

**MANUAL OPERACIONAL Y DE SEGURIDAD INDUSTRIAL PARA EJECUTAR
LAS ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN Y CORAZONAMIENTO DE POZOS
ESTRATIGRÁFICOS PROFUNDOS “CASO BASE ANH-BVTURA-1-ST-P”**

LEIDY ROCIO BARRERA MONGUI

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2013

**MANUAL OPERACIONAL Y DE SEGURIDAD INDUSTRIAL PARA EJECUTAR
LAS ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN Y CORAZONAMIENTO DE POZOS
ESTRATIGRÁFICOS PROFUNDOS “CASO BASE ANH-BVTURA-1-ST-P”**

LEIDY ROCIO BARRERA MONGUI

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

DIRECTOR

**Werney De Jesús Machuca Boada
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2013

DEDICATORIA

A Dios por guiar cada paso que daba en mi vida personal y profesional,

A mis padres Alvaro Barrera y Carmen Monguí por transmitirme fuerza, seguridad, confianza y apoyo para emprender y culminar cada proyecto en mi vida,

A mis hermanos Ricardo y Lílana por su motivación diaria, ayuda incondicional y ejemplos de perseverancia,

A mi sobrinita hermosa, Valentina Abril Barrera por llenar mi vida de infinita felicidad desde el día en que nació, así como por sus abrazos, palabras y oraciones que me ayudaban a continuar con mayor dedicación,

A mis amigos de la Universidad y a todas las personas que han contribuido tanto en mi crecimiento profesional como personal: Carito, Moní, Deisy, Tata, Yady, kathe, Isa, Lili, Paola, Diana, Ariolfo, Migue, Juan Pablo, Pipe, Ivan, Flia Cárdenas Barrera, Monguí Pinilla y Gómez Sarmiento, muchas gracias.

Leidy Rocío Barrera Monguí

AGRADECIMIENTOS

En esta oportunidad deseo expresar mis agradecimientos a:

La UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER (UIS), Escuela de Ingeniería de Petróleos y profesores, por darme la oportunidad de formarme tanto en el ámbito profesional como personal.

WERNEY MACHUCA BOADA, Ingeniero de Petróleos, director del proyecto de grado y líder de operaciones del proyecto perforación de Pozos Estratigráficos Profundos, por su orientación, colaboración incondicional y aportes.

JORGE ERNESTO CALVETE, Ingeniero de petróleo, Calificador del proyecto de grado y líder del proyecto de perforación de Pozos Estratigráficos Profundos, por sus correcciones y enseñanzas.

ERIC PRINCE SAAVEDRA, Ingeniero de producción y Coordinador HSEQ del proyecto perforación de Pozos Estratigráficos Profundos, por su disponibilidad, permanente colaboración y aportes.

Proyecto de perforación de Pozos Estratigráficos Profundos y a todas las personas que hacen parte de éste, (Ing. Nicolás Santos, Ing. Silvia Sánchez, Ing. Diana Jaimes, Ing. Ingrid Corredor, Ing. Zulma Rodríguez, Ing. Javier Martínez, entre otros). Por evaluar y permitir mi vinculación al proyecto, así como, por su apoyo incondicional y orientación.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	22
1. PERFORACIÓN POZOS ESTRATIGRÁFICOS PROFUNDOS.....	24
1.1 GENERALIDADES DEL PROYECTO	25
1.2 LOCALIZACIÓN DEL POZO.....	26
1.3 ESTADO MECÁNICO FINAL DEL POZO ANH-BVTURA-1-ST-P	27
2. EQUIPO DE PERFORACIÓN.....	29
2.1 COMPONENTES DEL EQUIPO DE PERFORACIÓN	29
2.1.1 Sistema de rotación.	30
2.1.2 Sistema de levantamiento.....	31
2.1.3 Sistema de circulación.	34
2.1.4 Sistema de control de pozos.....	36
2.1.5 Sistema de energía	40
3. OPERACIONES BÁSICAS PARA PERFORAR UN POZO	41
3.1 FASES DE LA PERFORACIÓN.....	41
3.1.1 Fase I – Hueco conductor.	41
3.1.2 Fase II - Hueco de superficie.	41
3.1.3 Fase III – Hueco Intermedio.....	42
3.1.4 Fase n.....	42
3.2 CORAZONAMIENTO.....	42
3.2.1 Métodos de corazonamiento.....	43
3.2.2 Preservación del núcleo (Corazón).....	44
3.3 ACONDICIONAMIENTO DEL HUECO	45

3.4 CORRIDA DE REGISTROS ELÉCTRICOS EN HUECO ABIERTO	45
3.4.1 Registros eléctricos de evaluación de la formación.	46
3.4.1.1 Registros resistivos (Eléctricos).....	47
3.4.1.2 Registros nucleares (Radioactivos)	48
3.4.1.3 Registros acústicos.....	48
3.5 CORRIDA DE REVESTIMIENTO	50
3.5.1 Tubería de revestimiento (casing).....	50
3.6 CEMENTACIÓN DE POZOS.....	51
3.6.1 Clasificación de la cementación.....	51
3.6.1.1 Cementación Primaria.....	52
3.6.1.2 Cementación Secundaria o forzada.....	52
3.6.1.3 Tapones de cemento.	53
3.6.2 Componentes de la Cementación.....	53
3.7 CABEZAL DE POZO	59
3.7.1 Cabezal de tubería de revestimiento para primera sección o sección A (Casing Head)	59
3.7.2 Cabezal de tubería de revestimiento para segunda sección (Casing Head Spool).	60
3.7.3 Colgadores de tubería de revestimiento (Casing Hanger).	60
3.8 DRILL OUT	62
3.9 PRUEBA DE INTEGRIDAD DE LA FORMACIÓN (FIT)	62
4. OPERACIONES ESPECIALES EN LA PERFORACIÓN DE UN POZO.....	64
4.1 SIDE TRACK	64
4.2 PESCA.....	64
4.2.1 Pega de tubería.	65
4.3 OPERACIONES DE ABANDONO	66

5. PROCEDIMIENTOS OPERACIONALES PARA EJECUTAR LAS ACTIVIDADES INVOLUCRADAS EN LA PERFORACIÓN DE UN POZO. CASO BASE “POZO ANH-BVTURA-1-ST-P”	68
5.1 INSTALACIÓN DIVERTER	68
5.2 PERFORACIÓN DEL HUECO	71
5.3 CORAZONAMIENTO CON BARRIL NO CONVENCIONAL	74
5.4 MANEJO Y PRESERVACIÓN DEL NÚCLEO	78
5.5 ACONDICIONAMIENTO DEL HUECO	82
5.6 CORRIDA DE REGISTROS ELÉCTRICOS EN HUECO ABIERTO	87
5.7 CORRIDA DE REVESTIMIENTO	90
5.8 CEMENTACIÓN DEL REVESTIMIENTO CON STINGER	95
5.9 CEMENTACIÓN CONVENCIONAL DEL REVESTIMIENTO	98
5.10 INSTALACIÓN SECCIÓN A - WHA	102
5.11 INSTALACIÓN SECCIÓN B – WHA	104
5.12 INSTALACIÓN Y PRUEBA CONJUNTO DE BOP	107
5.13 DRILL OUT	111
5.14 PRUEBA FIT (FORMATION INTEGRITY TEST)	114
5.15 CORRER Y CORTAR CABLE	116
5.16 SIDE TRACK	121
5.17 PESCA SONDA DE REGISTROS ELÉCTRICOS POR PEGA DE LA HERRAMIENTA	124
5.18 TAPONES DE ABANDONO	128
6. IDENTIFICACIÓN Y VALORACIÓN DE FACTORES DE RIESGO EN LAS ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN Y CORAZONAMIENTO DE UN POZO ESTRATIGRÁFICO PROFUNDO. CASO BASE POZO ANH-BVTURA-1-ST-P..	132
6.1 METODOLOGÍA PARA LA ELABORACIÓN DEL DIAGNÓSTICO DE CONDICIONES DE TRABAJO O PANORAMA DE FACTORES DE RIESGO....	134
6.1.1 Identificación de factores de riesgo.....	134
6.1.2 Valoración de factores de riesgo.....	134

6.1.3 Controles.....	138
6.2 PANORAMA DE FACTORES DE RIESGOS (CASO BASE).....	140
6.2.1 Identificación de factores de riesgos.....	140
6.2.2 Valoración de factores de riesgos.....	141
6.2.3 Controles:.....	141
CONCLUSIONES	145
RECOMENDACIONES.....	147
BIBLIOGRAFÍA.....	149
ANEXO	152

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Etapas de ejecución de un pozo estratigráfico	25
Figura 2. Localización del pozo estratigráfico ANH-BVTURA-1-ST-P	27
Figura 3. Estado mecánico final del pozo con tapones de abandono	28
Figura 4. Taladro de perforación (Taladro Erazo Valencia – Rig 7)	29
Figura 5. Equipos del sistema de rotación. Equipo de perforación EVSA.....	31
Figura 6. Esquema del sistema de izado	32
Figura 7. Equipos del sistema de levantamiento. Equipo de perforación EVSA	34
Figura 8. Sistema de circulación en perforación rotaria	35
Figura 9. Equipos del sistema de circulación. Equipo de perforación EVSA	36
Figura 10. Diverter	37
Figura 11. Esquema de BOP	39
Figura 12. Equipos del sistema de control de pozos. Equipo de perforación EVSA	40
Figura 13. Equipos de energía. Equipo de perforación EVSA	40
Figura 14. Sarta de corazonamiento	43
Figura 15. Equipo para corazonar y recuperar núcleo	44
Figura 16. Equipo para correr registros eléctricos	49
Figura 17. Equipo y accesorios para correr revestimiento	51
Figura 18. Componentes de la lechada de cemento.....	53
Figura 19. Equipo y accesorios para cementación con stinger	58
Figura 20. Equipo para cementación convencional	58
Figura 21. Cabeza de primera sección de revestimiento - sección A	59
Figura 22. Cabezal de revestimiento segunda sección - casing head spool.....	60
Figura 23. Colgador de tubería de revestimiento tipo cuña.	61
Figura 24. Equipo para instalar cabezal de pozo	61

Figura 25. Drill out tapones, cemento y equipo de flotación	62
Figura 26. Prueba de integridad de la formación	63
Figura 27. Descripción general del proceso de identificación de peligros y valoración de riesgos	133
Figura 28. Señalización del área y advertencia	142
Figura 29. Uso de elementos de protección personal (EPP)	144

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Información general pozo ANH-BVTURA-1-ST-P	26
Tabla 2. Clasificación API del cemento.....	54
Tabla 3. Herramientas y equipos básicos para instalar diverter.....	69
Tabla 4. Personal que interviene en la instalación del diverter	70
Tabla 5. Herramientas y equipos básicos para perforar el hueco	72
Tabla 6. Personal que interviene en la perforación.....	72
Tabla 7. Herramientas y equipos básicos para corazonar con barril no convencional	76
Tabla 8. Personal que interviene en el corazonamiento con barril no convencional	77
Tabla 9. Herramientas y equipos básicos para realizar el manejo, corte y preservación del núcleo	81
Tabla 10. Personal que interviene en el manejo y preservación del núcleo	81
Tabla 11. Herramientas y equipos básicos para acondicionar hueco	85
Tabla 12. Personal que interviene en el acondicionamiento del hueco	85
Tabla 13. Herramientas y equipos básicos para correr registros de pozo con cable en hueco abierto.....	88
Tabla 14. Personal que interviene en la corrida de registros de pozo con cable en hueco abierto	88
Tabla 15. Herramientas y equipos básicos para correr revestimiento en el hueco	93
Tabla 16. Personal que interviene en la operación de corrida de revestimiento	93
Tabla 17. Herramientas y equipos básicos para realizar cementación del revestimiento con stinger	96
Tabla 18. Personal que interviene en la cementación del revestimiento con stinger	97

Tabla 19. Herramientas y equipos básicos para realizar cementación convencional del revestimiento	100
Tabla 20. Personal que interviene en la cementación convencional del revestimiento.....	100
Tabla 21. Herramientas y equipos básicos para instalar Sección A - WHA.....	103
Tabla 22. Personal que interviene en la instalación de la Sección A - WHA	103
Tabla 23. Herramientas y equipos básicos para instalar Sección B - WHA.....	106
Tabla 24. Personal que interviene en la instalación de la Sección B - WHA	106
Tabla 25. Herramientas y equipos básicos para instalar BOP's	109
Tabla 26. Personal que interviene en la instalación y prueba del conjunto de BOP's.....	109
Tabla 27. Herramientas y equipos básicos para realizar Drill Out	112
Tabla 28. Personal que interviene en el Drill Out.....	112
Tabla 29. Herramientas y equipos básicos para realizar prueba FIT.....	115
Tabla 30. Personal que interviene en la prueba FIT	115
Tabla 31. Herramientas y equipos básicos para correr y cortar cable de perforación	120
Tabla 32. Personal que interviene en la corrida y corte del cable de perforación	120
Tabla 33. Herramientas direccionales.....	122
Tabla 34. Personal que interviene en el side track	122
Tabla 35. Herramienta de pesca con cable	126
Tabla 36. Personal que interviene en la pesca de la herramienta (enhebrando y cortando cable)	126
Tabla 37. Equipos básicos de operación para ejecutar la operación de bombeo de tapones de abandono	130
Tabla 38. Personal que interviene en el bombeo de tapones de abandono	130
Tabla 39. Escalas para la valoración de factores de riesgo que generan accidentes de trabajo.....	136
Tabla 40. Escala de grado de peligrosidad.....	137
Tabla 41. Factor de ponderación	137

Tabla 42. Grado de repercusión137

GLOSARIO

B

Bell Nipple (Tubo campana): Tubo campana expandida en la parte superior de la sarta de perforación / revestimiento, que sirve como embudo para guiar las herramientas de perforación hacia el extremo superior del pozo, provista generalmente de una salida lateral para permitir que los fluidos de perforación fluyan de vuelta hasta el equipo de tratamiento del lodo en superficie a través de otra tubería inclinada denominada línea de flujo.

BOP: Válvula grande instalada en el extremo superior del pozo la cual puede cerrarse si se pierde el control de los fluidos de formación. Mediante el cierre de esta válvula (operada generalmente en forma remota a través de accionadores hidráulicos), generalmente retoma el control del hueco y se pueden iniciar los procedimientos para incrementar la densidad del lodo hasta que es posible abrir la BOP y mantener el control de la formación en términos de presión. También se denomina preventor de reventones.

BOP's: Conjunto de BOP utilizadas para controlar el pozo en caso de algún reventón.

Backreaming: Consiste en sacar la sarta de perforación rotando y con bomba, esta operación se ejecuta cuando se encuentran restricciones al sacar la sarta de perforación dentro de un hueco.

C

Cavings: Cortes de perforación generados por las brocas o por efectos de derrumbamiento del hueco.

Chock line (Línea de choque): Tubo de alta presión que sale del conjunto de BOP y va hasta el manifold o múltiple. Durante las operaciones de control de pozo, el fluido de baja presión fluye fuera del pozo a través de la línea de estrangulamiento hacia el manifold donde reduce la presión del fluido a la presión atmosférica. Está considerada dentro del sistema de control de pozos para controlar de manera correcta el hueco.

Corazonamiento: Actividad que consiste en extraer muestras de roca de la formación en forma cilíndrica para posteriores estudios litológicos y petrofísicos.

Corrida de Revestimiento: Actividad que consiste en bajar tubería de revestimiento al pozo, según la profundidad programada, con el fin de dar estabilidad a la sección de hueco perforada y dar mayor integridad a éste.

Corrida de Registros: Actividad que consiste en bajar la sonda de registros eléctricos al hueco para adquirir los datos reflejados por la formación los cuales posteriormente son correlacionados e interpretados.

D

Drill Pipe: Tubo generalmente de acero, con conexiones iguales en terminaciones llamadas tool joints y longitudes entre 10 y 45 pies.

Drill Out: Operación de perforar el tapón de cemento del revestimiento y el equipo de flotación.

E

Flow Line (Línea de flujo): Tubería que permite que los fluidos de perforación fluyan de vuelta hasta el equipo de tratamiento del lodo en superficie.

Flange (Brida): Elemento que une dos componentes de un sistema de tuberías / equipos, permitiendo ser desmontado sin operaciones destructivas, gracias a una circunferencia de agujeros a través de los cuales se montan pernos de unión.

K

Kill Line (Línea de matado): Tubo de alta presión que sale de las bombas de lodo del equipo de perforación hasta el conjunto de BOP. Es utilizada para bombear fluido de perforación por el anular en caso de que no se pueda bombear fluido por la sarta de perforación en una operación de control de pozo.

R

Rig Up: Alistamiento y/o arme de equipos.

Reaming: Rimar / Bajar sarta de perforación rotando y con bomba, esta operación se ejecuta cuando se encuentran restricciones al bajar la sarta de perforación dentro de un hueco.

Rig Down: Desarme de equipos.

S

Stinger: Herramienta utilizada en operaciones de cementación.

Side Track: Desviación de un hueco perforado originalmente.

Shakers: Corresponden a una serie de bandejas con mallas que vibran para remover los cortes perforados del fluido saliente (lodo). También llamadas zarandas.

Survey: Registro de desviación.

I

TOTCO: Herramienta de registro de desviación marca TOTCO, también llamado inclinómetro o péndulo invertido.

Test plug (Tapón de prueba): Herramienta utilizada para probar el conjunto de preventoras – BOP's.

W

Well Head Assembly (Cabezal del pozo): Herramienta que provee la base para el asentamiento mecánico de tubulares en superficie de forma concéntrica, capacidad para instalar en superficie un dispositivo de control de flujo y acceso hidráulico al anular para permitir el desplazamiento durante la cementación entre el casing y la sarta de perforación.

Wear bushing: Herramienta que provee protección a los sellos del cabezal de pozo durante las operaciones de perforación.

RESUMEN

TITULO: MANUAL OPERACIONAL Y DE SEGURIDAD INDUSTRIAL PARA EJECUTAR LAS ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN Y CORAZONAMIENTO DE POZOS ESTRATIGRÁFICOS PROFUNDOS “CASO BASE ANH-BVTURA-1-ST-P”

AUTOR: LEIDY ROCIO BARRERA MONGUI**

PALABRAS CLAVES: Perforación, Pozos Estratigráficos, ANH, Bvtura, Corazonamiento y Seguridad Industrial.

DESCRIPCIÓN:

Una de las principales causas raíz de accidentes en las operaciones de perforación de pozos petrolíferos es la falta de estandarización en los procesos o procedimientos operacionales. En consideración con lo anterior, el presente trabajo describe, estandariza y consolida los procedimientos de las diferentes operaciones de perforación y corazonamiento del pozo ANH-BVTURA-1-ST-P, menciona las herramientas, equipos y personal de operación responsable de ejecutar las tareas, e identifica los peligros, valora los riesgos y establece controles para minimizar significativamente la incidencia de los factores de riesgo, evitando accidentes de trabajo y enfermedades profesionales al personal expuesto; aplicando la metodología que presenta la Guía Técnica Colombiana - GTC 45.

Teniendo en cuenta los procedimientos operacionales y el diagnóstico de condiciones de trabajo o panorama de factores de riesgo, es posible aplicar mayor control operativo, instruir a los trabajadores en la prevención de incidentes y accidentes de trabajo generados por errores humanos o por falta de instrucción, propiciar una fácil comprensión de las operaciones a desarrollar, aplicar controles y medidas de seguridad, de tal modo que permitan mitigar los riesgos a los cuales el personal está expuesto.

De acuerdo con lo anterior, éstos procedimiento se pueden utilizar para pozos futuros, pero es necesario ajustarlos al caso particular, al entorno, condiciones, personal y a los equipos disponibles en el momento de realizar la operación. Adicionalmente, se requiere evaluar continuamente los factores de riesgo presentes en el área de trabajo para tomar las medidas necesarias, encaminadas a la seguridad del personal.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. Werney de Jesús Machuca Boada.

ABSTRACT

TITLE: OPERATIONAL SAFETY MANUAL TO PERFORMED DRILLING AND CORING JOBS IN STRATIGRAPHIC WELLS "BASE CASE ANH-BVTURA-1-ST-P"^{*}

AUTHOR: LEIDY ROCIO BARRERA MONGUI^{**}

KEY WORDS: Drilling, Stratigraphic Wells, ANH, BVTURA, Coring, Industrial Safety.

DESCRIPTION:

One of the main causes of accidents in drilling oil wells is the lack of standardization in processes or operational procedures. In consideration of the foregoing, the present work describes, standardize and consolidates different procedures of drilling and coring of the well ANH-BVTURA-1-ST-P, mentions the tools, equipment and operating personnel responsible for executing the tasks and identifies hazards, assesses risks and establishes controls to significantly reduce the incidence of risk factors, avoiding work accidents and occupational diseases of personnel exposed, applying the methodology presented by the Colombian Technical Guide - GTC 45.

Taking in to account the operational procedures and the diagnosis of working conditions or risk factors panorama, you can apply more operational control, instruct workers on prevention of incidents and work accidents generated by human error or lack of instruction, facilitate easy understanding of the operations to develop, apply controls and safety measures, so as help mitigate the risks to which personnel are exposed.

According to the above, these procedures can be used for future wells, but it is necessary to adjust to the particular case, to the environment conditions, personnel and the available equipment at the time of the operation. Additionally, it is required to continuously assess the risk factors present in the work area to take steps aimed at the safety of personnel.

^{*} Grade Project

^{**} Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. . Director: Eng. Werney de Jesús Machuca Boada.

INTRODUCCIÓN

La universidad Industrial de Santander – UIS – y la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH – suscribieron el Contrato Interadministrativo Especifico No. 7 de 2010 enmarcado en el Convenio Marco de Cooperación No. 06 del 25 de Marzo de 2009, celebrado entre la UIS y la ANH, referente a la perforación del pozo estratigráfico profundo denominado ANH-BVTURA-1-ST-P, con el objeto de lograr el conocimiento geológico de la cuenca Tumaco y mejorar la prospectiva de los hidrocarburos de las cuencas sedimentarias del país.

Teniendo en cuenta lo anterior, es de vital importancia estandarizar los procesos o procedimientos, debido a que la falta de éstos, es una de las principales causas raíz de accidentes en las operaciones de perforación de pozos petrolíferos. El presente trabajo busca realizar un manual que documente, consolide y estandarice las operaciones de perforación y corazonamiento en el pozo ANH-BVTURA-1-ST-P, que sea de fácil implementación y manejo, además que sea de fácil difusión y que instruya a los trabajadores sobre los procesos, procedimientos y valoración de riesgos en cada actividad, lo anterior como parte de un programa de prevención de incidentes y accidentes del personal que interviene en la operación.

En consideración con lo anterior y para dar cumplimiento al objetivo planteado de: elaborar un manual operacional y de seguridad industrial aplicado a las actividades de perforación y corazonamiento de pozos estratigráficos profundos, caso base pozo ANH-BVTURA-1-ST-P, se estructuraron seis (6) capítulos de la siguiente manera:

- **Capítulo 1.** Contiene las generalidades del contrato No. 7 de 2010, así como información específica y operacional del pozo estratigráfico profundo ANH-BVTURA-1-ST-P.
- **Capítulo 2.** Describe los sistemas del equipo de perforación y sus partes.
- **Capítulo 3.** Menciona conceptualmente las operaciones básicas ejecutadas para perforar un pozo.
- **Capítulo 4.** Menciona conceptualmente las operaciones especiales ejecutadas en la perforación de un pozo.
- **Capítulo 5.** Describe detalladamente todos los procedimientos operacionales a ejecutar para perforar un pozo.
- **Capítulo 6.** Presenta conceptual y específicamente el panorama de factores de riesgos para cada una de las operaciones ejecutadas en el pozo ANH-BVTURA-1-ST-P.

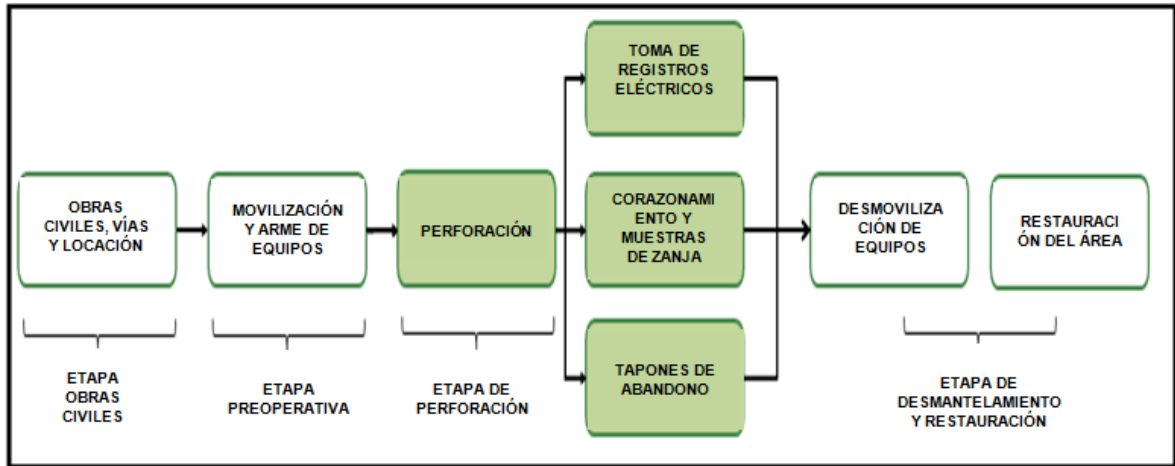
1. PERFORACIÓN POZOS ESTRATIGRÁFICOS PROFUNDOS

Para perforar cualquier tipo de pozo independiente del objetivo, es necesario desarrollar, además de las actividades técnicas, las actividades enmarcadas en el sistema de gestión HSE (Salud ocupacional, Seguridad industrial, Ambiente) y que se puedan analizar de cualquier información disponible de los pozos de correlación, para: Planear el pozo (ingeniería de detalle, programa de perforación), ejecutar el programa de perforación e incluir las lecciones aprendidas, de modo que sea posible minimizar los riesgos y las pérdidas, y se pueda comparar lo ocurrido con lo planeado para estandarizar en futuros proyectos.

Un pozo estratigráfico profundo, según la resolución 18 1495 de 2009 del Ministerio de Minas y Energía, es “aquel que se perfora con propósitos de reconocimiento y muestreo de la columna estratigráfica, sin objetivo hidrocarburífero¹”. Teniendo en cuenta lo anterior, en la figura 1, se ilustran las etapas necesarias comprendidas en la ejecución un pozo estratigráfico, destacando la etapa de perforación.

¹ COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 18 1495 (2, septiembre, 2009). Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos. Bogotá, D.C.: El ministerio, 2009. p. 6.

Figura 1. Etapas de ejecución de un pozo estratigráfico



Fuente. El autor del proyecto

1.1 GENERALIDADES DEL PROYECTO

Dentro del Convenio Marco de Cooperación No. 06 del 25 de marzo de 2009, celebrado entre la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y la Universidad Industrial de Santander (UIS), se suscribió el Contrato Interadministrativo Específico No. 7 de 2010² entre la ANH y UIS, referente a la perforación del pozo estratigráfico profundo denominado ANH-BVTURA-1-ST-P, ubicado en la cuenca Tumaco.

El pozo ANH-BVTURA-1-ST-P, se perforó verticalmente hasta una profundidad total (*Total Depth* – TD) de 12.137 pies de profundidad, se corazonó y recuperó muestras de roca en diferentes intervalos según la prognosis geológica y las condiciones operacionales, se registró para el conocimiento geológico de la cuenca Tumaco y finalmente se abandonó. La información general del pozo ANH-BVTURA-1-ST-P se presenta en la tabla 1.

² COLOMBIA. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS - ANH Y UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER – UIS. Contrato Interadministrativo específico No. 7 (29, septiembre, 2010). 2010. 18 p.

Tabla 1. Información general pozo ANH-BVTURA-1-ST-P

INFORMACIÓN GENERAL	
Compañía Operadora	Universidad Industrial de Santander
Nombre del pozo	ANH-BVTURA-1-ST-P
Trayectoria	Vertical
Clasificación	Estratigráfico
Profundidad (TVD)	12.137 pies (NMR)
Región	Cuenca Tumaco
Nombre del taladro	Rig 07
Contratista del taladro	Erazo Valencia S.A
Elevación del terreno	66,93 pies s.n.m
Elevación de la mesa	20 pies
Coordenadas Planas Magna Sirgas	N: 922.685
Origen Bogotá	E: 674.144
Coordenadas Geográficas	Latitud: 3° 53' 27,73" N Longitud: 77° 0' 40,37" W

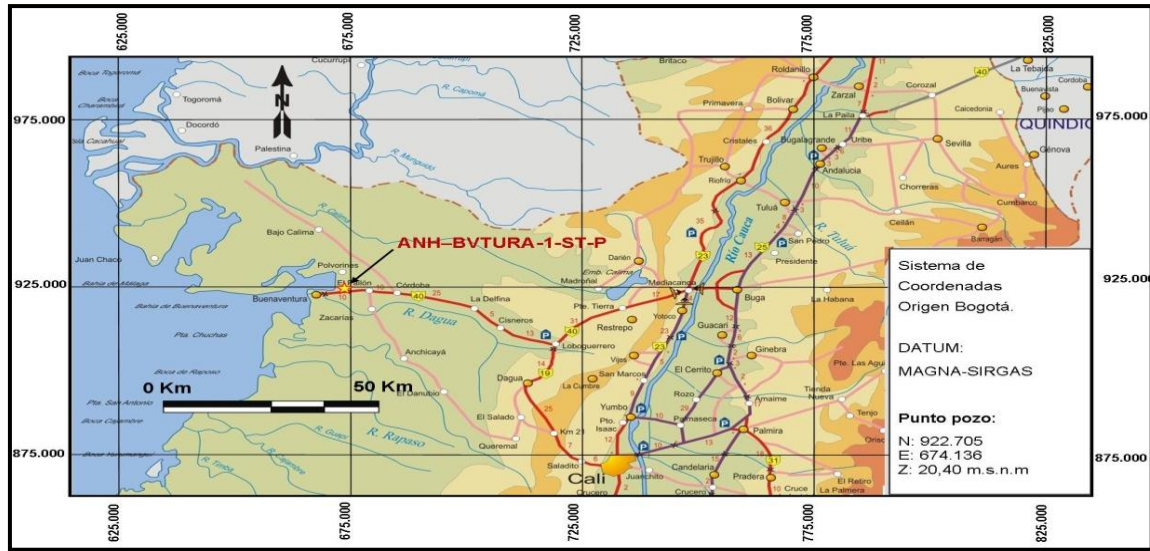
Fuente. UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Informe final pozo ANH-BVTURA-1-ST-P. Contrato Interadministrativo No. 7 UIS-ANH (Convenio Marco de Cooperación No. 06 de 2009)

1.2 LOCALIZACIÓN DEL POZO

El pozo estratigráfico ANH-BVTURA-1-ST-P, se localizado en la vía alterna – Interna, aproximadamente a 6,5 kilómetros del barrio Isla de la Paz, perteneciente a la comuna 6 en el municipio de Buenaventura, departamento del Valle del Cauca (Ver figura 2)³.

³UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Informe final pozo ANH-BVTURA-1-ST-P. Contrato Interadministrativo No. 7 UIS-ANH (Convenio Marco de Cooperación No. 06 de 2009).

Figura 2. Localización del pozo estratigráfico ANH-BVTURA-1-ST-P

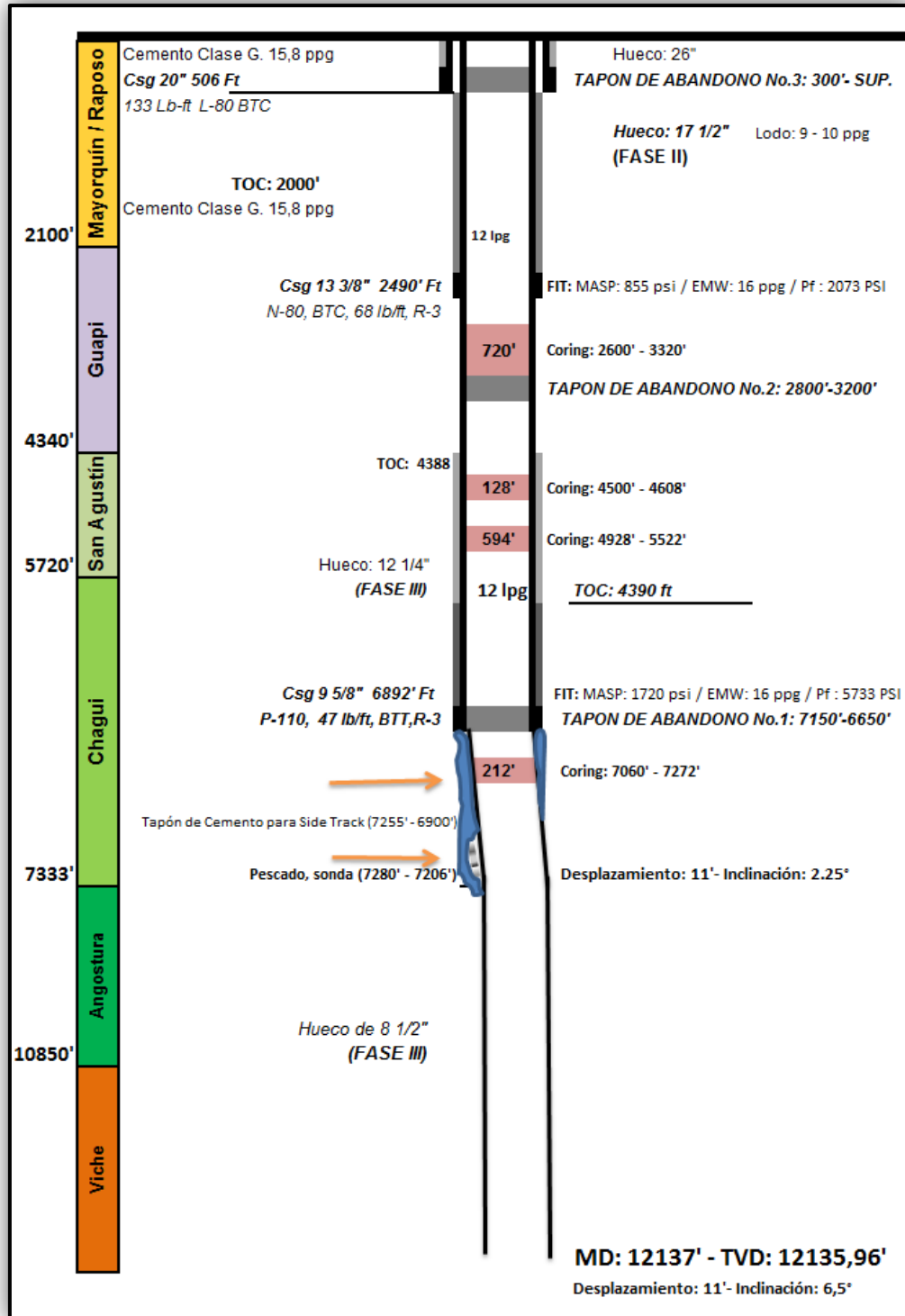


Fuente. Modificado del mapa vial de INVIAS

1.3 ESTADO MECÁNICO FINAL DEL POZO ANH-BVTURA-1-ST-P

El estado mecánico del pozo ANH-BVTURA-1-ST-P consta de cuatro fases. La primera fase se perforó con broca de 26 pulgadas de diámetro, desde superficie hasta 510 pies de profundidad y bajó revestimiento de 20 pulgadas para tener integridad de la formación y poder controlar el pozo en caso de influjo. Seguidamente, se perforó la segunda fase con broca de 17 ½ pulgadas de diámetro, hasta 2.500 pies de profundidad y se bajó revestimiento de 13 ¾ pulgadas de diámetro para controlar la inestabilidad del pozo. Posteriormente, se ejecutó la tercera fase la cual se perforó con broca de 12 ¼ pulgadas de diámetro, hasta 7.280 pies de profundidad y se bajó revestimiento de 9 ⅝; al igual que la fase anterior, el objetivo era controlar la inestabilidad del pozo. Finalmente, la cuarta fase se perforó con broca de 8 ½ pulgadas de diámetro, hasta 12.137 pies (TD) y no se bajó revestimiento teniendo en cuenta que se planeó para ser abandonado. La figura 3, muestra el estado mecánico final del pozo con tapones de abandono.

Figura 3. Estado mecánico final del pozo con tapones de abandono

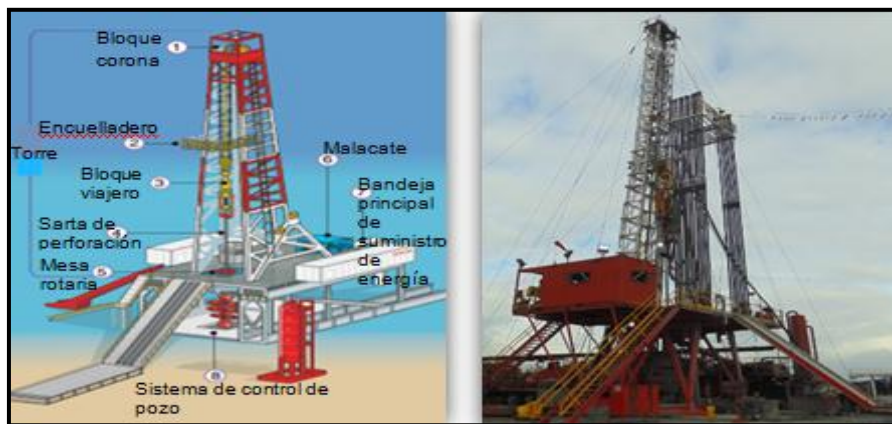


Fuente. Tomado de reporte diario de perforación No.107

2. EQUIPO DE PERFORACIÓN

Las operaciones de perforación se llevan a cabo mediante el uso de equipos especiales, cuyo conjunto se denomina taladro de perforación rotatoria (Ver figura 4). Dichos equipos deben garantizar la ejecución de las operaciones en el pozo de la forma más económica, técnica y segura posible⁴.

Figura 4. Taladro de perforación (Taladro Erazo Valencia – Rig 7)



Fuente. Proyecto Pozos Estratigráficos Profundos

2.1 COMPONENTES DEL EQUIPO DE PERFORACIÓN

Un taladro de perforación rotatoria, se compone de cinco sistemas principales como:

⁴ ECOPETROL S.A. Vicepresidencia de exploración y producción. Selección de equipos. En: Manual de operaciones de perforación, 1994. p. 3.

2.1.1 Sistema de rotación. Es aquel que trasmite la rotación a la sarta de perforación y permite el avance de la broca desde superficie hasta la profundidad programada. Dentro de los componentes de este sistema se tienen (Ver figura 5):

- **Mesa rotaria:** Tiene como objetivo proporcionar el movimiento giratorio, que en conjunto con los bujes es transmitido al top drive, a la unión giratoria (*swivel*) y a la sarta de perforación.
- **Top drive:** Permite transmitir rotación y peso sobre la broca, soportar el peso de la sarta de perforación y transportar el fluido de perforación de la unión giratoria (*swivel*) a la sarta de perforación.
- **Unión giratoria (*Swivel*):** Se encuentra conectada al gancho, top drive y manguera por la cual entra el lodo. Ésta impide que el gancho y el bloque viajero roten con el top drive.
- **Sarta de perforación:** Es el enlace mecánico que conecta el sistema de superficie con la broca de perforación y conduce en su interior el fluido de perforación.

Los componentes de la sarta de perforación son⁵:

- ✓ Tubería de perforación (*dill pipe*).
- ✓ Tubería de perforación pesada (*heavy weight drill pipe*).
- ✓ Collar de perforación (*drill collar*).
- ✓ Martillo de perforación (*drilling jar*).
- ✓ Estabilizadores.
- ✓ Broca de perforación.

⁵ SCHLUMBERGER. Drilling school. Diseño de sarta de perforación. Sección 4.

Figura 5. Equipos del sistema de rotación. Equipo de perforación EVSA



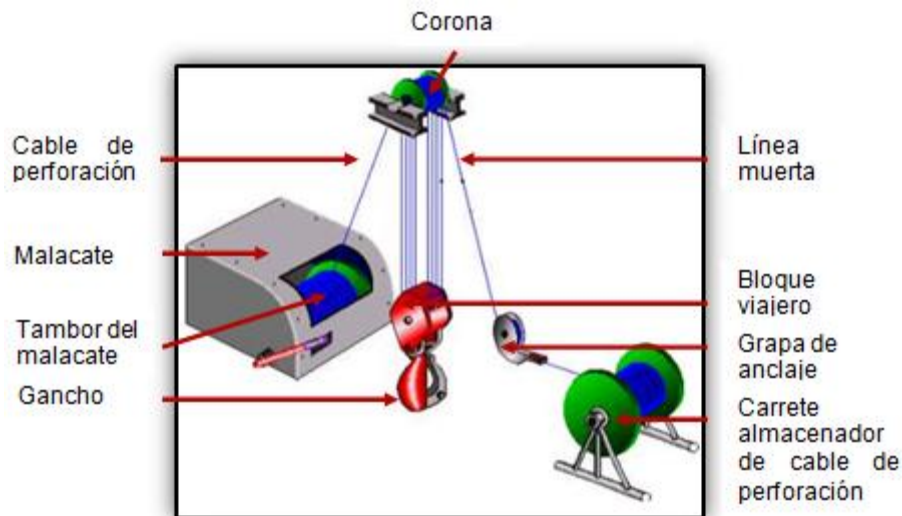
Fuente. Equipo de Operaciones UIS

2.1.2 Sistema de levantamiento. El sistema de levante o sistema de movimiento de tubería tiene como funciones básicas (Ver figura 6):

- “Soportar el peso de la sarta de perforación.
- Llevar hacia adentro y hacia afuera (sistema de movimiento vertical), según el caso, la sarta de perforación o revestimiento.
- Mantener el peso aplicado sobre la broca durante la perforación y el rimado (Repasar el hueco)”⁶.

⁶ DATALOG. Manual de perforación. Procedimientos y operaciones en el pozo. 3 ed. Calgary. 2001. p. 20.

Figura 6. Esquema del sistema de izado



Fuente. Modificado de programa de entrenamiento acelerado para supervisores. Especificación y selección de equipos de perforación. IPM-Schlumberger

Equipo para izaje de cargas

Para realizar el levantamiento de cargas se requiere de equipos que permitan cumplir con las funciones del sistema mencionado anteriormente. Tales equipos se definen a continuación y se muestran en la figura 7.

- **Malacate:** Es el elemento que utiliza la energía del sistema de potencia para aplicarle una fuerza al cable de perforación y así aumentar o disminuir la capacidad de carga a través del mismo.

Soporta todo el peso de la sarta de perforación y el revestimiento; es el encargado de bajar y elevar la sarta mediante el cable de perforación que se encuentra enrollado sobre un tambor.

- **Cable de perforación:** Es el medio por el cual se transmite la potencia del malacate al gancho. Este cable se enrolla y desenrolla sobre el tambor del malacate y pasa a través del conjunto fijo de poleas en la corona y las poleas

del bloque viajero, el cual queda suspendido de la torre por un número de líneas, generalmente 8, 10 o 12. Seguidamente, uno de sus extremos (línea muerta) pasa a un carrete y se engancha en la grapa de anclaje donde se almacena el cable desgastado. Posteriormente, una vez se ha cumplido con el programa de toneladas/millas, se procede a realizar la corrida y corte del cable de perforación, teniendo en cuenta que en esta operación el cable se somete a condiciones muy severas más que cualquier elemento del sistema de potencia.

- **Bloque corona y bloque viajero:** El bloque corona es estacionario y está firmemente montado en la parte superior de la torre de perforación. Contiene una serie de poleas que enrollan el cable de perforación el cual pasa posteriormente a través del bloque viajero y sube nuevamente hasta el bloque corona, para luego engancharse a la grapa de anclaje.
- **Gancho:** Conecta la kelly o el top drive con el bloque viajero. Este cuelga debajo del bloque viajero soportando la unión giratoria (*swivel*) y la carga de toda la sarta según la operación a ejecutar.
- **Brazos y elevadores:** El elevador es una herramienta que se abre y cierra alrededor del cuello de la tubería, éste a su vez se encuentra colgado del bloque viajero por los brazos donde el movimiento vertical es aplicado por el malacate. Son usados para llevar la tubería a la posición requerida y así poder ejecutar una operación determinada.
- **Cuñas para tubería:** Es una herramienta de manejo que se utiliza para sostener la sarta de perforación cuando la tubería no está suspendida del gancho. Éstas se sitúan alrededor del cuello de la tubería y se van bajando hasta que se cierran dentro de la rotaria.

- **Llaves de potencia:** Son usadas para apretar o para soltar las conexiones entre juntas de tuberías. Estas llaves se suspenden con cables desde la torre y por medio de una cadena es posible aplicarles tensión. Se usan dos, cada una ubicada a cada lado de la conexión de tal manera que la llave inferior pueda sostener la tubería en su sitio, mientras que la superior suelta o ajusta la conexión.

Figura 7. Equipos del sistema de levantamiento. Equipo de perforación EVSA

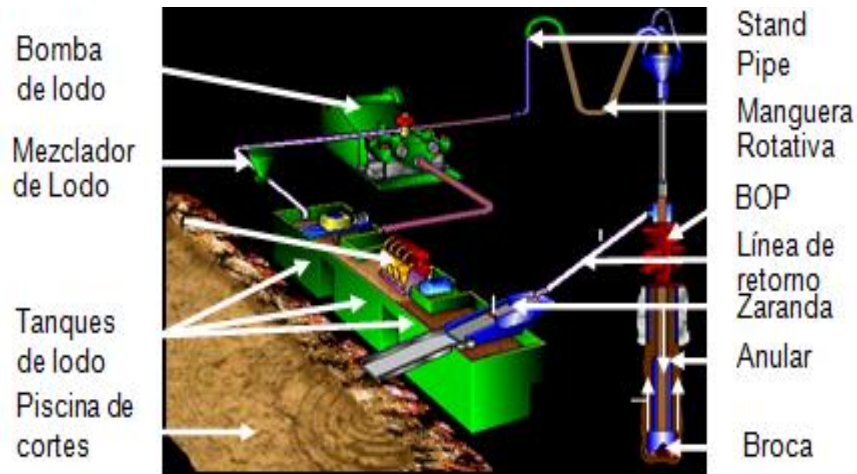


Fuente. Equipo de Operaciones UIS

2.1.3 Sistema de circulación. Es el encargado de extraer los cortes de roca del pozo durante el proceso de perforación; esto lo hace en un ciclo cerrado, debido a que transporta el fluido de perforación acondicionado, lo recupera, limpia y trata en superficie para dejarlo en las condiciones requeridas, de tal modo que se pueda volver a circular al pozo.

El ciclo cerrado de la circulación del fluido de perforación mencionado anteriormente, comienza en los tanques de lodo en los cuales se prepara el mismo; las bombas extraen el lodo de los tanques y lo llevan por la línea de descarga hacia la tubería parada (*stand pipe*) y la manguera rotativa, conduciéndolo desde la sarta de perforación hasta la broca, en donde el mismo retorna por el espacio anular del pozo (espacio entre la sarta de perforación y las paredes del hueco) arrastrando con él los cortes generados por la broca al perforar y/o el derrumbe de la formación. Una vez el lodo llega a superficie se realiza un proceso de control de sólidos y tratamiento químico permitiendo que éste quede en condiciones óptimas para continuar circulándolo al pozo. Un sistema de circulación y los equipos empleados se muestra en las figuras 8 y 9 respectivamente.

Figura 8. Sistema de circulación en perforación rotaria



Fuente. Modificado de Halliburton Company. Circulación y equipos de tratamiento de lodo. Vol 4

Figura 9. Equipos del sistema de circulación. Equipo de perforación EVSA



Fuente. Equipo de Operaciones UIS

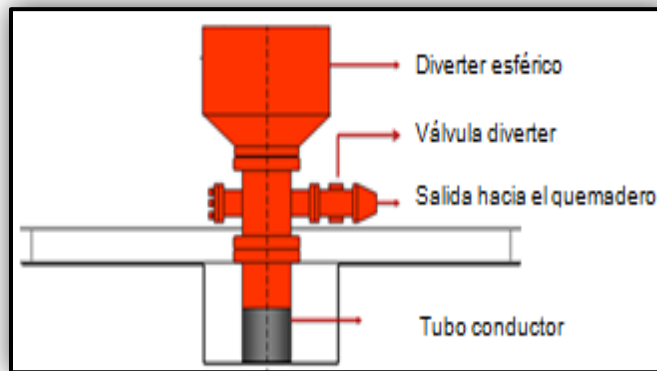
2.1.4 Sistema de control de pozos. Tiene como función controlar una patada de pozo, la cual resulta de una entrada repentina de fluidos de formación a alta presión en el mismo. Si ésta no se controla debidamente puede convertirse en un reventón y ocasionar pérdidas de vidas humanas, daños severos al equipo de perforación, contaminación del medio ambiente y pérdidas económicas.

La manera de controlar dicha patada de pozo en forma general, consiste en cerrar el pozo de tal manera que el flujo de fluidos de formación permanezca bajo control. Lo anterior se realiza con un conjunto de válvulas preventoras y sellos, BOP o *Blow Out Preventors* por sus siglas en inglés y el acumulador con su sistema de soporte denominado manifold de estrangulamiento y línea para matar.

Equipos de control de pozos

- **Desviador de flujo (*Diverter*):** Conjunto de BOP que se utiliza para perforar el hueco de superficie (fase inicial de la perforación de un pozo), donde se espera una presión de fractura muy baja. Se emplea para desviar cualquier flujo de fluido de un pozo por una o varias líneas hacia el quemadero, el cual se encuentra lejos del taladro y del personal. El conjunto de BOP mencionado se muestra en la figura 10.

Figura 10. Diverter



Fuente. Modificado de Erazo Valencia S.A / Documentación pozo ANH-BVTURA-1-ST-P

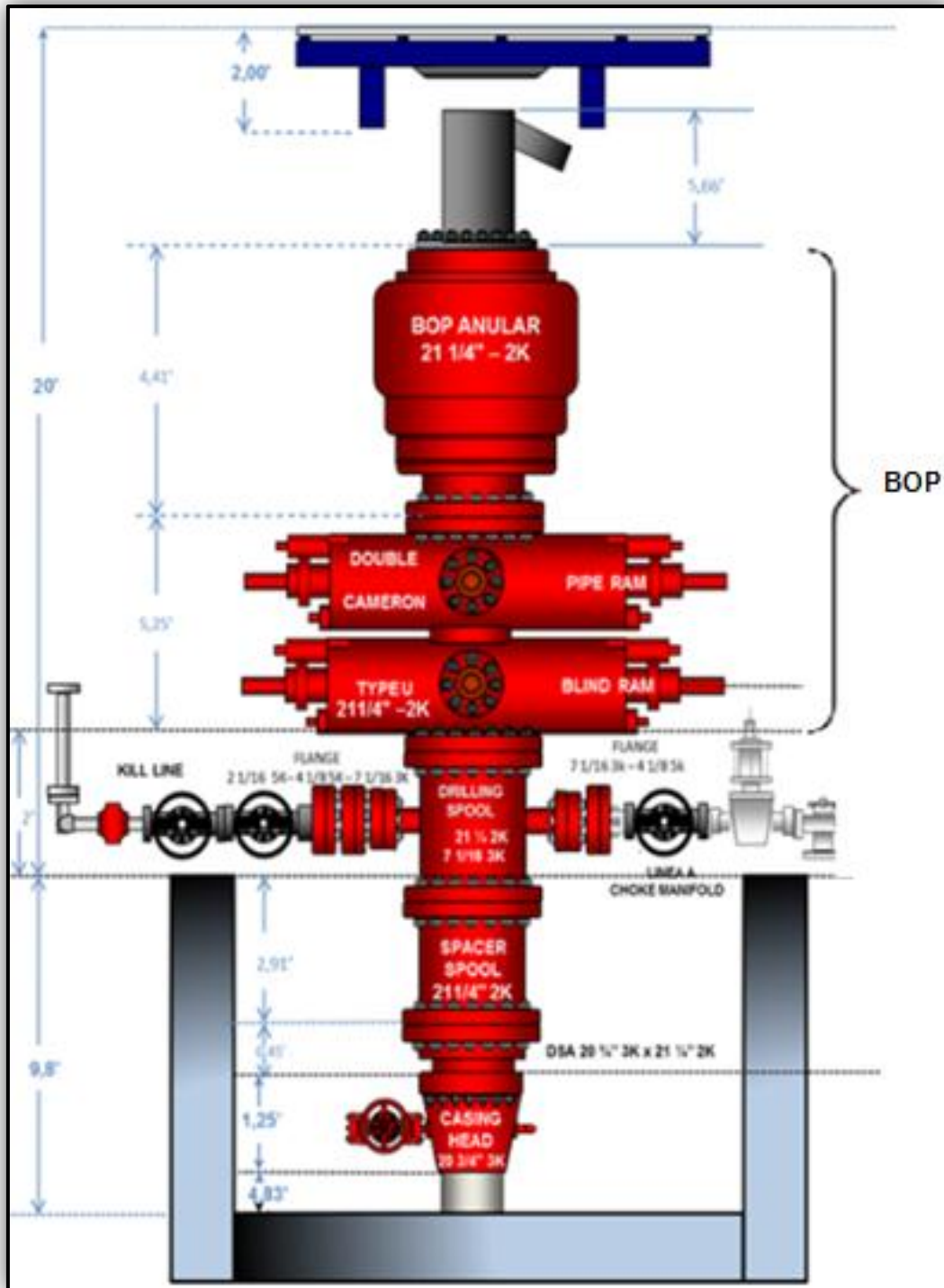
- **Conjunto de preventoras o *Blow Out Preventors*:** Son usadas para cerrar el anular o el pozo completamente, con o sin tubería dentro de él. Está compuesto por un preventor anular, arietes ciegos (*blind rams*) y arietes de corte simples y/o dobles (*double pipe rams*).
- **Acumulador:** Es una unidad acumuladora de presión que provee una forma rápida, confiable y practica de cerrar la preventora (BOP) en caso de influjo.
- **Línea de choque (*Chock Line*):** Tubo de alta presión que sale del conjunto de BOP y va hasta el manifold o múltiple. Durante las operaciones de control

de pozo, el fluido de baja presión fluye fuera del pozo a través de la línea de estrangulamiento hacia el manifold.

- **Manifold de estrangulamiento (*Chock Manifold*):** Mantiene el hueco perforado bajo suficiente contrapresión para impedir un influjo adicional de los fluidos de formación en éste.
- **Línea para matar el pozo (*Kill Line*):** Esta línea se utiliza para bombear el fluido de perforación al hueco para controlar o matar el pozo en caso de un influjo.
- **Espaciador (*Spacer Spool*):** Permite dejar el espacio necesario para colgar la tubería y lograr que las BOP queden al nivel del contrapozo.

En la figura 11 se presenta el esquema de BOP utilizado en el pozo Buenaventura 1 para perforar la primera fase que comprendió el Intervalo (Int.) de superficie a 510 pies de profundidad. Éste conjunto de control de pozos se muestra detalladamente en la figura 12.

Figura 11. Esquema de BOP



Fuente. Erazo Valencia S.A / Documentación pozo ANH-BVTURA-1-ST-P

Figura 12. Equipos del sistema de control de pozos. Equipo de perforación EVSA



Fuente. Equipo de Operaciones UIS

2.1.5 Sistema de energía Es el sistema encargado de generar energía aprovechable por los diferentes sistemas que componen el equipo de perforación. Adicionalmente, también suministra la energía para el alumbrado eléctrico, para las compañías de servicios, entre otros. Normalmente, esta fuente de energía es una planta eléctrica movida por un motor diesel (Ver figura 13)⁷.

Figura 13. Equipos de energía. Equipo de perforación EVSA



Fuente. Equipo de Operaciones UIS

⁷ Ibid., p. 20.

3. OPERACIONES BÁSICAS PARA PERFORAR UN POZO

La ejecución de las operaciones de perforación de manera segura y eficiente es responsabilidad de la compañía de servicios; así mismo, para ejecutar el programa de perforación que consolida el diseño del hueco, diámetros, intervalos, profundidades de revestimientos, entre otros, se requiere discutir y planear las actividades diarias con el personal del equipo de perforación, compañía de servicios y líderes del proyecto.

3.1 FASES DE LA PERFORACIÓN

Las fases de un pozo son planeadas y establecidas en el plan de diseño del pozo. Éstas involucran diferentes operaciones, las cuales se describen a continuación:

3.1.1 Fase I – Hueco conductor. Normalmente, la perforación de un pozo la precede la instalación de un tubo conductor, fijado durante la construcción del contrapozo. Posteriormente, se continúa con la instalación del conjunto de BOP (*diverter*) para desviar el flujo de gas del pozo hacia el quemadero.

3.1.2 Fase II - Hueco de superficie. Se inicia con la perforación del hueco desde superficie hasta TD o profundidad programada con la sarta previamente inspeccionada. Se desinstala el conjunto de BOP y se acondiciona para bajar registros eléctricos. Luego de asegurar la estabilidad del hueco, se corren los registros eléctricos los cuales suministran información para identificar posibles zonas potenciales de hidrocarburos. Se acondiciona el hueco para bajar revestimiento de superficie y se baja el mismo para disponer de la integridad de la formación y poder controlar el pozo en caso de influjo. Seguidamente se procede a

cementar el revestimiento con *stinger* de tal manera que retorne cemento en superficie. Terminada ésta operación se espera el fragüe del cemento.

Fraguado el cemento se instala la sección A y las preventoras (BOP).

3.1.3 Fase III – Hueco Intermedio. Se inicia con la perforación del cemento y prueba de integridad de la formación. Posteriormente se continúa perforando, se acondiciona el hueco para bajar registros eléctricos y se corren los registros eléctricos.

Se acondiciona el hueco para bajar revestimiento, se baja el mismo y se procede a cementar de manera convencional. Terminada ésta operación se espera el fragüe del cemento y se instala la sección B y las preventoras (BOP).

3.1.4 Fase n. Se perforan el número de fases previamente establecidas en el diseño del pozo y se taponan y abandona según la Forma 10 A CR del Ministerio de Minas y Energía.

3.2 CORAZONAMIENTO⁸

El corazonamiento es una operación realizada para cortar y extraer una muestra cilíndrica de la roca íntegra de una formación productiva o de interés para análisis de laboratorio. Por medio del corazonamiento es posible recuperar una muestra intacta de la roca que conserva aún más propiedades y fluidos de la roca original que los cortes obtenidos en la perforación convencional. El corazonamiento puede realizarse para evaluación precisa de la formación o estructural, o más específicamente para obtener un núcleo para evaluación del reservorio.

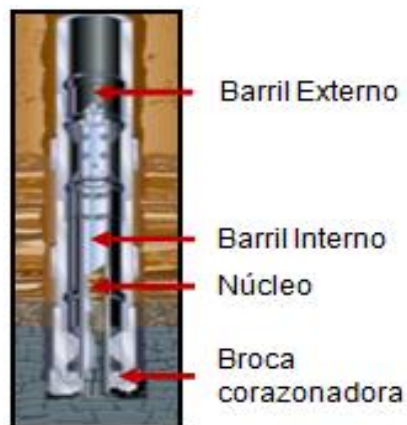
⁸ Ibid., p. 79

Aunque el corazonamiento es una operación muy costosa de realizar, proporciona muy valiosa información para determinar porosidad, permeabilidad, litología, contenido de fluidos, ángulo de inclinación, edad geológica y potencial productor de la formación.

3.2.1 Métodos de corazonamiento

- ✓ **Corazonamiento convencional:** El barril externo se encuentra conectado con barril interno (barril corazonador) que almacena el núcleo lo cual no permite que éste sea pescado, de tal manera que se requiere sacar la sarta de perforación del pozo con el barril corazonador con el fin de recuperar el núcleo una vez se ha terminado de corazonar.
- ✓ **Corazonamiento con cable (*Wireline*):** El barril interno queda suelto dentro del barril externo lo cual permite una vez finalizada la operación de corazonamiento que este sea pescado con cable al bajar una herramienta de pesca (*overshot*) sin necesidad de sacar la sarta, con el fin de recuperar el núcleo (Ver figura 14).

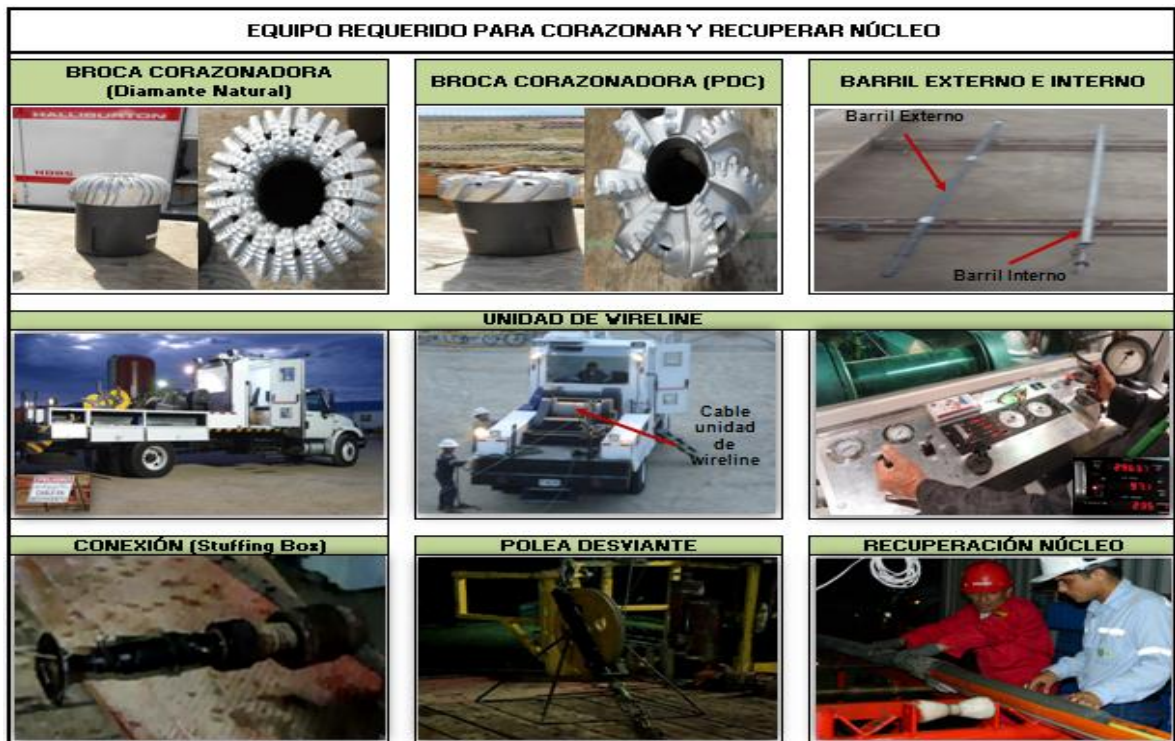
Figura 14. Sarta de corazonamiento



Fuente. Modificado de Wireline Coring. Halliburton. Presentación DWOP Buenaventura

En la figura 15, se muestra el equipo requerido que suministra la compañía de servicios para ejecutar la operación de corazonamiento y recuperación del núcleo.

Figura 15. Equipo para corazonar y recuperar núcleo



Fuente. Equipo de Operaciones UIS

3.2.2 Preservación del núcleo (Corazón). Este trabajo es realizado, normalmente por la compañía encargada de efectuar los diferentes análisis en el laboratorio⁹. Un buen trabajo de preservación y manejo del núcleo garantiza el éxito en los estudios litológicos y petrofísicos de la muestra tomada.

En el capítulo 5 se detalla el procedimiento para preservación y manejo del núcleo.

⁹ Ibid., p. 30.

3.3 ACONDICIONAMIENTO DEL HUECO

Son aquellos trabajos necesarios para dejar el hueco en las condiciones óptimas que permitan ejecutar las operaciones posteriores sin problemas.

Consiste en trabajar la sarta de perforación arriba y abajo (viaje de tubería) con el fin de limpiar el hueco después de cada sencillo o parada perforada y asegurar una buena estabilidad del mismo, evitando derrumbes. Dichas paradas pueden ser dobles o tripes (dos o tres juntas) y se determinan de acuerdo a la altura de la torre de perforación.

Las operaciones más importantes por las cuales se realiza el acondicionamiento del hueco son:

- Llegar a la profundidad final de una fase o total del pozo.
- Cambiar de broca por baja velocidad de penetración, alto torque o cambio de fase.
- Realizar trabajos de pesca.
- Correr registros eléctricos en hueco abierto.
- Correr revestimiento.

En el capítulo 5 se detallan los procedimientos de las operaciones anteriormente mencionadas.

3.4 CORRIDA DE REGISTROS ELÉCTRICOS EN HUECO ABIERTO

Tienen como objetivo la localización y evaluación de los yacimientos de hidrocarburos. Suministran información como¹⁰:

- Mapeo estructural del subsuelo.

¹⁰ HALLIBURTON Company / WELEX. Introducción al análisis de los registros de pozo. 2006. p. 4

- Litología.
- Identificación, profundidad y espesor de las zonas productoras.
- Propiedades de las rocas y/o fluidos presentes en estas.

Los registros eléctricos se corren una vez se ha perforado la fase y antes de bajar el revestimiento, y cuando se ha alcanzado la profundidad total del pozo.

3.4.1 Registros eléctricos de evaluación de la formación. Los registros eléctricos permiten determinar parámetros importantes con el objetivo de encontrar posibles zonas potenciales de hidrocarburos. Éstos se clasifican en tres grupos generales como:

<p>Registros resistivos (Eléctricos)</p> <ul style="list-style-type: none"> •Potencial Espontáneo (SP) •Inducción •Laterolog •Micro-resistividad •Dipmeter
<p>Registros nucleares (Radioactivos)</p> <ul style="list-style-type: none"> •Neutrón •Rayos Gamma Espectral •Densidad
<p>Registros acústicos</p> <ul style="list-style-type: none"> •Sónico de velocidad acústico o sónico

A continuación se detalla la aplicación de cada uno de los registros de pozo anteriormente mencionados:

3.4.1.1 Registros resistivos (Eléctricos). Estos registros miden la resistividad de un fluido que se define como el impedimento o resistencia al flujo de la corriente eléctrica. La corriente eléctrica, transporta iones de sal (cloruro de sodio en solución) disueltos en el agua los cuales tienen cada uno carga eléctrica, de esta manera es posible apreciar que entre mayor sea la concentración de la sal en el agua, mayor es el incremento de la conductividad. En el caso contrario, el petróleo y el gas no son conductores de corriente eléctrica (resistivos), en consecuencia cuando parte del agua de la formación es desplazada por fluidos no conductores, la conductividad disminuye y la resistividad aumenta.

- **Registro potencial espontaneo o curva (SP):** La curva SP es una medida de las corrientes eléctricas que se producen dentro del pozo debido al contacto entre diversos fluidos con salinidades diferentes¹¹ (fluido de perforación y agua de formación). Ésta permite identificar la litología, espesor de las capas, permeabilidad y saturación del agua de formación.
- **Registro inducción:** Mide la conductividad de la formación y es muy efectivo en formaciones con porosidad de intermedia a alta¹².
- **Registro laterolog:** Se corre en formaciones de altas resistividades y funciona mejor en lodos conductivos (lodos base agua salada)¹³.
- **Registro micro-resistividad:** Miden la resistividad de la zona lavada y permiten determinar capas permeables.
- **Registro dipmeter:** Da una medida del buzamiento de las capas, midiendo pequeñas variaciones de la resistividad de una formación.

¹¹ Ibid., p. 22

¹² Ibid., p. 25

¹³ Registros eléctricos. [en línea] <<http://es.scribd.com/doc/20921479/registros-eléctricos>> [citado el 3 de febrero 2013]

3.4.1.2 Registros nucleares (Radioactivos)

- **Registro neutrón:** Se utilizan principalmente para delimitar las formaciones porosas, determinar su porosidad, yacimientos saturados con gas en formaciones limpias y la cantidad de hidrógeno en los espacios porosos como agua de la formación e hidrocarburos. Esta herramienta contiene una fuente la cual emite neutrones de alta energía, que colisionan con los núcleos de los átomos de la formación (por lo general átomos de Hidrógenos). Los neutrones pueden ser capturados por los núcleos de los átomos de las moléculas emitiendo rayos gamma o rebotados con una pérdida de energía.
- **Registro Rayos Gamma Espectral:** Permite determinar la litología. Esta herramienta efectúa la medición de los elementos naturalmente radiactivos en la formación (Potasio, Uranio y Torio), con el fin de adquirir un análisis del volumen y tipo de arcilla¹⁴.
- **Registro densidad:** El registro de densidad de formación determina la densidad de electrones en una formación bombardeándola con rayos Gamma. Estos colisionan con los electrones de la formación y sufren una pérdida de energía. El número de partículas que regresan es una función de la densidad de la formación¹⁵, de modo que en formaciones con una densidad baja la porosidad aumenta.

3.4.1.3 Registros acústicos

- **Registro de velocidad acústica o sónico:** Mide la velocidad del sonido en la formación y registra el tiempo de recorrido o tránsito, el cual es el recíproco de

¹⁴ WEATHERFORD. Servicios de wireline para pozo abierto. 2009. p. 31

¹⁵ DATALOG. Op. cit., p. 89.

la velocidad del sonido¹⁶. El tiempo de recorrido del sonido en una formación es principalmente función de la litología y de la porosidad. Por tanto a mayor densidad, se tiene un menor tiempo de recorrido y por tanto menor porosidad.

El Ministerio de Minas y Energía en la resolución 18 1495 artículo 26 toma de registros eléctricos, dice: “En todo pozo se deberán tomar como mínimo registros eléctricos de gamma ray (GR), potencial espontáneo (SP) y de resistividad, desde superficie hasta profundidad final¹⁷”, lo anterior indica que solo con los tres registros eléctricos mencionados por el Ministerio de Minas y Energía, es posible localizar formaciones con hidrocarburos.

En la figura 16, se muestra el equipo requerido que suministra la compañía de servicios para ejecutar la operación de corrida de los registros eléctricos.

Figura 16. Equipo para correr registros eléctricos



Fuente. Equipo de Operaciones UIS

¹⁶ HALLIBURTON COMPANY / WELEX. Op. cit., p. 22

¹⁷ COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Op. cit., p. 11.

3.5 CORRIDA DE REVESTIMIENTO

La corrida de revestimiento es una operación que se realiza una vez se han corrido los registros eléctricos en el pozo. Tiene como objetivo prevenir derrumbes de las paredes del hueco, evitar el movimiento de fluidos de una formación a otra, proveer los medios para controlar presiones del pozo, mejorar la eficiencia de la extracción del petróleo y gas de los pozos productores y generar estabilidad mecánica al hueco perforado, luego de ser cementado en el espacio anular (revestimiento y paredes del hueco).

3.5.1 Tubería de revestimiento (casing)¹⁸. Es una tubería de acero de pared delgada, con una geometría definida por el diámetro y el espesor del cuerpo que la conforma, generalmente sin costuras, con longitudes que oscilan entre los 16 a 40 pies, empleada para revestir los pozos de extracción de hidrocarburos o de conocimiento geológico.

En la figura 17, se muestra el equipo y accesorios requeridos que suministra la compañía de servicios para ejecutar la operación de corrida revestimiento, tales como: Herramienta para correr revestimiento o *casing running tool* por sus siglas en inglés (CRT), cuña tipo araña (*spider*), brazos, llave aguantadora de faja, elevador de compuerta lateral, centralizadores, anillos, zapato y collar flotador, entre otros.

¹⁸ PEMEX. Enciclopedia del petróleo. Tuberías. Tomo 5. p. 7

Figura 17. Equipo y accesorios para correr revestimiento



Fuente. Equipo de Operaciones UIS

3.6 CEMENTACIÓN DE POZOS

La cementación es un proceso que consiste en mezclar cemento seco y ciertos aditivos con agua, para formar una lechada de cemento que es bombeada al pozo y de esta manera cumplir unos objetivos específicos.

El cumplimiento de los objetivos en la perforación de un pozo, depende en gran parte de la eficacia del trabajo de cementación, el cual a su vez, está involucrado con la exactitud de los datos que se midan o calculen para la elaboración del diseño.

3.6.1 Clasificación de la cementación. La cementación se clasifica de acuerdo con los objetivos que se quieren en:

3.6.1.1 Cementación Primaria. Es la operación que se realiza inmediatamente después de la corrida de revestimiento en el pozo. Consiste en colocar cemento en el espacio anular (entre la tubería de revestimiento y la formación expuesta) de modo que al fraguarse o endurecerse permita:

- Proporcionar adherencia y soporte del revestimiento; para continuar con las siguientes operaciones de perforación en el pozo.
- Aislar formaciones con diferentes fluidos, presiones de poro y fractura.
- Restringir el paso de los fluidos a través de las formaciones; el cemento fraguado no debe permitir la comunicación entre formaciones o migración de fluidos a superficie.
- Proteger el revestimiento de la corrosión; debido a que algunas formaciones posean fluidos agresivos tales como: salmueras, ácidos sulfúricos, dióxido de carbono. El contacto prolongado entre el revestimiento y estos fluidos puede llevar a la corrosión y destrucción completa del revestimiento.
- Proteger el revestimiento de los esfuerzos durante la perforación (cargas axiales), estallido y colapso para continuar con las actividades programadas.

3.6.1.2 Cementación Secundaria o forzada. Es el proceso que consiste en inyectar cemento a presión a través de disparos o ranuras en la tubería de revestimiento al espacio anular. Estas operaciones pueden ser desarrolladas durante la perforación o la terminación de un pozo o para su reparación o posterior intervención.

Los objetivos principales de la cementación forzada son:

- Mejorar el sello hidráulico entre dos zonas que manejan fluidos.
- Eliminar la intrusión de agua al intervalo productor.
- Reducir la relación de gas-aceite.
- Sellar un intervalo explotado.
- Sellar un intervalo que se seleccionó incorrectamente.

- Corregir una canalización en la cementación primaria.
- Corregir una anomalía en la tubería de revestimiento.

3.6.1.3 Tapones de cemento. Es la técnica balanceada de colocación de un volumen relativamente pequeño de cemento a través de una tubería de perforación, de producción, o con auxilio de herramientas especiales, en una zona determinada, en hueco descubierto o tubería de revestimiento. Su finalidad es proveer un sello contra el flujo vertical de los fluidos o proporcionar un soporte para el desvío de la trayectoria del pozo.

Los objetivos de los tapones de cemento son:

- Soporte para desviar la trayectoria del pozo.
- Taponar una zona del pozo o abandonar el pozo.
- Sellar una zona de pérdida, rellenar cavernas o estabilizar zonas en la etapa de perforación.

3.6.2 Componentes de la Cementación. Uno de los componentes primordiales para un trabajo de cementación es la lechada de cemento y su composición.

Figura 18. Componentes de la lechada de cemento



Fuente. El autor del proyecto

A continuación se hará una breve descripción de los componentes y características de una lechada de cemento.

- **Cemento**

El cemento debe cumplir los requerimientos químicos, físicos y de comportamiento en mezcla, de acuerdo con la norma API SPEC 10.

API ha establecido las clases de cemento con parámetros mínimos y máximos de los componentes químicos, la adición de agua, pureza, tiempo de fragüe mínimo, resistencia a la compresión mínima y contenido de agua libre. Debido a esta variedad de factores, un trabajo de cementación puede ser adaptado a una amplia gama de necesidades¹⁹.

- **Clasificación de los cementos**

En Colombia las clases de cementos más utilizadas para la cementación de revestimientos son la clase A y clase G (Ver tabla 2).

Tabla 2. Clasificación API del cemento

CLASE API	PROFUNDIDAD	TEMPERATURA ESTÁTICA DE FONDO DE POZO (BHST)	RESISTENCIA A LOS SULFATOS	CARACTERISTICAS
A	(0-1830) metros ó (0-6000) ft	(27-77) °C ó (80-170) °F	Ordinaria	Se emplean donde no se requieran propiedades especiales.
B	(0-1830) metros ó (0-6000) ft	(27-77) °C ó (80-170) °F	Moderada	Se emplean donde se requieran propiedades especiales.
C	(0-1830) metros ó (0-6000) ft	(27-77) °C ó (80-170) °F	Ordinaria, moderada y alta	Se emplean donde se requiera alta resistencia a la compresión temprana.
D	(1830-3050) metros	(77-110) °C ó (170-	Moderada y alta	-

¹⁹ WEATHERFORD. Cementing Program. 1986. p 14

CLASE API	PROFUNDIDAD	TEMPERATURA ESTÁTICA DE FONDO DE POZO (BHST)	RESISTENCIA A LOS SULFATOS	CARACTERÍSTICAS
	ó (6000-10000) ft	230)°F y presión moderada		
E	(3050-4270) metros ó (10000-14000) ft	(77-110) °C ó (170-230) °F y alta presión	Moderada y alta	-
F	(3050-4880) metros ó (10000-16000) ft	(110-160) °C ó (230-320) °F y donde existe alta tensión	Moderada y alta	-
G	(0-2438) metros ó (0-8000) ft	(27-93) °C ó (80-200) °F	Moderada y alta	Pueden modificarse con aceleradores y retardadores para usarlos en un amplio rango de condiciones de presión y temperatura. Están fabricados con especificaciones más rigurosas tanto físicas como químicas, por ello son productos más uniformes.
H	(0-2438) metros ó (0-8000) ft	(27-93) °C ó (80-200) °F	Moderada	No requiere la adición de sulfato de calcio o agua.
J	(3660-4880) metros ó (12000-16000) ft	(min 110) °C ó (min 230) °F	Alta	No requiere el empleo de polvo sílice, que evite la regresión de la resistencia a la compresión.

Fuente. Modificado de WEATHERFORD. Cementing Program. 1986.

- **Agua de mezcla**

Es el primer fluido que el cemento y los aditivos encuentran. Si el agua de mezcla contiene químicos orgánicos o inorgánicos disueltos, ellos reaccionan en forma diferente que con agua pura y limpia. El agua puede contener impurezas debido a una fuente de contaminación, procedimientos de mezclado no limpios, almacenaje o tanques de transporte sucios.

- **Aditivos de cementación**

Las lechadas preparadas con materiales de cementación son tratadas con diversos aditivos para modificar el tiempo de fraguado, las propiedades reológicas y filtrantes, y la densidad²⁰. Estos aditivos se clasifican en:

- **Aceleradores:** Acortan el tiempo de fraguado de una lechada y permiten que la lechada adquiera la necesaria resistencia a la compresión en un espacio de tiempo práctico.
- **Retardadores:** Prolongan el tiempo de fraguado de una lechada. Este retardo permite la colocación del cemento antes que se produzca endurecimiento. Estos aditivos contrarrestan los efectos del aumento de temperatura sobre una lechada de cemento.
- **Extendedores:** Reducen la densidad de la lechada y aumentan el rendimiento.
- **Materiales densificantes:** Aumentan la densidad del cemento y ayudan a controlar las presiones de formación.
- **Dispersantes:** Mejoran las propiedades de flujo, reducen la viscosidad de la lechada, permitiendo alcanzar flujo turbulento a una presión circulante menor, y reducen las presiones por fricción.
- **Controladores de Filtrado:** Reducen las pérdidas excesivas de agua hacia la formación. Además, controlan el contenido de agua libre de la lechada, aumentan la viscosidad y retardan el tiempo de fraguado.
-
- **Materiales para pérdida de circulación:** Controlan la pérdida de cemento hacia zonas débiles de la formación.

²⁰ BAROID. Cementación de pozos. En: Manual de fluidos. Houston, USA.1999. p. 518-531.

➤ **Aditivos especiales tales como:**

- Antiespumantes.
- Aditivos para mejorar la adherencia.
- Aditivos expansivos.
- Aditivos para controlar la migración de gas.
- Sistemas Tixotrópicos.

Dependiendo del revestimiento que se pretenda cementar, ya sea el revestimiento de superficie, intermedio, liner, etc, se determina si se realiza una cementación con *stinger* o una cementación convencional.

- ✓ Cementación con *stinger* (tubo delgado con anillos de sello): Éste sistema se emplea para cementar el revestimiento de superficie y cuando no se conoce el volumen del anular que se va a cementar.
- ✓ Una cementación convencional: Éste sistema se emplea para cementar los demás revestimientos diferentes al de superficie.

En la figura 19 y 20 respectivamente, se muestra el equipo requerido que suministra la compañía de servicios para ejecutar tanto la operación de cementación con *stinger* como la operación de cementación convencional

Adicionalmente, en el capítulo 5 se detallan los procedimientos para realizar las operaciones mencionadas.

Figura 19. Equipo y accesorios para cementación con stinger



Fuente. Equipo de Operaciones UIS

Figura 20. Equipo para cementación convencional



Fuente. Equipo de Operaciones UIS

3.7 CABEZAL DE POZO²¹

El equipo de cabeza de pozo o Well Head Assembly por sus siglas en inglés (WHA), además de permitir trabajar con seguridad y control durante las etapas de perforación y de producción, también soporta todo el peso del conjunto de preventoras (BOP's) y parte del peso de los revestimientos que se bajan a él. Es por ello que sus características y desempeño requieren de estrictos controles técnicos, tanto en su fabricación y los materiales utilizados como en los ensamblajes que con ellos se hagan.

Las especificaciones y requerimientos de los cabezales dependen de la tubería de revestimiento a bajar en el pozo. A continuación se menciona el equipo utilizado en un pozo estratigráfico.

3.7.1 Cabezal de tubería de revestimiento para primera sección o sección A (Casing Head) ²². Es el elemento que se conecta directamente al revestimiento de superficie, con el fin de dar soporte y aceptar mecanismos de suspensión y sello a sartas de revestimientos posteriores (Ver figura 21).

Figura 21. Cabeza de primera sección de revestimiento - sección A



Fuente. Equipo de Operaciones UIS

²¹ ECOPETROL S.A. Vicepresidencia de exploración y producción. Cabezales para pozos de petróleo. En: Manual de operaciones de perforación. 1994. p. 3.

²² Ibid., p. 25.

3.7.2 Cabezal de tubería de revestimiento para segunda sección (Casing Head Spool). Es el elemento que se instala encima del cabezal de tubería de revestimiento para la primera sección, con el fin de tener una cavidad adicional para colgar revestimientos posteriores (Ver figura 22)²³, proporciona un soporte de carga en la cavidad superior para soportar un colgador de tubería de revestimiento y salidas laterales para retorno o inyección de fluidos.

Figura 22. Cabezal de revestimiento segunda sección - casing head spool



Fuente. Equipo de Operaciones UIS

3.7.3 Colgadores de tubería de revestimiento (Casing Hanger)²⁴. Son herramientas que cumplen las siguientes funciones:

- Agarrar, soportar y transferir la carga de la sarta de tubería de revestimiento al cabezal o carrete instalado.
- Centrar la sarta de tubería de revestimiento en el ensamblaje de cabeza de pozo.
- Proporcionar un sello de alta presión, el cual aislará el espacio anular entre la tubería de revestimiento que se está colgando y la anterior.

²³ Ibid., p. 30.

²⁴ Ibid., p. 41.

En la figura 23, se muestra un colgador de revestimiento tipo cuña.

Figura 23. Colgador de tubería de revestimiento tipo cuña.



Fuente. Equipo de Operaciones UIS

Para instalar el cabezal de pozo se requiere de equipos que permiten cortar y biselar la tubería de revestimiento después de instalar el colgador de tubería de revestimiento (*casing hanger*) y antes de instalar el cabezal de tubería de revestimiento para la segunda sección (*casing head spool*), así como soldar el cabezal de pozo. En la figura 24, se muestra el equipo de corte en frío para realizar la operación.

Figura 24. Equipo para instalar cabezal de pozo



Fuente. Equipo de Operaciones UIS

3.8 DRILL OUT

Es una operación que se realiza para perforar o limpiar el tapón del cemento que hay dentro del revestimiento y el equipo de flotación (Ver figura 25).

Esta operación al igual que en la perforación del hueco, requiere una constante supervisión de los cortes que retornan con el cemento a superficie, así como de los restos provenientes de tapones, zapato y collar (según la cementación realizada) con el fin de realizar la prueba de integridad de la formación y posteriormente continuar perforando o corazonando según el programa del pozo.

En el capítulo 5 se detalla el procedimiento para realizar un Dril out.

Figura 25. Drill out tapones, cemento y equipo de flotación



Fuente. Equipo de Operaciones UIS

3.9 PRUEBA DE INTEGRIDAD DE LA FORMACIÓN (FIT)

Se realiza en el zapato del revestimiento con el fin de obtener un valor de presión equivalente en peso de lodo, el cual la formación podrá soportar sin fracturarse. En la figura 26, se presenta el arreglo de líneas de alta presión para realizar la prueba de integridad de la formación. Dicha operación se detalla en el capítulo 5.

Figura 26. Prueba de integridad de la formación



Fuente. Equipo de Operaciones UIS

4. OPERACIONES ESPECIALES EN LA PERFORACIÓN DE UN POZO

Hacen referencia a aquellas actividades que no estaban contempladas en el programa inicial de perforación.

4.1 SIDE TRACK

Es una operación que consiste en desviar o cambiar la trayectoria original del hueco perforado. Ésta se realiza en pozos donde se presentan problemas operacionales o problemas inherentes a la formación atravesada.

Como ejemplo, se tiene el pozo ANH-BVTURA-1-ST-P, en el cual una vez se terminó de registrar el hueco y se retiraron las fuentes radioactivas, se presentó la caída de la sonda de registros eléctricos. Éste inconveniente, obligó a realizar una operación de pesca fallida y posteriormente a cementar y realizar side track para continuar con el programa de perforación establecido.

En el capítulo 5 se detalla el procedimiento para realizar un side track.

4.2 PESCA

“Pescar” es el termino común usado en la industria petrolera, para designar la actividad de recuperar objetos o herramientas atascadas, denominadas “pescado” del pozo²⁵.

²⁵ ECOPETROL S.A. Vicepresidencia de exploración y producción. Operaciones especiales.. En: Manual de operaciones de perforación. 1994. p. 6.

De pendiendo de la operación que se está ejecutando en el pozo, una pesca se puede originar cuando:

- Se queda en el pozo parte de la sarta de perforación.
- Se queda en el pozo parte de un componente de la sarta de perforación (cono de la broca, aleta de estabilizador, etc).
- Se cae al pozo un elemento que impida continuar con la perforación.
- Ante una pega de la tubería se hace necesario desconectar parte de ella y dejarla en el pozo para proceder a las actividades de lavado.
- Se requiere rescatar objetos temporales o permanentes usados en el pozo (tapones, empaques, revestimiento, etc)²⁶.
- Se pega sonda de registros eléctricos.

4.2.1 Pega de tubería. Las causas de pega de tubería pueden ser clasificadas en forma general bajo tres mecanismos principales.

- **Empaquetamiento (*Pack Off*) o puenteo (*Bridge*)²⁷:** El empaquetamiento ocurre cuando partículas pequeñas de formación caen dentro del pozo, asentándose y llenando el anular alrededor de la sarta de perforación. Generalmente se presenta alrededor de drill collars de diámetro grande o herramientas de diámetro cercano al del pozo, como los estabilizadores. De esta forma el anular resulta empaquetado, pegando la tubería. AL contrario del puenteo (*bridge*) hace referencia al material de gran tamaño que cae dentro del hueco y queda trabado entre la sarta y la pared del pozo, pegando la tubería.
- **Pega diferencial:** La pega diferencial puede ocurrir cuando se perfora una formación permeable, con presión de formación menor que la presión hidrostática ejercida por el lodo.

²⁶ Ibid., p. 8.

²⁷ DATALOG. Op. cit., p. 146.

En zonas permeables se propicia la formación de una capa o torta de lodo contra la pared del pozo, la cual continua formándose si aumenta el filtrado de lodo (perdida de lodo hacia la formación). “Si parte de la tubería se incrusta en la torta, se produce una diferencia de presión con la parte que se expone a la hidrostática del pozo, que si es mayor, causa un empuje contra la formación (o succión de la formación) que mantiene pegada la tubería”²⁸.

- **Geometría del pozo**²⁹: Este tipo de pega de tubería ocurre cuando existe una combinación de geometría del pozo y cambios en la dirección del mismo, además de la rigidez del ensamblaje de fondo (BHA) y la posición de los estabilizadores, lo que puede evitar que la sarta pase a través de una sección del pozo.

Las áreas con problemas pueden ser identificadas por el torque errático durante la perforación, pero la pega ocurrirá cuando se esté sacando o metiendo tubería.

Como ejemplo, se tiene el pozo ANH-BVTURA-1-ST-P, en el cual realizando la operación de corrida de los registros eléctricos en el hueco, se pego la sonda. Posteriormente se procedió a recuperarla enhebrando y cortando cable. La operación para pescar la sonda de registros eléctricos por pega de la herramienta se describe en el capítulo 5.

4.3 OPERACIONES DE ABANDONO

Las operaciones para taponar secciones del pozo o aislar zonas de producción, lo mismo que la ejecución de operaciones de abandono de pozos, tienen su forma

²⁸ ECOPETROL S.A. Op. cit., p. 12.

²⁹ DATALOG. Op. cit., p. 149.

adecuada de ejecutarse y pueden realizarse para que sean de carácter permanente o temporal³⁰.

A continuación se mencionan de forma general los diferentes trabajos de taponamiento y abandono de pozo. El detalle para realizar estas operaciones se especifica en el API RP 57³¹.

- **Operaciones de abandono permanente:** Estas operaciones se realizan con el objetivo de dejar el pozo en condiciones de abandono seguras, considerando que no se volverán a realizar trabajos posteriores para su recuperación.
- **Abandono de zonas con recuperación parcial del revestimiento:** Es el abandono mediante tapón o aislamiento de las zonas donde se ha cortado y recuperado revestimiento.
- **Abandono de zonas en hueco abierto:** La operación de abandono en hueco abierto, debe realizarse con tapones de cemento sucesivos en cada una de las zonas que contengan fluidos (aceite, gas o agua).
- **Abandono de zonas en huecos parcialmente revestidos:** Se refiere a pozos donde se ha bajado revestimiento, se ha continuado perforando y posteriormente se decide abandonar la zona de hueco abierto.
- **Tapones de superficie:** Son los tapones finales que se colocan para abandonar el pozo.

³⁰ ECOPETROL S.A. Op. cit., p. 68.

³¹ Ibid., p. 73-77.

5. PROCEDIMIENTOS OPERACIONALES PARA EJECUTAR LAS ACTIVIDADES INVOLUCRADAS EN LA PERFORACIÓN DE UN POZO. CASO BASE “POZO ANH-BVTURA-1-ST-P”

Teniendo en cuenta las operaciones ejecutadas en el pozo estratigráfico profundo ANH-BVTURA-1-ST-P, a continuación se presentan los procedimientos operacionales, herramientas, equipos y personal involucrado en éstos para instruir a los trabajadores en la forma correcta y segura de ejecutar los mismos.

Adicionalmente, estos procedimientos junto con el listado de equipos, herramientas y personal, se basaron en la recopilación continua de videos, fotos y vivencias en el pozo, con el fin de documentar las operaciones en el momento de su ejecución y poder brindar información actualizada.

5.1 INSTALACIÓN DIVERTER

1. Diligenciar permiso(s) de trabajo con sus respectivos AST y gestionar la aprobación de los mismos. Lo anterior es realizado por el responsable de ejecutar el trabajo.
2. Realizar reunión pre-operacional y análisis de riesgos con el personal involucrado en la operación.
3. Limpiar el contrapozo, para asegurarse que el mismo se encuentra completamente libre de fluidos.
4. Con rieles y cadenas, colgar del bloque viajero el diverter y levantar el mismo para dirigirlo hacia el tubo conductor, controlando y/o aguantando el desplazamiento horizontal con el carro macho y evitar que el diverter se dirija rápidamente sobre el tubo conductor.

5. Con el diverter colgado del bloque viajero, dejar de sostener lentamente el mismo por el carro macho hasta que éste quede alineado con el tubo conductor.
6. Atornillar el diverter al tubo conductor.
7. Instalar *bell nipple* y *flow line*.
8. Instalar líneas hidráulicas para apertura y cierre del diverter.
9. Instalar *kill line* y *flow line*.

Recursos necesarios para ejecutar la operación

- Herramientas y equipos utilizados: Estas herramientas (Ver tabla 3) deben tener los certificados requeridos aprobados por el ingeniero de calidad o el Company Man.
- Personal de operación: Como consideración importante, es necesario tener en cuenta que no debe haber personal en este trabajo que no tenga un rol asignado y conozca su función (Ver tabla 4). Así mismo, debajo de la mesa solo debe haber personal autorizado.

Tabla 3. Herramientas y equipos básicos para instalar diverter

HERRAMIENTAS Y EQUIPOS UTILIZADOS	
Preventora anular	<ul style="list-style-type: none"> - BOP (Diverter) - <i>Bell nipple</i> / <i>Flow line</i> / Acumulador - <i>Chock Manifold</i> / <i>Kill line</i> / <i>Chock line</i> - Válvulas hidráulicas - Tornillería - Anillos (<i>Ring gasket</i>)
Equipo básico	<ul style="list-style-type: none"> - Equipo de perforación
Equipo básico de instalación	<ul style="list-style-type: none"> - Equipo de soldadura - Equipo de corte en frío - Equipo de comunicación

Fuente. El autor del proyecto

Tabla 4. Personal que interviene en la instalación del diverter

PERSONAL	RESPONSABILIDADES
Representante de la compañía operadora (Company Man)	<ul style="list-style-type: none"> - Entregar el programa y socializar el procedimiento y el panorama de factores de riesgos. - Observar preventivamente la ejecución de la operación para instalar diverter.
Asistente Company Man	<ul style="list-style-type: none"> - Documentar el procedimiento antes y después de ejecutado. - Observar preventivamente riesgos y comunicarlos inmediatamente al Company Man. - Realizar seguimiento al programa de instalación del diverter.
HSE	<ul style="list-style-type: none"> - Escribir, revisar y supervisar la correcta ejecución de la operación referente al área de salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente. - Participar de las reuniones pre-operacionales y socializar el análisis de riesgos para ejecutar la operación de manera segura y sin accidentes.
Jefe de equipo de perforación (Tool Pusher)	<ul style="list-style-type: none"> - Asegurar la correcta instalación y funcionamiento del diverter de acuerdo con el programa recibido.
Supervisor de turno	<ul style="list-style-type: none"> - Dirigir y coordinar directamente la ejecución de las operaciones del programa de instalación.
Cuadrilla de perforación	<ul style="list-style-type: none"> - Perforador: Operar los controles de la consola del perforador y winches necesarios para la operación cuando reciba la orden y solo cuando este seguro ya sea porque tenga visión directa o reciba la instrucción clara y precisa. -Encuellador: Participar en el aseguramiento del diverter y trabajos en alturas inherentes a la operación. Instalar diverter sobre el tubo conductor. - Cuñeros: Aflojar y apretar la tornillería del diverter. -Patieros: Limpiar el contrapozo del fluido

PERSONAL	RESPONSABILIDADES
	de perforación previa a la instalación. Ellos no deben estar bajo la mesa durante la instalación.
Operador de carro macho	Controlar y/o aguantar el desplazamiento horizontal del diverter hacia el tubo conductor para evitar que éste se dirija rápidamente sobre el tubo conductor.

Fuente. El autor del proyecto

5.2 PERFORACIÓN DEL HUECO

1. Realizar charla pre-turno.
2. Medir y calibrar BHA sobre los burros.
3. Medir y calibrar sarta de perforación sobre los burros.
4. Con el winche del equipo de perforación, subir a la mesa la broca y cada uno de los elementos del BHA, conectar cada elemento con el torque requerido y bajarlo dentro del pozo.
5. Parar tubería en la torre (Dobles).
6. Bajar por paradas de *drill pipe* la sarta de perforación.
7. Perforar hueco hasta la profundidad programada y simultáneamente circular hasta obtener retornos limpios.
8. Lanzar instrumento de medida de desviación (TOTCO).
9. Sacar sarta de perforación y BHA hasta superficie.
10. Reportar condiciones de la tubería de perforación, del BHA y de la broca.
11. Con el winche del equipo de perforación, subir a la mesa la broca de perforación, conectar nuevamente cada uno de los elementos del BHA con el torque requerido y bajarlo dentro del pozo.
12. Bajar por paradas de *drill pipe* la sarta de perforación.

13. Ensanchar hueco desde superficie o una profundidad definida hasta la profundidad programada y simultáneamente circular hasta obtener retornos limpios.
14. Sacar sarta de perforación y BHA hasta superficie.
15. Reportar condiciones del BHA y calificar broca.

Recursos necesarios para ejecutar la operación

- Herramientas y equipos utilizados: Estas herramientas (Ver tabla 5), deben tener los certificados requeridos aprobados por el ingeniero de calidad o el Company Man.
- Personal de operación: Como consideración importante, es necesario tener en cuenta que no debe haber personal en este trabajo que no tenga un rol asignado y conozca su función (Ver tabla 6).

Tabla 5. Herramientas y equipos básicos para perforar el hueco

HERRAMIENTAS Y EQUIPOS UTILIZADOS	
Equipo básico	- Equipo de perforación - Control de sólidos y fluidos residuales

Fuente. El autor del proyecto

Tabla 6. Personal que interviene en la perforación

PERSONAL	RESPONSABILIDADES
Representante de la compañía operadora (Company Man)	- Entregar el programa y socializar el procedimiento y el panorama de factores de riesgos. - Observar preventivamente la ejecución de la operación para perforar el hueco. - Tomar decisiones ante comportamientos no esperados durante la operación.
Geólogo (Well Site)	- Identificar y caracterizar en el pozo las diferentes unidades rocosas encontradas

PERSONAL	RESPONSABILIDADES
	<p>para definir los topes formacionales, su caracterización, el posicionamiento estructural y el contenido de fluidos en las mismas, entre otros.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Prestar atención a los <i>cavings</i> que retornan en las zarandas (shaker) y evaluar si hay problemas de derrumbe.
Asistente Company Man	<ul style="list-style-type: none"> - Documentar el procedimiento antes y después de ejecutado. - Observar preventivamente riesgos y comunicarlos inmediatamente al Company Man. - Realizar seguimiento al programa de perforación del hueco.
HSE	<ul style="list-style-type: none"> - Escribir, revisar y supervisar la correcta ejecución de la operación referente al área de salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente. - Participar de las reuniones pre-operacionales y socializar el análisis de riesgos para ejecutar la operación de manera segura y sin accidentes.
Jefe de equipo de perforación (Tool Pusher)	<ul style="list-style-type: none"> - Coordinar y controlar el correcto funcionamiento de todos los equipos de perforación para ejecutar la operación.
Supervisor de turno	<ul style="list-style-type: none"> - Dirigir y coordinar directamente la ejecución de las operaciones del programa de perforación del hueco.
Cuadrilla de perforación	<ul style="list-style-type: none"> - Perforador: Operar los controles de la consola del perforador, bombas y top drive. - Encuellador: Recibir la tubería y dirigirla hacia el elevador para que ésta quede enganchada. - Cuñeros: Dirigir la tubería hacia el centro del hueco para realizar la respectiva conexión. <p>Operar las herramientas de manejo de tubería para la conexión o desconexión de las paradas.</p> <p>Colocar el winche del equipo de perforación en la tubería para levantar la</p>

PERSONAL	RESPONSABILIDADES
	misma desde la planchada a la mesa.
Ing. de lodos	<ul style="list-style-type: none"> - Presentar el programa de la sección y socializarlo - Asegurar la existencia de materiales requeridos. - Preparar y bombear píldoras. - Acondicionar el fluido de perforación. - Monitorear los retornos de fluido, para verificar que no existan pérdidas de circulación o aportes de fluidos de formación al pozo.
Supervisor / Cuadrilla control de sólidos	<ul style="list-style-type: none"> - Controlar los sólidos y fluidos residuales provenientes de la operación.
Ing. ADT	<ul style="list-style-type: none"> - Tener control de volumen tanto de llenado como desplazado; con el fin de identificar pérdidas o aportes de fluido de formación, entre otras.
Ing. de Aseguramiento de la calidad	<ul style="list-style-type: none"> - Inspeccionar y medir la sarta de perforación.

Fuente. El autor del proyecto

5.3 CORAZONAMIENTO CON BARRIL NO CONVENCIONAL

1. Diligenciar permiso(s) de trabajo con sus respectivos AST y gestionar la aprobación de los mismos. Lo anterior es realizado por el responsable de ejecutar el trabajo.
2. Realizar reunión pre-operacional y análisis de riesgos con el personal involucrado en la operación.
3. Medir, calibrar y ensamblar barril externo en burros.
4. Conectar manualmente el *lifting sub* al barril externo.
5. Con el winche del equipo de perforación, levantar equipos y/o herramientas.
6. Con el winche del equipo de perforación, levantar barril externo y colocarlo dentro del hueco del sencillo.
7. Con el winche del equipo de perforación, levantar el encuellador con el objetivo que enganche el elevador al *lifting sub*.

8. Con el bloque viajero del equipo de perforación, sacar del hueco del sencillo el barril externo y meter el mismo dentro del pozo.
9. Colocar cuña y collar de seguridad al barril externo.
10. Con las llaves de potencia, aplicar el torque requerido al *lifting sub*.
11. Quitar cuña y collar de seguridad al barril externo.
12. Con el bloque viajero del equipo de perforación, levantar barril externo.
13. Aplicar grasa a la parte interna de la caja de la broca de corazonamiento y conectar manualmente al barril externo.
14. Aplicar el torque requerido a la broca de corazonamiento.
15. Bajar barril externo dentro del pozo.
16. Colocar cuña y collar de seguridad al barril externo.
17. Ensamblar en la planchada el barril interno dentro del tubo de aluminio.
18. Con el winche del equipo de perforación, levantar ensamblaje y colocarlo dentro del hueco del sencillo.
19. Levantar barril interno y meter el mismo dentro del barril externo.
20. Conectar top drive al *lifting sub* para realizar prueba de presión con varias ratas de bombeo.
21. Desconectar top drive y *lifting sub*.
22. Medir y calibrar BHA sobre burros
23. Con el winche del equipo de perforación, subir a la mesa cada uno de los elementos del BHA, conectar cada elemento con el torque requerido y bajarlo dentro del pozo.
24. Bajar por paradas de *drill pipe* el BHA de corazonamiento hasta el punto de corazonamiento.
25. Corazonar de acuerdo a lo planeado o hasta que se observe atascamiento del barril
26. Levantar tubería con sarta de corazonamiento, cortar núcleo y alistar para recuperar el núcleo.
27. Alistar Unidad de wireline y armar herramientas para pescar el núcleo.

28. Con wireline, bajar ensamblaje de pescante (*overshot*) dentro del pozo, pescar núcleo y sacar a superficie.
29. Desenroscar *stuffing box*.
30. Con el plato retenedor, soportar el peso del barril interno.
31. Liberar y desarmar *overshot*.
32. Desarmar equipo de wireline y recuperar núcleo.
33. Lanzar el siguiente barril interno y continuar con la operación de corazonamiento.

Recursos necesarios para ejecutar la operación

- Herramientas y equipos utilizados: Estas herramientas (Ver tabla 7), deben tener los certificados requeridos aprobados por el ingeniero de calidad o el Company Man.
- Personal de operación: Como consideración importante, es necesario tener en cuenta que no debe haber personal en este trabajo que no tenga un rol asignado y conozca su función (Ver tabla 8).

Tabla 7. Herramientas y equipos básicos para corazonar con barril no convencional

HERRAMIENTAS Y EQUIPOS UTILIZADOS	
Barril corazonador no convencional	<ul style="list-style-type: none"> - Barril externo - Barril interno - Broca corazonadora
Herramientas de manejo barril corazonador	<ul style="list-style-type: none"> - Cuña - Collar de seguridad - Elevador - Lifting Sub
Unidad de Wireline	<ul style="list-style-type: none"> - Malacate unidad de wireline - Cable unidad de wireline - Sistema de Poleas - Sistema de BOP - <i>Overshot / Stuffing box</i>

HERRAMIENTAS Y EQUIPOS UTILIZADOS	
	- Barras de peso
Equipo básico	- Equipo de perforación

Fuente. El autor del proyecto

Tabla 8. Personal que interviene en el corazonamiento con barril no convencional

PERSONAL	RESPONSABILIDADES
Representante de la compañía operadora (Company Man)	<ul style="list-style-type: none"> - Entregar el programa y socializar el procedimiento y el panorama de factores de riesgos. - Observar preventivamente la ejecución de la operación para corazonar con barril no convencional.
Geólogo (Well Site)	<ul style="list-style-type: none"> - Identificar y caracterizar en el pozo las diferentes unidades rocosas encontradas durante el avance de la perforación para definir los topes formacionales, su caracterización, el posicionamiento estructural y el contenido de fluidos en las mismas, entre otros.
Asistente Company Man	<ul style="list-style-type: none"> - Documentar el procedimiento antes y después de ejecutado. - Observar preventivamente riesgos y comunicarlos inmediatamente al Company Man. - Realizar seguimiento al programa de corazonamiento con barril no convencional.
HSE	<ul style="list-style-type: none"> - Escribir, revisar y supervisar la correcta ejecución de la operación referente al área de salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente. - Participar de las reuniones pre-operacionales y socializar el análisis de riesgos para ejecutar la operación de manera segura y sin accidentes.
Jefe de equipo de perforación (Tool Pusher)	<ul style="list-style-type: none"> - Coordinar y controlar el correcto funcionamiento de todos los equipos de perforación para ejecutar la operación.
Supervisor de turno	<ul style="list-style-type: none"> - Dirigir y coordinar directamente la

PERSONAL	RESPONSABILIDADES
	ejecución de las operaciones del programa de corazonamiento con barril no convencional.
Cuadrilla de perforación	<ul style="list-style-type: none"> - Perforador: Operar los controles de la consola del perforador, bombas y top drive. - Encuellador: Enganchar el elevador al <i>lifting Sub</i> para manipular la sarta de corazonamiento. - Cuñero: Dirigir la tubería hacia el centro del hueco para realizar la respectiva conexión. <p>Colocar cuña, collar de seguridad y aplicar el torque requerido a la tubería.</p> <p>Colocar winche del equipo de perforación en la tubería para levantar la misma de la planchada a la mesa.</p>
Supervisor corazonamiento	- Elaborar el programa de corazonamiento y coordinar la ejecución de la operación.
Cuadrilla corazonamiento	- Ejecutar la operación de corazonamiento y manipular los equipos y/o herramientas, entre otros.
Operador unidad wireline	- Maneja los controles de la unidad de wireline, cable y pescante, entre otros.
Cuadrilla de wireline	- Ejecutar la operación de pesca y recuperación del núcleo en superficie.

Fuente. El autor del proyecto

5.4 MANEJO Y PRESERVACIÓN DEL NÚCLEO

1. Una vez se recupere el núcleo, con el winche del equipo de perforación bajar el barril interno de la mesa a la planchada.
2. Con el montacargas, trasladar el barril interno al sitio destinado para la preservación y manejo del núcleo.
3. Para extraer el núcleo del barril interno, elevar el extremo superior del saca núcleos y permitir que el núcleo se deslice, si lo anterior no ocurre porque el

núcleo se encuentra atascado, se procede a golpear suavemente el saca núcleos con un martillo de goma. Si aún no es posible la extracción de éste por los anteriores métodos, utilizar una bomba manual y desplazar un tapón y un fluido dentro del barril interno que no altere las propiedades del núcleo (fluido agua-lodo).

4. Colocar el núcleo en posición horizontal de base a tope y pasarlo a una manga de aluminio.
5. Medir el núcleo y reportar el porcentaje de recuperación del núcleo.
6. Realizar la descripción litológica del núcleo con el objetivo de identificar rápidamente posibles zonas potenciales de hidrocarburos.
7. Cortar el núcleo cada 3 pies según las dimensiones de la caja plástica en la que será almacenado. Tener cuidado de hacer un buen corte en los extremos del núcleo, mantener la secuencia apropiada y la orientación de éste.
8. Trazar dos líneas paralelas, una roja a la derecha y una negra a la izquierda si la persona que marca se encuentra mirando el núcleo. Lo anterior con el fin de diferenciar el tope del núcleo (línea roja a la derecha) y la base del núcleo (línea negra a la izquierda).
9. Colocar de base (abajo) a tope (arriba) las profundidades respectivas.
10. Fotografiar el núcleo desnudo.
11. Envolver el núcleo en papel aluminio para conservar las propiedades del mismo.
12. Trazar nuevamente sobre el papel aluminio dos líneas paralelas, una roja a la derecha y una negra a la izquierda si la persona que marca se encuentra mirando el núcleo. Lo anterior, se realiza para diferenciar el tope y la base del núcleo.
13. Colocar nuevamente de base (abajo) a tope (arriba) las profundidades respectivas.
14. Envolver el núcleo con papel plástico adherible o vinipel.
15. Introducir el núcleo en medias lunas de aluminio orientadas y marcadas pie a pie.

16. Almacenar el núcleo en cajas plásticas desde el núcleo más somero a la derecha hasta el más profundo a la izquierda.
17. Etiquetar cada caja con los datos de la empresa contratante, proyecto, municipio, número de pozo, número de caja, número de corazón, intervalo corazonado, fecha, etc.
18. Fotografiar nuevamente el núcleo preservado y proceder a tapar la caja.
19. Almacenar en un lugar seco y cubierto para garantizar la preservación y representatividad del núcleo.

Recursos necesarios para ejecutar la operación

- Herramientas y equipos utilizados: Estas herramientas (Ver tabla 9), deben tener los certificados requeridos aprobados por el ingeniero de calidad o el Company Man.
- Personal de operación: Como consideración importante, es necesario tener en cuenta que no debe haber personal en este trabajo que no tenga un rol asignado y conozca su función (Ver tabla 10).

Tabla 9. Herramientas y equipos básicos para realizar el manejo, corte y preservación del núcleo

HERRAMIENTAS Y EQUIPOS UTILIZADOS	
Equipo para extraer núcleo del barril interno	- Bomba manual
Herramientas de manejo y corte	- Martillo de goma - Manga de aluminio - Flexómetro en unidades de pie - Maquina de corte - Marcador de tinta indeleble - Cámara fotográfica
Herramientas de preservación	- Papel aluminio - Papel plástico adherible o vinipel - Cajas plásticas

Fuente. El autor del proyecto

Tabla 10. Personal que interviene en el manejo y preservación del núcleo

PERSONAL	RESPONSABILIDADES
Representante de la compañía operadora (Company Man)	- Entregar el programa y socializar el procedimiento y el panorama de factores de riesgos. - Observar preventivamente la ejecución de la operación para el manejo y preservación del núcleo en superficie.
Geólogo (Well Site)	- Supervisar el manejo y preservación del núcleo en superficie. - Describir detalladamente los aspectos geológicos presentes en la muestra de roca.
Asistente Company Man	- Documentar el procedimiento antes y después de ejecutado. - Observar preventivamente riesgos y comunicarlos inmediatamente al Company Man. - Realizar seguimiento al programa de manejo y preservación del núcleo en superficie.
HSE	- Escribir, revisar y supervisar la correcta ejecución de la operación referente al área de salud ocupacional, seguridad industrial y

PERSONAL	RESPONSABILIDADES
	<p>medio ambiente.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Participar de las reuniones pre-operacionales y socializar el análisis de riesgos para ejecutar la operación de manera segura y sin accidentes.
Operador montacargas	<ul style="list-style-type: none"> - Trasladar el barril interno desde la planchada hacia el sitio destinado para la preservación y manejo del núcleo.
Supervisor corazonamiento	<ul style="list-style-type: none"> - Dirigir y coordinar directamente la extracción del núcleo, el cual se encuentra dentro del barril interno.
Cuadrilla corazonamiento	<ul style="list-style-type: none"> - Ejecutar la operación que comprende extraer el núcleo del barril interno, ejerciendo presión con un fluido que no altere las propiedades de la muestra.
Cuadrilla de preservación del núcleo	<ul style="list-style-type: none"> - Ejecutar la operación de manejo y preservación del núcleo en superficie. - Reportar el porcentaje de recuperación del núcleo.

Fuente. El autor del proyecto

5.5 ACONDICIONAMIENTO DEL HUECO

1. Circular a limpio hasta la profundidad final de la sección o total del pozo, reciprocando la sarta de perforación sin rotar la tubería.
2. Sacar sarta de perforación hasta superficie o zapato flotador del último revestimiento según el caso.
3. Bajar sarta de perforación hasta fondo llenando según programa operacional y haciendo *reaming* y *backreaming* si el pozo lo exige.
4. Con broca en fondo, circular a limpio y bombear píldora viscosa para ayudar en la limpieza del hueco.
5. Bombear píldora pesada para sacar sarta de perforación hasta superficie y evitar pérdidas de lodo. La sarta de perforación debe salir completamente libre para evitar dificultades en la siguiente operación.

6. Sacar sarta de perforación hasta superficie para luego ejecutar la operación de registros eléctricos, corrida de revestimiento.

✓ **METIENDO TUBERÍA**

- Realizar reunión pre-operacional y análisis de riesgos con el personal involucrado en la operación.
- Realizar una inspección visual de las herramientas que se van a utilizar en la operación.
- Abrir y subir el elevador para enganchar la parada.
- Sostener la parada con una manila dejándola deslizar hasta el centro de la mesa rotaria.
- Con el bloque viajero, bajar la tubería de perforación y una vez falte una altura aproximada de 3 pies detener el bloque viajero y proceder a colocar la cuña dentro de los *bushing* de la mesa rotaria.
- Sentar el peso de la tubería de perforación sobre la cuña.
- Colocar collar de seguridad y descolgar el elevador.
- Abrir y subir el elevador para enganchar la parada.
- Sostener la parada con una manila dejándola deslizar hasta el centro de la mesa rotaria.
- Limpiar rosca de la tubería y aplicar grasa.
- Dirigir *floor hand* hacia el tubo para aplicar torque requerido el cual es verificado por el Ingeniero de inspección.
- Retirar *floor hand*, cuña y collar de seguridad.
- Continúa bajando tubería de acuerdo al procedimiento descrito.

✓ **QUEBRANDO TUBERÍA**

- Realizar reunión pre-operacional y análisis de riesgos con el personal involucrado en la operación.
- Realizar una inspección visual de las herramientas que se van a utilizar en la operación.

- Bajar el bloque viajero y disminuir la velocidad al aproximarse al *coupling* de la tubería.
- Una vez el elevador pase el *coupling*, detener el bloque viajero y cerrar el elevador sobre el cuerpo del tubo.
- Iniciar el levantamiento de la sarta y simultáneamente levantar la cuña al momento de quedar libre el peso de la sarta.
- Sacar la tubería más o menos 5 pies más arriba del coupling, para verificar que este libre en ese punto.
- Con el bloque viajero, bajar lentamente la sarta y colocar cuña dejando espacio suficiente para el elevador.
- Bajar el bloque viajero hasta que quede libre de tensión.
- Dirigir *floor hand* hacia el tubo para desenroscar la parada de tubería de perforación.
- Retirar *floor hand*.
- Si la tubería está saliendo llena, utilizar el borracho (*mud saver bucket*), con el objetivo de evitar contaminación por lodo.
- Levantar lentamente la parada verificando que la rosca este totalmente libre.
- Apoyar la parada en la mesa rotaria.
- Dirigir la parte superior de la parada hacia el encuellador para abrir el elevador y retirar la misma a los trinchos de modo que se asegure.
- Repetir el procedimiento hasta terminar de sacar toda la sarta.

Recursos necesarios para ejecutar la operación

- Herramientas y equipos utilizados: Estas herramientas (Ver tabla 11), deben tener los certificados requeridos aprobados por el ingeniero de calidad o el Company Man.

- Personal de operación: Como consideración importante, es necesario tener en cuenta que no debe haber personal en este trabajo que no tenga un rol asignado y conozca su función (Ver tabla 12).

Tabla 11. Herramientas y equipos básicos para acondicionar hueco

HERRAMIENTAS Y EQUIPOS UTILIZADOS	
Equipo básico	<ul style="list-style-type: none"> - Equipo de perforación - Control de sólidos y fluidos residuales

Fuente. El autor del proyecto

Tabla 12. Personal que interviene en el acondicionamiento del hueco

PERSONAL	RESPONSABILIDADES
Representante de la compañía operadora (Company Man)	<ul style="list-style-type: none"> - Entregar el programa y socializar el procedimiento y el panorama de factores de riesgos. - Observar preventivamente la ejecución de la operación para acondicionar el hueco. - Tomar decisiones ante comportamientos no esperados durante la operación.
Geólogo (Well Site)	<ul style="list-style-type: none"> - Prestar atención a los <i>cavings</i> que retornan en las zarandas (<i>shaker</i>) y evaluar si hay problemas de derrumbe.
Asistente Company Man	<ul style="list-style-type: none"> - Documentar el procedimiento antes y después de ejecutado. - Observar preventivamente riesgos y comunicarlos inmediatamente al Company Man. - Realizar seguimiento al programa de acondicionamiento del hueco.
HSE	<ul style="list-style-type: none"> - Escribir, revisar y supervisar la correcta ejecución de la operación referente al área de salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente. - Participar de las reuniones pre-operacionales y socializar el análisis de riesgos para ejecutar la operación de manera segura y sin accidentes.
Jefe de equipo de perforación (Tool	<ul style="list-style-type: none"> - Coordinar y controlar el correcto

PERSONAL	RESPONSABILIDADES
Pusher)	funcionamiento de todos los equipos de perforación para ejecutar la operación.
Supervisor de turno	- Dirigir y coordinar directamente la ejecución de las operaciones del programa de acondicionamiento del hueco.
Cuadrilla de perforación	- Perforador: Operar los controles de la consola del perforador, bombas y top drive. - Encuellador: Recibir la tubería y dirigirla hacia el elevador para que ésta quede enganchada. - Cuñeros: Dirigir la tubería hacia el centro del hueco para realizar la respectiva conexión. Operar las herramientas de manejo de tubería para la conexión o desconexión de las paradas. Colocar el winche del equipo de perforación en la tubería para levantar la misma desde la planchada a la mesa.
Ing. de lodos	- Asegurar la existencia de materiales requeridos. - Preparar y bombear píldoras.- Acondicionar el fluido de perforación. - Monitorear los retornos de fluido, para verificar que no existan pérdidas de circulación o aportes de fluidos de formación al pozo.
Supervisor / Cuadrilla control de sólidos	- Controlar los sólidos y fluidos residuales provenientes de la operación.
Ing. ADT	- Tener control de volumen tanto de llenado como desplazado; con el fin de identificar pérdidas o aportes de fluido de formación, entre otras.
Ing. de Aseguramiento de la calidad	- Inspeccionar y medir la sarta de perforación.

Fuente. El autor del proyecto

5.6 CORRIDA DE REGISTROS ELÉCTRICOS EN HUECO ABIERTO

1. Diligenciar permiso(s) de trabajo con sus respectivos AST y gestionar la aprobación de los mismos. Lo anterior es realizado por el responsable de ejecutar el trabajo.
2. Realizar reunión pre-operacional y análisis de riesgos con el personal involucrado en la operación.
3. Delimitar y señalizar el área a intervenir.
4. Ubicar las fuentes radiactivas en un área libre, distante de la operación o del personal que se encuentra en el área de taladro de perforación.
5. Con el bloque viajero, colocar la polea en la parte superior de la torre y asegurar la misma con una cadena y un candado.
6. Alistar la unidad de registros y armar herramientas de registro de pozo para la primera corrida.
7. Bajar sonda en hueco abierto hasta la profundidad total y subir registrando el intervalo definido por la operadora (sección repetida).
8. Subir registrando hasta superficie o zapato según el caso y comparar gráficos con los arrojados por la sección repetida. Si existe diferencia, calibrar nuevamente las herramientas y confirmar su buen funcionamiento.
9. Desarmar herramientas de registros eléctricos de la primera corrida teniendo un cuidado especial con las fuentes radiactivas.
10. Armar herramientas de registro eléctricos para la segunda corrida, según el programa operacional.
11. Continuar con la corrida de registros mencionada anteriormente.
12. Procesar los datos y entregar al Company Man los resultados obtenidos en forma impresa y magnética.
13. Enviar al departamento de Geología todos los resultados de las corridas por correo electrónico.

Recursos necesarios para ejecutar la operación

- Herramientas y equipos utilizados: Estas herramientas (Ver tabla 13), deben tener los certificados requeridos aprobados por el ingeniero de calidad o el Company Man.
- Personal de operación: Como consideración importante, es necesario tener en cuenta que no debe haber personal en este trabajo que no tenga un rol asignado y conozca su función (Ver tabla 14).

Tabla 13. Herramientas y equipos básicos para correr registros de pozo con cable en hueco abierto

HERRAMIENTAS Y EQUIPOS UTILIZADOS	
Unidad de registros eléctricos	- Malacate unidad de registros - Cable unidad de registros - Sistema de Poleas
Herramientas de registros	- Sondas
Equipo básico	- Equipo de perforación

Fuente. El autor del proyecto

Tabla 14. Personal que interviene en la corrida de registros de pozo con cable en hueco abierto

PERSONAL	RESPONSABILIDADES
Representante de la compañía operadora (Company Man)	- Entregar el programa y socializar el procedimiento y el panorama de factores de riesgos. - Observar preventivamente la ejecución de la operación para correr registros eléctricos en hueco abierto. - Tomar decisiones ante comportamientos no esperados durante la operación. - Autorizar al supervisor el apagado de los equipos que interfieran en la toma de registros eléctricos y garantizar ese estado durante la operación.

PERSONAL	RESPONSABILIDADES
Geólogo (Well Site)	<ul style="list-style-type: none"> - Supervisar el proceso de toma de registros para garantizar un manejo adecuado de las herramientas empleadas con el fin de obtener datos confiables durante la operación.
Asistente Company Man	<ul style="list-style-type: none"> - Documentar el procedimiento antes y después de ejecutado. - Observar preventivamente riesgos y comunicarlos inmediatamente al Company Man. - Realizar seguimiento al programa de corrida de registros eléctricos.
HSE	<ul style="list-style-type: none"> - Escribir, revisar y supervisar la correcta ejecución de la operación referente al área de salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente. - Participar de las reuniones pre-operacionales y socializar el análisis de riesgos para ejecutar la operación de manera segura y sin accidentes.
Jefe de equipo de perforación (Tool Pusher)	<ul style="list-style-type: none"> - Coordinar y controlar el correcto funcionamiento de todos los equipos de perforación para ejecutar la operación.
Supervisor de turno	<ul style="list-style-type: none"> - Dirigir y coordinar directamente la ejecución de las operaciones del programa de corrida de registros eléctricos.
Cuadrilla de perforación	<ul style="list-style-type: none"> - Perforador: Opera el top drive para subir el sistemas de poleas. - Encuellador / Cuñeros: Realizar el <i>Rig Up</i> y <i>Rig Down</i> de los equipos y herramientas utilizados en la operación.
Supervisor registros eléctricos	<ul style="list-style-type: none"> -Coordinar la ejecución de la operación. -Supervisar la toma de registros de la sección repetida de fondo para constatar la calibración de las herramientas.
Operador unidad de registros eléctricos	<ul style="list-style-type: none"> - Asegurar la inspección de la unidad de registros antes de ejecutar el trabajo. - Operar los equipos de registros y el cable para correrlos.
Cuadrilla de registros eléctricos	<ul style="list-style-type: none"> - Delimitar con cinta reflectora el área de trabajo y restringir el paso por la escalera

PERSONAL	RESPONSABILIDADES
	de la rampa. - Realizar el montaje del equipo en la mesa.

Fuente. El autor del proyecto

5.7 CORRIDA DE REVESTIMIENTO

1. Diligenciar permiso(s) de trabajo con sus respectivos AST y gestionar la aprobación de los mismos. Lo anterior es realizado por el responsable de ejecutar el trabajo.
2. Alistar sobre burros el revestimiento en el orden de entrada.
3. Medir y calibrar cada una de las juntas de revestimiento que se van a bajar dentro del pozo.
4. Elaborar el listado de las dimensiones de la tubería de revestimiento o *tally del casing* correspondiente y numerar cada una de las juntas en el orden que entran al pozo.
5. Marcar las juntas que no deben entrar y retirar de los burros las juntas en mal estado.
6. Realizar reunión pre-operacional y análisis de riesgos con el personal involucrado en la operación.
7. Acondicionar mesa del taladro y armar herramientas para correr revestimiento.
8. Probar herramientas.
9. Verificar el correcto funcionamiento de la llave hidráulica y de la unidad de potencia.
10. Inspeccionar y probar el sistema de apagado de emergencia de la unidad.
11. Con el cargador, instalar zapato guía a la primera junta en la planchada.
12. Con el cargador, instalar collar flotador a la segunda junta en la planchada, aplicando grasa a la parte interna de la caja del collar y enroscando manualmente hasta donde sea posible.

13. Con el winche del equipo de perforación, levantar primera junta e instalar protector de caja (especial para cada corrida).
14. Extendiendo los brazos del top drive, enganchar el elevador de compuerta lateral a la primera junta y verificar el correcto funcionamiento del pin de seguridad.
15. Con el bloque viajero y top drive, llevar la junta a posición vertical evitando golpear la misma durante su desplazamiento.
16. Una vez en posición, meter junta en la cuña tipo araña (*spider*) y bajarla hasta que haya pasado todo el zapato.
17. Cerrar cuña tipo araña (*spider*) e instalar collar de seguridad al cuerpo del tubo.
18. Bajar lentamente el bloque viajero hasta que la herramienta CRT sea introducida dentro de la junta y descargue un poco de peso sobre el CRT.
19. Girar el CRT a la derecha para activar la herramienta y asegurar la junta al CRT.
20. Retirar collar de seguridad y abrir cuña tipo araña (*spider*).
21. Con el bloque viajero y top drive, sacar totalmente la junta del pozo, y desenroscar un poco el zapato.
22. Aplicar soldadura líquida, asegurar zapato guía con llave aguantadora de faja y rotar a la derecha top drive hasta llegar al torque requerido o base del triángulo.
23. Correr primera junta dentro del pozo.
24. Cerrar cuña tipo araña (*spider*) y colocar collar de seguridad al cuerpo del tubo.
25. Una vez se alinee la herramienta CRT, proceder a liberar la misma.
26. Retirar protector de caja a la primera junta.
27. Colocar plato centralizador sobre primera junta.
28. Con el winche del equipo de perforación, levantar primera junta e instalar protector de caja (especial para cada corrida).
29. Extendiendo los brazos del Top drive, enganchar el elevador de compuerta lateral a la primera junta y verificando el correcto funcionamiento del pin de seguridad.

30. Con el bloque viajero y top drive, llevar la junta a posición vertical evitando golpear la misma durante su desplazamiento.
31. Con la llave de cadena, terminar de enroscar collar flotador hasta llegar al torque requerido o base del triángulo.
32. Apoyar collar flotador sobre el plato centralizador.
33. Bajar lentamente el bloque viajero hasta que la herramienta CRT sea introducida dentro de la junta y descargue un poco de peso sobre el CRT.
34. Girar el CRT a la derecha para activar la herramienta y asegurar la junta al CRT.
35. Quitar plato centralizador de primera junta.
36. Lavar, secar y aplicar grasa al pin de la junta del collar flotador.
37. Introducir collar suavemente dentro de la caja de la junta que está en cuña y proceder a enroscar rotando el top drive.
38. Aplicar soldadura líquida a los cuatro últimos hilos de la rosca tanto del pin como de la caja del collar flotador.
39. Continuar enroscando pin y caja hasta llegar al torque requerido o base del triángulo.
40. Retirar collar de seguridad y abrir cuña tipo araña (*spider*).
41. Descender bloque viajero para correr el collar flotador dentro del pozo y realizar prueba a las válvulas flotadoras del zapato y collar.
42. Iniciar a correr revestimiento instalando los centralizadores de acuerdo al programa de centralización.
43. Continuar bajando las siguientes juntas de revestimiento.
44. Una vez el revestimiento se encuentre en fondo, circular hasta obtener retornos limpios.
45. Acondicionar propiedades reológicas del lodo.
46. Monitorear y controlar los parámetros de presión a diferentes caudales.
47. Terminada la corrida y esperar autorización para el desarme de equipos (*Rig Down*).

Recursos necesarios para ejecutar la operación

- Herramientas y equipos utilizados: Estas herramientas (Ver tabla 15), deben tener los certificados requeridos aprobados por el ingeniero de calidad o el Company Man.
- Personal de operación: Como consideración importante, es necesario tener en cuenta que no debe haber personal en este trabajo que no tenga un rol asignado y conozca su función (Ver tabla 16).

Tabla 15. Herramientas y equipos básicos para correr revestimiento en el hueco

HERRAMIENTAS Y EQUIPOS UTILIZADOS	
Sarta de revestimiento	<ul style="list-style-type: none"> - Juntas de revestimiento - Collar flotador - Zapato flotador - Centralizadores - Protectores de roscas - Soldadura líquida
Herramientas de manejo	<ul style="list-style-type: none"> - Cuña tipo araña (<i>spider</i>) - Casing Running Tool (CRT) - Collar de seguridad (Safety clamps) - Elevador de compuerta lateral - Llave aguantadora de faja - Plato de apoyo / Grasa
Equipo básico	- Equipo de perforación
Maquinaria	- Montacargas

Fuente. El autor del proyecto

Tabla 16. Personal que interviene en la operación de corrida de revestimiento

PERSONAL	RESPONSABILIDADES
Representante de la compañía operadora (Company Man)	<ul style="list-style-type: none"> - Entregar el programa y socializar el procedimiento y el panorama de factores de riesgos. - Observar preventivamente la ejecución de la operación para correr revestimiento.

PERSONAL	RESPONSABILIDADES
	-Tomar decisiones ante comportamientos no esperados durante la operación.
Asistente Company Man	<ul style="list-style-type: none"> - Documentar el procedimiento antes y después de ejecutado. - Observar preventivamente riesgos y comunicarlos inmediatamente al Company Man. - Realizar seguimiento al programa de perforación del hueco.
HSE	<ul style="list-style-type: none"> - Escribir, revisar y supervisar la correcta ejecución de la operación referente al área de salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente. - Participar de las reuniones pre-operacionales y socializar el análisis de riesgos para ejecutar la operación de manera segura y sin accidentes.
Jefe de equipo de perforación (Tool Pusher)	- Coordinar y controlar el correcto funcionamiento de todos los equipos de perforación.
Supervisor de turno	- Dirigir y coordinar directamente la ejecución de las operaciones del programa de corrida de revestimiento.
Cuadrilla de perforación	<ul style="list-style-type: none"> - Perforador: Operar los controles de la consola del perforador, bombas y top drive. - Encuellador: Asegurar el pin del elevador de compuerta lateral en la junta de revestimiento a correr. <p>Sostener con la manila la junta de revestimiento evitando que la misma se desplace descontroladamente.</p> <p>Cuñeros: Dirigir la junta de revestimiento al centro del pozo para realizar la conexión respectiva con la junta anterior.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Capataz: Colocar el winche del equipo de perforación en la tubería de revestimiento para levantar la misma desde la planchada a la mesa.
Operador montacargas	Mover las juntas de revestimiento desde los burros (pipe rack) hacia la plancha.
Supervisor corrida de revestimiento	- Coordinar la ejecución de la operación.

PERSONAL	RESPONSABILIDADES
Cuadrilla corrida de revestimiento	- Ejecutar la operación de corrida de revestimiento y manipular las herramientas tales como CRT y cuña tipo araña (<i>spider</i>).

Fuente. El autor del proyecto

5.8 CEMENTACIÓN DEL REVESTIMIENTO CON STINGER

1. Diligenciar permiso(s) de trabajo con sus respectivos AST y gestionar la aprobación de los mismos. Lo anterior es realizado por el responsable de ejecutar el trabajo.
2. Realizar reunión pre-operacional y análisis de riesgos con el personal involucrado en la operación.
3. Alistar herramientas de cementación.
4. Circular hasta obtener retornos limpios y acondicionar las propiedades reológicas del lodo.
5. Conectar *stinger* a la tubería de perforación.
6. Bajar *drill pipe* con *stinger* desde superficie hasta el zapato stab in del revestimiento y sentar el mismo dentro del zapato; simultáneamente circular hasta obtener retornos limpios.
7. Conectar *side entry sub* a la sarta de perforación.
8. Conectar las líneas de alta presión a la unidad de cementación, bombas del equipo de perforación y *side entry sub*.
9. Llenar y probar con agua las líneas a baja y alta presión.
10. Bombear volumen de lavador químico según programa operacional.
11. Mezclar al vuelo y bombear volumen de lechada principal según programa operacional. Adicionalmente, sacar muestras de la lechada principal (testigos), tanto de la que se bombea como la que retorna por el anular.
12. Con la unidad de cementación, desplazar con agua según programa operacional.

13. Lavar y desconectar líneas de alta presión y *side entry sub*.
14. Sacar sarta de perforación con *stinger* hasta cierta profundidad para limpiar la tubería de restos de cemento bombeando un volumen de agua.
15. Continuar sacando sarta con *stinger* hasta superficie.
16. Quebrar *stinger*.
17. Esperar fragüe del cemento.

Recursos necesarios para ejecutar la operación

- Herramientas y equipos utilizados: Estas herramientas (Ver tabla 17), deben tener los certificados requeridos aprobados por el ingeniero de calidad o el Company Man.
- Personal de operación: Como consideración importante, es necesario tener en cuenta que no debe haber personal en este trabajo que no tenga un rol asignado y conozca su función (Ver tabla 18).

Tabla 17. Herramientas y equipos básicos para realizar cementación del revestimiento con stinger

HERRAMIENTAS Y EQUIPOS UTILIZADOS	
Equipo básico de cementación	<ul style="list-style-type: none"> - Unidad de cementación - Sistema de almacenamiento a granel de cemento - Sistema de almacenamiento de agua y mezcla de químicos (Aditivos) - Recirculador (<i>Batch Mixer</i>)
Herramientas de cementación	<ul style="list-style-type: none"> - <i>Side entry sub</i> - Líneas de alta presión
Equipo básico	<ul style="list-style-type: none"> - Equipo de perforación
Herramientas de lodos	<ul style="list-style-type: none"> - Kit para medir densidad del lodo - Químicos para detectar presencia de cemento

Fuente. El autor del proyecto

Tabla 18. Personal que interviene en la cementación del revestimiento con stinger

PERSONAL	RESPONSABILIDADES
Representante de la compañía operadora (Company Man)	<ul style="list-style-type: none"> - Entregar el programa y socializar el procedimiento y el panorama de factores de riesgos. - Observar preventivamente la ejecución de la operación para cementar el revestimiento con <i>stinger</i>.
Asistente Company Man	<ul style="list-style-type: none"> - Documentar el procedimiento antes y después de ejecutado. - Observar preventivamente riesgos y comunicarlos inmediatamente al Company Man. - Realizar seguimiento al programa de cementación del revestimiento con <i>stinger</i>.
HSE	<ul style="list-style-type: none"> - Escribir, revisar y supervisar la correcta ejecución de la operación referente al área de salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente. - Participar de las reuniones pre-operacionales y socializar el análisis de riesgos para ejecutar la operación de manera segura y sin accidentes.
Jefe de equipo de perforación (Tool Pusher)	<ul style="list-style-type: none"> - Coordinar y controlar el correcto funcionamiento de todos los equipos de perforación para ejecutar la operación.
Supervisor de turno	<ul style="list-style-type: none"> - Dirigir y coordinar directamente la ejecución de las operaciones del programa de cementación del revestimiento con <i>stinger</i>.
Cuadrilla de perforación	<ul style="list-style-type: none"> - Perforador: Operar los controles de la consola del perforador, bombas y top drive. - Encuellador: Tomar las muestras de lechada antes y durante la cementación y medir el peso de la lechada durante el bombeo. - Cuñeros: Realizar <i>Rig Up</i> y <i>Rig Down</i> de equipos y herramientas de cementación.
Supervisor de cementación	<ul style="list-style-type: none"> - Elaborar el programa de cementación y coordinar la ejecución de la operación.

PERSONAL	RESPONSABILIDADES
	- Supervisar la mezcla de fluidos.
Operador unidad de cementación	- Operar y mantener los sistemas de suministro y mezcla de cemento.
Cuadrilla de cementación	- Realizar <i>Rig Up</i> y <i>Rig Down</i> de equipos y herramientas de cementación. - Realizar la mezcla de los pre-flujos y la lechada de cemento.
Ing. de lodos	- Pre-tratar el lodo para evitar la contaminación con cemento. - Acondicionar el fluido de perforación (lodo). - Asegurar un suficiente volumen de lodo en superficie antes de iniciar el trabajo.

Fuente. El autor del proyecto

5.9 CEMENTACIÓN CONVENCIONAL DEL REVESTIMIENTO

1. Diligenciar permiso(s) de trabajo con sus respectivos AST y gestionar la aprobación de los mismos. Lo anterior es realizado por el responsable de ejecutar el trabajo.
2. Realizar reunión pre-operacional y análisis de riesgos con el personal involucrado en la operación.
3. Alistar herramientas de cementación.
4. Circular hasta obtener retornos limpios y acondicionar las propiedades reológicas del lodo.
5. Conectar las líneas de alta presión a la unidad de cementación y bombas del equipo de perforación.
6. Llenar y probar con agua las líneas a baja y alta presión.
7. Instalar manualmente tapón de fondo en cabeza de cementación.
8. Con el winche del equipo de perforación, colocar la cabeza de cementación al revestimiento.

9. Iniciar pre-mezcla de volumen de lechada principal en el recirculador (*Batch Mixer*). Adicionalmente, sacar muestras de la lechada principal (testigos).
10. Liberar tapón de fondo.
11. Bombear volumen de lavador químico según programa operacional.
12. Bombear volumen de espaciador mecánico según programa operacional.
13. Bombear volumen de lechada de relleno según programa operacional.
14. Bombear volumen de lechada principal según programa operacional.
15. Con el winche del equipo de perforación, levantar el encuellador con el objetivo de instalar manualmente el tapón superior en la cabeza de cementación.
16. Liberar tapón superior.
17. Con las bombas del taladro, desplazar volumen de lodo según programa operacional.
18. Sentar tapón superior sobre collar flotador y reportar retorno de fluido.
19. Lavar y desconectar líneas de alta presión y cabeza de cementación.
20. Esperar fragüe del cemento.

Recursos necesarios para ejecutar la operación

- Herramientas y equipos utilizados: Estas herramientas (Ver tabla 19), deben tener los certificados requeridos aprobados por el ingeniero de calidad o el Company Man.
- Personal de operación: Como consideración importante, es necesario tener en cuenta que no debe haber personal en este trabajo que no tenga un rol asignado y conozca su función (Ver tabla 20).

Tabla 19. Herramientas y equipos básicos para realizar cementación convencional del revestimiento

HERRAMIENTAS Y EQUIPOS UTILIZADOS	
Equipo básico de cementación	<ul style="list-style-type: none"> - Unidad de cementación - Sistema de almacenamiento a granel de cemento - Sistema de almacenamiento de agua y mezcla de químicos (Aditivos) - Recirculador (Batch Mixer)
Herramientas de cementación	<ul style="list-style-type: none"> - Cabeza de cementación - Tapones de desplazamiento (Bottom y Top Plug) - Líneas de alta presión
Equipo básico	<ul style="list-style-type: none"> - Equipo de perforación
Herramientas de lodo y productos químicos	<ul style="list-style-type: none"> - Kit para medir densidad del lodo - Químicos para detectar presencia de cemento

Fuente. El autor del proyecto

Tabla 20. Personal que interviene en la cementación convencional del revestimiento

PERSONAL	RESPONSABILIDADES
Representante de la compañía operadora (Company Man)	<ul style="list-style-type: none"> - Entregar el programa y socializar el procedimiento y el panorama de factores de riesgos. - Observar preventivamente la ejecución de la operación para realizar la cementación convencional del revestimiento.
Asistente Company Man	<ul style="list-style-type: none"> - Documentar el procedimiento antes y después de ejecutado. - Observar preventivamente riesgos y comunicarlos inmediatamente al Company Man. - Realizar seguimiento al programa de cementación convencional del revestimiento.
HSE	<ul style="list-style-type: none"> - Escribir, revisar y supervisar la correcta ejecución de la operación referente al área

PERSONAL	RESPONSABILIDADES
	<p>de salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Participar de las reuniones pre-operacionales y socializar el análisis de riesgos para ejecutar la operación de manera segura y sin accidentes.
Jefe de equipo de perforación (Tool Pusher)	<ul style="list-style-type: none"> - Coordinar y controlar el correcto funcionamiento de todos los equipos de perforación para ejecutar la operación.
Supervisor de turno	<ul style="list-style-type: none"> - Dirigir y coordinar directamente la ejecución de las operaciones del programa de cementación convencional del revestimiento.
Cuadrilla de perforación	<ul style="list-style-type: none"> - Perforador: Operar los controles de la consola del perforador, bombas y top drive. - Encuellador: Tomar las muestras de lechada antes y durante la cementación y medir el peso de la lechada durante el bombeo. <p>Instalar manualmente el tapón superior en la cabeza de cementación.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Cuñeros: Realizar <i>Rig Up</i> y <i>Rig Down</i> de equipos y herramientas de cementación.
Supervisor de cementación	<ul style="list-style-type: none"> - Elaborar el programa de cementación y coordinar la ejecución de la operación. - Supervisar la mezcla de fluidos.
Operador unidad de cementación	<ul style="list-style-type: none"> - Operar y mantener los sistemas de suministro y mezcla de cemento.
Cuadrilla de cementación	<ul style="list-style-type: none"> - Realizar <i>Rig Up</i> y <i>Rig Down</i> de equipos y herramientas de cementación. - Realizar la mezcla de los pre-flujos y la lechada de cemento.
Ing. de lodos	<ul style="list-style-type: none"> - Pre-tratar el lodo para evitar la contaminación con cemento. - Acondicionar el fluido de perforación (lodo). - Asegurar un suficiente volumen de lodo en superficie antes de iniciar el trabajo.

Fuente. El autor del proyecto

5.10 INSTALACIÓN SECCIÓN A - WHA

1. Diligenciar permiso(s) de trabajo con sus respectivos AST y gestionar la aprobación de los mismos. Lo anterior es realizado por el responsable de ejecutar el trabajo.
2. Realizar reunión pre-operacional y análisis de riesgos con el personal involucrado en la operación.
3. Suspender toda actividad en la mesa del equipo.
4. Limpiar el contrapozo previo a la instalación, para asegurarse que el mismo se encuentre completamente libre de fluidos. Debajo de la mesa solo debe haber personal autorizado.
5. Medir la profundidad del contrapozo.
6. Retirar *bell nipple* y *flow line*.
7. Cortar y retirar tubo conductor.
8. Armar equipo para corte en frío.
9. Cortar y biselar el revestimiento con equipo de corte en frío.
10. Desarmar herramienta para corte en frío.
11. Colocar en posición la Sección A y soldar la misma al revestimiento con equipo de inducción para pre-calentamiento.
12. Esperar enfriamiento sección A.
13. Probar Sección A.

Recursos necesarios para ejecutar la operación

- Herramientas y equipos utilizados: Estas herramientas (Ver tabla 21), deben tener los certificados requeridos aprobados por el ingeniero de calidad o el Company Man.

- Personal de operación: Como consideración importante, es necesario tener en cuenta que no debe haber personal en este trabajo que no tenga un rol asignado y conozca su función (Ver tabla 22). Así mismo, debajo de la mesa solo debe haber personal autorizado.

Tabla 21. Herramientas y equipos básicos para instalar Sección A - WHA

HERRAMIENTAS Y EQUIPOS UTILIZADOS	
Equipo básico	- Equipo de perforación
Equipo básico de instalación	- Equipo de soldadura - Equipo de corte en frío

Fuente. El autor del proyecto

Tabla 22. Personal que interviene en la instalación de la Sección A - WHA

PERSONAL	RESPONSABILIDADES
Representante de la compañía operadora (Company Man)	- Entregar el programa y socializar el procedimiento y el panorama de factores de riesgos. - Observar preventivamente la ejecución de la operación para instalar la Sección A.
Asistente Company Man	- Documentar el procedimiento antes y después de ejecutado. - Observar preventivamente riesgos y comunicarlos inmediatamente al Company Man. - Realizar seguimiento al programa de instalación de la Sección A.
HSE	- Escribir, revisar y supervisar la correcta ejecución de la operación referente al área de salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente. - Participar de las reuniones pre-operacionales y socializar el análisis de riesgos para ejecutar la operación de manera segura y sin accidentes.
Jefe de equipo de perforación (Tool Pusher)	- Asegurar la correcta instalación y funcionamiento de la Sección A, de acuerdo con el programa recibido. - Mantener en el equipo las herramientas

PERSONAL	RESPONSABILIDADES
	necesarias para instalar la Sección A.
Supervisor de turno	- Dirigir y coordinar directamente la ejecución de las operaciones del programa de instalación.
Cuadrilla de perforación	- Perforador: Operar los controles de la consola del perforador y winches necesarios para la operación cuando reciba la orden y solo cuando este seguro ya sea porque tenga visión directa o reciba la instrucción clara y precisa. -Encuellador: Participar en el aseguramiento de la Sección A y trabajos en alturas inherentes a la operación. - Cuñeros: Aflojar y apretar la tornillería de la Sección A. - Patieros: Limpiar el contrapozo del fluido de perforación previa a la instalación. Ellos no deben estar bajo la mesa durante la instalación.
Supervisor de instalación	- Dirigir y coordinar la ejecución de la instalación previa a la instalación de la Sección A.
Cuadrilla de instalación (Sección)	- Ejecutar la operación de inducción para pre-calentamiento y corte en frío del revestimiento.

Fuente. El autor del proyecto

5.11 INSTALACIÓN SECCIÓN B – WHA

1. Diligenciar permiso(s) de trabajo con sus respectivos AST y gestionar la aprobación de los mismos. Lo anterior es realizado por el responsable de ejecutar el trabajo.
2. Realizar reunión pre-operacional y análisis de riesgos con el personal involucrado en la operación.
3. Suspender toda actividad en la mesa del equipo.

4. Limpiar el contrapozo previo a la instalación, para asegurarse que el mismo se encuentre completamente libre de fluidos. Debajo de la mesa solo debe haber personal autorizado.
5. Retirar *flow line* y desconectar líneas hidráulicas.
6. Soltar tornillos entre BOP y *drilling spool*.
7. Con rieles y cadenas, colgar del bloque viajero la BOP y levantar la misma.
8. Tensionar revestimiento.
9. Instalar el colgador de tubería de revestimiento (*casing hanger*); liberando el peso del revestimiento lentamente y verificar que este no se desplace hasta que la tensión de la tubería llegue a (0) cero.
10. Realizar corte en bruto del revestimiento.
11. Desarmar conjunto BOP y retirar del contrapozo.
12. Armar equipo para corte en frío.
13. Según las medidas tomadas, cortar y biselar el revestimiento con máquina de corte en frío.
14. Desarmar herramienta para corte en frío.
15. Limpiar el área de sello de la sección A y colocar anillos (*ring gascket*).
16. Levantar sección B mas DSA, evitando colocar las manos en puntos que sean de atrapamiento.
17. Sentar sección B a la sección A, colocando peso con *drilling spool* y ajustar tornillos.
18. Torquear tornillos.

Recursos necesarios para ejecutar la operación

- Herramientas y equipos utilizados: Estas herramientas (Ver tabla 23), deben tener los certificados requeridos aprobados por el ingeniero de calidad o el Company Man.

- Personal de operación: Como consideración importante, es necesario tener en cuenta que no debe haber personal en este trabajo que no tenga un rol asignado y conozca su función (Ver tabla 24). Así mismo, debajo de la mesa solo debe haber personal autorizado.

Tabla 23. Herramientas y equipos básicos para instalar Sección B - WHA

HERRAMIENTAS Y EQUIPOS UTILIZADOS	
Equipo básico	- Equipo de perforación
Equipo básico de instalación	- Equipo de corte en frío

Fuente. El autor del proyecto

Tabla 24. Personal que interviene en la instalación de la Sección B - WHA

PERSONAL	RESPONSABILIDADES
Representante de la compañía operadora (Company Man)	<ul style="list-style-type: none"> - Entregar el programa y socializar el procedimiento y el panorama de factores de riesgos. - Observar preventivamente la ejecución de la operación para instalar la Sección B.
Asistente Company Man	<ul style="list-style-type: none"> - Documentar el procedimiento antes y después de ejecutado. - Observar preventivamente riesgos y comunicarlos inmediatamente al Company Man. - Realizar seguimiento al programa de instalación de la Sección B.
HSE	<ul style="list-style-type: none"> - Escribir, revisar y supervisar la correcta ejecución de la operación referente al área de salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente. - Participar de las reuniones pre-operacionales y socializar el análisis de riesgos para ejecutar la operación de manera segura y sin accidentes.
Jefe de equipo de perforación (Tool Pusher)	<ul style="list-style-type: none"> - Asegurar la correcta instalación y funcionamiento de la Sección B, de acuerdo con el programa recibido. - Mantener en el equipo las herramientas necesarias para instalar la Sección B, así

PERSONAL	RESPONSABILIDADES
	como para colgar las BOP's e instalar el colgador de tubería de revestimiento (<i>casing Hanger</i>).
Supervisor de turno	- Dirigir y coordinar directamente la ejecución de las operaciones del programa de instalación.
Cuadrilla de perforación	- Perforador: Operar los controles de la consola del perforador y winches necesarios para la operación cuando reciba la orden y solo cuando este seguro ya sea porque tenga visión directa o reciba la instrucción clara y precisa. - Encuellador: Participar en el aseguramiento de la Sección B, BOP's y trabajos en alturas inherentes a la operación. - Cuñeros: Aflojar y apretar la tornillería de las BOP's. Participar en el aseguramiento y amarre de las BOP's. - Patieros: Limpiar el contrapozo del fluido de perforación previa a la instalación. Ellos no deben estar bajo la mesa durante la instalación.
Supervisor de instalación	- Dirigir y coordinar directamente la ejecución de las operaciones del programa de instalación.
Cuadrilla de instalación (Sección A, B y BOP's)	- Realizar el corte en frío del revestimiento - Instalar el colgador de tubería de revestimiento (<i>casing Hanger</i>).

Fuente. El autor del proyecto

5.12 INSTALACIÓN Y PRUEBA CONJUNTO DE BOP

1. Armar conjunto de BOP con anticipación a la operación as:
 - a. Acoplar los diferentes arietes que conforman el conjunto de BOP.
2. Colocar conjunto de BOP cerca del contrapozo.

3. Con rieles y cadenas, colgar del bloque viajero la BOP y levantar la misma para dirigirla hacia el WHA, controlando y/o aguantando el desplazamiento horizontal con el carro macho y evitar que se golpee la subestructura o la BOP y se ponga en riesgo el personal de la operación.
4. Con el carro macho, dejar de sostener lentamente la BOP hasta que la misma quede encima del WHA.
5. Retirar el carro macho, una vez la BOP quede suspendida del bloque viajero.
6. Realizar las conexiones de las líneas hidráulicas y apretar tornillos entre la BOP y *drilling spool*.
7. Instalar *bell nipple* y *flow line*.
8. Conectar *test plug* al *drill pipe* y sentar el mismo en el WHA para probar conjunto de BOP.
9. Probar cierre y apertura del conjunto de BOP.
10. Recuperar *test plug* e instalar *wear bushing*.
11. Diligenciar informe del servicio y solicitar el cierre del permiso de trabajo.

Recursos necesarios para ejecutar la operación

- Herramientas y equipos utilizados: Estas herramientas (Ver tabla 25), deben tener los certificados requeridos aprobados por el ingeniero de calidad o el Company Man.
- Personal de operación: Como consideración importante, es necesario tener en cuenta que no debe haber personal en este trabajo que no tenga un rol asignado y conozca su función (Ver tabla 26). Así mismo, debajo de la mesa solo debe haber personal autorizado.

Tabla 25. Herramientas y equipos básicos para instalar BOP's

HERRAMIENTAS Y EQUIPOS UTILIZADOS	
Conjunto de BOP	<ul style="list-style-type: none"> - BOP (Preventor Anular, <i>Double pipe ram</i>, arietes ciegos) - <i>Bell nipple / Flow line / Acumulador</i> - <i>Chock Manifold / kill line / Chock line</i> - Líneas hidráulicas - Tornillería - Anillos (<i>Ring gasket</i>)
Equipo básico	<ul style="list-style-type: none"> - Equipo de perforación
Equipo básico de instalación	<ul style="list-style-type: none"> - Equipo de corte en frío - <i>Wear bushing</i> - Test plug (Tapón de prueba)

Fuente. El autor del proyecto

Tabla 26. Personal que interviene en la instalación y prueba del conjunto de BOP's

PERSONAL	RESPONSABILIDADES
Representante de la compañía operadora (Company Man)	<ul style="list-style-type: none"> - Entregar el programa y socializar el procedimiento y el panorama de factores de riesgos. - Observar preventivamente la ejecución de la operación para instalar las BOP's (equipo de control de pozo).
Asistente Company Man	<ul style="list-style-type: none"> - Documentar el procedimiento antes y después de ejecutado. - Observar preventivamente riesgos y comunicarlos inmediatamente al Company Man. - Realizar seguimiento al programa de instalación de las BOP's.
HSE	<ul style="list-style-type: none"> - Escribir, revisar y supervisar la correcta ejecución de la operación referente al área de salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente. - Participar de las reuniones pre-operacionales y socializar el análisis de riesgos para ejecutar la operación de manera segura y sin accidentes.
Jefe de equipo de perforación (Tool	<ul style="list-style-type: none"> - Asegurar la correcta instalación y

PERSONAL	RESPONSABILIDADES
Pusher)	<p>funcionamiento de la Sección B, de acuerdo con el programa recibido.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Mantener en el equipo las herramientas necesarias para colgar las BOP's e instalar el colgador de tubería de revestimiento (<i>casing hanger</i>).
Supervisor de turno	<ul style="list-style-type: none"> - Dirigir y coordinar directamente la ejecución de las operaciones del programa de instalación.
Cuadrilla de perforación	<ul style="list-style-type: none"> - Perforador: Operar los controles de la consola del perforador y winches necesarios para la operación cuando reciba la orden y solo cuando este seguro ya sea porque tenga visión directa o reciba la instrucción clara y precisa. - Encuellador: Participar en el aseguramiento de las BOP's y trabajos en alturas inherentes a la operación. - Cuñeros: Aflojar y apretar la tornillería de las BOP's. Participar en el aseguramiento y amarre de las BOP's. - Patieros: Limpiar el contrapozo del fluido de perforación previa a la instalación. Ellos no deben estar bajo la mesa durante la instalación.
Supervisor de instalación	<ul style="list-style-type: none"> - Dirigir y coordinar directamente la ejecución de las operaciones del programa de instalación.
Cuadrilla de instalación BOP's	<ul style="list-style-type: none"> - Realizar el corte en frío del revestimiento - Instalar el colgador de tubería de revestimiento (<i>casing hanger</i>)
Operador carro macho	<p>Controlar y/o aguantar el desplazamiento horizontal de las BOP hacia el WHA para evitar que ésta se dirija rápidamente sobre el WHA.</p>

Fuente. El autor del proyecto

5.13 DRILL OUT

1. Con el winche del equipo de perforación, subir a la mesa cada uno de los elementos del BHA, conectar cada elemento con el torque requerido y bajarlo dentro del pozo.
2. Bajar por paradas de *drill pipe*.
3. la sarta de perforación hasta encontrar tope de cemento o tocar el tapón superior de desplazamiento.
4. Levantar BHA y tubería de perforación.
5. Detener circulación y cerrar *pipe rams* para realizar prueba de integridad al revestimiento.
6. Perforar tapón, collar flotador, cemento, zapato guía y bolcillo de cemento; simultáneamente circular.
7. Verificar en superficie la presencia de cemento y restos de tapón, collar flotador y zapato guía.
8. Perforar y circular hasta obtener retornos limpios. verificando en superficie el 100% de muestra de formación.

Recursos necesarios para ejecutar la operación

- Herramientas y equipos utilizados: Estas herramientas (Ver tabla 27), deben tener los certificados requeridos aprobados por el ingeniero de calidad o el Company Man.
- Personal de operación: Como consideración importante, es necesario tener en cuenta que no debe haber personal en este trabajo que no tenga un rol asignado y conozca su función (Ver tabla 28).

Tabla 27. Herramientas y equipos básicos para realizar Drill Out

HERRAMIENTAS Y EQUIPOS UTILIZADOS	
Equipo básico	<ul style="list-style-type: none"> - Equipo de perforación - Control de sólidos y fluidos residuales
Herramientas de lodos	<ul style="list-style-type: none"> - Químicos para detectar presencia de cemento

Fuente. El autor del proyecto

Tabla 28. Personal que interviene en el Drill Out

PERSONAL	RESPONSABILIDADES
Representante de la compañía operadora (Company Man)	<ul style="list-style-type: none"> - Entregar el programa y socializar el procedimiento y el panorama de factores de riesgos. - Observar preventivamente la ejecución de la operación para realizar la perforación del cemento y el equipo de flotación (<i>Drill Out</i>). - Tomar decisiones ante comportamientos no esperados durante la operación.
Geólogo (Well Site)	<ul style="list-style-type: none"> - Identificar y caracterizar en el pozo las diferentes unidades rocosas encontradas para definir los topes formacionales, su caracterización, el posicionamiento estructural y el contenido de fluidos en las mismas, entre otros. - Prestar atención a los <i>cavings</i> que retornan en las zarandas (<i>shaker</i>) y evaluar si hay problemas de derrumbe.
Asistente Company Man	<ul style="list-style-type: none"> - Documentar el procedimiento antes y después de ejecutado. - Observar preventivamente riesgos y comunicarlos inmediatamente al Company Man. - Realizar seguimiento al programa de perforación <i>Drill Out</i>.
HSE	<ul style="list-style-type: none"> - Escribir, revisar y supervisar la correcta ejecución de la operación referente al área de salud ocupacional, seguridad industrial y

PERSONAL	RESPONSABILIDADES
	<p>medio ambiente.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Participar de las reuniones pre-operacionales y socializar el análisis de riesgos para ejecutar la operación de manera segura y sin accidentes.
Jefe de equipo de perforación (Tool Pusher)	<ul style="list-style-type: none"> - Coordinar y controlar el correcto funcionamiento de todos los equipos de perforación para ejecutar la operación.
Supervisor de turno	<ul style="list-style-type: none"> - Dirigir y coordinar directamente la ejecución de las operaciones del programa de <i>Drill Out</i>.
Cuadrilla de perforación	<ul style="list-style-type: none"> - Perforador: Operar los controles de la consola del perforador, bombas y top drive. - Encuellador: Recibir la tubería y dirigirla hacia el elevador para que ésta quede enganchada. - Cuñeros: Dirigir la tubería hacia el centro del hueco para realizar la respectiva conexión. <p>Operar las herramientas de manejo de tubería para la conexión o desconexión de las paradas.</p> <p>Colocar el winche del equipo de perforación en la tubería para levantar la misma desde la planchada a la mesa.</p>
Ing. de lodos	<ul style="list-style-type: none"> - Presentar el programa de la sección y socializarlo - Asegurar la existencia de materiales requeridos. - Preparar y bombear píldoras. - Acondicionar el fluido de perforación. - Monitorear los retornos de fluido, para verificar que no existan pérdidas de circulación o aportes de fluidos de formación al pozo.
Supervisor / Cuadrilla control de sólidos	<ul style="list-style-type: none"> - Controlar los sólidos y fluidos residuales provenientes de la operación.
Ing. ADT	<ul style="list-style-type: none"> - Tener control de volumen tanto de llenado como desplazado; con el fin de identificar pérdidas o aportes de fluido de formación, entre otras.

PERSONAL	RESPONSABILIDADES
Ing. de Aseguramiento de la calidad	- Inspeccionar y medir la sarta de perforación.

Fuente. El autor del proyecto

5.14 PRUEBA FIT (FORMATION INTEGRITY TEST)

1. Circular hasta homogeneizar el lodo entrando y saliendo.
2. Instalar *side entry sub* y conectar líneas de alta presión a la unidad de cementación.
3. Llenar y probar con agua las líneas de presión.
4. Con la unidad de cementación, realizar prueba de integridad de la formación o FIT, bombeando lodo a través de las líneas de presión hasta alcanzar una presión máxima y observar retorno de fluido.
5. Calcular la densidad máxima con que se puede fracturar la formación o densidad del lodo equivalente.
6. Lavar, desconectar y bajar *side entry sub* y líneas de alta presión.

Recursos necesarios para ejecutar la operación

- Herramientas y equipos utilizados: Estas herramientas (Ver tabla 29), deben tener los certificados requeridos aprobados por el ingeniero de calidad o el Company Man.
- Personal de operación: Como consideración importante, es necesario tener en cuenta que no debe haber personal en este trabajo que no tenga un rol asignado y conozca su función (Ver tabla 30).

Tabla 29. Herramientas y equipos básicos para realizar prueba FIT

HERRAMIENTAS Y EQUIPOS UTILIZADOS	
Equipo básico de cementación	- Unidad de cementación
Herramientas de cementación	- <i>Side entry sub</i> - Líneas de alta presión
Equipo básico	- Equipo de perforación

Fuente. El autor del proyecto

Tabla 30. Personal que interviene en la prueba FIT

PERSONAL	RESPONSABILIDADES
Representante de la compañía operadora (Company Man)	<ul style="list-style-type: none"> - Entregar el programa y socializar el procedimiento y el panorama de factores de riesgos. - Observar preventivamente la ejecución de la operación para realizar la prueba de la integridad de la formación.
Asistente Company Man	<ul style="list-style-type: none"> - Documentar el procedimiento antes y después de ejecutado. - Observar preventivamente riesgos y comunicarlos inmediatamente al Company Man. - Realizar seguimiento al programa de prueba de la integridad de la formación
HSE	<ul style="list-style-type: none"> - Escribir, revisar y supervisar la correcta ejecución de la operación referente al área de salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente. - Participar de las reuniones pre-operacionales y socializar el análisis de riesgos para ejecutar la operación de manera segura y sin accidentes.
Jefe de equipo de perforación (Tool Pusher)	<ul style="list-style-type: none"> - Coordinar y controlar el correcto funcionamiento de todos los equipos de perforación para ejecutar la operación.
Supervisor de turno	<ul style="list-style-type: none"> - Dirigir y coordinar directamente la ejecución de las operaciones del programa de prueba de la integridad de la formación.
Cuadrilla de perforación	<ul style="list-style-type: none"> - Perforador: Operar los controles de la consola del perforador, bombas y top drive para subir y bajar la sarta.

PERSONAL	RESPONSABILIDADES
	- Encuellador / Cuñeros: Realizar el <i>Rig Up</i> y <i>Rig Down</i> de las líneas de alta presión.
Supervisor de cementación	- Dirigir y coordinar la ejecución de la prueba FIT.
Operador unidad de cementación	- Operar la unidad de cementación, bombeando lodo a través de las líneas de alta presión para determinar la máxima presión que soporta la formación sin llegar a fracturar.
Cuadrilla de cementación	- Realizar <i>Rig Up</i> y <i>Rig Down</i> de las herramientas de cementación (líneas de alta presión y <i>side entry sub</i>) para realizar la prueba FIT.
Ing. de lodos	- Asegurar la existencia de materiales requeridos. - Acondicionar el fluido de perforación. - Monitorear los retornos de fluido, para verificar que no excitan pérdidas de circulación o aportes de fluidos de formación al pozo.

Fuente. El autor del proyecto

5.15 CORRER Y CORTAR CABLE

➤ CORRER CABLE

1. Diligenciar permiso(s) de trabajo con sus respectivos AST y gestionar la aprobación de los mismos. Lo anterior es realizado por el responsable de ejecutar el trabajo.
2. Realizar reunión pre-operacional y análisis de riesgos con el personal involucrado en la operación.
3. Verificar que el programa de Toneladas/millas se lleve correctamente.
4. Alistar y revisar las herramientas adecuadas para soltar la tornillería del ancla, pernos y todos los elementos de seguridad del cable.
5. Colgar el bloque viajero de un punto resistente de la estructura de la torre.

- a. En equipos en donde se tenga un cable asegurado a la corona, el encuellador asegura la polea con un grillete que se encuentra en el extremo del cable.
 - b. En equipos con top drive, si se está haciendo viaje, se conecta el top drive y se sienta la sarta en cuñas dejando el peso del top drive en la línea dispuesta para colgar dicho conjunto.
6. Liberar el peso del bloque bajando lentamente la polea hasta que ésta quede colgada del cable con el que se aseguró; de modo que se observe el indicador de peso en cero.
 7. Retirar el sensor de peso de la compañía de servicios.
 8. Soltar la grapa del ancla, verificando que el cable no presente ningún tipo de tensión, el estado de los tornillos y tuercas, el estado de los bronce de la grapa.
 9. Retirar seguros del carrito del cable.
 10. Medir y marcar la longitud de cable a correr.
 11. Enrollar en el tambor del malacate la longitud de cable a correr.
 - a. Los cuñeros deben ayudar al paso del cable por el ancla, direccionándolo y evitando que este se atasque debido al número de vueltas en el ancla.
 - b. Golpear el cable suavemente con una masetta para que quede bien enrollado.
 12. Asegurar los pernos y tornillos de la grapa y del ancla.
 - a. El cable enrollado en el ancla no debe quedar montado en la parte de abajo.
 - b. Los tornillos deben ser apretados en cruz y con el torque requerido.

13. Subir la bloque viajero hasta que quede colgada del cable de perforación verificando esto en el indicador de peso.
 - a. En caso que el indicador de peso permanezca en cero aun cuando la polea este colgada del cable de perforación será necesario la revisión del sistema de instrumentación.
14. Soltar la polea y retirar la eslinga o el cable.
15. Calibrar y probar la válvula de seguridad (Crown O' Matic).

➤ **CORTAR CABLE**

1. Realizar el procedimiento de corrida de cable del 1 al 9.
2. Levantar la guarda del tambor y sacar la punta del cable.
3. Retirar la grapa de la punta del cable.
 - a. Verificar el estado de la grapa. En caso de deterioro cambiarla.
4. Medir en el extremo libre la cantidad de pies de acuerdo al programa de Toneladas/millas.
 - a. No solamente se debe tener el programa sino también realizar inspecciones visuales al cable.
5. Medir y cortar el cable excedente con el corta cable hidráulico.
6. Limpiar la punta del cable y retirar el cable cortado.
 - a. La punta del cable debe ser limpiada con el fin de retirar la grasa lubricante del cable la cual puede ocasionar que la grapa se suelte al momento de recibir cargas por tensión.
7. Instalar la grapa en el cable de perforación.
 - a. Dejar un espacio libre de aproximadamente 1 a 2 pulgadas de la grapa.
 - b. Correr la grapa con el cable ya asegurado hasta el tope de la abertura del tambor del malacate.

8. Recoger el cable, pasando la punta por debajo del tambor.
 - a. Dependiendo del diámetro del tambor del malacate, tener en cuenta el número de vueltas con las que debe quedar.
 - b. Se debe dar vueltas al tambor a medida que se enrolla cable teniendo cuidado con el movimiento del cable.
 - c. Para enrollar el cable en el tambor se utiliza un cambio bajo, para que el malacate gire lentamente.

9. Asegurar los pernos y tornillos de la grapa y del ancla.
 - a. El cable enrollado en el ancla no debe quedar montado.
 - b. Los tornillos deben ser apretados en cruz y con el torque requerido.

10. Subir el bloque viajero hasta que quede colgado del cable de perforación verificando esto en el indicador de peso.
 - a. En caso que el indicador de peso permanezca en cero aun cuando la polea este colgada del cable de perforación será necesario la revisión del sistema de instrumentación.

11. Soltar la polea y retirar la eslinga o el cable.
12. Calibrar y probar la válvula de seguridad (Crown O' Matic).

Recursos necesarios para ejecutar la operación

- Herramientas y equipos utilizados: Estas herramientas (Ver tabla 31), deben tener los certificados requeridos aprobados por el ingeniero de calidad o el Company Man.

- Personal de operación: Como consideración importante, es necesario tener en cuenta que no debe haber personal en este trabajo que no tenga un rol asignado y conozca su función (Ver tabla 32). Así mismo, debajo de la mesa solo debe haber personal autorizado.

Tabla 31. Herramientas y equipos básicos para correr y cortar cable de perforación

HERRAMIENTAS Y EQUIPOS UTILIZADOS	
Equipo básico	- Equipo de perforación
Herramientas de manejo	- Maseta / Macho / barra - Llaves para tubo - Llave para soltar y torquear tornillos - Corta cable hidráulico

Fuente. El autor del proyecto

Tabla 32. Personal que interviene en la corrida y corte del cable de perforación

PERSONAL	RESPONSABILIDADES
Representante de la compañía operadora (Company Man)	- Observar preventivamente la ejecución de la operación de corrida y corte del cable de perforación.
Asistente Company Man	- Documentar el procedimiento antes y después de ejecutado. - Observar preventivamente riesgos y comunicarlos inmediatamente al Company Man. - Realizar seguimiento al programa de corrida y corte del cable de perforación.
HSE	- Escribir, revisar y supervisar la correcta ejecución de la operación referente al área de salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente. - Participar de las reuniones pre-operacionales y socializar el análisis de riesgos para ejecutar la operación de manera segura y sin accidentes.

PERSONAL	RESPONSABILIDADES
Jefe de equipo de perforación (Tool Pusher)	- Planear y controlar las operaciones de corrida y corte del cable de perforación.
Supervisor de turno	- Dirigir y coordinar con la cuadrilla de perforación las operaciones de corrida y corte del cable de perforación.
Cuadrilla de perforación	- Perforador: Operar los controles de la consola del perforador y mandos del malacate. - Encuellador: Asegurar la polea con el grillete que se encuentra en el extremo del cable. - Cuñeros: Ayudar en el paso del cable por el ancla, direccionándolo y evitando que este se atasque debido al número de vueltas en el ancla. - Patieros: Ayudar a dar vueltas al carrete de cable y enrollar el cable cortado.

Fuente. El autor del proyecto

5.16 SIDE TRACK

1. Disponer del programa aprobado para la operación y gestionar la aprobación de los permiso(s) de trabajo con sus respectivos AST a que hubiere lugar. Lo anterior es realizado por el responsable de ejecutar el trabajo.
2. Realizar reunión pre-operacional y análisis de riesgos con el personal involucrado en la operación.
3. Con el winche del equipo de perforación, subir a la mesa cada uno de los elementos del BHA direccional, conectar cada elemento con el torque requerido y bajarlo dentro del pozo.
4. Probar BHA direccional.
5. Bajar sarta de perforación con BHA direccional.
6. Perforar hueco deslizando y rotando dependiendo de las condiciones del mismo y siguiendo el programa operacional establecido.

7. Circular hasta obtener retornos limpios y bombear píldora pesada para sacar tubería seca.
8. Sacar sarta direccional a superficie.
9. Quebrar BHA direccional.
10. Con el winche del equipo de perforación, bajar de la mesa cada una de las herramientas direccionales.

Recursos necesarios para ejecutar la operación

- Herramientas y equipos utilizados: Estas herramientas (Ver tabla 33), deben tener los certificados requeridos aprobados por el ingeniero de calidad o el Company Man.
- Personal de operación: Como consideración importante, es necesario tener en cuenta que no debe haber personal en este trabajo que no tenga un rol asignado y conozca su función (Ver tabla 34). Así mismo, debajo de la mesa solo debe haber personal autorizado.

Tabla 33. Herramientas direccionales

HERRAMIENTAS Y EQUIPOS UTILIZADOS	
BHA Direccional	- Motor de fondo - MWD (Measurement While Drilling)

Fuente. El autor del proyecto

Tabla 34. Personal que interviene en el side track

PERSONAL	RESPONSABILIDADES
Representante de la compañía operadora (Company Man)	- Dirigir y supervisar la ejecución de la operación de <i>side track</i> .
Geólogo (Well Site)	- Identificar y caracterizar en el pozo las diferentes unidades rocosas encontradas durante el avance de la perforación para definir los topes formacionales, su caracterización, el posicionamiento

PERSONAL	RESPONSABILIDADES
	estructural y el contenido de fluidos en las mismas, entre otros.
Asistente Company Man	<ul style="list-style-type: none"> - Documentar el procedimiento antes y después de ejecutado. - Observar preventivamente riesgos y comunicarlos inmediatamente al Company Man. - Realizar seguimiento al programa de <i>side track</i>
HSE	<ul style="list-style-type: none"> - Escribir, revisar y supervisar la correcta ejecución de la operación referente al área de salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente. - Participar de las reuniones pre-operacionales y socializar el análisis de riesgos para ejecutar la operación de manera segura y sin accidentes.
Jefe de equipo de perforación (Tool Pusher)	<ul style="list-style-type: none"> - Coordinar y controlar el correcto funcionamiento de todos los equipos de perforación para ejecutar la operación.
Supervisor de turno	<ul style="list-style-type: none"> - Dirigir y coordinar la ejecución de las operaciones programadas en el pozo.
Cuadrilla de perforación	<ul style="list-style-type: none"> - Perforador: Operar los controles de la consola del perforador, bombas y top drive. - Encuellador: Recibir la tubería y dirigirla hacia el elevador para que esta quede enganchada. - Cuñeros: Dirigir la tubería hacia el centro del hueco para realizar la respectiva conexión. <p>Operar las herramientas de manejo de tubería para la conexión o desconexión de las paradas.</p>
Ing. Direccional	Coordinar el arme del BHA direccional, probarlo y dirigir la ejecución de la operación.
Ing. MWD	Tomar los <i>survey</i> o conjunto de datos que miden y registran el ángulo de desviación del pozo.
Cuadrilla de direccional	<ul style="list-style-type: none"> - Armar sarta de direccional según programa recibido.

PERSONAL	RESPONSABILIDADES
Ing. de lodos	<ul style="list-style-type: none"> - Preparar y bombear píldoras. - Acondicionar el fluido de perforación. - Monitorear los retornos de fluido, para verificar que no existan pérdidas de circulación o aportes de fluidos de formación al pozo.
Ing. ADT	<ul style="list-style-type: none"> - Tener control de volumen tanto de llenado como desplazado; con el fin de identificar pérdidas o aportes de fluido de formación, entre otras.
Ing. de Aseguramiento de la calidad	<ul style="list-style-type: none"> - Inspeccionar y medir la sarta de perforación.

Fuente. El autor del proyecto

5.17 PESCA SONDA DE REGISTROS ELÉCTRICOS POR PEGA DE LA HERRAMIENTA

1. Diligenciar permiso(s) de trabajo con sus respectivos AST y gestionar la aprobación de los mismos. Lo anterior es realizado por el responsable de ejecutar el trabajo.
2. Realizar reunión pre-operacional y análisis de riesgos con el personal involucrado en la operación.
3. Con el winche del equipo de perforación, subir las herramientas requeridas para realizar la operación de pesca de la sonda de registros eléctricos.
4. Colocar el cable en cuña (*t clamp*).
5. Probar cuña tensionando el cable y verificar que este no se mueva en la cuña.
6. Quitar la tensión en el cable desde la unidad de registros eléctricos.
7. Cortar el cable dejando una longitud de trabajo.
8. Instalar conector rápido en las puntas del cable, tanto el que se encuentra en cuña como el que está unido al malacate de la unidad de registros.
9. Con el elevador del top drive, enganchar y levantar la primera parada de *drill pipe*.

10. Conectar *overshot* a la primera parada de *drill pipe*.
11. Con la unidad de registros eléctricos, elevar el cable que se encuentra unido al malacate de la unidad de registros.
12. Introducir dentro de la sarta de pesca el cable, el cual baja rápidamente ayudado por el encuellador y las barras de peso.
13. Unir los conectores rápidos.
14. Con la unidad de registros eléctricos, verificar que el cable está agarrado.
15. Quitar la cuña del cable y tensionar el mismo con la unidad de registros eléctricos.
16. Iniciar a bajar la parada hasta que esta llegue a posición de cuñas.
17. Colocar la parada en cuña.
18. Colocar el cable en cuña y soltar el conector rápido.
19. Repetir procedimiento bajando la sarta de pesca enhebrando cable, hasta que el *overshot* llegue al tope de la herramienta.
20. Conectar cabeza de circulación para circular, romper geles y registrar presiones.
21. Hacer operación de pesca.
22. Con la unidad de registros, verificar con tensión que se ha pescado la herramienta.
23. Sacar la parada con pescado.
24. Colocar la parada en cuñas y desconectar *drill pipe* con *floor hand*.
25. Levantar la parada desconectada y colocar el cable en cuña.
26. Cortar cable con pulidora y hacer nudo rápido de pesca para sacar cortando cable.
27. Con la unidad de registros eléctricos, sacar cable recuperado y enrollar el mismo en el tambor del malacate.
28. Colocar parada en el trabajadero y repetir procedimiento para sacar cortando cable hasta recuperar pescado (sonda).
29. Con el winche del equipo, bajar de la mesa pescado.
30. Retirar y asegurar celdas radioactivas.

Recursos necesarios para ejecutar la operación

- Herramientas y equipos utilizados: Estas herramientas (Ver tabla 35), deben tener los certificados requeridos aprobados por el ingeniero de calidad o el Company Man.
- Personal de operación: Como consideración importante, es necesario tener en cuenta que no debe haber personal en este trabajo que no tenga un rol asignado y conozca su función (Ver tabla 36).

Tabla 35. Herramienta de pesca con cable

HERRAMIENTAS Y EQUIPOS UTILIZADOS	
Herramientas de pesca	- <i>Overshot</i>
Herramientas requeridas	- Conector rápido (Rope Sockets) - T clamp - Barras de peso - Pulling tool - Cabeza de circulación - Pulidora
Equipo básico	- Equipo de perforación

Fuente. El autor del proyecto

Tabla 36. Personal que interviene en la pesca de la herramienta (enhebrando y cortando cable)

PERSONAL	RESPONSABILIDADES
Representante de la compañía operadora (Company Man)	- Entregar el programa y socializar el procedimiento y el panorama de factores de riesgos. - Observar preventivamente la ejecución de la operación para pescar la herramienta de registros eléctricos. - Tomar decisiones ante comportamientos no esperados durante la operación. - Dirigir y supervisar la ejecución

PERSONAL	RESPONSABILIDADES
Asistente Company Man	<ul style="list-style-type: none"> - Documentar el procedimiento antes y después de ejecutado. - Observar preventivamente riesgos y comunicarlos inmediatamente al Company Man. - Realizar seguimiento al programa de pesca de la herramienta de registros eléctricos.
HSE	<ul style="list-style-type: none"> - Escribir, revisar y supervisar la correcta ejecución de la operación referente al área de salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente. - Participar de las reuniones pre-operacionales y socializar el análisis de riesgos para ejecutar la operación de manera segura y sin accidentes.
Jefe de equipo de perforación (Tool Pusher)	<ul style="list-style-type: none"> - Coordinar y controlar el correcto funcionamiento de todos los equipos de perforación para ejecutar la operación.
Supervisor de turno	<ul style="list-style-type: none"> - Dirigir y coordinar directamente la ejecución de las operaciones del programa pesca de la herramienta de registros eléctricos.
Cuadrilla de perforación	<ul style="list-style-type: none"> - Perforador: Operar los controles de la consola del perforador, bombas y top drive. - Encuellador: Recibir la tubería y dirigirla hacia el elevador para que esta quede enganchada. - Cuñeros: Dirigir la tubería hacia el centro del hueco para realizar la respectiva conexión. <p>Operar las herramientas de manejo de tubería para la conexión o desconexión de las paradas.</p>
Operador unidad de registros eléctricos	<ul style="list-style-type: none"> - Tensionar, recuperar cable, entre otras.
Supervisor de pesca	<ul style="list-style-type: none"> - Dirigir y coordinar la ejecución de las operaciones programada en el pozo.
Cuadrilla de pesca	<ul style="list-style-type: none"> - Realizar la operación de pesca.

Fuente. El autor del proyecto

5.18 TAPONES DE ABANDONO

1. Disponer del programa aprobado para la operación y gestionar la aprobación de los permiso(s) de trabajo con sus respectivos AST a que hubiere lugar. Lo anterior es realizado por el responsable de ejecutar el trabajo.
2. Realizar reunión pre-operacional y análisis de riesgos con el personal involucrado en la operación.
3. Acondicionar mesa para bajar tubería con punta abierta.
4. Bajar por paradas de *drill pipe* la sarta de perforación Conectar top drive y circular para romper geles.
5. Bombear píldora pesada para evitar desplazamiento del tapón de cemento.
6. Sacar *drill pipe* hasta la posición programada para bombear primer tapón.
7. Alistar herramientas de cementación.
8. Conectar las líneas de alta presión a la unidad de cementación y bombas del equipo de perforación.
9. Llenar y probar con agua las líneas a baja y alta presión.
10. Iniciar pre-mezcla de volumen de lechada en el recirculador (*Batch Mixer*).
11. Bombear el primer tapón de cemento balanceado así:
 - a. Bombear volumen de espaciador mecánico según programa operacional.
 - b. Bombear volumen de lechada de principal según programa operacional.
 - c. Bombear volumen de espaciador mecánico según programa operacional.
12. Con las bombas del taladro o de la unidad de cementación, desplazar volumen de lodo según programa operacional.
13. Sacar sarta de perforación hasta cierta profundidad, conectar top drive y circular en directa para limpiar la tubería.
14. Bajar nuevamente sarta de perforación y tocar tope de cemento.
15. Sacar sarta de perforación hasta cierta profundidad, conectar top drive y circular en directa para limpiar el *diverter tool* y bombear píldora pesada.
16. Sacar *drill pipe* hasta la posición programada para bombear segundo tapón.

17. Bombear el segundo tapón de cemento balanceado.
18. Sacar sarta de perforación hasta cierta profundidad, conectar top drive y circular en directa para limpiar la tubería.
19. Bajar nuevamente sarta de perforación y tocar tope de cemento.
20. Sacar sarta de perforación hasta cierta profundidad, conectar top drive y circular en directa para limpiar el *diverter tool* y bombear píldora pesada.
21. Sacar sarta de perforación hasta superficie y bajar a los burros las paradas de *drill pipe* que no se requieran.
22. Soltar y quitar camisa del *flow line* y *bell nipple*.
23. Desconectar válvula de línea para matar el pozo y soltar tornillería con llave.
24. Con rieles y cadenas, colgar del bloque viajero el set de BOP's y levantar la misma para retirarla.
25. Bajar por paradas de *drill pipe* la sarta de perforación desde superficie hasta la posición programada para bombear el último tapón de cemento.
26. Bombear tercer tapón de cemento balanceado.
27. Sacar sarta de perforación hasta superficie
28. Lavar sarta de perforación y con el winche del equipo de perforación, bajar tubería por sencillos a la planchada.
29. Lavar y desconectar líneas de alta presión.
30. Lavar unidad de cementación y limpiar cemento del tanque de almacenamiento y área de trabajó.
31. Terminar de llenar con cemento el revestimiento y el contrapozo.
32. Instalar el *flange* ciego en la sección B, asegurar y soldar.
33. Lavar tanques de lodo y liberar equipo de perforación.

Recursos necesarios para ejecutar la operación

- Herramientas y equipos utilizados: Estas herramientas (Ver tabla 37), deben tener los certificados requeridos aprobados por el ingeniero de calidad o el Company Man.

- Personal de operación: Como consideración importante, es necesario tener en cuenta que no debe haber personal en este trabajo que no tenga un rol asignado y conozca su función (Ver tabla 38).

Tabla 37. Equipos básicos de operación para ejecutar la operación de bombeo de tapones de abandono

HERRAMIENTAS Y EQUIPOS UTILIZADOS	
Equipo básico de cementación	<ul style="list-style-type: none"> - Unidad de cementación - Sistema de almacenamiento a granel de cemento - Sistema de almacenamiento de agua y mezcla de químicos (Aditivos) - Recirculador (Batch Mixer)
Herramientas de cementación	<ul style="list-style-type: none"> - Tubería con punta abierta - Líneas de alta presión
Equipo básico	<ul style="list-style-type: none"> - Equipo de perforación
Herramientas de lodos	<ul style="list-style-type: none"> - Kit para medir densidad del lodo - Químicos para detectar presencia de cemento

Fuente. El autor del proyecto

Tabla 38. Personal que interviene en el bombeo de tapones de abandono

PERSONAL	RESPONSABILIDADES
Representante de la compañía operadora (Company Man)	<ul style="list-style-type: none"> - Entregar el programa y socializar el procedimiento y el panorama de factores de riesgos. - Observar preventivamente la ejecución de la operación para bombear tapones de abandono.
Asistente Company Man	<ul style="list-style-type: none"> - Documentar el procedimiento antes y después de ejecutado. - Observar preventivamente riesgos y comunicarlos inmediatamente al Company Man. - Realizar seguimiento al programa de bombeo de tapones de abandono.
HSE	<ul style="list-style-type: none"> - Escribir, revisar y supervisar la correcta ejecución de la operación referente al área

PERSONAL	RESPONSABILIDADES
	<p>de salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Participar de las reuniones pre-operacionales y socializar el análisis de riesgos para ejecutar la operación de manera segura y sin accidentes.
Jefe de equipo de perforación (Tool Pusher)	<ul style="list-style-type: none"> - Coordinar y controlar el correcto funcionamiento de todos los equipos de perforación para ejecutar la operación.
Supervisor de turno	<ul style="list-style-type: none"> - Dirigir y coordinar directamente la ejecución de las operaciones del programa de bombeo de tapones de abandono.
Cuadrilla de perforación	<ul style="list-style-type: none"> - Perforador: Operar los controles de la consola del perforador, bombas y top drive. - Encuellador: Tomar las muestras de lechada antes y durante la cementación y medir el peso de la lechada durante el bombeo de los diferentes tapones de cemento. - Cuñeros: Realizar <i>Rig Up</i> y <i>Rig Down</i> de equipos y herramientas de cementación.
Supervisor de cementación	<ul style="list-style-type: none"> - Elaborar el programa de bombeo de tapones de abandono de acuerdo a los requerimientos de la compañía operadora y coordinar la ejecución de la operación. - Supervisar la mezcla de fluidos.
Operador unidad de cementación	<ul style="list-style-type: none"> - Operar y mantener los sistemas de suministro y mezcla de cemento.
Cuadrilla de cementación	<ul style="list-style-type: none"> - Realizar <i>Rig Up</i> y <i>Rig Down</i> de equipos y herramientas de cementación. - Realizar la mezcla de los pre-flujos y la lechada de cemento.
Ing. de lodos	<ul style="list-style-type: none"> - Pre-tratar el lodo para evitar la contaminación con cemento. - Acondicionar el fluido de perforación (lodo). - Asegurar un suficiente volumen de lodo en superficie antes de iniciar el trabajo.

Fuente. El autor del proyecto

6. IDENTIFICACIÓN Y VALORACIÓN DE FACTORES DE RIESGO EN LAS ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN Y CORAZONAMIENTO DE UN POZO ESTRATIGRÁFICO PROFUNDO. CASO BASE POZO ANH-BVTURA-1-ST-P

La evaluación y análisis de riesgos de trabajo es la aplicación del proceso de gestión de peligros y efectos al nivel de la tarea, identificando y evaluando los riesgos de cada elemento de la tarea y definiendo controles, medidas de intervención apropiadas y asignando responsabilidades.

La evaluación y análisis de riesgos de trabajo está concebida para:

- Identificar peligros potenciales o actuales asociados a las actividades de la compañía.
- Valorar los riesgos derivados de las actividades y operaciones de la compañía.
- Establecer y garantizar controles suficientes y adecuados para reducir al máximo los factores de riesgo.

Los trabajadores están expuestos a un conjunto de riesgos específicos en el ambiente de trabajo y estos están ligados a la génesis de algunas enfermedades profesionales y a la ocurrencia de accidentes de trabajo, pudiéndose establecer claramente la relación causa-efecto entre el ambiente laboral y la patología desarrollada.

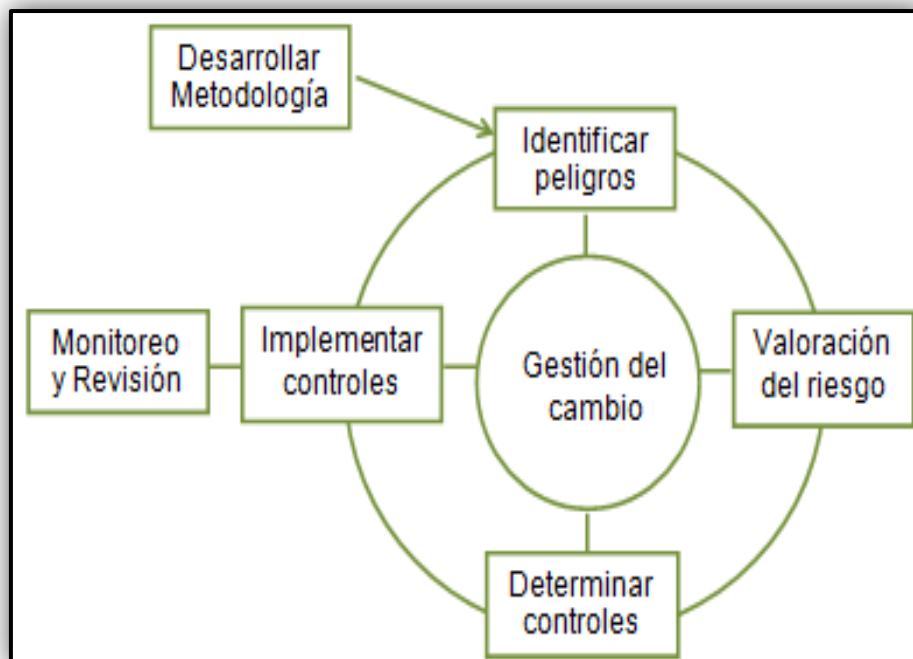
Con el panorama de riesgos establecido, se obtendrán los siguientes beneficios:

- Cumplir con el Decreto 614 de 1984, Resolución 2013 de 1986 y la Resolución 1016 de 1989 y demás normas colombianas.
- Mejorar el nivel de salud de todos los trabajadores de la compañía.
- Mejorar la calidad y productividad en los trabajadores de la compañía.
- Efectuar un adecuado manejo de los recursos destinados a la salud ocupacional.

Inicialmente, se determinan los aspectos metodológicos y los escenarios de atención, continuando con la definición de términos empleados y con el cumplimiento de los objetivos.

A continuación, se muestra en la figura 27, la descripción general del proceso identificación de peligros y valoración de riesgos.

Figura 27. Descripción general del proceso de identificación de peligros y valoración de riesgos



Fuente. Modificado de NTC-OHSAS 18002 (Primera actualización)

6.1 METODOLOGÍA PARA LA ELABORACIÓN DEL DIAGNÓSTICO DE CONDICIONES DE TRABAJO O PANORAMA DE FACTORES DE RIESGO

La metodología utilizada es la contenida en la norma técnica colombiana GTC 45 "Guía para el diagnóstico de condiciones de trabajo o panorama de actores de riesgo, su identificación y valoración".

6.1.1 Identificación de factores de riesgo. Como primer paso para el establecimiento del diagnóstico de condiciones de trabajo, se procede a su identificación mediante el recorrido por las instalaciones, para lo cual se utiliza la clasificación de los factores de riesgo (Ver anexo A). Adicionalmente, se incluyen los siguientes aspectos:

- Área: ubicación del área o sitio de trabajo donde se están identificando las condiciones de trabajo.
- Fuente: condición que está generando el factor de riesgo.
- Efecto: posible efecto que el factor de riesgo puede generar e nivel de la salud del trabajador, el ambiente, el proceso, los equipos, etc.
- Número de expuestos (NE): es la cantidad de personas que se relacionan directamente con el factor de riesgo.
- Tiempo de exposición (TE): frecuencia con que las personas entran en contacto con los factores de riesgo.
- Controles existentes a nivel de la fuente que genera el factor de riesgo.
- Controles existentes a nivel del medio de transmisión del factor de riesgo.
- Controles existentes a nivel de la persona o receptor del factor de riesgo.

6.1.2 Valoración de factores de riesgo. El segundo paso para completar el diagnóstico de condiciones de trabajo es la valoración cualitativa y cuantitativa de cada uno de los factores de riesgo identificados; esta valoración permite jerarquizarlos.

a) Grado de peligrosidad (GP)

La fórmula de grado de peligrosidad es la siguiente:

$$\text{GRADO DE PELIGROSIDAD} = \text{CONSECUENCIAS} \times \text{EXPOSICIÓN} \times \text{PROBABILIDAD}$$

Al utilizar la fórmula, los valores numéricos o pesos asignados a cada factor están basados en el juicio y experiencia del investigador que hace el cálculo.

Se obtiene esa valoración numérica considerando tres factores: las consecuencias de una posible pérdida debida al riesgo, la exposición a la causa básica y la probabilidad de que ocurra la secuencia del accidente y consecuencias. Estos valores se obtienen de la escala para valoración de factores de riesgo que generan accidentes de trabajo (Ver tabla 39).

Mediante un análisis de las coordenadas indicadas anteriormente, en el marco real de la problemática, se podrá construir una base suficientemente sólida para argumentar una decisión.

Como teoría básica para buscar una respuesta a la problemática planteada se toma el trabajo de FINE, William T³², en el cual se plantea el grado de peligrosidad para determinar la gravedad de un riesgo reconocido.

³² Mathematical Evaluations for Controlling Hazards

Tabla 39. Escalas para la valoración de factores de riesgo que generan accidentes de trabajo

VALOR	CONSECUENCIAS (*)
10	Muerte y/o daños mayores a 400 millones de pesos**
6	Lesiones incapacitantes permanentes y/o daños entre 40 y 399 millones de pesos
4	Lesiones con incapacidades no permanentes y/o daños hasta 39 millones de pesos
1	Lesiones con heridas leves, contusiones, golpes y/o pequeños daños económicos
Valor	Probabilidad
10	Es el resultado más probable y esperado si la situación de riesgo tiene lugar
7	Es completamente posible, nada extraño. Tiene una probabilidad de actualización del 50%
4	Sería una coincidencia rara. Tiene una probabilidad de actualización del 20%
1	Nunca ha sucedido en muchos años de exposición al riesgo, pero es concebible. Probabilidad del 5%
Valor	Tiempo de exposición
10	La situación de riesgo ocurre continuamente o muchas veces al día
6	Frecuentemente una vez al día
2	Ocasionalmente o una vez por semana
1	Remotamente posible

Fuente. Guía Técnica Colombiana GTC – 45

(*) Para establecer estos valores se toma como base al capital de la empresa.

(**) La tabla está tomada para una empresa cuyo capital es 400 millones de pesos.

Una vez se determina el valor por cada riesgo se ubica dentro de una escala de grado de peligrosidad (Ver tabla 40) así:

Tabla 40. Escala de grado de peligrosidad

GP BAJO	GP MEDIO	GP ALTO
1 - 300	600	1000

Fuente. Guía Técnica Colombiana GTC - 45

b) Grado de repercusión (GR)

Finalmente, se considera el número de trabajadores afectados por cada riesgo a través de la inclusión de una variable que pondera el grado de peligrosidad del riesgo en cuestión (Ver tabla 41). Este nuevo indicador es el grado de repercusión (Ver tabla 42), el cual se obtiene estableciendo el producto del grado de peligrosidad por un factor de ponderación que tenga en cuenta grupos de expuestos. En esta forma se puede visualizar claramente cuál riesgo debe ser tratado prioritariamente.

Tabla 41. Factor de ponderación

PORCENTAJE DE EXPUESTOS	FACTOR DE PONDERACIÓN
1-20%	1
21-40%	2
41-60%	3
61-80%	4
81 al 100%	5

Fuente. Guía Técnica Colombiana GTC – 45

Tabla 42. Grado de repercusión

GR BAJO	GR MEDIO	GR ALTO
1 - 1500	3500	5000

Fuente. Guía Técnica Colombiana GTC - 45

El grado de repercusión es el resultado del producto entre el grado de peligrosidad y el factor de ponderación:

$$GR = GP \times FP$$

Con base en los resultados obtenidos se pueden priorizar los diferentes factores de riesgo bien sea por peligrosidad, repercusión o por los dos.

6.1.3 Controles³³. Una vez completada la valoración de los riesgos, y teniendo en cuenta los controles existentes, “se debe contemplar la reducción de los mismos, de acuerdo con la siguiente jerarquía³⁴”

- Eliminación.
- Sustitución.
- Controles de ingeniería.
- Señalización, advertencias o controles administrativos o ambos
- Equipo de protección personal y colectivo.

Términos

- **Peligro:** Fuente, situación o acto con potencial de daño en términos de enfermedad o lesión a las personas, o una combinación de estos³⁵.
- **Riesgo:** Combinación de la probabilidad de que ocurra un(os) eventos(s) o exposición(es) peligroso(s), y la severidad de la lesión o enfermedad que puede ser causada por el evento(s) o exposición(es)³⁶.

³³ NTC-OHSAS 18002 (Primera actualización)

³⁴ NTC-OHSAS 18001 (Primera actualización)

³⁵ NTC-OHSAS 18002

³⁶ Ibid., 8

- **Incidente:** Evento(s) relacionado(s) con el trabajo, en el (los) que ocurrió o pudo haber ocurrido lesión o enfermedad (independiente de su severidad), o víctima mortal³⁷.
- **Accidente de trabajo:** es todo suceso repentino que sobrevenga por causa o con ocasión del trabajo, y que produzca en el trabajador una lesión orgánica, una perturbación funcional, una invalidez o la muerte³⁸.
- **Actos inseguros:** Son las fallas, olvidos, errores u omisiones que hacen las personas al realizar un trabajo, tarea o actividad y que pudieran ponerlas en riesgo de sufrir un accidente³⁹.
- **Condiciones inseguras:** Son las instalaciones, equipos de trabajo, maquinaria y herramientas que no están en condiciones de ser usados y de realizar el trabajo para el cual fueron diseñadas o creadas y que ponen en riesgo de sufrir un accidente a la o las personas que las ocupan⁴⁰.
- **Permiso de trabajo:** Autorización escrita que se requiere para ejecutar una actividad o tarea, durante un tiempo determinado.
- **AST:** Análisis de seguridad en el trabajo para actividades no rutinarias, operaciones simultaneas o cuando haya cambios significativos en las condiciones locativas, estructurales o climáticas que ameriten una evaluación cuidadosa con el fin de prevenir y controlar riesgos o impactos.

³⁷ Ibid., p 3.

³⁸ COLOMBIA. MINISTERIO DE TRABAJO Y SEGURIDAD INDUSTRIAL. Decreto 1295 de 1994.

³⁹ ARELI. Seguridad e higiene industrial [en línea]
<<http://seguridadhigiene.wordpress.com/2008/03/25/actos-inseguros/>> [citado el 1 de febrero 2013]

⁴⁰ ARELI. Seguridad e higiene industrial [en línea]
<<http://seguridadhigiene.wordpress.com/2008/03/26/condiciones-inseguras/>> [citado el 1 de febrero 2013]

6.2 PANORAMA DE FACTORES DE RIESGOS (CASO BASE)

Teniendo en cuenta cada procedimiento operacional descrito en el capítulo anterior y la metodología de la Guía Técnica Colombiana GTC-45, se elaboró el panorama de factores de riesgos para cada operación descrita anteriormente y ejecutada en el pozo estratigráfico profundo ANH-BVTURA-1-ST-P (Ver anexo B adjunto).

Se evaluaron los riesgos iniciales y periódicos de modo que sea posible identificar los peligros y valorar los factores de riesgo que se puedan presentar en los lugares de trabajo, operaciones y actividades de la compañía.

En el panorama de factores de riesgos se tuvieron en cuenta los siguientes aspectos:

- Se identificaron y ubicaron aquellos factores o condiciones de riesgo que constituyen amenazas concretas a la salud e integridad de las personas.
- Se establecieron como actividades rutinarias todas las operaciones de perforación y corazonamiento descritas en este proyecto.
- Se realizaron estimaciones del grado de peligrosidad o riesgo.
- Se determinaron la cantidad de trabajadores que laboran en campo, los cuales están expuestos al agente de riesgo y el tiempo de exposición.
- Se establecieron las medidas de control existentes en las fuentes, en el medio y en el receptor (trabajador).
- Se estableció la jerarquización de los riesgos, con el fin de minimizarlos en orden de prioridades.

6.2.1 Identificación de factores de riesgos. El diagnóstico de condiciones de trabajo se obtiene a través de la elaboración y análisis del panorama de factores

de riesgo, se tiene en cuenta toda la información recolectada y el análisis de riesgos de las tareas de las compañías, dicha información implica una acción continua y sistemática de información y medición de manera que exista un conocimiento actualizado y dinámico a través del tiempo.

Para la elaboración del panorama de factores de riesgo de las operaciones de perforación y corazonamiento del pozo ANH-BVTURA-1-ST-P, se realizó una visita de campo. En forma dinámica se obtuvo información sobre las condiciones de riesgo laboral, así como el conocimiento de la exposición a que están sometidos los distintos grupos de trabajo afectados por ellos.

La información obtenida implica una acción continua y sistemática de observación y medición de manera que exista un conocimiento actualizado a través del tiempo.

Por lo tanto, el panorama de factores de riesgo presentado, no deberá ser considerado como una actividad puntual, sino como una forma de recolección, tratamiento y análisis de datos, que permiten una adecuada orientación de las actividades preventivas posteriores. Dicho panorama de riesgos permite:

- Obtener información necesaria sobre las condiciones de trabajo.
- Valorar los riesgos e identificar peligros.
- Priorizar las actividades preventivas y de control de acuerdo a los riesgos detectados.

6.2.2 Valoración de factores de riesgos. Se evaluó el grado de peligrosidad teniendo en cuenta la consecuencia, la exposición al factor de riesgo y la probabilidad en que éstos ocurran.

6.2.3 Controles. Para prevenir los incidentes y accidentes, y lograr que las operaciones sean seguras, se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Conocer los procedimientos, peligros y riesgos asociados a la operación.
- Aplicar los procedimientos y protocolos.
- Tener claridad en los roles y funciones del personal de operación.
- Inspeccionar equipos, herramientas, cables, etc.
- Capacitar al personal en el manejo y uso de equipos, herramientas, cables, etc.
- Supervisar continuamente las actividades.

A continuación se presentan algunos de los controles aplicados en el pozo ANH-BVTURA-1-ST-P.

- Señalización / advertencias o controles administrativos o ambos: este tipo de controles se implementó para cada operación ejecutada como se muestra en la figura 28.

Figura 28. Señalización del área y advertencia

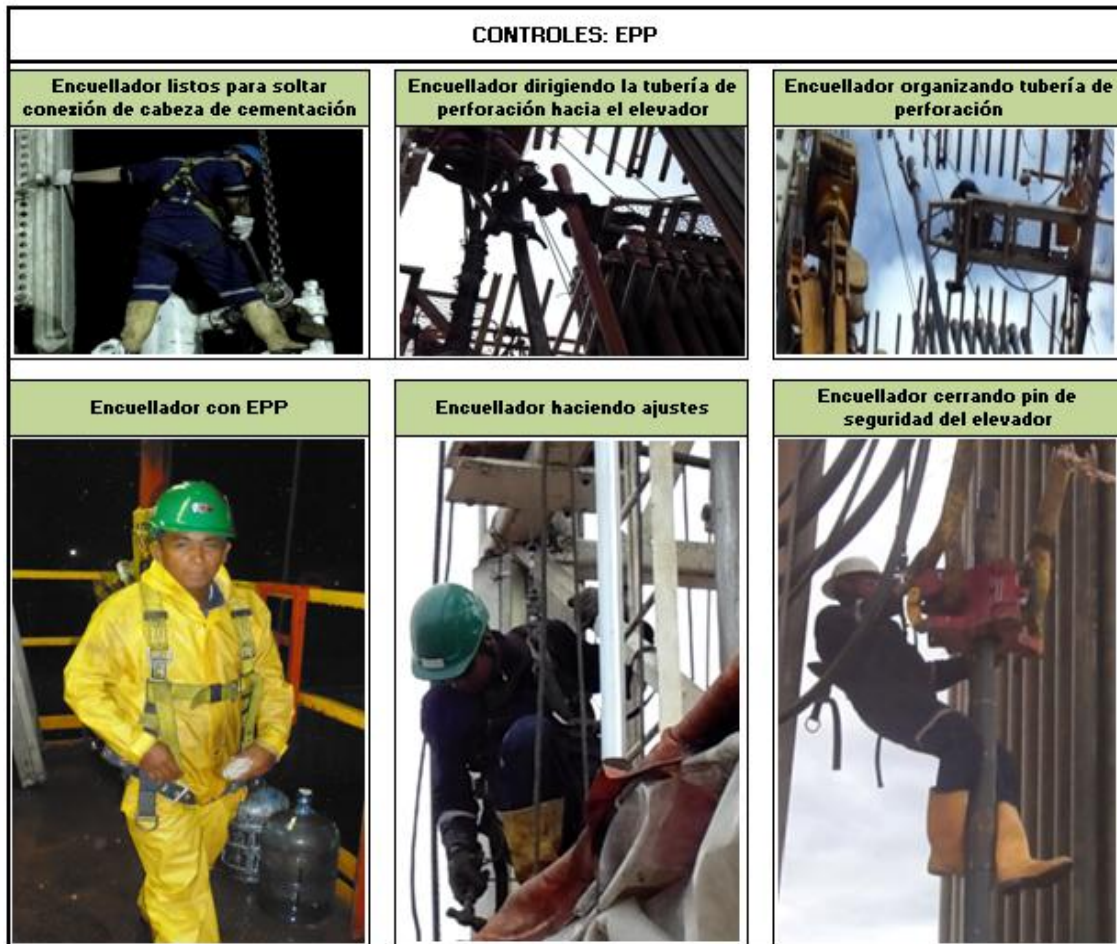


Fuente. Equipo de Operaciones UIS

- Elementos de protección personal (EPP): Permiten minimizar el impacto negativo de los agentes de riesgo presentes en el medio laboral. El uso de los EPP que se presentan a continuación dependen de las labores a ejecutar.
 - El casco de seguridad.
 - Gafas protectoras.
 - Protectores auditivos.
 - Guantes de cuero, nitrilo o neopreno, guantes dieléctricos, guantes en carnaza, guantes en vaqueta; según el uso que se requiera.
 - Botas de cuero con puntera de seguridad ó botas PVC antideslizantes.
 - Protección respiratoria.
 - Arnés de protección contra caídas.
 - Ropa de seguridad (pantalón, camisa u overol).

En la figura 29, se muestran algunas de las actividades que desarrollaban el personal de operación y el uso de los EPP como parte importante en la seguridad.

Figura 29. Uso de elementos de protección personal (EPP)



Fuente. Equipo de Operaciones UIS

CONCLUSIONES

- El tener estandarizados cada uno de los procedimientos de perforación y corazonamiento permite realizar un fácil control operacional de los mismos, también ayuda a su fácil comprensión que a su vez traduce en menos accidentes causados por errores humanos o por falta de instrucción.
- Para pozos futuros se pueden utilizar estos procedimientos, pero es necesario ajustarlos al caso particular, al entorno, condiciones y a los equipos disponibles en el momento de realizar la operación.
- La documentación, consolidación y estandarización de los procedimientos operacionales de perforación y corazonamiento en el pozo ANH-BVTURA-1-ST-P, así como la valoración y control de riesgos para cada actividad, permitirán instruir a los trabajadores en la prevención de incidentes y accidentes.
- Se identificaron, valoraron los factores de riesgo y establecieron acciones de control para cada uno de los procedimientos operacionales a ejecutar en la perforación y corazonamiento de un pozo estratigráfico.
- Al realizar la valoración de los riesgos utilizando la metodología GTC 45 se observó que las actividades que más riesgos revisten para el personal son corrida de registros eléctricos, corrida de revestimiento, cementación de pozos, instalación de sección A, B e instalación de BOP's, por lo cual es necesario que se aumenten los controles tales como supervisión permanente, divulgación del AST y charla pre operacional.

- Cada uno de los panoramas de factores de riesgos elaborados para las diferentes operaciones son el soporte para la divulgación de riesgos al diligenciar el AST en pozo.
- La perforación del pozo ANH-BVTURA-1-ST-P fue una experiencia enriquecedora desde muchos puntos de vista, en el ámbito de seguridad industrial y salud ocupacional presento retos interesantes para la Universidad y sus profesionales, se consideró una operación limpia ya que no tuvo accidentes ni lesiones incapacitantes transitorias ni permanentes, así mismo se presentaron cero fatalidades.

RECOMENDACIONES

- Seguir estrictamente los procedimientos y panoramas de factores de riesgos descritos, para evitar incidentes y accidentes en futuras operaciones de perforación.
- Se debe hacer énfasis en la responsabilidad de los supervisores durante la operación, todo el personal debe participar en los programas de concientización.
- Es importante que el personal que realiza las operaciones participe de forma activa en la estandarización de protocolos, identificación de peligros y valoración de riesgos.
- Se debe garantizar que se realice la divulgación in situ del AST, éste debe ser entendido por todos y cada uno de las personas que participaran en la operación.
- Es muy importante definir los roles y responsabilidades de cada participante en una operación y evitar que el personal que no tenga un rol intervenga en una operación. Igualmente en operaciones de alto riesgo solo personal experimentado debe participar. Todo personal no requerido en una operación debe estar fuera del área de influencia de ella.
- Cada vez que suceda una eventualidad se deberá realizar la divulgación de las lecciones aprendidas a todo el personal.

- Cada vez que se observe un acto o condición insegura importante o repetitiva se deberá observar si este está en el panorama de riesgos, en caso que este no se allá contemplado se deberá incluir en ésta.
- Es fundamental que para próximos proyectos se enfatice en los programas de concientización especialmente con el personal de patio, una inducción HSE de 16 horas, es suficiente solo para trabajos que no involucren riesgos mayores. Éste personal no debe participar en operaciones de alto riesgo y siempre deben tener un supervisor con experiencia que los dirija.

BIBLIOGRAFÍA

- ARELI. Seguridad e higiene industrial [en línea] <<http://seguridadhigiene.wordpress.com/2008/03/25/actos-inseguros/>> [citado el 1 de febrero 2013]
- ARELI. Seguridad e higiene industrial [en línea] <<http://seguridadhigiene.wordpress.com/2008/03/26/condiciones-inseguras/>> [citado el 1 de febrero 2013]
- BAROID. Cementación de pozos. En: Manual de fluidos. Houston, USA.1999. p. 518-531.
- COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 18 1495 (2, septiembre, 2009). Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos. Bogotá D.C.: El ministerio, 2009. 22 p.
- COLOMBIA. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS - ANH Y UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER – UIS. Contrato Interadministrativo específico No. 7 (29, septiembre, 2010). Bogotá D.C.: 2010. 18 p.
- COLOMBIA. MINISTERIO DE TRABAJO Y SEGURIDAD INDUSTRIAL. Decreto 1295 de 1994. (2, junio, 1994). Por el cual se determina la organización y administración del sistema de riesgos profesionales. Bogotá D.C.: El ministerio, 1994. 54 p.

- DATALOG. Manual de perforación. Procedimientos y operaciones en el pozo. 3 ed. Calgary. 2001. 278 p.
- ECOPETROL S.A. Vicepresidencia de exploración y producción. Selección de equipos. En: Manual de operaciones de perforación. 1994.
- ECOPETROL S.A. Vicepresidencia de exploración y producción. Cabezales para pozos de petróleo. En: Manual de operaciones de perforación. 1994.
- ECOPETROL S.A. Vicepresidencia de exploración y producción. Operaciones especiales. En: Manual de operaciones de perforación. 1994.
- HALLIBURTON Company / WELEX. Introducción al análisis de los registros de pozo. 2006.
- INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN. Sistema de gestión en seguridad y salud ocupacional. Directrices para la implementación del documento NTC-OHSAS. 18001:2007. NTC-OHSAS 18002. Bogotá D.C.: El Instituto. 2008.18 p.
- INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN. Sistema de gestión en seguridad y salud ocupacional. Requisitos. NTC-OHSAS. 18001:2007. Bogotá D.C.: El Instituto. 2007. 38 p.
- INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Guía para el diagnóstico de condiciones de trabajo o panorama de factores de riesgo. GTC-45. Bogotá D.C.: El Instituto. 20 p.
- PEMEX. Enciclopedia del petróleo. Tuberías. Tomo 5.

- Registros eléctricos. [en línea] <<http://es.scribd.com/doc/20921479/registros-eléctricos>> [citado el 3 de febrero 2013]
- SCHLUMBERGER. Drilling school. Diseño de sarta de perforación. Sección 4.
- UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Informe final pozo ANH-BVTURA-1-ST-P. Contrato Interadministrativo No. 7 UIS-ANH (Convenio Marco de Cooperación No. 06 de 2009).
- WEATHERFORD. Servicios de wireline para pozo abierto. 2009. 80 p.
- WEATHERFORD. Cementing Program. 1986.

ANEXO

ANEXO A: Clasificación de los factores de riesgo de acuerdo a las condiciones de trabajo.

GTC-45 DE FACTORES DE RIESGO				
Clasificación de Factores de Riesgo de acuerdo a las condiciones de trabajo			Principales Fuentes Generadoras	
Condiciones de Higiene	Factores de Riesgo Físico	Energía Mecánica	Ruido	Plantas generadoras, eléctricas, pulidoras, esmeriles, equipos de corte, equipos neumáticos, motores, bombas.
			Vibraciones	Prensas, martillos neumáticos, alternadores, fallas en maquinaria, falta de anclaje en motores y bombas, transportadores.
			Iluminación	Lámparas, luz solar, luminarias (insuficiente, inadecuada, sin controles adecuados).
			Hidráulica	Tránsito de fluidos (agua, producto, aire).
			Neumática	Equipos con piezas neumáticas ejm: gatos hidráulicos, montacargas, grúas, equipos de presión.
			Presión barométrica (Alta o baja)	Aviación, buceo, etc.

GTC-45 DE FACTORES DE RIESGO							
Clasificación de Factores de Riesgo de acuerdo a las condiciones de trabajo				Principales Fuentes Generadoras			
		Energía Térmica		Calor	Hornos, calderas, ambientes cerrados, Soladuras, cortos eléctricos, temperatura ambiental.		
				Frío	Refrigeradores, congeladores, temperatura ambiental.		
	Energía Electromagnética	Radiaciones Ionizantes			Rayos X, gama, beta, alfa y neutrones.		
				Radiaciones No Ionizantes		Radiación ultravioleta	Sol, lámparas de vapor de mercurio, lámparas de gases, lámparas de hidrógeno, arcos de soldadura, lámparas de tungsteno y halógenas, lámparas fluorescentes, etc.
						Radiación Visible	Sol, Lámparas incandescentes, arcos de soldadura, tubos de neón, etc.
						Radiación Infrarroja	Sol, superficies calientes, llamas.
						Microondas y Radiofrecuencia	Estaciones de radio, emisoras de radio y TV, instalaciones de radar, sistemas de radio comunicaciones.
				Factores de Riesgo Químico	Aerosoles - Sólidos		Polvos Orgánicos
	Polvos Inorgánicos	Minería, cerámica, cemento, madera,					

GTC-45 DE FACTORES DE RIESGO					
Clasificación de Factores de Riesgo de acuerdo a las condiciones de trabajo				Principales Fuentes Generadoras	
				harinas, soldadura.	
			Humo Metálico		
			Humo no metálico	Combustión, polvos de vías sin pavimentar.	
			Fibras	De vidrio.	
		Aerosoles - Líquidos	Nieblas	Ebullición, limpieza con vapor de agua, limpieza con pulverización, pinturas.	
			Rocíos		
		Líquidos	Reactivos	Productos químicos tales como: crudos, dispersantes, desengrasantes.	
		Gases y Vapores	Químicos	Monóxido de carbono, dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno, cloro y sus derivados, amoniaco, cianuros, plomo, mercurio, pinturas.	
		Factores de Riesgo Biológico	Animales	vertebrados e invertebrados, derivados de animales	Pelos, plumas, heces, sustancias antigénicas, larvas de invertebrados, picaduras de insectos, presencia y contacto con reptiles o animales salvajes.
			Animales - Endémicos		
	Vegetales		Musgos, helechos, semillas, derivados de vegetales	Polvo vegetal, polen, madera, esporas, micotoxinas, sustancias antigénicas	
	Fungos		Hongos		

GTC-45 DE FACTORES DE RIESGO					
Clasificación de Factores de Riesgo de acuerdo a las condiciones de trabajo				Principales Fuentes Generadoras	
			Protista	Ameba, Plasmodium	Condiciones de saneamiento básico ambiental, manejo de alimentos al interior de la empresa.
			Mónera	Bacterias	Condiciones de saneamiento básico ambiental, contacto con fluidos biológicos (no están los virus).
Condiciones Sicolaborales	Factores de Riesgo sicolaborales		Contenido de la tarea	Funciones no definidas	Trabajo repetitivo o en cadena, monotonía, ambigüedad del rol, identificación del producto, relaciones sociales (consumo de alcohol).
			Organización del Tiempo de Trabajo	No se cuenta con una política.	Turnos, horas extras, pausas - descansos, ritmo (control del tiempo).
			Relaciones Humanas	Comportamiento en grupo.	Jerarquía, cooperativas, funcionales, participación, hábitos culturales.
			Seguridad Física	Agentes externos - Terceros -	Amenaza, presencia de grupos al margen de la ley, soborno.
			Gestión	Tareas fuera de su rol	Evaluación del desempeño, planes de inducción, capacitación, políticas de ascenso, estabilidad laboral, remuneración.
		Condiciones	Factores de	Carga	Posiciones

GTC-45 DE FACTORES DE RIESGO					
Clasificación de Factores de Riesgo de acuerdo a las condiciones de trabajo					Principales Fuentes Generadoras
Ergonómicas	Riesgo por carga física	Estática			del puesto de trabajo, altura de trabajo, ubicación de controles, sillas, espacio, equipos, peso y tamaño de objetos.
		Carga Dinámica	Esfuerzos	Desplazamientos (con o sin carga), al dejar carga, al levantar, visuales, otros grupos musculares.	Diseño del puesto de trabajo, altura de trabajo, ubicación de controles, sillas, espacio, equipos, peso y tamaño de objetos.
			Movimientos	Cuello, extremidades, tronco	Movimientos inapropiados, diseño del puesto de trabajo, altura de trabajo, ubicación de controles, sillas, espacio, equipos, peso y tamaño de objetos. Trabajo repetitivo.
Condiciones de Seguridad	Factores Riesgos Mecánicos				Herramientas manuales, equipos de presión, puntos de operación, manipulación de materiales y equipos, mecanismos en movimiento. Actividades deportivas o recreativas adelantadas vehículos (livianos o pesados)

GTC-45 DE FACTORES DE RIESGO			
Clasificación de Factores de Riesgo de acuerdo a las condiciones de trabajo			Principales Fuentes Generadoras
			armas.
	Factores Riesgo Eléctrico	Alta tensión - Baja tensión	Conexiones eléctricas, tableros de control, transmisores de energía Condiciones ambientales (tormentas eléctricas) Plantas eléctricas, diferencial de potenciales.
		Electricidad estática	
	Factores de Riesgo Locativos		Superficies de trabajo.
			Sistemas de almacenamiento.
		Distribución de áreas de trabajo.	
		Falta de orden y aseo.	
		Espacios confinados.	
		Trabajo en alturas.	
		Trabajo en excavaciones.	
Factores de Riesgo Físicos		Señalización, demarcación o rotulación insuficientes.	
		Estructuras e instalaciones.	
		Deficiente iluminación.	
Factores de Riesgo Químicos		Radiaciones.	
		Contacto con sustancias.	
		Almacenamiento.	
		Transporte de materiales peligrosos.	
		Manipulación de productos químicos.	

GTC-45 DE FACTORES DE RIESGO			
Clasificación de Factores de Riesgo de acuerdo a las condiciones de trabajo			Principales Fuentes Generadoras
	Factor de riesgo transporte	Terrestre	Desplazamientos. Tránsito de vehículos en el área, conducción de vehículos.
		Aéreo	Desplazamientos en helicópteros, aviones, avionetas. Tránsito aéreo, pilotaje.
		Marítimo / Fluvial	Desplazamientos en lancha, embarcaciones.
	Incendio y/o Explosión		Soldadura y/o Cortado, Chispas eléctricas, Electricidad Estática, Chispas/calor por Fricción, Rayos eléctricos en presencia de sustancias/materiales combustibles o inflamables.

Fuente. Guía Técnica Colombiana GTC - 45