORIENTE DEL ECUADOR.	105
4.1 ORGANIZACIÓN DE LAS OPERACIONES A NORMALIZAR.....	105
MATRICES Y GRAFICAS OBTENIDAS DE LA SECCIÓN DE 16”	106
MATRICES Y GRAFICAS OBTENIDAS DE LA SECCIÓN DE 12- ¹ / ₄ ”	161
MATRICES Y GRAFICAS OBTENIDAS DE LA SECCIÓN DE 8 ¹ / ₂ ”	212
CAPÍTULO 5	240
5 DISEÑO DE LA PROPUESTA DE NORMATIVA PARA EL CONTROL DE OPERACIONES EN LA PERFORACIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO EN LA CUENCA ORIENTE DEL ECUADOR.	240
CAPÍTULO 6	260
6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	260
6.1 CONCLUSIONES.....	260
6.2 RECOMENDACIONES.	262
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	264
ANEXOS	265
ANEXO 1.....	266
ANEXO 2.....	267
ANEXO 3.....	288
ANEXO 4.....	306

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Esquema del sistema de levantamiento	42
Figura 2.2 Esquema del sistema rotario	43
Figura 2.3 Esquema del sistema de circulación	46
Figura 2.4 Esquema del sistema de prevención de reventones	47
Figura 3.1 Columna estratigrafica de la Cuenca Oriente	68
Figura 3.2 Broca PDC	73
Figura 3.3 Parámetros Brocas	81
Figura 3.4 Parámetros Fluidos de Perforación	82
Figura 4.1 Causas TDS	107
Figura 4.2 Acción TDS	107
Figura 4.3 Causas Wear Bushing	109
Figura 4.4 Acción Wear Bushing	109
Figura 4.5 Causas Caída de Presión	112
Figura 4.6 Acción Caída de Presión	112
Figura 4.7 Causas MWD	115
Figura 4.8 Acción MWD	115
Figura 4.9 Acción Bombas	117
Figura 4.10 Causas Bombas	117
Figura 4.11 Acción Liqueo	119
Figura 4.12 Causas Liqueo	119
Figura 4.13 Causas Csg	123
Figura 4.14 Acción Csg	124
Figura 4.15 Causas FLOWLINE	126
Figura 4.16 Acción FLOWLINE	126
Figura 4.17 Causas TOD DRIVE	128
Figura 4.18 Acción TOD DRIVE	128
Figura 4.19 Causas Survey	130
Figura 4.20 Acción Survey	130
Figura 4.21 Causas Malacate	132
Figura 4.22 Acción Malacate	132

Figura 4.23 Causas Gyro	134
Figura 4.24 Acción Gyro.....	134
Figura 4.25 Causas RPM	136
Figura 4.26 Acción RPM	136
Figura 4.27 Causas Hoyo.....	138
Figura 4.28 Acción Hoyo	138
Figura 4.29 Causas Valvulas.....	140
Figura 4.30 Acción Valvulas	140
Figura 4.31 Causas Generadores	142
Figura 4.32 Acción Generadores.....	142
Figura 4.33 Causas RIH / POOH	144
Figura 4.34 Acción RIH / POOH.....	144
Figura 4.35 CAUSAS INC. DE PRESIÓN	146
Figura 4.36 INC DE PRESIÓN	146
Figura 4.37 Causas HWDP	148
Figura 4.38 Acción HWDP.....	148
Figura 4.39 Causas Variado.....	150
Figura 4.40 Acción Variado	150
Figura 4.41 Causas Varios.....	152
Figura 4.42 Acción Varios	152
Figura 4.43 Causas Varios.....	155
Figura 4.44 Acción Varios 2	156
Figura 4.45 Causas SCR.....	162
Figura 4.46 Acción SCR.....	162
Figura 4.47 Causas TDS	164
Figura 4.48 Acción TDS	164
Figura 4.49 Causas MWD	167
Figura 4.50 Acción MWD	167
Figura 4.51 Causas R & RB / POOH.....	170
Figura 4.52 Acción R & RB / POOH	170
Figura 4.53 Causas Liqueo	172

Figura 4.54 Acción Liqueo.....	172
Figura 4.55 Causas Malacate.....	174
Figura 4.56 Acción Malacate	174
Figura 4.57 Causas Bombas	176
Figura 4.58 Acción Bombas	176
Figura 4.59 Causas Caídas de Presión.....	178
Figura 4.60 Acción Caída de Presión.....	178
Figura 4.61 Causas Pts Apretados.....	181
Figura 4.62 Acción Pts Apretados	182
Figura 4.63 Causas RIH.....	184
Figura 4.64 Acción RIH	184
Figura 4.65 Causas Falla Llaves	186
Figura 4.66 Causas BHA.....	197
Figura 4.67 Acción BHA.....	198
Figura 4.68 Causas Varios !.....	201
Figura 4.69 Acción Varios	202
Figura 4.70 Varios 2	205
Figura 4.71 Varios 2	206
Figura 4.72 Causas MWD	214
Figura 4.73 Acción MWD	215
Figura 4.74 Causas XPT	217
Figura 4.75 Acción XPT	217
Figura 4.76 Causas Falla Llaves	219
Figura 4.77 Acción Llaves	219
Figura 4.78 Causas VNP.....	221
Figura 4.79 Acción VNP.....	221
Figura 4.80 Causas TDS.....	223
Figura 4.81 Acción TDS	223
Figura 4.82 Causas Malacate.....	225
Figura 4.83 Acción Malacate	225
Figura 4.84 Causas Setting Tool.....	227

Figura 4.85 Acción Setting Tool	228
Figura 4.86 Causas Varios !	231
Figura 4.87 Accion Varios 1	232
Figura 4.88 Causas Varios 2	235
Figura 4.89 Acción Varios 2	236

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Rango de grados de fuerza de tensión de los cables.....	40
Tabla 2.2 Ancla de línea muerta.....	41
Tabla 3.1 Ejemplo de broca.....	70
Tabla 3.2 Clasificación IADC de Brocas.....	71
Tabla 3.3 Código IADC para Brocas de Cortadores Fijos ¡Error! Marcador no definido.	
Tabla 3.4 Código IADC para Brocas de Cortadores Fijos	74
Tabla 4.1 TDS	106
Tabla 4.2 Wear Bushing.....	108
Tabla 4.3 Caída de Presión.....	110
Tabla 4.4 MWD	113
Tabla 4.5 Bombas	116
Tabla 4.6 Liqueo.....	118
Tabla 4.7 Casing	120
Tabla 4.8 Flowline	125
Tabla 4.9 Tod Drive.....	127
Tabla 4.10 Survey	129
Tabla 4.11 Malacate.....	131
Tabla 4.12 Gyro.....	133
Tabla 4.13 RPM	135
Tabla 4.14 HOYO APRETADO	137
Tabla 4.15 VALVULAS Y MANGUERAS	139
Tabla 4.16 GEBERADORES.....	141
Tabla 4.17 RIH	143
Tabla 4.18 INCREMENTO DE PRESIÓN	145
Tabla 4.19 HWDP & DP	147
Tabla 4.20 POTENCIA, PISTON, SENSOR, BOP	149
Tabla 4.21 VARIOS.....	151
Tabla 4.22 VARIOS 2.....	153
Tabla 4.23 FALLA ELECTRICA	161

Tabla 4.24 TDS	163
Tabla 4.25 MWD	165
Tabla 4.26 R & RB / POOH	168
Tabla 4.27 LIQUEO	171
Tabla 4.28 MALACATE	173
Tabla 4.29 BOMBAS	175
Tabla 4.30 CAIDA DE PRESIÓN	177
Tabla 4.31 PUNTOS APRETADOS	179
Tabla 4.32 RIH	183
Tabla 4.33 FALLAS LLAVES.....	185
Tabla 4.34 FUGAS	187
Tabla 4.35 VPN.....	189
Tabla 4.36 PERSONAL	191
Tabla 4.37 SARTA	193
Tabla 4.38 BHA	195
Tabla 4.39 VARIOS	199
Tabla 4.40 VARIOS 2.....	203
Tabla 4.41 MWD	212
Tabla 4.42 XPT	216
Tabla 4.43 FALLA LLAVES.....	218
Tabla 4.44 VNP	220
Tabla 4.45 TDS	222
Tabla 4.46 MALACATE	224
Tabla 4.47 SETTING TOOLS.....	226
Tabla 4.48 VARIOS 1	229
Tabla 4.49 VARIOS 2.....	233
Tabla 3.5 Cononaco D-049 (16).....	267
Tabla 3.6 Cononaco D-050 (16).....	268
Tabla 3.7 AUCA J-110	269
Tabla 3.8 AUCA K-121	270
Tabla 3.9 AUCA K-122.....	271

Tabla 3.10 AUCA K-124	271
Tabla 3.11 Pañacocha B-029	273
Tabla 3.12 Pañacocha B-028	274
Tabla 3.13 Pañacocha B-034	275
Tabla 3.14 Yanaquincha B-020	276
Tabla 3.15 Yanaquincha B-021	277
Tabla 3.16 Yanaquincha Oeste B-022	278
Tabla 3.17 Yanaquincha Oeste B-023	279
Tabla 3.18 Shushufindi-141D	280
Tabla 3.19 Shushufindi-175D	281
Tabla 3.20 Shushufindi-244D	282
Tabla 3.21 Shushufindi-244D	283
Tabla 3.22 Sacha 360 V	284
Tabla 3.23 Sacha 366D	285
Tabla 3.24 Sacha 380V	286
Tabla 3.25 Sacha 382D	287
Tabla 3.26 Sacha-382 D	288
Tabla 3.27 Sacha 380D	289
Tabla 3.28 Sacha 366D	290
Tabla 3.29 Sacha 360 V	291
Tabla 3.30 Sacha 360V	292
Tabla 3.31 Yanaquincha Oeste B-022	293
Tabla 3.32 Yanaquincha Oeste B-021	294
Tabla 3.33 Yanaquincha Oeste B-020	295
Tabla 3.34 Yanaquincha Oeste B-020	296
Tabla 3.35 Pañacocha B-034	297
Tabla 3.36 Pañacocha D-028	298
Tabla 3.37 Pañacocha D-029	299
Tabla 3.38 Pañacocha A-031	300
Tabla 3.39 Auca K 122	301
Tabla 3.40 Auca K 124	302

Tabla 3.41 Auca K 121	303
Tabla 3.42 Auca J-110	304
Tabla 3.43 Cononaco D-050	305
Tabla 3.44 Auca 121-D	306
Tabla 3.45 Auca 122-D	307
Tabla 3.46 Auca 124-D	308
Tabla 3.47 Auca J-110	309
Tabla 3.48 Cononaco D-049	310
Tabla 3.49 Cononaco D-050	311
Tabla 3.50 Pañacocha A-031	312
Tabla 3.51 Pañacocha B-029	313
Tabla 3.52 Pañacocha A-034	314
Tabla 3.53 Pañacocha D-028	315
Tabla 3.54 Shushufindi-141D	316
Tabla 3.55 Shushufindi-175D	317
Tabla 3.56 Yanaquincha Oeste B-020	318
Tabla 3.57 Yanaquincha Oeste B-021	319
Tabla 3.58 Yanaquincha Oeste B-022	320
Tabla 3.59 Yanaquincha Oeste B-023	321

RESUMEN

El presente documento constituye un estudio realizado de diferentes problemas, causas, soluciones y lecciones aprendidas de un grupo determinado de pozos perforados en la cuenca oriente del Ecuador.

En la actualidad no existe ningún manual o algún documento con el cual se puedan controlar las operaciones de perforación en el Ecuador.

Con los lineamientos operativos definidos y los resultados obtenidos de los parámetros operacionales promedio en los campos de la cuenca oriente ecuatoriana se crearon normas para la perforación de un pozo de petróleo.

La base técnica del presente documento se fundamenta en las normas **API** y en recomendaciones por parte de expertos de la *ARCH* que fueron conceptualizadas usando la información de las operaciones de perforación de los pozos estudiados.

Las recomendaciones fueron escogidas por secciones y siguen un lineamiento con la secuencia operativa de perforación y se las denominaron **NOPA**; acrónimo que significa “Normativas para las Operaciones de Perforación de la *ARCH*” y fueron subdivididas agregando una letra a la derecha que dependerá del sistema o proceso al que se encuentre ligado y un número el cual indicará la actividad de la operación de perforación.

Los resultados muestran que es posible normalizar las operaciones de perforación en la cuenca oriente, eliminando los inconvenientes que se tenían al no tener un manual en cual basarse el personal encargado de éste control; lo que ofrece éste proyecto es dar una guía con el propósito de determinar los posibles causantes de tiempos perdidos – NPT- debido a la falta o poca inspección de herramientas y así una mala práctica operacional.

PRESENTACIÓN

Una normativa es un estándar pre-establecido que se debe seguir. Es una especie de regla que se debe respetar con el objeto de asegurar un resultado ya conocido.

En la industria del petróleo una regla suele ser un modo de ejecutar un trabajo a fin de obtener un resultado deseado.

Este proyecto constituye una base para controlar las operaciones de perforación y que estas se realicen siguiendo pasos que permitan reducir los tiempos de operación aumentando la seguridad del personal que labora en las respectivas operaciones. La ARCH es la agencia encargada para regular los procesos de la industria hidrocarburífera ecuatoriana, por lo que requiere de esta guía básica, la cual organiza los parámetros promedios óptimos de algunos pozos de petróleo de los campos más representativos de la cuenca oriente ecuatoriana.

Estudia los problemas con sus causas y concluye sus soluciones después de haber sido analizadas y comparadas con pasteles gráficos, los mismos que nos indican los porcentajes más sobresalientes de las muestras estudiadas para proceder a comparar con las normas que se emplean para las especificaciones de las herramientas que se utilizan en las operaciones de perforación logrando así normas operacionales para la perforación de pozos de petróleo en la cuenca oriente del Ecuador.

CAPÍTULO 1

GENERALIDADES SOBRE LA SITUACIÓN ACTUAL DEL CONTROL DE OPERACIONES DE PERFORACIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO EN LA CUENCA ORIENTE DEL ECUADOR

1.1 AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL HIDROCARBURÍFERO (ARCH).

La información que se presenta a continuación es tomada de la página oficial de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH)

ORIGEN.-

Mediante Registro Oficial No.244 del 27 de Julio del 2010, se publica la Ley de Hidrocarburos, según el Artículo 11 se crea la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, como organismo técnico-administrativo, encargado de regular, controlar y fiscalizar las actividades técnicas y operacionales en las diferentes fases de la industria hidrocarburífera, que realicen las empresas públicas o privadas, nacionales o extranjeras que ejecuten actividades hidrocarburíferas en el Ecuador; Adscrita al Ministerio Sectorial con personalidad jurídica, autonomía administrativa, técnica, económica, financiera, con patrimonio propio.

MISIÓN.-

Garantizar el aprovechamiento óptimo de los recursos hidrocarburíferos, propiciar el racional uso de los biocombustibles, velar por la eficiencia de la inversión pública y de los activos productivos en el sector de los hidrocarburos con el fin de precautelar los intereses de la sociedad, mediante la efectiva regulación y el oportuno control de las operaciones y actividades relacionadas.

VISIÓN.-

La ARCH, Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, será reconocida como el garante público de los intereses constitucionales del Estado en el sector hidrocarburífero, gracias a su alto nivel técnico-profesional, a su gestión transparente y a su cultura de servicio y mejoramiento continuo.

OBJETIVOS INSTITUCIONALES PERMANENTES:

- Velar por el óptimo aprovechamiento de los recursos hidrocarburíferos, mediante la regulación progresiva, el control y la fiscalización del sector.
- Asegurar el buen funcionamiento de los mercados, la oportuna prestación de los servicios públicos hidrocarburíferos y la calidad de los productos y de los servicios conexos.
- Contribuir para el uso eficiente de los recursos hidrocarburíferos en cada una de las fases de la industria.
- Incrementar los niveles de satisfacción de los usuarios internos y externos, mediante procesos de calidad y de coordinación interinstitucional.
- Incrementar la productividad institucional en beneficio de sus usuarios.
- Garantizar la estabilidad del talento humano en base a su desarrollo, aporte profesional y experticia a la institución.
- Obtener información hidrocarburífera confiable y oportuna, para procesarla y atender los requerimientos de los usuarios internos y externos.
- Asegurar el mejoramiento continuo de la Agencia.

VALORES INSTITUCIONALES:**1.1.1.1 Honestidad**

Proceder con rectitud, disciplina, honradez y mística en el cumplimiento de sus obligaciones, y en la elaboración de proyectos y productos, así como en la prestación de servicios de responsabilidad de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, ARCH.

1.1.1.2 Justicia

Actuar y cumplir su misión con equidad, bajo las normas del derecho y de la razón.

1.1.1.3 Lealtad y Compromiso con el país

Actuar con lealtad hacia los intereses del país mediante el cumplimiento de la misión y objetivos institucionales.

1.1.1.4 Predisposición al Servicio

Actitud positiva hacia el trabajo, a fin de satisfacer las necesidades y expectativas de la sociedad y de los usuarios de los servicios institucionales, al amparo de lo que manda y obliga la Constitución y la Ley al servidor público.

1.1.1.5 Transparencia

Capacidad de los servidores de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera, ARCH, para demostrar íntegramente sus conocimientos, actuar con idoneidad, presteza y efectividad en el marco de principios éticos y morales de la convivencia institucional y social.

1.1.1.6 Responsabilidad Social

Grado de compromiso que adquieren los servidores de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera, ARCH, para asumir las consecuencias de sus acciones u omisiones, falta de presteza y de las decisiones asumidas en el cumplimiento de sus deberes y obligaciones en beneficio de los ciudadanos.

ESTRUCTURA ORGÁNICA:

- DIRECCIÓN EJECUTIVA.
- DIRECCIÓN REGULACIÓN Y NORMATIVA HIDROCARBURÍFERA.
- DIRECCIÓN DE CONTROL TÉCNICO Y FISCALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS.

- Control técnico y fiscalización de exploración y explotación de petróleo y gas natural.
 - Control técnico y fiscalización de transporte y almacenamiento petróleo y gas natural.
 - Control técnico y fiscalización de de refinación e industrialización.
 - Control técnico de la comercialización externa de hidrocarburos.
- DIRECCIÓN DE CONTROL TÉCNICO Y FISCALIZACIÓN DE DERIVADOS DE PETRÓLEO, GLP Y GAS NATURAL.
 - DIRECCIÓN DE AUDITORÍA DE HIDROCARBUROS Y CONTROL ECONÓMICO.
 - DIRECCIÓN JURÍDICA, TRÁMITE DE INFRACCIONES Y COACTIVAS.¹

1.2 CONSTITUCIÓN DE LA REPÚBLICA DEL ECUADOR

TÍTULO I: ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DEL ESTADO

En el siguiente párrafo veremos lo que nos dice la constitución de la república del Ecuador en el Art 1 del Capítulo I de los PRINCIPIOS FUNDAMENTALES.

Art. 1.- El Ecuador es un Estado constitucional de derechos y justicia, social, democrático, soberano, independiente, unitario, intercultural, plurinacional y laico. Se organiza en forma de república y se gobierna de manera descentralizada.

La soberanía radica en el pueblo, cuya voluntad es el fundamento de la autoridad, y se ejerce a través de los órganos del poder público y de las formas de participación directa previstas en la Constitución.

Los recursos naturales no renovables del territorio del Estado pertenecen a su patrimonio inalienable, irrenunciable e imprescriptible.

¹<http://www.arch.gob.ec/index.php/nuestra-institucion.html>

TITULO VII: RÉGIMEN DEL BUEN VIVIR

En el siguiente párrafo veremos lo que nos dice la constitución de la república del Ecuador en el Capítulo II de la: Biodiversidad y recursos naturales el siguiente artículo fue tomado de la sección cuarta recursos naturales.

Art. 408.-Son de propiedad inalienable, imprescriptible e inembargable del Estado los recursos naturales no renovables y, en general, los productos del subsuelo, yacimientos minerales y de hidrocarburos, sustancias cuya naturaleza sea distinta de la del suelo, incluso los que se encuentren en las áreas cubiertas por las aguas del mar territorial y las zonas marítimas; así como la biodiversidad y su patrimonio genético y el espectro radioeléctrico.

Estos bienes sólo podrán ser explotados en estricto cumplimiento de los principios ambientales establecidos en la Constitución.

El Estado participará en los beneficios del aprovechamiento de estos recursos, en un monto que no será inferior a los de la empresa que los explota.

El Estado garantizará que los mecanismos de producción, consumo y uso de los recursos naturales y la energía preserven y recuperen los ciclos naturales y permitan condiciones de vida con dignidad.²

1.3 CONTROL TÉCNICO Y FISCALIZACIÓN DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS Y GAS NATURAL

MISIÓN:

Controlar, fiscalizar y evaluar la observancia de la normativa técnica y contractual, en la ejecución de las operaciones a cargo de empresas públicas o privadas, nacionales, extranjeras, empresas mixta, consorcios, asociaciones u otras formas contractuales en la exploración y explotación de hidrocarburos y gas natural.

² <http://www.scribd.com/doc/6227177/-NUEVA-CONSTITUCION-DE-LA-REPUBLICA-DEL-ECUADOR>
(Asamblea Constituyente 2008)

ÁMBITO DE ACCIÓN Y PRODUCTOS:

Controlar y fiscalizar el cumplimiento de la normativa legal, reglamentaria y técnica relacionada con las operaciones de exploración y explotación de hidrocarburos y gas natural;

1.3.1.1 Ámbito de acción:

- Establecer el nivel de confiabilidad de los resultados del control y fiscalización de los programas de prospección y exploración aprobados por la Secretaría de Hidrocarburos, a cargo de empresas públicas o privadas, nacionales, extranjeras, empresas mixta, consorcios, asociaciones u otras formas contractuales; así como, verificar los modelos geológicos derivados de ellos;
- Validar la metodología de cálculo de reservas de hidrocarburos y revisar las aprobadas por la Secretaría de Hidrocarburos;
- Controlar la ejecución de los planes de prospección y exploración, programas mínimos de exploración y explotación, programas(s) de perforación de pozos, programa de reacondicionamiento de pozos y todo otro programa técnico, aprobado por la Secretaria de Hidrocarburos
- Controlar y fiscalizar el cumplimiento de las tasas de producción fijadas, por la Secretaría de Hidrocarburos, a cada uno de los pozos para el drenaje de reservas de la(s) formación(es), así como el registro de parámetros de producción.
- Supervisar el control y fiscalización, a cargo de las agencias desconcentradas de hidrocarburos, de las operaciones de transferencia de los fluidos de los pozos, de separación, tratamiento deshidratación y desemulsificación de la producción; así como el control primario de calidad y cantidad a nivel de Facilidades Centrales de Producción (CPF) de los centros de acopio y cabeceras de oleoductos, gasoductos, poliductos;

- Controlar y fiscalizar las actividades relacionadas con la construcción, ampliación, modificación y/o reemplazo de facilidades de producción, así como su inicio de operaciones;
- Controlar, fiscalizar e informar de las operaciones de exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos para asegurar que estas actividades se realicen en forma técnica y eficiente;
- Preparar informes sobre la utilización y aprovechamiento de los recursos con criterios de sustentabilidad y sostenibilidad;
- Controlar que se cumplan las medias técnicas para el aprovechamiento racional de los yacimientos de hidrocarburos;
- Controlar, desde el punto de vista técnico-operativo, la ejecución de los planes de explotación de hidrocarburos, aprobados por la Secretaría de Hidrocarburos, y controlar que no se exceda la tasa eficiente máxima de explotación;
- Controlar la oportuna iniciación de operaciones de exploración y la continuidad de la explotación de los campos; hidrocarburos.
- Controlar las operaciones desarrolladas en los campos de cada zona, en concordancia con las obligaciones contractuales y legales vigentes;
- Administrar las bases de datos y archivos técnicos relacionados a la exploración y explotación de petróleo y gas natural, en coordinación con las agencias regionales; y,
- Analizar los informes técnicos anuales presentados por los operadores relacionados con las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.
- Controlar y fiscalizar las operaciones y los resultados de los trabajos de pruebas iniciales y completación de pozos, así como los reacondicionamientos.
- Controlar y registrar los pagos en el SICOFI por los servicios de regulación y control de la actividad hidrocarburífera.

- Controlar los informes trimestrales presentados por los operadores relacionados con las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.
- Calificar y autorizar en conjunto con CMCH a las empresas proveedoras de sistemas de control (sistemas tecnológicos de información como SCADA o similar) en el área de nuestra competencia.³

1.3.1.2 Productos:

- Autorizaciones para perforación de pozos a distancias menores a 200 mts, del límite de la respectiva área de exploración o de explotación.
- Informes de control técnico de la perforación de pozos.
- Informe de los reportes finales de geología y perforación, presentados.
- Informes de control y fiscalización a las operaciones de prospección, exploración y explotación.
- Reportes diarios de perforación, pruebas iniciales y completación, reacondicionamiento de pozos y producción.
- Notificaciones de desviaciones en cumplimiento de normas y disposiciones.
- Informe técnico para fundamentar la apertura de expedientes administrativos.
- Informe técnico para ratificar resolución de agencias regionales que hubiere sido apelada.
- Informes motivados de solicitud de caducidad de contratos de exploración y explotación de petróleo y gas natural.

³ ESTATUTO ORGÁNICO DE GESTIÓN ORGANIZACIONAL POR PROCESOS DE LA AGENCIA DE REGULACION Y CONTROL HIDROCARBURÍFERO, ACUERDO No. 264, MINISTERION DE RECURSOS NO RENOVABLES, FUNCION EJECUTIVA, Viernes 3 de junio del 2011 --- No153 Edición Especial. Art. 19.

- Actas de revisión sobre operaciones de exploración y explotación de petróleo y gas natural.
- Informes de control de gestión de acciones preventivas y correctivas.
- Informes puntuales y periódicos de las actividades de control de las operaciones de exploración y explotación.
- Informe de cumplimiento de tasas de producción aprobadas por la Secretaria de Hidrocarburos.
- Calificación de personas autorizadas a realizar los cálculos de reservas de hidrocarburos, cuyos resultados deberán ser presentados a la Secretaria de Hidrocarburos para su revisión y aprobación.
- Registrar análisis técnicos en el Sistema de Gestión de Correspondencia y SICOHI.
- Generación de documentos relacionado a los pagos realizados por las Cias. Operadoras.
- Seguimiento de las actividades trimestrales de las operaciones de exploración y explotación.
- Informe técnico Facilidades de Producción

1.4 LEYES Y REGLAMENTOS:

Desde que fue creada esta institución se mantiene el orden estricto de su conformación y las diferentes atribuciones y deberes atendiendo a leyes y reglamentos establecidos por el gobierno; siendo el área de CONTROL TÉCNICO Y FISCALIZACIÓN DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS Y GAS NATURAL una de las más importantes en la AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL HIDROCARBURÍFERO DEL ECUADOR, citaremos la mayoría de leyes y artículos referentes a esta área⁴.

⁴ ARCH, *Leyes y Reglamentos*, http://www.arch.gob.ec/index.php/descargas/cat_view/128-descargas/127-leyes-y-reglamentos.html

LEY DE HIDROCARBUROS

Los siguientes artículos fueron tomados del Título III: DE LA AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL HIDROCARBURÍFERO, capítulo III: REGISTRO DE CONTROL TÉCNICO HIDROCARBURÍFERO.

Art. 27.- Registro.- La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, mantendrá un Registro de Control Técnico Hidrocarburífero, con el carácter de público y permanente, en el que se inscribirá lo siguiente:

- 1) Permisos de operación de oleoductos, gasoductos, poliductos, auto-tanques, buque-tanques de cabotaje y de transporte marítimo o fluvial para distribución y bunkereo de hidrocarburos; terminales de recepción, de importaciones y exportaciones, terminales y depósitos de almacenamiento y despacho.
- 2) Permisos de operación de estaciones de servicio y depósitos de combustibles.
- 3) Contratos de comercialización y de distribución de combustibles, suscritos por EP PETROECUADOR con las empresas privadas y de economía mixta.
- 4) Autorizaciones para importar, procesar, elaborar y comercializar grasas, aceites lubricantes, solventes, biocombustibles, y productos afines.
- 5) Transferencias de derechos y obligaciones de los titulares de contratos, autorizaciones y permisos de operación.
- 6) Los demás que resuelva el Directorio de la Agencia.

Art. 28.- Administración.- El Directorio de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero regulará el funcionamiento del Registro de Control Técnico de Hidrocarburos. El Director de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero cobrará los derechos que fije el Directorio.⁵

REGLAMENTO SUSTITUTIVO DEL REGLAMENTO DE OPERACIONES HIDROCARBURÍFERAS

1.4.1.1 Capítulo I: DISPOSICIONES GENERALES

Art. 1.- Objetivo: La finalidad de este reglamento es regular y controlar las operaciones hidrocarburíferas.

Las operaciones hidrocarburíferas comprenden las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos que incluyen las actividades de exploración, las actividades de perforación exploratoria y de desarrollo, y las actividades de transporte, almacenamiento, refinación, industrialización y producción de petróleo y gas natural.

En este caso se procederá a analizar y a recalcar los artículos relacionados íntimamente con las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

Art. 10.- Normas y estándares: En las operaciones hidrocarburíferas, PETROECUADOR y las contratistas deberán aplicar, al menos, las prácticas recomendadas por el American Petroleum Institute (API) particularmente las siguientes: "Exploration and Production Standards" y el "Manual of Petroleum Measurement Standards" y cualquier otra norma o estándar de la industria petrolera.

En este caso se procederá a analizar y a recalcar los artículos relacionados íntimamente con las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

⁵ REGLAMENTO DE APLICACIÓN DE LA LEY REFORMATIVA A LA LEY DE HIDROCARBUROS (Decreto No. 546) (Registro Oficial 330, 29-XI-2010)

1.4.1.2 Capítulo III: DE LA PERFORACIÓN

Art. 19.- Actividades de perforación: Las actividades de perforación forman parte del Programa de Actividades y Presupuesto de Inversiones que debe ser presentado para la aprobación del Ministerio de Energía y Minas, conforme a lo dispuesto en el presente reglamento.

Art. 20.- Notificación previa y solicitud de perforación: PETROECUADOR o las contratistas, según el caso, utilizando los formatos establecidos para el efecto, notificarán a la Dirección Nacional de Hidrocarburos el inicio estimado de la perforación de cada pozo que conste en el Programa Anual de Actividades y el Presupuesto de Inversiones, indicando las coordenadas de superficie geográficas y UTM y de fondo así como también los objetivos a probar o producir.

Respecto de la perforación de pozos que no consten en el Programa Anual de Actividades y el Presupuesto de Inversiones aprobado para el año en curso y cuando fuere necesario profundizarlos o desviarlos (sidetrack, multilaterales), PETROECUADOR o las contratistas, según fuere el caso, presentarán a la Dirección Nacional de Hidrocarburos, en los formatos determinados para el caso, la solicitud de aprobación previa correspondiente junto con la reforma del Programa Anual de Actividades y el Presupuesto de Inversiones.

La perforación de pozos cuyo objetivo se encuentre en un radio menor de doscientos (200) metros de toda vertical bajada del límite de la respectiva área del contrato, requerirá de la autorización previa de la Dirección Nacional de Hidrocarburos.

La falta de notificación o de aprobación, según el caso, impedirá a los interesados el inicio de los trabajos de perforación.

Art. 25.- Reporte diario de perforación y reporte final del pozo: PETROECUADOR o la contratista, según fuere el caso, enviará a la Dirección Nacional de Hidrocarburos diariamente el reporte de perforación correspondiente a ese día y, dentro del plazo de noventa (90) días de la finalización de los trabajos de perforación, deberá presentar el reporte final del pozo, que contendrá la historia

de la perforación, los registros efectuados, el estado mecánico del pozo y los resultados obtenidos y los costos incurridos en los trabajos de perforación y terminación.

1.4.1.3 Capítulo IV: DE LA EXPLOTACIÓN

Art. 27.- Período de Explotación: El período de explotación, en todo tipo de contrato, podrá durar hasta veinte (20) años prorrogable por PETROECUADOR, de acuerdo a lo que se establezca en el Plan de Desarrollo del área y siempre que convenga a los intereses del Estado. El período de explotación de los contratos relativos a la explotación y explotación de gas natural podrá durar hasta veinte y cinco (25) años, prorrogable por PETROECUADOR, de acuerdo a los intereses del Estado. La contratista iniciará el período de explotación previa autorización de PETROECUADOR. El período de explotación podrá prorrogarse por las siguientes causas:

- a) **Cuando el área de explotación se encuentre alejada de la infraestructura hidrocarburífera petrolera existente; previa aprobación de PETROECUADOR;**
- b) **Cuando la contratista, luego de haber realizado trabajos de exploración adicional, hubiere descubierto hidrocarburos comercialmente explotables, no previstos en los programas de exploración; y,**
- c) **Cuando la contratista proponga nuevas inversiones significativas en el período de explotación por razones técnicas debidamente justificadas y aceptadas por los organismos correspondientes.**

DEL CONTROL DE LAS OPERACIONES

Art. 75.- De la Dirección Nacional de Hidrocarburos: El control de las operaciones materia de este reglamento estará a cargo de la Dirección Nacional de Hidrocarburos que es el organismo técnico-administrativo dependiente del Ministerio de Energía y Minas que controla y fiscaliza las operaciones de hidrocarburos en forma directa o mediante la contratación de profesionales, firmas o empresas nacionales o extranjeras especializadas.

Art. 76.- De los métodos de control: El control de las operaciones se efectuará en cualquier momento y sin restricción alguna, cuando la Dirección Nacional de Hidrocarburos así lo juzgue necesario, mediante el análisis y evaluación de la información que deben proporcionar PETROECUADOR o las empresas contratistas, según el caso, e inspecciones o auditoría técnicas y financieras en el campo o mediante la utilización de cualquier otro método que determine el Ministro de Energía y Minas.

Art. 77.- Limitaciones de dominio: La Dirección Nacional de Hidrocarburos controlará que se cumplan las disposiciones legales, reglamentarias y contractuales referentes a la declaratoria de utilidad pública, al establecimiento de servidumbres u otras limitaciones, de dominio que fuesen indispensables para el desarrollo de las operaciones hidrocarburíferas.

Art. 79.- Sanciones: La Dirección Nacional de Hidrocarburos podrá aplicar sanciones por infracciones cometidas por PETROECUADOR o las empresas contratistas, según el caso, conforme a lo establecido en la Ley de Hidrocarburos.

Art. 80.- Suspensión de operaciones: La Dirección Nacional de Hidrocarburos, con el fin de salvaguardar la seguridad pública y los bienes del Estado, en cualquier fase de la actividad, mediante resolución motivada; podrá adoptar medidas de prevención, incluyendo la suspensión temporal de la ejecución de las operaciones hidrocarburíferas. Tales medidas durarán el tiempo necesario hasta que las causas que la motivaron hayan sido superadas.⁶

1.5 ESTATUTO ORGÁNICO DE GESTIÓN ORGANIZACIONAL POR PROCESOS DE LA AGENCIA DE REGULACION Y CONTROL HIDROCARBURÍFERO

MISIÓN, ÁMBITO DE ACCIÓN DE LA ESTRUCTURA BÁSICA INSTITUCIONAL
Y PROCESOS EN LOS QUE PARTICIPA

⁶ Reglamento Sustitutivo del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas, Acuerdo Ministerial No. 389, Registro Oficial No. 671 de 26 de Septiembre del 2002

Art. 18.- DE LA DIRECCIÓN DE CONTROL TÉCNICO HIDROCARBURÍFERO.-

Misión: Controlar, fiscalizar y evaluar la observancia de la normativa legal, técnica y contractual, en la ejecución de las operaciones a cargo de empresas públicas o privadas, nacionales, extranjeras, empresas mixta, consorcios, asociaciones u otras formas contractuales y demás personas naturales o jurídicas que ejecutan actividades y operaciones hidrocarburíferas en todas las fases relacionadas con hidrocarburos y gas natural.

Art. 19.- DEL PROCESO DE CONTROL TÉCNICO Y FISCALIZACIÓN DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS Y GAS NATURAL

Misión : Controlar, fiscalizar y evaluar la observancia de la normativa técnica y contractual, en la ejecución de las operaciones a cargo de empresas públicas o privadas, nacionales, extranjeras, empresas mixta, consorcios, asociaciones u otras formas contractuales en la exploración y explotación de hidrocarburos y gas natural.⁷

1.6 SITUACIÓN ACTUAL DEL CONTROL DE OPERACIONES DE PERFORACIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO EN LA CUENCA ORIENTE DEL ECUADOR

El control de operaciones de perforación de pozos de petróleo en la cuenca oriente ecuatoriano actualmente lo viene realizando la AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL HIDROCARBURÍFERO (ARCH) quien mantiene su exhaustiva supervisión basándose en los reglamentos y estatutos revisados; a pesar de no tener una normativa propia, los especialistas de la ARCH utilizan las normas API de mantenimiento, calidad y su experiencia técnica para la correcta inspección de algunas de las herramientas utilizadas en las operaciones de perforación, además los especialistas se encargan en analizar los informes técnicos anuales presentados por las operadoras (PETROAMAZONAS,

⁷ ESTATUTO ORGÁNICO DE GESTIÓN ORGANIZACIONAL POR PROCESOS DE LA AGENCIA DE REGULACION Y CONTROL HIDROCARBURÍFERO, ACUERDO No. 264, MINISTERION DE RECURSOS NO RENOVABLES, FUNCION EJECUTIVA, Viernes 3 de junio del 2011 --- No153 Edición Especial.

PETROECUADOR, REPSOL, AGIP, etc.) que se encuentran relacionadas con las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

El área de CONTROL TÉCNICO Y FISCALIZACIÓN DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS Y GAS NATURAL de la ARCH es el encargada de realizar este tipo de monitoreo, es por esta razón que se han visto en la necesidad de crear normas para el control de operaciones de perforación en la cuenca oriente ecuatoriana y así poder garantizar el cumplimiento de las leyes y reglamentos escritos en la constitución de la República del Ecuador.

CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN DE LAS PRINCIPALES NORMATIVAS SOBRE EL CONTROL DE OPERACIONES DE PERFORACIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO

En éste capítulo se detallarán las normas que se utilizarán para el desarrollo de la presente investigación, primero se darán a conocer algunas definiciones que nos ayudarán a comprender los detalles del capítulo.

2.1 DEFINICIONES.

Las definiciones que se darán a conocer serán: (1) Normativas, (2) Instituto Americano del Petróleo - API⁸, (3) Asociación Internacional de Contratistas de Perforación – IADC⁹ y (4) Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos – ASME¹⁰.

NORMATIVAS.

Una normativa es un estándar pre-establecido que se debe seguir, una especie de regla que se debe respetar con el objeto de asegurar un resultado ya conocido.

En la industria del petróleo una regla suele ser un modo de ejecutar un trabajo a fin de obtener un resultado deseado.

INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO - API.

Es una organización Nacional en Los Estados Unidos que cuenta con un área destinada a la elaboración de normas en toda la industria del petróleo y gas natural.

⁸ **API:** American Petroleum Institute.

⁹ **IADC:** International Association of Drilling Contractors.

¹⁰ **ASME:** American Society of Mechanical Engineers.

En el mercado internacional la API es líder en la elaboración de normas técnicas, su expansión a nivel internacional es cada vez mayor y hoy en día más de 500 estándares son adoptados a nivel mundial.

- **Notas Especiales:** Las publicaciones de la API necesariamente abordan problemas de carácter general. Con respecto a circunstancias particulares, locales, estatales, leyes federales y regulaciones que deben ser revisadas.

Ni API ni ninguno de los empleados del API, subcontratistas, comités, consultores ni otros funcionarios ofrecen ninguna garantía o representación expresa o implícita, con respecto a la exactitud, integridad o utilidad de la información contenida en sus publicaciones, ni asume ninguna obligación ni responsabilidad para cualquier uso o los resultados de dicho uso, de cualquier información o procedimiento descrito en todas las publicaciones.

Las publicaciones API pueden ser utilizadas por cualquier persona que desee hacerlo. Todos los esfuerzos han sido realizados por la API para asegurar la exactitud y fiabilidad de los datos contenidos en ellos, sin embargo, la API no tiene representación o garantía en relación con sus publicaciones y expresa la responsabilidad de cualquier reclamo resultante de su uso o por la violación de cualquier autoridad jurídica con las que estas publicaciones puede entrar en conflicto.

ASOCIACIÓN INTERNACIONAL DE CONTRATISTAS DE PERFORACIÓN - IADC.

La Asociación Internacional de Contratistas de Perforación - IADC ha representado exclusivamente a la industria de perforación de petróleo y gas natural en todo el mundo desde 1940. La misión de la IADC es avanzar en la tecnología de perforación y completación; mejorar la salud, la seguridad, medio ambiente y prácticas pre-profesionales de la industria, Líder en regulaciones y legislaciones que facilitan una perforación segura y eficiente.

SOCIEDAD AMERICANA DE INGENIEROS MECÁNICOS – ASME.

La ASME ayuda a la comunidad global de ingeniería a desarrollar soluciones a los problemas del mundo real. La ASME fue fundada en 1880 como la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos como una organización sin fines de lucro de profesionales que permite la colaboración, intercambio de conocimientos y desarrollo de habilidades en todas las disciplinas de la ingeniería, así como fomentar el papel esencial del ingeniero en la sociedad.

La base para avanzar en el conocimiento técnico y un mundo más seguro se logra a través de programas de desarrollo de códigos y normas ASME, publicaciones, conferencias, educación continua de profesionales.

La ASME es líder internacional en el desarrollo de códigos y normas, relacionados con el arte, la ciencia y la práctica de la ingeniería mecánica. A partir de la primera publicación de su legendario Boiler & Pressure Vessel Code en 1914, los códigos y normas ASME han crecido a casi 600 impresiones. Estas ofertas abarcan una amplitud de temas, incluyendo la tecnología de presión, las centrales nucleares, ascensores/escaleras mecánicas, construcción, diseño de ingeniería, la estandarización y las pruebas de rendimiento.

2.2 CONTROL DE OPERACIONES DE PERFORACIÓN EN LA CUENCA ORIENTE DEL ECUADOR

En la actualidad no existe normativas para el control de operaciones de perforación en la cuenca oriente del Ecuador, el control que se viene realizando se basa en experiencias adquiridas de los especialistas de la ARCH, los cuales se apoyan en normas como: API, IADC y ASME para realizar estos controles como el reglamento sustitutivo en su Capítulo 1, artículo 1 lo estipula (véase la sección 1.4.1.1).

Las normas existentes en las que se apoyan los especialistas de la ARCH no detallan cómo controlar las operaciones de perforación, pero si nos muestran las especificaciones que deberá tener un equipo de perforación (p. ej. bombas, Top Drive, Malacate, etc.) para su buen funcionamiento, parámetros óptimos de

operación, prácticas recomendadas para el mantenimiento e inspección de los sistemas de perforación, herramientas que intervienen en las operaciones de perforación así como manejo y características especiales de los revestidores, fluidos de perforación y cementación.

Las normativas que se detallan a continuación corresponden a los sistemas del taladro de perforación, porque con una buena selección e inspección del taladro se optimizará las operaciones de perforación.

El taladro de perforación es un equipo utilizado para perforar y cementar pozos de agua, petróleo y gas. El taladro de perforación puede ser presentado por sistemas (Sistema de levantamiento, Generación, circulación, Prevención de reventones, Rotación, seguridad industrial) los cuales están integrados por varios componentes que cumplen una o varias funciones específicas dentro de la operación de perforación de pozos. A continuación se presenta una descripción y las normativas para cada sistema.

SISTEMA DE LEVANTAMIENTO

El sistema de levantamiento debe tener capacidad para bajar y levantar la sarta durante la perforación o realizar viajes en el pozo por varias razones. De igual manera debe permitir bajar la tubería de revestimiento y soportar su carga durante la corrida y cementación del mismo. Por otra parte, el sistema de levantamiento está diseñado para tensionar la sarta de perforación durante operaciones de pesca¹¹.

Los elementos que constituyen el sistema de levantamiento son:

- **Malacate:** Las normas que contienen especificaciones y estándares para el malacate son: (1) API SPEC 7K, (2) API SPEC Q1, (3) API RP 7L y (4) API RP 54.

¹¹DUEÑAS, Jorge, *“Sistemas del Taladro de Perforación”*, Quito, 2002, 1-2.

- *API SPEC 7K*: esta norma nos detalla en la sección 9.16.3.14 las especificaciones del diámetro de la polea, torno de tambor para cables y diámetro del cable de acero.
- El equipo de perforación deberá ser diseñado, fabricado y probado de tal manera que este ajustado para los fines previstos. El equipo deberá transferir con seguridad la carga para la que está destinado. El equipo deberá estar diseñado para una operación segura, la condición principal es saber que el operador del equipo deberá ser responsable de la determinación de la carga de trabajo seguro para operaciones específicas;
- *API SPEC Q1*: el objetivo de esta especificación es mejorar los mínimos requerimientos para el desarrollo de un sistema de gestión de calidad que provea una mejora continua, enfatizando en la prevención de defectos y se esfuerza por minimizar la variación y residuos procedentes de las organizaciones de manufactura. Está diseñada para promover la fiabilidad en el sector de la manufactura de la industria del petróleo y el gas natural. No es la intención de esta especificación proporcionar uniformidad en la estructura de los sistemas de gestión de calidad o en la documentación.
- *API RP 7L*: esta norma en la sección 4.2 nos detalla que el propietario o usuario del equipo debe desarrollar su propio programa de inspección sobre la base de la experiencia, recomendaciones de los fabricantes y la consideración de uno o más de los siguientes factores: el medio ambiente, los ciclos de carga, requisitos reglamentarios, el tiempo de funcionamiento, ensayos, reparaciones.
- *API RP 54*: esta norma en la sección 9.4.1 menciona que se debe realizar una inspección visual por lo menos una vez al día del malacate y de sus componentes fácilmente visibles.
- *API RP 54*: esta norma en la sección 9.4.8 menciona que los malacates del taladro de perforación deberán estar equipadas con un dispositivo de seguridad que está diseñado para evitar que la polea viajera golpee el bloque de corona. El dispositivo debe

comprobarse antes de cada viaje y después de cada línea de perforación (parada). Los resultados de la prueba de funcionamiento se deben introducir en el registro de las operaciones.

- *API RP 54*: esta norma en la sección 9.4.6 menciona que los sistemas de freno del malacate deben ser inspeccionados y mantenidos adecuadamente de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.
- **Línea de perforación:** La norma que nos detalla las especificaciones de los cables de acero es la API SPEC 9A.
 - *API SPEC 9A*: esta norma especifica los requisitos mínimos y las condiciones de aceptación para la fabricación y ensayo de cables de acero el cual no debe exceder el grado 2160 para las industrias del petróleo y del gas natural.
 - Esta norma también detalla las fuerzas de rotura mínima para los tamaños de cables de acero más comunes, las calificaciones y construcciones del cable trenzado.
 - Los métodos para las pruebas de fuerzas de tensión del cable de acero niveles 2, 3, 4 y 5 deben estar de acuerdo con el Anexo 1.
 - Para aquellos alambres donde es aplicable un grado de alambre, los grados de fuerza de tensión de los cables estarán sujetos a los límites indicados en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1 Rango de grados de fuerza de tensión de los cables

Grado del Alambre	Fuerza de Tensión de los Cables
1770	1570 o nivel 2 a 1960 o nivel 4
1960	1770 o nivel 3 a 2160 o nivel 5
2160	1960 o nivel 4 a 2160 o nivel 5
IPS	Nivel 2 o 1570 a nivel 4 o 1960
EIP	Nivel 3 o 1770 a nivel 5 o 2160
EEIP	Nivel 4 o 1960 a nivel 5 o 2160

Fuente: (API 9A 2012)

- **Bloque corona:** La norma que nos detalla las especificaciones para estructuras de perforación y mantenimiento de pozos es la norma API SPEC 4F.
 - *API SPEC 4F:* esta norma especifica los requerimientos y detalla las recomendaciones para las estructuras de acero idóneas en las operaciones de perforación.
 - Esta norma comprende el diseño, la fabricación y el uso de torres de perforación de acero, mástiles portátiles, ensamblajes de bloques corona y subestructuras adecuadas para la perforación y servicios de pozos. Incluye disposiciones para el marcado, inspección, calificaciones estándar, diseño de carga y la especificación del diseño del equipo.
- **Bloque viajero:** La norma que nos detalla las especificaciones del bloque viajero es la API SPEC 8C.
 - *API SPEC 8C:* esta norma nos detalla en la sección 4.3.1.1 que el análisis de diseño del equipo deberá abarcar consideraciones con posibles modos de fracaso como: uso excesivo, fatiga y pandeo.
- **Gancho:** La norma que nos detalla las especificaciones del gancho es la API SPEC 8C la cual se encuentra especificada en el bloque viajero.
- **Ancla de la línea muerta:** Las normas que nos detallan las especificaciones para el ancla de línea muerta son: (1) API SPEC 8C y (2) API SPEC Q1, esta última se encuentra en la especificación del malacate.
 - *API SPEC 8C:* Los anclajes deberán ser clasificados por el tirón de línea nominal en kilonewtons (kN) y kilopounds (Kips). La capacidad de carga de los anclajes de línea fija se determinará como se indica en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2 Ancla de línea muerta

Capacidad de carga <i>R</i>	Factor de seguridad para el diseño de carga <i>SFD</i>
178 kN (40 Kips) ≤ <i>R</i>	3.00

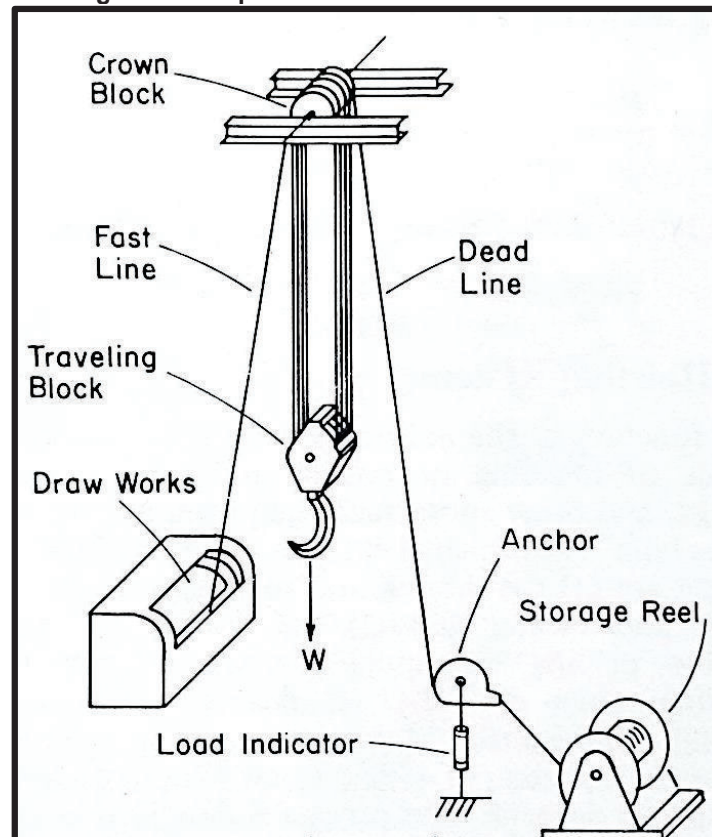
Capacidad de carga R	Factor de seguridad para el diseño de carga SFD
$178 \text{ kN (40 Kips)} < R \leq 445 \text{ kN (100 Kips)}$	$3.00 - 0.75 (R - 178)/267^a$ $3.00 - 0.75 (R - 40)/60^b$
$R > 445 \text{ kN (100 Kips)}$	2.25

Fuente: (API 8C 2012)

- En esta fórmula el valor de R se hará de kilonewtons.
- En esta fórmula el valor de R se hará de Kips= Kilopounds = Kilolibras (unidades de fuerza).

- Carrete de almacenamiento:** El cable de perforación sale del carrete y pasa por el anclaje, se ensarta varias vueltas entre las poleas del bloque viajero y el bloque corona dependiendo del número de poleas y después el extremo es asegurado en el tambor del malacate¹² Figura 2.1. **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**

Figura 2.1 Esquema del sistema de levantamiento



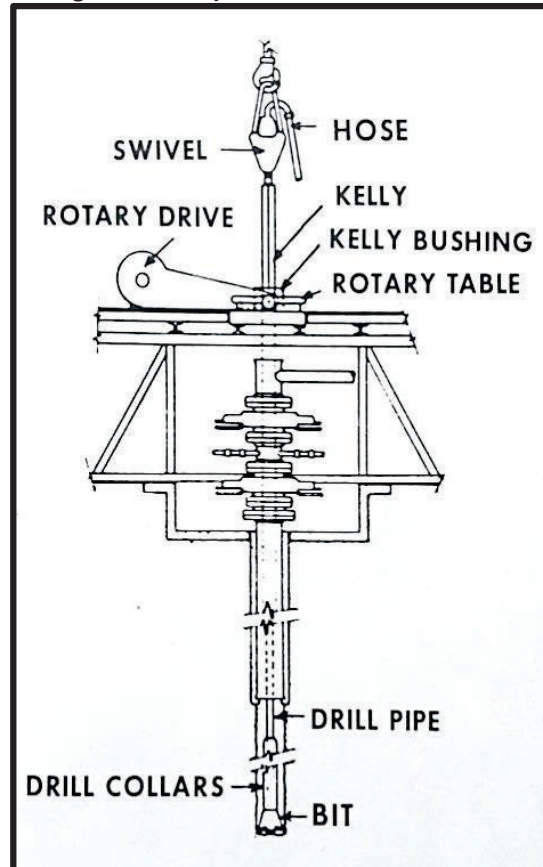
Fuente: (BOURGOYNE, y otros 1986)

¹²RABIA, H., *op. cit.* 703.

SISTEMA ROTARIO.

El sistema rotario imparte rotación a la sarta de perforación y consta de los siguientes componentes (Figura 2.2):

Figura 2.2 Esquema del sistema rotario



Fuente: (BOURGOYNE, y otros 1986)

- **Mesa rotaria:** Las normas que contienen especificaciones y estándares para la mesa rotaria son: (1) API SPEC 7K y (2) API SPEC Q1, esta última se encuentra detallada en el malacate.
 - *API SPEC 7K:* esta norma nos especifica en su sección 9.2.1 los requerimientos generales para la mesa rotaria además de la prueba para el equipo. En general la norma proporciona principios generales para el diseño, fabricación y prueba de nuevos equipos de perforación y sus componentes.

- **Swivel:** Las normas que contienen especificaciones para el Swivel son: (1) API SPEC 8C y (2) API SPEC 7K, esta última se especifica en la mesa rotaria.
 - *API SPEC 8C:* esta norma nos especifica en su sección 9.9.2 la manera en que se deben realizar las pruebas de presión del Swivel, la presión de prueba debe ser el doble de la presión de trabajo para presiones de trabajo de hasta 5000 [psi], para presiones de trabajo mayores a 5000 [psi] la presión de prueba debe ser al menos 1.5 veces la presión de trabajo, pero no inferior a 10000 [psi]. La presión de prueba se mantendrá durante dos ciclos de 3 minutos cada una.
- **Kelly:** La norma que contienen especificaciones para el Kelly es la API SPEC 7K, la cual se detalló en la mesa rotaria.
- **Kelly Bushing:** La norma que contienen especificaciones para el Kelly Bushing es la API SPEC 7K, la cual se detalló en la mesa rotaria.
- **Top Drive (equivalente al Kelly y la mesa rotaria):** Las normas que contienen especificaciones para el Top Drive son: (1) API SPEC 8C y (2) API SPEC Q1.
 - *API SPEC 8C:* esta norma nos especifica que el equipamiento del elevador, estará diseñado, fabricado y probado para el desarrollo de los fines respectivos en las operaciones de perforación. El equipo deberá transferir con seguridad la carga para la que está destinado. El equipo deberá estar diseñado para una operación simple y segura.

SISTEMA DE CIRCULACIÓN.

El sistema de circulación de un taladro de perforación (Figura 2.3) es un ciclo cerrado, de manera general se inicia con la succión de lodo desde los tanques, pasa por las líneas de superficie, tubería vertical, sarta de perforación, broca, retorna por el anular y termina con la descarga del lodo más los ripios de perforación sobre las zarandas vibratorias. De allí en adelante se inicia un proceso de limpieza del lodo gracias al sistema de control de sólidos y finalmente

se añaden los químicos si es necesario para que el lodo sea bombeado nuevamente.

Todos los componentes del sistema de circulación deben ser diseñados correctamente y funcionar apropiadamente para que el lodo mantenga sus propiedades y pueda cumplir todas las funciones eficientemente. El sistema de circulación consta de los siguientes componentes¹³.

- **Bombas de lodo:** La norma que contiene especificaciones para las bombas de lodo es la API SPEC 7K.
 - *API SPEC 7K:* esta norma nos detalla en su sección 9.7.1.1 que los componentes principales de una bomba de lodo se definen como aquellos elementos que están sometidos a la presión de descarga, con la excepción de los elementos desechables y componentes de cierre como: camisas, pistones, bielas, empaques, válvula y asientos, cubiertas, cabezas, abrazaderas, bujes, tapones y cierres.
 - *API SPEC 7K:* esta norma nos detalla en la sección 9.7.1.2 los elementos de presión nomina, según se define en la sección anterior (sección 9.7.1.1), deben ser probados a 1.5 veces la presión de trabajo.
- Tubería vertical (Standpipe),
- Manguera de perforación,
- Zarandas,
- Equipo de control de sólidos,
- Bodega de químicos.

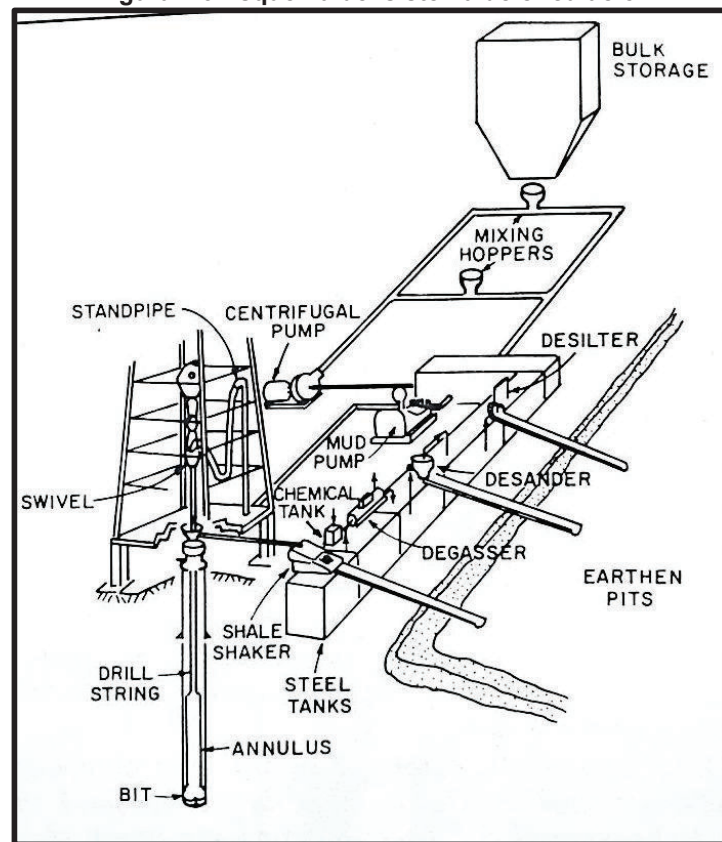
NOTA: No se dispone de especificaciones o recomendaciones sobre los elementos del sistema de circulación mencionados en la parte superior, por tal razón es recomendable ante cualquier percance recurrir a las especificaciones del fabricante.

¹³DUEÑAS, JORGE, *op. cit.*, 2-3.

Existen dos tipos de bombas utilizadas en la industria petrolera: Duplex y Triplex. La potencia requerida por el sistema de circulación depende del caudal y la presión. La presión depende del caudal de flujo, profundidad y tamaño del hoyo, diámetro de la sarta de perforación, propiedades del lodo y tamaño de boquillas a utilizar.

Un programa de hidráulica deber ser calculado para determinar la presión requerida por las bombas. Debido a que el fluido de perforación contiene un poco de aire y es ligeramente compresible, genera la presencia de la eficiencia volumétrica. La eficiencia volumétrica generalmente es de 95% para las bombas Triplex y del 90 % para las Duplex¹⁴.

Figura 2.3 Esquema del sistema de circulación



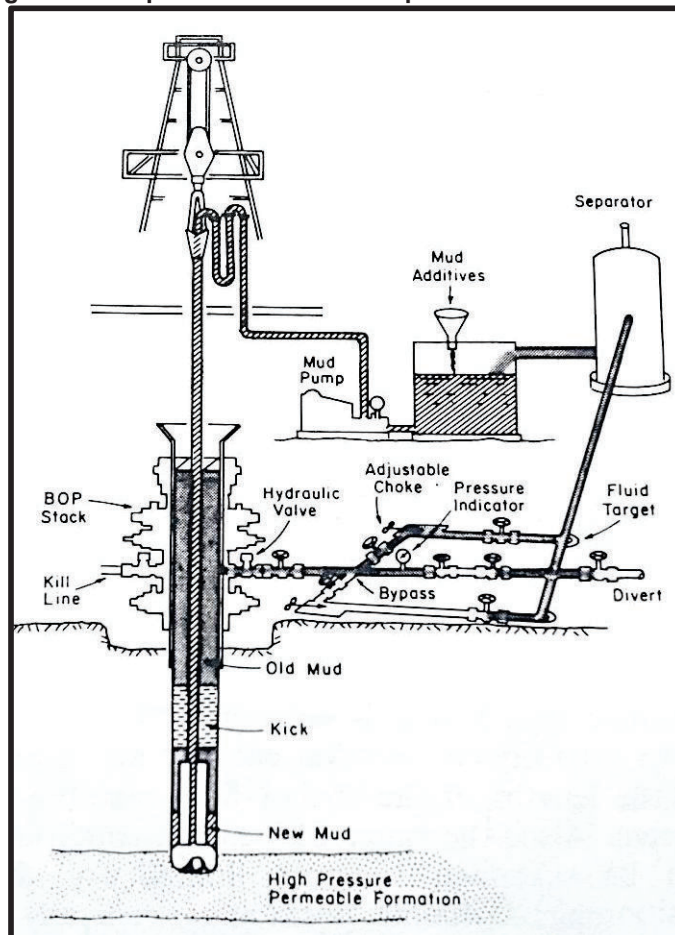
Fuente: (BOURGOYNE, y otros 1986)

¹⁴RABIA, H., *op. cit.* 723

SISTEMA DE PREVENCIÓN DE REVENTONES – BLOW OUT PREVENTORS (BOP).

El sistema de prevención de reventones consta de los siguientes componentes (Figura 2.4):

Figura 2.4 Esquema del sistema de prevención de reventones



Fuente: (BOURGOYNE, y otros 1986)

- **Acumuladores del BOP:** Las normas que contienen especificaciones para los acumuladores son: (1) API SPEC 16D y (2) API RP 53, las cuales nos especifican el sistema para el control de pozos, control de equipos y para el control del sistema de desviación.
 - *API SPEC 16D:* esta norma nos especifica en su sección 5.1.3.2 los sistemas de acumuladores estarán diseñados de modo tal que la pérdida de un acumulador y/o conjunto de acumuladores no

resultará en la pérdida de más del 25 % de la capacidad total del sistema de acumuladores.

- *API SPEC 16D*: esta norma nos especifica en su sección 5.1.3.3 que los diseños incluyen acumuladores de tipo: vejiga, pistón y flotador. La selección del tipo puede basarse en las preferencias del comprador y en las recomendaciones del fabricante teniendo en cuenta el entorno operativo.
- *API SPEC 16D*: esta norma nos especifica en su sección 5.1.3.4 que las válvulas de aislamiento de alimentación de presión y válvulas de liberación se instalarán a cada conjunto de acumuladores para facilitar el control de la presión de precarga y la evacuación de los acumuladores de vuelta al depósito del líquido de control.
- *API SPEC 16D*: esta norma nos especifica en su sección 5.1.3.5 que los acumuladores deberán ser precargados con nitrógeno. Aire u oxígeno comprimido no deben ser utilizados para precargar los acumuladores.
- *API SPEC 16D*: esta norma nos especifica en su sección 5.1.3.6 que la presión de precarga en el sistema de acumuladores sirve para propulsar el fluido hidráulico almacenado en los acumuladores para la operación de las funciones del sistema. La cantidad de presión de precarga es una variable dependiendo de los requerimientos específicos de funcionamiento del equipo a ser operado y el entorno operativo. La presión de precarga no excederá la presión de trabajo nominal del acumulador.
- *API RP 53*: esta norma nos indica las practicas recomendadas para los equipos preventores de reventones, en la sección 12.3.2 menciona que los sistemas BOP deben tener suficiente volumen utilizable de fluido hidráulico (con bombas inoperativas) para cerrar un preventor de tipo anular, todos los preventores tipo Ram desde

una posición totalmente abierta y abrir una válvula HCR¹⁵ contra la presión del pozo cero. Después de cerrar un preventor anular, todo tipo de preventores Ram y la apertura de una válvula HCR, la presión restante deberá ser de 200 psi (1,38 MPa¹⁶) o más por encima de la presión de precarga mínima recomendada.

- *API RP 53*: esta norma nos indica en la sección 12.3.3 el tiempo de respuesta entre la activación y la operación completa de la función está basada en el BOP o la válvula de cierre y sello. Para instalaciones superficiales, el sistema de control del BOP debe ser capaz de cerrar cada Ram del BOP dentro de 30 segundos. El tiempo de cerrado no debe exceder los 30 segundos para BOP anulares con diámetros menores a 18 ¾" [in] y 45 segundos para BOP anulares con diámetros mayores a 18 ¾" [in].
- *API RP 53*: esta norma nos indica en la sección 12.3.5 la presión de precarga de cada acumulador debe medirse antes de cada instalación del BOP y ajustar su presión si es necesario. La presión de precarga para pozos de mínimo 3000 psi debe ser de 1000 psi. La presión de precarga para pozos de mínimo 5000 psi debe ser 1500 psi.

Tubería de alta presión – Kill Lines: La norma que detalla las prácticas recomendadas para el equipo preventor de reventones y tuberías de alta presión es la API RP 53.

- *API RP 53*: esta norma nos indica en la sección 10.1.1 que el sistema de línea de matado proporciona un medio de bombeo en el pozo cuando el método de circular a través de la tubería de perforación o Kelly no pueden ser empleados. La línea de matado conecta el fluido de perforación a través de las bombas a una toma lateral en el BOP.

Paneles de control: La norma que contiene las prácticas recomendadas para los paneles de control en un equipo BOP es la API RP 53.

¹⁵ HCR: válvula de alta presión a control remoto

¹⁶ PA: pascales

- *API RP 53*: esta norma nos indica en la sección 12.8 las instalaciones deben estar equipadas con un panel de control remoto tal que la operación de cada BOP y las válvulas de control puedan ser controladas por una posición realmente accesible al perforador. Se debe considerar la necesidad de una estación adicional de mando a una distancia segura de la mesa de perforación.
- **Ensamblaje BOP**: Las normas que contienen las prácticas recomendadas para el ensamblaje del BOP son: (1) API RP 53, (2) API SPEC 16A, (3) API SPEC 16C y (3) API RP T6.
 - *API RP 53*: esta norma nos indica en la sección 17.5.3 que el BOP anular debe ser probado con la tubería de menor diámetro a ser utilizada.
 - *API RP 53*: esta norma nos indica en la sección 17.5.4 que los Pipe Rams¹⁷ de diámetro fijo deben ser probados solo con la tubería del mismo tamaño de los Pipe Rams instalados.
 - *API RP 53*: esta norma nos indica en la sección 17.5.5 que los Pipe Rams de diámetro variable deben ser probados inicialmente con las tuberías de mayor y menor tamaño que serán utilizadas durante las operaciones de perforación.
 - *API RP 53*: esta norma nos indica en la sección 17.5.6 que los Blind Rams¹⁸ y Blind Shear Rams no deben ser probados cuando la tubería se encuentra dentro del BOP. La capacidad de operación de los Shear Rams¹⁹ y Rams deben ser verificadas con el fabricante de los BOP para la sarta de perforación planeada.
 - *API RP 53*: esta norma nos indica en la sección 17.5.9 que los componentes de elastómeros que han sido expuestos a los fluidos de perforación deben ser verificados por el fabricante del BOP

¹⁷ **Pipe Rams**: Cierran alrededor de una tubería de perforación y restringe el flujo en el espacio anular, entre el exterior de la tubería de perforación y el pozo,

¹⁸ **Blind Rams**: Se utiliza para cerrar el BOP cuando no existe ninguna sarta de tubería dentro del mismo.

¹⁹ **Shear Rams**: cortan la sarta de perforación o la tubería revestimiento con tijeras de acero endurecido

según corresponda a los fluidos de perforación para ser utilizados y para las temperaturas a las cuales son expuestas.

- *API RP 53*: esta norma nos indica en la sección 17.5.10 que las líneas flexibles del Choke y Kill Lines²⁰ deben ser probadas para la misma presión, frecuencia y duración que las Rams del BOP.
- *API SPEC 16A*: esta norma especifica los requerimientos para construir, diseñar, inspeccionar, materiales a emplear, almacenamiento y manejo de equipos de perforación, tomando en cuenta parámetros como presión, temperatura, fluidos y condiciones del hoyo del pozo. Ello aplica a los Rams del BOP, al preventor anular, los conectores hidráulicos y demás accesorios.
- *API SPEC 16C*: esta norma tiene como propósito estandarizar las especificaciones de estranguladores y sistemas de matado empleados en las operaciones de perforación. Especifica los materiales que se deben emplear y los parámetros de diseño con los que se deben construir.
- *API RP T6*: Especifica normas y criterios para el entrenamiento y adiestramiento de personal en Control de Pozos. Envuelve una variedad de cursos por los cuales se debe capacitar al personal involucrado en perforación de pozos para calificarlo en el manejo de equipos de control de Pozos.

Múltiple de estrangulación: La norma que contienen especificaciones para el múltiple de estrangulación es la API SPEC 16C.

- *API SPEC 16C*: esta norma nos especifica en su sección 17.6.1 que el Choke Manifold²¹ de superficie debe ser probado con la misma presión de los Rams del BOP.

Estos componentes son seleccionados en base a la máxima presión de formación esperada²².

²⁰ **Kill Lines:** Conjunto de tuberías conectadas al BOP que se utilizan para controlar el pozo en caso de un influjo desde la formación o reventón.

²¹ **Choke Manifold:** Es un conjunto de válvulas que permiten básicamente la regulación de los caudales de fluidos provenientes del yacimiento.

SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA.

La energía requerida por un taladro de perforación para perforar un pozo está entre 1500 y 3000 [hp]. Esta puede ser abastecida por un arreglo de 3 a 5 generadores. Durante el diseño del taladro se debe establecer los requerimientos de energía para cumplir las condiciones extremas de perforación del pozo.

El sistema de generación eléctrica debe abastecer al sistema de levantamiento, sistema Top Drive, bombas de lodos y demás accesorios²³, la norma API RP 500 es la que se utiliza para instalaciones eléctricas de los sistemas de perforación.

- *API RP 500*: esta norma proporciona las prácticas recomendadas, directrices para determinar el grado y el alcance de la Clase I, División 1 y Clase I, División 2, en las instalaciones de petróleo, para la selección e instalación de equipo eléctrico. Definiciones básicas previstas en el *Código Eléctrico Nacional* se han seguido en la elaboración de este documento que solamente se aplica a la clasificación de los lugares, tanto para el equipo eléctrico instalado con carácter temporal y permanente. La norma API RP 500 está destinado a ser aplicado en los sitios donde puede haber un riesgo de ignición debido a la presencia de gases o vapores inflamables, mezclado con aire, en condiciones atmosféricas normales.

SISTEMA DE SEGURIDAD INDUSTRIAL

El sistema de seguridad industrial se encarga de prevenir los posibles accidentes que pueden ser ocasionados por la incorrecta manipulación de las herramientas debido a la poca o nula instrucción que se les da a los operadores y de la correcta inspección visual y manual que se les da a los otros 5 sistemas del taladro. Todas las señaléticas de precaución y seguridad son expuestas por este sistema ofreciendo al personal de trabajo un lugar más seguro.

²²RABIA, H., *op. cit.* 729

²³DUEÑAS, JORGE, *ibíd.* 10.

2.3 OPERACIONES DE PERFORACIÓN

En esta sección se detalla cada una de las operaciones involucradas en la perforación de pozos, las cuales se obtuvieron de los programas de perforación de pozos de los bloques petroleros más importantes de la cuenca oriente del Ecuador y conjuntamente con las experiencias adquiridas por los especialistas de la ARCH.

La secuencia de operación de perforación detallada a continuación inicia desde la sección del conductor y finaliza con el Setting Tool²⁴ en superficie. Las secciones que se toman son las que normalmente son perforadas en la cuenca oriente ecuatoriana; es decir las que frecuentemente se perfora en un pozo de petróleo sin ningún problema (pegas, derrumbes, NPTs²⁵, etc).

HOYO DE 26" Y REVESTIDOR DE 20".

- Para empezar las operaciones de perforación en el oriente ecuatoriano comúnmente el Casing conductor de 20" se lo hinca²⁶ en superficie, así se evita tener ripios en superficie y se obtiene un anclaje firme para el BOP.
- En otras ocasiones se arma un BHA²⁷ convencional con broca de 26" de diámetro y se perfora el hoyo conductor hasta la profundidad de asentamiento del Casing planificada.
- Circular el pozo hasta retornos limpios.
- Chequear flujo y sacar BHA a superficie.
- Armar herramientas para corrida de Casing.
- Correr Casing de 20" hasta la profundidad perforación.
- Cementar el Casing de 20" de acuerdo a un programa de cementación.

²⁴ **Setting Tool:** Herramienta corrida conjuntamente con el colgador del Liner, la cual se encarga de anclar el colgador y expandir los sellos del mismo; también permite realizar los trabajos de cementación.

²⁵ **NPTs:** Tiempos no programados.

²⁶ **Hincar:** Operación de introducir la tubería a golpes con un martillo especial en las formaciones superficiales.

²⁷ **BHA:** Ensamblaje de Fondo

HOYO DE 16" Y REVESTIDOR DE 13 ³/₈".

- Armar un BHA convencional con broca de 16". Perforar de acuerdo al plan direccional con flujo controlado de acuerdo a los requerimientos durante la operación.
- Armar y tomar Gyro²⁸ de acuerdo al plan de toma de Survey²⁹.
- Circular el pozo hasta retornos limpios y dejar una píldora viscosa en el hoyo.
- Chequear flujo y sacar BHA a superficie. En caso de que se encuentre problemas al sacar el BHA, se debe realizar un viaje de limpieza.
- Armar un BHA direccional con broca de 16" y bajar hasta fondo. Continuar perforando direccionalmente de acuerdo al perfil direccional hasta el punto de revestimiento de 13 ³/₈".
 - Realizar un viaje de calibre hasta superficie cumplidas 40 horas de perforación.
- En fondo bombear tren de píldoras de limpieza y circular hasta zarandas limpias.
- Chequear flujo y sacar BHA hasta 3 paradas por encima del viaje anterior.
- Regresar a fondo repasando las dos últimas paradas por seguridad. Bombear píldora viscosa y circular hasta retornos limpios.
- Chequear flujo y sacar BHA hasta superficie.
- Armar herramientas para corrida de Casing.
- Correr Casing de 13 ³/₈" hasta la profundidad perforación. Cuando se hayan corrido 2 juntas, llenar el Casing y probar que el equipo de flotación esté funcionando correctamente, continuar bajando llenando Casing cada 5 juntas o cada vez que sea posible.
- Cementar el Casing de 13 ³/₈" de acuerdo con el programa de cementación. Sentar tapón de desplazamiento con 500 [psi] por encima de la presión final de desplazamiento. Chequear Back Flow³⁰.

²⁸ **Gyro:** Herramienta de medición.

²⁹ **Survey:** Estado direccional del Pozo.

³⁰ **Back Flow:** Flujo de retorno.

- Dejar el revestimiento colgado en la cuña. WOC de acuerdo con el desarrollo de resistencia.
- Levantar y desarmar Diverter System³¹. Asentar la sección "A" de 13 5/8" con 25.000 lbs de tensión por encima del último peso registrado para evitar Buckling del revestimiento.
- Chequear y verificar la medida de corte del revestimiento de 13 3/8" con respecto al Casing Spool a ser instalado. Cortar y biselar el revestimiento de 13 3/8". Verificar el correcto biselado exterior del revestimiento para no dañar los sellos del Pack Off del Casing Spool.
- Instalar sistema BOP's 13 5/8" x 5M y los templetes a la sub-base.
- Probar el conjunto superficial de seguridad, línea de matado y válvulas con 300 psi por 5 min. y 3000 psi / 5 min.
- Probar BOP's. Todas las pruebas deben efectuarse con agua. Las pruebas deben ser satisfactorias antes de reanudar la perforación.
- Realizar prueba completa de funcionamiento del acumulador.
- Instalar el buje de desgaste (Wear Bushing).

HOYO DE 12 1/4" Y REVESTIDOR DE 9 5/8".

Armar un BHA direccional con broca de 12 1/4". Bajar con bomba y rotaria 2 paradas antes de conseguir tope de cemento, levantar y probar revestimiento, perforar cemento y tapones, con parámetros controlados.

Cambiar el sistema de lodo, y continuar perforando direccionalmente de acuerdo al plan direccional.

Bombear píldora dispersa seguida de píldora viscosa pesada y circular hasta zarandas limpias, chequear flujo y sacar la sarta de perforación a zapata de 13 3/8".

Continuar perforando direccionalmente de acuerdo al plan direccional.

Circular hasta zarandas limpias, chequear flujo y sacar el BHA a superficie.

Armar y bajar BHA direccional con broca 12 1/4" hasta fondo y continuar perforando hasta punto de Casing de 9 5/8".

³¹ Diverter System: Disminuye la presión del flujo que retorna del pozo, provee seguridad a los operadores del taladro.

En fondo bombear píldora dispersa y píldora viscosa, circular hasta retornos limpios.

Realizar viaje de calibre hasta zapata de 13 $\frac{3}{8}$ ". Regresar a fondo, bombear tren de píldoras, circular hasta zarandas limpias.

Realizar viaje a zapata de 13 $\frac{3}{8}$ ". Bombear píldora tapón y sacar a superficie. Sacar buje de desgaste (wear bushing).

Retirar tubo campana.

Armar herramientas para corrida de Casing.

Correr Casing de 13 $\frac{3}{8}$ " hasta la profundidad perforación. Cuando se hayan corrido 2 juntas, llenar el Casing y probar que el equipo de flotación esté funcionando correctamente, continuar bajando llenando Casing cada 5 juntas o cada vez que sea posible.

Cementar de acuerdo al programa, no bombear cemento detrás del tapón (Top Plug), el desplazamiento se realizará con las bombas del taladro.

Asentar tapón con 500 psi encima de la presión final de desplazamiento.

Desacoplar y acostar el "Landing Joint" de revestidor de 9 $\frac{5}{8}$ ".

Probar sellos del cabezal con el 80% máximo de la presión de colapso del Casing de 9 $\frac{5}{8}$ ".

Probar el conjunto superficial de seguridad, línea de matado y válvulas con 300 psi por 5 min. y 3000 psi / 5 min.

Proceder con prueba de sellos del BOP y Rams.

Instalar el buje de desgaste (Wear Bushing).

HOYO DE 8 $\frac{1}{2}$ " Y LINER DE 7".

Armar BHA direccional con broca de 8 $\frac{1}{2}$ ". Bajar hasta 200 [ft] antes de collar flotador.

Moler cemento, tapones, collar y cemento, hasta 10 [ft] antes del zapato flotador con parámetros controlados.

Cerrar el preventor anular, probar casing. Abrir preventor anular.

Continuar perforando cemento y zapato flotador con parámetros controlados.

Perforar 10 [ft] de formación. Sacar el BHA hasta tener la broca dentro del revestimiento de 9 ⁵/₈". Realizar prueba de integridad de la formación - FIT³². Perforar direccionalmente hasta alcanzar la profundidad total del pozo - TD. Bombear píldora viscosa pesada, circular hasta retornos limpios y realizar viaje corto al zapato de 9 ⁵/₈", chequear el pozo por flujo y volver a fondo. Una vez en fondo circular hasta retornos limpios acondicionando el fluido de perforación. Dejar píldora viscosa-pesada con lubricante que cubra el hueco abierto. Sacar sarta hasta zapata de 9 ⁵/₈". Realizar Flow Check³³. Bombear píldora tapón y sacar sarta a superficie. Armar herramientas de registros eléctricos. Bajar y registrar en hoyo abierto según programa de toma de registros eléctricos. Sacar a superficie y desarmar herramientas de registros. Limpiar la mesa del taladro y levantar las herramientas de manipulación. Levantar y correr el Liner de 7" de acuerdo al Tally, llenando las juntas mientras se corren revisando que la sarta esté llena en cada junta. Centralizar el Liner a de acuerdo a los lineamientos de cementación. Armar el colgador del Liner y la herramienta de asentamiento (previamente ensamblada). Revisar que el Setting Tool esté correctamente agarrado al ensamblaje del colgador. Corra el Liner en el hueco abierto hasta el fondo. Proceder a asentar el colgador de acuerdo con el procedimiento del operador. Una vez que el Liner se ha asentado, cementar el Liner de acuerdo al programa de cementación. Liberar el dardo y bombearlo detrás del cemento desplazando con la unidad de cementación. Asentar los tapones con 500 [psi] por encima de la presión final de desplazamiento.

³² **Formation Integrity Test – FIT:** es un método para probar la fuerza de la formación y el zapato del revestidor aumentando la presión de fondo. Esta prueba se lo realiza generalmente para asegurar que la formación no se fracturará mientras se perfora la siguiente sección.

³³ **Flow Check:** Revisión de flujo.

Asentar el Top Packer de acuerdo con el operador de Liner.
Sacar a superficie y quebrar el Setting Tool.

2.4 NORMAS EN LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN

Las normas API para las brocas, casing, cemento y fluidos de perforación son comúnmente utilizadas para la inspección de estas herramientas y parámetros. Estas normas nos ayudan a determinar qué tipo de broca (tricónica, PDC), cemento (A, G, H), fluidos (viscosos, pesantes, etc) utilizaremos en nuestro pozo y nos dice en qué condiciones deberá estar estos parámetros a medida que se avanza en la perforación.

Volvemos a hacer hincapié que las normas para las operaciones de perforación no existen por lo que tenemos que revisar las operaciones y obtener las buenas prácticas utilizadas en la mayoría de las perforaciones de la cuenca oriente.

API SPEC 5A5: Esta norma abarca todo lo referente a la inspección de campo de las tuberías nuevas de producción, revestimiento y perforación. Contiene las prácticas recomendadas para su uso en la inspección de la tubería nueva posterior a la producción del fabricante. La base para la realización de una inspección puede tener su origen en las normas API 5CT, API 5D, API 5B o en una especificación suplementaria o contrato preparado por el propietario. Algunas de las prácticas recomendadas son aplicables independientemente de su tamaño y tipo. Otras prácticas típicamente pueden tener una aplicabilidad limitada.

API SPEC 5CT: Esta norma especifica todo lo referente a las tuberías de revestimiento - Casing y producción – Tubing como:

- Procesos de manufactura (p. ej. tratamiento térmico, enderezamiento),
- Requerimiento de materiales (p. ej. requerimientos químicos y requerimientos de las propiedades mecánicas),

- Dimensiones, pesos, longitudes, defectos y terminaciones para pesca (p. ej. diámetro, espesores de pared, peso, longitud, requerimientos del Drift, etc),
- Uniones (p. ej. material, procesos de manufactura, propiedades mecánicas, dimensiones y tolerancias, etc),
- Inspecciones y Pruebas (p. ej. equipos de prueba, prueba de composición química, prueba de propiedades mecánicas, prueba hidrostática, prueba dimensional, inspección visual, etc).

API SPEC 5D: Esta norma especifica todo lo referente a las tuberías de perforación – Drill Pipe³⁴, como:

- Procesos de manufactura (p. ej. tratamiento térmico, material de la tubería),
 - Composición química,
 - Requerimientos de las propiedades mecánicas (p. ej. propiedades de tensión, límite elástico, etc),
 - Pruebas (p. ej. tensión, impacto longitudinal, dimensional y peso) y
 - Requerimientos para dimensiones, peso, longitud y defectos.
- **FLUIDOS DE PERFORACIÓN API SPEC 13A:** Esta norma revisa las propiedades físicas y procedimientos de prueba para materiales fabricados para el uso en fluidos de perforación de pozos de petróleo y gas.
Entre los materiales son barita, hematita, bentonita, bentonita sin tratar, bentonita grado OCMA, atapulgita, sepiolita, carboximetilcelulosa de baja viscosidad (CMC-LVT) grado técnico, carboximetilcelulosa de alta viscosidad (CMC-HVT) grado técnico y almidón, entre otros.
 - **API RP 13B:** Esta norma habla de los procedimientos estándares para la determinación de las siguientes características de fluidos de perforación base-agua:
Densidad del fluido de perforación (peso del lodo), Viscosidad y fuerza de gel, Filtración, Contenido de agua, petróleo y sólidos, Contenido de arena,

³⁴ Drill Pipe: Tubería de perforación.

Capacidad de azul de metileno, pH, Alcalinidad y contenido de cal, Contenido de cloruros, Dureza total expresada como calcio.

Los anexos A, B, C y E de la norma proveen métodos de prueba adicionales que pueden ser usados para: Análisis químico de calcio, magnesio, sulfato de calcio, sulfuro, carbonato, potasio; Determinación de resistencia al corte, Determinación de resistividad, Monitoreo de corrosión de tubería de perforación.

Los anexos D, F, G y H de la norma proveen procedimientos que pueden ser usados para: Remoción del aire, Muestreo, inspección y rechazo, Muestreo en taladro de perforación, Calibración y verificación de material de vidrio, termómetros, viscosímetros, copa de retorta, balanzas de fluidos de perforación.

- **API 13-B2:** Esta norma tiene los procedimientos estándares para la determinación de las siguientes características de fluidos de perforación base-aceite:

Densidad del fluido de perforación (peso del lodo), Viscosidad y fuerza de gel, Filtración, Contenido de agua, petróleo y sólidos. Análisis químico de lodos base-aceite: alcalinidad, contenido de cloruro y de calcio, Prueba de estabilidad eléctrica: equipo, calibración, procedimiento y cálculos. Cálculos de cal, alcalinidad y sólidos.

- **Apéndice A:** Medición de resistencia al corte usando reómetro tipo tubo.
- **Apéndice B:** Contenido de agua y aceite para contenidos de ripios mayores de 10%. **Apéndice C:** Actividad de la fase acuosa medida por electro higrómetro.
- **Apéndice D:** Punto de Anilina.
- **Apéndice E:** Cálculos de cal, salinidad y sólidos.
- **Apéndice F:** Muestreo, inspección y rechazo.
- **Apéndice G:** Muestreo en taladro de perforación.
- **Apéndice H:** Método de CHENEVERT para actividad de ripios.

- **Apéndice I:** Análisis Químico de Sulfuros Activos – Método de Garret.
- **Apéndice J:** Calibración y verificación de material de vidrio, termómetros, viscosímetros, balanzas de fluidos de perforación.
- **NOTA:** Los anteriores apéndices se encuentran en su respectiva norma.
- **API RP 13D:** En esta norma podremos encontrar y obtener:
 - Entendimiento básico y una guía acerca de la reología e hidráulica de fluidos de perforación y su aplicación en operaciones de perforación.
 - Los métodos para los cálculos descritos no toman en cuenta los efectos que la temperatura y compresibilidad tienen sobre la densidad de los fluidos de perforación.

API RP 13J: Práctica Recomendada para pruebas de Salmueras Pesadas

Esta norma nos muestra las propiedades físicas, contaminantes potenciales y procedimientos de prueba de salmueras pesadas fabricadas para su uso en la perforación, completación y reparación de pozos de petróleo y gas.

Densidad de gravedad específica. Claridad o cantidad de partículas contenido por la salmuera. Punto de cristalización o temperatura (a presión atmosférica y bajo presión) a la cual las salmueras pasan de líquido a sólido. El pH y contaminación de hierro. La formación de hidratos.

- **API RP 13C:** Esta norma es preferentemente para los fluidos de perforación y los sistemas de procesamiento de evaluación. Describe un método para definir y comparar la absoluta (o D100) potencial separación de cualquier pantalla de zaranda a una norma equivalente de tamiz de prueba de ASTM.
 - Importante Nota: API RP 13C afirma que en esta prueba se describen las aberturas de la pantalla y no predice el rendimiento de la pantalla en el campo. Sin embargo, si todas las demás variables

son iguales, una pantalla con un número de pantalla API superior (agujeros más pequeños) debe eliminar más y más finos sólidos.

API STD 598: Esta práctica recomendada tiene como propósito proporcionar una guía en la realización de un programa de inspección basada en riesgo (RBI³⁵) sobre equipo fijo y tubería en la industria de procesos químicos y de hidrocarburos.

Estos códigos y estándares de inspección API le permiten a un propietario/usuario planear una estrategia de inspección y aumentar o disminuir la frecuencia de inspección con base en los resultados de una evaluación RBI. La evaluación debe valorar sistemáticamente la probabilidad de falla y sus consecuencias.

La evaluación de la probabilidad de falla debe basarse en todas las formas de deterioro que se pudieran esperar en un equipo en particular. Tome como referencia el código adecuado para los otros requerimientos de evaluación RBI. La RP 580 debe servir como guía para los usuarios en la realización apropiada de tal evaluación RBI.

El propósito del documento es proporcionar a los usuarios los elementos básicos para desarrollar e implementar un programa de Inspección Basada en Riesgos (RBI). La metodología se presenta paso a paso tan práctica cómo es posible. Los puntos cubiertos son:

- a. Una introducción a los conceptos y principios de la Inspección Basada en Riesgos, y
- b. Secciones individuales que describen los pasos en la aplicación de estos principios dentro de la estructura del proceso RBI:
 - 1. Planeación de la Evaluación RBI.
 - 2. Recolección de Datos e Información.
 - 3. Identificación de los Mecanismos de Deterioro y Modos de Falla.
 - 4. Evaluación de la Probabilidad de Falla.
 - 5. Evaluación de la Consecuencia de la Falla.
 - 6. Determinación, Evaluación y Administración de Riesgos

³⁵ **RIB:** Inspección basada en riesgos.

- 7. Administración de Riesgos con Actividades de Inspección
- 8. Otras Actividades de Mitigación de Riesgos
- 9. Reevaluación y Actualización
- 10. Roles, Responsabilidades, Entrenamiento y Calificaciones
- 11. Documentación y Registros

El resultado esperado de la aplicación del proceso RBI debe ser el vínculo de los riesgos con la inspección adecuada u otras actividades de mitigación para administrar riesgos. El proceso RBI puede generar:

- a. Una clasificación por riesgo de todo el equipo evaluado.
- b. Una descripción detallada del plan de inspección que será empleado para cada equipo, incluyendo:
 1. Métodos de inspección que deben ser utilizados (ej., visual, UT, Radiografía, WFMT).
 2. Extensión de la aplicación de los métodos de inspección (ej., porcentaje del área total examinada o sitios específicos)
 3. Tiempos de inspecciones/ exámenes
 4. Administración de riesgos lograda mediante la implementación del plan de inspecciones
- c. Una descripción de cualquier otra actividad de mitigación de riesgos (tales como reparaciones, reemplazos o actualizaciones del equipo de seguridad).
- d. Los niveles de riesgo esperados de todo el equipo después de implementar el plan de inspección y otras actividades de mitigación de riesgos.

CEMENTACIÓN OTC 6210: Procedimientos y especificaciones para la realización de diversos tipos de cemento Portland en la construcción de las pruebas se mantienen por la ASTM. Pruebas ASTM se determinaron por la industria del petróleo para ser inadecuada para la determinación del rendimiento de los cementos en pozos porque las pruebas ASTM se realizaron en condiciones a diferencia de las que se encuentran en operaciones de cementación de pozos.

- En 1952 el Comité Nacional de la API "adoptó normas para seis clases de cementos utilizados en las operaciones de cementación de pozos de petróleo y gas. La primera norma provisional en 1953 fue designado API

Std. 10A y titulada "Especificación API for Oil-Well Cements." Las normas para las seis clases de la API de cementos y se componen de ambos requisitos químicos y físicos.

Los requisitos químicos se determinaron mediante el uso de procedimientos de ASTM, mientras que los requisitos físicos se determinaron de acuerdo con los procedimientos descritos en RP 10B y ASTM.

Las especificaciones de la API no se hacen cumplir por un organismo oficial; Sin embargo, el uso del monograma API indica que el fabricante se ha comprometido a hacer cemento de acuerdo con las especificaciones descritas en API Spec 10. Aunque la API define nueve clases diferentes de cemento, sólo A, B, C, G, y H están disponibles de los fabricantes y se distribuyen en EE.UU. El número de clases de la API se ha reducido hasta el punto de que las clases de la API G y H son tan ampliamente usadas. Aproximadamente el 80% del cemento utilizado en pozos en los países no comunistas se fabrica en los EE.UU. y cae dentro de estas dos clases. Aproximadamente el 65% del cemento bien hecho en los EE.UU. es API clase H (en su mayoría en la costa del Golfo y las operaciones a mediados de los continentes), y el 15% es de la API de Clase G, que se comercializa en las áreas de California y las Montañas Rocosas. El cemento así restante es utilizado ya sea de Clase A (10%) o de clase C (10%).

En las operaciones internacionales, la mayor parte del cemento bien utilizado es API Clase G (Canadá, Europa, Oriente Medio, América del Sur, y el Lejano Oriente). Cementos especiales constituyen menos del 1% del mercado de fondo de pozo en todo el mundo.

- **API 10:** Estudios de Normalización dieron lugar a la publicación de los siguientes documentos bajo la jurisdicción del Comité 10.
 - 1. Bui³⁶ 10C, "Bulletin on Oil Well Cement Nomenclature" (Boletín sobre la nomenclatura en la cementación de pozos de petróleo),

³⁶ Bui: Bulletin (boletín).

proporciona las definiciones de los términos usados comúnmente asociados con la cementación de pozos.

- 2. API Std. 10D, "Specification for Casing Centralizers" (especificaciones para centralizadores de casing), cubre los requisitos mínimos de eficiencia para la tolerancia de centralizadores spring-bow estándar y cercanos.
- 3. 10E API RP "Recommended Practice for Application of Cement Lining to Steel," (recomendadas prácticas para la aplicación de cemento en acero) fue desarrollado a través del esfuerzo conjunto de los miembros de la Asociación Nacional de Ingenieros de Corrosión (NACE).
- 4. "Recommended Practice for Performance Testing of Cementing Float Equipment," (recomendadas prácticas para pruebas de cementación en equipos de flotación) Ésta práctica recomendada fue liberada en la prensa a principios de 1989. Su objetivo es proporcionar los procedimientos recomendados para las pruebas de rendimiento de los equipos de cementación del flotador.

CAPÍTULO 3

IDENTIFICACIÓN Y EVALUACION DE PARAMETROS PARA ESTABLECER EL CONTROL DE OPERACIONES DE PERFORACION DE POZOS DE PETROLEO

Después de haber realizado una reunión con los profesionales de la ARCH se ha llegado a la conclusión en la cual se tomaron 23 pozos perforados en diferentes campos del oriente ecuatoriano, los cuales se ordenaron en matrices para luego organizar los datos obtenidos en tablas y analizarlos para obtener los parámetros promedios que más se utilizaron para la perforación de estos pozos. Debido a la heterogeneidad de los campos iniciaremos con una introducción de la cuenca oriente ecuatoriana.

3.1 CUENCA DEL ORIENTE ECUATORIANO

La cuenca del oriente ecuatoriano se caracteriza por ser de carácter heterogénea en toda su extensión.

GENERALIDADES

La Cuenca Oriente tiene un área de 135.000 Km², y corresponde a la mitad oriental de la superficie del Ecuador¹, se desarrolla como resultado de esfuerzos transpresivos presentes a partir del Cretácico Terminal, los que provocan la emersión de la Cordillera Real y la formación de la cuenca de ante-país de transarco propiamente dicha.

La morfología de la Cuenca Oriente se caracteriza por relieves relativamente importantes en relación con otras cuencas de ante - país andinas. Entre los relieves sub-andinos del Levantamiento Napo, al Norte-Oeste, y la Cordillera del Cutucú, al Sur-Oeste, desemboca el mega-cono aluvial del Pastaza que se desarrolla actualmente hacia la cuenca Marañón del Perú.

Las actividades de exploración petrolera en la Cuenca Oriente, especialmente durante los últimos años, han proporcionado extensa información geológica y

geofísica, la misma que permite redefinir los sistemas depositacionales y la evolución geodinámica de la cuenca³⁷.

COLUMNA ESTRATIGRAFICA

La columna litológica (Figura 3.1; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**) consiste en una secuencia alternada de rocas sedimentarias que permite obtener información sobre sedimentología y estratigrafía. Con el estudio sísmico y los datos geológicos obtenidos de los pozos vecinos perforados se correlaciona y obtiene la columna geológica que se espera atravesar al perforar.

El conocimiento de la litología a atravesar permite tomar medidas que ayuden a optimizar la perforación mediante la generación de programas apropiados de las diferentes disciplinas para las condiciones geológicas esperadas³⁸.

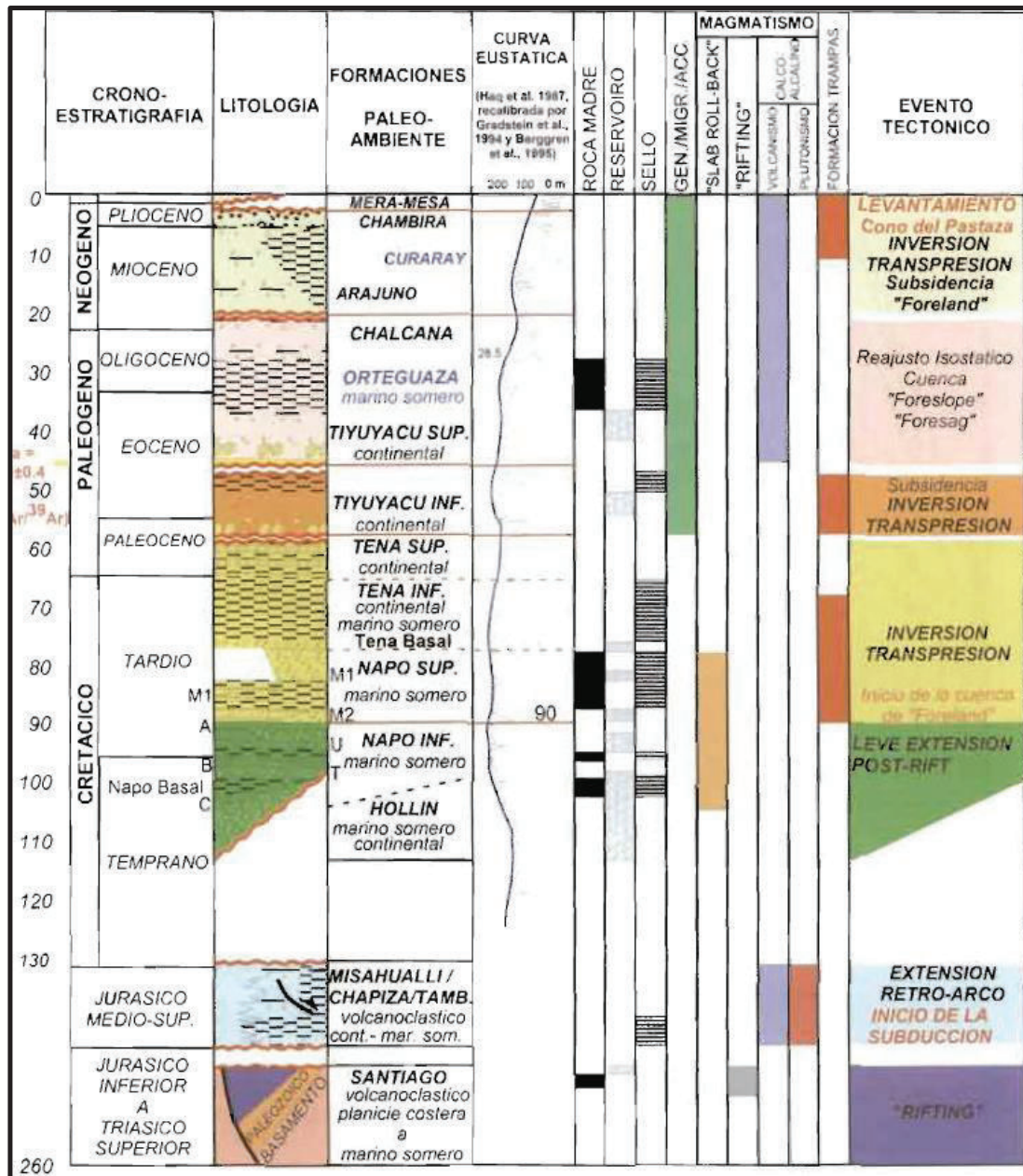
Las aplicaciones de la columna estratigráfica varían dependiendo de las disciplinas involucradas a la perforación y a la aplicación de la información de la columna litológica:

- **Direccional:** Para realizar los diseños de los BHA a utilizar en las distintas secciones de perforación; además de generar el Survey del perfil del pozo planeado.
- **Fluidos de Perforación:** Para diseñar la curva de pesos del lodo vs profundidad de acuerdo a las presiones esperadas en cada formación
- **Brocas:** Para seleccionar el tipo de broca adecuada y diseñar la hidráulica óptima para perforar una determinada litología.
- **Cementación:** Para formular la composición de las lechadas de cemento dependiendo de las características de las formaciones con las que tendrán contacto.

³⁷ Fuente especificada no válida.

³⁸ Fuente especificada no válida.

Figura 3.1 Columna estratigrafica de la Cuenca Oriente



(BABY, RIVADENEIRA y BARRAGÁN 2004)

La columna estratigráfica generalizada nos da la información referencial para proyectos de perforación, la litología que se encuentra en toda la cuenca oriente ecuatoriano va cambiando de norte a sur, se ha determinado que mientras más al sur se desee perforar las profundidades de las formaciones litológicas van aumentando.

CAMPOS DEL ORIENTE ECUATORIANO

Los campos que encontramos en el oriente ecuatoriano son 58 tras la nueva negociación de los contratos petroleros, la firma de nuevos acuerdos y la apertura de nuevas licitaciones, el mapa petrolero cambio su estructura.

Antes del 2010, este último estaba compuesto de 21 bloques principalmente ubicados en el golfo de Guayaquil y la región amazónica sin contar con las áreas del sur oriente. Cada uno de estos bloques, en el sector oriental, no podía superar las 200000 hectáreas de extensión y en el golfo de Guayaquil, las 400000 hectáreas.

Los campos que estudiaremos a continuación son en los que mayor números de pozos se han perforado por lo tanto, son los que mayor experiencia en las operaciones de perforación se puede obtener, Sacha, Yanoquincha, Shushufindi, Auca, Pañacocha, Cononaco.

3.2 IDENTIFICACIÓN Y EVALUACIÓN DE LOS PARAMETROS DE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN

En la identificación y evaluación de los parámetros es relevante dar a conocer las definiciones y conceptos acerca de las brocas de perforación, ensamblajes de fondo (BHA), fluidos de perforación y de la tubería de revestimiento (casing), para fortalecer los conocimientos básicos y así poder realizar una un adecuado análisis de los parámetros operacionales óptimos.

INTRODUCCION

La siguiente información fue tomada del libro de DATALOG, la cual es la empresa pionera en tomar parámetros óptimos en la perforación

3.2.1.1 Brocas de perforación

- **Brocas tricónicas:** Al comienzo había brocas de dos conos sin interferencia, y por lo tanto tenían la tendencia a empacarse (cuando los cortes de perforación se amalgaman y endurecen alrededor de la broca) en

formaciones blandas. Estas fueron sucedidas por las brocas tricónicas, el tipo de broca más común actualmente usada. Estas tienen 3 conos los cuales se van interfiriendo luego limpiando entre sí, con filas de cortadores en cada cono. Los conos son principalmente de dos tipos: o bien dientes tallados o de insertos de carburo de tungsteno (Tungsten Carbide Inserts, TCI) y pueden ser de varios tamaños y durezas de acuerdo a las litologías previstas. Una gran cantidad de calor se genera por la fricción durante la perforación y este calor debe ser disipado. El enfriamiento y la lubricación son funciones del fluido de perforación. Este sale por las boquillas o jets que tiene la broca. Cada boquilla está posicionada encima de cada cono, son reemplazables y pueden ser instaladas en varios tamaños, siendo mayor la velocidad del lodo por la boquilla a medida que esta es más pequeña. Los tamaños de las boquillas se expresan bien en milímetros o en treintidosavos de pulgada

Si no se instala una boquilla, se conoce como "boquilla abierta", por ejemplo de 32 treintidosavos, para el caso de brocas de 8").

Las brocas tricónicas están clasificadas dentro del sistema desarrollado por la IADC. La mayoría de las brocas tricónicas tienen un código IADC de tres cifras.

Por ejemplo:

Tabla 3.1 Ejemplo de broca

Broca Hughes	Código IADC	Descripción
ATM22	517	Con dientes TCI para formación blanda, la más blanda en el rango, con rodamientos sellados y protección de calibre del diámetro
Reed MHP13G	137	Con dientes blandos tallados, para formación medianamente dura dentro del rango de la broca, con rodamientos sellados por fricción y protección de calibre del diámetro

(DATALOG 2001)

Tabla 3.2 Clasificación IADC de Brocas

Serie	1	Suave	Diente tallado
	2	Media	
	3	Dura	
Tipo de estructura de corte	4	Muy suave	Inserto Carburo Tungsteno
	5	Suave	
	6	Media	
	7	Dura	
	8	Muy Dura	
Tipo	1-4	1 - más suave	
Grado de Dureza de la estructura de corte		4 - más duro	
Opción de Diseño Diseño de rodamiento y protección de calibrador	1	Producto estándar	
	2	Perforación con aire	
	3	Calibre del diámetro protegido	
	4	Rodamiento sellado	
	5	Calibrador protegido y rodamiento sellado	
	6	Rodamiento de buje sellado por fricción.	
	7	Rodamiento de buje sellado por fricción., Calibre del diámetro protegido.	
	8	Direccional	
	9	Otra	

(DATALOG 2001)

- *Requisitos para la operación:* Las formaciones abrasivas y duras requieren fuerza sobre la broca (WOB)³⁹. El mayor peso obviamente tendrá su impacto en los rodamientos, de forma que una rotación más lenta deberá ser aplicada, con el fin de no desgastar en exceso los rodamientos. El WOB requerido es ligeramente menor para una broca TCI equivalente a una de dientes con el fin de evitar falla de la broca por impacto o quebrar los cortadores de insertos.
- Las formaciones más suaves requieren menor peso sobre la broca con el fin de lograr una buena penetración, por lo tanto se puede aplicar un valor mayor de RPM⁴⁰. Los parámetros entre brocas de insertos y de dientes pueden ser similares. Demasiado peso puede en efecto quebrar los dientes o insertos más largos de las brocas usadas en estas formaciones.

³⁹ WOB: Peso sobre la broca⁴⁰ RPM: Revoluciones por minuto

- Generalmente la rata de penetración (ROP) es mayor cuando se aplica un peso mayor (WOB) y/o unas RPMs más altas, pero demasiado peso puede resultar en efectos contraproducentes como empacamiento de la broca en formaciones blandas, desgaste en los rodamientos, y en rotura de dientes o insertos.
- **Brocas Policristalinas y de Diamante (PDC):** Estas brocas tienen una larga vida pues sus cortadores son muy duros y no hay rodamientos ni partes móviles. Los diamantes industriales de origen natural empleados son colocados manualmente en diseños geométricos que cubren el fondo de la broca, en forma redundante que permita el funcionamiento de la misma si hay rotura de alguno de ellos.

En las brocas PDC, los diamantes policristalinos son montados en una matriz de carburo de tungsteno. Los diamantes realizan la perforación o el corte mientras el carburo de tungsteno los sostiene proveyéndoles de resistencia y rigidez.

Los cortadores de diamante comienzan sus trabajos afilados y se desgastan manteniéndose afilados, mientras que la mayoría de cortadores se desgasta con el uso. Esto y su vida más larga hacen extremadamente efectivas en costo para perforaciones profundas y en formaciones duras y abrasivas.

Dado que no tienen partes móviles, son económicas y permiten altos regímenes de rotación (RPM), (mayores que los permitidos para brocas de rodamientos) producidos con motores de fondo.

Tienen una larga vida, aunque las ratas de penetración (ROP) son generalmente menores. La distancia perforada tendrá que ser mayor para justificar el alto costo que implican estas brocas.

La acción cortante de los diamantes es del tipo de fallamiento o pulverización. Lo cual produce cortes que son mucho más finos que los producidos por una broca tricónica. Comúnmente apareciendo como una fina harina de roca y algunas veces hasta térmicamente alteradas debido al alto calor friccional generado. Esto hace que ésta broca no sea muy útil cuando se trata de evaluar una formación, pues la estructura y la forma de la litología se destruyen en alto grado. En forma similar, no son sensibles a

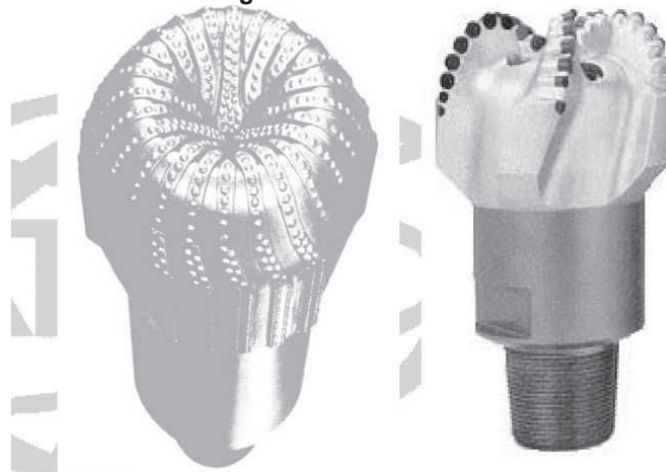
los cambios de formación (generalmente un cambio en la ROP es la primera indicación de un cambio en la litología), se recalca nuevamente que estas brocas no producen cortes aptos para la evaluación geológica.

Las brocas de diamante tienen diferentes requerimientos operacionales que las brocas tricónicas. Generalmente tienen un diámetro ligeramente menor que el tamaño de hueco para reducir desgaste durante los viajes para adentro y para fuera del pozo.

El rendimiento óptimo se logra con bajos WOB y la más alta RPM posible, y con altas velocidades de lodo alrededor de las superficies cortantes de la broca.

Antes de comenzar a perforar con una broca nueva de éste tipo, ésta debe ser 'asentada', en otras palabras la forma del hueco en el fondo debe ser ajustada lentamente con la broca; esto se consigue incrementando lentamente el peso sobre la broca (WOB) antes de comenzar a perforar, así el perfil de la broca poco a poco le dará su forma al fondo del pozo.

Figura 3.2 Broca PDC



(DATALOG 2001)

Tabla 3.3 Código IADC para Brocas de Cortadores Fijos

1er Dígito		2do Dígito			3er Dígito			4to Dígito						
TIPO DE CORTADOR	MATERIAL DEL CUERPO	PERFIL DEL CUERPO			DISEÑO HIDRÁULICO			TAMAÑO Y DENSIDAD DE CORTADORES						
		ALTURA DEL FLANCO	ALTURA DEL CONO			DISEÑO DE CORTADORES	TOBERAS	ORIFICIO FIJO	SALIDA ABIERTA	TAMAÑO	DENSIDAD			
			ALTA	MEDIA	BAJA						ALTA	MEDIA	BAJA	
D	DIAMANTE NATURAL	MATRIZ	ALTO	1	2	3	EN ALETAS	1	2	3	GRANDE	1	2	3
M	PDC	MATRIZ	MEDIO	4	5	6	EN COSTILLA	4	5	6	MEDIANO	4	5	6
S	PDC	ACERO	BAJO	7	8	9	NO AGRUPADO	7	8	9	PEQUEÑO	7	8	9
T	TSP	MATRIZ	Orificio de doble centro o asimétrico			R = Flujo radial X = Flujo cruzado O = Otro			O = Impregnado					

(DATALOG 2001)

3.2.1.2 Fluidos de perforación

Los fluidos de perforación tienen la principal función de remover los cortes de las formaciones fuera del pozo. Otra de las principales funciones del fluido de perforación es la de lubricar y refrigerar tanto a la broca como a la sarta de perforación. De hecho el lodo tiene muchas otras funciones y es la columna vertebral de virtualmente todas las operaciones de perforación de un pozo. Es muy importante que el fluido de perforación pueda llevar a cabo todas estas funciones eficientemente.

- *Densidad del lodo:* La densidad del lodo es el factor, considerado independientemente, más importante para controlar las presiones de formación a lo largo de toda la profundidad del pozo.

Para un pozo balanceado, la presión de formación no debe exceder la presión hidrostática ejercida por la columna de lodo. La presión hidrostática ejercida por una columna de lodo se calcula con las siguientes ecuaciones:

- En Unidades SI

$$\text{Presión Hidrostática [Kpa]}^{41} = \text{TVD [m]} \times \text{Dens Lodo [kg/m}^3] \times 0.00981$$

- En Unidades Inglesas.

$$\text{Presión Hidrostática [psi]} = \text{TVD [ft]} \times \text{Dens Lodo [lb/Gal]} \times 0.052$$

- *Viscosidad del Lodo*: La viscosidad del lodo mide la resistencia al flujo del lodo de perforación (dicho de otra manera, la resistencia interna debida a la atracción de las moléculas de líquido); entre mayor sea la resistencia, mayor será la viscosidad. La viscosidad entonces es la resistencia del fluido al movimiento y debe ser suficientemente alta para que el lodo pueda mantener limpio el pozo y arrastre los cortes hasta la superficie.
- *Geles*: La medida de los geles implica las fuerzas de atracción de las partículas suspendidas cuando el fluido está estático. Entonces así se determina la facilidad del fluido para desarrollar la estructura de un gel en el momento en que cesa de moverse. Su propósito es soportar los cortes y los sólidos en suspensión en el lodo cuando pare la circulación, de forma que no se acumulen en el fondo del pozo y se depositen alrededor del BHA y de la broca, o se produzca una distribución desigual del lodo, lo cual resultaría en una mala hidráulica y en una presión errática.
- *Costra de Lodo*: La costra de lodo es una capa de sólidos del lodo depositada en las paredes del hueco a medida que el filtrado ha entrado en formaciones permeables en un pozo sobre balanceado. Al revestir las secciones permeables de la pared del hueco, la costra de lodo ayuda a consolidar la formación, evitando mayor invasión de fluido y minimizado la pérdida de fluido.

En formaciones extremadamente permeables, los sólidos del lodo pueden no ser suficientes para revestir la pared del pozo. En estos casos excepcionales, los sólidos del lodo pueden entrar a la formación y bloquear los conductos interporales, por lo tanto dañando la permeabilidad de la formación.

⁴¹ Kpa: Kilo-pascales

- *Nivel de pH del lodo:* El nivel de pH del lodo debe ser constantemente vigilado con el fin de mantener suficiente alcalinidad y reducir la corrosión en la tubería. Para incrementar o mantener el pH, frecuentemente se usa adicionar soda cáustica. Un beneficio adicional de vigilar el pH del lodo es la detección de sulfuro de hidrógeno (H₂S) o al menos indicios del mismo.
- *Salinidad del Lodo:* Un cambio significativo en la salinidad del lodo, cuando no se han usado aditivos salinos para tratar el lodo, indica que se ha penetrado una formación salina. El contenido salino del lodo puede incrementarse para estabilizar la formación salina y reducir el lavado de las paredes del pozo como resultado de que la formación se esté disolviendo en el lodo. Los lodos en agua salada deben estar preferiblemente saturados, con el mismo tipo de sal de la formación.

3.2.1.3 Tubería de revestimiento (casing).

Son tuberías con un rango de diámetro externo de 4 ½” hasta 20”, que recubren las secciones del pozo perforado⁴². De acuerdo a la sección perforada se puede clasificar al Casing de la siguiente manera:

- *Conductor:* Es el primer Casing que se corre durante la perforación de un pozo y su objetivo es soportar formaciones no consolidadas, proteger arenas que contienen aguas frescas de ser contaminadas y revestir depósitos poco profundos de gas⁴³.
- *Superficial:* Tiene como objetivo aislar acuíferos superficiales, soportar las sartas de Casing subsecuentes y permitir la instalación de equipos de control de pozos. Éste Casing generalmente es cementado hasta superficie⁴⁴.
- *Intermedio:* Se cementa en la cima de presión anormalmente alta para incrementar la densidad del lodo y/o cambiar el tipo del lodo. Cuando las

⁴²BOUR Goyne et al., “Applied Drilling Engineering”, SPE Textbook Series, Vol. 2, U.S.A., 1986, 300.

⁴³ALVAREZ, C., “Diseño de Tubería de Revestimiento”, Schlumberger Drilling School, U.S.A., 2004, 3

⁴⁴BOUR Goyne et al., op. cit., 333.

zonas de presión anormales se extienden en profundidad, o se presentan intercalaciones de alta y baja presión, es recomendable emplear más de una tubería de revestimiento intermedia⁴⁵.

- *Producción*: Esta tubería puede ser extendida hasta la superficie como una sarta integral o ser una combinación de un Liner⁴⁶ de producción (p. ej. 7”) y la tubería de revestimiento de producción anteriormente colocada (p. ej. 9 5/8”). Permite aislar zonas productoras, controlar los reservorios y actuar como un conducto seguro de transmisión de fluidos hasta la superficie⁴⁷.

Existen accesorios que son corridos simultáneamente con la tubería de revestimiento para permitir la cementación efectiva de cada sección. Entre los accesorios más utilizados e importantes tenemos: zapato guía, collar flotador, herramientas de cementación múltiple, centralizadores, tapones de cemento y Stop Rings⁴⁸.

- **Selección de puntos de asentamiento de tuberías de revestimiento (CASING)**: Las profundidades a las cuales se asienta la tubería de revestimiento deben adaptarse a las condiciones geológicas y la función que ésta debe cumplir. En los pozos profundos, generalmente la consideración primordial es controlar la acumulación de presiones anormales en la formación, y evitar que alcancen y afecten zonas someras más débiles.

De modo que la planificación de la colocación correcta del Casing comienza por la identificación de las condiciones geológicas, presiones de la formación y gradientes de fractura. El método convencional de selección de la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento inicia por

⁴⁵BOUR Goyne et al, *ibíd.* 334

⁴⁶ Liners: son sartas de Casing que no se extienden a la superficie pero se suspenden de la parte inferior de la sarta del Casing anterior.

⁴⁷ ALVAREZ, C., *op. cit.*, 4.

⁴⁸ Stop Ring: proveen un anclaje discreto para los accesorios externos del Casing. Los Stop Rings son utilizados para anclar los centralizadores en una posición particular a lo largo de la tubería.

la identificación del gradiente de fractura y el gradiente de presión de formación ya estudiados anteriormente⁴⁹.

A los valores de presión de poro y fractura que se dispongan se los debe afectar por un margen de control que considere los efectos de viaje de la tubería (p. ej. pistonéo y succión) y la posible ocurrencia de un influjo.

3.2.1.4 El Ensamblaje de Fondo (BHA)

Este es el nombre aplicado a los Drillcollars y cualquier otra herramienta o tubería incorporada, incluyendo la broca. La sarta de perforación es entonces la tubería de perforación más el BHA.

- *Estabilizadores*: Estos son unos tramos cortos de tubería, (Subs.) posicionados entre los Drillcollars con el fin de mantenerlos centrados dentro del hueco, mantener el pozo derecho y por medio de la acción de corte mantener el diámetro correcto en las paredes del pozo. El diámetro completo del pozo se consigue con unas 'Cuchillas' montadas en el cuerpo del estabilizador, las cuales pueden estar hechas de aluminio o caucho macizo, o más comúnmente, de acero con insertos de carburo de tungsteno dispuestos en la caras cortantes.
- *Rimadores (Reamers)*: Los rimadores riman las paredes del pozo a un diámetro igual o inferior al de la broca y realizan una función similar a los estabilizadores en cuanto que ayudan a estabilizar el ensamblaje de fondo y mantener el hueco con el diámetro completo. Son usados generalmente cuando se experimentan problemas para mantener el pozo del diámetro de la broca, en formaciones abrasivas, cuando a la broca se le desgasta el diámetro exterior. En forma similar, se utilizan si se sabe que en el pozo existen ojos de llave, patas de perro, o escalones.

⁴⁹ PEMEX-UPMP, "Guía de Diseño para el Asentamiento y Diseño de la Tubería de Revestimiento", PEMEX, México, 2003, 4.

- *Hole opener (ensanchador)*: Esta herramienta es similar a los under reamers (bajo rimado), en la cual la acción de corte o rimado se logra por medio de conos giratorios para ensanchar el diámetro del hueco. Pero a diferencia de estos, no van sobre brazos extensibles. Generalmente son usados en secciones superiores de pozos donde se requieran diámetros grandes
- *Cross-Overs*: Los Cross-Overs son pequeñas secciones de tubería que permiten conectar entre sí tuberías y Drillcollars de diferente rosca y diámetro.
- *Martillos (Jars)*: Estos son elementos operados mecánica o hidráulicamente para proporcionar un golpe de alto impacto sobre la sarta de perforación dentro del pozo para el caso en que sobrevenga una pega de tubería. Los Martillos están específicamente diseñados para perforar o para pescar (recuperar una parte de la sarta de perforación que se ha dejado en el pozo).

ORGANIZACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN EN LA CUENCA ORIENTE ECUATORIANA

Los parámetros y tipos de herramientas a organizar son un resumen de los más utilizados en las operaciones de perforación en el oriente ecuatoriano, estos datos fueron obtenidos a partir de 23 pozos de petróleo que fueron perforados en distintos campos del oriente ecuatoriano; estos datos fueron organizados en matrices las cuales se encuentran en el anexo 1 luego los datos se trasladaron a una hoja de Excel para poder graficarlos y así tomar los valores que más se repiten o que tenga mayor porcentaje en uso y luego graficarlos nuevamente para su posterior análisis.

La organización de los datos se realizó de acuerdo a lo siguiente:

- Esquema mecánico: Litología, topes, revestimiento.
- Broca: Profundidad, tipo, TFA, marca.
- Lodo: Tipo, densidad, PV, YP, FV.

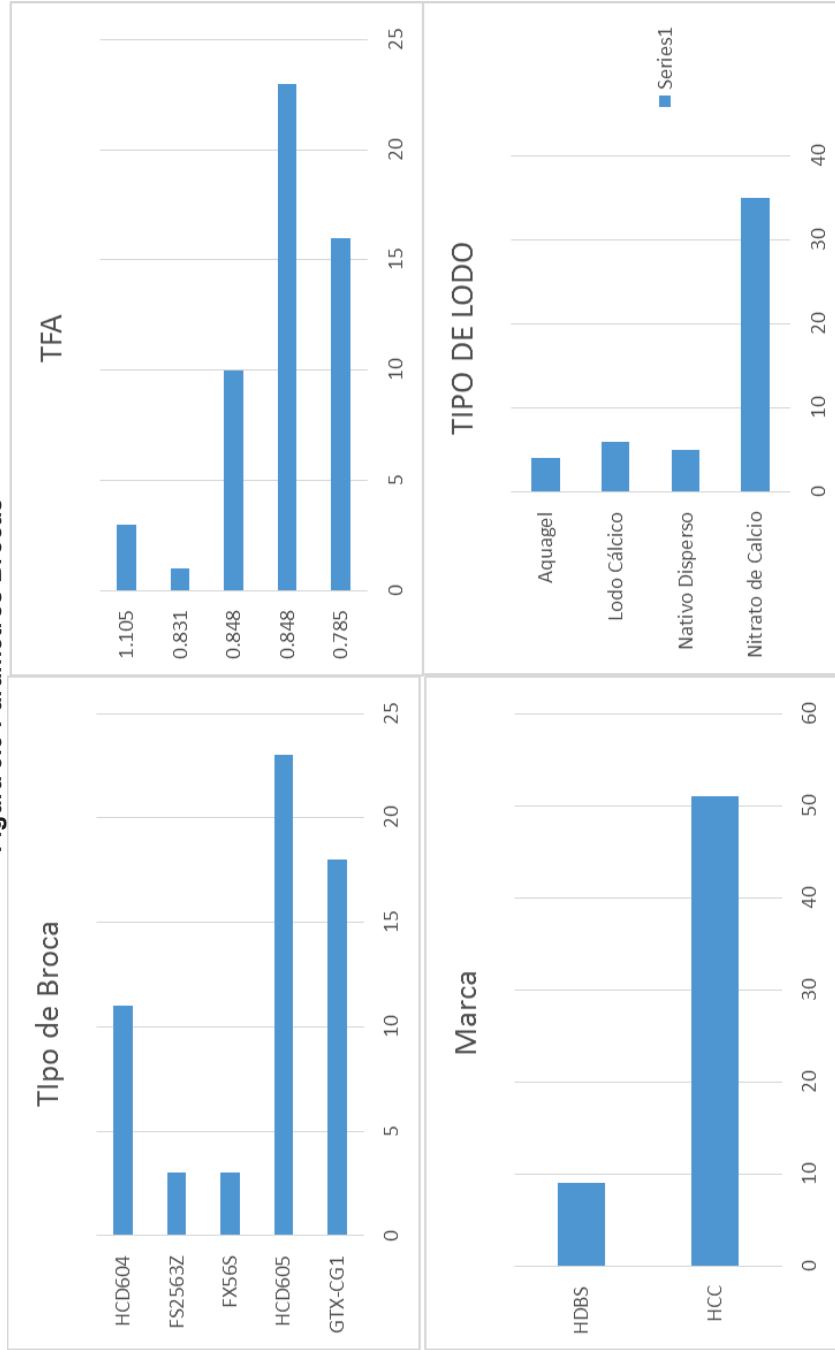
- Parámetros: Caudal, ROP, WOB.

Los cuadros de resumen por cada sección de los pozos de estudio se presentaran después de las gráficas analizadas, estos parámetros son tomados de los reportes de perforación y no de los programas de perforación, los datos analizados se basan en hechos reales de estudio y no de simulaciones matemáticas.

Las siguientes tablas e ilustraciones [pp.80-101] fueron elaboradas por Alejandro Daza y Miguel Garófalo; La fuente fue tomada de los archivos de la ARCH (Hidrocarburífero 2014).

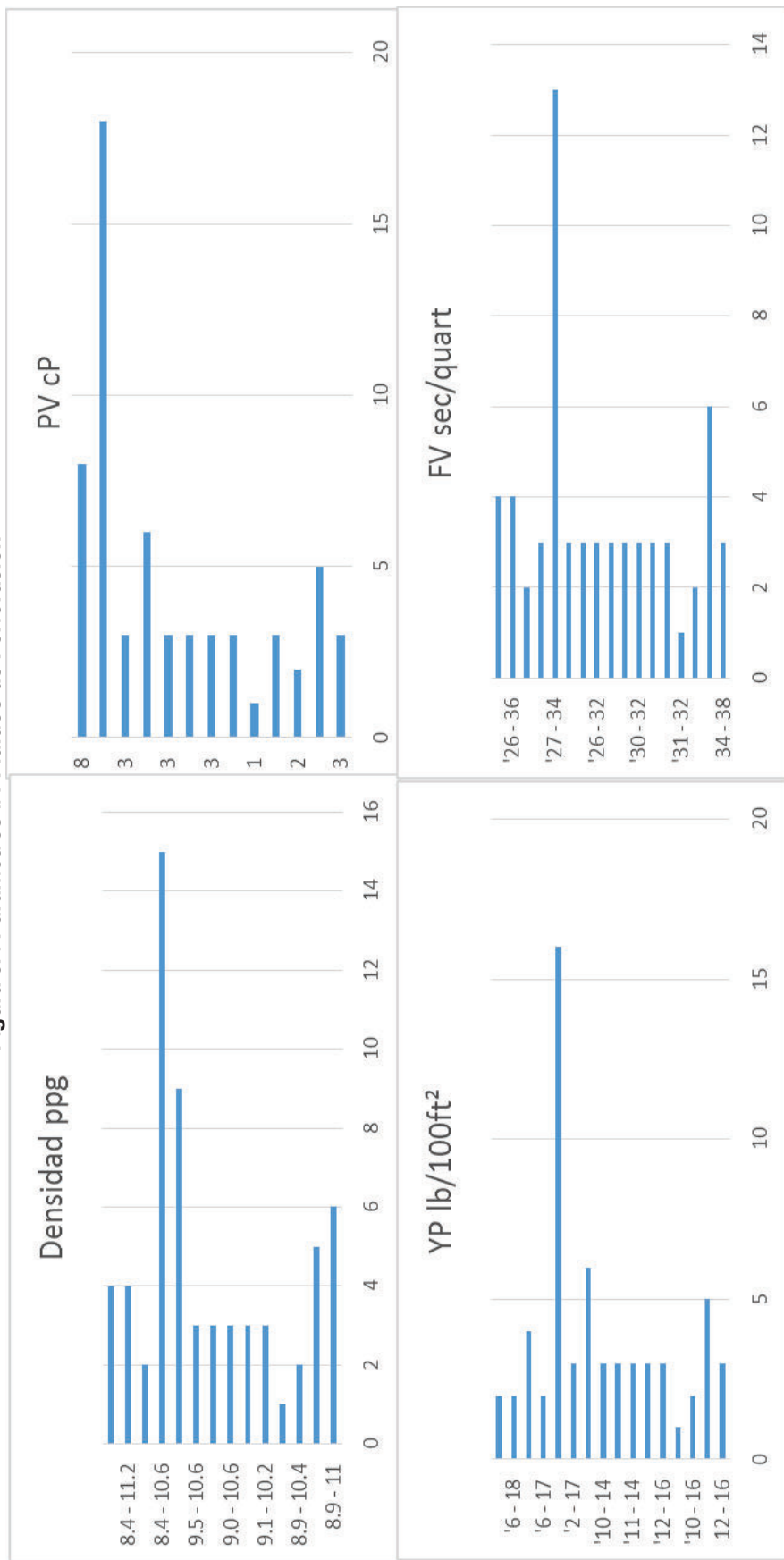
3.2.1.5 Parámetros promedios en la sección de 16''

Figura 3.3 Parámetros Brocas



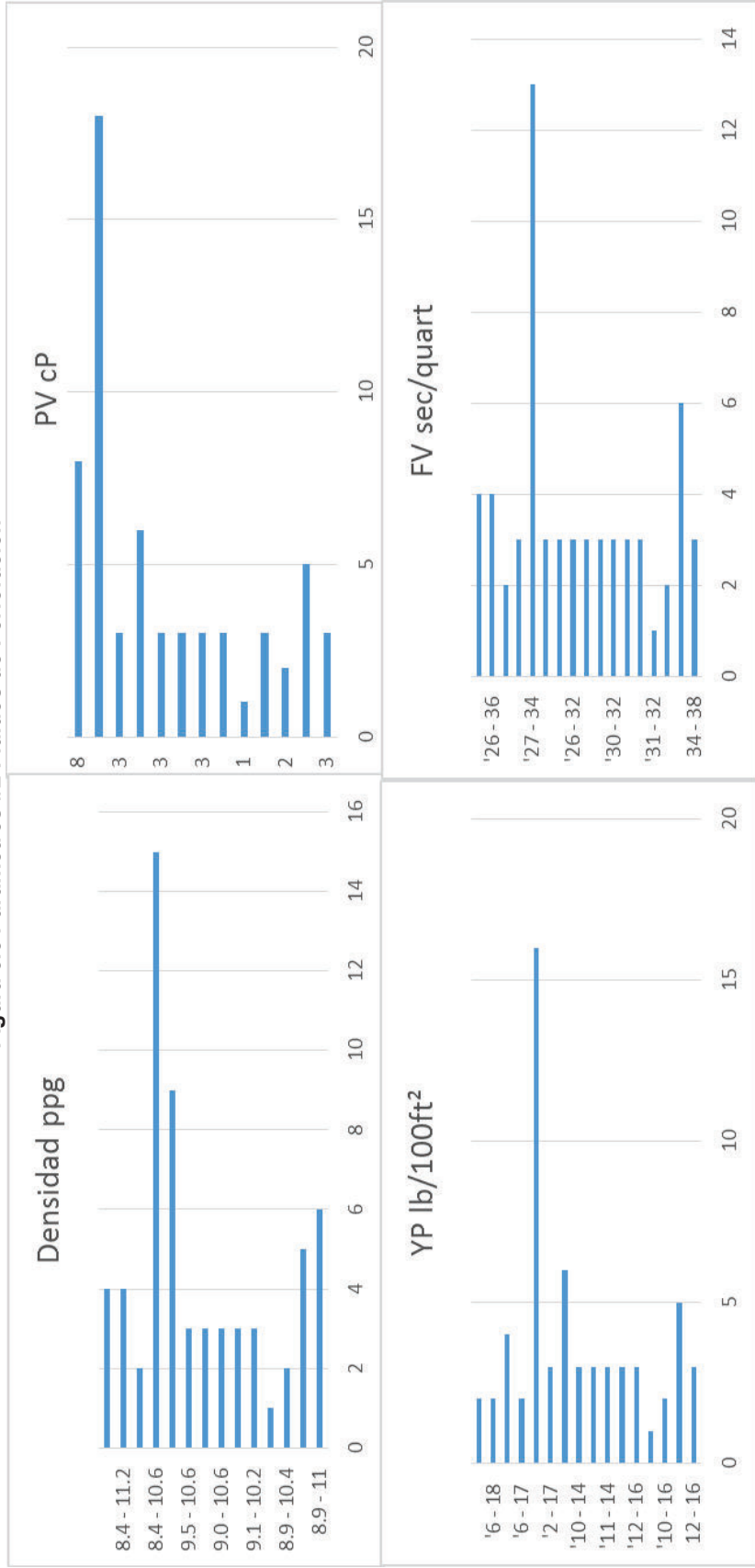
Fuente: (Hidrocarbúrico 2014)
 Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 3.4 Parámetros #1 Fluidos de Perforación



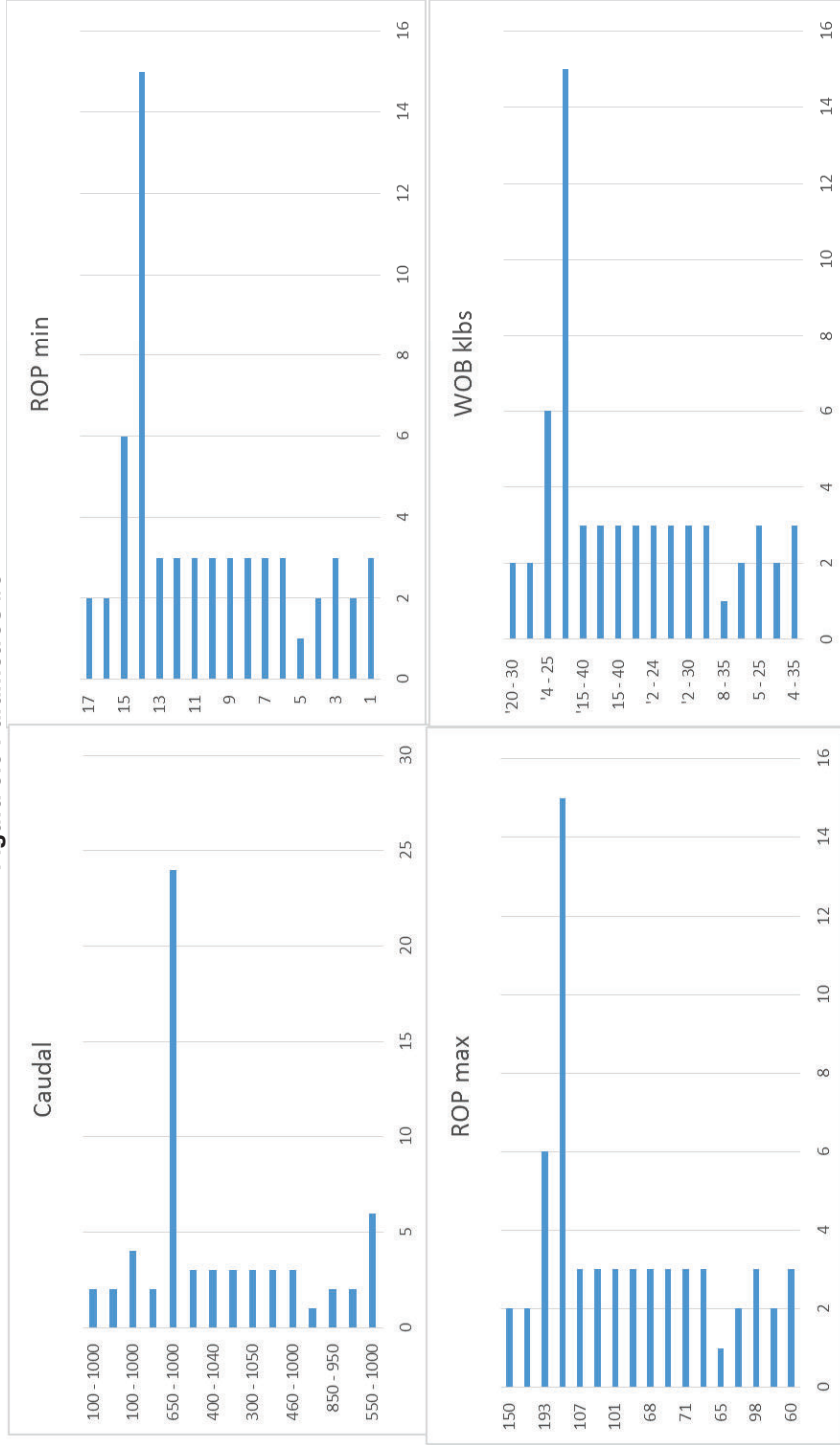
Fuente: (Hidrocarburofero 2014)
 Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 3.5 Parámetros #2 Fluidos de Perforación



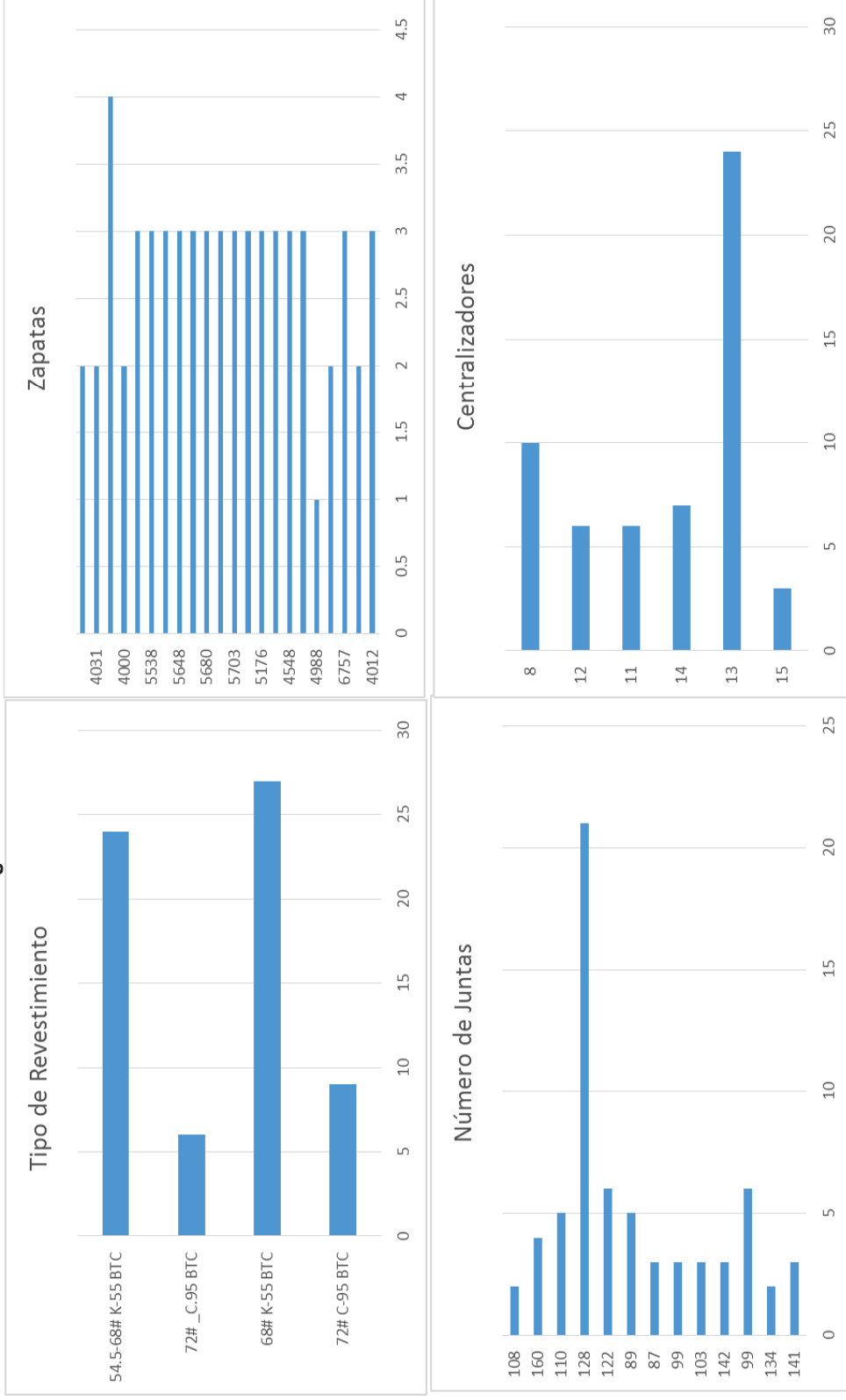
Fuente: (Hidrocarburofero 2014)
 Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 3.6 Parámetros #3



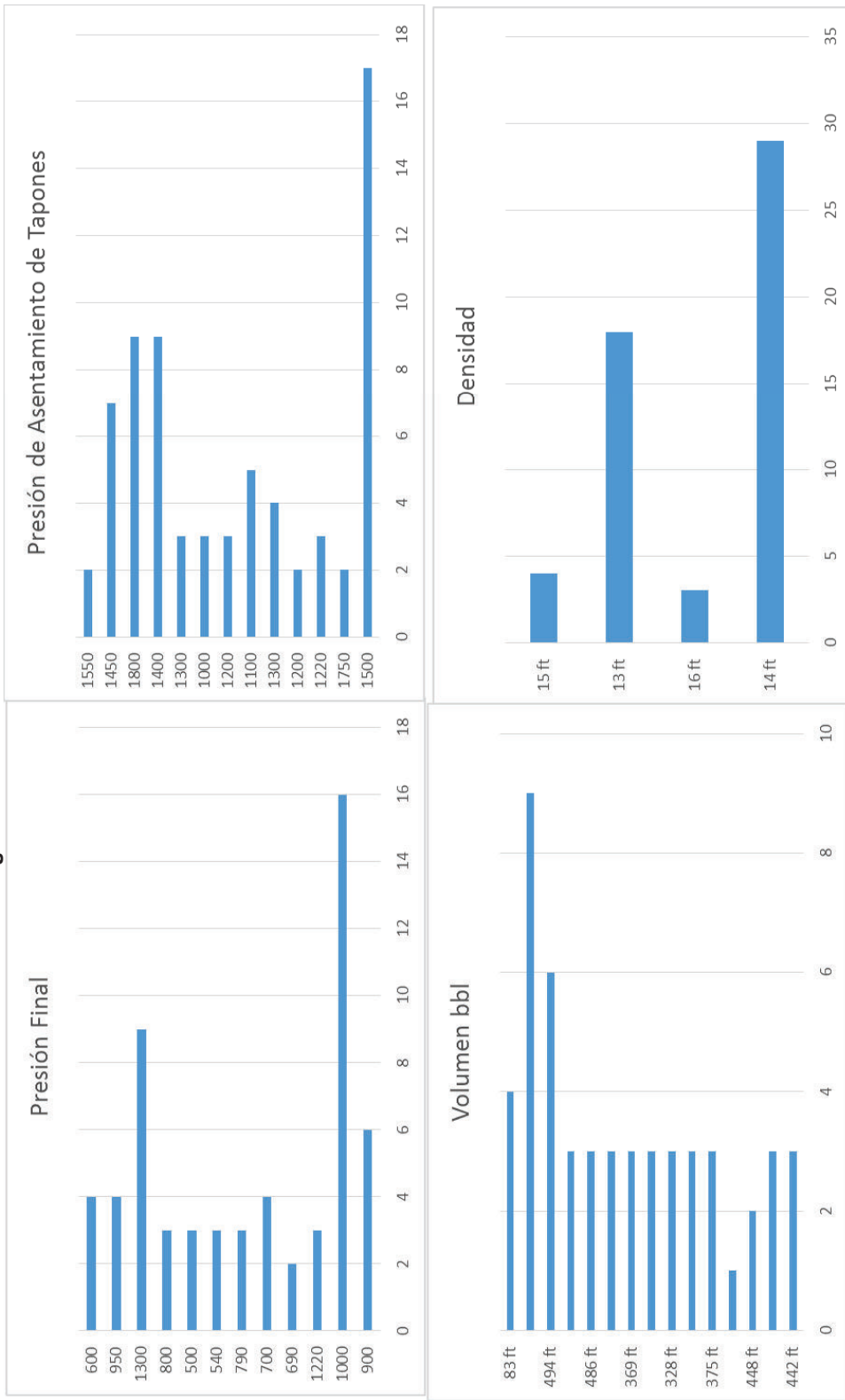
Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)
 Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 3.7 Parámetros Revestimientos



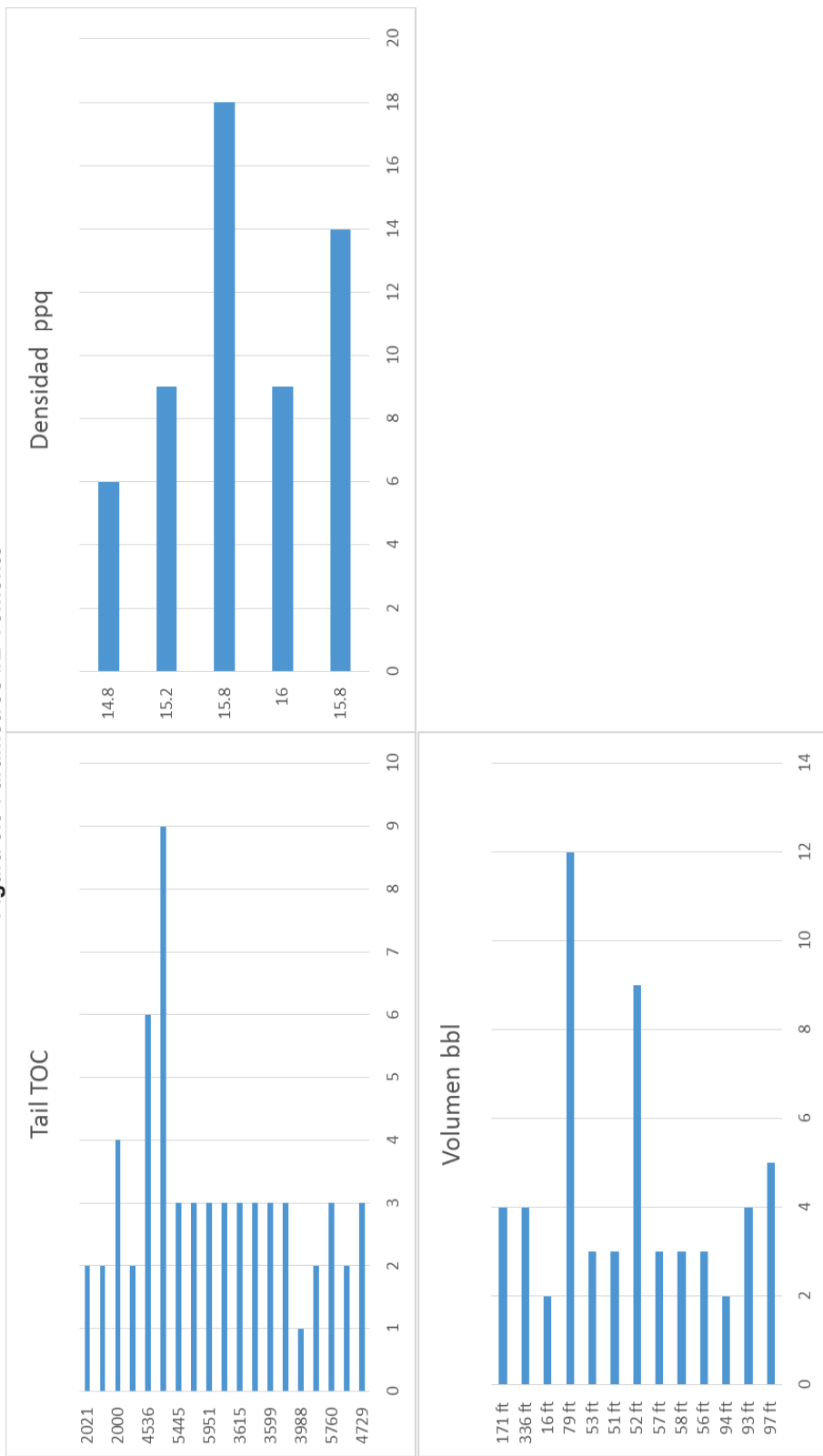
Fuente: (Hidrocarburofero 2014)
 Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 3.8 Parámetros #1 Cemento



Fuente: (Hidrocarburo 2014)
 Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 3.9 Parámetros #2 Cemento

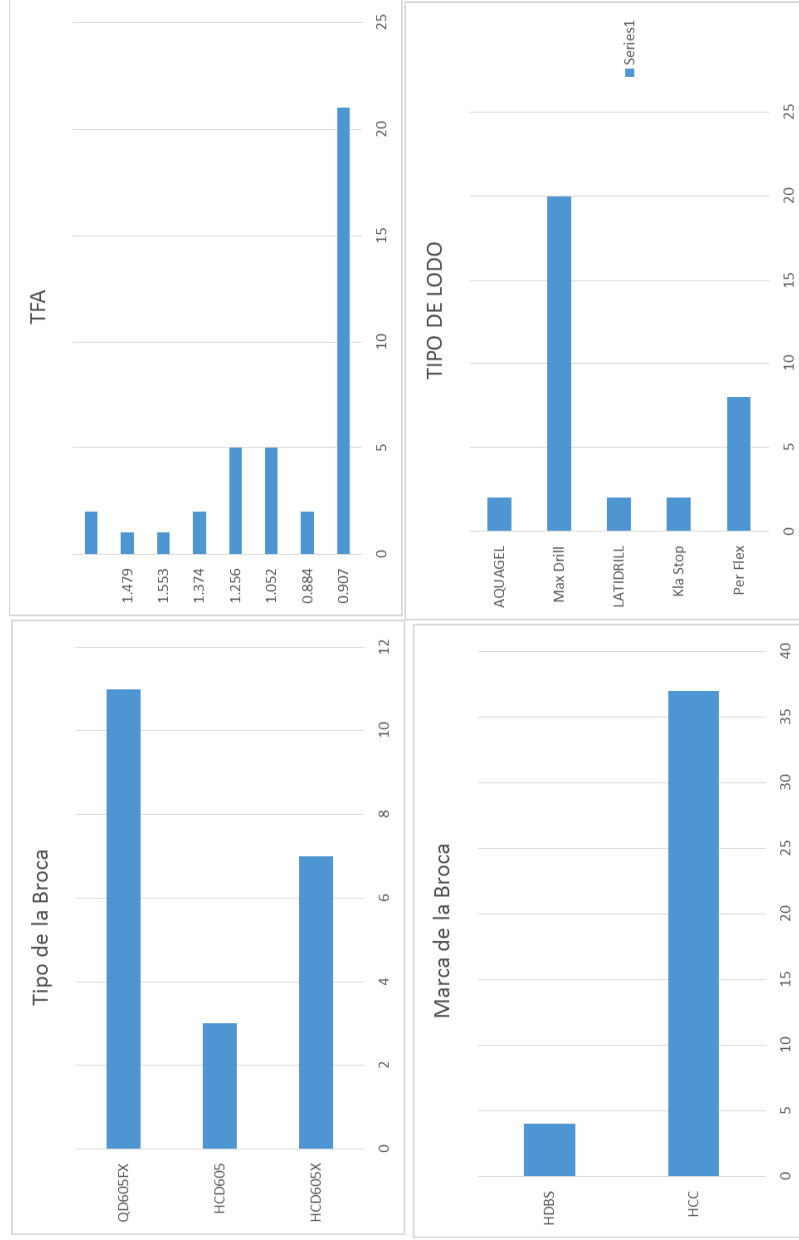


Fuente: (Hidrocarburofero 2014)
 Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

- Parámetros determinados entre los rangos aceptables para la sección de 16”
 - El análisis realizado a los diferentes pozos de estudio en su sección de 16” concluyo que las brocas más utilizadas fueron: triconica GTX-CG1 alrededor de los primeros 1000 pies seguido por una PDC que llega al final de la sección con un TFA de 0.848.
 - Se perforó con un caudal promedio de 650-1000 gpm, un ROP avg minino y máximo entre 79-108 pph respectivamente y un peso sobre la broca WOB de 4-40 Klbs
 - Nitrato de calcio es el tipo de lodo más utilizado con una densidad de 8.4-10.6 ppg, PV de 2-5 cp, YP de 1-24 y un FV de 27-34 sec/quert
 - El revestidor más utilizado 54.5-68# K-65 BTC con 128 juntas, 13 centralizadores y una presión final como de asentamiento entre 1000 psi y 1500 psi respectivamente recomendando asentar en la formación Orteguzaza. para evitar problemas de puntos apretados ocasionados por las arcillas.
 - El cemento utilizado fue de clase A superficial con un volumen de 460 bbl y densidad de 14 ppg y la segunda cementación fue de clase A con un volumen de 79 bbl y densidad de 15.8 ppg.

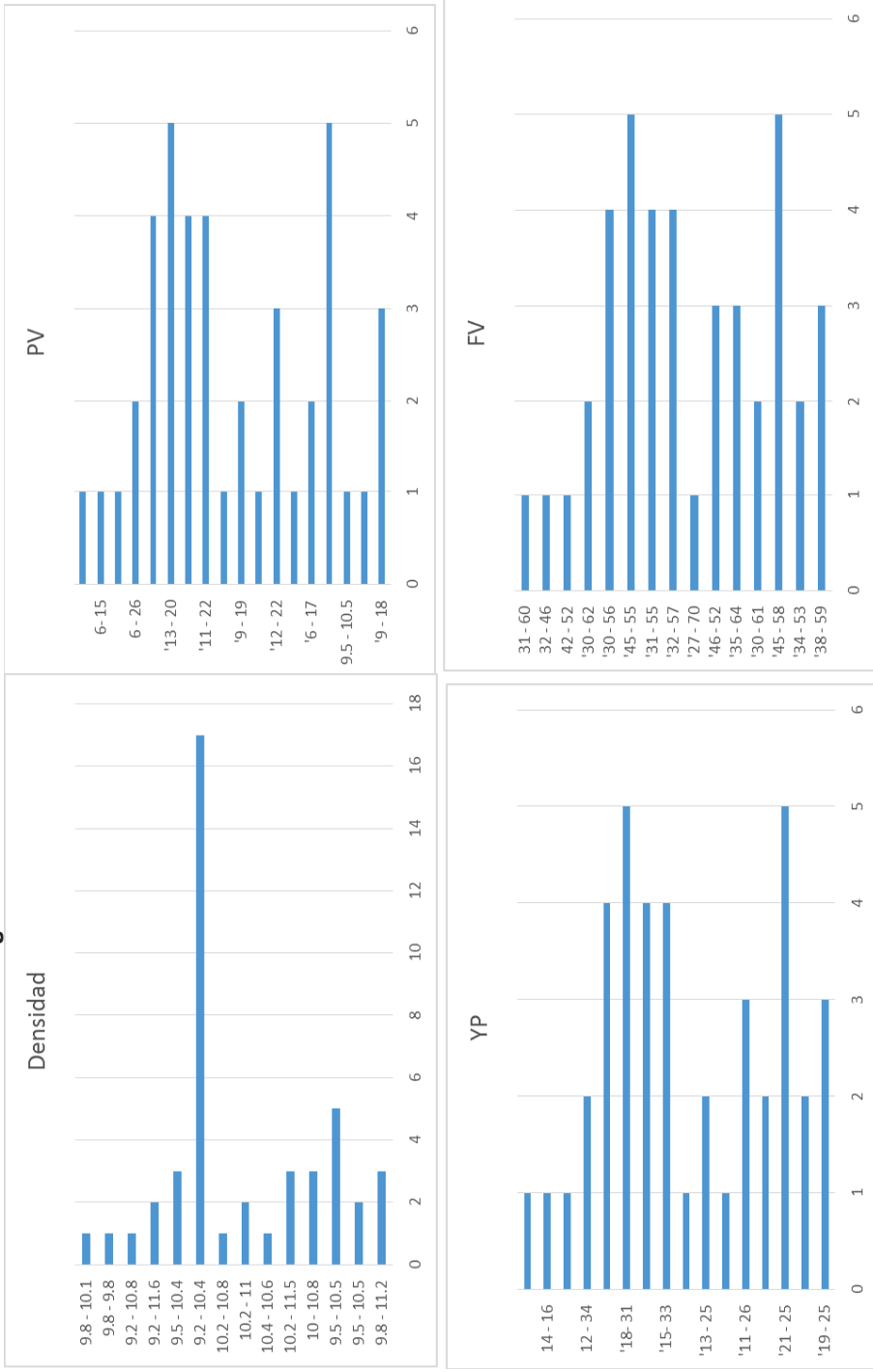
3.2.1.6 Parámetros promedios en la sección de sección 12-1/4

Figura 3.10 Parámetros Brocas sección 12-1/4



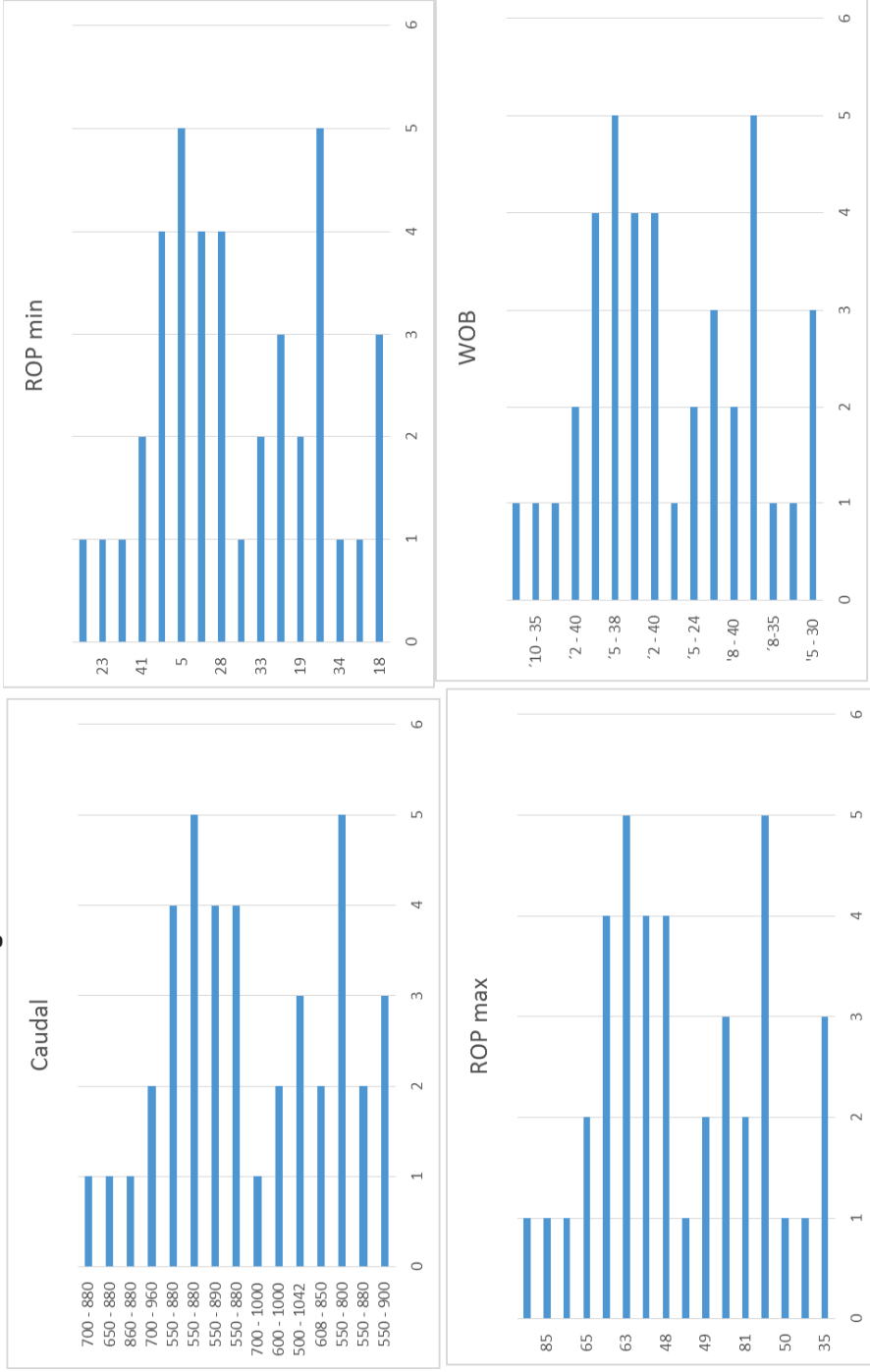
Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)
 Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 3.11 Parámetros #1 Fluidos de Perforación



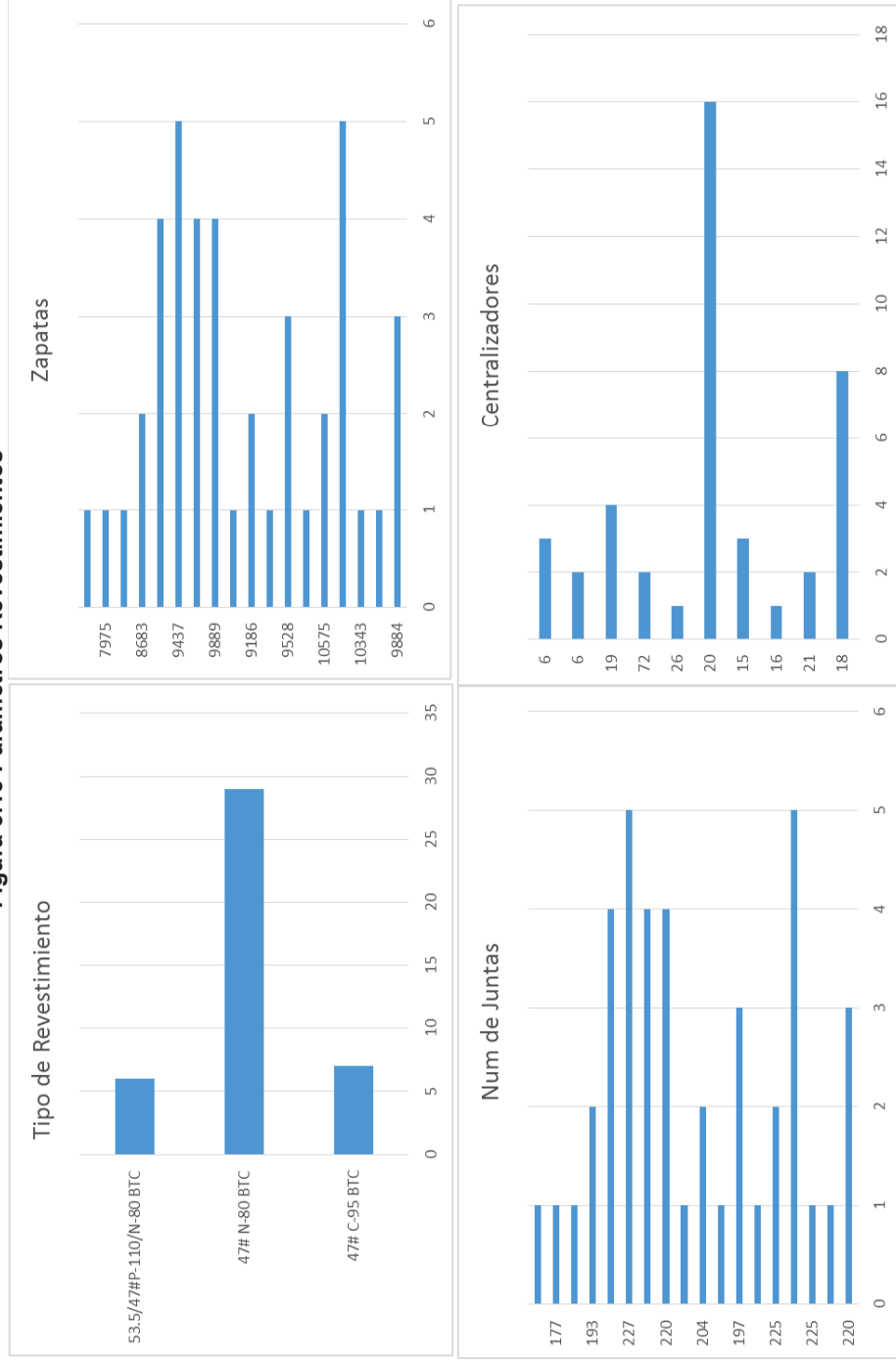
**Fuente: (Hidrocarburo 2014)
Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel**

Figura 3.12 Parámetros #2 Fluidos de Perforación



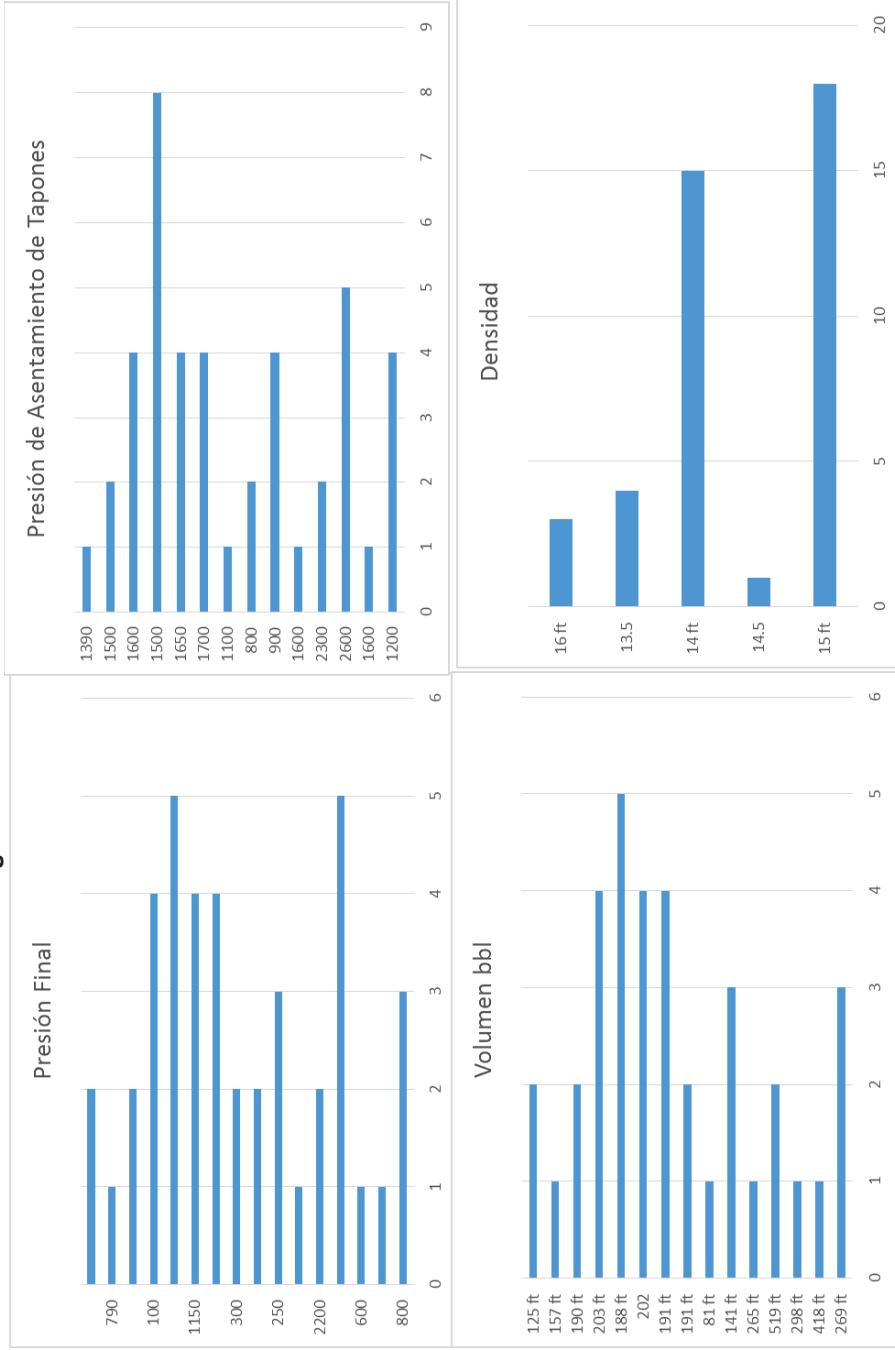
Fuente: (Hidrocarburo 2014)
Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 3.13 Parámetros Revestimientos



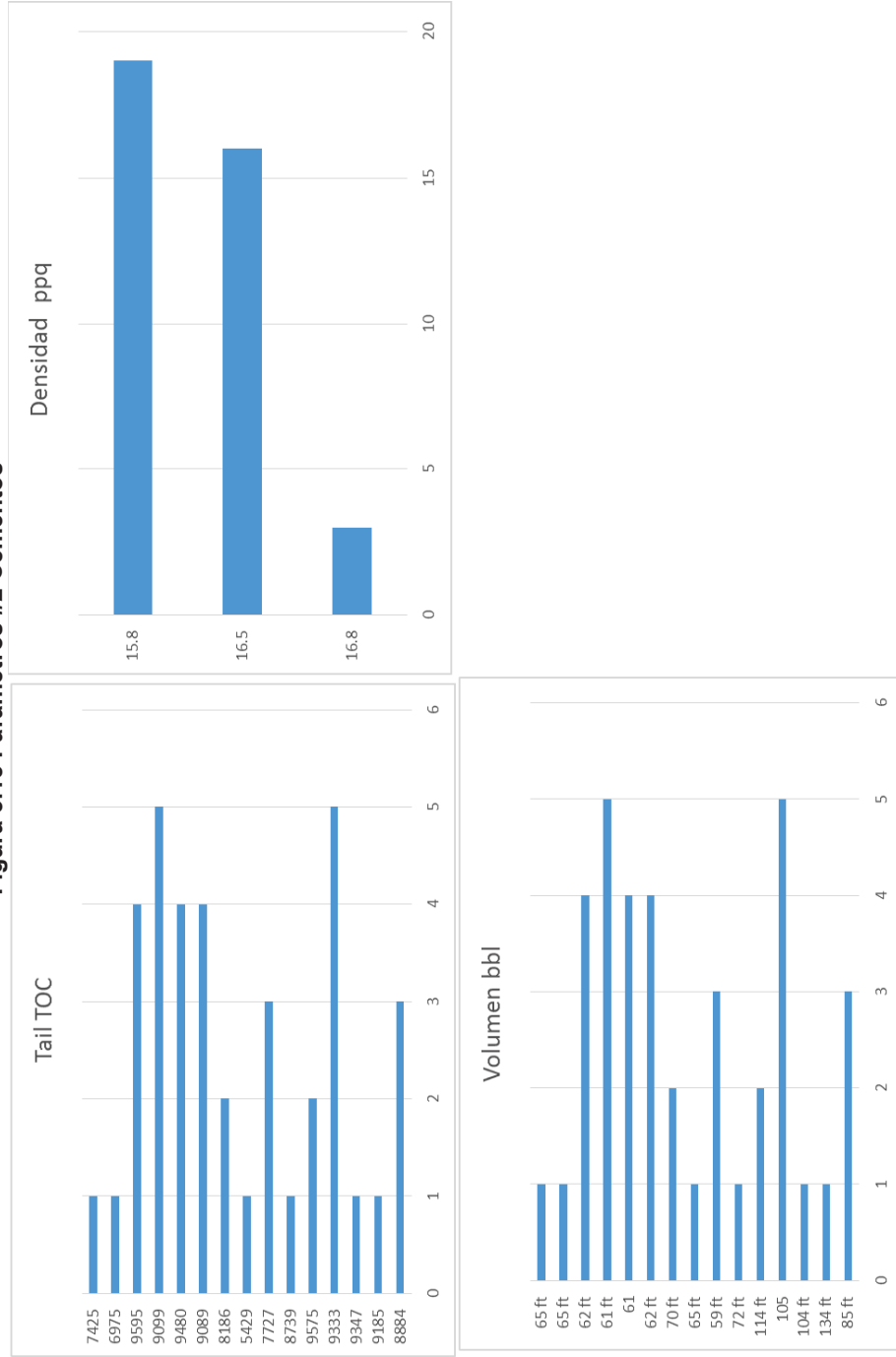
Fuente: (Hidrocarburofero 2014)
Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 3.14 Parámetros #1 Cementos



**Fuente: (Hidrocarburo 2014)
Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel**

Figura 3.15 Parámetros #2 Cementos

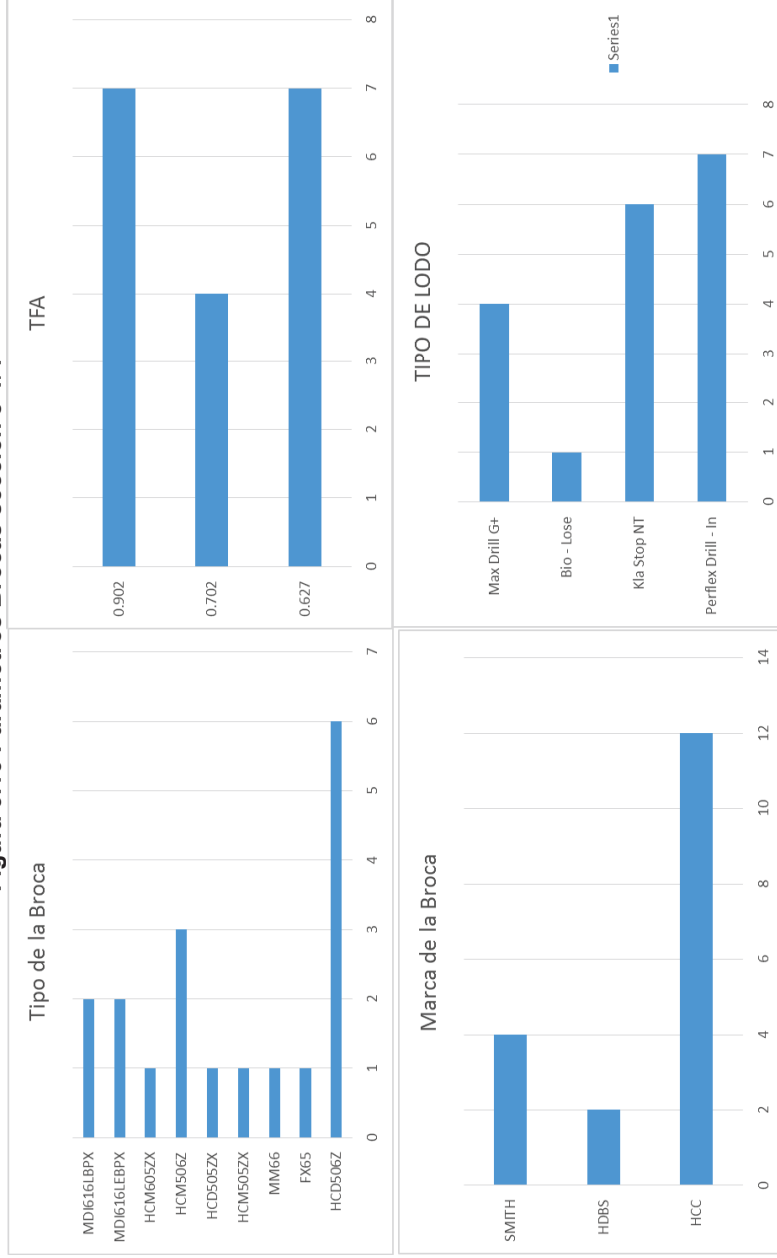


Fuente: (Hidrocarburiifero 2014)
 Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

- Parámetros determinados entre los rangos aceptables para la sección de 12 1/4"
 - El análisis de la sección de 12-1/4" determinó que la broca más utilizada fue la PDC tipo QD&605FX con un TFA de 0.907.
 - Max Drill es el tipo de lodo mayormente utilizado con una densidad de 9.2-10.4 ppg, PV de 13-20 cp, YP de 18-31 y un FV de 45-55 sec/quert
 - Se perforó con un caudal promedio de 550-880 gpm, un ROP avg minino y máximo entre 5-63 pph y un peso sobre la broca WOB de 5-38 Klbs
 - El revestidor más utilizado 47# N-80 BTC con 227 juntas, 20 centralizadores y una presión final como de asentamiento entre 1000 psi y 1500 psi respectivamente.
 - El cemento utilizado fue de clase G con un volumen de 188 bbl y densidad de 15 ppg y la segunda cementación fue de clase g con un volumen de 61 bbl y densidad de 15.8 ppg.

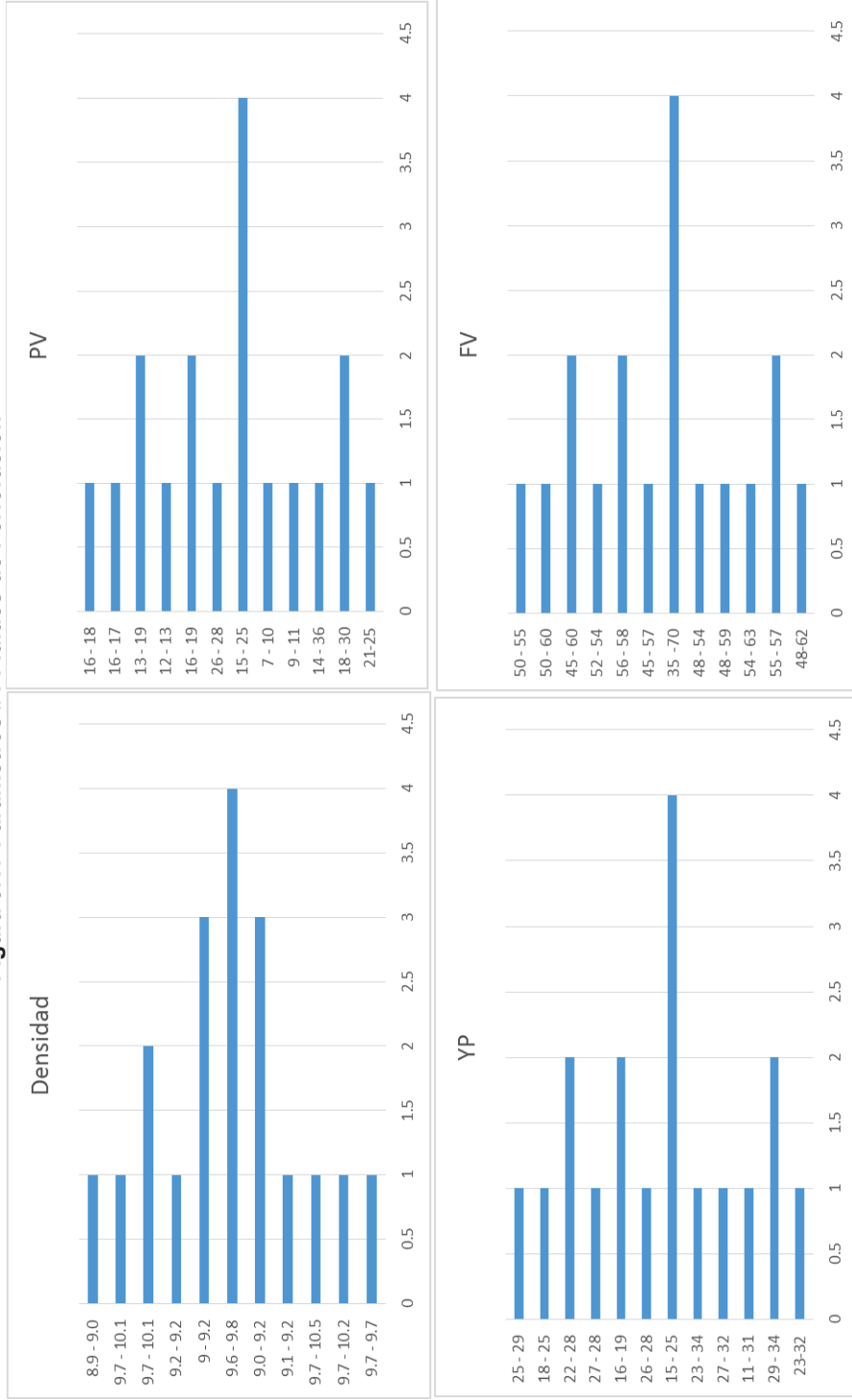
3.2.1.7 Parámetros promedios en la sección de 8- 1/2

Figura 3.16 Parámetros Brocas sección 8-1/4



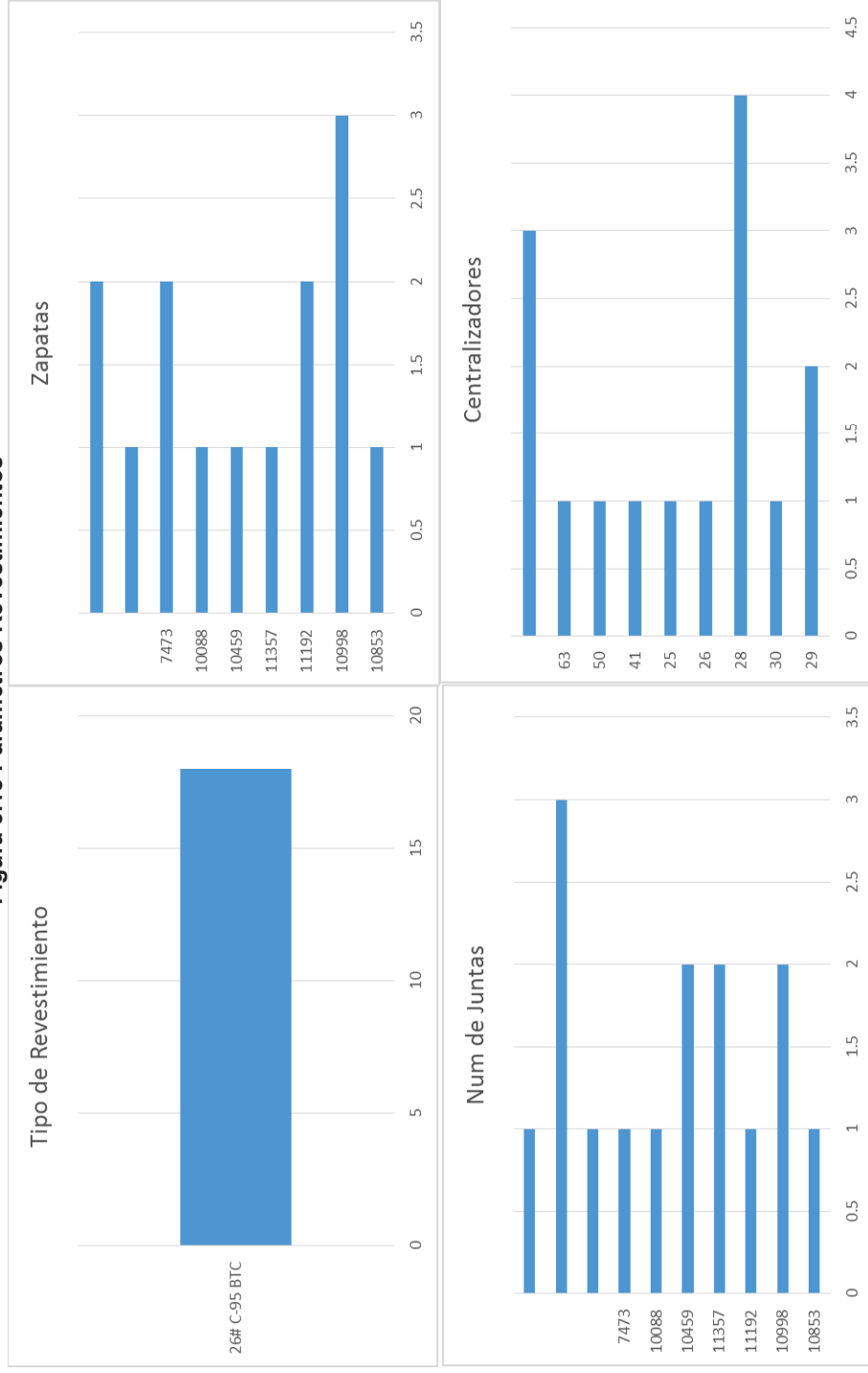
Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)
 Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 3.17 Parámetros #1 Fluidos de Perforación



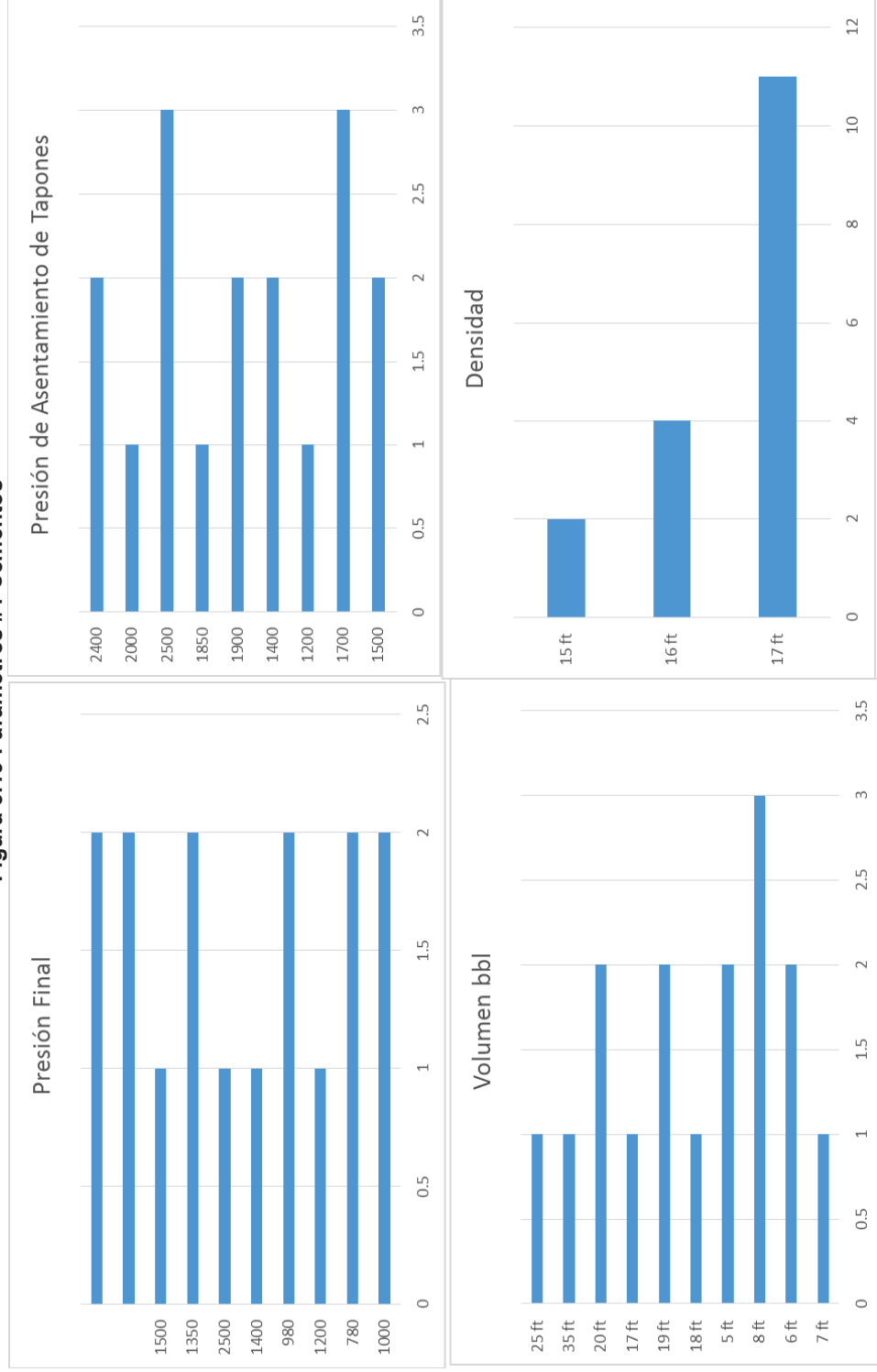
Fuente: (Hidrocarburo 2014)
 Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 3.18 Parámetros Revestimientos



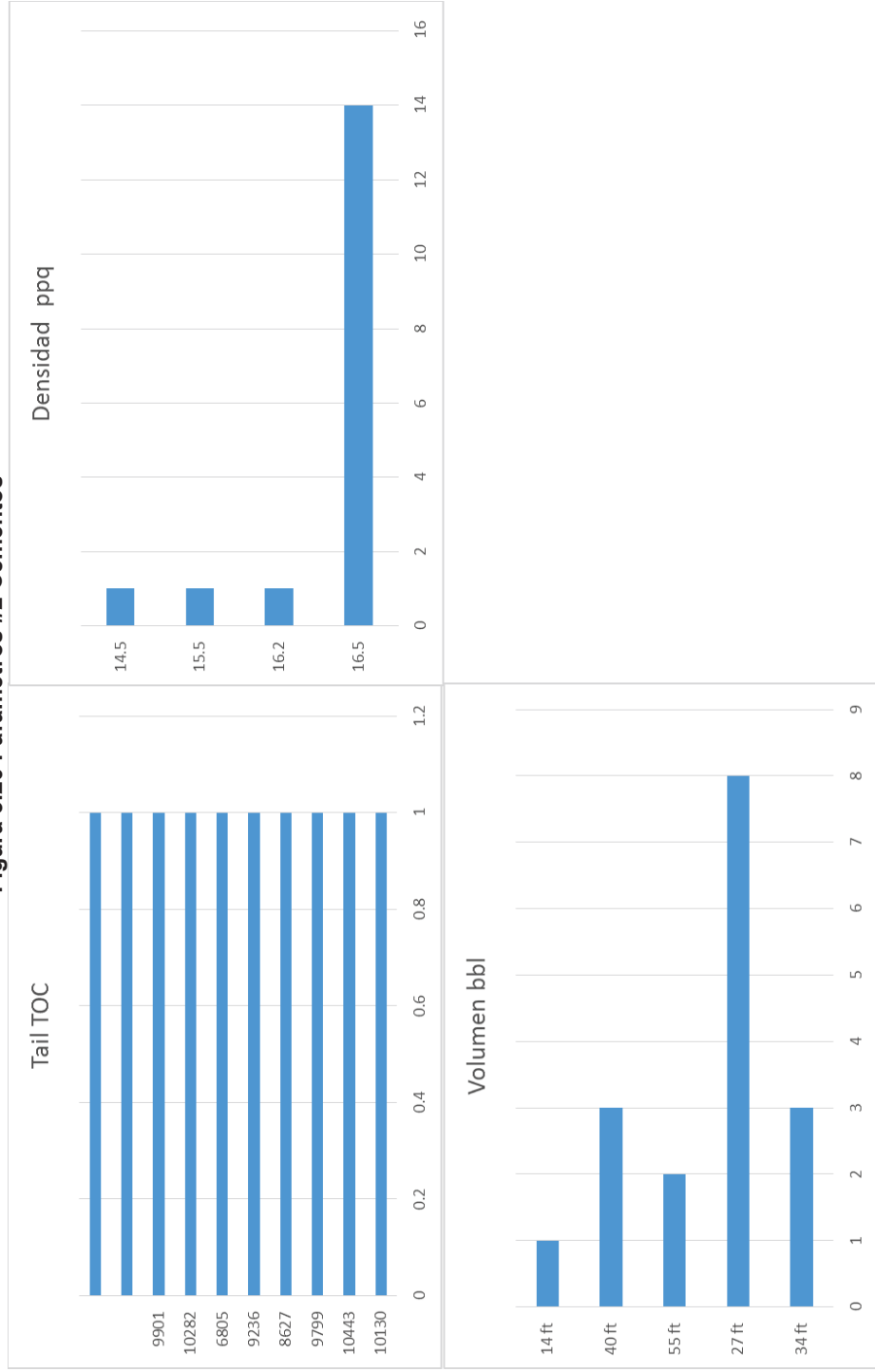
**Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)
Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel**

Figura 3.19 Parámetros #1 Cementos



Fuente: (Hidrocarburofitero 2014)
 Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 3.20 Parámetros #2 Cementos



Fuente: (Hidrocarburofero 2014)
 Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Tabla 3.6 Pozo Promedio sección 8-1/2

ESQUEMA MECÁNICO		Coordenadas de superficie			Coordenadas de llegada			Tipo de pozo: Desamollo (anclizada)				
		E: 28####.# m N: 98####.# m			E: 28####.# m N: 98####.# m			Perfil:				
Prof. (ft)	Estrati.	Litología	Topes (ft/MD)	Topes (ft TVD)	Revestimientos	Hole Size	Prof. (ft/MD)	Broca	Lodo	PARAMETROS	REVESTIMIENTO	CEMENTO
100	Tope Caliza A		9959	9518		8 1/2"				Caudal: 400-420 gpm	Tipo: 26# C-95 BTC	Tipo: Clase G
200	T. Arenisca U Sup.		10165	9674							Zapata: ft MD	Lead TOC
300	T. Arenisca U Inf.		10233	9739							No. Juntas: 14	Volumen: 8 bbl
400	B. Arenisca U Inf.		10273	9777							Descripción: 1. Jkt 2. Jkt Collar	Densidad: 17 ppg
1500	Tope Caliza B		10389	9887								
2500	T. Arenisca T Sup.		10414	9911								
3500	T. Arenisca T Inf.		10522	10015								
4500	B. Arenisca T Inf.		10566	10056								
5500	Tope Caliza C		10660	10148								
6000	Hollin Sup.		10670	10158								
6100	Hollin Inf.		10740	10226								
6200	Profundidad Total		10853	10335								
6300												

Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)
Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Parámetros determinados entre los rangos aceptables para la sección de 8 1/2"

- El análisis realizado a los diferentes pozos de estudio en su sección de 8-1/2" concluyo que las brocas más utilizada una PDC tipo HCD506Z que llega al final de la sección con un TFA entre 0.627 y 0.902
- Se perforó con un caudal promedio de 650-1000 gpm, un ROP avg minino y máximo entre 79-108 pph y un peso sobre la broca WOB de 4-40 Klbs
- Perflex Drill es el tipo de lodo más utilizado con una densidad de 9.5-9.8 ppg, PV de 15-25 cp, YP de 15-25 y un FV de 35-70 sec/quert
- El revestidor más utilizado 26# C-95 BTC con 14 juntas, 20 centralizadores y una presión final como de asentamiento entre 1000 psi y 1700 psi respectivamente.
- El cemento utilizado fue de clase G con un volumen de 8 bbl y densidad de 17 ppg y la segunda cementación fue de clase G con un volumen de 27 bbl y densidad de 16.5 ppg.

CAPÍTULO 4

ELABORACIÓN DE LAS NORMATIVAS PARA EL CONTROL DE OPERACIONES EN LA PERFORACIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO EN LA CUENCA ORIENTE DEL ECUADOR.

En el presente capítulo se elabora las normativas para el control de operaciones de perforación. Se tomarán los datos estudiados del capítulo anterior, además los parámetros de perforación a normalizar y por medio de tablas organizaremos los problemas, las causas, las acciones a tomarse, las lecciones aprendidas y las recomendaciones. Luego por medio de gráficas se procederá a determinar las mayores causas y acciones a tomar.

4.1 ORGANIZACIÓN DE LAS OPERACIONES A NORMALIZAR

Tanto las herramientas que intervienen en los sistemas como en las operaciones tienen problemas durante la perforación. Se han creado matrices en las cuales se organiza las acciones que fueron tomadas para mejorar el rendimiento de todos los procesos que intervienen directamente en la perforación de un pozo de petróleo en la cuenca oriente ecuatoriana. Tanto el personal como factores varios fueron incluidos en estas tablas, dando como resultado las acciones tanto preventivas y correctivas a tomarse.

Estas acciones serán comparadas con las normas API estudiadas en (Capítulo 2, párrafo 2.2) y así posteriormente determinar las normas que se deben utilizar en la cuenca oriente ecuatoriana.

Las siguientes tablas e ilustraciones [pp.105-227] fueron elaboradas por Alejandro Daza y Miguel Garófalo; La fuente fue tomada de los archivos de la ARCH (Hidrocarburífero 2014).

MATRICES Y GRAFICAS OBTENIDAS DE LA SECCIÓN DE16”

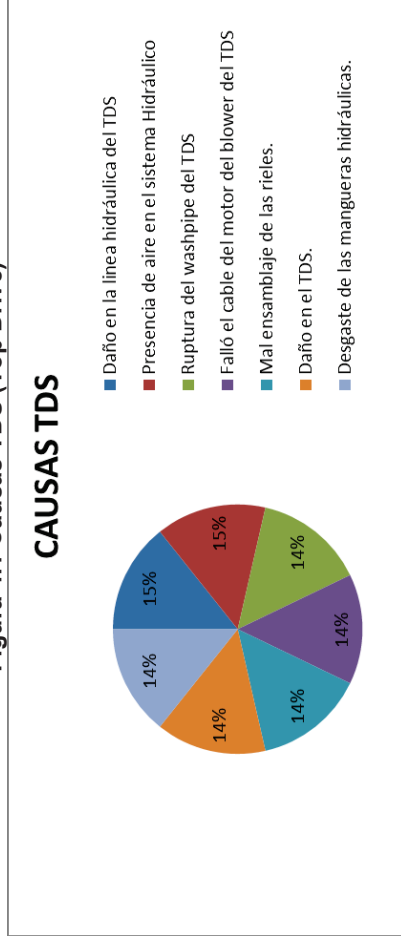
Tabla 4.1 TDS

PROBLEMA	CAUSA	ACCION	LECCION APRENDIDA	RECOMENDACION
Falla del TDS	Daño en la línea hidráulica del TDS	Reparó línea hidráulica de TDS	Realizar la revisión y mantenimiento periódico de los componentes mas críticos del Rig. Mantener un monitoreo continuo del programa de mantenimiento preventivo.	Implementar un adecuado programa de mantenimiento.
Problemas para desconectar en la conexión de 4 1/2" IF del TDS	Presencia de aire en el sistema Hidráulico	Se desconecta en la conexión XT54 y se conecta nuevamente.	Mantener el equipo en un chequeo continuo.	Realizar mantenimiento preventivo.
Falla el washpipe del TDS @ 692' MD.	Ruptura del washpipe del TDS	Cambio el washpipe del TDS	Previo a operaciones de perforación, verificar que el TDS se encuentre en optimas condiciones	Dar mantenimiento continuo al TDS
Daño en el TDS	Falló el cable del motor del blower del TDS	Cambió cable y reparó	Mantener un chequeo de los componentes del TDS	Implementar un adecuado programa de mantenimiento y un stock apropiado de repuestos
Desnivel en rieles del TDS	Mal ensamblaje de las rieles.	Niveló rieles del TDS	Realizar una adecuada verificación del correcto funcionamiento de los componentes del Taladro previo a iniciar las operaciones de perforación.	Mantener un adecuado control de inspección de los sistemas del taladro para asegurar la continuidad de la operación
Falla el TDS.	Daño en el TDS.	Reparó Top Drive.	Si es detectado problemas con el DTS, asegurar la operación y proceder con reparación.	Mejorar el sistema de mantenimiento preventivo del Top Drive.
Daño en las mangueras hidráulicas del TDS.	Desgaste de las mangueras hidráulicas.	Reparó mangueras hidráulicas del TDS.	Realizar la revisión y mantenimiento periódico de los componentes más críticos del Rig. Mantener un monitoreo continuo del programa de mantenimiento preventivo.	Reemplazar las mangueras cada cierto tiempo segun las especificaciones del fabricante.

Fuente: (Hidrocarburiifero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

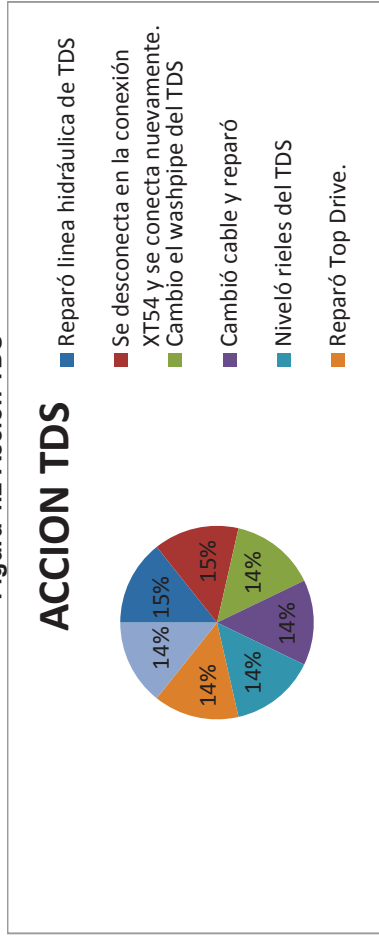
Figura 4.1 Causas TDS (Top Drive)



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.2 Acción TDS



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

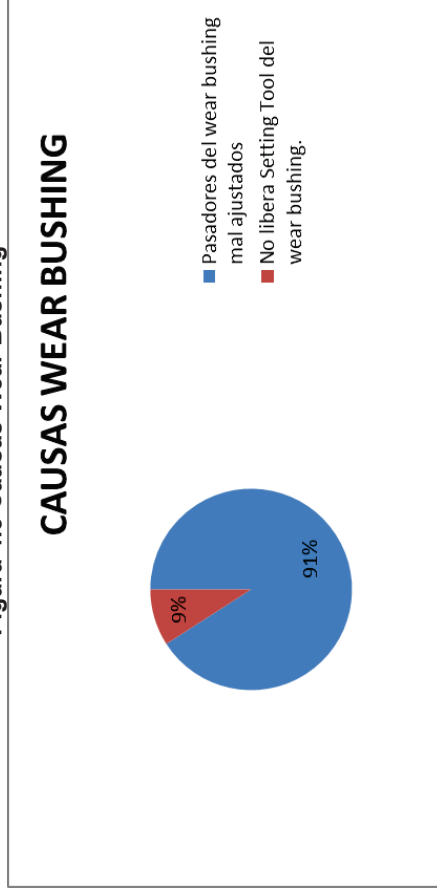
Tabla 4.2 Wear Bushing

PROBLEMA	CAUSA	ACCION	LECCION APRENDIDA	RECOMENDACION
Falla al asentar el wear bushing	Pasadores del wear bushing mal ajustados	Saco DP, reajusto pasadores del wear bushing, bajo y asiento	Mantener un chequeo al minimo detalle de los componentes del cabezal	Realizar mantenimiento preventivo
Falla al asentar el wear bushing	Pasadores del wear bushing mal ajustados	Saco DP, reajusto pasadores del wear bushing, bajo y asiento	Mantener un chequeo al minimo detalle de los componentes del cabezal	Realizar mantenimiento preventivo
Falla al asentar el wear bushing	Pasadores del wear bushing mal ajustados	Saco DP, reajusto pasadores del wear bushing, bajo y asiento	Mantener un chequeo al minimo detalle de los componentes del cabezal	Realizar mantenimiento preventivo
Falla al asentar el wear bushing	Pasadores del wear bushing mal ajustados	Saco DP, reajusto pasadores del wear bushing, bajo y asiento	Mantener un chequeo al minimo detalle de los componentes del cabezal	Realizar mantenimiento preventivo
Falla al asentar el wear bushing	Pasadores del wear bushing mal ajustados	Saco DP, reajusto pasadores del wear bushing, bajo y asiento	Mantener un chequeo al minimo detalle de los componentes del cabezal	Realizar mantenimiento preventivo
Falla al asentar el wear bushing	Pasadores del wear bushing mal ajustados	Saco DP, reajusto pasadores del wear bushing, bajo y asiento	Mantener un chequeo al minimo detalle de los componentes del cabezal	Realizar mantenimiento preventivo
Falla al asentar el wear bushing	Pasadores del wear bushing mal ajustados	Saco DP, reajusto pasadores del wear bushing, bajo y asiento	Mantener un chequeo al minimo detalle de los componentes del cabezal	Realizar mantenimiento preventivo
Falla al asentar el wear bushing	Pasadores del wear bushing mal ajustados	Saco DP, reajusto pasadores del wear bushing, bajo y asiento	Mantener un chequeo al minimo detalle de los componentes del cabezal	Realizar mantenimiento preventivo
Falla al asentar el wear bushing	Pasadores del wear bushing mal ajustados	Saco DP, reajusto pasadores del wear bushing, bajo y asiento	Mantener un chequeo al minimo detalle de los componentes del cabezal	Realizar mantenimiento preventivo
Falla al asentar el wear bushing	Pasadores del wear bushing mal ajustados	Saco DP, reajusto pasadores del wear bushing, bajo y asiento	Mantener un chequeo al minimo detalle de los componentes del cabezal	Realizar mantenimiento preventivo
Falla al asentar el wear bushing	Pasadores del wear bushing mal ajustados	Saco DP, reajusto pasadores del wear bushing, bajo y asiento	Mantener un chequeo al minimo detalle de los componentes del cabezal	Realizar mantenimiento preventivo
Intentó instalar Wear Bushing, sin éxito.	Pasadores del wear bushing mal ajustados	Saco DP, reajusto pasadores del wear bushing, bajo y asiento	Mantener un chequeo al minimo detalle de los componentes del cabezal	Realizar mantenimiento preventivo
Falla al asentar el wear bushing	No libera Setting Tool del wear bushing.	Black Gold realizó ajustes y logró instalar Wear Bushing y liberó Setting Tool.	Revisar las especificaciones técnicas de las herramientas y comprobar si son las apropiadas para llevar a cabo las operaciones.	Realizar las pruebas necesarias de todas las herramientas y equipos y verificar el funcionamiento correcto de las mismas previo a ser llevadas al pozo.

Fuente: (Hidrocarburofero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

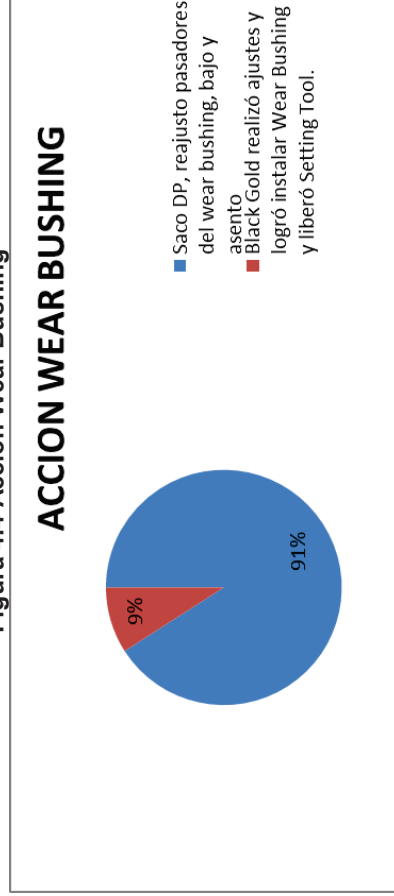
Figura 4.3 Causas Wear Bushing



Fuente: (Hidrocarburiifero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.4 Acción Wear Bushing



Fuente: (Hidrocarburiifero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Tabla 4.3 Caída de Presión 1

PROBLEMA	CAUSA	ACCION	LECCION APRENDIDA	RECOMENDACION
Caída de presión en el BHA previo a moler CF @ 5757' MD	Bomba 1, 2 y 3 en mal estado	Saco sarta para descartar pérdida de fluido y cambio la centrifuga cargadora por uno nuevo de la Bomba 1, 2 y reparo la de la Bomba 3	Mantener el equipo en un chequeo continuo	Realizar mantenimiento preventivo
Caída de presión en el BHA previo a moler CF @ 5757' MD	Bomba 1, 2 y 3 en mal estado	Saco sarta para descartar pérdida de fluido y cambio la centrifuga cargadora por uno nuevo de la Bomba 1, 2 y reparo la de la Bomba 3	Mantener el equipo en un chequeo continuo	Realizar mantenimiento preventivo
Caída de presión en el BHA previo a moler CF @ 5757' MD	Falló sello de conexión de manifold.	Reparó conexión del manifold.	Verificar la hermeticidad de las conexiones previo a inicio operaciones.	Realizar pruebas de presión a las conexiones de las bombas al manifold para verificar la hermeticidad previo al arranque del equipo. Revisar tiempo de vida de partes - sellos de conexiones de sistemas de alta presión.
Caída de presión por liqueo en una de las conexiones del manifold a las bombas de lodo	Bomba 1, 2 y 3 en mal estado	Saco sarta para descartar pérdida de fluido y cambio la centrifuga cargadora por uno nuevo de la Bomba 1, 2 y reparo la de la Bomba 3	Mantener el equipo en un chequeo continuo	Realizar mantenimiento preventivo
Caída de presión en el BHA previo a moler CF @ 5757' MD	Bomba 1, 2 y 3 en mal estado	Saco sarta para descartar pérdida de fluido y cambio la centrifuga cargadora por uno nuevo de la Bomba 1, 2 y reparo la de la Bomba 3	Mantener el equipo en un chequeo continuo	Realizar mantenimiento preventivo
Caída de presión en el BHA previo a moler CF @ 5757' MD	Bomba 1, 2 y 3 en mal estado	Saco sarta para descartar pérdida de fluido y cambio la centrifuga cargadora por uno nuevo de la Bomba 1, 2 y reparo la de la Bomba 3	Mantener el equipo en un chequeo continuo	Realizar mantenimiento preventivo

Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

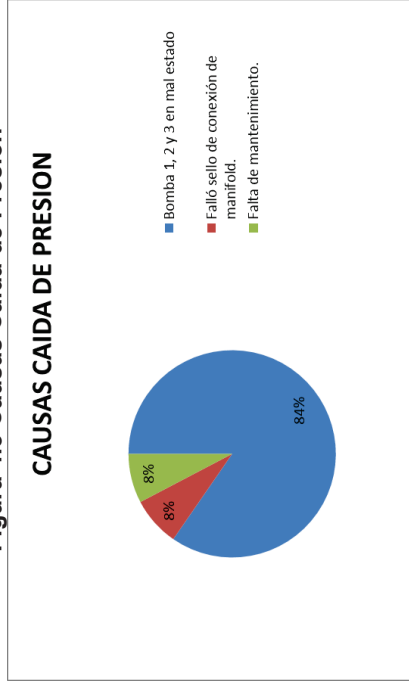
Tabla 4.4 Caída de Presión 2

PROBLEMA	CAUSA	ACCION	LECCION APRENDIDA	RECOMENDACION
Caída de presión en el BHA previo a moler CF @ 5757' MD	Bomba 1, 2 y 3 en mal estado	Saco sarta para descartar pérdida de fluido y cambio la centrífuga cargadora por uno nuevo de la Bomba 1, 2 y reparo la de la Bomba 3	Mantener el equipo en un chequeo continuo	Realizar mantenimiento preventivo
Caída de presión en el BHA previo a moler CF @ 5757' MD	Bomba 1, 2 y 3 en mal estado	Saco sarta para descartar pérdida de fluido y cambio la centrífuga cargadora por uno nuevo de la Bomba 1, 2 y reparo la de la Bomba 3	Mantener el equipo en un chequeo continuo	Realizar mantenimiento preventivo
Caída de presión en el BHA previo a moler CF @ 5757' MD	Bomba 1, 2 y 3 en mal estado	Saco sarta para descartar pérdida de fluido y cambio la centrífuga cargadora por uno nuevo de la Bomba 1, 2 y reparo la de la Bomba 3	Mantener el equipo en un chequeo continuo	Realizar mantenimiento preventivo
Caída de presión en el BHA previo a moler CF @ 5757' MD	Bomba 1, 2 y 3 en mal estado	Saco sarta para descartar pérdida de fluido y cambio la centrífuga cargadora por uno nuevo de la Bomba 1, 2 y reparo la de la Bomba 3	Mantener el equipo en un chequeo continuo	Realizar mantenimiento preventivo
Caída de presión en el BHA previo a moler CF @ 5757' MD	Bomba 1, 2 y 3 en mal estado	Saco sarta para descartar pérdida de fluido y cambio la centrífuga cargadora por uno nuevo de la Bomba 1, 2 y reparo la de la Bomba 3	Mantener el equipo en un chequeo continuo	Realizar mantenimiento preventivo
Caída de presión en el BHA previo a moler CF @ 5757' MD	Bomba 1, 2 y 3 en mal estado	Saco sarta para descartar pérdida de fluido y cambio la centrífuga cargadora por uno nuevo de la Bomba 1, 2 y reparo la de la Bomba 3	Mantener el equipo en un chequeo continuo	Realizar mantenimiento preventivo
Caída de presión en las Bombas a 5175' MD.	Falta de mantenimiento.	Limpio filtros de las bombas de succión 1-2-3 por caída de presión.	Es necesario el monitoreo permanente de las bombas para prevenir pérdidas de tiempo debido a fallas de las mismas.	Implementar un adecuado Programa de mantenimiento. Mantener un stock apropiado de respuestos.

Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

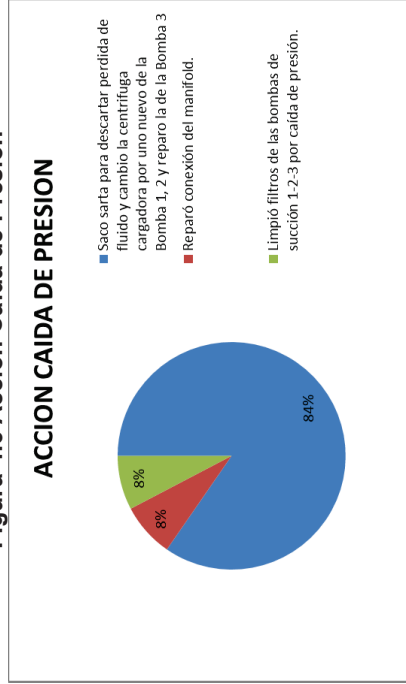
Figura 4.5 Causas Caída de Presión



Fuente: (Hidrocarburiifero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.6 Acción Caída de Presión



Fuente: (Hidrocarburiifero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Tabla 4.5 MWD

PROBLEMA		CAUSA		ACCION		LECCION APRENDIDA		RECOMENDACION	
Falta de decodificador de señal de MWD - ASAP	D&M no envió la herramienta	Solicitó envío inmediato equipo - ASAP	Verificar todas las herramientas necesarias previo el inicio de las operaciones de perforación.	Personal Direccional tanto de campo como de la base debe verificar la logística de equipos y herramientas 24 hrs antes del inicio de las operaciones.					
MWD perdió señal herramienta a 2545' MD.	Falla electronica de la herramienta.	Viaje a superficie para cambió herramienta.	Verificar los certificados de mantenimiento e inspección de las herramientas.	Realizar un adecuado mantenimiento de las herramientas direccionales, y mantener las respectivas inspecciones o certificaciones de control de calidad de las herramientas.					
Pérdida de señal del MWD a 1602'	Washout en el UBHO de Direct Survey	Sacó a superficie se retiró UBHO y se cambio el MWD	Verificar el sello de los prisioneros en los agujeros. Inspección adicional a las camisas internas.	Solicitar a la compañía de inspección una revisión mas detallada que incluya el cuerpo de UBHO					
Pérdida de señal en la herramienta MWD	Falla herramienta MWD	Saco BHA No. 3 a superficie y cambio MWD	1) Verificar el correcto funcionamiento de las herramientas en superficie 2) Verificar los certificados de mantenimiento e inspección de las herramientas	Realizar un adecuado mantenimiento de las herramientas direccionales. Realizar las respectivas inspecciones o certificaciones de control de calidad de las herramientas.					
Pérdida de señal en la herramienta MWD @ 5321' MD y 5516' MD.	Falla herramienta MWD	Saco a superficie y cambio herramienta MWD	1) Verificar el correcto funcionamiento de las herramientas en superficie 2) Verificar los certificados de mantenimiento e inspección de las herramientas	Realizar un adecuado mantenimiento de las herramientas direccionales. Realizar las respectivas inspecciones o certificaciones de control de calidad de las herramientas.					

Fuente: (Hidrocarburofero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

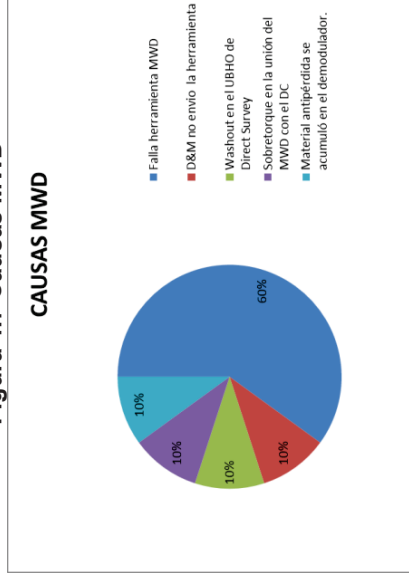
Tabla 4.6 MWD

Herramienta MWD no emitió señal.	Falla de la herramienta MWD.	Sacó una parada, probó herramientas hasta obtener señal, bajó y continuó perforando.	1) Verificar el correcto funcionamiento de las herramientas en superficie 2) Verificar los certificados de mantenimiento e inspección de las herramientas	Realizar un adecuado mantenimiento de las herramientas direccionales. Realizar las respectivas inspecciones o certificaciones de control de calidad de las herramientas.
MWD deja de demodular.	Sobretorque en la unión del MWD con el DC	Cambió rosca MWD-DC	Verificar los torques máximos permitidos en las conexiones del MWD con DC para evitar daños en las roscas	Durante las operaciones de conexión, torquar siguiendo las especificaciones técnicas de las herramientas, adicional verificar el correcto funcionamiento del torquímetro mediante inspecciones continuas
Daño en la conexión PIN-CAJA entre el MWD y el DC	Material antipérdida se acumuló en el demodulador.	Viaje a superficie para cambiar la herramienta MWD.	Bombear LCM en las concentraciones recomendadas por el personal direccional.	Detallar un procedimiento operacional en el caso que material antipérdida deba ser bombeado a través de herramientas direccionales.
Probó herramientas direccionales a 270' con GPM: 600 y P: 700 PSI sin éxito.	Falla de la herramienta MWD.	Cambió MWD y probó herramientas nuevamente con GPM: 800 y P: 1100 PSI con éxito.	No bajar herramienta alguna al pozo si las pruebas en superficie no son completamente satisfactorias.	Toda herramienta debe ser verificada apenas llega a la locación, todas deben tener su respectivo back up
Cia. Baker-NTEQ intentó orientar herramienta direccional sin éxito.	Falla en el MWD.	Sacó BHA a superficie para realizar cambio de herramienta.	Los problemas en la decodificación de la data enviada por el MWD no siempre pueden ser atribuibles a las bombas, una vez realizadas la comprobaciones del caso pueden determinar que la falla es de la herramienta.	Verificar que las herramientas enviadas a pozo estén con su mantenimiento adecuado, así se minimizará las probabilidades de falla.

Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

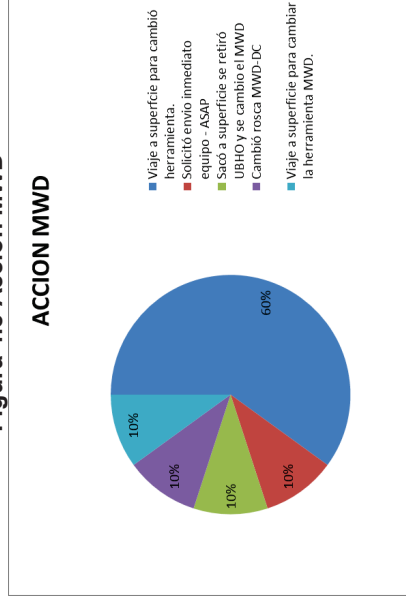
Figura 4.7 Causas MWD



Fuente: (Hidrocarburiifero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.8 Acción MWD



Fuente: (Hidrocarburiifero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

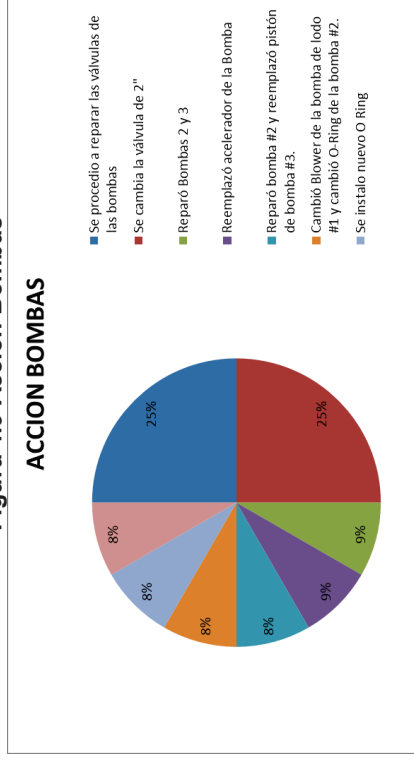
Tabla 4.7 Bombas

PROBLEMA		CAUSA		ACCION		LECCION APRENDIDA		RECOMENDACION	
Reparando válvulas de bombas de lodo 1 y 2	Falta de mantenimiento de las válvulas	Se procedió a reparar las válvulas de las bombas	Durante los mantenimientos preventivos se debe engrasar las válvulas	Generar un cronograma de mantenimiento de válvulas del equipo					
Fuga por línea de desfogue de 2" de la bomba No. 02	Válvula desgastada	Se cambió la válvula de 2"	Mantener el equipo en un chequeo continuo.	Realizar mantenimiento preventivo.					
Problemas con la Válvula de succión de la Bomba No. 1	Válvula trabada	Se reparó válvula de succión	Mantener el equipo en un chequeo continuo.	Realizar mantenimiento preventivo.					
Falla bombas 2 y 3.	Stop ring de la válvula de 4" en mal estado	Cambio Stop ring de la bomba 2 y 3 por uno nuevo	Mantener el equipo en un chequeo continuo	Realizar mantenimiento preventivo					
Se dañaron las Bombas 2 y 3	Bomba 3: Flange interno de la tapa se dañó.	Reparó Bombas 2 y 3	Realizar la revisión y mantenimiento periódico de los componentes mas criticos del Rig. Mantener un monitoreo continuo del Programa de mantenimiento preventivo.	Implementar un adecuado Programa de mantenimiento. Mantener una bomba de backup para dar continuidad a la operación.					
Falló Bomba No. 2	El acelerador de la Bomba se dañó provocando un corte eléctrico	Reemplazó acelerador de la Bomba	Es necesario el monitoreo permanente de las bombas para prevenir pérdidas de tiempo debido a fallas de las mismas	Implementar un adecuado Programa de mantenimiento. Mantener un stock apropiado de repuestos.					
Falló Bomba No. 2 y 3	Deficiente mantenimiento preventivo de las bombas.	Reparó bomba #2 y reemplazó pistón de bomba #3.	Monitoreo permanente de las bombas del equipo.	Implementar un adecuado Programa de mantenimiento. Mantener un stock apropiado de repuestos.					
Falla en bomba de lodo #1 y bomba #2.	Daño del Blower de la bomba de lodo #1 y O-Ring de la bomba #2.	Cambió Blower de la bomba de lodo #1 y cambió O-Ring de la bomba #2.	Es necesario el monitoreo permanente de las bombas para prevenir pérdidas de tiempo debido a fallas de las mismas.	Implementar un adecuado Programa de mantenimiento. Mantener un stock apropiado de repuestos.					
Se rompió O Ring de la válvula de 4" del stand pipe de bombas de lodo.	O Ring en mal estado	Se instaló nuevo O Ring	Durante los mantenimientos preventivos se debe revisar todos los sellos y cambiar aquellos que presenten el mínimo daño	Implementar un adecuado Programa de mantenimiento y un stock apropiado de sellos y repuestos					
Falla en las bombas de lodo # 2 -3	Falla de válvulas y pistones	Reparó bombas de lodo #2 y #3	Verificar los certificados de mantenimiento e inspección de las bombas previo al inicio de las operaciones	Implementar un adecuado Programa de mantenimiento. Mantener un stock apropiado de repuestos.					
Falló guía y válvula de las bombas #1 y #2.	El resorte del módulo no realiza su función, puesto que la válvula cuando sube se sale.	Reparó bombas #1 y #2.	Mantener el equipo en un chequeo continuo	Realizar mantenimiento preventivo y remplazo de elementos de mejor calidad.					
Asiento y válvulas de la bomba en malas condiciones.	Desgaste de los elementos debido al uso.	Reparó bomba de lodos #2.	Las bombas son los elementos del taladro que más rápido se deterioran motivo por el cual requieren especial atención.	Realizar mantenimiento preventivo a las bombas.					

Fuente: (Hidrocarburofero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

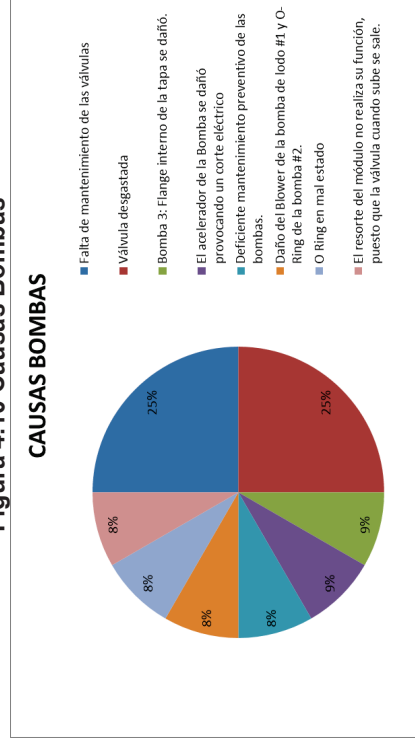
Figura 4.9 Acción Bombas



Fuente: (Hidrocarburiifero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.10 Causas Bombas



Fuente: (Hidrocarburiifero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

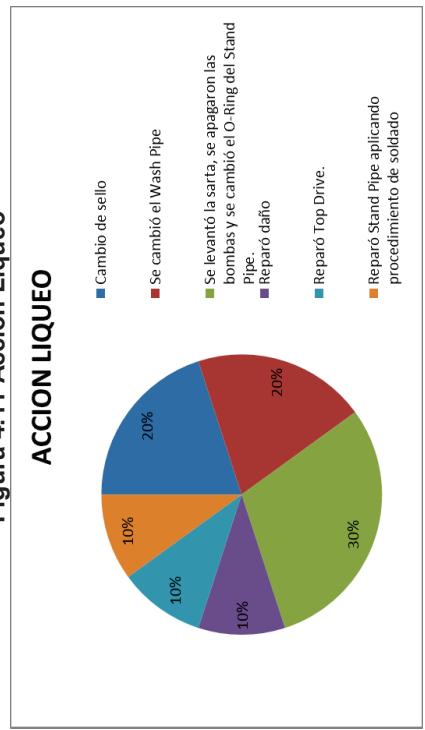
Tabla 4.8 Liqueo

PROBLEMA		CAUSA		ACCION		LECCION APRENDIDA		RECOMENDACION
Liqueo en el gato hidráulico de Top Drive	Sello dañado del gato hidráulico		Cambio de sello		La detección de cualquier liqueo - mínimo en los equipos hidráulicos del RIG nos evitan parar las operaciones por daños mayores que inhabiliten los equipos, aseguramos la operación y procedemos a reparar los liqueos.		Mejorar el sistema de mantenimiento preventivo del Top Drive.	
Liqueo en el Wash Pipe	Mal estado del Wash Pipe		Se cambió el Wash Pipe		Chequeo del equipo continuamente		Realizar mantenimiento preventivo.	
Liqueo en el Stand Pipe	O-Ring del Stand Pipe desgastado		Se levantó la sarta, se apagaron las bombas y se cambió el O-Ring del Stand Pipe.		Mantener el equipo en un chequeo continuo.		Realizar mantenimiento preventivo.	
Liqueo en unión de 12" de flauta	Problema en la flauta		Reparó daño		Realizar la revisión y mantenimiento periódico de los componentes mas críticos del Rig. Mantener un monitoreo continuo del programa de mantenimiento preventivo.		Implementar un adecuado programa de mantenimiento.	
Liqueo en Stand Pipe	O Ring en mal estado		Se instaló nuevo O Ring		Durante los mantenimientos preventivos se debe revisar todos los sellos y cambiar aquellos que presenten desgaste.		Implementar un adecuado Programa de mantenimiento y un stock apropiado de sellos y repuestos	
Liqueo en el Stand Pipe.	O-Ring del Stand Pipe desgastado		Se cambió el O-Ring del Stand Pipe.		Realizar inspecciones frecuentes de los equipos del Rig.		Realizar mantenimiento preventivo.	
Liqueo en el Wash Pipe	Mal estado del Wash Pipe		Se cambió el Wash Pipe		Realizar una adecuada verificación del correcto funcionamiento de los componentes del Taladro previo a iniciar las operaciones de perforación.		Implementar un adecuado Programa de mantenimiento de los componentes más críticos del Rig.	
Líquido en la conexión del Saber Sub y del gato hidráulico del Top Drive.	Saber Sub y gato hidráulico en mal estado.		Cambió Saber Sub y gato hidráulico del Top Drive.		Mantener el equipo en un chequeo continuo.		Mejorar el sistema de mantenimiento preventivo del Top Drive.	
Liqueo en el Stand Pipe.	O-Ring del Stand Pipe desgastado		Cambió O-Ring del Stand Pipe.		Realizar inspecciones frecuentes de los equipos del Rig.		Realizar mantenimiento preventivo.	
Líquido.	Horas de trabajo.		Reparó Top Drive.		Mantener el equipo en un chequeo continuo.		Mejorar el sistema de mantenimiento preventivo del Top Drive.	
Líquido de fluido de perforación por agujero en la línea del Stand Pipe.	Desgaste de Stand Pipe por tiempo de uso		Reparó Stand Pipe aplicando procedimiento de soldado		Revisar el estado del Stand Pipe antes de iniciar con la perforación		Hacer inspecciones frecuentes para asegurar el buen estado del Stand Pipe	

Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

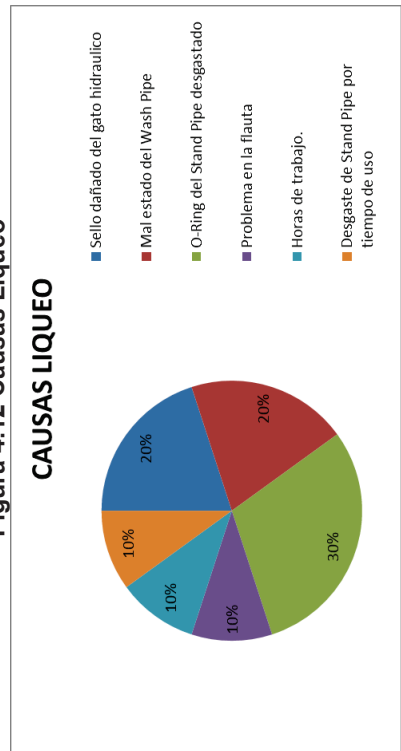
Figura 4.11 Acción Liqueo



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.12 Causas Liqueo



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Tabla 4.9 Casing 1

PROBLEMA	CAUSA	ACCION	LECCION APRENDIDA	RECOMENDACION
Revestidor de 13 3/8" apoyo @ 4667' MD sin pasar	Severos Dog Legs	Corto tubo liberándose llave de Cia. Frank's, se trabajó sarta a 4660' logrando salir despacio con 550 kibs hasta 4635' donde se restableció circulación.	Bajar despacio en zonas con severos dog legs	Analizar los surveys para observar zonas con Dog Legs severos que podrían dificultar la bajada del revestidor y así optimizar la operación por medio de la ubicación correcta de los centralizadores
Casing de 13 3/8" quedó a 79' (rat hole) del fondo de hoyo de 16"	Posibles derrumbes de carbones y lutitas de zona de Ortegua.	Incremento de peso - densidad inicial de fluido de perforación para la sección de la sección de 12 1/4", de 9.6 lpg a 10.0 lpg.	Incremento de peso de lodo de siguiente sección a perforar después de dejar un rat hole minimiza posibles síntomas de desestabilización de hoyo.	Mejorar diseño de fluido de perforación para control de lutitas y carbones de orteguaza
Baja casing circulando de 5250' a 5554' : Carbon en orteguaza	Presencia de carbon en orteguaza	Trabajó casing con circulación	Sistema de fluido Nativo no reúne las propiedades suficientes para mantener controlada a la formación Ortegua - Lutitas y zona de carbones.	Analizar cambio de diseño mecanico, punto de asentamiento de casing de 13 3/8".
Repara sistema de elevación del trabajadero del Csg.	Falla en el sistema de elevación del trabajadero	Reparó el sistema de elevación	Comprobar el apropiado funcionamiento del sistema antes de reiniciar las operaciones	Hacer las pruebas adecuadas para garantizar el correcto funcionamiento del sistema
Problemas de corrida de Casing	Apoyo en el centralizador hacia un lado del conductor de 20"	Soldador bisceló por dentro la parte del conductor de 20"	Biselar previamente para facilidad en la corrida de Casing	Evitar apoyos biscelando previamente el conductor, donde podría existir dificultad para corrida de Casing
Falla en el trabajadero durante la corrida del Csg de 13 3/8".	Daño en el trabajadero durante la corrida del Csg de 13 3/8".	Reparó provisionalmente con teclies.	Comprobar el apropiado funcionamiento del sistema antes de realizar operaciones de corrida de Csg.	Hacer las pruebas adecuadas para garantizar el correcto funcionamiento del sistema previo a las operaciones.
Empaquetamiento Casing 13 3/8"	Arcillas de Chalcana expuestas por intervalo largo de tiempo.	Trabajó la sarta arriba y abajo sin éxito, circuló y bombeó pldoras dispersas con 250 GPM y 500 PSI. Continué trabajando la sarta arriba y abajo nuevamente sin éxito. Bombeó 50 BLS de pldora dispersa con Nut Plug y circuló por 20 min; bombeó 50 BLS de pldora dispersa con Nut Plug y circuló un ciclo completo con 850 GPM y 380 PSI mientras trabajó la sarta arriba y abajo sin éxito. Rat hole de 568' de 16".	El hoyo de 16" debe ser revestido lo antes posible, las arcillas de Chalcana son muy susceptibles al tiempo de exposición.	Asegurar la adecuada limpieza y condiciones del agujero previo a la bajada del revestidor.

Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Tabla 4.10 Casing 2

Casing 13 3/8" no paso de 808'	Possible caída de carbones y material - arcilla	Realizó viaje de calibración	Si hoyo abierto tiene mas de 15 hrs de exposición después del último viaje o paso de broca recalibrar este hoyo	Viaje final - punto de casing de calibración previo corrida de casing debe ser realizado hasta superficie que cubra todo el hoyo de la sección perforada.
Se daño llave en las operaciones de corrida de CSG de 13 3/8".	Se rompio back up Tong. Dificultad de manobra (tuerce tubo) por no tener acoplada back up tong.	Retiro Back up Tong y bajo CSG solamente con la llave HYD	Probar equipo antes de su operacion en el pozo	Realizar un adecuado mantenimiento de los equipos. Realizar las respectivas inspecciones o certificaciones de control de calidad de las herramientas.
Falló equipo de corrida de Casing.	Atascamiento del elevador.	Desarmó y cambió herramientas.	Verificar la certificación de calidad de las herramientas y equipos que llegan al pozo.	Mantener en pozo back up de las herramientas como el stock necesario de repuestos para el remplazo inmediato que no afecten a la operación
Pega del Casing de 13 3/8" a 4954'.	Parada obligada de operación por daño de conexión de manífl de bombas de lodo - no permitia bombear fluido.	reparo conexión, no se pudo	Confirmar la limpieza adecuada del hoyo, previo a las operaciones de corrida del Csg mediante circulación de píldoras de limpieza.	Bombear y Circular píldoras de limpieza hasta retornos limpios en superficie para asegurar el asentamiento del Csg en la profundidad planificada.
Revestidor de 13 3/8" apoyó @ 4776' MD sin pasar	Zona de carbones en formacion orteguaza	Trabajó sarta para liberar con circulación y tensión, sin éxito	Carbones de Orteguaza no son controlados en hoyo de 16", pata Tumali punto de asentamiento de casing de 13 3/8" debe ser subido arriba de zona de carbones, para que estos sean controlados en el hoyo de 12 1/4".	Cambio de punto de asentamiento de casing de 13 3/8" a 100'-200' bajo tope de Orteguaza.

Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

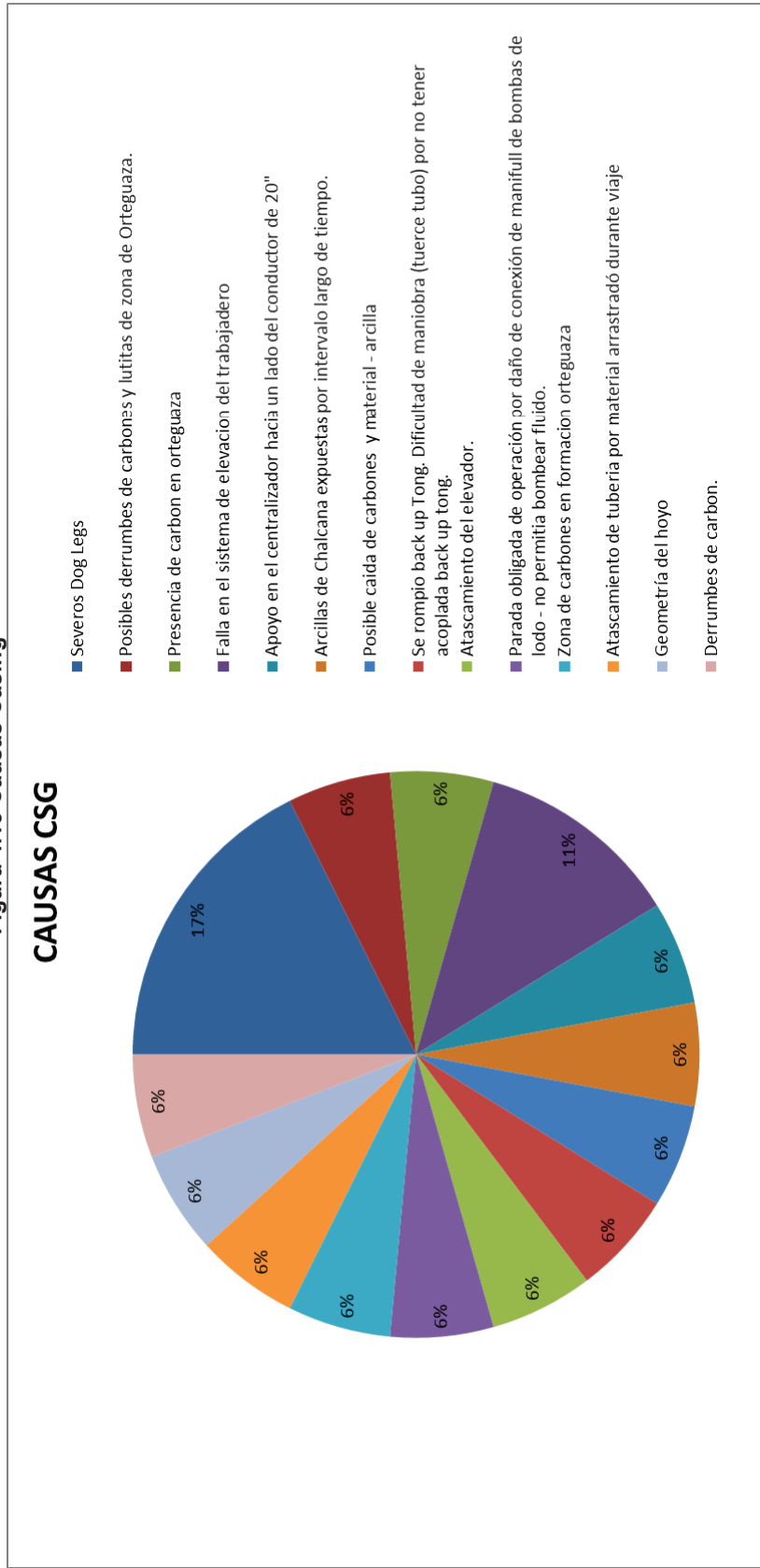
Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Tabla 4.11 Casing 3

Tubería atrapada a 4615' MD	Atascamiento de tubería por material arrastrado durante viaje	Trabaja tubería activando martillo hacia abajo	Material arrastrado producto del viaje produjo atascamiento al tensionar con mas de 30 klbs	En pozos de alto angulo > 40° y tangentes largas (4000' a mas 5000') si el overpull llega a 30 klbs, parar y circular con maximos parametros permisibles al menos 1 1/2 fondo arriba.
Revestidor de 13 3/8" apoyo @ 4667' MD sin pasar	Geometría del hoyo	Corto tubo liberándose llave de Cia. Frank's, se trabajo sarta a 4660' logrando salir despacio con 550 klbs hasta 4635' donde se restableció circulación.	Garantizar una buena limpieza del hoyo	Utilizar una adecuada concentración de inhibidor de arcillas. Optimizar los procedimientos operativos de bajada de Csg.
Revestidor de 13 3/8" apoyo @ 4667' MD sin pasar	Severos Dog Legs	Corto tubo liberándose llave de Cia. Frank's, se trabajo sarta a 4660' logrando salir despacio con 550 klbs hasta 4635' donde se restableció circulación.	Bajar despacio en zonas con severos dog legs	Analizar los surveys para observar zonas con Dog Legs severos que podrian dificultar la bajada del revestidor y así optimizar la operacion por medio de la ubicacion correcta de los centralizadores
Revestidor de 13 3/8" apoyo @ 4667' MD sin pasar	Severos Dog Legs	Corto tubo liberándose llave de Cia. Frank's, se trabajo sarta a 4660' logrando salir despacio con 550 klbs hasta 4635' donde se restableció circulación.	Bajar despacio en zonas con severos dog legs	Analizar los surveys para observar zonas con Dog Legs severos que podrian dificultar la bajada del revestidor y así optimizar la operacion por medio de la ubicacion correcta de los centralizadores
Revestidor de 13 3/8" apoyo a 5048' MD, sin pasar.	Derrumbes de carbon.	Se incremento el peso del lodo de 10.4 ppg a 12.4 ppg.	Controlar la reología optima en el fluido	refrescar un 40% del sistema de fluidos

Fuente: (Hidrocarburofero 2014)
Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.13 Causas Casing

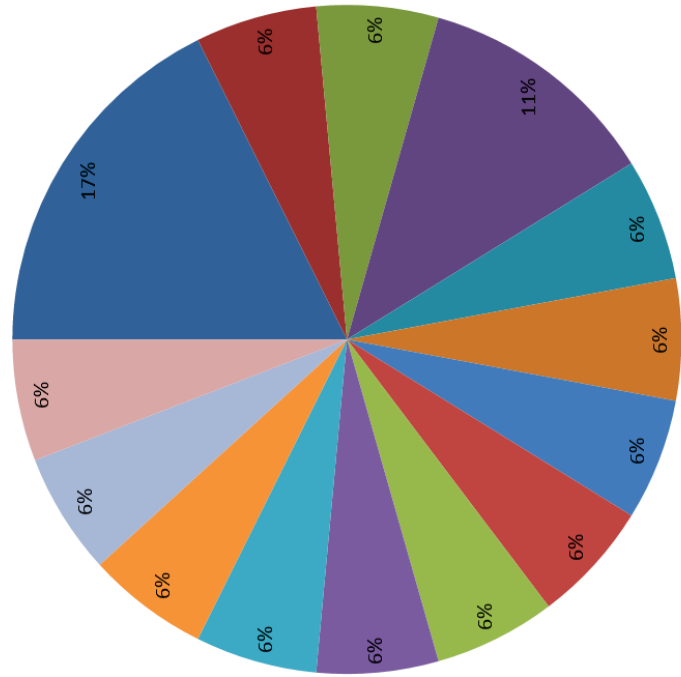


Fuente: (Hidrocarburiifero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.14 Acción Casing

ACCION CSG



Fuente: (Hidrocarburofero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

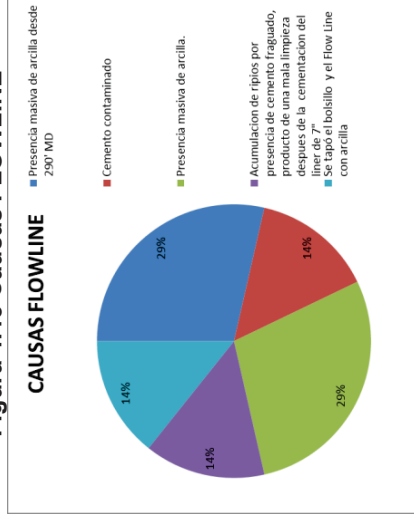
Tabla 4.12 Flowline

PROBLEMA	CAUSA	ACCION	LECCION APRENDIDA	RECOMENDACION
Taponamiento de la línea de flujo por presencia de Gumbo @ 473' MD.	Presencia masiva de arcilla desde 290' MD	Bombeo pildoras viscosas, limpio flow line y bolsillo en zarandas	Determinar oportunamente de la zona de boulders/conglomerado y realizar el cambio a fluido con Nitrato de Ca.	Analizar los pozos de correlacion para estimar la salida de boulders/conglomerado.
Taponamiento del flowline @ 461' MD	Presencia de arcilla	Destapo flauta y línea del possum belly	Determinar oportunamente la zona de boulders/conglomerado y realizar el cambio a fluido con Nitrato de Ca.	Analizar los pozos de correlacion para estimar la salida de boulders/conglomerado.
Flowline taponado	Cemento contaminado	Cortar flowline para realizar limpieza de cemento del interior	Verificar estado de flowline despues de los trabajos de cementacion.	Reforzar procedimientos de limpieza de flowline despues de operaciones de cementacion.
Taponamiento del Flow Line; se evidenció gran cantidad de cortes en el bolsillo y zarandas.	Presencia masiva de arcilla.	Limpio Flow Line.	Mantener una persona (zarandero) de forma continua limpiando las areas de posible aglomeración de arcilla (flow line, bolsillo).	Mantener el fluido lo más disperso posible y durante el bombeo de pildoras de limpieza mantener una bomba del taladro a los jets y la continua limpieza del bolsillo.
Taponamiento de la línea de flujo por presencia de Gumbo @ 1614' MD.	Presencia masiva de arcilla.	Limpio Flow Line y bolsillo en zarandas, bombeo una pildora viscosa	Mantener una persona (zarandero) de forma continua limpiando las areas de posible aglomeración de arcilla (flow line, bolsillo)	Mantener el fluido lo mas disperso posible y durante el bombeo de pildoras de limpieza mantener una bomba del taladro a los jets y la continua limpieza del bolsillo
Taponamiento del flowline a los 180'.	Acumulacion de rípios por presencia de cemento fraguado, producto de una mala limpieza despues de la cementacion del liner de 7".	Corto ventana en flowline, limpió cemento + rípios de flowline	Verificar la limpieza del flowline antes de realizar las operaciones de cementacion	Verificar visualmente que no queden restos de cemento dentro del flowline
Problemas de circulación en el Flow Line	Se tapó el bolsillo y el Flow Line con arcilla	Se sacó la sarta al Casing de 20" y se destapó	Monitoreo continuo en zarandas y parametros de perforación, bombeo de Pildoras.	Monitoreo Continuo en zaranda y en conexiones durante los primeros 500', adicional Bombeo de pildoras con viscosas.

Fuente: (Hidrocarburiifero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

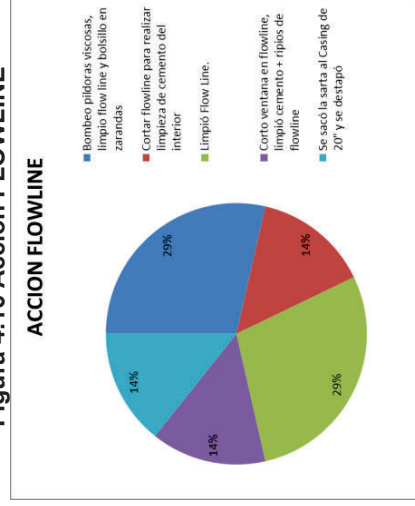
Figura 4.15 Causas FLOWLINE



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.16 Acción FLOWLINE



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

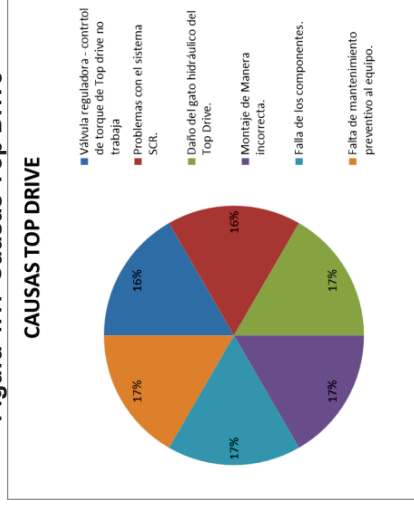
Tabla 4.13 Top Drive

PROBLEMA		CAUSA		ACCION		LECCION APRENDIDA		RECOMENDACION	
Top drive no torquee, no se puede realizar conexión	Válvula reguladora - control de torque de Top drive no trabaja	Sacó tubería a superficie y cambia válvula	Si es detectado problemas con el DTS, asegurar la operación y proceder con reparación.					Mejorar el sistema de mantenimiento preventivo del Top Drive.	
Posible daño en el Top Drive.	Problemas con el sistema SCR.	Chequeó Top Drive.	Si es detectado problemas con el Top Drive, asegurar la operación y proceder con reparación.					Mejorar el sistema de mantenimiento preventivo del Top Drive.	
Desconectó el gato hidráulico del Top Drive.	Daño del gato hidráulico del Top Drive.	Cambió gato hidráulico del Top Drive.	Mantener el equipo en un chequeo continuo.					Mejorar el sistema de mantenimiento preventivo del Top Drive.	
Desalineamiento Top Drive.	Montaje de Manera incorrecta.	Alineó el riel del Top Drive.	Realizar una adecuada verificación del correcto funcionamiento de los componentes.					Mantener un adecuado control de inspección de los sistemas del taladro para asegurar la continuidad de la operación	
Falla del sistema hidráulico de rotación de los brazos del Top Drive.	Falla de los componentes.	Reemplaza los elementos y corrige el defecto.	Los sistemas hidráulicos del taladro son susceptibles a fallas por trabajo y exposición de los elementos.					Programar durante los Rig Service inspecciones de los diferentes sistemas hidráulicos.	
Observó bloqueo del sistema del Top Drive.	Falta de mantenimiento preventivo al equipo.	Realizó desmontaje y montaje de la bomba hidráulica, motor eléctrico y chequeó sistema eléctrico de las partes del Top Drive.	Los componentes que están sometidos a mayor esfuerzo como el Top Drive necesitan un programa de mantenimiento preventivo más estricto.					Tener en locación el suficiente Stock de repuestos de los elementos más críticos y que están más propensos a fallar.	

Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

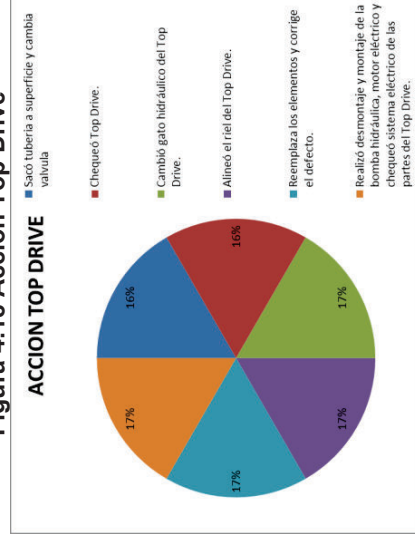
Figura 4.17 Causas Top Drive



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.18 Acción Top Drive



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

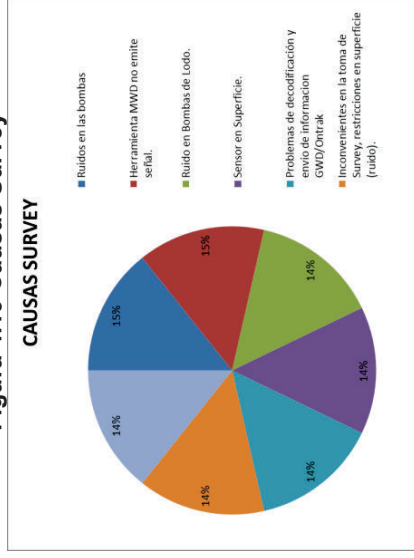
Tabla 4.14 Survey

PROBLEMA		CAUSA	ACCION	LECCION APRENDIDA	RECOMENDACION
Demora en tomar Survey.	Ruidos en las bombas	Se realizo mantenimiento		durante las operaciones de viaje se realiza el mantenimiento	Realizar constantemente el mantenimiento de estos equipos.
Intentó tomar Survey a 5541' MD sin éxito.	Herramienta MWD no emite señal.	Bombé 50 BLS de píldora dispersa y maniobré sarta para recuperar señal del MWD sin éxito, decidí sacar a superficie BHA #4.		No bajar herramienta alguna al pozo si las pruebas en superficie no son completamente satisfactorias.	Toda herramienta debe ser verificada apenas llega a la locación, todas deben tener su respectivo back up
Inconvenientes para toma de Survey.	Ruido en Bombas de Lodo.	Modificación de la Presión de los Dumper para minimizar el inconveniente más empaque en la bomba #1.		El subir la presión de Dumper a 1000 PSI minimizo el ruido para la toma de survey con menor problema.	Verificar los certificados de mantenimiento y realizar un chequeo continuo preventivo de cada componente con el suficiente stock de respuestos, ajustar desde inicio la presión de Dumper de las bombas a 1/3" de la presión de trabajo.
Intentando tomar Survey.	Sensor en Superficie.	Maniobra en superficie conectando y desconectando sensores de superficie toma Survey con éxito.		Maniobrar a diferentes caudales, revisar bombas de lodo e incrementar la presión de Dumpers.	Verificar el estado mecánico y eléctrico de los sensores y equipos del taladro.
Inconvenientes en toma de Survey a 1240ft, 2187ft	Problemas de decodificación y envío de información GWD/Ontrak	Se trabaja en equipo de superficie (Bombas), cambia frecuencias y realizó pruebas de Survey en cada una de las frecuencias y se reinstaló el sistema de decodificación.		El uso de estas herramientas minimizan el tiempo en comparación con herramientas convencionales, donde se deben identificar los inconvenientes durante esta corrida para su aplicación.	Buscar acciones para minimizar los problemas obtenidos durante el uso de GWD, con implementación del funcionamiento de forma individual y el acople de ambas herramientas.
Intentó tomar Survey a 2769' MD sin éxito.	Inconvenientes en la toma de Survey, restricciones en superficie (ruido).	Cia. Gyro Data armó herramientas y tomó Gyro confirmando los Surveys.		1) Verificar el correcto funcionamiento de las herramientas en superficie 2) Verificar los certificados de mantenimiento e inspección de las herramientas	Realizar un adecuado mantenimiento de las herramientas direccionales. Realizar las respectivas inspecciones o certificaciones de control de calidad de las herramientas.
Intentó tomar Survey sin éxito debido al ruido generado por las bombas del taladro.	Dampeners de las bombas en mal estado (no podían mantener su presión de trabajo). Bombas en malas condiciones.	Cargó Dampeners sin éxito, procedió a reemplazar sus elementos. Cambió asientos y válvulas de las bombas.		Los Dampeners deben estar cargados con nitrógeno y la presión de trabajo de los mismos ser constante. Los componentes de las bombas son muy susceptibles a daños por el trabajo al que se ven sometidos especialmente en la sección de 16".	Cada cambio de guardia verificar que la presión en los Dampeners sea la correcta. Tener un cronograma de mantenimiento preventivo a los elementos de las bombas de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.

Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

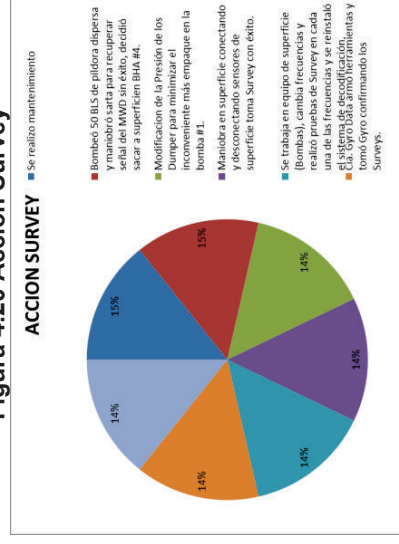
Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.19 Causas Survey



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)
 Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.20 Acción Survey



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)
 Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

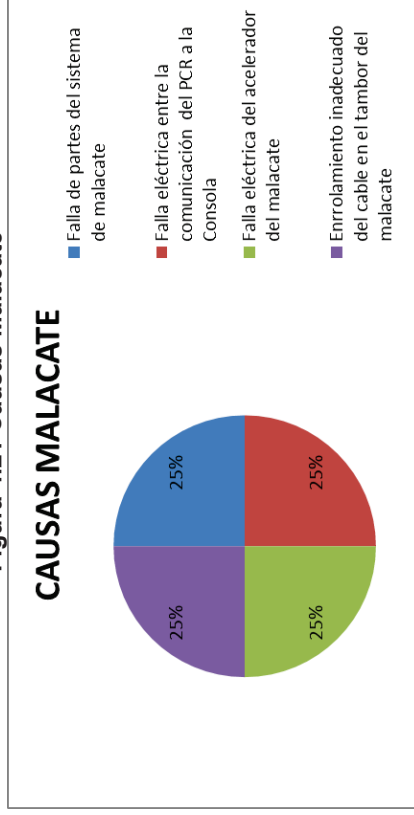
Tabla 4.15 Malacate

PROBLEMA	CAUSA	ACCION	LECCION APRENDIDA	RECOMENDACION
Falla del malacate	Falla de partes del sistema de malacate	1) Cambió bandas del freno del malacate 2) Cambió mangueras del enfriamiento del tambor 3) Calibró freno	Es necesario el monitoreo permanente del malacate para prevenir pérdidas de tiempo debido a fallas de los mismos	Mejorar la aplicación del programa de mantenimiento y mantener stock de repuestos
Problemas con el malacate	Falla eléctrica entre la comunicación del PCR a la Consola	Se reemplazó el conector completo	Mantener el equipo en un chequeo continuo.	Realizar mantenimiento preventivo.
Problemas con el malacate	Falla eléctrica del acelerador del malacate	Técnico eléctrico lo reparó	Mantener el equipo en un chequeo continuo.	Realizar mantenimiento preventivo.
Problema con cable del malacate	Enrollamiento inadecuado del cable en el tambor del malacate	Cortó parte dañada del cable del malacate	Mantener un monitoreo continuo del cable del malacate	Instruir al personal para realizar en una forma adecuada la maniobra de enrollamiento del cable

Fuente: (Hidrocarburoífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

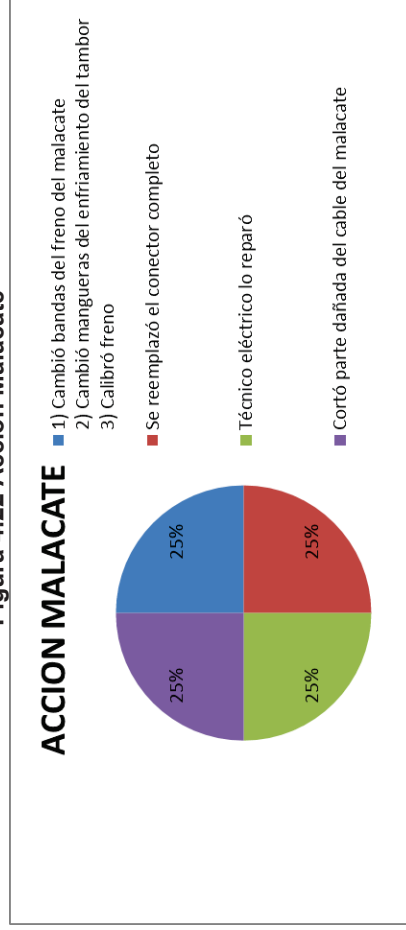
Figura 4.21 Causas Malacate



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.22 Acción Malacate



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

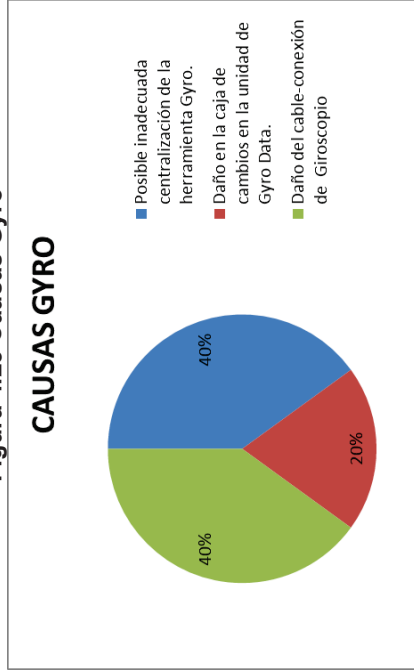
Tabla 4.16 Gyro

PROBLEMA		CAUSA		ACCION		LECCION APRENDIDA		RECOMENDACION	
Problemas tomando Gyro. Hta no pasó a 454' MD (a través del martillo).	Possible inadecuada centralización de la herramienta Gyro.	Cambió Martillo por uno nuevo	Verificar la correcta centralización de la Hta Gyro. Calibrar las herramientas del BHA previo a ser bajadas al pozo.	Todas las herramientas que se van a bajar al pozo deben ser calibradas y se debe llevar un registro de las especificaciones técnicas de las mismas (Verificar OD's e ID's).					
Problemas tomando Gyro. Hta no pasó a 454' MD (a través del martillo).	Possible inadecuada centralización de la herramienta Gyro.	Cambió Martillo por uno nuevo	Verificar la correcta centralización de la Hta Gyro. Calibrar las herramientas del BHA previo a ser bajadas al pozo.	Todas las herramientas que se van a bajar al pozo deben ser calibradas y se debe llevar un registro de las especificaciones técnicas de las mismas (Verificar OD's e ID's).					
Pérdida de señal de herramienta de giroscopio - Directsurvey	Daño del cable-conexión de Giroscopio	Realizó nuevas conexiones en el cable y regresó a fondo para continuar registros.	Realizar la inspección de todos los componentes de las herramientas previo a la operación.	Implementar un programa de inspección continuo de las herramientas tanto en la base como en pozo, para garantizar su funcionamiento durante las operaciones.					
Toma de Gyro sin éxito.	Daño en la unidad.	Cambió la unidad de Gyro Data.	Verificar la certificación de calidad de las herramientas y equipos que llegan al pozo.	Una vez identificado que el contador de profundidad fue el inconvenientes en esta sección, se acuerda tener repuesto de este tipo en locación para su remplazo inmediato.					
Intentó tomar Gyro a 632' MD sin éxito.	Daño en la caja de cambios en la unidad de Gyro Data.	Esperó y cambió unidad.	Verificar la certificación de calidad de las herramientas y equipos que llegan al pozo.	Realizar las pruebas necesarias de todas las herramientas, equipos y verificar el funcionamiento correcto de las mismas previo a ser llevadas al pozo, conjuntamente con un Back up en locación de los elementos mas fundamentales.					

Fuente: (Hidrocarburofero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

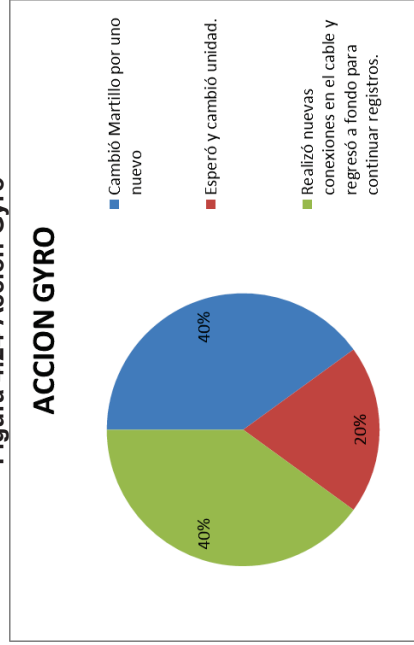
Figura 4.23 Causas Gyro



Fuente: (Hidrocarburerifero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.24 Acción Gyro



Fuente: (Hidrocarburerifero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

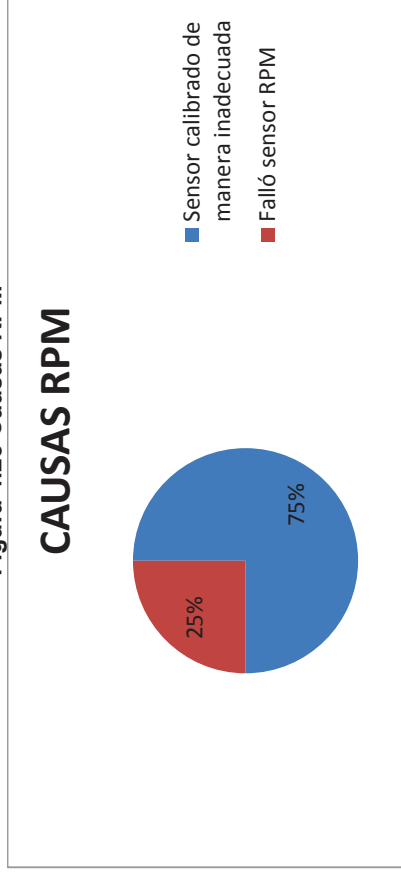
Tabla 4.17 RPM

PROBLEMA	CAUSA	ACCION	LECCION APRENDIDA	RECOMENDACION
Lecturas erróneas de RPM.	Falló sensor RPM	Reparó sensor RPM	Mantener el equipo en un chequeo continuo	Realizar mantenimiento preventivo
Falla del sensor de RPM	Sensor calibrado de manera inadecuada	Reparó y calibró sensor RPM	Antes de empezar las operaciones de perforación, verificar que todos los sensores se encuentren en perfecto funcionamiento	Realizar mantenimiento preventivo para evitar pérdidas de tiempo durante las operaciones
Sensor RPM da lecturas erróneas	Sensor calibrado de manera inadecuada	Reparó y calibró sensor RPM	Antes de empezar las operaciones de perforación, verificar que todos los sensores se encuentren en perfecto funcionamiento	Mantener un adecuado control de inspección de los sensores para asegurar la continuidad de la operación
Sensor RPM da lecturas erróneas	Sensor calibrado de manera inadecuada	Reparó y calibró sensor RPM	Antes de empezar las operaciones de perforación, verificar que todos los sensores se encuentren en perfecto funcionamiento	Mantener un adecuado control de inspección de los sensores para asegurar la continuidad de la operación

Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

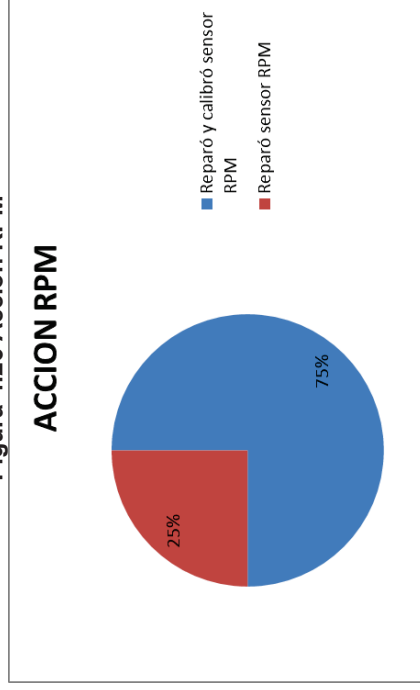
Figura 4.25 Causas RPM



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.26 Acción RPM



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

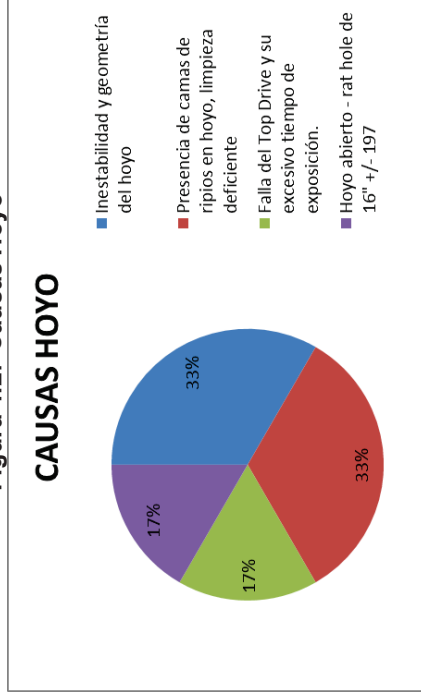
Tabla 4.18 HOYO APRETADO

PROBLEMA	CAUSA	ACCION	LECCION APRENDIDA	RECOMENDACION
Hoyo apretado @ 2575', 2306' y 2172' MD	Inestabilidad y geometría del hoyo	Trabajó en Backreaming el intervalo 2575'-2027' MD	Trabajar sarta adecuadamente con rotación y circulación para repasar y calibrar la zona afectada	Mejorar diseño de fluido de perforación, prácticas operacionales de ayuda para la limpieza durante la perforación, circulación y viajes de tubería.
Hoyo apretado durante el viaje de calibración	Inestabilidad y geometría del hoyo	POOH en Backreaming el intervalo 4841'-4050' MD	Prácticas operativas conservadoras deben ser aplicadas si el Backreaming se extiende por tramos mayores en el hoyo	Mejorar diseño de fluido de perforación, prácticas operacionales de ayuda para la limpieza durante la perforación, circulación y viajes de tubería.
Limpieza del hoyo abierto (4781' - 4978' MD) con BHA de 12 1/4"	Hoyo abierto - rat hole de 16" +/- 197	Bajó BHA y broca de 12 1/4" con rotación y bombeando píldoras viscosas para garantizar la limpieza del hoyo	Carbones de Orteguaza no son controlados en hoyo de 16", para Tumali punto de asentamiento de casing de 13 3/8" debe ser subido arriba de zona de carbonos, para que estos sean controlados en el hoyo de 12 1/4".	Cambio de punto de asentamiento de casing de 13 3/8" a 100'-200' bajo tope de Orteguaza.
Excesivo tiempo de exposición del hoyo sin ser calibrado.	Falla del Top Drive y su excesivo tiempo de exposición.	Realizó viaje no planeado de calibración.	Las zonas con arcillas plásticas como Chalcana necesitan ser revestidas lo antes posible o en su defecto ser calibradas constantemente.	Evitar que las zonas arcillosas estén expuestas por largos intervalos de tiempo ya que tienden a hincharse y presentar problemas durante los viajes/corrida de revestidor.
Limpieza ineficiente del hoyo	El fluido de perforación no acarreo los rípios hasta la superficie	Trabajó sarta con rotación y circulación hasta salir libre	Sistema de fluido Nativo no reúne las propiedades suficientes para acarrear el 100% de los rípios de perforación	Probar un fluido de perforación con propiedades diferentes y realizar pruebas de laboratorio con el fluido y los rípios de perforación encontrados en esta sección, a fin de encontrar el fluido mas apropiado
Puntos apretados y arrastre de 4271'-2354'	Presencia de camras de rípios en hoyo, limpieza deficiente	Trabajó sarta con rotación y circulación	Propiedades de fluido - reología no son suficientes para limpiar hoyo, ayudas operativas no fueron aplicadas de acuerdo a programa	Realizar pruebas de laboratorio en las que se haga reaccionar fluidos de perforación con diferentes concentraciones de arcilla y los rípios que encontramos en esta sección, a fin de obtener la concentración mas adecuada

Fuente: (Hidrocarburofero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

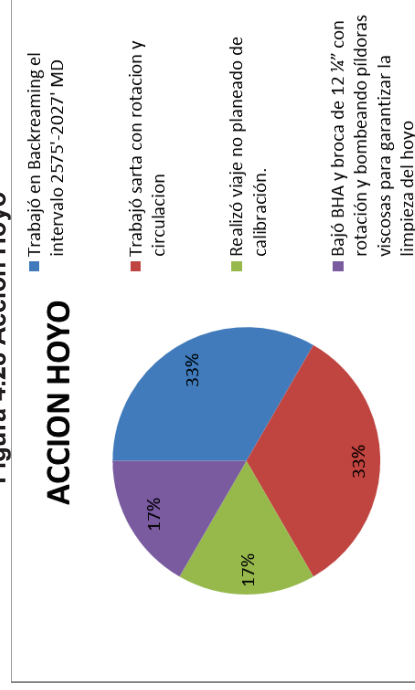
Figura 4.27 Causas Hoyo



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.28 Acción Hoyo



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

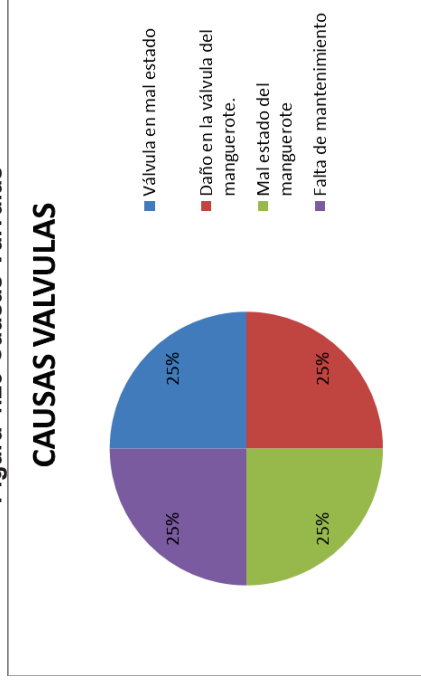
Tabla 4.19 VALVULAS Y MANGUERAS

PROBLEMA	CAUSA	ACCION	LECCION APRENDIDA	RECOMENDACION
Problemas con la válvula IBOP	Válvula en mal estado	Realizó reparación de la válvula, y mantuvo circulación con chiksan y cabeza de circulación	Mantener el equipo en un chequeo continuo	Supervisar aplicación de mantenimiento preventivo por parte de la compañía dueña del Rig..
Falla válvula del manguerote.	Daño en la válvula del manguerote.	Cambió válvula del manguerote.	Mantener el equipo en un chequeo continuo.	Generar un cronograma de mantenimiento de válvulas del equipo.
Ruptura del manguerote	Mal estado del manguerote	Se cambió el manguerote	Realizar una adecuada verificación del correcto funcionamiento de los componentes del taladro previo a iniciar las operaciones de perforación.	Implementar un adecuado Programa de mantenimiento de los componentes más críticos del Rig.
Falló manguera hidráulica del sistema de pistones de la Rotary Tong.	Falta de mantenimiento	Repara manguera de Rotary Tong.	Realizar una adecuada verificación del correcto funcionamiento de los componentes del Taladro previo a iniciar las operaciones de perforación.	Implementar un adecuado Programa de mantenimiento de los componentes más críticos del Rig.

Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

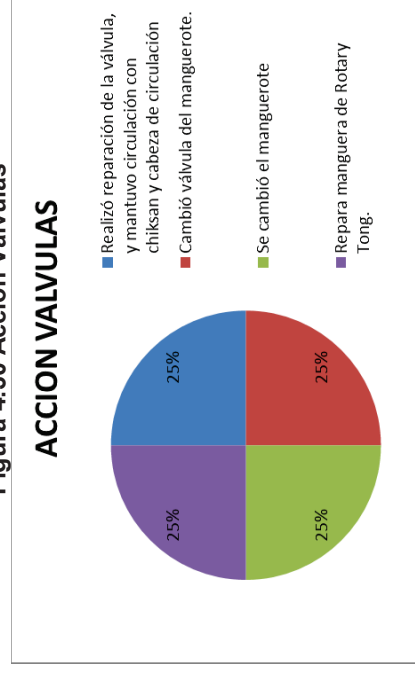
Figura 4.29 Causas Válvulas



Fuente: (Hidrocarburiifero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.30 Acción Válvulas



Fuente: (Hidrocarburiifero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

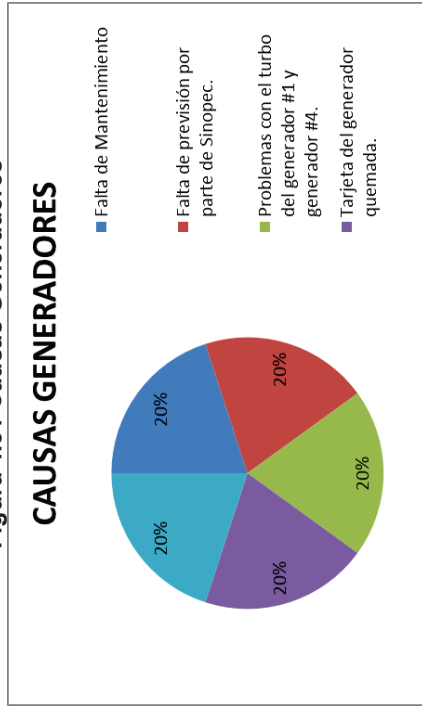
Tabla 4.20 GENERADORES

PROBLEMA		CAUSA		ACCION		LECCION APRENDIDA		RECOMENDACION	
Falló el generador eléctrico que abastece a los Campers de las compañías de servicio.	Falta de Mantenimiento	Reparó el generador eléctrico.	Los generadores deben estar operativos al 100% antes de iniciar la perforación.	Disponer en locación de todos los implementos necesarios para solucionar problemas con generadores.					
Generador#1 sin ser incorporado al sistema.	Falta de previsión por parte de Sinopec.	Trabaja en el SCR del generador #1 para asignarlo al sistema.	Los generadores deben estar operativos al 100% antes de iniciar la perforación.	Disponer en locación de todos los implementos necesarios para solucionar problemas con el SCR/generadores.					
Daño en generadores.	Problemas con el turbo del generador #1 y generador #4.	Cambió el sensor de presión de aceite del generador #1 y colocó al generador #4.	Exigir el cumplimiento de los protocolos de mantenimiento y si no existen exigir que se creen	El rig contratador debe tener un protocolo de mantenimiento para que los supervisores de taladro lo hagan cumplir y garanticen la operatividad del taladro. Verificar las competencias del personal técnico que se tiene en el Taladro y garantizar que la gente contratada cumpla con las mismas					
Dejó de funcionar el generador #5 que provee energía a M-Swaco, Weatherford y Petroken.	Tarjeta del generador quemada.	Bombeó tren de pildoras viscosas, circuló hasta retornos limpios y sacó BHA a superficie con bomba en 5902'-5895', 4320', 4039' y 3848' MD.	Exigir el cumplimiento de los protocolos de mantenimiento y si no existen exigir que se creen	El rig contratador debe tener un protocolo de mantenimiento para que los supervisores de taladro lo hagan cumplir y garanticen la operatividad del taladro Verificar las competencias del personal técnico que se tiene en el Taladro y garantizar que la gente contratada cumpla con las mismas					
Se incrementa temperatura del Generador 1	Falta de refrigeración del equipo	Se dio mantenimiento al generador	Es necesario el monitoreo permanente de los generadores para prevenir pérdidas de tiempo debido a fallas de los mismos	Implementar un adecuado Programa de mantenimiento. Mantener un generador de backup para dar continuidad a la operación.					

Fuente: (Hidrocarburofero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

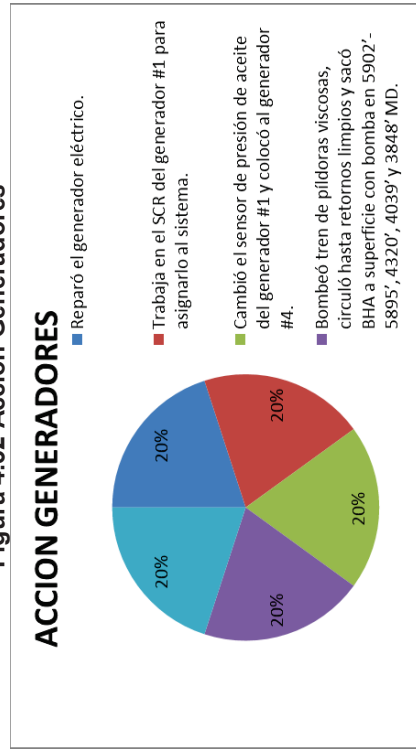
Figura 4.31 Causas Generadores



Fuente: (Hidrocarburiifero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.32 Acción Generadores



Fuente: (Hidrocarburiifero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

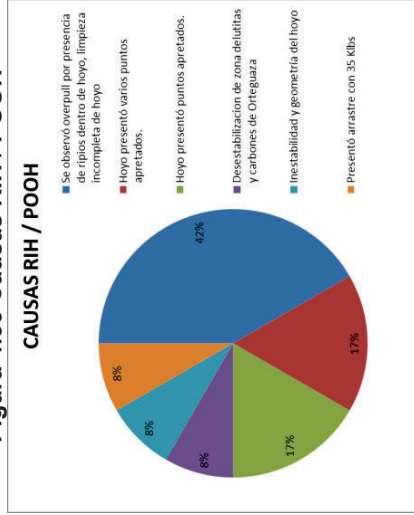
Tabla 4.21 RIH

PROBLEMA	CAUSA	ACCION	LECCION APRENDIDA	RECOMENDACION
RIH rimando entre 5430'-5470'	Acumulacion de rípos dentro de zona tangente de hoyo	Trabajó sarta con circulación y rotación	Maximizar parametros de perforacion y de circulación. Circulaciones intermedias con bombeo de tren de piladoras dispersa + viscosa.	1) Utilizar flujo maximo de 950-1050 GPM para perforar esta seccion. 2) maximo RPM de rotaria permitido pos motores (80-100), optimizar propiedades de fluido de perforacion.
RIH Casing con bomba	Desestabilizacion de zona delutitas y carbones de Orteguaza	Trabajar casing con peso y caudal, rockeando tubería, sin éxito.	Tipo y propiedades de fluido de perforacion no fueron suficientes para controlar desestabilizacion de lutitas y carbones de Orteguaza, especialmente para este tipo de pozos de lato angulo.	Rediseñar el fluido de perforacion para pozos de lato angulo y del area de Tumali y Tangay que tienen presente zonas de carbones extensas en la formacion Orteguaza.
RIH rimando entre 2750'-2976' y 3188'-3467' MD.	Hoyo presentó varios puntos apretados.	Trabajó sarta con circulación y rotación.	Controlar la reología optima en el fluido	refrescar un 40% del sistema de fluidos
RIH rimando entre 2945'-3456' MD.	Hoyo presentó puntos apretados.	Trabajó sarta con circulación y rotación.	Garantizar un galonaje de 1000 para asegurar la limpieza del pozo	Galonaje en esta seccion minimo de 1000
POOH lavando tramos entre 5400'-3200'	Acumulacion de rípos dentro de zona tangente de hoyo	Trabajó sarta con circulación y rotación	Maximizar parametros de perforacion y de circulación. Circulaciones intermedias con bombeo de tren de piladoras dispersa + viscosa.	1) Utilizar flujo maximo de 950-1050 GPM para perforar esta seccion. 2) maximo RPM de rotaria permitido pos motores (80-100), optimizar propiedades de fluido de perforacion.
POOH BHA # 4, Backreaming de 5450'-5195' ; 3315-2959'	Inestabilidad y geometría del hoyo	Trabajó sarta con circulación y rotación para acondicionar hoyo	Garantizar una buena limpieza del hoyo	Utilizar una adecuada concentración de inhibidor de arcillas. Optimizar procedimientos operativos de bajada de revestidor
POOH con backreaming de 4730' a 4280'	Presentó arrastre con 35 Klbs	Sacó con bomba y rotaria	Acondicionar el hoyo previo a la corrida del revestidor en todos sus tramos	Mantener la buena imbibición de las arcillas con las concentraciones de Calcio dentro de 1500 ppm.
POOH con backreaming de 4615' a 2800' MD	Posible cerramiento de hoyo y presencia de material - rípos en zona tangente del hoyo	POOH tubería con backreaming, 900-1000 gpm y 70 rpm., maximo overpull permitido 30 klbs.	Practicas operativas de circulación propiedades de fluido de perforacion no son suficientes para limpieza del hoyo	Rediseñar fluido de perforacion y optimizacion a de practicas operativas tanto de perforacion como de circulación que mejoren la limpieza de hoyo.
POOH BHA #4 en Back Reaming desde 5260' hasta 4596' MD.	Hoyo presentó varios puntos apretados.	Trabajó sarta con circulación y rotación. Acondiciono fluido de perforación.	Practicas operativas conservadoras deben ser aplicadas si backreaming se extiende por tramos mayores en el hoyo.	Adecuar el fluido de perforacion, prácticas operacionales de ayuda para la limpieza durante la perforación, circulación y viajes de tubería.

Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

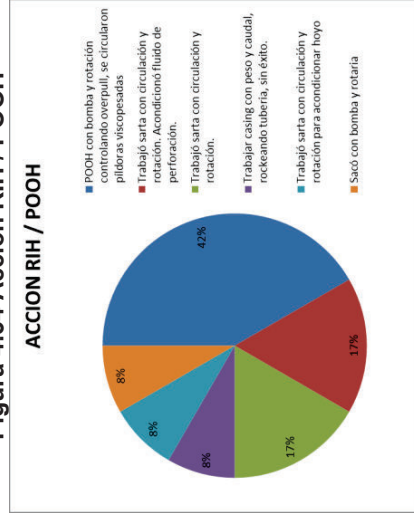
Figura 4.33 Causas RIH / POOH



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.34 Acción RIH / POOH



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

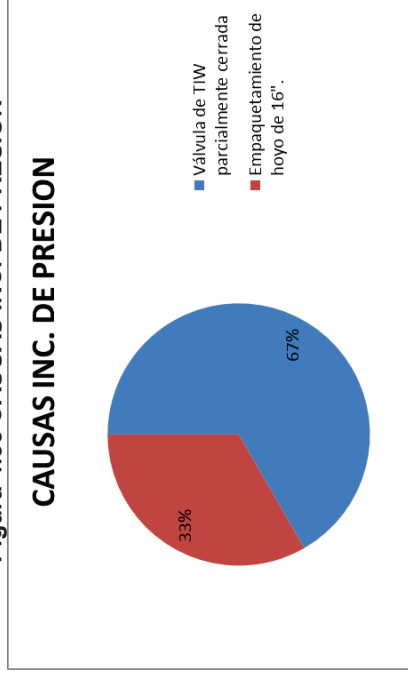
Tabla 4.22 INCREMENTO DE PRESIÓN

PROBLEMA	CAUSA	ACCION	LECCION APRENDIDA	RECOMENDACION
Incremento de presión durante operación de presión y posterior presencia de cemento dentro del Csg. de 13 3/8" desde 2451'.	Em paquetamiento de hoyo de 16".	Bombeo cemento con presión controlada - max 2000 psi hasta que se cumpla tiempo de bombeabilidad de lechada.	Incrementar tiempo de bombeabilidad de cemento	Verificar calidad de tubería de revestimiento
Incremento de Presión @ 1024' MD	Válvula de TIW parcialmente cerrada	Saco BHA a superficie, chequeó válvula TIW, regreso a fondo y bombeo pildoras viscosas	Chequear las herramientas del BHA previo a ser bajadas al pozo	Probar las herramientas de la sarta de perforación a medida que se esta bajando al pozo
Incremento de Presión @ 1024' MD	Válvula de TIW parcialmente cerrada	Saco BHA a superficie, chequeó válvula TIW, regreso a fondo y bombeo pildoras viscosas	Chequear las herramientas del BHA previo a ser bajadas al pozo	Probar las herramientas de la sarta de perforación a medida que se esta bajando al pozo

Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

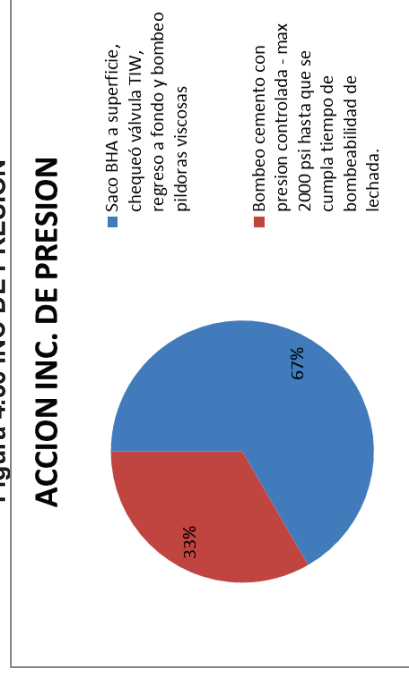
Figura 4.35 CAUSAS INC. DE PRESIÓN



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.36 INC DE PRESIÓN



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

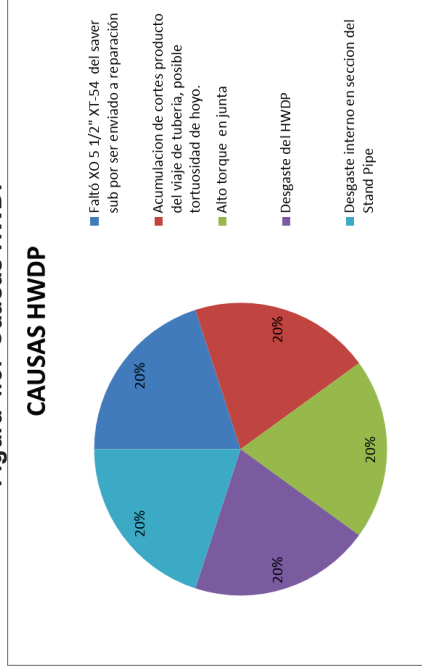
Tabla 4.23 HWDP & DP

PROBLEMA		CAUSA		ACCION		LECCION APRENDIDA		RECOMENDACION	
Inconvenientes para armar los HWDP 5" con DP de 5 1/2".	Faltó XO 5 1/2" XT-54 del saver sub por ser enviado a reparación		Utilizó Saver Sub de 4 1/2" JF		Realizar un monitoreo apropiado de las herramientas enviadas a reparación. Verificar con suficiente tiempo de anticipación la disponibilidad de herramientas requeridas para las operaciones.		Tener a disposición herramientas de backup		
Puntos de asentamiento de tubería a 3348'	Acumulación de cortes producto del viaje de tubería, posible tortuosidad de hoyo.		RH reaming de 3348' a 5628' MD		Si asentamiento de sarta llega a 20 klbs, bajar con bomba		Revisar diseño de fluido de perforación y optimizar practicas operacionales.		
1. Junta de DrillPipe averiado a 6523' MD.	Alto torque en junta		Cambió junta averiada por una nueva.		Buen funcionamiento de la llave hidráulica.		Reparar la llave hidráulica y si continúan los problemas con ésta, se recomienda cambiar de llaves.		
Washout en HWDP	Desgaste del HWDP		Cambió la junta de HWDP.		Verificar el estado de las HWDP previo al armado de la sarta.		Cumplir con los programas de inspección, mantenimiento y reparación de las tuberías (DP, HWDP, DC's) de acuerdo a las especificaciones técnicas de las mismas.		
Reventon de línea del Stand Pipe @ 5755' MD	Desgaste interno en sección del Stand Pipe		Cambio sección desgastada del Stand Pipe por una mangera de alta presión (adecuación temporal). Y luego se instalo un codo modificado en el Stand Pipe. Se realizo las pruebas respectivas de presión. OK.		Se realizo inspeccion ultrasonica y de particulas de la linea vertical (de la torre) y horizontal (desde las bombas) del Stand Pipe.		Realizar mantenimientos continuos y trabajos de inspeccion del Stand Pipe		

Fuente: (Hidrocarburerifero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

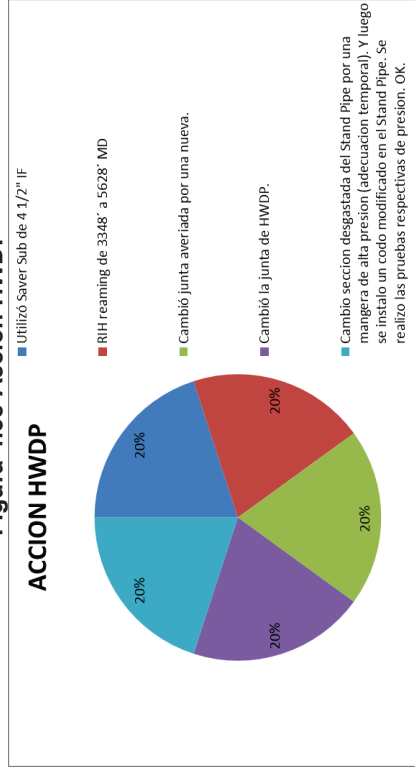
Figura 4.37 Causas HWDP



Fuente: (Hidrocarburiifero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.38 Acción HWDP



Fuente: (Hidrocarburiifero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

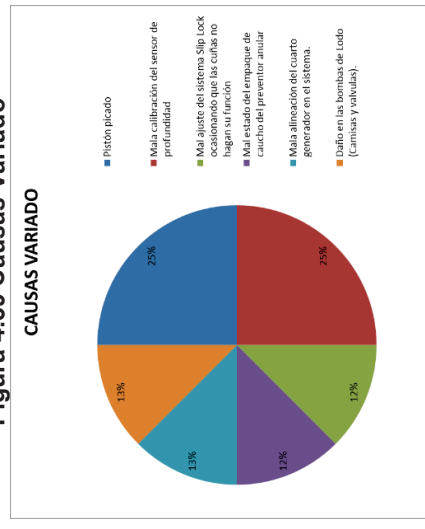
Tabla 4.24 POTENCIA, PISTON, SENSOR, BOP

PROBLEMA		CAUSA		ACCIÓN		LECCION APRENDIDA		RECOMENDACION	
POTENCIA	Pérdida de potencia Hidráulica.	Daño en las bombas de Lodo (Camisas y valvulas).	Reparó bombas de lodo.	Verificar los certificados de mantenimiento e inspección de las bombas previo al inicio de las operaciones	Implementar un adecuado Programa de mantenimiento. Mantener un stock apropiado de repuestos.				
	Variación de la potencia del sistema.	Mala alineación del cuarto generador en el sistema.	Chequeó el sistema eléctrico del SCR.	Reforzar la comunicación interna para evitar complicaciones operacionales.	Mantener la comunicación entre los supervisores, mecanicos y electricos para evitar complicaciones operativas.				
PISTON	Falla del pistón.	Pistón picado	Reparó bombas de lodo.	Es necesario el monitoreo permanente de las bombas para prevenir pérdidas de tiempo debido a fallas de las mismas.	Mantener el porcentaje de solidos lo mas bajo posible en el sistema.				
	Falla del pistón.	Pistón picado	Reparó bombas de lodo.	Es necesario el monitoreo permanente de las bombas para prevenir pérdidas de tiempo debido a fallas de las mismas.	Mantener el porcentaje de solidos lo mas bajo posible en el sistema.				
SENSOR	Instalación del sensor de profundidad	Mala calibración del sensor de profundidad	Se reinstaló el sensor de profundidad	Previamente realizar una adecuada calibración y verificación del sensor de profundidad	Previó a la operación realizar la calibración y verificación del sensor de profundidad				
	Instalación del sensor de profundidad	Mala calibración del sensor de profundidad	Se reinstaló el sensor de profundidad	Previamente realizar una adecuada calibración y verificación del sensor de profundidad	Previó a la operación realizar la calibración y verificación del sensor de profundidad				
BOP	Se levanta sección "A" al realizar prueba de BOP's	Mal ajuste del sistema Slip Lock ocasionando que las cuñas no hagan su función	Se corrigió el problema soldando la sección A del cabezal al casing de 13 3/8"	El uso de llaves manuales no asegura el ajuste adecuado de los pernos en el cabezal	Usar llaves neumáticas o hidráulicas para garantizar el ajuste correcto de los pernos				
	Probó anular de BOP, sin éxito	Mal estado del empaque de caucho del preventor anular	Cambió ampaque de caucho	Verificar los certificados de mantenimiento e inspección del BOP previo a las operaciones	Implementar un adecuado programa de mantenimiento de los componentes más críticos del Rig				

Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

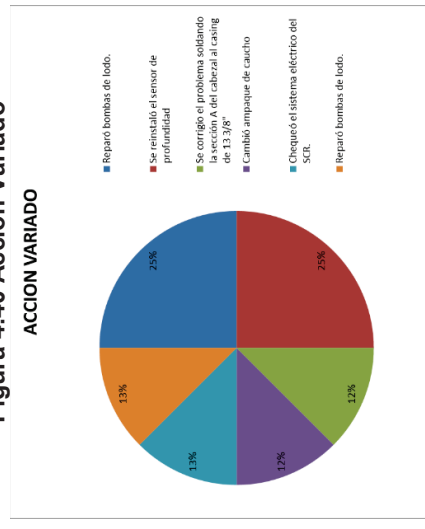
Figura 4.39 Causas Variado



Fuente: (Hidrocarburiifero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.40 Acción Variado



Fuente: (Hidrocarburiifero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

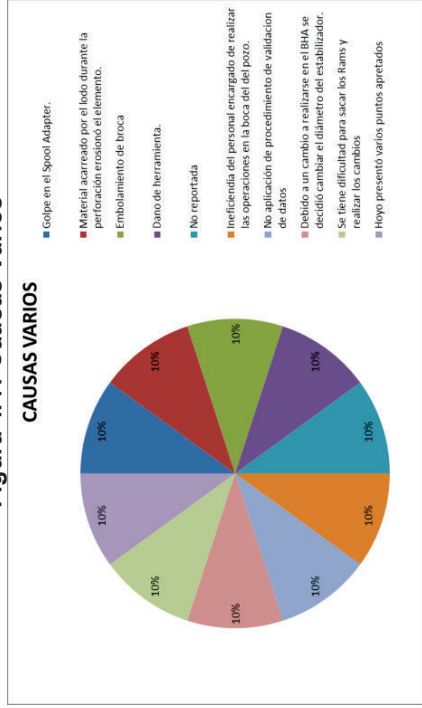
Tabla 4.25 VARIOS

PROBLEMA	CAUSA	ACCION	LECCION APRENDIDA	RECOMENDACION
Fuga entre la sección "A" y Spool Adapter.	Golpe en el Spool Adapter.	Reparó válvula del Inside BOP / Fuga entre la sección "A" y Spool Adapter, repitió prueba del BOP.	Verificar la integridad de los elementos del BOP antes de armarlos.	Realizar inspecciones periódicas de los elementos.
Observó filtración de lodo entre la camisa y línea del Flow Line; sacó BHA hasta 250 MD y reparó Flow Line.	Material acarreado por el lodo durante la perforación erosionó el elemento.	Reparó la línea soldando una sección metálica.	El material acarreado por el lodo de perforación puede junto con el tiempo erosionar los elementos.	Inspeccionar periódicamente el estado de los elementos por donde el lodo fluye y establecer programas de mantenimiento preventivo.
Baja ROP a 180'.	Embolamiento de broca	POOH BHA a superficie y limpió la broca para continuar con la perforación	No ejecutar los WOB & ROP promedios recomendados, si el WOB es alto la posibilidad de embolamiento de broca es alto ya que los caudales que se manejan a esta profundidad son bajos y no ayudan a la limpieza de la broca.	WOB no mayor de 5 klbs en los primeros 400' mientras el galoneje (200-550) no sea normalizado.
Falla enrosque con la llave hidráulica	Dano de herramienta.	Realizó torqueo de juntas con llave de potencia	Probar la llave hidráulica previo a cualquier operación de bajada de tubería	Aplicar programa de mantenimiento preventivo.
Falla eléctrica en caseta SCR	No reportada	Reparó daño y se recuperó la energía total del rig	Realizar la revision y mantenimiento periodico de los componentes mas criticos del Rig. Mantener un monitoreo continuo del programa de mantenimiento preventivo.	Implementar un adecuado programa de mantenimiento.
Demoró operaciones en la boca del pozo.	Ineficiencia del personal encargado de realizar las operaciones en la boca del pozo.	Limpio canaletas, tanque y Flow Line.	Realizar la limpieza de tanques antes de iniciar la operación.	Chequear que todos los equipo estén en optimas condiciones antes de aceptar el equipo e iniciar operaciones
Lecturas diferentes de inclinacion a la misma profundidad	No aplicación de procedimiento de validacion de datos	Toma de registro adicional de inclinacion Gyro, verificando alineamiento de sarta	No aplicación de procedimientos dan lugar a realización de trabajos no necesarios.	Revisión de procedimientos por parte del personal de Directsurvey y D&M
Esperó por estabilizador de 15 1/4".	Debido a un cambio a realizarse en el BHA se decidió cambiar el diámetro del estabilizador.	Se envía el estabilizador desde la base pero no llega a tiempo.	Cuando la tendencia del ensamble no sea la esperada durante la perforación preparar el plan de contingencia lo antes posible y prever el tiempo que conllevaría ejecutarlo.	Contar en locación con las herramientas necesarias en caso de presentarse contingencias, esto en base a las lecciones aprendidas en los anteriores pozos.
Exceso de tiempo en cambio de Rams.	Se tiene dificultad para sacar los Rams y realizar los cambios	Cambió los Rams superiores e inferiores de 5" a 5 1/2".	Realizar el proceso de Cambio antes de colocar el BOP y estar preparado antes del Cambio con las Htas y personal de forma adecuada.	Planificar el Cambio de Rams que permita optimizar tiempos en este proceso.
Arrastre de tubería en viaje de acondicionamiento	Hoyo presentó varios puntos apretados	Sacó con bomba y rotaria	Prácticas operativas conservadoras deben ser aplicadas si backreaming se extiende por tramos mayores de hoyo	Mejorar diseño de fluido de perforación, prácticas operacionales de ayuda para la limpieza durante perforación, circulación y viajes de tubería

Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

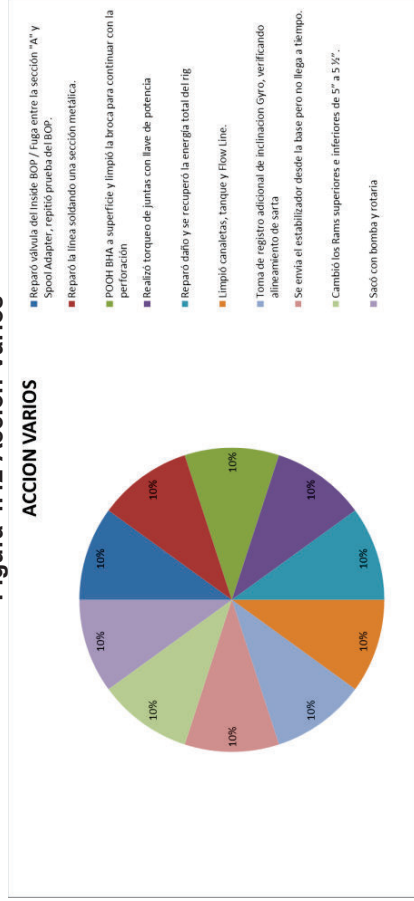
Figura 4.41 Causas Varios



Fuente: (Hidrocarburiifero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.42 Acción Varios



Fuente: (Hidrocarburiifero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Tabla 4.26 VARIOS 2

PROBLEMA	CAUSA	ACCION	LECCION APRENDIDA	RECOMENDACION
Tiempo extra en el armado del BHA + GWD	Longitud y Peso de herramientas hacen que se dificulte el armado.	Se identifica los riesgos con todas las personas involucradas en el proceso y permite mejorar el armado y pruebas	Establecer un procedimiento completo entre el personal involucrado previo al armado de las mismas.	Se requiere realizar reuniones con todo el personal involucrado en las operaciones de armado, programación y toma de survey, de esta manera optimizar los tiempos.
Taponamiento de línea de flujo por bloque de cemento	Falta de limpieza del equipo	Cuadrilla trabajó para destaponar y limpiar la línea de flujo	Se debe asegurar la limpieza de todos los componentes del equipo previo al inicio de las operaciones de perforación	Realizar una limpieza completa de todos los componentes del equipo de perforación, prestando especial atención a tanques y línea de flujo
Falla del elevador de 350 Ton.	Perno del sistema de activación cuñas dañado.	Reparó elevador de 350 Ton.	Verificar los certificados de mantenimiento e inspección de las herramientas.	Realizar un adecuado mantenimiento del elevador. Realizar inspecciones o certificaciones de control de calidad de las herramientas.
SopORTE de los rieles en mala condición.	Falta de mantenimiento.	Reparó soporte de los rieles del Top Drive.	Se deben revisar los elementos del equipo periódicamente.	Durante cada Rig Service programar la inspección/repación de los diferentes elementos.
Problema al realizar desconexión entre XO y Monel de 8"	Rosca del XO dañada	Quebró XO el cual sale unido al monel hacia la ratonera	Mantener el equipo en un chequeo continuo	Realizar mantenimiento preventivo
Se quedó parte del Test Plug en la sección de 13 3/8"	Mala operación.	Desarmó BOP y recuperó parte del Test Plug de 13 3/8"; armó y probó BOP.	No Tensionar bruscamente el Test plug al momento de recuperarlo.	Levantar suavemente el Test Plug una vez finalizada la prueba.

Fuente: (Hidrocarburoífero 2014)

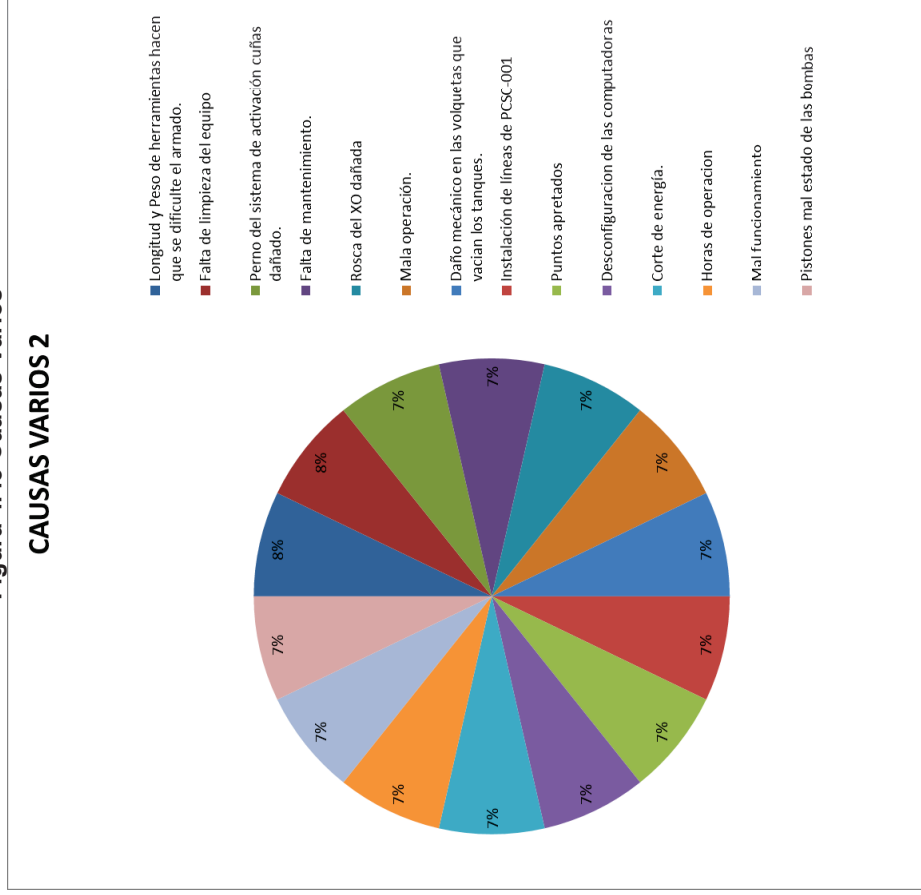
Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Rebosó los Catch Tanks.	Daño mecánico en las volquetas que vacían los tanques.	Suspendió las operaciones de perforación hasta reparar las volquetas.	Optimizar el funcionamiento de las zarandas para minimizar la pérdida de lodo	Utilizar mallas con un mesh mas grande
Stand By	Instalación de líneas de PCSC-001	Esperar	No programación de trabajos ajenos a perforación para operaciones por seguridad	Mejor planeación de trabajos simultáneos en locaciones donde se este perforando.
Viaje corto de calibración no planeado de 5554` a 5100` (orteguaza)	Puntos apretados	Trabajó sarta con circulación y rotación para acondicionar hoyo	Garantizar una buena limpieza del hoyo	Utilizar una adecuada concentración de inhibidor de arcillas. Optimizar procedimientos operativos de bajada de revestidor
Falta de comunicación entre las computadoras y el equipo direccional	Desconfiguración de las computadoras	Configuro sistema en superficie	Probar comunicación previo a armar y bajar el BHA	Realizar un adecuado mantenimiento de los equipos y sistemas de superficie
Black Down	Corte de energía.	Personal eléctrico revisó el SCR y activan nuevamente la energía.	Realizar los servicios de mantenimiento del SCR cada 24 horas detalladamente.	Implementar un adecuado programa de mantenimiento de todo el sistema de generación de energía del taladro y realizar reemplazos de los componentes en caso de ser necesario.
Variación de frecuencia.	Horas de operación	Chequeó VFD.	Mantenimiento preventivo	Mantenimiento preventivo
Horas de funcionamiento	Mal funcionamiento	Cambió gato del Top Drive.	Mantener el equipo en un chequeo continuo.	Mejorar el sistema de mantenimiento preventivo del Top Drive.
Variación de presión.	Pistones mal estado de las bombas	Cambio de pistones	Realizar mantenimiento preventivo.	Mantener Solidos de baja gravedad lo mas bajo posible.

Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

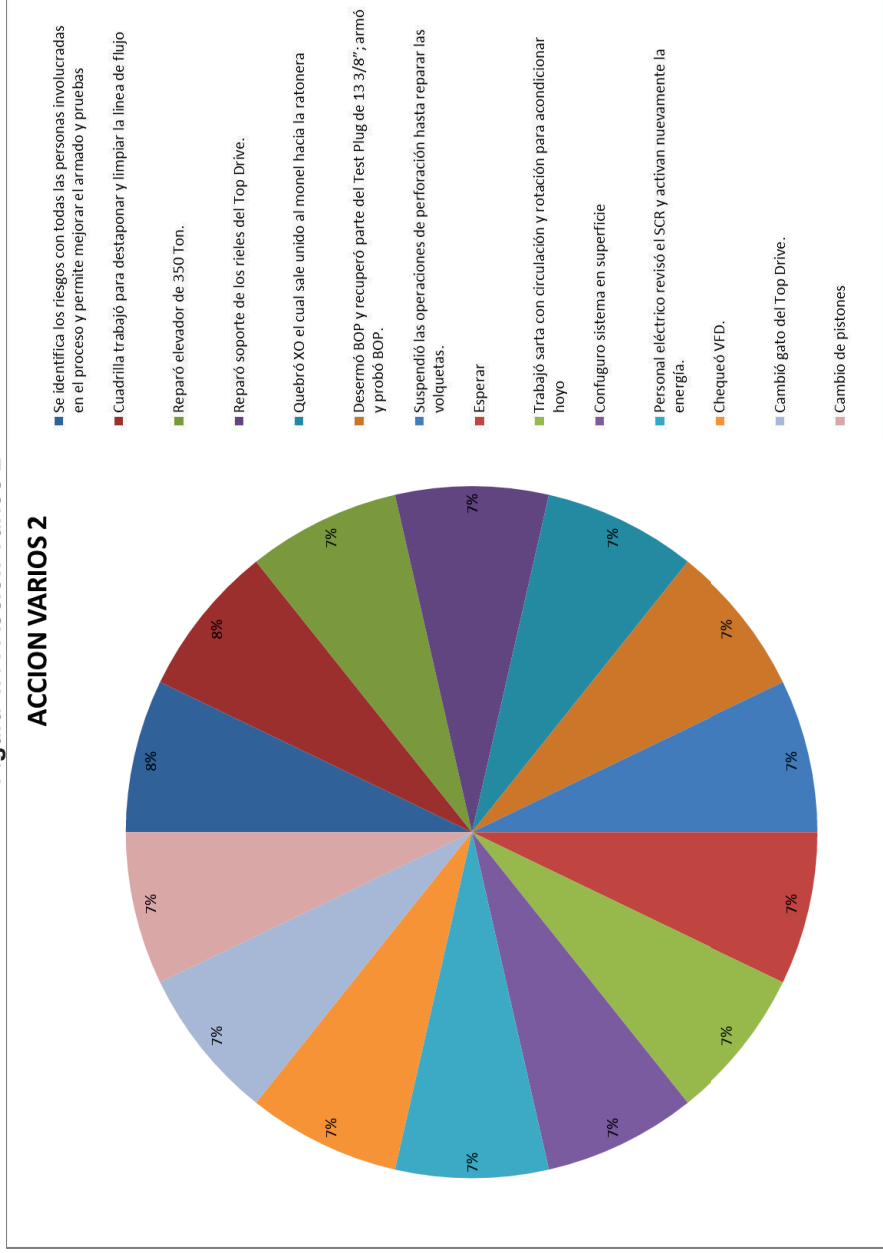
Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.43 Causas Varios



**Fuente: (Hidrocarburofifero 2014)
Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel**

Figura 4.44 Acción Varios 2



Fuente: (Hidrocarburofero 2014)
 Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Resultados obtenidos después del análisis de los pasteles gráficos en la sección de 16”

- Realizar mantenimientos preventivos y continuos del TDS y realizar un adecuado control de inspección de los sistemas del taladro.
- Realizar mantenimiento preventivo previo al asentamiento del wear bushing y hacer las pruebas necesarias de todas las herramientas y equipos para verificar el funcionamiento correcto de las mismas previo a ser llevadas al pozo.
- Verificar la hermeticidad de las conexiones de las bombas previo al inicio de operaciones; para esto utilizar pruebas de presión en las conexiones; además realizar un mantenimiento preventivo y tener un stock apropiado de repuestos.
- Realizar un adecuado mantenimiento de las herramientas direccionales, y mantener las respectivas inspecciones o certificaciones de control de calidad de las herramientas. Si las pruebas no son completamente satisfactorias no bajar ninguna herramienta al pozo.
- Implementar un adecuado programa de mantenimiento. Mantener una bomba de backup para dar continuidad a la operación y tener un stock apropiado de repuestos.
- Realizar mantenimiento preventivo del Top Drive para prevenir cualquier tipo de liqueo, y realizar inspecciones frecuentes para asegurar el buen estado del stand pipe
- Hacer las pruebas adecuadas para garantizar el correcto funcionamiento del sistema
- Bombear y Circular píldoras de limpieza hasta retornos limpios en superficie para asegurar el asentamiento del Csg en la profundidad planificada.

- Reforzar procedimientos de limpieza de flowline después de operaciones de cementación
- Monitoreo Continuo en zaranda y en conexiones durante los primeros 500', adicional Bombeo de píldoras con viscosas.
- Programar durante los Rig Service inspecciones de los diferentes sistemas hidráulicos.
- Verificar el estado mecánico y eléctrico de los sensores y equipos del taladro.
- Buscar acciones para minimizar los problemas obtenidos durante el uso de GWD, con implementación del funcionamiento de forma individual y el acople de ambas herramientas.
- Cada cambio de guardia verificar que la presión en los Dampeners sea la correcta. Tener un cronograma de mantenimiento preventivo a los elementos de las bombas de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.
- Realizar mantenimiento preventivo del malacate e Instruir al personal para realizar en una forma adecuada la maniobra de enrollamiento del cable
- Todas las herramientas que se van a bajar al pozo deben ser calibradas y se debe llevar un registro de las especificaciones técnicas de las mismas (Verificar OD's e ID's).
- Mantener un adecuado control de inspección de los sensores RPM para asegurar la continuidad de la operación y realizar mantenimiento preventivo
- Realizar pruebas de laboratorio en las que se haga reaccionar fluidos de perforación con diferentes concentraciones de arcilla y los ripios que encontramos en esta sección, a fin de obtener la concentración más

adecuada

- Evitar que las zonas arcillosas estén expuestas por largos intervalos de tiempo ya que tienden a hincharse y presentar problemas durante los viajes/corrida de revestidor.
- Generar un cronograma de mantenimiento de válvulas del equipo.
- Implementar un adecuado Programa de mantenimiento. Mantener un generador de backup para dar continuidad a la operación.
- El rig contractor debe tener un protocolo de mantenimiento para que los supervisores de taladro lo hagan cumplir y garanticen la operatividad del taladro.
- Adecuar el fluido de perforación, prácticas operacionales de ayuda para la limpieza durante la perforación, circulación y viajes de tubería.
- Refrescar el sistema para mantener las condiciones reológicas.
- Probar las herramientas de la sarta de perforación a medida que se está bajando al pozo y verificar la calidad de la tubería de revestimiento
- Cumplir con los programas de inspección, mantenimiento y reparación de las tuberías (DP, HWDP, DC's) de acuerdo a las especificaciones técnicas de las mismas.
- Implementar un adecuado programa de mantenimiento de los componentes más críticos del Rig
- Previó a la operación realizar la calibración y verificación del sensor de profundidad
- Planificar el Cambio de Rams que permita optimizar tiempos en este proceso.
- WOB no mayor de 5 klbs en los primeros 400' mientras el galonaje (200-

550) no sea normalizado.

- Realizar un adecuado mantenimiento del elevador. Realizar inspecciones o certificaciones de control de calidad de las herramientas.
- Levantar suavemente el Test Plug una vez finalizada la prueba.
- Utilizar una adecuada concentración de inhibidor de arcillas. Optimizar procedimientos operativos de bajada de revestidor
- Mantener Solidos de baja gravedad lo más bajo posible.

MATRICES Y GRAFICAS OBTENIDAS DE LA SECCIÓN DE 12-¹/₄”

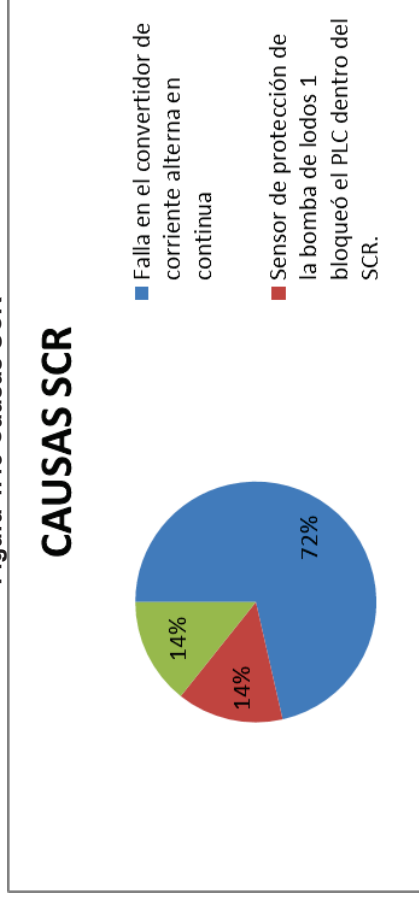
Tabla 4.27 FALLA ELECTRICA

PROBLEMA	CAUSA	ACCION	LECCION APRENDIDA	RECOMENDACION
Falla electrica en caseta SCR	Falla en el convertidor de corriente alterna en continua	Reemplazó rectificador de control de silicio (convertidor de corriente alterna en continua)	Realizar la revision y mantenimiento periódico de los componentes mas criticos del Rlg. Mantener un monitoreo continuo del Programa de mantenimiento preventivo.	Implementar un adecuado Programa de mantenimiento y un stock apropiado de repuestos
Falla electrica en caseta SCR	Falla en el convertidor de corriente alterna en continua	Reemplazó rectificador de control de silicio (convertidor de corriente alterna en continua)	Realizar la revision y mantenimiento periódico de los componentes mas criticos del Rlg. Mantener un monitoreo continuo del Programa de mantenimiento preventivo.	Implementar un adecuado Programa de mantenimiento y un stock apropiado de repuestos
Falla en el sistema eléctrico del SCR.	Sensor de protección de la bomba de lodos 1 bloqueó el PLC dentro del SCR.	Reemplazó sensor y probó equipo.	Realizar una adecuada verificación del correcto funcionamiento de los componentes del Taladro previo a iniciar las operaciones de perforación.	Implementar un adecuado programa de mantenimiento de los componentes más críticos del Rlg.
Falla en el sistema eléctrico del SCR.	Falla en las tarjetas Scanner SLC 500 del SCR y la tarjeta SLC de la cabina de perforación.	Sacó sarta hasta zapato de 13 3/8". Revisó todo el sistema eléctrico. Cambió tarjetas SLC 500, regresó a fondo.	Realizar una adecuada verificación del correcto funcionamiento de los componentes del Taladro previo a iniciar las operaciones de perforación.	Implementar un adecuado programa de mantenimiento de los componentes más críticos del Rlg.
Se apaga el todo el equipo	Se activa el Power Limit del equipo.	Reactivó el equipo y continuó operaciones.	Realizar una adecuada verificación del correcto funcionamiento de los componentes del Taladro previo a iniciar las operaciones de perforación.	Implementar un adecuado programa de mantenimiento de los componentes más críticos del Rlg.
Falla generadores del sistema eléctrico.	Falla de mantenimiento.	Se dió mantenimiento a los generadores del sistema eléctrico.	Es necesario el monitoreo permanente de los generadores para prevenir pérdidas de tiempo debido a fallas de los mismos.	Implementar un adecuado Programa de backup para dar continuidad a la operación.
Problemas Eléctricos	No hay Dato específico	Reemplazó rectificador de control de silicio (convertidor de corriente alterna en continua)	Mantener el equipo en un chequeo continuo	Implementar un adecuado Programa de mantenimiento y un stock apropiado de repuestos

Fuente: (Hidrocarburiifero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

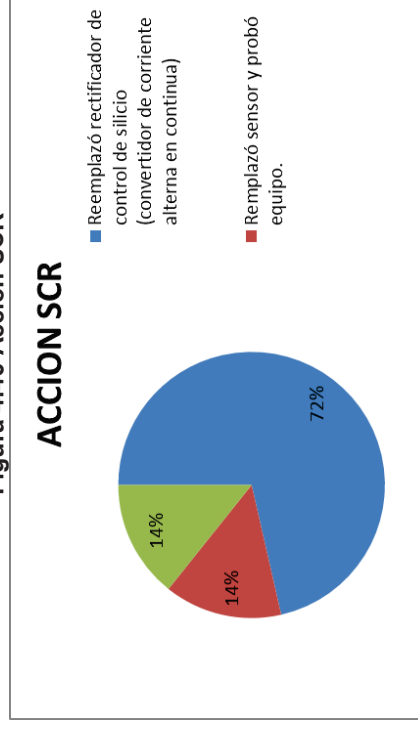
Figura 4.45 Causas SCR



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.46 Acción SCR



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

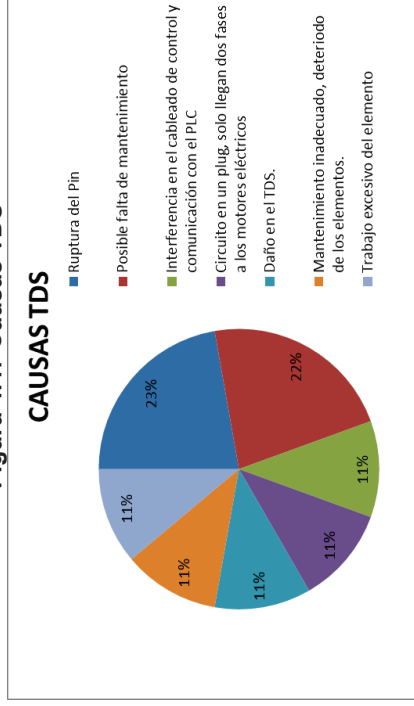
Tabla 4.28 TDS

PROBLEMA	CAUSA	ACCION	LECCION APRENDIDA	RECOMENDACION
Falla del Pin de la Riel del TDS @ 9266' MD.	Ruptura del Pin	Cambio pin roto por uno nuevo, conecto TDS y circuito	Mantener el equipo en un chequeo continuo	Realizar mantenimiento preventivo
Falla en el sistema hidraulico del TDS @ 7525' MD.	Posible falta de mantenimiento	Regulo presion en el sistema hidraulico del TDS	Mantener el equipo en un chequeo continuo	Realizar mantenimiento preventivo
El ancla de soporte de la riel del TDS se salio de sitio	Pernos mal ajustados	Posicione el ancla de soporte del riel del TDS	Mantener el equipo en un chequeo continuo	Realizar mantenimiento preventivo
Falla del TDS @ 9240' MD y 9600' MD.	Falla de mantenimiento	Reparo TDS - pipe handler	Mantener el equipo en un chequeo continuo	Realizar mantenimiento preventivo
Problemas con el TDS	Interferencia en el cableado de control y comunicaci3n con el PLC	Se revis3 y limpi3 el cableado de fuerza del Top Drive	Mantener el equipo en un chequeo continuo.	Realizar mantenimiento preventivo.
Daño en el TDS	Circuito en un plug, solo llegan dos fases a los motores eléctricos	Repar3 conector plug de un cable eléctrico en la entrada al TDS	Realizar la revision y mantenimiento periódico de los componentes mas criticos del Rig. Mantener un monitoreo continuo del Programa de mantenimiento preventivo.	Implementar un adecuado Programa de mantenimiento y un stock apropiado de repuestos
Falla el TDS.	Daño en el TDS.	Repar3 Top Drive y cheque3 sistema eléctrico.	Mantener un chequeo de los componentes del TDS.	Implementar un adecuado programa de mantenimiento y un stock apropiado de repuestos.
Durante el viaje de calibracion de la Seccion de 12 1/4", una vez alcanzado nabo se observa falla en los elementos del TDS.	Mantenimiento inadecuado, deterioro de los elementos.	Cambi3 Saver Sub, Kelly Valve, LB.O.P. y muelas del Top Drive.	Durante la Perforacion de la secciones de altos angulos y largos desplazamientos, realizar el chequeo y mantenimiento preventivo.	Durante del Uso de RSS, planificar mantenimientos mas continuos en conjunto con el especialista.
Falla en las mordazas del Pipe Handle en el TDS.	Trabajo excesivo del elemento	Realiza cambio de las mordazas.	Las mordazas luego de cumplir cierto tiempo de uso sufren desgaste.	Reemplazar las mordazas luego del tiempo recomendado por el fabricante.

Fuente: (Hidrocarburiifero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

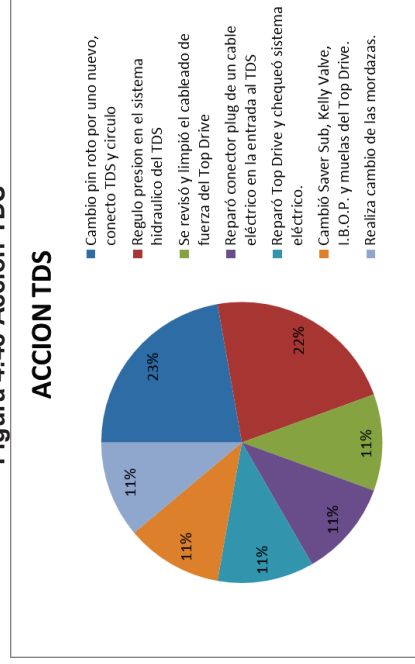
Figura 4.47 Causas TDS



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.48 Acción TDS



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Tabla 4.29 MWD

PROBLEMA	CAUSA	ACCION	LECCION APRENDIDA	RECOMENDACION
Pruebas de MWD no exitosas	Personal no ingresa en horario reuerido por PAMEP	Stand By	Para locaciones remotas, la logística debe ser cumplida cabalmente	Exigir a las compañías de servicios ajustarse a los requerimientos de la logística de PAM EP.
Pruebas de MWD no exitosas	Personal no ingresa en horario reuerido por PAMEP	Stand By	Para locaciones remotas, la logistica debe ser cumplida cabalmente	Exigir a las compañías de servicios ajustarse a los requerimientos de la logística de PAM EP.
Pruebas de MWD no exitosas	Personal no ingresa en horario reuerido por PAMEP	Stand By	Para locaciones remotas, la logistica debe ser cumplida cabalmente	Exigir a las compañías de servicios ajustarse a los requerimientos de la logística de PAM EP.
Pérdida de señal en la herramienta MWD @ 8476' MD.	Falla herramienta MWD	Saco a superficie y cambio herramienta MWD	1) Verificar el correcto funcionamiento de las herramientas en superficie 2) Verificar los certificados de mantenimiento e inspeccion de las herramientas	Realizar un adecuado mantenimiento de las herramientas direccionales. Realizar las respectivas inspecciones o certificaciones de control de calidad de las herramientas.
Problemas con el MWD	Falla de la herramienta	Se cambió el MWD	Solicitar los certificados de inspección y mantenimiento de las herramientas direccionales	Realizar un adecuado mantenimiento con su respectiva inspección, de las herramientas previó a la operación
Problemas con el MWD por pérdida de señal de la herramienta	Ruptura del restrictor de la campana principal para la generación de pulsos (MVA)	Sacó BHA a superficie y cambió la herramienta MWD	En el procedimiento de ensamble se encontró una debilidad que pudo afectar en este incidente	- Cambio en el procedimiento de ensamble - Realizar un adecuado mantenimiento con su respectiva inspección, de las herramientas previó a la operación
Probó herramienta MWD sin éxito	Falla de herramienta MWD	Reemplazó herramienta MWD por una nueva	Verificar los certificados de mantenimiento e inspeccion de las herramientas	Realizar un adecuado mantenimiento de las herramientas direccionales. Realizar inspecciones o certificaciones de control de calidad de las herramientas.

Fuente: (Hidrocarburiifero 2014)

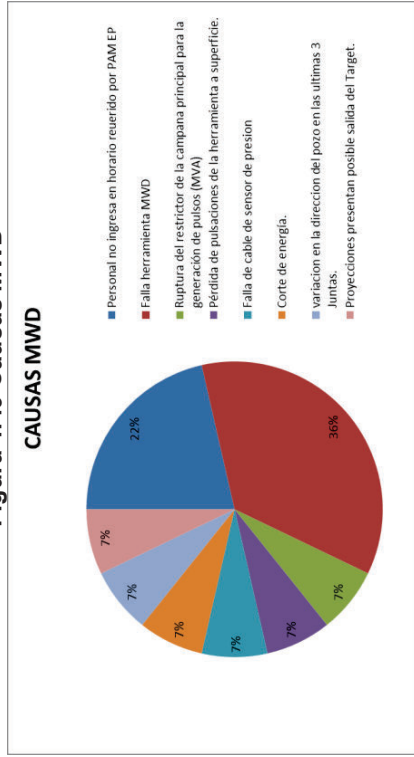
Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Pérdida de la señal del MWD a 8586' MD.	Pérdida de pulsaciones de la herramienta a superficie.	Realizó viaje a superficie y cambió la hta. MWD.	Verificar los certificados de mantenimiento e inspección de las herramientas	Realizar un adecuado mantenimiento de las herramientas direccionales. Realizar inspecciones o certificaciones de control de calidad de las herramientas.
Pruebas de MWD no exitosas	Falla de cable de sensor de presión	Cambio de cable	No bajar herramienta alguna al pozo si las pruebas en superficie no son completamente satisfactorias.	Toda herramienta debe ser verificada apenas llega a la locación, todas deben tener su respectivo back up
Pérdida de señal de la herramienta MWD a 9739' MD.	Corte de energía.	Personal eléctrico revisó el SCR y activan nuevamente la energía. Se continúa perforando controlando los parámetros.	No bajar herramienta alguna al pozo si las pruebas en superficie no son completamente satisfactorias.	Toda herramienta debe ser verificada apenas llega a la locación, todas deben tener su respectivo back up
Pruebas de MWD no exitosas	Falla en la herramienta MWD.	Circuló hasta obtener señal de la herramienta MWD.	Verificar los certificados de mantenimiento e inspección de las herramientas	Realizar un adecuado mantenimiento de las herramientas direccionales. Realizar las respectivas inspecciones o certificaciones de control de calidad de las herramientas.
Probó herramienta MWD sin éxito.	Falla de herramienta MWD.	Reemplazó herramienta MWD por una nueva.	Verificar los certificados de mantenimiento e inspección de las herramientas.	Realizar un adecuado mantenimiento de las herramientas direccionales. Realizar las respectivas inspecciones o certificaciones de control de calidad de las herramientas.
Herramienta MWD arrojó datos 6° fuera de lo establecido en la sección anterior.	variación en la dirección del pozo en las últimas 3 Juntas.	Sacó BHA hasta 6196' MD y corrió Gyro.	Durante eventos donde no se tenga certeza del datos del fondo del pozo, verificar con elementos externos que comprueban los datos obtenidos.	Verificar con gyro permite tener la comprobación del estatus de la información obtenida del fondo y evitar pérdida de tiempo innecesario.
Cambio de Dirección durante la perforación.	Proyecciones presentan posible salida del Target.	Realizó viaje a superficie para cambio de BHA.	La toma de decisiones para cambios operacionales permiten cumplir con lo programado.	Manejar un radio de target mayor a 25ft a 50ft, con el fin de optimizar mejor la operación.

Fuente: (Hidrocarburoífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

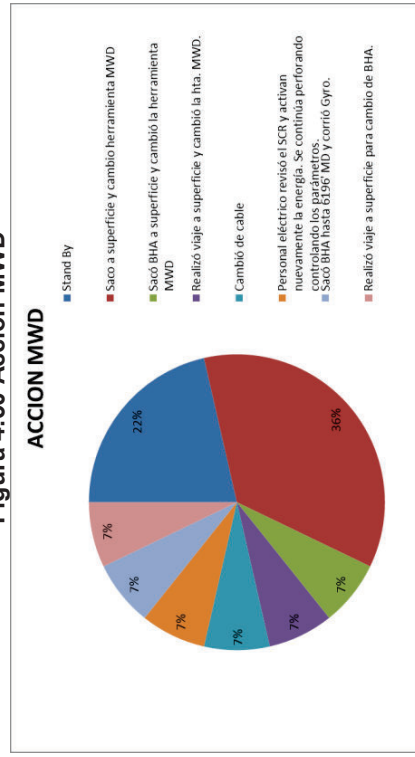
Figura 4.49 Causas MWD



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.50 Acción MWD



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Tabla 4.30 R & RB / POOH

PROBLEMA	CAUSA	ACCION	LECCION APRENDIDA	RECOMENDACION
Trabajó en reaming desde 6563' hasta 8500' MD.	Presencia de material en el hoyo, limpieza insuficiente..	Trabajó con máxima rotación y circulación.	Prácticas operativas deben ser mejoradas y aplicadas, si es necesario backreaming	Mejorar las practicas operacionales de ayuda para la limpieza durante la perforación, circulación y viajes de tubería. Revisaaaar diseño de fluido de perforación - propiedades reologicas.
Trabajó en backreaming por presencia de arrastre de 50 KLBS.	Presencia de material en el hoyo, limpieza insuficiente.	Trabajó con máxima rotación y circulación.	Prácticas operativas deben ser mejoradas y aplicadas, si es necesario backreaming	Mejorar las practicas operacionales de ayuda para la limpieza durante la perforación, circulación y viajes de tubería. Revisaaaar diseño de fluido de perforación - propiedades reologicas.
Backreaming de 6657' a 5560' , 5185' a 4905' , circulación no planeada	desgaste de bandas de freno	Reparó freno de malacate	comportamiento anormal de freno - ruidos aleratan de daño	revizar aplicación - tiempos de mantenimiento preventivo de equipos de rig.
Reaming y Backreaming + viaje a superficie no planeado para cambio de BHA a simulado	Ripios de perforacion dentro del hoyo abierto	Trabajo tubería con galonaje y rotación, luego circuló hasta sarandas limpias.	Prácticas operativas de circulación propiedades de fluido de perforación no son suficientes para limpieza del hoyo	Rediseñar fluido de perforación y optimización a de practicas operativas tanto de perforación como de circulación que mejoren la limpieza de hoyo.
Rimado excesivo en conglomerados y arcillas de Tiyuyacu.	Cambio de configuración del BHA por uno más rígido, agujero en calibre.	Bombeo de píldoras dispersas con el objetivo de erosionar el agujero (en calibre) seguido de píldoras viscosas pesadas para acarrear los recortes.	Antes de realizar un cambio de BHA por uno con mayor rigidez y puntos de contacto es necesario erosionar el agujero de manera tal que permita el libre paso del ensamble.	Buscar un diseño de BHA más flexible para que no se tenga inconvenientes en las zonas donde el agujero está en calibre, bombeo periódico de píldoras dispersas seguidas de viscosas en zonas críticas.
Backreaming de 9269' a 5961'	Bajo ROP	Saco herramientas de limpieza - hydroclean, disminuyo TFA & incremento HSI a 3.0	herramientas Hydroclean- caída de presión afectaron al rendimiento de ROP al reducir el HSI a menos de 2.5	Realizar un analisis mas detenido de las ventajas y desventajas de estas herramientas - Hydroclean

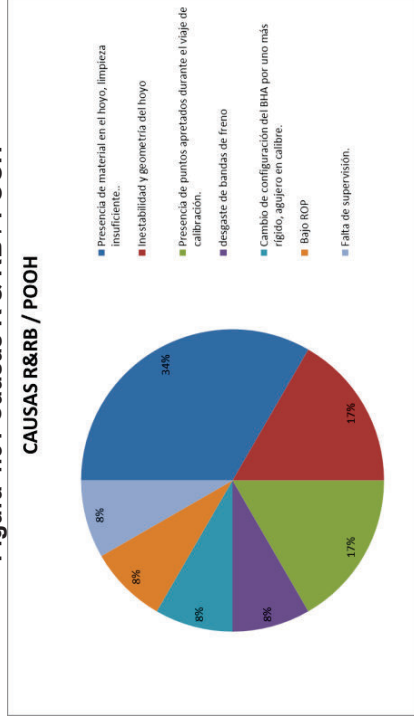
Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Backreaming y Conatos de pega a 6530' a 4690'.	Overpull por presencia de rípios dentro de hoyo, limpieza incompleta de hoyo	POOH con bomba y rotación controlando overpull, circulación pildoras viscosas	Prácticas operativas conservadoras deben ser aplicadas si backreaming se extiende por tramos mayores en el hoyo	Mejorar diseño de fluido de perforación, prácticas operacionales de ayuda para la limpieza durante la perforación, circulación y viajes de tubería.
Reaming y Backreaming durante viaje de calibración	Inestabilidad y geometría del hoyo	Trabajó sarta con circulación y rotación	Maximizar parámetros de perforación y de circulación. Circulaciones intermedias con bombeo de tren de pildoras dispersa + viscosa.	1) Utilizar flujo máximo de 950-1050 GPM para perforar esta sección. 2) máximo RPM de rotaría permitido pos motores (80-100), optimizar propiedades de fluido de perforación.
Trabajó sarta con Backreaming en 9710' -7005' MD.	Presencia de puntos apretados durante el viaje de calibración.	POOH con circulación y rotación.	Prácticas operativas conservadoras deben ser aplicadas si el backreaming se extiende por tramos mayores en el hoyo.	Mejorar las prácticas operacionales de ayuda para la limpieza durante la perforación, circulación y viajes de tubería.
Trabajó BHA #5 con Backreaming en 10817'-10728', 9757'-9665' y 9546'-9467' MD.	Presencia de puntos apretados durante el viaje de calibración.	POOH con circulación y rotación.	Prácticas operativas conservadoras deben ser aplicadas si el backreaming se extiende por tramos mayores en el hoyo.	Mejorar las prácticas operacionales de ayuda para la limpieza durante la perforación, circulación y viajes de tubería.
POOH con bomba desde 6746' hasta 4672'	Inestabilidad y geometría del hoyo	Trabajó sarta con circulación y rotación	Maximizar parámetros de perforación y de circulación. Circulaciones intermedias con bombeo de tren de pildoras dispersa + viscosa.	1) Utilizar un gasto máximo de 900 GPM para perforar esta sección. 2) Incrementar la concentración del estabilizador de lutitas.
POOH para instalar DC en BHA direccional # 4.	Falta de supervisión.	Sacó BHA a superficie. Instaló 3 DC en BHA direccional y Bajó.	Con el personal involucrado en el armado del BHA revisar y verificar, que el BHA sea el Programado.	Previo al armado revisar y notificar al personal el BHA definitivo a bajarse en cada sección.

Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)
Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

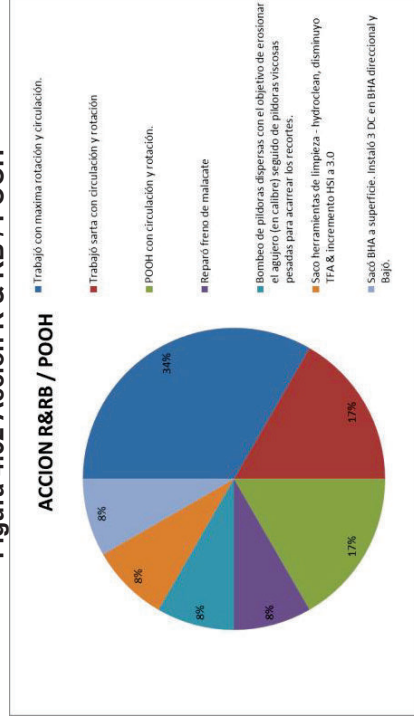
Figura 4.51 Causas R & RB / POOH



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.52 Acción R & RB / POOH



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

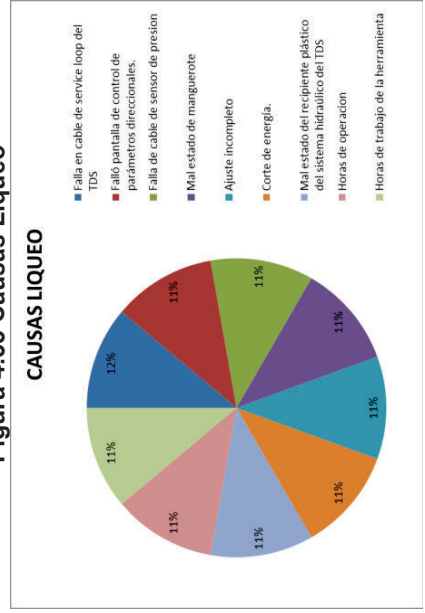
Tabla 4.31 LIQUEO

PROBLEMA	CAUSA	ACCION	LECCION APRENDIDA	RECOMENDACION
Liqueo por valvula INSIDE BOP's	Falla en cable de service loop del TDS	Circula y sacó tubería al zapato, cambio cable direccional.	Si es detectado problemas con el DTS, asegurar la operación y proceder con reparación.	Mejorar el sistema de mantenimiento preventivo del Top Drive.
Liqueo por valvula INSIDE BOP's	Falló pantalla de control de parámetros direccionales.	Cambió pantalla de control de parámetros direccionales.	Verificar el estado de funcionamiento de las pantallas de control de parámetros previo a iniciar operaciones y posterior a las mismas.	Implementar un programa de inspección y control de calidad de los dispositivos electrónicos para su adecuado funcionamiento durante las operaciones.
Liquéo en el manguerote	Falla de cable de sensor de presión	Cambio de cable	No bajar herramienta alguna al pozo si las pruebas en superficie no son completamente satisfactorias.	Toda herramienta debe ser verificada apenas llega a la locación, todas deben tener su respectivo back up
Liqueo por valvula INSIDE BOP's	Mal estado de manguerote	Cambio manguerote y continuó perforando	Realizar una adecuada verificación del correcto funcionamiento de los componentes del taladro previo a iniciar las operaciones de perforación.	Implementar un adecuado Programa de mantenimiento de los componentes más críticos del Rig.
Liqueo por valvula INSIDE BOP's	Ajuste incompleto	Ajusta INSIDE BOP	La detección de cualquier líqueo - mínimo en los equipos - partes del RIG nos evitan parar las operaciones por daños mayores que inhabiliten los equipos, aseguramos la operación y procedemos a reparar los líqueos.	Mejorar el sistema de mantenimiento preventivo del Top Drive.
Liqueo por valvula INSIDE BOP's	Corte de energía.	Personal eléctrico revisó el SCR y activan nuevamente la energía. Se continúa perforando controlando los parámetros.	La detección de cualquier líqueo - mínimo en los equipos - partes del RIG nos evitan parar las operaciones por daños mayores que inhabiliten los equipos, aseguramos la operación y procedemos a reparar los líqueos.	Mejorar el sistema de mantenimiento preventivo del Top Drive.
Liquéo en TDS	Mal estado del recipiente plástico del sistema hidráulico del TDS	Reemplazó recipiente del sistema hidráulico del TDS	Realizar una adecuada verificación del correcto funcionamiento de los componentes del taladro previo a iniciar las operaciones de perforación.	Implementar un adecuado programa de mantenimiento de los componentes más críticos del Rig.
Líqueos	Horas de operación	Chequeó malacate.	Es necesario el monitoreo permanente del malacate para prevenir pérdidas de tiempo debido a fallas de los mismos.	Mejorar la aplicación del programa de mantenimiento y mantener stock de repuestos.
Liqueo	Horas de trabajo de la herramienta	Cambió Wash Pipe.	Realizar una adecuada verificación del correcto funcionamiento de los componentes del Taladro previo a iniciar las operaciones de perforación.	Implementar un adecuado Programa de mantenimiento de los componentes más críticos del Rig.

Fuente: (Hidrocarburofero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

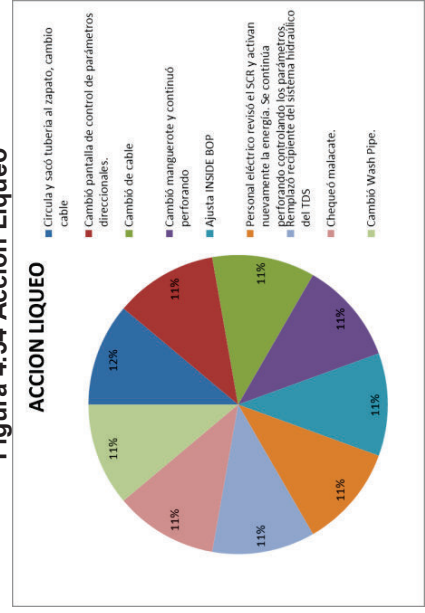
Figura 4.53 Causas Liqueo



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.54 Acción Liqueo



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

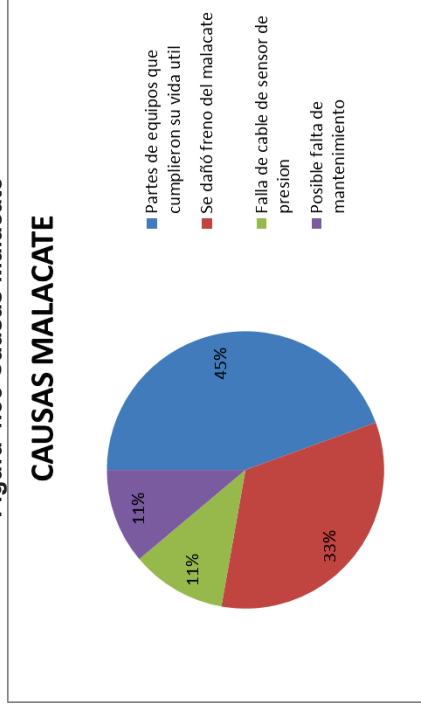
Tabla 4.32 MALACATE

PROBLEMA	CAUSA	ACCION	LECCION APRENDIDA	RECOMENDACION
Falla del Malacate @ 8644' MD.	Se dañó freno del malacate	Reparó freno del malacate	Realizar el mantenimiento y las reparaciones de los equipos bajo supervisión adecuada.	Todos los trabajos de mantenimiento deberán ser revisados por un supervisor a cargo para su posterior certificación.
Falla de válvula del actuador del Malacate @ 9536' MD.	Falla de cable de sensor de presión	Cambió de cable	No bajar herramienta alguna al pozo si las pruebas en superficie no son completamente satisfactorias.	Toda herramienta debe ser verificada apenas llega a la locación, todas deben tener su respectivo back up
Falla del Malacate @ 8876' MD.	Posible falta de mantenimiento	Reparó válvula del actuador del Malacate	Mantener el equipo en un chequeo continuo	Realizar mantenimiento preventivo
Daño de freno de malacate	Partes de equipos que cumplieron su vida útil	Cambio zapatas, mangueras de agua del malacate y saver sub	Mantener el equipo en un chequeo continuo	Realizar mantenimiento preventivo
Problemas con el malacate	Desgaste en zapatas del disco	Cambio zapatas de frenos de disco del malacate, recalibro Crow-O-Matic y twin Stop	Mantener el equipo en un chequeo continuo	Realizar mantenimiento preventivo
Falla del Malacate @ 9528' MD.	Cadena del malacate en mal estado	Reparó cadena principal de transmisión del malacate	Mantener el equipo en un chequeo continuo.	Realizar mantenimiento preventivo.
Falla freno neumático del malacate.	Falla en mangueras de aire	Cambió las mangueras de aire.	Realizar la revisión y mantenimiento periódico de los componentes mas críticos del Rig. Mantener un monitoreo continuo del Programa de mantenimiento preventivo.	Implementar un adecuado Programa de mantenimiento y un stock apropiado de repuestos
Falla del Malacate @ 8644' MD.	Se dañó freno del malacate	Reparó freno del malacate	Realizar la revisión y mantenimiento periódico de los componentes mas críticos del Rig. Mantener un monitoreo continuo del Programa de mantenimiento preventivo.	Implementar un adecuado Programa de mantenimiento.
Falla del Malacate @ 8644' MD.	Se dañó freno del malacate	Reparó freno del malacate	Realizar la revisión y mantenimiento periódico de los componentes mas críticos del Rig. Mantener un monitoreo continuo del Programa de mantenimiento preventivo.	Implementar un adecuado Programa de mantenimiento.

Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

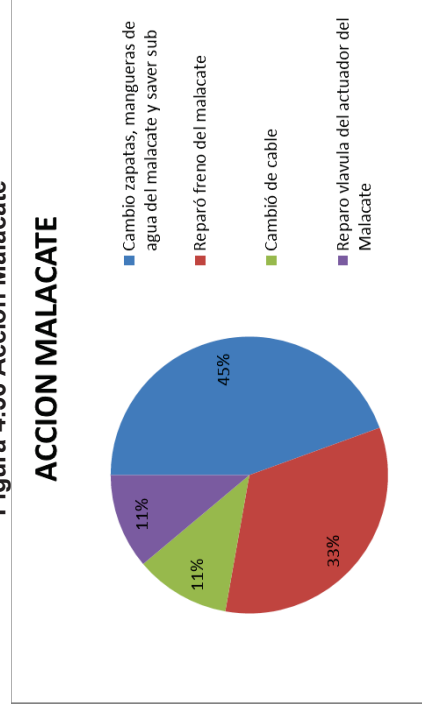
Figura 4.55 Causas Malacate



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.56 Acción Malacate



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

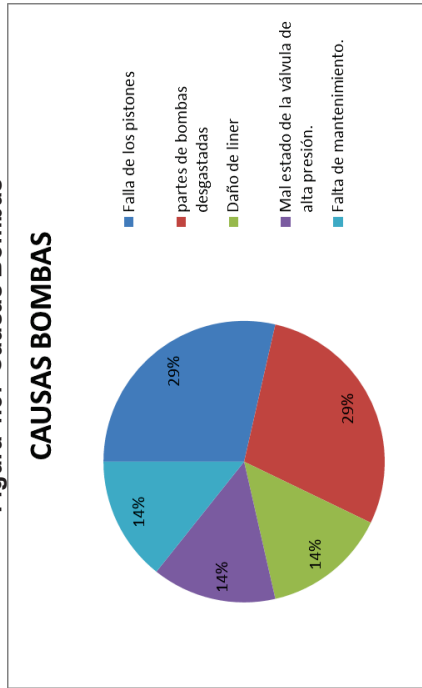
Tabla 4.33 BOMBAS

PROBLEMA	CAUSA	ACCION	LECCION APRENDIDA	RECOMENDACION
Falla en bomba de lodo #1	Daño de liner	Reparó bomba de lodo #1	Es necesario el monitoreo permanente de las bombas para prevenir pérdidas de tiempo debido a fallas de las mismas	Implementar un adecuado Programa de mantenimiento. Mantener un stock apropiado de respuestos.
Daño de bombas de lodo	partes de bombas desgastadas	Cambio de partés	Mantener el equipo en un chequeo continuo	Realizar mantenimiento preventivo previo a la operación.
Problemas con válvula de 4" de las bombas de lodo	Mal estado de la válvula de alta presión.	Reemplazó válvula de 4" de línea de alta presión	Mantener el equipo en un chequeo continuo.	Realizar mantenimiento preventivo.
Daño en los filtros de las bombas de lodos y del O-Ring del manguerote.	Falta de mantenimiento.	Reparó filtros de las bombas y O-Ring del Manguerote.	Realizar la revisión y mantenimiento periódico de los componentes más críticos del Rig. Mantener un monitoreo continuo del Programa de mantenimiento preventivo.	Implementar un adecuado Programa de mantenimiento. Mantener una bomba de backup para dar continuidad a la operación.
Falló bomba #1 y bomba #3.	Falla de los pistones	Reparó bomba de lodos # 2.	Realizar cambio de pistones cumplidas las horas de uso	Implementar un adecuado Programa de mantenimiento. Mantener un stock apropiado de respuestos.
Falla de Bomba de Lodos	Empaques y partés de las bombas desgastadas.	Cambió empaques y partés desgastadas de las bombas #1 y #3.	Mantener el equipo en un chequeo continuo	Realizar mantenimiento preventivo y remplazo de elementos de mejor calidad.
Falla en bomba de lodo # 2	Cambio de Pistones.	Reparó bombas de lodos.	Mantener el equipo en un chequeo continuo.	Realizar mantenimiento preventivo y remplazo de elementos de mejor calidad.

Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

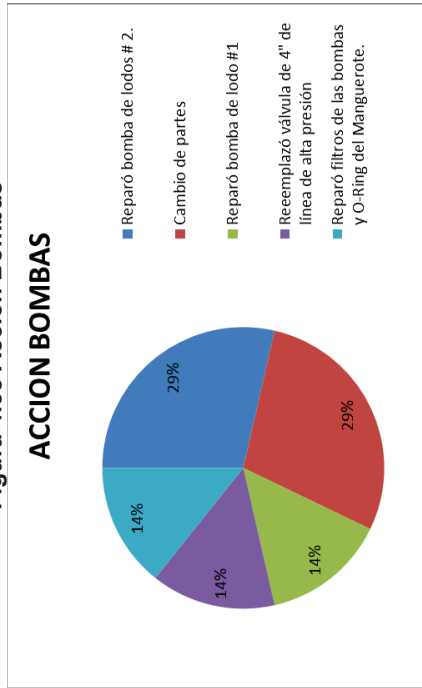
Figura 4.57 Causas Bombas



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.58 Acción Bombas



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

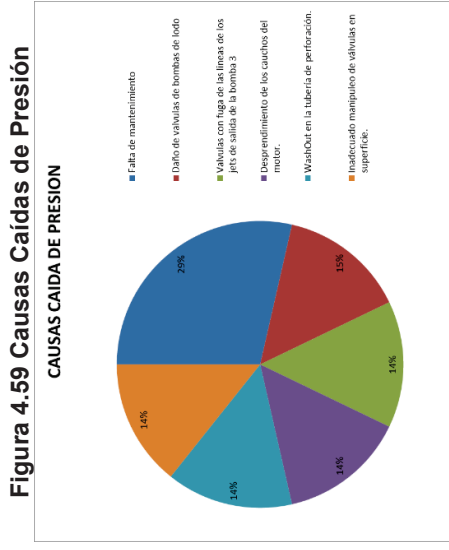
Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Tabla 4.34 CAIDA DE PRESIÓN

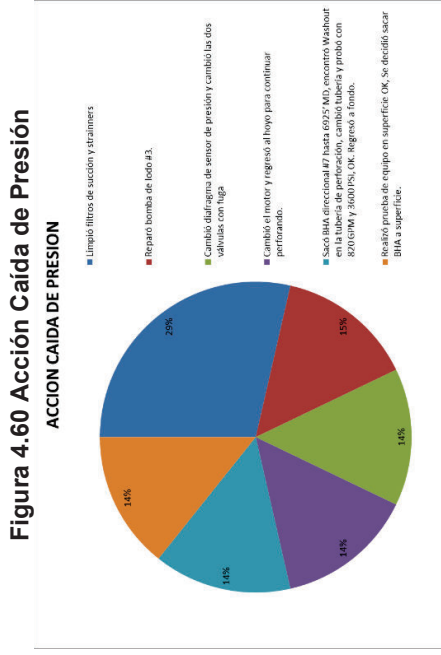
PROBLEMA	CAUSA	ACCION	LECCION APRENDIDA	RECOMENDACION
Perdida de presión del sistema de alta presión	Daño de válvulas de bombas de lodo	Reparó bomba de lodo #3.	Mantener el equipo en un chequeo continuo	Realizar mantenimiento preventivo previo a la operación.
Caída de presión	Válvulas con fuga de las líneas de los jets de salida de la bomba 3	Cambió diafragma de sensor de presión y cambió las dos válvulas con fuga	Realizar la revisión y mantenimiento periódico de los componentes mas críticos del Rig. Mantener un monitoreo continuo del Programa de mantenimiento preventivo.	Implementar un adecuado Programa de mantenimiento. Mantener una bomba de backup para dar continuidad a la operación.
Caída de presión en las Bombas @ 5365' MD	Falta de mantenimiento	Limpio filtros de succión y strainers	Realizar la revisión y mantenimiento periódico de los componentes mas críticos del Rig. Mantener un monitoreo continuo del Programa de mantenimiento preventivo.	Implementar un adecuado Programa de mantenimiento. Mantener una bomba de backup para dar continuidad a la operación.
Caída de presión en las Bombas @ 5365' MD	Falta de mantenimiento	Limpio filtros de succión y strainers	Realizar la revisión y mantenimiento periódico de los componentes mas críticos del Rig. Mantener un monitoreo continuo del Programa de mantenimiento preventivo.	Implementar un adecuado Programa de mantenimiento. Mantener una bomba de backup para dar continuidad a la operación.
Caída de presión en el BHA	Desprendimiento de los cauchos del motor.	Cambió el motor y regresó al hoyo para continuar perforando.	Verificar los certificados de mantenimiento e inspección de las herramientas	Realizar un adecuado mantenimiento de las herramientas direccionales. Realizar inspecciones o certificaciones de control de calidad de las herramientas.
Observó caída de presión de 1800 a 1500 PSI.	WashOut en la tubería de perforación.	Sacó BHA direccional #7 hasta 6925' MD, encontró Washout en la tubería de perforación, cambió tubería y probó con 820 GPM y 3600 PSI. OK. Regresó a fondo.	Intercambiar la posición de la tubería para que la misma este sometida a un mismo punto de esfuerzo y no sufra daños prematuros.	Cumplir con los programas de inspección, mantenimiento y reparación de las tuberías (DP, HWDP, DC's) de acuerdo a las especificaciones técnicas de las mismas.
Observó caída de presión de 850 a 600 PSI y luego a 0 PSI.	Inadecuado manipuleo de válvulas en superficie.	Realizó prueba de equipo en superficie OK. Se decidió sacar BHA a superficie.	Se debe tener claro que solo el personal autorizado es el encargado de manipular el equipo de superficie.	Cuando se realicen pruebas de superficie para descartar cualquier tipo de fuga o elemento que haya fallado, tener la precaución de realizarla en la dirección del flujo, en éste caso se comprobó que toda la sarta estaba en óptimas condiciones, por lo que se concluye que la prueba de superficie no se realizó de manera adecuada.

Fuente: (Hidrocarburofero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel



Fuente: (Hidrocarburiifero 2014)
Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel



Fuente: (Hidrocarburiifero 2014)
Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Tabla 4.35 PUNTOS APRETADOS

PROBLEMA		CAUSA		ACCION		LECCION APRENDIDA		RECOMENDACION	
Puntos apretados durante viaje de calibración de hoyo	Presencia de camaras de rípios en hoyo, limpieza deficiente	Trabajó sarta con rotación y circulación en todo open hole	Propiedades de fluido - reología no son suficientes para limpiar hoyo. ayudas operativas no fueron aplicadas de acuerdo a programa	Realizar pruebas de laboratorio en las que se haga reaccionar fluidos de perforación con diferentes concentraciones de arcilla y los rípios que encontramos en esta sección, a fin de obtener la concentración mas adecuada					
Puntos apretados durante viaje de calibración de hoyo	Presencia de camaras de rípios en hoyo, limpieza deficiente	Bajó con rotación y circulación de 5477' a 5963', bombeó 40 bbls de pildora dispersa y circuló.	Propiedades de fluido - reología no son suficientes para limpiar hoyo. ayudas operativas no fueron aplicadas de acuerdo a programa	Realizar pruebas de laboratorio en las que se haga reaccionar fluidos de perforación con diferentes concentraciones de arcilla y los rípios que encontramos en esta sección, a fin de obtener la concentración mas adecuada					
Puntos apretados y arrastre en open hole (6718'-4245') y case hole (4245'-2650')	Presencia de camaras de rípios en hoyo, limpieza deficiente	Trabajó sarta con rotación y circulación, bombeó 70 bbls de pildora dispersa y circuló.	Propiedades de fluido - reología no son suficientes para limpiar hoyo. ayudas operativas no fueron aplicadas de acuerdo a programa	Realizar pruebas de laboratorio en las que se haga reaccionar fluidos de perforación con diferentes concentraciones de arcilla y los rípios que encontramos en esta sección, a fin de obtener la concentración mas adecuada					
Puntos apretados y arrastre de 5703'-4590'	Presencia de camaras de rípios en hoyo, limpieza deficiente	Trabajó sarta con Back Reaming, bombeó 60 BLS de pildora viscosa y circuló.	Las propiedades de fluido son insuficientes para garantizar la limpieza adecuada del hoyo, de igual forma las practicas operacionales deben ser optimizadas para complementar la limpieza.	Mejorar propiedades de fluido de acuerdo a las formaciones que se estén perforando para garantizar la limpieza del hoyo, utilizar herramientas de subsuelo para incrementar el galonaje durante las circulaciones previas a los viajes.					
Puntos apretados durante viaje de calibración de hoyo en el intervalo 7370'-4562'	Presencia de camaras de rípios en hoyo, limpieza deficiente	Trabajó sarta con Back Reaming, bombeó 60 BLS de pildora viscosa y circuló.	Las propiedades de fluido son insuficientes para garantizar la limpieza adecuada del hoyo, de igual forma las practicas operacionales deben ser optimizadas para complementar la limpieza.	Mejorar propiedades de fluido de acuerdo a las formaciones que se estén perforando para garantizar la limpieza del hoyo, utilizar herramientas de subsuelo para incrementar el galonaje durante las circulaciones previas a los viajes.					
Puntos apretados durante viaje de calibración de hoyo en 7580'-7020' y 5823'-5772'	Presencia de camaras de rípios en hoyo, limpieza deficiente	Trabajó sarta con Back Reaming, bombeó 60 BLS de pildora viscosa y circuló.	Las propiedades de fluido son insuficientes para garantizar la limpieza adecuada del hoyo, de igual forma las practicas operacionales deben ser optimizadas para complementar la limpieza.	Mejorar propiedades de fluido de acuerdo a las formaciones que se estén perforando para garantizar la limpieza del hoyo, utilizar herramientas de subsuelo para incrementar el galonaje durante las circulaciones previas a los viajes.					

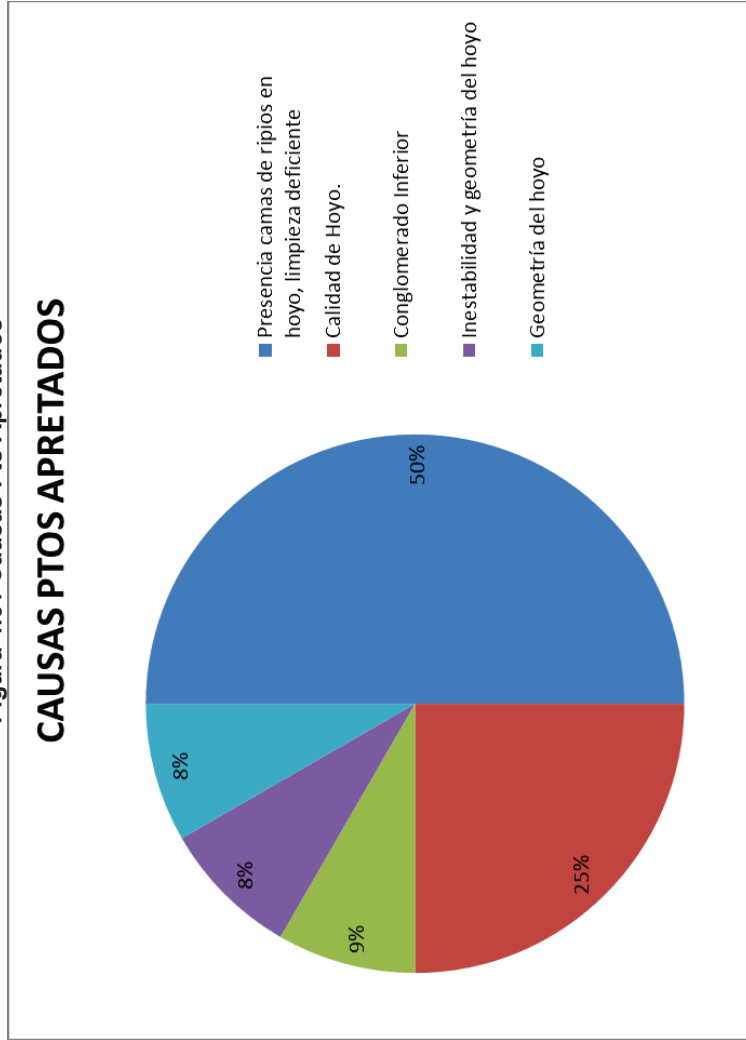
Fuente: (Hidrocarburofero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Puntos apretados en viaje de calibración Trabajando sarta rimando en 8'159'-8253' (94').	Calidad de Hoyo.	Viaje no planeado a superficie. Cambió BHA direccional por BHA simulado para realizar viaje de calibración.	Las zonas donde más dificultades se evidenciaron para realizar el viaje de calibración fueron las Fm. Orteguzza y Tena.	Optimizar el trabajo direccional durante la perforación de la formación Orteguzza para garantizar una buena calidad de hoyo en ese intervalo. Perforar la Fm. Tena con MW de 9.8 ppg y la Lutitia Napo con MW de 10.2 ppg.
Presencia de zonas apretadas que generó arrastre excesivo durante viaje de calibración, previo a la bajada del Csg de 9 5/8".	Calidad de Hoyo.	Viaje no planeado a superficie. Cambió BHA direccional por BHA simulado para realizar viaje de calibración.	Las zonas donde más dificultades se evidenciaron para realizar el viaje de calibración fueron las Fm. Orteguzza y Tena.	Optimizar el trabajo direccional durante la perforación de la formación Orteguzza para garantizar una buena calidad de hoyo en ese intervalo. Perforar la Fm. Tena con MW de 9.8 ppg y la Lutitia Napo con MW de 10.2 ppg.
Presencia de zonas apretadas que generó arrastre excesivo durante viaje de calibración, previo a la bajada del Csg de 9 5/8".	Conglomerado Inferior	Trabajó esta zona con caudal y rotación para evitar futuros inconvenientes.	Mantener el puenteo durante estas zonas	Bombear pilboras con carbonato + sulfatrol (puenteado) durante la perforación antes y después de atravesarel mismo
Hoyo apretado @ 6862' MD	Inestabilidad y geometría del hoyo	Conecto TDS y saco con bomba desde 6862' hasta 6250' MD	Trabajar sarta adecuadamente con rotación y circulación para reparar y calibrar la zona afectada.	Utilizar una adecuada concentración de inhibidor de arcillas.
Hoyo en pobres condiciones. Saca y baja BHA #5 - BHA#6 rimando.	Geometría del hoyo	Viajes no programados a 9586' con BHA simulado y BHA flexible MD, para calibrar la sección de 12 1/4" previo a la bajada del casing de 9 5/8"	Se requirió el uso de un BHA flexible para el acondicionamiento del hoyo hasta la profundidad total de la sección	Considerar el uso de un BHA flexible donde las condiciones del hoyo por problemas de geometría así lo requieran
Mala calidad de hoyo	Al no llegar el csg de 13 3/8" hasta el fondo, se dejó descubierto un intervalo de +/- 570' de arcilla de Chalcana. Este rathole fue uno de los principales contribuyentes para que el agujero presentara problemas durante los viajes. La aparente alta presión de poro de las lutitas de Orteguzza que se observaron por grandes cantidades en superficie provocaron que se tenga que rimar el agujero.	BHA#5 - Realizó Backreaming de: 8688'-8369', 8084'-6500' MD. Regresó a fondo rimando en 6635'-7335', 8876'-9137' MD. BHA#6 - Bajó BHA convencional hasta 10193' MD rimando de: 6470'-7553'; 7804'-8030', 9250'-9544'; 9893'-10193' MD. Sacó BHA a superficie con puntos apretados en 10007', 9997', 9733', 9652', 9289', 9238'-9188', 7347', 7196', 7186', 7109', 7102', 7065', 7052', 6982' MD y con Backreaming desde 6331' hasta 6225' MD.	Realizar Backreaming cuando sea estrictamente necesario. Mantener parámetros al máximo durante las circulaciones para asegurar una adecuada limpieza del agujero. Verificar que las propiedades del lodo y concentraciones de químicos estén acorde con lo que el pozo requiera. Analizar los cortes para determinar posibles mecanismos de falla de la formación y de acuerdo a esto tomar las medidas correctivas.	Monitoreo constante de la forma y tipo de recortes. Incorporar en el MWD el sensor para poder determinar la presión anular y tener una visión ma clara de la limpieza del agujero.

Fuente: (Hidrocarburofero 2014)
Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

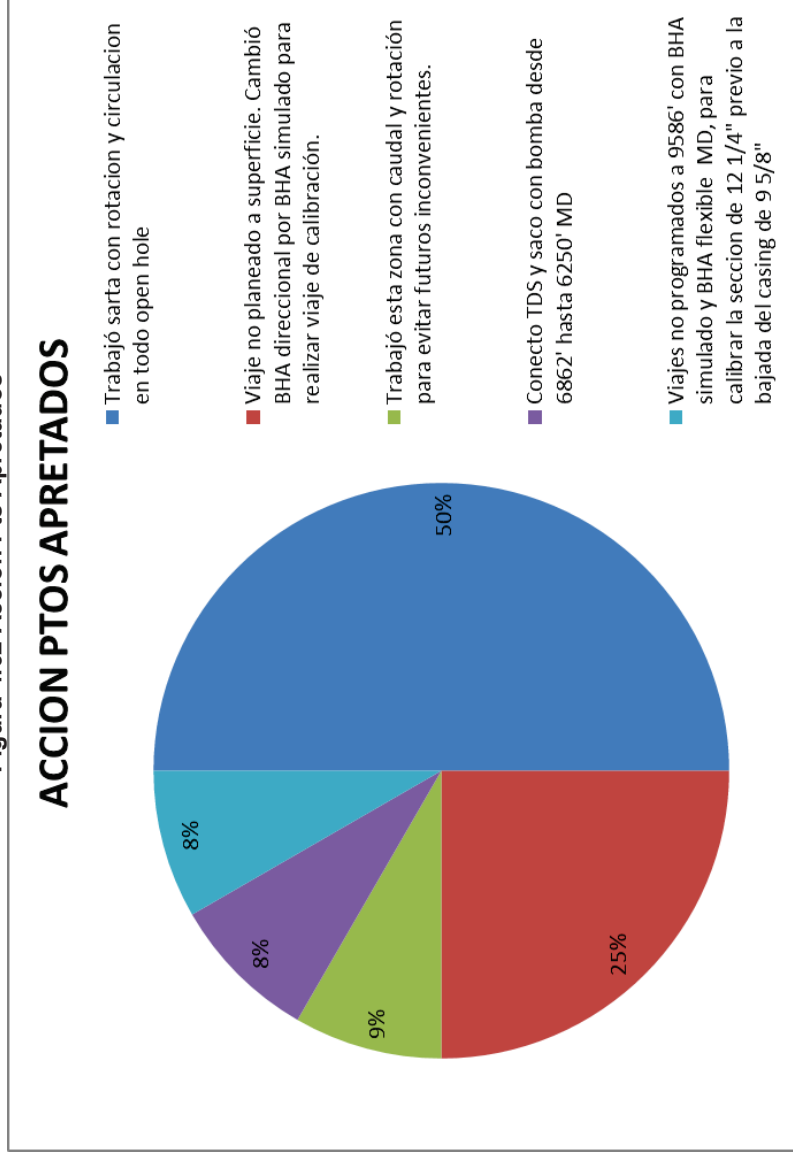
Figura 4.61 Causas Pts Apretados



Fuente: (Hidrocarburofero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.62 Acción Pts Apretados



Fuente: (Hidrocarburofero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

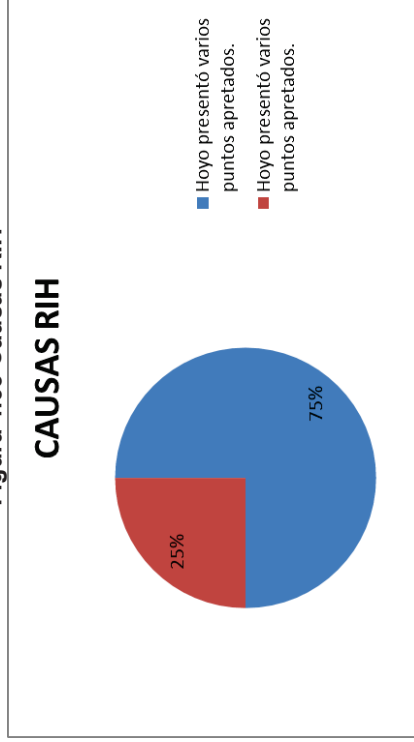
Tabla 4.36 RIH

PROBLEMA	CAUSA	ACCION	LECCION APRENDIDA	RECOMENDACION
RIH rimando desde 6064' hasta 8440' MD.	Hoyo presentó varios puntos apretados.	Trabajó sarta con circulación y rotación.	Lavar un poco la formación para no tener el hoyo muy en calibre.	Mantener el galonaje de 900GPM.
RIH rimando desde 7780' hasta 8853' MD.	Hoyo presentó varios puntos apretados.	Trabajó sarta con circulación y rotación.	Lavar la formación para no tener el hoyo muy en calibre.	Mantener el galonaje de 900GPM.
RIH rimando desde 7975' hasta 8654' MD. Observó conato de pega a 7985' MD.	Hoyo presentó varios puntos apretados.	Trabajó sarta con circulación y rotación. Bombeó 50 BLS de píldora lubricante con material puenteante, tensión y liberó la sarta.	Prácticas operativas de circulación, propiedades de fluido de perforación no son suficientes para limpieza del hoyo.	Rediseñar fluido de perforación y optimización de prácticas operativas tanto de perforación como de circulación que mejoren la limpieza de hoyo.
RIH rimando desde 7135' hasta 8750' MD. Pega de la sarta a 8580' MD.	Hoyo presentó varios puntos apretados.	Trabajó sarta progresivamente con 500 KLB de tensión y circulación sin éxito. Bombeó 60 BLS de píldora dispersa con lubricante y trabajó sarta martillando 5 veces progresivamente desde 60 KLB hasta 100 KLB y liberó sarta. Continuó bajando.	Mantener una buena limpieza en el hoyo. El galonaje entre 900- 950 en la sección de 12 1/4". Esto para lavar el hoyo que no quede muy en calibre y minimizar el rimado con el LWD.	Realizar viaje de calibración antes de perforar el conglomerado inferior. Realizar viaje corto una vez conocido el tope de Tena hasta el conglomerado inferior.

Fuente: (Hidrocarburofero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

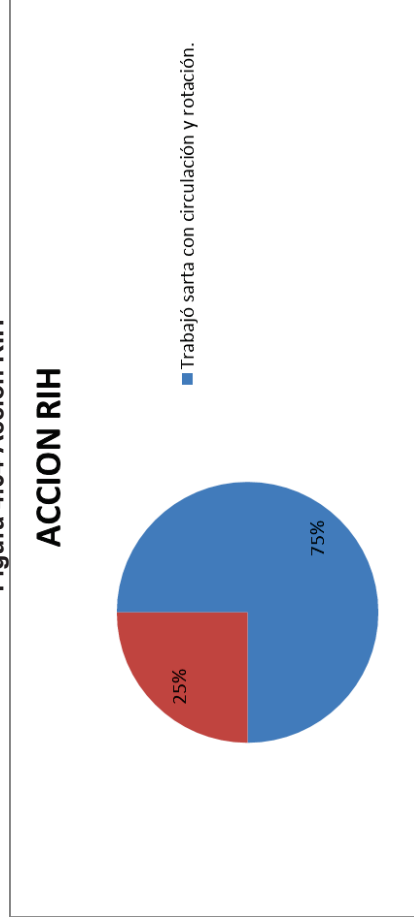
Figura 4.63 Causas RIH



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.64 Acción RIH



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

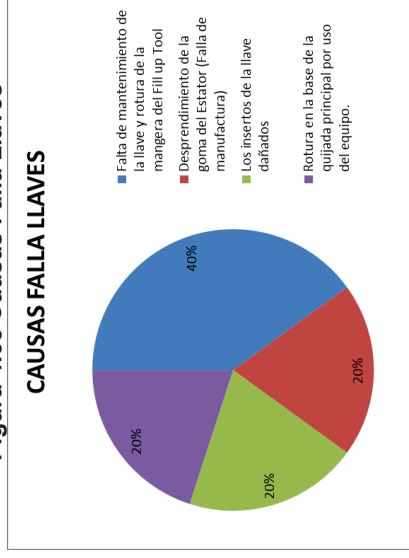
Tabla 4.37 FALLAS LLAVES

PROBLEMA	CAUSA	ACCION	LECCION APRENDIDA	RECOMENDACION
Observó falla en la llave hidráulica (estuvo deslizando)	Desprendimiento de la goma del Estator (Falla de manufactura)	Saco BHA a superficie y cambio motor por uno nuevo.	Verificar los certificados de fabricación, mantenimiento e inspección de las herramientas.	Realizar las respectivas inspecciones o certificaciones de control de calidad de las herramientas.
Falla llave hidráulica y Fill up Tool	Falta de mantenimiento de la llave y rotura de la manguera del Fill up Tool	Reemplazo llave hidráulica y manguera del Fill up Tool	Comprobar el apropiado funcionamiento del sistema antes de iniciar las operaciones	Hacer las pruebas adecuadas para garantizar el correcto funcionamiento del sistema. Implementar un adecuado Programa de mantenimiento
Falla llave hidráulica y Fill up Tool	Los insertos de la llave dañados	Frank's solicitó otros insertos a la base Coca.	Llevar a la operación insertos para las llaves hidráulicas para no perder tiempo en caso de necesitarlos.	Implementar un Plan de mantenimiento de las llaves que permita mantener en condiciones óptimas para al momento de realizar los trabajos. Solicitar y verificar los certificados de inspección y mantenimiento de las herramientas.
Falla llave ST-80.	Posible falta de mantenimiento.	Cambio llave por una convencional	Mantener el equipo en un chequeo continuo.	Realizar mantenimiento preventivo.
Fallo de llave hidráulica.	Rotura en la base de la quijada principal por uso del equipo.	Cambio de llave hidráulica.	La llave hidráulica está constantemente trabajando en las operaciones del taladro y es de vital importancia para el correcto desarrollo de las operaciones, que esté en buen estado es óptimo.	De acuerdo a las especificaciones del fabricante se deben reemplazar las piezas y elementos más sensibles luego de acumulado cierto tiempo de trabajo.

Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

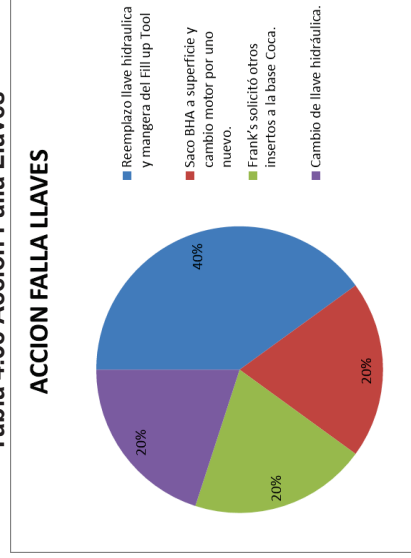
Figura 4.65 Causas Falla Llaves



Fuente: (Hidrocarburiifero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Tabla 4.38 Acción Falla Llaves



Fuente: (Hidrocarburiifero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

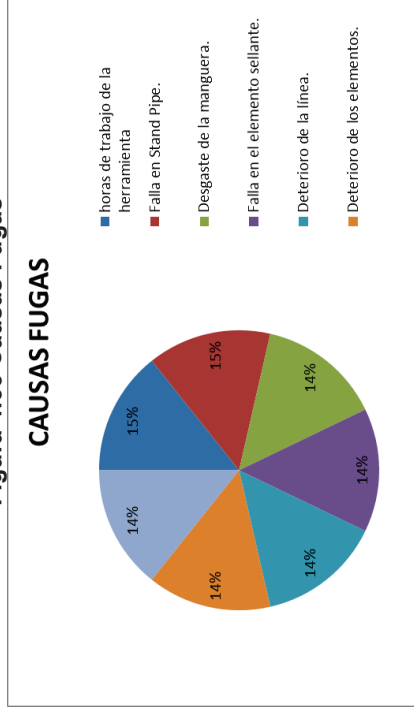
Tabla 4.39 FUGAS

PROBLEMA	CAUSA	ACCION	LECCION APRENDIDA	RECOMENDACION
Fuga de aceite	horas de trabajo de la herramienta	Reparó malacate y gato hidráulico.	Mantener el equipo en un chequeo continuo.	Mejorar el sistema de mantenimiento preventivo del Top Drive y Malacate.
Fuga de fluido en la manguera.	Falla en Stand Pipe.	Cambió empaque en la línea del Stand Pipe.	Durante los mantenimientos preventivos se debe revisar todos los sellos y cambiar aquellos que presenten el mínimo daño	Implementar un adecuado Programa de mantenimiento y un stock apropiado de sellos y repuestos
Fuga en el Niple Campana.	Desgaste de la manguera.	Reparó manguera hidráulica del Grabber del TDS.	Los elementos que componen el TDS están sometidos a grandes esfuerzos lo que los hace puntos débiles en términos de fallas.	Reemplazar las mangueras cada cierto tiempo según las especificaciones del fabricante.
Fuga en la línea de aire del malacate.	Falla en el elemento sellante.	Reemplazó el elemento.	Los elementos que están expuestos a los fluidos de perforación sufren desgaste.	Inspeccionar y verificar que las condiciones de éstos elementos sean las adecuadas.
Fuga en Pipe y Blind Rams.	Deterioro de la línea.	Reparó línea de aire en el malacate.	Las líneas de aire ubicadas en el piso de perforación están expuestas a diferentes condiciones que pueden provocar su falla prematura.	Revisar constantemente la integridad de las líneas de aire que se encuentran en el piso de perforación.
Fuga de todo a nivel de la unión del tubo campana con el preventor anular.	Deterioro de los elementos.	Cambió los elementos que fallaron.	El constante armado y desarmado del BOP ocasiona que sus elementos se desgasten.	Reemplazar los elementos cada cierto tiempo según las especificaciones del fabricante.
Fuga en el Stand Pipe.	Mal ajuste de los pernos en la unión.	Apretó pernos.	No hay datos	No hay datos

Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

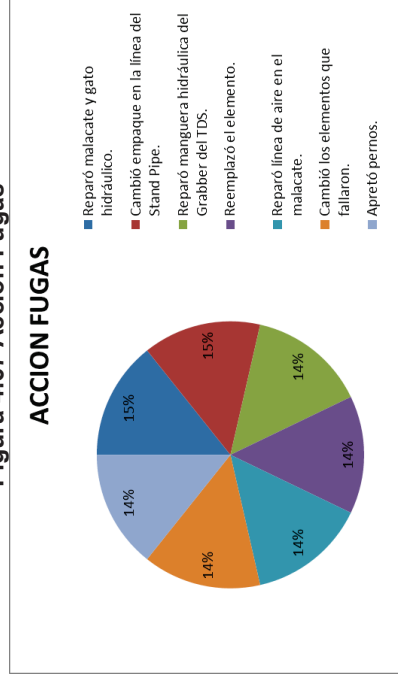
Figura 4.66 Causas Fugas



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.67 Acción Fugas



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

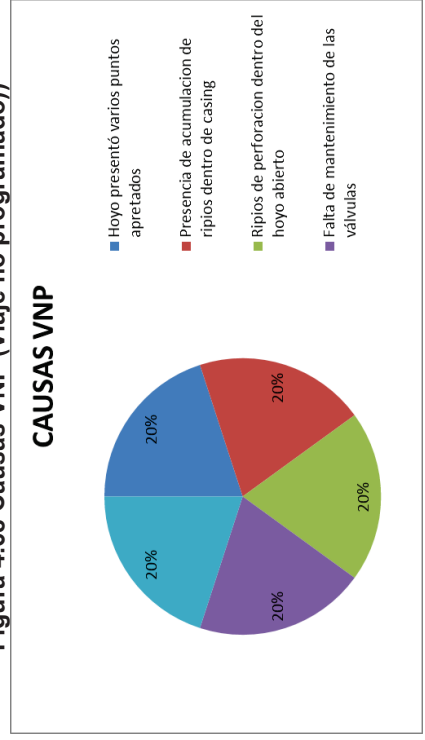
Tabla 4.40 VPN

PROBLEMA	CAUSA	ACCION	LECCION APRENDIDA	RECOMENDACION
Viaje no planeado a 8012'	Hoyo presentó varios puntos apretados	Se bajó y se subió rimando en la mayoría del viaje	Prácticas operativas conservadoras deben ser aplicadas si backreaming se extiende por tramos mayores de hoyo	Mejorar diseño de fluido de perforación, prácticas operacionales de ayuda para la limpieza durante perforación, circulación y viajes de tubería
Viaje por daño de motor	Presencia de acumulación de rípios dentro de casing	Bombear y circular tren de pildoras dispersa + viscosificada.	si overpull dentro de casing es mayor a 20 klbs, bombear y circular tren de pildoras dispersa + viscosificada	Optimizar propiedades de fluido de perforación, (acarreo - limpieza)
Viaje no planificado por falla de motor de fondo.	Rípios de perforación dentro del hoyo abierto	Trabajo tubería con galonaje y rotación, luego circuló hasta sarandas limpias.	Prácticas operativas de circulación propiedades de fluido de perforación no son suficientes para limpieza del hoyo	Rediseñar fluido de perforación y optimización a de prácticas operativas tanto de perforación como de circulación que mejoren la limpieza de hoyo.
Viaje no planeado dentro de casing de 5500' a superficie	Falta de mantenimiento de las válvulas	Se procedió a reparar las válvulas de las bombas	Durante los mantenimientos preventivos se debe engrasar las válvulas	Generar un cronograma de mantenimiento de válvulas del equipo
Viaje de limpieza no programado	Desprendimiento de los cauchos del motor (Falla de manufactura)	Saco BHA No. 5 a superficie, cambio motor por uno nuevo.	Verificar los certificados de fabricación, mantenimiento e inspección de las herramientas	Realizar las respectivas inspecciones o certificaciones de control de calidad de las herramientas.

Fuente: (Hidrocarburofero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

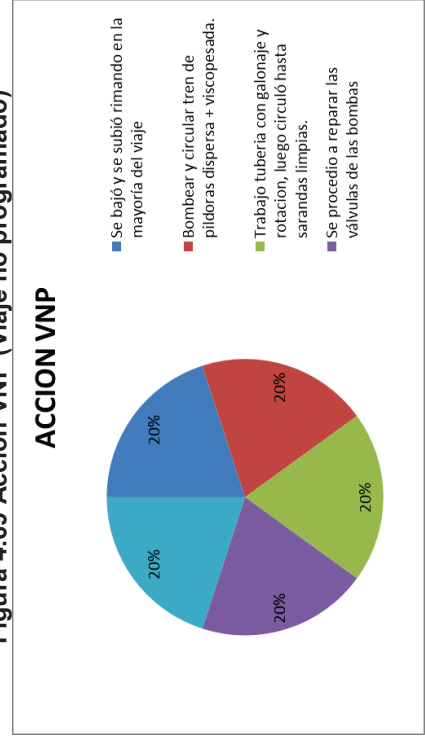
Figura 4.68 Causas VNP (Viaje no programado))



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.69 Acción VNP (Viaje no programado)



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

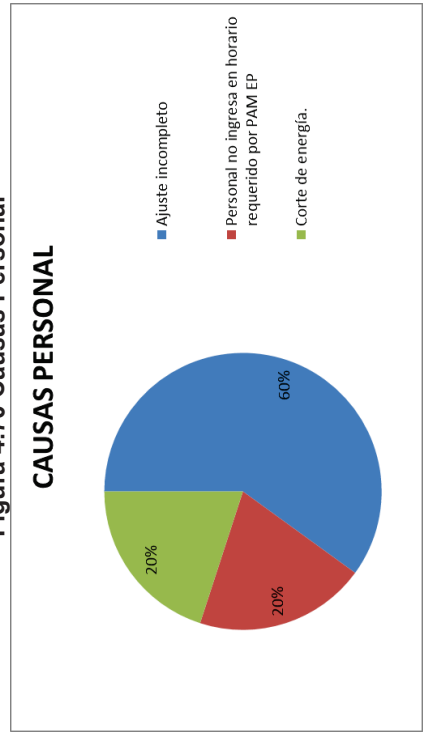
Tabla 4.41 PERSONAL

PROBLEMA	CAUSA	ACCION	LECCION APRENDIDA	RECOMENDACION
Esperando por personal	Ajuste incompleto	Ajusta INSIDE BOP	La detección de cualquier lıqueo - mı́nimo en los equipos - partes del RIG nos evitan parar las operaciones por dańos mayores que inhabiliten los equipos, aseguramos la operaci3n y procedemos a reparar los lıqueos.	Mejorar el sistema de mantenimiento preventivo del Top Drive.
Esperando por personal	Ajuste incompleto	Ajusta INSIDE BOP	La detección de cualquier lıqueo - mı́nimo en los equipos - partes del RIG nos evitan parar las operaciones por dańos mayores que inhabiliten los equipos, aseguramos la operaci3n y procedemos a reparar los lıqueos.	Mejorar el sistema de mantenimiento preventivo del Top Drive.
Esperando por personal	Ajuste incompleto	Ajusta INSIDE BOP	La detección de cualquier lıqueo - mı́nimo en los equipos - partes del RIG nos evitan parar las operaciones por dańos mayores que inhabiliten los equipos, aseguramos la operaci3n y procedemos a reparar los lıqueos.	Mejorar el sistema de mantenimiento preventivo del Top Drive.
Esperando por personal	Personal no ingresa en horario requerido por PAMEP	Stand By	Para locaciones remotas, la logıstica debe ser cumplida cabalmente	Exigir a las compańas de servicios ajustarse a los requerimientos de la logıstica de PAM EP.
Esperando por personal	Corte de energıa.	Personal el3ctrico revis3 el SCR y activan nuevamente la energıa. Se contina perforando controlando los par3metros.	Para locaciones remotas, la logıstica debe ser cumplida cabalmente	Exigir a las compańas de servicios ajustarse a los requerimientos de la logıstica de PAM EP.

Fuente: (Hidrocarburihero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Gar3falo Miguel

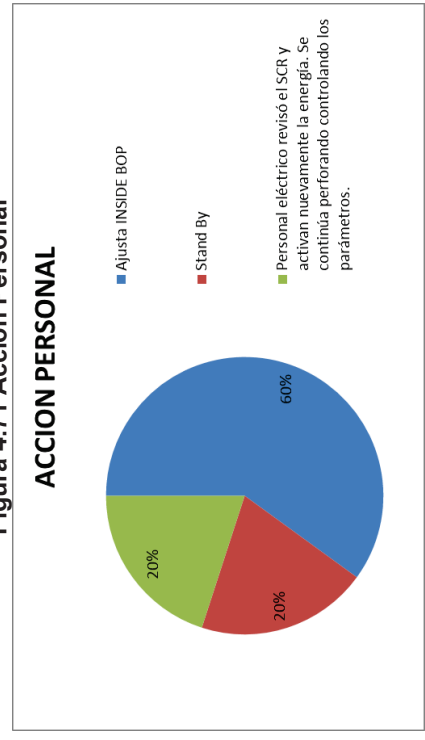
Figura 4.70 Causas Personal



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.71 Acción Personal



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

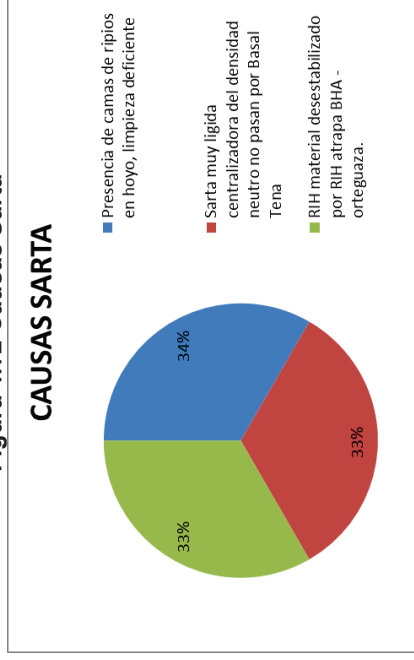
Tabla 4.42 SARTA

PROBLEMA	CAUSA	ACCION	LECCION APRENDIDA	RECOMENDACION
Trabajó la sarta y bombeó 30 BLS de píldora lubricante e intentó baja sin éxito. Bombeó 60 BLS de píldora dispersa lubricante y circuló e intentó llegar a fondo sin éxito.	Presencia de camas de ripios en hoyo, limpieza deficiente	Rimó el intervalo para dejar el hoyo en calibre	Las propiedades de fluido son insuficientes para garantizar la limpieza adecuada del hoyo, de igual forma las prácticas operacionales deben ser optimizadas para complementar la limpieza.	Mejorar propiedades de fluido de acuerdo a las formaciones que se estén perforando para garantizar la limpieza del hoyo, utilizar herramientas de subsuelo para incrementar el galonaje durante las circulaciones previas a los viajes.
Apoyó durante el retorno de la sarta a fondo en el intervalo 5593'-7580'.	Sarta muy ligida centralizadora del densidad neutro no pasan por Basal Tena	Sacó BHA hasta 9470' MD (tres paradas sobre Basal Tena), bajó BHA hasta 9618' MD (trabajando la sarta sin éxito. Se decidió sacar el BHA.	Minimizar el uso de herramientas full cuando se pase por formaciones bien consolidadas como los Conglomerados.	Realizar registros electricos con cable y en pozos con inclinacion mayor 40 hacerlo con TLC.
Empaquetamiento de la sarta a 6045'.	RIH material desestabilizado por RIH atrapa BHA - orteguaza.	Trabaja sarta con bomba, tensios y torque.	levantar sarta si apoya a 20 kibs durante RIH	Aplicar mejores practicas operativas durante viajes de calibracion. Maximos overpull y asentamiento, circulaciones intermedias, repasos, etc.

Fuente: (Hidrocarburofero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

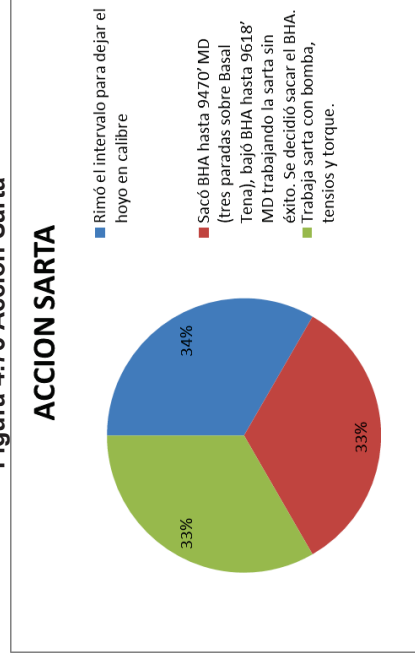
Figura 4.72 Causas Sarta



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.73 Acción Sarta



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Tabla 4.43 BHA

PROBLEMA	CAUSA	ACCION	LECCION APRENDIDA	RECOMENDACION
Bajó BHA direccional # 6 rimando en 6487'-6864' y 7350'-8552' MD.	Posible pedazo de cemento caído de bajo el zapato	POOH con bomba y rotación controlando overpull con 750 GPM, 2000-2850 PSI y 40-60 RPM	Durante operaciones de limpieza de cemento bajo el zapato, todo el personal estar atento a los parámetros (tension - torque) y a su comportamiento,	Realizar drilling out con bajo avance asegurando moler todo el cemento, despues asegurar sacar todo el material del hoyo utilizando un fluido con propiedades reologicas suficientes, personal debe estar capacitado en procedimientos a ser aplicados si se dan atrapamientos de tubería.
Bajó BHA direccional # 7 rimando desde 6440' hasta 8147' (1707).	Derrumbe de formación durante circulación de limpieza en el cambio de zona de tiyuyaco a Ortegua.	Trabajo martillando la sarta hacia abajo, sin éxito. Posterior se realiza trabajos de Back Off, tapon de cemento y Side Track a 5300'. Ok.	Durante la perforación de pozos de alto ángulo mantener el monitoreo constante de los parámetros de perforación que permitan identificar o prevenir conatos de pega, no realizar circulaciones en zona de transiciones de orteguaza a tiyuyaco.	Mejorar diseño de fluidos de perforación, prácticas operativas que permitan prevenir y solucionar los problemas de pega de tubería. Personal capacitado y entrenado en eventos de pega y empaquetamiento de tubería - primera reaccion.
Armado de BHA # 7 convencional y viaje de calibración no planeados	Minimizar riesgos - costos durante calibración de hoyos con mucho trabajo de rimado	Cambiar BHA direccional por Convencional	Cambio a BHA simulados pueden ocasionar trabajos de rimado durante calibración de hoyos, pero disminuye el costo de herramientas en hoyo.	Si las condiciones de hoyo durante primer viaje de calibración forzan a rimado intenso y frecuente, mantener practica de cambio a BHA simulado - convencional para disminuir costos de herramientas en el hoyo.
Viaje para cambio de BHA	Alejamiento del Plan Original	Sacó para cambiar configuración del BHA, y se cambió el estabilizador de la sarta de 11 3/4" a 11 1/2" para contrarrestar la tendencia de tumbado observada en la Formación Ortegua.	Utilización de un BHA mas agresivo para construcción en la formación Ortegua, que permita disminuir el trabajo de deslizamiento	Realizar la evaluación de las formaciones para determinar las tendencias de las mismas para optimizar el trabajo direccional. Se recomienda hacer el cambio de broca una vez atravesado el conglomerado superior de Tiyuyacu.
Bajó BHA direccional # 5 rimando en 6500'-8924' MD.	Puntos apretados.	Trabajó esta zona con caudal y rotación para acondicionar hoyo.	Incremento de la Densidad, concentraciones antes de realizar el cambio de BHA.	Adecuar el fluido de perforación para control efectivo de luitas e hincharamiento de arcillas.

Fuente: (Hidrocarburofero 2014)

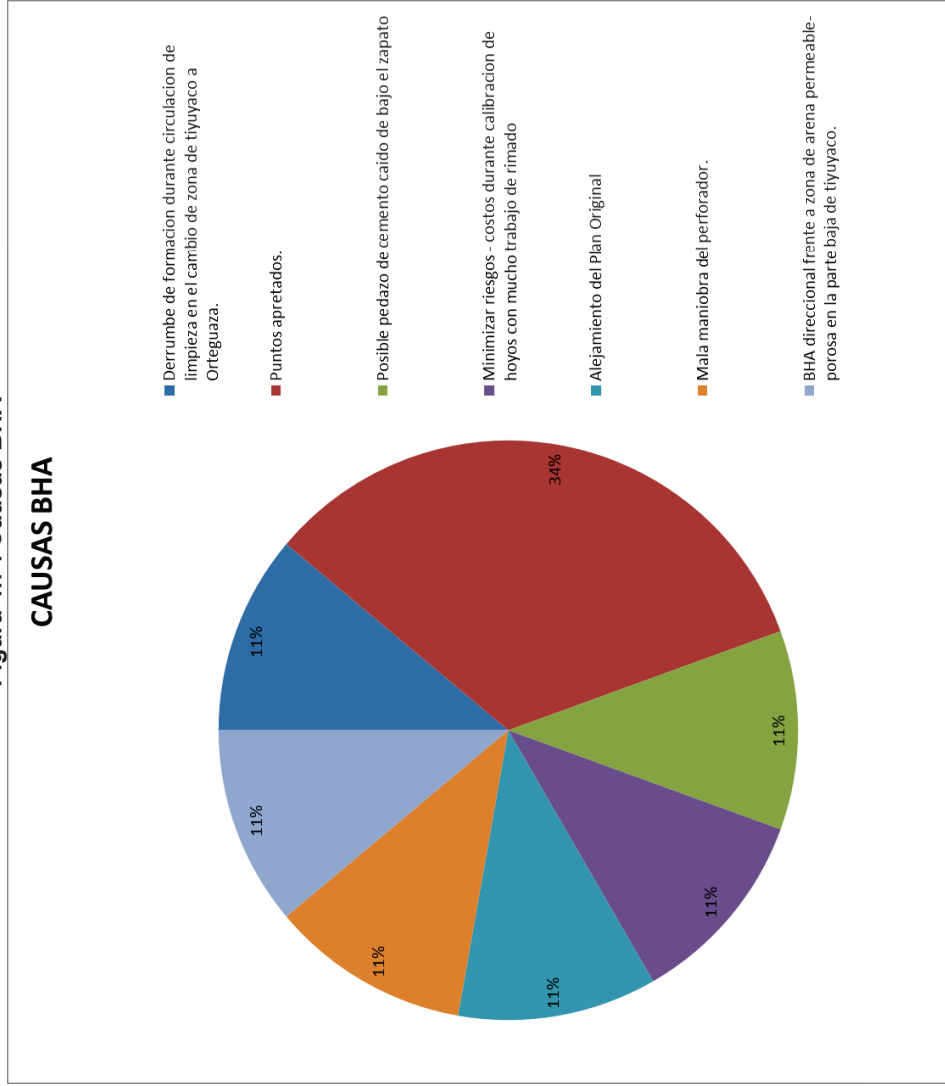
Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Aplicó peso excesivo a la broca.	Puntos apretados.	Trabajó esta zona con caudal y rotación para acondicionar hoyo.	Incremento de la Densidad concentraciones antes de realizar el cambio de BHA, acompañado de la eliminación de mas puntos de contacto en el BHA (configuración)	Adecuar el fluido y identificar el BHA con menos puntos de contacto (mas flexibe), que la configuracion del hoyo no sea muy afectada.
BHA convencional atascado durante viaje de limpieza de cemento bajo el zapato	Puntos apretados.	Trabajó esta zona con caudal y rotación para acondicionar hoyo.	Incremento de la Densidad concentraciones antes de realizar el cambio de BHA, acompañado de la eliminación de mas puntos de contacto en el BHA (configuración)	Adecuar el fluido e identificar el BHA con menos puntos de contacto (mas flexibe), que la configuracion del hoyo no sea muy afectada.
Empaquetamiento (perdida de circulación y rotacion) de BHA a 6515 TMD	Mala maniobra del perforador.	Bombea píldora desestabilizante / Viaje a superficie para verificar integridad del ensamblaje.	Evitar que el personal directamente involucrado en la operación se distraiga.	Capacitar al personal y evitar que se realicen malas maniobras.
Pérdida brusca de rotación y continuidad de circulación.	BHA direccional frente a zona de arena permeable- porosa en la parte baja de Ituyuyaco.	Trabajó tubería aplicando 50 KLBS de overpull y golpeando hacia abajo.	Activar el martillo en dirección opuesta al viaje de la tubería ayuda a liberar la sarta.	Previo a viaje de tubería, enviar píldora con material sellante, el incremento de peso de lodo a valores superiores a 10.6 lpg debe ir acompañado de la adición de material sellante.

Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

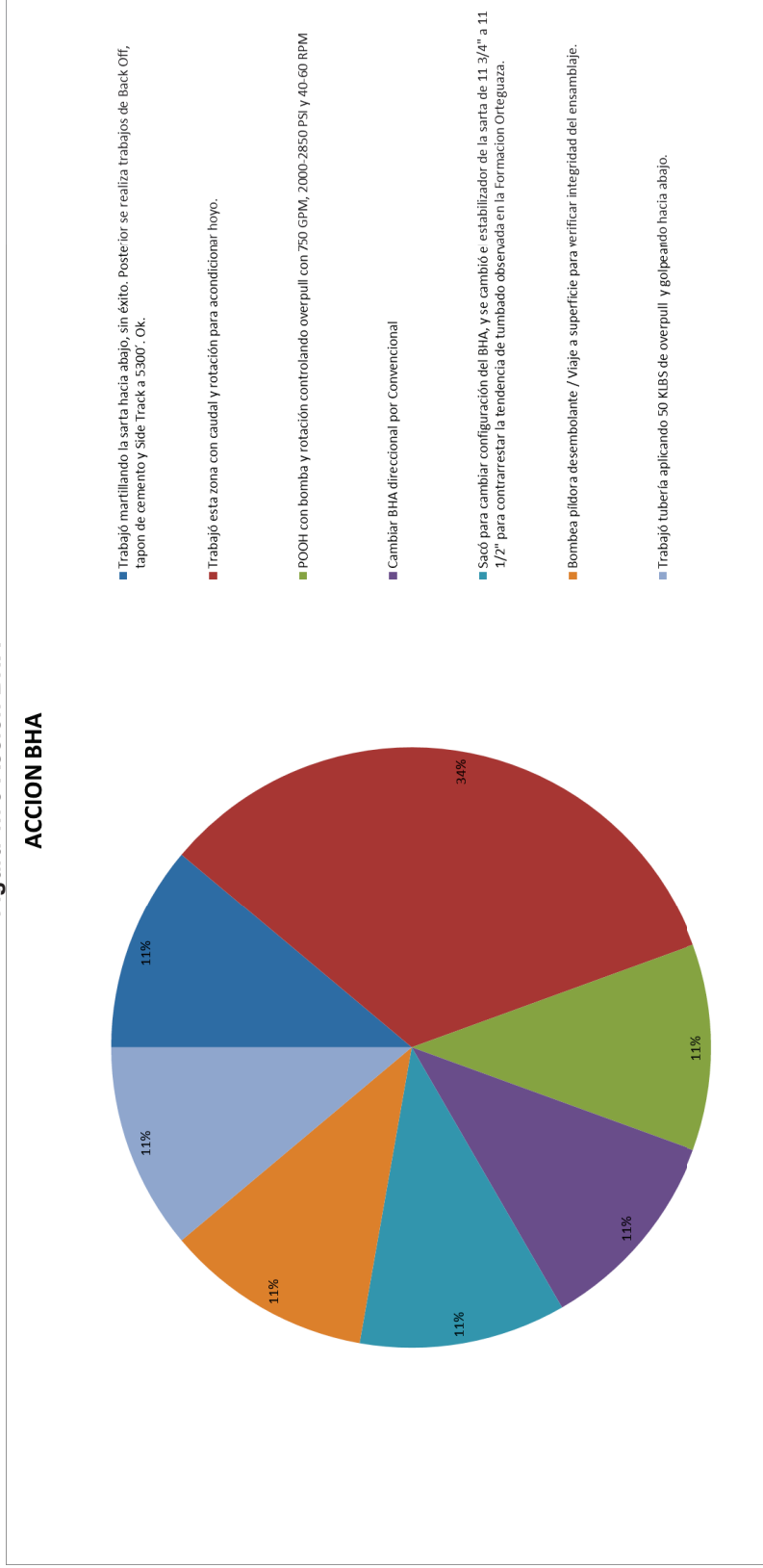
Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.74 Causas BHA



Fuente: (Hidrocarburofero 2014)
Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.75 Acción BHA



Fuente: (Hidrocarburofero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Tabla 4.44 VARIOS

PROBLEMA	CAUSA	ACCION	LECCION APRENDIDA	RECOMENDACION
Empaquetamiento de tubería	Ripios en pozo zona de orteguaza atraparón tubería.	Trabajos de pesca	Aplicación de mejores practicas operativas de viajes de calibración de hoyo (POOH)/ diseño de BHA / Diseño de fluido de perforación	N/A
Problemas para instalar Casing Mandrel Hanger en Cabezal Multibowl.	El material del casing mandrel hanger (SS 17400) y del running tool (ANSI 4140) son materiales no compatibles. Ensamble de running tool sobre casing mandrel hanger realizado en forma vertical con llave, perdiendo el control de fuerza sobre la rosca.	Intentó instalar otro Casing Mandrel, sin éxito. Se realizó la instalación de cuñas de emergencia.	Verificar que las herramientas disponibles en la plataforma así (como su Backup sean las apropiadas para la operación y que se encuentre en un óptimo estado de funcionamiento.	Realizar las pruebas necesarias de todas las herramientas y equipos y verificar el funcionamiento correcto de las mismas previo a ser llevadas al pozo.
Pega de tubería después de trabajo de deslizamiento a 4937'	Tubería estática sin rotación	Trabajo sarta con tensión, circulación y torque.	Mantener sarta estática sin rotación incrementa riesgo de pega de tubería a pesar de tener circulación.	Personal direccional debe mejorar control de parámetros de perforación para detectar síntomas de posibles conatos de pega, si estos se presentan, parar trabajo direccional y circular con rotación pozo hasta normalizar condiciones de hoyo.
Arrastre de 30-40 klbs tanto en hoyo abierto como dentro del casing.	Presencia camas de ripios en hoyo, limpieza deficiente	Sacó BHA direccional y cambio por BHA simulado para acondicionar hoyo	No garantizar una limpieza óptima del hoyo, se traduce a pérdidas de tiempo en acondicionar el hoyo con BHA simulado para minimizar el riesgo de herramientas direccionales	Bombear piladoras de limpieza cada parada para garantizar la limpieza del hoyo
Conato de empaquetamiento y trabajo de liberación a 6830' y 6585'	Ripios de perforación dentro del hoyo abierto	Trabajo tubería con galonaje y rotación, luego circuló hasta sarandas limpias.	Practicas operativas de circulación propiedades de fluido de perforación no son suficientes para limpieza del hoyo	Rediseñar fluido de perforación y optimización a de practicas operativas tanto de perforación como de circulación que mejoren la limpieza de hoyo.
Falla en la válvula del tanque de succión	Desgaste de la válvula	Cambió válvulas	Verificar el estado de las válvulas de todos los tanques interna y externamente para realizar el cambio y mantenimiento adecuado.	Implementar un adecuado Programa de mantenimiento. Mantener un stock apropiado de respuestos.
No hay apertura del Blind Ram.	Taponamiento de la línea de apertura del Blind Ram.	Destaponó la línea de apertura del Blind Ram.	Revisar las líneas hidráulicas del BOP system antes de ser instaladas	Revisar las líneas hidráulicas y limpiarlas antes de cada conexión.
Problemas con los sensores (Crown O Matic y Twin Stop)	Mala calibración de los sensores	Se calibró los sensores (Crown O Matic y Twin Stop)	Realizar una adecuada calibración y verificación de los sensores	Previó a la operación realizar la calibración y funcionamiento de los sensores.

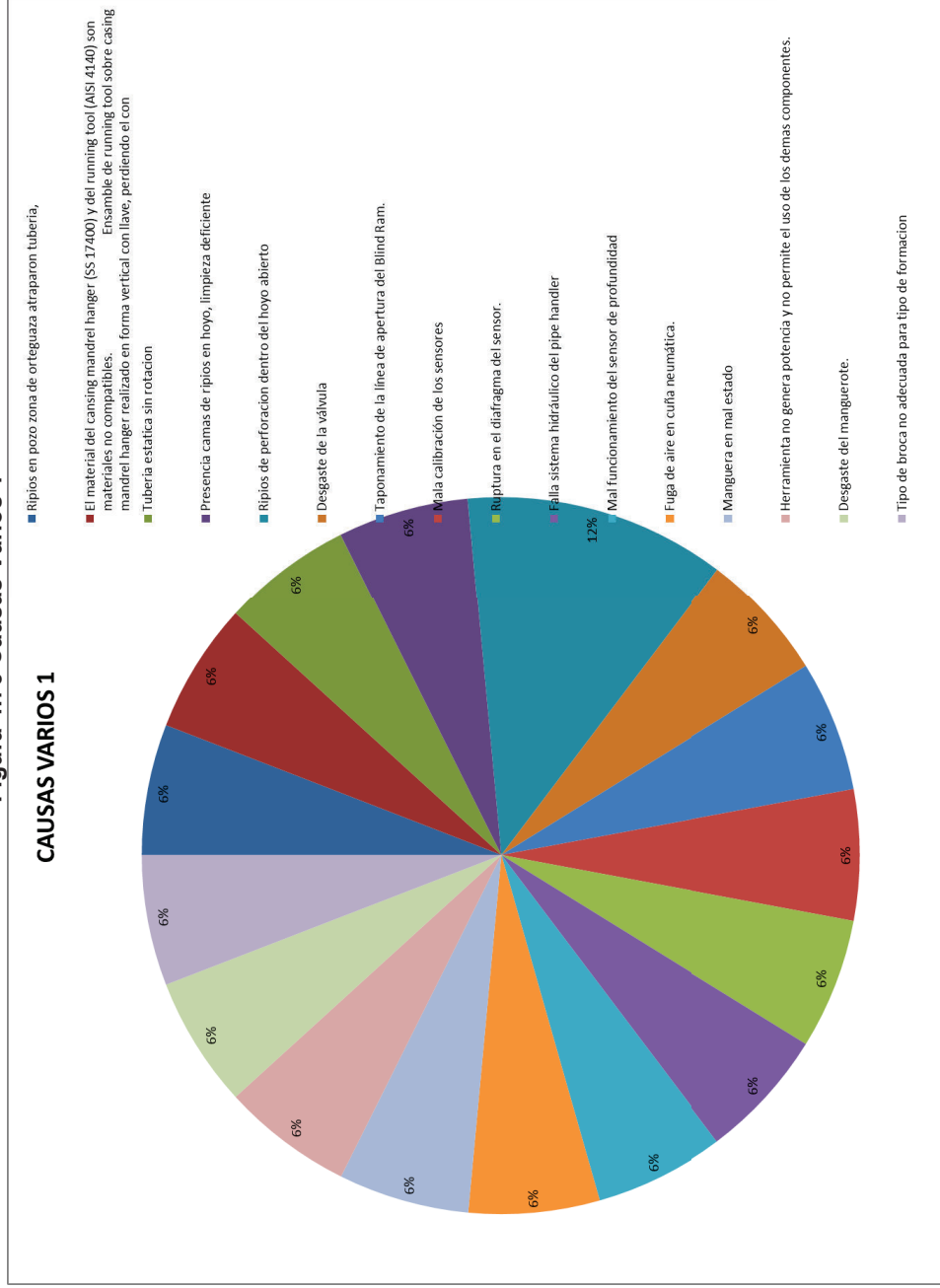
Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Falla en el sensor de peso.	Ruptura en el diafragma del sensor.	Cambio del sensor.	Los sensores están expuestos a las condiciones climáticas extremas y vibraciones producto de la perforación.	Verificar la integridad de los sensores periódicamente, consultar con el fabricante el tiempo de vida útil de los mismos y el mantenimiento preventivo que deben tener.
Pipe handler no trabaja	Falla sistema hidráulico del pipe handler	Reparó sistema hidráulico del pipe handler	Realizar la revisión y mantenimiento periódico de los componentes más críticos del Rig. Mantener un monitoreo continuo del programa de mantenimiento preventivo.	Implementar un adecuado programa de mantenimiento.
Problemas con sensor de profundidad	Mal funcionamiento del sensor de profundidad	Se cambió el sensor de profundidad del totco	Chequeo del equipo continuamente	Realizar mantenimiento preventivo.
Repara valvula de 4" del STD Pipe.	Ripios de perforacion dentro del hoyo abierto	Trabajo tubería con galtonaje y rotacion.	Practicas operativas de circulación propiedades de fluido de perforacion no son suficientes para limpieza del hoyo	Rediseñar fluido de perforacion y optimización a de practicas operativas tanto de perforacion como de circulación que mejoren la limpieza de hoyo.
Daño en cuña neumática.	Fuga de aire en cuña neumática.	Envío cuña de backup al pozo y reemplazó la cuña con daño.	Verificar la certificación de calidad de las herramientas y equipos que llegan al pozo.	Realizar las pruebas necesarias de todas las herramientas y equipos y verificar el funcionamiento correcto de las mismas previo a ser llevadas al pozo.
Daño de manguera hidraulica del TDS	Manguera en mal estado	Se cambió coupling de manguera hidraulica del TDS	Mantener el equipo en un chequeo continuo	Realizar mantenimiento preventivo previo a la operación.
Falla Unidad de Potencia	Herramienta no genera potencia y no permite el uso de los demas componentes.	Cambió la unidad hidráulica.	Verificar la certificación de calidad de las herramientas y equipos que llegan al pozo.	Realizar las pruebas necesarias de todas las herramientas y equipos y verificar el funcionamiento correcto de las mismas previo a ser llevadas al pozo, conjuntamente con un Back up en locación.
Observó pedazos de cauchos en el filtro de la tubería.	Desgaste del manguerote.	Circuló con GPM: 400, P: 1100 PSI y cambió manguerote por precaución.	Realizar la revisión y mantenimiento periódico de los componentes más críticos del Rig. Mantener un monitoreo continuo del Programa de mantenimiento preventivo.	Realizar un analisis de la parte interna del Manguerote, con el fin de verificar el estatus interno del mismo. adicional proceder a verificar la calidad de estas herramientas que con poco uso estan fallando.
Bajo ROP	Tipo de broca no adecuada para tipo de formacion	Cambió BHA y Broca	selección de broca incorrecta	Realizar la evaluación de las formaciones para determinar las tendencias de las mismas para optimizar el trabajo direccional. Se recomienda hacer el cambio de broca una vez atravesado el conglomerado superior de Tiyuyacu.

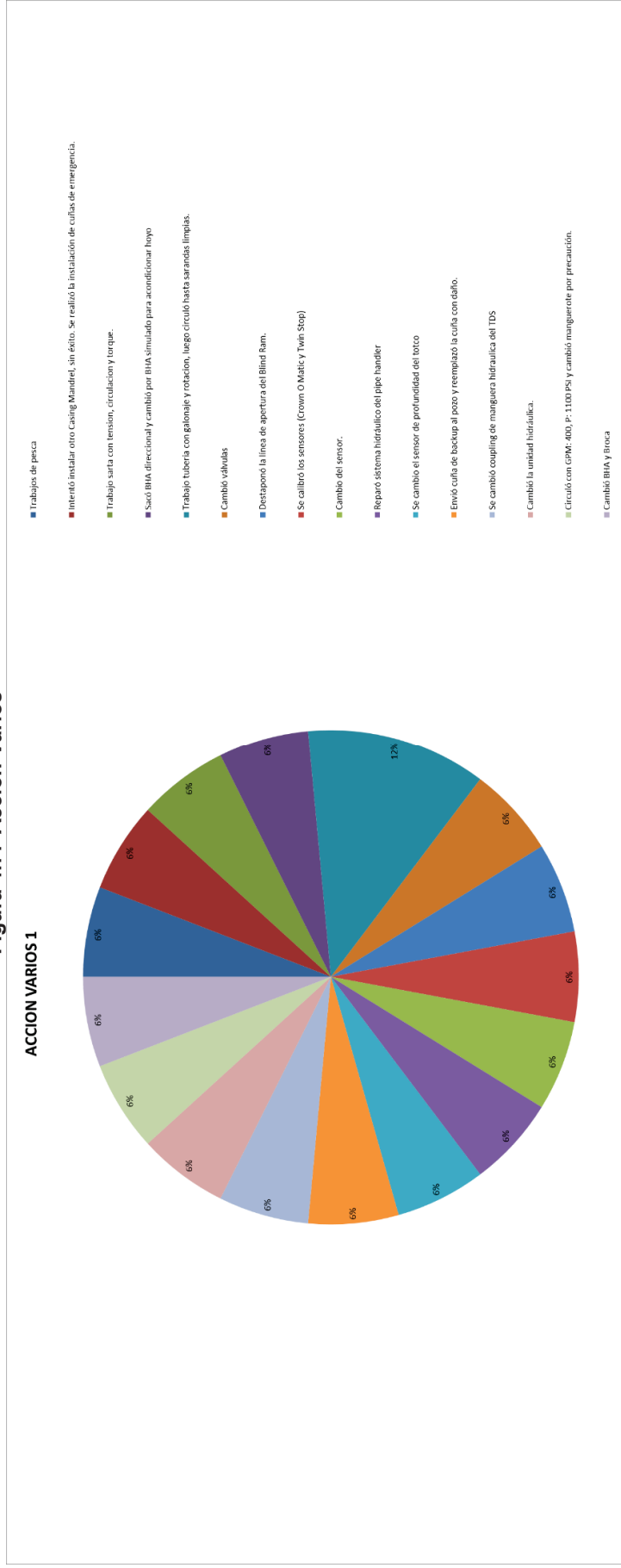
Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)
Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.76 Causas Varios 1



Fuente: (Hidrocarburofero 2014)
 Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.77 Acción Varios



Fuente: (Hidrocarburiifero 2014)
 Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Tabla 4.45 VARIOS 2

PROBLEMA	CAUSA	ACCION	LECCION APRENDIDA	RECOMENDACION
Falla herramienta de corrida de casing cuña hidráulica Spyder.	Daño en la cuña hidráulica Spyder.	Envío cuña de backup al pozo y reemplazó la cuña con daño.	Verificar la certificación de calidad de las herramientas y equipos que llegan al pozo.	Realizar las pruebas necesarias de todas las herramientas y equipos y verificar el funcionamiento correcto de las mismas previo a la operación.
Investigaciones por accidente seguro en mal estado	Persona no autorizada para la manipulación de la llave Hidráulica	Personal y Doctor del RIG atendieron inmediatamente	Manipular la llave solo personal autorizado y capacitado.	Capacitación constante en el manejo de la llave ST-80 y de las herramientas del RIG
Cambio de broca, motor y martillo	Fatiga de seguros	Cambio seguros de la cadena del Malacate.	Mantener el equipo en un chequeo continuo.	Realizar mantenimiento preventivo.
Probó herramientas de Registros Eléctricos sin éxito	N/A	N/A	N/A	N/A
Stanby - esperando por unidad de logging y herramientas de pesca	Falla en el FXIS.	Sacó herramientas de registros eléctricos hasta superficie, cambió herramienta.	Verificar los certificados de mantenimiento e inspección de las herramientas, realizar prueba previo al ingreso a Open Hole.	Realizar un adecuado mantenimiento de las herramientas de Registros Eléctricos. Realizar inspecciones o certificaciones de control de calidad de las herramientas.
Muestras de superficie de las lechadas con que se realizó la cementación del Csg de 9 5/8" no presentaban la dureza requerida para continuar con la operación luego de 16 hrs de fraguado.	No navegabilidad por nivel alto de río	Esperar	N/A	N/A
Black Down	Posible contaminación de las muestras en superficie o inadecuado procedimiento de mezclado de las lechadas de cemento.	Extendió a 24 hrs de espera el fraguado de cemento	Esperar por las muestras de superficie hasta que presenten una buena resistencia a la compresión. Verificar que las pruebas de laboratorio se hayan realizado con el cemento y agua de mezclado de la locación.	Realizar un adecuado control de calidad del cemento y aditivos. Realizar pruebas de laboratorios confiables previo a los trabajos de cementación. Revisar procedimientos de preparación lechadas. Manejo de muestras de cemento en superficie adecuado, que minimice la posibilidad de contaminación de las mismas.
Black Down	Corte de energía.	Personal eléctrico revisó el SCR y activan nuevamente la energía. Se continúa perforando controlando los parámetros.	Realizar los servicios de mantenimiento del SCR cada 24 horas detalladamente.	Implementar un adecuado programa de mantenimiento de todo el sistema de generación de energía del taladro y realizar reemplazos de los componentes en caso de ser necesario.
Black Down.	Corte de energía.	Personal eléctrico revisó el SCR y activan nuevamente la energía. Se continúa perforando controlando los parámetros. Se realizó una inspección y mantenimiento a los Generadores, fue requerido cambiar el regulador de voltaje en uno de ellos.	Realizar los servicios de mantenimiento del SCR cada 24 horas detalladamente.	Implementar un adecuado programa de mantenimiento de todo el sistema de generación de energía del taladro y realizar reemplazos de los componentes en caso de ser necesario.

Fuente: (Hidrocarburo 2014)

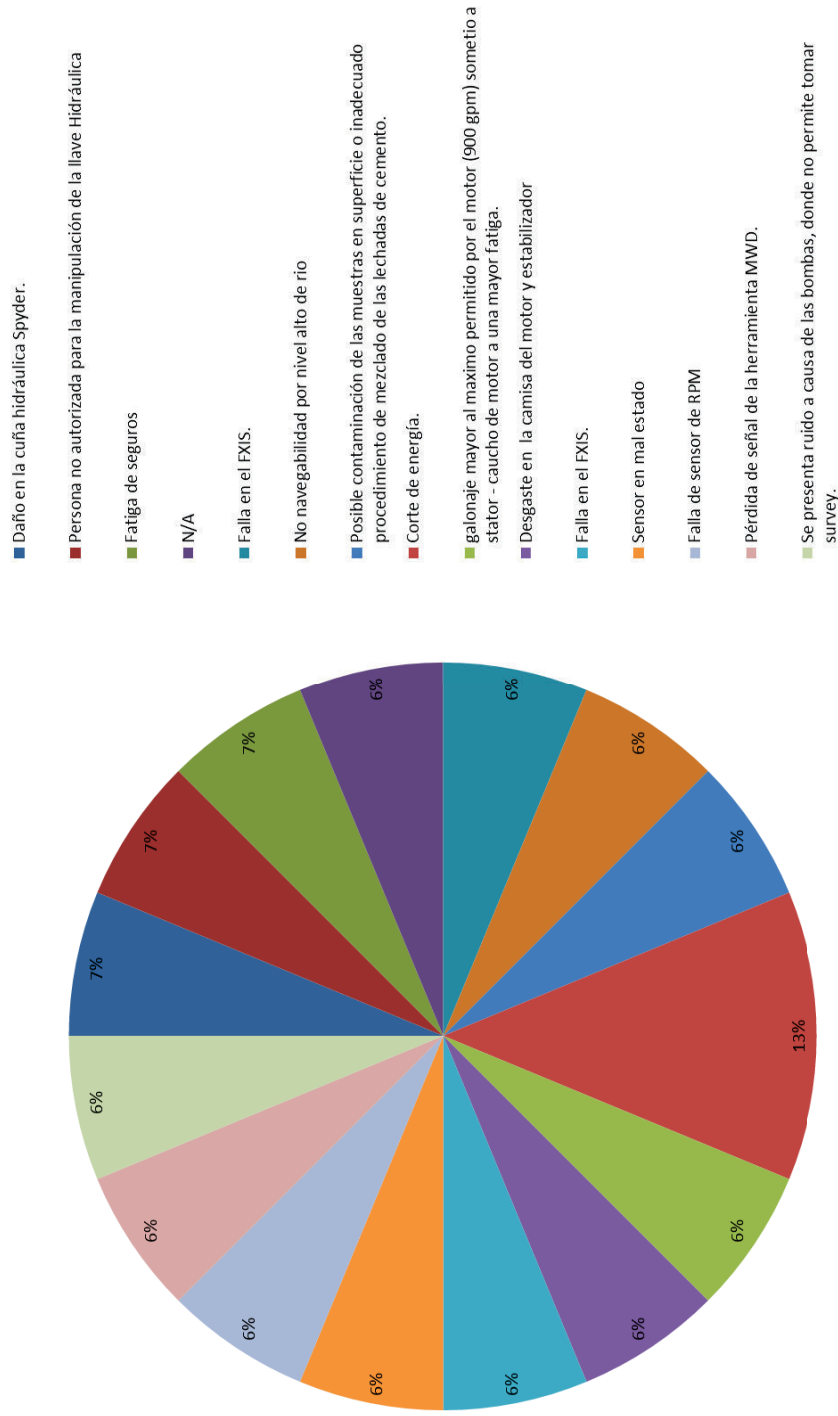
Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Incremento de presión - 400 psi durante perforación, daño de stator de motor - presencia de cauchos en zarandas.	galonaje mayor al máximo permitido por el motor (900 gpm) sometido a stator - caucho de motor a una mayor fatiga.	Circulo y Realizó viaje a superficie y cambió motor	Verificar los certificados de mantenimiento e inspección de las herramientas, adición de jet en motor para bypass de fluido y su incremento de caudal a 950 gpm queda restringido.	No adicionar jet para incremento de galonaje en motores de 8" - D&M.
Tendencia agresiva para tumbar inclinación	Desgaste en la camisa del motor y estabilizador	Saco BHA No. 8, cambio motor, configuración del AKO de 1.2 a 1.3 y estabilizador	Controlar parámetros durante la perforación de los conglomerados al menos hasta que el estabilizador haya pasado la base del conglomerado	Controlar parámetros durante la perforación de los conglomerados al menos hasta que el estabilizador haya pasado la base del conglomerado
Pérdida de los parámetros de perforación direccional.	Falla en el FXIS.	Sacó herramientas de registros eléctricos hasta superficie, cambió herramienta.	Verificar los certificados de mantenimiento e inspección de las herramientas, realizar prueba previo al ingreso a Open Hole.	Realizar un adecuado mantenimiento de las herramientas de Registros Eléctricos. Realizar inspecciones o certificaciones de control de calidad de las herramientas.
Falla sensor de RPM, no emite señal.	Sensor en mal estado	Instaló nuevo sensor de RPM en el TDS y amarró nuevo cable en la manguera del service loop del TDS	Realizar la revisión, mantenimiento periódico y calibración de los sensores que proveen la información de los parámetros de perforación.	Programa adecuado de calibraciones y mantenimiento de los sensores
Sensor de RPM descalibrado	Falla de sensor de RPM	Instaló sensor de RPM en el TDS.	Mantener el equipo en un chequeo continuo.	Mantenimiento preventivo del Top Drive.
Intentó tomar Survey sin éxito.	Pérdida de señal de la herramienta MWD.	Realizó maniobras y restableció señal de la herramienta.	Se deben realizar las pruebas correspondientes con el fin de determinar causa de la pérdida de señal (herramienta, taladro)	Es necesario que el personal de campo tenga el tech support de las oficinas centrales
Intentó tomar Survey sin éxito	Se presenta ruido a causa de las bombas, donde no permite tomar survey.	Reparó bombas de todo desarmando una a una cambiando áreas afectadas y continuó perforando hasta el punto de Casing 13 3/8"	Realizar el mantenimiento adecuado de las bombas con un chequeo preventivo y continuo.	Verificar los certificados de mantenimiento y realizar un chequeo continuo preventivo de cada componente con el suficiente stock de repuestos.

Fuente: (Hidrocarburofero 2014)
Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.78 Varios 2

CAUSAS VARIOS 2



Fuente: (Hidrocarburiifero 2014)
 Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.79 Varios 2
ACCION VARIOS 2



Fuente: (Hidrocarburofero 2014)
Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Resultados obtenidos después del análisis de los pasteles gráficos en la sección de 12-1/4”

- Es necesario el monitoreo permanente de los generadores para prevenir pérdidas de tiempo debido a fallas de los mismos.
- Mantener el equipo en un chequeo continuo para evitar fallas en el SCR
- Mantener un chequeo de los componentes del TDS y tener un stock adecuado de repuestos.
- Realizar un adecuado mantenimiento de las herramientas direccionales. Realizar las respectivas inspecciones o certificaciones de control de calidad de las herramientas.
- Verificar con gyro permite tener la comprobación del estatus de la información obtenida del fondo y evitar pérdida de tiempo innecesario.
- Mejorar las prácticas operacionales de ayuda para la limpieza durante la perforación, circulación y viajes de tubería. Revisar diseño de fluido de perforación - propiedades reológicas.
- Buscar un diseño de BHA más flexible para que no se tenga inconvenientes en las zonas donde el agujero está en calibre, bombeo periódico de píldoras dispersas seguidas de viscosas en zonas críticas.
- Previo al armado revisar y notificar al personal el BHA definitivo a bajarse en cada sección.
- Implementar un adecuado programa de mantenimiento de los componentes más críticos del Rig y toda herramienta debe ser verificada apenas llega a la locación, todas deben tener su respectivo back up.

- La detección de cualquier liqueo - mínimo en los equipos - partes del RIG nos evitan parar las operaciones por daños mayores que inhabiliten los equipos, aseguramos la operación y procedemos a reparar los liqueos.
- No bajar herramienta alguna al pozo si las pruebas en superficie no son completamente satisfactorias.
- Implementar un adecuado Programa de mantenimiento y un stock apropiado de repuestos.
- Implementar un adecuado Programa de mantenimiento. Mantener un stock apropiado de repuestos.
- Cumplir con los programas de inspección, mantenimiento y reparación de las tuberías (DP, HWDP, DC's) de acuerdo a las especificaciones técnicas de las mismas.
- Cuando se realicen pruebas de superficie para descartar cualquier tipo de fuga o elemento que haya fallado, tener la precaución de realizarla en la dirección del flujo, en éste caso se comprobó que toda la sarta estaba en óptimas condiciones, por lo que se concluye que la prueba de superficie no se realizó de manera adecuada.
- Optimizar el trabajo direccional durante la perforación de la formación Orteguaza para garantizar una buena calidad de hoyo en ese intervalo.
- Monitero constante de la forma y tipo de recortes. Incorporar en el MWD el sensor para poder determinar la presión anular y tener una visión más clara de la limpieza del agujero.
- Realizar pruebas de laboratorio en las que se haga reaccionar fluidos de perforación con diferentes concentraciones de arcilla y los ripios que encontramos en esta sección, a fin de obtener la concentración más

adecuada

- Realizar viaje de calibración antes de perforar el conglomerado Inferior. Realizar viaje corto una vez conocido el tope de Tena hasta el conglomerado inferior.
- Rediseñar fluido de perforación y optimización de prácticas operativas tanto de perforación como de circulación que mejoren la limpieza de hoyo.
- Implementar un Plan de mantenimiento de las llaves que permita mantener en condiciones óptimas para al momento de realizar los trabajos. Solicitar y verificar los certificados de inspección y mantenimiento de las herramientas.
- Mejorar el sistema de mantenimiento preventivo del Top Drive y Malacate.
- Revisar constantemente la integridad de las líneas de aire que se encuentran en el piso de perforación.
- Mejorar diseño de fluido de perforación, prácticas operacionales de ayuda para la limpieza durante perforación, circulación y viajes de tubería
- Optimizar propiedades de fluido de perforación, (acarreo - limpieza)
- Generar un cronograma de mantenimiento de válvulas del equipo
- Exigir a las compañías de servicios ajustarse a los requerimientos de la logística de PAM EP
- Mejorar el sistema de mantenimiento preventivo del Top Drive.
- Mejorar propiedades de fluido de acuerdo a las formaciones que se estén perforando para garantizar la limpieza del hoyo, utilizar herramientas de subsuelo para incrementar el galonaje durante las circulaciones previas a

los viajes.

- Realizar registros electricos con cable y en pozos con inclinacion mayor 40 hacerlo con TLC.
- Realizar la evaluación de las formaciones para determinar las tendencias de las mismas para optimizar el trabajo direccional. Se recomienda hacer el cambio de broca una vez atravesado el conglomerado superior de Tiyuyacu.
- Previo a viaje de tuberia, enviar pildora con material sellante, el incremento de peso de lodo a valores superiores a 10.6 lpg debe ir acompañado de la adición de material sellante.
- Realizar drilling out con bajo avance asegurando moler todo el cemento, despues asegurar sacar todo el material del hoyo utilizando un fluido con propiedades reológicas suficientes, personal debe estar capacitado en procedimientos a ser aplicados si se dan atrapamientos de tuberia.
- Revisar las líneas hidráulicas y limpiarlas antes de cada conexión.
- Previo a la operación realizar la calibración y funcionamiento de los sensores.
- Realizar un análisis de la parte interna del Manguerote, con el fin de verificar el estatus interno del mismo, adicional proceder a verificar la calidad de estas herramientas que con poco uso están fallando.
- Capacitación constante en el manejo de la llave ST-80 y de las herramientas del RIG
- Realizar un adecuado mantenimiento de las herramientas de Registros Eléctricos. Realizar inspecciones o certificaciones de control de calidad de

las herramientas.

- Realizar un adecuado control de calidad del cemento y aditivos. Realizar pruebas de laboratorios confiables previo a los trabajos de cementación. Revisar procedimientos de preparación lechadas. Manejo de muestras de cemento en superficie adecuado, que minimice la posibilidad de contaminación de las mismas.
- Verificar los certificados de mantenimiento y realizar un chequeo continuo preventivo de cada componente con el suficiente stock de respuestas.

MATRICES Y GRAFICAS OBTENIDAS DE LA SECCIÓN DE 8 ½”

Tabla 4.46 MWD

PROBLEMA	CAUSA	ACCION	LECCION APRENDIDA	RECOMENDACION
Pierde señal herramienta MWD a 7485'	Falla de herramienta	Reparó herramienta MWD	Verificar los certificados de mantenimiento e inspección de las herramientas	Realizar un adecuado mantenimiento de las herramientas direccionales. Realizar respectivas inspecciones o certificaciones de control de calidad de las herramientas.
Problemas de señal con el MWD	MWD no envía señal	Cambió MWD Slimpulse por Telescope, alineó motor y MWD	Mantener el equipo en un chequeo continuo	Realizar un adecuado mantenimiento con su respectiva documentación de inspección de las herramientas previo a la operación
Perdió señal de herramienta MWD	Posible taponamiento por material sólido en fluido de perforación - pildoras	Se circuló incrementando parámetros para recuperar señal, después de varios intentos se recuperó señal con éxito	Variación de galonaje y rpm puede reactivar funcionamiento de herramienta	Antes de sacar un BHA por falla de MWD, poner en práctica la variación de caudal (30 min)
Probó herramienta MWD sin éxito	Falla de herramienta MWD	Reemplazó herramienta MWD por una nueva	Verificar los certificados de mantenimiento e inspección de las herramientas	Realizar un adecuado mantenimiento de las herramientas direccionales. Realizar respectivas inspecciones o certificaciones de control de calidad de las herramientas.
Después del desplazamiento de cambio de lodo viejo por lodo nuevo se observó un cambio en la señal del MWD, pero la herramienta decodificaba 100%, por lo que continuamos ya que no fue crítico en la operación	Se perfora con mucho ruido, a pesar de esto la herramienta decodifica hasta el 88%, termina la parada, e intentamos tomar el survey con bomba 1, la herramienta decodifica entra el survey, pero no se aprobó por estar fuera de los controles de calidad	Para este caso, intentamos con la bomba 2 y 3, estas nos dio mucho mas ruido que la bomba 1, por lo que se chequea dampeners, y estos tenían su respectiva válvula cerrada, se le pidió al taladro que abrieran las válvulas..	Se descarta falla de la herramienta, debido a que después del troubleshooting la herramienta no dio ningún tipo de problema, la peración continuo normal obteniendo surveys en calidad cada parada perforada.	Posible taponamiento parcial de la herramienta por el aditivo de polímero del lodo, por lo que se debe monitorear la mezcla de pildoras (Personal Taladro) para evitar inconvenientes con las herramientas de fondo.

Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

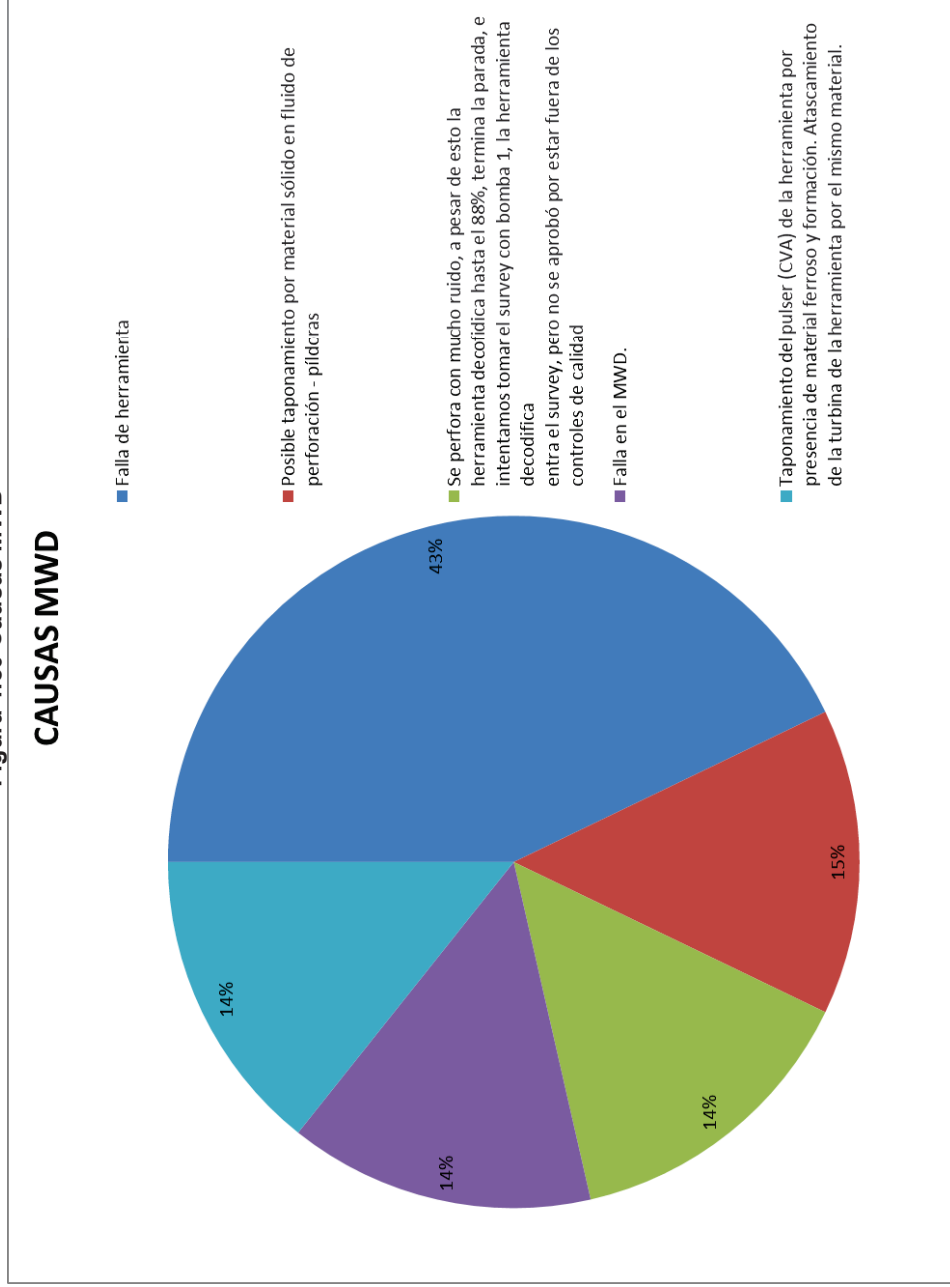
Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

<p>Probó herramienta MWD con varios caudales y chequeó los sensores en superficie. MWD deja de demodular.</p>	<p>Falla en el MWD.</p>	<p>Sacó BHA a superficie para realizar cambio de herramienta.</p>	<p>Los problemas en la decodificación de la data enviada por el MWD no siempre pueden ser atribuibles a las bombas, una vez realizadas la comprobaciones del caso pueden determinar que la falla es de la herramienta.</p>	<p>Verificar que las herramientas enviadas a pozo estén con su mantenimiento adecuado, así se minimizará las probabilidades de falla.</p>
<p>Viaje a superficie. Falla de MWD - No envía señal a superficie.</p>	<p>Taponamiento del pulser (CVA) de la herramienta por presencia de material ferroso y formación. Atascamiento de la turbina de la herramienta por el mismo material.</p>	<p>Se cambió la herramienta MWD</p>	<p>Solicitar los certificados de inspección y mantenimiento de las herramientas direccionales</p>	<p>Realizar un revisión continua de los filtros del DP como del filtro direccional (filter sub). Realizar un adecuado mantenimiento con su respectiva inspección, de las herramientas previó a la operación</p>

Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

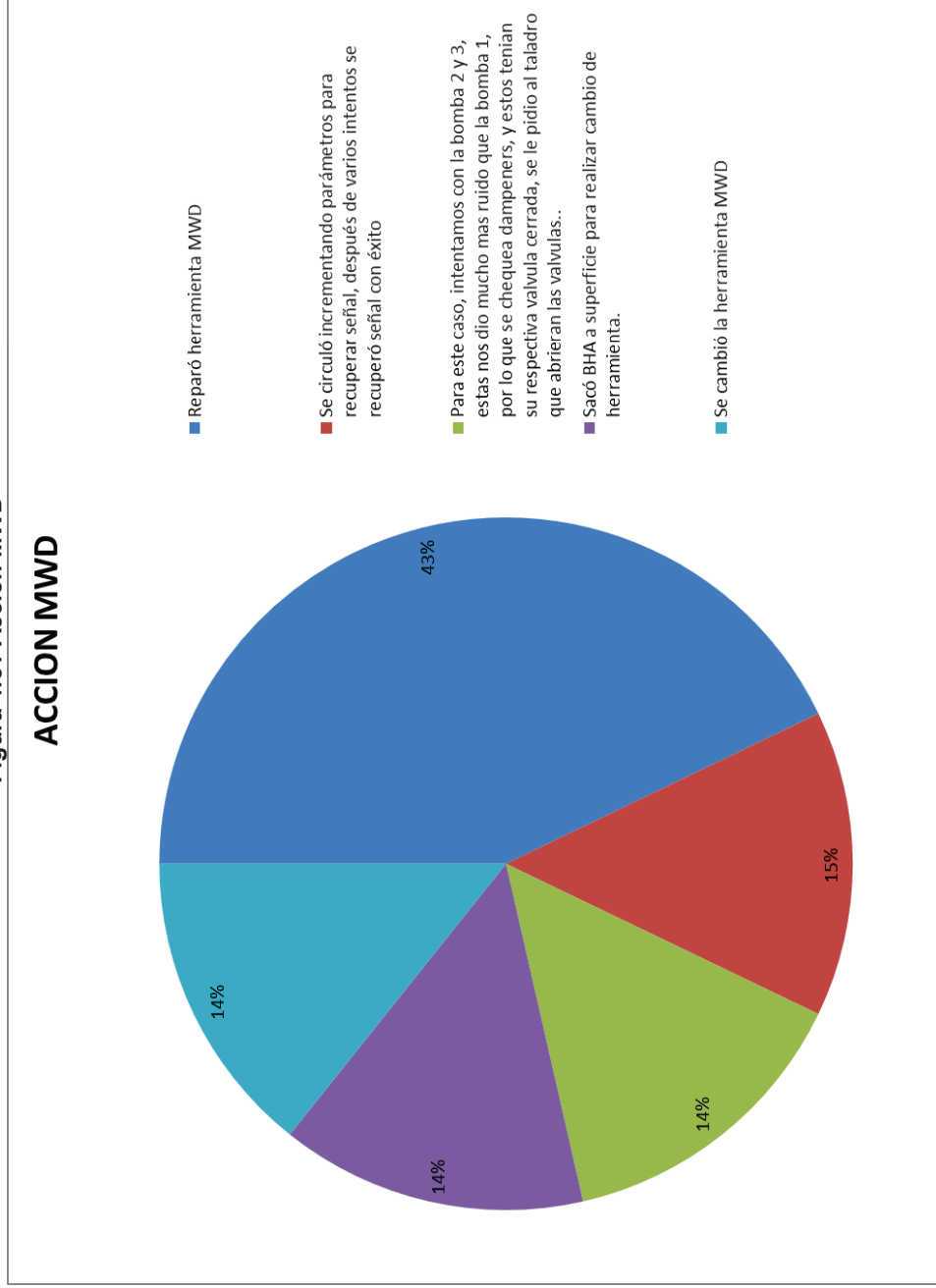
Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.80 Causas MWD



Fuente: (Hidrocarburofero 2014)
Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.81 Acción MWD



Fuente: (Hidrocarburo 2014)
Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

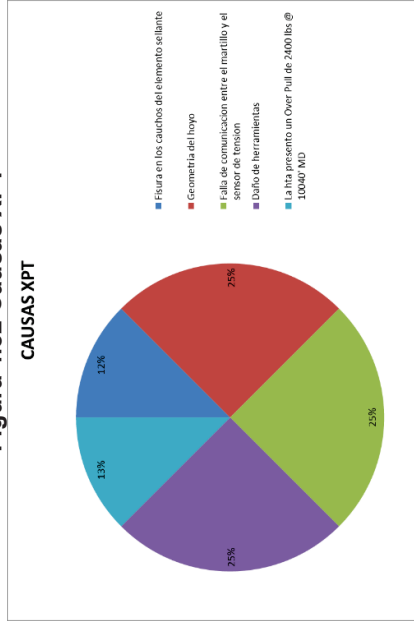
Tabla 4.47 XPT

PROBLEMA	CAUSA	ACCION	LECCION APRENDIDA	RECOMENDACION
Falla herramienta XPT (Presiones)	Fisura en los cauchos del elemento sellante	Saco herramienta XPT y cambio caucho del elemento sellante.	Probar herramientas antes de ser bajadas al pozo	Realizar un adecuado mantenimiento de las herramientas. Realizar las respectivas inspecciones o certificaciones de control de calidad de las herramientas.
Atrapamiento herramienta XPT	Geometría del hoyo	Realizo operaciones de pesca y recupero 100% la herramienta	Optimizar las condiciones del fluido y parametros de perforacion que permita mejorar la calidad del hoyo	1) Utilizar un gasto maximo de 450 GPM para perforar esta seccion. Incrementar el TFA. 2) Incrementar la concentracion del estabilizador de lutitas (Glymax).
Atrapamiento de herramienta XPT (Presiones) @ 10377' MD.	Geometría del hoyo	Trabajo tensionando hasta 9.7 kbs en varios intentos hasta liberar	Optimizar las condiciones del fluido y parametros de perforacion que permita mejorar la calidad del hoyo	1) Utilizar un gasto maximo de 450 GPM para perforar esta seccion. Incrementar el TFA. 2) Incrementar la concentracion del estabilizador de lutitas (Glymax).
Viaje no planificado por falla en el sensor de tension (XPT) @ 10452' TD.	Falla de comunicacion entre el martillo y el sensor de tension	Cambio martillo	Probar las herramientas y verificar su funcionamiento entre ellas previo a ser llevadas a locacion	Realizar un adecuado mantenimiento de las herramientas. Realizar las respectivas inspecciones o certificaciones de control de calidad de las herramientas.
Viaje no planificado por falla en el sensor de tension (XPT) @ 10452' TD.	Falla de comunicacion entre el martillo y el sensor de tension	Cambio martillo	Probar las herramientas y verificar su funcionamiento entre ellas previo a ser llevadas a locacion	Verificar comunicacion entre herramientas antes de ser bajadas al pozo. Verificar los certificados de fabricacion, mantenimiento e inspeccion de las herramientas
Falla de herramientas: AIT/PEX y XPT	Daño de herramientas	Reparó herramientas en pozo y registro según el programa.	Verificar los certificados de mantenimiento e inspeccion de las herramientas	Realizar un adecuado mantenimiento de las herramientas direccionales. Realizar inspecciones o certificaciones de control de calidad de las herramientas.
Falla de herramienta XPT	Daño interno de la herramienta.	Realizó viaje a superficie y cambió la herramienta	Solicitar los certificados de inspección y mantenimiento de las herramientas de registros	Realizar un adecuado mantenimiento con su respectiva inspección, de las herramientas previo a la operación
Segunda corrida de registros con lta XPT sin éxito	La lta presento un Over Pull de 2400 lbs @ 10040' MD	Saco lta XPT para acondicionar hoyo	Realizar un viaje de calibracion previo a la corrida o a la bajada de esta herramienta si las condiciones del hoyo así lo requieren	Utilizar un adecuado estabilizador de lutitas y perforar con parametros que minimizen la formacion de washouts

Fuente: (Hidrocarburofero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

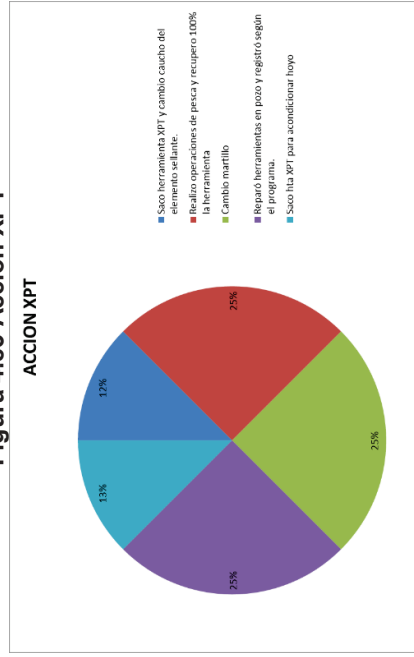
Figura 4.82 Causas XPT



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.83 Acción XPT



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

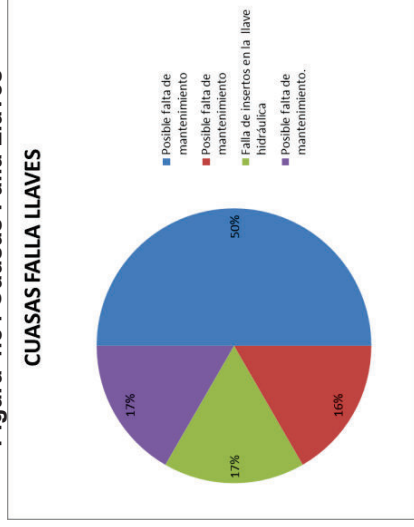
Tabla 4.48 FALLA LLAVES

PROBLEMA	CAUSA	ACCION	LECCION APRENDIDA	RECOMENDACION
Falla llave hidráulica al bajar Liner de 7".	Posible falta de mantenimiento	Reemplazo llave hidráulica	Probar equipo antes de su operación en el pozo	Realizar un adecuado mantenimiento de los equipos. Realizar las respectivas inspecciones o certificaciones de control de calidad de las herramientas.
Falla llave hidráulica al bajar Liner de 7".	Falta de mantenimiento	Reparar llaver hidráulica	Mantener el equipo en un chequeo continuo	Realizar mantenimiento preventivo
Falla llave ST-80	Posible falta de mantenimiento	Reparó llave	Mantener el equipo en un chequeo continuo	Realizar mantenimiento preventivo
Falla llave hidráulica al bajar Liner de 7".	Falta de mantenimiento	Reparar llaver hidráulica	Mantener el equipo en un chequeo continuo	Realizar mantenimiento preventivo
Falta de seguros de insertos en la llave hidráulica	Falta de insertos en la llave hidráulica	Colocó seguros faltantes a los insertos de la llave hidráulica	Revisar el desgaste el estado de las herramientas previo al inicio de las operaciones.	Tener mayor control en la inspección de la Handling Tool. Solicitar y revisar los certificados de inspección y mantenimiento de las herramientas.
Falla llave hidráulica al sacar el BHA #14 a superficie.	Posible falta de mantenimiento.	Cambió llave hidráulica.	Probar equipo antes de su operación en el pozo.	Realizar un adecuado mantenimiento de los equipos. Realizar las respectivas inspecciones o certificaciones de control de calidad de las herramientas.

Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

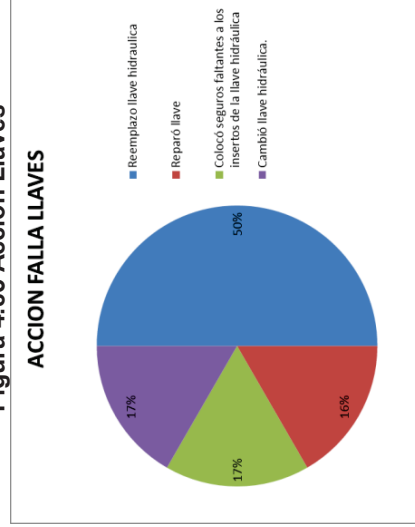
Figura 4.84 Causas Falla Llaves



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.85 Acción Llaves



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

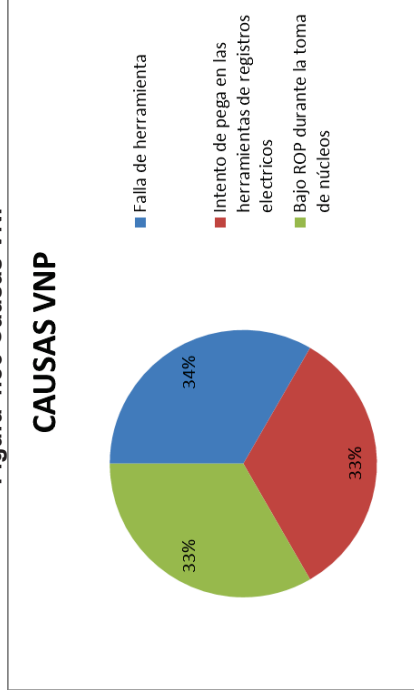
Tabla 4.49 VNP

PROBLEMA	CAUSA	ACCION	LECCION APRENDIDA	RECOMENDACION
Viaje no planificado por pérdida de señal en el MWD	Falla de herramienta	Cambio MWD por uno nuevo	Verificar los certificados de fabricación, mantenimiento e inspección de las herramientas	Realizar un adecuado mantenimiento de las herramientas direccionales. Realizar las respectivas inspecciones o certificaciones de control de calidad de las herramientas.
Viaje no planeado por suspensión de registros eléctricos y espera de materiales y herramientas para corrida de liner de 7"	Intento de pega en las herramientas de registros eléctricos	Acondicionar hoyo	Suspensión de corridas de registros eléctricos al primer intento de pega.	Continuar aplicación de la práctica de suspender registros ante conatos de pega, o a su vez reprogramarlos con TLC.
Viaje a superficie	Bajo ROP durante la toma de núcleos	Sacó BHA hasta superficie y evaluó su condición manteniendo el mismo para continuar tomando núcleo dentro de la arena T	En formaciones intercaladas como se presentó en la arena T el ROP esperado puede ser afectado	Evaluar la formación donde se este realizando la toma de núcleo en conjunto con el personal involucrado (geología, núcleos y company man)

Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

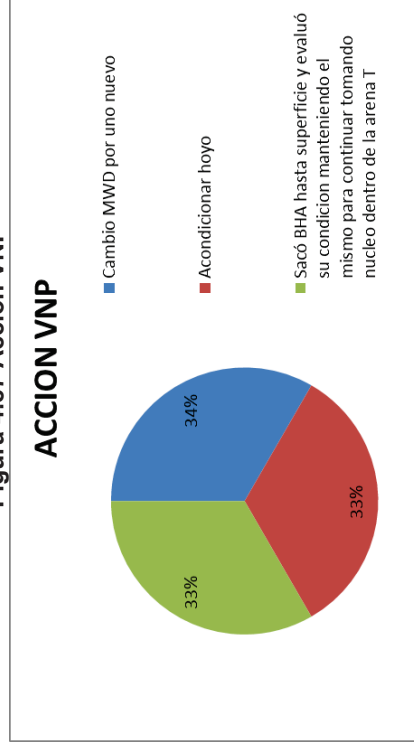
Figura 4.86 Causas VNP



Fuente: (Hidrocarburiifero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.87 Acción VNP



Fuente: (Hidrocarburiifero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

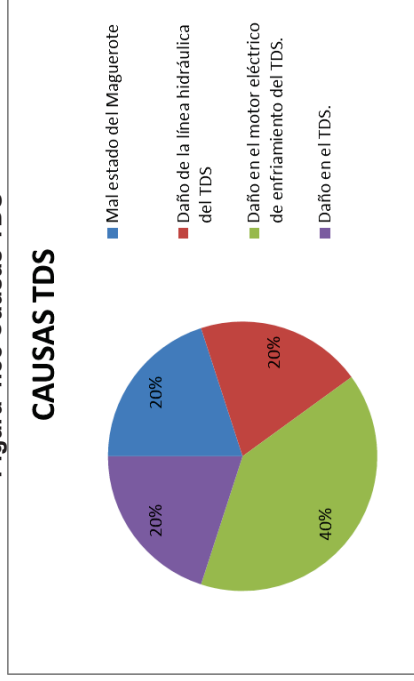
Tabla 4.50 TDS

PROBLEMA	CAUSA	ACCION	LECCION APRENDIDA	RECOMENDACION
Cambió manguerote de TDS	Mal estado del Manguerote	Cambió TDS Drilling Hose	Chequeo del equipo continuamente	Realizar mantenimiento preventivo.
Falla del TDS	Daño de la línea hidráulica del TDS	Reparó línea hidráulica del TDS	Realizar una adecuada verificación del correcto funcionamiento de los componentes del Taladro, previo a iniciar las operaciones de perforación.	Implementar un adecuado Programa de mantenimiento de los componentes más críticos del Rig.
Falla el TDS.	Daño en el motor eléctrico de enfriamiento del TDS.	Cambió motor eléctrico de enfriamiento del TDS.	Mantener un chequeo de los componentes del TDS.	Implementar un adecuado programa de mantenimiento y un stock apropiado de repuestos.
Falla en el TDS	Daño en el motor eléctrico del TDS.	Cambió motor eléctrico del TDS.	Mantener un chequeo de los componentes del TDS.	Implementar un adecuado programa de mantenimiento y un stock apropiado de repuestos.
Falla el TDS.	Daño en el TDS.	Reparó Top Drive.	Si es detectado problemas con el DTS, asegurar la operación y proceder con reparación.	Realizar un mantenimiento completo del TDS antes de iniciar la operación del siguiente pozo.

Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

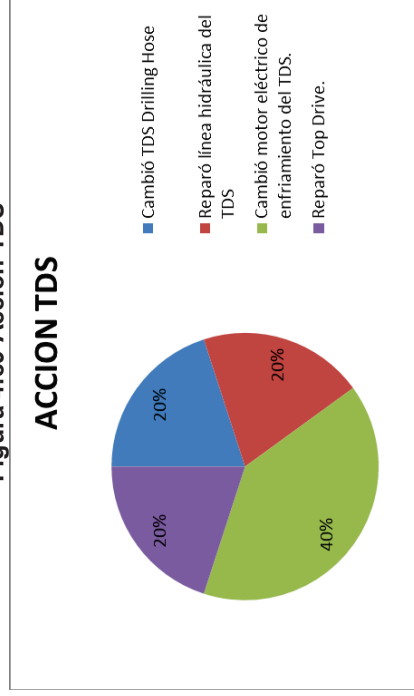
Figura 4.88 Causas TDS



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.89 Acción TDS



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

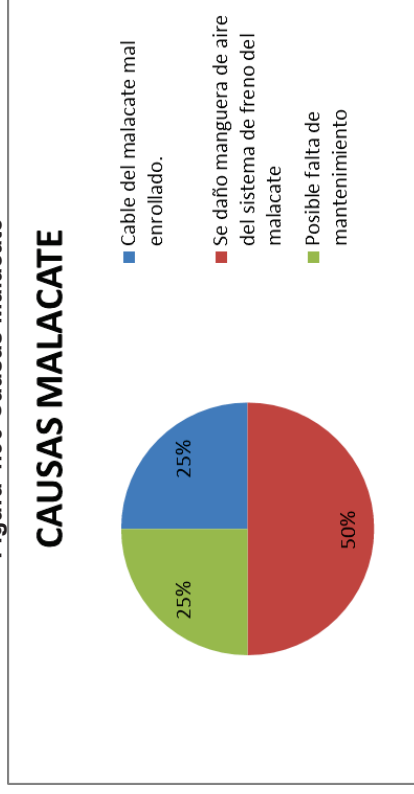
Tabla 4.51 MALACATE

PROBLEMA	CAUSA	ACCION	LECCION APRENDIDA	RECOMENDACION
Falla del malacate	Cable del malacate mal enrollado.	Reacomodo cable de perforación	Realizar el mantenimiento y las reparaciones de los equipos bajo supervision adecuada.	Todos los trabajos de mantenimiento deberan ser revisados por un supervisor a cargo para su posterior certificacion.
Falla del malacate	Se daño manguera de aire del sistema de freno del malacate	Reparo manguera de aire	Mantener el equipo en un chequeo continuo	Realizar mantenimiento preventivo
Falla de válvula del actuador del Malacate @ 9536' MD.	Posible falta de mantenimiento	Reparar válvula del actuador del Malacate	Mantener el equipo en un chequeo continuo	Realizar mantenimiento preventivo
Falla del malacate	Se daño manguera de aire del sistema de freno del malacate	Reparo manguera de aire	Mantener el equipo en un chequeo continuo	Realizar mantenimiento preventivo

Fuente: (Hidrocarburiifero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

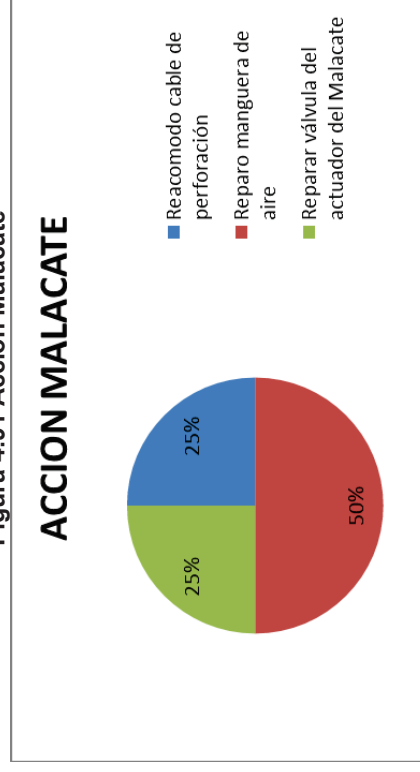
Figura 4.90 Causas Malacate



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.91 Acción Malacate



Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

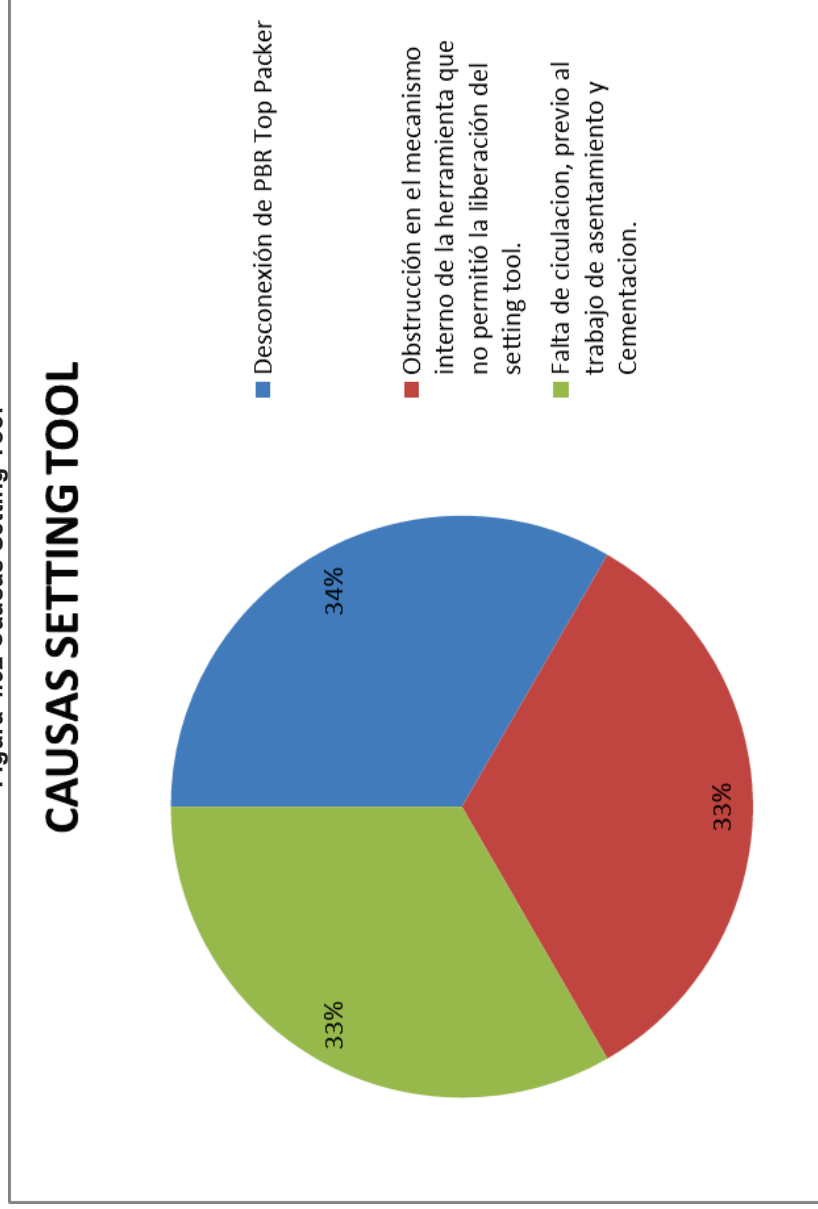
Tabla 4.52 SETTING TOOLS

PROBLEMA	CAUSA	ACCION	LECCION APRENDIDA	RECOMENDACION
Liberación de Setting Tool	Desconexión de PBR Top Packer	Se realiza trabajos de liberación mediante rotación a la izquierda, colocando RPM en superficie y adicional se intenta liberación de emergencia. Sin lograr liberar, finalmente se tensiona para sacar herramientas a superficie.	Establecer los parámetros de trabajo máximos para liberar el Setting Tool y establecer alternativas de emergencia para evitar en futuros trabajos este tipo de inconvenientes.	Proceder a formar un grupo de investigación con el fin de determinar las causas del Evento y realizar una revisión de los procedimientos y prácticas durante la corrida del colgador.
Problemas para liberar Setting Tool.	Obstrucción en el mecanismo interno de la herramienta que no permitió la liberación del setting tool.	Trabajó sarta con tensión (hasta 550 Klbs), peso (hasta 250 Klbs) y torque (25000-30000 Klbs.ft) hasta liberar Setting Tool. Se determinó que se tenía circulación por el zapato y se procedió a cementar el liner de 7". Sacó a superficie y observó el setting tool incompleto, quedando en el pozo el ensamble de la flapper, por lo cual se realizó una segunda corrida con otro setting tool para realizar la expansión del colgador.	En el taller, durante el ensamble de la flapper los pines hexagonales 3/8"- 16 x 1/2" no fueron correctamente ajustados, los mismos que durante la movlización del equipo y/o corrida del colgador fueron saliendo de su posición y alojándose en el espacio anular entre la flapper & ID del Pup Joint 7" causando el agarre entre el cuerpo de la flapper y el ID del pup joint 7" del ensamble.	Adicional al procedimiento establecido del ensamble e inspección se procederá a realizar una doble inspección del proceso de ensamble. Colocar Loctite a las partes del subensamble para evitar que estos salgan de su posición por movlización o vibración durante la corrida del equipo. Se incorporará en el taller un Supervisor de Liner Hangers que verificará en conjunto con los Mecánicos y Supervisor de Taller el cumplimiento y aseguramiento de todo el proceso de ensamble.correcto.de.los.colgadores.
Problemas para liberar Setting Tool.	Falta de circulación, previo al trabajo de asentamiento y Cementación.	Trabajó sarta hasta liberar Setting Tool con tensión, torque en parámetros Máximos, sin éxito para liberar sarta, se incrementa presión con el fin de expulsar valve y recuperar circulación hasta 4500 PSI, con éxito sarta libre.	Previo a los trabajos de asentamiento cumplir con 2 fondos arriba previo al asentamiento y cementación conforme a la relación de galonaje y presión que permita estimar un pozo totalmente limpio.	Establecer la relación Galonaje y presión totalmente estables por lo menos dos fondos arriba previo a los trabajos de asentamiento y cementación, si los mismos no están estables proceder al bombeo de plidora viscosa para alcanzar una relación estable y proceder con el trabajo.

Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

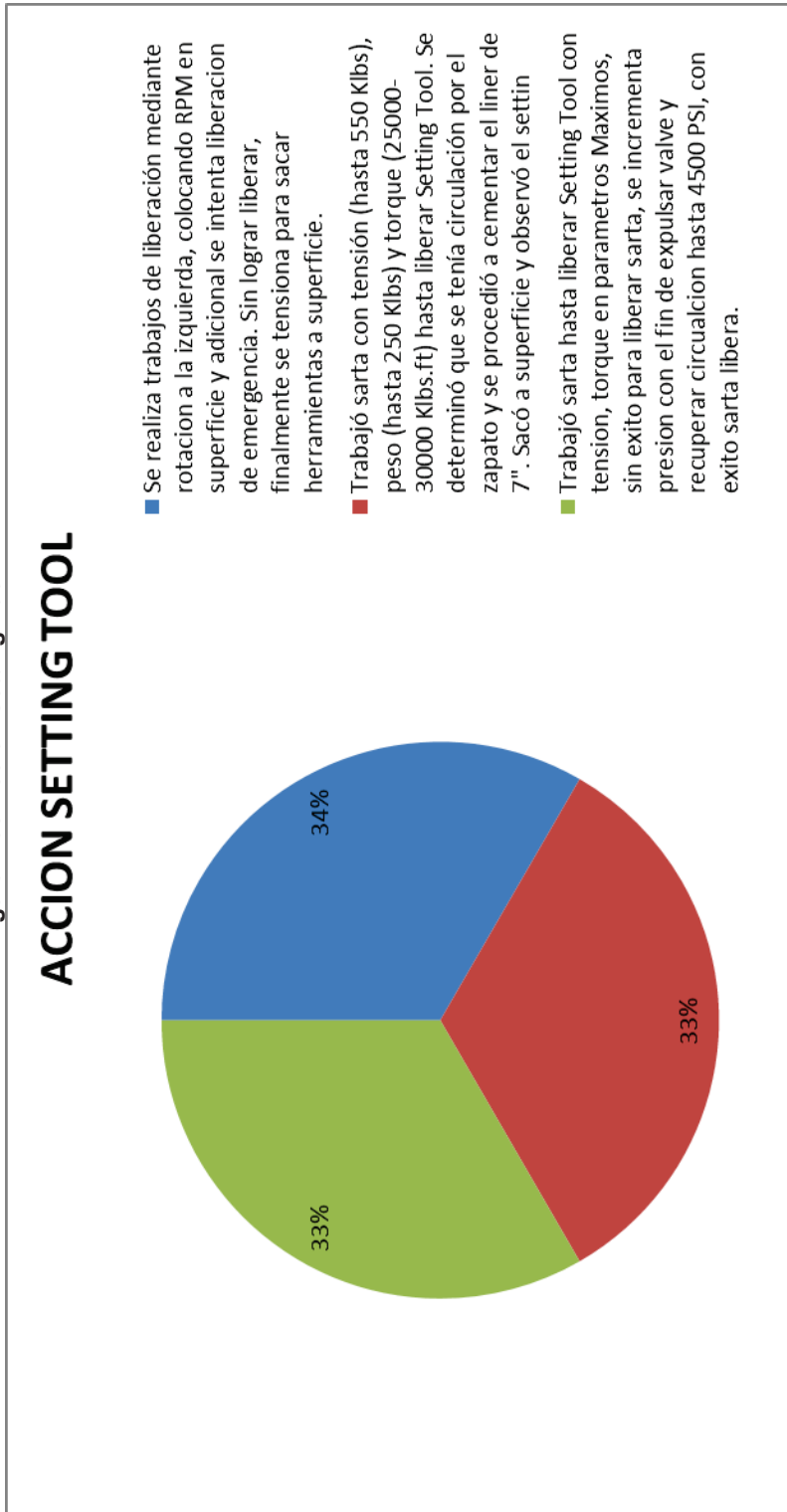
Figura 4.92 Causas Setting Tool



Fuente: (Hidrocarburoífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.93 Acción Setting Tool



Fuente: (Hidrocarburiifero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Tabla 4.53 VARIOS 1

PROBLEMA	CAUSA	ACCION	LECCION APRENDIDA	RECOMENDACION
liques en conexión del Saber Sub	Saber Sub en mal estado	Se cambió Saber Sub	Mantener el equipo en un chequeo continuo	Realizar un adecuado mantenimiento con su respectiva documentación de inspección de las herramientas previo a la operación.
Desconexión del Saber Sub durante viaje corto a zapato de 9 5/8"	Saber Sub en mal estado por fatiga	Se cambió Saber Sub	Mantener el equipo en un chequeo continuo	Realizar un adecuado mantenimiento con su respectiva documentación de inspección de las herramientas previo a la operación
Falla manguera hidráulica del Top Drive.	Daño de manguera hidráulica del Top Drive.	Reparó manguera hidráulica del Top Drive.	Realizar una adecuada verificación del correcto funcionamiento de los componentes del Taladro previo a iniciar las operaciones de perforación.	Implementar un adecuado Programa de mantenimiento de los componentes más críticos del Rig.
Falta de respuesta en las herramientas de registros eléctricos openhole.	Falló conexión del martillo.	Cambió martillo.	Verificar los certificados de mantenimiento e inspección de las herramientas.	Realizar un adecuado mantenimiento de las herramientas de registros eléctricos y verificar las inspecciones o certificaciones de control de calidad de las herramientas.
Pega - Atascamiento de tubería a 9838'.	acumulacion de rípios en hoyo abierto	Trabajó, líbero y circuló	despues de perforar con parametros controlados la probabilidad de que parte del material haya quedado en el hoyo es alto	optimizar caudal y rotacion para eliminar la probabilidad de que los rípios de perforacio se queden en el hoyo abierto especialmente.
Colocar los objetivos del sensor de profundidad	No se colocaron previamente los objetivos en el sensor	Colocó objetivos del sensor de profundidad	Previamente poner los objetivos del sensor de profundidad	Programar la secuencia de las actividades a realizar
Recuperar concha del master bushing	Salió de su sitio, no tenía los seguros instalados	Acomodar el master bushing	Asegurarse que la herramienta se encuentra lista con sus seguros instalados	Chequear que el master bushing se encuentre con los seguros instalados

Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

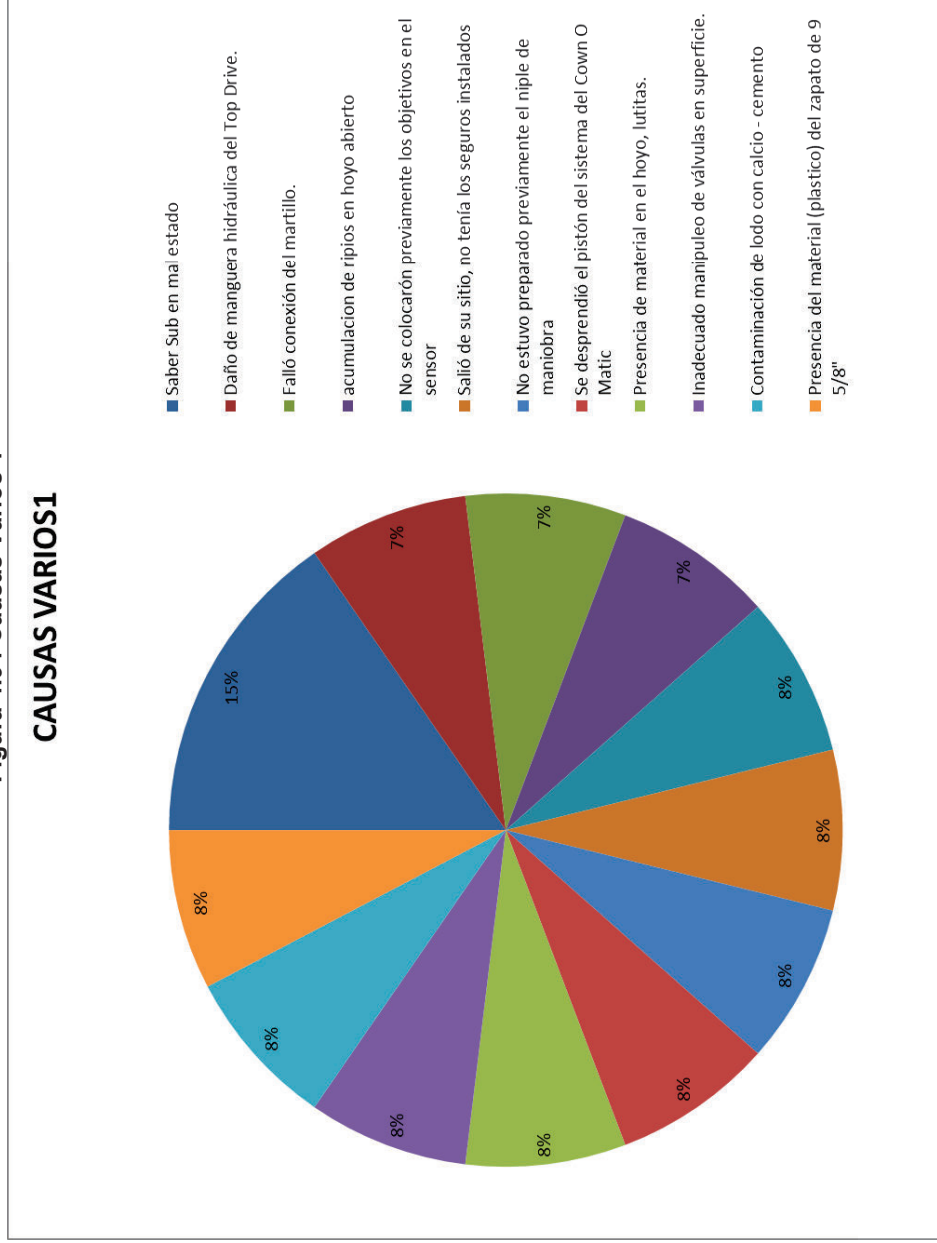
Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Instalar Niple de maniobra	No estuvo preparado previamente el niple de maniobra	Instalar el niple de maniobra al colgador	Con anticipación preparar las herramientas a utilizarse	Previo a la operación requerida tener las herramientas listas y realizar la respectiva revisión en locación.
Problemas con el pistón Crown-O-Matic	Se desprendió el pistón del sistema del Cown O Matic	Reparó pistón del Crown O Matic	Asegurarse que la herramienta se encuentra en buen estado	Revisar el equipo previamente
BHA de pesca atascado a 10588' MD.	Presencia de material en el hoyo, lutitas.	La densidad del fluido de perforación a 9.4 ppg y estabilizador de lutitas .	Incrementar la concentración de estabilizador de lutita.	Dejar una pldora pesada con estabilizador de lutitas para la lutita de la formación Basal Napo.
Observó caída de presión de 2400 PSI a 0 PSI.	Inadecuado manipuleo de válvulas en superficie.	Chequeó bombas OK, revisó válvulas de desahogo del Stand Pipe OK, circuló y trató de restablecer presión, chequeó y observó diferencia del peso del lodo de 0.5 pg, continuó circulando hasta homogenizar el peso del lodo y restableció presión.	Se debe tener claro que solo el personal autorizado es el encargado de manipular el equipo de superficie.	Verificar que las condiciones de los equipos de superficie estén al 100%, posterior a esto reestablecer circulación y monitorear constantemente la presión.
Lodo floculado en zarandas	Contaminación de lodo con calcio - cemento	Circuló con 300 GPM y 1200 PSI para homogenizar lodo	Parte de cemento en líneas de equipo de superficie fue desplazado al hoyo	Verificar limpieza de líneas direccionadas a catch tank
Caída abrupta de ROP a 9660' MD	Presencia del material (plástico) del zapato de 9 5/8"	Sacó BHA # 10 con sistema rotatorio a superficie y bajo BHA con motor, MWD y broca triconica	No se utilizaron los parámetros adecuados para la perforación del zapato (no convencional)	Cuando se utilice equipo de flotación no convencional solicitar los parámetros de molienda recomendados por el proveedor.

Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

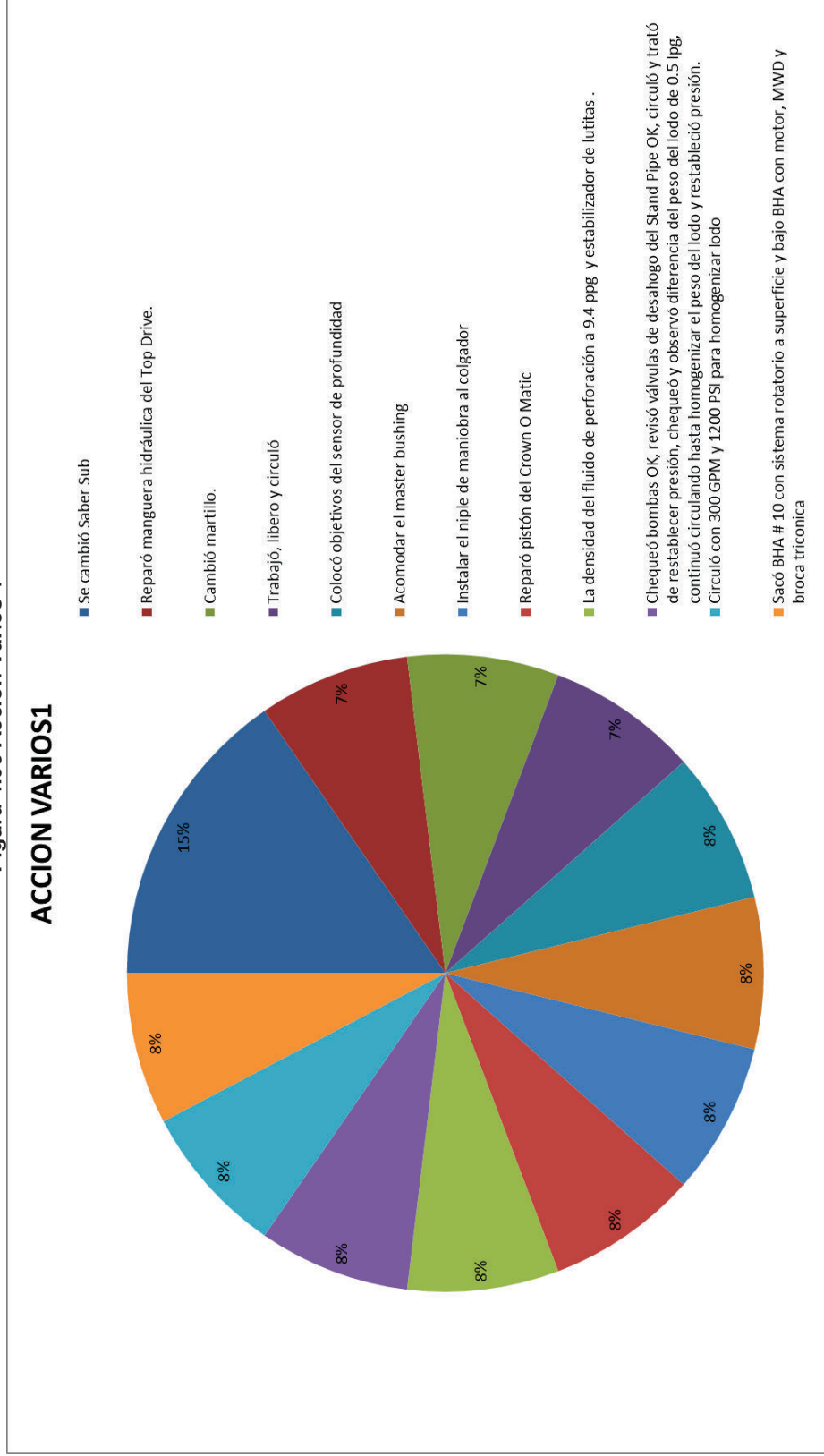
Figura 4.94 Causas Varios 1



Fuente: (Hidrocarburofero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.95 Accion Varios 1



Fuente: (Hidrocarburofero 2014)
 Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Tabla 4.54 VARIOS 2

PROBLEMA	CAUSA	ACCION	LECCION APRENDIDA	RECOMENDACION
Falla registro de cemento Cast F	Falla de herramienta	Reemplazó herramienta por back up	Verificar los certificados de mantenimiento e inspección de las herramientas	Realizar un adecuado mantenimiento y las respectivas inspecciones o certificaciones de control de calidad de las herramientas.
Mala calidad de cemento frente y bajo arena productora "U" inferior.	Centralización insuficiente frente y bajo la arena "U" inferior	Realizó trabajo de Squeeze y verificó la cementación con el registro, Ok.	Centralización afectó directamente a la calidad de cemento, revisión de procedimientos de comunicación y mejorar aplicación de instrucciones y disposiciones relacionadas con la operación.	Aplicación inmediata de los cambios en los procedimientos de las compañías involucradas en la operación de cementación, supervisión de la aplicación de los procedimientos desde Quito - PAM EP - BHIO.
Espera por Htas de Registros y falla de la herramienta de registros eléctricos para evaluar calidad del cemento del liner de 7".	Envío de herramientas con atraso a pesar de que se notificó a la Cia Slb con la debida anticipación. Daño de la herramienta de registros eléctricos	Cambió herramienta y registró según el programa.	Verificar los certificados de mantenimiento e inspección de las herramientas	Realizar un adecuado mantenimiento de las herramientas de Registros Eléctricos. Realizar inspecciones o certificaciones de control de calidad de las herramientas.
Probó herramientas de Registros Eléctricos sin éxito	Falla en el SDLM.	Sacó herramientas de registros eléctricos hasta superficie, cambió herramienta.	Verificar los certificados de mantenimiento e inspección de las herramientas.	Realizar un adecuado mantenimiento de las herramientas de Registros Eléctricos. Realizar inspecciones o certificaciones de control de calidad de las herramientas.
Falta de respuesta en las herramientas de registros eléctricos openhole.	Falló cabeza de conexión de cable a herramientas en fondo (latch) registro XPT	Suspendió registros eléctricos.	Verificar los certificados de mantenimiento e inspección de las herramientas.	Realizar un adecuado mantenimiento de las herramientas de registros eléctricos y verificar las inspecciones o certificaciones de control de calidad de las herramientas.
Falla sensor de RPM.	Sensor en mal estado.	Instaló nuevo sensor de RPM en el TDS.	Realizar la revisión, mantenimiento periódico y calibración de los sensores que proveen la información de los parámetros de perforación.	Programa adecuado de calibraciones y mantenimiento de los sensores.

Fuente: (Hidrocarburoífero 2014)

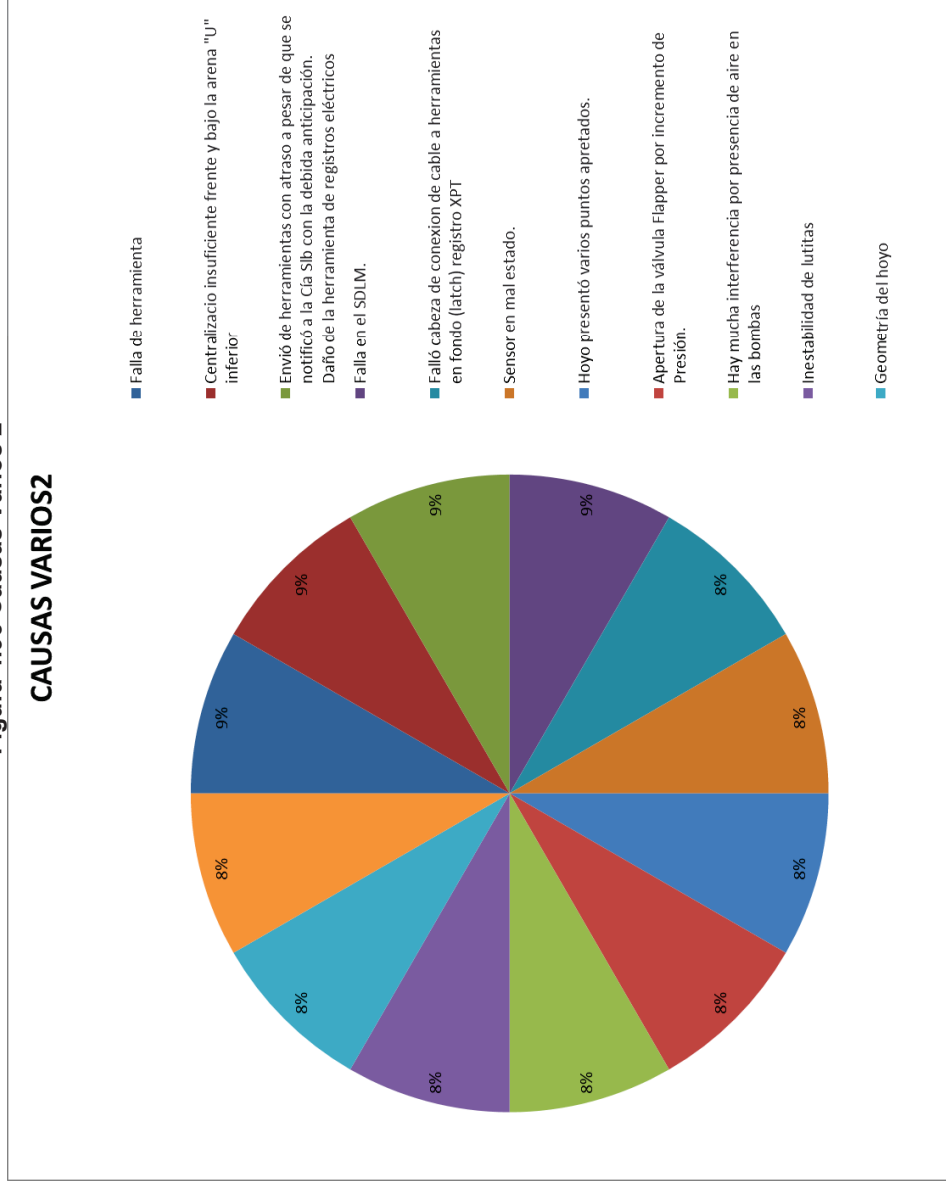
Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

RH rimando entre 10963'-11170' MD.	Hoyo presentó varios puntos apretados.	Trabajo sarta con circulación y rotación.	Incrementar la concentración de los estabilizadores de lutitas y peso del fluido. Para viajes, corrida de registros y corrida de casing.	Incrementar la concentración de los estabilizadores de lutitas y peso del fluido. Para mantener estable el lower Napo Shale
Intentó expandir los sellos del colgador sin éxito.	Apertura de la válvula Flapper por incremento de Presión.	Desconectó cabeza de cementación, sacó a superficie y desarmó Setting Tool. Armó y bajó nuevo Setting Tool hasta 10200' MD. Expandió los sellos del colgador con éxito.	1) Verificar el correcto funcionamiento de las herramientas en superficie 2) Verificar los certificados de mantenimiento e inspección de las herramientas	Proceder a formar un grupo de investigación con el fin de determinar las causas del evento y realizar una revisión de los procedimientos y prácticas durante la corrida del colgador.
Intentó probar herramienta direccional sin éxito	Hay mucha interferencia por presencia de aire en las bombas	Purgó aire de las bombas No. 1 y 3	Verificar que las bombas se encuentren libres de aire para que la prueba de las herramientas direccionales sean satisfactorias	Revisar periódicamente que las bombas no presenten aire y en caso de ser necesario realizar procedimiento de evacuación de aire presente
Pega de tubería a 9726' MD	Inestabilidad de lutitas	Se incrementó peso del lodo de 10.0 ppg a 10.3 ppg.	Para pozos de alto ángulo realizar el ajuste requerido en las propiedades del fluido (peso del lodo, estabilizador de lutitas)	Incrementar concentraciones de glymax hasta 1.5% para estabilizar lutitas químicamente
Pega diferencial de las herramientas de registros eléctricos a 10945' MD.	Geometría del hoyo	Realizó operaciones de pesca y recupero 100% de las herramientas de registros eléctricos.	No tomar presiones con cable en pozos direccionales.	Tomar presiones con tubería.
Falla en la computadora de apriete.	Defecto en el componente.	Desconectó computadora y reemplazó por torquímetro.	Los elementos electrónicos son sensibles y propensos a fallas.	Disponer de un Back up en locación y un torquímetro regular.

Fuente: (Hidrocarburofero 2014)

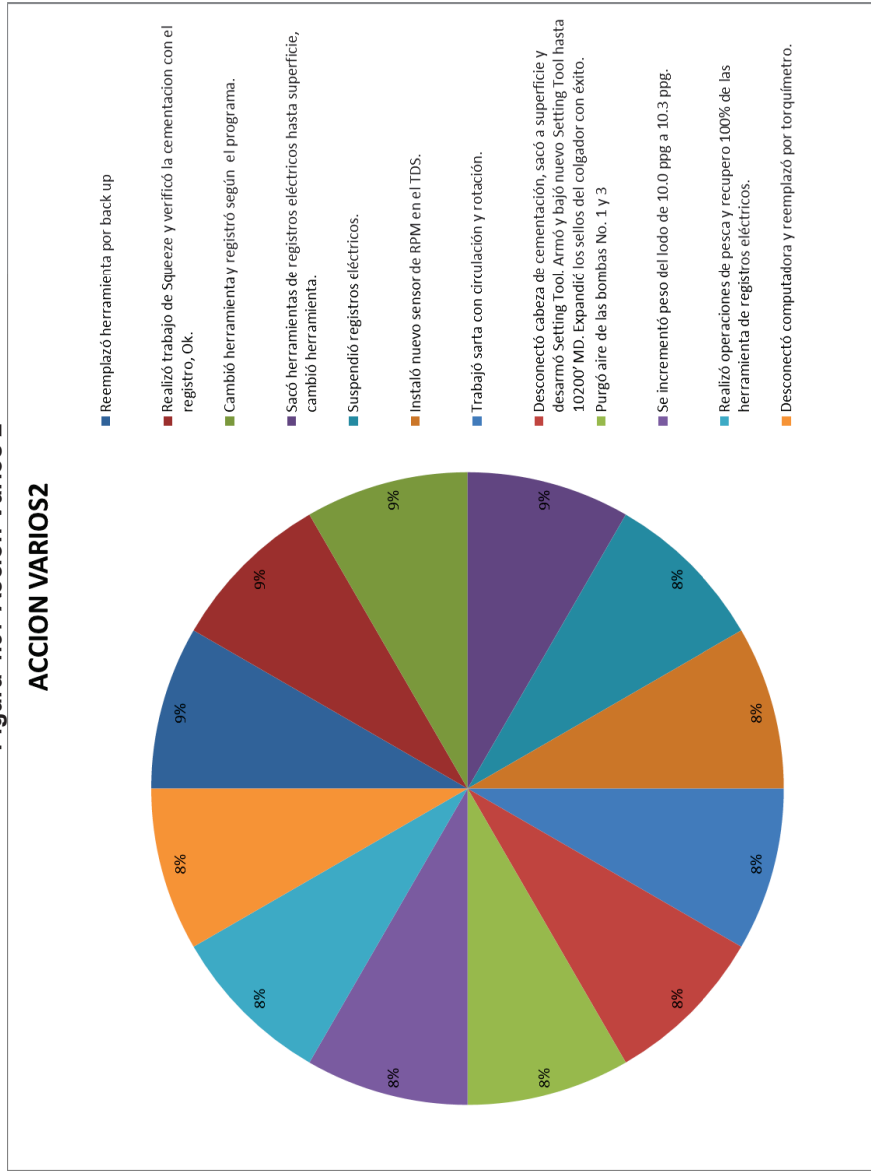
Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.96 Causas Varios 2



Fuente: (Hidrocarburofero 2014)
Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Figura 4.97 Acción Varios 2



Fuente: (Hidrocarburofero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Resultados obtenidos después del análisis de los pasteles gráficos en la sección de 8-1/2”

- Antes de sacar un BHA por falla de MWD, poner en práctica la variación de caudal (30 min)
- Posible taponamiento parcial de la herramienta por el aditivo de polímero del lodo, por lo que se debe monitorear la mezcla de píldoras (Personal Taladro) para evitar inconvenientes con las herramientas de fondo.
- Realizar una revisión continua de los filtros del DP como del filtro direccional (filter sub). Realizar un adecuado mantenimiento con su respectiva inspección, de las herramientas previó a la operación
- Utilizar un gasto máximo de 450 GPM para perforar esta sección. Incrementar el TFA. 2) Incrementar la concentración del estabilizador de lutitas (Glymax).
- Verificar comunicacion entre herramientas antes de ser bajadas al pozo. Verificar los certificados de fabricación, mantenimiento e inspección de las herramientas
- Utilizar un adecuado estabilizador de lutitas y perforar con parámetros que minimizan la formación de washouts
- Tener mayor control en la inspección de la Handling Tool. Solicitar y revisar los certificados de inspección y mantenimiento de las herramientas.
- Realizar un adecuado mantenimiento de los equipos. Realizar las respectivas inspecciones o certificaciones de control de calidad de las herramientas.
- Continuar aplicación de la práctica de suspender registros ante conatos de

pega, o a su vez reprogramarlos con TLC.

- Evaluar la formación donde se esté realizando la toma de núcleo en conjunto con el personal involucrado (geología, núcleos y company man)
- Realizar un mantenimiento completo del TDS antes de iniciar la operación del siguiente pozo.
- Implementar un adecuado programa de mantenimiento y un stock apropiado de repuestos.
- Todos los trabajos de mantenimiento deberán ser revisados por un supervisor a cargo para su posterior certificación.
- Adicional al procedimiento establecido del ensamble e inspección se procederá a realizar una doble inspección del proceso de ensamblaje. Colocar Loctite a las partes del subensamble para evitar que estos salgan de su posición por movilización o vibración durante la corrida del equipo. Se incorporará en el taller un Supervisor de Liner Hangers que verificará en conjunto con los Mecánicos y Supervisor de Taller el cumplimiento y aseguramiento de todo el proceso de ensamble correcto de los colgadores.
- Establecer la relación Galonaje y presión totalmente estables por lo menos dos fondos arriba previo a los trabajos de asentamiento y cementación, si los mismos no están estables proceder al bombeo de pildora viscosa para alcanzar una relación estable y proceder con el trabajo.
- Dejar una píldora pesada con estabilizador de lutitas para la lutitas de la formación Basal Napo.
- Chequear que el master bushing se encuentre con los seguros instalados.

- Verificar limpieza de líneas direccionadas a catch tank.
- Cuando se utilice equipo de flotación no convencional solicitar los parámetros de molienda recomendados por el proveedor.
- Programa adecuado de calibraciones y mantenimiento de los sensores.
- Incrementar la concentración de los estabilizadores de lutitas y peso del fluido. Para mantener estable el lower Napo Shale
- Revisar periódicamente que las bombas no presenten aire y en caso de ser necesario realizar procedimiento de evacuación de aire presente.
- Tomar presiones con tubería.
- Incrementar concentraciones de Glymax hasta un porcentaje previamente diseñado para estabilizar lutitas químicamente
- Disponer de un Back up en locación y un torquímetro regular.

CAPÍTULO 5

DISEÑO DE LA PROPUESTA DE NORMATIVA PARA EL CONTROL DE OPERACIONES EN LA PERFORACIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO EN LA CUENCA ORIENTE DEL ECUADOR.

En este capítulo se diseñará la propuesta de normativa para el control de operaciones de perforación y se usarán acrónimos con su respectiva simbología, que se creará en base a la guía de los expertos de perforación de la ARCH y al estudio de las diferentes recomendaciones y lecciones aprendidas de una muestra de pozos de los campos más relevantes en la cuenca oriente ecuatoriana.

NORMATIVAS PARA LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN DE LA ARCH (NOPA).

- **NOPA**; acrónimo que significa “Normativas para las Operaciones de Perforación de la ARCH” y fueron subdivididas agregando una letra a la derecha que dependerá del sistema o proceso al que se encuentre ligado y un número el cual indica la actividad de la operación de perforación, por ejemplo:

NOPA A-1: (La letra “A” sugiere que está ligado al sistema de levantamiento – y el número “1” indica una actividad específica dentro de la operación de perforación.

Tabla 5.1 Descripción de los Sistemas relacionados a la normas NOPA

LETRA	SISTEMA
A	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO
B	SISTEMA ROTARIO
C	SISTEMA DE CIRCULACIÓN
D	SISTEMA DE PREVENCIÓN DE REVENTONES
E	SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA
F	PERFORACIÓN, CEMENTACIÓN Y CASING

Las normas **API** que son tomadas en cuenta en este proyecto fueron analizadas, estudiadas y resumidas para la mejor comprensión del lector; al igual que las normas NOPA.

En las siguientes tablas se encuentran las normas NOPA para cada sección de perforación, creadas a partir de los pozos estudiados y de lecciones aprendidas. Estas normas fueron organizadas de la siguiente manera: las tablas constan de 4 columnas, en la cual la primera columna de derecha a izquierda se encuentra la sección (16" hasta 8-1/2"), en la segunda columna se encuentra especificado la letra (A hasta la F) que determina el tipo de sistema luego en la tercera columna se encuentra el nombre completo de la norma (NOPA A## hasta NOPA F##) y en la última columna encontramos la descripción de la norma.

Tabla 5.2 Normas NOPA 16 (1)

NOPA SECCIÓN 16"			
16"	A SISTEMA DE LEVANTAMIENTO	NOPA-A1	Realizar mantenimientos preventivos y continuos del TDS, y realizar un adecuado control de inspección de los sistemas del taladro.
		NOPA-A2	Realizar mantenimiento preventivo del malacate e Instruir al personal para realizar en una forma adecuada la maniobra de enrollamiento del cable.
		NOPA-A3	Realizar un adecuado mantenimiento del elevador. Realizar inspecciones o certificaciones de control de calidad de las herramientas.
	B SISTEMA ROTARIO	NOPA-B1	Realizar mantenimiento preventivo del Top Drive para prevenir cualquier tipo de liqueo, y realizar inspecciones frecuentes para asegurar el buen estado del stand pipe.
		NOPA-B2	Mantener un adecuado control de inspección de los sensores RPM para asegurar la continuidad de la operación y realizar mantenimiento preventivo.
	C SISTEMA DE CIRCULACIÓN	NOPA-C1	Verificar la hermeticidad de las conexiones de las bombas, previo al inicio de operaciones, para esto utilizar pruebas de presión en las conexiones; además realizar un mantenimiento preventivo y tener un stock apropiado de repuestos.
		NOPA-C2	Implementar un adecuado programa de mantenimiento. Mantener una bomba de backup para dar continuidad a la operación y tener un stock apropiado de repuestos.
		NOPA-C3	Reforzar procedimientos de limpieza de flowline después de operaciones de cementación.
		NOPA-C4	Monitoreo Continuo en zaranda y en conexiones durante los primeros 500', adicional Bombeo de píldoras con viscosas.
		NOPA-C5	Generar un cronograma de mantenimiento de válvulas del equipo.
	D SISTEMA DE PREVENCIÓN DE REVENTONES	NOPA-D1	Planificar el Cambio de Rams que permita optimizar tiempos en este proceso.
	E SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA	NOPA-E1	Implementar un adecuado Programa de mantenimiento. Mantener un generador de backup para dar continuidad a la operación.
		NOPA-E2	El rig contractor debe tener un protocolo de mantenimiento para que los supervisores de taladro lo hagan cumplir y garanticen la operatividad del taladro.

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Tabla 5.3 Normas NOPA 16 (2)

16"	F PERFORACIÓN, CEMENTACIÓN Y CASING	NOPA-F1	Realizar un adecuado mantenimiento de las herramientas direccionales, y mantener las respectivas inspecciones o certificaciones de control de calidad de las herramientas. Si las pruebas no son completamente satisfactorias no bajar ninguna herramienta al pozo.
		NOPA-F2	Bombear y Circular píldoras de limpieza hasta retornos limpios en superficie para <u>asegurar el asentamiento del Csg en la profundidad planificada.</u>
		NOPA-F3	Verificar el estado mecánico y eléctrico de los sensores y equipos del taladro.
		NOPA-F4	Buscar acciones para minimizar los problemas obtenidos durante el uso de GWD, con implementación del funcionamiento de forma individual y el acople de ambas herramientas.
		NOPA-F5	Cada cambio de guardia verificar que la presión en los Dámperes sea la correcta. Tener un cronograma de mantenimiento preventivo a los elementos de las bombas de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.
		NOPA-F6	Todas las herramientas que se van a bajar al pozo deben ser calibradas y se debe llevar un registro de las especificaciones técnicas de las mismas (Verificar OD's e ID's).
		NOPA-F7	Realizar pruebas de laboratorio en las que se haga reaccionar fluidos de perforación con diferentes concentraciones de arcilla y los rípios que encontramos en esta sección, a fin de obtener la concentración más adecuada.
		NOPA-F8	Evitar que las zonas arcillosas estén expuestas por largos intervalos de tiempo ya que tienden a hincharse y presentar problemas durante los viajes/corrida de revestidor.
		NOPA-F9	Adecuar el fluido de perforación, prácticas operacionales de ayuda para la limpieza durante la perforación, circulación y viajes de tubería
		NOPA-F10	Refrescar el sistema para mantener las condiciones reológicas.
		NOPA-F11	Probar las herramientas de la sarta de perforación a medida que se está bajando al pozo y verificar la calidad de la tubería de revestimiento.
		NOPA-F12	Cumplir con los programas de inspección, mantenimiento y reparación de las tuberías (DP, HWDP, DC's) de acuerdo a las especificaciones técnicas de las mismas.
		NOPA-F13	Implementar un adecuado programa de mantenimiento de los componentes más críticos del Rig.
		NOPA-F14	Previó a la operación realizar la calibración y verificación del sensor de profundidad.
		NOPA-F15	El WOB no tiene que ser mayor de 5 klbs en los primeros 400' mientras el
		NOPA-F16	Levantar suavemente el Test Plug una vez finalizada la prueba.
		NOPA-F17	Utilizar una adecuada concentración de inhibidor de arcillas. Optimizar procedimientos operativos de bajada de revestidor.
		NOPA-F18	Mantener Solidos de baja gravedad lo más bajo posible.

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Tabla 5.4 Normas NOPA 12 ¼ (1)

NOPA SECCIÓN 12 1/4"			
12 1/4	A SISTEMA DE LEVANTAMIENTO	NOPA-A4	Implementar un adecuado programa de mantenimiento de los componentes más críticos del Rig y toda herramienta debe ser verificada apenas llega a la locación, todas deben tener su respectivo back up.
	B SISTEMA ROTARIO	NOPA-B3	Mantener un chequeo de los componentes del TDS y tener un stock adecuado de repuestos.
		NOPA-B4	Implementar un Plan de mantenimiento de las llaves que permita mantener en condiciones óptimas para al momento de realizar los trabajos. Solicitar y verificar los certificados de inspección y mantenimiento de las herramientas.
		NOPA-B5	Mejorar el sistema de mantenimiento preventivo del Top Drive y Malacate.
		NOPA-B6	Revisar constantemente la integridad de las líneas de aire que se encuentran en el piso de perforación.
		NOPA-B7	Mejorar el sistema de mantenimiento preventivo del Top Drive.
	C SISTEMA DE CIRCULACIÓN	NOPA-C6	La detección de cualquier liqueo - mínimo en los equipos - partes del RIG nos evitan parar las operaciones por daños mayores que inhabiliten los equipos, aseguramos la operación y procedemos a reparar los liqueos.
		NOPA-C7	Optimizar propiedades de fluido de perforación, (acarreo - limpieza).
		NOPA-C8	Generar un cronograma de mantenimiento de válvulas del equipo.
		NOPA-C9	Revisar las líneas hidráulicas y limpiarlas antes de cada conexión.
	E SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA	NOPA-E3	Es necesario el monitoreo permanente de los generadores para prevenir pérdidas de tiempo debido a fallas de los mismos.
		NOPA-E4	Mantener el equipo en un chequeo continuo para evitar fallas en el SCR (Rectificador de control de Silicio o convertidor de corriente alterna en continua).

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Tabla 5.5 Normas NOPA 12 ¼ (2)

12 1/4	F PERFORACIÓN, CEMENTACIÓN Y CASING	NOPA-F19	Realizar un adecuado mantenimiento de las herramientas direccionales. Realizar las respectivas inspecciones o certificaciones de control de calidad de las herramientas.
		NOPA-F20	Verificar si con gyro permite tener la comprobación del estatus de la información obtenida del fondo y evitar pérdida de tiempo innecesario.
		NOPA-F21	Mejorar las prácticas operacionales de ayuda para la limpieza durante la perforación, circulación y viajes de tubería. Revisar diseño de fluido de perforación - propiedades reológicas.
		NOPA-F22	Buscar un diseño de BHA más flexible para que no se tenga inconvenientes en las zonas donde el agujero está en calibre, bombeo periódico de píldoras dispersas seguidas de viscosas en zonas críticas.
		NOPA-F23	Previo al armado revisar y notificar al personal el BHA definitivo a bajarse en cada sección.
		NOPA-F24	No bajar herramienta alguna al pozo si las pruebas en superficie no son completamente satisfactorias.
		NOPA-F25	Cumplir con los programas de inspección, mantenimiento y reparación de las tuberías (DP, HWDP, DC's) de acuerdo a las especificaciones técnicas de las mismas.
		NOPA-F26	Cuando se realicen pruebas de superficie para descartar cualquier tipo de fuga o elemento que haya fallado, tener la precaución de realizarla en la dirección del flujo.
		NOPA-F27	Optimizar el trabajo direccional durante la perforación de la formación Ortegua para garantizar una buena calidad de hoyo en ese intervalo.
		NOPA-F28	Monitoreo constante de la forma y tipo de recortes. Incorporar en el MWD el sensor para poder determinar la presión anular y tener una visión más clara de la limpieza del agujero.
		NOPA-F29	Realizar pruebas de laboratorio en las que se haga reaccionar fluidos de perforación con diferentes concentraciones de arcilla y los ripsos que encontramos en esta sección, a fin de obtener la concentración más adecuada.
		NOPA-F30	Realizar viaje de calibración antes de perforar el conglomerado Inferior. Realizar viaje corto una vez conocido el tope de Tena hasta el conglomerado inferior.
		NOPA-F31	Rediseñar fluido de perforación y optimización de prácticas operativas tanto de perforación como de circulación que mejoren la limpieza de hoyo.
		NOPA-F32	Mejorar diseño de fluido de perforación, prácticas operacionales de ayuda para la limpieza durante perforación, circulación y viajes de tubería
NOPA-F33	Exigir a las compañías de servicios ajustarse a los requerimientos de la logística de PAM EP.		

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Tabla 5.6 Normas NOPA 12 ¼ (3)

12 1/4"	F PERFORACIÓN, CEMENTACIÓN Y CASING	NOPA-F34	Mejorar propiedades de fluido de acuerdo a las formaciones que se estén perforando para garantizar la limpieza del hoyo, utilizar herramientas de subsuelo para incrementar el galonaje durante las circulaciones previas a los viajes.
		NOPA-F35	Realizar registros eléctricos con cable y en pozos con inclinación mayor 40 hacerlo con TLC.
		NOPA-F36	Realizar la evaluación de las formaciones para determinar las tendencias de las mismas para optimizar el trabajo direccional. Se recomienda hacer el cambio de broca una vez atravesado el conglomerado superior de Tiyuyacu.
		NOPA-F37	Previo a viaje de tubería, enviar píldora con material sellante, el incremento de peso de lodo a valores superiores a 10.6 lpg debe ir acompañado de la adición de material sellante.
		NOPA-F38	Realizar drilling out con bajo avance asegurando moler todo el cemento, después asegurar sacar todo el material del hoyo utilizando un fluido con propiedades reologicas suficientes, personal debe estar capacitado en procedimientos a ser aplicados si se dan atrapamientos de tubería.
		NOPA-F39	Previo a la operación realizar la calibración y funcionamiento de los sensores.
		NOPA-F40	Realizar un análisis de la parte interna del Manguerote, con el fin de verificar el estatus interno del mismo, adicional proceder a verificar la calidad de estas herramientas que con poco uso están fallando.
		NOPA-F41	Capacitación constante en el manejo de la llave ST-80 y de las herramientas del RIG
		NOPA-F42	Realizar un adecuado mantenimiento de las herramientas de Registros Eléctricos. Realizar inspecciones o certificaciones de control de calidad de las herramientas.
		NOPA-F43	Realizar un adecuado control de calidad del cemento y aditivos. Realizar pruebas de laboratorios confiables previo a los trabajos de cementación. Revisar procedimientos de preparación lechadas. Manejo de muestras de cemento en superficie adecuado, que minimice la posibilidad de contaminación de las mismas.
NOPA-F44	Verificar los certificados de mantenimiento y realizar un chequeo continuo preventivo de cada componente con el suficiente stock de repuestos.		

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Tabla 5.7 Normas NOPA 8 ½"

NOPA SECCIÓN 8 1/2"			
8 1/2"	B SISTEMA ROTARIO	NOPA-B8	Realizar un mantenimiento completo del TDS antes de iniciar la operación del siguiente pozo.
		NOPA-B9	Todos los trabajos de mantenimiento deberán ser revisados por un supervisor a cargo para su posterior certificación.
		NOPA-B10	Chequear que el master bushing se encuentre con los seguros instalados.
	C SISTEMA DE CIRCULACIÓN	NOPA-C10	Verificar limpieza de líneas direccionadas a catch tank.
		NOPA-C11	Revisar periódicamente que las bombas no presenten aire y en caso de ser necesario realizar procedimiento de evacuación de aire presente.
	F PERFORACIÓN, CEMENTACIÓN Y CASING	NOPA-F45	Antes de sacar un BHA por falla de MWD, poner en práctica la variación de caudal (30 min).
		NOPA-F46	Posible taponamiento parcial de la herramienta por el aditivo de polímero del lodo, por lo que se debe monitorear la mezcla de píldoras (Personal Taladro) para evitar inconvenientes con las herramientas de fondo.
		NOPA-F47	Realizar una revisión continua de los filtros del DP como del filtro direccional (filter sub). Realizar un adecuado mantenimiento con su respectiva inspección, de las herramientas previó a la operación.
		NOPA-F48	Utilizar un gasto máximo de 450 GPM para perforar esta sección. Incrementar el TFA. 2) Incrementar la concentración del estabilizador de lutitas.
		NOPA-F49	Verificar comunicación entre herramientas antes de ser bajadas al pozo. Verificar los certificados de fabricación, mantenimiento e inspección de las herramientas.
		NOPA-F50	Utilizar un adecuado estabilizador de lutitas y perforar con parámetros que minimizan la formación de washouts.
		NOPA-F51	Tener mayor control en la inspección de la Handling Tool. Solicitar y revisar los certificados de inspección y mantenimiento de las herramientas.
		NOPA-F52	Incrementar la concentración de los estabilizadores de lutitas y peso del fluido. Para mantener estable el lower Napo Shale.
		NOPA-F53	Realizar un adecuado mantenimiento de los equipos. Realizar las respectivas inspecciones o certificaciones de control de calidad de las herramientas.
		NOPA-F54	Continuar aplicación de la práctica de suspender registros ante conatos de pega, o a su vez reprogramarlos con TLC.
		NOPA-F55	Evaluar la formación donde se esté realizando la toma de núcleo en conjunto con el personal involucrado (geología, núcleos y company man).
		NOPA-F56	Adicional al procedimiento establecido del ensamble e inspección se procederá a realizar una doble inspección del proceso de ensamblaje. Colocar Loctite a las partes del subensamble para evitar que estos salgan de su posición por movilización o vibración durante la corrida del equipo. Se incorporará en el taller un Supervisor de Liner Hangers que verificará en conjunto con los Mecánicos y Supervisor de Taller el cumplimiento y aseguramiento de todo el proceso de ensamble correcto de los colgadores.
		NOPA-F57	Establecer la relación Galonaje y presión totalmente estables por lo menos dos fondos arriba previo a los trabajos de asentamiento y cementación, si los mismos no están estables proceder al bombeo de píldora viscosa para alcanzar una relación estable y proceder con el trabajo.
		NOPA-F58	Dejar una píldora pesada con estabilizador de lutitas para la lutita de la formación Basal Napo.
		NOPA-F59	Cuando se utilice equipo de flotación no convencional solicitar los parámetros de molienda recomendados por el proveedor.
	NOPA-F60	Incrementar concentraciones de glymax hasta un porcentaje previamente diseñado para estabilizar lutitas químicamente.	
NOPA-F61	Herramientas MWD. Disponer de un Back up en locación y un torquímetro regular.		

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

- Las tablas siguientes son unas guías rápidas de las normas API utilizadas en el presente proyecto; Estas normas fueron tomadas de los Archivos de la ARCH y resumidas en el presente proyecto (API 1993).

Tabla 5.8 Normas API (1)

MALACATE	API SPEC 7K	Esta norma nos detalla en la sección 9.16.3.14 las especificaciones del diámetro de la polea, torno de tambor para cables y diámetro del cable de acero. o El equipo de perforación deberá ser diseñado, fabricado y probado de tal manera que este ajustado para los fines previstos. El equipo deberá transferir con seguridad la carga para la que está destinado. El equipo deberá estar diseñado para una operación segura, la condición principal es saber que el operador del equipo deberá ser responsable de la determinación de la carga de trabajo seguro para operaciones específicas;
	API SPEC Q1	El objetivo de esta especificación es mejorar los mínimos requerimientos para el desarrollo de un sistema de gestión de calidad que provea una mejora continua, enfatizando en la prevención de defectos y se esfuerza por minimizar la variación y residuos procedentes de las organizaciones de manufactura. Está diseñada para promover la fiabilidad en el sector de la manufactura de la industria del petróleo y el gas natural. No es la intención de esta especificación proporcionar uniformidad en la estructura de los sistemas de gestión de calidad o en la documentación.
	API RP 7L	Esta norma en la sección 4.2 nos detalla que el propietario o usuario del equipo debe desarrollar su propio programa de inspección sobre la base de la experiencia, recomendaciones de los fabricantes y la consideración de uno o más de los siguientes factores: el medio ambiente, los ciclos de carga, requisitos reglamentarios, el tiempo de funcionamiento, ensayos, reparaciones.
	API RP 54	Esta norma en la sección 9.4.1 menciona que se debe realizar una inspección visual por lo menos una vez al día del malacate y de sus componentes fácilmente visibles.
	API RP 54	Esta norma en la sección 9.4.8 menciona que los malacates del taladro de perforación deberán estar equipadas con un dispositivo de seguridad que está diseñado para evitar que la polea viajera golpee el bloque de corona. El dispositivo debe comprobarse antes de cada viaje y después de cada línea de perforación (parada). Los resultados de la prueba de funcionamiento se deben introducir en el registro de las operaciones.
	API RP 54	Esta norma en la sección 9.4.6 menciona que los sistemas de freno del malacate deben ser inspeccionados y mantenidos adecuadamente de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.
LÍNEA DE PERFORACIÓN	API SPEC 9A	Esta norma especifica los requisitos mínimos y las condiciones de aceptación para la fabricación y ensayo de cables de acero el cual no debe exceder el grado 2160 para las industrias del petróleo y del gas natural. Esta norma también detalla las fuerzas de rotura mínima para los tamaños de cables de acero más comunes, las calificaciones y construcciones del cable trenzado. Los métodos para las pruebas de fuerzas de tensión del cable de acero niveles 2, 3, 4 y 5 deben estar de acuerdo con el Anexo 1.
BLOQUE CORONA	API SPEC 4F	Esta norma especifica los requerimientos y detalla las recomendaciones para las estructuras de acero idóneas en las operaciones de perforación. Esta norma comprende el diseño, la fabricación y el uso de torres de perforación de acero, mástiles portátiles, ensamblajes de bloques corona y subestructuras adecuadas para la perforación y servicios de pozos. Incluye disposiciones para el marcado, inspección, calificaciones estándar, diseño de carga y la especificación del diseño del equipo.
BLOQUE VIAJERO	API SPEC 8C	Esta norma nos detalla en la sección 4.3.1.1 que el análisis de diseño del equipo deberá abarcar consideraciones con posibles modos de fracaso como: uso excesivo, fatiga y pandeo.

Fuente: (API 1993)

Elaborado: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Tabla 5.9 Normas API (2)

MESA ROTARIA	API SPEC 7K	Esta norma nos especifica en su sección 9.2.1 los requerimientos generales para la mesa rotaria además de la prueba para el equipo. En general la norma proporciona principios generales para el diseño, fabricación y prueba de nuevos equipos de perforación y sus componentes.
SWIVEL	API SPEC 8C	Esta norma nos especifica en su sección 9.9.2 la manera en que se deben realizar las pruebas de presión del Swivel, la presión de prueba debe ser el doble de la presión de trabajo para presiones de trabajo de hasta 5000 [psi], para presiones de trabajo mayores a 5000 [psi] la presión de prueba debe ser al menos 1.5 veces la presión de trabajo, pero no inferior a 10000 [psi]. La presión de prueba se mantendrá durante dos ciclos de 3 minutos cada una.
TOP DRIVE	API SPEC 8C	Esta norma nos especifica que el equipamiento del elevador, estará diseñado, fabricado y probado para el desarrollo de los fines respectivos en las operaciones de perforación. El equipo deberá transferir con seguridad la carga para la que está destinado. El equipo deberá estar diseñado para una operación simple y segura.
BOMBAS DE LODO	API SPEC 7K	Esta norma nos detalla en su sección 9.7.1.1 que los componentes principales de una bomba de lodo se definen como aquellos elementos que están sometidos a la presión de descarga, con la excepción de los elementos desechables y componentes de cierre como: camisas, pistones, bielas, empaques, válvula y asientos, cubiertas, cabezas, abrazaderas, bujes, tapones y cierres.
	API SPEC 7K	Esta norma nos detalla en la sección 9.7.1.2 los elementos de presión nomina, según se define en la sección anterior (sección 9.7.1.1), deben ser probados a 1.5 veces la presión de trabajo.
ACUMULADORES DEL BOP	API SPEC 16D	Esta norma nos especifica en su sección 5.1.3.2 los sistemas de acumuladores estarán diseñados de modo tal que la pérdida de un acumulador y/o conjunto de acumuladores no resultará en la pérdida de más del 25 % de la capacidad total del sistema de acumuladores.
	API SPEC 16D	Esta norma nos especifica en su sección 5.1.3.3 que los diseños incluyen acumuladores de tipo: vejiga, pistón y flotador. La selección del tipo puede basarse en las preferencias del comprador y en las recomendaciones del fabricante teniendo en cuenta el entorno operativo.
	API SPEC 16D	Esta norma nos especifica en su sección 5.1.3.4 que las válvulas de aislamiento de alimentación de presión y válvulas de liberación se instalarán a cada conjunto de acumuladores para facilitar el control de la presión de precarga y la evacuación de los acumuladores de vuelta al depósito del líquido de control.
	API SPEC 16D	Esta norma nos especifica en su sección 5.1.3.5 que los acumuladores deberán ser precargados con nitrógeno. Aire u oxígeno comprimido no deben ser utilizados para precargar los acumuladores.
	API SPEC 16D	Esta norma nos especifica en su sección 5.1.3.6 que la presión de precarga en el sistema de acumuladores sirve para propulsar el fluido hidráulico almacenado en los acumuladores para la operación de las funciones del sistema. La cantidad de presión de precarga es una variable dependiendo de los requerimientos específicos de funcionamiento del equipo a ser operado y el entorno operativo. La presión de precarga no excederá la presión de trabajo nominal del acumulador.
	API RP 53	Esta norma nos indica las practicas recomendadas para los equipos preventores de reventones, en la sección 12.3.2 menciona que los sistemas BOP deben tener suficiente volumen utilizable de fluido hidráulico (con bombas inoperativas) para cerrar un preventor de tipo anular, todos los preventores tipo Ram desde una posición totalmente abierta y abrir una válvula HCR contra la presión del pozo cero. Después de cerrar un preventor anular, todo tipo de preventores Ram y la apertura de una válvula HCR, la presión restante deberá ser de 200 psi (1,38 MPa) o más por encima de la presión de precarga mínima recomendada.
	API RP 53	Esta norma nos indica en la sección 12.3.3 el tiempo de respuesta entre la activación y la operación completa de la función está basada en el BOP o la válvula de cierre y sello. Para instalaciones superficiales, el sistema de control del BOP debe ser capaz de cerrar cada Ram del BOP dentro de 30 segundos. El tiempo de cerrado no debe exceder los 30 segundos para BOP anulares con diámetros menores a 18 ¼" [in] y 45 segundos para BOP anulares con diámetros mayores a 18 ¼" [in].
	API RP 53	Esta norma nos indica en la sección 12.3.5 la presión de precarga de cada acumulador debe medirse antes de cada instalación del BOP y ajustar su presión si es necesario. La presión de precarga para pozos de mínimo 3000 psi debe ser de 1000 psi. La presión de precarga para pozos de mínimo 5000 psi debe ser 1500 psi.

Fuente: (API 1993)

Elaborado: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Tabla 5.10 Normas API (3)

TUBERÍAS DE ALTA PRESIÓN	API RP 53	Esta norma nos indica en la sección 10.1.1 que el sistema de línea de matado proporciona un medio de bombeo en el pozo cuando el método de circular a través de la tubería de perforación o Kelly no pueden ser empleados. La línea de matado conecta el fluido de perforación a través de las bombas a una toma lateral en el BOP.
PANELES DE CONTROL	API RP 53	Esta norma nos indica en la sección 12.8 las instalaciones deben estar equipadas con un panel de control remoto tal que la operación de cada BOP y las válvulas de control puedan ser controladas por una posición realmente accesible al perforador. Se debe considerar la necesidad de una estación adicional de mando a una distancia segura de la mesa de perforación.
ENSAMBLAJE BOP	API RP 53	Esta norma nos indica en la sección 17.5.3 que el BOP anular debe ser probado con la tubería de menor diámetro a ser utilizada.
	API RP 53	Esta norma nos indica en la sección 17.5.4 que los Pipe Rams de diámetro fijo deben ser probados solo con la tubería del mismo tamaño de los Pipe Rams instalados.
	API RP 53	Esta norma nos indica en la sección 17.5.5 que los Pipe Rams de diámetro variable deben ser probados inicialmente con las tuberías de mayor y menor tamaño que serán utilizadas durante las operaciones de perforación.
	API RP 53	Esta norma nos indica en la sección 17.5.6 que los Blind Rams y Blind Shear Rams no deben ser probados cuando la tubería se encuentra dentro del BOP. La capacidad de operación de los Shear Rams y Rams deben ser verificadas con el fabricante de los BOP para la sarta de perforación planeada.
	API RP 53	Esta norma nos indica en la sección 17.5.9 que los componentes de elastómeros que han sido expuestos a los fluidos de perforación deben ser verificados por el fabricante del BOP según corresponda a los fluidos de perforación para ser utilizados y para las temperaturas a las cuales son expuestas.
	API RP 53	Esta norma nos indica en la sección 17.5.10 que las líneas flexibles del Choke y Kill Lines deben ser probadas para la misma presión, frecuencia y duración que las Rams del BOP.
	API SPEC 16A	Esta norma especifica los requerimientos para construir, diseñar, inspeccionar, materiales a emplear, almacenamiento y manejo de equipos de perforación, tomando en cuenta parámetros como presión, temperatura, fluidos y condiciones del hoyo del pozo. Ello aplica a los Rams del BOP, al preventor anular, los conectores hidráulicos y demás accesorios.
	API SPEC 16C	Esta norma tiene como propósito estandarizar las especificaciones de estranguladores y sistemas de matado empleados en las operaciones de perforación. Especifica los materiales que se deben emplear y los parámetros de diseño con los que se deben construir.
MÚLTIPLE DE ESTRAGULACIÓN	API RP T6	Especifica normas y criterios para el entrenamiento y adiestramiento de personal en Control de Pozos. Envuelve una variedad de cursos por los cuales se debe capacitar al personal involucrado en perforación de pozos para calificarlo en el manejo de equipos de control de Pozos.
	API SPEC 16C	Esta norma nos especifica en su sección 17.6.1 que el Choke Manifold de superficie debe ser probado con la misma presión de los Rams del BOP.

Fuente: (API 1993)

Elaborado: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Tabla 5.11 Normas API (4)

FLUIDOS DE PERFORACIÓN	API SPEC 13A	<p>Especificación para Materiales de Fluidos de Perforación: Esta norma revisa las propiedades físicas y procedimientos de prueba para materiales fabricados para el uso en fluidos de perforación de pozos de petróleo y gas.</p> <p>Entre los materiales son barita, hematita, bentonita, bentonita sin tratar, bentonita grado OCMA, atapulgita, sepiolita, carboximetilcelulosa de baja viscosidad (CMC-LVT) grado técnico, carboximetilcelulosa de alta viscosidad (CMC-HVT) grado técnico y almidón, entre otros.</p>
	API SPEC 13B	<p>Práctica Recomendadas para Pruebas de Campo de Fluidos de Perforación Base-Agua: Esta norma habla de los procedimientos estándares para la determinación de las siguientes características de fluidos de perforación base-agua:</p> <p>Densidad del fluido de perforación (peso del lodo), Viscosidad y fuerza de gel, Filtración, Contenido de agua, petróleo y sólidos, Contenido de arena, Capacidad de azul de metileno, pH, Alcalinidad y contenido de cal, Contenido de cloruros, Dureza total expresada como calcio.</p> <p>Los anexos A, B, C y E proveen métodos de prueba adicionales que pueden ser usados para: Análisis químico de calcio, magnesio, sulfato de calcio, sulfuro, carbonato, potasio; Determinación de resistencia al corte, Determinación de resistividad, Monitoreo de corrosión de tubería de perforación.</p> <p>Los anexos D, F, G y H proveen procedimientos que pueden ser usados para: Remoción del aire, Muestreo, inspección y rechazo, Muestreo en taladro de perforación, Calibración y verificación de material de vidrio, termómetros, viscosímetros, copa de retorta, balanzas de fluidos de perforación.</p>
	API SPEC 13-B2	<p>Práctica Recomendadas para Pruebas de Campo de Fluidos de Perforación Base-Aceite: Esta norma tiene los procedimientos estándares para la determinación de las siguientes características de fluidos de perforación base-aceite:</p> <p>Densidad del fluido de perforación (peso del lodo), Viscosidad y fuerza de gel, Filtración, Contenido de agua, petróleo y sólidos. Análisis químico de lodos base-aceite: alcalinidad, contenido de cloruro y de calcio, Prueba de estabilidad eléctrica: equipo, calibración, procedimiento y cálculos. Cálculos de cal, alcalinidad y sólidos.</p> <p>Apéndice A: Medición de resistencia al corte usando reómetro tipo tubo.</p> <p>Apéndice B: Contenido de agua y aceite para contenidos de ripios mayores de 10%. Apéndice C: Actividad de la fase acuosa medida por electro higrómetro.</p> <p>Apéndice D: Punto de Anilina.</p> <p>Apéndice E: Cálculos de cal, salinidad y sólidos.</p> <p>Apéndice F: Muestreo, inspección y rechazo.</p> <p>Apéndice G: Muestreo en taladro de perforación.</p> <p>Apéndice H: Método de CHENEVERT para actividad de ripios.</p> <p>Apéndice I: Análisis Químico de Sulfuros Activos – Método de Garret.</p> <p>Apéndice J: Calibración y verificación de material de vidrio, termómetros, viscosímetros, balanzas de fluidos de perforación.</p>
	API RP 13D	<p>Práctica Recomendada para la Reología e Hidráulica de Fluidos de Perforación de Pozos de Petróleo: En esta norma podremos encontrar y obtener:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Entendimiento básico y una guía acerca de la reología e hidráulica de fluidos de perforación y su aplicación en operaciones de perforación. -Los métodos para los cálculos descritos no toman en cuenta los efectos que la temperatura y compresibilidad tienen sobre la densidad de los fluidos de perforación.
	API RP 13J	<p>Práctica Recomendada para pruebas de Salmueras Pesadas: Esta norma nos muestra las propiedades físicas, contaminantes potenciales y procedimientos de prueba de salmueras pesadas fabricadas para su uso en la perforación, completación y reparación de pozos de petróleo y gas.</p> <p>Densidad de gravedad específica. Claridad o cantidad de partículas contenido por la salmuera. Punto de cristalización o temperatura (a presión atmosférica y bajo presión) a la cual las salmueras pasan de líquido a sólido. El pH y contaminación de hierro. La formación de hidratos.</p>

Fuente: (API 1993)

Elaborado: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Tabla 5.12 Normas API (5)

FLUIDOS DE PERFORACIÓN	API RP 13C	<p>Especificación para Materiales de Fluidos de Perforación: Esta norma es preferentemente para los fluidos de perforación y los sistemas de procesamiento de evaluación.</p> <p>Describe un método para definir y comparar la absoluta (o D100) potencial separación de cualquier pantalla de zaranda a una norma equivalente de tamiz de prueba de ASTM. Una sección representativa de la pantalla está montada en un soporte y se coloca en el medio de una pila de tamices de ensayo ASTM (calibrado de acuerdo con ASTM E-11). El uso de un Ro-Tap® o dispositivo de tamizado mecánico equivalente, una cantidad definida de óxido de aluminio seco se tamiza y se los resultados cotejados y representarán gráficamente. La prueba se repitió tres veces y los resultados de cada prueba se promedian para determinar el punto de corte D100.</p> <p>Este punto de corte resultante es el punto de corte absoluta o D100. Cualquier partícula mayor que este valor no pasará a través de la pantalla. El punto de corte es transversal referido en la Tabla 1, tomada del documento 13C API RP y en comparación con tamices ASTM estándar de capacidad de separación conocido.</p> <p>Por ejemplo, si el punto de corte D100 medido de la pantalla de prueba es 114,88 micras (114.88μ), la tabla indica que se compara con la ASTM 140 tamiz. La pantalla de la prueba entonces sería clasificado como una pantalla de API 140.</p>
VÁLVULAS	API STD 598	<p>Inspección basada en Riesgo: Esta práctica recomendada tiene como propósito proporcionar una guía en la realización de un programa de inspección basada en riesgo (RBI) sobre equipo fijo y tubería en la industria de procesos químicos y de hidrocarburos.</p> <p>Estos códigos y estándares de inspección API le permiten a un propietario/ usuario planear una estrategia de inspección y aumentar o disminuir la frecuencia de inspección con base en los resultados de una evaluación RBI. La evaluación debe valorar sistemáticamente la probabilidad de falla y sus consecuencias.</p> <p>La evaluación de la probabilidad de falla debe basarse en todas las formas de deterioro que se pudieran esperar en un equipo en particular. Tome como referencia el código adecuado para los otros requerimientos de evaluación RBI. La RP 580 debe servir como guía para los usuarios en la realización apropiada de tal evaluación RBI.</p> <p>El propósito de este documento es proporcionar a los usuarios los elementos básicos para desarrollar e implementar un programa de Inspección Basada en Riesgos (RBI). La metodología se presenta paso a paso tan práctica cómo es posible. Los puntos cubiertos son:</p> <ol style="list-style-type: none"> a. Una introducción a los conceptos y principios de la Inspección Basada en Riesgos, y b. Secciones individuales que describen los pasos en la aplicación de estos principios dentro de la estructura del proceso RBI: <ol style="list-style-type: none"> 1. Planeación de la Evaluación RBI. 2. Recolección de Datos e Información. 3. Identificación de los Mecanismos de Deterioro y Modos de Falla. 4. Evaluación de la Probabilidad de Falla. 5. Evaluación de la Consecuencia de la Falla. 6. Determinación, Evaluación y Administración de Riesgos 7. Administración de Riesgos con Actividades de Inspección 8. Otras Actividades de Mitigación de Riesgos 9. Reevaluación y Actualización 10. Roles, Responsabilidades, Entrenamiento y Calificaciones 11. Documentación y Registros <p>El resultado esperado de la aplicación del proceso RBI debe ser el vínculo de los riesgos con la inspección adecuada u otras actividades de mitigación para administrar riesgos. El proceso RBI puede generar:</p> <ol style="list-style-type: none"> a. Una clasificación por riesgo de todo el equipo evaluado.
GENERACIÓN DE ENERGÍA	API RP 500	<p>Esta norma proporciona las prácticas recomendadas, directrices para determinar el grado y el alcance de la Clase I, División 1 y Clase I, División 2, en las instalaciones de petróleo, para la selección e instalación de equipo eléctrico. Definiciones básicas previstas en el Código Eléctrico Nacional se han seguido en la elaboración de este documento que solamente se aplica a la clasificación de los lugares, tanto para el equipo eléctrico instalado con carácter temporal y permanente. La norma API RP 500 está destinado a ser aplicado en los sitios donde puede haber un riesgo de ignición debido a la presencia de gases o vapores inflamables, mezclado con aire, en condiciones atmosféricas normales.</p>

Fuente: (API 1993)

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Las siguientes tablas muestran una guía rápida para el control de operaciones de perforación en la cuenca oriente ecuatoriana, agrupando y facilitando encontrar las normas que se necesitan para la respectiva sección y operación. La siguiente guía cuenta con cuatro columnas las cuales de izquierda a derecha serán representadas de la siguiente manera:

- En la primera columna se detallan las operaciones de perforación en el Ecuador iniciando en la sección de 26" con Casing de 20" hasta el hoyo de 8 ½" con Liner de 7".
- En la segunda columna se detalla la sección (26", 16", 12-1/4", 8-1/2") que representa la respectiva operación.
- En la tercera columna se detalla las normas NOPA que se utilizan para la respectiva operación y sección.
- La cuarta columna detalla las normas API que se utilizan en los diferentes sistemas del taladro y operaciones de perforación.

Tabla 5.13 Guía para el Control de Operaciones (1)

GUÍA PARA EL CONTROL DE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN EN EL ECUADOR			ARCH
			NORMAS CONTROL
OPERACIONES DE PERFORACIÓN EN EL ECUADOR	SECCIÓN	NORMAS NOPA	NORMAS API
SECCION 20"			
El Casing conductor de 20" se lo hincan en superficie, así se evita tener ripios en superficie y se obtiene un anclaje firme para el BOP.	20 "	N/D	API 5A5, API 5CT
En otras ocasiones se arma un BHA convencional con broca de 26" de diámetro y se perfora el hoyo conductor hasta la profundidad de asentamiento del Casing planificada.	20 "	N/D	API SPEC 7K, API SPEC Q1, API RP 7L, API RP 54, API SPEC 9A, API SPEC 4F, API SPEC 8C, API 5D, API 5CT
Circular el pozo hasta retornos limpios.	20 "	N/D	API SPEC 7K
Chequear flujo y sacar BHA a superficie.	20 "	N/D	API SPEC 13A, API RP 13B-1 / API RP 13B-2, API RP 13D, API SPEC 7K
Armar herramientas para corrida de Casing.	20 "	N/D	API 5A5, API 5CT
Correr Casing de 20" hasta la profundidad perforación.	20 "	N/D	API 5A5, API 5CT, API SPEC 10D
Cementar el Casing de 20" de acuerdo a un programa de cementación	20 "	N/D	API SPEC 10, API SPEC 10D, API RP 10F, API RP 45, OTC 6210
SECCION 16"			
Armar un BHA convencional con broca de 16". Perforar de acuerdo al plan direccional con flujo controlado de acuerdo a los requerimientos durante la operación.	16"	NOPA-A1, NOPA-A2, NOPA-A3, NOPA-B1, NOPA-B2, NOPA-E2, NOPA-F3, NOPA-F11, NOPA-F13, NOPA-F14	API SPEC 7K, API SPEC Q1, API RP 7L, API RP 54, API SPEC 9A, API SPEC 4F, API SPEC 8C, API 5D, API 5CT
Armar y tomar Gyro de acuerdo al plan de toma de Survey.	16"	NOPA-F1	N/D
Circular el pozo hasta retornos limpios y dejar una píldora viscosa en el hoyo.	16"	NOPA-C1, NOPA-C2, NOPA-C4, NOPA-F2, NOPA-F5, NOPA-F7, NOPA-F9, NOPA-F10, NOPA-F18	API SPEC 7K
Chequear flujo y sacar BHA a superficie. En caso de que se encuentre problemas al sacar el BHA, se debe realizar un viaje de limpieza.	16"	NOPA-C1, NOPA-C2, NOPA-C4, NOPA-F2, NOPA-F5, NOPA-F7, NOPA-F9, NOPA-F10, NOPA-F18	API SPEC 13A, API RP 13B-1 / API RP 13B-2, API RP 13D, API SPEC 7K

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Tabla 5.14 Guía para el Control de Operaciones (2)

Armar un BHA direccional con broca de 16" y bajar hasta fondo. Continuar perforando direccionalmente de acuerdo al perfil direccional hasta el punto de revestimiento de 13 ³ / ₈ ".	16"	NOPA-A1, NOPA-A2, NOPA-A3, NOPA-B1, NOPA-B2, NOPA-E2, NOPA-F3, NOPA-F11, NOPA-F13, NOPA-F14	API SPEC 7K, API SPEC Q1, API RP 7L, API RP 54, API SPEC 9A, API SPEC 4F, API SPEC 8C, API 5D, API 5CT
Realizar un viaje de calibre hasta superficie cumplidas 40 horas de perforación.	16"	NOPA-F8	N/D
En fondo bombear tren de píldoras de limpieza y circular hasta zarandas limpias.	16"	NOPA-C1, NOPA-C2, NOPA-C4, NOPA-F2, NOPA-F5, NOPA-F7, NOPA-F9, NOPA-F10, NOPA-F18	API SPEC 13A, API RP 13B-1 / API RP 13B-2, API RP 13D, API SPEC 7K, API RP 13C
Regresar a fondo repasando las dos últimas paradas por seguridad. Bombear píldora viscosa y circular hasta retornos limpios.	16"	NOPA-C1, NOPA-C2, NOPA-C4, NOPA-F2, NOPA-F5, NOPA-F7, NOPA-F9, NOPA-F10, NOPA-F18	API SPEC 7K
Chequear flujo y sacar BHA hasta superficie.	16"	NOPA-C1, NOPA-C2, NOPA-C4, NOPA-F2, NOPA-F5, NOPA-F7, NOPA-F9, NOPA-F10, NOPA-F18	API SPEC 13A, API RP 13B-1 / API RP 13B-2, API RP 13D, API SPEC 7K
Armar herramientas para corrida de Casing.	16"	NOPA-F17	API 5A5, API 5CT
Correr Casing de 13 ³ / ₈ " hasta la profundidad perforación. Cuando se hayan corrido 2 juntas, llenar el Casing y probar que el equipo de flotación esté funcionando correctamente, continuar bajando llenando Casing cada 5 juntas o cada vez que sea posible.	16"	NOPA-F17, NOPA-F6, NOPA-F	API 5A5, API 5CT, API SPEC 10D
Cementar el Casing de 13 ³ / ₈ " de acuerdo con el programa de cementación. Sentar tapón de desplazamiento con 500 [psi] por encima de la presión final de desplazamiento. Chequear Back Flow.	16"	NOPA-C3, NOPA-F12	API SPEC 10, API SPEC 10D, API RP 10F, API RP 45, OTC 6210
Dejar el revestimiento colgado en la cuña. WOC de acuerdo con el desarrollo de resistencia.	16"	NOPA-F12	API 5A5, API 5CT

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Tabla 5.15 Guía para el Control de Operaciones (3)

Bombear píldora dispersa seguida de píldora viscosa pesada y circular hasta zarandas limpias, chequear flujo y sacar la sarta de perforación a zapata de 13 ³ / ₈ ".	12 ¹ / ₄ "	NOPA-F30, NOPA-C7, NOPA-F21, NOPA-F29, NOPA-F31, NOPA-F32, NOPA-F34, NOPA-F37	API SPEC 13A, API RP 13B-1 / API RP 13B-2, API RP 13D, API SPEC 7K, API RP 13C
Continuar perforando direccionalmente de acuerdo al plan direccional.	12 ¹ / ₄ "	NOPA-A4, NOPA-B3, NOPA-B5, NOPA-B6, NOPA-B7, NOPA-C6, NOPA-F22, NOPA-F23, NOPA-F24, NOPA-F25, NOPA-F36, NOPA-F38, , NOPA-F19, NOPA-F20, NOPA-F27, NOPA-F28, NOPA-F44	API SPEC 7K, API SPEC Q1, API RP 7L, API RP 54, API SPEC 9A, API SPEC 4F, API SPEC 8C, API 5D, API 5CT
Circular hasta zarandas limpias, chequear flujo y sacar el BHA a superficie.	12 ¹ / ₄ "	NOPA-F30, NOPA-C7, NOPA-F21, NOPA-F29, NOPA-F31, NOPA-F32, NOPA-F34, NOPA-F37	API SPEC 13A, API RP 13B-1 / API RP 13B-2, API RP 13D, API SPEC 7K, API RP 13C
Armar y bajar BHA direccional con broca 12 ¹ / ₄ " hasta fondo y continuar perforando hasta punto de Casing de 9 ⁵ / ₈ ".	12 ¹ / ₄ "	NOPA-A4, NOPA-B3, NOPA-B5, NOPA-B6, NOPA-B7, NOPA-C6, NOPA-F22, NOPA-F23, NOPA-F24, NOPA-F25, NOPA-F36, NOPA-F38	API SPEC 7K, API SPEC Q1, API RP 7L, API RP 54, API SPEC 9A, API SPEC 4F, API SPEC 8C, API 5D, API 5CT
En fondo bombear píldora dispersa y píldora viscosa, circular hasta retornos limpios.	12 ¹ / ₄ "	NOPA-C7, NOPA-F21, NOPA-F29, NOPA-F31, NOPA-F32, NOPA-F34, NOPA-F37	API SPEC 13A, API RP 13B-1 / API RP 13B-2, API RP 13D, API SPEC 7K, API RP 13C
Realizar viaje de calibre hasta zapata de 13 ³ / ₈ ". Regresar a fondo, bombear tren de píldoras, circular hasta zarandas limpias.	12 ¹ / ₄ "	NOPA-F30, NOPA-C7, NOPA-F21, NOPA-F29, NOPA-F31, NOPA-F32, NOPA-F34, NOPA-F37	API SPEC 13A, API RP 13B-1 / API RP 13B-2, API RP 13D, API SPEC 7K, API RP 13C
Realizar viaje a zapata de 13 ³ / ₈ ". Bombear píldora tapón y sacar a superficie.	12 ¹ / ₄ "	NOPA-C7, NOPA-F21, NOPA-F29, NOPA-F31, NOPA-F32, NOPA-F34, NOPA-F37	API SPEC 13A, API RP 13B-1 / API RP 13B-2, API RP 13D, API SPEC 7K, API RP 13C
Sacar buje de desgaste (wear bushing).	12 ¹ / ₄ "	NOPA-F44	API SPEC 7K, API SPEC 8C
Retirar tubo campana.	12 ¹ / ₄ "	NOPA-F44	API SPEC 7K, API SPEC 8C
Armar herramientas para corrida de Casing.	12 ¹ / ₄ "	NOPA-F44	API 5A5, API 5CT
Correr Casing de 13 ³ / ₈ " hasta la profundidad perforación. Cuando se hayan corrido 2 juntas, llenar el Casing y probar que el equipo de flotación esté funcionando correctamente, continuar bajando llenando Casing cada 5 juntas o cada vez que sea posible.	12 ¹ / ₄ "	NOPA-F25	API 5A5, API 5CT, API SPEC 10D

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Tabla 5.16 Guía para el Control de Operaciones (4)

Cementar de acuerdo al programa, no bombear cemento detrás del tapón (Top Plug), el desplazamiento se realizará con las bombas del taladro.	12 ¼"	NOPA-F43	API SPEC 10, API SPEC 10D, API RP 10F, API RP 45, OTC 6210
Asentar tapón con 500 psi encima de la presión final de desplazamiento.	12 ¼"	NOPA-F44	API SPEC 10, API SPEC 10D, API RP 10F, API RP 45, OTC 6210
Desacoplar y acostar el "Landing Joint" de revestidor de 9 5/8".	12 ¼"	NOPA-F44	N/D
Probar sellos del cabezal con el 80% máximo de la presión de colapso del Casing de 9 5/8".	12 ¼"	NOPA-F44	API RP 53
Probar el conjunto superficial de seguridad, línea de matado y válvulas con 300 psi por 5 min. y 3000 psi / 5 min.	12 ¼"	NOPA-F44	API STD 598
Proceder con prueba de sellos del BOP y Rams.	12 ¼"	NOPA-F44	API SPEC 16D, API RP 53, API SPEC 16A, API SPEC 16C, API RP T6
Instalar el buje de desgaste (Wear Bushing).	12 ¼"	NOPA-F44	API SPEC 7K, API SPEC 8C
SECCION 12 ¼"			
Armar BHA direccional con broca de 8 ½". Bajar hasta 200 [ft] antes de collar flotador.	8 ½"	NOPA-B8, NOPA-B9, NOPA-B10, NOPA-F45, NOPA-F47, NOPA-F48, NOPA-F49, NOPA-F51, NOPA-F53	API SPEC 7K, API SPEC Q1, API RP 7L, API RP 54, API SPEC 9A, API SPEC 4F, API SPEC 8C, API 5D, API 5CT
Moler cemento, tapones y collar , hasta 10 [ft] antes del zapato flotador con parámetros controlados.	8 ½"	NOPA-B8, NOPA-B9, NOPA-B10, NOPA-F45, NOPA-F47, NOPA-F48, NOPA-F49, NOPA-F51, NOPA-F53, NOPA-F59	API SPEC 7K, API SPEC Q1, API RP 7L, API RP 54, API SPEC 9A, API SPEC 4F, API SPEC 8C, API 5D, API 5CT
Cerrar el preventor anular, probar casing. Abrir preventor anular.	8 ½"	N/D	API SPEC 16D, API RP 53, API SPEC 16A, API SPEC 16C, API RP T6
Continuar perforando cemento y zapato flotador con parámetros controlados.	8 ½"	NOPA-B8, NOPA-B9, NOPA-B10, NOPA-F45, NOPA-F47, NOPA-F48, NOPA-F49, NOPA-F51, NOPA-F53	API SPEC 7K, API SPEC Q1, API RP 7L, API RP 54, API SPEC 9A, API SPEC 4F, API SPEC 8C, API 5D, API 5CT

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Tabla 5.17 Guía para el Control de Operaciones (5)

Perforar direccionalmente hasta alcanzar la profundidad total del pozo - TD.	8 ½"	NOPA-B8, NOPA-B9, NOPA-B10, NOPA-F45, NOPA-F47, NOPA-F48, NOPA-F49, NOPA-F51, NOPA-F53	API SPEC 7K, API SPEC Q1, API RP 7L, API RP 54, API SPEC 9A, API SPEC 4F, API SPEC 8C, API 5D, API 5CT
Bombear píldora viscosa pesada, circular hasta retornos limpios y realizar viaje corto al zapato de 9 5/8", chequear el pozo por flujo y volver a fondo.	8 ½"	NOPA-C10, NOPA-C11, NOPA-F46, NOPA-F50, NOPA-F52, NOPA-F58, NOPA-F60	API SPEC 13A, API RP 13B-1 / API RP 13B-2, API RP 13D, API SPEC 7K, API RP 13C
Una vez en fondo circular hasta retornos limpios acondicionando el fluido de perforación.	8 ½"	NOPA-C10, NOPA-C11, NOPA-F46, NOPA-F50, NOPA-F52, NOPA-F58, NOPA-F60	API SPEC 13A, API RP 13B-1 / API RP 13B-2, API RP 13D, API SPEC 7K, API RP 13C
Dejar píldora viscosa-pesada con lubricante que cubra el hueco abierto.	8 ½"	NOPA-C10, NOPA-C11, NOPA-F46, NOPA-F50, NOPA-F52, NOPA-F58,	API SPEC 13A, API RP 13B-1 / API RP 13B-2, API RP 13D, API SPEC 7K, API RP 13C
Sacar sarta hasta zapata de 9 5/8". Realizar Flow Check. Bombear píldora tapón y sacar sarta a superficie.	8 ½"	NOPA-C10, NOPA-C11, NOPA-F46, NOPA-F50, NOPA-F52, NOPA-F58, NOPA-F60	API SPEC 13A, API RP 13B-1 / API RP 13B-2, API RP 13D, API SPEC 7K, API RP 13C
Armar herramientas de registros eléctricos.	8 ½"	NOPA-F54, NOPA-F53	N/D
Bajar y registrar en hoyo abierto según programa de toma de registros eléctricos.	8 ½"	NOPA-F54	N/D
Sacar a superficie y desarmar herramientas de registros.	8 ½"	NOPA-F54, NOPA-F53	N/D
Limpiar la mesa del taladro y levantar las herramientas de manipulación.	8 ½"	PA-F49, NOPA-F51, NOPA-F	N/D
Armar el colgador del Liner y la herramienta de asentamiento (previamente ensamblada). Revisar que el Setting Tool esté correctamente agarrado al ensamblaje del colgador.	8 ½"	NOPA-F56, NOPA-F53	API 5A5, API 5CT
Corra el Liner en el hueco abierto hasta el fondo.	8 ½"	NOPA-F56	API 5A5, API 5CT, API SPEC 10D

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

Tabla 5.18 Guía para el Control de Operaciones (6)

Proceder a asentar el colgador de acuerdo con el procedimiento del operador.	8 ½"	NOPA-F56	API 5A5, API 5CT, API SPEC 10D
Una vez que el Liner se ha asentado, cementar el Liner de acuerdo al programa de cementación.	8 ½"	NOP-F57, NOPA-F59	API SPEC 10, API SPEC 10D, API RP 10F, API RP 45, OTC 6210
Liberar el dardo y bombearlo detrás del cemento desplazando con la unidad de cementación.	8 ½"	NOPA-F57, NOPA-F59	API SPEC 10, API SPEC 10D, API RP 10F, API RP 45, OTC 6210
Asentar los tapones con 500 [psi] por encima de la presión final de desplazamiento.	8 ½"	NOPA-F53	API SPEC 10, API SPEC 10D, API RP 10F, API RP 45, OTC 6210, API 5A5, API 5CT, API SPEC 10D
Asentar el Top Packer de acuerdo con el operador de Liner.	8 ½"	NOPA-F53	API 5A5, API 5CT, API SPEC 10D
Sacar a superficie y quebrar el Setting Tool.	8 ½"	NOPA-F53	N/D

Elaborado por: Daza Alejandro/Garófalo Miguel

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES.

Este proyecto es un aporte al desarrollo del país realizando un cambio en la matriz productiva al darle un valor agregado a los productos internos y abaratando los costos operativos para contribuir al desarrollo socio – económico y cultural del país, en concordancia con las líneas del Plan Nacional del Buen Vivir.

El presente proyecto de titulación provee a la ARCH un método para controlar las operaciones de perforación que son realizadas en el país con poca eficiencia y eficacia, esta herramienta contribuirá al desarrollo activo del sector energético nacional.

Como la constitución lo dice en el primer capítulo de este proyecto de titulación en 0 referente al buen vivir; se debe garantizar el cumplimiento de este artículo debido a que por medio de la ARCH se basaran en el mismo para guiarse en el cumplimiento de las diferentes inspecciones y buenas prácticas operativas, aumentando la seguridad de los operadores durante las operaciones de perforación.

Las normas API utilizadas para la presente investigación son aquellas que corresponden tanto a los sistemas del taladro como en las operaciones de perforación, la mayoría son normas de calidad y de inspección para el uso adecuado de las herramientas utilizadas, (Sistemas de levantamiento, sistema rotario, sistema de circulación sistema de reventones, sistema de generación de energía, tuberías, brocas, cemento) un correcto uso de estas normas existentes provee seguridad preventiva además de mejores prácticas operacionales.

El mantenimiento adecuado y una correcta inspección de los sistemas y herramientas que intervienen en las operaciones de perforación, previenen los tiempos perdidos, por lo que las normas de inspección deberán llevarse con minuciosidad antes de empezar las operaciones y en el transcurso de las mismas.

El personal deberá estar capacitado para que todo momento chequee los sistemas y herramientas que se están utilizando; es decir el personal deberá conocer las normas de inspección y de calidad de los sistemas del taladro y de las operaciones para así proceder a perforar el pozo de petróleo siguiendo los pasos operacionales.

Las normas para el control de operaciones de perforación son pasos a seguir, pero si las futuras condiciones económicas y políticas ambientales del país permiten una disminución en el tiempo de perforación y abaratamiento en los costos; estas normas se las pueden saltar con el objetivo de alcanzar un mayor rendimiento en las operaciones manteniendo siempre un cuidado exhaustivo del medio ambiente.

Las operaciones de perforación requiere de la participación de diferentes disciplinas, (Ingeniería de Perforación, Direccional, Fluidos de Perforación, Brocas, etc.) la dependencia cruzada que existe entre todas ellas crea una norma que obliga el intercambio correcto de información entre cada una de las líneas que intervienen; es decir toda la información deberá ser oportuna y en tiempo real.

La ARCH se ha propuesto en normalizar procesos operacionales con el propósito de disminuir los tiempos perdidos, evitar accidentes laborales ocasionados la mayoría de veces por malas o ineficientes prácticas operacionales y de control de las mismas.

En Ecuador tenemos litología heterogénea, pero en su mayoría ésta tiene las mismas formaciones en mayores profundidades por lo que principalmente cambian los puntos de asentamiento de los casing. Este deberá ser asentado en una formación dura.

Las tecnologías nuevas mejoran tanto el tiempo como el rendimiento operacional por lo que es necesario mantener la correcta inspección de la herramienta antes de su uso. Su mantenimiento deberá ser realizado con el respectivo manual del fabricante.

El personal deberá seguir muy detalladamente las normas tanto en las operaciones de perforación como para el mantenimiento preventivo de los diferentes sistemas y herramientas que se utilizan en el campo, todo el personal deberá conocer las normas tanto de perforación como de los

sistemas del taladro, tanto de inspección como de uso además de conocer las principales operaciones de perforación que se realiza generalmente en la cuenca del oriente ecuatoriano.

Las operaciones de perforación en el oriente ecuatoriano son en mayor parte generalizadas debido a su similitud en el acceso a los bloques de perforación, cuidado ambiental (zonas sensibles) y la litología a perforar. Un adecuado control de las operaciones de perforación se reflejara en un mejor rendimiento operacional y cuidado en las normas ambientales establecidas por la RAOHE.

6.2 RECOMENDACIONES.

Se recomienda utilizar las normas API SPEC y API RP (Especificaciones, mantenimientos preventivos y prácticas recomendadas) referentes a las herramientas y sistemas del taladro, para lograr una mayor eficiencia en las operaciones de perforación.

Se tiene que realizar un constante mantenimiento minucioso sobre todos los sistemas y equipos del taladro, previo a cada procedimiento de perforación; para evitar fallas durante las operaciones de perforación.

Se debe ajustar y calibrar todas las herramientas de precisión, antes de ser bajadas al fondo del pozo; ya que esto ayuda a evitar pérdida de tiempo innecesario.

Se recomienda seguir utilizando todos los procedimientos que se venían realizando para el control de las operaciones de perforación y formular tablas comparativas de eficiencia y exactitud; ya que la mayoría de las consideraciones propuestas en el manual previamente expuesto contienen datos reales de la cuenca oriente del Ecuador, y al no ser ésta heterogénea, no se garantiza la exactitud ni el cumplimiento correcto de las mismas en todas las operaciones de perforación en el Ecuador.

El personal debe estar calificado y previamente capacitado sobre todos los procesos, mantenimientos y certificaciones a realizarse durante las operaciones de perforación.

Las operaciones de perforación deben realizarse con cuidado, evitando cualquier desastre que afecte el medio ambiente, operadores y/o habitantes del sector.

Todos los datos de éste proyecto de titulación deben tomarse solo y únicamente como referencias que la ARCH usará como base para el control de las operaciones de perforación en la cuenca oriente del Ecuador, y deberán ser puestos en conocimiento del dominio público.

La ARCH estará en toda la facultad de cambiar y borrar si fuese necesario parte de éste proyecto y sustituirla por lo que ellos consideren necesario para un desarrollo de la misma, no obstante este proyecto servirá para un estudio posterior o análisis del mismo; sin embargo se recomienda solo tomarlo como sugerencia para futuras inspecciones.

Se debe realizar futuros trabajos similares acordes al tema revisado en éste proyecto; ya que la cantidad de trabajos parecidos son pocos o casi nulos en el Ecuador. Se necesita que las futuras generaciones de petroleros tengan en su conocimiento todos los datos referentes a nuestra cuenca oriente ecuatoriana y de todas las operaciones realizadas en la misma, para su correcto desarrollo profesional y para el crecimiento de nuestro pueblo.

Se deberá dar la lectura correcta de éste proyecto, evitando así cualquier mal interpretación o mal entendido con respecto a la misma; para lo cual se recomienda leer con detenimiento y cautela.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- API 8C. *Drilling and Production Hoisting*. 5. Washington, DC, 2012.
- API 9A. *Specification For Wire Rope*. 26. Washington, DC, 2012.
- API, American Petroleum Institute. *Normas API*. Washington, DC 20005: API, 1993.
- Asamblea Constituyente. *NUEVA CONSTITUCIÓN DE LA REPÚBLICA DEL ECUADOR*. 2008. <http://www.scribd.com/doc/62271771-NUEVA-CONSTITUCION-DE-LA-REPUBLICA-DEL-ECUADOR> (último acceso: 16 de Octubre de 2013).
- BABY, Patrice, Marco RIVADENEIRA, y Roberto BARRAGÁN. *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*. Quito: IRD, PETROPRODUCCIÓN, 2004.
- BAKER HUGHES GEOCIENCIAS. *Presión de poro y gradiente de fractura*. Reporte final de estabilidad de hoyo, Quito: Geociencias, 2013.
- BOURGOYNE, Adam, Keith MILLHEIM, Martin CHENEVERT, y F.S. YOUNG. *Applied Drilling Engineering*. U.S.A.: SPE Textbook Series Vol. 2, 1986.
- DATALOG. *PROCEDIMIENTOS Y OPERACIONES EN EL POZO*. Calgary, Alberta, 2001.
- Dueñas, Jorge. *Sistemas del Taladro de Perforación*. Quito, 2002.
- Hidrocarburífero, Agencia de Regulación y Control. «Reportes Finales de Perforación.» Quito, 2014.
- RABIA, Hussain. *Well Engineering & Construction*. U.S.A., 2002.
- SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS. *Secretaría de Hidrocarburos Ecuador*. 27 de Julio de 2010. <http://www.shc.gob.ec/portal/de/web/ronda-petrolera/14> (último acceso: 28 de Febrero de 2013).

ANEXOS

ANEXO 1

Methods of Wire Testing for Levels 2, 3, 4, and 5

B.1 Diameter Test

The diameter shall be determined from two measurements in two perpendicular directions on the same section and the same diametrical plane using a measuring instrument, e.g., a micrometer, accurate to 0.01 mm.

B.2 Tensile Test

Specimens shall not be less than 450 mm (18 in.) long, and the distance between the grips of the testing machine shall not be less than 305 mm (12 in.). The speed of the movable head of the testing machine, under no load, shall not exceed 0.5 mm/s (1 in./min). Any specimen breaking within 6 mm (¹/₄ in.) of the jaws may be disregarded and a retest performed.

Tabla 0.3 AUCA J-110

ESQUEMA MECÁNICO		BROCA		LODO		PARAMETROS		REVESTIMIENTO		CEMENTO		PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACION		
Esta H.	Litología	Topes (ft MD)	Tones (ft MD)	Revestimientos	Prof. (ft MD)	Tipo	TFA	Marca	Tipo: Nitrato de Calcio	Densidad: 8.9 - 11 ppg	Caudal: 550 - 1000 gpm	Tipo: 13 3/8" 7# C-95 BTC	Problema	Causa
100														
200														
300														
400														
500														
1000														
1500														
2000														
2500														
3000														
3500														
4000														
4500														
5000														
5500														
5700														
5900														
6000														
6100														
6200														
6300														
6400														

COORDENADAS DE SUPERFICIE		COORDENADAS DE LLENADO		TIPO DE POZO: DISEÑO (O VENTOS)	
E: 230959.97 m	N: 13287.35246 m	E: 23107.65 m	N: 13273.9246 m	Perfil: Direcciona Tipo "J"	
Prof. (ft)	Tones (ft MD)	Prof. (ft MD)	TFA	Marca	Revestimiento
5670	5755	535	0.785	HCC	Lead TOC Superficie
5729		4029	0.848	HCC	Volumen: 442 bbl
5803					Densidad: 13.5 ppg
5833					
5863					
5893					
5923					
5953					
5983					
6013					
6043					
6073					
6103					
6133					
6163					
6193					
6223					
6253					
6283					
6313					
6343					
6373					
6403					

Fuente: (Hidrocarburofero 2014)
 Elaborado por: Daza Alejandro / Garófalo Miguel

Tabla 0.4 AUCA K-121

ESQUEMA MECÁNICO		BROCA		LODO		PARAMETROS		REVESTIMIENTO		CEMENTO		PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACION	
Esta H.	Litología	Topes (ft MD)	Tones (ft MD)	Prof. (ft MD)	Tipo	TFA	Marca	Prof. (ft MD)	Revestimientos	Tipos	Clase A	Problema	Causa
100													
200													
300													
400													
500													
1000													
1500													
2000													
2500													
3000													
3500													
4000													
4500													
5000													
5500													
5700													
5900													
6000													
6100													
6200													
6300													
6400													

COORDENADAS DE SUPERFICIE		COORDENADAS DE LLENADO		TIPO DE POZO	
E	N	E	N	Perforación	Perfil
288448.97 m	13 2587 263.97 m	288434.16 m	13 2587 263.97 m	Dinámico (barrido)	Direccional Tipo "J"

ESQUEMA MECÁNICO		BROCA		LODO		PARAMETROS		REVESTIMIENTO		CEMENTO		PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACION	
Esta H.	Litología	Topes (ft MD)	Tones (ft MD)	Prof. (ft MD)	Tipo	TFA	Marca	Prof. (ft MD)	Revestimientos	Tipos	Clase A	Problema	Causa
100													
200													
300													
400													
500													
1000													
1500													
2000													
2500													
3000													
3500													
4000													
4500													
5000													
5500													
5700													
5900													
6000													
6100													
6200													
6300													
6400													

Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro / Garófalo Miguel

Tabla 0.5 AUCA K-122

ESQUEMA MECÁNICO		BROCA		LODO		PARAMETROS		REVESTIMIENTO		CEMENTO		PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN	
Estrat.	Litología	Topes (ft MD)	Revestimientos	Prof. (ft MD)	TFA	Marca	Hq/S Size	Tipo	Prof. (ft MD)	Tipos	Tipos	Tipos	Tipos
100													
200													
300													
400													
500													
600													
700													
800													
900													
1000													
1500													
2000													
2500													
3000													
3500													
4000													
4500													
5000													
5500													
5600													
5700													
5800													
5900													
6000													
6100													
6200													
6300													
6400													

COORDENADAS DE SUPERFICIE		COORDENADAS DE INICIALES		TIPO DE POZO: DESARROLLO (AVANZADA)	
E	N	E	N	Perfil	Direccional
286488.94 m	957146.31 m	289793.00 m	957272.00 m	Tipo "J"	

PARAMETROS	REVESTIMIENTO	CEMENTO	PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN
Caudal: 800 - 950 gpm	Tipo: 13 3/8 68#K-55 BTC	Tipo: Clase A	Problema
ROP avg min: 65 pph	Zapata: 4588 ft MD	Lead TOC Superficie	Causa
ROP avg max: 65 pph	No. Juntas: 107	Volumen: 372 bbl	
	Descripción: Flat Shoe Flat Collar	Densidad: 13.5 ppg	
	Centralización: 13 Centralizadores	Tipo: Clase A	
	Presión Final: 700 psi	Trail TOC 3888 ft MD	
	Asentamiento: 1200 psi	Volumen: 94 bbl	
	Tapones:	Densidad: 15.6 ppg	

Fuente: (Hidrocarburo 2014)
 Elaborado por: Daza Alejandro / Garófalo Miguel

Tabla 0.6 AUCA K-124

Pozo AUCA K-124									
Coordenadas de superficie		Coordenadas de litología		Tipo de pozo: Desarrollo (avanzado)		Perfil: Direccional "S"			
Estrati.		Litología		Tomas Topes (ft MD) (ft TVD)		Revestimientos		Hole Size	
Prof. (ft)		TFA		Prof. (ft MD)		Tipo		TFA	
Prof. (ft)		TFA		Prof. (ft MD)		Tipo		TFA	
100									
200									
300									
400									
500									
600									
700									
800									
900									
1000									
1100									
1200									
1300									
1400									
1500									
1600									
1700									
1800									
1900									
2000									
2100									
2200									
2300									
2400									
2500									
2600									
2700									
2800									
2900									
3000									
3100									
3200									
3300									
3400									
3500									
3600									
3700									
3800									
3900									
4000									
4100									
4200									
4300									
4400									
4500									
4600									
4700									
4800									
4900									
5000									
5100									
5200									
5300									
5400									
5500									
5600									
5700									
5800									
5900									
6000									
6100									
6200									
6300									
6400									

Fuente: (Hidrocarburo 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro / Garófalo Miguel

Tabla 0.7 Pañacocha B-029

ESQUEMA MECÁNICO		BROCA		LODO		PARAMETROS		REVESTIMIENTO		CEMENTO		PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN			
Estrati.	Litología	Tops (ft MD)	Tops (ft TVD)	Prof. (ft MD)	TFA	Marca	Revestimientos	Hole Size	Tipos	Caudal	ROP avg	ROP avg	Tipos	Problema	Causa
100															
200															
300															
400															
500															
600															
700															
800															
900															
1000															
1100															
1200															
1300															
1400															
1500															
1600															
1700															
1800															
1900															
2000															
2100															
2200															
2300															
2400															
2500															
2600															
2700															
2800															
2900															
3000															
3100															
3200															
3300															
3400															
3500															
3600															
3700															
3800															
3900															
4000															
4100															
4200															
4300															
4400															
4500															
4600															
4700															
4800															
4900															
5000															
5100															
5200															
5300															
5400															
5500															
5600															
5700															
5800															
5900															
6000															
6100															
6200															
6300															
6400															

Fuente: (Hidrocarburiifero 2014)
 Elaborado por: Daza Alejandro / Garófalo Miguel

Tabla 0.8 Pañacocha B-028

ESQUEMA MECÁNICO		BROCA		LODO		PARAMETROS		REVESTIMIENTO		CEMENTO		PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN	
Prof. (ft)	Topos (ft TVD)	Prof. (ft MD)	Tipo	TFA	Marca	Tipo	Revestimientos	Caudal: 250 - 1000 gpm	Tipo: 13.3/8" 54.5 - 69# K-55	Tipos: Clase A	Problema	Causa	
100		373	GTX-001	0.785	HCC		20"		Tipos: BTC		Fisión de las resacas de moneses y falla de prueba de MWV	Sobretorque durante conexión de herramientas	
200							43 ft MD		Zapata: 5778 ft MD				
300							43 ft TVD		No. Juntas: 110				
400									Descripción: 1 Jnt Float Collar				
500									Centralización: 12 Centralizadores				
600									Presión Final: 500 psi				
700									Asentamiento: 1000 psi				
800									Tapones:				
900													
1000													
1100													
1200													
1300													
1400													
1500													
1600													
1700													
1800													
1900													
2000													
2100													
2200													
2300													
2400													
2500													
2600													
2700													
2800													
2900													
3000													
3100													
3200													
3300													
3400													
3500													
3600													
3700													
3800													
3900													
4000													
4100													
4200													
4300													
4400													
4500													
4600													
4700													
4800													
4900													
5000													
5100													
5200													
5300													
5400													
5500													
5600													
5700													
5800													
5900													
6000													
6100													
6200													
6300													
6400													

Fuente: (Hidrocarburihero 2014)
 Elaborado por: Daza Alejandro / Garófalo Miguel

Tabla 0.9 Pañacocha B-034

ESQUEMA MECÁNICO		BROCA		LODO		PARAMETROS		REVESTIMIENTO		CEMENTO		PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN	
Prof. (ft)	Topos (ft MD)	Topos (ft TVD)	Prof. (ft MD)	TFA	Marca	Prof. (ft MD)	Tipos	Tipos	Tipos	Tipos	Tipos	Tipos	Tipos
100													
200													
300													
400													
500													
600													
700													
800													
900													
1000													
1100													
1200													
1300													
1400													
1500													
1600													
1700													
1800													
1900													
2000													
2100													
2200													
2300													
2400													
2500													
2600													
2700													
2800													
2900													
3000													
3100													
3200													
3300													
3400													
3500													
3600													
3700													
3800													
3900													
4000													
4100													
4200													
4300													
4400													
4500													
4600													
4700													
4800													
4900													
5000													
5100													
5200													
5300													
5400													
5500													
5600													
5700													
5800													
5900													
6000													
6100													
6200													
6300													
6400													

Fuente: (Hidrocarburo 2014)
Elaborado por: Daza Alejandro / Garófalo Miguel

Tabla 0.10 Yanaguincha B-020

ESQUEMA MECÁNICO		BROCA		LODO		PARAMETROS		REVESTIMIENTO		CEMENTO		PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN	
Prof. (ft.)	Topes (ft. MD) (ft. TVD)	Revestimientos	Prof. (ft. MD)	TFA	Marca	Tipo	Tipos	Caudal: 600 - 1000 gpm	Tipos	Tipos	Tipos	Tipos	Tipos
100													
200													
300													
400													
500													
600													
700													
800													
900													
1000													
1500													
2000													
2500													
3000													
3500													
4000													
4500													
5000													
5500													
5700													
5800													
5900													
6000													
6100													
6200													
6300													
6400													

COORDENADAS DE SUPERFICIE		COORDENADAS DE INICIALES		TIPO DE POZO: DESARROLLO (AVANZADA)	
E	N	E	N	Perfil	Direccional tipo "J"
304800.23 m	982626.70 m	304593.33 m	983344.21 m		

ESQUEMA MECÁNICO		BROCA		LODO		PARAMETROS		REVESTIMIENTO		CEMENTO		PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN	
Prof. (ft.)	Topes (ft. MD) (ft. TVD)	Revestimientos	Prof. (ft. MD)	TFA	Marca	Tipo	Tipos	Caudal: 600 - 1000 gpm	Tipos	Tipos	Tipos	Tipos	Tipos
5700													
5800													
5900													
6000													
6100													
6200													
6300													
6400													

Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)
 Elaborado por: Daza Alejandro / Garófalo Miguel

Tabla 0.11 Yanaquincha B-021

ESQUEMA MECÁNICO		BROCA			LODO		PARAMETROS		REVESTIMIENTO		CEMENTO		PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN	
Prof. (ft)	Topes (ft MD) (ft TVD)	Prof. (ft MD)	Tipo	TFA	Marca	Prof. (ft MD)	Revestimientos	Caudal: 660 - 1000 gpm	Tipo: 13 3/8" 54.5 - 68# K-55 B1C	Type: Clase A	Problema	Causa		
20		450	GTC/GS1	0.785	HCC	450	20" R MD		51C					
30							50" R TVD							
40							50" R TVD							
50							50" R TVD							
60							50" R TVD							
70							50" R TVD							
80							50" R TVD							
90							50" R TVD							
100							50" R TVD							
110							50" R TVD							
120							50" R TVD							
130							50" R TVD							
140							50" R TVD							
150							50" R TVD							
160							50" R TVD							
170							50" R TVD							
180							50" R TVD							
190							50" R TVD							
200							50" R TVD							
210							50" R TVD							
220							50" R TVD							
230							50" R TVD							
240							50" R TVD							
250							50" R TVD							
260							50" R TVD							
270							50" R TVD							
280							50" R TVD							
290							50" R TVD							
300							50" R TVD							
310							50" R TVD							
320							50" R TVD							
330							50" R TVD							
340							50" R TVD							
350							50" R TVD							
360							50" R TVD							
370							50" R TVD							
380							50" R TVD							
390							50" R TVD							
400							50" R TVD							
410							50" R TVD							
420							50" R TVD							
430							50" R TVD							
440							50" R TVD							
450							50" R TVD							
460							50" R TVD							
470							50" R TVD							
480							50" R TVD							
490							50" R TVD							
500							50" R TVD							
510							50" R TVD							
520							50" R TVD							
530							50" R TVD							
540							50" R TVD							
550							50" R TVD							
560							50" R TVD							
570							50" R TVD							
580							50" R TVD							
590							50" R TVD							
600							50" R TVD							
610							50" R TVD							
620							50" R TVD							
630							50" R TVD							
640							50" R TVD							

Fuente: (Hidrocarburofero 2014)
 Elaborado por: Daza Alejandro / Garófalo Miguel

Tabla 0.12 Yanaquincha Oeste B-022

ESQUEMA MECÁNICO		BROCA		LODO		PARAMETROS		REVESTIMIENTO		CEMENTO		PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACION				
Prof. (ft)	Litología	Topes (ft MD)	Tores (ft TVD)	Revestimientos	Hole Size	Prof. (ft MD)	TFA	Marca	Tipo	TFA	Marca	Tipo	Prof. (ft MD)	Tores (ft TVD)	Problemas	Causa
100					1 1/2"											
200																
300																
400																
500																
1000																
1500																
2000																
2500																
3000																
3500																
4000																
4500																
5000																
5500																
5700																
5900																
6100																
6300																
6400																

Fuente: (Hidrocarburofero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro / Garófalo Miguel

Tabla 0.13 Yanaquincha Oeste B-023

ESQUEMA MECÁNICO		BROCA		LODO		PARAMETROS		REVESTIMIENTO		CEMENTO		PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACION	
Prof. (ft)	Estrati.	Litología	Topes (ft MD) (ft TVD)	Hilo S/28	Prof. (ft MD)	Tipo	TFA	Marca	Coordinadas de Litología: E: 30375.000 m N: 89257.000 m	Coordinadas s.d.e. superficie: E: 30400.23 m N: 89257.033 m	Tipo de pozo: Desarrollo (horizontal) Perfil: Direccional tipo "J"	Problema	Causa
100													
200													
300													
400													
500													
1500													
2000													
3000													
3500													
4000													
4500													
5000													
5500													
5700													
5800													
5900													
6000													
6100													
6200													
6300													
6400													

Prof. (ft)	Topes (ft MD) (ft TVD)	Revestimientos	TOC
100		20" 6# NMD	
200		16" 6# NMD	
300		12" 6# NMD	
400		9" 6# NMD	
500		6" 6# NMD	
1500		5" 6# NMD	
2000		4" 6# NMD	
3000		3" 6# NMD	
3500		2" 6# NMD	
4000		1" 6# NMD	
4500		1" 6# NMD	
5000		1" 6# NMD	
5500		1" 6# NMD	
5700	5765	1" 6# NMD	5545 ft MD
5800	5765	1" 6# NMD	
5900	5765	1" 6# NMD	
6000	5765	1" 6# NMD	
6100	5765	1" 6# NMD	
6200	5765	1" 6# NMD	
6300	5765	1" 6# NMD	
6400	5765	1" 6# NMD	

Fuente: (Hidrocarburofero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro / Garófalo Miguel

Tabla 0.14 Shushufindi-141D

ESQUEMA MECÁNICO		BROCA		LODO		PARAMETROS		REVESTIMIENTO		CEMENTO		PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACION				
Prof. (ft)	Estrati.	Litología	Topes (ft MD) (ft TVD)	Revestimientos	Hole Size	Prof. (ft MD)	Tipo	TFA	Marca	Tipo	Prof. (ft MD)	Parámetros	Revestimiento	Cemento	Problema	Causa
100				20" 68# K-55 BTC	19 1/8"											
200				18 1/2" 68# K-55 BTC	19 1/8"											
300				18 1/2" 68# K-55 BTC	19 1/8"											
400				18 1/2" 68# K-55 BTC	19 1/8"											
500				18 1/2" 68# K-55 BTC	19 1/8"											
600				18 1/2" 68# K-55 BTC	19 1/8"											
700				18 1/2" 68# K-55 BTC	19 1/8"											
800				18 1/2" 68# K-55 BTC	19 1/8"											
900				18 1/2" 68# K-55 BTC	19 1/8"											
1000				18 1/2" 68# K-55 BTC	19 1/8"											
1500				18 1/2" 68# K-55 BTC	19 1/8"											
2000				18 1/2" 68# K-55 BTC	19 1/8"											
2500				18 1/2" 68# K-55 BTC	19 1/8"											
3000				18 1/2" 68# K-55 BTC	19 1/8"											
3500				18 1/2" 68# K-55 BTC	19 1/8"											
4000				18 1/2" 68# K-55 BTC	19 1/8"											
4500				18 1/2" 68# K-55 BTC	19 1/8"											
5000				18 1/2" 68# K-55 BTC	19 1/8"											
5500				18 1/2" 68# K-55 BTC	19 1/8"											
5700				18 1/2" 68# K-55 BTC	19 1/8"											
5800				18 1/2" 68# K-55 BTC	19 1/8"											
5900				18 1/2" 68# K-55 BTC	19 1/8"											
6000				18 1/2" 68# K-55 BTC	19 1/8"											
6100				18 1/2" 68# K-55 BTC	19 1/8"											
6200				18 1/2" 68# K-55 BTC	19 1/8"											
6300				18 1/2" 68# K-55 BTC	19 1/8"											
6400				18 1/2" 68# K-55 BTC	19 1/8"											

Fuente: (Hidrocarburofero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro / Garófalo Miguel

Tabla 0.15 Shushufindi-175D

ESQUEMA MECÁNICO		BROCA		LODO		PARAMETROS		REVESTIMIENTO		CEMENTO		PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACION	
Prof. (ft)	Litología	Topes (ft MD)	Topes (ft TVD)	Revestimientos	Prof. (ft MD)	Tipo	TFA	Marca	Tipo: Nitrito de Calcio	Caudal: 650 - 1000 gpm	Tipo: 13.38" 68# K-55 BTC	Problema	Causa
100													
150													
200													
250													
300													
350													
400													
450													
500													
5500													
5700													
5800													
6000													
6100													
6200													
6300													
6400													
6500													
6600													
6700													
6800													
6900													
7000													
7100													
7200													
7300													
7400													
7500													
7600													
7700													
7800													
7900													
8000													
8100													
8200													
8300													
8400													
8500													
8600													
8700													
8800													
8900													
9000													
9100													
9200													
9300													
9400													
9500													
9600													
9700													
9800													
9900													
10000													

Fuente: (Hidrocarburo 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro / Garófalo Miguel

Tabla 0.16 Shushufindi-244D

Prof. (ft)		ESQUEMA MECÁNICO		BROCA		LODO		PARAMETROS		REVESTIMIENTO		CEMENTO		PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACION	
Estrati.		Litología	Topes (ft MD) / (ft TVD)	Prof. (ft MD)	Tipo	TFA	Marca	Tipo: Nitrito de Calcio	Caudal: 650 - 1000 gpm	Tipo: 13.36" 68# K-55 BTC	Tipo: Clase A		Problema	Causa	
H2O Size		Revestimientos		H2O Size		H2O Size		H2O Size		H2O Size		H2O Size		H2O Size	
100	100														
150	150														
200	200														
300	300														
400	400														
500	500														
600	600														
700	700														
800	800														
900	900														
1000	1000														
1100	1100														
1200	1200														
1300	1300														
1400	1400														
1500	1500														
1600	1600														
1700	1700														
1800	1800														
1900	1900														
2000	2000														
2100	2100														
2200	2200														
2300	2300														
2400	2400														
2500	2500														
2600	2600														
2700	2700														
2800	2800														
2900	2900														
3000	3000														
3100	3100														
3200	3200														
3300	3300														
3400	3400														
3500	3500														
3600	3600														
3700	3700														
3800	3800														
3900	3900														
4000	4000														
4100	4100														
4200	4200														
4300	4300														
4400	4400														
4500	4500														
4600	4600														
4700	4700														
4800	4800														
4900	4900														
5000	5000														
5100	5100														
5200	5200														
5300	5300														
5400	5400														
5500	5500														
5600	5600														
5700	5700														
5800	5800														
5900	5900														
6000	6000														
6100	6100														
6200	6200														
6300	6300														
6400	6400														
6500	6500														

Fuente: (Hidrocarburo 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro / Garófalo Miguel

Tabla 0.17 Shushufindi-244D

ESQUEMA MECÁNICO		BROCA		LODO		PARAMETROS		REVESTIMIENTO		CEMENTO		PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN	
Prof. (ft)	Topes (ft MD) (ft TVD)	Litología	Revestimientos	Prof. (ft MD)	TFA	Marca	Tipo	Tipos	Coeficiente de fricción	Velocidad de corte	Viscosidad	Problemas	Causa
100													
200													
300													
400													
500													
600													
700													
800													
900													
1000													
1100													
1200													
1300													
1400													
1500													
1600													
1700													
1800													
1900													
2000													
2100													
2200													
2300													
2400													
2500													
2600													
2700													
2800													
2900													
3000													
3100													
3200													
3300													
3400													
3500													
3600													
3700													
3800													
3900													
4000													
4100													
4200													
4300													
4400													
4500													
4600													
4700													
4800													
4900													
5000													
5100													
5200													
5300													
5400													
5500													
5600													
5700													
5800													
5900													
6000													
6100													
6200													
6300													
6400													

Fuente: (Hidrocarburiero 2014)
Elaborado por: Daza Alejandro / Garófalo Miguel

Tabla 0.18 Sacha - 360 V

ESQUEMA MECÁNICO		BROCA		LODO		PARAMETROS		REVESTIMIENTO		CEMENTO		PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN	
Prof. (ft)	Topos (ft TVD)	Revestimientos	Prof. (ft MD)	TFA	Marca	Tipos	Caudal: 100 - 1000 gpm	Tipos	CEMENTO	Problema	Causa		
100													
200		20"											
300		45 ft MD											
400		45 ft TVD											
500													
600													
700													
800													
900													
1000													
1100													
1200													
1300													
1400													
1500													
1600													
1700													
1800													
1900													
2000													
2100													
2200													
2300													
2400													
2500													
2600													
2700													
2800													
2900													
3000													
3100													
3200													
3300													
3400													
3500													
3600													
3700													
3800													
3900													
4000													
4100													
4200													
4300													
4400													
4500													
4600													
4700													
4800													
4900													
5000													
5100													
5200													
5300													
5400													
5500													
5600													
5700													
5800													
5900													
6000													
6100													
6200													
6300													
6400													

Fuente: (Hidrocarburihero 2014)
 Elaborado por: Daza Alejandro / Garófalo Miguel

Tabla 0.19 Sacha -366D

ESQUEMA MECÁNICO		BROCA		LODO		PARAMETROS		REVESTIMIENTO		CEMENTO		PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN	
Prof. (ft)	Topes (ft MD) (ft TVD)	Prof. (ft MD)	TFA	Marca	Prof. (ft MD)	TFA	Marca	Prof. (ft MD)	TFA	Marca	Prof. (ft MD)	TFA	Marca
100		184	0.795	HCC	184	0.795	HCC	Tipo: Lodo Calórico		Tipo: Clase A		Personal eléctrico trabaja en el sistema de torque del Top Drive.	
200		800	0.795	HCC	800	0.795	HCC	Densidad: 8.4 - 11.2 pp/g		Tail LOC 2000 ft MD		Cambia e instala cable de fuerza al motor "B" del Top Drive.	
300		4022	0.884	HCC	4022	0.884	HCC	PV: 4 - 8 cp		Volume n: 338 bbl		Cambio pistón y camisa de la bomba #3 más banda de la bomba #2.	
400		6000	0.883	HCC	6000	0.883	HCC	YP: 9 - 23 lb/100ft ³		Densidad: 15.8 pp/g		Cambia válvula Check de la línea de fuerza y reinstala las conchas del Test Plug.	
5000								FV: 29 - 37 sec/quant		WOB: 2 - 35 kips		Viaje no planeado. Taponeamiento de los Jals.	
5500													
6000													
6100													
6200													
6300													
6400													

Fuente: (Hidrocarburofero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro / Garófalo Miguel

Tabla 0.20 Sacha - 380V

ESQUEMA MECÁNICO		BROCA		LODO		PARAMETROS		REVESTIMIENTO		CEMENTO		PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACION	
Prof. (ft)	Topes (ft MD) / (ft TVD)	Prof. (ft MD)	Tipo	Tipo	Tipos	Caudal: 100 - 1000 gpm	Tipos	Tipos	Tipos	Tipos	Tipos	Tipos	Tipos
100													
200													
300													
400													
500													
1000													
1500													
2000													
2500													
3000													
3500													
4000													
4500													
5000													
5500													
6000													
6500													
7000													
7500													
8000													
8500													
9000													
9500													
10000													
10500													
11000													
11500													
12000													
12500													
13000													
13500													
14000													
14500													
15000													
15500													
16000													
16500													
17000													
17500													
18000													
18500													
19000													
19500													
20000													
20500													
21000													
21500													
22000													
22500													
23000													
23500													
24000													
24500													
25000													
25500													
26000													
26500													
27000													
27500													
28000													
28500													
29000													
29500													
30000													
30500													
31000													
31500													
32000													
32500													
33000													
33500													
34000													
34500													
35000													
35500													
36000													
36500													
37000													
37500													
38000													
38500													
39000													
39500													
40000													

Fuente: (Hidrocarburo 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro / Garófalo Miguel

Tabla 0.21 Sacha - 382D

ESQUEMA MECÁNICO		BROCA		LODO		PARAMETROS		REVESTIMIENTO		CEMENTO		PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN		
Prof. (ft.)	Litología	Tops (ft MD)	Tops (ft TVD)	Prof. (ft MD)	Tipo	TFA	Marca	Tipo	Arquegel	Caudal: 100 - 950 gpm	Tipos: 13 3/8" 72# K-55 BTC	Tipos: Clase A	Problema	Causa
100														
200														
300														
400														
500														
1000														
1500														
2000														
2500														
3000														
3500														
4000														
4500														
5000														
5500														
5700														
5900														
6000														
6200														
6300														
6400														

Fuente: (Hidrocarburofero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro / Garófalo Miguel

ANEXO 3

● SECCION 12-1/2"

Tabla 0.22 Sacha-382 D

Coordinadas de superficie		Coordinadas de ligada		Tipo de pozo: Desarrollo (anular)		Perfil: Direcciona "J"							
E: 291045 006 m N: 9951902 560 m		E: 29174 973 m N: 9952276 841 m											
<p>ESQUEMA MECÁNICO</p>				<p>LODO</p> <p>Tipo: AQUAGEL</p> <p>Densidad: 9.8 - 10.1 ppq</p> <p>PV: 6-24 cP</p> <p>YP: 10-25 lb/100ft</p> <p>FV: 31-60 sec/quart</p>		<p>PARAMETROS</p> <p>Caudal: 700 - 880 gpm</p> <p>ROP avg min: 40 pph</p> <p>ROP avg max: 104 pph</p> <p>WOB: 15-30 kbs</p>		<p>REVESTIMIENTO</p> <p>Tipo: 9.58-47# C-95 BTC</p> <p>Zapata: 8425 ft MD</p> <p>No. Juntas: 187</p> <p>Descripción: 1 Lini Float Collar</p> <p>Centralizador: 8 Centralizadores</p> <p>Presión Final: 1000 psi</p> <p>Presión Asentamiento: 1000 psi</p>		<p>CEMENTO</p> <p>Tipo: Clase G</p> <p>Lead TOC: 5425 ft MD</p> <p>Volumen: 125 bbl</p> <p>Densidad: 13.5 ppq</p> <p>Tipo: Clase G</p> <p>Tail TOC: 7425 ft MD</p> <p>Volumen: 65 bbl</p> <p>Densidad: 13.5 ppq</p>		<p>PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN</p> <p>Problema: Sin Problemas</p> <p>Causa: Sin Problemas</p>	
<p>HOLE SIZE</p> <p>12 1/4"</p>		<p>BROCA</p> <p>Prof. (ft/MD)</p> <p>Tipo</p> <p>TFA</p> <p>Marca</p>		<p>8438</p> <p>FRES6D</p> <p>0.979</p> <p>HBBS</p>		<p>8438</p> <p>FRES6D</p> <p>0.979</p> <p>HBBS</p>		<p>8438</p> <p>FRES6D</p> <p>0.979</p> <p>HBBS</p>		<p>8438</p> <p>FRES6D</p> <p>0.979</p> <p>HBBS</p>			
Prof. (ft)	Topes (ft/MD)	Topes (ft/MD)	Topes (ft/MD)	Litología	Revestimientos	<p>5527 5477</p> <p>6455 6313</p> <p>6682 6474</p> <p>6853 6821</p> <p>7705 7355</p> <p>8373 7937</p> <p>8375 8745</p>		<p>13.38" 4012 ft MD</p> <p>4011 # TVD</p> <p>TOC 5425 ft MD</p> <p>9.58" 8425 ft MD</p> <p>7982 # TVD</p> <p>47# C-95 BTC</p>		<p>100</p> <p>200</p> <p>300</p> <p>400</p> <p>500</p> <p>1000</p> <p>1500</p> <p>2000</p> <p>2500</p> <p>3000</p> <p>3500</p> <p>4000</p> <p>4500</p> <p>5000</p> <p>5500</p> <p>6000</p> <p>6500</p>			

Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)
Elaborado por: Daza Alejandro / Garófalo Miguel

Tabla 0.23 Sacha 380D

Coordinadas de superficie		Coordinadas de llegada		Tipo de pozo: (verezado)		Perfil: Vertical	
E: 291005.006 m N: 9951822.36 m		E: 290998.491 m N: 9951820.811 m					
Pozo SACHA - 380V							
ESQUEMA MECÁNICO							
Prof. (ft)	Esqrit.	Litología	Topes (ft MD) (ft TVD)	Revestimientos	Hole Size	Broca	LODO
100			2460 2460		12 1/4"	Prof. (ft MD)	Tipo: ACUAGEL
200						TFA	Caudal: 650-880 gpm
300							
400							
500			6309 6309	13.38" 4031 ftMD			
1000			6460 6460	4030 ftTVD			
1500			6640 6640	TOC 4975 ftMD			
2000							
2500							
3000			7411 7411				
3500							
4000			7950 7950				
4500							
5000							
5500			8752 8752				
5700							
5800							
5900							
6000							
6100							
6200							
6300							

PARAMETROS	REVESTIMIENTO	CEMENTO	PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACION
Caush: 650-880 gpm	Tipo: 9.5" 47#N-80 BTC	Tipo: Clase G	Problema
ROP avg min: 23 iph	Zipata: 7975 ft MD	Lead TOC 4975 ft MD	Causa
ROP avg max: 85 iph	No. Juntas: 177	Volumen: 125 bbl	Presencia de gumbos
PV: 6-15 cP	Descripción: Float Shoe Float Collar	Densidad: 13.5 ppg	Taponamientos en sarta de perforación
YP: 14-16 lb/100ft ³	Centralización: 8 Centralizadores	Tipo: Clase G	
FV: 32-46 sec/quant	Presión Final: 1000 psi	Trail TOC 6975 ft MD	Observo amarte entre 30 a 40 lbs de overpull durante el empuje de calibración
	Presión Anular: 1500 psi	Volumen: 85 bbl	Hinchamientos de arcilla
	Taponos:	Densidad: 15.6 ppg	

Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)
Elaborado por: Daza Alejandro / Garófalo Miguel

Tabla 0.24 Sacha 366D

Pozo SACHA 366D														
Coordenadas de superficie			Coordenadas de litada			Tipo de pozo: Desarrollo (semizul)								
E: 285766.45 m N: 950382.28 m			E: 286023.98 m N: 950386.20 m			Perfil: Direccionar 'S'								
ESQUEMA MECÁNICO		BROCA		LODO		PARAMETROS		REVESTIMIENTO		CEMENTO		PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACION		
Prof. (ft)	Esatr.	Litología	Topes (ft MD) (ft TVD)	Prof. (ft MD)	Tipo	TFA	Marca	Tipo	Caudal: 880-880 gpm	ROP avg min: 51 pph	ROP avg max: 51 pph	WOB: 2-28 k/lbs	Problemas	Causa
100			5844	5478										
200														
300														
400														
500														
600														
700														
800														
900														
1000														
1500														
2000														
2500														
3000														
3500														
4000														
4500														
5000														
5500														
6000														
6500														
7000														
7500														
8000														
8500														
9000														
9500														
10000														

Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)
Elaborado por: Daza Alejandro / Garófalo Miguel

Tabla 0.25 Sacha 360 V

		Coordenadas de superficie		Coordenadas de llegada		Tipo de pozo: Desarrollo (vertical)		Perfil: Vertical						
		E: 288766.82 m	N: 959392.26 m	E: 288776.42 m	N: 959393.73 m									
		Broca		Lodo		Parámetros		Revestimiento		Cemento		Problemas presentados durante las operaciones de perforación		
Prof. (ft)	Estrat.	ESQUEMA MECÁNICO		Hole Size	Prof. (ft MD)	TFA	Marca	Tipo	Max Drill	Caudal: 700 - 980 gpm	Tipo: 9 5/8" 47# C-95 BTC	Clase G	Problema	Causa
		Litología	Topes (ft TVD)											
100			5453	12 1/4"										
200			5453											
300			5453											
400			5453											
500			5453											
1000			6259											
1500			6457											
2000			6625											
2500			7322											
3000			7322											
3500			7322											
4000			7672											
4500			7672											
5000			7672											
5500			7735											
5700			7735											
5800			7735											
5900			7735											
6000			7735											
6100			7735											
6200			7735											
6300			7735											

Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro / Garófalo Miguel

Tabla 0.27 Yanaquincha Oeste B-022

Pozo YANAQUINCHA OESTE B-022												
Coordenadas de superficie		Coordenadas de litología		Tipo de pozo: Desarrollo (avanzada)		Perfil: Direccional "J"						
E: 304448.54 m N: 592420.30 m		E: 304448.54 m N: 592420.5 m										
Prof. (ft)	Estrat.	ESQUEMA MECÁNICO		Hole Size	BROCA		LODO		PARAMETROS	REVESTIMIENTO	CEMENTO	PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN
		Litología	Topes (ft MD) / (ft TVD)		Prof. (ft MD)	Tipo	TFA	Marca				
100												
200												
300	Ornguaza		5536 5424									
400												
500												
1000												
1500												
2000	Tivayacu		6599 6372									
2500												
3000												
3500												
4000												
4500												
5000												
5500												
6000												
6500												
7000												
7500												
8000												
8500												
9000												
9500												
10000												
10500												
11000												
11500												
12000												
12500												
13000												
13500												
14000												
14500												
15000												
15500												
16000												
16500												
17000												
17500												
18000												
18500												
19000												
19500												
20000												
20500												
21000												
21500												
22000												
22500												
23000												
23500												
24000												
24500												
25000												
25500												
26000												
26500												
27000												
27500												
28000												
28500												
29000												
29500												
30000												
30500												
31000												
31500												
32000												
32500												
33000												
33500												
34000												
34500												
35000												
35500												
36000												
36500												
37000												
37500												
38000												
38500												
39000												
39500												
40000												
40500												
41000												
41500												
42000												
42500												
43000												
43500												
44000												
44500												
45000												
45500												
46000												
46500												
47000												
47500												
48000												
48500												
49000												
49500												
50000												
50500												
51000												
51500												
52000												
52500												
53000												
53500												
54000												
54500												
55000												
55500												
56000												
56500												
57000												
57500												
58000												
58500												
59000												
59500												
60000												
60500												
61000												
61500												
62000												
62500												
63000												

Fuente: (Hidrocarburofero 2014)
Elaborado por: Daza Alejandro / Garófalo Miguel

Tabla 0.28 Yanaquincha Oeste B-021

Prof. (ft)		ESQUEMA MECÁNICO		Hole Size		COORDENADAS DE SUPERFICIE		COORDENADAS DE LUGARIDA		PARAMETROS		REVESTIMIENTO		CEMENTO		PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACION	
		Estreit.	Litología	Topes (ft MD) (ft TVD)	Revestimientos	12 1/4"	Prof. (ft MD)	TFA	Marca	Tipos	Caudal: 550-890 gpm	Tipos	Tipos	Tipos	Tipos	Tipos	Causa
100	200	Onguaza		562 5423	13.38" 5850 ft MD		7574	HCD0606X	HCC	Max Drill		9.50" 477# N-80 BTC	Clase G				
300	400	Onguaza		659 6303	582 # TVD			0.9073	HCC			Zapata: 10280 ft MD	Lead TOC: 6687 ft MD	Falla con la vena de 5 pulgadas de stand pipe en las bombas de 6687			
500	1000	Tiyayacu		6916 6495	TOC 6687 ft MD			0.9073	HCC	Densidad: 9.2 - 10.4 ppg			Volumen: 202 bbl	Validez del stand pipe en mal estado			
1500	2000	Tiyayacu		6974 7460			8756	OD0606FX	HCC		ROP avg min: 13 iph	No. Juntas: 228	Densidad: 13.5 ppg				
3000	3500	Congl		8759 6049			9700	OD0606FX	HCC	PV: 12-22 cP		Descripción: 1 Jnt Float Shoe Float Collar	Tipos: Clase G				
4000	4500	Tiyayacu										Centralización: 20 Centralizaciones	Tipos: Clase G				
5000	5500	Tena										Presión Final: 1150 psi	Tipos: Clase G				
6000	6500	A. Base # Tena											Tipos: Clase G				
7000	7500												Tipos: Clase G				
8000	8500												Tipos: Clase G				
9000	9500												Tipos: Clase G				
10000	10500												Tipos: Clase G				
11000	11500												Tipos: Clase G				
12000	12500												Tipos: Clase G				
13000	13500												Tipos: Clase G				
14000	14500												Tipos: Clase G				
15000	15500												Tipos: Clase G				
16000	16500												Tipos: Clase G				
17000	17500												Tipos: Clase G				
18000	18500												Tipos: Clase G				
19000	19500												Tipos: Clase G				
20000	20500												Tipos: Clase G				
21000	21500												Tipos: Clase G				
22000	22500												Tipos: Clase G				
23000	23500												Tipos: Clase G				
24000	24500												Tipos: Clase G				
25000	25500												Tipos: Clase G				
26000	26500												Tipos: Clase G				
27000	27500												Tipos: Clase G				
28000	28500												Tipos: Clase G				
29000	29500												Tipos: Clase G				
30000	30500												Tipos: Clase G				
31000	31500												Tipos: Clase G				
32000	32500												Tipos: Clase G				
33000	33500												Tipos: Clase G				
34000	34500												Tipos: Clase G				
35000	35500												Tipos: Clase G				
36000	36500												Tipos: Clase G				
37000	37500												Tipos: Clase G				
38000	38500												Tipos: Clase G				
39000	39500												Tipos: Clase G				
40000	40500												Tipos: Clase G				
41000	41500												Tipos: Clase G				
42000	42500												Tipos: Clase G				
43000	43500												Tipos: Clase G				
44000	44500												Tipos: Clase G				
45000	45500												Tipos: Clase G				
46000	46500												Tipos: Clase G				
47000	47500												Tipos: Clase G				
48000	48500												Tipos: Clase G				
49000	49500												Tipos: Clase G				
50000	50500												Tipos: Clase G				
51000	51500												Tipos: Clase G				
52000	52500												Tipos: Clase G				
53000	53500												Tipos: Clase G				
54000	54500												Tipos: Clase G				
55000	55500												Tipos: Clase G				
56000	56500												Tipos: Clase G				
57000	57500												Tipos: Clase G				
58000	58500												Tipos: Clase G				
59000	59500												Tipos: Clase G				
60000	60500												Tipos: Clase G				
61000	61500												Tipos: Clase G				
62000	62500												Tipos: Clase G				
63000	63500												Tipos: Clase G				

Fuente: (Hidrocarburofero 2014)
Elaborado por: Daza Alejandro / Garófalo Miguel

Tabla 0.30 Yanaquincha Oeste B-020

Coordenadas de superficie		Coordenadas de llegada		Tipo de pozo: Desarrullo (vertical)										
E: 304800.23 m	N: 596298.70 m	E: 304583.33 m	N: 596344.21 m	Perfil: "Direccional" "J"										
Hole Size		BROCA		PARAMETROS		REVESTIMIENTO		CEMENTO		PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACION				
Prof. (ft)	ESQUEMA MECÁNICO	Prof. (ft MD)	Tipo	TFA	Marca	Tipos	LODO	Caudal: 550-880 gpm	Tipos: 9.5/8" 47# N-80 BTC	Tipos: Clase G	Problemas	Causa		
100		7935	DP805X	0.907	HCC	Tipos: Max Drill	Densidad: 0.2 - 10.4 ppg	ROP avg min: 28 iph	Zapala: 9889 ft MD	Leid TOC 6465 ft MD				
200		8236	VM-20DX	0.745	HCC	PV: 11 - 22 cP		ROP avg max: 48 iph	No. Juntas: 220	Volumen: 191 bbl				
300		9082	OD085FX	0.898	HCC	YP: 15-33 lb/100ft ³			Description: Full Shoe Full Casing	Densidad: 13.5 ppg				
400									Centralización: 20 Centralizaciones	Tipos: Clase G				
500									Presión Final: 1200 psi	Leid TOC 9089 ft MD				
600									WOB: 2 - 40 lbs	Volumen: 62 bbl				
700										Presión Anillo: 1700 psi	Densidad: 15.8 ppg			
800														
900														
1000														
1500														
2000														
2500														
3000														
3500														
4000														
4500														
5000														
5500														
6000														
6500														
7000														
7500														
8000														
8500														
9000														
9500														
10000														
10500														
11000														
11500														
12000														
12500														
13000														
13500														
14000														
14500														
15000														
15500														
16000														
16500														
17000														
17500														
18000														
18500														
19000														
19500														
20000														

Fuente: (Hidrocarburofero 2014)
 Elaborado por: Daza Alejandro / Garófalo Miguel

Tabla 0.31 Pañacocha B-034

Prof. (ft)		ESQUEMA MECÁNICO		Hole Size		BROCA		LODO		PARAMETROS		REVESTIMIENTO		CEMENTO		PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACION	
		Estrat.	Litología	Topes (ft MD) / (ft TVD)	Prof. (ft MD)	Tipo	TFA	Marca	Tipo	Per Flex	Caudal: 700 - 1000 gpm	Tipo: 9.5/8" 47# N-80 BTC	Tipo: Clase G		Problema	Causa	
100	200	Ornguzaca		4264 - 3871	6718	HCB06Z	1.037	HCC	Per Flex								
200	300																
300	400																
400	500																
500	600																
600	700																
700	800																
800	900																
900	1000																
1000	1100																
1100	1200																
1200	1300																
1300	1400																
1400	1500																
1500	1600																
1600	1700																
1700	1800																
1800	1900																
1900	2000																
2000	2100																
2100	2200																
2200	2300																
2300	2400																
2400	2500																
2500	2600																
2600	2700																
2700	2800																
2800	2900																
2900	3000																
3000	3100																
3100	3200																
3200	3300																
3300	3400																
3400	3500																
3500	3600																
3600	3700																
3700	3800																
3800	3900																
3900	4000																
4000	4100																
4100	4200																
4200	4300																
4300	4400																
4400	4500																
4500	4600																
4600	4700																
4700	4800																
4800	4900																
4900	5000																
5000	5100																
5100	5200																
5200	5300																
5300	5400																
5400	5500																
5500	5600																
5600	5700																
5700	5800																
5800	5900																
5900	6000																
6000	6100																
6100	6200																
6200	6300																
6300	6400																

Fuente: (Hidrocarburiifero 2014)
 Elaborado por: Daza Alejandro / Garófalo Miguel

Tabla 0.32 Pañacocha D-028

Coordenadas de superficie		Coordenadas de llegada		Tipo de pozo: Desarrollo (horizontal)									
E: 38895.93 m N: 990747.27 m		E: 38947.03 m N: 990465.97 m		Perfil: "Direccional" "J"									
ESQUEMA MECÁNICO		BROCA		PARAMETROS		REVESTIMIENTO		CEMENTO		PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACION			
Prof. (ft)	Esstrat.	Litología	Topes (ft MD) (ft TVD)	Prof. (ft MD)	Hole Size	Tipos	Per Flex	Caudal: 600 - 1000 gpm	Tipos: 9.5" 7# N-80 BTC	Tipos: Clase G	Problemas	Causa	
100			5087 3824		12 1/4"								
200													
300													
400													
500			6677 4685										
1000				7950									
1500													
2000													
2500													
3000													
3500													
4000													
4500													
5000													
5500													
6000													
6500													
7000													
7500													
8000													
8500													
9000													
9500													
10000													
10500													
11000													
11500													
12000													
12500													
13000													
13500													
14000													
14500													
15000													
15500													
16000													
16500													
17000													
17500													
18000													
18500													
19000													
19500													
20000													
20500													
21000													
21500													
22000													
22500													
23000													
23500													
24000													
24500													
25000													
25500													
26000													
26500													
27000													
27500													
28000													
28500													
29000													
29500													
30000													

Fuente: (Hidrocarburofero 2014)
Elaborado por: Daza Alejandro / Garófalo Miguel

Tabla 0.34 Pañacocha A-031

Coordinadas de superficie		Coordinadas de ligadura		Tipo de pozo: Desarrollo (horizontal)																
E: 365350.59 m N: 596316.72 m		E: 362359.46 m N: 596345.61 m		Perfil: "Direccional J"																
ESQUEMA MECÁNICO		BROCA		PARAMETROS		REVESTIMIENTO		CEMENTO		PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACION										
Prof. (ft)	Esdrati	Litología	Topses (ft TVD)	Prof. (ft MD)	Tipo	TFA	Marca	Tipo	Per Flex	Caudal: 500 - 1042 gpm	ROP avg min: 43 iph	ROP avg max: 49 iph	WOB: 2-30 klbs	Presión Final: 250 psi	Presión Anillo: 800 psi	Tipos: 9 5/8" 47# N-80 BTC	Tipos: Clase G	Problemas	Causa	
100			4386	3887																
200																				
300																				
400																				
500																				
1000																				
1500																				
2000																				
2500																				
3000																				
3500																				
4000																				
4500																				
5000																				
5500																				
6000																				
6500																				

Fuente: (Hidrocarburofero 2014)
Elaborado por: Daza Alejandro / Garófalo Miguel

Tabla 0.35 Auca K 122

Prof. (ft)		ESQUEMA MECÁNICO		BROCA		LODO		PARAMETROS		REVESTIMIENTO		CEMENTO		PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACION			
Prof. (ft)		Estrat.	Litología	Topes (ft MD) (ft TVD)	Revestimientos	Hole Size	Prof. (ft MD)	Tipo	TFA	Marca	Coordenadas de la broca		Coordenadas de la longitud		Tipo de pozo: Desarrollo (bienalzado)		
Prof. (ft)												E: 289458.94 m N: 9937146.31 m		E: 289733.00 m N: 993772.00 m		Perf.: Direccional "J"	
100	200	Orngueza		6096 5659	TOC: 4788 ft MD	12 1/4"											
300	400			7130 6568	1338" 4888 ft MD 4710 # TVD		DP605SX	0.91	HCC								
500	1000			7560 6875													
1500	2000	Tiyvayu		7604 6866													
2800	3000			6540 7792													
3800	4000	Congl. Tiyvayu		9099 8286													
4500	5000	Tena		9868 8947													
5000	5500	A. Basal Tena		9919 8974													
5700	6000	Nigo		10137 9170													
6000	6500	Caliza M-1		10383 9308													
6100	6200	Caliza M-2		10540 9439													
6300		Tope Caliza A															

Fuente: (Hidrocarburiifero 2014)
Elaborado por: Daza Alejandro / Garófalo Miguel

Tabla 0.36 Auca K 124

Coordenadas de superficie		Coordenadas de ligadura		Tipo de pozo: Desarrollo (anual)																	
E: 28453.95 m N: 837443.85m		E: 288729.21 m N: 937343.16 m		Perfil: "Direccional" "S"																	
BROCA		LODO		PARAMETROS		REVESTIMIENTO		CEMENTO		PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACION											
Prof. (ft)	Esdrati	Litología	Topes (ft TVD)	Revestimientos	Hole Size	Prof. (ft MD)	Tipo	TFA	Marca	Caudal: 650 - 880 gpm	ROP avg min: 31 iph	ROP avg max: 47 iph	WOB: 5-40 klbs	Per Flex	Densidad: 10 - 10.8 ppg	PV: 6 - 15 cP	YP: 15 - 28 lb/100ft ³	FV: 32 - 59 sec/quart	Perforación	Problemas	Causa
100			5528 5650	TOC: 4822 ft MD	12 1/4"	9749	TD605X	0.91	HCC												
200			6749 6877	13.38" 5022 ft MD																	
300			6822 6644	4844 # TVD																	
400			7153 6974																		
500			7979 7800																		
1000			8413 8235																		
1500			9137 8959																		
2000			9168 8980																		
3000			9342 9163																		
4000			9573 9395																		
5000			9689 950																		
5500																					
5700																					
5900																					
6000																					
6100																					
6200																					
6300																					

Fuente: (Hidrocarburiario 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro / Garófalo Miguel

Tabla 0.37 Auca K 121

Coordenadas de superficie		Coordenadas de ligadura		Tipo de pozo: Desarrollo (horizontal)												
E: 269448.97 m N: 937145.95m		E: 269434.18 m N: 936973.48 m		Perfil: "Direccional" "J"												
ESQUEMA MECÁNICO		BROCA		PARAMETROS		REVESTIMIENTO		CEMENTO		PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACION						
Prof. (ft)	Esqra.	Litología	Topes (ft TVD)	Prof. (ft MD)	Tipo	TFA	Marca	Lodo	Perforación	Caudal	ROP avg min	ROP max	WOB	Presión	Problemas	Causa
100			582	582												
200			582	582												
300			582	582												
400			582	582												
500			582	582												
1000			682	682												
1500			702	683												
2000			735	682												
2500			820	776												
3000			820	776												
4000			820	823												
5000			820	823												
5500			820	823												
5700			820	823												
5800			820	823												
5900			820	823												
6000			820	823												
6100			820	823												
6200			820	823												
6300			820	823												

Fuente: (Hidrocarburofero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro / Garófalo Miguel

Tabla 0.38 Auca J-110

Coordenadas de superficie		Coordenadas de lazoada		Tipo de pozo: Desarrollo (horizontal)														
E: 206399.97 m N: 527131.49 m		E: 291107.85 m N: 929735.24 m		Perfil: "Direccional J"														
ESQUEMA MECÁNICO		BROCA		LODO		PARAMETROS		REVESTIMIENTO		CEMENTO		PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACION						
Prof. (ft)	Esqra.	Litología	Topes (ft MD) (ft TVD)	Prof. (ft MD)	Tipo	TFA	Marca	Tipo	Per Flex	Caudal: 550 - 900 gpm	ROP avg min: 18	ROP avg max: 35	WOB: 5 - 30 klbs	Presión Final: 800 psi	Presión Anular: 1000 psi	Tipos: Clase G	Problemas	Causa
100			5570 5753	5529 ft MD														
200				TOC: 5529 ft MD														
300				13.38"														
400				5729 ft MD		0.0307	HCC											
500				5693 ft TVD														
1000			7035 6822															
1500			7720 6907															
2000																		
2500																		
3000			8315 7959															
3500																		
4000																		
4500			8715 8365															
5000																		
5500			9412 8995															
6000			9435 9005															
6500																		
7000			9630 9179															
7500																		
8000			9685 9394															
8500																		
9000			9599 9518															
9500																		
10000																		

Fuente: (Hidrocarburofero 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro / Garófalo Miguel

Tabla 0.39 Cononaco D-050

COORDENADAS DE SUPERFICIE		COORDENADAS DE LA CUBIERTA		TIPO DE POZO: Desarrollo (horizontal)		PERFIL: Direccionales 'S'	
E: 265010.15 m N: 993291.28 m		E: 265452.41 m N: 993271.42 m					
POZO CONONACO D-050							
ESQUEMA MECÁNICO							
Prof. (ft)	Esqrit.	Litología	Topes (ft TVD)	Revestimientos	HOLE SIZE	Prof. (ft MD)	Marca
100			6530 6510	TOC: 6557 ft MD	12 1/4"		
200				1338"			
300				6757 ft MD			
400				5639 # TVD			
500							
1000							
1500							
2000							
2500							
3000							
3500							
4000							
4500							
5000							
5500							
6000							
6500							
7000							
7500							
8000							
8500							
9000							
9500							
10000							
10510							

COORDENADAS DE LA SUPERFICIE		COORDENADAS DE LA CUBIERTA		TIPO DE POZO: Desarrollo (horizontal)		PERFIL: Direccionales 'S'	
E: 265010.15 m N: 993291.28 m		E: 265452.41 m N: 993271.42 m					
POZO CONONACO D-050							
PARAMETROS							
Caudal:	750-900	gpm					
ROP avg min:	34	pph					
ROP avg max:	50	pph					
WOB:	80-35	kilbs					

COORDENADAS DE LA SUPERFICIE		COORDENADAS DE LA CUBIERTA		TIPO DE POZO: Desarrollo (horizontal)		PERFIL: Direccionales 'S'	
E: 265010.15 m N: 993291.28 m		E: 265452.41 m N: 993271.42 m					
POZO CONONACO D-050							
REVESTIMIENTO							
Tipo:		N-80 BTC		9.58" 53.547# P-110 /			
Zapata:		10343 ft MD					
No. Juntas:		225					
Descripción:		Float Shoe Float Collar					
Centralización:		16 Centralizaciones					
Presión Final:		800 psi					
Presión Asumida:		1200 psi					

COORDENADAS DE LA SUPERFICIE		COORDENADAS DE LA CUBIERTA		TIPO DE POZO: Desarrollo (horizontal)		PERFIL: Direccionales 'S'	
E: 265010.15 m N: 993291.28 m		E: 265452.41 m N: 993271.42 m					
POZO CONONACO D-050							
CEMENTO							
Tipo:		Clase G					
Leald TOC:		6557 ft MD					
Volumen:		298 bbl					
Densidad:		14.5 ppg					
Tipo:		Clase G					
Leald TOC:		9347 ft MD					
Volumen:		104 bbl					
Densidad:		16.5 ppg					

COORDENADAS DE LA SUPERFICIE		COORDENADAS DE LA CUBIERTA		TIPO DE POZO: Desarrollo (horizontal)		PERFIL: Direccionales 'S'	
E: 265010.15 m N: 993291.28 m		E: 265452.41 m N: 993271.42 m					
POZO CONONACO D-050							
PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACION							
Problemas		Causa					
Fuga del lado a nivel del tubo campara con el preventor anular		Mal ajuste de los gemos en la union					
Intento tomar surveys sin éxito		Perdida de la señal de herramienta MWD					
Hay apertura del Blind Ram		Taponamiento de la línea de apertura del Blind Ram					

Fuente: (Hidrocarburiervo 2014)
 Elaborado por: Daza Alejandro / Garófalo Miguel

ANEXO 4

● SECCIÓN 8-1/4

Tabla 0.40 Auca 121-D
Pozo AUCA 121-D (ACAK-121)

ESQUEMA MECÁNICO		COORDENADAS DE SUPERFICIE		COORDENADAS DE LITANEA		TIPO DE POZO: Desarrollo (horizontal)		PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN								
Prof. (ft)	Estrat.	Litología	Topes (ft MD)	Topes (ft TVD)	Revestimientos	Hole Size	Prof. (ft MD)	Tipo	TFA	Marca	LODO	PARAMETROS	REVESTIMIENTO	CEMENTO	Problema	Causa
100	Topo Caliza A		10307	9330	TOL: 10156 R MD	8 1/2"						Caudal: 450 gpm	Tipo: 7" 26# C-95 BTC	Tipo: Clase G		
200	T. Arenisca U Sup		10426	9638	9 5/8"							ROP avg min: 30.37 pph	Zapata: 11153 ft MD	Lead TOC: 10156 ft MD		
300	T. Arenisca U Inf		10464	9672	10333 R MD						Densidad: 9.1 - 9.2 ppg	ROP avg min: 30.37 pph	No. Juntas: 22	Volumen: 6 bbl		
400	B. Arenisca U Inf		10525	9728	# 7 VD						PV: 14 - 38 cP	ROP max: 30.37 pph	Descripción: Float Shoe Float Collar	Densidad: 16.5 ppg		
500	Topo Caliza B		10567	9846	TCC: R MD						YP: 11 - 31 lb/100ft ³	WOB: klbs	Centralización: 28 Centralizadores	Tipo: Clase G		
600	T. Arenisca T Sup		10666	9981									Presión Final: 700 psi	Tall TOC: ft MD		
700	T. Arenisca T Inf		10753	9943									Presión Aumentamiento: 1200 psi	Volumen: 26 bbl		
800	B. Arenisca T Inf		10815	10002									Tapones:	Densidad: 16.5 ppg		
900	Topo Caliza C		10921	10101	7"											
1000	Hollin Sup		10992	10169	11153 R MD											
1100	Hollin Inf				11153 R MD											
1200					11153 R MD											
1300					11153 R MD											
1400					11153 R MD											
1500					11153 R MD											
1600					11153 R MD											
1700					11153 R MD											
1800					11153 R MD											
1900					11153 R MD											
2000					11153 R MD											
2100					11153 R MD											
2200					11153 R MD											
2300					11153 R MD											
2400					11153 R MD											
2500					11153 R MD											
2600					11153 R MD											
2700					11153 R MD											
2800					11153 R MD											
2900					11153 R MD											
3000					11153 R MD											
3100					11153 R MD											
3200					11153 R MD											
3300					11153 R MD											
3400					11153 R MD											
3500					11153 R MD											
3600					11153 R MD											
3700					11153 R MD											
3800					11153 R MD											
3900					11153 R MD											
4000					11153 R MD											
4100					11153 R MD											
4200					11153 R MD											
4300					11153 R MD											
4400					11153 R MD											
4500					11153 R MD											
4600					11153 R MD											
4700					11153 R MD											
4800					11153 R MD											
4900					11153 R MD											
5000					11153 R MD											
5100					11153 R MD											
5200					11153 R MD											
5300					11153 R MD											
5400					11153 R MD											
5500					11153 R MD											
5600					11153 R MD											
5700					11153 R MD											
5800					11153 R MD											
5900					11153 R MD											
6000					11153 R MD											
6100					11153 R MD											
6200					11153 R MD											
6300					11153 R MD											
6400					11153 R MD											
6500					11153 R MD											
6600					11153 R MD											
6700					11153 R MD											
6800					11153 R MD											
6900					11153 R MD											
7000					11153 R MD											
7100					11153 R MD											
7200					11153 R MD											
7300					11153 R MD											
7400					11153 R MD											
7500					11153 R MD											
7600					11153 R MD											
7700					11153 R MD											
7800					11153 R MD											
7900					11153 R MD											
8000					11153 R MD											
8100					11153 R MD											
8200					11153 R MD											
8300					11153 R MD											
8400					11153 R MD											
8500					11153 R MD											
8600					11153 R MD											
8700					11153 R MD											
8800					11153 R MD											
8900					11153 R MD											
9000					11153 R MD											
9100					11153 R MD											
9200					11153 R MD											
9300					11153 R MD											
9400					11153 R MD											
9500					11153 R MD											
9600					11153 R MD											
9700					11153 R MD											
9800					11153 R MD											
9900					11153 R MD											
10000					11153 R MD											

Fuente: (Hidrocarburofero 2014)
 Elaborado por: Daza Alejandro / Garófalo Miguel

Tabla 0.41 Auca 122-D

ESQUEMA MECÁNICO		COORDENADAS DE SUPERFICIE		COORDENADAS DE LITADA		TIPO DE POZO: Diagonal (anizada)	
Prof. (ft)	Estrat.	Litología	Topas (ft MD) (ft TVD)	Hole Size	Prof. (ft MD)	Tipo	Perfil: Diagonal "J"
100	Topo Caliza A		10540	8 1/2"	11357	Periflex Drill - In	
200	T. Arenisca U Sup		10675				
300	T. Arenisca U Inf		10705				
400	B. Arenisca U Inf		10770				
500	Topo Caliza B		10904				
600	T. Arenisca T Sup		10914				
700	T. Arenisca T Inf		11006				
800	B. Arenisca T Inf		11054				
900	Topo Caliza C		11168				
1000	Hollin Sup.		11178				
1100	Hollin Inf.		11222				
1200	Profundidad Total		11357				

PARAMETROS	REVESTIMIENTO	CEMENTO	PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACION
Caudal: 380 gpm	Tipo: 7" 2# C-95 BTC	Tipo: Clase G	Problema
ROP avg min: 24.82 pph	Zapata: 11357 ft MD	Lead TOC: 10389 ft MD	Causa
ROP avg max: 24.82 pph	No. Juntas: 21	Volumen: 5 bbl	
PV: 9 - 11 oP	Descripción: 1. Jnt Flat Shoe Flat Collar	Densidad: 16.5 ppg	
YP: 27 - 32 lb/100ft	Centralización: 26 Centralizadores	Tipo: Clase G	Generación de Washouts durante la perforación de Napo y Holin.
PV: 48 - 59 sec/cuart	Presión Final: 1200 psi	Tall TOC: ft MD	Trabajar con caudales altos y manejar propiedades reológicas inadecuadas.
	Presión Aparente: 1780 psi	Volumen: 29 bbl	
	Tapones:	Densidad: 16.5 ppg	

Fuente: (Hidrocarburo 2014)
Elaborado por: Daza Alejandro / Garófalo Miguel

Tabla 0.42 Auca 124-D
Pozo AUCA 124-D (ACAK-124)

ESQUEMA MECÁNICO		COORDENADAS DE SUPERFICIE		COORDENADAS DE BOTAQUÉ		TIPO DE POZO: DETERMINO (AVANZADA)	
Prof. (ft)	Litología	Topes (ft MD)	Topes (ft TVD)	Prof. (ft MD)	Tipo	Parámetros	Revestimiento
100							
200							
300							
400							
500							
600							
700							
800							
900							
1000							
1100							
1200							
1300							
1400							
1500							
1600							
1700							
1800							
1900							
2000							
2100							
2200							
2300							
2400							
2500							
2600							
2700							
2800							
2900							
3000							
3100							
3200							
3300							
3400							
3500							
3600							
3700							
3800							
3900							
4000							
4100							
4200							
4300							
4400							
4500							
4600							
4700							
4800							
4900							
5000							
5100							
5200							
5300							
5400							
5500							
5600							
5700							
5800							
5900							
6000							
6100							
6200							
6300							
6400							
6500							
6600							
6700							
6800							
6900							
7000							
7100							
7200							
7300							
7400							
7500							
7600							
7700							
7800							
7900							
8000							
8100							
8200							
8300							
8400							
8500							
8600							
8700							
8800							
8900							
9000							
9100							
9200							
9300							
9400							
9500							
9600							
9700							
9800							
9900							
10000							

Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)
 Elaborado por: Daza Alejandro / Garófalo Miguel

Tabla 0.43 Auca J-110

Prof. (ft)		Estrat.		Litológia		Topes (ft MD) (ft TVD)		Revestimientos		Hole Size		Broca		Coordenadas de la Llanura		Coordenadas de la Llanura		Tipo de pozo: Desarrollo (anular) Perfil: Direcciona "J"		
										8 1/2"				E: 291107.66 m N: 892736.46 m		E: 291107.66 m N: 892736.46 m				
												Prof. (ft MD)		Tipo		TFA		Marca		
100	200																			
300	400	T. Auca A				9589	9518													
500	600	T. Auca U Sup				10165	9674													
800	900	T. Auca U Inf				10233	9739													
1000	1100	B. Auca U Inf				10273	9777													
1200	1300	Tope Caliza B				10389	9897													
1400	1500	T. Auca T Sup				10414	9971													
1600	1700	A. Auca T Inf				10522	10075													
1800	1900	B. Auca T Inf				10566	10066													
2100	2200	Tope Caliza C				10660	10148													
2400	2500	Hollin Sup.				10670	10158													
2700	2800	Hollin Inf.				10740	10226													
3000	3100	Profundidad Total				10833	10335													

PARAMETROS		REVESTIMIENTO		CEMENTO		PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACION			
						Problema		Causa	
Caudal:	380 gpm	Tipo:	7" 28# C-95 BTC	Tipo:	Clase G				
ROP avg min:	40.24 pph	Zapata:	10853 ft MD	LAST TOC:	9742 ft MD				
ROP avg max:	40.24 pph	No. Juntas:	24	Volumen:	7 bbl				
				Densidad:	16.5 ppg				
				Tipo:	Clase G				
				LAST TOC:	ft MD				
				Presión Final:	1000 psi				
				Presión Aparente:	1600 psi				
				Tapones:					

Fuente: (Hidrocarburo 2014)
 Elaborado por: Daza Alejandro / Garófalo Miguel

Tabla 0.44 Cononaco D-049

Prof. (ft)		ESQUEMA MECÁNICO		HOLE SIZE		COORDENADAS DE SUPERFICIE		COORDENADAS DE LLENADA		TIPO DE POZO: Desarrollo (horizontal) Perfil: Direccional "S"		PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACION		
Estrati.	Litología	Topes (ft MD)	Topes (ft TVD)	Revestimientos	Prof. (ft MD)	Tipo	TFA	Marca	LODO	PARAMETROS	REVESTIMIENTO	CEMENTO	Problema	Causa
100	Topo Caliza A	10725	9960	T.O.L.: 9969 R.M.D					Tipo: K1a Slip NT	Caudal: 400 gpm	Tipo: 7" 2dr C-95 BTC	Tipo: Clase G		
200	T. Arenisca U Sup.	10300	10144	968"					Densidad: 9.7 - 10.2 ppg	ROP avg min: 40 pph	Zapata: 10988 ft MD	Leant TOC 9699 ft MD		
300	T. Arenisca U Inf.	10350	10194	968"					PW: 18 - 30 cP	ROP avg max: 40 pph	No. Juntas: 23	Volumen: 6 bbl		
400	B. Arenisca U Inf.	10390	10234	10140 R.M.D 9985 R.T.V.D					YP: 29 - 34 lb/100ft ³		Descripción: 1 Jnt. Float Collar	Densidad: 16.5 ppg		
500	Topo Caliza B	10500	10344	T.O.C.: 10190 R.M.D					FV: 95 - 57 sac/quant		Centralización: 30 Centralizadores	Tipo: Clase G		
600	T. Arenisca T Sup.	10510	10354		8 1/2"						Presión Final: 780 psi			
700	T. Arenisca T Inf.	10590	10434								Presión Achantamiento 1700 psi			
800	B. Arenisca T Inf.	10680	10504								Tapones			
900	Topo Caliza C	10760	10604											
1000	Hollin Sup.	10780	10624											
1100	Hollin Inf.	10830	10674	7" 10988 R.M.D 10842 R.T.V.D 2dr C-95 BTC										
1200	Producción Total	11020	10844											

Fuente: (Hidrocarburiervo 2014)

Elaborado por: Daza Alejandro / Garófalo Miguel

Tabla 0.45 Cononaco D-050

ESQUEMA MECÁNICO		BROCA		LODO		PARAMETROS		REVESTIMIENTO		CEMENTO		PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACION	
Prof. (ft)	Topes (ft MD) (ft TVD)	Liología	Prof. (ft MD)	Tipo	TFA	Marca	Hole Size	Prof. (ft MD)	Revestimientos	Tipos	Clase	Problema	Causa
100	10310 / 9989	Topo Caliza A	11201				8 1/2"		TOC: 10170 RMD	Clase G			
200	10310 / 9989	Topo Caliza A	11201				8 1/2"		TOC: 10170 RMD	Clase G			
300	10310 / 10189	T. Arenisca U Sup.	11201				8 1/2"		TOC: 10170 RMD	Clase G			
400	10380 / 10259	T. Arenisca U Int.	11201				8 1/2"		TOC: 10170 RMD	Clase G			
1000	10610 / 10289	B. Arenisca U Int.	11201				8 1/2"		TOC: 10170 RMD	Clase G			
2000	10720 / 10398	Topo Caliza B	11201				8 1/2"		TOC: 10443 RMD	Clase G			
3000	10735 / 10413	T. Arenisca T Sup.	11201				8 1/2"		TOC: 10443 RMD	Clase G			
4000	10825 / 10504	T. Arenisca T Int.	11201				8 1/2"		TOC: 10443 RMD	Clase G			
5000	10880 / 10558	B. Arenisca T Int.	11201				8 1/2"		TOC: 10443 RMD	Clase G			
5600	11000 / 10678	Topo Caliza C	11201				8 1/2"		TOC: 10443 RMD	Clase G			
5700	11070 / 10668	Hollin Sup.	11201				8 1/2"		TOC: 10443 RMD	Clase G			
5800	11030 / 10708	Hollin Int.	11201				8 1/2"		TOC: 10443 RMD	Clase G			
6000			11201				8 1/2"		TOC: 10443 RMD	Clase G			
6200			11201				8 1/2"		TOC: 10443 RMD	Clase G			
6300			11201				8 1/2"		TOC: 10443 RMD	Clase G			
<p>ESQUEMA MECÁNICO: Diagrama de perfil de pozos que muestra la profundidad (Prof. (ft MD)) y el tipo de revestimiento (Revestimientos) en función de la profundidad. Se indican los tipos de revestimiento utilizados (10443 RMD, 10170 RMD) y los tipos de cemento (Clase G). El diagrama muestra un perfil de pozos con un diámetro de 8 1/2" y un fondo de 11201 ft MD.</p>													
<p>COORDENADAS DE SUPERFICIE: E: 285010.15 m, N: 285230.136 m</p> <p>COORDENADAS DE LA CADA: E: 285010.15 m, N: 285230.136 m</p> <p>Tipo de pozos: Desarrollo (avanzada) Perfil: Direccional "S"</p>													
<p>PARAMETROS: Caudal: 380-420 gpm; ROP avg min: 32.88 pph; ROP avg max: 32.88 pph; WOB: 10 kibs</p>													
<p>REVESTIMIENTO: Tipo: 7, 28# C-66 BTC; Zapata: 11182 ft MD; No. Juntas: 23; Descripción: 1 Jnt Float Collar; Centralización: 28 Centralizadores; Presión Final: 1050 psi; Aumento Repetido: 1700 psi</p>													
<p>CEMENTO: Tipo: Clase G; Lead TOC: 10170 ft MD; Volumen: 8 bbl; Densidad: 16.5 ppg; Tail TOC: 10443 ft MD; Volumen: 30 bbl; Densidad: 16.5 ppg</p>													
<p>PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACION: Sin problemas.</p>													

Fuente: (Hidrocarburiífero 2014)
Elaborado por: Daza Alejandro / Garófalo Miguel

Tabla 0.46 Pañacocha A-031

ESQUEMA MECÁNICO		COORDENADAS DE SUPERFICIE		COORDENADAS DE BOTAQUÉ		TIPO DE POZO: DESARROLLO (AVANZADA)	
Prof. (ft)	Litología	Topes (ft MD)	Topes (ft TVD)	Prof. (ft MD)	Tipo	Perfiles	Operaciones de Perforación
100	Estrial						
200	Topo Caliza A	5419	6855				
300	T. Arenisca U Sup	5472	6953				
400	T. Arenisca U Int	5570	6965				
1000	B. Arenisca U Int	5700	7061				
2000	Topo Caliza B	5743	7092				
3000	T. Arenisca T Sup	5781	7120				
4000	T. Arenisca T Int	5839	7163				
5000	B. Arenisca T Int	5885	7273				
5800	Topo Caliza C	10018	7299				
5900	Hollin Sup.	10037	7313				
6000	Hollin Int	10068	7337				
6200							
6300							
6400							
6500							
6600							
6700							
6800							
6900							
7000							
7100							
7200							
7300							
7400							
7500							
7600							
7700							
7800							
7900							
8000							
8100							
8200							
8300							
8400							
8500							
8600							
8700							
8800							
8900							
9000							
9100							
9200							
9300							
9400							
9500							
9600							
9700							
9800							
9900							
10000							

ESQUEMA MECÁNICO		COORDENADAS DE SUPERFICIE		COORDENADAS DE BOTAQUÉ		TIPO DE POZO: DESARROLLO (AVANZADA)	
Prof. (ft)	Litología	Topes (ft MD)	Topes (ft TVD)	Prof. (ft MD)	Tipo	Perfiles	Operaciones de Perforación
100	Estrial						
200	Topo Caliza A	5419	6855				
300	T. Arenisca U Sup	5472	6953				
400	T. Arenisca U Int	5570	6965				
1000	B. Arenisca U Int	5700	7061				
2000	Topo Caliza B	5743	7092				
3000	T. Arenisca T Sup	5781	7120				
4000	T. Arenisca T Int	5839	7163				
5000	B. Arenisca T Int	5885	7273				
5800	Topo Caliza C	10018	7299				
5900	Hollin Sup.	10037	7313				
6000	Hollin Int	10068	7337				
6200							
6300							
6400							
6500							
6600							
6700							
6800							
6900							
7000							
7100							
7200							
7300							
7400							
7500							
7600							
7700							
7800							
7900							
8000							
8100							
8200							
8300							
8400							
8500							
8600							
8700							
8800							
8900							
9000							
9100							
9200							
9300							
9400							
9500							
9600							
9700							
9800							
9900							
10000							

ESQUEMA MECÁNICO		COORDENADAS DE SUPERFICIE		COORDENADAS DE BOTAQUÉ		TIPO DE POZO: DESARROLLO (AVANZADA)	
Prof. (ft)	Litología	Topes (ft MD)	Topes (ft TVD)	Prof. (ft MD)	Tipo	Perfiles	Operaciones de Perforación
100	Estrial						
200	Topo Caliza A	5419	6855				
300	T. Arenisca U Sup	5472	6953				
400	T. Arenisca U Int	5570	6965				
1000	B. Arenisca U Int	5700	7061				
2000	Topo Caliza B	5743	7092				
3000	T. Arenisca T Sup	5781	7120				
4000	T. Arenisca T Int	5839	7163				
5000	B. Arenisca T Int	5885	7273				
5800	Topo Caliza C	10018	7299				
5900	Hollin Sup.	10037	7313				
6000	Hollin Int	10068	7337				
6200							
6300							
6400							
6500							
6600							
6700							
6800							
6900							
7000							
7100							
7200							
7300							
7400							
7500							
7600							
7700							
7800							
7900							
8000							
8100							
8200							
8300							
8400							
8500							
8600							
8700							
8800							
8900							
9000							
9100							
9200							
9300							
9400							
9500							
9600							
9700							
9800							
9900							
10000							

Fuente: (Hidrocarburofero 2014)
 Elaborado por: Daza Alejandro / Garófalo Miguel

Tabla 0.47 Pañacocha B-029

ESQUEMA MECÁNICO		COORDENADAS DE SUPERFICIE		COORDENADAS DE LITADA		TIPO DE POZO: Desarrollo (avanzada)	
Prof. (ft)	Litología	Topes (ft MD) (ft TVD)	Revestimientos	Hole Size	Prof. (ft MD)	Tipo	Perfil: Direccional "S"
100		7040	6868	8 1/2"			
200	Topo Caliza A	7074	6902				
300	T. Arenisca U Sup.	7143	6970				
400	T. Arenisca U Inf.	7241	7059				
500	B. Arenisca U Inf.	7277	7104				
600	Topo Caliza B	7306	7134				
700	T. Arenisca T Sup.						
800	T. Arenisca T Inf.						
900	B. Arenisca T Inf.						
1000	Topo Caliza C						
1100	Holín Sup.						
1200	Holín Inf.						
1300	Profundidad Total	7473	7307				

PARAMETROS	REVESTIMIENTO	CEMENTO	PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACION
Caudal: 380 -450 gpm	Tipo: 7, 28# F-110 BTC	Tipo: Clase G	Problema
ROP avg min: 52.79 pph	Zipata: 7473 ft MD	Lead TOC 6233 ft MD	Causa
ROP max: 52.79 pph	No. Juntas: 27	Volumen: 5 bbl	
	Float Shoe	Densidad: 16.5 ppg	
	Description: T.J.H. Float Collar	Tipo: Clase G	Sin problemas
	Centralización: 29 Centralizaciones	Lead TOC ft MD	
	Presión Final: 1400 psi	Volumen: 40 bbl	
	Asentamiento 1900 psi	Densidad: 16.5 ppg	
	Tapones:		

Fuente: (Hidrocarburo 2014)
 Elaborado por: Daza Alejandro / Garófalo Miguel

Tabla 0.48 Pañacocha A-034

ESQUEMA MECÁNICO		COORDENADAS DE SUPERFICIE		COORDENADAS DE LITADA		TIPO DE POZO: Desarrollo (avanzada)		PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN					
Prof. (ft)	Litología	Topes (ft MD) (ft TVD)	Revestimientos	Hole Size	Prof. (ft MD)	TFA	Marca	LODO	PARAMETROS	REVESTIMIENTO	CEMENTO	Problema	Causa
100													
200		7359											
300	T. Arenisca U Sup.	7459											
400	T. Arenisca U Int.	7492											
500	B. Arenisca U Int.	7615											
600	T. Caliza B	7638											
700	T. Arenisca T Sup.	7682											
800	T. Arenisca T Int.												
900	B. Arenisca T Int.												
1000	T. Caliza C												
1100	Hollin Sup.												
1200	Hollin Int.												
1300	Profundidad Total	7900											

COORDENADAS DE SUPERFICIE		COORDENADAS DE LITADA		TIPO DE POZO: Desarrollo (avanzada)	
E	N	E	N	Perfil	Dirreccional "J"
386033.40 m	2392725.77 m	386138.36 m	240339.86 m		

PARAMETROS	REVESTIMIENTO	CEMENTO	PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN
Caudal: 400 -420 gpm	Tipo: 7" 28# F-110 BTC	Tipo: Clase G	
	Zipata: 7900 ft MD	Lead TOC 6514 ft MD	
ROP avg min: 37.52 pph	No. Juntas: 29	Volumen: 8 bbl	
	Descripción: T.U.H. Float Shoe	Densidad: 16.5 ppg	
	Centralización: 03 Centralizadores	Tipo: Clase G	
ROP avg max: 37.52 pph	Presión Final: 650 psi	Lead TOC 6805 ft MD	
	YP: 15-25 lb/100ft*	Volumen: 37 bbl	
	PW: 15-25 op	Densidad: 16.5 ppg	
	YP: 35 -70 sec/quat		
			Sin problemas
			Sin problemas

Fuente: (Hidrocarburifero 2014)
 Elaborado por: Daza Alejandro / Garófalo Miguel

Tabla 0.49 Pañacocha D-028

ESQUEMA MECÁNICO		COORDENADAS DE SUPERFICIE		COORDENADAS DE LITADA		TIPO DE POZO: Desarrollo (avanzada)							
Prof. (ft)	Estrati.	Litología	Topes (ft MD) (ft TVD)	Revestimientos	Hole Size	Prof. (ft MD)	TFA	Marca	LODO	PARAMETROS	REVESTIMIENTO	CEMENTO	PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACION
100	Topo Caliza A		10354		8 1/2"								
200	T. Arenisca U Sup.		10464										
300	T. Arenisca U Int.		10497										
400	B. Arenisca U Int.		10600										
500	Topo Caliza B		10659										
600	T. Arenisca T Sup.		10703										
700	T. Arenisca T Int.												
800	B. Arenisca T Int.												
900	Topo Caliza C												
1000	Holln Sup.												
1100	Holln Int.												
1200	Profundidad Total		10950										

Prof. (ft)	Topos (ft MD) (ft TVD)	Revestimientos	Hole Size	Prof. (ft MD)	TFA	Marca	LODO	PARAMETROS	REVESTIMIENTO	CEMENTO	PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACION
100	10354		8 1/2"								
200	10464										
300	10497										
400	10600										
500	10659										
600	10703										
700											
800											
900											
1000											
1100											
1200											

Fuente: (Hidrocarburo 2014)
 Elaborado por: Daza Alejandro / Garófalo Miguel

Tabla 0.50 Shushufindi-141D

ESQUEMA MECÁNICO		COORDENADAS DE SUPERFICIE		COORDENADAS DE LITANÍA		TIPO DE POZO: Desarrollo (avanzada)	
Estrati.	Litología	Topes (ft MD)	Topes (ft TVD)	Prof. (ft MD)	Prof. (ft TVD)	TIPO	REVESTIMIENTO
100		8323	8394				
200		9235	9268				
300		9442	9413				
400		9532	9203				
500		9591	9282				
600		9600	9271				
700		9662	9253				
800		9766	9437				
900							
1000							
1100							
1200							
1300							
1410							
1415							
1420							
1425							
1430							
1435							
1440							
1445							
1450							
1455							
1460							
1465							
1470							
1475							
1480							
1485							
1490							
1495							
1500							
1505							
1510							
1515							
1520							
1525							
1530							
1535							
1540							
1545							
1550							
1555							
1560							
1565							
1570							
1575							
1580							
1585							
1590							
1595							
1600							
1605							
1610							
1615							
1620							
1625							
1630							
1635							
1640							
1645							
1650							
1655							
1660							
1665							
1670							
1675							
1680							
1685							
1690							
1695							
1700							
1705							
1710							
1715							
1720							
1725							
1730							
1735							
1740							
1745							
1750							
1755							
1760							
1765							
1770							
1775							
1780							
1785							
1790							
1795							
1800							
1805							
1810							
1815							
1820							
1825							
1830							
1835							
1840							
1845							
1850							
1855							
1860							
1865							
1870							
1875							
1880							
1885							
1890							
1895							
1900							
1905							
1910							
1915							
1920							
1925							
1930							
1935							
1940							
1945							
1950							
1955							
1960							
1965							
1970							
1975							
1980							
1985							
1990							
1995							
2000							
2005							
2010							
2015							
2020							
2025							
2030							
2035							
2040							
2045							
2050							
2055							
2060							
2065							
2070							
2075							
2080							
2085							
2090							
2095							
2100							
2105							
2110							
2115							
2120							
2125							
2130							
2135							
2140							
2145							
2150							
2155							
2160							
2165							
2170							
2175							
2180							
2185							
2190							
2195							
2200							
2205							
2210							
2215							
2220							
2225							
2230							
2235							
2240							
2245							
2250							
2255							
2260							
2265							
2270							
2275							
2280							
2285							
2290							
2295							
2300							
2305							
2310							
2315							
2320							
2325							
2330							
2335							
2340							
2345							
2350							
2355							
2360							
2365							
2370							
2375							
2380							
2385							
2390							
2395							
2400							
2405							
2410							
2415							
2420							
2425							
2430							
2435							
2440							
2445							
2450							
2455							
2460							
2465							
2470							
2475							
2480							
2485							
2490							
2495							

Tabla 0.51 Shushufindi-175D

ESQUEMA MECÁNICO		COORDENADAS DE SUPERFICIE		COORDENADAS DE BOTAQUÉ		TIPO DE POZO: Desarrollo (avanzada)	
Prof. (ft)	Litología	Topes (ft MD) (ft TVD)	Prof. (ft MD)	Tipo	TFA	Marca	Perfil: Direccional "J" Modificado
100	Topo Caliza	9650	9076				
300	T. Arenisca U Sup.	9709	9123				
500	T. Arenisca U Inf.	9812	9226				
1000	B. Arenisca U Inf.	9900	9312				
2500	Topo Caliza B	9973	9384				
3500	T. Arenisca T Sup.	9985	9406				
4500	T. Arenisca T Inf.	10096	9506				
5500	B. Arenisca T Inf.	10660	10904				
5600	Topo Caliza C	10771	9587				
5900	Holth Sup.	10245	9854				
6100	Holth Inf.						
6200							
6300							
	Profundidad Total	10318	9727				

PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACION	CAUSA
Paga de herramienta Wireline en agujero discontinuo	Falla de acondicionamiento previo a la corrida de registros electricos hasta observar el fondo que por el momento

PARAMETROS	REVESTIMIENTO	CEMENTO
Caudal: 500 gpm	Tipo: 7" 28#F-110 BTC	Tipo: Clase G
ROP avg min: 29.07 pph	Zapata: 10318 ft MD	Leam TOC ft MD
ROP avg max: 29.07 pph	No. Juntas:	Volumen: 20 bbl
WOB: 10 - 20 kbs	Front Shoe	Densidad: 14.5 ppg
	Description: 1 Unit float Collar	Tipo: Clase G
	Centralización: 20 Centralizaciones	Leam TOC 8433 ft MD
	Presión Final: 2400 psi	Volumen: 40 bbl
	Presión Asentamiento 2400 psi	Densidad: 14.5 ppg
	Tapones:	

LODO	TIPO	PROPIEDADES
Kia Stop NT	Densidad: 9.7 - 10.1 ppg	ROP avg min: 29.07 pph
	PV: 13 - 19 cP	ROP avg max: 29.07 pph
	YP: 22 - 28 lb/100ft	WOB: 10 - 20 kbs
	PV: 45 - 60 sec/quant	

Fuente: (Hidrocarburofero 2014)
 Elaborado por: Daza Alejandro / Garófalo Miguel

Tabla 0.52 Yanaquincha Oeste B-020

ESQUEMA MECÁNICO		COORDENADAS DE SUPERFICIE		COORDENADAS DE LA CUBA		PARAMETROS		REVESTIMIENTO		CEMENTO		PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACION	
Prof. (ft)	Litología	Topes (ft MD) (ft TVD)	Revestimientos	Hole Size	Prof. (ft MD)	Tipo	TFA	Marca	Tipos	Tipos	Tipos	Problemas	Causa
100		987	TOL: 9735 TMD	8 1/2"									
200		987											
300	T. Areñisca U Sup	989											
400	T. Areñisca U Int	1033											
500	B. Areñisca U Int	1095	9889 ftMD 9443 ftTVD										
600	Topo Caliza B	1016											
700	T. Areñisca T Sup	1082											
800	T. Areñisca T Int	1033											
900	B. Areñisca T Int	1083											
1000	Topo Caliza C	1044											
1100	Hollin Sup												
1200	Hollin Int												
1300	Profundidad Total	10970											

COORDENADAS DE SUPERFICIE		COORDENADAS DE LA CUBA		PARAMETROS		REVESTIMIENTO		CEMENTO		PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACION	
E	N	E	N	Caudal	ROP avg min	Densidad	No. Juntas	Tipos	Tipos	Problemas	Causa
304900.23 m	5252457.17 m	304953.33 m	5253142.21 m	410 - 420 gpm	23.78 pph	9 - 9.2 ppg	14	Clase G	Lead TDS 9735 ft MD		
									Volumen: 18 bbl		
									Densidad: 16 ppg		
									Tipos: Clase G		
									Lead TDS ft MD		
									Tipos: Clase G		
									Volumen: 25 bbl		
									Densidad: 16.5 ppg		
									Tipos: Clase G		
									Lead TDS ft MD		
									Volumen: 25 bbl		
									Densidad: 16.5 ppg		
									Tipos: Clase G		
									Lead TDS ft MD		
									Volumen: 25 bbl		
									Densidad: 16.5 ppg		
									Tipos: Clase G		
									Lead TDS ft MD		
									Volumen: 25 bbl		
									Densidad: 16.5 ppg		
									Tipos: Clase G		
									Lead TDS ft MD		
									Volumen: 25 bbl		
									Densidad: 16.5 ppg		
									Tipos: Clase G		
									Lead TDS ft MD		
									Volumen: 25 bbl		
									Densidad: 16.5 ppg		
									Tipos: Clase G		
									Lead TDS ft MD		
									Volumen: 25 bbl		
									Densidad: 16.5 ppg		
									Tipos: Clase G		
									Lead TDS ft MD		
									Volumen: 25 bbl		
									Densidad: 16.5 ppg		
									Tipos: Clase G		
									Lead TDS ft MD		
									Volumen: 25 bbl		
									Densidad: 16.5 ppg		
									Tipos: Clase G		
									Lead TDS ft MD		
									Volumen: 25 bbl		
									Densidad: 16.5 ppg		
									Tipos: Clase G		
									Lead TDS ft MD		
									Volumen: 25 bbl		
									Densidad: 16.5 ppg		
									Tipos: Clase G		
									Lead TDS ft MD		
									Volumen: 25 bbl		
									Densidad: 16.5 ppg		
									Tipos: Clase G		
									Lead TDS ft MD		
									Volumen: 25 bbl		
									Densidad: 16.5 ppg		
									Tipos: Clase G		
									Lead TDS ft MD		
									Volumen: 25 bbl		
									Densidad: 16.5 ppg		
									Tipos: Clase G		
									Lead TDS ft MD		
									Volumen: 25 bbl		
									Densidad: 16.5 ppg		
									Tipos: Clase G		
									Lead TDS ft MD		
									Volumen: 25 bbl		
									Densidad: 16.5 ppg		
									Tipos: Clase G		
									Lead TDS ft MD		
									Volumen: 25 bbl		
									Densidad: 16.5 ppg		
									Tipos: Clase G		
									Lead TDS ft MD		
									Volumen: 25 bbl		
									Densidad: 16.5 ppg		
									Tipos: Clase G		
									Lead TDS ft MD		
									Volumen: 25 bbl		
									Densidad: 16.5 ppg		
									Tipos: Clase G		
									Lead TDS ft MD		
									Volumen: 25 bbl		
									Densidad: 16.5 ppg		
									Tipos: Clase G		
									Lead TDS ft MD		
									Volumen: 25 bbl		
									Densidad: 16.5 ppg		
									Tipos: Clase G		
									Lead TDS ft MD		
									Volumen: 25 bbl		
									Densidad: 16.5 ppg		
									Tipos: Clase G		
									Lead TDS ft MD		
									Volumen: 25 bbl		
									Densidad: 16.5 ppg		
									Tipos: Clase G		
									Lead TDS ft MD		
									Volumen: 25 bbl		
									Densidad: 16.5 ppg		
									Tipos: Clase G		
									Lead TDS ft MD		
									Volumen: 25 bbl		
									Densidad: 16.5 ppg		
									Tipos: Clase G		
									Lead TDS ft MD		
									Volumen: 25 bbl		
									Densidad: 16.5 ppg		
									Tipos: Clase G		
									Lead TDS ft MD		
									Volumen: 25 bbl		
									Densidad: 16.5 ppg		
									Tipos: Clase G		
									Lead TDS ft MD		
									Volumen: 25 bbl		
									Densidad: 16.5 ppg		
									Tipos: Clase G		
									Lead TDS ft MD		
									Volumen: 25 bbl		
									Densidad: 16.5 ppg		
									Tipos: Clase G		
									Lead TDS ft MD		
									Volumen: 25 bbl		
									Densidad: 16.5 ppg		
									Tipos: Clase G		
									Lead TDS ft MD		
									Volumen: 25 bbl		
									Densidad: 16.5 ppg		
									Tipos: Clase G		
									Lead TDS ft MD		
									Volumen: 25 bbl		
									Densidad: 16.5 ppg		
									Tipos: Clase G		
									Lead TDS ft MD		
									Volumen: 25 bbl		
									Densidad: 16.5 ppg		
									Tipos: Clase G		
									Lead TDS ft MD		
									Volumen: 25 bbl		
									Densidad: 1		

Tabla 0.53 Yanaquincha Oeste B-021

Coordenadas de superficie		Coordenadas de litada		Tipo de pozo: Diagonal (anizada) Perfil: Diagonal "J"	
E: 304802.23 m N: 982462.97 m		E: 304481.81 m N: 983536.85 m			
ESQUEMA MECÁNICO		HOLE SIZE		8 1/2"	
Prof. (ft)	Litología	Topes (ft MD) (ft TVD)	Revestimientos	Prof. (ft MD)	Marca
100	Estrat. Tope Caliza A	10276 9428	10276 9428	10276 9428	
200	T. Arenisca U Sup	10440 9497	10440 9497	10440 9497	
300	T. Arenisca U Inf	10538 9578	10538 9578	10538 9578	
400	B. Arenisca U Inf	10604 9640	10604 9640	10604 9640	
500	Tope Caliza B	10622 9657	10622 9657	10622 9657	
600	T. Arenisca T Sup	10690 9722	10690 9722	10690 9722	
700	T. Arenisca T Inf	10818 9843	10818 9843	10818 9843	
800	B. Arenisca T Inf	10878 9900	10878 9900	10878 9900	
900	Tope Caliza C	10884 10001	10884 10001	10884 10001	
1000	Hollín Sup.				
1100	Hollín Inf.				
1200	Profundidad Total	10995 10072	10995 10072	10995 10072	

PARAMETROS	REVESTIMIENTO	CEMENTO	PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACION
Caudal: 400-420 gpm	Tipo: 7" 26# P-110 BTC	Tipo: Clase G	Problema
ROP avg min: 43.75 pph	Zapata: 10956 ft MD	LAST.TOC: 10393 ft MD	Causa
ROP avg max: 43.75 pph	No. Juntas: 14	Volumen: 19 bbl	
		Densidad: 16 ppg	
	Flot Shoe	Tipo: Clase G	Observó caída de presión de 2400 PSI a 0 PSI.
	Descripción: 1. Jnt Flot Collar	LAST.TOC: 10382 ft MD	Observó manipuleo de válvulas en superficie.
	Cameralización: 28 Cameralizadores	Volumen: 34 bbl	
	Presión Final: 1350 psi	Densidad: 16.5 ppg	
	Presión Aparente: 1850 psi		
	Tapones:		

Fuente: (Hidrocarburo 2014)
Elaborado por: Daza Alejandro / Garófalo Miguel

Tabla 0.54 Yanaquincha Oeste B-022

ESQUEMA MECÁNICO		BROCA		LODO		PARAMETROS		REVESTIMIENTO		CEMENTO		PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACION	
Prof. (ft)	Litología	Topes (ft MD) (ft TVD)	Revestimientos	Hole Size	Prof. (ft MD)	Tipo	TFA	Marca	Tipo	TFA	Marca	Problema	Causa
100		9480	9418	8 1/2"									
200		9445	9481										
300		10037	9570										
400		10103	9634										
500		10125	9652										
600		10201	9730										
700		10357	9862										
800		10383	9908										
900		10476	10000										
1000													
1100													
1200													
1300													
1400													
1500													
1600													
1700													
1800													
1900													
2000													
2100													
2200													
2300													
2400													
2500													
2600													
2700													
2800													
2900													
3000													
3100													
3200													
3300													
3400													
3500													
3600													
3700													
3800													
3900													
4000													
4100													
4200													
4300													
4400													
4500													
4600													
4700													
4800													
4900													
5000													
5100													
5200													
5300													
5400													
5500													
5600													
5700													
5800													
5900													
6000													
6100													
6200													
6300													
6400													
6500													
6600													
6700													
6800													
6900													
7000													
7100													
7200													
7300													
7400													
7500													
7600													
7700													
7800													
7900													
8000													
8100													
8200													
8300													
8400													
8500													
8600													
8700													
8800													
8900													
9000													
9100													
9200													
9300													
9400													
9500													
9600													
9700													
9800													
9900													
10000													

Fuente: (Hidrocarburo 2014)
 Elaborado por: Daza Alejandro / Garófalo Miguel

Tabla 0.55 Yanaquincha Oeste B-023

ESQUEMA MECÁNICO		COORDENADAS DE SUPERFICIE		COORDENADAS DE LITADA		PARAMETROS		REVESTIMIENTO		CEMENTO		PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACION		
Prof. (ft)	Litología	Topes (ft MD) (ft TVD)	Revestimientos	Hole Size	Prof. (ft MD)	TFA	Marca	Tipos	Max/Drill G+	LODO	Tipos	Clase G	Problema	Causa
100		10273 9420	TOL: 10183 RMD	8 1/2"										
200		10445 9488												
300	T. Arenisca U Sup.	10543 9576												
400	T. Arenisca U Int.	10617 9645												
500	B. Arenisca U Int.	10837 9664												
600	Topo Caliza B	10774 9735												
700	T. Arenisca T Sup.	10850 9862												
800	T. Arenisca T Int.													
900	B. Arenisca T Int.													
1000	Topo Caliza C	10995 10000												
1100	Holín Sup.													
1200	Holín Int.													
1300	Profundidad Total	11026 10028												

PARAMETROS	REVESTIMIENTO	CEMENTO	PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACION
Caudal: 400 - 420 gpm	Tipos: 7, 28# P-110 BTC	Tipos: Clase G	
ROP avg min: 62.63 pph	Zipata: 11003 ft MD	Lead TDS: 10183 ft MD	
ROP max: 62.63 pph	No. Juntas: 17	Volumen: 19 bbl	
PW: 12 - 13 oP	Descripción: 1, 1/2" Float Shoe 1, 1/2" Float Collar	Densidad: 16 ppg	
YP: 27 - 28 lb/100ft ³	Centralización: 23 Centralizaciones	Tipos: Clase G	Falla del malacate.
PV: 52 - 54 sec/quat	Presión Final: 1300 psi	Lead TDS: ft MD	
	Presión Asentamiento 2000 psi	Volumen: 27 bbl	
	Tapones:	Densidad: 16.5 ppg	
			Daño en la cadena de transmisión del malacate.

Fuente: (Hidrocarburo 2014)
Elaborado por: Daza Alejandro / Garófalo Miguel

