



**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DE  
CHIMBORAZO**

**FACULTAD DE MECÁNICA  
ESCUELA DE INGENIERÍA INDUSTRIAL**

**“ANÁLISIS E IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS DE  
OPERABILIDAD EN PROCESOS CRÍTICOS DE  
SERVICIOS PETROLEROS, MEDIANTE LA  
APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA HAZOP, EN LA  
EMPRESA BAKER HUGHES-ECUADOR”**

**AVEMAÑAY MOROCHO ANGEL MOISÉS**

**TESIS DE GRADO**

**Previa a la obtención del Título de:**

**INGENIERO INDUSTRIAL**

**RIOBAMBA – ECUADOR**

**2013**

**ESPOCH**

**Facultad de Mecánica**

---

**CERTIFICADO DE APROBACIÓN DE TESIS**

---

2012-05-16

Yo recomiendo que la Tesis preparada por:

---

**ANGEL MOISÈS AVEMAÑAY MOROCHO**

---

Titulada:

**“ÁNÁLISIS E IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS DE OPERABILIDAD EN  
PROCESOS CRÍTICOS DE SERVICIOS PETROLEROS, MEDIANTE LA  
APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA HAZOP, EN LA EMPRESA BAKER  
HUGHES- ECUADOR”**

Sea aceptada como parcial complementación de los requerimientos para el Título de:

**INGENIERO INDUSTRIAL**

---

Ing. Geovanny Novillo Andrade.  
DECANO DE LA FAC. DE MECÁNICA

Nosotros coincidimos con esta recomendación:

---

Ing. Humberto Abelardo Matheu Aguilar  
DIRECTOR DE TESIS

---

Ing. Marcelo Antonio Jácome Valdez  
ASESOR DE TESIS

# ESPOCH

Facultad de Mecánica

---

## CERTIFICADO DE EXAMINACIÓN DE TESIS

---

**NOMBRE DEL ESTUDIANTE:** ANGEL MOISÈS AVEMAÑAY MOROCHO

**TÍTULO DE LA TESIS:** “ANÁLISIS E IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS DE OPERABILIDAD EN PROCESOS CRÍTICOS DE SERVICIOS PETROLEROS, MEDIANTE LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA HAZOP, EN LA EMPRESA BAKER HUGHES- ECUADOR”

**Fecha de Examinación:** 2013-10-16

**RESULTADO DE LA EXAMINACIÓN:**

COMITÉ DE EXAMINACIÓN	APRUEBA	NO APRUEBA	FIRMA
Ing. Gloria Miño Cascante PRESIDENTA TRIB. DEFENSA			
Ing. Humberto Matheu Aguilar DIRECTOR DE TESIS			
Ing. Marcelo Jácome Valdez ASESOR DE TESIS			

\* Más que un voto de no aprobación es razón suficiente para la falla total.

**RECOMENDACIONES:** \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

El Presidente del Tribunal certifica que las condiciones de la defensa se han cumplido.

---

Ing. Gloria Miño Cascante  
PRESIDENTA DEL TRIBUNAL

## **DERECHOS DE AUTORÍA**

El presente trabajo de grado que presento, es original y basado en el proceso de investigación y/o adaptación tecnológica establecido en la Facultad de Mecánica de la Escuela Superior Politécnica de Chimborazo. En tal virtud, los fundamentos teóricos-científicos y los resultados son de exclusiva responsabilidad del autor. El patrimonio intelectual le pertenece a la Escuela Superior Politécnica de Chimborazo.

---

Angel Moisés Avemañay Morocho

## **AGRADECIMIENTO**

En primer lugar a Dios por ser el creador y autor de mi vida. Seguidamente el más sincero agradecimiento a la Escuela Superior Politécnica de Chimborazo, Facultad de Mecánica, en especial a la Escuela de Ingeniería Industrial, por brindarme la oportunidad de obtener una profesión y ser una persona útil a la sociedad.

A la Empresa Baker Hughes Incorporate y al Ingeniero Juan Fierro Obregón por permitirme brindar de mis conocimientos en la investigación de mi tesis y colaborar con la consecución de este logro. Al Ingeniero Humberto Matéu como Director e Ingeniero Marcelo Jácome como Asesor gracias por la colaboración, enseñanza y entrega incalculable.

Y en especial para todos los amigos, amigas, compañeros compañeras, familiares, y personas que me apoyaron de una u otra manera para culminar con éxito esta etapa de mi vida.

**Angel Avemañay Morocho**

## **DEDICATORIA**

A Dios mi Padre celestial quien ha sido mi fortaleza y ayuda en momentos difícil, y el promotor de mis éxitos y logros. A mi padre Ángel Avemañay por su amor, cuidado, paciencia y confianza.

A mis hermanos Luis, José, Norma, Claudio y Miriam quienes con su amor, comprensión y su apoyo firme e incondicional en cada etapa de mi carrera han hecho posible que este sueño se haga realidad. A mis hermanas Maritza y Thalía por ser mi inspiración; a mis primas y primos quienes con sus palabras de ánimo y buenos deseos formaron parte fundamental para continuar con este proceso. Finalmente a mi madre María Morocho que desde el cielo contribuyo con su apoyo y cuidado, sirviendo como inspiración y fortaleza en este camino.

De manera especial lo dedico al amor de mi vida Cecilia Toaquiza, mi apoyo incondicional, quien con su inmenso amor me ha ayudado a culminar esta etapa de mi vida siendo a la vez inspiración para seguir adelante en la consecución de nuevas metas.

Cómo olvidarme de las grandes personas, amigos y amigas que Dios puso en mi camino, a la familia Lescano Agüero, Toaquiza Aguagallo y al Ministerio Generación de Conquistadores, con quienes compartimos tantos momentos gratos e inolvidables.

**Angel Avemañay Morocho**

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN</b>	
1.1 Antecedentes.....	1
1.2 Justificación.....	3
1.3 Objetivos.....	4
1.3.1 <i>Objetivo general</i> .....	4
1.3.2 <i>Objetivos específicos</i> .....	4
1.4 Planteamiento del problema.....	4
1.5 Metodología aplicada.....	5
<b>2. MARCO CONCEPTUAL</b>	
2.1 Origen del petróleo.....	7
2.2 Términos empleados en la industria de producción del petróleo.....	8
2.3 Propiedades del fluido.....	14
2.3.1 <i>Propiedades del fluido tratado</i> .....	14
2.3.2 <i>Propiedades del fluido crudo</i> .....	15
2.4 Tipos y causas de accidentes en instalaciones industriales.....	16
2.5 Introducción a las técnicas de identificación de riesgos.....	18
2.6 Métodos generalizados de análisis de riesgos.....	19
2.6.1 <i>Métodos cualitativos</i> .....	19
2.6.2 <i>Métodos semi-cuantitativos</i> .....	20
2.6.3 <i>Métodos cuantitativos</i> .....	20
2.7 Metodología general del estudio HAZOP.....	21
2.7.1 <i>Generalidades</i> .....	21
2.7.2 <i>Conceptos básicos</i> .....	22
2.7.3 <i>Objetivos de un estudio HAZOP</i> .....	25
2.7.4 <i>Descripción de la metodología HAZOP</i> .....	25
2.7.5 <i>Tipos de metodología HAZOP</i> .....	26
2.7.6 <i>Ventajas de la aplicación HAZOP en instalaciones industriales</i> .....	27
2.7.7 <i>Guía de palabras claves</i> .....	27
2.7.7.1 <i>Palabras primarias y secundarias</i> .....	27
2.7.7.2 <i>Palabras típicas orientadas al proceso</i> .....	28
2.7.7.3 <i>Palabras operacionales</i> .....	28
2.7.8 <i>Guía de palabras estándar</i> .....	29
2.7.9 <i>Guía de palabras para procedimientos</i> .....	29
2.7.10 <i>Guía de palabras auxiliares para procedimientos</i> .....	30
2.7.11 <i>Formatos para la matriz de registros</i> .....	30
2.7.12 <i>Grupo de trabajo HAZOP</i> .....	32
2.7.12.1 <i>Funciones del coordinador de estudios HAZOP</i> .....	33
2.7.12.2 <i>Funciones del secretario de HAZOP</i> .....	33
2.7.12.3 <i>Funciones de los miembros de HAZOP</i> .....	33
2.8 Legislación y normativa básica de referencia.....	34

2.8.1	<i>Real Decreto 1254/1999</i> .....	36
2.8.2	<i>CFR 1910.119</i> .....	37
2.8.3	<i>IEC 61508/61511</i> .....	38
<b>3.</b>	<b>ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL</b>	
3.1	Generalidades de la empresa .....	41
3.2	Generalidades de la unidad de salud, seguridad y medio ambiente .....	41
3.3	Descripción de los términos de referencia .....	42
3.4	Descripción de los procesos utilizados en la empresa .....	45
3.4.1	<i>Cementación de pozos</i> .....	45
3.4.2	<i>Estimulación acida</i> .....	49
3.4.3	<i>Tubería flexible</i> .....	53
3.4.4	<i>Registro eléctrico</i> .....	57
3.4.5	<i>Cañoneo de pozos</i> .....	62
3.4.6	<i>Bombeo electrosumergible</i> .....	67
3.4.7	<i>Perforación direccional</i> .....	70
3.5	Planos de la instalación .....	75
3.6	Diagramas de flujo de los procesos .....	78
3.7	Diagramas de instrumentación y tubería .....	79
3.8	Identificación de las variables de procesos .....	80
3.9	Parámetros normales de operación .....	80
<b>4.</b>	<b>APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA HAZOP</b>	
4.1	Definición del área de estudio .....	97
4.2	Selección de un circuito o equipo del proceso de cementación .....	97
4.3	Establecer el propósito de diseño del proceso de cementación .....	98
4.4	Formación del grupo de trabajo HAZOP para la cementación .....	98
4.5	Aplicación de las palabras guías .....	99
4.6	Estudio de las desviaciones significativas .....	100
4.7	Examinar las posibles causas .....	101
4.8	Examinar las posibles consecuencias .....	101
4.9	Identificar los problemas operacionales y posibles peligros .....	101
4.10	Evaluación de las salvaguardas para la prevención de la desviación y sus consecuencias .....	101
4.11	Definir las acciones correctivas requeridas .....	101
4.12	Registro final en formatos técnicos .....	101
<b>5.</b>	<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	
5.1	Conclusiones .....	183
5.2	Recomendaciones .....	186

**BIBLIOGRAFÍA**  
**ANEXOS**

## LISTA DE TABLAS

		<b>Pág.</b>
1	Palabras específicas para procesos.....	28
2	Palabras específicas para operaciones.....	28
3	Palabras guías para procesos.....	29
4	Palabras específicas para procedimientos.....	29
5	Palabras auxiliares para procedimientos.....	30
6	Matriz de registros para estudios HAZOP.....	30
7	Formato de revisión de las matrices de riesgos HAZOP.....	31
8	Formato de revisión para los nodos seleccionados.....	31
9	Clasificación y aplicación del cemento según Normas API, SPEC 10A.....	48
10	Clasificación de los aditivos químicos para cementación.....	49
11	Tipos y aplicaciones de aditivos, usados en estimulación acida.....	52
12	Clasificación de las herramientas de registro eléctrico según su fuente de medida.....	61
13	Componentes de un taladro de perforación.....	71
14	Identificación de las variables de procesos en los servicios estudiados.....	80
15	Previsión litológica del pozo Yanaquincha Este A-025 en el Oriente Ecuatoriano.....	94
16	Conformación del grupo de trabajo HAZOP para cementación.....	99
17	Aplicación de las palabras guías en el proceso de cementación.....	99
18	Desviaciones del diseño operativo consideradas en el estudio de cementación.....	100
19	Matriz de análisis de riesgos de operabilidad del proceso de Cementación de Pozos Petroleros.....	104
20	Matriz de análisis de riesgos de operabilidad del Sistema de Bombeo de Cemento.....	112
21	Matriz de análisis de riesgos de operabilidad del proceso de Estimulación Acida.....	122
22	Matriz de análisis de riesgos de operabilidad del Sistema de Bombeo de Acido.....	130
23	Matriz de análisis de riesgos de operabilidad de Tubería Flexible.....	138
24	Matriz de análisis de riesgos de operabilidad de Registros Eléctricos.....	147
25	Matriz de análisis de riesgos de operabilidad de Cañoneo de Pozos petroleros.....	155
26	Matriz de análisis de riesgos de operabilidad de Bombeo Electrosumergible.....	161
27	Matriz de análisis de riesgos de operabilidad de Perforación Direccional...	168

28	Tabla de revisión HAZOP para la lista de líneas de servicio.....	175
29	Tabla de revisión HAZOP para la lista de nodos.....	178
30	Tabla de revisión HAZOP para la lista de los grupos de trabajo.....	181
31	Pérdidas económicas estimativas por tiempos no productivos en el pozo...	183
32	Costos estimativos de las acciones correctivas a tomarse.....	185

## LISTA DE FIGURAS

		<b>Pág.</b>
1	Capas de protección.....	2
2	Capas de protección para los sistemas instrumentados de seguridad.....	40
3	Unidad de cementación.....	45
4	Esquema de completación de un pozo petrolero para la producción.....	46
5	Esquema de un ensamble de fondo de pozo, para la operación de cementación.....	47
6	Comportamiento de una fractura acida a través de sus canales de flujo.....	50
7	Inyección de ácido por la fractura hacia el interior de la formación.....	51
8	Ilustración básica de una unidad de Tubería Flexible.....	54
9	Ilustración de un Blow Out Preventer.....	54
10	Esquema de ubicación mecánica e intercambio de datos de la Tubería Flexible o Coiled Tubing.....	56
11	Ilustración de una unidad de registros eléctricos.....	58
12	Diagrama esquemático de la toma de registros eléctricos.....	59
13	Ilustración de las herramientas de fondo para registros eléctricos.....	60
14	Esquema de un cañoneo con cable de acero.....	63
15	Esquema de un cañón transportado por la tubería de producción.....	64
16	Esquema de un componente explosivo y una carga moldeada.....	65
17	Gráfica de relación Temperatura-Tiempo para la estabilidad de los explosivos.....	66
18	Ilustración de un proceso de cañoneo y su daño a la formación.....	66
19	Esquema general de los métodos de levantamiento artificial, utilizados para la extracción de petróleo.....	67
20	Esquema general de un sistema de Bombeo Electrosumergible.....	68
21	Gráfica típica de una curva óptima para la Bomba Electrosumergible.....	69
22	Gráfica de una perforación vertical on-shore de un pozo petrolero.....	70
23	Gráfica de distribución de áreas en el taladro de perforación.....	71
24	Esquema general de una perforación direccional off-shore y on-shore.....	72
25	Esquema de los componentes de un motor de fondo Ultra XL.....	74
26	Ilustración de los perfiles de barrenas de corte.....	74
27	Plano de instalación de la base de Lago Agrio - BJ Services.....	75
28	Plano de instalación de la base de Quito - Centrilift, ALS.....	76
29	Plano de instalación de la base del Coca.....	77
30	Diagrama de flujo de procesos para cementación.....	78
31	Diagrama de operaciones del proceso de cementación.....	79
32	Esquema de ubicación de los equipos de superficie para cementación.....	82
33	Esquema de ubicación de los equipos utilizados en Estimulación Acida.....	83
34	Unidad de tubería Flexible montada en tráiler, en posición de descanso.....	85
35	Diagrama de la unidad de Tubería Flexible y sus componentes.....	85
36	Unidad de Tubería Flexible montada en tráiler en posición de trabajo.....	86

37	Unidad de registro eléctrico en posición de trabajo.....	87
38	Unidad de cable eléctrico o wireline en posición de trabajo.....	89
39	Modo de conexión del cable eléctrico con el motor del equipo BES.....	91
40	Componentes de un sistema de Bombeo Electrosumergible.....	93
41	Esquema general de una perforación direccional on-shore.....	95
42	Esquema mecánico de una herramienta BHA.....	96
43	Diagrama esquemático de ubicación de los equipos de cementación.....	98
44	Gráfica de evaluación de los servicios brindados por BHI.....	184
45	Gráfica de evaluación final de los procesos estudiados en BHI.....	184
46	Gráfica de implementación de las medidas de control adicionales.....	185

## LISTA DE ABREVIACIONES

EIC	Comisión Electrotécnica Internacional
SIL	Safety Integrity Level
PHA	Process Hazard Analysis
OSHA	Occupational Safety and Health Administration
EPA	Environmental Protection Agency
ICI	Imperial Chemical Industry, Ltd
API	American Petroleum Institute
PFD	Process Flow Diagram
PID's	Diagramas de las tuberías y de los equipos
APR	Análisis Preliminar de Riesgos
FMEA	Failure Mode and Effects Analysis
FMEAC	Failure Mode and Effects Analysis Criticality
AFO	Análisis Funcional de Operatividad
BOP	Blow out Preventer
SIS	Sistema instrumentado de seguridad
AIChE	American Institute of Chemical Engineers
CCPS	Center for Chemical Process Safety, AIChE
MSDS	Material Safety Data Sheet

## **LISTA DE ANEXOS**

- A** Matrices para la evaluación de riesgos operacionales
- B** Columna estratigráfica y sección estructural de la cuenca ecuatoriana.
- C** Esquema mecánico de un pozo petrolero
- D** Bloques petroleros en el oriente ecuatoriano
- E** Planes direccionales
- F** Principales componentes de un ensamble de fondo
- G** Componentes de una herramienta BHA # 1 para una sección de 16 plg para el pozo yanaquincha este a-025.

## RESUMEN

Se ha realizado el Análisis e Identificación de Riesgos de Operabilidad, en Procesos Críticos de Servicios Petroleros, Mediante la Aplicación de la Metodología HAZOP, en la Empresa Baker Hughes-Ecuador, con la finalidad de reducir o mitigar los riesgos operacionales que puedan afectar la Salud Física y Psicológica del Trabajador, el Medio Ambiente y la Instalación Industrial, basado en el cumplimiento de los requisitos legales que se establece a través de la Constitución Política de Ecuador y del IESS, para siete líneas de servicio como son: Cementación de Pozos, Estimulación de Pozos, Tubería Flexible, Registros Eléctricos, Cañoneo, Bombeo Electrosumergible y Perforación Direccional.

La aplicación de la metodología HAZOP consistió en determinar un área de estudio y seleccionar un equipo de trabajo multidisciplinario de personal con experiencia en sus líneas de servicio, para luego dividir el área en cuantos nodos sean necesarios y aplicar las palabras guías pertinentes, que mediante la generación de ideas y la discusión propositiva identifiquen los posibles escenarios de accidentes, evalúen el riesgo y determinen si este es aceptable o no, caso contrario proponer las acciones correctivas que permitan controlar, mitigar o reducir el riesgo del procedimiento o proceso estudiado.

Finalmente la investigación determinó que el 75% de las actividades realizadas están asociadas con consecuencias graves, por lo cual se deben implementar medida de controles adicionales a las existentes en un porcentaje que corresponde al 5% controles de ingeniería, 72% controles administrativos y un 23% no se requiere intervenir en el proceso.

## **ABSTRACT**

It has been made the Analysis and Identification of Risk of Operability in Critical Process of Oil Service Companies, by using the application of the Methodology HAZOP, IN THE Enterprise Baker Hughes-Ecuador, with the aim of reducing or diminishing the operational risk that could affect the Physical and Psychological Health of the worked, the Environment and the Industrial Installation, based on the accomplishment of the legal requisites that is established through the Politic Constitution of Ecuador and the IESS, for seven lines of service such as Cementing of Wells, Stimulation of Wells, Flexible Piping, Electric Registers, Cannonade, Electrosumergible Pumping and Directional Drilling.

The application of the Methodology HAZOP consisted in determining a study area and selecting a multidisciplinary team of experienced staff in the customer service, for afterwards dividing the area in as many nodes be necessary and applying the pertinent guide words, that by means of the generation of ideas an purposeful discussion identify the possible scenarios of accidents, evaluating the risk and determining if this is acceptable or not, on the other hand to propose corrective actions that allow to control or diminish the risk of the procedure or studied process.

Finally the investigation determined that the 75% of the made activities are associated with serious consequences, for which has to be implemented measurements of additional controls to those already existing in a percentage that corresponds to the 5% engineering controls, 72% administrative controls and 23% is not required to intervene in the process.

# CAPÍTULO I

## 1. INTRODUCCIÓN

### 1.1 Antecedentes

En los años 1911 y 1969 empieza la historia productiva del petróleo en el Ecuador, con la perforación del pozo Ancón 1, en la Península de Santa Elena y luego el pozo Lago Agrio 1, en la región Amazónica. El cual arrojó un crudo de 32° API y 26° API respectivamente.

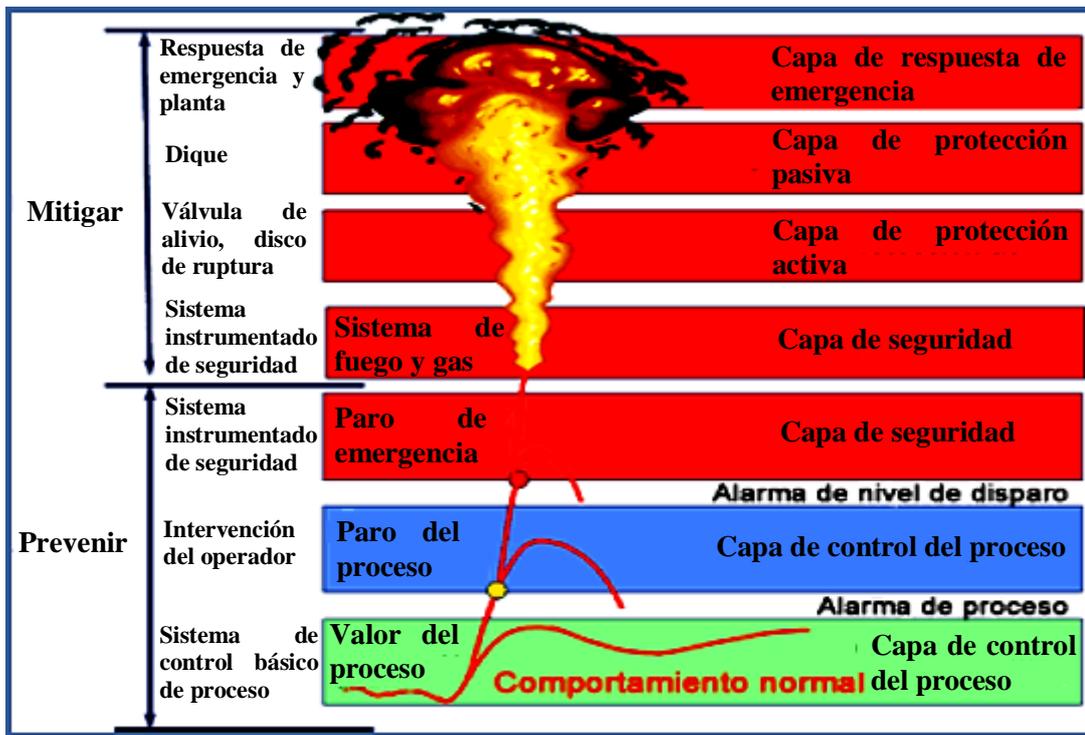
A partir de 1975 la industria petrolera en nuestro país entra en auge y periodo más tarde ingresa la Empresa Baker Hughes, siendo considerada hoy en día como una de las más importantes del país en el campo petrolífero. Debido a la razón social de este tipo de empresa, las autoridades gubernamentales y aseguradoras solicitan generalmente realizar estudios de peligros y evaluaciones de riesgo durante el diseño de una instalación, la construcción y durante la operación. Además deben ser registrados y realizarse un seguimiento continuo, siendo éstos sujetos a una auditoría y aprobación administrativas.

Estos estudios se realizan debido a que la naturaleza de los accidentes de proceso se deben a tres factores: los errores humanos (frecuentemente la causa de los accidentes de proceso), la falla mecánica del equipo y eventos externos. Por lo que se desarrollaron significativos avances en la materia de seguridad; especialmente en la seguridad de los procesos (a partir del 1950) y que esta cumpla con dos premisas claves: seguridad y disponibilidad del proceso.

Entonces se implementaron modelos matemáticos para determinar las distintas vías donde los procesos pueden fallar y las probabilidades de fracaso que conllevarían a consecuencias adversas sobre receptores vulnerables (personas, bienes materiales y medio ambiente) como resultado de efectos no deseados (términos, físicos y químicos) originados por sucesos incontrolados en sus instalaciones. Lo que motivo a tomar acciones que lleven el proceso a un estado seguro y previniendo un accidente no deseado.

Estos riesgos potenciales exigían que las plantas adopten estrictos criterios de diseño en las instalaciones y equipos, y en la necesidad de implantar medidas de seguridad. Estas medidas de seguridad se traducen en múltiples capas de protección de las instalaciones (ver Figura 1).

Figura 1. Capas de protección



Fuente: BASH, The Chemical Company Guide

Cada capa de protección está compuesta de equipos y/o procedimientos de control que actúan conjuntamente con otras capas de protección para controlar y/o mitigar los riesgos de los procesos.

La reducción global del riesgo resulta de la adopción de las medidas de las distintas capas de protección y en última instancia debe resultar un riesgo remanente tolerable. Las medidas de seguridad o capas de protección a adoptar en las instalaciones se derivarán de la elaboración de un *Análisis de Riesgos*.

Por lo cual se propone implementar el Método de Análisis de Riesgo de Operabilidad Hazop, o de los Procesos. Fue desarrollado por ingenieros de prevención de pérdidas y confiabilidad, de la empresa "ICI Chemicals" de Inglaterra a mediados de los años 70.

## 1.2 Justificación

Todas las plantas industriales tienen un determinado propósito: producir, fabricar, manufacturar, procesar, etc., además de operar de manera segura y eficiente. Sin embargo, se pueden presentar accidentes que ocurren por desviaciones de la función asignada o en los procedimientos operativos. Es mucho más económico para las industrias, prevenir, valorar y atender los riesgos, que tener que tomar acciones correctivas cuando ya se dio el evento.

Para detectar las desviaciones que se presentan en los procesos y plantas de producción, se aplican varios métodos sistemáticos modernos de detección (What IF, Hazop, Lista de Chequeo, Árbol de fallas, Modo de Falla y Efectos, etc.), que buscan prevenir los riesgos industriales y mejorar la seguridad de las plantas y procesos.

Además de detectarlos con buenos métodos, es necesario analizar su severidad y probabilidad de ocurrencia utilizando Matrices de Riesgo que luego se involucra en un estudio Hazop, para así contar con mejores criterios para priorizar las acciones que se deben implementar para eliminar o minimizar los mismos.

El método “HAZOP”, involucra la investigación de desviaciones del intento de diseño o propósito de un proceso en varios puntos claves de todo el proceso, de modo estructurado y sistemático, por un equipo multidisciplinario que llevará a cabo el estudio de riesgos y operabilidad, usando una serie de palabras guías aplicadas a cada parámetro seleccionado para determinar mediante la discusión propositiva y la generación de ideas, lo siguiente:

- Las desviaciones de los parámetros de operación o de un paso del procedimiento.
- Las causas que las propician y sus consecuencias.
- Los sistemas de protección o mitigación que reducen la frecuencia de dichas causas y la gravedad de sus consecuencias.
- Los índices de riesgos.
- Las recomendaciones para eliminar, reducir o controlar los riesgos encontrados y las acciones para resolverlas.

### **1.3 Objetivos**

**1.3.1** *Objetivo general.* Analizar e identificar riesgos de operabilidad en procesos críticos de servicios petroleros, mediante la aplicación de la metodología HAZOP, en la empresa Baker Hughes – Ecuador.

#### **1.3.2** *Objetivos específicos:*

Investigar la normativa nacional e internacional existente para la gestión de riesgos de procesos.

Identificar el propósito de un proceso y los posibles escenarios a presentarse en la instalación, que podrían llevar a eventos de alto riesgo.

Proponer medidas de prevención para reducir la probabilidad del evento y limitar sus consecuencias hasta un nivel aceptable.

### **1.4 Planteamiento del Problema**

Numerosas industrias a escala mundial realizan periódicamente el análisis de riesgos y operabilidad en sus instalaciones.

Debido a la razón social de la empresa, las autoridades gubernamentales y aseguradoras solicitan generalmente realizar estudios de peligros y evaluaciones de riesgo durante el diseño de una instalación, construcción y durante la operación., siendo éstos sujetos a auditorías y aprobaciones administrativas.

Pretendiendo de esta manera precautelar los recursos humanos, ambientales y económicos (activos), debido a que el gran porcentaje de accidentes presentados en la industria ocurren por desviaciones de la función asignada o en los procedimientos operativos, falla mecánica del equipo y eventos externos, buscan prevenir los riesgos industriales y mejorar la seguridad de la planta y los procesos.

Además es necesario analizar su severidad y probabilidad de ocurrencia, para así contar con mejores criterios para priorizar las acciones que se deben implementar para eliminar o minimizar los mismos.

Por esta razón la unidad de HS&E, encargada de velar por la seguridad y de llevar a cabo estas funciones como parte de Baker Hughes a más de ser una política empresarial propia (el no ocasionar daños a las personas ni al medio ambiente, mediante el Sistema de Gestión en Salud, Seguridad y Medio Ambiente (HS&E)), busca identificar y analizar de manera sistemática los peligros y riesgos, presentados en las diferentes líneas de procesos como de los procedimientos, que potencialmente puedan afectar a las personas, las instalaciones y a la producción, con el objeto de evaluar y determinar las acciones correctivas para eliminar, reducir o controlar sus efectos, mediante la aplicación de la Metodología Cualitativa de Análisis de Riesgos de Operabilidad HAZOP.

### **1.5 Metodología aplicada**

Consiste en realizar un examen sistemático de los diagramas de tubería e instrumentación, o de los diferentes procedimientos de un proceso, con el objeto de identificar peligros potenciales y problemas operacionales, así como determinar sus consecuencias; basado en la aplicación de palabras claves a las variables físicas del proceso, lo que estimula la creatividad para la identificación de peligros y reduce la posibilidad de omisiones.

Este estudio puede ser aplicado a instalaciones existentes, modificaciones o nuevos proyectos. Siendo la parte inicial la descripción detallada del sistema a estudiar, con el apoyo de todos los documentos técnicos necesarios.

El método consiste de un trabajo previo o primera fase que consiste en:

- Recopilar la información completa y adecuada al análisis a realizar.
- Escoger al grupo de especialistas que participaran en el análisis.

Posteriormente la aplicación del método es desarrollado básicamente de diez pasos:

1. Dividir el sistema en nodos de estudio.
2. Seleccionar un circuito o equipo (nodo).
3. Considerar la intención del diseño.
4. Aplicar las palabras claves.
5. Estudiar las desviaciones significativas.
6. Examinar las posibles causas.
7. Examinar las posibles consecuencias.
8. Identificar los problemas operacionales y posibles peligros.
9. Definir las acciones correctivas requeridas.
10. Verificar que las recomendaciones sean implantadas.

## CAPÍTULO II

### 2. MARCO CONCEPTUAL

#### 2.1 Origen del petróleo

Es un mineral combustible líquido, que se encuentran en la envoltura sedimentaria de la tierra. Presenta un calor de combustión superior al de los minerales sólidos (carbón), y es de 42 KJ/Kg. (PETROECUADOR, 2009)

También es conocido como **petróleo crudo** o simplemente **crudo**. La palabra petróleo proviene del latín *petra* (piedra) y *oleum* (aceite) que da finalmente "aceite de roca", siendo este un recurso natural no renovable. (PORTILLA, 2001)

Su origen ha sido un tópico de interés para muchos investigadores. Una gran mayoría de químicos y geólogos dicen que tiene un origen orgánico, mientras que otros científicos piensan que se forman en la naturaleza por un método *abiógeno*.

- *Teoría orgánica*
- *Teoría inorgánica (abiógena)*

La teoría orgánica dice que el petróleo es de origen fósil y el gas se forma a partir de las sustancias orgánicas de las rocas sedimentarias. Considerando que el primer material orgánico que se acumula en las rocas sedimentarias está formado por residuos muertos de la microflora y de la microfauna, que se desarrollan en el agua del mar o zonas lacustres del pasado geológico a los cuales se añaden restos animales y vegetales. (PORTILLA, 2001)

La teoría abiógena dice que sustancias inorgánicas, mediante transformaciones químicas formaron el petróleo por la acción del agua sobre carburos metálicos produciendo metano y acetileno, el agua se filtraría a las profundas capas terrestres y allí daría por reacciones químicas hidrocarburos de cadenas cortas, que luego por reacciones de polimerización darían hidrocarburos cada vez más complejos. (PORTILLA, 2001)

## 2.2 Términos empleados en la industria de producción del petróleo

De acuerdo a Baker Ron, se define los términos referenciales a la industria de producción como a continuación detallamos.

**Abandonar.** Dejar de trabajar en un pozo cuando este deje de ser rentable por el cese de producción de petróleo y gas.

**Ácido sulfúrico.** Es un líquido aceitoso e incoloro de alto poder corrosivo; la adición de agua al ácido sulfúrico libera suficiente calor como para hacerlo ebullición y salpicar.

**Ángulo de deflexión.** En perforación direccional, es el ángulo en el que uno se desvía de la vertical, normalmente expresado en grados, con una vertical empezada en 0°.

**Anular preventor de reventones.** Válvula generalmente instalada por encima de los preventores de ariete, formando un sello en el espacio anular entre la tubería y el pozo.

**Barita.** Sulfato de Bario, BaSO<sub>4</sub>; un mineral frecuentemente usado para incrementar el peso o la densidad del lodo de perforación.

**Bomba centrífuga.** Bomba en la cual el movimiento del fluido se lleva a cabo por acción de la fuerza centrífuga (acción de rotación).

**Bomba reciprocante triple (Reciprocating Triplex Pump).** Que tiene tres o más cilindros para el líquido, cada uno de los cilindros tiene accionamiento particular.

**Brida (Flange).** Adaptador. Accesorio utilizado en la extremidad de una tubería para fijarla a otra. Las bridas se utilizan para conectar o sellar secciones de tuberías.

**Broca o mecha.** Elemento de corte utilizado en la extracción de petróleo y de gas. La broca se compone de un elemento de corte y un elemento de circulación. El elemento de corte es de dientes de acero, de carburo de tungsteno, de diamantes industriales, o Compactos de Diamante Policristalino (PDCs).

**Cabeza de cementación.** Es un accesorio ubicado a la parte superior del pozo para facilitar la cementación de la carcasa. Tiene pasajes para lechada de cemento y las cámaras de retención para la ubicación de los tapones de cemento.

**Carcasa (Casing).** Revestimiento, cubierta o camisa. Carcasa de acero colocado en un pozo de aceite o gas para evitar que la pared del orificio excavado se desprenda, también para evitar el movimiento de los fluidos de una formación a otra y para mejorar la eficiencia de la extracción de petróleo si es que el pozo es productivo.

**Cebado (Priming).** Llenado de la columna líquida de una bomba, para remover vapores presentes y eliminar la tendencia a formar vapor o pérdida de sección.

**Cementación de la carcasa.** Consiste en llenar el espacio anular entre la carcasa y la pared del agujero con cemento, para apoyar la carcasa y evitar la migración fluidos de la formación entre las zonas permeables, hacia la el pozo.

**Filtro (Strainer).** Retenedor de sólidos en suspensión.

**Corrosión.** Fenómeno electroquímico que se manifiesta en los metales como desgaste.

**Densidad.** Propiedad física, que es la relación entre la masa por unidad de volumen de la sustancia.

**Densidad específica.** La razón del peso del volumen de un cuerpo al peso de un volumen igual de alguna sustancia patrón. En el caso de líquidos y sólidos el patrón de referencia es el agua, y en el caso de gases el patrón es el aire.

**Empaque (Gasket).** Accesorio utilizado entre bridas para prevenir escapes.

**Espacio anular.** Es el espacio entre dos círculos concéntricos. En la industria del petróleo, por lo general es el espacio que rodea una tubería en el pozo, o el espacio entre el tubo y la carcasa o el espacio entre la tubería y el pozo, a veces denominado el anillo.

**Fluido de perforación.** Es una mezcla de minerales de arcilla y otros; agua y aditivos químicos es el más común fluido de perforación utilizado. Una de las funciones es levantar los recortes de la formación fuera del pozo hacia la superficie. Otras funciones son la de enfriar la broca y contrarrestar la presión de fondo del pozo de la formación.

**Fractura ácida (Acid fracture).** Partir o realizar fracturas abiertas en formaciones productivas de piedra caliza dura, mediante el uso de una combinación de aceite y el ácido o agua y ácido a alta presión. Ver fracturamiento formación.

**Fractura de la formación.** Es un método de estimulación hidráulico del pozo, mediante la apertura de nuevos canales de flujo en la roca que rodea un pozo de producción. Bajo la presión hidráulica, extremadamente alta, un fluido (tal como destilado, combustible diesel, petróleo crudo, ácido clorhídrico diluido, agua o queroseno) se bombea hacia abajo a través de la tubería de producción o del tubo de perforación y son forzados a salir por debajo de un empacador o entre dos empacadores.

**Galón.** Medida volumétrica inglesa para líquidos, equivalente a 4.55 litros. El galón norteamericano tiene 3.79 litros.

**Instrumento de control.** Dispositivo que mide y controla una variable de proceso.

**Instituto Americano de Petróleo (API).** Fue fundada en 1920. Es la principal agencia de certificación para todos los tipos de equipo petrolero. Mantiene departamentos de producción, transporte, refinación y comercialización en Washington, DC. Ofrece publicaciones sobre estándares, prácticas recomendadas y boletines.

**LWD (Logging While Drilling).** Es una herramienta que permite la adquisición de registros o datos durante la perforación del pozo petrolero mientras se avanza o se perfora.

**Conjunto de válvulas (Manifold).** Es un sistema de accesorios de válvulas para un sistema de tuberías principales (u otro conductor) que sirve para dividir una corriente de líquido o gas en dos o más corrientes, o para reunir varias corrientes.

**Martilleo hidráulico.** Martilleo intensivo y violento causado por las bolsas de agua y arrastradas por el vapor que fluye en las tuberías. A veces llamado golpe de ariete.

**Manguera (Hose).** Accesorio portátil y flexible que sirve para transportar líquidos o gases.

**Medidor de flujo (Flow Meter).** Instrumento indicador de la cantidad de fluido.

**Mezcladora (Mixer).** Homogeneizador.

**Muestra.** Parte representativa de un producto elaborado.

**MWD (Measurement While Drilling).** Medición direccional durante las operaciones de perforación de rutina, para determinar el ángulo y la dirección por la que el pozo se desvía de la vertical. También cualquier sistema de medición de las condiciones del fondo de pozo durante las operaciones de perforación de rutina.

**Tapón (Packer).** Es una pieza del equipo de fondo de pozo, que consiste en un dispositivo de sellado, retención o de ajuste, y un paso interior para fluidos a través del espacio anular entre el tubo y la pared del pozo por sellar. Un elemento de goma se expande para evitar el flujo del fluido, excepto a través del Packer y el tubo.

**Paro (Shut Down).** Paralización de actividades en alguna planta.

**Pesca (Fishing).** Es el proceso de recuperación de equipos perdidos o atrapados en un pozo petrolero, que se deja durante las operaciones de perforación o Workover y que debe ser recuperado antes de que el trabajo se pueda continuar.

**Petróleo bruto (Crude Oil).** Líquido de aspecto variable, mezcla de compuestos químicos hidrocarbúricos. La fórmula general es  $C_nH_p$ , la relación n a p varía según el origen del petróleo.

**Prensa estopa (Stuffing Box).** Accesorio que sirve para evitar la fuga de líquidos.

**Preventor de reventones (BOP).** Una de las varias válvulas instaladas en la cabeza del pozo para evitar el escape de presión, ya sea en el espacio anular entre la carcasa y el tubo de perforación o el hueco abierto.

**Purga.** Conexión provista de un acoplamiento y de una válvula, situados en un lugar alto o bajo de una tubería o recipiente; usada para muestreo, drenaje de gas y agua, etc.

**Presión de formación.** Es la fuerza ejercida por los fluidos en una formación. Están registradas en el agujero al nivel de la formación con la presión del depósito bien cerrada.

**Reactivo.** Sustancia química que interviene en la formación de otro compuesto.

**Reciclo.** Circulación continúa sin extracción del producto del sistema, o parte del producto que regresa al sistema.

**Salmuera.** Sales, disueltas en el agua.

**Tablero de instrumentos.** Lugar donde se encuentran ubicados los dispositivos receptores y emisores de señales de proceso.

**Tubería (Piping).** Conjunto de tubos unidos entre sí, en cuyo interior se mueve un fluido de un punto a otro punto.

**Tubería Flexible (Coiled Tubing).** Es una cadena continua de tubo de acero flexible de cientos o miles de metros de largo que a menudo se enrolla en un carrete. La bobina es una parte integral de la unidad de tubería flexible, que consiste de varios dispositivos que aseguran el tubo por seguridad y eficacia, al ser insertada en el pozo desde la superficie. Dado que los tubos se pueden bajar al pozo sin tener que realizar juntas de tubería, es más rápido y menos costoso su corrida que el funcionamiento de una tubería convencional.

**Válvula de compuerta.** Sirve para abrir o cerrar (totalmente) una corriente de flujo.

**Válvula de control.** Sirve para regular el flujo y es utilizada preferentemente para operaciones frecuentes.

**Válvula de globo.** Es accionada por medio de la presión del aire, el mismo que a su vez ejerce presión sobre un diafragma, que abrirá o cerrará el paso del fluido en la válvula.

**Válvula de retención (Check Valve).** Permite que el flujo del fluido sea en una sola dirección, cerrándose automáticamente cuando se produce una inversión de flujo.

**Válvula de seguridad.** Válvula previamente ajustada para liberar a una presión excesiva en un recipiente o sistema.

**Válvula reguladora.** Controla directamente el flujo de un líquido o gas a través de una línea. Normalmente es accionada por medio de algún instrumento que controla la temperatura, presión, nivel o condiciones de flujo.

**Recuperación de un pozo (Workover).** El término es utilizado para referirse al mantenimiento y reparación del pozo en el cual se usan técnicas como wireline, tubería en rollo, etc. Más específicamente esto se refiere a procesos de sacar y reemplazar la tubería dañada.

**Well control.** Son los métodos utilizados para el control de un pozo y así prevenir la una patada del pozo y la salida violenta de crudo. Tales técnicas incluyen, pero no se limitan, la conservación del peso o la densidad adecuada durante todas las operaciones, el ejercicio adecuado al sacar un tubo fuera del agujero para evitar limpiarlo y el hacer el seguimiento cuidadoso de la cantidad de barro a colocar en el orificio para reemplazar el volumen del tubo retirado durante un viaje.

**Well Logging.** Es el registro de la información sobre las formaciones geológicas del subsuelo, incluido los registros que lleve el perforador y los registros de lodo, los análisis de corte, análisis de núcleos, pruebas de tubos de perforación, eléctricas, acústicas y procedimientos nucleares.

**Wireline (slickline).** Tecnología de alambre utilizada para operar pozos de gas y petróleo. Utiliza un cable trenzado que puede contener uno o más conductores aislados, los que proveen comunicación entre la herramienta y la superficie (Telemetría). Se utiliza un alambre de metal, comúnmente de entre 0.095 y 0.125 pulgadas de diámetro.

**Explosivos.** RDX (Royal Demolition Explosive), HMX (His Majestic Explosive), HNS (Hexa Nitro Stilbene) y PYX (Picr Y Lamino-Dinitro pyridine).

**Presiones.** Pws (Presión del yacimiento), Pwf (Presión de fondo fluyendo), Ph (Presión hidrostática en psi) y Pp (Presión de poro). (BAKER, 2001)

## 2.3 Propiedades del fluido

Con base al comportamiento que desarrollan los fluidos se definen lo siguiente: "Fluido es una sustancia que se deforma continuamente, o sea se escurre, cuando está sometido a un esfuerzo de corte o tangencial". De esta definición se desprende que un fluido en reposo no soporta ningún esfuerzo de corte. (GILES, 1996)

Los fluidos, como todos los materiales, tienen propiedades físicas que permiten caracterizar y cuantificar su comportamiento así como distinguirlos de otros. Algunas de estas propiedades son exclusivas de los fluidos y otras son típicas de todas las sustancias. Características como la viscosidad, tensión superficial y presión de vapor solo se pueden definir en los líquidos y gases. Sin embargo la masa específica, el peso específico y la densidad son atributos de cualquier materia.

**2.3.1 Propiedades del fluido tratado.** Una vez extraído el crudo desde un pozo de petróleo, se trata con productos químicos y calor para eliminar el agua y los elementos sólidos y se separa el gas natural. A continuación se almacena el petróleo en tanques desde donde se transporta a una refinería.

Mediante el tratamiento de separación de gases se consigue extraer cuatro gases que están disueltos a presión en el crudo (Metano CH<sub>4</sub>, Etano C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, Propano C<sub>3</sub>H<sub>8</sub> y Butano C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>) y con la deshidratación la eliminación del agua emulsionada.

Una vez realizado este proceso se envía a las refinerías para que se haga la destilación fraccionaria primaria donde se obtiene naftas, naftas sin plomo, kerosene y gas oíl. El residuo que no destila (fuel oil) en el fondo de la base se somete a una destilación fraccionaria al vacío donde se separan los aceites lubricantes livianos, medios y pesados, y el residuo final es asfalto utilizado para la pavimentación e impermeabilización de techos y cañerías. (PETROECUADOR, 2009)

Es decir que sus propiedades una vez tratado, permite la extracción de los derivados del mismo, los cuales tienen sus propias características que los identifican.

En Estados Unidos los volúmenes de petróleo líquido se mide en barriles (de 42 galones equivalente a 158,987 litros), y los volúmenes de gas en pies cúbicos (equivalente a 28,3168 litros); en otras regiones ambos volúmenes se miden en metros cúbicos.

**2.3.2 Propiedades del fluido crudo.** El petróleo es menos denso (0,8 y 0,9 gr/ml) que el agua (1 gr/ml), por lo que se va a encontrar nadando sobre ella. Este crudo está formado por elementos hidrocarbonados. Además, existen otros elementos de naturaleza inorgánica que se han depositado con la microflora y microfauna.

El crudo tiene cantidades apreciables de *sales* como ClNa, Ca, Mg, debido a su formación en aguas marinas o salobres. La composición de un crudo de petróleo es bastante uniforme en cuando al contenido de C, H, S, N.

El petróleo presenta las siguientes propiedades físicas:

- Líquido oleoso, fluorescente a la luz
- Su color depende del contenido y estructura de las sustancias resinosas. De este modo tendremos petróleos *negros, oscuros, pardos, claros, incoloros*.

En condiciones normales es un líquido bituminoso que puede presentar gran variación en diversos parámetros como color y viscosidad (desde amarillentos y poco viscosos como la gasolina hasta líquidos negros tan viscosos que apenas fluyen), densidad (entre 0,75 g/ml y 0,95 g/ml), capacidad calorífica, etc. Las variaciones se deben a la diversidad de concentraciones de los hidrocarburos que componen la mezcla.

El petróleo crudo tiene poca utilidad; debe someterse a un proceso de refinado con el fin de separar sus componentes y darle aplicación industrial. A estos componentes se les llaman derivados de petróleo. (PETROECUADOR, 2009)

## **2.4 Tipos y causas de accidentes en instalaciones industriales**

Las instalaciones de proceso, aunque tengan un alto nivel de automatización, requieren también la intervención humana, tanto en operaciones normales (carga de aditivos, envasado, control y vigilancia de procesos, etc.), como ocasionales por alteraciones en las condiciones de trabajo conducentes algunas, a situaciones de emergencia que precisan de actuaciones correctas y rápidas para evitar su criticidad.

Por ello en este tipo de instalaciones asegurar un comportamiento correcto para minimizar errores, exige la selección del personal adecuado y el perfecto conocimiento y adiestramiento sobre los procedimientos de trabajo tanto en circunstancias normales como en situaciones anormales o accidentales.

La experiencia de los accidentes sucedidos en instalaciones de proceso muestra que las causas de los mismos pueden clasificarse, dejando al margen las injerencias de agentes externos al proceso y fuerzas naturales (proximidad a instalaciones peligrosas, viento, heladas, incendios, etc.), en los siguientes tres grupos, para cada uno de los cuales se indican algunos de los fallos más frecuentes.

### *Fallos de componentes*

1. Diseño inapropiado frente a presión interna, fuerzas externas, corrosión del medio y temperatura.
2. Fallos de elementos como bombas, compresores, ventiladores, agitadores, etc.
3. Fallos de sistemas de control (sensores de presión y temperaturas, controladores de nivel, reguladores de flujos, unidades de control computarizadas, etc.).
4. Fallos de sistemas específicos de seguridad (válvulas de seguridad, discos de ruptura, sistemas de alivio de presión, sistemas de neutralización, sensores, etc.).

5. Fallos de juntas y conexiones.

*Desviaciones en las condiciones normales de operación*

1. Alteraciones incontroladas de los parámetros fundamentales del proceso (presión, temperatura, flujo, concentraciones).
2. Fallos en la adición manual de componentes químicos.
3. Fallos en los servicios, tales como:
  - a. Insuficiente enfriamiento para reacciones exotérmicas.
  - b. Insuficiente aporte del medio calefactor o vapor.
  - c. Ausencia de nitrógeno o agente inertizante.
  - d. Ausencia de aire comprimido (de instrumentación o de agitación).
  - e. Fallos en los procedimientos de parada o puesta en marcha.
  - f. Formación de subproductos, residuos o impurezas, causantes de reacciones colaterales indeseadas.

*Errores humanos y de organización*

1. Errores de operación.
2. Desconexión de sistemas de seguridad a causa de frecuentes falsas alarmas.
3. Confusión de sustancias peligrosas.
4. Errores de comunicación.
5. Incorrecta reparación o trabajo de mantenimiento.
6. Realización de trabajos no autorizados (soldadura, entrada en espacios confinados).

Cabe destacar que los errores suelen suceder por alguno de los siguientes motivos: No conocer suficientemente los riesgos y su prevención, Insuficiente formación y adiestramiento en el trabajo y carga psíquica excesiva.

## **2.5 Introducción a las técnicas de identificación de riesgos**

Las técnicas de identificación de peligros no se limitan a la individualización de los accidentes mayores, sino también a la posibilidad de que se produzcan otros incidentes relacionados con el funcionamiento del proceso. Las técnicas de identificación de peligros dan respuesta a las preguntas ¿Qué puede funcionar mal? Y ¿Por qué razón o causa?, las respuestas a otras cuestiones como ¿con qué frecuencia? y ¿qué efectos tiene? se resuelven con otras técnicas probabilísticas y determinísticas de análisis del riesgo. (CCPS, 1995)

Por ejemplo en la industria química los accidentes suelen ser el resultado de unas condiciones de proceso inadecuadas para las diversas características físicas y químicas de los materiales y sustancias. Estas condiciones, excepto en el caso de fallos de diseño, suelen ser desviaciones de las condiciones normales de funcionamiento y se presentan como problemas no siempre evidentes desde la experiencia operativa.

Para la identificación de los peligros potenciales en procesos industriales, la tendencia de las últimas décadas ha sido desarrollar técnicas o métodos de análisis cada vez más racionales y sistemáticos. El proceso de identificación se realiza en dos fases bien diferenciadas: la primera para detectar posibles accidentes y segundo para la caracterización de sus causas, o sea, los sucesos o cadenas que provocan el incidente no deseado.

La identificación de los accidentes potenciales en las primeras etapas de diseño mejora la eficacia de las medidas reductoras del riesgo, y al mismo tiempo disminuye los costes de su implementación. La elección de una u otra técnica se debe efectuar a partir del conocimiento de las ventajas y desventajas de cada una de ellas, y de la correcta estimación de la duración del estudio.

No se debe dejar de lado que la gestión del riesgo se realiza de forma continua a lo largo de la vida de la instalación; por lo tanto, la identificación siempre está presente en las distintas etapas del proyecto, aún el nivel de detalle y los objetivos varían.

## **2.6 Métodos generalizados de análisis de riesgos**

Las técnicas que a continuación se mencionan se caracterizan porque se desarrollan en tres etapas: preparación, realización del estudio propiamente dicho y documentación.

La preparación es una actividad muy similar en todas las técnicas de análisis e implica actividades tan diversas como la recogida de información, la definición del objetivo, y su alcance. La selección del personal implicado (en general, este tipo de estudios es realizado por un equipo multidisciplinario) y la programación. (CCPS, 1992)

Los tres tipos de resultados que estos estudios pueden proporcionar son: un listado de situaciones peligrosas, la valoración de estas situaciones y una serie de medidas dirigidas a la reducción del riesgo asociado.

El seguimiento adecuado incrementa su efectividad y proporciona una mejora de la seguridad y fiabilidad de la instalación industrial. Otra mejora no evidente es la disminución de los costes de operación añadidos por la indisponibilidad y los accidentes de la planta. Estos son difícilmente cuantificables ya que no son fijos, ni aparecen en la cuenta de resultados, ni forman parte del precio final del producto.

Estas técnicas son aplicadas a distintas etapas de la vida de los procesos industriales: diseño, construcción, puesta en marcha y funcionamiento de una operación normal, modificaciones del proceso y desmantelamiento o abandono de las instalaciones.

**2.6.1 Métodos cualitativos.** Son técnicas orientadas a la identificación de los puntos débiles en el diseño o la operación de las instalaciones que podrían conducir a accidentes. También se estudia la reacción del sistema ante la aparición de una o varias alteraciones respecto a sus condiciones de operación normales. Se incluyen herramientas destinadas a analizar la significación de situaciones peligrosas asociadas con un proceso o actividad, sin recurrir a cálculo alguno.

Los diferentes métodos cualitativos existentes son:

- Análisis históricos de incidentes.
- Lista de comprobación (Check lists).
- Análisis preliminar de riesgos.
- Análisis ¿Qué pasaría si...? (What-if).
- Análisis funcional de riesgos y operabilidad (HAZOP).
- Análisis del modo de los fallos y sus efectos (FMEA/FMEAC).
- Análisis de árbol de fallos (FTA).
- Análisis causa – consecuencia (opción cualitativa).
- Auditorias de seguridad (safety audits).

**2.6.2** *Métodos semi-cuantitativos.* Permiten una graduación y valoración de las diversas áreas de una instalación industrial, en función de su potencialidad para causar daños, calculada a partir de una serie de criterios y circunstancias peligrosas.

Los métodos semi-cuantitativos son:

- Índice DOW.
- Índice Mond.
- Variaciones del método Gretener (ERIC, FRAME,...).
- Índices de riesgos de procesos químicos (I.N.S.H.T).

**2.6.3** *Métodos cuantitativos.* Estos métodos son generalmente aplicados para obtener una mayor precisión en la evaluación e identificación de riesgos. Estos son típicamente empleados para el diseño y la resolución de las evaluaciones de recomendación, cuando el riesgo detectado es superior a los niveles de la industria generalmente aceptables.

- Árbol de sucesos.
- Árbol de sucesos.
- Modos de fallo y Análisis de los efectos (FMEA).

## **2.7 Metodología general del estudio HAZOP**

El HAZOP (Análisis funcional de Operatividad) es una técnica de identificación de riesgos inductiva y cualitativa, basada en la premisa de que los accidentes se producen como consecuencia de una desviación de las variables de proceso con respecto a los parámetros normales de operación de un sistema dado. Que puedan afectar a las personas, los equipos, el entorno y/o los objetivos de la organización. (CCPS, 1992 págs. 131-150)

La identificación de tales desviaciones es facilitada mediante el uso de un conjunto de "palabras guía" sistemáticas. Este enfoque es una característica única del Metodología HAZOP que ayuda a estimular la imaginación (lluvia de ideas) de los miembros del equipo a la hora de explorar posibles desviaciones.

Se aplica a las etapas de diseño y operación de un proceso, procedimiento o sistema. También evalúa, en todas las líneas y en todos los sistemas, las consecuencias de posibles desviaciones de las unidades de proceso, tanto si es continuo como discontinuo. (British Standards Institution, 2003)

**2.7.1 Generalidades.** El método nació en 1963 en la compañía ICI (*Imperial Chemicals Industries*), en una época en que aplicaba en otras áreas las técnicas de análisis crítico. Estas técnicas consistían en un análisis sistemático de un problema a través del planteamiento y respuestas a una serie de preguntas (¿Cómo?, ¿Cuándo?, ¿Por qué?, ¿Quién?, etc.). La aplicación de estas técnicas al diseño de una planta química nueva puso de manifiesto una serie de puntos débiles del diseño.

El método se formalizó posteriormente y siendo ampliamente utilizado como una técnica apropiada para la identificación de riesgos en una instalación industrial.

**2.7.2 Conceptos básicos.** De acuerdo a John WILEY, se define los términos referenciales a la aplicación del método HAZOP como a continuación detallamos.

**Instalación.** Unidad técnica dentro de un establecimiento en donde se produzcan, utilicen, manipulen, transformen o almacenen sustancias peligrosas. Incluye todos los equipos, estructuras, canalizaciones, maquinaria, instrumentos, ramales ferroviarios particulares, dársenas, muelles de carga o descarga para uso de la instalación, espigones, depósitos o estructuras similares, necesarias para el funcionamiento.

**Sustancias peligrosas.** Las sustancias, mezclas o preparados que cumplan los criterios establecidos en el anexo 1 de la OSHA 29 CFR 1910.119 y que estén presentes en forma de materia prima, productos, subproductos, residuos, o productos intermedios, incluidos aquellos que se puedan justificar que podría generarse en caso de accidente.

**Riesgo.** La probabilidad de que se produzca un efecto específico en un período de tiempo determinado o en circunstancias determinadas.

**Accidente grave.** Cualquier suceso, tal como una emisión en forma de fuga o vertido, incendio o explosión, que sea consecuencia de un proceso no controlado durante el funcionamiento de cualquier establecimiento, que crea una situación de grave riesgo, inmediato o diferido, para las personas, los bienes y el medio ambiente, bien sea en el interior o exterior del establecimiento, y en el que estén implicadas una o varias sustancias peligrosas.

**Reacción en cadena.** La concatenación de efectos que multiplica las consecuencias, debido a que los fenómenos peligrosos pueden afectar, además de los elementos vulnerables exteriores, otros recipientes, tuberías o equipos del mismo establecimiento o de otros establecimientos próximos, de tal manera que se produzca una nueva fuga, incendio, reventón, estallido en los mismos, que a su vez provoque nuevos fenómenos peligrosos.

**Propósito.** Forma en que se espera funcione el sistema o elemento analizado. También modo normal de operación en ausencia de desviaciones.

**Desviaciones.** Cambios o cualquier falla que se presentan al propósito del diseño.

**Causas.** Motivos por los que se pueden presentar las desviaciones. Cuando se demuestra que una desviación tiene causa real, se considera como desviación significativa.

**Consecuencias.** Resultados que se obtendrán en caso de que se presentaran algunas desviaciones.

**Riesgos.** Toda fuente de energía. Consecuencias que pueden causar danos, lastimaduras o pérdidas.

**Medida propuesta.** Acción recomendada destinada a la búsqueda de la solución de la desviación.

**Palabras claves o guías.** Grupos de palabras usadas para definir la desviación de la intención y usadas para calificar el propósito; guían y estimulan al propósito de pensamiento creativo para descubrir las posibles desviaciones.

**Inducir.** Instigar, persuadir o mover a alguien.

**Incitar.** Mover o estimular a alguien para que ejecute algo.

**Sistemático.** Que procede por principios o reglas sobre una materia racionalmente enlazadas entre sí. Conjunto de cosas relacionadas entre sí ordenadamente que contribuyen a determinado objetivo.

**HAZOP.** Hazard and Operability analysis (Análisis de peligro y operabilidad).

**Nodo.** Localización (en plano P&ID) donde se investiga las desviaciones de los parámetros de diseño.

**Salvaguardas.** Características diseñadas para prevenir las causas o mitigar las consecuencias de las desviaciones.

**Daño.** Lesiones físicas o daños a la salud de las personas o daños a la propiedad o el medio ambiente.

**Variables del proceso.** Son las magnitudes físicas que están presentes en el proceso. En el método original del HAZOP, las variables consideradas son: presión, nivel, temperatura, flujo, velocidad y tiempo. Para los sistemas eléctricos se añaden: tensión, frecuencia, corriente y potencia.

**Política.** Intenciones y dirección generales de una organización relacionado con HS&E.

**Procedimiento.** Forma especificada para llevar a cabo una actividad o un proceso.

**Registro.** Evidencia del documento en el que los resultados obtenidos o la prestación de la actividad realizada, fue escrita.

**Peligro.** Origen, fuente o situaciones con un gran potencial de daño en términos de lesión o enfermedad, o la combinación de estos, hacia la calidad de vida individual o colectiva de las personas, instalaciones y equipos.

**Severidad.** La magnitud de las consecuentes implicaciones de pérdidas físicas o intangibles (medida cualitativa de las consecuencias en la industria).

**Recomendación.** Actividades identificadas que puede reducir el riesgo a través de la reducción de los niveles de probabilidad y la consecuencia (se sugiere que el riesgo este basado en los niveles de severidad y probabilidad).

**Probabilidad.** Que puede suceder.

**P&ID.** El diagrama de tuberías e instrumentación muestra el flujo del proceso, así como los equipos instalados y el instrumental utilizado para controlar el proceso.

**Legislación.** Leyes dictadas por las autoridades correspondientes, con carácter local, estatal, o nacional.

**Regulación.** Reglas, las cuales tienen peso de ley, a través de la delegación de autoridad. Por ejemplo: OSHA, Seveso Directive.

**Normativa.** Consenso de un grupo de industrias acerca del mínimo nivel de ingeniería de aceptable. Por ejemplo: IEC 61511.

**Practica recomendada.** Recomendaciones de un grupo de industrias. Por ejemplo: buenas prácticas de una compañía química. (WILEY, 2006)

**2.7.3** *Objetivos de un estudio HAZOP.* La intención general de este estudio es aplicar la técnica de identificación de riesgos de operabilidad a los procesos críticos de servicio petrolero, de una empresa que se dedica a la prestación de servicios de exploración y producción de crudo y gas, todo ello dentro de un marco legal local e internacional. Los objetivos específicos son:

- Identificar los riesgos que presenta una instalación industrial para las personas, medio ambiente y los bienes materiales.
- Deducir los posibles accidentes graves que pudieran producirse.
- Determinar las consecuencias en el espacio y el tiempo, de los accidentes.
- Analizar las causas de dichos accidentes.
- Discernir sobre la aceptabilidad de las instalaciones y operaciones realizadas en el establecimiento industrial.
- Definir medidas y procedimientos de prevención y protección para evitar la ocurrencia y limitar sus consecuencias.
- Cumplir los requisitos legales de las normativas nacionales e internacionales que persiguen los mismos objetivos.

**2.7.4** *Descripción de la metodología HAZOP.* La técnica consiste en que un grupo multidisciplinario realiza un análisis cualitativo de los riesgos que se pueden presentar en los aspectos operativos y de seguridad, mediante la metodología de lluvia de ideas.

El análisis, basado en un protocolo relativamente sencillo, debe estimular la creatividad de un equipo de expertos con diferente formación, para identificar los riesgos, sus causas, consecuencias y mecanismos de protección.

Se subdivide un proceso grande y complejo en tantas piezas pequeñas (nodos) como sea requerido para el análisis, determinando los procesos o puestos críticos de operación. Los nodos incluyen ítem múltiples: equipos + cañerías + instrumentos. Los integrantes del grupo listan para cada nodo, las posibles desviaciones que pudieran ocurrir, como ser: Alto/Bajo - Flujo - Flujo Inverso - Alto/Bajo Nivel - Alta/Baja Presión - Alta/Baja Temperatura - Contaminación - Fuego - Etc.

Que planteadas a través de unas palabras – guía, se van preguntando en cada una de las etapas del diseño, proceso, procedimiento o sistema, que aspectos pueden dar al incumplimiento de los requisitos de diseño.

De este modo hallar las desviaciones que se pueden presentar en las variables operacionales, las causas que generan dichas desviaciones, así como las consecuencias y determinar la magnitud de daño sobre las personas, los bienes y el medio ambiente en general. Esto con el fin de definir si la planta o proceso es seguro, o si se requiere implementar acciones que mejoren su seguridad y operabilidad.

#### **2.7.5** *Tipos de metodología HAZOP*

**HAZOP de procesos.** La técnica Hazop fue inicialmente desarrollada para evaluar plantas y sistemas de procesos.

**HAZOP de personal.** Una familia de HAZOP especializados. Más centrado en los errores humanos que en las fallas técnicas.

**HAZOP de procedimientos.** Revisión de los procedimientos o secuencias operativas. A veces denota un SAFOP - Estudio de seguridad operacional.

**HAZOP de software.** Identificación de posibles errores en el desarrollo de software.

### 2.7.6 *Ventajas de la aplicación HAZOP en instalaciones industriales*

- No requiere prácticamente recursos, a exclusión del tiempo de dedicación.
- El coordinador y los participantes mejoran el conocimiento de los procesos.
- Es una técnica sistemática que puede crear desde un punto de vista de seguridad, hábitos metodológicos útiles.
- Contribuye a la operación segura de las plantas con el máximo de disponibilidad.
- Reduce la subjetividad en la identificación de peligros potenciales.
- Alcanza diseños de instalaciones industriales con capacidad de respuestas a contingencias que pudiesen ocasionar condiciones inseguras, accidentes y daños a equipos.
- Emplea un equipo multidisciplinar que incluye personas con experiencia real y las que pueden llevar a cabo acciones tratamiento de los riesgos.
- Genera soluciones y acciones de tratamiento del riesgo.

2.7.7 *Guía de palabras claves.* Palabras sistemáticas simples usadas para calificar el propósito del proceso, mediante la generación de ideas y la discusión propositiva.

Cada palabra guía seleccionado y aplicado a cada parámetro sirve para determinar: posibles desviaciones de parámetros de operación o de procedimiento, causas que las propician y sus consecuencias, sistemas de protección, índices de riesgos, los cuales se obtienen combinando las frecuencias/probabilidades y la gravedad, y recomendaciones para eliminar, reducir o controlar los riesgos encontrados. (CCPS, 1992)

#### *Palabras primarias y secundarias*

Las palabras guías se dividen en: a) **Palabras primarias.** Que enfocan la atención en un aspecto particular del propósito del proceso y b) **Palabras secundarias.** Que combinadas con las palabras primarias sugieren posibles desviaciones. (CCPS, 2005)

### *Palabras típicas orientadas al proceso o parámetros específicos de procesos*

Son considerados por el equipo de trabajo, en la evaluación de nodos. Parámetros físicos poco tangibles, relacionados con el proceso del tipo lote o discontinuo).

Tabla 1. Palabras específicas para procesos

Flujo	Nivel	Mantenimiento
Corriente	Presión	Reacción química
Frecuencia	Composición	Contaminación
Tiempo	Adicción	Seguridad
Potencia	Separación	Reducción
Nivel	Instrumentación	Mezclado
Alivio	Fase	Servicios/utilidades
Velocidad	Muestreo	Tensión
Temperatura	Corrosión/erosión	pH
Trasferencia	Tamaño de la partícula	Señal
Comunicación	Secuencia	Control

Fuente: CENTER FOR CHEMICAL PROCESS SAFETY. Guidelines for Hazard Evaluation Procedures, 1992

### *Palabras operacionales*

Parámetros relacionados con la operación de los sistemas.

Tabla 2. Palabras específicas para operaciones

Aislamiento	Drenaje	Paro
Ventilación	Purgado	Tarde
Inspección	Apagado/encendido	Temprano
Arranque	Mantenimiento	Antes
Después	Vibración	Agitación

Fuente: CENTER FOR CHEMICAL PROCESS SAFETY. Hazard Analysis Techniques for Systems Safety Guide, 2005

Los parámetros relacionados con la operación de los sistemas no son necesariamente usados en conjunción con las palabras guías.

### 2.7.8 Guía de palabras estándar

Tabla 3. Palabras guías para procesos

Palabra guía	Definición	Parámetro de proceso
No	Negación de la intención de diseño	Temperatura
Mas	Incremento cuantitativo	Presión
Menos	Decremento cuantitativo	Flujo
Inverso de	Oposición lógica de la intención de diseño.	Reacción química
Además de	Incremento cualitativo.	Voltaje
Parte de	Decremento cualitativo.	Concentración
Otro que	Sustitución completa o parcial.	Corriente

Fuente: CROWL and LOUVAR, Chemical Process Safety, 2002

### 2.7.9 Guía de palabras para procedimientos

Tabla 4. Palabras específicas para procedimientos

Palabra guía	Definición
No	Un paso u operación importante en el proceso se omite.
Mas	Se hace más que lo especificado o requerido en un sentido cuantitativo (Ej. Se abre una valvula totalmente cuando se pide abrir parcialmente).
Menos	Se hace menos de lo especificado o requerido en un sentido cuantitativo (Ej. Purgar un depósito por 5 min. en lugar de 10 min.).
Además de	Se hace más de lo especificado en un sentido cualitativo (Ej. Se abren las válvulas para varios tanques cuando solo se requiere para una).
Parte de	Se realiza una parte de un paso en un sentido cualitativo (Ej. Se cierra solo una valvula cuando el procedimiento dice cerrar todo el grupo).
Reversa	Hacer lo opuesto a lo descrito (Ej. Abrir una valvula en vez de cerrar).
Otro que	Se hace algo diferente a lo requerido (Ej. Abrir la valvula equivocada).

Fuente: IEC standard, 61882. Description of the Hazop method

## 2.7.10 Guía de palabras auxiliares para procedimientos

Tabla 5. Palabras auxiliares para procedimientos

Palabra guía	Definición
¿Cómo?	¿Cómo se lograra este paso? ¿Se proporcionan las facilidades requeridas al operador para realizar el paso especificado?
¿Por qué?	¿Hay una razón lógica para este paso? ¿Es el paso u operación realmente necesaria? ¿Se requiere algo adicional?
¿Cuándo?	¿Es el tiempo importante en los pasos u operaciones?
¿Dónde?	¿Es importante donde se efectuara el paso u operación?
¿Quién?	¿Está definido quien realizara cada parte del procedimiento?
¿Verificación?	¿Cómo verifico que el paso se haya realizado apropiadamente?
¿Orden?	¿Es importante y correcto el orden de los pasos realizados?

Fuente: Autor

## 2.7.11 Formatos para la matriz de registro

Tabla 6. Matriz de registros para estudios HAZOP

MATRIZ DE ANÁLISIS DE RIESGOS DE OPERABILIDAD													
EMPRESA:						FECHA:							
LOCALIDAD:						Revision:							
ESTACIÓN:						Plano N°:							
PROCESO:													
NODO:													
INTENCIÓN DE DISEÑO:													
Operación	Palabra guía	Variable	Desviación	Causas	Consecuencias	F	S	R	Protecciones	R	V	R	Acción correctiva
	No												
	Mas												
	Menos												
	Reversa												
	Otro que												
	Además de												
	Parte de												
	Así como												

Fuente: Basada en el Standard IEC 61882

Tabla 7. Formato de revisión de las matrices de riesgos HAZOP

REVISION DE LA HOJA DE ACCION DEL HAZOP	
NOMBRE DEL PROYECTISTA:	
PROCESO:	FECHA DE VENCIMIENTO:
REPORTE N°:	HOJA DE ACCIÓN N°:
RECOMENDACIONES DEL PROYECTISTA:	
COMENTARIO POR EL SUPERVISOR DE LA LINEA	
FECHA	FIRMA:
COMENTARIO POR EL COORDINADOR DEL DEPARTAMENTO DE HS&E	
FECHA	FIRMA:
COMENTAIO POR EL GERENTE DE PLANTA	
FECHA	FIRMA:
ACCION COMPLETA      SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	

Fuente: ADWEA & Group Companies. HSE Procedure Manual, 2009

Tabla 8. Formato de revisión para los nodos seleccionados

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DE CHIMBORAZO		Fecha de revisión:		
		Volumen	Capitulo	Versión
PROCEDIMIENTO DE REVISIÓN DE RIESGOS DE OPERABILIDAD (HAZOP)		Página:                      de:		
		Aprobado por:		
		Revisado por:		
REVISIÓN HAZOP - LISTA DE LÍNEAS DE SERVICIO				
Nombre del Proyectista:				
Proyecto N°:				
Nodo	Descripción	Dibujo N°	Desde	Hasta

Fuente: ADWEA & Group Companies. HSE Procedure Manual, 2009

### 2.7.12 Grupo de trabajo HAZOP

El grupo debe incluir a personas con un buen conocimiento y experiencia en las diferentes áreas que confluyen en el diseño, operación, mantenimiento y explotación de la planta de procesos.

El grupo de trabajo estará constituido por un mínimo de cuatro personas y un máximo de siete. Podrá invitarse a asistir a determinadas sesiones a otros especialistas si el caso lo requiere.

Los integrantes del grupo deben interrumpir sus actividades diarias normales durante el HAZOP y dedicarse exclusivamente al mismo ya que requiere el mayor aporte de cada uno. Es posible que algunos especialistas no estén dedicados full time al análisis y que sean convocados sólo cuando se los necesite. (CCPS, 1992)

La duración de las sesiones HAZOP depende de la complejidad de la instalación que se esté analizando así que es muy variable, pudiendo ser de un día o de varias semanas. Deben ser periódicas (cada dos o tres días, si el análisis es complejo y extenso), dejando el tiempo suficiente intermedio para poder recabar las informaciones o comprobaciones complementarias que vayan surgiendo.

La duración de cada sesión no deberá prolongarse mucho más de media jornada (2-4 horas), y preferiblemente ser por la mañana.

El equipo HAZOP de sustento básico para una planta de proceso será:

- Ingeniería de proyectos.
- Gerente de planta o representante.
- Ingeniería de procesos.
- Ingeniería eléctrica/instrumentación.
- Ingeniería de HSE
- Ingeniería de mantenimiento
- Supervisor/operador del sistema.

### *Funciones del Coordinador de Estudios HAZOP*

- Recoger la información escrita necesaria de apoyo.
- Planificar el estudio.
- Organizar las sesiones de trabajo.
- Dirigir los debates, procurando que nadie quede en un segundo término o supeditado a opiniones de otros.
- Cuidar que se aplica correctamente la metodología, dentro de los objetivos establecidos, evitando la tendencia innata de proponer soluciones aparentes a problemas sin haberlos analizado suficientemente.
- Recoger los resultados para su presentación.
- Efectuar el seguimiento de aquellas cuestiones surgidas del análisis y que requieren estudios adicionales al margen del grupo.

### *Funciones del secretario de HAZOP*

Este miembro también necesitara tener suficiente conocimiento técnico para entender lo que se está discutiendo. Su función principal es:

- Tomar notas adecuadas y registrar la información generada en el estudio.
- Preparar las hojas y materiales a utilizarse, e informar al líder si se requiere más tiempo en tomar apuntes.
- Si la redacción es poco clara, chequear antes de escribir y preparar los borradores del reporte e informe final.

### *Funciones de los miembros de HAZOP*

- Identificar las fallas que puedan existir en el sistema/equipo de una instalación existente o un determinado procedimiento.
- No tratar de diseñar soluciones en el lugar (pequeños errores de redacción), puede tenerse en cuenta (marcado en la copia maestra de la P&ID para la corrección), durante el Hazop como un elemento de acción.
- Participar libre y activamente en cada sesión realizada.

## **2.8 Legislación y normativa básica de referencia**

La Administración de Salud y Seguridad Ocupacional (OSHA) en su norma 29 CFR 1910.119, requiere que en todos los sitios químicos principales de una compañía petrolera o química se realicen Análisis de Riesgo de Procesos (PHA) (OSHA, 1992). Además, la Agencia de Protección Ambiental (EPA) instituyó el Programa de Administración de Riesgos (RPM) en 1995 (EPA, 1995).

Asimismo el Instituto Americano de Petróleo (API) en su norma RP-750 recomienda realizar un estudio de riesgo de procesos que impidan/minimicen las consecuencias catastróficas por emisiones de materiales tóxicos y explosivos. (API, 1990).

Todos estos entes requieren el sistema de gestión de seguridad e identificación de riesgos de proceso, su evaluación y mitigación. Si es que el análisis existiera la revisión de la misma y cuáles son las propuestas a lograrse.

Las revisiones de análisis de riesgos de proceso son requeridas para ser actualizadas y revalidadas cada cinco años como mínimo, por las reglas de Estados Unidos (OSHA y Agencia de Protección Ambiental).

Estas revisiones tienen por objeto reducir la probabilidad y las consecuencias de un incidente grave que tendría un impacto perjudicial para los empleados, los bienes públicos, el medio ambiente, y lo más importante para la propia empresa (prestigio), si esta continúa su operación comercial y su supervivencia.

Las revisiones de Análisis de Riesgos del Proceso no están dirigidas a identificar los "resbalones, tropezones y caídas", estas son responsabilidad de los requisitos generales de la seguridad laboral de una empresa y deben estar bien establecidos.

El análisis de riesgos de proceso es buscar los incidentes importantes que tengan las repercusiones más graves en la instalación industrial.

Dentro de la normativa nacional mencionamos algunos Artículos de la legislación ecuatoriana, vigentes.

LA CONSTITUCIÓN POLÍTICA DEL ECUADOR. Art. 326 manifiesta que *“toda persona tendrá derecho a desarrollar sus labores en un ambiente adecuado y propicio, que garantice su salud, integridad, seguridad, higiene y bienestar.”* Además, *“En caso de duda sobre el alcance de las disposiciones legales, reglamentarias o contractuales en materia laboral, estas se aplicará en el sentido más favorable a las personas trabajadoras.”* (Asamblea Constituyente, 2008)

LA DECISIÓN 584 del INSTRUMENTO ANDINO DE SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO (SST) manifiesta *“para alcanzar el objetivo de un trabajo decente es garantizar la protección de la seguridad y la salud en el trabajo, y corresponde a los Países Miembros adoptar medidas necesarias para mejorar las condiciones de seguridad y salud en cada centro de trabajo y así elevar el nivel de protección de la integridad física y mental de los trabajadores”*. (Comunidad Andina, 2004)

LA RESOLUCIÓN 957 del INSTRUMENTO ANDINO DE SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO (SST), Art. 1.\_ *“Los países miembros desarrollaran los sistemas de Gestión de Seguridad Y salud en el Trabajo, para lo cual se podrá tener en cuenta los siguientes aspectos: Gestión Administrativa, Gestión Técnica, Gestión de Talento Humano y Procesos Operativos Básicos”*. (Comunidad Andina, 2005)

EL REGLAMENTO GENERAL DEL SEGURO DE RIESGOS DEL TRABAJO (Resolución 741) Art. 44. *“Las empresas sujetas al régimen del IESS deberán cumplir las normas y regulaciones sobre prevención de riesgos establecidas en la Ley, Reglamentos de Salud y Seguridad de los Trabajadores y Mejoramiento del Medio Ambiente de Trabajo, Reglamento de Seguridad e Higiene del Trabajo del IESS y las recomendaciones específicas efectuadas por los servicios técnicos de prevención, a fin de evitar los efectos adversos de los accidentes de trabajo y las enfermedades profesionales, como también las condiciones ambientales desfavorables”* (IESS, 1990)

EL CÓDIGO DEL TRABAJO, Art. 410. Obligaciones respecto a la prevención. *“Los empleadores están obligados a asegurar a sus trabajadores condiciones de trabajo que no presente peligro para su salud o su vida.”* (Ministerio de Relaciones Laborales, 2005).

LA RESOLUCIÓN C.D. 333. Se deben realizar medición de los factores de riesgo ocupacional a todos los puestos de trabajo, utilizando procedimientos reconocidos en el ámbito nacional o internacional a falta de los primeros. Art. 9, Gestión Técnica. (IESS, 2010)

EL DOCUMENTO SASST DEL IESS, ELEMENTOS DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE RIESGOS, GESTIÓN TÉCNICA. Toda organización deberá desarrollar, difundir y aplicar claramente una política en Seguridad y Salud en el Trabajo, teniendo como objetivos la prevención de los riesgos, la mitigación de los daños, la seguridad de las labores, el mejoramiento de la productividad, la satisfacción y el bienestar de sus colaboradores y la defensa de la salud de los trabajadores. Mediante la aplicación de metodologías técnicas cualitativas (Literal h), cuantitativas y subjetivas. (IESS, 2004)

**2.8.1** *Norma Española Real Decreto 119/2005.* Aprueba las medidas de control de los riesgos inherentes a los accidentes graves.

La aplicación de esta normativa es con respecto a los planes de emergencia y su integración con la comunidad y la determinación del plazo (de tres años a un año) para la entrega de la documentación, por parte de los establecimientos nuevos; la prohibición de explotación o de entrada en servicio de un establecimiento cuando las medidas adoptadas por el titular sean manifiestamente insuficientes; y la verificación del cumplimiento de la obligación de información al público sobre las medidas de seguridad y consignas de actuación en caso de accidentes.

Real decreto 119/2005. Art. 9, *“La política de prevención de accidentes graves y el sistema de gestión de la seguridad formarán parte del informe de seguridad, además de los datos y la información especificada en la Directriz básica de protección civil para el control y planificación ante el riesgo de accidentes graves en los que intervienen sustancias peligrosas”*.

Sin embargo el RD 948/2005 ha adicionado la siguiente parte: *“En el informe de seguridad se indicarán expresamente los nombres de las organizaciones pertinentes que hayan participado en su elaboración e incluirá, además, el inventario actualizado de las sustancias peligrosas existentes en el establecimiento.*

*Asimismo, el resultado de la evaluación de la extensión y de la gravedad de las consecuencias de los accidentes graves, contenido en el informe de seguridad, incluirá planos, imágenes o, en su caso, descripciones equivalentes en los que aparezcan las zonas que pueden verse afectadas por tales accidentes ocurridos en el establecimiento”.*

**2.8.2 Norma Americana CFR 1910.119.** Esta sección contiene los requerimientos para prevenir o minimizar las consecuencias catastróficas por liberación de químicos tóxicos, reactivos, inflamables o explosivos. Estas emisiones pueden resultar en riegos de toxicidad, incendio o explosiones.

La normativa aplica para procesos donde se utilice un producto químico o líquido inflamable o gas.

Además contiene una lista de químicos peligrosos utilizados en las industrias y la cantidad específica necesaria del umbral de exposición en libras, para estar cubierta por esta norma, para que un trabajador pueda estar expuesto durante el día de labores sin daños significativos. Este umbral límite varía según la toxicidad del contaminante.

Además dicta la participación dinámica de los empleadores, empleados y sus representantes. Los empleadores deberán desarrollar un plan escrito de acciones con respecto a la participación de los empleados y sus representantes en este estudio, consultar sobre el procedimiento y desarrollo del Análisis de Riesgo de Proceso y sobre la mejora de otros elementos de la Administración de Seguridad de Procesos citados en este estándar y el acceso total a los Análisis de Riesgo de Proceso y a toda otra información requerida para ser desarrollada bajo esta norma.

Declara que un análisis de riesgo del proceso deberá ser apropiado para la complejidad del proceso y deberá identificar, evaluar y controlar los peligros involucrados en el proceso, basado en una justificación razonada que incluye tales consideraciones: como la extensión de los riesgos de procesos, número de empleados potencialmente afectados, edad del proceso, y la historia operativa del proceso. Asimismo lista los métodos de identificación y evaluación apropiadas para el estudio, como son los: What-if, Checklist, HAZOP, FMEA y Análisis del árbol de fallas.

Estos estudios de análisis de riesgos de proceso están dirigidos a: evaluar los riesgos de procesos, identificar algún incidente previo que haya sido un potencial riesgo para consecuencias catastróficas en el sitio de trabajo, la aplicación de controles de ingeniería y administrativos para los riesgos y sus interrelaciones, examinar las consecuencias de fallas de los controles de ingeniería y administrativos, incluir en el estudio las condiciones de las instalaciones asentadas y los factores humanos de operación, la evaluación cualitativa de un alcance potencial de la seguridad y los posibles efectos en la salud y los errores no establecer controles en los empleados en el sitio de trabajo.

**2.8.3 Norma Internacional Suiza IEC 61508/61511.** La **IEC 61508** titulada “*Functional Safety of Programmable Electronic Safety-Related Systems* (Seguridad funcional de los sistemas electrónicos programables relacionados con la seguridad)”.

Trata de la seguridad completa, global y funcional basada en el rendimiento y que se aplica a los fabricantes, proveedores e instaladores de sistemas de seguridad para todas las industrias, y que define los requisitos de los equipos de control e instrumentación de proceso donde una falla de estos podrían resultar en graves consecuencias, afectando la seguridad de las personas, los bienes y el medio ambiente.

La norma establece el concepto de “*ciclo de vida*” para el desarrollo de un SIS (también referido como *Sistema de paro de emergencia* (ESD)), desde su concepción hasta su desmontaje y constituye que personal debería estar involucrado en las diferentes fases de un proyecto.

Por tanto, el propósito final de SIS es llevar el proceso y/o equipos específicos del proceso a un estado seguro mediante instrumentación y control; pero la cantidad de reducción del riesgo que el SIS debe proporcionar viene representada por su “*nivel de integridad de seguridad* (SIL)”, que se define como un rango de probabilidad de fallo en demanda.

Es recomendable que los usuarios y propietarios del sistema de seguridad busquen proveedores con productos certificados por agencias reconocidas, que certifiquen el cumplimiento de la IEC 61508.

Esta norma cubría las plantas de la industria de procesos para la implementación de los *sistemas instrumentados de seguridad*. Sin embargo, no era una norma clara para adoptar en procesos industriales, por lo que después de una cuidadosa consideración, el comité de normas IEC extrajo las secciones relevantes de la IEC 61508 y bajo este estándar se volvió a redactar y formar la IEC 61511 que es un estándar específico para el sector del proceso.

La IEC 61511 titula “*Functional Safety: Safety Instrumented Systems for the Process Industry Sector* (Seguridad funcional: Sistemas instrumentados de seguridad para el sector de las industrias de procesos).

Es la norma de seguridad que la mayoría de las industrias de procesos eligen como estándar para el desarrollo de sus guías propias y documentos internos, en la implementación de sus Sistemas Instrumentados de Seguridad. Siempre bajo el marco establecido por la IEC 61508.

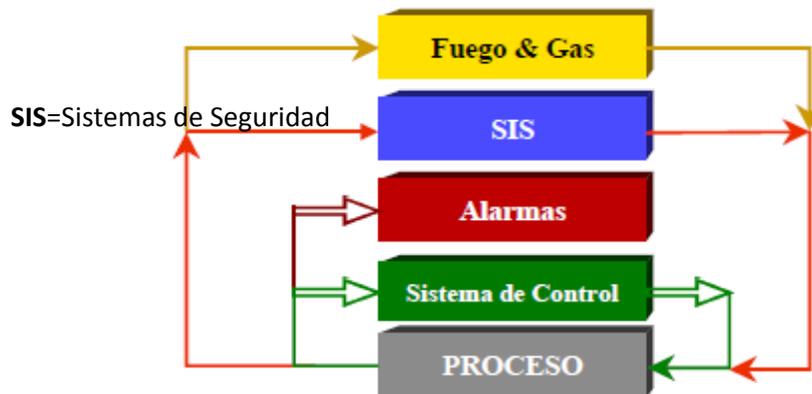
Esta norma está basada en dos conceptos fundamentales: el *ciclo de vida de seguridad* del SIS y el *nivel íntegro de seguridad* SIL. El “*Ciclo de vida de seguridad*” significa que todas las etapas desde la investigación, diseño, implementación, uso y mantenimiento antes de sacar fuera de servicio del sistema instrumentado de seguridad (SIS) son abarcados por la norma.

Asimismo el “*nivel de seguridad integral*” está basado en los resultados de un estudio previo de riesgos que utiliza un método gráfico donde existen cuatro niveles SIL (SIL1 – SIL4) y donde niveles más altos que SIL no son recomendados por el estándar.

Entonces se recomienda regresar y ver si es posible cambiar algo en el diseño del proceso. El sistema SIL tolera un punto de fallo único, indicando explícitamente que en tal caso se puede llegar a tener un “Fallo Peligroso”; lo que supone que equipos con canal único no pueden ser empleados en aplicaciones clasificadas como SIL3, y aquellos que utilizan técnicas de redundancia 1oo2 o 1oo2D deberán parar la instalación ante un fallo de sus componentes.

Entonces el resultado de la IEC 61511 es un riguroso conjunto de prácticas recomendadas para diseñar, implementar, verificar operar y mantener sistemas instrumentados de seguridad robustos y fieles. Tanto la IEC 61508 como la IEC 61511 establecen el propósito de darle a la industria y otros grupos un lenguaje común para la seguridad funcional de los sistemas SIS.

Figura 2. Capas de protección



Fuente: Norma IEC 61511

A razón de haber cumplido con la norma, incluso si no es de obligado cumplimiento, puede ser útil en caso de ocurrir algún incidente de seguridad. Las investigaciones posteriores a un accidente o vertido de producto al medio ambiente a agencias gubernamentales que tienen autoridad para abrir una vía de investigación e imponer sanciones si es preciso, incluso sanciones penales y clausura de actividades.

Las repuestas a algunas preguntas como se detalla a continuación son exactamente lo que nos da la aplicación de la norma IEC 61511.

- ¿Ha ocurrido alguna clase de incidente o accidente anteriormente?
- ¿Qué procesos proactivos se utilizaron para identificar los riesgos?
- ¿Qué métodos se usaron para cuantificar los riesgos?
- ¿Qué acciones se usaron para mitigar los riesgos?
- ¿Qué proceso se siguió para garantizar que se desplegara la mitigación adecuadamente?
- ¿Qué procesos están implementados para garantizar que la solución de mitigación continúe funcionando como se espera?

## **CAPÍTULO III**

### **3. SITUACIÓN ACTUAL**

#### **3.1 Generalidades de la empresa**

Baker Hughes Inc. es una compañía estadounidense de servicios petroleros. Opera en 90 países ofreciendo productos, tecnología y consultorías para la evaluación y perforación de pozos de petróleo y gas; realización y producción de pozos, y elaboración de fluidos y químicos utilizados en la extracción de hidrocarburos. Baker Hughes cuenta con presencia en Estados Unidos, México, Canadá, América Latina, Europa, África, Rusia, Medio Oriente y Asia pacífico. Tienen su centro de operaciones en Estados Unidos, en Houston, Texas.

#### **3.2 Generalidades de la unidad de seguridad y medio ambiente**

El departamento de seguridad HS&E está comprometido con la protección de las personas, el medio ambiente y los recursos de la empresa, mientras que suministran productos y brindan servicios de una manera sostenible.

Es así que como objetivo mensurable se ha planteado la mejora continua hacia cero incidentes y a la prevención de la contaminación, en todas las líneas de servicio.

Además de manejar una cultura de minimizar el impacto ambiental, que incluye la conservación de recursos, como la energía, el agua, la reducción de residuos y vertidos, y aumentar el reciclado.

La seguridad de los empleados está basado en una cultura interdependiente, es decir, que los empleados participan en los procesos de HSE al registrar en unas plantillas sus observaciones de las prácticas de trabajo seguras e inseguras. Luego activamente tomando acciones correctivas instantáneas si fuera pertinente, de lo contrario reportan a su inmediato superior.

### 3.3 Descripción de los términos de referencia

De acuerdo a BAKER Ron, se define los términos referenciales al campo petrolero como a continuación detallamos.

**Acidificación matricial.** Procedimiento mediante el cual el flujo de ácido es confinado a los poros y canales de flujo naturales de la formación para aumentar la permeabilidad y porosidad de la formación productora.

**Azimut.** Ángulo fuera del norte del hoyo a través del este que se mide con un compás magnético, con base en la escala completa del círculo de 360°.

**Acidificación.** Tratamiento para pozos de petróleo de gas que se aplica con ácido para disolver la cal de la arena, de manera que facilite y aumente la producción de petróleo.

**Ácido inorgánico.** No compuesto de materia vegetal ni animal. BJ Services usa dos ácidos inorgánicos: Ácido Fluorhídrico y Ácido Clorhídrico.

**Ácido orgánico.** Compuesto de material vegetal o animal, por ejemplo, Acético, a Anhídrido Acético, Cítrico y Fórmico.

**Corte de agua.** Porcentaje de agua que se produce en un barril de petróleo.

**Drill Pipe.** Tubería de perforación.

**Drill collar.** Son tubos de acero pesado y rígido, usados al fondo del ensamble BHA y para dar peso sobre la broca, además de rigidez.

**Espacio anular.** Espacio que rodea una tubería en un hoyo.

**Estimulación.** Proceso que tal como la acidificación o el fracturamiento de la formación, que consiste en agrandar los canales de flujo viejos o de crear canales nuevos en la formación productora de un pozo.

**Estratigrafía.** Rama de la Geología que se ocupa del estudio de las rocas estratificadas o en capas. La Estratigrafía describe y correlaciona las sucesiones locales de estratos; a partir de estas descripciones puede inferirse en la historia geológica local.

**Explosión.** Evento que produce una onda de choque, que excede la velocidad del sonido en el medio circundante.

**Explosivo.** Mezcla o compuesto químico que reacciona rápidamente y emite energía tal, que produce una explosión.

**Estabilidad.** Habilidad de un explosivo para perdurar por periodos largos de tiempo o para soportar altas temperaturas sin descomponerse.

**Explosivo primario.** Son muy sensibles a estímulos externos como el calor, fricción, golpe y corriente eléctrica. Ejemplo: azida de plomo (PbN<sub>6</sub>) y tacot (C<sub>12</sub>H<sub>4</sub>N<sub>8</sub>O<sub>8</sub>) se utilizan para iniciar a los explosivos secundarios.

**Explosivo secundario.** Son relativamente insensibles para iniciarse. Cuando se prenden por flama y se encuentran sin confinarse pueden deflagrarse (arder súbitamente con llama y sin explosión.) sin detonar. Ejemplo: RDX, HMX, HNS, PYX.

**Fracturamiento ácido.** Procedimiento mediante el cual se fuerza la entrada de ácido en una formación a una presión suficientemente alta para que la formación se agriete.

**Flujo natural.** El petróleo por su misma presión del yacimiento fluye por sí solo a través de los pozos perforados, hasta la superficie.

**Fluido de perforación.** Mezcla utilizada para estabilizar las paredes del pozo y transportar a superficie los ripios de perforación.

**Tubería de peso (Heavy Weight Drill Pipe).** Tuberías de perforación de pared gruesa con dimensiones similares a las tuberías de perforación. Son menos rígidos que los DC y tienen menos contacto con las paredes permitiendo obtener un torque reducido.

**Midiendo mientras se perfora (Measurement While Drilling, MWD).** Es una herramienta de control direccional que por medio de un complejo sistema de telemetría, pozo abajo, permite continuamente conocer el lugar exacto de la trayectoria del pozo en cuanto a su inclinación y dirección.

**Registrando mientras se perfora (Logging While Drilling, LWD).** Herramienta que al acondicionarle unos sensores obtiene información del pozo en tiempo real.

**Punto de desvío (Kick off point, KOP).** Es la ubicación a una profundidad determinada bajo la superficie donde el pozo es desviado en una dirección dada.

**Presión de colapso.** Cantidad de fuerza necesaria para aplastar los lados del revestidor hasta que se hundan. El colapso ocurre cuando la presión fuera del revestidor es mayor que la presión dentro del revestidor.

**Presión de poro.** Es la sumatoria de las fuerzas generadas por la matriz de la formación y por los fluidos que contienen esa matriz en relación a un punto determinado de la formación.

**Presión de fractura.** Es la fuerza por unidad de área necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca.

**Recuperación primaria.** Si solo se utiliza la energía propia del yacimiento (mecanismos de empuje natural de los yacimientos).

**Recuperación secundaria.** Inyectando al yacimiento desde la superficie, un fluido a presión que le suministre energía de empuje adicional.

**Sensibilidad.** Es una medida de la energía mínima, presión o potencia requerida para iniciar a un explosivo.

**Sensibilidad al impacto.** Altura mínima a la cual puede dejarse caer un peso sobre el explosivo para que detone.

**Top drive.**\_ Es un motor eléctrico o hidráulico que se suspende en cualquier tipo de mástil de un equipo de perforación. Esta herramienta se encarga de hacer rotar la sarta de perforación y el trépano. (BAKER, 2001)

### 3.4 Descripción de los procesos utilizados en la empresa

En la industria petrolera, hallar el reservorio y extraer el petróleo es una misión considerable. Primero se realiza un trabajo de sísmica para localizar las potenciales trampas donde podría almacenarse el petróleo y para llevar a cabo la perforación del pozo en el punto óptimo. Con la perforación, se localiza el rastro del petróleo/gas. Luego es de vital importancia la evaluación de la formación, que sirve para determinar el volumen y la productividad. Pero la parte más importante es la terminación, que es la primera etapa de una recuperación exitosa.

**3.4.1 Cementación de pozos (BJ).** Es una operación que consiste en preparar y mezclar una lechada de cemento con equipos especiales, para luego bombearla y desplazarla hacia el espacio anular existente, entre la tubería de revestimiento y formación, o hasta la zona preestablecida. Luego se deja fraguar y endurecer, formando una barrera permanente e impermeable al movimiento de fluidos detrás del revestidor.

Figura 3. Unidad de cementación



Fuente: BAKER HUGHES, Manual de prácticas estándares de BJ

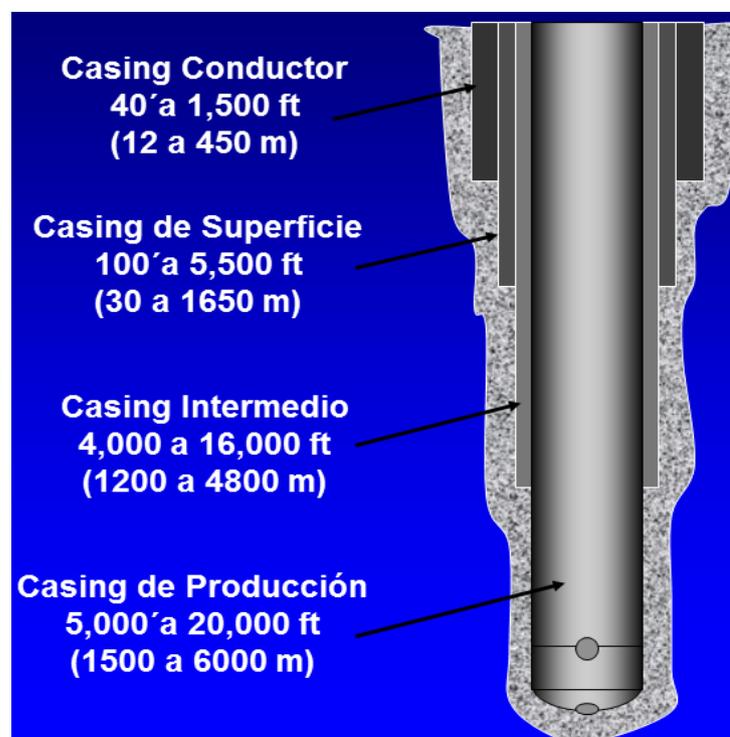
Entre los propósitos principales de la cementación se pueden mencionar los siguientes:

- Proteger el revestidor de la corrosión y destrucción completa por fluidos agresivos, y asegurarla en el hoyo.
- Aislar zonas de diferentes fluidos.
- Aislar zonas de agua superficial y evitar la contaminación de las mismas por el fluido de perforación o por los fluidos del pozo.
- Evitar o resolver problemas de pérdida de circulación y pega de tuberías.
- Reparar pozos por problemas de canalización de fluidos.
- Reparar fugas en el revestidor.

Cementación Primaria:

Se realiza al cementar los revestidores del pozo (conductor, superficial, intermedio, producción, etc.) durante la perforación.

Figura 4. Esquema de completación de un pozo petrolero para la producción



Fuente: BAKER HUGHES, Manual de prácticas estándares de BJ

### Cementación Secundaria:

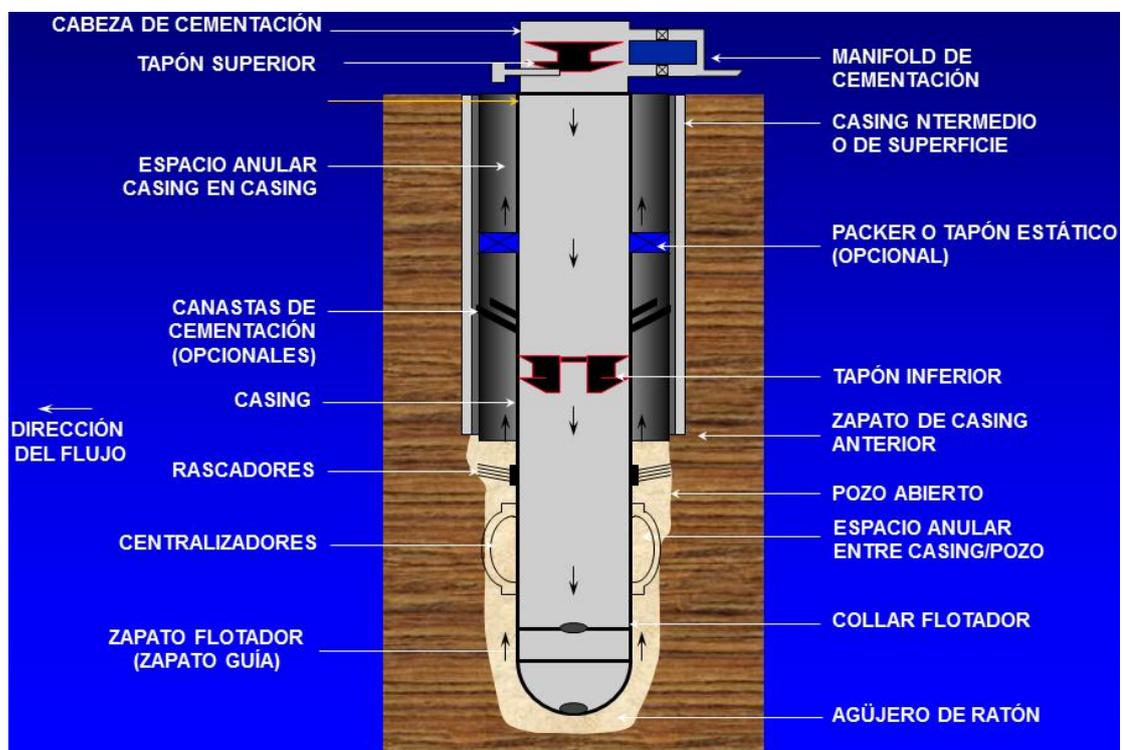
Es el proceso de forzamiento de la lechada de cemento en el pozo, que se realiza principalmente en reparaciones/reacondicionamientos o en tareas de terminación de pozos.

Los propósitos principales de esta cementación son:

- Reparar trabajos de cementación primaria deficientes.
- Reducir altas producciones de agua y/o gas.
- Reparar filtraciones causadas por fallas del revestidor.
- Abandonar zonas no productoras o agotadas.
- Sellar zonas de pérdidas de circulación.
- Proteger la migración de fluido hacia zonas productoras.

A continuación se representa los diferentes elementos presentes para una cementación.

Figura 5. Esquema de un ensamble de fondo de pozo, para la operación de cementación



Fuente: BAKER HUGHES, Manual de prácticas estándares de BJ

Cabe señalar que para cementar las diferentes secciones de un pozo de petróleo para su producción, se necesita utilizar diferentes tipos de cemento y aditivos químicos que suministren las propiedades físicas y químicas requeridas.

Los cementos tienen ciertas características físicas y químicas que deben reunir según su aplicación y estas dependen de la profundidad, presión y temperatura a soportar, etc. Según API se clasifican en:

Tabla 9. Clasificación y aplicación del cemento según Normas API, SPEC 10A

<b>Tipo</b>	<b>Aplicaciones.</b>
<b>Clase A</b>	Usado para pozos desde superficie hasta 6000', cuando no se requieren propiedades especiales. La relación agua/cemento recomendada es 5.2 gal/sxs (galones por cada saco).
<b>Clase B</b>	Usado para pozos desde superficie hasta 6000', cuando hay condiciones moderadas a altas resistencia al sulfato. La relación agua/cemento recomendada es 5.2 gal/sxs.
<b>Clase C</b>	Usado para pozos desde superficie hasta 6000', cuando se requieren condiciones de alto esfuerzo. La relación agua/cemento recomendada es 6.3 gal/sxs.
<b>Clase D</b>	Usado para pozos desde 6000' hasta 10000', para condiciones moderadas de presión y temperatura. Está disponible para esfuerzos moderados a altos. La relación agua/cemento recomendada es 4.3 gal/sxs.
<b>Clase E</b>	Usado para pozos desde 10000' hasta 14000', para condiciones altas de presión y temperatura. La relación agua/cemento recomendada es 4.3 gal/sxs.
<b>Clase F</b>	Usado para pozos desde 10000' hasta 16000', para condiciones extremas de presión y temperatura. Está disponible para esfuerzos moderados a altos. La relación agua/cemento recomendada es 4.3 gal/sxs.
<b>Clase G y H</b>	Usado en pozos hasta 8000' o puedan ser usados con aceleradores o retardadores para cubrir una amplia variedad de rangos de presión y temperatura. La relación agua/cemento recomendada es 5,0 gal/sxs.

Fuente: BAKER HUGHES, Manual de BJ Pumping

Los aditivos químicos tienen como función adaptar los diferentes cementos petroleros a las condiciones específicas de trabajo. Pueden ser sólidos y/o líquidos (solución acuosa). Entre ellos tenemos:

Tabla 10. Clasificación de los aditivos químicos para cementación

<b>Tipo Aditivos</b>	<b>Aplicaciones</b>
<b>Aceleradores</b>	Usados en pozos donde la profundidad y la temperatura son bajas, para obtener tiempos de espesamiento (fraguados) cortos y buena resistencia a la compresión. Ejemplos: Cloruro de Calcio ( $\text{CaCl}_2$ ), Silicato de Sodio ( $\text{Na}_2\text{SiO}_3$ ), Cloruro de Sodio ( $\text{NaCl}$ ), Ácido Oxálico ( $\text{H}_2\text{C}_2\text{O}_4$ ), etc.
<b>Retardadores</b>	Permite que el tiempo de fraguado y el desarrollo de resistencia a la compresión del cemento sean más lento. Los más usados son: Lignitos, Lignosulfonato de Calcio, Ácidos Hidroxicarboxílicos, Azúcares, etc.
<b>Extendedores</b>	Reduce la densidad del cemento o para reducirla cantidad de cemento por unidad de volumen del material fraguado, con el fin de reducir la presión hidrostática y aumentar el rendimiento ( $\text{pie}^3/\text{saco}$ ) de las lechadas. Los más usados son: Bentonita, Silicato de Sodio ( $\text{Na}_2\text{SiO}_3$ ), materiales Pozzolánicos, etc.
<b>Densificantes</b>	Aumentan la densidad del cemento o la cantidad de cemento por unidad de volumen del material fraguado, con el fin de aumentar la presión hidrostática. Los más usados: Barita, Hematita, Ilmenita, etc.
<b>Controladores de filtrado</b>	Controlan la pérdida de la fase acuosa del sistema cementante frente a una formación permeable. Previenen la deshidratación prematura de la lechada. Ejemplos: polímeros orgánicos, reductores de fricción, etc.
<b>Antiespumantes</b>	Ayudan a reducir el atrapamiento de aire durante la preparación de la lechada. Los más usados son: éteres de Poliglicoles y Siliconas.
<b>Dispersantes</b>	Mejoran las propiedades de flujo, es decir, reducen la viscosidad de la lechada de cemento. Entre ellos tenemos: Polinaftaleno Sulfonado, Polimelamina Sulfonado, Lignosulfonatos, Ácidos Hidrocarboxílicos, Polímeros Celulósicos.

Fuente: BAKER HUGHES, Manual de Cement Mixing de BJ Pumping

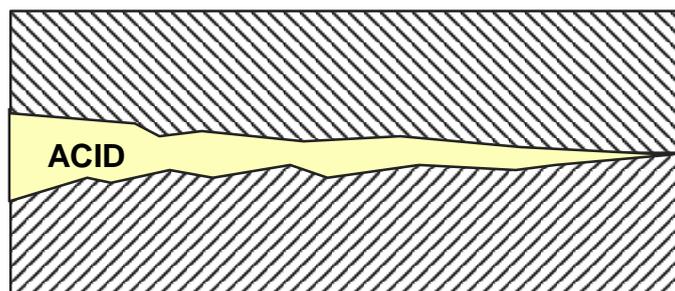
**3.4.2 Bombeo o estimulación (BJ).** Los tratamientos con ácido se aplican mediante las técnicas siguientes: lavado-agitación, fracturas ácidas y acidificaciones matriciales, usadas para mejorar o generar patrones de flujo en el reservorio para incrementar la producción. Consisten en inyectar fluidos de tratamiento (ácidos en su mayoría) con la finalidad de remover el daño ocasionado por la invasión de los fluidos a la formación durante las etapas de la perforación y terminación de pozos o por reacondicionamiento (es una de las actividades más importantes en el mantenimiento de la producción de pozos petroleros) para incrementar el índice de productividad.

En esta sección nos enfocaremos en la estimulación acida que consiste en inyectar ácido a través de las fracturas inducidas (cañoneo) a presiones que exceden la presión de fractura de la formación (ver Figura 6), con el fin de crear nuevos canales de flujo o abrir fracturas ya existentes. Se lo realiza por lo general en formaciones de caliza y dolomita.

En fractura ácida la penetración del ácido depende de: la velocidad del ácido (caudal de inyección), la velocidad de reacción con la formación, el área de contacto entre las fracturas y el ácido, y las pérdidas por filtrado del ácido.

La penetración más profunda se puede obtener cuando el primer ácido inyectado se neutraliza o se gasta completamente. El bombeo de ácido siguiente realizara un lavado adicional a la cara de la fractura y no dará una penetración adicional. Estos lavados adicionales en la cara de la fractura previenen que las fracturas se cierren completamente cuando se quita la presión aplicada sobre la formación; y se obtiene producción adicional de petróleo o gas por el incremento de la permeabilidad.

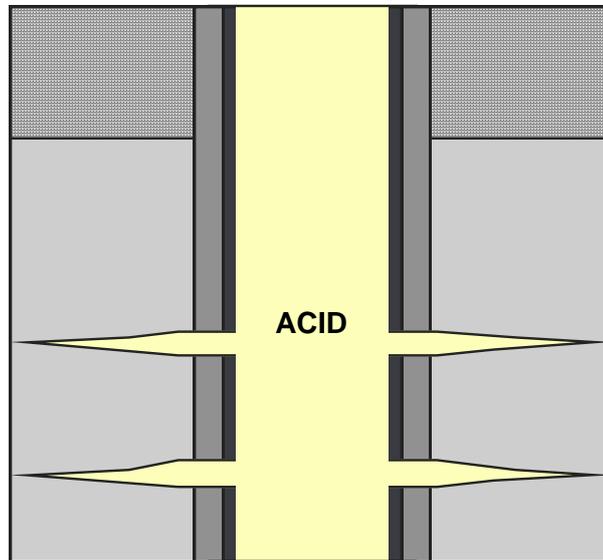
Figura 6. Comportamiento de una fractura ácida a través de sus canales de flujo



Fuente: BAKER HUGHES, Manual de BJ Pump

La fractura acida implica inyectar ácido al pozo a un caudal más rápido de lo que la formación pueda aceptar a través de sus canales de flujo natural.

Figura 7. Inyección de ácido por la fractura hacia el interior de la formación



*Como la roca no acepta todo el ácido, se acumula presión. Finalmente, la roca se rompe y el ácido se inyecta por la fractura hacia el interior de la formación de calizas.*

Fuente: BJ Services, Fundamentals of acidizing and Nitrogen

El ácido por sí solo no es un eficiente fluido de fracturamiento, por su baja viscosidad y su alta velocidad de reacción. Por lo que se usan aditivos que ayuden a obtener las propiedades físicas y químicas que faciliten una mayor penetración. Adicionalmente se pueden usar agua o salmuera con agentes gelificantes y aditivos de control de pérdida de fluido como pre-flujos para crear las fracturas.

## **NOTA**

Para mayor detalle refiérase al Manual de Mezcla (Mixing Manual) de BJ, para obtener información sobre las concentraciones y la temperatura del fondo del pozo según las condiciones específicas de los pozos.

Existe una gran cantidad de aditivos utilizados en los tratamientos ácidos, que facilitan el uso de los sistemas permitiendo una mayor efectividad, básicamente estos pueden agruparse en:

Tabla 11. Tipos y aplicación de aditivos usados en Estimulación Ácida

<b>Tipo de aditivo</b>	<b>Aplicación</b>
Inhibidores	Es un compuesto químico que demora la corrosión que produce el ácido. Es una mezcla de uno o más químicos activos, tales como agentes humectantes o solventes. Estos pueden ser los orgánicos y los inorgánicos.
Retardadores	Se usa para obtener una velocidad de reacción más lenta con la formación, de manera que pueda alcanzar una penetración más profunda con el ácido vivo. Son empleados en formaciones de calizas o dolomita.
Surfactantes	Es una sustancia que altera las propiedades de un medio líquido. Las funciones son: La des-emulsión, dispersión, penetración y reducción de la tensión superficial del agua, evitar el hinchamiento o dispersión de arcillas, mojar de agua a la roca, ser compatible con los fluidos de tratamiento y de la formación, ser soluble a los fluidos de tratamiento a temperatura de yacimiento.
Agentes reductores de fricción	Se utilizan para suprimir la turbulencia y reducir la presión por fricción de los fluidos cuando atraviesan las tuberías. Los más usados son polímeros de cadena larga naturales o sintéticos. No todos los polímeros actúan eficazmente en soluciones de tratamiento con ácido.
Agentes divergentes (bloqueadores)	Son materiales que se introducen en el fluido de tratamiento mientras se está bombeando. Son muy grandes y viscosos para pasar a través de las perforaciones. El objetivo es taponar los agujeros que están tomando fluido e incrementar la presión. A medida que la presión aumenta, los agujeros que no tomaban fluido comenzarán a abrirse y cederán el paso a través de ellos.
Agentes controladores de bacterias.	Para reducir o eliminar la formación de bacterias sulfatorreductoras, bacterias productoras de limo y de hierro. La bacteria que más preocupa a los productores de petróleo es el sulfatorreductor, que puede producir gas de sulfuro de hidrógeno (H <sub>2</sub> S) en un ambiente sin oxígeno. Esta necesita una atmósfera libre de oxígeno para difundirse.

Fuente: BAKER HUGHES, Manual Mixing de BJ Pumping

**3.4.3 Tubería flexible (Coiled Tubing).** Es una unidad integrada y autónoma de reparación, fácilmente transportable e hidráulica, que inyecta y recupera una sarta continua de tubería dentro de una línea más grande de tubing o casing. Consta principalmente de varios equipos de superficie potencialmente hidráulicos, los cuales pueden ser colocados en una plataforma portátil, camiones o en plataformas de agua (gabarras).

Además la unidad permite la continua inyección de fluidos químicos o nitrógeno mientras se continúa moviendo la tubería flexible y puede ser utilizada en pozos vivos.

Los diámetros varían entre  $1/2$  (12.7mm) pulgadas -  $3\frac{1}{2}$ (88.9mm) pulgadas, las longitudes exceden los 30000 pies en aceros que pueden soportar fuerzas desde 55000 PSI hasta 120000 PSI y un tratamiento de calor, para aliviar los esfuerzos de tensión interna de todo el tubo, a temperaturas de 1100 °F (593 °C) – 1400 °F (760 °C).

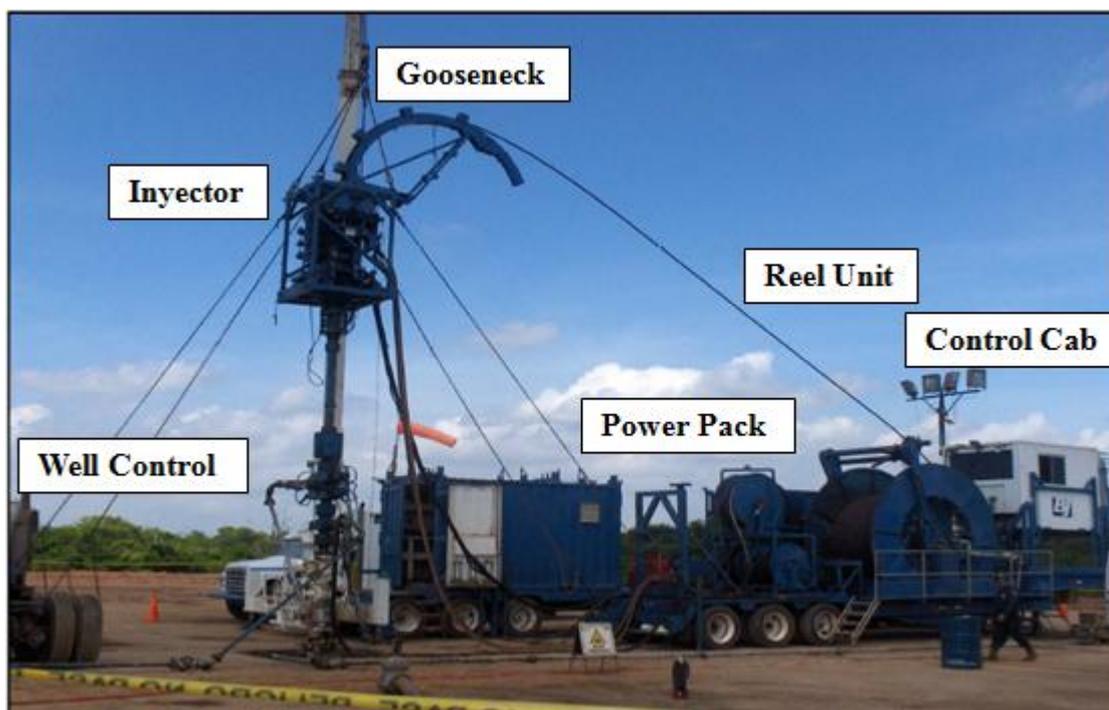
La unidad de CT está formada por un conjunto de equipos necesarios para llevar a cabo las actividades con operaciones con tubería continua. La unidad consiste de cuatro elementos básicos (ver Figura 8) que son:

- **Cabeza inyectora:** para suministrar en superficie la fuerza necesaria para introducir y retirar la tubería flexible.
- **Carreto de tubería:** Para el almacenamiento y transporte de la tubería flexible.
- **Unidad de potencia hidráulica:** Para generar la potencia hidráulica y neumática requerida para operar la unidad de tubería flexible.
- **Cabina de controles:** Desde la cual el operador del equipo monitorea y controla la tubería flexible.

Dado que la mayoría de estas operaciones se realizan en presencia de presiones de cabeza de pozo se utiliza un equipo adicional de control de pozos denominado Valvula de seguridad (BOP's), que es otro elemento clave en las operaciones de tubería flexible.

Consiste de varias parejas de arietes y un elemento de sello o empaquetadura para separar la presión del pozo con el medio ambiente en superficie.

Figura 8. Ilustración básica de una unidad de Coiled Tubing



Fuente: BAKER HUGHES, línea Pump. Manual de Coiled Tubing

Las parejas de arietes son cuatro, de arriba hacia, abajo, y sus funciones asociadas son:

- **Arietes ciegos:** Sellan el pozo cuando tubería está por fuera de la BOP.
- **Arietes de corte:** Se utilizan para cortar la tubería.
- **Arietes deslizantes:** Sostienen el peso de la tubería colgada por debajo del mismo. También evita que la tubería se mueva hacia arriba).
- **Arietes de la tubería:** Sellan alrededor de la tubería que está colgada.

Figura 9. Ilustración de un Blow Out Preventer (BOP)



Fuente: BAKER HUGHES. Manual de Pump

Algunas de las principales ventajas de estas tuberías con respecto a las unidades convencionales de perforación y reparación de pozos son: rápida movilización, menores costos operacionales, permite trabajar a través de empacaduras de producción, aceleración de las operaciones (debido a que no es necesario efectuar interrupciones para realizar la conexión de tuberías) y la capacidad de bombear fluidos en cualquier momento sin importar la posición de la tubería dentro del pozo.

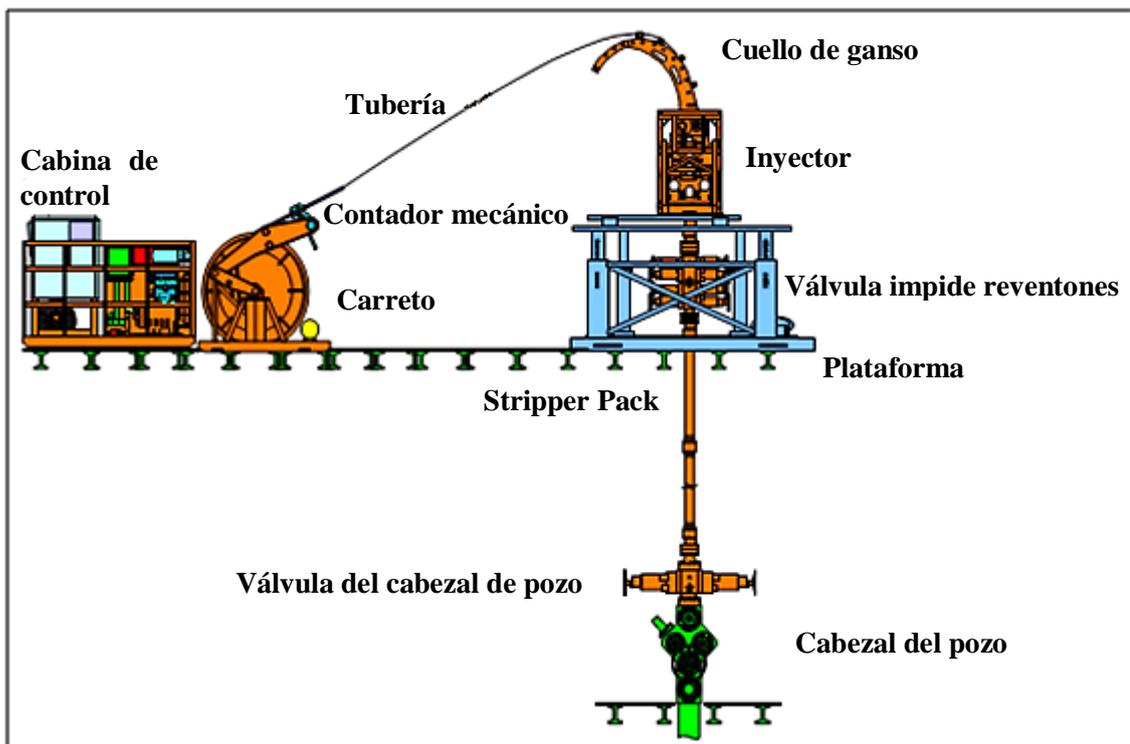
Debido a las ventajas de este tipo de tubería, éstas resultan particularmente útiles para las siguientes aplicaciones:

- Limpieza de pozos (lavados de arena y sólidos, limpieza de parafinas y asfáltenos).
- Operaciones de acidificación (estimulación de formaciones).
- Fracturamiento hidráulico.
- Operaciones de cementación (forzamiento de cemento, taponos de abandono).
- Servicio de pesca, herramientas de colocación y fresado (a través de la tubería).
- Ensanchado de pozos.
- Perforación en condiciones bajo balance.
- Adquisición de registros de pozos y cañoneo.
- Perforación direccional.
- Instalación de bombas electrosumergibles.
- Sarta de inyección de productos químicos.
- Circulación de fluidos con densidad de ahogo.
- Consolidación de arenas (empaque con grava convencional, con cerámica y con resina).
- Colocación de herramientas de ensayos y punzado.

La vida útil de trabajo de la tubería flexible puede ser definida como la duración del servicio que pueda brindar una sarta de tubería continua cuando es sometida a los siguientes factores: ciclo de fatiga por doblado, carga de presión interna, carga axial aplicada, corrosión y daños mecánicos. La fatiga generalmente es el principal factor individual que determina la vida útil de trabajo de la tubería flexible.

Sin embargo cuando el proceso de ciclo de la dobladura esta combinado con cargas internas de presión en el tubo, la predicción de la vida útil por fatiga, se hace muy difícil de calcular con precisión. Además de que la tubería sufre un crecimiento diametral, el problema fundamental es el impacto causado sobre la geometría del tubo como resultado de la ovalidad.

Figura 10. Esquema de ubicación mecánica e intercambio de datos del Coiled Tubing



Fuente: BAKER HUGHES BJ, Manual de Tubería Flexible

Resumiendo tenemos que la unidad de tubería flexible es un sistema de servicio portátil con fuerza motriz hidráulica, diseñado para inyectar y recuperar una sarta continua de tubería concéntrica, electro-soldada con una costura longitudinal única sin adición de metal de relleno, en sartas de tubería de revestimiento.

La mayor desventaja de no poder rotar la tubería ha sido parcialmente superada por el desarrollo de herramientas rotatorias en el fondo de pozo o BHA de fondo de pozo, que pueden utilizarse para perforación liviana o para fresado. Sin embargo, la tubería flexible no puede rotarse en la superficie.

**3.4.4** *Registros eléctricos de pozos (Atlas)*. Son técnicas geofísicas que se realizan en las operaciones petroleras para obtener una mayor información de los parámetros físicos y geológicos, de manera que permitan cuantificar la cantidad de hidrocarburo presente en un yacimiento, mediante la determinación de variables, para así ubicar las áreas productoras.

Los parámetros físicos y geológicos a determinar son: las características físicas de las rocas, los fluidos que la saturan y las propiedades de la construcción del pozo. Una vez conocidos estos parámetros físicos se podrá establecer la litología, resistividad real, la densidad volumétrica del hidrocarburo y direccionamiento, geometría, porosidad y permeabilidad.

El análisis en conjunto de varias de ellas, sumada con la información que se tenga del campo petrolero (sísmica, datos de pozos cercanos, y otros) permitirá obtener un perfil de la formación adyacente del pozo y determinar si dicho pozo es de valor comercial.

Los registros eléctricos no son más que representaciones gráficas de las reacciones de los diferentes instrumentos de registro a medida que descienden dentro del pozo. Siendo proporcional a la profundidad que se atraviesa con la herramienta.

La actividad se lleva a cabo mediante la utilización de una unidad móvil que contiene un sistema computarizado, para la obtención y procesamiento de datos (Figura 3-4). Además cuenta con un sistema de envío de potencia y señales de comando (instrucciones) a un equipo que se baja al fondo del pozo por medio de un cable electromecánico de siete conductores, utilizada por algunas herramientas de registro, que también es utilizada para bajar y recuperar la herramienta del fondo del pozo.

La sarta de fondo esta normalmente constituida de dos o más componentes. Uno llamado sonda que contiene los sensores utilizados para hacer la medida y otro llamado cartucho que contiene la parte electrónica que da el poder a los sensores, que procesa las señales de las medias resultantes y que transmite las señales hacia la superficie a través del cable conductor hasta el camión.

Casi siempre en la sarta de herramientas va incluida una herramienta para localizar los collares de las tuberías, sin importar el tipo de operación que sea. Hoy en día la mayoría de las herramientas de cable son rápidamente combinables hasta el punto de llegar a siete u ocho herramientas, dependiendo de la necesidad de los datos requeridos.

Cabe mencionar que los registros eléctricos pueden ser realizados en ambientes diferentes que pueden ser:

**a.** Registros a hueco abierto

Son operaciones de toma de información dentro del pozo, en un intervalo determinado de agujero descubierto (sin entubar). Los registros que se aplica son: Inducción, Doble Laterolog, Neutrón Compensado, Densidad Compensada y Sonido Digital Imágenes de Pozo.

**b.** Registros en agujero entubado

Son operaciones de toma de información dentro del pozo, en un intervalo determinado cuando el agujero esta entubado. Se aplica para la evaluación de cementación, pruebas de formación y desgaste de tubería.

Asimismo existen tres tipos básicos de registro que permiten analizar en su totalidad una formación: los registros de litología, de resistividad y de porosidad.

Figura 11. Ilustración de una unidad de registros eléctricos



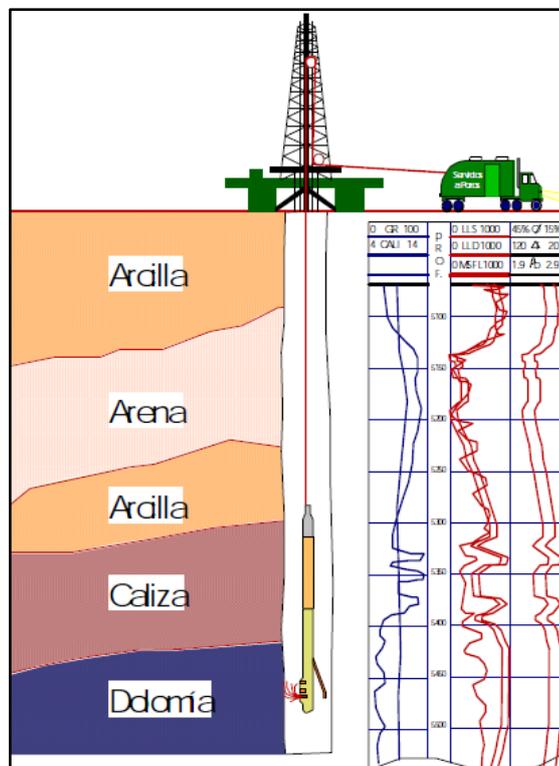
Fuente: WCS, Unidad de línea de cable montada en un camión

El procedimiento a seguir por el geólogo o ingeniero en la obtención de los registros de pozos es el siguiente:

1. Correr un registro base (generalmente de resistividad) el cual se correlaciona con registros de los pozos circundantes. El objetivo es determinar la posición estructural del pozo en cuestión.
2. Se examina cuidadosamente aquellas curvas de este registro que indican litología o tipo de formación a fin de identificar aquellas zonas que podrían tener la porosidad y permeabilidad esenciales para un yacimiento comercial.
3. Finalmente se evalúan las anomalías de la resistividad en estas zonas a fin de localizar posibles acumulaciones de petróleo o gas.

Una vez obtenidos los registros de litología, resistividad y porosidad, el analista tiene a mano los datos necesarios para calcular los valores de la porosidad y saturación. La combinación de estos datos con la información geológica provee una base para la determinación del valor comercial del pozo.

Figura 12. Diagrama esquemático de la toma de registros eléctricos



Fuente: BAKER HUGHES, Manual de Registros Eléctricos

### *Herramientas utilizadas en los registros de pozos*

Las herramientas son sondas cilíndricas de metal que contienen en su parte interior circuitos electrónicos muy sofisticados y delicados, y un cartucho electrónico que prepara la información de los sensores para enviar a la superficie, por medio del cable.

Al usar una herramienta de registros hay que tomar en cuenta sus características, limitaciones y condiciones de uso del equipo. Los datos a considerar son: diámetro externo y longitud de la herramienta, rango de presión y temperatura máxima, diámetro mínimo y máximo del pozo, fluido en el pozo, profundidad de investigación y resolución vertical.

Como se puede observar existen numerosos registros de pozos. Sin embargo, para los propósitos de este proyecto únicamente se han tomado en cuenta como relevante alguno ellos, ya que son los que representan los registros utilizados comúnmente. En términos generales los registros de pozos se pueden clasificar en tres diferentes grupos en función de su fuente de medida. La tabla muestra dicha clasificación.

Figura 13. Ilustración herramientas de fondo para registros eléctricos



Fuente: Autor

Tabla 12. Clasificación de las herramientas de registro según su fuente de medida

Fuente	Tipos	Función	Aplicaciones
Eléctrica	Resistivas (Doble corriente inducida, Potencial espontaneo (SP), Micro-imágenes resistivas de la formación, Doble Laterolog telemétrico, Doble inducción faseorial y microséricos enfocado).	Medir la capacidad que tienen las rocas de oponerse al paso de corriente eléctrica inducida, siendo el inverso de la conductividad. Esto depende del fluido contenido en la misma y el tipo de formación.	Control de profundidad, indicador de hidrocarburos móviles, perfiles de invasión, localización de poros y zonas permeables, resistividad en la zona virgen y zona lavada y correlación. Se usan solas o en combinación.
Cápsulas Radiactivas	Nucleares (Rayos Gamma, Neutrones y Radiación Natural).	Permite determinar la porosidad de manera indirecta, utilizando fuentes radiactivas. Mediante la medición de la forma de interactuar con la formación de las partículas irradiadas por la fuente, se puede determinar algunas características.	Correlación entre pozos, determinación de porosidad, calibrador, detección de gas, determinación de litología, identificación de presiones anormales, detección de minerales pesados, contenido de arcilla y de potasio en evaporitas.
Emisor de Sonido	Acústicas (sónico de porosidad, sónico de cementación, sónico Digital, sónico bipolar de imágenes e imágenes ultrasónicas).	Medir la capacidad de la formación para transmitir ondas sónicas por la relación existente entre el tiempo de tránsito y la compactación de la formación.	Correlación de datos sísmicos, detección de gas, determinación de porosidad, características mecánicas de la roca, adherencia del cemento, y detección fracturas.

Fuente: BAKER HUGHES, Manual de Atlas

**3.4.5 Cañoneo o disparo (Atlas).** La culminación de los trabajos en un pozo para obtener producción de hidrocarburos es la operación de disparos, la cual consiste en perforar la tubería de revestimiento, cemento y formación, mediante detonación de cableado o por una barra suelta desde la superficie por la tubería del casing, para establecer una buena comunicación entre el pozo y los fluidos del yacimiento, para drenar los fluidos de la arena productora de la forma más eficiente.

Además, las perforaciones cañoneadas proveen adicionalmente puntos de inyección para agua, gas, ácidos, geles cargados de propanes para estimulaciones hidráulicas de fractura, y de fluidos que cargan gravilla y son usados para el control de flujo de arena en formaciones débiles o inconsolidadas.

Durante el proceso de cañoneo, es necesario tomar en cuenta los esfuerzos a los cuales está sometida la formación, esto nos permitirá definir direcciones de disparos que ofrezcan una mayor estabilidad del túnel de perforación. Esto permitirá minimizar el daño en las zonas adyacentes a las perforaciones, para obtener una mayor productividad en la vida útil del pozo.

El diseño de las herramientas de cañoneo constituye una parte integral del planeamiento de la completación, en el que se tiene en cuenta: las condiciones del yacimiento, las características de la formación y las exigencias del pozo. Por tanto, el cañoneo es la operación más importante para pozos entubados.

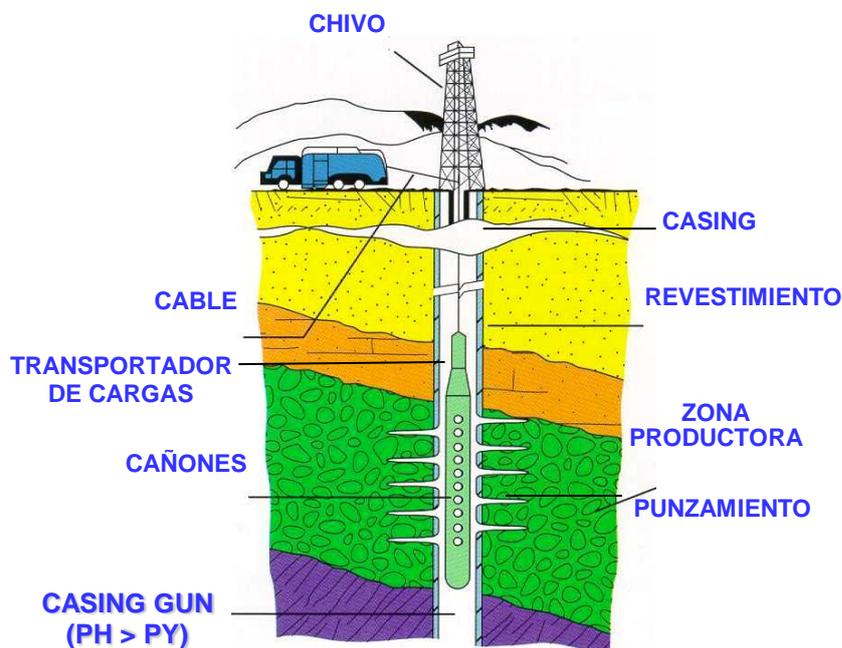
En la industria petrolera de manera general y en particular en la ecuatoriana, los sistemas de Punzonamientos utilizados más comunes se dividen en dos grandes grupos:

- a.** Punzonamientos con Wireline.\_ Generalmente las cargas se colocan en soportes recuperables y algunos de ellos reutilizables.
- b.** Punzonamientos con cañones transportados por tubería o TCP (Tubing Conveyed Perforating).\_ Generalmente se usan cañones no recuperables o parcialmente recuperables y algunos de ellos reutilizables.

a) Los Punzonamientos con Wireline producen orificios de gran penetración que atraviesan la zona dañada por el lodo de perforación. Sin embargo, el cañoneo debe ser realizado con el pozo en condiciones de sobre-balance, con el fin de evitar el soplado de las herramientas de cañoneo hacia la superficie por las altas presiones generadas.

Este sistema presenta las siguientes ventajas: admite utilizar cargas de gran diámetro de entrada, servicio más económico con respecto a un TCP, mayor rango de temperatura para las cargas usadas y se pueden utilizar en zonas de alta presión.

Figura 14. Esquema de un cañoneo con cable de acero

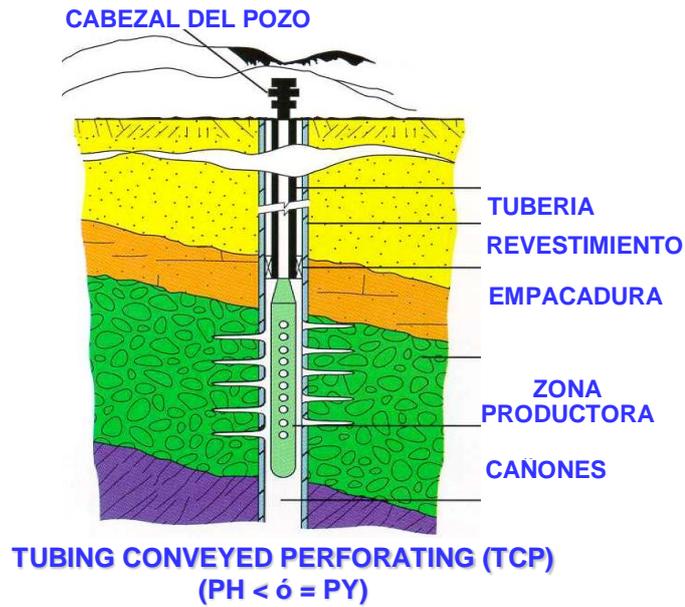


Fuente: PDVSA, Manual de Exploración y Producción

b) Los punzamiento TCP son utilizados ampliamente para cañonear pozos productores o inyectores, porque se puede aplicar un diferencial pequeño de presión estático a favor de la formación para evitar el soplado de las herramientas de cañoneo hacia arriba.

Las ventajas de este sistema son: se puede perforar bajo balance permitiendo que los fluidos de la formación limpien las perforaciones efectuadas, disponibilidad de cañones de hasta 32" de penetración y la capacidad de monitorear el comportamiento de producción y presiones de fondo.

Figura 15. Esquema de un cañón transportado por la tubería de producción



Fuente: PDVSA, Manual de Explotación y Exploración

Una vez establecido los métodos de cañoneo, comentaremos acerca parámetros atribuidos de la geometría básica del cañoneo y la importancia de su consideración en los trabajos. Los parámetros a considerar son:

**Densidad de cañoneo.** Número de cargas por unidad de longitud. Las más comunes son las de 2 a 4 tiros por pie. Con dispositivos especiales, esta densidad se puede elevar a 8 y 12 TPP. El aumento en la densidad, permite que el pozo produzca a presiones inferiores.

**Dirección de tiro (fases).** Indica el ángulo entre cargas. Estas cargas pueden ser disparadas de acuerdo al ángulo que puede ser de 0°, 45°, 60°, 90°, 120° y 180°.

**Separacion de cargas.** Indica la distancia existente entre la pared interior del revestidor y la carga.

**Penetración.** Es la longitud de la perforación realizada por una carga dada.

**Diámetro a la entrada de la perforación.** Representa el diámetro del agujero que se crea en el revestidor durante el proceso de cañoneo.

Los cañones en su interior están compuestos por un tren de explosivos, utilizados para iniciar o extender la detonación de manera secuencial. Los explosivos están expuestos a las altas temperaturas de fondo y asimismo suplen la energía necesaria para realizar una penetración efectiva en el revestidor, cemento y formación.

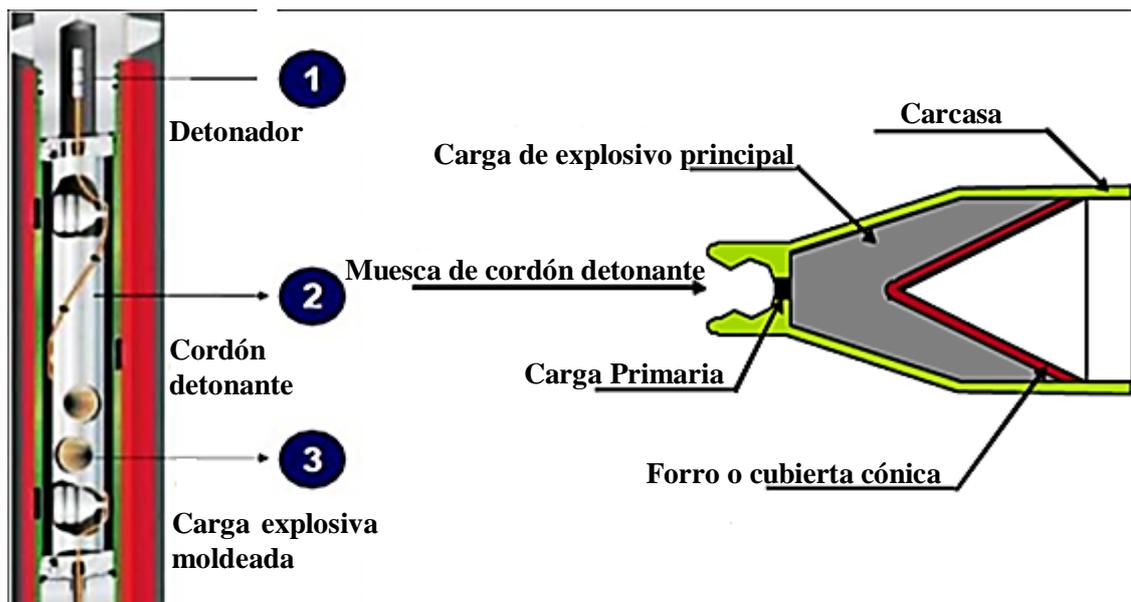
Los elementos utilizados necesarios para iniciar la secuencia de explosiones son:

**El detonador.** Pueden ser eléctricos (tiene un mínimo amperaje de 0.8 amperios) que se utilizan en cañones transportados con guaya eléctrica o a percusión (no son sensibles a corrientes eléctricas) que son utilizados para usar con cañones transportados por tubería (TCP).

**Cordón detonante.** Es un plástico o metálico que cubre el núcleo, el cual es un explosivo secundario. Consiste en un sistema de conexiones que permite la transmisión del iniciador a las cargas huecas. Permite la detonación a lo largo del eje del cañón.

**Carga explosiva moldeada.** Consta de una carcasa, cubierta (Liner) y explosivo principal. La carcasa permite alojar los otros componentes de la carga; además soporta altas presiones y temperatura. La cubierta puede tener forma cónica o parabólica.

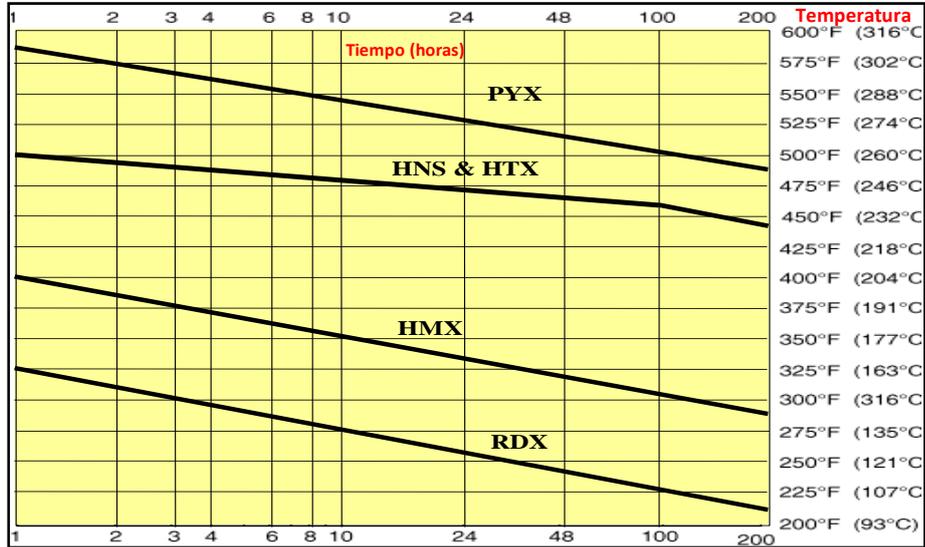
Figura 16. Esquema de un componente explosivo y una carga moldeada



Fuente: UNIVERSIDAD EXPERIMENTAL POLITÉCNICA. Técnicas de cañoneo. 2012

Los explosivos secundarios utilizados en el cañoneo son: RDX (rosa brillante), HMX (blanco), HNS (amarillo pálido) y PYX (amarillo oscuro).

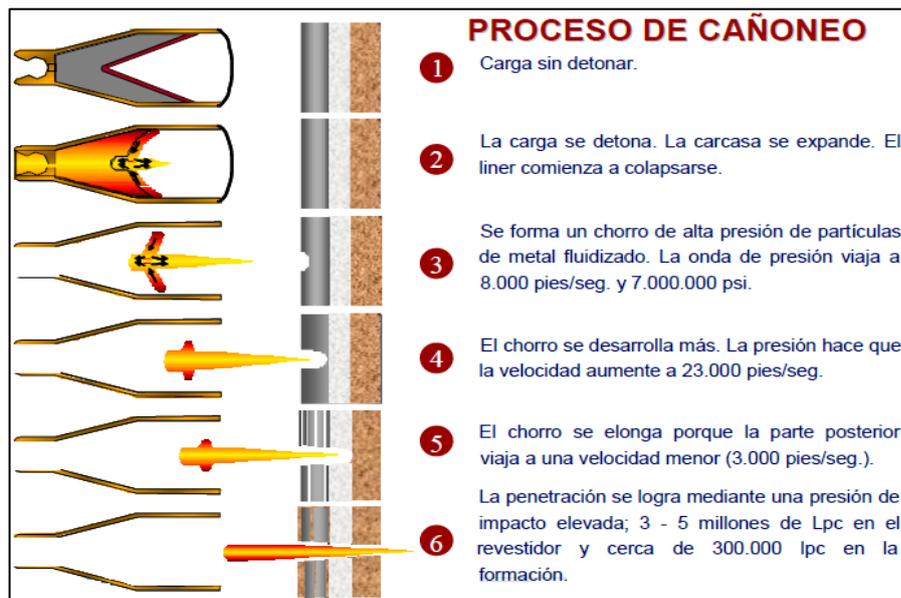
Figura 17. Gráfica Relación temperatura–tiempo para la estabilidad de los explosivos



Fuente: [www.scribd.com/doc/73479025/Ing-Luis-Hernandez-Canoneo-de-Pozos](http://www.scribd.com/doc/73479025/Ing-Luis-Hernandez-Canoneo-de-Pozos)

Los parámetros atribuidos a la formación son la resistencia, que influye en la penetrabilidad del cañón y el daño de la formación punzada, y la temperatura que afecta la naturaleza de la carga. La más alta penetración implica una mayor productividad.

Figura 18. Proceso de cañoneo y daño a la formación

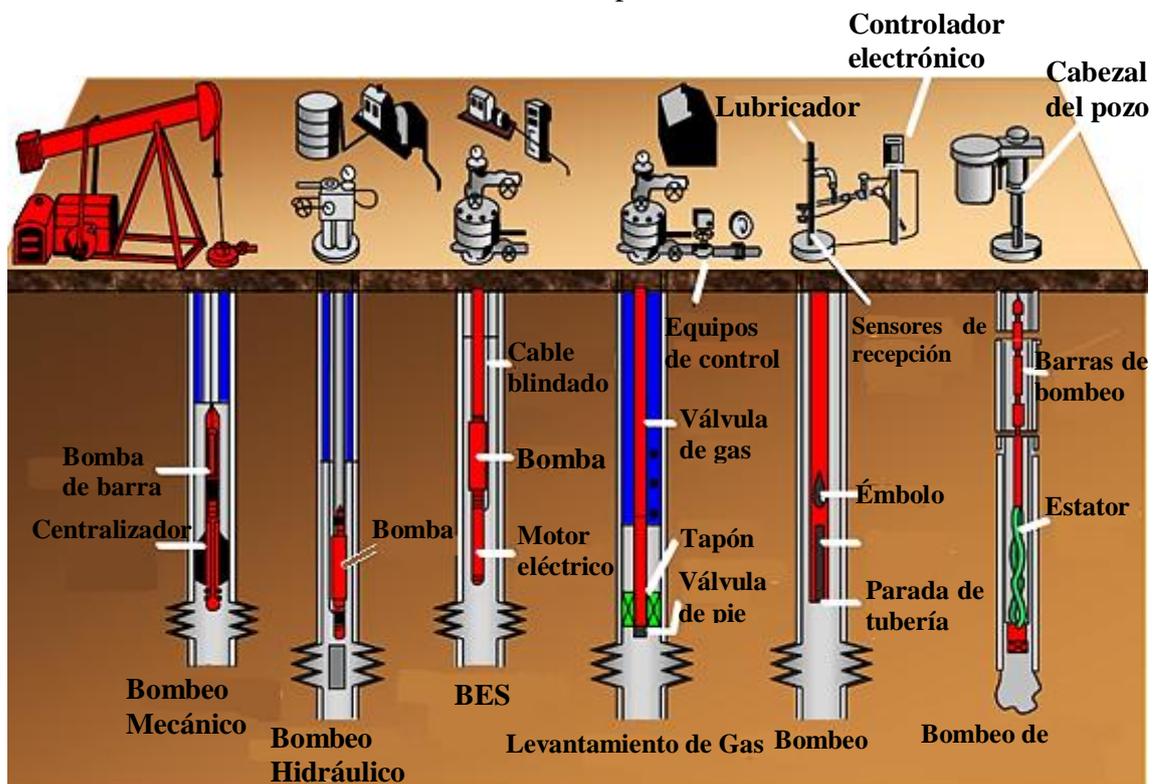


Fuente: UNIVERSIDAD EXPERIMENTAL POLITÉCNICA. Técnicas de cañoneo. 2012

**3.4.6 Bombeo electrosumergible (ALS).** La extracción del petróleo del pozo se puede realizar por flujo natural (cuando existe la presión suficiente en los yacimientos para que los fluidos lleguen hasta la superficie) o flujo artificial.

Cuando el pozo deja de producir por flujo natural o para pozos que desde el mismo comienzo de su vida productiva no puedan fluir por flujo natural, se requiere el uso de una fuente externa de energía para conciliar la oferta con la demanda de energía. Razón por la cual se usan los métodos de extracción por bombeo mecánico, bombeo hidráulico, levantamiento artificial por bombeo mecánico o por gas, etc., según las características del yacimiento e intervalos seleccionados para producir.

Figura 19. Esquema general de los métodos de levantamiento artificial utilizados para la extracción de petróleo



Fuente: UNIVERSITY OF CALGARY. Artificial Lift, Rod Pumps & ESP

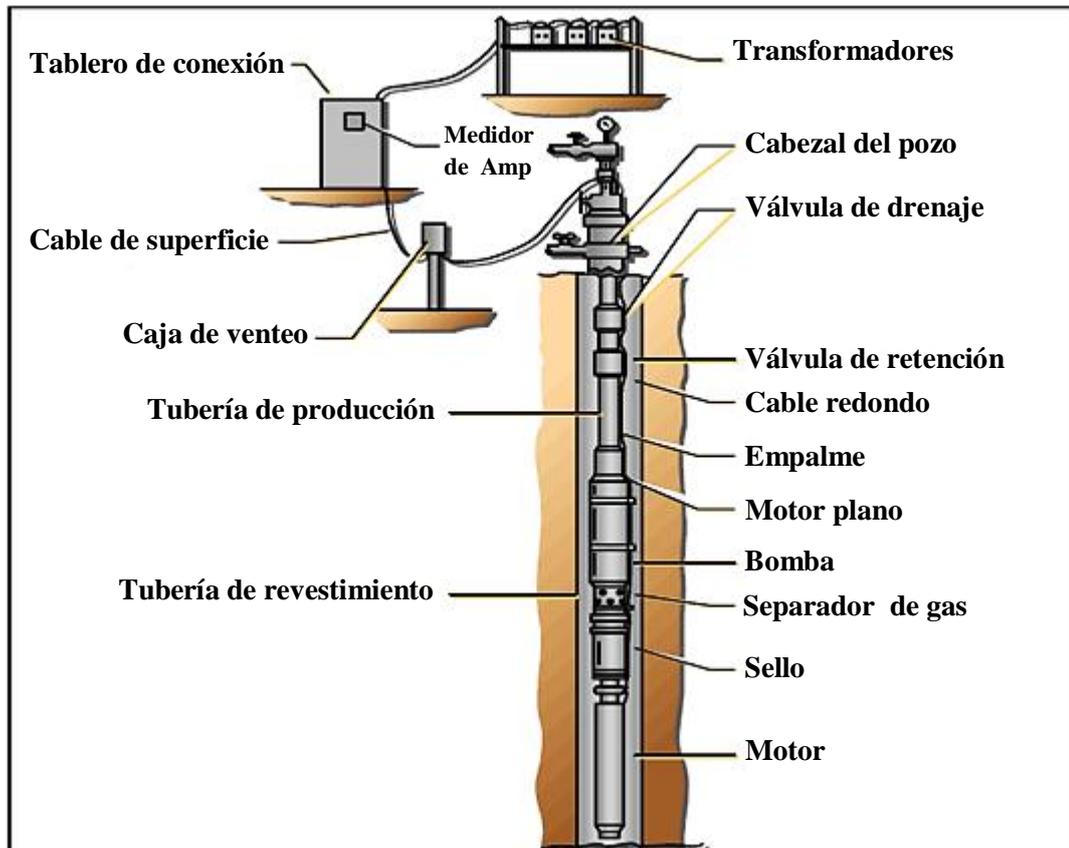
El propósito de los métodos de levantamiento artificial es minimizar los requerimientos de energía en la cara de la formación productora, con el objeto de maximizar el diferencial de presión a través del yacimiento y provocar la mayor afluencia de fluidos, sin que genere problemas de producción (arenamiento, conificación de agua etc.)

Para nuestro estudio consideraremos el método de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible, que es muy efectiva para levantar grandes volúmenes de fluido desde el fondo del pozo hasta el separador. Son más aplicables en yacimientos con altos porcentajes de agua y baja relación gas-petróleo.

Los componentes del sistema de Bombeo Electro-sumergible se dividen en dos secciones que son: el equipo de fondo y el equipo de superficie. El equipo de fondo cuelga de la tubería de producción, consistiendo en un motor eléctrico, un sello, un separador de gas y una bomba centrífuga de multi-etapa (cada etapa está constituido por un impeler rotativo y un difusor estacionario).

Los principales componentes de superficie son: el transformador, el tablero o variador de control y la caja de venteo. La transmisión de energía eléctrica desde la superficie hasta el motor en el fondo del pozo se realiza mediante un cable de poder trifásico que conecta el motor y el equipo de superficie.

Figura 20. Esquema general de un sistema de Bombeo Electrosumergible

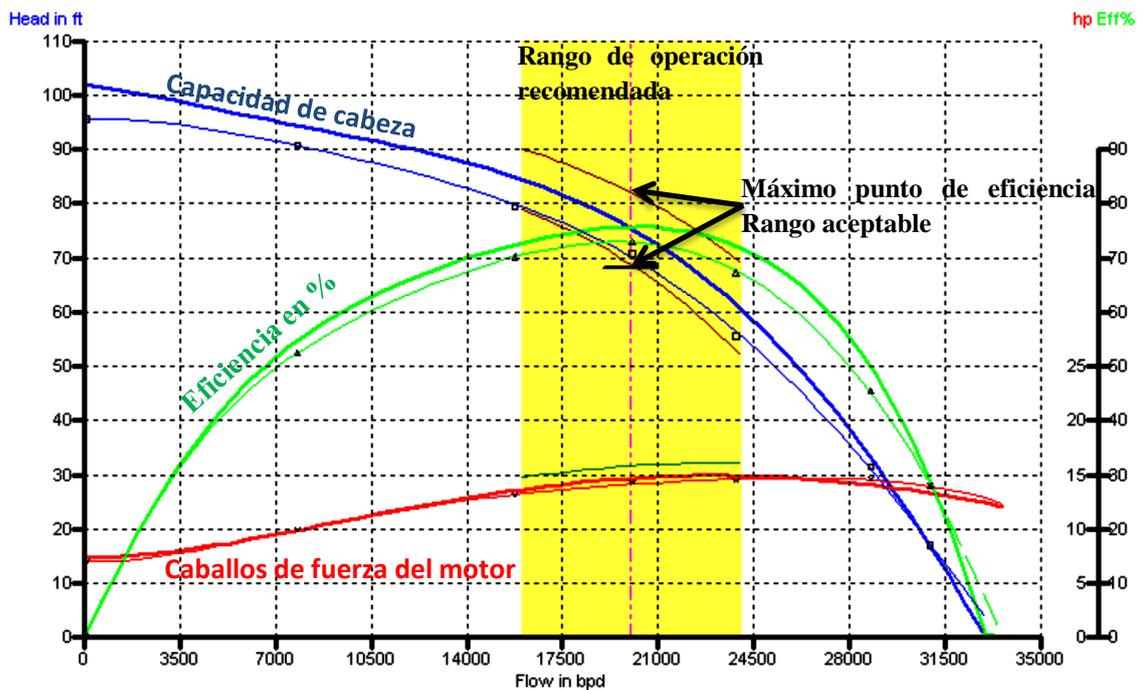


**Fuente:** API, Manual de Recomendaciones Prácticas para Bombeo Electrosumergible

El trifásico, transmite la energía eléctrica al sistema, los conductores son de tipo sólido o trenzado. Su configuración puede ser plana o redonda, se sabe que el cable redondo ayuda a eliminar el desbalance entre las fases. El cable va cubierto por un blindaje de acero galvanizado, para contrarrestar el ataque de elementos corrosivos. El aislamiento y la cubierta están diseñados especialmente para que resistan la penetración de gases y agua, y el cable es diseñado y fabricado para condiciones diferentes temperaturas.

Los componentes adicionales normalmente incluyen el cabezal del pozo, empacadores, protectores de cables y flejes, válvulas de retención y de drenaje, entre otros. El número de etapas determina la carga total generada y la potencia requerida.

Figura 21. Gráfica típica de una Curva óptima para la Bomba Electrosumergible

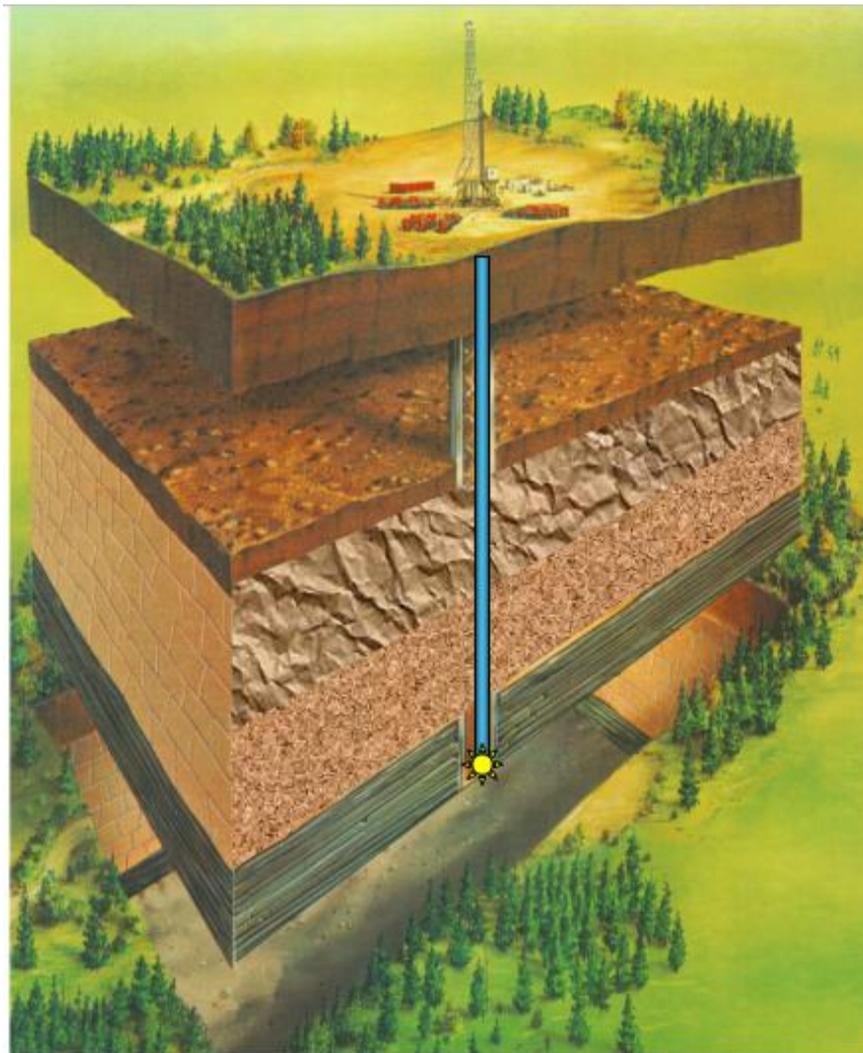


Fuente: ALS Baker Hughes, Manual de Bombeo Electrosumergible

Este sistema posee la capacidad de manejar grandes volúmenes de crudo, desde 150 hasta 100.000 barriles por día (BPD), desde profundidades hasta de 4572 metros. La ventaja es la indicación continua de las condiciones de presión y temperatura en el pozo, gracias a las señales transmitidas por el sensor de presión y temperatura ubicado en el fondo pozo. El sistema ESP es uno de los métodos de extracción de crudo que exige mayor requerimiento de supervisión, análisis y control, a fin de garantizar el adecuado comportamiento del sistema.

**3.4.7 Perforación direccional (INTEQ).** Luego de haber realizado el estudio de la geología de superficie, el análisis de líneas sísmicas o la obtención de nuevos datos sísmicos, etc., que nos permitió conocer las capas del subsuelo, particularmente aquellas que más probablemente contienen petróleo o gas, se procede a la perforación del pozo o hueco. La perforación de un pozo puede ser: off-shore (Marina) y on-shore (terrestre) como vertical, horizontal y dirigida.

Figura 22. Gráfica de una perforación vertical on-shore de un pozo petrolero

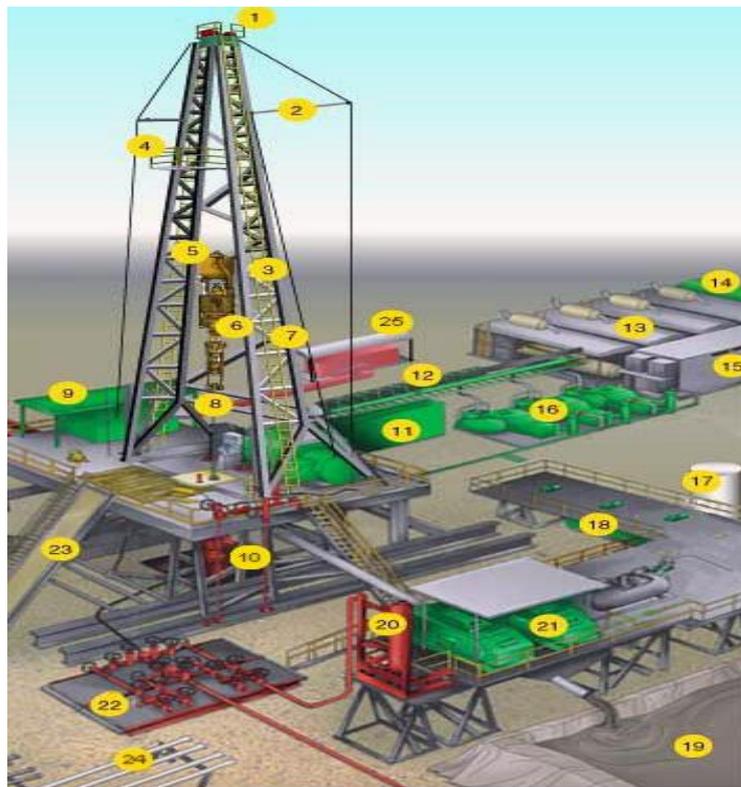


Fuente: INSTITUTO DE AUTOMATIZACIÓN PETROLERA. Introducción al petróleo

El pozo que se perfora en un área geológicamente inexplorada se denomina pozo exploratorio y en el lenguaje petrolero se clasifica en A-3. El equipo de perforación a utilizar depende de la profundidad proyectada del pozo, las formaciones que se van a atravesar y las condiciones propias del subsuelo.

Los principales elementos que conforman un equipo de perforación general son los siguientes: la torre de perforación o taladro, tubería o sarta de perforación y brocas. Además se tiene un elemento adicional denominado válvulas para la prevención de reventones (BOP).

Figura 23. Gráfica de distribución de áreas en el taladro de perforación



Fuente: INSTITUTO DE AUTOMATIZACIÓN PETROLERA. Introducción al petróleo

Tabla 13. Componentes de un taladro de perforación

Nº	Elemento	Nº	Elemento	Nº	Elemento
1	Corona	8	Tubería de perforación	18	Tanques de lodo
3	Cable de perforación	9	Casa de perro	19	Piscina de reserva
4	Monkeyboard	10	Preventores	21	Zarandas
5	Bloque viajero	13	Generadores	22	Choke manifold
6	Top Drive	16	Bombas de lodo.	23	Rampa de tubería

Fuente: INSTITUTO DE AUTOMATIZACIÓN PETROLERA. Introducción al petróleo

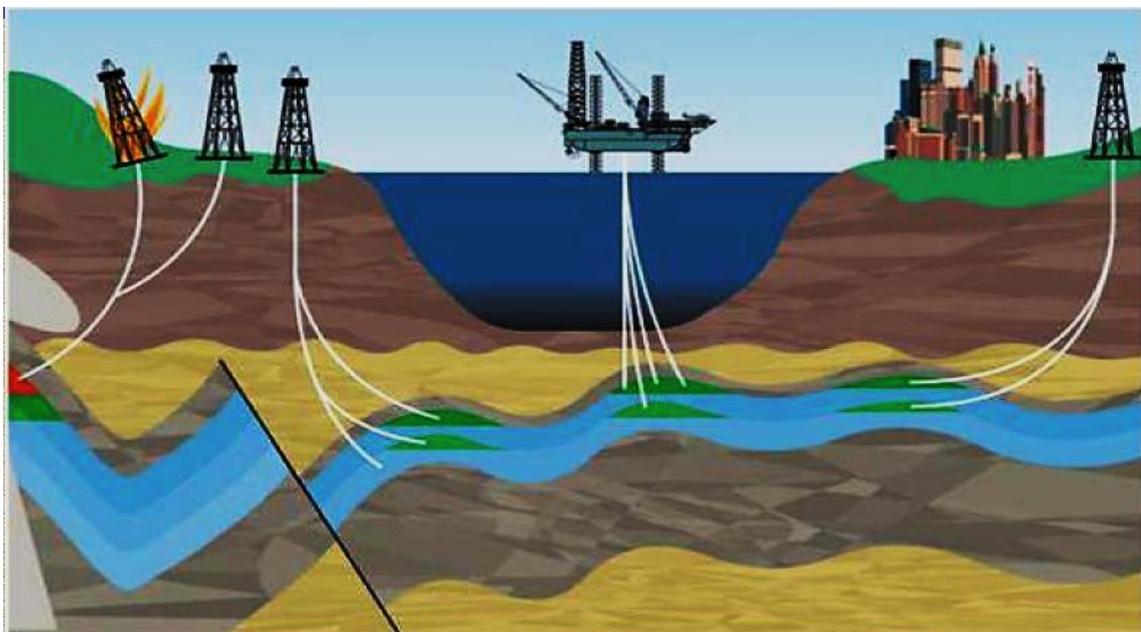
La perforación se realiza con una sarta de tubería y una broca, desde la superficie al yacimiento objetivo con una distancia que varía de metros a kilómetros.

Debido a lo difícil que resulta mantener la verticalidad de un pozo durante la perforación, ya sea esta por las condiciones geológicas (material de las rocas, grado de dureza, inclinación de la formación y dirección) o mecánicas (características de los tubos que componen la sarta de perforación, tipo de barrena, velocidad de rotación de la sarta, el peso de la sarta y las características del fluido de perforación y el arrastre del ripio hasta la superficie, se desarrolló la tecnología de perforación direccional.

Esta técnica permite construir varios pozos desde una misma plataforma terrestre, evitando montar plataformas de perforación individuales para cada pozo, por consiguiente se tiene una menor disminución de la superficie biótica del entorno.

También se utiliza en casos donde los impedimentos naturales o construcciones, no permitan ubicar en la superficie el taladro directamente sobre el objetivo que está a determinada profundidad en el subsuelo, entonces se opta por ubicarlo en un sitio cercano y a una distancia adecuada para desde allí hacer el hoyo direccional hasta el objetivo.

Figura 24. Esquema general de una perforación direccional off-shore y on-shore



Fuente: BAKER HUGHES, Manual de INTEQ

Para el interés de nuestro estudio analizaremos solamente la herramienta o sarta de perforación, debido a que solamente este componente forma parte de la empresa.

La planeación de la perforación requiere de la integración de ingeniería, seguridad, ecología, costo mínimo y utilidad (pozo útil de acuerdo a los requerimientos de producción y yacimientos). De modo general los pozos de perfil direccional podrían tener forma del tipo S, del tipo J y del tipo Horizontal.

Las herramientas de fondo de pozo están compuestas por dos elementos que son:

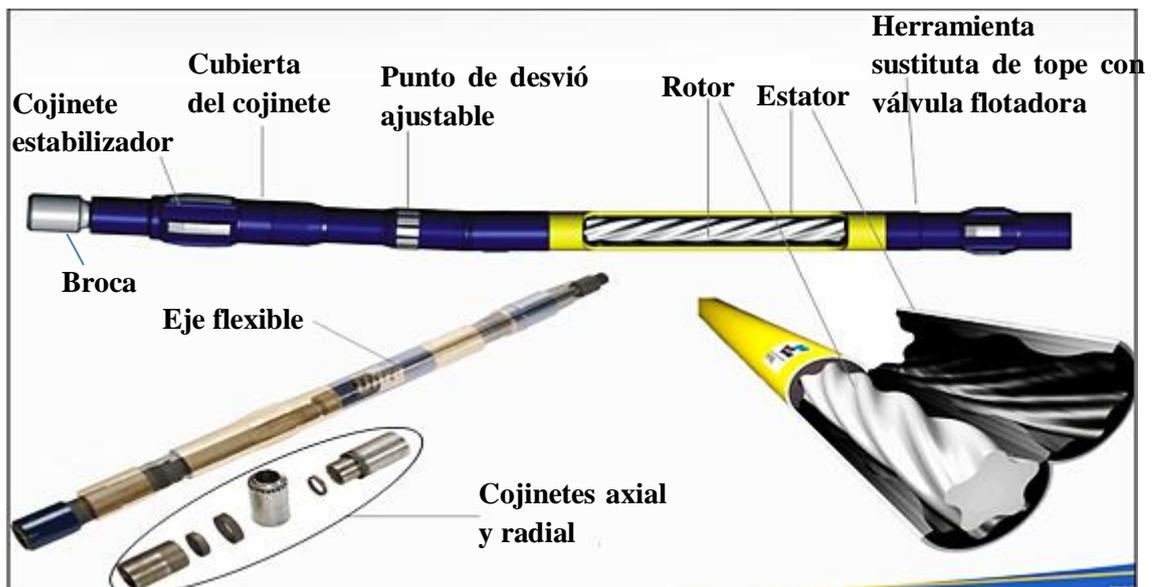
- **La sarta de perforación.** Se encuentra por debajo del Top Drive o Kelly. Las principales funciones de la sarta de perforación son: colocar el peso sobre la broca de manera que puede penetrar efectivamente las formaciones, transmitir una acción de giro y par motor a la cadena/broca (un motor de fondo /de la turbina también puede proporcionar esto para la broca) y conducir el fluido de perforación bajo presión por la cara de la broca.
- **El ensamble de fondo de pozo BHA (Bottom Hole Assembly).** Comprende HWDP, Drill Collars, estabilizadores, herramientas MWD / LWD, Motors, otros submarinos especializados y herramientas. Las funciones principales son: mantener el peso requerido por la broca, mantener la tubería de perforación en tensión (una excepción a esto es en la perforación horizontal), proveer soporte y rigidez para estabilizar la broca y mantener la alineación del agujero y Proporcionar control direccional a través de punto de apoyo y efectos péndulo.

Los cambios de rumbo e inclinación y desplazamiento lateral de la trayectoria del hoyo con respecto a la vertical, hasta llegar al objetivo se realizan entre 3 y 5 grados por cada 100 pies perforados. Durante el proceso de desviación se realiza la verificación y el control de la trayectoria del hoyo mediante la utilización de instrumentos de registro electrónicos MWD y LWD, que al instante relacionan el comportamiento de cada uno de los factores que influyen y permiten la desviación del pozo.

Cuando se rota, el motor o turbina se comporta como un BHA rotatorio en donde la tendencia direccional está determinada por el diámetro y la posición de los estabilizadores. Usualmente, el motor se configura para que perfore recto en el modo rotatorio aunque se puede configurar para tumbar ángulo o construir mientras se rota.

Debido a la doble rotación del motor de fondo y de la mesa rotatoria o Top Drive, se tienen dos canales de transmisión de energía de fondo (la energía mecánica del rotor al girar toda la sarta y la energía hidráulica de las bombas) que transmite a la broca una energía mecánica relativamente grande incrementando la rata de perforación.

Figura 25. Esquema de los componentes de un motor de fondo Ultra XL



Fuente: BAKER HUGHES, Manual de INTEQ

Finalmente uno de los componentes más importantes de la sarta de perforación son las brocas o barrenas de PDC (Polycrystalline Diamond Compact) y Tricónicas. Cabe mencionar que las brocas poseen un sistema de circulación para su enfriamiento y permitir el paso del fluido, usando su fuerza hidráulica para impactar la roca y facilitar su perforación; además de levantar los recortes de la formación hacia la superficie.

Figura 26. Ilustración de los perfiles de barrenas de corte



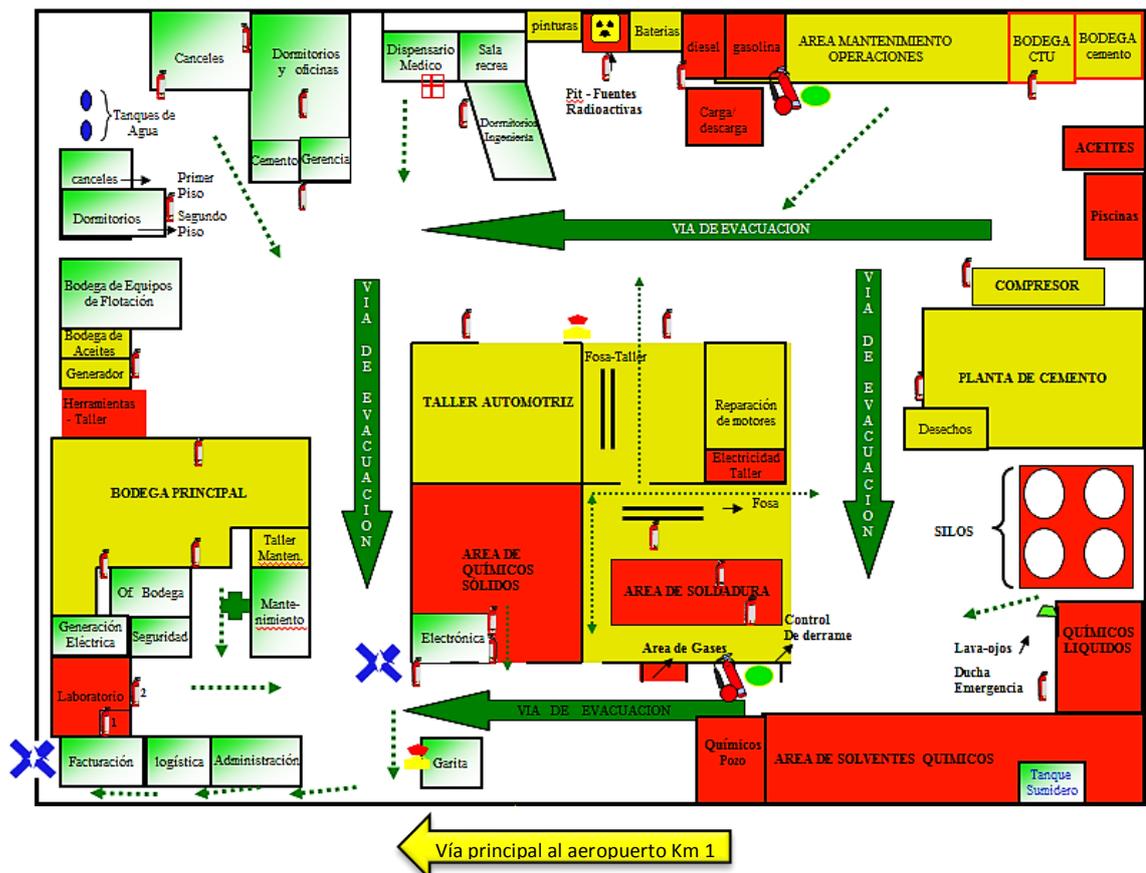
Fuente: Autor

### 3.5 Plano de la instalación

Debido a que la identificación y evaluación de riesgos de procesos se realizó a los servicios petroleros que oferta la empresa, más no a las instalaciones fijas de sus bases, los diagramas de instalaciones de los equipos varían dependiendo del trabajo a realizarse.

Cabe mencionar que las respectivas bases operativas ubicadas en las ciudades de Quito, Lago Agrio y Coca, se utiliza para el almacenamiento de químicos y materiales, mantenimiento y reparación de herramientas, pruebas y ensayos de herramientas, y como garaje de las unidades de servicio. Los siguientes diagramas expuestos a continuación son los utilizados para las inducciones de los nuevos empleados.

Figura 27. Plano de instalación de la base Lago Agrio – BJ Services



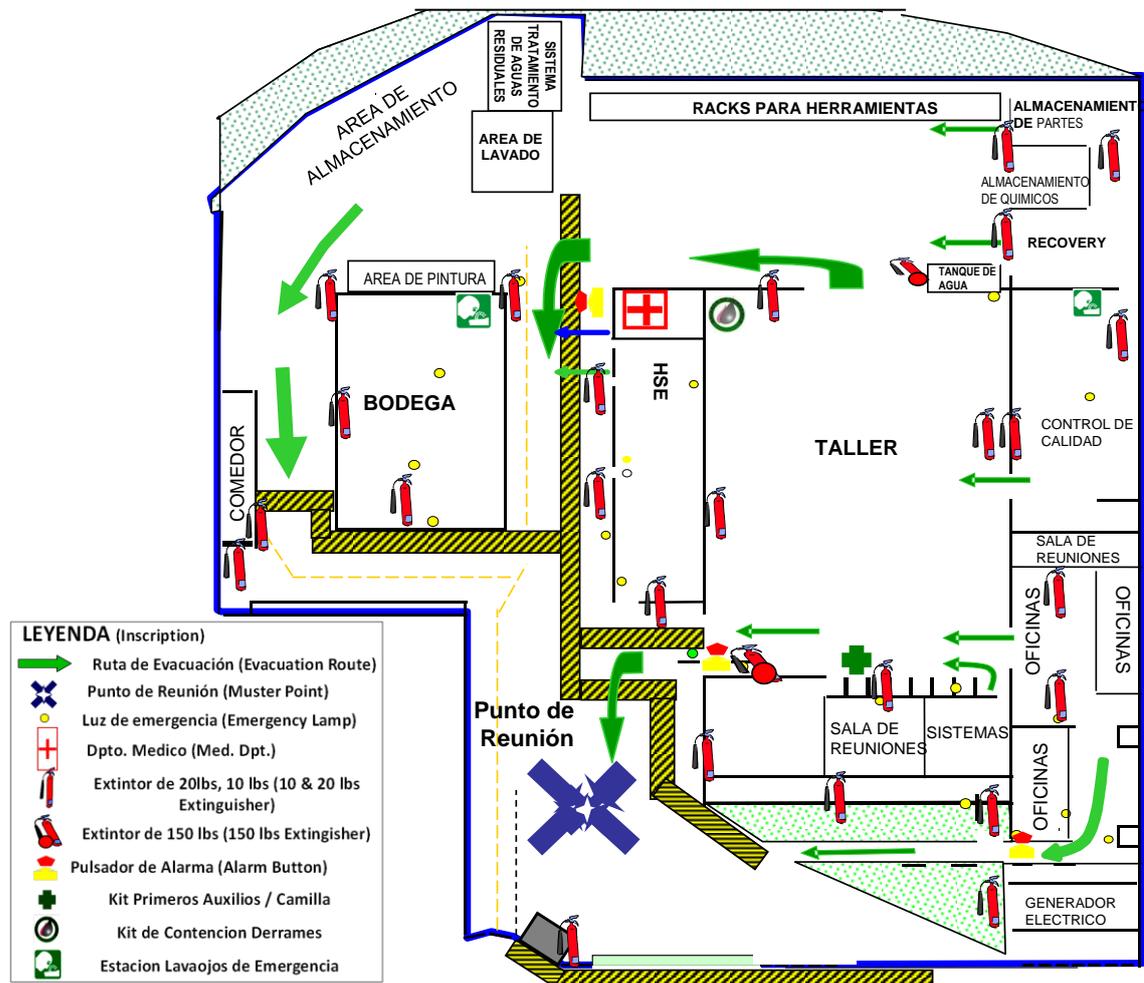
Fuente: BAKER HUGHES, Manual de Inducción para Empleados Nuevos

En ninguna de sus bases se manejan sistemas de instalaciones de vapor, gas, gasolina, aire comprimido y diesel, que se utilice para un determinado proceso o manufactura.

En la base de Lago Agrio se almacenan los materiales y se reparan todos los equipos utilizados en los servicios de Cementación de pozos, Estimulación acida y Tubería flexible.

En la base Centrilift de Quito ubicada en la vía a Mitad del mundo, se almacena y repara equipos utilizados en levantamiento artificial (Bombeo Electrosumergible). Además se almacena materiales correspondiente a los equipos de protección personal EPP's.

Figura 28. Plano de instalación de la base de Quito – Centrilift ALS

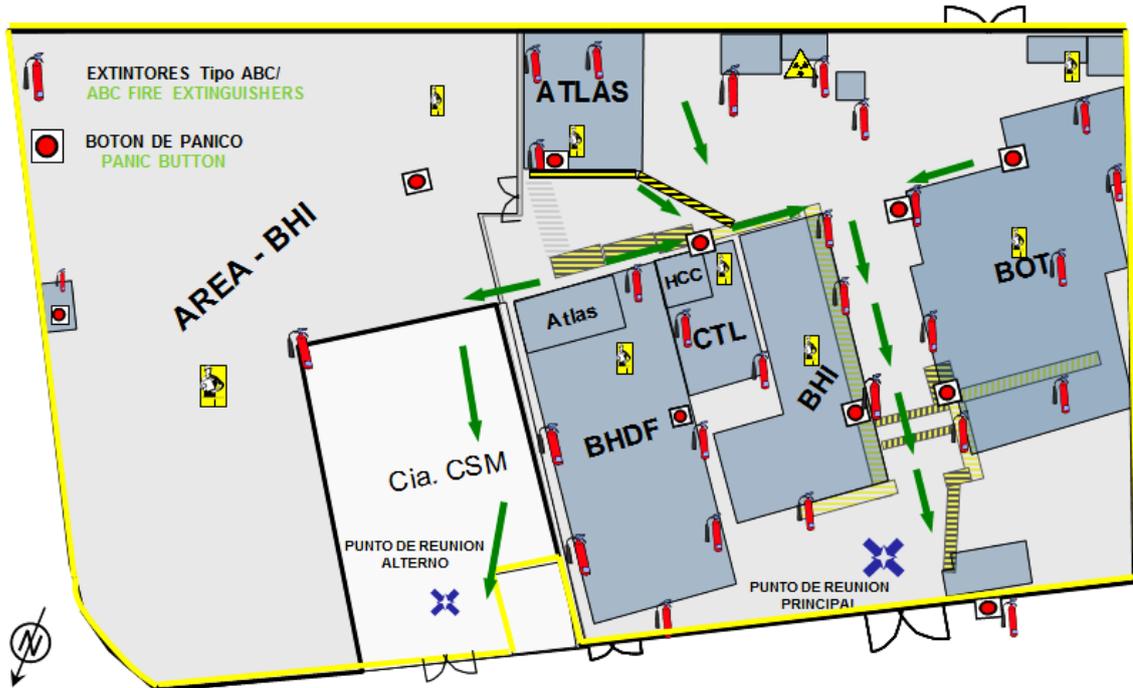


Fuente: BAKER HUGHES, Manual de Inducción para Empleados Nuevos

Los equipos correspondientes a Bombeo Electrosumergible son: motor, bomba, sellos, sensores y separadores de gas. Además se almacena variadores de frecuencia y bombas horizontales. Cabe señalar que en esta base se realiza la capacitación a los nuevos empleados de la empresa.

La base del Coca es utilizada para la reparación y mantenimiento de equipos pertenecientes a las líneas de Wireline (ATLAS), Drilling Systems (DS), Artificial Lift (ALS), Well Completion (BOT) y Fishing Services.

Figura 29. Plano de instalación de la Base del Coca



Fuente: BAKER HUGHES, Manual de Inducción para Empleados Nuevos

Cabe indicar que la empresa tiene realizado la matriz de identificación y evaluación de los riesgos laborales para cada área y lugar de trabajo. Razón por la cual, el presente trabajo identifica y evalúa los riesgos operativos o de procedimientos que afecten a la operación normal del servicio prestado y esta interrupción genere riesgo para el personal, medio ambiente, instalaciones e equipos de la empresa u cliente.

El alcance del trabajo es hacia los servicios de Bombeo Electrosumergible (Artificial Lift), Registro de Perfiles de un Pozo (Wireline), Perforación Direccional (Drilling Systems), Cañoneo de Pozos (Atlas), Estimulación Ácida (BJ Services), Cementación de Pozos (BJ Services) y Tubería Flexible (BJ Services).

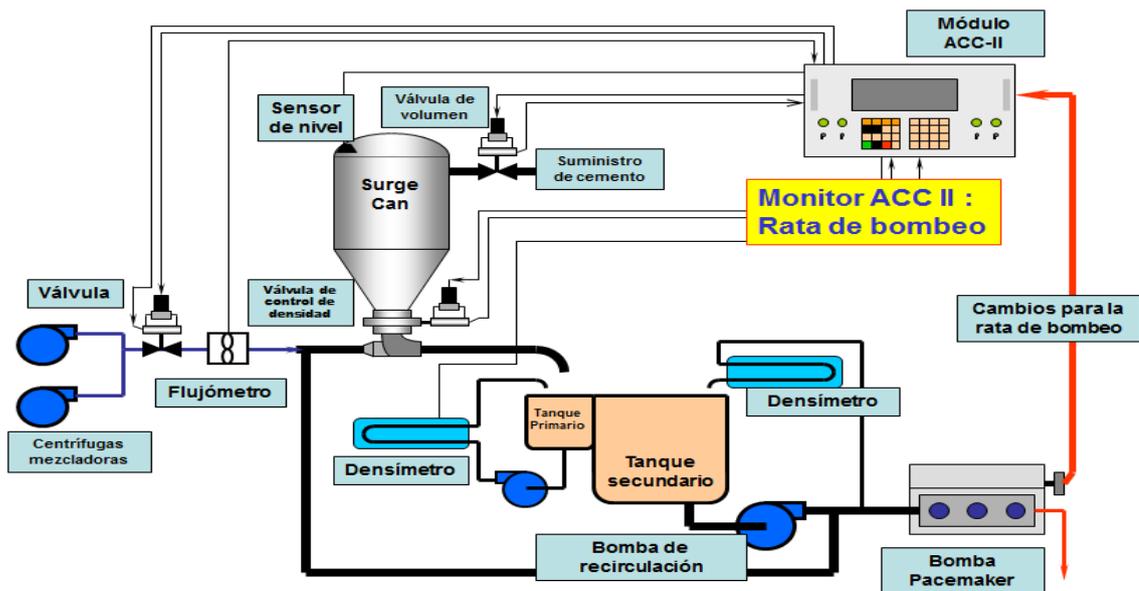
Los servicios mencionados se realizan en el sitio donde se encuentra el pozo de petróleo, pudiendo durar meses, días u horas dependiendo de la magnitud del trabajo. Para nuestro estudio se ha considerado un montaje general de equipos y herramientas.

### 3.6 Diagramas de flujo de los procesos

En esta sección trataremos dos conceptos sobre los diagramas de flujo, que son: los diagramas de flujo de procesos para el estudio del HAZOP (estos no incluyen los sistemas de instrumentación de control) y los diagramas de operaciones de procesos para el estudio del HAZOP de procedimientos asociados a la operación.

Los diagramas de flujo muestran la dirección y circulación del flujo en los procesos, lo cual sirve para que el personal entienda por completo la debida operación y mantenimiento, los procedimientos de mezclado y bombeo adecuados, y las practicas estándares de seguridad de las operaciones y del trabajo.

Figura 30. Diagrama de flujo de proceso

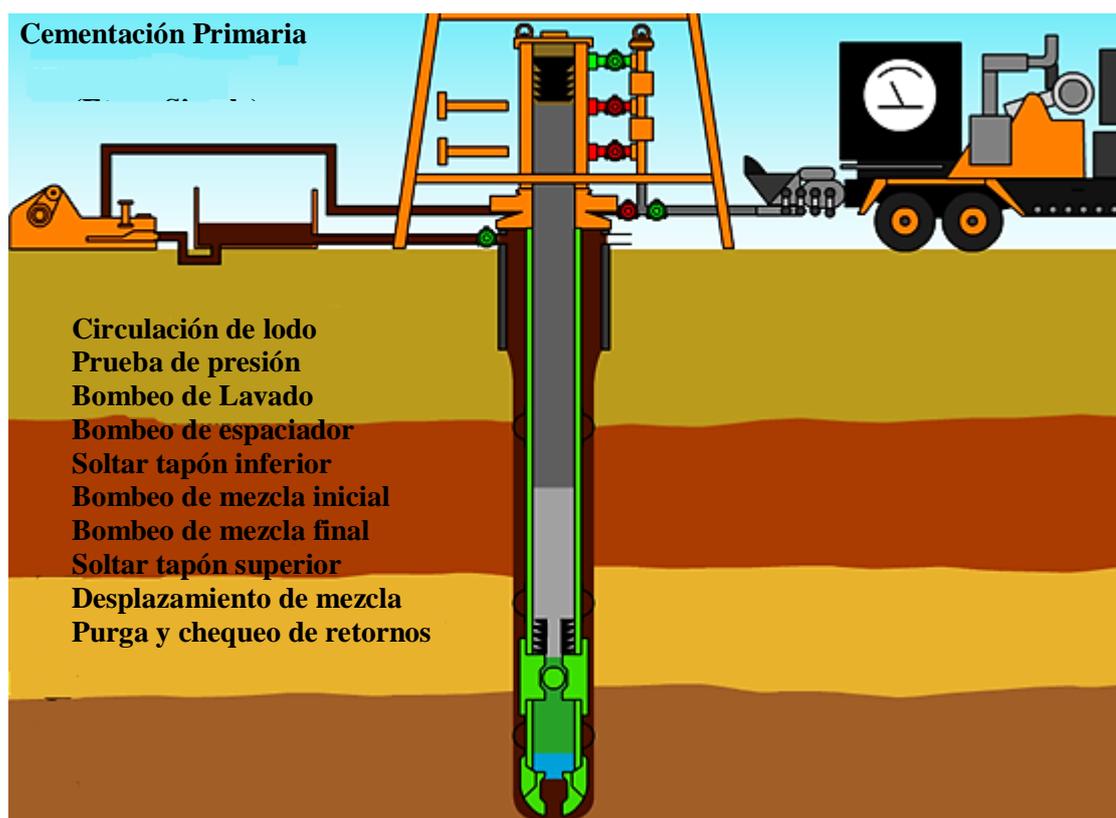


Fuente: BAKER HUGHES BJ, Manual del operador de cementación

Los diagramas de operaciones de procesos tiene el objetivo de identificar PELIGROS específicos de los procedimientos asociados a la operación de los sistemas. Normalmente sigue en la etapa de funcionamiento una vez que se están desarrollando los trabajos o servicios. Algunos ejemplos de preguntas son los siguientes:

- No realizado / paso omitido.
- Realizado demasiado temprano / demasiado tarde.
- Demasiadas tareas repetitivas.

Figura 31. Diagrama de Operaciones del proceso de cementación



Fuente: BAKER HUGHES BJ, Manual de Cementación.

### 3.7 Diagramas de instrumentación y tuberías

En la actualidad la empresa no cuenta con diagramas de instrumentación y tuberías de los servicios de cementación y estimulación acida. Y en algunos casos falta la actualización de los mismos. Los servicios donde se utilizan equipos de sistemas de flujo de procesos son los mencionados en el párrafo anterior. Tampoco se cuenta con esquemas básicos de las instalaciones de equipos y herramientas para el trabajo.

Es decir, que no existe un documento de acceso general que esquematice las instalaciones de equipos y herramientas utilizadas durante los servicios de Levantamiento artificial, Tubería flexible, Cañoneo de pozos, Perforación direccional y Registros eléctricos.

Cabe mencionar que durante el presente trabajo se consideraran para los diagramas respectivos, solo los equipos y herramientas pertenecientes a la empresa Baker Hughes.

### 3.8 Identificación de las variables de los procesos

En la siguiente tabla se muestra las diferentes variables intervinientes. Estas variables son dependientes del proceso a analizar, del área de alcance, de los equipos y herramientas utilizados durante el trabajo. Pudiendo las mismas variar significativamente.

Tabla 14. Identificación de las variables de procesos en los servicios estudiados

Líneas de servicio	Variables intervinientes en los diferentes procesos.				
	N° 1	N° 2	N° 3	N° 4	N° 5
<b>Cementación de pozos.</b>	Composición	Temperatura	Flujo	Presión	-
<b>Estimulación acida.</b>	Saturación	Temperatura	Flujo	Presión	Velocidad
<b>Tubería flexible.</b>	Operación	-	Peso	-	Velocidad
<b>Registros eléctricos.</b>	Corriente	Operación	Peso	-	Velocidad
<b>Cañoneo de pozos.</b>	Operación	Penetración	Peso	-	Velocidad
<b>Bombeo electrosumergible.</b>	Potencia	Temperatura	Flujo	Presión	Corriente
<b>Perforación direccional.</b>	Potencia Inclinación	Temperatura Composición	Peso Presión	Flujo	Velocidad

Fuente: Autor

Una vez identificadas las variables, a continuación estableceremos los parámetros normales de operación de cada uno de los procesos en particular.

### 3.9 Parámetros normales de operación

#### Caso 1: HAZOP Cementación de pozos petroleros

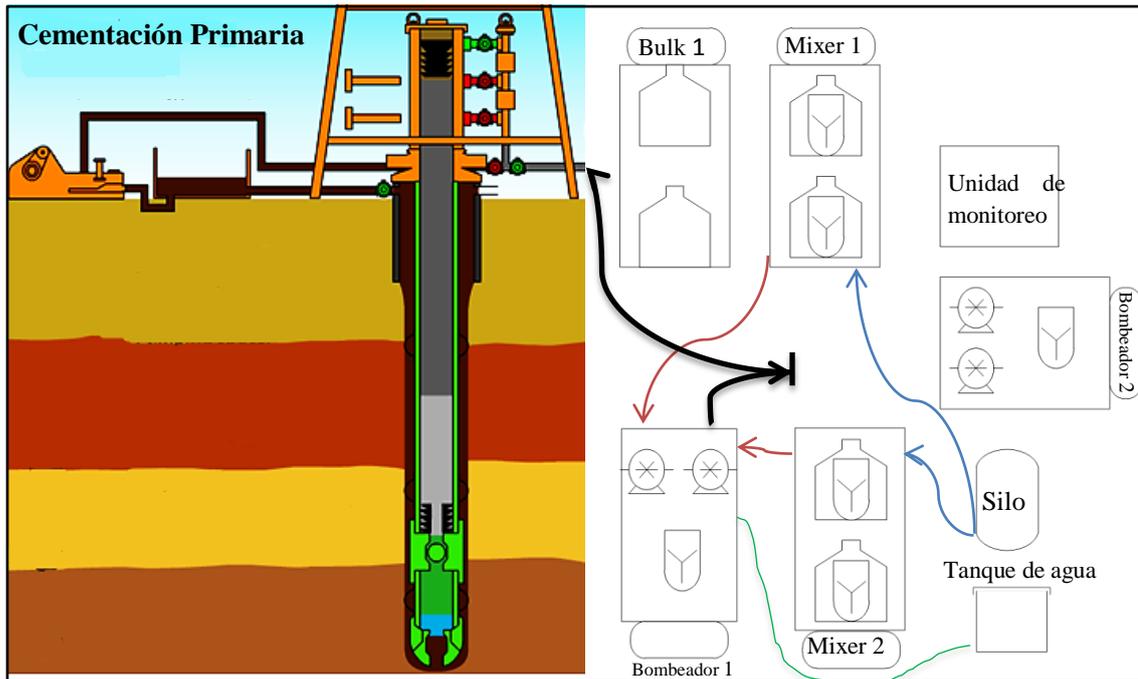
##### 1) Descripción de la instalación

En el presente caso se analiza el proceso de cementación de pozos petroleros, donde se combinan los sucesos de pruebas de líneas del equipo de Bombeo (desde la unidad hasta la cabeza de cementación), mezcla de fluidos (lechadas, espaciadores, fluido de desplazamiento, etc.) y bombeo de los fluidos hacia la zona objetivo en el pozo.

La ubicación de los equipos y unidades a utilizarse en el proceso están detalladas tal como se muestra los esquemas en la figura 32. El diagrama comprende de:

- **La unidad de bombeo.** Tiene una cisterna con doble compartimento y bocas de carga y descarga para cada cisterna, además de sistemas de drenaje, que se abren o cierran manualmente. También cuenta con 3 bombas centrifugas de baja presión, una mezcladora con un módulo de mezcla adicional que regula el paso de los fluidos para realizar la lechada, bombas de desplazamiento positivo de alta presión (PACEMAKER) y válvulas electro-neumáticas que permite el paso del fluido hacia las diferentes secciones.
- **El Back Mixer de mezcla.** Cuenta con dos tanques individuales y bombas centrifugas de baja presión. Además cuenta con bocas de carga y descarga, las cuales cuentan con válvulas que abren o cierran manualmente. También cuenta con válvulas electro-neumáticas que abren o cierran dependiendo de la necesidad, y con un sistema de recirculación.
- **El Bulk de transporte de cemento.** Unidad móvil que contiene dos tanques individuales con sus respectivas bocas de carga y descarga. En las bocas se encuentran instaladas válvulas que abren o cierran manualmente. Estos tanques cuenta con un sistema de inyección de aire que homogeniza el cemento, evitando la formación de grumos.
- **Los silos de almacenamiento de cemento.** Cada uno de los silos cuentan con válvulas manuales de apertura y cierre, además de una unidad de servicio de aire. Asimismo cuenta con un sistema de distribución de aire en la base, mediante un sistema jet.
- **El tanque de agua.** Cuenta con una boca de carga y descarga, las cuales se abren mediante válvulas manuales.
- **La unidad de monitoreo.** Esta unidad monitorea cualquier cambio de las variables y permite controlar en tiempo real.

Figura 32. Esquema de ubicación de los equipos de cementación



Fuente: Autor

En el proceso de carga y descarga se utilizan tuberías flexibles (mangueras), excepto la unidad de bombeo que para la descarga utiliza tuberías de acero de alta presión. Las tuberías de alta presión van instaladas desde la unidad de bombeo hasta la cabeza de cementación. Finalmente tanto la unidad de bombeo como los silos de almacenamiento de cemento cuentan con válvulas de alivio para controlar la sobre-presión del sistema.

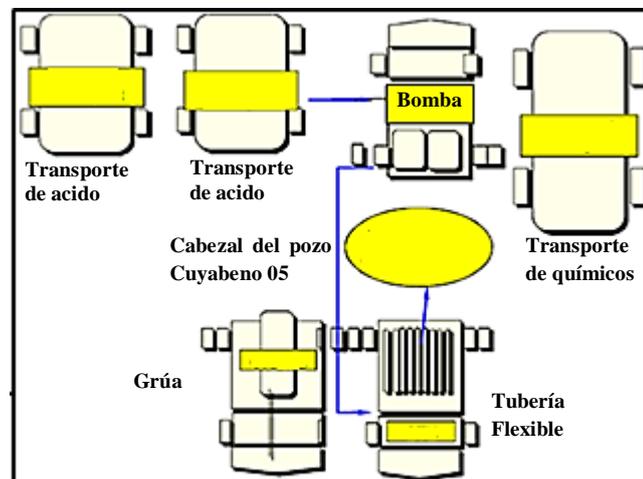
El proceso de cementación de pozos petroleros sigue los siguientes pasos: Los operadores conecta la cabeza de cementación en la cabeza del pozo para evitar el reflujó. El propio vehículo provee de suministro eléctrico. A continuación los operadores conectan las mangueras a la boca de carga y descarga del camión correspondiente al tipo de fluido a trasegar y trasladar. Luego se debe llenar y probar las líneas con 5 bbls de agua a 4000 psi por 5 minutos. Ahora el operador puede activar las válvulas (electro-neumáticas y manuales) correspondientes del camión adecuado para permitir la entrada o salida del fluido, y la bomba centrífuga correspondiente. Después realizar la pre-mezcla de las diferentes lechadas y bombear con una densidad de 14.8 ppg. Asentar el tapón superior con 500 psi sobre la presión final. Se debe mantener la presión durante 5 minutos y verificar contraflujó y funcionamiento del equipo de flotación. Esperar 18 horas para el inicio de perforación de la siguiente sección.

## Caso 2: HAZOP Estimulación acida

### 1) Descripción de la instalación

En el presente caso se analiza el proceso de cementación de pozos petroleros, donde se combinan los sucesos de pruebas de líneas del equipo de Bombeo (desde la unidad de bombeo hasta la entrada del carrete de la herramienta Coiled Tubing), mezcla de químicos (surfactantes, Acid ORGANIC, Solvente, Paravan, Ácido acético, etc.) y bombeo de los fluidos hacia la zona objetivo en el pozo.

Figura 33. Esquema de ubicación de los equipos utilizados en Estimulación Acida



Fuente: BAKER HUGHES, Guía de procedimientos para la ubicación de equipos

- **La unidad de bombeo.** Tiene una cisterna con doble compartimento y bocas de carga y descarga para cada cisterna, además de sistemas de drenaje, que se abren o cierran manualmente. También cuenta con 2 bombas centrifugas de baja presión, una línea de recirculación de fluido de baja y alta presión, bomba de desplazamiento positivo de alta presión y válvulas electro-neumáticas.
- **Acid transport.** Cuenta con 3 tanques individuales de almacenamiento (5000 gal) de ácido y una boca de carga y dos de descarga, las cuales tienen válvulas que abren y cierran manualmente. También cuenta con válvulas electro-neumáticas.
- **El chemical transport.** Unidad móvil que transporta (desde la base hasta el sitio del pozo) los diferentes químicos a utilizarse en la operación.

- **Unidad de filtración.** Cuenta con válvulas manuales de apertura, cierre y paso. Asimismo cuenta dos sistemas filtradores de agua.
- **El tanque de agua.** Cuenta con una boca de carga y descarga, las cuales se abren mediante válvulas manuales. Su capacidad es de 500 galones y varían dependiendo de la necesidad.
- **Tubería flexible.** Esta unidad contiene la herramienta principal de estimulación, sus elementos son el cuello de ganso, la cabeza inyectora, el BOP y el carrete que almacena la tubería flexible. Además tiene un sistema que monitorea cualquier cambio de las variables y permite controlar en tiempo real.
- **Grúa.** Esta unidad se encarga de posicionar los elementos por donde atraviesa la tubería flexible.

En el proceso de carga y descarga se utilizan tuberías flexibles (mangueras), excepto la unidad de bombeo que para la descarga utiliza tuberías de acero de alta presión. Las tuberías de alta presión van instaladas desde la unidad de bombeo hasta la entrada al carrete de la unidad de Coiled Tubing. Finalmente tanto la unidad de bombeo como la unidad de Coiled Tubing cuentan con válvulas de alivio y un pressure shut-down para controlar la sobrepresión del sistema.

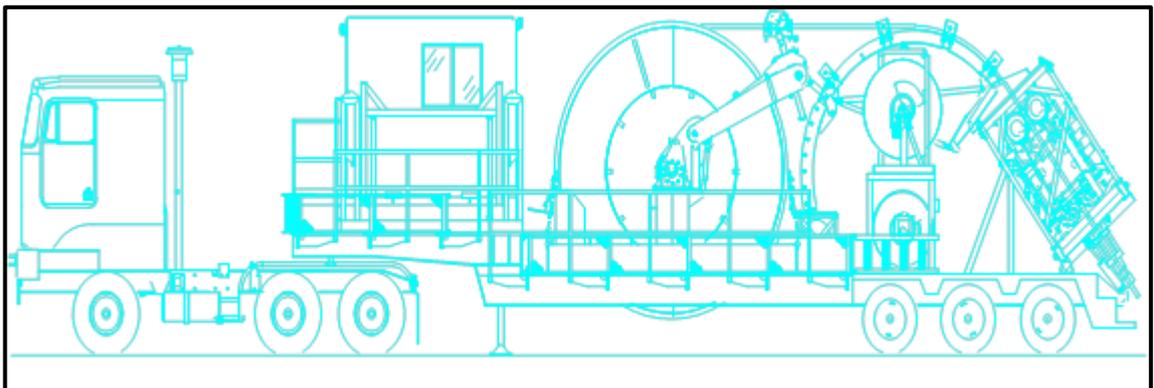
El proceso de estimulación de pozos petroleros sigue los siguientes pasos: Los operadores realizan el Rig Up de los equipos de CTU y de bombeo. Luego se realiza el Test de funcionamiento de los RAMs del BOP y se verifica que los mismos funcionen normalmente y no haya pérdidas en el sistema hidráulico. El propio vehículo provee de suministro eléctrico. Después conectar la línea de alta presión desde la unidad de bombeo hasta el carrete del Coiled Tubing y probar las mismas contra la válvula del carrete con 200 psi durante 5 min. Luego probar con 4000 psi. durante 10 min. Chequear la junta rotaria por fugas. Ahora el operador activa las válvulas (electroneumáticas y manuales) correspondientes del camión adecuado, para permitir la entrada o salida del fluido. Probar string de CTU con 400 psi durante 5 min y 4000 psi durante 5 min. Después realizar la mezcla de los diferentes fluidos y bombear.

### Caso 3: HAZOP Tubería flexible (Coiled Tubing)

#### 1) Descripción de la instalación

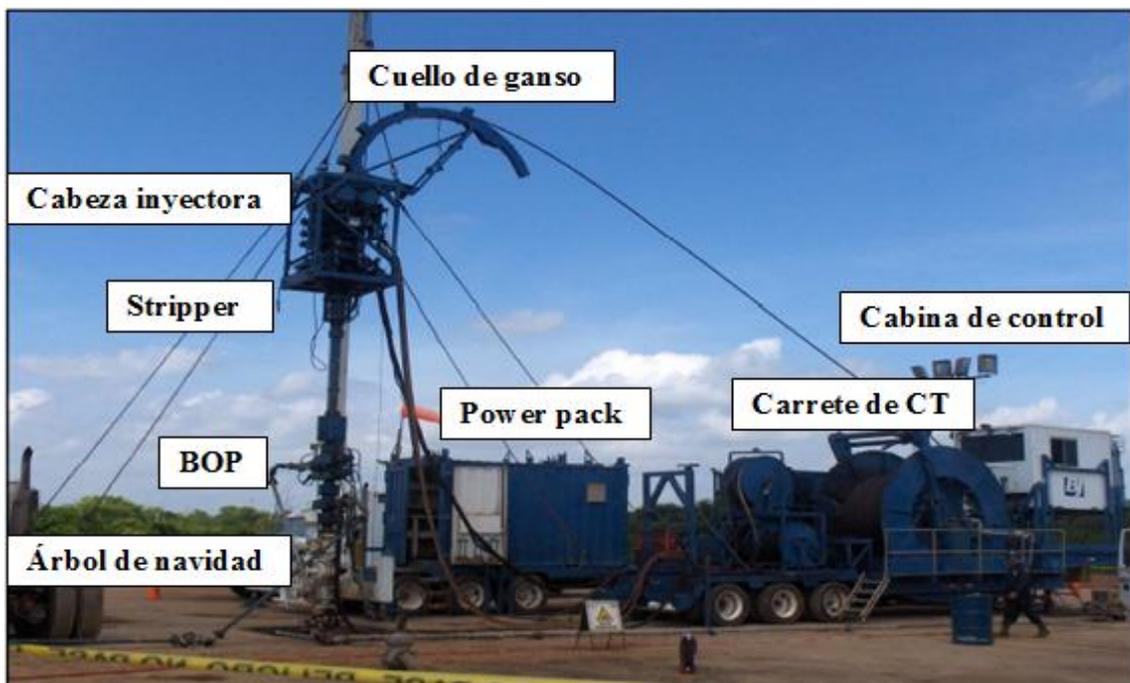
En el presente caso se analiza la herramienta de Coiled Tubing, donde se combinan los sucesos de montajes y pruebas del sistema BOP, Cabeza inyectora, Power Pack, Stripper Packer, tubería flexible (desde la entrada de la unidad de tubería flexible hasta el final de la misma) y bajada de tubería hacia la zona objetivo en el pozo.

Figura 34. Unidad de Tubería Flexible montada en tráiler en posición de descanso



Fuente: BAKER HUGHES, Manual de Operaciones del Coiled Tubing

Figura 35. Diagrama de la unidad de tubería flexible y sus componentes



Fuente: BAKER HUGHES, Manual de BJ Pump para Cementación

Durante el proceso de Rig Up o montaje de los componentes de tubería flexible, se utiliza una unidad de potencia o grúa industrial. A excepción del cuello de ganso, todos los demás elementos están integrados por el sistema hidráulico que permite manipular cada una de las funciones requeridas durante el trabajo. Las mangueras utilizadas en el sistema hidráulico son diseñadas para altas presiones.

Figura 36. Unidad de Tubería Flexible montada en tráiler en posición de trabajo



Fuente: Autor

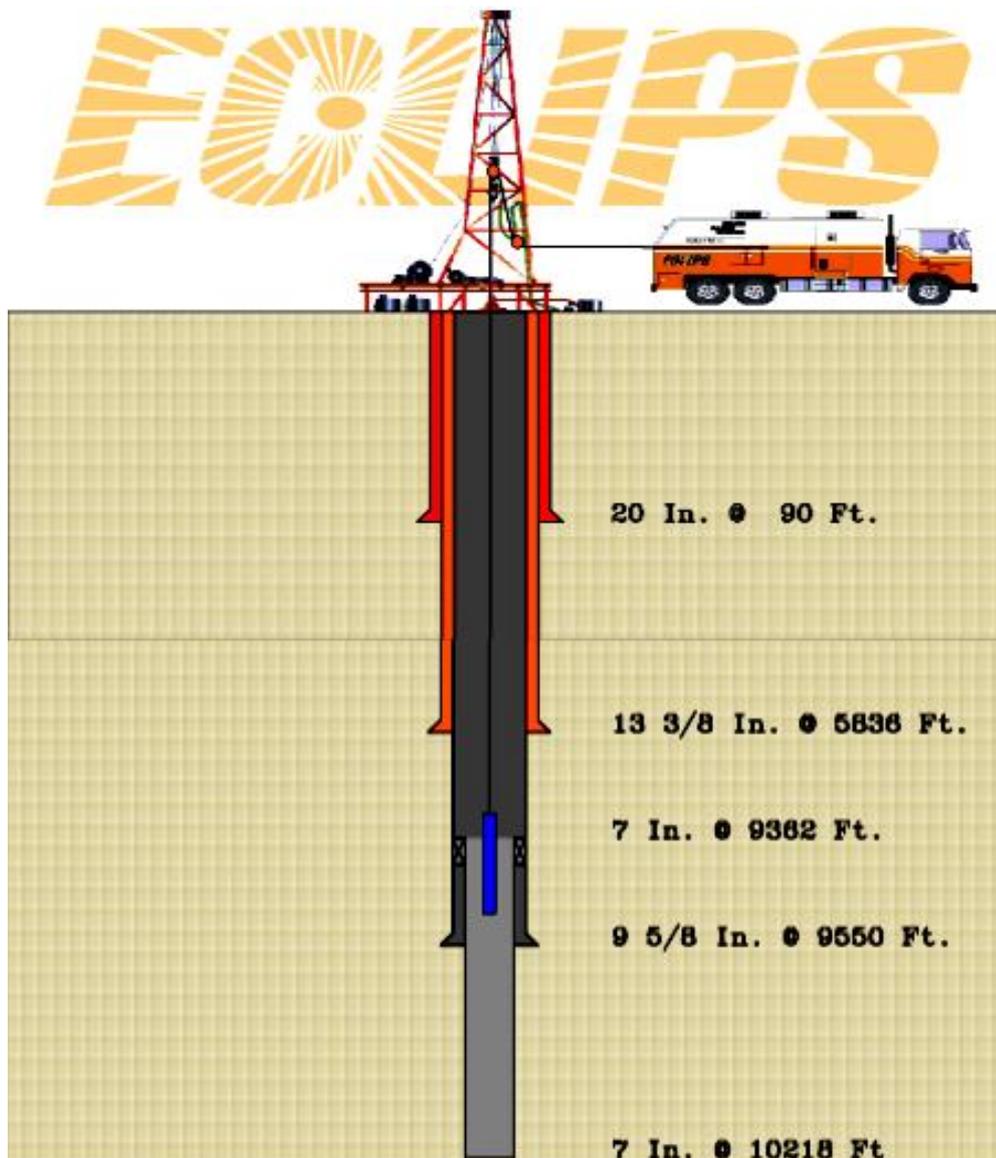
El proceso montaje, prueba y desmontaje de la herramienta COILED TUBING sigue los siguientes pasos: Ubicar las unidades en los sitios adecuados para el montaje correcto. Luego ubicar los equipos viento arriba y a una distancia que permita el movimiento seguro del personal. Posteriormente realizar el test de funcionamiento de los RAMs del BOP, verificar que los mismos funcionen normalmente y no haya pérdidas en el sistema hidráulico. A continuación chequear estado físico del conector externo en punta de CT, espesor de pared 0.109 in. Rehacer si es necesario y probar con 20000 lbs durante 10 min. Registrar y reportar. Conectar BHA a cargo de Dynadrill: (Conector externo, Double flapper check valve, hidraulic desconector, sub de circulación y disco de rotura) + motor de fondo + junk mill. Instalar BOP y Cabeza Inyectora en cabezal del pozo. Finalmente correlacionar profundidades con respecto a la elevación de la mesa rotaria.

#### Caso 4: HAZOP Registros Eléctricos (Wireline)

##### 1) Descripción de la instalación

En el presente caso se analiza el servicio de Wireline (Electric Line), donde se combinan los sucesos de ubicación de la unidad en el lugar adecuado y descarga el equipo, armado y desarmado del equipo al inicio y final del programa de registros, bajada de la herramienta hacia la zona objetivo del pozo y realización del programa de registros.

Figura 37. Unidad de Registro eléctrico en posición de trabajo



Fuente: BAKER HUGHES, Manual de procedimientos para Registros Eléctricos

Para nuestro estudio, nos enfocaremos de manera general en las operaciones en superficie, es decir, cuando la herramienta esta ensamblada y lista para ser operada en el pozo, y no las operaciones manuales de ensamble o montaje sobre el taladro. Además el enfoque será al servicio de registro propiamente y no a los diferentes tipos de herramientas, sus funciones y componentes.

Para la ubicación de los equipos no se requiere de gran espacio y se realiza en dirección del viento. Para la operación se usa una unidad móvil de cable de acero. La unidad móvil cuenta con un carrete para enrollar en cable, un contador mecánico para determinar la cantidad de cable corrido, una polea guía, la unidad de control de variables o monitoreo para determinar alguna anomalía en la herramienta y las diferentes herramientas y equipos utilizados para el ensamble u desensamble.

El procedimiento operacional es el siguiente: Realizar la reunión con todo el personal involucrado en la operación para definir el procedimiento operativo, survey del pozo, diagrama de la herramienta con especificaciones de peso, longitud, máx. tensión y compresión y definir los puntos de parada, etc.

Luego armar la polea superior y las herramientas de perfilaje, realizar latch (pestillo) en superficie entre conductores para asegurar la correcta conexión antes de alimentar la herramienta, establecer comunicación y probar los diferentes circuitos de GR (Inicialmente se registrara el GR para correlacionar, se ajusta la profundidad y se continua bajando para el primer punto), motor, etc. Posteriormente bajar herramienta con cable a la velocidad dada por el ingeniero de BA. Chequear el peso de la herramienta al subir y bajar esta. Empezar a subir a la velocidad definida por ingeniero. En caso de cualquier cambio en la tensión parar e informar al ingeniero de BA. Finalmente desmontar las herramientas de perfilaje.

Durante todo el trabajo un representante de Baker Atlas estará presente en todo momento en la mesa para asegurar la integridad de la guaya utilizando la guía de cable, y servir de enlace con el perforador en las órdenes por parte de ingeniero de BA. Además nunca tocar el fondo en lo posible para evitar daños en la herramienta.

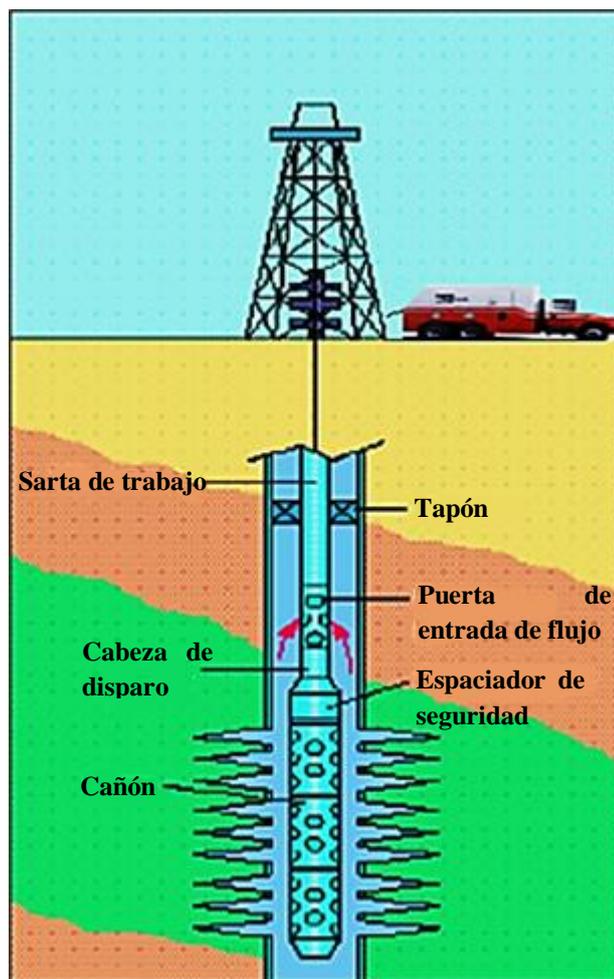
## Caso 5: HAZOP Cañoneo (Atlas)

### 1) Descripción de la instalación

En el presente caso se analiza el servicio de cañoneo mediante línea de acero y bajado por la tubería producción (Through Tubing or TCP), donde se combinan los sucesos de ubicación de la unidad y descarga el equipo, armado y desarmado del cañón al inicio y final del programa y de los mecanismos de disparo, bajada y colocación de los cañones en la zona objetivo del pozo y realización del programa de perforación o cañoneo.

La ubicación de los equipos es la misma del servicio de registros eléctricos. No se necesita mucho espacio, sino más bien estar pendientes de cada una de las actividades al realizarse antes, durante y después de ejecutar el cañoneo en la zona objetivo.

Figura 38. Unidad de cable eléctrico o wireline en posición de trabajo



Fuente: BAKER HUGHES, Manual de Atlas

El procedimiento operacional es realizar la reunión con todo el personal involucrado en la operación para definir el procedimiento operativo, survey o dirección del pozo, diagrama de la herramienta con especificaciones de peso, longitud, máx. tensión y compresión, definir los puntos de parada, velocidades de bajada y subida, etc.

Luego armar la polea superior y las herramientas de perfilaje para correlacionar la profundidad del pozo, realizar latch (pestillo) en superficie entre conductores para asegurar la correcta conexión antes de alimentar la herramienta, establecer comunicación y probar los diferentes circuitos de GR (Inicialmente se registrara el GR para correlacionar, se ajusta la profundidad y se continua bajando para el primer punto). Posteriormente bajar herramienta con cable a la velocidad dada por el ingeniero de BA. Chequear el peso de la herramienta al subir y bajar esta. En caso de cualquier cambio en la tensión parar e informar al ingeniero de BA. Finalmente desmontar las herramientas.

Posteriormente armar la herramienta de cañón y posicionarla en la zona objetivo. Una vez en la zona objeto detener el carrete que desenvuelve el cable. Finalmente soltar la varilla que detonara el cañón en el fondo del pozo.

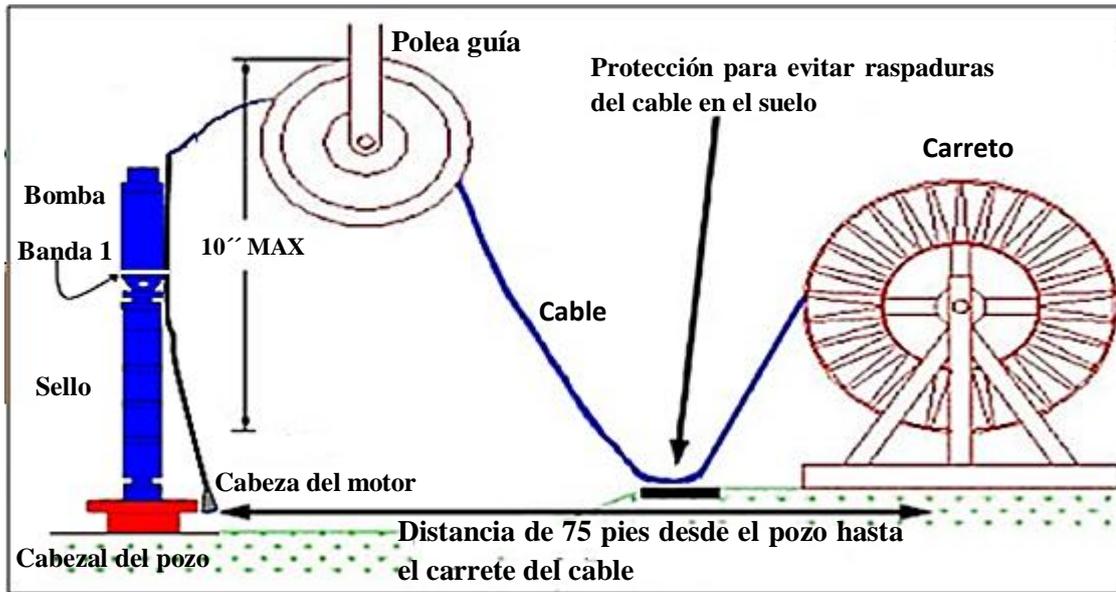
Mientras se posiciona el cañón en el pozo un representante de Baker Atlas estará presente en la mesa del taladro para asegurar la integridad de la guaya utilizando la guía del cable, y servir de enlace con el perforador en las órdenes por parte de ingeniero de BA. Además la herramienta nunca tocara el fondo para evitar daños en la misma.

### **Caso 6: HAZOP Bombeo Electrosumergible (ALS)**

#### 1) Descripción de la instalación

En el presente caso se analiza el servicio de Artificial Liff (Levantamiento Artificial) por el método de Bombeo Electrosumergible, el cual es bajado con tubería producción. Se combinan los sucesos de ubicación de la unidad, descarga de los equipos y herramientas, ensamble e instalación del equipo BES, empalme del cable MLE 3, llenado del aceite en el motor y sello, bandeado del cable MLE con la tubería de producción, bajada del equipo hacia la zona objetivo del pozo y pruebas de pre-arranque.

Figura 39. Modo de conexión del cable eléctrico con el motor del equipo BES



Fuente: BAKER HUGHES, Manual de instalación del equipo BES

El procedimiento operacional es el siguiente: Realizar la reunión con todo el personal involucrado en la operación para definir el procedimiento operativo: diagrama de la herramienta con especificaciones de peso, longitud, máximo torque, puntos de parada, velocidades de bajada, etc.

Luego se arma la polea superior por donde pasara el cable MLE y se realiza el ensamble del equipo BES en el orden establecido, dependiendo del número de componentes a ubicar.

Cada componente es levantado con la grúa del taladro o Rig Floor para su respectivo ensamble. Además entre sus juntas se ubican los respectivos Coupling (depende del tipo de motor), Washers y O-rings. La resistencia dieléctrica del aceite es mínimo de 30 KV. El equipo de superficie está a una distancia de 30 metros entre el transformador y el cabezal del pozo.

Después se llena el/los sello(s) y motor(es) con lubricante CL 10 (aceite), para remover todo el aire y prevenir daños, mediante una bomba mecánica manual a 60 rpm y se mantienen una presión interna máxima de 15 PSI. Conectar el cable MLE al motor del equipo BES.

Después se baja el equipo BES hasta una cierta profundidad y se prueba (megado) el cable MLE cada 500 ft a 1000 VDC para identificar daños en la misma. Posteriormente se realiza el empalme del cable de MLE de superficie con el MLE del que parte del motor del equipo BES. Se comienza a bajar el equipo BES a una velocidad límite de 1500 ft/h y estableciendo las distancias correctas donde se ubicaran las bandas respectivas, para mantener el peso del cable MLE y cuidar su integridad.

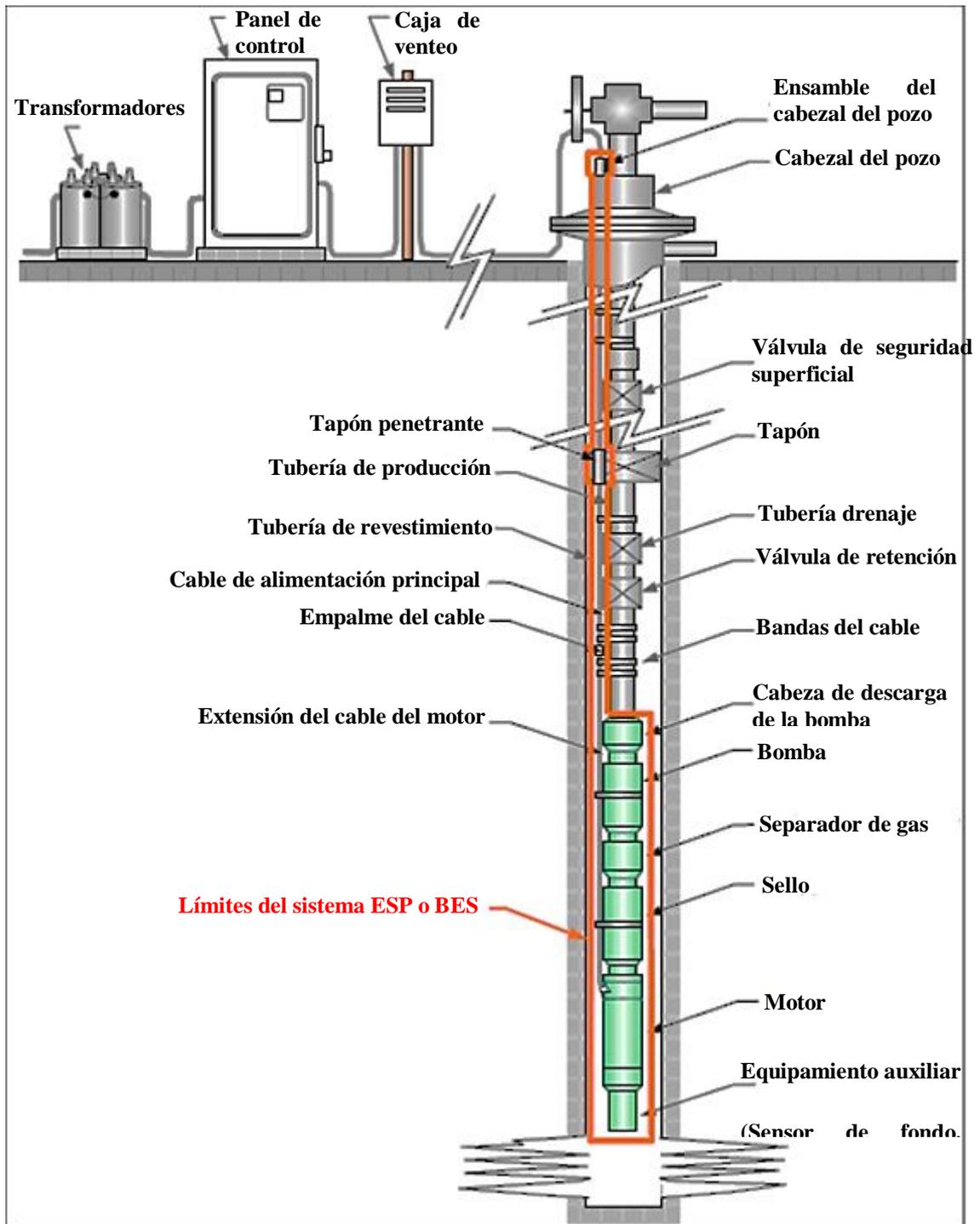
En superficie se realiza las respectivas conexiones entre Generador Eléctrico, Caja de Venteo, Variador de Frecuencia (VSD), Transformador Eléctrico (chequear nivel de aceite). Antes de alimentar con corriente los equipos de superficie se chequean los fusibles con un ohm meter, las fases AB, AC Y BC, la resistencia, la puesta a tierra, aislamiento y se prueban los diferentes circuitos antes de alimentar el equipo BES. Se ajusta la profundidad y se continúa bajando hasta el punto objetivo a la velocidad dada por el ingeniero o técnico de BA. Finalmente una vez alcanzada la zona objetivo, se realizan las pruebas de pre-arranque y arranque, respectivamente. Se activan las diferentes alarmas en caso de cualquier cambio en la tensión o alimentación del equipo de fondo y del equipo de superficie.

Mientras se posiciona el Equipo BES en el pozo y durante todo el trabajo, un representante de Baker ALS está presente en todo momento en la mesa del taladro o en el sitio del pozo, para asegurar la integridad de la operación y de la guía (polea) del cable. Además, en lo posible el equipo nunca toca el fondo del pozo para evitar daños en la herramienta.

Se elimina toda la humedad y contaminantes presentes en los puntos críticos de contacto eléctrico, en la sección del motor o sello, y en cada unión del equipo BES. Recordemos que pueden estar presentes altos voltajes en la caja de venteo o en el controlador del motor.

La operación del equipo BES durante la producción del pozo no es considerada en nuestro estudio, sino más bien las actividades pre-operativas y los tipos de riesgos que esta etapa puedan generar al personal, medio ambiente e instalaciones.

Figura 40. Componentes de un sistema de Bombeo Electrosumergible



Fuente: BAKER HUGHES, Manual de recomendaciones para equipo BES, API

Cabe recordar que la línea de servicio de levantamiento artificial cuenta con una matriz previa de análisis de riesgos ocupacionales o laborales, la misma que está a disposición de todo el personal que labora en la línea de ALS.

## Caso 7: HAZOP Perforación Direccional (INTEQ)

### 1) Descripción de la instalación

En el presente caso se analiza el servicio de perforación direccional (Drilling Systems), donde la herramienta es bajada con tubería producción. Se combinan los sucesos de ubicación de la unidad, descarga de los equipos y herramientas, ensamble e instalación del equipo BHA (Botton Hole Assamble) con la ayuda de la grúa del taladro y realización del programa de perforación direccional.

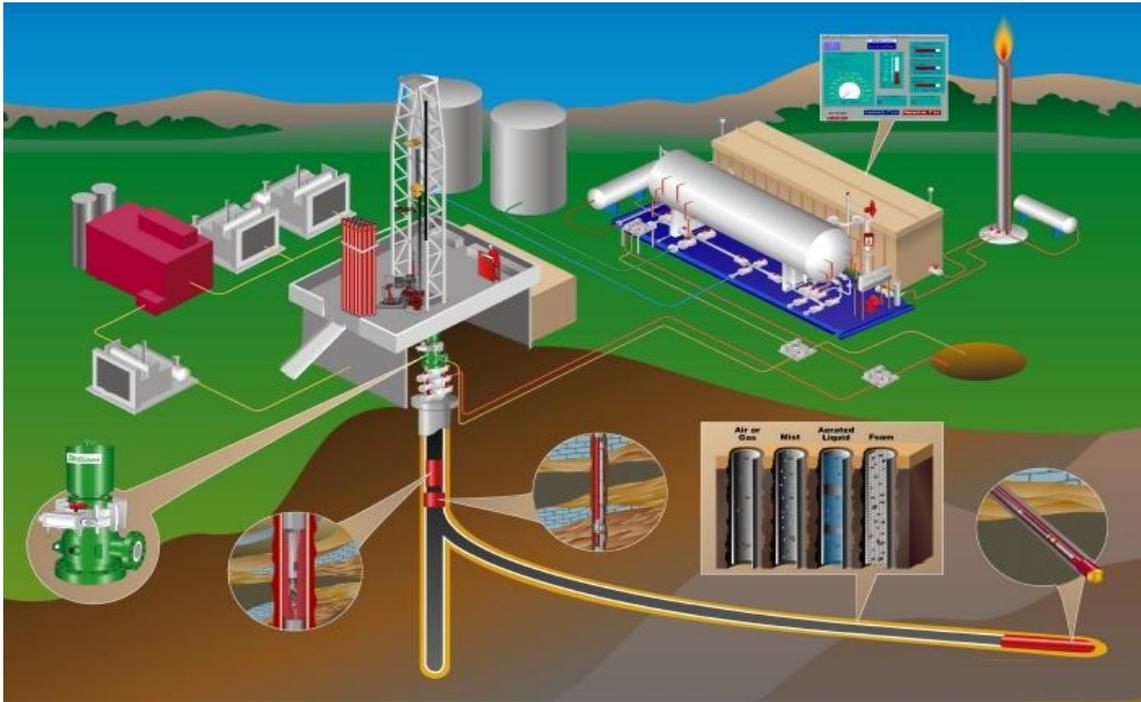
Tabla 15. Previsión litológica del pozo Yanaquincha Este A-025 en el oriente

Formación / Tope	TVD	TVDSS
Chalcana inferior	3848.00	2985.10
Orteguaza	5404.00	4541.10
<b>Casing 13 3/8</b>	<b>5604.00</b>	<b>4741.10</b>
Tiyuyacu	6235.00	5372.10
Conglomerado basal	7487.00	6624.10
Tena	8056.00	7193.10
Napo	8742.00	7879.10
Caliza M1	9071.00	8208.10
Caliza M2	9284.00	8421.10
Caliza A	9391.00	8528.10
<b>Casing 9 5/8</b>	<b>9411.00</b>	<b>8548.10</b>
Arenisca U Superior	9453.00	8590.10
Arenisca U Media (OS)	9515.00	8652.10
<b>Arenisca U Inferior (OP)</b>	<b>9558.00</b>	<b>8695.10</b>
Base Arenisca U Inferior	9610.00	8747.10
Caliza B	9623.00	8760.10
Arenisca T Superior	9705.00	8842.10
Arenisca T principal (OS)	9811.00	8948.10
Lutita Napo Inferior	9914.00	9051.10
Caliza C	9971.00	9108.10
TD	9976.00	9113.10

Fuente: BAKER HUGHES, Manual de procedimientos de Perforación Direccional

Para nuestro estudio analizaremos la manipulación de la herramienta por parte del técnico de BH durante la perforación y no el ensamble de la misma. Recordemos que el orden de las diferentes tuberías son: *conductor* con un  $\text{Ø}20$  plg y una profundidad medida de 0-50 ft, de *revestimiento* un  $\text{Ø}13\frac{3}{8}$  plg y una profundidad medida de 0-5791 ft, *casing* de  $\text{Ø}9\frac{5}{8}$  plg y una profundidad medida de 0-9595 ft y por último el Liner de  $\text{Ø}7$  plg y una profundidad medida de 9398-10163 ft. Cabe mencionar que se analizara solo los componentes que pertenezca a la empresa Baker Hughes, en cada uno de los servicios mencionados.

Figura 41. Esquema general de una perforación direccional on-shore



Fuente: BAKER HUGHES, Manual de INTEQ

El trabajo inicia a una profundidad de 490 ft, en donde se empieza a construir ángulo a razón de 1.7 deg/100ft hasta alcanzar una inclinación máxima de 24° a los 1901.76 ft MD. Luego perforar tangente 1901.76 ft hasta 2927.62 ft MD, en donde empieza a tumbar ángulo a razón de 1.2 deg/100ft hasta quedar vertical a una profundidad de 4927.62 ft MD. Desde esta profundidad perforar verticalmente hasta alcanzar la profundidad del casing de 13<sup>3</sup>/<sub>8</sub> plg a 5791.59 ft MD. Se evaluará la presencia de Boulders (rocas) para confirmar el KOP del pozo, en caso de que estos se encuentren más profundos se bajará con BHA direccional y Broca Tricónica.

Luego continuar la perforación del pozo en la sección de 12<sup>1</sup>/<sub>4</sub> plg controlando verticalidad hasta alcanzar la profundidad de asentamiento del casing de 9<sup>5</sup>/<sub>8</sub> plg a 9598.59 ft. Se realizarán viajes para cambios de brocas de acuerdo a la curva tiempos establecidas. Seguidamente se perfora la sección de 8<sup>1</sup>/<sub>2</sub> plg controlando la verticalidad del pozo hasta alcanzar la profundidad total de 10163.59 ft MD/9976 ft TVD/9113 TVDSS, pasando por los asentamientos de los diferentes casing, como también por todos los objetivos principales y secundarios requeridos por el cliente, con un radio de tolerancia de 50 ft.

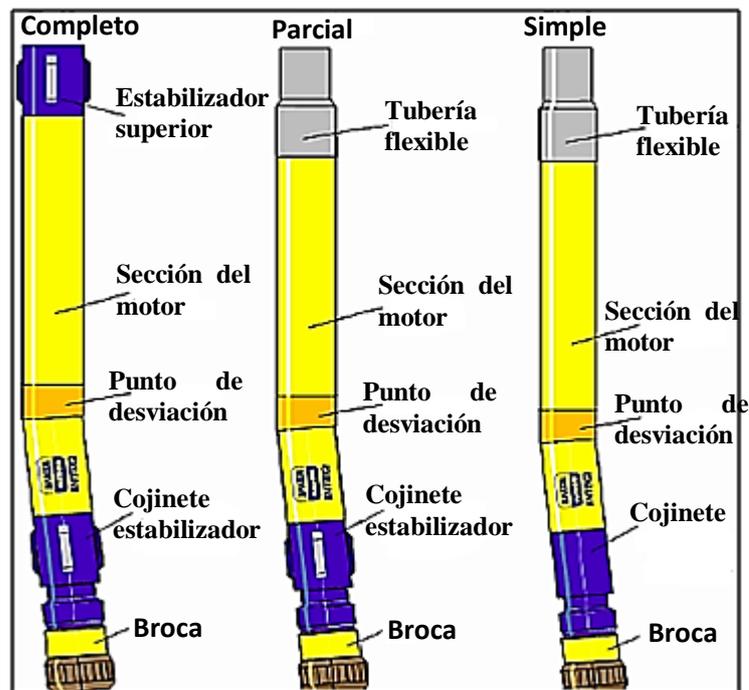
La frecuencia de la toma de surveys MWD será cada parada perforada, a menos que las necesidades de la perforación requieran que estos intervalos sean más cortos.

Para analizar una posible colisión del pozo, se toma los datos históricos de proceder de todos los cercanos, con lo cual se determina la existencia o no del riesgo de colisión.

Debemos tener en cuenta que los componentes de la herramienta BHA varían dependiendo de la profundidad a la que se encuentre la misma, la sección a perforar y la inclinación o dirección del pozo. Durante nuestro trabajo se utilizó 7 BHA de diferentes composiciones. Además a cada herramienta BHA se realiza el respectivo análisis de torque y arrastre. El torque de la herramienta BHA # 1 para una sección de 16 plg y que sirve para perforar hasta 3800 ft es: en el fondo 18.5 kft. Lb y fuera de fondo 10.2 kft.lb. La herramienta BHA comprises Heavy Weight Drill Pipe, Drill Collars, Stabilizers, MWD / LWD tools, Motors, other specialized subs and tools.

Se pide identificar los peligros utilizando la metodología HAZOP para los posibles accidentes derivados de una desviación de las variables de procesos con respecto a los parámetros normales de operación en las instalaciones anteriormente citadas.

Figura 42. Esquema mecánico de una herramienta BHA



Fuente: BAKER HUGHES, Manual INTEQ

## CAPÍTULO IV

### 4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

La aplicación de la metodología HAZOP se realizó a siete líneas de servicio, los cuales son: Cementación de Pozos Petroleros, Estimulación Ácida de Pozos Petroleros, Herramienta de Tubería Flexible, Registros Eléctricos de la Formación, Cañoneo de Pozos Petroleros, Bombeo Electrosomergible y Perforación Direccional.

Sin embargo, para mejorar la explicación de la Metodología Hazop a continuación detallamos la aplicación de la misma solo en el Proceso de Cementación de Pozos Petroleros, debido a lo extenso del estudio.

Al finalizar el estudio del proceso de cementación de pozos petroleros, se adjuntan las matrices pertinentes de los demás servicios analizados durante el presente trabajo de investigación.

#### 4.1 Definición del área de estudio

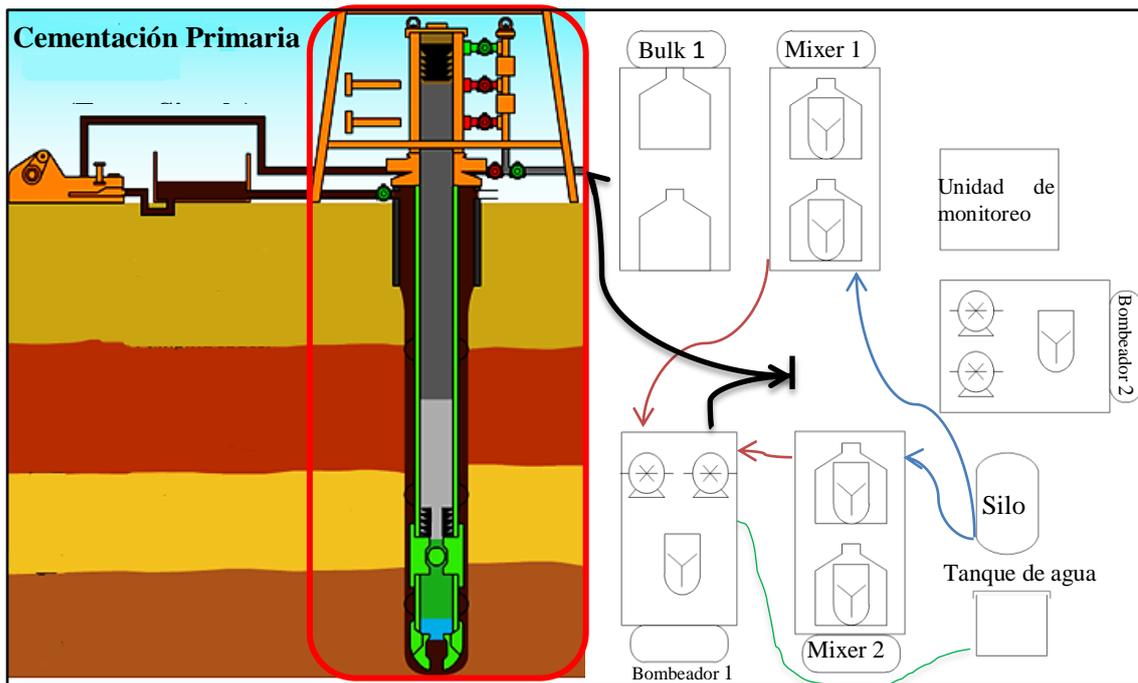
La explotación de un campo petrolero requiere de un sinnúmero de trabajos que resumiendo serían las actividades perforación, completación y explotación. Además, cada trabajo requiere la utilización de diferentes herramientas y equipos. Recordemos que para nuestro estudio solo consideraremos los equipos y herramientas que pertenezcan a la empresa BAKER HUGHES – ECUADOR.

Entonces, para nuestro primer análisis nos enfocaremos en una sub-actividad de la completación, siendo esta el servicio de cementación de pozos petroleros.

#### 4.2 Seleccionar un circuito (nodo) o equipo(s)

Para nuestro estudio tenemos el nodo #1 (rojo) que correspondiente a la parte técnica (estabilidad de la formación, presencia de gas o aceites, temperatura y presión del pozo, composición de la lechada, viscosidad, etc.) y el nodo #2 (azul) el sistema de bombeo de cementación (Bombador principal, Bach Mixer, Bulk Track, Silos de cemento y Tanque de agua). Para el nodo N°2 ver Diagrama de Tubería e Instrumentación (PID).

Figura 43. Diagrama esquemático de ubicación de los equipos de cementación



Fuente: Autor

### 4.3 Establecer el propósito del diseño

*La intención de diseño del Nodo N° 1 es:*

Sellar las diferentes capas de la formación para evitar comunicaciones indeseables con la superficie y el pozo, además de proteger el revestidor de la corrosión y mantener la estabilidad del pozo. Ver matriz HAZOP de cementación.

*La intención de diseño del Nodo N° 2 es:*

Garantizar el buen funcionamiento de los diferentes equipos durante la preparación de las lechadas, para la cementación del pozo petrolero. Ver matriz HAZOP de operaciones manuales de cementación.

### 4.4 Formación del grupo de trabajo HAZOP

El grupo está constituido por personas con buen conocimiento y experiencia en las diferentes áreas que convergen en el diseño, operación, mantenimiento y explotación de del proceso. El equipo de trabajo está constituido por cinco personas. Podrá invitarse a asistir a determinadas sesiones a otros especialistas si el caso lo requiere.

Los integrantes deben interrumpir sus actividades diarias normales durante el HAZOP, ya que requiere el mayor grado de aporte de cada uno. Existe la posibilidad que algunos especialistas no estén dedicados a full, pueden ser convocados sólo cuando los necesite.

Tabla 16. Lista de personas que conformaron el grupo HAZOP para cementación

NOMBRE	ROL	UNIDAD
Angel Avemañay	Técnico del estudio	HSE
Edison Japa	Ingeniería de procesos	BJ
Juan Fierro	Ingeniería HSE	HSE
Wilson Pasquel	Técnico/Operativo	BJ
Esteban Rodríguez	Técnico de soporte	BJ

Fuente: Autor

#### 4.5 Aplicación de las palabras guías

Para la aplicación de las palabras guías consideraremos la matriz a) dirigida a la operación en general, y la matriz b) para el sistema de bombeo de lechadas.

Tabla 17. Aplicación de las palabras guías en el proceso de cementación

(b)			(a)		
Operación	Pal. Guía	Variable	Operación	Pal. Guía	Variable
Cementación de pozos petroleros.	No	Fluido	Bombeo de cemento a la tina de mezcla.	No	Fluido
	Menos	Fluido		Menos	Fluido
	Menos	Fluido		Mas	Temperatura
	Mas	Presión	Bombeo de agua a la tina de mezcla	No	Fluido
	Menos	Presión		Menos	Fluido
	Mas	Temperatura		Mas	temperatura
	Menos	Composición	Bombeo de aditivos a la tina de mezcla	No	Fluido
	Así como	Aislamiento		Menos	Fluido
	Parte de	Fluido	Bombeo de lechada de cemento hacia la cabeza de cementación	No	Fluido
	Además de	Adición		Menos	Fluido
	Reversa	Fluido		Mas	Temperatura
	Otro que	Fluido		Reverso	Fluido
		Otro que		Concentración	
		Además de		Concentración	
		Parte de		Concentración	
		Así como		Concentración	

Fuente: Autor

#### 4.6 Estudiar las desviaciones significativas

Recordemos que las desviaciones de los parámetros de operación pueden generar situaciones de riesgos para el personal, ambiente, equipos e instalaciones industriales.

Tabla 18. Desviaciones del diseño operativo consideradas en el estudio de cementación

Operación	Pal. Guía	Variable	Desviaciones
Cementación de pozos petroleros.	No	Fluido	No existe circulación de lechada de cemento o se tiene parada de operación.
	Menos	Fluido	Existe baja circulación de la lechada de cemento, colchones, espaciadores y fluidos de desplazamiento.
	Mas	Presión	Existen altas o anormales presiones durante la operación de cementación.
	Mas	Temperatura	Existen altas temperaturas en los equipos de superficie.
	Mas	Fluido	La circulación de fluido en las líneas de alta y baja presión es excesiva.
	Menos	Presión	La presión de operación está por debajo de la presión requerida para un determinado trabajo de cementación.
	Menos	Composición	Variación e las propiedades físicas y mecánicas de la lechada.
	Así como	Concentración	No aplica
	Parte de	Fluido	No aplica
	Además de	Adición	No aplica
	Reversa	fluido	No aplica
	Otro que	Fluido	No aplica

Fuente: Autor

#### **4.7 Examinar las posibles causas**

Ver matrices de análisis de riesgos de operabilidad de cementación y del sistema de bombeo de cemento.

#### **4.8 Examinar las posibles consecuencias**

Ver matrices de análisis de riesgos de operabilidad de cementación y del sistema de bombeo de cemento.

#### **4.9 Identificar los problemas operacionales y posibles peligros**

Ver matrices de análisis de riesgos de operabilidad de cementación y del sistema de bombeo de cemento.

#### **4.10 Evaluación de las salvaguardas para la prevención de la desviación y sus consecuencias**

Ver matrices de análisis de riesgos de operabilidad de cementación y del sistema de bombeo de cemento.

Ver Anexo A de matrices para la evaluación de riesgos operacionales

#### **4.11 Definir las acciones correctivas requeridas.**

Ver matrices de análisis de riesgos de operabilidad de cementación y del sistema de bombeo de cemento.

#### **4.12 Registro final en formatos técnicos**

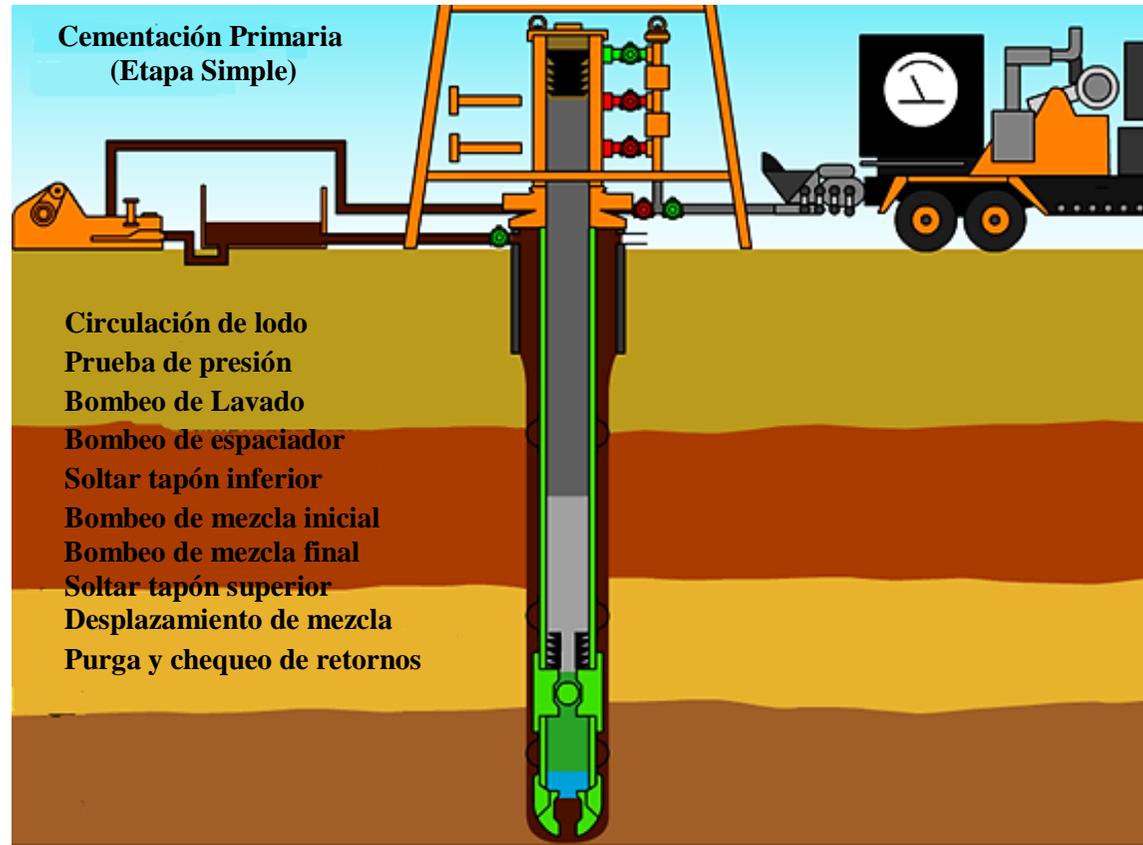
Ver matrices de análisis de riesgos de operabilidad de cementación y del sistema de bombeo de cemento.

Para la evaluación de las Matrices de Análisis de Riesgos de Operabilidad ver Anexo A.

A continuación se detalla el registró final HAZOP para cada uno de los procesos estudiados, en las Matrices de Análisis de Riesgos de: Cementación de Pozos Petroleros, Estimulación Acida de Pozos Petroleros, Herramienta de Tubería Flexible, Registros Eléctricos, Cañoneo de Pozos Petroleros, Bombeo Electrosumergible y Perforación Direccional y sus respectivos esquemas antepuestos a las matrices correspondientes.

Al final de la presentación de las matrices se detallan las respectivas conclusiones y recomendaciones de presente estudio.

Esquema 1. Diagrama esquemático del proceso de cementación



**MATRIZ DE ANÁLISIS DE RIESGOS DE OPERABILIDAD DE CEMENTACIÓN**

<b>EMPRESA:</b> Baker Hughes Switzerland	<b>FECHA:</b> 16/05/2012
<b>LOCALIDAD:</b> Sucumbíos –Nueva Loja	<b>Revisión:</b> 1
<b>ESTACION:</b> Lago Agrio	<b>Plano N°:</b> Esquema #1

**PROCESO:** Perforación de pozos.

**NODO:** Cementación de pozos petroleros

**INTENCION DE DISEÑO:** Sellar las diferentes capas de la formación y evitar comunicaciones indeseables con la superficie, protegiendo el revestidor de la corrosión y mantener la estabilidad del pozo.

Operación	Pal. Guía	Variable	Desviación	Causas	Consecuencias	F	S	R	Salvaguardas	N	V	R	Acción recomendada
Cementación de pozos petroleros.	No	Fluido	No existe circulación de lechada de fluidos o se tiene parada de operación.	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Derrumbes de algunas zonas blandas en el pozo.</li> <li>•Taponamiento de las tuberías de alta presión o baja presión.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Presurización de las líneas de tratamiento o el sistema, durante la prueba de línea.</li> <li>•Falla de los sellos de las juntas rotarias en las tuberías de alta presión.</li> <li>•Si las tuberías se encuentran en mal estado podría haber expulsión violenta de partes (en las líneas de alta existe mayor riesgo).</li> <li>•Traumatismos o mutilación.</li> <li>•En el peor de los casos, muerte por la cercanía del personal.</li> <li>•Retraso de la operación.</li> <li>•Penalización del cliente.</li> </ul>	2	3		<ul style="list-style-type: none"> <li>•Se coloca un pare de emergencia o Shut Down manual sobre la PACEMAKER durante todo el trabajo.</li> <li>•Además se coloca un pare de emergencia o Over Pressure Shut Down Electrónico que se activa al instante cuando la presión sobrepasa del 10%-20% de la presión de trabajo.</li> <li>•La tubería de alta presión se certifica anualmente por una empresa externa.</li> </ul>	2	1		<ul style="list-style-type: none"> <li>•No intervenir, salvo que un análisis más detallado así lo indique.</li> <li>•Realizar comprobaciones periódicas de los procedimientos, para asegurarse que el riesgo es tolerable en la matriz.</li> <li>•Presentar la necesidad de generar un plan de mantenimiento dinámico e íntegro de las unidades y equipos utilizados durante la cementación.</li> <li>•Cambiar los sellos de las juntas rotarias cada ciertas horas de trabajo.</li> </ul>
				<ul style="list-style-type: none"> <li>•Error humano en la manipulación de los equipos de superficie (rata de bombeo, abastecimiento de cemento, tiempo de bombeabilidad, etc.).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Retraso de la operación.</li> <li>•Penalización del cliente por Tiempos no productivos (NPT).</li> <li>•Colapso o estallido del casing por manejo de presiones y rata de bombeo inadecuadas.</li> </ul>	2	3		<ul style="list-style-type: none"> <li>•En caso de alterarse alguna de las variables de los estándares fijados para la operación se detiene el trabajo, se corrige y se continúa.</li> <li>•Si no se puede corregir,</li> </ul>	2	1		<ul style="list-style-type: none"> <li>•No intervenir, salvo que un análisis más detallado así lo indique.</li> <li>•Realizar comprobaciones periódicas de las matrices, para asegurarse que el riesgo es tolerable.</li> </ul>

				<ul style="list-style-type: none"> <li>• Error humano en la apertura de válvulas manuales o electro-neumáticas.</li> <li>• Falla mecánica en las unidades de superficie.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fractura de la formación.</li> <li>• Pérdida de contratos.</li> <li>• Daños en los equipos e unidades de superficie.</li> <li>• Derrame del cemento en superficie.</li> <li>• Contaminación ambiental.</li> <li>• Costos adicionales de remediación ambiental.</li> </ul>				<ul style="list-style-type: none"> <li>• se descarga la lechada en los tanques de tratamiento del sitio.</li> <li>• Los liners se prueban a 6000 PSI y los revestidores de 9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>–13<sup>3</sup>/<sub>8</sub> a 3000 PSI.</li> <li>• Se realiza el respectivo mantenimiento a las unidades e equipos, antes y después de cada trabajo.</li> </ul>			<ul style="list-style-type: none"> <li>• Capacitar al personal sobre las diferentes situaciones que se podrían generar por mala maniobra de los equipos de superficie y sus reacciones en cadena que generaría posibles accidentes mayores.</li> </ul>
				<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cabeza de cementación defectuosa (empaques dañados, roscas desgastadas, golpeadas o sucias).</li> <li>• Datos erróneos de las condiciones del pozo, por parte del cliente.</li> <li>• Fallas en las pruebas de laboratorio o reportes cambiado.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Expulsión violenta de la cabeza de cementación.</li> <li>• Daños en los equipos de superficie.</li> <li>• Golpes por aplastamiento.</li> <li>• Retraso de la operación.</li> <li>• Penalización del cliente (NPT).</li> <li>• Pérdida de contratos.</li> <li>• Pérdida de imagen local.</li> <li>• Afectación al tiempo de bombeabilidad (si fuera corto tendríamos cemento en las tuberías).</li> </ul>	2	3		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cuando no existen datos claros del pozo que garanticen la seguridad del personal, no se realiza el trabajo.</li> <li>• Las pruebas de laboratorio son revisadas para determinar su coherencia con el trabajo.</li> <li>• Antes y después de cada trabajo se realiza la inspección visual de la cabeza de cementación.</li> </ul>	4	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No intervenir, salvo que un análisis más detallado así lo indique.</li> <li>• Realizar una lista de verificación o check list para la inspección y mantenimiento exclusivo de la cabeza de cementación.</li> <li>• Considerar la posibilidad de contratar personal externo a la empresa para certificar las cabezas de cementación cada cierta hora de trabajo.</li> </ul>
Cementación de pozos petroleros.	Menos	Fluido	Baja circulación de la lechada de cemento, colchones, espaciadores o fluidos de	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Presencia de humedad en los silos de cemento.</li> <li>• Despresurización de los silos de cemento (por daños en el compresor o mangueras).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Formación de grumos de cemento.</li> <li>• Bajo abastecimiento de cemento desde los silos.</li> <li>• Menor flujo de cemento hacia la unidad de mezcla</li> </ul>	2	2		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Los silos son limpiados cada 45 días dependiendo del nivel mostrado en el colector o del número de trabajos realizado.</li> </ul>	2	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No intervenir, salvo que un análisis más detallado así lo indique.</li> <li>• Mantener estrictamente las pruebas de laboratorio para el diseño de las lechadas, ya que</li> </ul>

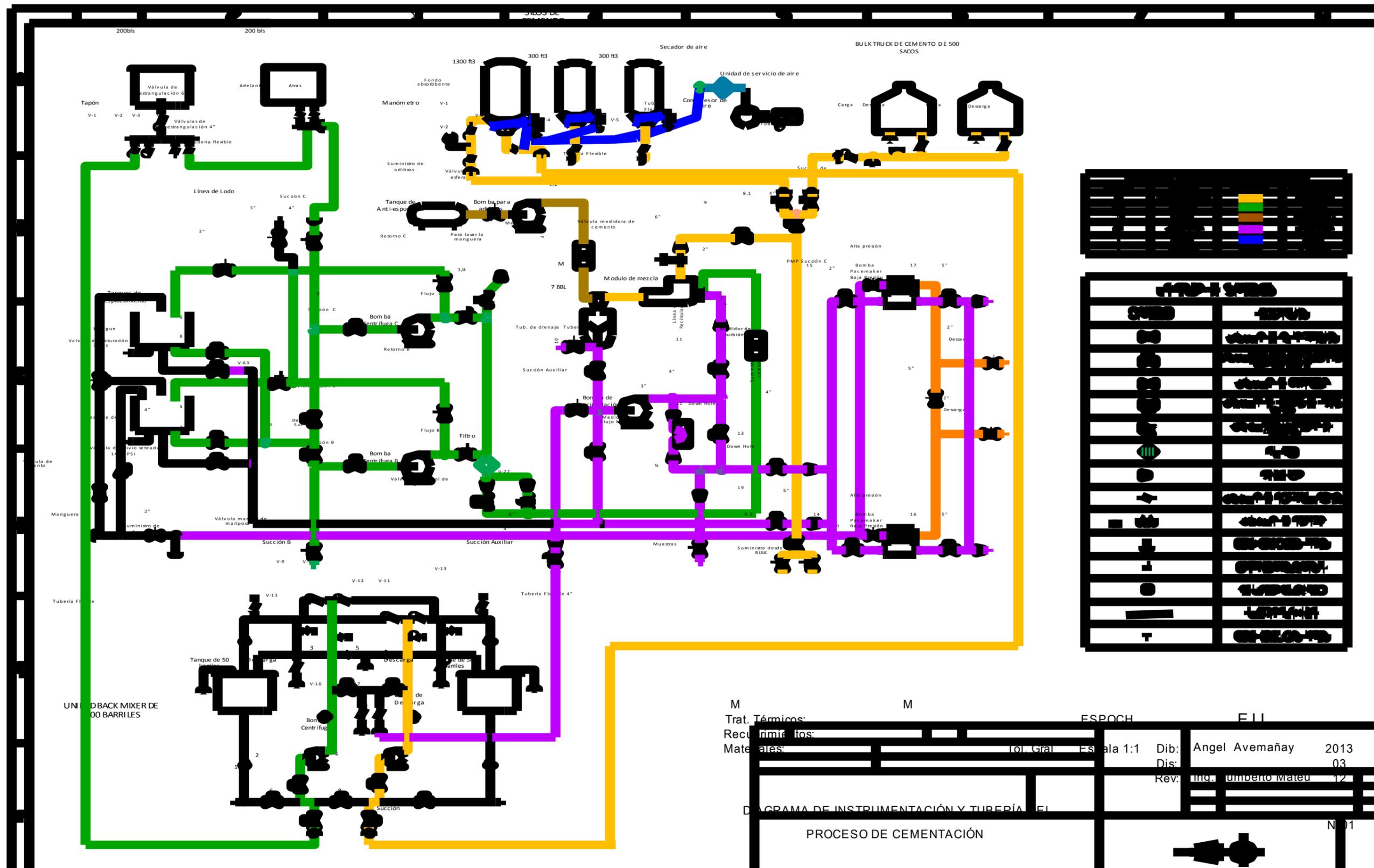
			desplazamiento.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bomba PACEMAKER deteriorada o se daña durante la operación.</li> <li>• Roscas de la cabeza de cementación en mal estado.</li> <li>• Empaques de la cabeza de cementación dañados.</li> <li>• Unidades de superficie sin mantenimiento.</li> <li>• Válvulas automáticas en mal estado o cementadas en parte.</li> <li>• Lectura del medidor de flujo incorrecta.</li> <li>• Perdida de fluido en el pozo por zonas blandas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mayor tiempo de operación.</li> <li>• Daños a los equipos y unidades de superficie.</li> <li>• Fugas en las líneas de alta.</li> <li>• Fraguado del cemento en la superficie en caso de un TOP JOB.</li> <li>• Contaminación ambiental.</li> <li>• Corte del flujo de cemento hacia la tina de mezcla.</li> <li>• Penalización del cliente o NPT.</li> <li>• Contaminación del fluido.</li> <li>• Pérdida de imagen local.</li> <li>• Bombeo de cantidad de lechada incorrecta.</li> <li>• Bajos retornos en zarandas.</li> </ul>				<ul style="list-style-type: none"> <li>• Antes de empezar el bombeo, los equipos de superficie son probados a diferentes presiones, dependiendo de la operación, para inspeccionar fugas y estado de los equipos.</li> <li>• Se utilizan sistemas químicos <i>Flow-Guard (acelerantes), fibras, tapones temporales químicos, cementos tixotrópicos</i> etc., para evitar la pérdida de circulación en el pozo.</li> </ul>			<p>en este sitio se realizan pruebas de reología, resistencia, tiempo de bombeabilidad, filtrado y agua libre, usando agua de pozo.</p>
Cementación de pozos petroleros.	Mas	Presión	Altas presiones durante la operación de cementación.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Derrumbe de la formación en el espacio anular.</li> <li>• Geometría irregular del pozo y mala limpieza.</li> <li>• Empaquetamiento del cemento por residuos.</li> <li>• Mala limpieza del pozo, que impide desplazar los colchones y lechada.</li> <li>• Alto caudal de bombeo.</li> <li>• La velocidad de bombeo para fluido abrasivo y no abrasivo esta sobre los 40 pies/s.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sobreesfuerzos en el casing, en la cabeza de cementación, etc.</li> <li>• Colapso o estallido del casing.</li> <li>• Fractura de la formación.</li> <li>• Retraso del proceso.</li> <li>• Sobrepresurización del sistema</li> <li>• Daño en los sellos de las líneas de alta.</li> <li>• Liqueos en uniones, codos y válvulas.</li> <li>• Perdidas friccionales altas.</li> <li>• Rotura o expulsión violenta de las tuberías o partes de la tubería; como uniones, codos,</li> </ul>	2	3		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Para evitar la fractura de la formación se usa una presión entre 200-500 PSI, menor a la de presión de fractura de la formación y se simula en el CEMFACTS.</li> <li>• Se realiza una buena limpieza de los recortes del pozo mediante una circulación de lavadores químicos y espaciadores, hasta tener retornos limpios en superficie.</li> <li>• Todos los parámetros del</li> </ul>	2	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No intervenir, salvo que un análisis más detallado así lo indique.</li> <li>• Revisar los procedimientos de BJ para las velocidades de bombeo y realizar las respectivas correcciones con la adaptación a nuestro medio.</li> <li>• Mantener siempre presente que en caso de requerir descargar la lechada de cemento a un sitio de emergencia, solicitar los tanques de tratamiento o <i>wash tanks</i> al taladro para cada</li> </ul>

				<ul style="list-style-type: none"> <li>• Taponamiento de uniones, codos, reductores, tuberías, etc.</li> <li>• Taponamiento de válvulas manuales o electroválvulas.</li> <li>• Manipulación inadecuada de válvulas.</li> <li>• Comunicación con la formación.</li> <li>• Presión Hidrostática &lt; Presión de la Formación.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• guayas de acero, etc., en la línea de alta o baja presión.</li> <li>• Paralización del proceso.</li> <li>• Penalización del cliente (NPT).</li> <li>• En presencia de personal cercano, traumatismos y mutilaciones.</li> <li>• En el peor de los casos muerte.</li> <li>• Derrame de cemento.</li> <li>• Contaminación ambiental.</li> <li>• Cancelación de contratos.</li> <li>• Pérdida de imagen local.</li> </ul>				<ul style="list-style-type: none"> <li>• trabajo son monitoreados y controlados continuamente por un sistema electrónico “caja de cerebro”</li> <li>• Antes de cada trabajo se realiza la planificación respectiva para el diseño de la operación.</li> <li>• Se realizan pruebas de línea durante 5 minutos, antes de la operación.</li> </ul>				trabajo.
Cementación de pozos petroleros.	Mas	Temperatura	Altas temperaturas en los equipos de superficie.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Desalineación de las bombas centrífugas y triplex.</li> <li>• Alta densidad de la lechada que sobre-esfuerza las bombas.</li> <li>• Altas vibraciones de las bombas de circulación y bombeo.</li> <li>• Insuficiente lubricación de las partes móviles, de las unidades de cementación.</li> <li>• Alta temperatura del pozo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mayor tiempo de mezcla.</li> <li>• Mayor tiempo de operación.</li> <li>• Daño en los equipos de superficie.</li> <li>• Retraso del proceso de cementación por reparación o sustitución de partes.</li> <li>• Sobrecalentamiento de las bombas.</li> <li>• En el peor de los casos, la lechada (trabajos en superficie) podría fraguarse.</li> <li>• Acorta el tiempo de bombeo de la lechada de cemento.</li> </ul>	2	2		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se tienen sensores de temperatura termocuplas, para simular las temperaturas de la lechada y su resistencia, en el laboratorio.</li> <li>• Se utilizan aditivos retardantes para evitar el fraguado del cemento y lechadas especiales para condiciones extremas de pozo.</li> <li>• Los equipos son chequeados visualmente y lubricados en base.</li> </ul>	2	1		<ul style="list-style-type: none"> <li>• No intervenir, salvo que un análisis más detallado así lo indique.</li> <li>• Realizar los formatos de planes de mantenimiento para los equipos móviles y sus partes, por el método de horas trabajadas o por los elementos que lo constituyen.</li> </ul>
Cementación de pozos petroleros.	Mas	Fluido	La circulación de fluido en las líneas de alta y baja presión es	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mayor rata de bombeo que los 40 pies/s, para fluidos abrasivos y no abrasivos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Altas vibraciones y pulsaciones en la línea, para productos no abrasivos.</li> <li>• Excesiva erosión de la línea de</li> </ul>	3	2		<ul style="list-style-type: none"> <li>• El bombeo se inicia a un caudal con el que se ha diseñado, para no fracturar la formación. además se</li> </ul>	3	1		<ul style="list-style-type: none"> <li>• No intervenir, salvo que un análisis más detallado así lo indique.</li> <li>• Revisar los procedimientos de</li> </ul>

			excesiva.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El caudal de bombeo es superior a 8 bpm, recomendado por la API.</li> <li>• Lectura del medidor de flujo incorrecta.</li> <li>• Mala calibración de los tanques stroques.</li> <li>• stroques/minuto mal calculado.</li> <li>• Mala comunicación.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>alta presión.</li> <li>• Menor tiempo de vida útil de la tubería.</li> <li>• Sobre-desplazamiento de la lechada</li> <li>• Fractura de la formación si la presión de bombeo está cerca de la presión de fractura.</li> <li>• Derrumbes en la formación.</li> <li>• Penalización del cliente (NPT).</li> <li>• Retraso del proceso.</li> <li>• Pérdida de imagen local.</li> </ul>				<ul style="list-style-type: none"> <li>monitorea la presión.</li> <li>• Se tiene un medidor de caudal (flow meter) que mide el caudal de bombeo.</li> <li>• Se utiliza <i>DTOOLS</i> para calcular el volumen de pre-flujo y espaciadores a bombear al pozo, eficiencia de limpieza del pozo en porcentajes.</li> <li>• Se realiza la revisión del cálculo del volumen.</li> <li>• Se verifica los caudales de bombeo y retorno.</li> </ul>			<ul style="list-style-type: none"> <li>BJ para las velocidades de bombeo y realizar las respectivas correcciones con la adaptación a nuestro medio.</li> </ul>
Cementación de pozos petroleros.	Menos	Presión	La presión de operación está por debajo de la presión requerida para un determinado trabajo de cementación.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sellos dañados en las líneas de alta.</li> <li>• Desacople en las uniones del casing, que permite la fuga de fluido.</li> <li>• Abastecimiento de los silos inadecuado por mala presurización (caída de presión).</li> <li>• Bombeo de la lechada de cemento a un lugar incorrecto por mala alineación de válvulas en la mesa del taladro.</li> <li>• Fugas o liqueo de cemento en las uniones y válvulas manuales de la</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Liqueos o fugas en uniones.</li> <li>• Bajo caudal de bombeo.</li> <li>• Bombeo de espaciadores y/o lechadas a los tanques de lodos.</li> <li>• Retraso del proceso de cementación debido a correcciones mecánicas u operativas.</li> <li>• Costos adicionales de operación por squeeze.</li> <li>• Penalización del cliente (NPT).</li> <li>• Pérdida de imagen local.</li> <li>• Mayor tiempo de operación requerido.</li> </ul>	2	2		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se realiza siempre las pruebas de líneas, dependiendo de la sección a cementar, para supervisar fugas o liqueos en uniones.</li> <li>• Se verifica siempre con el supervisor de BHI y el supervisor del taladro la correcta alineación de válvulas.</li> <li>• Si es que se daña un densitómetro o Micro Moción se pesa el cemento con balanzas presurizadas.</li> <li>• En caso de que sea</li> </ul>	2	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No intervenir, salvo que un análisis más detallado así lo indique.</li> <li>• Realizar los check list antes de cada operación a los equipos se encuentre operación normalmente y estén en buen estado.</li> </ul>

				superficie (depende de la limpieza, vida útil del sello y torque de la rosca). • Fallas de aislamiento en la bomba TRIPLEX.					necesaria la evacuación de la lechada a superficie, se cuentan con tanques de tratamiento o wash tank, de la locación.			
Cementación de pozos petroleros.	Menos	Composición	Variación de las propiedades físicas y mecánicas de la lechada	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mal diseño de las lechadas, colchones y espaciadores (Elección de cemento, aditivos o preparación inadecuada).</li> <li>• Migración de gas dentro de la lechada durante la cementación.</li> <li>• Incompatibilidad del cemento y aditivos.</li> <li>• Mala limpieza del pozo.</li> <li>• Contaminación de la lechada con lodo.</li> <li>• Sedimentación del cemento por propiedades inadecuadas.</li> <li>• Contaminación del cemento en la planta.</li> <li>• Presencia de contaminantes, tales como cloruros, antes de bombear el cemento.</li> <li>• Decantación de la lechada del cemento.</li> <li>• Balanzas de peso des-calibrada.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bombeo de lechadas con propiedades diferentes a los de diseño.</li> <li>• Menor resistencia a la compresión.</li> <li>• Variación en el tiempo de bombeo.</li> <li>• Baja efectividad de remoción de lodo.</li> <li>• Agrietamiento de la sección cementada.</li> <li>• Aislación inapropiada para el gas de la formación.</li> <li>• Deshidratación de la lechada.</li> <li>• Contaminación del cemento.</li> <li>• Afectación del aislamiento hidráulico entre las formaciones.</li> <li>• Costos adicionales por futuras operaciones (squeeze).</li> <li>• Penalización del cliente.</li> <li>• Pérdida de imagen local.</li> <li>• Pérdida de contratos.</li> <li>• Baja producción de crudo.</li> <li>• Retraso de la operación.</li> <li>• Formaciones de micro-anillo</li> </ul>	2	2		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se realizan pruebas a las diferentes lechadas. (Resistencia, tiempo, filtrado, reología, agua libre) utilizando aguas de pozo.</li> <li>• Para la migración de gas se tiene un registro de datos del pozo que muestra si existe gas y se utiliza una lechada especial para controlar la presencia de gas.</li> <li>• Se realiza la simulación del trabajo en el software CEMFACTS.</li> <li>• La relación agua-cemento depende de la química a utilizar y viene determinado en tablas.</li> <li>• El densitómetro y las balanzas presurizadas se calibran juntas cada mes.</li> <li>• Se revisa las coherencias de los resultados del laboratorio con el</li> </ul>	2	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No intervenir, salvo que un análisis más detallado así lo indique.</li> <li>• Capacitar al personal sobre las diferentes reacciones que se podrían generar por la mezcla inadecuada o incorrecta de los químicos utilizados en el proceso de cementación y sus reacciones en cadena, los cuales generaría posibles riesgos de accidentes mayores.</li> </ul>

				•Falla del densímetro.	•Fraguado del cemento en el casing. •Comunicación entre zonas productoras.				ingeniero de campo y el supervisor a cargo.				
	Así como	Aislamiento	No aplica	No aplica	No aplica	-	-	-	No aplica	-	-	-	No aplica
	Parte de	fluido	No aplica	No aplica	No aplica	-	-	-	No aplica	-	-	-	No aplica
	Además de	Adición	No aplica	No aplica	No aplica	-	-	-	No aplica	-	-	-	No aplica
	Reversa	fluido	No aplica	No aplica	No aplica	-	-	-	No aplica	-	-	-	No aplica
	Otro que	Fluido	No aplica	No aplica	No aplica	-	-	-	No aplica	-	-	-	No aplica



**[MATRIZ DE ANÁLISIS DE RIESGOS DE OPERABILIDAD DEL SISTEMA DE BOMBEO DE CEMENTO**

**EMPRESA:** Baker Hughes Switzerland (BJ)

**FECHA:** 16/05/2012

**LOCALIDAD:** Sucumbíos (Nueva Loja)

**Revisión:** 1

**ESTACION:** Lago Agrio

**Plano N°:** 1

**PROCESO:** Preparar los diferentes fluidos tanto para limpiar el pozo, desplazar la lechada de cemento y cementar el pozo perforado.

**NODO:** Unidad de mezcla y bombeo de las lechadas de cemento hacia el pozo.

**INTENCION DE DISEÑO:** Preparación de las lechadas de cemento para la cementación de pozos petroleros en el Oriente Ecuatoriano.

Operación	Pal. guía	Variable	Desviación	Causas	Consecuencias	F	S	R	Salvaguardas	N	V	R	Acción correctiva
Bombeo de cemento a la tina de mezcla.	No	Fluido	No existe circulación de fluido.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Despresurización de los silos y Bulk de cemento.</li> <li>• Presencia de sólidos en suspensión por corrosión en los tanques, tuberías, válvulas, etc., de entrada o carga de cemento.</li> <li>• Unidad de servicio de aire, dañada.</li> <li>• Condiciones ambientales desfavorables.</li> <li>• Energía eléctrica insuficiente.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Formación de grumos de cemento en los silos y bulk.</li> <li>• Taponamiento de las tuberías de baja presión.</li> <li>• Formación de películas corrosivas y erosivas en las tuberías, válvulas y uniones.</li> <li>• Fisuras en las tuberías.</li> <li>• Rotura de las tuberías.</li> <li>• Expulsión violenta de partes durante las pruebas de líneas o la operación.</li> <li>• Contaminación ambiental.</li> <li>• Traumatismos y cortes en personal cercano.</li> <li>• Penalización del cliente.</li> <li>• Pérdida de contratos.</li> <li>• Pérdida de imagen local.</li> <li>• Retraso del proceso.</li> </ul>	1	4		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Los silos son presurizados antes de cada operación para homogenizar el cemento.</li> <li>• Antes de empezar el bombeo de cemento se verifica mediante sacos herméticos la homogeneidad del cemento dentro del silo.</li> <li>• Los silos de cemento son limpiados cada 45 días.</li> <li>• Existe una relief valve o válvula de alivio a la salida del compresor que evacua el exceso de aire de los silos.</li> </ul>	3	1		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Establecer y documentar medidas de control claras y puntuales para los recipientes de cemento. Es decir, para el transporte y almacenamiento de cemento en la locación.</li> <li>• Realizar los procedimientos de mantenimiento periódicos para los Silos y Bulk de cemento.</li> <li>• Intervenir en el diseño de los silos y Bulk mediante un análisis más detallado, para implementar un instrumento o elemento de control.</li> <li>• Realizar comprobaciones periódicas para asegurarse que el riesgo aun es tolerable.</li> </ul>
				<ul style="list-style-type: none"> <li>• Válvula de mariposa v-2 en los silos de cemento, cerrado.</li> <li>• Válvula de mariposa</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Retraso del proceso.</li> <li>• Si se estuviera inyectando aire en los silos de cemento, habría sobre-presurización.</li> </ul>	2	4		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se cuenta con una check valve a la entrada de los silos de cemento, que impide la entrada de aire cuando el silo esta</li> </ul>	3	1		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mantener o mejorar la inspección de apertura y cierre de válvulas manuales mediante lista de verificación o check list antes de cada trabajo.</li> </ul>

			<ul style="list-style-type: none"> <li>v-1 en los silos de cemento, cerrado.</li> <li>• Válvula electro neumática pilotada por selenoide N° 9.1 de la unidad de bombeo y utilizada para la succión del cemento, cerrada.</li> <li>• Válvula de mariposa para succión de cemento C, en la unidad de bombeo, cerrada.</li> <li>• Obstrucción por sedimentos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fisuras en los silos.</li> <li>• Rotura de los silos de cemento.</li> <li>• Rotura de tubería flexible.</li> <li>• Expulsión violenta de partes de los silos de cemento.</li> <li>• Traumatismos y cortes en personal cercano.</li> <li>• Contaminación ambiental.</li> <li>• Pérdida de contratos.</li> <li>• Penalizaciones del cliente.</li> <li>Pérdida de imagen local.</li> </ul>				<ul style="list-style-type: none"> <li>presurizado a 30PSI.</li> <li>• Las tuberías flexibles usadas para la succión de cemento están diseñadas para 150PSI.</li> <li>• Se realiza una inspección visual de apertura de válvulas y del tanque de mezcla para verificar la circulación de cemento.</li> <li>• La unidad de mezcla y bombeo es probada antes y después de cada trabajo realizado.</li> </ul>			<ul style="list-style-type: none"> <li>• Realizar comprobaciones periódicas para asegurarse que el riesgo aun es tolerable.</li> <li>• Solicitar la documentación respectiva sobre la frecuencia de mantenimiento realizada a las válvulas electro-neumáticas y manuales, con sus respectivas actividades.</li> <li>• Colocar una tubería de desfoguen en los silos de cemento, en la cual se ubique una bolsa con membrana plástica en caso de sobrepresurización.</li> </ul>
Menos	Fluido	Existe una baja circulación de cemento.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Humedad en los silos de cemento.</li> <li>• Despresurización de los silos de cemento.</li> <li>• Válvulas de mariposa de succión de cemento, operadas manualmente, cerradas parcialmente.</li> <li>• Válvulas de mariposa V-1 y V-2 de los silos de cemento, cerradas parcialmente.</li> <li>• La unidad de servicio de aire es de baja potencia.</li> <li>• Unidad de servicio de</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Formación de grumos de cemento en los silos y bulk.</li> <li>• Taponamiento de las tuberías de baja presión.</li> <li>• Menor tiempo de vida útil de las tuberías, válvulas, uniones, etc., por formaciones de películas corrosivas y erosivas.</li> <li>• Rotura de tubería.</li> <li>• Traumatismos y cortes en personal cercano.</li> <li>• Contaminación ambiental.</li> <li>• Retraso del proceso de cementación.</li> <li>• Penalizaciones del cliente.</li> </ul>	2	2		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se realiza una inspección visual de la apertura de cierre de válvulas ante y durante la operación.</li> <li>• Se suministra aire en los Silos y Bulk para homogeneizar los granos de cemento antes de bombear a la tina de mezcla.</li> <li>• Todas las líneas de baja presión son probadas a presiones entre 80PSI-200PSI, para determinar la fluidez del sistema.</li> <li>• La unidad de suministro</li> </ul>	2	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Instalar un sistema de alarma para detectar el aumento de presión bajo un cierto nivel umbral e crítico, que me permita actuar manualmente o automáticamente.</li> <li>• Mantener los controladores de presión y temperatura en excelente estado operacional.</li> <li>• Para una posterior revisión de las matrices de riesgos solicitar la documentación respectiva de la unidad de suministro de aire, sus componentes y mantenimiento respectivo.</li> <li>• Realizar comprobaciones</li> </ul>

				aire, averiada.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pérdida de contratos.</li> <li>• Pérdida de imagen local.</li> </ul>				de aire cuenta con un filtro, separador y secador de aire.				periódicas para asegurarse que el riesgo aun es tolerable.
	Mas	Temperatura	Altas temperaturas de trabajo en las unidades de superficie.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sobrecarga de cemento en los silos.</li> <li>• Sobrepresurización en los silos de cemento y Bulk.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hidratación del cemento.</li> <li>• Humedad del cemento.</li> <li>• Formación de grumos de cemento.</li> <li>• Taponamientos de las tuberías y válvulas de bombeo de cemento.</li> <li>• Rotura de los silos de cemento y tuberías.</li> <li>• Contaminación ambiental.</li> <li>• Penalización del cliente.</li> <li>• Pérdida de contratos.</li> <li>• Pérdida de imagen local.</li> </ul>	2	3		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Los silos de cemento tienen una válvula check y una válvula de alivio como protección en caso de sobrepresurización de los silos de cemento.</li> <li>• Se tiene estandarizado la cantidad de cemento a cargar en los silos, dependiendo si son del tipo A o G.</li> <li>• Los silos están presurizados a 30 PSI.</li> </ul>	3	1		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Chequear periódicamente la relief valve y la check valve. En caso de ser necesario también sustituir.</li> <li>• Mediante un análisis más detallado en este tramo, considerar la idea de colocar una membrana dentro de los silos u otra alternativa que permita controlar la sobrecarga de cemento.</li> <li>• Realizar comprobaciones periódicas para asegurarse que el riesgo aun es tolerable.</li> </ul>
Bombeo de agua a la tina de mezcla.	No	Fluido	No existe circulación de fluido.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La válvula de mariposa de 4" a la entrada de la Succión C cerrada.</li> <li>• Válvula de mariposa V-4 en el Frack Tank, cerrada.</li> <li>• Bombas Centrífugas B y C dañadas.</li> <li>• Tuberías flexibles entre el <i>Frack Tank</i> y <i>Unidad de Bombeo</i> de cemento, rotas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Retraso del proceso.</li> <li>• Sobrecalentamiento de las bombas centrífugas, por funcionamiento en vacío.</li> <li>• Desgaste prematuro de las bombas centrífugas por cavitación.</li> <li>• Retraso del proceso.</li> <li>• Prueba de línea fallida.</li> <li>• Penalización del cliente por NPT.</li> <li>• Pérdida de contratos.</li> <li>• Pérdida de imagen local.</li> </ul>	1	1		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Todas las unidades utilizadas durante la cementación son probadas de forma individual en la base y en la locación antes de cada trabajo.</li> <li>• Se inspecciona visualmente la apertura de válvulas manuales y las electro-neumáticas en la caja de controles.</li> </ul>	1	1		<ul style="list-style-type: none"> <li>• No intervenir, salvo que un análisis más detallado así lo indique.</li> <li>• Considerar soluciones o mejoras de bajo costo.</li> <li>• Realizar comprobaciones periódicas para asegurarse que el riesgo aun es tolerable.</li> </ul>
				<ul style="list-style-type: none"> <li>• Válvulas de flujo operadas manualmente</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sobrepresión en la línea.</li> <li>• Fisuras de las tuberías.</li> </ul>	2	2		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Todas las unidades utilizadas durante la</li> </ul>	1	1		<ul style="list-style-type: none"> <li>• No intervenir, salvo que un análisis más detallado así lo</li> </ul>

				<ul style="list-style-type: none"> <li>B o C, cerradas.</li> <li>• Válvulas de retorno para flujo B o C, cerradas.</li> <li>• Filtro de agua taponado o dañado.</li> <li>• Medidor de flujo taponado o dañado.</li> <li>• Módulo de mezcla dañado.</li> <li>• Obstrucción por sedimentos.</li> <li>• Bloqueo del sistema.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Rotura de la tubería.</li> <li>• Expulsión violenta de partes u objetos.</li> <li>• Traumatismo en personal cercano.</li> <li>• Daño a la bomba centrífuga.</li> <li>• Retraso del proceso.</li> <li>• Pérdida de imagen local.</li> <li>• Pérdida de contratos.</li> <li>• Penalización del cliente.</li> </ul>				<ul style="list-style-type: none"> <li>cementación son probadas de forma individual en la base y locación, antes de realizar cualquier tarea.</li> <li>• Las bombas centrífugas son de bajo caudal y presión (hasta 150PSI), lo cual no provocaría rotura de las tuberías</li> <li>• Las tuberías soportan presiones de hasta 400 PSI.</li> </ul>			<ul style="list-style-type: none"> <li>especifique.</li> <li>• Realizar comprobaciones periódicas para asegurarse que el riesgo aun es tolerable.</li> </ul>
Menos	Fluido	Existe baja circulación de fluido.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Válvulas de mariposa B-C de succión, cerradas parcialmente.</li> <li>• Bomba centrífuga dañada.</li> <li>• Válvulas electro neumáticas, dañadas.</li> <li>• Fisuras en tuberías y accesorios de baja presión.</li> <li>• Válvula medidora de flujo cerrada parcialmente.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sobrecalentamiento de las bombas centrífugas.</li> <li>• Alteración de las propiedades de la lechada de cemento.</li> <li>• Retraso de la operación.</li> <li>• Penalización del cliente por NPT.</li> <li>• Liqueo de agua de mezcla.</li> <li>• Pisos húmedos.</li> <li>• Caídas y golpes.</li> <li>• Traumatismos en personal.</li> <li>• Pérdida de imagen local.</li> </ul>	2	2		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Todas las unidades utilizadas durante la cementación son probadas (con agua) de forma individual en la base y locación, antes de realizar cualquier tarea.</li> <li>• Antes de bombear la lechada de cemento hacia el pozo se mide la densidad de la misma para corregirla a tiempo.</li> </ul>	1	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No intervenir, salvo que un análisis más detallado así lo especifique.</li> <li>• Realizar comprobaciones periódicas para asegurarse que el riesgo aun es tolerable.</li> </ul>	
Mas	Temperatura	Alta temperatura de trabajo en las unidades de superficie.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bombas centrífuga B-C funcionando en vacío.</li> <li>• Desalineación de las bombas B-C.</li> <li>• Excesiva RPM en las</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sobrecalentamiento de las bombas centrífugas B-C.</li> <li>• Alta vibración de las bombas centrífugas.</li> <li>• Motor de las bombas</li> </ul>	3	1		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se realiza el mantenimiento de las unidades y equipos en base cada cierto tiempo.</li> <li>• Después de cada trabajo</li> </ul>	1	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No intervenir, salvo que un análisis más detalle así lo indique.</li> <li>• Proponer al respectivo departamento la creación de un</li> </ul>	

				<p>bombas.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Presencia de aire en las bombas.</li> <li>• Presencia de partículas oxidantes por corrosión de tanques y tuberías.</li> </ul>	<p>centrifugas B-C, quemadas.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Menor tiempo de vida útil de los equipos.</li> <li>• Retraso de la operación.</li> <li>• Penalización del cliente por NPT.</li> </ul>				<p>se limpia las unidades en la base de la empresa.</p>			<p>plan de mantenimiento íntegro de las unidades.</p>
Bombeo de aditivos a la tina de mezcla.	No	Fluido	No existe circulación de aditivos a la tina de mezcla.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tanque antiespumante taponado.</li> <li>• Válvula de bola dañado.</li> <li>• Bomba para aditivos dañado.</li> <li>• Medidor de flujo dañado.</li> <li>• Tubería rota.</li> <li>• Bajo nivel de aditivos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Retraso del proceso de cementación.</li> <li>• Bomba centrifuga trabajando en vacío.</li> <li>• Sobrecalentamiento de la bomba centrifuga por sobreesfuerzo.</li> <li>• Penalización del cliente por NPT.</li> <li>• Pérdida de imagen local.</li> </ul>	2	1		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Antes de cada operación se prueba cada sección del sistema de bombeo.</li> <li>• Se realiza una inspección visual del estado de los equipos y si estos están funcionando.</li> <li>• Cada unidad es probada en la base antes de salir a la locación.</li> </ul>	1	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No intervenir, salvo que un análisis más detallado así lo indique.</li> <li>• Realizar comprobaciones periódicas para asegurarse que el riesgo aun es tolerable.</li> </ul>
	Menos	Fluido	Existe baja circulación de aditivos a la tina de mezcla.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Válvula de bola cerrada parcialmente.</li> <li>• Bomba de aditivos taponada.</li> <li>• Medidor de flujo taponado.</li> <li>• Bajo nivel en el antiespumante.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Retraso del proceso de cementación.</li> <li>• Sobrecalentamiento de la bomba centrifuga por sobreesfuerzo.</li> <li>• Mala calidad de la lechada de cemento.</li> <li>• Penalizaciones del cliente por NPT.</li> <li>• Pérdida de contratos.</li> <li>• Pérdida de imagen local.</li> </ul>	2	1		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Antes de cada operación se prueba cada sección del sistema de bombeo con agua.</li> <li>• Se realiza una inspección visual del estado de los equipos y si estos están funcionando.</li> </ul>	1	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No intervenir, salvo que un análisis más detallado así lo indique.</li> <li>• Realizar comprobaciones periódicas para asegurarse que el riesgo aun es tolerable.</li> </ul>
Bombeo de cemento hacia la cabeza de cementación.	No	Fluido	No existe circulación de lechada hacia la cabeza de cementación	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Módulo de mezcla dañado o cerrada.</li> <li>• Bomba de recirculación dañada.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Retraso del proceso de cementación.</li> <li>• Penalización del cliente por NPT.</li> </ul>	2	3		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Todas las unidades utilizadas durante la cementación son probadas (con agua) de forma individual en la</li> </ul>	2	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No intervenir en el diseño, salvo que un análisis más detallado así lo indique.</li> <li>• Realizar comprobaciones periódicas para asegurarse que</li> </ul>

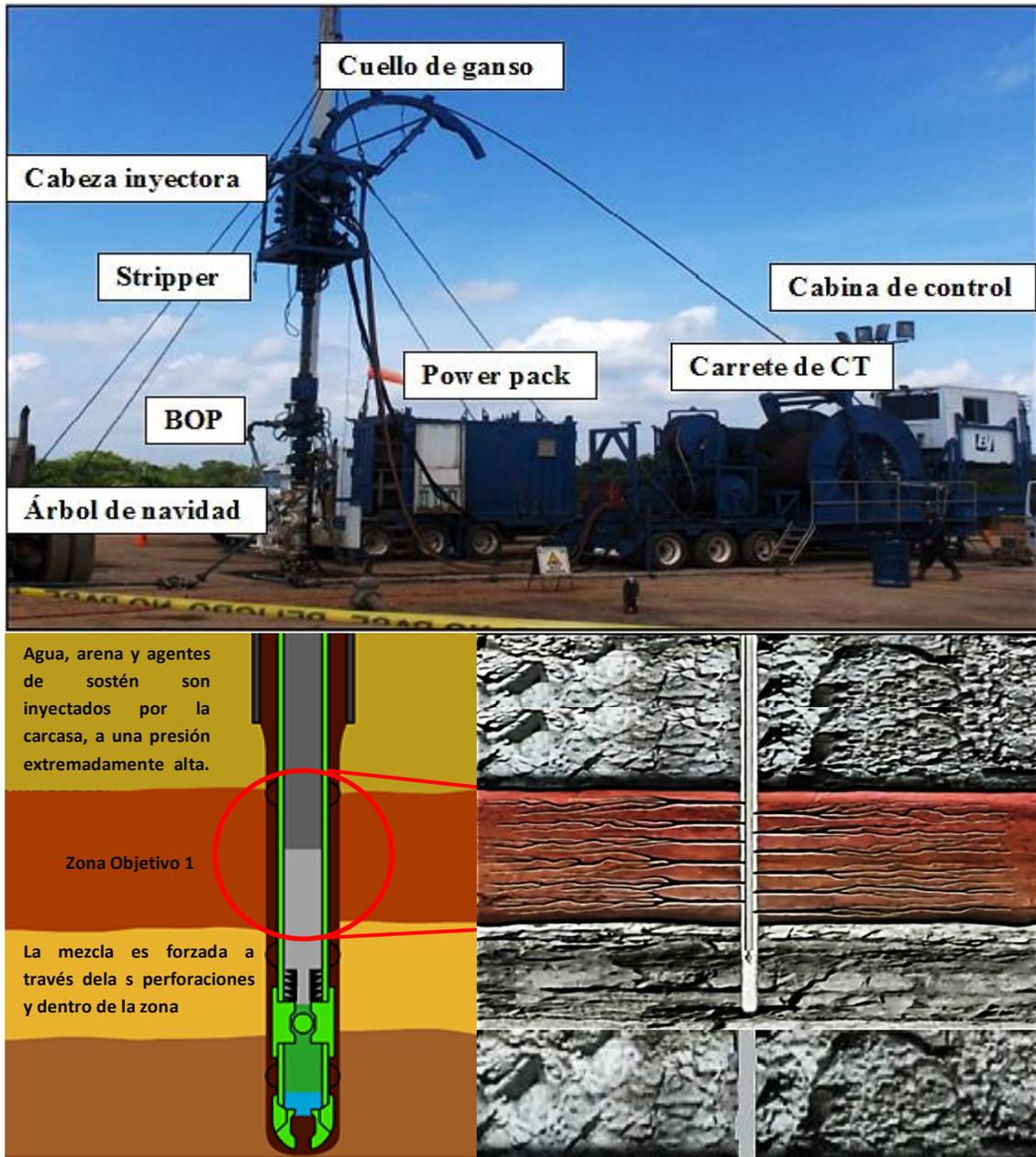
Bombeo de lechada de cemento hacia la cabeza de cementación.				<ul style="list-style-type: none"> <li>•Tina de mezcla dañada.</li> <li>•Tubería de drenaje abierta.</li> <li>•Válvula electro neumática N°10.</li> <li>•Valvula electro neumática N°13</li> <li>•Micro-mosiont o medidor de densidad dañado.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Si no existe un indicador de nivel en el tanque, derrame de cemento.</li> <li>•Contaminación ambiental.</li> <li>•Sobrecalentamiento de la bomba centrífuga.</li> <li>•Sobrepresurización de la línea de recirculación de mezcla cemento.</li> <li>•Fisura y rotura de tubería de baja presión.</li> <li>•Expulsión violenta de partes.</li> <li>•Traumatismo en personal cercano.</li> <li>•Pérdida de contratos.</li> <li>•Pérdida de imagen local.</li> </ul>				<ul style="list-style-type: none"> <li>base y locación.</li> <li>•Se realizan las pruebas de líneas de alta y baja presión para verificar fugas en el sistema.</li> <li>•Cada una de las variables son monitoreadas por si se alteran los valores predeterminados mediante la caja electrónica de controles.</li> <li>•Se realiza una inspección visual de liqueo en tuberías, accesorios, apertura y cierre de válvulas.</li> </ul>			<ul style="list-style-type: none"> <li>el riesgo aun es tolerable.</li> <li>•Mantener la disciplina de la limpieza y prueba de los equipos en base.</li> </ul>
	No	Fluido	No existe circulación de lechada hacia la cabeza de cementación	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Bloqueo del sistema.</li> <li>•Bombas PACEMAKER dañada.</li> <li>•Válvula electro neumáticas N°14-15, cerradas.</li> <li>•Válvula de descarga de alta presión de 2'', cerrada.</li> <li>•Válvula de 5'' para la descarga, cerrada.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Retraso de la operación de cementación.</li> <li>•Penalización del cliente por NPT.</li> <li>•Cavitación de la bomba Pacemaker.</li> <li>•Sobrecalentamiento de la bomba Pacemaker.</li> <li>•Sobrepresión de las tuberías de alta.</li> <li>•Rotura de tubería y expulsión violenta de partes, por alta presiones.</li> <li>•Pisos húmedos.</li> <li>•Traumatismos y cortes en</li> </ul>	2	4		<ul style="list-style-type: none"> <li>•Todas las unidades usadas durante la operación son probadas antes de cada trabajo, en la base y locación.</li> <li>•En las uniones de las tuberías de alta presión van unidas con cadenas de seguridad de acero.</li> <li>•El diseño de las tuberías de alta presión es de 15000PSI.</li> <li>•La presión máxima durante la pruebas de las tuberías de alta es de</li> </ul>	3	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Debido a que el riesgo está asociado con consecuencias graves, proponer la creación de un plan de mantenimiento dinámico e íntegro de los elementos de alta presión.</li> <li>•Considerar la instalación de una línea adicional a la salida de las bombas pacemaker que a cierto nivel de sobrepresión descargue el exceso en la tina de mezcla.</li> <li>•Solicitar la documentación de las tareas a realizarse durante la certificación de las tuberías</li> </ul>

				<ul style="list-style-type: none"> <li>personal cercano.</li> <li>•En el peor de los casos, podría ocasionar la muerte debido a las altas presiones manejadas.</li> <li>•Daño a los equipos.</li> </ul>			7000PSI.	<ul style="list-style-type: none"> <li>•La unidad cuenta con un pare de emergencia manual ubicado sobre la pacemaker (shut down) y un over pressure shut down (OPSD) conectado a la caja de control, que sobre la presión seteada desconecta el motor.</li> </ul>			<ul style="list-style-type: none"> <li>de alta presión, y los equipos empleados con su respectiva utilidad.</li> <li>•Realizar comprobaciones periódicas para asegurarse que el riesgo aun es tolerable.</li> </ul>
	Menos	Fluido	Existe una baja de circulación de lechada en el sistema de recirculación y descarga.	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Fugas en la bomba centrifuga de recirculación.</li> <li>•Fugas en uniones y válvulas.</li> <li>•Válvula electro neumática pilotada por selenoide N°13, taponada o cerrada parcialmente.</li> <li>•Válvula electro neumáticas de succión N°14-15, cerradas parcialmente.</li> <li>•Micro-mosiont averiado.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Retraso del proceso de cementación.</li> <li>•Liqueo de cemento en las unidades y pisos.</li> <li>•Pisos húmedos.</li> <li>•Sobrepresión de las líneas de alta.</li> <li>•Si existiera una sobrepresión en la línea de baja, rotura y expulsión violenta de partes de tubería y accesorios.</li> <li>•Traumatismos y cortes en personal cercano.</li> <li>•Penalización del cliente.</li> <li>•Pérdida de imagen local.</li> </ul>	2	3	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Todas las unidades son chequeadas en la base.</li> <li>•Antes de cada trabajo se realizan las pruebas de las líneas de alta y de baja para verificar fugas en el sistema.</li> <li>•El Micro-mosiont es utilizada solo para medir la densidad de la lechada, y no para circular.</li> <li>•Si estuviera dañado el micro-mosiont, existen balanzas presurizadas para medir la densidad.</li> </ul>	2	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>•No intervenir en el diseño, salvo que un análisis más detallo así lo indique.</li> <li>•Realizar comprobaciones periódicas para asegurarse que el riesgo es tolerable.</li> </ul>
			<ul style="list-style-type: none"> <li>•Válvula electro neumáticas de succión N° 14-15, cerradas parcialmente.</li> <li>•Fugas en la bomba PACEMAKER.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Sobrecalentamiento de la pacemaker.</li> <li>•Cavitación de la pacemaker.</li> <li>•Pisos húmedos y resbaladizos.</li> <li>•Daño a las válvulas</li> </ul>	1	3	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Cada válvula es probada antes de la respectiva operación para verificar su cierre y apertura.</li> <li>•La bomba pacemaker es probada en base y</li> </ul>	1	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>•No intervenir en el diseño, salvo que un análisis más detallo así lo indique.</li> <li>•Realizar comprobaciones periódicas para asegurarse que el riesgo es tolerable.</li> </ul>	

				<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fugas en las tuberías de alta presión.</li> <li>• Válvulas de alta presión de 2" usadas para la descarga, cerradas parcialmente.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sobrepresión de la línea de alta.</li> <li>• Expulsión violenta de partes.</li> <li>• Traumatismo en personal cercano.</li> <li>• Retraso de la operación</li> <li>• Penalización del cliente.</li> <li>• Pérdida de imagen local.</li> </ul>				<ul style="list-style-type: none"> <li>• chequeada cada cierto periodo.</li> <li>• Las tuberías de alta presión son aisladas mediante cintas de peligro, del personal transeúnte.</li> <li>• Se realiza una inspección visual para determinar fugas en las unidades.</li> </ul>										7 de 9
	Mas	Temperatura		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bomba PACEMAKER desalineadas.</li> <li>• Excesiva RPM en la tina de mezcla.</li> <li>• Bomba centrífuga desalineada.</li> <li>• Sobrecarga de la bomba centrífuga de recirculación.</li> <li>• Falta de lubricación en los elementos en movimiento de las bombas centrífugas y Pacemaker.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sobrecalentamiento de bombas y equipos.</li> <li>• Daños en las bombas y equipos.</li> <li>• Retraso del proceso de cementación.</li> <li>• Penalización del cliente.</li> <li>• Mayor desgaste en las bombas.</li> <li>• Posibilidad de derrame de la lechada en superficie.</li> <li>• Posibilidades de incendio.</li> <li>• Contaminación ambiental.</li> <li>• Pérdida de imagen local.</li> </ul>	1	4		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se añaden ciertos aditivos que retardan que la lechada se seque pronto (se denomina tiempo de seguridad).</li> <li>• Se realiza el respectivo mantenimiento a las bombas pacemaker y centrífuga, cada cierto periodo.</li> <li>• El cambio de lubricante en la pacemaker depende de las horas de trabajo, pudiendo ser cada 6 meses o cada mes.</li> </ul>	3	1		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sugerir la realización de un plan de mantenimiento integro de los equipos y elementos.</li> <li>• No intervenir en el diseño, salvo que un análisis más detallo así lo indique.</li> <li>• Realizar comprobaciones periódicas para asegurarse que el riesgo es tolerable.</li> <li>• Solicitar el documento de chequeo de la bomba pacemaker y que actividades se realizan.</li> </ul>						
	Reverso	Fluido	El fluido circula en dirección contraria a la del diseño.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bomba PACEMAKER invertida.</li> <li>• Falla de válvula anti-retorno.</li> <li>• Válvula check insertada en la tubería de forma incorrecta.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Daño de los equipos.</li> <li>• Incendio.</li> <li>• Contaminación ambiental</li> <li>• Pérdida de imagen local</li> <li>• Penalización del cliente.</li> <li>• Pérdida de licitaciones.</li> </ul>	2	4		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Toda la línea es y las bombas son probadas con agua antes de bombear la lechada hacia el pozo.</li> <li>• Se realizan check list a la instalación de válvulas.</li> </ul>	3	1		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Realizar comprobaciones periódicas para asegurarse que el riesgo es tolerable.</li> </ul>						

	Otro que	Concentración	No aplica	No aplica	No aplica	-	-	-	No aplica	-	-	-	Para mayor información ver Manual de Mixing de BHI.
	Además de	Concentración	No aplica	No aplica	No aplica	-	-	-	No aplica	-	-	-	Para mayor información ver Manual de Mixing de BHI.
	Parte de	Concentración	No aplica	No aplica	No aplica	-	-	-	No aplica	-	-	-	Para mayor información ver Manual de Mixing de BHI.
	Así como	Concentración	No aplica	No aplica	No aplica	-	-	-	No aplica	-	-	-	Para mayor información ver Manual de Mixing de BHI.

Esquema 2. Diagrama de operación de los equipos de estimulación acida



**MATRIZ DE ANÁLISIS DE RIESGOS DE OPERABILIDAD DE ESTIMULACIÓN ÁCIDA**

**EMPRESA:** Baker Hughes International Switzerland

**FECHA:** 16/05/2012

**LOCALIDAD:** Sucumbíos (Nueva Loja)

**Revisión:** 1

**ESTACION:** Base Lago Agrio

**Plano N°:** Esquema #2

**PROCESO:** Recuperación y mantenimiento del Pozo.

**NODO:** Estimulación acida del pozo.

**INTENCION DE DISEÑO:** Bombear soluciones acidas hacia la roca productora de un yacimiento, para crear canales que faciliten el flujo de fluidos de la formación al pozo y aumentar la productividad.

Operación	Pal. guía	Variable	Desviación	Causas	Consecuencias	F	S	R	Salvaguardas	N	V	R	Acción correctiva
Bombeo de ácido a través de la tubería flexible.	No	Flujo	No existe circulación de fluido acido hacia el pozo.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alta rugosidad del pozo.</li> <li>Herramienta BHA en malas condiciones.</li> <li>Alta presión del pozo.</li> <li>Valvula Check (Flapper Valve) en el BHA en malas condiciones.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Atrapamiento de la tubería flexible.</li> <li>Retraso del proceso de estimulación.</li> <li>Penalización del cliente.</li> <li>En pozos con altas presiones, invasión de fluidos hacia el interior de la tubería flexible.</li> <li>Contaminación del ácido.</li> <li>Perdida de las propiedades del ácido.</li> </ul>	2	2		<ul style="list-style-type: none"> <li>En caso de atasco de la tubería, se aplica una tensión que no sobrepasa el 80% del valor de cedencia mínimo, durante al menos 10 min.</li> <li>La FLAPPER VALVE es probada antes de instalarse, para evitar retorno de fluidos por interior de la tubería flexible.</li> <li>Toda la herramienta BHA es chequeada antes de cada trabajo.</li> </ul>	1	1		<ul style="list-style-type: none"> <li>No intervenir en el diseño, salvo que un análisis más detallado así lo especifique.</li> <li>Realizar comprobaciones periódicas de la matriz para comprobar que el riesgo aun es tolerable.</li> <li>Realizar los diagramas esquemáticos de las herramientas BHA para su respectiva capacitación.</li> </ul>
				<ul style="list-style-type: none"> <li>Precipitación de ácidos durante la mezcla, por orden inadecuado o por cargar aditivos incorrectos.</li> <li>Presencia de gases sulfurosos (H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>), en el pozo, durante la estimulación acida.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Intoxicación y asfixia con posibilidades de muerte, dependiendo de la dosis ingerida, tiempo de exposición y tipo de químico.</li> <li>Quemaduras químicas leves y graves en personal cercano.</li> </ul>	2	4		<ul style="list-style-type: none"> <li>Antes de bombear acido hacia el pozo se realiza la prueba de admisión.</li> <li>La presión de la tubería no debe ser mayor a 2000 PSI, al bajar la misma.</li> <li>Siempre se baja bombeando con agua la tubería flexible para que</li> </ul>	3	1		<ul style="list-style-type: none"> <li>Actualizar el diagrama de ubicación y funciones de los sistemas principales y auxiliares de seguridad operacional.</li> <li>Realizar un cronograma de retroalimentación sobre acciones de contingencia en caso de derrame y el manejo seguro de productos químicos.</li> </ul>

				<ul style="list-style-type: none"> <li>• Presencia de sedimentos en el interior de la tubería flexible.</li> <li>• Presencia de escala en el casing.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Retraso de proceso.</li> <li>• Presurización de la tubería flexible.</li> <li>• Taponamiento de la tubería flexible por sólidos.</li> <li>• Rotura de la tubería.</li> <li>• Explosión e incendio en presencia de una fuente de ignición.</li> <li>• Contaminación ambiental.</li> <li>• Daño a los equipos.</li> <li>• Penalización del cliente.</li> <li>• Pérdida de licitaciones.</li> <li>• Pérdida de imagen.</li> </ul>			<ul style="list-style-type: none"> <li>• esta no colapse.</li> <li>• Se controla con un rango de seguridad de 4/2 ciclos.</li> <li>• En caso fuga por ruptura de tubería flexible, se detiene el bombeo, se asientan las cuñas del BOP y se detiene el inyector.</li> <li>• En caso de corte de tubería se despresuriza el carrete del coiled tubing a través del riser.</li> <li>• En caso de que existiera hidrocarburo en la tubería flexible, se desplaza con agua en el área designada.</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Seguir los procedimientos del CPOS, llamar y reportar al gerente de línea y poner a su consideración.</li> <li>• Utilizar un dispositivo ultrasónico en tiempo real CT inspec, el cual utiliza 12 probetas ultrasónicas, dispuestas en forma radial, para vigilar rutinariamente el espesor de la pared y la ovalidad de la tubería a lo largo de la misma.</li> <li>• Cambiar la goma del stripper cada dos trabajos.</li> </ul>	
	Menos	Flujo	Existe circulación de fluido pero con pérdidas.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fisuras en la tubería flexible, por sobre la superficie.</li> <li>• Fisuras en la tubería flexible por debajo de la superficie, debido a la alta desviación e irregularidad del pozo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fuga de ácido.</li> <li>• Incendio en presencia de una fuente de agnición.</li> <li>• Contaminación ambiental.</li> <li>• Intoxicación y asfixia con posibilidades de muerte, dependiendo del tipo de químico, dosis y tiempo de exposición.</li> <li>• Pérdida de contratos.</li> <li>• Penalización del cliente.</li> <li>• Pérdida de imagen local.</li> <li>• Demanda gubernamental.</li> </ul>	2	4	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El monitoreo y control estimativo de fatiga de la Herramienta COILED TUBING se lleva a cabo mediante el empleo del software CIRCA y CYCLE.</li> <li>• Antes de bombear acido hacia el pozo se realiza una prueba de presión con agua a toda la unidad de mezcla y bombeo, incluyendo a las tuberías de alta presión.</li> </ul>	3	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mantener el ángulo y distancia adecuado, desde la unidad de tubería flexible hacia el cuello de ganso ubicado sobre la cabeza inyectora.</li> <li>• Mantener el control de los ciclos durante el trabajo, para evitar la fatiga y rotura de la tubería flexible.</li> <li>• Seguir manual del COPS (manual de operaciones del coiled tubing).</li> </ul>

	Mas	Presión	La presión en el cabezal del pozo durante la operación está por sobre los 5000 psi.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bombeo alto de caudales.</li> <li>• Deformación de la tubería por altas desviaciones del pozo y su geometría irregular.</li> <li>• Entrada de aire al acido.</li> <li>• Obstrucción de fluido acido o nitrogenado por presencia de sólidos en el interior de la tubería flexible.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Altas vibraciones y pulsaciones en las líneas.</li> <li>• Fractura de la formación.</li> <li>• Desasentar del PACKER.</li> <li>• Crecimiento diametral de la tubería flexible por presiones internas.</li> <li>• Adelgazamiento de las paredes de la tubería flexible por su crecimiento diametral.</li> <li>• Ovalación de la tubería flexible por presión excesiva en las cadenas.</li> <li>• Atascamiento de la tubería flexible en la guía niveladora del carrete.</li> <li>• Presurización de la tubería flexible debajo de la superficie.</li> <li>• Fisuras y fuga de ácido.</li> <li>• Costos altos de operación.</li> <li>• Penalización del cliente.</li> <li>• Pérdida de contratos.</li> <li>• Pérdida de imagen local.</li> </ul>	2	3	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se utilizan conexiones con brida siempre que sea posible y que las presiones superen los 5000 psi.</li> <li>• Todos los componentes del coiled tubing se prueban a una presión igual a la presión máxima de tratamiento prevista, más un 10%, a excepción de las válvulas de retención del BHA que es de 1000 psi.</li> <li>• Se activa el sensor electrónico shut donw y sensor mecánico de valvula rilift que controla la presión de salida.</li> <li>• En caso de fugas de ácido debajo de la superficie, se suspende la operación y alerta al cliente de la locación, para luego seguir bombeando agua dentro de la tubería flexible y seguir sacándola.</li> </ul>	2	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Deberá incorporarse una guía anti-pandeo dentro del mecanismo del inyector para proveer apoyo lateral adicional al cuerpo del tubo.</li> <li>• Realizar comprobaciones periódicas de la matriz para comprobar que el riesgo aun es tolerable.</li> <li>• No intervenir en el diseño, salvo que un análisis más detallado así lo especifique.</li> </ul>
	Menos	Presión	La presión en el cabezal del pozo es inferior a los 2000 psi.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tubería flexible fisurada o rota por debajo de la superficie.</li> <li>• Bomba triplex PACEMAKER, en mal estado.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mayor requerimiento de materiales químicos.</li> <li>• Costos adicionales de operación.</li> <li>• Retraso de proceso de estimulación acida.</li> </ul>	2	4	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Los sistemas de control de presión permiten mantener la presión adecuada de bombeo, además de regular y monitorear constantemente alguna</li> </ul>	3	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Realizar comprobaciones periódicas de la matriz para comprobar que el riesgo aun es tolerable.</li> <li>• Utilizar un dispositivo ultrasónico en tiempo real CT</li> </ul>

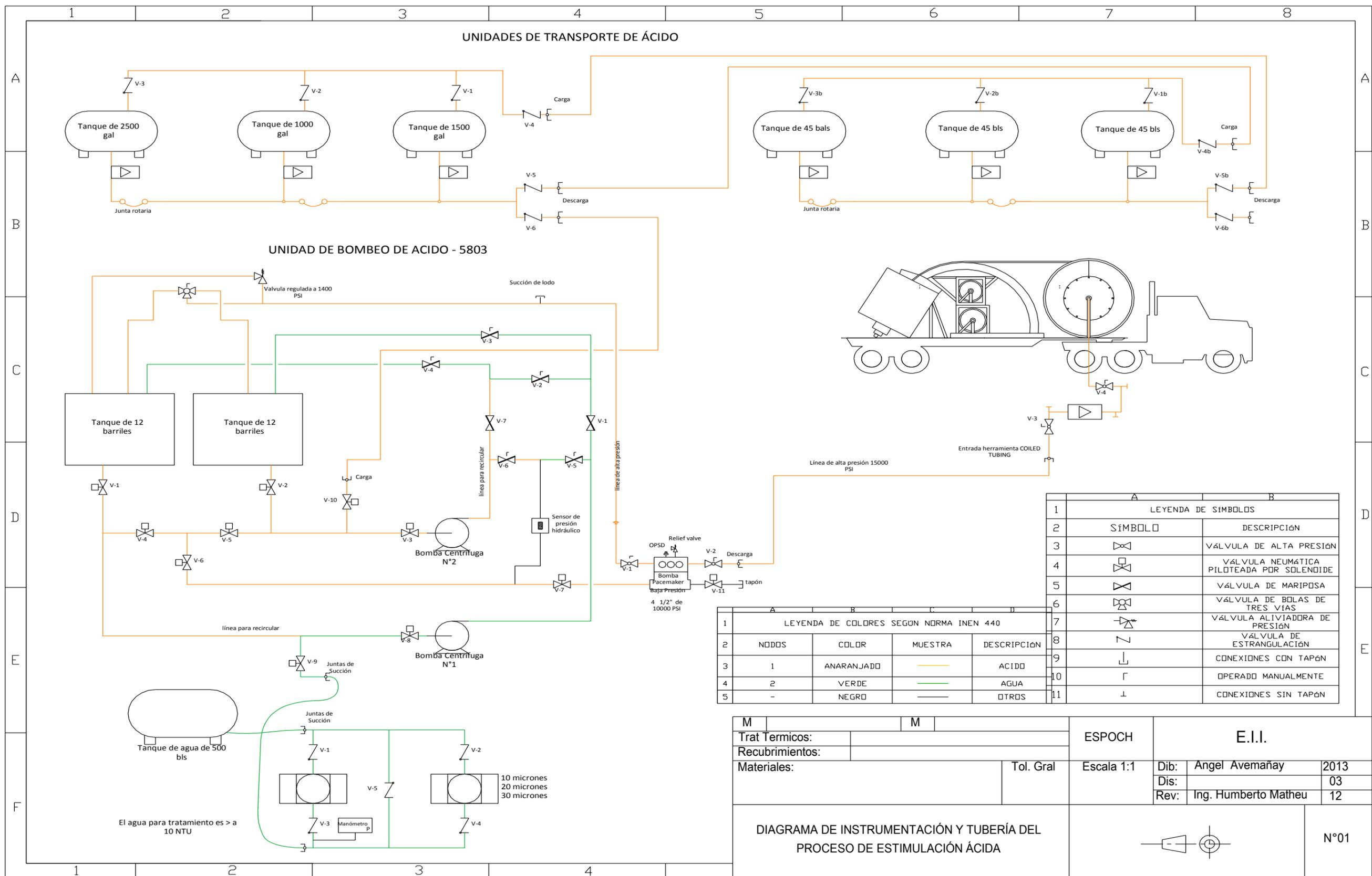
				<ul style="list-style-type: none"> <li>•Caudales de circulación insuficientes.</li> <li>•Tubería fisurada a la altura de la restricción, formado por doblado de tubería flexible.</li> <li>•La Goma del prensaestopas es inadecuado</li> <li>•Conexión de acoples y sellos del BOP inadecuada para las condiciones del pozo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Penalización del cliente.</li> <li>•En caso de descontrol de pozo, reventón del mismo.</li> <li>•Escape descontrolado de gases venenosos e tóxicos.</li> <li>•Contaminación ambiental.</li> <li>•Asfixia e intoxicación con posibilidades de muerte dependiendo de la dosis ingerida, tipo de químico y tiempo de exposición.</li> <li>•Fuga de fluido por falta de hermeticidad en el prensaestopas.</li> <li>•Pérdida de imagen local</li> </ul>				<ul style="list-style-type: none"> <li>alteración en ellas.</li> <li>•Se realiza una inspección visual del BOP, prensaestopas, etc., para verificar cualquier anomalía del sistema.</li> <li>•Cada uno de los elementos de control de pozos son probados en las base de BHI PUMPING y antes de cada trabajo en la locacion.</li> <li>•En caso de que la tubería flexible haya cumplido su ciclo, esta es separada.</li> </ul>			<ul style="list-style-type: none"> <li>inspec, el cual utiliza 12 probetas ultrasónicas, dispuestas en forma radial, para vigilar rutinariamente el espesor de la pared y la ovalidad de la tubería a lo largo de la misma.</li> <li>•Gestionar la creación de un plan de mantenimiento dinámico de las unidades y elementos que intervienen en la estimulación acida.</li> </ul>
	Mas	Peso de la herramient a Coiled Tubing.	Máxima de extracción (pull) y de apoyo (slackoff).	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Excesiva presión en el stripper.</li> <li>•Excesiva tracción de los cilindros de la cabeza inyectora.</li> <li>•Alta desviación del pozo.</li> <li>•Tubería flexible deformada, producidos por choques durante la bajada hacia la zona objetivo.</li> <li>•Indicadores de peso inestable o averiado.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Atasco de la tubería flexible.</li> <li>•Deformación o crecimiento diametral.</li> <li>•Fisuras y rotura de la tubería flexible, en la superficie o debajo de la superficie.</li> <li>•Politraumatismo en personal cercano.</li> <li>•Perdida de la tubería flexible dentro del pozo.</li> <li>•Fuga de ácido, si la rotura fuera en la superficie.</li> <li>•Incendios y explosiones en presencia de una fuente de ignición.</li> </ul>	2	4		<ul style="list-style-type: none"> <li>•Se comprueba el peso antes y después de atravesar restricciones, tales como componentes de terminación.</li> <li>•Se comprueba el peso y se realiza la correlación con la presión hidráulica antes de sacar tubulares y después de entrar en una sección horizontal.</li> <li>•En caso de rotura de la tubería flexible se detiene inmediatamente el bombeo.</li> <li>•En caso de atasco de la tubería flexible en algún</li> </ul>	3	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Realizar comprobaciones periódicas de la matriz para comprobar que el riesgo aun es tolerable.</li> <li>•No intervenir en el diseño, salvo que un análisis más detallado así lo especifique.</li> <li>•Retroalimentar al personal en las fuerzas que se aplicaran sobre la tubería flexible, durante la operación de la misma.</li> </ul>

				<ul style="list-style-type: none"> <li>•Contaminación ambiental.</li> <li>•Penalización del cliente.</li> <li>•Pérdida de imagen local.</li> <li>•Datos de indicadores de peso, errado.</li> </ul>				tramo del pozo, se aplica una tensión que no sobrepase el 80% del valor de cedencia mínimo, durante al menos 10 min,				
	Mas	Saturación	El contenido de H <sub>2</sub> S es mayor del 1%.	<ul style="list-style-type: none"> <li>•La concentración de HCL-HF es &gt; al 4%.</li> <li>•Una Concentración duplicada (2%-4%) de HF.</li> <li>•La concentración de es HCL 15% - HF 7%, en vez de 4%.</li> <li>•No se tiene la información general y específica acerca del pozo.</li> <li>•Se utiliza agua salada para la mezcla.</li> <li>•El ácido suministrado en al pozo es el incorrecto para el tipo de formación.</li> <li>•Incompatibilidad con otros químicos en el pozo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Des-consolidación de la formación arenisca.</li> <li>•Formación de grandes cantidades de precipitados.</li> <li>•Daños a equipos de fondo y superficie.</li> <li>•Daños en el casing o liners.</li> <li>•Colapso de casing liners.</li> <li>•Atrapamiento de la tubería flexible.</li> <li>•Taponamiento de la formación.</li> <li>•Pérdida de la tubería flexible en el pozo.</li> <li>•Penalización del cliente.</li> <li>•Exposición al riesgo de todo el personal de la locación.</li> <li>•Generación de precipitados.</li> <li>•Cambio de valores e las variables que intervienen.</li> <li>•Pérdida de imagen local.</li> <li>•Perdida de licitaciones.</li> </ul>	2	3		<ul style="list-style-type: none"> <li>•Todos los programas de estimulación son diseñados por el departamento de Ingeniería</li> <li>•El Bi-Floururo de Amonio (Sal de Amonio), causa menos problemas de des-consolidación.</li> <li>•Los ácidos son usados dependiendo del problema de la formación.</li> <li>•Todas las intervenciones de coiled tubig se realiza en pozos cementados.</li> <li>•A todos los trabajos se realizan las pruebas de laboratorio y luego son revisados nuevamente por el departamento de ingeniería.</li> <li>•Nunca se utiliza agua salada para mezclar ácidos para la estimulación.</li> </ul>	2	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Realizar comprobaciones periódicas de la matriz para comprobar que el riesgo aun es tolerable.</li> <li>•Capacitar al personal sobre las reacciones de los diferentes ácidos al mezclarse de forma incorrecta o inadecuada con algún elemento químico o compuesto, y sus efectos.</li> </ul>
	Menos	Saturación	El contenido de H <sub>2</sub> S es menor al 1%.	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Mezcla de ácido con salmueras o agua</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Taponamiento de la formación.</li> </ul>	2	3		<ul style="list-style-type: none"> <li>•En carbonatos usar el 15% de concentración de ácido.</li> </ul>	2	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Realizar comprobaciones periódicas de la matriz para</li> </ul>

			<p>salada.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Las concentraciones de ácidos inferiores al 15% de HCL y 4% de HF.</li> <li>Contaminación del ácido con agua, lodo, bacterias y cemento.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mala calidad del trabajo de estimulación acida.</li> <li>Penalización del cliente.</li> <li>Pérdida de contratos.</li> <li>Pérdida de imagen local.</li> <li>Formación de gases venenosos.</li> <li>Intoxicación del personal cercano.</li> </ul>				<ul style="list-style-type: none"> <li>Se utilizan surfactantes, demulsificantes, etc., para retardar a acelerar la reacción del ácido con la formación.</li> <li>Se realiza un prelavado de la formación con diesel o querosén para evitar contaminación del ácido.</li> </ul>			<ul style="list-style-type: none"> <li>comprobar que el riesgo aun es tolerable.</li> <li>No intervenir en el diseño, salvo que un análisis más detallado así lo especifique.</li> </ul>
Mas	Velocidad	La velocidad de introducción de la tubería flexible en el pozo es mayor a los 120 pies/min	<ul style="list-style-type: none"> <li>No reducción de la velocidad antes de llegar a una restricción o salir de ella.</li> <li>Al salir del agujero, su velocidad es superior a 200 ft/min.</li> <li>No se marca la tubería flexible cuando no se utiliza un "No-Go" para correlacionar la profundidad. Esto se da en completaciones SLIMHOLE con restricciones pequeñas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pandeo (doblado) de tubería flexible por choques con restricciones.</li> <li>Presurización de la tubería flexible.</li> <li>Rotura de la tubería flexible.</li> <li>Rotura de la herramienta BHA por sobretensión o atascamiento.</li> <li>Caída de un tramo de la tubería flexible y herramienta BHA al pozo.</li> <li>Penalización del cliente.</li> <li>Pérdida de contratos.</li> <li>Pérdida de imagen local.</li> <li>Costos adicionales por recuperación de la herramienta BHA y tubería flexible.</li> </ul>	2	3		<ul style="list-style-type: none"> <li>La velocidad máxima del CT para entrar y salir del pozo en operaciones normales es 100ft/min.</li> <li>La velocidad se aumenta por razones especiales (PLT's), solo si la sección de hoyo ha sido atravesada previamente para asegurar que no hay restricciones.</li> <li>Siempre que se atraviesa una zona de restricción, la velocidad es reducida a 10ft/min, la misma que es 50m antes y después de la restricción.</li> <li>Los últimos 25m de salida del CT es a 8ft/s hasta que el conector contacte con el stripper.</li> </ul>	2	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>Utilizar el no-go para sostener el standin ball y realizar las pruebas de presión en el tubing de producción.</li> <li>Realizar comprobaciones periódicas de la matriz para comprobar que el riesgo aun es tolerable.</li> <li>Revisar y actualizar los procedimientos operacionales de bajada y subida de la herramienta flexible.</li> </ul>
Menos	Peso	Pérdida de peso	<ul style="list-style-type: none"> <li>Cuando se dobla la tubería flexible en la bobina, no se tiene un</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Si no se detiene el bombeo, daño a la tubería flexible.</li> </ul>	2	2		<ul style="list-style-type: none"> <li>En caso de escape de líquidos por la tubería flexible, se procederá a:</li> </ul>	1	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>Realizar comprobaciones periódicas de la matriz para comprobar que el riesgo aun es</li> </ul>

				<p>cuidado especial.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Parte de la tubería flexible rota y caída hacia el fondo del pozo.</li> <li>• Indicadores de peso averiado o sin calibrar.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Rotura de tubería flexible y pérdida de la herramienta BHA.</li> <li>• Retraso de la operación de estimulación acida.</li> <li>• Penalización del cliente.</li> <li>• Pérdida de contratos.</li> <li>• Pérdida de imagen local.</li> <li>• Costos adicionales de operación de pesca (fishing).</li> </ul>				<p>detener el bombeo de ácido, fijar las cuñas, cerrar las compuertas, activar los cortadores y sacar la pieza cortada de la tubería flexible de las compuertas ciegas, finalmente bloquear manualmente todas las compuertas en posición.</p>				<p>tolerable.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• No intervenir en el diseño, salvo que un análisis más detallado así lo especifique.</li> <li>• Revisar y calibrar los respectivos elementos de control antes de salir de la base de BHI PUMPING.</li> </ul>
	Reversa	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	-	-	-	No aplica	-	-	-	No aplica
	Así como	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	-	-	-	No aplica	-	-	-	No aplica
	Otro que	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	-	-	-	No aplica	-	-	-	No aplica
	Parte de	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	-	-	-	No aplica	-	-	-	No aplica
	Además de	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	-	-	-	No aplica	-	-	-	No aplica





LEYENDA DE SÍMBOLOS	
SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
	VÁLVULA DE ALTA PRESIÓN
	VÁLVULA NEUMÁTICA PILOTEADA POR SOLENOIDE
	VÁLVULA DE MARIPOSA
	VÁLVULA DE BOLAS DE TRES VÍAS
	VÁLVULA ALIVIADORA DE PRESIÓN
	VÁLVULA DE ESTRANGULACIÓN
	CONEXIONES CON TAPÓN
	OPERADO MANUALMENTE
	CONEXIONES SIN TAPÓN

LEYENDA DE COLORES SEGUN NORMA INEN 440			
NODOS	COLOR	MUESTRA	DESCRIPCIÓN
1	ANARANJADO		ACIDO
2	VERDE		AGUA
-	NEGRO		OTROS

M	M	ESPOCH	E.I.I.	
Trat Termicos:			Dib:	Angel Avemañay
Recubrimientos:			Dis:	03
Materiales:	Tol. Gral	Escala 1:1	Rev:	Ing. Humberto Matheu
DIAGRAMA DE INSTRUMENTACIÓN Y TUBERÍA DEL PROCESO DE ESTIMULACIÓN ÁCIDA				N°01

**MATRIZ DE ANÁLISIS DE RIESGOS DE OPERABILIDAD DEL SISTEMA DE BOMBEO DE ÁCIDO**

**EMPRESA:** Baker Hughes International Switzerland

**FECHA:** 16/05/2012

**LOCALIDAD:** Lago Agrio

**Revisión:** 1

**ESTACION:** Base Lago Agrio

**Plano N°:** 1

**PROCESO:** Mezcla y bombeo de ácido hacia el pozo de petróleo

**NODO:** Estimulación acida del pozo.

**INTENCION DE DISEÑO:** Garantizar el buen funcionamiento de los diferentes equipos durante la preparación (mezcla) y bombeo de las soluciones ácidas, para la estimulación de la formación del pozo petrolero.

Operación	Pal. guía	Variable	Desviación	Causas	Consecuencias	F	S	R	Salvuardas	N	V	R	Acción correctiva
Bombeo de agua a los tanques de mezcla.	No	Flujo	No existe circulación de fluido acido.	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Filtros de carbón taponados.</li> <li>•Presencia de sólidos en suspensión en el tanque de agua.</li> <li>•Válvula de mariposa V-5 cerrada.</li> <li>•Válvulas de mariposas V-3 y V-4, cerradas.</li> <li>•Válvula electro neumática V-9, piloteada por selenoide, cerrada.</li> <li>•Válvula electro neumática V-8, piloteada por selenoide, cerrada.</li> <li>•La bomba centrífuga N°1 no arranca.</li> <li>•Válvula de mariposa V-1 de la unidad de bombeo, cerrada.</li> <li>•Tubería flexible rota.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Retraso del proceso de estimulación acida.</li> <li>•Taponamiento de los filtros de carbón.</li> <li>•Cavitación de la bomba centrífuga.</li> <li>•Sobrecalentamiento de la bomba centrífuga N°1.</li> <li>•Sobrepresión en la línea, después de la bomba centrífuga N°1.</li> <li>•Rotura de tubería de baja.</li> <li>•Expulsión violenta de partes.</li> <li>•Traumatismos en personal cercano, llegando a causar discapacidades parciales o permanentes.</li> <li>•En el peor de los caos muerte del personal cercano.</li> <li>•Penalización del cliente.</li> <li>•Pérdida de imagen local.</li> <li>•Perdida de contratos.</li> <li>•Piso húmedo y resbaloso.</li> </ul>	2	3		<ul style="list-style-type: none"> <li>•Los filtros son sustituidos antes de cada trabajo.</li> <li>•Todas las unidades son probadas antes de realizar cualquier trabajo, con agua.</li> <li>•Las tuberías flexibles están diseñadas para presiones de 150 PSI para succión y 300 PSI para descarga.</li> <li>•Se realiza una prueba de línea a 400 PSI y 4000PSI en todo el sistema de tuberías, hasta el cabezal del pozo.</li> <li>•Se realiza una inspección visual de todas las válvulas, uniones, etc., para verificar fugas.</li> <li>•Se realiza el monitoreo de las variaciones de presión y temperatura en la caja de controles.</li> </ul>	3	1		<ul style="list-style-type: none"> <li>•No intervenir en el diseño, salvo que un análisis más detallado así lo especifique.</li> <li>•Solicitar la respectiva documentación de las actividades que se realizan durante la limpieza de válvulas electro-neumáticas y manuales.</li> <li>•Solicitar la respectiva documentación de las actividades que se realizan durante la prueba de presión a las tuberías flexibles de succión y descarga, para las líneas de baja presión.</li> <li>•Mantener la disciplina de mantenimiento y prueba de los equipos antes de cada trabajo, sea esto en la base o locación.</li> </ul>

Bombeo de agua a los tanques de mezcla.	Menos	Flujo	Existe baja de circulación de fluido.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Válvulas de mariposa en el sistema de filtración de agua, parcialmente cerradas.</li> <li>• Válvulas trabadas en parte, por sólidos en suspensión.</li> <li>• Filtros de agua sucios y parcialmente taponados por sólidos.</li> <li>• Bomba centrífuga en mal estado.</li> <li>• Fisuras en la tubería flexible.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Retraso del proceso de estimulación acida.</li> <li>• Calentamiento de la bomba centrífuga.</li> <li>• Sobrepresión en las tuberías de baja presión.</li> <li>• Penalización del cliente.</li> <li>• Pérdida de imagen local.</li> <li>• Perdida de contratos.</li> <li>• Fuga de fluido sobre las unidades.</li> <li>• Piso húmedo y resbaloso.</li> <li>• Caídas y golpes por estado del piso.</li> </ul>	2	2	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Antes de cada operación se prueban las unidades y cada una de las válvulas en sus posiciones abiertas o cerradas.</li> <li>• Los filtros de agua siempre son cambiados antes de cada trabajo.</li> <li>• Se realiza las pruebas de línea a 400 PSI para las tuberías de baja y 4000 las tuberías de alta, con agua, para examinar fugas en el sistema.</li> </ul>	2	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No intervenir en el diseño, salvo que un análisis más detallado así lo especifique.</li> </ul>
	Mas	Presión	Aumento de presión en la línea de agua	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Válvula de mariposa estranguladora V-1, cerrada totalmente o parcial.</li> <li>• Filtros de agua sucios o inexistentes.</li> <li>• La velocidad de bombeo es mayor a los 40 ft<sup>3</sup>/s en la línea de baja.</li> <li>• Cavitación de la bomba centrífuga.</li> <li>• Sensor de presión de la unidad de bombeo, dañado.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sobrepresión en la línea.</li> <li>• Daño en equipos, rotura de tuberías y accesorios.</li> <li>• Mayor erosión en el sistema de baja presión.</li> <li>• En personal cercano posibilidades de politraumatismos.</li> <li>• Sobrecarga a la unidad de bombeo, en tuberías, válvulas e uniones.</li> <li>• Retraso del proceso.</li> <li>• Penalización del cliente por NPT.</li> <li>• Pérdida de imagen local.</li> </ul>	2	2	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cada una de las unidades y equipos son probadas antes de realizar cualquier trabajo, se prueban en la base y en la locación para garantizar el buen funcionamiento de los mismos.</li> <li>• Para cada trabajo se utilizan filtros de agua nuevos.</li> <li>• Las bombas centrífugas son cebadas antes de empezar el bombeo de ácido hacia el pozo verificando que haya suficiente nivel de fluido.</li> </ul>	2	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No intervenir en el diseño, salvo que un análisis más detallado así lo indique.</li> <li>• Revisar los procedimientos de operación para las velocidades de bombeo y actualizar los mismos.</li> </ul>

Mezcla y circulación de ácido en la unidad de bombeo.	Menos	Flujo	Existe menor circulación de ácido.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Válvulas electro-neumáticas V-1 hasta V-5 parcialmente cerradas o trabadas.</li> <li>• Válvulas de mariposa estranguladoras, en el sistema de mezcla y recirculación, parcialmente cerradas o ancladas.</li> <li>• Conductos de salida en los tanques, taponado.</li> <li>• Bombas centrífugas averiadas.</li> <li>• Fisuras en tubería de baja presión.</li> <li>• Fugas en los equipos de control de presión.</li> <li>• Fugas en bridas, empaques, uniones giratorias, y válvulas, de las líneas de baja presión.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cavitación de las bombas centrífugas.</li> <li>• Sobrecalentamiento de las bombas centrífugas.</li> <li>• Sobrepresión de las líneas de baja.</li> <li>• Expulsión violenta de partes.</li> <li>• Politraumatismos en personal cercano.</li> <li>• Retraso del proceso.</li> <li>• Penalización del cliente.</li> <li>• Pérdida de contratos.</li> <li>• Pérdida de imagen local.</li> <li>• Quemaduras químicas en personal cercano.</li> <li>• Incendio en presencia de una fuente de ignición.</li> <li>• Intoxicación por gases venenosos y efectos agudos secundarios.</li> <li>• Contaminación ambiental.</li> <li>• Asfixia e incluso la muerte, dependiendo del tipo de químico, dosis y tiempo de exposición.</li> </ul>	2	4	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Las actuadores neumáticos son revisados cada tres meses y en caso de un reporte, instantáneamente al llegar a la base.</li> <li>• Las bombas centrífugas utilizadas son de baja presión (200PSI) y las presiones que generan no pueden romper las tuberías de baja debido a que las mismas son de mayores presiones (400PSI).</li> <li>• Antes de cada trabajo se realiza una inspección general de los equipos con agua, para chequear fugas, estado de equipos y apertura de válvulas.</li> <li>• Los tanques de mezcla son limpiados en la base con chorro a alta presión.</li> <li>• Todos los equipos son probados en la base.</li> </ul>	3	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Instalar un sistema de monitoreo y alarma para vapores de gases, en un determinado radio. Puede ser en la unidad de bombeo o los tanques de almacenamiento.</li> <li>• Mantener la disciplina de mantenimiento y revisión de los equipos, realizado en la base y antes de cada trabajo.</li> <li>• Realizar comprobaciones periódicas para asegurarse que el riesgo aun es tolerable.</li> <li>• Capacitar al personal en materia de neutralización de ácidos.</li> <li>• Capacitar al personal sobre la formación de gases tóxicos producidos por combustión, sus consecuencias.</li> </ul>
Bombeo de ácido hacia el pozo.	Mas	Temperatura	Aumento de la temperatura en los equipos de superficie.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Desalineación de las bombas.</li> <li>• Aceite de lubricación inadecuado o de diferente marca.</li> <li>• Falta de lubricación de la bomba triplex</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mayor desgaste por fricción de las partes móviles de las bombas centrífugas.</li> <li>• Mayor desgaste de las partes móviles en la bomba pacemaker.</li> <li>• Altas vibraciones en las</li> </ul>	2	4	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El nivel de aceite lubricante se controla antes y después de cada trabajo para reportar cualquier anomalía.</li> <li>• El volumen de aceite presente es de 95 litros y</li> </ul>	3	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Capacitar al personal sobre las reacciones de los diferentes ácidos al mezclarse de forma incorrecta o inadecuada con algún elemento químico o compuesto, y sus efectos.</li> <li>• Capacitar al personal sobre la</li> </ul>

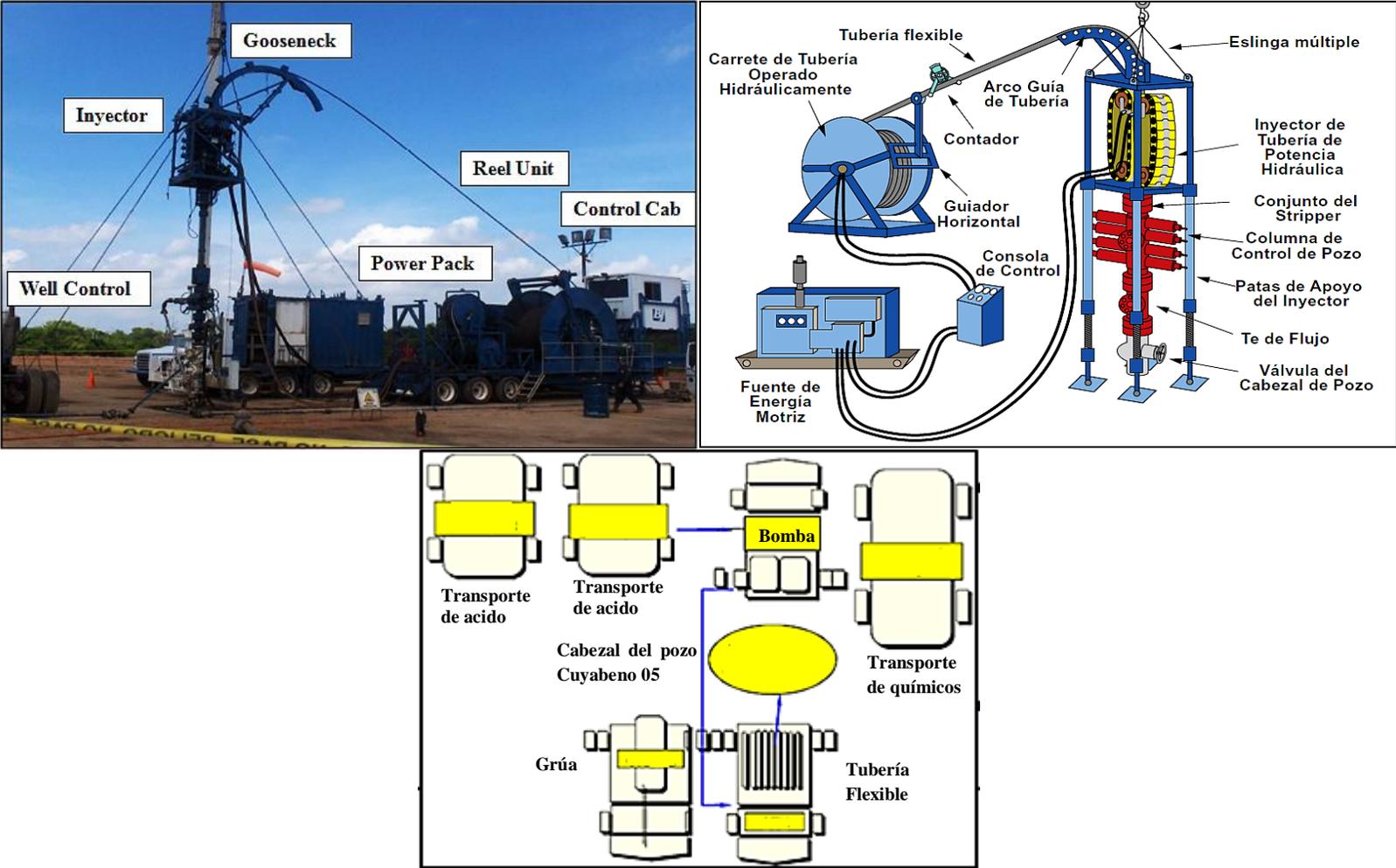
				<p>PACEMAKER.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>•Empaquetadura dañada de la bomba triplex.</li> <li>•Pistones rayados o deformados.</li> <li>•Cavitación en las bombas.</li> <li>•Válvula de descarga de alta presión V-2 cerrada total o parcialmente.</li> <li>•Filtros de aceites en las bombas, sucios.</li> <li>•Manómetro indicador de presión del aceite dañado.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Sobrecalentamiento de las bombas centrifugas y pacemaker.</li> <li>•Reacción del ácido con otros compuestos y formación de gases tóxicos.</li> <li>•Precipitación del ácido por compresión</li> <li>•Aumento de presión y del ácido temperaturas.</li> <li>•Incendio en presencia de una fuente de ignición o al alcanzar el punto de flama (encendido).</li> <li>•Retraso de la operación.</li> <li>•Penalización del cliente.</li> <li>•Pérdida de imagen local.</li> <li>•Contaminación ambiental.</li> <li>•Demanda gubernamental.</li> </ul>				<ul style="list-style-type: none"> <li>•la presión en el manómetro debe marcar entre 40PSI-125PSI.</li> <li>•El sistema de lubricación se revisa cada 7 días y se cambia cada 30 días.</li> <li>•Los filtros de aceite son limpiados o cambiados cada 30 días.</li> <li>•El aceite utilizado tiene una viscosidad de SAE 80W90 0 SAE85W140 EP</li> <li>•Se monitorea las distintas variables en la caja de controles durante 5 min. Debiendo mantenerse los valores para proseguir con la operación prevista.</li> </ul>			<ul style="list-style-type: none"> <li>•formación de gases tóxicos producidos por combustión y sus consecuencias.</li> <li>•Chequear cada bomba centrifuga y pacemaker por individual, cada determinado tiempo según lo especifique el manual de Pacemaker Pump y Centrifugal Pump.</li> <li>•Solicitar el respectivo documento de actividades realizadas durante el mantenimiento de las mismas.</li> <li>•Realizar comprobaciones periódicas para asegurarse que el riesgo es tolerable.</li> </ul>
Bombeo de ácido hacia el pozo.	Menos	Flujo	Existe menor circulación de ácido.	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Válvulas electro neumáticas V-1 y V-2, parcialmente cerradas o trabadas.</li> <li>•Válvulas electro neumáticas V-4 hasta V-7, parcialmente cerradas o trabadas.</li> <li>•Fugas en las tuberías de baja presión.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Cavitación de la bomba pacemaker.</li> <li>•Alta vibración de la bomba pacemaker.</li> <li>•Sobrecalentamiento de la bomba pacemaker.</li> <li>•Retraso de la operación de estimulación.</li> <li>•Penalización del cliente.</li> <li>•Quemaduras en personal cercano.</li> </ul>	2	2	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Todas las líneas de BHI PUMPING son de 2" y para soportar presiones de hasta 15000 PSI.</li> <li>•Las unidades son probadas con agua antes de cada trabajo.</li> <li>•Se realiza una inspección visual de todos los equipos utilizados, para revisar fugas.</li> </ul>	1	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>•No intervenir en el diseño, salvo que un análisis más detallado así lo indique.</li> <li>•Mantener la disciplina de inspección de válvulas, juntas rotarias y tuberías antes de cada trabajo.</li> <li>•Cebiar las bombas antes de cada trabajo.</li> </ul>	

				<ul style="list-style-type: none"> <li>• Válvula de alta presión V-2 de descarga, parcialmente cerrada o bloqueada.</li> <li>• Válvula de alta presión V-3 a la entrada del carrete de la tubería flexible parcialmente cerrada o bloqueada.</li> <li>• Fugas en las juntas rotarias de las tuberías de alta presión.</li> <li>• Fugas en la tubería de alta presión.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sobrepresión de las tuberías de alta presión.</li> <li>• Fisuras en tubería.</li> <li>• Rotura de tubería.</li> <li>• Expulsión violenta de partes.</li> <li>• Politraumatismos en personal cercano.</li> <li>• Quemaduras graves en personal cercano o transeúnte, por contacto químico.</li> <li>• Incendio en presencia de una fuente de ignición.</li> <li>• Contaminación ambiental.</li> <li>• Retraso del proceso.</li> <li>• Pérdida de imagen local.</li> <li>• Penalización del cliente.</li> <li>• Demanda gubernamental.</li> </ul>	2	4		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se realizan una inspección visual de todo el sistema de tubería para identificar fugas, antes de cada trabajo.</li> <li>• Cada elemento del sistema de bombeo es probado para verificar su funcionamiento, en la base y antes de cada trabajo.</li> <li>• En caso de emergencia se cuenta con dos sistemas de protección que detienen el sistema mecánico de la bomba pacemaker en caso de un sobrepresión en la tubería de alta que son el Shut down y OPSD.</li> </ul>	3	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No intervenir en el diseño, salvo que un análisis más detallado así lo especifique.</li> <li>• Realizar comprobaciones periódicas de la matriz para comprobar que el riesgo aun es tolerable.</li> <li>• Proponer la realización de un plan de mantenimiento de los equipos y sus elementos, describiendo en que consiste cada actividad de reparación o control.</li> </ul>
Bombeo de ácido hacia el pozo.	No	Fluido	No existe circulación de ácido hacia el pozo.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Válvula electro neumática pilotada por selenoide V-6 o V-7, cerrada.</li> <li>• Bomba TRIPLEX PACEMAKER, dañada.</li> <li>• Válvula de alta presión V-2 trabada, desgastada, dañada o cerrada.</li> <li>• Válvula de alta presión V-3 o V-4, trabada, desgastada, dañada o</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sobrecalentamiento de la bomba pacemaker.</li> <li>• Cavitación de la bomba pacemaker.</li> <li>• Alta vibración de la bomba.</li> <li>• Retraso del proceso de estimulación.</li> <li>• Sobrepresión en la tubería de alta.</li> <li>• Rotura de las líneas de alta presión.</li> <li>• Expulsión violenta de partes.</li> </ul>	2	4		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Todo el personal está a 75 pies mínimo, con respecto a la Relief Valve.</li> <li>• La bomba PACEMAKER tiene una Relief Valve (válvula de alivio de presión), seteada a 200 PSI por sobre la máxima presión de trabajo.</li> <li>• Adicionalmente la pacemaker cuenta con un sistema <i>Over Pressure Shut Down</i> automático que desconecta el motor</li> </ul>	3	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Colocar una tubería rígida o manguera flexible a la salida de la Relief Valve que esta sobre la Pacemaker, que descargue la misma hacia los tanques de mezcla de ácido.</li> <li>• Realizar comprobaciones periódicas de la matriz para comprobar que el riesgo aun es tolerable.</li> <li>• Capacitar al personal en materia de neutralización de ácidos.</li> <li>• Capacitar al personal sobre la formación de gases tóxicos</li> </ul>

				<p>cerrada.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Válvula selectora de flujo dañada o cerrada.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Politraumatismos en personal cercano, llegando a causar discapacidades parciales o permanentes e incluso a muerte.</li> <li>• Derrames y fugas de químicos.</li> <li>• Quemaduras en personal cercano.</li> <li>• En presencia de una fuente de ignición incendio</li> <li>• Contaminación ambiental.</li> <li>• Demanda gubernamental.</li> <li>• Penalización del cliente.</li> <li>• Pérdida de contratos.</li> <li>• Pérdida de imagen local.</li> </ul>			<p>del carro y detiene el movimiento mecánico del cigüeñal de la bomba, al existir una sobrepresión.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Antes de cada trabajo se realizan las pruebas de líneas para determinar el funcionamiento de cada elemento y fugas.</li> <li>• Además se cuenta con un sistema de tuberías de alta presión, incorporada con una Relief Valve, que se activa en presencia de una sobrepresión</li> </ul>			<p>producidos por combustión y sus consecuencias.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Proponer la realización de un plan de mantenimiento dinámico de los equipos y sus elementos, describiendo en que consiste cada actividad de reparación o control.</li> <li>• Proponer la instalación una tubería adicional en la línea de alta presión, que desvíe hacia los tanques de mezcla el fluido en caso de una sobrepresión de la misma.</li> </ul>
Bombeo de ácido hacia el pozo.	Mas	Presión	Aumento de la presión en el sistema	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Excesiva recirculación del ácido.</li> <li>• Manómetro de presión inexacto o dañado.</li> <li>• Bombeo de fluido mayor a los 40ft/s, tanto para fluido abrasivo como no abrasivo.</li> <li>• Válvula estranguladora de tres vías cerrada total o parcialmente.</li> <li>• Se utilizan solventes, salmueras, lodos, etc., para las pruebas de líneas de alta y baja.</li> <li>• Sistema giratorio de</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aumento de la presión del ácido por fricción.</li> <li>• Menor tiempo de vida útil de los equipos utilizados en Estimulación Acida.</li> <li>• Sobrepresión en la línea de recirculación de ácido.</li> <li>• Rotura de tubería de alta presión.</li> <li>• Expulsión violenta de partes.</li> <li>• Politraumatismos en personal cercano, llegando a causar discapacidades parciales o permanentes e incluso a muerte.</li> <li>• Derrame y fuga de químicos en el ambiente.</li> </ul>	2	8	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Las tuberías de alta presión utilizadas son certificadas cada año para 15000PSI.</li> <li>• En las tuberías de alta presión se colocan guayas de seguridad en caso de expulsión violenta.</li> <li>• El sistema de mezcla y bombeo tiene dos controladores en caso de presurización de líneas que son: el over pressure shout down con 200 PSI sobre la presión de trabajo y la válvula de alivio de presión (relief valve),</li> </ul>	3	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Revisar los manuales de procedimiento para la velocidad de bombeo de los diversos fluidos y actualizarlos para la localidad.</li> <li>• Capacitar al personal sobre las reacciones de los diferentes ácidos al mezclarse de forma incorrecta o inadecuada con algún elemento químico o compuesto, y sus efectos.</li> <li>• Proponer la realización de un plan de mantenimiento preventivo dinámico de los elementos del sistema de bombeo.</li> <li>• Realizar comprobaciones</li> </ul>

				alta presión, en la parte del Tubing Reel, atascado o dañado.	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Contaminación ambiental.</li> <li>•Demanda gubernamental.</li> <li>•Retraso del proceso.</li> <li>•Penalización del cliente.</li> <li>•Pérdida de contratos.</li> <li>•Pérdida de imagen local.</li> </ul>				seteada a 200 PSI por sobre la presión de trabajo.				periódicas de la matriz para comprobar que el riesgo aun es tolerable.
Reversa	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	-	-	-	No aplica	-	-	-	No aplica
Otro que	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	-	-	-	No aplica	-	-	-	No aplica
Parte de	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	-	-	-	No aplica	-	-	-	No aplica
Además de	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	-	-	-	No aplica	-	-	-	No aplica

Esquema 3. Ubicación mecánica e intercambio de datos del Coiled Tubing



**MATRIZ DE ANÁLISIS DE RIESGOS DE OPERABILIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE**

<b>EMPRESA:</b> Baker Hughes Switzerland	<b>FECHA:</b> 16/05/2012
<b>LOCALIDAD:</b> Lago Agrio	<b>REVISIÓN:</b> 1
<b>ESTACION:</b> Base Lago Agrio	<b>PLANO N°:</b> Esquema #3

**PROCESO:** Reacondicionamiento de Pozos

**NODO:** Coiled Tubing (Tubería Flexible o Continua)

**INTENCION DE DISEÑO:** Garantizar la seguridad del personal y el buen funcionamiento de la herramienta COILED TUBING durante la Estimulación Acida de un pozo en el Oriente Ecuatoriano.

Operación	Pal. guía	Variable	Desviación	Causas	Consecuencias	F	S	R	Salvuardas	N	V	R	Acción correctiva
Transporte de los equipos a la locación.	No	Operación	No se lleva todo lo necesario a la locación, para la operación respectiva en el pozo.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Equipos y herramientas inadecuadas e incompletas para un determinado pozo.</li> <li>Equipos sujetos incorrectamente.</li> <li>Exceso de confianza al embarcar los diferentes equipos, materiales y herramientas a utilizar.</li> <li>Falta de coordinación entre el jefe de la línea y el supervisor de campo, con respecto a los materiales que serán suministrados por el cliente y los que serán otorgados por la empresa.</li> <li>Personal con fatiga laboral.</li> <li>Falta de coordinación entre el bodeguero y supervisor a cargo, respecto a los materiales a trasladarse al pozo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Retraso de la operación a realizarse.</li> <li>Viajes extras de la base hacia la locación, para entrega de materiales en el pozo.</li> <li>Caída de la herramientas y equipos.</li> <li>Daños en partes internas y externas de las herramientas y equipos.</li> <li>En el peor de los casos puede provocar accidentes de tránsito.</li> <li>Derrame de químico.</li> <li>Afectación al personal y transeúntes cercanos.</li> <li>Quemaduras en la piel al personal cercano y transeúnte.</li> <li>Penalización del cliente.</li> <li>Pérdida de imagen local.</li> <li>Pérdida de contratos.</li> </ul>	2	3		<ul style="list-style-type: none"> <li>Se realizan los <i>CHECK LIST</i> de los equipos, herramientas, adaptadores, etc., antes de partir de la base y al llegar a la locación.</li> <li>En la base no se entrega ningún material mientras no se encuentre una persona que inspeccione la misma.</li> <li>Antes de salir a la operación se realiza una inspección de las fajas de sujeción, por el supervisor a cargo de la operación.</li> <li>Se realizan tres tipos de control para garantizar la presencia e idoneidad de las herramientas, equipos y materiales en el pozo. Los mismos que se realizan dos en la base y uno en la locación.</li> </ul>	2	1		<ul style="list-style-type: none"> <li>Aplicar siempre las hojas <i>CHECK LIST</i> para la inspección de los equipos, materiales adaptadores, etc., antes de salir de la base al pozo.</li> <li>Inspeccionar siempre la sujeción de las fajas de seguridad en el camión y el (ubicación) estado de la carga antes de salir de la base al pozo.</li> <li>Realizar un formato de suministro de materiales entre la empresa y la operadora.</li> </ul>

Montaje del equipo.	No	Operación	El posicionamiento de los equipos no se realiza acorde al estándar operativo de BJ.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No posiciona el inyector con el viento arriba o de costado con respecto al cabezal del pozo.</li> <li>• El inyector no está alineado con el centro de la bobina de accionamiento (<i>POWER REEL</i>).</li> <li>• La bobina de la tubería flexible no está lo bastante separada del pozo, como para que el ángulo con que se libere del carrete, sea inferior a la capacidad máxima de la guía de la tubería o del sistema de nivelación.</li> <li>• Distancia de las unidades de bombeo de ácido menor a 75 ft con respecto al cabezal del pozo.</li> <li>• Limitaciones impuestas por la locación en el armado del equipo.</li> <li>• Equipo auxiliar de carga (grúa) mal ubicado.</li> <li>• Conjuntos de fondo de pozo instalados inadecuadamente e incompletos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Deformación de la tubería flexible.</li> <li>• Inestabilidad de los equipos aéreos.</li> <li>• Enrollamiento inadecuado de la tubería flexible en el carrete.</li> <li>• Desgaste excesivo de la superficie exterior de la tubería flexible por fricción con los rodillos superiores del cuello de ganso.</li> <li>• A distancias cortas elongación de la tubería flexible.</li> <li>• Menor tiempo de vida útil de la tubería flexible.</li> <li>• Ruptura de la tubería flexible en el punto de fatiga.</li> <li>• En presencia de personal puede causar lesiones, incapacidades o muertes, por golpe de la tubería flexible.</li> <li>• A largas distancias pandeo de la tubería flexible.</li> <li>• Penalización del cliente.</li> <li>• Pérdida de imagen local.</li> <li>• Viajes extras de la base hacia la locación, para entrega de materiales en el pozo.</li> <li>• Retraso de la operación.</li> </ul>	3	3	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se realiza una inspección del alineamiento del inyector con respecto al centro del cabezal del pozo.</li> <li>• Ningún trabajo se realiza si no existe el espacio necesario para colocar las unidades, salvo que el representante del cliente o el gerente de línea lo autorice.</li> <li>• Siempre que se realice un trabajo con coiled tubing se baja un dispositivo llamado <i>TORNADO MOTORHEAD</i>, que dispone de 4 dispositivos de seguridad que son: <i>VALVULA CHECK, DESCONECTOR HIDRÁULICO, SUB-CIRCULACIÓN Y EL DISCO DE RUPTURA</i>, que impiden que los fluidos ingresen en el interior de la tubería.</li> <li>• Se comprueba que el carrete sobre el <i>SKID</i> este bien sujeto, para evitar que se mueva durante el trabajo.</li> </ul>	3	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nunca poner los frenos del <i>WORKING RIEL</i> durante una operación, ya que podría romperse en la zona débil o punto débil, cercano al cuello de ganso. Solo poner los frenos durante la transportación.</li> <li>• Manejar las distancias adecuadas según criterio y experiencia, para la ubicación de los equipos.</li> <li>• Realizar un diagrama esquemático estándar de la herramienta BHA de fondo para capacitar al personal nuevo de la empresa y para tenerlo como ejemplar.</li> </ul>
---------------------	----	-----------	---	---	--	---	---	---	---	---	--

Armado del equipo y prueba.	No	Operación	Los elementos de la herramienta flexible está incompleta	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No se utiliza conexiones con bridas, en las tuberías de alta presión, cuando las presiones superan los 5000 psi.</li> <li>• Cuando se usa una T de flujo por encima de la conexión, es decir, en el cabezal del pozo, no se acoplan las dos válvulas tapón en los ramales de la T de flujo o se acoplo solo una de ellas.</li> <li>• El equipo BOP está dañado o averiado.</li> <li>• La cabeza inyectora está averiada o falla durante la operación.</li> <li>• No se mide la presión presente en el cabezal del pozo.</li> <li>• No se cierra la valvula de purga del acumulador antes de conectar la bomba de carga hidráulica.</li> <li>• No existe válvula de retención en los equipos BHA de fondo.</li> <li>• No se cuenta el número de vueltas para abrir o cerrar la valvula master.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fuga de ácido en superficie.</li> <li>• Quemaduras químicas en personal cercano.</li> <li>• Retraso de la operación.</li> <li>• Penalización del cliente.</li> <li>• En caso de presurización, expulsión violenta de partes de la tubería o componentes de los equipos.</li> <li>• Politraumatismos en personal cercano</li> <li>• Derrame de ácidos.</li> <li>• Fugas hidráulicas en las compuertas de la tubería del BOP.</li> <li>• Descontrol del pozo.</li> <li>• Atrapamiento de la herramienta.</li> <li>• Contaminación ambiental.</li> <li>• Pérdida de imagen local.</li> <li>• Por altas presiones, muertes.</li> <li>• Demanda gubernamental.</li> <li>• Por problema mecánico en el BOP de la tubería flexible, ruptura y caída al fondo del pozo por su mismo peso.</li> <li>• Ingreso de fluidos al interior de la tubería flexible.</li> <li>• Ruptura de la valvula MASTER por sobrepresión.</li> <li>• Pérdida de contratos.</li> </ul>	2	4	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se inspecciona el sistema de circulación, durante la prueba, para determinar fugas.</li> <li>• Se omite la utilización de brida cuando se trabaja con tubería de perforación y workover.</li> <li>• El BOP (cuerpos y compuertas) se prueban a 250 psi y después a la presión máxima potencial en el cabezal del pozo, más un 10%, sin exceder la presión máxima de trabajo permisible de ningún componente.</li> <li>• Se verifica el número de vueltas necesarias para abrir o cerrar la valvula maestra con el fin de asegurarse que no exista obstrucción.</li> <li>• Se tiene sensores hidráulicos y electrónicos para el control de pozo en la cabina master.</li> <li>• La herramienta Motorhead tiene integrada una valvula de retención.</li> <li>• Se toman frecuentemente datos de presión del pozo.</li> </ul>	3	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Realizar comprobaciones periódicas para determinar que la matriz de riesgo aun es tolerable.</li> <li>• Realizar siempre las pruebas de funcionamiento hidráulico y pruebas hidrostáticas en el BOP.</li> <li>• Desconectar siempre el BOP manualmente y luego hidráulicamente para evitar estallido y expulsión violenta de algún componente.</li> <li>• Considerar siempre que la presión hidráulica debe ser mínimo 3000PSI.</li> <li>• La válvula de purga debe estar siempre abierta antes de realizar la carga.</li> <li>• Mantener las buenas prácticas de operación y prueba de los equipos antes de cada trabajo.</li> </ul>
-----------------------------	----	-----------	--	---	--	---	---	---	---	---	--

Armado del equipo y prueba.	No	Operación	Los elementos de la herramienta flexible está incompleta	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Durante la prueba de la cabeza inyectora se omite uno de los pasos (utilizar una placa C, resetear el medidor de peso, ensayar hasta un 80% el punto de cedencia de la tubería, correlacionar la presión del indicador de peso).</li> <li>• A partir de la operación, el <i>POWER PACK</i> no se desconecta durante breves periodos y con fines de mantenimiento.</li> <li>• No se verifica que el <i>POWER PACK</i> este apagado, el control del inyector se encuentre en posición neutra y el freno del inyector este accionado antes de volver a poner en marcha el <i>POWER PACK</i>.</li> <li>• Al conectar todas las líneas hidráulicas al sistema coiled tubing (cuando se conecta mangueras a la bobina o al inyector) no se conecta en primer lugar las mangueras de drenaje.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Problemas mecánicos en la cabeza inyectora durante la operación.</li> <li>• Ruptura de la tubería en el espacio entre la cabeza inyectora y el stripper que es de 4-5 pulgadas.</li> <li>• Costos adicionales de operación de recupero de la herramienta de tubería flexible.</li> <li>• Estallido en algún tramo de las líneas hidráulicas, dispositivos, válvulas o bombas.</li> <li>• Politraumatismo en personal cercano.</li> <li>• Retraso de la operación.</li> <li>• Desabastecimiento del combustible en las unidades de Coiled Tubing, en superficie.</li> <li>• Presurización del circuito hidráulico.</li> <li>• Desabastecimiento de aceite en el motor.</li> <li>• Fallas en el sistema hidráulico.</li> <li>• Penalización del cliente.</li> <li>• Pérdida de imagen local.</li> <li>• Pérdida de contratos.</li> </ul>	3	3	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mantener la prueba de la cabeza inyectora por 10 mint a partir del punto de estabilización.</li> <li>• Se realiza una prueba de presión satisfactoria, con una retención del 95% de la presión máxima durante 10 mint.</li> <li>• Todas los sistemas de control de pozo tienen dos elementos de seguridad que son: <i>BOP</i> y el <i>STRIPPER PACKER</i>. Se cuenta el número de vueltas que da la valvula para cerrarse o abrirse.</li> <li>• Se verifica los manómetros colocados en el BOP de la unidad de COILED TUBING, antes de cada prueba.</li> <li>• Antes de apagar el Power pack se asegura la tubería, para evitar que esta se desenrolle violentamente y golpee al personal cercano.</li> <li>• Antes de empezar a bajar la tubería, se asegura que las presiones estén normales en el inyector.</li> </ul>	3	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Realizar comprobaciones periódicas para determinar que la matriz de riesgo aun es tolerable.</li> <li>• La prueba de tracción en la cabeza inyectora es para determinar la eficiencia de la misma.</li> <li>• Realizar por cada 2500 -3000 ft los <i>PULL TEST</i>, para comprobar que el estado mecánico del inyector este en perfecta condiciones.</li> <li>• Mantener las buenas prácticas de operación y prueba de los equipos antes de cada trabajo.</li> </ul>
-----------------------------	----	-----------	--	--	---	---	---	--	---	---	---

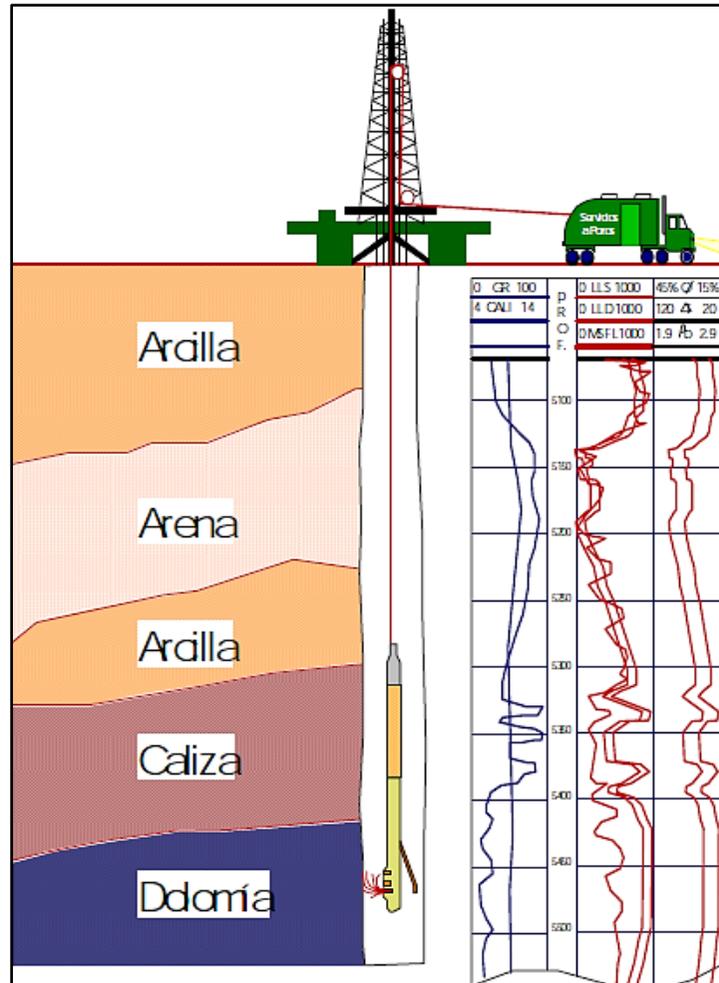
Operación del sistema.	No	Operación	No se lleva a cabo la operación en el pozo, con la herramienta Coiled Tubing.	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Falla operativa de tracción del WORKING RIEL del coiled tubing.</li> <li>•Angulo de la tubería en el cuello de ganso mal calculado y dirigido.</li> <li>•Desviación del cuello de ganso.</li> <li>•Ruedas en el cuello de ganso, atascadas.</li> <li>•El equipo de medida de peso averiado.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Desenvolvimiento violento de la tubería flexible.</li> <li>•Atascamiento de la tubería flexible en el <i>LEVEL WIN</i>.</li> <li>•Deformación y ruptura de la tubería flexible.</li> <li>•Traumatismos en el personal cercano.</li> <li>•En el peor de los casos muerte por golpe violento.</li> <li>•Mayor desgaste en la superficie de la tubería flexible.</li> <li>•Mal alineamiento de la tubería flexible en el Working Riel.</li> <li>•Pandeo de la tubería flexible.</li> <li>•Retraso de la operación.</li> <li>•Penalización del cliente.</li> <li>•Pérdida de imagen local.</li> </ul>	2	4	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Se revisa el reporte CYCLE que monitorea la vida útil de la tubería flexible basada en la fatiga, ovalación y corrosión.</li> <li>•El software CIRCLE es utilizado estimar el desgaste de la tubería flexible y su vida útil en porcentajes.</li> <li>•Toda la unidad de tubería flexible y cada uno de sus componentes, es probada antes de cada trabajo de manera individual.</li> <li>•Cada 2-3 trabajos se realiza la lubricación respectiva del cuello de ganso.</li> </ul>	3	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Realizar comprobaciones periódicas para determinar que la matriz de riesgo aun es tolerable.</li> <li>•En caso de falla de la tracción del <i>TUBING REEL</i> utilizar inmediatamente la presión en el Stripper Packer,</li> <li>•La decisión de retirar de servicio la tubería, deberá tomarse sobre la base de las condiciones reales de la tubería y su historial de servicios.</li> <li>•Instalar un dispositivo ultrasónico en tiempo real CT inspec, que utiliza 12 probetas ultrasónicas dispuestas en forma radial para vigilar rutinariamente el espesor de la pared y la ovalidad de la tubería a lo largo de la misma.</li> </ul>
				<ul style="list-style-type: none"> <li>•Prensaestopas dañado.</li> <li>•Elementos de caucho y latón del BOP en mal estado y no son del tamaño correcto.</li> <li>•El diámetro de los bujes de bronce en el stripper pack son menores que lo establecido.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Atascamiento de la herramienta flexible dentro del prensaestopas o bujes de bronce.</li> <li>•Deformación de la tubería flexible.</li> <li>•Retraso de la operación.</li> <li>•Penalización del cliente.</li> <li>•Pérdida de imagen local.</li> </ul>	2	2	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Se realizan pruebas de funcionamiento del prensaestopas, para comprobar que la presión hidráulica del stripper no tenga fugas.</li> <li>•Cada elemento del BOP es inspeccionado antes del montaje en el cabezal del pozo.</li> </ul>	1	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Todos los sellos, elastómeros y elementos de control de pozo deben tener certificación internacional para trabajar en condiciones extremas. En temperaturas de hasta 250 °F.</li> <li>•Realizar comprobaciones periódicas para determinar que la matriz de riesgo aun es tolerable.</li> </ul>

			<ul style="list-style-type: none"> <li>• Los cilindros de tensión y tracción de la cabeza inyectora, dañados.</li> <li>• Fallan las presiones de tracción y tensión de la cadena, en la cabeza inyectora.</li> <li>• Fallas de alineamiento de las fuerzas axiales que cargan el tubo.</li> <li>• Torque del inyector ajustado a la máxima presión.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Atascamiento de la tubería flexible.</li> <li>• Caída de la tubería flexible en el pozo, por falla de la cabeza inyectora.</li> <li>• Rotación violenta del Working Riel.</li> <li>• Politraumatismo en personal cercano.</li> <li>• Deformación de la tubería flexible.</li> <li>• Pérdida de imagen local.</li> <li>• Penalización del cliente.</li> <li>• Pérdida de licitaciones.</li> </ul>	2	3		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se realiza un ensayo de fuerza de tracción y tensión del inyector; también de la medida de peso y del circuito instrumental, para confirmar que el equipo esté en buen estado.</li> <li>• Antes de cada trabajo la cabeza inyectora es probada en base y también en la locación.</li> <li>• Para presión se tiene un acumulador adicional.</li> </ul>	2	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Utilizar siempre el sistema hidráulico Priority que es acumulador de presión que me permite utilizar ciertos sistemas de control de la operación.</li> <li>• Realizar cada 3-4 trabajos la calibración respectiva y el mantenimiento de la cabeza inyectora.</li> </ul>
			<ul style="list-style-type: none"> <li>• Al accionar uno de los RAMS del BOP no se cierra el correspondiente seguro manual.</li> <li>• Falla la presión hidráulica del acumulador del BOP.</li> <li>• Determinación errada de la presión máxima requerida por el sistema BOP.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• En caso de sobrepresión, fugas de químicos en superficie.</li> <li>• Quemaduras de considerables en personal cercano.</li> <li>• Derrame de ácidos o químicos.</li> <li>• Caída de la tubería flexible en el pozo, por falla de la cabeza inyectora.</li> <li>• Deformación de la tubería flexible.</li> <li>• Contaminación ambiental.</li> <li>• Demandas gubernamentales.</li> <li>• Retraso de la operación.</li> <li>• Penalización del cliente.</li> <li>• Pérdida de imagen local.</li> </ul>	2	4		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Para accionar las RAMS del sistema BOP, en caso de que falle el sistema hidráulico, se cuenta con de una bomba de mano.</li> <li>• En caso de fuga se asegura el área entre la cabeza de inyección y el carrete de la tubería.</li> <li>• Los seguros no pueden utilizarse para accionar los RAMS en ningún sistema del BOP. Salvo en los de 2 ½ plg.</li> <li>• Además existe la manipulación manual del sistema BOP.</li> </ul>	3	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No se debe intentar cerrar los RAMS por la fuerza, en ausencia de potencia hidráulica.</li> <li>• Utilizar siempre el sistema manual para cierre el BOP.</li> <li>• Realizar comprobaciones periódicas para determinar que la matriz de riesgo aun es tolerable.</li> </ul>

			<ul style="list-style-type: none"> <li>• Falla el freno del carrete</li> <li>• Falla la presión hidráulica en el stripper de goma.</li> <li>• Falla del sistema POWER PACK.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Caída de la tubería flexible en el pozo.</li> <li>• Liberación de los RAMS del BOP por pérdida total de potencia hidráulica.</li> <li>• Costos adicionales de recuperación de la herramienta flexible.</li> <li>• Abandono de la herramienta flexible en el pozo.</li> </ul>	2	3	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tanto el carrete como el inyector tienen un sistema de freno dinámico.</li> <li>• Si falla el stripper de goma se cuenta con el sistema BOP que asegura la herramienta.</li> <li>• Se cuenta con un acumulador temporal de presión hidráulica.</li> </ul>	2	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Asegurar el sistema Priority en un tiempo de 30 minutos de rango de manipulación. En caso de que falle el power pack.</li> <li>• Realizar comprobaciones periódicas para determinar que la matriz de riesgo aun es tolerable.</li> </ul>
			<ul style="list-style-type: none"> <li>• Las válvulas de retención no mantienen la presión.</li> <li>• Mala suposición de la presión en el cabezal del pozo, de la presión final de circulación, de la presión de revestimiento, volúmenes de retorno y volumen total de fluido bombeado.</li> <li>• No se libera la presión, ni se retira la tapa del árbol (tree cap).</li> <li>• “No-Go’s u otro medio de identificación del BHA, no instalados correctamente.</li> <li>• Personal con fatiga laboral.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Si es que no se controla las diferentes presiones puede ocurrir un derrame o reventón.</li> <li>• En presencia de una fuente de ignición, incendio.</li> <li>• Intoxicación severa del personal cercano al lugar por inhalación de gases tóxicos.</li> <li>• En el peor de los casos muerte por inhalación de gases tóxicos o por altas presiones.</li> <li>• Contaminación ambiental.</li> <li>• Demandas gubernamentales.</li> <li>• Retraso de la operación.</li> <li>• Penalización del cliente.</li> <li>• Pérdida de imagen local.</li> <li>• Pérdida de licitaciones.</li> <li>• Calentamiento del sistema hidráulico.</li> </ul>	2	4	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se realizan pruebas de presión en los equipos de superficie mediante la supervisión continua, además todas las tuberías de PUMPING son de 1<sup>1/2</sup>.</li> <li>• La instrumentación de control de la herramienta CIOLED TUBING, tiene tres sistemas que son: controles hidráulicos, mecánicos y electrónicos.</li> <li>• Pressure Pumping no utiliza línea de retornos para ninguna operación.</li> <li>• Se realiza la liberación la presión de la bomba de alta presión, tubería flexible y BOP, al finalizar el trabajo, paulatinamente.</li> </ul>	3	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El supervisor deberá ver la criticidad del operador y el trabajo para determinar la fatiga laboral mediante la coordinación de personal.</li> <li>• Adicionalmente proponer la instalación de un sistema para detección de gases tóxicos, en la zona del cabezal del pozo.</li> <li>• Realizar comprobaciones periódicas para determinar que la matriz de riesgo aun es tolerable.</li> </ul>

Operación del sistema.	Menos	Operación	Se realiza parte de los estándares o practicas operativas de campo.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zona de acidificación o estimulación mal dirigida.</li> <li>• Comunicación con el pozo o con otras zonas permeables.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El yacimiento no admite el fluido bombeado.</li> <li>• Sobrepresión en el pozo.</li> <li>• Aumento de la temperatura en el pozo.</li> <li>• Si no están en buen estado los elementos de control de pozo, podría generar graves consecuencias.</li> <li>• Costos adicionales de por repetición de trabajo.</li> <li>• Penalización del cliente.</li> <li>• Pérdida de contratos o licitaciones.</li> <li>• Pérdida de imagen local.</li> </ul>	3	3		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Determinar el área de contacto del ácido.</li> <li>• Determinar el tiempo de contacto del ácido.</li> <li>• Se realiza la correlación de la profundidad del pozo mediante la ubicación de la tubería en la zona de interés al aislarla.</li> <li>• Se aísla la zona cuando está cercana a la zona de producción mediante empaquetadura.</li> </ul>	3	1		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Realizar comprobaciones periódicas para determinar que la matriz de riesgo aun es tolerable.</li> </ul>
	Reversa	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	-	-	-	No aplica	-	-	-	No aplica
	Otro que	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	-	-	-	No aplica	-	-	-	No aplica
	Parte de	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	-	-	-	No aplica	-	-	-	No aplica
	Además de	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	-	-	-	No aplica				No aplica

Esquema 4. Diagrama de disposición de la operación para la toma de registros eléctricos



**MATRIZ DE ANÁLISIS DE RIESGOS DE OPERABILIDAD DE REGISTROS ELÉCTRICOS**

**EMPRESA:** Baker Hughes Branches

**FECHA:** 16/05/2012

**LOCALIDAD:** Francisco de Orellana

**Revisión:** 1

**ESTACION:** Base Coca

**Plano N°:** Esquema # 4

**PROCESO:** Realización de la lectura litológica de un pozo.

**NODO:** Registros Eléctricos

**INTENCION DE DISEÑO:** Determinar las características físicas de la formación y evaluar: porosidad, saturación de agua/hidrocarburo, densidad, cambios litológicos, cemento y garantizar el óptimo funcionamiento de las diferentes herramientas utilizadas y la calidad en la entrega de datos de los pozos registrados.

Operación	Pal. guía	Variable	Desviación	Causas	Consecuencias	F	S	R	Salvaguardas	N	V	R	Acción correctiva
Traslado y emplazamiento de herramienta a locación.	No	Operación	No llegan todas las herramientas al pozo para realizar la operación.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inadecuado transporte de las fuentes radioactivas.</li> <li>• Manipulación inadecuada de las fuentes radioactivas en la superficie.</li> <li>• Manipulación inadecuada de las herramientas convencionales al bajarlas.</li> <li>• No se sigue los procedimientos indicados para su transporte y manipulación.</li> <li>• No se aseguran las herramientas perfectamente en sus soportes al ser transportados.</li> <li>• Herramientas de perfilaje</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Caída de la fuente radiactiva.</li> <li>• Golpeo de la fuente durante las operaciones en superficie.</li> <li>• Exposición hacia la radiactividad, provocando daño e destrucción de los tejidos.</li> <li>• Debido al manejo fuentes: ingestión, esterilidad, cáncer, cataratas y efectos genéticos o hereditarios.</li> <li>• Golpeo de la herramienta.</li> <li>• Contactos falsos al llegar al pozo.</li> <li>• Caída de la herramienta.</li> <li>• Cristales detectores, sensores cerámicos o circuitos integrados averiados.</li> <li>• Rotura de la Fibra de vidrio (sondas de inducción).</li> <li>• Conectores (pines y resortes) averiados.</li> </ul>	2	3		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Para el transporte de las fuentes radioactivas se cuenta con contenedores especiales, además de embalar el vehículo con señales de advertencia.</li> <li>• Se tiene establecido los límites de dosis máxima permisible por unidad de tiempo que son 5 rem/año para el operador y 0.5 rem/año para el público en general, mediante un medidor de radiación (survey meter).</li> <li>• Los asistentes de campo y el ingeniero supervisan directamente que las herramientas necesarias estén en vehículo de transporte.</li> <li>• Las herramientas de registro se transportan siempre en contenedores diseñados para tal fin; además de ser sujetados a la estructura del camión.</li> </ul>	2	1		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Realizar comprobaciones periódicas de la matriz, para asegurarse que el riesgo aun es tolerable.</li> <li>• No intervenir en el diseño, salvo que un análisis más detallado así lo especifique.</li> <li>• Comparar las secciones repetidas de registro, para la evaluación de la calidad de los datos registrados.</li> <li>• Realizar un programa de retroalimentación para la manipulación de fuentes radioactivas.</li> </ul>

			incompletas en la locación.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La herramienta no funciona.</li> <li>• Retraso del proceso.</li> <li>• Penalización del cliente.</li> <li>• Pérdida de contratos.</li> <li>• Pérdida de imagen local.</li> </ul>				<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se realizan check list antes de salir de la base y a la llegada al pozo.</li> <li>• Para el traslado de herramientas y accesorios existe una planificación previa que establece los equipos a utilizarse y su correcta selección.</li> </ul>			
Ensamble de la herramienta	No	Operación	La herramienta es ensamblada incorrectamente y esta influye en la severidad y calidad de los datos.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se coloca una herramienta radioactiva debajo de una acústica.</li> <li>• No se coloca los stands (soportes) necesarios al armar las herramientas.</li> <li>• Herramientas no lavadas después de cada operación.</li> <li>• Conectores (pines y resortes) averiados o húmedos.</li> <li>• Ajuste inadecuado de las herramientas al unir las con otras complementarias.</li> <li>• En trabajos nocturnos, falta de iluminación en la locación.</li> <li>• Configuración inadecuada de la herramienta.</li> <li>• Insuficiente lubricación</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Interferencia de señales.</li> <li>• Retraso del proceso.</li> <li>• Penalización del cliente por NPT.</li> <li>• Flexión de la herramienta, por el peso mal repartido.</li> <li>• Atasco de la herramienta, en el pozo, por su curvatura.</li> <li>• Presencia de humedad y acumulación de aceites.</li> <li>• Fallas de la herramienta por bajo aislamiento.</li> <li>• Mala calidad de los datos u dudas sobre las lecturas realizadas.</li> <li>• Pérdida de contratos.</li> <li>• Pérdida de imagen local.</li> <li>• Inadecuado ensamble de la herramienta, por falta de iluminación.</li> <li>• Inspección incorrecta del estado de la herramienta y sus partes por iluminación</li> </ul>	2	3	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La herramienta va ensamblada dentro del rango de tolerancia permitido, de la zona de interés.</li> <li>• Los stands van ubicados cada 10 ft máximo para evitar el flexionamiento de la herramienta.</li> <li>• Para controlar la presencia de humedad y aceites en la herramienta, se realiza un desensamble total de la sarta, limpieza y pruebas después de cada trabajo desarrollado.</li> <li>• Para trabajos nocturnos la línea de registros emplea luces reflectoras en caso de requerir mayor iluminación.</li> <li>• Se realiza una inspección sobre las condiciones de las roscas, presencia de partículas y lubricación, en la herramienta.</li> </ul>	2	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Realizar comprobaciones periódicas de la matriz, para asegurarse que el riesgo aun es tolerable.</li> <li>• No intervenir en el diseño, salvo que un análisis más detallado así lo especifique.</li> </ul>

				de las herramientas de registro al girarlas para el ensamble.	inadecuada. •Fugas de energía y bajo aislamiento.			•Se tiene un manual de estándares y normas para las operaciones en el campo. •Para cada junta se usa			
Test de la herramienta	Menos	Operación	La señal que emite es intermitente y no garantizan la calidad de los datos	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Inadecuada calibración de la herramienta.</li> <li>•Configuración realizada en el seteo electrónico, incorrectamente.</li> <li>•Baja resistencia de aislamiento y de los cables conductores múltiples.</li> <li>•No se realiza las comprobaciones de aislamiento/continuidad.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•La señal que emite es intermitente.</li> <li>•La herramienta no emite señal alguna.</li> <li>•La herramienta emite datos no confiables.</li> <li>•La herramienta falla en el fondo del pozo.</li> <li>•Retraso del proceso.</li> <li>•Penalización del cliente por NPT.</li> <li>•Pérdida de licitaciones.</li> <li>•Pérdida de imagen local.</li> <li>•En caso de admitir los datos, estos pueden repercutir en malas decisiones para trabajos posteriores.</li> </ul>	2	3	<ul style="list-style-type: none"> <li>•En caso de que una herramienta no funcione, se lleva siempre una herramienta de back up.</li> <li>•Antes de bajar la herramienta al pozo se realiza el chequeo de aislamiento, conducción y verificación de las resistencias.</li> <li>•Se tiene un tiempo de espera durante la calibración y verificación de la herramienta, hasta que la señal que emita se normalice.</li> <li>•Los empleados nuevos siempre van en acompañados de un personal antiguo para una determinada operación.</li> </ul>	2	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Realizar comprobaciones periódicas de la matriz, para asegurarse que el riesgo aun es tolerable.</li> <li>•No intervenir en el diseño, salvo que un análisis más detallado así lo especifique.</li> <li>•Tener en la locación fotocopias del diagrama esquemático de ensamble para las herramientas a descender al pozo.</li> </ul>
Registro de la formación litológica de un pozo.	No	Operación	Exploración	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Mala selección y diseño de herramienta.</li> <li>•Invasión de fluidos en el pozo.</li> <li>•Alta desviación del pozo (&gt; a 65°).</li> <li>•Pozo con geometría irregular.</li> <li>•Rotación de la sarta de herramientas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Retraso del proceso.</li> <li>•Penalización del cliente.</li> <li>•Atasco de la herramienta.</li> <li>•Sobretensión del cable de acero.</li> <li>•Ruptura del punto débil.</li> <li>•En el peor de los casos, abandono de la herramienta por no poder recuperarla.</li> <li>•Datos de registro, no</li> </ul>	3	2	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Todo trabajo de registro tiene una planificación previa, que garantiza la idoneidad de la herramienta en el pozo.</li> <li>•En caso de rotura de cable de acero, esta se recupera mediante un spooling.</li> <li>•Esta reparación no tiene tener más de 3 empalmes y con una longitud pasada de 700 ft lado a lado.</li> </ul>	2	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>•En atascamiento de la herramienta o el cable de registros, mover el conjunto en forma de “yo-yo” para llegar bien o encontrar otra solución.</li> <li>•Empíricamente comprobar en la cabeza del cable que haya suficiente voltaje para operar la cadena de herramientas, bajo cualquier condición de</li> </ul>

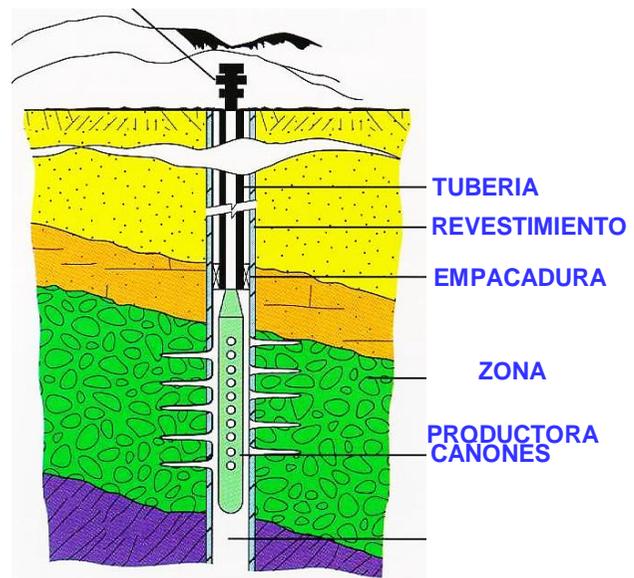
				<ul style="list-style-type: none"> <li>•No se mantiene la centralización de la herramienta, por la geometría irregular del pozo.</li> <li>•Centralizadores averiados.</li> <li>•Clima desfavorable.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Confiables o inseguros.</li> <li>•Costos adicionales por recuperación de la herramienta (fishing o pesca).</li> <li>•Costos adicionales por recuperación del pozo (Sidetrack).</li> <li>•Pérdida de imagen local.</li> <li>•Perdida de licitaciones.</li> <li>•Mayor deterioro de la herramienta de registros.</li> </ul>				<ul style="list-style-type: none"> <li>•La tensión máxima que se aplica al cable es de 12000 lbs, siendo su capacidad máxima de 24000 lbs.</li> <li>•Existen herramientas que se corren con y sin centralizadores.</li> <li>•En pozos irregulares se emplean accesorios de guía y rodaje.</li> </ul>			<ul style="list-style-type: none"> <li>•alta corriente antes de salir de la base.</li> <li>•Realizar comprobaciones periódicas para asegurarse que el riesgo aun es tolerable.</li> <li>•No intervenir en el diseño, a menos que un análisis más detallado así lo especifique.</li> </ul>
Registro de la formación litológica de un pozo.	No	Operación	Exploración	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Alta presión diferencial positiva del pozo.</li> <li>•Alta presión del pozo.</li> <li>•Alta viscosidad de los fluidos presentes.</li> <li>•Alta concentración de Barita en los fluidos de perforación.</li> <li>•Alta viscosidad de los fluidos de perforación.</li> <li>•Alta concentración de H<sub>2</sub>S en el pozo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Adherencia de la herramienta hacia las paredes del pozo.</li> <li>•Empuje de la herramienta hacia la superficie.</li> <li>•Atenuación de señales o radiación.</li> <li>•Retraso del proceso de registro eléctrico.</li> <li>•Viajes a superficie para cambiar las herramientas o tomar otras alternativas de operación.</li> </ul>	3	2		<ul style="list-style-type: none"> <li>•Para controlar el revote de la herramienta hacia la superficie se colocan pesas de 1000 lbs, dependiendo su requerimientos.</li> <li>•Para evitar la atenuación de señales o radiación se adhiere la herramienta a la pared del casing.</li> <li>•La concentración de H<sub>2</sub>S no afecta, debido a que el tiempo de exposición es corto.</li> </ul>	2	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>•No intervenir en el diseño, salvo que un análisis más detallado así lo especifique.</li> </ul>
				<ul style="list-style-type: none"> <li>•Excesivo ensamble de herramientas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Peso excesivo de la herramienta.</li> <li>•La herramienta no registra la zona de interés.</li> <li>•Retraso del proceso de registro eléctrico.</li> <li>•Penalización del cliente</li> </ul>	2	1		<ul style="list-style-type: none"> <li>•En pozos con altas desviaciones (&gt;65°), no se realiza trabajo alguno.</li> <li>•Todo trabajo de registro tiene una planificación y revisión previa, por el departamento de ingeniería.</li> </ul>	1	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>•No intervenir en el diseño, salvo que un análisis más detallado así lo especifique.</li> </ul>

				<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alta temperatura (320 - 350F) del pozo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Daños severos en la herramienta.</li> <li>• Daños en los circuitos electrónicos de las herramientas de registro.</li> <li>• Retraso del proceso.</li> <li>• Dilatación del cable de acero, utilizado para bajar la herramienta.</li> <li>• Afectación a la vida útil de la herramienta.</li> </ul>	2	2		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Las herramientas de Baker Hughes Atlas tiene un rango máximo de 450 °F de trabajo.</li> <li>• La temperatura máxima en nuestro oriente ecuatoriano es 250°F para un pozo.</li> <li>• Después de cada trabajo las herramientas son limpiadas e inspeccionadas en su integridad.</li> </ul>	1	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No intervenir en el diseño, salvo que un análisis más detallado así lo especifique.</li> </ul>
Menos	Operación	El funcionamiento de la herramienta.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La transmisión de señales o radiación es intermitente.</li> <li>• La herramienta no emite señal alguna en el fondo o tramo alguno del pozo.</li> <li>• Sensores de profundidad defectuosos.</li> <li>• Personal nuevo a cargo de la operación.</li> <li>• Zonas alteradas en la formación, provocadas por el proceso de perforación.</li> <li>• No se controla la profundidad teórica a la profundidad corregida del perforador.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Datos inconstantes y no confiables.</li> <li>• Decisiones costosas por la toma de datos inexactos que repercuten en el éxito del pozo.</li> <li>• Retraso del proceso.</li> <li>• Errores cuantitativos de interpretación.</li> <li>• Pérdida de un pozo.</li> <li>• Penalización del cliente por NPT.</li> <li>• Pérdida de contratos.</li> <li>• Pérdida de imagen local.</li> <li>• Afectación a posteriores trabajos a realizarse.</li> <li>• Posibles errores de control de la profundidad.</li> </ul>	2	3		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Antes de cada trabajo se realizan chequeos de aislamiento/conductividad.</li> <li>• Se inspecciona el cable de registros cada determinado tiempo y distancia, durante la operación.</li> <li>• Cada empleado nuevo es capacitado durante un año calendario antes de enviarlos solos al campo.</li> <li>• Se realiza mantenimientos locales a todas las herramientas después de cada corrida.</li> <li>• El ingeniero de campo realiza el control de profundidad mediante el registro de correlación, empleando una herramienta de Gamma Ray.</li> </ul>	2	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No intervenir en el diseño, a menos que un análisis más detallado así lo especifique.</li> <li>• Realizar comprobaciones periódicas para asegurarse que el riesgo aun es tolerable.</li> <li>• Desarrollar un programa de control de calidad detallado de registros en su sitio.</li> <li>• Retroalimentar en el conocimiento general de las estructuras geológicas regionales para pozos exploratorios.</li> </ul>	

	No	Corriente eléctrica	No existe paso de corriente a la herramienta.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Las sondas de inducción (son de fibra de vidrio) rota por golpes en superficie o fondo del pozo.</li> <li>• Cable de acero para registro, averiado (alma de cobre roto).</li> <li>• Interferencia de señales por presencia de algún equipo de transmisión por radio antena.</li> <li>• Golpes mecánicos en el pozo (para la herramienta de Rayos Gamma 350° F).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La herramienta no emite señal alguna en el fondo del pozo.</li> <li>• Retraso del proceso.</li> <li>• Penalización del cliente.</li> <li>• La sarta de herramientas emite señales intermitentes.</li> <li>• Registro de datos incorrectos.</li> <li>• Datos pocos confiables.</li> <li>• Pérdida de licitaciones.</li> <li>• Pérdida de imagen local.</li> <li>• Daños en la sarta de herramientas o una de ellas en particular.</li> </ul>	2	2	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El cable tiene un recubrimiento de fibra de acero denominado <b>splice</b>.</li> <li>• Antes de bajar una herramienta como componente de la sarta, estas son probadas en la base y en la locación.</li> <li>• Todos los equipos de transmisión por radio deben estar a una distancia considerable del pozo.</li> <li>• Todas las herramientas son monitoreadas constantemente durante la bajada a la zona objetivo.</li> </ul>	1	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No intervenir en el diseño, a menos que un análisis más detallado así lo especifique.</li> <li>• Realizar comprobaciones periódicas para asegurarse que el riesgo aun es tolerable.</li> <li>• Realizar un programa de retroalimentación para el personal que trabaja con fuentes radiactivas.</li> </ul>
	Menos	Operación	Velocidad	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se realizan paradas o arranques bruscos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• En caso de atasco de la herramienta, sobretensión del cable.</li> <li>• Retorcimiento de la jaula de pajar en el cable.</li> <li>• Rotura del punto débil de una herramienta con fuente radiactiva.</li> <li>• En el caso de no poder recuperar la herramienta con fuente radioactiva, se procede a abandonarla.</li> <li>• Costos adicionales por trabajos posteriores.</li> <li>• Retraso de la operación a realizarse.</li> </ul>	2	3	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No se rompen el cable de registros, más bien se rompe en el punto de débil.</li> <li>• El punto débil está localizado a la altura de la unión entre la herramienta y cable, el cual soporta una tensión de 8000 lbs.</li> <li>• Existe un documento de Análisis de Riesgos de los materiales radiactivos y plan de contingencia, manipulación de materiales radiactivos y medidas de emergencia para situaciones derivadas del empleo de Fuentes</li> </ul>	2	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No intervenir en el diseño, a menos que un análisis más detallado así lo especifique.</li> <li>• Realizar comprobaciones periódicas para asegurarse que el riesgo aun es tolerable.</li> <li>• Tener una copia impresa de los procedimientos de operaciones, de emergencias y la secuencia operacional, para el personal nuevo y terceras personas en caso de que ellos lo requieran.</li> </ul>

					<ul style="list-style-type: none"> <li>• Penalización del cliente.</li> <li>• Pérdidas de contratos.</li> <li>• Pérdida de imagen local.</li> </ul>				Radioactivas durante una operación de registros eléctricos.				
	Así como	Aislamiento	No aplica	No aplica	No aplica	-	-	-	No aplica	-	-	-	No aplica
	Parte de	Operación	No aplica	No aplica	No aplica	-	-	-	No aplica	-	-	-	No aplica
	Además de	Operación	No aplica	No aplica	No aplica	-	-	-	No aplica	-	-	-	No aplica
	Reversa	Operación	No aplica	No aplica	No aplica	-	-	-	No aplica	-	-	-	No aplica
	Otro que	Fluido	No aplica	No aplica	No aplica	-	-	-	No aplica	-	-	-	No aplica

Esquema 5. Diagrama de un cañón transportado por la tubería de producción



**TUBING CONVEYED PERFORATING (TCP)**

**(PH <  $\delta$  = PY)**

**MATRIZ DE ANÁLISIS DE RIESGOS DE OPERABILIDAD DE CAÑONEO**

**EMPRESA:** Baker Hughes Branches – Atlas.

**FECHA:** 16/07/2012

**LOCALIDAD:** Coca

**Revisión:** 1

**ESTACION:** Base Coca

**Plano N°:** Esquema #5

**PROCESO:** Realizar los trabajos de completación en el pozo para el inicio de la producción de crudo.

**NODO:** Cañoneo de Pozos Petroleros

**INTENCION DE DISEÑO:** Crear abertura a través de la tubería de revestimiento y el cemento, para establecer comunicación entre el pozo y las formaciones seleccionadas.

Operación	Pal. guía	Variable	Desviación	Causas	Consecuencias	F	S	R	Salvaguardas	N	S	R	Acción correctiva
Ejecución de la herramienta	No	Operación	No se lleva a cabo la operación.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Presencia de humedad en el cordón detonante.</li> <li>• El tren explosivo (detonador, cordón detonante, carga, excentrupido, explosivo principal) es interrumpida.</li> <li>• Explosivos deteriorados.</li> <li>• Equipo auxiliar incompleto.</li> <li>• Diámetro del cañón inadecuado.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El detonador eléctrico no se activa.</li> <li>• Detonación fallida.</li> <li>• Retraso del proceso.</li> <li>• Penalización del cliente por NPT.</li> <li>• Pérdida de imagen local.</li> <li>• Perdida de licitaciones.</li> <li>• Costos adicionales por duplicación del trabajo.</li> </ul>	2	2		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Antes de cada trabajo se realiza una planificación previa para la buena selección de la herramienta.</li> <li>• Cada explosivo principal y secundario, el cordón detonante y la carga excentrupida, son chequeados en la base, antes de armar el cañón a bajarse al pozo.</li> <li>• Se realizan los check list respectivos para verificar que los equipos estén completos, antes de partir de la base.</li> </ul>	2	1		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Realizar comprobaciones periódicas para asegurarse que el riesgo aun es tolerable.</li> <li>• No intervenir en el diseño, a menos que un análisis más detallado así lo especifique.</li> <li>• Tomar las respectivas consideraciones de seguridad al manipular los componentes del cañón y al tomar la herramienta para bajarla al pozo.</li> </ul>
				<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alta desviación (&gt;65°) del pozo.</li> <li>• Clima desfavorable.</li> <li>• Presencia de corrientes parasitas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Atascamiento de la herramienta.</li> <li>• Sobretensión del cable.</li> <li>• Rotura del punto débil.</li> <li>• Activación y explosión del cañón, en superficie o cerca de ella, si es que este no</li> </ul>	2	4		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Existe una planificación previa para trabajar hasta un mínimo de 65°.</li> <li>• La tensión máxima aplicada al cable de acero es de 12000 lbs, siendo su resistencia de 24000 lbs.</li> </ul>	3	1		<ul style="list-style-type: none"> <li>• El personal involucrado en técnicas de disparo en horario nocturno debe tener 8 horas mínimas de descanso en las últimas 24 horas a partir del ingreso a la jornada de trabajo.</li> </ul>

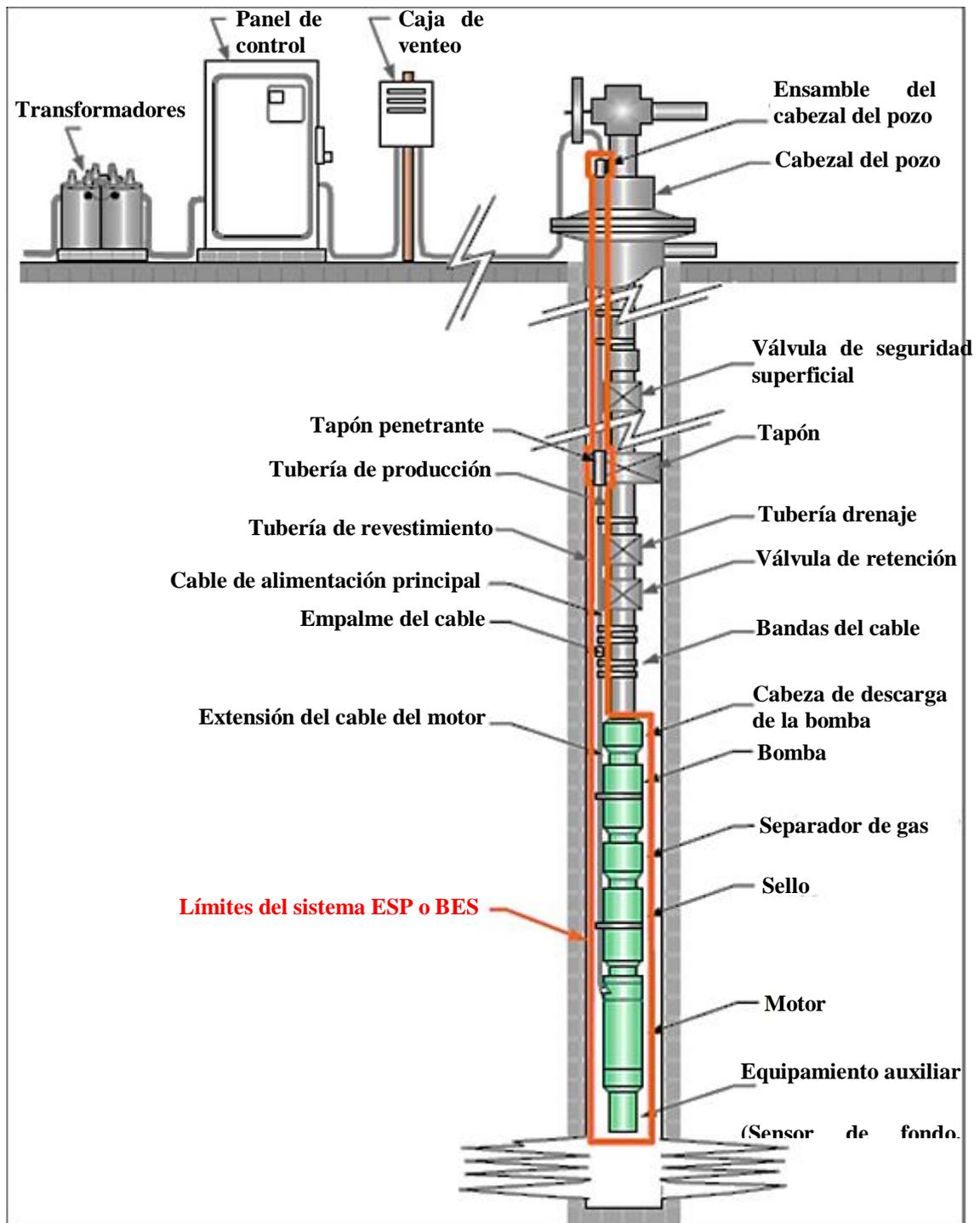
					<ul style="list-style-type: none"> <li>tuviera filtros de seguridad.</li> <li>•Explosiones e incendios.</li> <li>•Muerte.</li> <li>•Demandas gubernamentales</li> <li>•Retraso del proceso.</li> <li>•Penalización del cliente.</li> <li>•Pérdida de imagen local.</li> <li>•Pérdida de licitaciones.</li> </ul>				<ul style="list-style-type: none"> <li>•El cable nunca se rompe, más bien el punto débil.</li> <li>•Para la seguridad de los cañones se emplean el dispositivos de seguridad <i>GUARDIAN</i> que permite manejar corrientes parasitarias de &lt; 250mV y otra para &gt;5VC.</li> </ul>			<ul style="list-style-type: none"> <li>•Realizar programas de retroalimentación para el personal involucrado con el ensamble y manipulación de cañones en el pozo.</li> <li>•Realizar comprobaciones periódicas para asegurarse que el riesgo aun es tolerable.</li> </ul>
Ejecución de la herramienta	No	Operación	No se cumple con el objetivo.	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Mala selección del tipo de cañón (chorro, bala).</li> <li>•El método de cañoneo empleado (tubing gun, casing gun, TCP y cable) es el equivocado.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Fracturamiento de la formación, cemento o casing.</li> <li>•Derrumbe de la formación.</li> <li>•Atrapamiento de la sarta de herramientas y cañón.</li> <li>•Costos adicionales por intervenciones futuras para la producción.</li> <li>•En el peor de los casos, abandono del pozo.</li> <li>•Perforación de la formación insuficiente.</li> <li>•Baja o ninguna producción de crudo.</li> <li>•Taponamiento de la zona perforada.</li> <li>•Penalización del cliente.</li> <li>•Pérdida de imagen local.</li> <li>•Costos adicionales de pesca de la herramienta.</li> <li>•Pérdida de licitaciones.</li> </ul>	2	3		<ul style="list-style-type: none"> <li>•Los datos emitidos por el cliente permiten la planificación respectiva para seleccionar el tipo de cañón a bajar.</li> <li>•Cada documento de planificación del trabajo es revisado por el departamento de ingeniería, antes de realizarse la misma.</li> <li>•Se realiza la simulación respectiva del trabajo a realizarse mediante el <i>SOFTWARE PULSFRACT</i>, que simulación las condiciones del pozo.</li> <li>•El método de cañoneo es empleado dependiendo de las condiciones del pozo.</li> </ul>	2	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Antes de realizar el trabajo considerar la compactación, permeabilidad, porosidad y las características de los fluidos, los cuales inciden en la penetración y daño de la formación cañoneada.</li> <li>•Realizar comprobaciones periódicas para asegurarse que el riesgo aun es tolerable.</li> <li>•No intervenir en el diseño, a menos que un análisis más detallado así lo especifique.</li> <li>•Realizar programas de retroalimentación sobre la formación y los fluidos presentes en el pozo, para el personal involucrado con el cañoneo.</li> </ul>

Ejecución de la herramienta	Menos	Operación	Se cumple con el objetivo parcialmente.	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Diferencial de presión positivo (sobre-balance).</li> <li>•Fluidos con presencia de sólidos, suciedades y alta densidad.</li> <li>• Presión de cabeza mayor a los 3000 psi.</li> <li>•Temperatura del pozo por sobre los 300 °F.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Migración de arena o aporte de finos de la formación al pozo.</li> <li>•Taponamiento de la fractura.</li> <li>•Baja penetración. y producción de crudo.</li> <li>•Rebote de la herramienta hacia la superficie.</li> <li>•Retraso del proceso.</li> </ul>	4	1		<ul style="list-style-type: none"> <li>•Con el empleo de una BOP se puede resetear para presiones de cabeza de hasta 10000 Psi.</li> <li>•La temperatura máxima de un pozo petrolero en el oriente ecuatoriano es de 210°F.</li> <li>•En caso de que el pozo empuje a la herramienta hacia la superficie, se colocan balanzas o pesas para asegurar su estadía.</li> </ul>	2	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>•No intervenir en el diseño, a menos que un análisis más detallado así lo especifique.</li> </ul>
Ejecución de la herramienta	Mas	Operación	Se fractura la formación más de lo especificado.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Excesiva separación entre la pared interior del revestidor y la carga.</li> <li>•Sobrecarga o múltiples disparos sobre la tubería y formación.</li> <li>•Inadecuada configuración de la herramienta (Fase de disparo, densidad de carga, penetración, etc.)</li> <li>•Explosivo utilizado inadecuado para la temperatura del pozo.</li> <li>•Correlación del pozo interpretada erróneamente.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Baja penetración de la zona de interés al cañonear.</li> <li>•Baja producción de crudo.</li> <li>•Penalización del cliente.</li> <li>•Deformación y agrietamiento del casing.</li> <li>•Fractura de la formación y cemento.</li> <li>•Esfuerzos horizontales y verticales de la formación hacia el casing mal repartido.</li> <li>•Ruptura del casing.</li> <li>•Explosiones espontáneas.</li> <li>•Disparos fuera de profundidad.</li> <li>•Pérdida del pozo.</li> <li>•Perforación fuera de la zona de interés.</li> </ul>	2	3		<ul style="list-style-type: none"> <li>•Se estima la penetración de la formación mediante simulación en el software PULSFRACTACK y el conocimiento acerca del comportamiento de cada explosivo.</li> <li>•Para el control de profundidad se correlaciona, mediante un Gamma Ray, la cual es bajada junto con el cañón.</li> <li>•Se usa un equipo especial para temperaturas superiores a 300°F.</li> <li>•Se usan cargas de alta temperatura entre 300 °F - 400°F que proveen baja penetración, incremento de</li> </ul>	2	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Realizar comprobaciones periódicas para asegurarse que el riesgo aun es tolerable.</li> <li>•Realizar programas de retroalimentación sobre configuración y tipos de explosivos, para el personal involucrado con la operación de cañoneo.</li> <li>•No usar cañones desechables en pozos con T&gt; 300°F.</li> </ul>

				<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pérdida de las herramientas.</li> <li>• Pérdida de imagen local.</li> <li>• Pérdida de contratos.</li> <li>• Costo extras por reacondicionamiento y recuperación del pozo y herramientas.</li> </ul>				<ul style="list-style-type: none"> <li>• fallas, mayores costos y menos opción de selección.</li> <li>• Todo trabajo tiene una planificación y revisión previa por el departamento de ingeniería.</li> </ul>				
Mas	Operación	Se fractura la formación más de lo especificado.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Interpretación inadecuada de la orientación de esfuerzos máximos en la formación.</li> <li>• Desconocimiento de la normativa para operaciones en el sitio del pozo.</li> <li>• Técnico y personal con fatiga laboral.</li> <li>• Presión atrapada en la herramienta al sacarla del pozo.</li> <li>• Desconocimiento de las características y comportamiento del explosivo a utilizar.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fractura de la formación, casing y cemento.</li> <li>• Ruptura o colapso del casing por esfuerzos mal repartidos.</li> <li>• Atrapamiento de la sarta de herramientas.</li> <li>• Sobretensión del cable de acero.</li> <li>• Rotura del punto débil.</li> <li>• Abandono de la sarta de herramientas, en caso de no poder recuperarla.</li> <li>• Accidentes de pequeña y gran escala.</li> <li>• Mutilaciones y muertes.</li> <li>• Incendios.</li> <li>• Penalización del cliente.</li> <li>• Pérdida de licitaciones.</li> <li>• Pérdida de imagen local.</li> <li>• Costos por intervenciones adicionales de reparación y producción.</li> </ul>	2	4		<ul style="list-style-type: none"> <li>• La fractura del casing se controla mediante la aplicación de los métodos de simulación como: Duo, Desbalance, etc.</li> <li>• Se cuenta con un documento de riesgos para manejo de explosivos.</li> <li>• La presión atrapada en la herramienta debe ser detectada y purgada por personal experimentado y calificado.</li> <li>• Los explosivos empleados en los cañones son RDX, HMX, HNS y PYX.</li> <li>• Toda persona que no es esencial en la operación se mantiene alejada de las herramientas con explosivos que tenga presión atrapada, después de la operación.</li> </ul>	3	1		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Realizar comprobaciones periódicas para asegurarse que el riesgo aun es tolerable.</li> <li>• Realizar programas de retroalimentación sobre los tipos de explosivos utilizados en la empresa, para el personal involucrado con la operación de cañoneo.</li> <li>• Tener en la locación fotocopias del diagrama esquemático de ensamble para las herramientas a descender al pozo.</li> <li>• Tener en la locación fotocopias del programa o secuencia operacional a seguirse para durante la operación de cañoneo.</li> </ul>
Reversa	Aislamiento	No aplica	No aplica	No aplica	-	-	-	No aplica	-	-	-	No aplica

	Otro que	Operación	No aplica	No aplica	No aplica	-	-	-	No aplica	-	-	-	No aplica
	Parte de	Operación	No aplica	No aplica	No aplica	-	-	-	No aplica	-	-	-	No aplica
	Además de	Operación	No aplica	No aplica	No aplica	-	-	-	No aplica	-	-	-	No aplica
	Así como	Fluido	No aplica	No aplica	No aplica	-	-	-	No aplica	-	-	-	No aplica

Esquema 6. Ubicación general de un sistema de bombeo electrosumergible



**MATRIZ DE ANÁLISIS DE RIESGOS DE OPERABILIDAD DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE**

**EMPRESA:** Baker Hughes Services International INC.

**FECHA:** 15/05/2012

**LOCALIDAD:** Francisco de Orellana

**Revisión:** 1

**ESTACION:** Base del Coca

**Plano N°:** Esquema # 6

**PROCESO:** Extracción del crudo mediante equipo electrosumergible.

**NODO:** Bombeo electrosumergible.

**INTENCIÓN DE DISEÑO:** Levantar los fluidos aportados por el yacimiento desde el fondo del pozo hasta la estación de flujo, mediante la rotación centrífuga de la bomba electrosumergible.

Operación	Palabra guía	Variable	Desviación	Causas	Consecuencias	F	S	R	Salvaguardas	N	V	R	Acción correctiva
Puesta en operación del equipo BES	No	Flujo	No hay bombeo de crudo a superficie.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El sistema arranca, pero no produce.</li> <li>• Alineación defectuosa.</li> <li>• Calculo de la bomba, inadecuada.</li> <li>• Coupling no ubicado al ensamblar el equipo.</li> <li>• Equipo o elementos ensamblados, incompleto.</li> <li>• Eje roto en el arranque o en la operación.</li> <li>• Corto circuito del motor.</li> <li>• Cable MLE (Motor Lead Extensión) golpeado.</li> <li>• Estator del motor en cortocircuito o a tierra.</li> <li>• Comunicación entre el tubing y el casing.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Funcionamiento del equipo BES en vacío.</li> <li>• Sobrecalentamiento del motor.</li> <li>• Quema del motor del equipo BES.</li> <li>• Baja producción de crudo.</li> <li>• Viaje hacia la superficie para añadir elementos del equipo BES.</li> <li>• Retraso del proceso.</li> <li>• Disminución de la confiabilidad de equipos.</li> <li>• Bajo aislamiento.</li> <li>• No arranca el equipo BES.</li> <li>• Penalización del cliente.</li> <li>• Fuga del crudo por la tubería de producción hacia el pozo.</li> <li>• Pérdida de licitaciones.</li> <li>• Pérdida de imagen local.</li> </ul>	2	3		<ul style="list-style-type: none"> <li>• No se realiza la alimentación eléctrica del sistema, mientras no esté terminado el trabajo de ensamble del equipo ESP.</li> <li>• Se realizan check list o inspección de los equipos en la base y al llegar al pozo.</li> <li>• Se tiene el diagrama de survey del pozo para analizar donde asentar el equipo BES.</li> <li>• Se verifica la alineación de la torre de workover.</li> <li>• Se realiza monitoreo del equipo BES durante la bajada de tubería.</li> <li>• Se realiza un report pre-instalation (PIR), para garantizar que se haya instalado todos los elementos del equipo BES.</li> <li>• Se realizan pruebas en vacío y en cortocircuito.</li> </ul>	2	1		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Usar las tarjetas de bloqueo en los elementos de superficie que permitan la activación del circuito eléctrico mientras se está realizando las conexiones.</li> <li>• Evitar altas velocidades en entradas a Liners, cambios de sección doglegs y desviaciones.</li> <li>• Inspeccionar la conexión a tierra y que esta no se encuentre corroída o suelta.</li> <li>• Verificar alineación de la torre del taladro previa instalación del equipo BES.</li> <li>• Usar los formularios de plan de calidad antes de ensamblar cualquier equipo BES.</li> <li>• Realizar comprobaciones periódicas para asegurarse que el riesgo aun es tolerable.</li> </ul>

				<ul style="list-style-type: none"> <li>• Condiciones ambientales de la zona, desfavorable.</li> <li>• Geometría del pozo irregular.</li> <li>• Falta de aporte del pozo.</li> <li>• Arenamiento del pozo.</li> <li>• Presencia de parafina, asfáltenos, escala, arena y sulfuro de hierro.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Retraso de las operaciones en armado de empalmes, etc.,.</li> <li>• Atascamiento de la bomba.</li> <li>• Taponamiento del equipo BES.</li> <li>• No hay producción de crudo.</li> <li>• Pulling al equipo BES.</li> <li>• Paralización del proceso.</li> </ul>	3	1		<ul style="list-style-type: none"> <li>• En problemas por condiciones del pozo y climas, no existen penalizaciones.</li> <li>• Se realizan las pruebas de producción respectivas.</li> <li>• Los datos emitidos por el cliente entregan la información del pozo y sus condiciones.</li> </ul>	1	1		<ul style="list-style-type: none"> <li>• No intervenir en el diseño, a menos que un análisis más detallado así lo especifique.</li> </ul>
Puesta en operación del equipo BES.	Menos	Flujo	Hay baja producción de crudo hacia la superficie.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Torque inadecuado entre la tubería y el casing, (comunicación tubing-casing)</li> <li>• Sobre-esfuerzo por carga excesiva.</li> <li>• Inadecuado ensamble del equipo (acople entre equipo–equipo realizado incorrectamente, o ring no ubicado entre bomba - bomba, cupling no instalado).</li> <li>• Eje fracturado (pueden romperse en el arranque o en la operación).</li> <li>• Desbalance de energía (corrientes).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fuga del hidrocarburo por las uniones roscadas.</li> <li>• Baja o pobre producción.</li> <li>• Retraso del proceso de producción de crudo.</li> <li>• Sobrecalentamiento del equipo BES.</li> <li>• Daño del equipo BES.</li> <li>• Pérdida de imagen local.</li> <li>• Pérdida de licitaciones.</li> <li>• Penalización del cliente por NPT.</li> <li>• Costos adicionales de recuperación del equipo BES.</li> <li>• Si no se puede recuperar la herramienta o equipo, abandono del pozo.</li> </ul>	3	2		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se realiza el monitoreo constante de las variables, en caso de alteración de las mismas. Así se identifica donde existe posibilidad de fallas.</li> <li>• Se realiza los arranques pre-operacionales de producción para verificación del BES.</li> <li>• En caso de fallas en el equipo BES, se detiene la operación, se repara y se continúa con la producción.</li> <li>• Se cuenta con formularios de plan de calidad, que permite inspeccionar el ensamble, mantener los torques adecuados y ubicar los componentes necesarios.</li> </ul>	2	1		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Realizar comprobaciones periódicas para asegurarse que el riesgo aun es tolerable.</li> <li>• Llevar continuamente los documentos de check list (secuencia operacionales) para el ensamble del equipo BES</li> </ul>
Puesta en operación del equipo				<ul style="list-style-type: none"> <li>• Datos erróneos emitidos por el cliente, sobre la condición del pozo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Falla en el diseño del equipo BES.</li> <li>• Baja o pobre producción de</li> </ul>	3	2		<ul style="list-style-type: none"> <li>• En base a datos proporcionados por el cliente se realiza evaluaciones de:</li> </ul>	2	1		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Realizar comprobaciones periódicas para asegurarse que el riesgo aun es tolerable.</li> </ul>

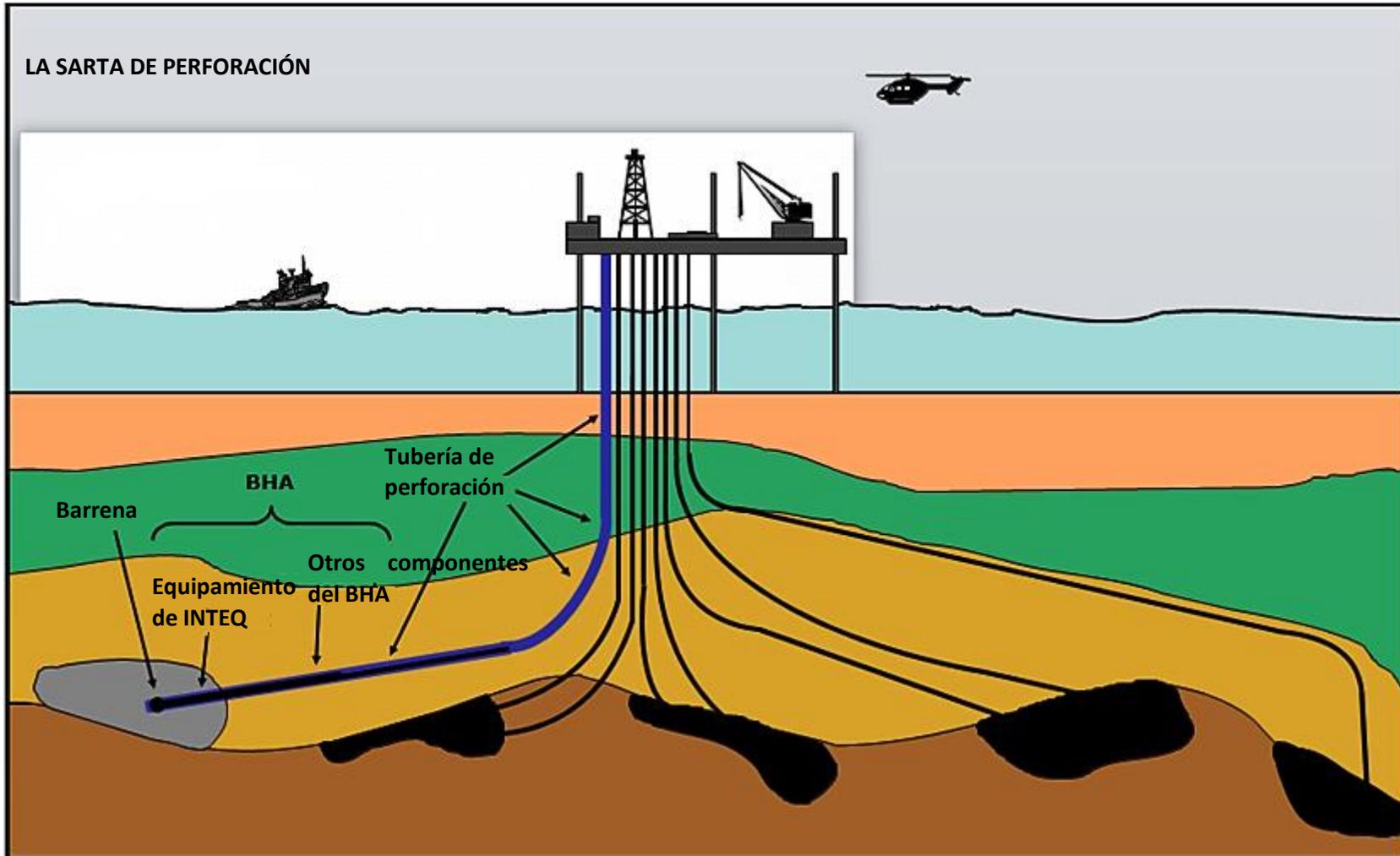
BES.				<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bajo aporte del pozo.</li> <li>• Acumulaciones de agua o gas en el pozo.</li> <li>• Caída de la presión a lo largo del pozo.</li> <li>• Compactación de la zona alrededor de las perforaciones, que reducen la permeabilidad.</li> <li>• Pega diferencial del equipo BES.</li> <li>• Liner ranurado.</li> <li>• Taponamiento de los elementos de completación para control de arena.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Workover del pozo.</li> <li>• Retraso del proceso de producción de crudo.</li> <li>• Taponamiento del yacimiento por residuos dejados en el pozo durante la perforación.</li> <li>• Fuga de crudo.</li> <li>• Daño al equipo BES.</li> <li>• Pulling al equipo BES.</li> <li>• Viajes a superficie para sustituir componentes averiados por las condiciones del pozo.</li> </ul>						<ul style="list-style-type: none"> <li>• pruebas de ratas múltiples, evaluación de zonas, índice de productividad, Barriles de petróleo a producir, el punto de burbuja, etc.,.</li> <li>• La planificación después de las evaluaciones permite una buena selección del equipo.</li> <li>• El diseño y selección de un equipo BES, se realiza con una simulación previa en <i>AUTOGRAPH.PC</i>.</li> <li>• En problemas por condiciones del pozo y climas, no existen penalizaciones.</li> </ul>			<ul style="list-style-type: none"> <li>• Realizar la analogía respectiva con los pozos aledaños para evitar contratiempos por daño en elementos del equipo BES y condiciones de pozo.</li> <li>• No intervenir en el diseño, a menos que un análisis más detallado así lo especifique.</li> </ul>
Puesta en operación del equipo BES.	No	Potencia	No genera la potencia.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Variador no configurado.</li> <li>• Falla eléctrica del equipo (en general).</li> <li>• Motor con bajo aislamiento.</li> <li>• Desbalance entre fases (aislamiento a tierra).</li> <li>• Cable golpeado.</li> <li>• Baja alimentación de corriente de alta.</li> <li>• Desequilibrio de fases.</li> <li>• Baja impedancia y resistencia.</li> <li>• Fusibles fundidos.</li> <li>• Relés de disparo dañados</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No arranca el sistema.</li> <li>• Lecturas erróneas de las condiciones y variables del pozo, en caso de que arranque.</li> <li>• Sobrecalentamiento del motor.</li> <li>• Fuga de corriente por cable MLD-4.</li> <li>• Baja tensión.</li> <li>• Penalización del cliente por NPT.</li> <li>• Retraso del proceso.</li> <li>• Pérdida de imagen local.</li> <li>• Pérdida de contratos.</li> <li>• Funcionamiento en reversa</li> </ul>	2	3				<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se cuenta personal capacitado para la instalación del equipo de fondo y de superficie, en lo concerniente a la instalación del equipo BES en la locación.</li> <li>• Se realizan los check list respectivos para verificar las condiciones de los cables.</li> <li>• Cada componente del equipo BES es probado en su integridad, durante y después del ensamble, en la base de Quito.</li> <li>• Se cuenta con un manual de fallas del equipo BES, que</li> </ul>	2	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Realizar comprobaciones periódicas para asegurarse que el riesgo aun es tolerable.</li> </ul>

				<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mala conexión del motor.</li> </ul>	del motor del equipo BES.			permite identificar inmediatamente la causa.			
Puesta en operación del equipo BES.	Menos	Potencia	Genera una potencia de muy baja.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cable de potencia inadecuado.</li> <li>• Mal seteo en el variador de frecuencia.</li> <li>• Bajo aislamiento del cable.</li> <li>• Mal ponchado los terminales (nicopros).</li> <li>• Falta del fluido de refrigeración.</li> <li>• Empalmes de cables mal realizado.</li> <li>• Cortocircuito de fase a tierra.</li> <li>• Variador de velocidad instalado incorrectamente.</li> <li>• Alta vibración.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Retraso del proceso.</li> <li>• Paralización del proceso.</li> <li>• Penalización del cliente por NPT.</li> <li>• Posibilidades de que no arranque el motor.</li> <li>• Fuga de corriente en la tubería de producción.</li> <li>• Sobrecalentamiento del equipo.</li> <li>• En presencia de H<sub>2</sub>S y una fuente de ignición, incendio.</li> <li>• Pérdida de imagen local.</li> <li>• Pérdida de licitaciones.</li> <li>• Sobrecarga de esfuerzos.</li> <li>• Rotura de eje.</li> </ul>	2	4	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Los empalmes de cable MLD-4 se los realizan durante el día.</li> <li>• Toda la instalación del equipo de superficie se lo realiza siempre en el día.</li> <li>• El motor y sello son llenados de lubricante durante el montaje del equipo BES. Además se prueban sus fases, aislamiento y continuidad.</li> <li>• Antes de cada trabajo se realiza la planificación previa de la operación, mediante la cual se selecciona los componentes y elementos adecuados.</li> </ul>	3	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Realizar comprobaciones periódicas para asegurarse que el riesgo aun es tolerable.</li> <li>• Revisar funcionamiento, instalación y procedimientos para verificar los límites de corriente antes de iniciar el nuevo ESP.</li> <li>• Revisar programa de formación para los nuevos operadores para incluir una supervisión más estrecha y la formación.</li> <li>• Tener fotocopias del programa operacional y secuencia operacional del montaje del equipo BES, en la locación.</li> </ul>
Puesta en operación del equipo BES.	Mas	Temperatura	Temperatura del equipo. Temperatura de yacimiento	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mayor velocidad de rotación del motor.</li> <li>• Mala selección de la frecuencia del motor.</li> <li>• Mal aislamiento de los conductores de corriente eléctrica.</li> <li>• Utilización del CL-7 para el llenado del motor.</li> <li>• Bajo nivel de aceite dieléctrico en el motor</li> <li>• Insuficiente lubricación a</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sobrecarga del motor y equipo BES.</li> <li>• Polaridad invertida al conectar el cable MLE-4.</li> <li>• Sobrecalentamiento del equipo.</li> <li>• Insuficiente lubricación del motor.</li> <li>• Quema del motor.</li> <li>• Retraso del proceso.</li> <li>• Penalización del cliente por NPT.</li> </ul>	2	3	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Para la lubricación del motor y sello se utilización aceite dieléctrico CL-6, que provee una mayor densidad.</li> <li>• En superficie se monitorea constantemente el comportamiento de las variables como: temperatura del motor y sello, temperatura del pozo, presión del pozo, caudal de bombeo de agua matada, etc.</li> <li>• Se realiza la comprobación</li> </ul>	2	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Realizar comprobaciones periódicas para asegurarse que el riesgo aun es tolerable.</li> </ul>



		del agua, para bombear desde la superficie.	diesel.(Agua matada)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Produce poco.</li> <li>• No produce el pozo.</li> <li>• Retraso del proceso</li> </ul>				servicio.				detallado así lo especifique.
Además de	Composición	Hidrocarburo con presencia de agua o aceites.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Formación de la película oxidante (escala) en tubería.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Taponamiento del equipo BES.</li> <li>▪ Retraso del proceso.</li> </ul>	3	1		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ El requerimiento lo hace el personal de Baker.</li> </ul>	1	1		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se limpia mediante un pullin al equipo BES.</li> <li>• No intervenir en el diseño, a menos que un análisis más detallado así lo especifique.</li> </ul>
Parte de	Composición	No aplica	No aplica	No aplica	-	-	-	No aplica	-	-	-	No aplica
Así como	Adición	No aplica	No aplica	No aplica	-	-	-	No aplica	-	-	-	No aplica

Esquema 7. Diagrama general de una perforación direccional offshore y su BHA



**MATRIZ DE ANÁLISIS DE RIESGOS OPERACIONALES DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL**

<b>EMPRESA:</b> Baker Hughes Internacional Branches	<b>FECHA:</b> 10/07/2012
<b>LOCALIDAD:</b> Francisco de Orellana	<b>Revisión:</b> 1
<b>ESTACION:</b> Base Coca	<b>Plano N°:</b> Esquema # 7

**PROCESO:** Perforación direccional de pozos petroleros

**NODO:** Perforación direccional

**INTENCION DE DISEÑO:** Direccionar la perforación del pozo a lo largo de una trayectoria planificada, hacia un objetivo subterráneo determinado por debajo de la mesa rotatoria de un taladro.

Operación	Pal. Guía	Variable	Desviación	Causas	Consecuencias	F	S	R	Salvaguardas	N	V	R	Acción correctiva
Perforación en curso	No	Flujo	Perdida de la circulación del fluido de perforación.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Perforando formaciones no muy consolidadas, altamente permeables y porosas.</li> <li>• Adherencia del lodo, ripios o recortes de roca a las paredes del pozo y tuberías de la sarta, porque el fluido de perforación no cumple con sus propiedades.</li> <li>• Tubería de la sarta pegada a las paredes del pozo por la mal geometría del pozo.</li> <li>• Pega diferencial. Es decir, al perforar formaciones permeables, se crea un revoque de lodo debido a que la PH &lt; PF.</li> <li>• Empaquetamiento (pack-off o puenteo (bride)). Partículas de la formación caídas al hueco a la altura del lastra-barrenas o de las</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Derrumbes por sobre la barrena que impiden la circulación del fluido de perforación.</li> <li>• Atrapamiento de la herramienta.</li> <li>• Fatiga de la tubería.</li> <li>• Fuga del fluido dentro de la formación.</li> <li>• Fracturamiento de la formación.</li> <li>• Pega diferencial.</li> <li>• Retraso del proceso de perforación.</li> <li>• Cementación forzada para las tuberías de revestimiento.</li> <li>• Pagos de horas extras del taladro.</li> <li>• Penalización del cliente por NPT.</li> <li>• Pérdida de licitaciones.</li> <li>• Pérdida de imagen local.</li> <li>• Costos adicionales por</li> </ul>	3	3		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se realizan constantes análisis de las muestras tomadas de los ripios para determinar los cortes de broca o posibilidades de derrumbes, y donde se está atravesando.</li> <li>• El fluido de perforación acarrea o levanta los ripios de rocas presentes en pozo durante la perforación.</li> <li>• El fluido de perforación con peso y densidad adecuados no permiten el descontrol de un pozo.</li> <li>• El fluido de perforación posibilita la prevención de un reventón, erupción, brote de gas aceite o agua salada, siempre y cuando la PH &gt; PF.</li> <li>• Cuando existe cabeceo se utiliza el BOP, que impide el reventón de un pozo y soporta una presión hasta</li> </ul>	3	1		<ul style="list-style-type: none"> <li>• No parar de mover la sarta, evitar mantenerla estática por períodos largos, especialmente cuando el BHA está atravesando formaciones permeables.</li> <li>• Mantener el lodo en buenas condiciones, en relación a sus propiedades. Si se descuida las propiedades del fluido podría ocasionar una pega diferencial o derrumbe de la formación.</li> <li>• Usar Lastrabarrenas (Drill Collar) espiraladas, verificando que estos cuenten con espirillas y las Tuberías de Transición (Heavy Weight) para reducir el área de contacto con la formación.</li> <li>• Verificar la posición de los estabilizadores de tubería.</li> <li>• Verificar el galonaje correcto, dependiendo del diámetro del pozo y mediante una circulación mínima de 125 pies/mint en una corrida hidráulica.</li> </ul>

			<p>herramientas con diámetro cercano al pozo, llenando el espacio anular alrededor de la sarta de perforación.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Malos procedimientos de perforación, al no realizar la perforación de limpieza, repaso de la barrena sobre la zona perforada y Back Reaming (repaso del pozo hacia atrás).</li> <li>• Negligencia y falta de experiencia del personal.</li> <li>• Personal nuevo a cargo de la operación.</li> </ul>	<p>operaciones de intervenciones futuras para recuperación del pozo.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Disminución de la confiabilidad del servicio, siempre y cuando sea por negligencia o falta de experiencia del personal de Baker.</li> <li>• Retraso del proceso de finalización de la perforación del pozo.</li> <li>• Riesgo de pérdida y abandono del pozo y las herramientas.</li> </ul>			<p>15000 PSI.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Para evitar el fracturamiento de la formación se debe conocer el diseño de la sarta de perforación, tipo de barrena y tipo de lodo a utilizarse.</li> <li>• El personal nuevo siempre va acompañado del personal con más experiencia.</li> <li>• Para cada trabajo de perforación existe una planificación previa.</li> <li>• El fluido de perforación funciona como lubricante.</li> </ul>			<ul style="list-style-type: none"> <li>• Identificar pegas puenteadas en el proceso de perforación.</li> <li>• Para evitar la pérdida de circulación del lodo de perforación, estar siempre pendientes del tipo de lodo saliente hacia la superficie y en constante comunicación entre el direccional y el de control de fluidos de perforación.</li> <li>• Realizar comprobaciones periódicas para asegurarse que el riesgo aun es tolerable.</li> </ul>
Menos	Peso	El peso disponible de la sarta de perforación es insuficiente.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Calculo mal realizado para determinar los Drill Collars y los Heavy Well.</li> <li>• Drill collars (lastrabarreras) insuficientes.</li> <li>• Heavy Well insuficientes.</li> <li>• Sartas mal diseñadas.</li> <li>• Tipo de barrena inadecuado.</li> <li>• Datos errados de los pozos, por parte del cliente, en pozos macoyas (en una locación varias cabezas de pozos).</li> <li>• El BHA no es el apropiado para cubrir o</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Viajes hacia la superficie para completar el ensamble correcto.</li> <li>• Retraso del proceso de perforación.</li> <li>• Pago de horas extras del taladro.</li> <li>• Costos adicionales de operación, personal y equipos.</li> <li>• Disminución de la confiabilidad de los equipos y del servicio, siempre y cuando sea por negligencia o falta de experiencia del personal de Baker Hughes.</li> <li>• Pérdida de imagen local.</li> </ul>	2	3	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tener a la mano el diagrama de herramientas con las especificaciones de peso, longitud, máxima tensión y compresión, etc., tomando en cuenta el tipo de pozo a perforar.</li> <li>• Antes de cualquier trabajo existe una planificación previa donde se determina las características de la herramienta, dependiendo del pozo.</li> <li>• El peso de la herramienta sobre la formación también se controla determinando el diámetro de la barrena.</li> </ul>	2	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Determinar el peso disponible debajo y encima del martillo.</li> <li>• No sobrecargar peso sobre el martillo debido a la compresión sometida sobre el martillo que podría dañarla innecesariamente.</li> <li>• Trabajar el peso disponible debajo del martillo, para no generar un esfuerzo innecesario en el martillo.</li> <li>• Aplicar la herramienta con Heavy Well y Drill Collars en la broca.</li> <li>• Se debe conocer el diámetro superficial de la barrena, galonaje en el Top Hole y la posición de los estabilizadores.</li> <li>• Realizar comprobaciones</li> </ul>

			realizar la geometría correcta del pozo objetivo.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pérdida de licitaciones.</li> <li>• Penalización del cliente por NPT.</li> <li>• Pandeo o torsión de la sarta.</li> </ul>				<ul style="list-style-type: none"> <li>• Los datos errados se controlan mediante la comparación o correlación con pozos vecinos.</li> </ul>			periódicas para asegurarse que el riesgo aun es tolerable.
Mas	Peso	Excesivo peso de la sarta de perforación.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sarta adherida (pegada) a las paredes del pozo. Esto sucede por empaquetamiento, por pega diferencial, geometría del hoyo y un mal diseño de la sarta.</li> <li>• La tubería de perforación permanece mucho tiempo estático y sin circulación, generando pega diferencial en formaciones altamente permeables.</li> <li>• Presencia de arcillas altamente reactivas en el pozo.</li> <li>• Hinchamiento de arcillas por utilizarse un lodo de perforación inadecuado.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Retraso del proceso de perforación.</li> <li>• Fatiga de cajas y piñones.</li> <li>• Stick lips.</li> <li>• Altas torsiones.</li> <li>• Daño a la broca.</li> <li>• Desgaste prematuro de la broca debido a la fricción.</li> <li>• Daños al motor de fondo.</li> <li>• Vibraciones axiales o laterales.</li> <li>• Atasco de la sarta de herramientas.</li> <li>• En caso que se requiera retirarla, puede ser el indicio de algún colapso del pozo.</li> <li>• Costos adicionales de operación.</li> <li>• Costos por hora – equipo.</li> <li>• Penalización del cliente.</li> </ul>	3	2		<ul style="list-style-type: none"> <li>• El peso de la sarta sobre la formación también se controla mediante la densidad adecuada del fluido de perforación.</li> <li>• La pega diferencial no se puede evitar, pero se puede manejar la situación y seguir perforando.</li> <li>• Existen los manuales de procedimientos que indican la manera adecuada de realizar las operaciones.</li> <li>• Los derrumbes pueden afectar siempre y cuando sean por debajo de la barrena, provocando alrededor de ella la adherencia de ripios.</li> <li>• Los fluidos de perforación permiten levantar del pozo las arcillas y ripios presentes.</li> </ul>	2	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verificar siempre los arrastres hacia arriba y hacia abajo cada 100 metros como mínimo.</li> <li>• Determinar el tamaño del agujero del pozo y el tipo de broca (si es PDC o Tricónica), pensando que es el adecuado.</li> <li>• Para garantizar procedimientos de perforación correctos y seguros, se debe conocer la formación, el tipo de broca y el lodo de perforación.</li> <li>• Las brocas a bajarse hacia el fondo del pozo a perforar dependeran del tipo de formación, pudiendo ser estas tricónicas para corte y PDC para fricción.</li> <li>• Realizar comprobaciones periódicas para asegurarse que el riesgo aun es tolerable.</li> </ul>
Menos	Potencia	Los motores de fondo generan una baja.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Excesiva vibración de la sarta.</li> <li>• Altas torsiones.</li> <li>• Pega de la sarta de perforación (por la geometría del hoyo).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Desgaste prematuro de los elementos rotatorios en la sarta de perforación.</li> <li>• Realización de viajes hacia la superficie para sustituir los elementos dañados.</li> </ul>	2	2		<ul style="list-style-type: none"> <li>• El empleo de los motores de fondo ayuda a aumentar la velocidad de perforación.</li> <li>• Cuando son formaciones no conocidas se emplean motores de alto torque.</li> </ul>	1	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Determinar el tipo de motor de fondo a emplearse en formaciones conocidas y no conocidas, dependiendo de la formación a perforar y tipo de barrena.</li> <li>• Adicionalmente los motores de</li> </ul>

			<ul style="list-style-type: none"> <li>• El motor ensamblado en la sarta de perforación, es el incorrecto.</li> <li>• Baja velocidad de perforación (ROP).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Realización de viajes hacia la superficie para agregar el motor correcto.</li> <li>• Retraso del proceso de perforación.</li> <li>• Pagos de horas extras del taladro.</li> <li>• Penalización del cliente.</li> <li>• Pérdida de contratos.</li> <li>• Pérdida de imagen local.</li> </ul>				<ul style="list-style-type: none"> <li>• Para formaciones conocidas se pueden emplear motores de bajo torque.</li> <li>• Los motores de fondo en su mayoría pueden trabajar con cualquier fluido de perforación como: base agua o aceite, lodos con aditivos e incluso materiales obturantes.</li> </ul>			<ul style="list-style-type: none"> <li>fondo se podrán determinar, dependiendo del diámetro del pozo que se va a perforar y del tamaño de la broca.</li> <li>• Los motores de fondo más habituales a usarse serán: 9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>, 9<sup>1</sup>/<sub>8</sub>, 8, 6<sup>3</sup>/<sub>4</sub>, 4<sup>3</sup>/<sub>4</sub>.</li> <li>• No intervenir en el diseño, a menos que un análisis más detallado así lo especifique.</li> </ul>
Mas	Temperatura	Temperatura excesiva del pozo, entre los 300°F (150°C) - 400 °F (200°C).	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Perforando en una zona de alta presión.</li> <li>• Perforando en una falla geológica o cambio litológico.</li> <li>• Perforando en campos con un elevado gradiente de temperatura en el subsuelo.</li> <li>• Falla el MDW al entregar la decodificación, presentando intermitencia e irregularidad en el pulso. No se observa pulso DRP.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aumento de la presión de formación.</li> <li>• En el peor de los casos reventón del pozo.</li> <li>• Quemaduras interiores del motor de fondo, principalmente en el estator (hule o caucho).</li> <li>• Posibles fallas electrónicas en el MWD.</li> <li>• Paralización del proceso de perforación.</li> <li>• Retraso del proceso.</li> <li>• Costos adicionales de operación, de control y recuperación.</li> <li>• Costos de horas extras del taladro.</li> <li>• Penalizaciones del cliente</li> <li>• Pérdida de imagen local.</li> </ul>	2	4		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se utilizan sartas especiales o rotatorias, cuando la temperatura es mayor a 150°.</li> <li>• No se utiliza el motor de fondo en temperaturas mayores a 150°.</li> <li>• El lodo de perforación nos ayuda a determinar la temperatura del pozo.</li> <li>• La densidad del fluido de perforación nos ayuda a controlar un posible reventón.</li> <li>• Antes de cada operación de perforación, se realiza la planificación previa que permite determinar el tipo de formación a intervenir y las herramientas necesarias a utilizarse.</li> </ul>	3	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Estar pendientes del estado del lodo en las zarandas, mediante la toma de muestras para su análisis.</li> <li>• En todo proceso se permitir dos viajes.</li> <li>• Realizar constantemente la recirculación de lodo de perforación para disminuir la temperatura y estabilizar las variables</li> <li>• Hacerle ver al cliente por la experiencia las condiciones del pozo y sus posibles consecuencias de seguir perforando bajo condiciones inseguras.</li> <li>• Disminuir la velocidad de penetración en la ROP.</li> <li>• Realizar comprobaciones periódicas para asegurarse que el riesgo aun es tolerable.</li> </ul>
Mas	Presión	Sobrepresión en la	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Efecto de la sobrecarga</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Retraso del proceso de</li> </ul>	2	4		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cerrar valvula especial</li> </ul>	3	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Monitorear los lodos de</li> </ul>

		formación del pozo durante la perforación.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Causas hidrostáticas</li> <li>• Osmosis</li> <li>• Esfuerzos tectónicos</li> <li>• Bombeo excesivo de lodo o fluido de perforación que fractura la formación.</li> <li>• Formaciones geológicas altamente presurizadas en el subsuelo.</li> <li>• Alta concentración de aditivos en los lodos de perforación.</li> <li>• Densidad del lodo mayor que 2.3 gr/cm<sup>3</sup>.</li> <li>• Entrada de fluidos de perforación a las formaciones del pozo, al perforar una zona con presión anormal.</li> <li>• Perforando sobre balance Overbalanced.</li> <li>• Excesiva velocidad de rotación (rpm) de la sarta de perforación.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• perforación.</li> <li>• Fractura de las formaciones.</li> <li>• Paralización del proceso de perforación.</li> <li>• Reventón del pozo.</li> <li>• Incendio en presencia de una fuente de ignición.</li> <li>• Contaminación del medio ambiente por derrame hidrocarburo, lodo y químico.</li> <li>• Demandas estatales por contaminación.</li> <li>• Pérdida de prestigio local, siempre y cuando sea por negligencia y falta de experiencia del personal de Baker Hughes.</li> <li>• Pérdida de contratos.</li> <li>• Cancelación de contratos.</li> <li>• Penalizaciones del cliente.</li> <li>• Sobretensión y sobreesfuerzo de la formación.</li> </ul>				<ul style="list-style-type: none"> <li>• (controlador de erupción o BOP), situado en la cabeza del pozo en caso de emergencias.</li> <li>• La densidad del lodo de perforación es suficiente para contrarrestar y detener la presión del pozo, realizando un sello entre ambos.</li> <li>• El galonaje del fluido de circulación depende del tamaño del pozo.</li> <li>• La sobrepresión de la formación se controla manteniendo una correcta presión hidrostática en la columna de lodo y un buen conjunto de preventores (BOP).</li> <li>• La sobrepresión se controla manteniendo la PH &gt; PF.</li> </ul>			<ul style="list-style-type: none"> <li>• perforación periódicamente para evitar pérdidas irremediables.</li> <li>• El personal de manipulación de los BOP debe ser capacitado y entrenado para el manejo de los estos.</li> <li>• Si durante el trabajo de perforación se presentaren condiciones inseguras de operación, comunicar al Company Man para seguir con su operación bajo la responsabilidad exclusiva del gerente del proyecto.</li> <li>• Llevar un registro diario del comportamiento de los parámetros del pozo durante su perforación.</li> <li>• Mantener lejos de la plataforma de trabajo a todo el personal ajeno a la operación de perforación.</li> <li>• Realizar comprobaciones periódicas para asegurarse que el riesgo aun es tolerable.</li> </ul>
Mas	Inclinación	La inclinación del pozo es mayor a los >40°.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cambio de dirección de la sarta de manera más rápida de lo previsto o planeado.</li> <li>• No se realiza la técnica de sliding o desliza para crear un ángulo según lo planeado.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Desgaste de la tubería.</li> <li>• Atrapamiento de la tubería de revestimiento.</li> <li>• Fractura de la formación.</li> <li>• Derrumbes en los tramos afectados.</li> <li>• Atrapamiento de la sarta de perforación.</li> </ul>	2	3		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Si el cliente lo requiere se utiliza un elemento llamado PCL (PIPE CONVEYED LOGGING), para asegurar la obtención del registro, en pozos donde las condiciones son desfavorables.</li> <li>• El survey del pozo está</li> </ul>	2	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• En pozos con altas desviaciones monitorear más estrictamente los lodos de perforación.</li> <li>• Verificar los arrastres de ripios a la superficie como mínimo cada 100 metros de perforación.</li> <li>• Bajar el ensamble de la sarta con una correcta posición de los</li> </ul>

			<ul style="list-style-type: none"> <li>• Los Drill collars están sobredimensionados.</li> <li>• Calculo mal realizado para determinar los Drill Collars y Heavy Well a utilizarse en cada tramo de perforación.</li> <li>• Excesiva longitud de la sarta de perforación.</li> <li>• Malos procedimientos de perforación.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Realización de un side track (desvió lateral).</li> <li>• Costos adicionales por operaciones futuras de reacondicionamiento del pozo.</li> <li>• Costos adicionales de pesca de la herramienta.</li> <li>• Pérdida de licitaciones.</li> <li>• Penalización del cliente.</li> <li>• Pérdida de imagen local.</li> </ul>				<ul style="list-style-type: none"> <li>• determinado antes de empezar la perforación.</li> <li>• La inclinación varía dependiendo si los pozos son someros o profundos, y de donde se encuentra la producción de estos.</li> <li>• Existe un diagrama esquemático de ensamble para la sarta de herramientas y el BHA.</li> </ul>			<ul style="list-style-type: none"> <li>• estabilizadores.</li> <li>• Tener en cuenta la limpieza de los pozos para evitar atrapamiento de la herramienta, ya que esto es un problema grande en pozos con altas desviaciones donde se dificulta el arrastre de estos.</li> <li>• Realizar comprobaciones periódicas para asegurarse que el riesgo aun es tolerable.</li> </ul>
Además de	Composición	Alteración de las propiedades del fluido de perforación.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Presencia de H<sub>2</sub>S en la perforación del pozo.</li> <li>• Perforando en la zona de producción.</li> <li>• Invasión de agua salada o gas hacia el fluido de perforación.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Retraso del proceso de perforación.</li> <li>• Suspensión de la perforación.</li> <li>• Exposición a gases peligrosos.</li> <li>• En presencia de una fuente de ignición el H<sub>2</sub>S puede provocar incendios considerables.</li> <li>• Contaminación ambiental.</li> <li>• Intoxicación por gases venenosos.</li> </ul>	3	3		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se realiza un sistema de circulación del pozo por medio de un desgasificador, con el propósito de eliminar los gases y recuperar las propiedades del lodo.</li> <li>• En presencia de gas toxico se detiene la operación.</li> <li>• Se utiliza el sistema BOP y los elementos de control de pozo, en caso de reventones.</li> <li>• Se cuenta con un plan de evacuación para emergencia.</li> </ul>	3	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• En presencia de gas toxico reportar al Company Man y esperar se controle la situación para seguir perforando.</li> <li>• Añadir aditivos paulatinamente, dependiendo de la necesidad.</li> <li>• Tener cuidado en la limpieza del pozo, circulando este a criterio del personal del taladro, direccional y el químico.</li> <li>• Realizar comprobaciones periódicas para asegurarse que el riesgo aun es tolerable.</li> </ul>
Parte de	Composición	Crudo contaminado con lodos.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fluido de perforación con alto contenido de sólidos.</li> <li>• Mal cálculo del galonaje.</li> <li>• Mayor bombeo del volumen de lodos que los establecidos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Daños en la formación.</li> <li>• Derrumbes en el pozo.</li> <li>• Atrapamiento de la herramienta.</li> <li>• Retraso de la operación.</li> <li>• Arenamiento de pozos.</li> <li>• Pérdida de imagen local, si</li> </ul>	2	3		<ul style="list-style-type: none"> <li>• La mezcla del crudo no se puede evitar durante el proceso de perforación, pero si recuperarlos mediante la adición de químicos.</li> <li>• Los sólidos presentes en el fluido de perforación se controla mediante su</li> </ul>	2	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Emplear métodos correctos y seguros del cálculo del galonaje a bombear en el fondo del pozo.</li> <li>• Utilizar los elementos complementarios (BOP) y adicionales de control de pozos.</li> <li>• Realizar comprobaciones periódicas para asegurarse que el</li> </ul>

				se comprueba que fue por negligencia del personal de Baker Hughes				observación y el monitoreo de sus propiedades.				riesgo aun es tolerable.
				<ul style="list-style-type: none"> <li>• Penalización del cliente.</li> <li>• Pérdida de licitaciones.</li> </ul>				<ul style="list-style-type: none"> <li>• La planificación previa permite determinar el galonaje de bombeo.</li> </ul>				
Mas	Velocidad	El pozo se perfora a gran velocidad.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Barrena entrando a una zona de transición o blanda.</li> <li>• Desconocimiento de las formaciones litológicas del lugar.</li> <li>• Exceso de confianza.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Incremento de los volúmenes de recorte en las temblorinas.</li> <li>• Inestabilidad del hueco.</li> <li>• Fractura de la formación.</li> <li>• Derrumbe de las paredes del pozo.</li> <li>• Atrapamiento de la herramienta.</li> <li>• Retraso del proceso.</li> <li>• Penalización del cliente.</li> <li>• Pérdida de imagen local.</li> <li>• Costos adicionales de recuperación de la herramienta y pozo.</li> </ul>	2	3		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Si las altas velocidades de perforación no representan riesgos para el personal y locación, se puede continuar con la operación.</li> <li>• Si al perforar se presentaren riesgos, se toma las medidas de precaución manejando algunos parámetros de perforación.</li> <li>• En la zona de transición (arena) los recortes son pequeños, como en zona de presión normal. esto no siempre es aplicable.</li> </ul>	2	1		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Conforme se va avanzando en la profundidad de perforación, se prepara la densidad del fluido de perforación.</li> <li>• Realizar comprobaciones periódicas para asegurarse que el riesgo aun es tolerable.</li> </ul>
Otro que	Fluido	No aplica	Se utiliza un fluido de perforación diferente.	No aplica	-	-	-	No aplica	-	-	-	No aplica
Así como	Adición	No aplica	Mal cálculo del % de químicos a añadirse en los fluidos de perforación.	No aplica	-	-	-	No aplica	-	-	-	No aplica
Reversa	Fluido	No aplica	Retorno del fluido bombeado por la tubería de perforación.	No aplica	-	-	-	No aplica	-	-	-	No aplica

	<b>ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DE CHIMBORAZO</b>	Fecha de revisión:		
		Volumen	Capítulo	Versión
		<b>1</b>	<b>4</b>	<b>1</b>
		Página: 1 de: 3		
<b>PROCEDIMIENTO DE REVISIÓN DE RIESGOS DE OPERABILIDAD (HAZOP)</b>		Aprobado por: Ing. Juan Fierro		
		Revisado por: Ing. Humberto Matheu		

## REVISIÓN HAZOP - LISTA DE LÍNEAS DE SERVICIO

**Nombre del Proyectista: Ángel Avemañay**

**Proyecto N°: 1**

Áreas de estudio	Intención de diseño	N° de Matriz	N° de nodos
Cementación de pozos	Sellar las diferentes capas de la formación para evitar comunicaciones indeseables con la superficie y el pozo, además de proteger el revestidor de la corrosión y mantener la estabilidad del pozo.	Ver matriz de análisis de riesgo de cementación.	2
	Garantizar el buen funcionamiento de los diferentes equipos durante la preparación de las lechadas, para la cementación del pozo petrolero.	Ver matriz de análisis de riesgo del sistema de bombeo de cementación.	
Estimulación acida	Bombear soluciones acidas hacia la roca productora de un yacimiento, para crear canales que faciliten el flujo de fluidos de la formación al pozo y aumentar la productividad.	Ver matriz de análisis de riesgo de estimulación acida.	2
	Garantizar el buen funcionamiento de los diferentes equipos durante la preparación y bombeo de las soluciones acidas, para la estimulación de la formación del pozo petrolero.	Ver matriz de análisis de riesgo del sistema de bombeo de estimulación.	

	<b>ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DE CHIMBORAZO</b>	Fecha de revisión:		
		Volumen	Capítulo	Versión
		<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
		Página: 2 de: 3		
<b>PROCEDIMIENTO DE REVISIÓN DE RIESGOS DE OPERABILIDAD (HAZOP)</b>		Aprobado por: Ing. Juan Fierro		
		Revisado por: Ing. Humberto Matheu		

## REVISIÓN HAZOP - LISTA DE LÍNEAS DE SERVICIO

**Nombre del Proyectista: Ángel Avemañay**

**Proyecto N°: 1**

Áreas de estudio	Intención de diseño	N° de Matriz	N° de nodos
Tubería flexible	Garantizar el buen funcionamiento de la herramienta COILED TUBING durante la Estimulación Ácida de un pozo petrolero.	Ver matriz de análisis de riesgo de tubería flexible.	1
Registros eléctricos	Determinar las características físicas de la formación como: porosidad, saturación de agua/hidrocarburo, densidad, cambios litológicos, adherencia del cemento, etc.	Ver matriz de análisis de riesgo de registros eléctricos.	2
	Garantizar el óptimo funcionamiento de las diferentes herramientas y calidad en los datos entregados de los pozos registrados.	Ver matriz de análisis de riesgo de operabilidad de registros eléctricos.	
Cañoneo de pozos	Crear abertura a través de la tubería de revestimiento y el cemento, para establecer comunicación entre el pozo y las formaciones seleccionadas.	Ver matriz de análisis de riesgo de cañoneo de pozos.	1

	<b>ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DE CHIMBORAZO</b>	Fecha de revisión:		
		Volumen	Capítulo	Versión
		<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
		Página: 3 de: 3		
<b>PROCEDIMIENTO DE REVISIÓN DE RIESGOS DE OPERABILIDAD (HAZOP)</b>		Aprobado por: Ing. Juan Fierro		
		Revisado por: Ing. Humberto Matheu		

## REVISIÓN HAZOP - LISTA DE LÍNEAS DE SERVICIO

**Nombre del Proyectista: Ángel Avemañay**

**Proyecto N°: 1**

<b>Áreas de estudio</b>	<b>Intención de diseño</b>	<b>N° de Matriz</b>	<b>N° de nodos</b>
Bombeo electrosumergible	Levantar fluidos desde el fondo del pozo productor hasta la estación de flujo encontrada en superficie.	Ver matriz de análisis de riesgo de bombeo electrosumergible.	1
Perforación direccional	Direccionar la perforación del pozo a lo largo de una trayectoria planificada, hacia un objetivo subterráneo determinado por debajo de la mesa rotatoria de un taladro.	Ver matriz de análisis de riesgo de perforación direccional.	1

	<b>ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DE CHIMBORAZO</b>	Fecha de revisión:		
		Volumen	Capítulo	Versión
		<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
		Página: 1 de: 3		
<b>PROCEDIMIENTO DE REVISIÓN DE RIESGOS DE OPERABILIDAD (HAZOP)</b>		Aprobado por: Ing. Juan Fierro		
		Revisado por: Ing. Humberto Matheu		

## REVISIÓN HAZOP - LISTA DE NODOS

**Nombre del Proyectista: Ángel Avemañay**

**Proyecto N°: 1**

<b>Nodo</b>	<b>Descripción</b>	<b>Dibujo N°</b>	<b>Desde</b>	<b>Hasta</b>
1	Cementar un pozo de petróleo con presiones que varían entre 3000PSI-7000PSI dependiendo del trabajo, considerando las temperaturas, presiones y fluidos para evitar fracturar o dañar la formación y casing.	Esquema 1	La cabeza de cementación	El fondo del pozo
2	Mezclar las diferentes lechadas a presiones entre 100PSI-400PSI y bombear a través de las líneas de alta presión hacia la cabeza de cementación.	Plano 1	La unidad de mezcla y bombeo	Hasta las tuberías de alta presión
1	Remover o romper las rocas que impidan el fluido del crudo con presiones que varían entre 100PSI-1000PSI, considerando las temperaturas, presiones, fluidos, mediante el bombeo de mezcla acidas que rompen los diferentes tamaños de grano y recuperan la presión del pozo.	Esquema 2	La cabeza del pozo	El fondo del pozo.

Tabla adaptada de ADWEA (Abu Dhabi Water and Electricity Authority) & Group Companies. 2009, HSE Procedure Manual.

	<b>ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DE CHIMBORAZO</b>	Fecha de revisión:		
		Volumen	Capítulo	Versión
		<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
		Página: 2 de: 3		
<b>PROCEDIMIENTO DE REVISIÓN DE RIESGOS DE OPERABILIDAD (HAZOP)</b>		Aprobado por: Ing. Juan Fierro		
		Revisado por: Ing. Humberto Matheu		

## REVISIÓN HAZOP - LISTA DE NODOS

**Nombre del Proyectista: Ángel Avemañay**

**Proyecto N°: 1**

<b>Nodo</b>	<b>Descripción</b>	<b>Dibujo N°</b>	<b>Desde</b>	<b>Hasta</b>
2	Realizar las diferentes mezclas de ácidos a presiones que varían entre 200PSI-4000PSI y bombear a través de las líneas de alta presión, junto con la tubería flexible, hacia la formación de interés.	Plano 2	La unidad de bombeo y mezcla	La entrada de las tuberías de alta presión en el Coiled Tubing
1	Manipular la herramienta de Coiled Tubing adecuadamente durante la operación de estimulación acida	Esquema 3	La unidad de tubería flexible.	El tramo final de la tubería flexible y su BHA de fondo.
1	Realizar la manipulación correcta de la unidad móvil de registro eléctrico al bajar y subir la herramienta de exploración, controlando las diferentes variables, sin provocar daños en la misma tal que afecte la veracidad de los datos de perfilaje y el éxito de futuras intervenciones en el pozo.	Esquema 4	La unidad móvil de registro. Solo durante la operación.	La finalización del proceso de perfilaje.

Tabla adaptada de ADWEA (Abu Dhabi Water and Electricity Authority) & Group Companies. 2009, HSE Procedure Manual.

	<b>ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DE CHIMBORAZO</b>	Fecha de revisión:		
		Volumen	Capítulo	Versión
		<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
		Página: 3 de: 3		
<b>PROCEDIMIENTO DE REVISIÓN DE RIESGOS DE OPERABILIDAD (HAZOP)</b>		Aprobado por: Ing. Juan Fierro		
		Revisado por: Ing. Humberto Matheu		

## REVISIÓN HAZOP - LISTA DE NODOS

**Nombre del Proyectista: Ángel Avemañay**

**Proyecto N°: 1**

<b>Nodo</b>	<b>Descripción</b>	<b>Dibujo N°</b>	<b>Desde</b>	<b>Hasta</b>
1	Realizar la manipulación correcta de la unidad móvil eclipse al subir y bajar la herramienta de cañoneo, controlando las diferentes variables, sin provocar danos en la misma. De tal manera que active los detonadores y repercuta en el éxito del pozo.	Esquema 5	La unidad móvil Eclipse.	La finalización del proceso de cañoneo.
1	Realizar el ensamble correcto del equipo de fondo y la conexión adecuada de los equipos de superficie de la herramienta BES, para garantizar el buen funcionamiento considerando las respectivas variables.	Esquema 6	El ensamble del equipo de fondo del BES.	La producción de barriles de crudo.
1	Direccionar correctamente la herramienta BHA durante el proceso de perforación direccional, considerando las formaciones presentes y las variables.	Esquema 7	El inicio de la perforación primaria.	La finalización del proceso de perforación direccional.

Tabla adaptada de ADWEA (Abu Dhabi Water and Electricity Authority) & Group Companies. 2009, HSE Procedure Manual.

	<b>ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DE CHIMBORAZO</b>	Fecha de revisión:		
		Volumen	Capítulo	Versión
		<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
		Página: 1 de: 3		
<b>PROCEDIMIENTO DE REVISIÓN DE RIESGOS DE OPERABILIDAD (HAZOP)</b>		Aprobado por: Ing. Juan Fierro		
		Revisado por: Ing. Humberto Matheu		

### REVISIÓN HAZOP - LISTA DE LOS GRUPOS DE TRABAJO

**Nombre del Proyectista: Ángel Avemañay**

**Proyecto N°: 1**

LÍNEA DE SERVICIO	GRUPOS HAZOP		
	NOMBRE	ROL	UNIDAD
Cementación de Pozos	Angel Avemañay	Técnico del HAZOP	HSE
	Edison Japa	Ingeniería de procesos	BJS
	Wilson Pasquel	Técnico/operativo	BJS
	Esteban Rodríguez	Técnico de soporte	BJS
	Julio delgado	Ingeniería HSE	HSE
Estimulación Acida	Angel Avemañay	Técnico del HAZOP	HSE
	Julio Delgado	Ingeniería HSE	HSE
	Carlos Coloma	Técnico de soporte	BJS
	Juan C. Santamaría	Ingeniería de procesos	BJS
	Washington Ruiz	Técnico/operativo	BJS
Tubería Flexible	Angel Avemañay	Técnico del HAZOP	HSE
	Juan C. Santamaría	Ingeniería de procesos	BJS
	Carlos Coloma	Técnico/operativo	BJS
	Julio Delgado	Ingeniería HSE	HSE
	Roberto Terán	Técnico de soporte	BJS
Registros Eléctricos	Angel Avemañay	Técnico HAZOP	HSE
	Juan Fierro	Ingeniería HSE	HSE
	Julio Sánchez	Técnico de soporte	BHB
	Daniel Cueva	Ingeniería de procesos	BHB
	Fausto Daldo	Técnico/operativo	BHB

	<b>ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DE CHIMBORAZO</b>	Fecha de revisión:		
		Volumen	Capítulo	Versión
		<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
		Página: 2 de: 2		
<b>PROCEDIMIENTO DE REVISIÓN DE RIESGOS DE OPERABILIDAD (HAZOP)</b>		Aprobado por: Ing. Juan Fierro		
		Revisado por: Ing. Humberto Matheu		

## REVISIÓN HAZOP - LISTA DE LOS GRUPOS DE TRABAJO

**Nombre del Proyectista: Ángel Avemañay**

**Proyecto N°: 1**

LÍNEA DE SERVICIO	GRUPOS HAZOP		
	NOMBRE	ROL	UNIDAD
Cañoneo de Pozos	Angel Avemañay	Técnico HAZOP	HSE
	Juan Fierro	Ingeniería HSE	HSE
	Daniel Cueva	Ingeniería de procesos	BHB
	Jorge Marcano	Técnico de soporte	BHB
	Pachito	Técnico/operativo	BHB
Bombeo Electrosumergible	Angel Avemañay	Técnico HAZOP	HSE
	Juan Fierro	Ingeniería HSE	HSE
	Diego Guerra	Técnico de soporte	BHB
	Freddy Samaniego	Ingeniería de procesos	BHB
	Freddy	Técnico/operativo	BHB
Perforación Direccional	Angel Avemañay	Técnico HAZOP	HSE
	Juan Fierro	Ingeniería HSE	HSE
	Paul Cañizares	Ingeniería de procesos	BHB
	Diego Terán	Técnico/operativo	BHB
	Luis Vera (Mexico)	Técnico de soporte	BHB

## CAPÍTULO V

### 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 5.1 Conclusiones

Se determina la necesidad de completar el estudio HAZOP en los diferentes demás procesos, debido a los severos impactos económicos (NPT) por falla mecánica y error humano durante la manipulación de equipos y componentes, además del impacto al Medio Ambiente y la Salud Integra del Trabajador, que genera un accidente grave.

Tabla 31. Pérdidas económicas por tiempos no productivos en el pozo

CONCESIONES POR LÍNEAS (NPT) 2012		
LINEA	PORCENTAJE %	VALOR
ALS	0.4	348000
DS	0.42	44000
BJ PUMPING	0.17	78000
WS	0.7	571200
<b>TOTAL</b>		<b>1041200</b>

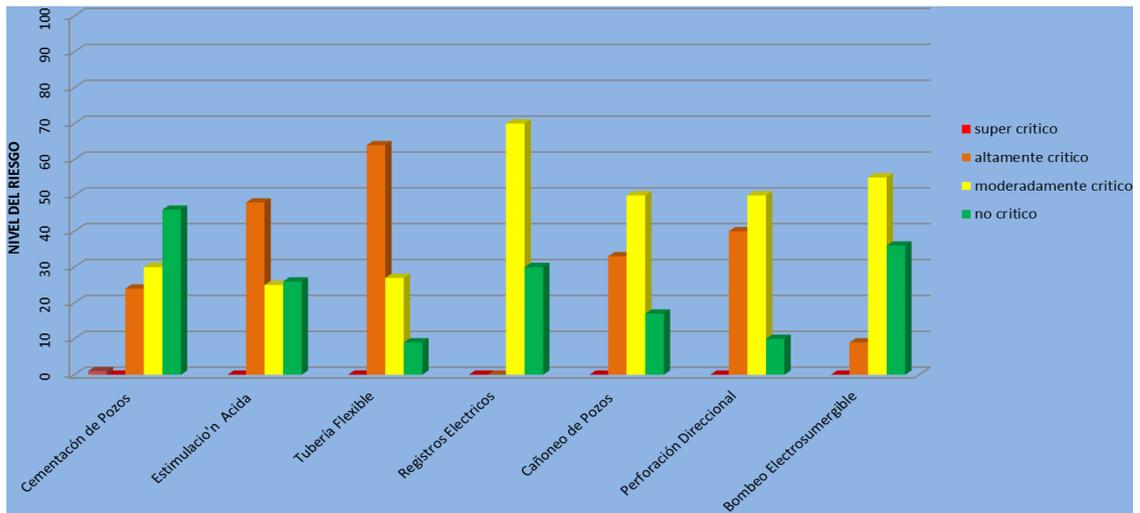
Fuente: Autor

Se comprueba que la realización de los estudios de riesgos operacionales o de procesos es de cumplimiento legal y obligatorio, tanto para la Norma Nacional como Internacional, con la finalidad de prevenir la afectación a la salud integra del trabajador, medio ambiente y propiedad privada.

Se demuestra que la aplicación de la Metodología HAZOP permite identificar posibles escenarios de riesgos razonados asociados con accidentes graves, los cuales pueden ser prevenidos mediante la aplicación de controles adicionales a los ya establecidos.

Se determinó de manera general que el 75 % de las actividades que se realizan durante la prestación de los servicios estudiados son riesgosas, los cuales se encuentran en un nivel alta y moderadamente crítico.

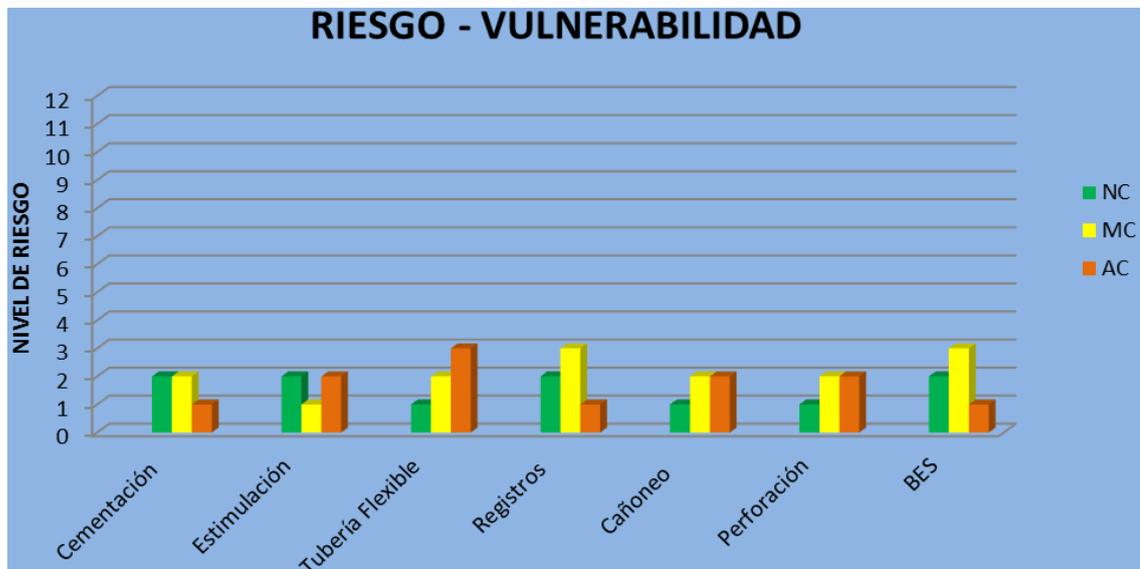
Figura 44. Gráfica de evaluación de los servicios brindados por BHI



Fuente: Autor

Se comprobó que a pesar de los controles implementados por la empresa para disminuir el riesgo, el 75 % de las actividades están asociadas con consecuencias graves y se deben realizar o implementar controles adicionales a los existentes.

Figura 45. Gráfica de evaluación final, considerando las salvaguardas

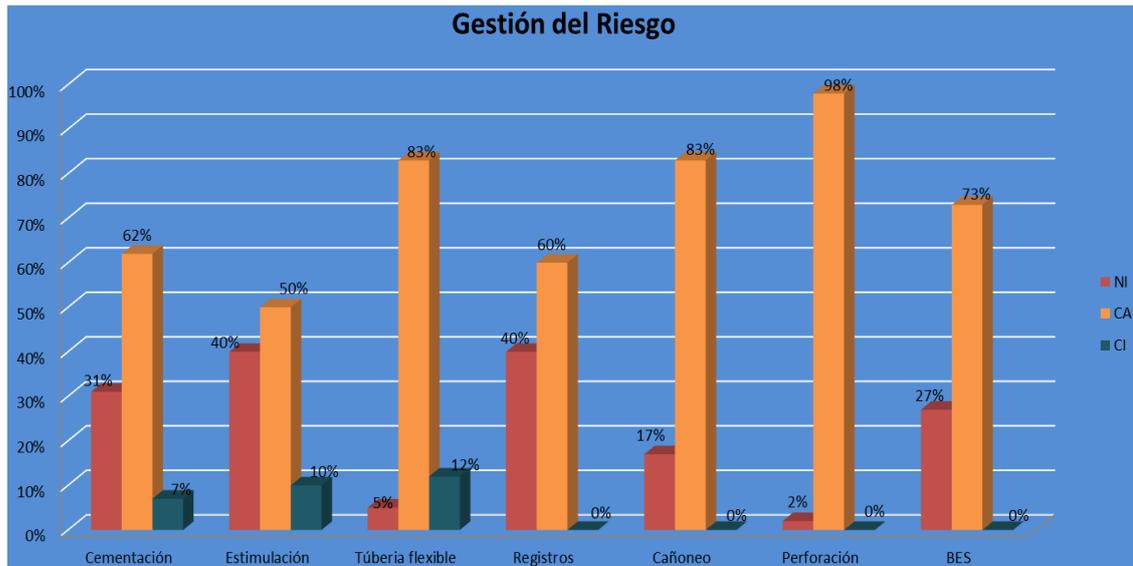


Fuente: Autor

Se evidenció que existen ausencias complementarias de alarmas, señalizaciones y bloqueos, lista completa de contingencias y modos de fallas, los cuales se consideraron antes de aplicar la técnica.

Mediante la aplicación de la metodología HAZOP se determinó las respectivas acciones correctivas para la disminución del riesgo a un nivel tolerable. La misma que se resume en un 72% controles administrativos (CA), 23% no intervenir en el diseño (NI) y un 5% controles de ingeniería (CI), según la jerarquía del control de riesgo.

Figura 46. Gráfica de implementación de las medidas de control adicionales



Fuente: Autor

Tabla 32. Costos estimativos de las acciones correctivas a tomarse

Costos	Actividad
\$1,550	Capacitar al personal en accidentes mayores
\$2,500	Capacitar al personal en balances de energías
\$1,550	Capacitar en reacciones de los ácidos por mezcla inadecuada o orden inadecuado
\$1,230	Capacitar al personal en neutralización de ácidos
\$2,500	Capacitar al personal en formación de gases tóxicos producidos por combustión y sus consecuencias
\$3,000	Contratar una certificadora externa para las cabezas de cementación
\$3,739	Realización del estudio HAZOP
	Realizar un programa de retroalimentación para el ensamble y manipulación de cañones en el pozo.
	Realizar un programa de retroalimentación sobre la formación y los fluidos presentes en el pozo, para el personal involucrado con el cañoneo.
	Realizar un programa de retroalimentación sobre configuración y tipos de explosivos, para el personal involucrado con la operación de cañoneo.
	Realizar un programa de retroalimentación para manipulación de fuentes radioactivas.
	Realizar un programa de retroalimentación en estructuras geológicas regionales para pozos exploratorios.
	Realizar un programa de retroalimentación en fuerzas que se aplicaran sobre la tubería flexible, durante la operación de la misma
	Realizar un programa de retroalimentación sobre acciones de contingencia en caso de derrame, y el manejo seguro de productos químicos.
	Colocar una tubería de desfoguen en los silos de cemento, en la cual se ubique una bolsa con membrana plástica en caso de sobrepresurización.
	Instalar un sistema de alarma para detectar el aumento de presión bajo un cierto nivel umbral e crítico, que me permita actuar manualmente
	Instalar un dispositivo ultrasónico en tiempo real CT inspec, que utiliza 12 probetas dispuestas en forma radial para vigilar el espesor de la pared y la ovalidad de la tubería flexible
	instalar una línea adicional a la salida de las bombas pacemaker que a cierto nivel de sobrepresión deshel exceso en la tina de mezcla
	Instalar un sistema de monitoreo y alarma para vapores de gases, en un determinado radio. Puede ser en la unidad de bombeo o los tanques de almacenamiento
	Deberá incorporarse una guía anti-pandeo dentro del mecanismo del inyector para proveer apoyo lateral adicional al cuerpo del tubo
	Colocar una tubería rígida o manguera flexible a la salida de la Relief Valve que esta sobre la Pacemaker, que descargue la misma hacia los tanques de mezcla de ácido
	Proponer la instalación una tubería adicional en la línea de alta presión, que desvíe hacia los tanques de mezcla el fluido en caso de una sobrepresión de la misma
\$16,069	TOTAL

Fuente: Autor

## **5.2 Recomendaciones**

Realizar auditorías periódicas de los sistemas de control de procesos e instrumentación, a los equipos y unidades utilizadas para PUMPIN BJ y BRANCHES.

Completar en los demás servicios el estudio HAZOP.

Capacitar a todos los empleados involucrados en la empresa en temas como accidentes mayores, sus causas, consecuencias y prevención.

Elabora y aplicar procedimientos de inspección de los sistemas de control instrumental.

Realizar el seguimiento respectivo para el cumplimiento de las acciones recomendadas en las diferentes matrices.

Realizar comprobaciones periódicas de las matrices estudiadas para determinar si el riesgo aun es tolerable.

## BIBLIOGRAFÍA

**American Petroleum Institute. 1997.** *Recommended Practice for Electrical Submersible Pump*. Third Edition. Estados Unidos: API, 1997.

**API. 1990.** *Management of Process Hazards*. First Edition. Washington: American Petroleum Institute, 1990. págs. 1-16.

**Asamblea Constituyente. 2008.** *Constitución Política del Ecuador*. Montecristi: 2008. págs. 152-156.

**BAKER, Ron. 2001.** *A primer of oil well drilling*. Texas : Petroleum Extension Service, 2001.

**British Standards Institution. 2003.** *Hazard and Operability Studies (HAZOP studies)-Application Guide*. First edition. Londres: BSI, 2003. págs. 9-56.

**CCPS. 2005.** *Guideline for Hazard Evaluation Procedures*. Third Edition. New York: AIChE, 2005.

**CCPS. 1995.** *Guideline for Process Safety Documentation*. New York: AIChE, 1995. págs. 73-106.

**CCPS. 1992.** *Guidelines for Hazard Evaluation Procedures*. Second Edition. New York: AIChE, 1992. págs. 35-49.

**Comunidad Andina. 2004.** *Instrumento Andino de Seguridad y Salud en el Trabajo*. Guayaquil, ECUADOR. 2004.

**Comunidad Andina. 2005.** *Instrumento Andino de Seguridad y Salud en el Trabajo*. Lima: 2005.

**CROWL Daniel, LOUVAR Joseph. 2002.** *Chemical Process Safety: Fundamentals with Applications*. Second Edition. New Jersey: Prentice Hall PTR, 2002.

**EPA. 1995.** *Estándares Nacionales de Emisión de Sustancias Peligrosas hacia la Atmosfera*. EE.UU: CPO, 1995.

**ERICSON, Clifton. 2005.** *Hazard Analysis techniques for Systems Safety*. Canada: John Wiley & Sons, 2005. págs. 365-381.

**GILES, Ranald. 1996.** *Mecánica de los Fluidos e Hidráulica*. Cataluña: Mc Graw Hill, 1996.

**IESS. 1990.** *Reglamento General del Seguro de Riesgos del Trabajo*. Quito: 1990.

**IESS. 2010.** *Reglamento para el Sistema de Auditoria de Riesgos del Trabajo*. Quito: 2010. pág. 12.

**IESS. 2004.** *Sistema de Administracion de La Seguridad y Salud*. 2004. págs. 15-16.

**Ministerio de Relaciones Laborales. 2005.** *Codigo del Trabajo*. Quito: 2005. pág. 166.

**OSHA. 1992.** *Process Safety Management of Highly Hazardous Chemicals*. EE.UU: 1992. págs. 261-281.

**PETROECUADOR. 2009.** *El petróleo en el Ecuador*. Quito: Tecnigrava, 2009.

**PORTILLA, Luisa BÁEZ. 2001.** *Diccionario de terminología empleada en refinería*. Quito: Casa de la Cultura Ecuatoriana "Benjamín Carrión", 2001.

**WILEY, John. 2006.** *Basic Guide to Systems Safety*. Englad: John Wiley, 2006.