



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica

**MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO PARA
TORRES DE PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS**

Rodolfo Guillermo Xoy Córdova
Asesorado por el Ing. Elvis Sergio Cifuentes Alvarado

Guatemala, octubre de 2006

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO PARA TORRES DE
PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS**

TRABAJO DE GRADUACIÓN
PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

RODOLFO GUILLERMO XOY CÓRDOVA

ASESORADO POR EL ING. ELVIS SERGIO CIFUENTES ALVARADO

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO MECÁNICO

GUATEMALA, OCTUBRE DE 2006

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA

FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO:	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I:	Inga: Glenda Patricia García Soria
VOCAL II:	Ing. Amahán Sánchez Álvarez
VOCAL III:	Ing. Julio David Galicia Celada
VOCAL IV:	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V:	Br. Elisa Yazminda Vides Leiva
SECRETARIA:	Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO:	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR:	Ing. Roberto Guzmán Ortiz
EXAMINADOR:	Ing. Julio Cesar Campos Paiz
EXAMINADOR:	Ing. José Francisco Arrivillaga Ramazzini
SECRETARIA:	Ing. Marcia Ivonne Véliz Varga

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

**MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO PARA
TORRES DE PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS,**

tema que me fuera aprobado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica, el 06 de julio de 2006.


Rodolfo Guillermo Xox Córdova

Guatemala, 21 de septiembre de 2006

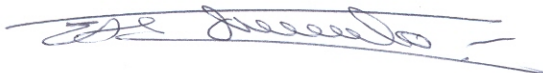
Ingeniero
Fredy Mauricio Monroy Peralta
Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

Estimado Ingeniero Monroy:

Por medio de la presente me permito informarle a usted, que habiéndose revisado el trabajo de graduación del estudiante **RODOLFO GUILLERMO XOY CÓRDOVA** titulado “**MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO PARA TORRES DE PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS**”, dejo constancia de aprobación para proceder a la autorización del mismo.

Agradeciendo la atención a la presente, aprovecho la oportunidad para suscribirme a usted.

Atentamente



Ing. Elvis Sergio Cifuentes Alvarado

Colegiado No. 5673

ASESOR



"Todo por ti Carolingia mía"
Dr. Carlos Martínez Durán
2006: Centenario de su nacimiento

El Coordinador del Área Complementaria de la Escuela de Ingeniería Mecánica, luego de conocer el dictamen del Asesor y habiendo revisado en su totalidad el trabajo de graduación titulado MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO PARA TORRES DE PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS, del estudiante Rodolfo Guillermo Xoy Córdova, recomienda su aprobación.

ID Y ENSEÑAD A TODOS



CARLOS H. PEREZ
ING. MECANICO INDUSTRIAL

Ing. Carlos Humberto Pérez Rodríguez
Coordinador de Área

Guatemala, octubre de 2006.

/behdei



"Todo por ti Carolingia mía"
Dr. Carlos Martínez Durán
2006: Centenario de su nacimiento

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, después de conocer el dictamen del asesor, con el visto bueno del Coordinador del Área Complementaria, al trabajo de graduación, **MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO PARA TORRES DE PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS** del estudiante Rodolfo Guillermo Xoy Córdova, procede a la autorización del mismo.

ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Fredy Mauricio Monroy Peralta
DIRECTOR



Guatemala, octubre de 2006.

/behdei



Ref. DTG.373.2006

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica, al trabajo de graduación titulado: **MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO PARA TORRES DE PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS**, presentado por el estudiante universitario **Rodolfo Guillermo Xoy Córdova**, procede a la autorización para la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

Ing. Murphy Olimpo Paiz Recinos
DECANO

Guatemala, Octubre 11 de 2006

/gdech

Todo por ti, Carolingia Mía
Dr. Carlos Martínez Durán
2006: Centenario de su Nacimiento

ACTO QUE DEDICO A:

DIOS

Padre creador y Dios de amor, gracias por darme la oportunidad de existir y bendecir mi camino con tu gran misericordia y bondad infinita.

Mis padres

Rodolfo Guillermo Xoy y María Candelaria de Xoy.

Porque siempre se preocuparon por formarme como un hombre de bien, dejando grabado en mi mente sus consejos, ejemplo y la muestra de su gran amor. Gratitud perpetúa por el ejemplo, sacrificio y amor hacia mi persona.

Mi esposa

Evelyn María Hernández de Xoy.

En ella encontré la alianza del matrimonio, siendo mi complemento perfecto en esta vida. Gracias por sus consejos, por su ayuda y sobre todo por su amor que nos permite vivir un amor humano en gracia perfecta de esposos. A ella mi triunfo.

Mis hijos

Ivelisse: Alegría y Nobleza, **Sebastián:** Bondad y Sabiduría
Testimonio y fruto de mi felicidad en esta tierra. Han sido mi fuente de esperanza, a ellos con amor por siempre.

Mis hermanos

Marisol: con especial cariño, gracias por ayudarme a iniciar la carrera profesional. **Ingrid, Rodolfo, y Lilian:** gracias por sus consejos, y ejemplos que he recibido. Todos reciban este triunfo como muestra del amor que les tengo.

Mis suegros

Francisco y Ana María.

Por su apoyo y orientación incondicional.

Mis sobrinos

Fernando, Alejandra, Fernanda, Raul, Daniel, Alejandro, Marisol, Rodolfo, José, Pablo y Edwin.

Como ejemplo de esfuerzo y perseverancia para lograr todo lo trazado en sus vidas.

**Mi familia
y amigos**

A todos ellos como parte importante en mi vida.

RECONOCIMIENTO:

Ministerio de Energía y Minas. Dirección General de Hidrocarburos, Departamento de Desarrollo Petrolero y Departamento de Comercialización y Precios. Por su apoyo y orientación en la investigación del presente trabajo de graduación.

Asesor Ing. Elvis Sergio Cifuentes Alvarado y revisor Ing. Carlos Humberto Pérez Rodríguez. Agradeciendo su preciado tiempo dedicado y sus conocimientos profesionales para la elaboración del presente trabajo de graduación.

Universidad de San Carlos de Guatemala. Fuente inagotable de conocimiento

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS	VII
GLOSARIO	IX
RESUMEN	XI
OBJETIVOS	XIII
INTRODUCCIÓN	XV
1. CLASIFICACIÓN DE MANTENIMIENTO	1
1.1. Generalidades.....	1
1.2. Mantenimiento predictivo.....	2
1.2.1. Procedimiento para su aplicación.....	2
1.3. Mantenimiento preventivo	3
1.3.1. Procedimiento para su aplicación.....	4
1.4. Mantenimiento correctivo.....	5
1.4.1. Procedimiento para su aplicación	6
2. MÉTODO ORIGINAL DE PERFORACIÓN	7
2.1. El sistema a percusión	7
2.2. Ventajas y desventajas de la perforación a percusión	7
3. PERFORACIÓN ROTATORIA	11
3.1. Selección del área para perforar.....	12
3.2. Componentes del taladro de perforación	13
3.3. La planta de fuerza motriz	15
3.4. El sistema de izaje	16
3.4.1. El malacate	17
3.4.2. El cable de perforación	18
3.4.3. La cabria de perforación	19

3.4.4. El aparejo o polipasto	20
3.5. El sistema rotatorio	22
3.5.1. La mesa rotatoria o colisa	22
3.5.2. La junta giratoria	24
3.5.3. La junta Kelly	25
3.6. La sarta de perforación	27
3.6.1. La barrena de perforación	29
3.6.2. Tipos de barrenas	30
3.6.3. La tubería lastra barrena	35
3.6.4. La tubería de perforación	37
3.7. El sistema de circulación del fluido de perforación	39
3.7.1. Las bombas de circulación	39
3.7.2. De la bomba a la junta giratoria	41
3.7.3. El fluido de perforación	42
3.7.4. Funciones del fluido de perforación	43
3.7.5. Tipos de fluidos de perforación	46
3.7.5.1. Fluido de perforación a base de agua	46
3.7.5.2. Fluido de perforación a base de petróleo	47
3.7.5.3. Otros tipos de fluidos de perforación	48
3.7.6. Control del fluido de perforación	49
4. APLICACIONES DE LA PERFORACIÓN ROTATORIA.....	51
4.1. El hoyo o pozo vertical	51
4.2. El pozo direccional	53
4.3. Aplicaciones de la perforación direccional	55
4.4. Conceptos económicos y aplicaciones técnicas avanzadas de pozos desviados	57
4.5. Apreciaciones sobre los parámetros del hoyo horizontal.....	59
4.6. El hoyo de diámetro reducido.....	61
5. SARTAS DE REVESTIMIENTO Y CEMENTACIÓN.....	63

5.1. Funciones de las sartas	63
5.2. Factores técnicos y económicos	64
5.3. Clasificación de las sartas	65
5.3.1. La sarta primaria	65
5.3.2. Las sartas intermedias	66
5.3.3. La sarta final y de producción.....	67
5.4. Características físicas de la tubería revestidota	68
5.4.1. Elongación	69
5.4.2. Aplastamiento	70
5.4.3. Estallido.....	71
5.5. Cementación de sartas y otras aplicaciones de la cementación.....	72
5.5.1. Funciones de cementación primaria.....	72
5.5.2. Cementación forzada.....	75
5.6. Aditamentos para la cementación de sartas.....	75
5.6.1. La zapata de cementación	76
5.6.2. La unión o cuello flotador.....	76
5.6.3. Unión o cuello flotador (cementación por etapas).....	77
5.6.4. Centralizadores	78
5.6.5. Raspadores	78
6. OTRAS CONSIDERACIONES DE LA PERFORACIÓN.....	79
6.1. Operaciones de perforación en aguas costeras.....	79
6.1.1. El ambiente.....	79
6.1.2. La tecnología.....	80
6.2. Operaciones de pesca.....	84
6.3. Arremetida, reventón e incendio.....	85
6.4. Problemas latentes durante la abertura del hoyo.....	86
7. MANTENIMIENTO PARA TORRES DE PERFORACIÓN.....	89
7.1. Mantenimiento a la planta de fuerza motriz.....	93
7.2. Mantenimiento al sistema de izaje.....	94

7.2.1. El malacate	95
7.2.2. El cable de perforación	96
7.2.3. La cabria de perforación	96
7.2.4. El aparejo o polipasto	97
7.3. Mantenimiento al sistema rotatorio.....	98
7.3.1. La mesa rotatoria o colisa.....	98
7.3.2. La junta giratoria.....	99
7.3.3. La junta Kelly	99
7.4. Mantenimiento a la sarta de perforación	100
7.4.1. La barrena de perforación	100
7.4.2. La tubería lastra barrena	101
7.4.3. La tubería de perforación	101
7.5. Mantenimiento al sistema de circulación del fluido de perforación	102
7.5.1. Las bombas de circulación	102
7.5.2. Las bombas de agitación	103
7.5.3. Equipo de control de sólidos	104
7.5.4. Tanques de recepción y transferencia	104
7.5.5. Líneas de flujo	105
8. EQUIPO, CONTROLES Y PROCESOS	107
8.1. Tipos de equipo	107
8.2. Control de la calidad de soldadura	112
8.3. Corrosión	115
8.4. Proceso de limpieza	122
8.5. Reparaciones	125
8.6. Seguridad Industrial	125
CONCLUSIONES	137
RECOMENDACIONES	139
BIBLIOGRAFÍA.....	141
ANEXOS.....	143

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Componentes del equipo de perforación a percusión	8
2.	Componentes del taladro de perforación rotativa	14
3.	Componentes del sistema de elevación, rotación y potencia de la torre de perforación.	26
4.	Tipos de barrenas	34
5.	Sistema de circulación de lodo	43
6.	Corte transversal de un hoyo para mostrar la trayectoria de la barrena de perforación	52
7.	Trayectoria del hoyo intencionalmente desviado	54
8.	(A) espesor del estrato productor penetrado verticalmente. (B) el mismo estrato productor penetrado direccionalmente a un ángulo de 45°. (C) estrato penetrado a un ángulo mayor utilizando el taladro inclinado, por tratarse de un estrato a profundidad somera. (D) plataforma desde la cual se pueden perforar varios pozos macolla de pozos. (E) pozo cuyo(s) estrato(s) productor(es) puede(n) ser terminado(s) como sencillo y/o doble, con la ventaja de que el intervalo productor penetrado horizontalmente logra tener varias veces el espesor natural del estrato.	58
9.	(A) pozo vertical. (B) pozo horizontal	61
10.	Corte típico de pozo en zona norte de Guatemala. (1) corte del hoyo y (2) revestidor en un pozo corriente vertical	68
11.	Presentación de efectos de presión en los revestidores	71
12.	Equipos de perforación en aguas profundas	82

TABLAS

I.	Profundidad y potencia de izaje requerida	16
II.	Escalas y longitudes de tubos revestidos	69
III.	Ítems para inspeccionar, planta de fuerza motriz	94
IV.	Ítems para inspeccionar, el malacate	95
V.	Ítems para inspeccionar, el cable de perforación	96
VI.	Ítems para inspeccionar, la cabria de perforación	97
VII.	Ítems para inspeccionar, el aparejo o polipasto	97
VIII.	Ítems para inspeccionar, la mesa rotatoria o colisa	98
IX.	Ítems para inspeccionar, la junta giratoria	99
X.	Ítems para inspeccionar, la junta kelly	99
XI.	Ítems para inspeccionar, la barrena de perforación	100
XII.	Ítems para inspeccionar, la tubería lastrabarrena	101
XIII.	Ítems para inspeccionar, la tubería de perforación	102
XIV.	Ítems para inspeccionar, las bombas de circulación	103
XV.	Ítems para inspeccionar, las bombas de agitación	103
XVI.	Ítems para inspeccionar, equipo de control de sólidos	104
XVII.	Ítems para inspeccionar, tanques de recepción y transferencia	105
XVIII.	Ítems para inspeccionar, líneas de flujo	105
XIX.	Concentraciones letales de gases tóxicos	131

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
°C	Grados centígrados
°F	Grados fahrenheit
cdf	Caballos de fuerza o HP
cm	Centímetro
m	Metros
mm	Milímetros
kg	Kilogramos
psig	Libras por pulgada cuadrada manométrica
rpm	Revoluciones por minuto
log	Logaritmo natural
pH	Potencial de hidrogeno
ppm	Partes por millón
gpm	Galones por minuto
GLP	Gas licuado del petróleo
%	Porcentaje
Ø	Diametro
'	Pies
“	Pulgadas

GLOSARIO

API	American Petroleum Institute (Instituto Americano del Petróleo). También es la denominación usual de la densidad API.
Cabria	Torre de perforación.
CI	Combustión interna dentro de una máquina.
Cieno	Una mezcla de aceite, agua y sólidos que tiene una consistencia espesa. En general, el cieno se sedimenta al fondo de un tanque.
GLP	Gas licuado del petróleo, gas obtenido en las perforaciones de pozos petroleros.
Pesca	Operaciones realizadas en el equipo de perforación para recuperar del pozo las secciones de tuberías, portamechas, basuras u otros objetos obstrutores que están pegados o que han caído en el pozo.
Revoque	Los sólidos suspendidos que se depositan sobre un medio poroso durante el proceso de filtración.
Sandblasting	Proyección de arena por aire a presión, para la limpieza de cualquier superficie metálica.

RESUMEN

El equipo de perforación propiamente dicho, consiste en un sistema mecánico o electromecánico, compuesto por una torre, de unos veinte o treinta metros de altura, que soporta un aparejo diferencial: juntos conforman un instrumento que permite el movimiento de tuberías con sus respectivas herramientas, que es accionado por una transmisión energizada por motores a explosión o eléctricos. Este mismo conjunto impulsa simultánea o alternativamente una mesa de rotación que contiene al vástago (kelly), tope de la columna perforadora y transmisor del giro a la tubería.

Paralelamente el equipo de perforación cuenta con elementos auxiliares, tales como tuberías, bombas, tanques, un sistema de seguridad que consiste en válvulas de cierre del pozo para su control u operaciones de rutina, generadores eléctricos de distinta capacidad según el tipo de equipo, etc. Si a esto se agregan las casillas de distinto diseño para alojamiento del personal técnico, depósito/s, taller, laboratorio, etc., Se está delante de un conjunto de elementos que convierten a la perforación en una actividad y comunidad casi autosuficientes.

OBJETIVOS

General

Presentar una propuesta de mantenimiento preventivo y correctivo para torres de perforación, de pozos petroleros, para su mejor desempeño.

Específicos

1. Analizar el o los programas de mantenimiento de la empresa para establecer las ventajas y desventajas de los mismos.
2. Sacar la mejor propuesta de mantenimiento para mejorar el desempeño de torres de perforación basado en la utilización de programas de computación.
3. Dejar establecidas las bases o lineamientos más fáciles para la aplicación del mantenimiento preventivo y correctivo de torres de perforación.

INTRODUCCIÓN

El abrir pozos de agua, con implementos rudimentarios manuales, se remonta a tiempos inmemoriales. En ocasiones, la búsqueda de aguas subterráneas tropezaba con la inconveniencia de hallar acumulaciones petrolíferas someras que trastornaban los deseos de los interesados; el petróleo carecía entonces de valor. Con la iniciación (1859) de la industria petrolera en los Estados Unidos de América, para utilizar el petróleo como fuente de energía, el abrir pozos petrolíferos se tornó en tecnología que, desde entonces hasta hoy, ha venido marcando logros y adelantos en la diversidad de tareas que constituyen esta rama de la industria. La perforación confirma las perspectivas de descubrir nuevos yacimientos, deducidas de la variedad de informaciones obtenidas a través de la aplicación de conocimientos de exploración: Ciencias de la Tierra.

Con ello nos lleva al estudio de una de las tantas herramientas muy importantes en la industria petrolera, la torre de perforación y sus mecanismos adicionales para la perforación exitosa de pozos petroleros, así como también su mantenimiento preventivo y correctivo para el mejor aprovechamiento en su desempeño, utilizando para ello controles directos, computadoras, información relacionada, experiencias de campo entre otros.

Además las necesidades de capacitar constantemente al personal involucrado dentro de la torre de perforación para evitar cero eventualidades que pueden causar serios daños a los operadores como al equipo en si.

1. CLASIFICACIÓN DE MANTENIMIENTO

1.1. Generalidades

Es responsabilidad de la gerencia, supervisor, jefe de grupo y cuadrilla de perforación, asegurar y garantizar el buen funcionamiento de todas las unidades integrantes de los equipos de perforación, a un grado óptimo de eficiencia sobre la inversión, ya sea esta en infraestructura, maquinaria o de recursos humanos; así como de planificar las necesidades, medios y objetivos que se pretenden solucionar.

Los costos de mantenimiento, se han convertido en un renglón, de suma importancia, dentro de los totales de la producción de toda empresa, y es función de los departamentos de ingeniería de mantenimiento, lograr que estos minimicen, desarrollando un plan o programas de trabajo incluyendo actividades básicas como las siguientes:

- a)** Inspección periódica de los elementos de un equipo, con el fin de descubrir condiciones que conduzcan a suspensiones imprevistas de operación o bien, depreciaciones perjudiciales e innecesarias,
- b)** Conservación de las unidades operativas para anular dichas condiciones y anomalías, para adaptarlas o repararlas cuando se encuentren aún en una etapa incipiente.

En resumen, puede aplicarse una definición lógica y encerrar en pocos términos que el "mantenimiento" es toda actividad dirigida no solo a prevenir paros o suspensiones, sino que contribuya a mejorar la producción y la calidad del producto.

1.2. Mantenimiento predictivo

En este tipo de mantenimiento el objetivo o función primordial es el de predecir con toda oportunidad la aparición de una posible falla y/o diagnosticar un daño futuro al equipo. en este sistema, la característica principal es el empleo de aparatos e instrumentos de prueba, medición y control.

Este tipo de mantenimiento, es necesario porque ayuda a evitar las costosas reparaciones de equipo y maquinaria, así como minimizar el tiempo perdido por suspensiones imprevistas.

Con este sistema, no es necesario aumentar la cantidad de personal requerido para aplicar los procedimientos, ya que se cuenta con el personal de supervisión indispensable para mantener y conservar las instalaciones.

1.2.1. Procedimiento para su aplicación

En este tipo de mantenimiento, una vez establecidas las rutinas de revisiones y comprobaciones, el trabajo se facilitará con el auxilio de registros y anotaciones, como ejemplo, mencionamos la partida de presión de aceite lubricante en un motor de C.I. marca EMD modelo 12-645-E1 de 1550 HP, al observar las lecturas diarias del manómetro se ha tenido una caída de presión de 70 psig. hasta 30psig. esto nos indica la existencia de un problema en algún elemento de la máquina, por lo que se decide parar la unidad, con el fin de revisarla minuciosamente y evitar daños mayores al equipo.

Complemento de este tipo de mantenimiento es el trabajo de gabinete. Aquí el ingeniero de mantenimiento elabora estadísticas con los registros que los supervisores efectúan en campo, logrando con esto una historia del comportamiento de cada unidad en operación, usar gráficas es conveniente ya que con ellas se puede predecir con oportunidad cuando un elemento de maquinaria debe ser reemplazado para que el equipo pueda proseguir operando con seguridad.

En resumen, el mantenimiento predictivo es beneficioso por las siguientes razones:

- a) Reduce el número de paros imprevistos,
- b) Reduce las reparaciones repetitivas,
- c) Alarga el período de vida útil del equipo,
- d) Permite un refaccionamiento oportuno,
- e) Elimina el tiempo ocioso del personal de mantenimiento para aplicarlo en otra actividad,

1.3. Mantenimiento preventivo

La característica principal de este sistema es detectar las fallas o anomalías en su fase inicial y su corrección en el momento oportuno. La definición, implica "prevenir" o sea, la correcta anticipación para evitar un riesgo o un daño mayor al equipo.

Con el auxilio del mantenimiento predictivo, ahora en forma conjunta con el preventivo, y programas de mantenimiento adecuadamente planeados, la conservación de las unidades está en su grado óptimo, dando como resultado una mayor disponibilidad del equipo, reduciendo con esto los tiempos de operación del mismo en la perforación o desarrollo.

Una buena organización de mantenimiento que aplica estos sistemas, con experiencia, determina las causas de fallas repetitivas y la vida útil de componentes, llegando a conocer los puntos débiles de maquinaria e instalaciones.

1.3.1. Procedimientos para su aplicación

Una vez establecido un plan de mantenimiento y elaborado el programa de revisiones rutinarias y periódicas que deben efectuarse sobre un componente del equipo, el siguiente paso será el de coordinar con las secciones de operación y materiales todas aquellas actividades que les competen, de tal manera que el tiempo que la unidad este fuera de operación sea el mínimo, o bien que no afecte la buena marcha de las operaciones del equipo, en esta sección de mantenimiento se han establecido programas computarizados de fácil comprensión, que permiten llevar un record de todas las unidades en operación y al mismo tiempo determinar con prontitud que componentes de maquinaria son susceptibles de reemplazo, como son bandas de transmisión, rodamientos, filtros, acoplamientos, etc.

Para llevar a cabo un buen programa de mantenimiento preventivo es indispensable contar con una buena disposición mental del grupo de mantenimiento, independientemente del imperativo de tener todos los medios disponibles para llevar a cabo con éxito todas las actividades previstas de mantenimiento.

Los factores que intervienen en el desarrollo del mantenimiento programado y que determinan su correcta aplicación son a grandes rasgos los siguientes:

- a) Limpieza de componentes.
- b) Herramienta adecuada y en condiciones. - refacciones y materiales -.

- c) Ruta de trabajo.
- d) Seguridad personal.
- e) Experiencia en las operaciones.

En conclusión, se puede observar que al reunir todos los elementos necesarios para planear y ejecutar las actividades del mantenimiento preventivo, alcanzará sin duda el éxito en los objetivos propuestos.

1.4. Mantenimiento correctivo

Para este tipo de mantenimiento no hay una definición precisa que explique con claridad, las ventajas o desventajas que presenta su aplicación el aspecto económico es determinante en el análisis de costos totales de operación.

Para unos, el mantenimiento "correctivo" significa la actividad de reparar después de una suspensión no prevista otros sin embargo, consideran que es el conjunto de acciones tendientes a minimizar los paros no previstos, como será la sustitución de materiales, rediseño de instalaciones, modificaciones operativas, etc.

Cualquier programa implantado de mantenimiento producirá beneficios que sobrepasen su costo no podemos dudar de lo anterior, el objetivo es único y no requiere demoras, y es el de conservar las propiedades físicas de la empresa en óptimas condiciones, alta disponibilidad y alargar la vida útil de las instalaciones.

Puede afirmarse con certeza, que ninguno de los tres tipos de mantenimiento descritos en este capítulo es aplicable en un 100%, nuestra tendencia es la de mantener y procurar altos niveles de eficiencia en la aplicación del programa adoptado.

1.4.1. Procedimientos para su aplicación

Desde el punto de vista técnico, el mantenimiento correctivo comprende las actividades típicas del predictivo y preventivo, tales como:

- a) LIMPIEZA: Actividad obligatoria antes de intervenir el equipo.
- b) INSPECCIÓN: Actividad comprobatoria del defecto o la falla prevista o no prevista.
- c) ABASTECIMIENTO: Verificación previa de existencias de redacciones y materiales.
- d) LUBRICACIÓN: Análisis de lubricantes cambio en las técnicas de aplicación.
- e) PINTURA: Actividad repetitiva para protección de las instalaciones.

Pueden mencionarse otros aspectos aplicables al sistema de mantenimiento adoptado, pero son, siempre las necesidades de la industria las que determinan en gran parte los trabajos de mantenimiento rutinario que deben ejecutarse, las recomendaciones de los fabricantes del equipo y la experiencia propia, son factores muy importantes para la determinación de dichos trabajos.

Desde el punto de vista económico y con el fin de abatir costos aunque sean programas a largo plazo, se implementan gráficas y estadísticas que a la larga y con la experiencia del grupo de mantenimiento, auxilian a determinar si un equipo requiere ciertas modificaciones en sus componentes, reemplazo de unidades inadecuadas y la oportuna identificación de unidades con altos costos de mantenimiento, lo cual lleva a investigar y corregir las causas.

2. EL MÉTODO ORIGINAL DE PERFORACIÓN

2.1. El sistema a percusión

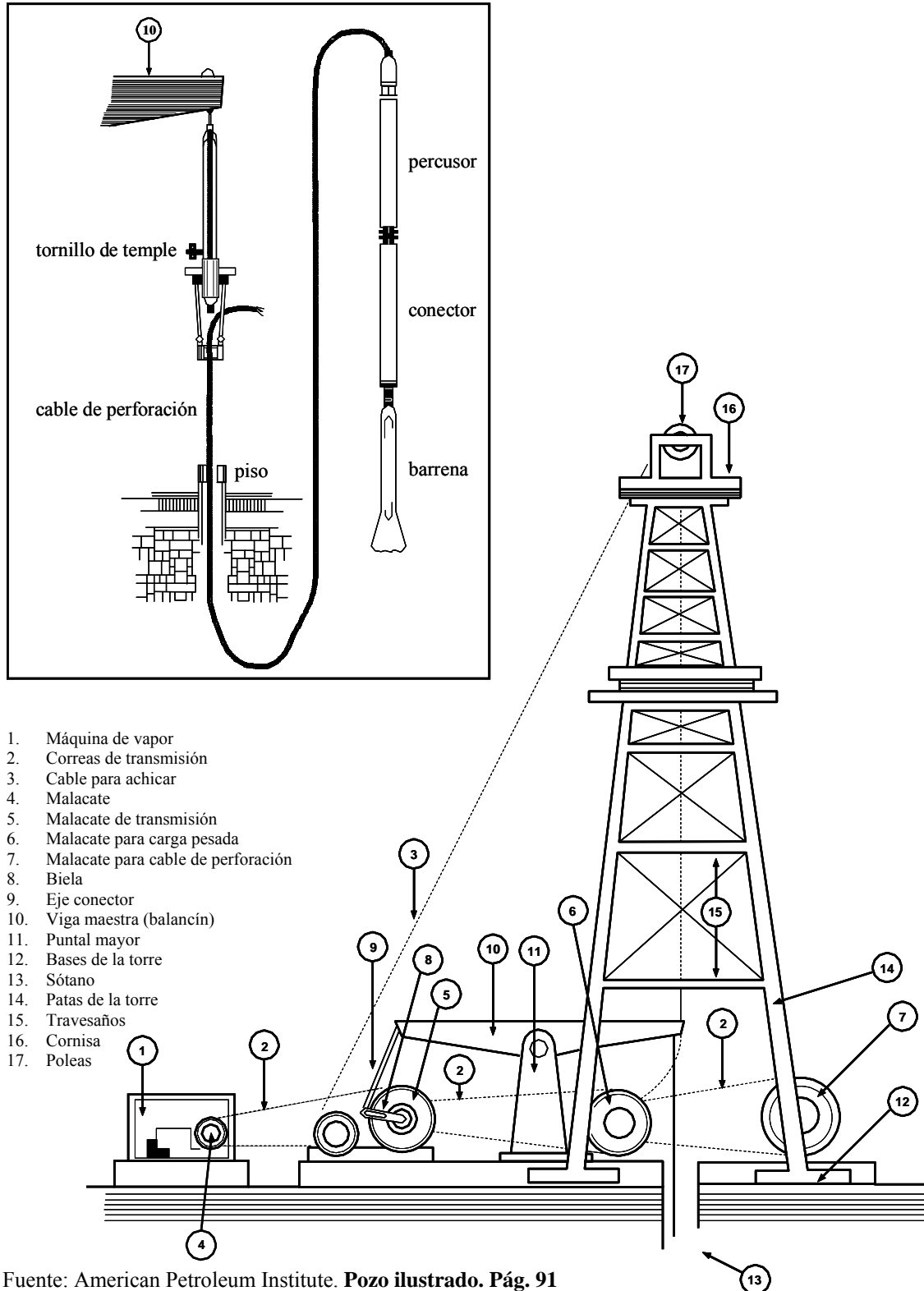
La industria petrolera comenzó en 1859 utilizando el método de perforación a percusión, llamado también “a cable”. Se identificó con estos dos nombres porque para desmenuzar las formaciones se utilizó una barra de configuración, diámetro y peso adecuado, sobre la cual se enrosca una sección adicional metálica fuerte para darle más peso, rigidez y estabilidad. Por encima de esta pieza se enrosca un percutor eslabonado para hacer efectivo el momento de impacto (altura x peso) de la barra contra la roca. Al tope del percutor va conectado el cable de perforación. Las herramientas se hacen subir una cierta distancia para luego dejarlas caer libremente y violentamente sobre el fondo del hoyo. Esta acción repetitiva desmenuza la roca y ahonda el hoyo.

2.2. Ventajas y desventajas de la perforación a percusión

El uso de la perforación a percusión fue dominante hasta la primera década del siglo XX, cuando se estrenó el sistema de perforación rotatoria.

Muchos de los iniciados en la perforación a percusión consideraron que para perforar a profundidad somera en formaciones duras, este sistema era el mejor.

Figura 1. Componentes del equipo de perforación a percusión



Fuente: American Petroleum Institute. Pozo ilustrado. Pág. 91

Además, recalcan que se podía tomar muestras grandes y fidedignas de la roca desmenuzada del fondo del hoyo. Consideraron que esta perforación en seco no perjudicaba las características de la roca expuesta en la pared del hoyo. Argumentaron también que era más económico.

Sin embargo, la perforación a percusión es lenta cuando se trata de rocas muy duras y en formaciones blandas la efectividad de la barra disminuye considerablemente. La circularidad del hoyo no es lisa por la falta de control sobre el giro de la barra al caer al fondo. Aunque la fuerza con que la barra golpea el fondo es poderosa, hay que tomar en cuenta que la gran cantidad de material desmenuzado en el fondo del hoyo disminuye la efectividad del golpeteo y reduce el avance de la perforación. Si el hoyo no es achicado oportunamente y se continúa golpeando el material ya desmenuzado lo que se está haciendo es volver polvillo ese material.

Como se perfora en seco, el método no ofrece sostén para la pared del hoyo y, por ende, protección contra formaciones que por presión interna expelen sus fluidos hacia el hoyo y luego, posiblemente, hasta la superficie. De allí la facilidad con que se producían reventones, o sea, el flujo incontrolable de los pozos al penetrar la barra un estrato petrolífero o uno cargado de agua y/o gas con excesiva presión.

No obstante todo lo que positiva o negativamente se diga sobre el método de perforación a percusión, la realidad es que por más de setenta años fue utilizado provechosamente por la industria.

3. PERFORACIÓN ROTATORIA

La perforación rotatoria se utilizó por primera vez en 1901, en el campo de Spindletop, cerca de Beau Montt, Texas, descubierto por el capitán Anthony F. Lucas, pionero de la industria como explorador y sobresaliente ingeniero de minas y de petróleos.

Este nuevo método de perforar trajo innovaciones que difieren radicalmente del sistema de perforación a percusión, que por tantos años había servido a la industria. El nuevo equipo de perforación fue recibido con cierto recelo por las viejas cuadrillas de perforación a percusión. Pero a la larga se impuso y, hasta hoy, no obstante los adelantos en sus componentes y nuevas técnicas de perforación, el principio básico de su funcionamiento es el mismo. Además estos equipos de perforación se pueden clasificar como:

- a)** Equipo de Perforación Convencional o Mecánico
- b)** Equipo Eléctrico de Velocidad Variable: Corriente Directa
- c)** Equipo Diesel Electrónico Velocidad Constante: Corriente Alterna y
- d)** Equipo Diesel Electrónico Corriente Directa, Velocidad Constante Modificado

Las innovaciones más marcadas fueron: el sistema de izaje, el sistema de circulación del fluido de perforación y los elementos componentes de la sarta de perforación.

3.1. Selección del área para perforar

El área escogida para perforar es producto de los estudios geológicos y/o geofísicos hechos anticipadamente. La intención primordial de estos estudios es evaluar las excelentes, buenas, regulares o negativas perspectivas de las condiciones geológicas del subsuelo para emprender o no con el taladro la verificación de nuevos campos petrolíferos comerciales.

Generalmente, en el caso de la exploración, el área virgen fue adquirida con anterioridad o ha sido asignada recientemente a la empresa interesada, de acuerdo con las leyes y reglamentos que en Guatemala rigen la materia a través del Ministerio de Energía y Minas, y el Ministerio de Ambiente.

Los otros casos generales son que el área escogida pueda estar dentro de un área probada y se desee investigar la posibilidad de yacimientos superiores o perforar más profundo para explorar y verificar la existencia de nuevos yacimientos.

También se da el caso de que el área de interés esté fuera del área probada y sea aconsejable proponer pozos de avanzada, que si tienen éxito, extienden el área de producción conocida.

3.2. Componentes del taladro de perforación Rotatoria

Los componentes del taladro son:

- La planta de fuerza motriz.
- El sistema de izaje.
- El sistema rotatorio.
- La sarta de perforación.
- El sistema de circulación de fluidos de perforación.

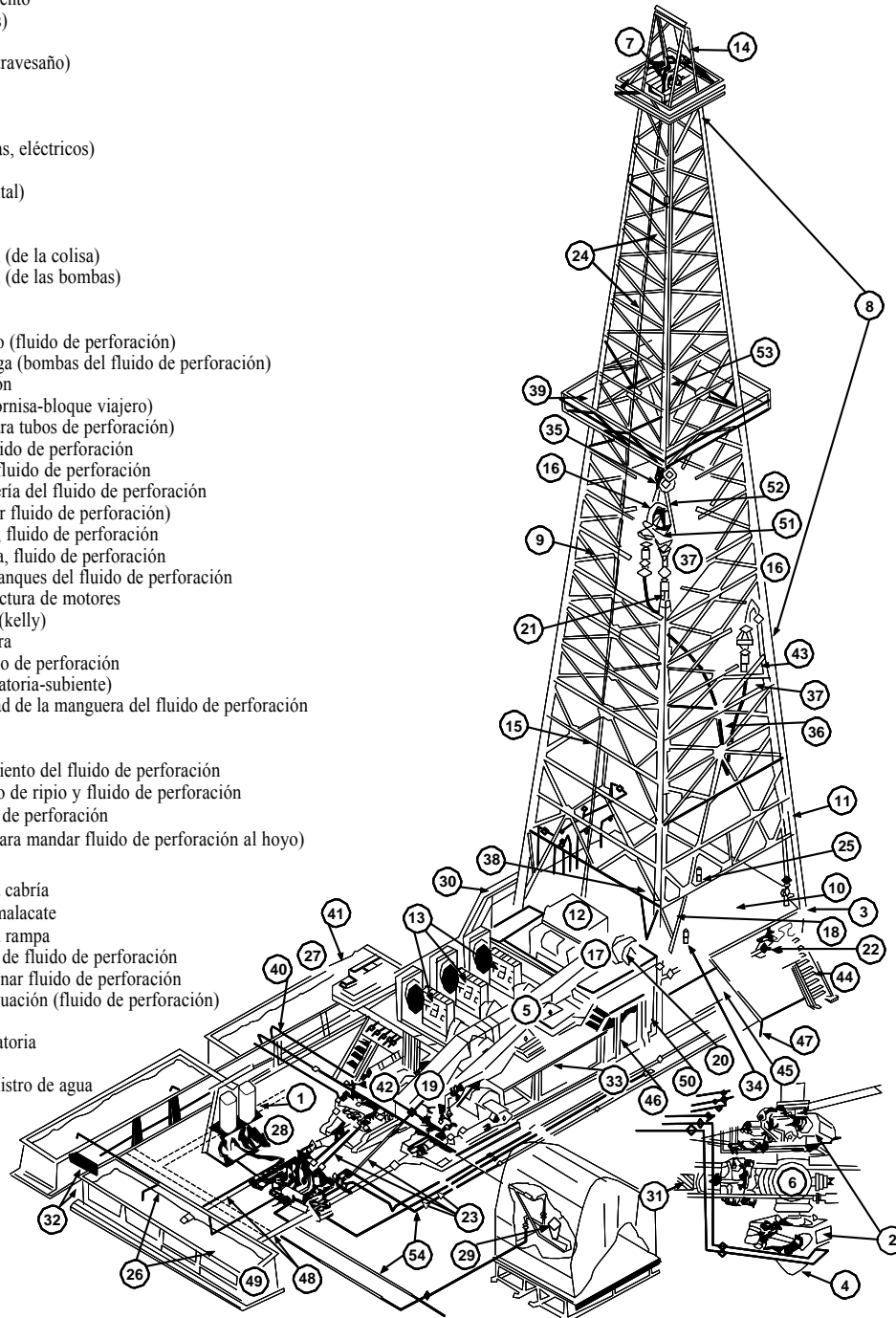
En la (figura 2) se podrá apreciar la disposición e interrelación de los componentes mencionados. La función principal del taladro es hacer hoyo, lo más económicamente posible. Hoyo cuya terminación representa un punto de drenaje eficaz del yacimiento.

Lo ideal sería que el taladro hiciese hoyo todo el tiempo pero la utilización y el funcionamiento del taladro mismo y las operaciones conexas para hacer y terminar el hoyo requieren hacer altos durante el curso de los trabajos.

Entonces, el tiempo es primordial e influye en la economía y eficiencia de la perforación.

Figura 2. Componentes del taladro de perforación rotatoria

1. Cilindros para aire
2. Impiderrventones
3. Base para la pata
4. Brida del cabezal
5. Engranajes de transmisión
6. Cruceta de acoplamiento
7. Cornisa (poleas fijas)
8. Cabria o torre
9. Refuerzo diagonal (travesaño)
10. Piso de la torre
11. Pata de la cabria
12. Malacate
13. Motores (diesel, gas, eléctricos)
14. Caballete
15. Travesaño (horizontal)
16. Conexión acodada
17. Guardacadena
18. Guardatransmisión (de la colisa)
19. Guardatransmisión (de las bombas)
20. Freno hidráulico
21. Junta kelly
22. Tubería de colmado (fluido de perforación)
23. Tuberías de descarga (bombas del fluido de perforación)
24. Cable de perforación (enlaza malacate-cornisa-bloque viajero)
25. Hoyo de encaje (para tubos de perforación)
26. Batidores fijos, fluido de perforación
27. Batidor giratorio, fluido de perforación
28. Múltiple de la tubería del fluido de perforación
29. Tolva (para mezclar fluido de perforación)
30. Canal del descarga, fluido de perforación
31. Tubería de descarga, fluido de perforación
32. Conexiones entre tanques del fluido de perforación
33. Piso de la subestructura de motores
34. Hoyo de descanso (kelly)
35. Gancho polea viajera
36. Manguera del fluido de perforación (empalme junta rotatoria-subiente)
37. Cadena de seguridad de la manguera del fluido de perforación
38. Colisa
39. Encuelladero
40. Tanque de asentamiento del fluido de perforación
41. Cernidor vibratorio de ripio y fluido de perforación
42. Bombas del fluido de perforación
43. Subiente (tubería para mandar fluido de perforación al hoyo)
44. Escalera
45. Subestructura de la cabria
46. Subestructura del malacate
47. Subestructura de la rampa
48. Tubería de succión de fluido de perforación
49. Tanque para succionar fluido de perforación
50. Cámara de amortiguación (fluido de perforación)
51. Junta giratoria
52. Asa de la junta giratoria
53. Bloque viajero
54. Tubería para suministro de agua



Fuente: Petroleum Engineer International, march, 1981. Pozo ilustrado. Pág. 93

3.3. La planta de fuerza motriz

La potencia de la planta debe ser suficiente para satisfacer las exigencias del sistema de izaje, del sistema rotatorio y del sistema de circulación del fluido de perforación.

La potencia máxima teórica requerida está en función de la mayor profundidad que pueda hacerse con el taladro y de la carga más pesada que represente la sarta de tubos requerida para revestir el hoyo a la mayor profundidad. Por encima de la potencia teórica estimada debe disponerse de potencia adicional. Esta potencia adicional representa un factor de seguridad en casos de atascos de la tubería de perforación o de la de revestimiento, durante su inserción en el hoyo y sea necesario templar para librarlas. Naturalmente, la torre o cabria de perforación debe tener capacidad o resistencia suficientes para aguantar la tensión que se aplique al sistema de izaje.

La planta consiste generalmente de dos o más motores para mayor flexibilidad de intercambio y aplicación de potencia por engranaje, acoplamientos y embragues adecuados a un sistema particular.

Así que, si el sistema de izaje requiere toda la potencia disponible, ésta puede utilizarse plenamente. De igual manera, durante la perforación, la potencia puede distribuirse entre el sistema rotatorio y el de circulación del fluido de perforación.

La siguiente relación da una idea de profundidad y de potencia de izaje (caballos de fuerza, c.d.f. o H.P.) requerida nominalmente.

Tabla I. Profundidad y potencia de izaje requerida

PROFUNDIDAD (m)	POTENCIA DE IZAJE (c.d.f.)
1,300 - 2,200	550
2,100 - 3,000	750
2,400 - 3,800	1,000
3,600 - 4,800	1,500
3,600 - 5,400	2,100
3,900 - 7,600	2,500
4,800 - 9,100	3,000

El tipo de planta puede ser mecánica, eléctrica o electromecánica. La selección se hace tomando en consideración una variedad de factores como la experiencia derivada del uso de uno u otro tipo de equipo, disponibilidad de personal capacitado, suministros, repuestos, etc. El combustible más usado es diesel pero también podría ser gas natural o GLP (butano). La potencia de izaje deseada y, por ende, la profundidad máxima alcanzable depende de la composición de la sarta de perforación.

3.4. El sistema de izaje

Durante cada etapa de la perforación, y para las subsecuentes tareas complementarias de esas etapas para introducir en el hoyo la sarta de tubos que reviste la pared del hoyo, la función del sistema izaje es esencial.

Meter en el hoyo, sostener en el hoyo o extraer de él tan pesadas cargas de tubos, requiere de un sistema de izaje robusto, con suficiente potencia, aplicación de velocidades adecuadas, freno eficaz y mandos seguros garanticen la realización de las operaciones sin riesgos para el personal y el equipo. Los componentes principales del sistema de izaje son:

3.4.1. El malacate

Ubicado entre las dos patas traseras de la cabria, sirve de centro de distribución de potencia para el sistema de izaje y el sistema rotatorio. Su funcionamiento está a cargo del perforador, quien es el jefe inmediato de la cuadrilla de perforación.

El malacate consiste del carrete principal, de diámetro y longitud proporcionales según el modelo y especificaciones generales. El carrete sirve para devanar y mantener arrollados cientos de metros de cable de perforación. Por medio de adecuadas cadenas de transmisión, acoplamientos, embragues y mandos, la potencia que le transmite la planta de fuerza motriz puede ser aplicada al carrete principal o a los ejes que accionan los carretes auxiliares, utilizados para enroscar y desenroscar la tubería de perforación y las de revestimiento o para manejar tubos, herramientas pesadas u otros implementos que sean necesarios llevar al piso del taladro. De igual manera, la fuerza motriz puede ser dirigida y aplicada a la rotación de la sarta de perforación.

La transmisión de fuerza la hace el malacate por medio de la disponibilidad de una serie de bajas y altas velocidades, que el perforador puede seleccionar según la magnitud de la carga que representa la tubería en un momento dado y también la ventaja mecánica de izaje representada por el número de cables que enlazan el conjunto de poleas fijas en la cornisa de la cabria con las poleas del bloque viajero.

El malacate es una máquina cuyas dimensiones de longitud, ancho y altura varían, naturalmente, según su potencia. Su peso puede ser desde 4.5 hasta 35.5 toneladas, de acuerdo con la capacidad de perforación del taladro.

3.4.2. El cable de perforación

El cable de perforación, que se devana y desenrolla del carrete del malacate, enlaza los otros componentes del sistema de izaje como son el cuadernal de poleas fijas ubicado en la cornisa de la cabria y el cuadernal del bloque viajero.

El cable de perforación consta generalmente de seis ramales torcidos. Cada ramal está formado a su vez por seis o nueve hebras exteriores torcidas también que recubren otra capa de hebras que envuelven el centro del ramal. Finalmente, los ramales cubren el centro o alma del cable que puede ser formado por fibras de acero u otro material como cáñamo.

La torcida que se le da a los ramales puede ser a la izquierda o a la derecha, pero para los cables de perforación se prefiere a la derecha. Los hilos de los ramales pueden ser torcidos en el mismo sentido o contrario al de los ramales. Estas maneras de fabricación de los cables obedecen a condiciones mecánicas de funcionamiento que deben ser satisfechas.

El cable tiene que ser fuerte para resistir grandes fuerzas de tensión; tiene que aguantar el desgaste y ser flexible para que en su recorrido por las poleas el tanto doblarse y enderezarse no debilite su resistencia; tiene que ser resistente a la abrasión y a la corrosión.

Normalmente, el diámetro de los cables de perforación es de 22 mm a 44 mm; con valores intermedios que se incrementan en 3.2 mm, aproximadamente. Según el calibre y el tipo de fabricación del cable, su resistencia mínima de ruptura en tensión puede ser de 31 a 36 toneladas, y la máxima de 75 a 139 toneladas.

El peso por metro de cable va desde 2 kg hasta 8.5 kg según el diámetro. Por tanto, el peso de unos 100 metros de cable representa 200 a 850 kg.

3.4.3. La cabria de perforación

Se fabrican varios tipos de cabrias: portátil y autopropulsada, montadas en un vehículo adecuado; telescópicas o trípodes que sirven para la perforación, para el reacondicionamiento o limpieza de pozos.

La silueta de la cabria es de tipo piramidal y la más común y más usada es la rígida, cuyas cuatro patas se asientan y aseguran sobre las esquinas de una subestructura metálica muy fuerte.

La parte superior de esta subestructura, que forma el piso de la cabria, puede tener una altura de 4 a 8.5 metros. Esta altura permite el espacio libre deseado para trabajar con holgura en la instalación de las tuberías, válvulas y otros aditamentos de control que se ponen en la boca del hoyo o del pozo.

Entre pata y pata, la distancia puede ser de 6.4 a 9.1 metros, según el tipo de cabria, y el área del piso estaría entre 40 y 83 metros cuadrados.

La altura de la cabria puede ser de 26 a 46 metros. A unos 13, 24 ó 27 metros del piso, según la altura total de la cabria, va colocada una plataforma, donde trabaja el encuellador cuando se está metiendo o sacando la sarta de perforación. Esta plataforma forma parte del arrumadero de los tubos de perforación, los cuales por secciones de dos en dos (pareja) o de tres en tres (triple) se paran sobre el piso de la cabria y por la parte superior se recuestan y aseguran en el encuelladero.

La longitud total de tubería de perforación o de tubería de producción que pueda arrumarse depende del diámetro de la tubería. Como la carga y el área que representan los tubos arrumados verticalmente son grandes, la cabria tiene que ser fuerte para resistir además las cargas de vientos que pueden tener velocidad máxima de 120 a 160 kilómetros por hora (km/h). Por tanto, los tirantes horizontales y diagonales que abrazan las patas de la cabria deben conformar una estructura firme. Por otra parte, durante la perforación la tubería puede atascarse en el hoyo, como también puede atascarse la tubería revestidora durante su colocación en el hoyo. En estos casos hay que desencajarlas templando fuertemente y por ende se imponen a la cabria y al sistema de izaje, específicamente al cable de perforación, fuertes sobrecargas que deben resistir dentro de ciertos límites.

En su tope o cornisa, la cabria tiene una base donde se instala el conjunto de poleas fijas (cuadernal fijo). Sobre la cornisa se dispone de un caballete que sirve de auxiliar para los trabajos de mantenimiento que deben hacerse allí.

3.4.4. El aparejo o polipasto

Para obtener mayor ventaja mecánica en subir o bajar los enormes pesos que representan las tuberías, se utiliza el aparejo o polipasto.

Del carrete de abastecimiento se pasa el cable de perforación por la roldana de la polea del cuadernal de la cornisa y una roldana del bloque viajero, y así sucesivamente hasta haber dispuesto entre los dos cuadernales el número de cables deseados. La punta del cable se ata al carrete del malacate, donde luego se devanará y arrollará la longitud de cable deseado.

Este cable -del malacate a la cornisa- es el cable vivo o móvil, que se enrolla o desenrolla del malacate al subir o bajar el bloque viajero. Como podrá apreciarse el cable vivo está sujeto a un severo funcionamiento, fatiga y desgaste.

El resto del cable que permanece en el carrete de abastecimiento no se corta sino que se fija apropiadamente en la pata de la cabria. Este cable -de la pata de la cabria a la cornisa- no se mueve y se le llama cable muerto; sin embargo, está en tensión y esto es aprovechado para colocarle un dispositivo que sirve para indicar al perforador el peso de la tubería.

Cuando por razones de uso y desgaste es necesario reemplazar el cable móvil, se procede entonces a desencajarlo del malacate, cortarlo y correrse el cable entre la polea fija y el bloque viajero, supliendo cable nuevo del carrete de almacenamiento.

Generalmente, el número de cables entre el bloque fijo y el bloque viajero puede ser 4, 6, 8, 10, 12 o más, de acuerdo al peso máximo que deba manejarse. También debe tomarse en consideración el número de poleas en la cornisa y el bloque, y además el diámetro del cable y la ranura por donde corre el cable en las poleas.

El bloque viajero es una pieza muy robusta que puede pesar entre 1.7 y 11.8 toneladas y tener capacidad de carga entre 58 y 682 toneladas, según sus dimensiones y especificaciones.

Forma parte del bloque viajero un asa muy fuerte que lleva en su extremo inferior, del cual cuelga el gancho que sirve para sostener la junta giratoria del sistema de rotación durante la perforación.

Del gancho cuelgan también eslabones del elevador que sirven para colgar, meter o sacar la tubería de perforación.

3.5. El sistema rotatorio

El sistema rotatorio es parte esencial del taladro o equipo de perforación. Por medio de sus componentes se hace el hoyo hasta la profundidad donde se encuentra el yacimiento petrolífero.

En sí, el sistema se compone de la mesa rotatoria o colisa; de la junta o unión giratoria; de la junta kelly o el kelly; de la sarta o tubería de perforación, que lleva la sarta lastrabarrena, y finalmente la barrena.

3.5.1. La mesa rotatoria o colisa

La colisa va instalada en el centro del piso de la cabria. Descansa sobre una base muy fuerte, constituida por vigas de acero que conforman el armazón del piso, reforzado con puntales adicionales.

La colisa tiene dos funciones principales: impartir el movimiento rotatorio a la sarta de perforación o sostener todo el peso de esta sarta mientras se le enrosca otro tubo para seguir ahondando el hoyo, o sostener el peso de la sarta cuando sea necesario para desenroscar toda la sarta en parejas o triples para sacarla toda del hoyo. Además, la colisa tiene que aguantar cargas muy pesadas durante la metida de la sarta de revestimiento en el hoyo.

Por tanto, y según la capacidad del taladro, la colisa tiene que resistir cargas estáticas o en rotación que varían según la profundidad del pozo.

Estas cargas pueden acusar desde 70 hasta 1,000 toneladas. De allí que la colisa sea de construcción recia, de 1.20 a 1.5 metros de diámetro, con pistas y rolineras de aceros de alta calidad, ya que la velocidad de rotación requerida puede ser de muy pocas a 500 revoluciones por minuto. Las dimensiones generales de ancho, largo y altura de la mesa rotatoria varían según especificaciones y su robustez puede apreciarse al considerar que su peso aproximado es de 2 a 12 toneladas.

La dimensión principal de la colisa y la que representa su clasificación es la apertura circular que tiene en el centro para permitir el paso de barrenas y tuberías de revestimiento. Esta apertura única y máxima que tiene cada colisa permite que se les designe como de 305, 445, 521, 698, 952 ó 1,257mm, que corresponden respectivamente a 12, 17^{1/2}, 20^{1/2}, 27^{1/2}, 37^{1/2}, y 49^{1/2} pulgadas de diámetro.

A la colisa se le puede impartir potencia de manera exclusiva acoplándole una unidad motriz independiente. Pero generalmente su fuerza de rotación se la imparte la planta motriz del taladro, a través del malacate, por medio de transmisiones, acoplamientos y mandos apropiados.

3.5.2. La junta giratoria

La junta giratoria tiene tres puntos importantes de contacto con tres de los sistemas componentes del taladro. Por medio de su asa, cuelga del gancho del bloque viajero. Por medio del tubo conector encorvado, que lleva en su parte superior, se une a la manguera del fluido de perforación, y por medio del tubo conector que se proyecta de su base se enrosca a la junta kelly.

Tanto por esta triple atadura y su propia función de sostener pesadas cargas, girar su conexión con la kelly y resistir presión de bombeo hasta 352 kg/cm^3 , la junta tiene que ser muy sólida, contra fuga de fluido y poseer rolineras y pista de rodaje resistentes a la fricción y el desgaste. La selección de su robustez depende de la capacidad máxima de perforación del taladro. La junta por sí sola puede pesar entre 0.5 y 3.3 toneladas.

Los adelantos en el diseño, capacidad y funcionamiento de las partes del taladro no se detienen. Hay innovaciones que son muy especiales. Tal es el invento de la junta giratoria automotriz para eliminar la mesa rotatoria y la junta kelly que se desliza a través de ella. Además, esta nueva junta permite que, eliminado el tramo común de perforación de 10 metros con la junta kelly, ahora el tramo pueda ser de 30 metros, lo cual representa mejorar la eficiencia del progreso de la perforación al tener menos maniobras para conectar los tubos a la sarta. La junta automotriz tiene integrada un motor o impulsor eléctrico con suficiente potencia para imprimirle la deseada velocidad de rotación a la sarta de perforación, a la cual está conectada directamente. La potencia puede ser de 1,000 o más caballos de fuerza según el peso de la sarta, profundidad final y trayectoria del pozo, vertical o direccional de alto alcance o penetración horizontal. La junta rotatoria automotriz sube y baja deslizándose sobre un par de rieles paralelos asidos a la torre, los cuales forman la carrilera que comienza a tres metros del piso del taladro y culmina en la cornisa.

3.5.3. La junta Kelly

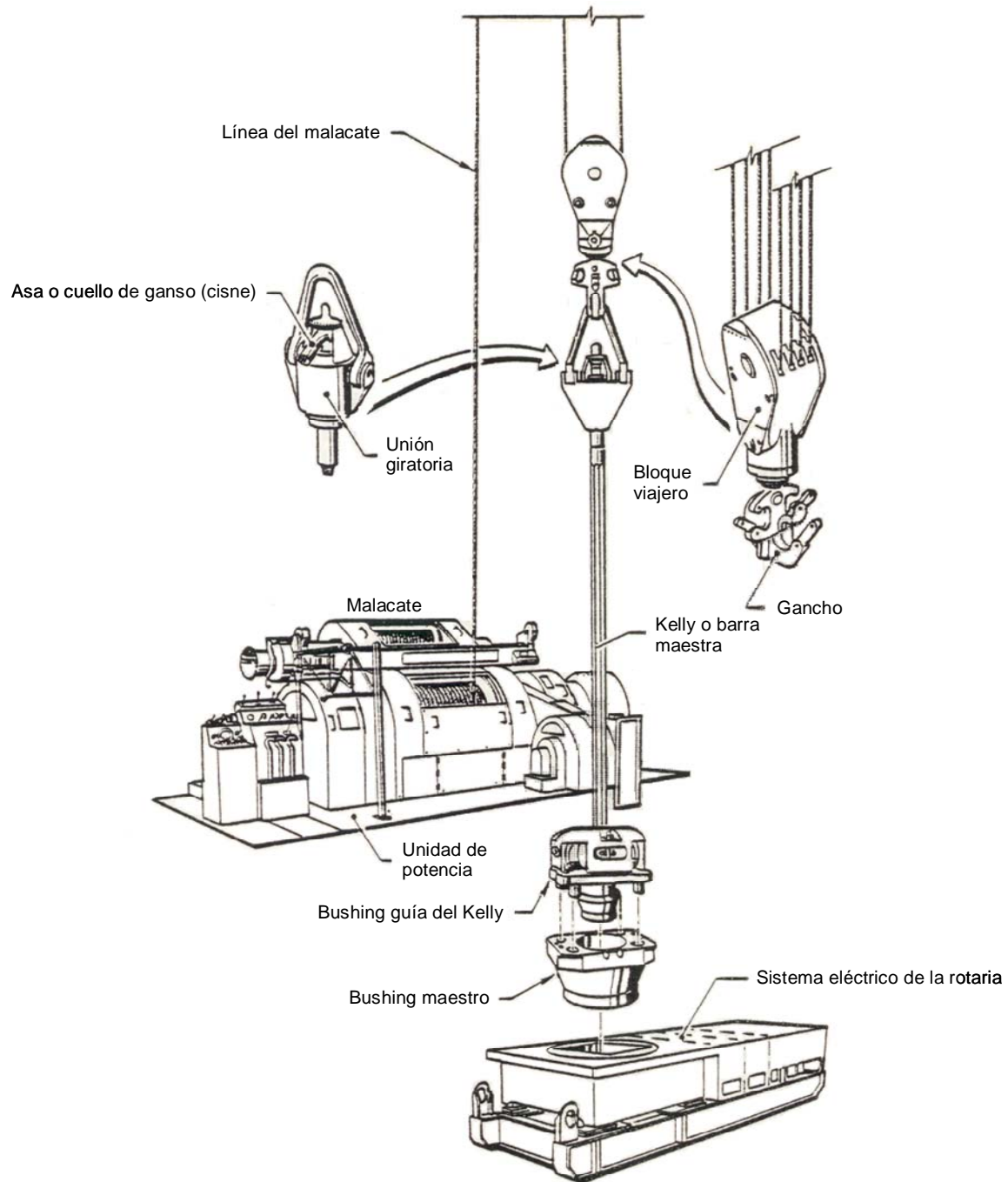
Generalmente tiene configuración cuadrada, hexagonal, o redonda y acanalada, y su longitud puede ser de 12, 14 ó 16.5 metros. Su diámetro nominal tiene rangos que van de 6 cm hasta 15 cm, y diámetro interno de 4 cm a 9 cm. El peso de esta junta varía de 395 kg a 1.6 toneladas. Esta pieza se conoce por el nombre propio de su inventor, Kelly. La mayoría de las veces tiene forma cuadrada; en castellano le llaman “el cuadrante”.

La junta tiene roscas a la izquierda y la conexión inferior que se enrosca a la sarta de perforación tiene roscas a la derecha.

La kelly, como podrá deducirse por su función, es en sí un eje que lleva un buje especial que encastra en la colisa y por medio de este buje la colisa le imparte rotación. Como la kelly está enroscada a la junta giratoria y ésta a su vez cuelga del bloque viajero, el perforador hace bajar lenta y controladamente el bloque viajero y la kelly se desliza a través del buje y de la colisa. Una vez que toda la longitud de la kelly ha pasado por el buje, el hoyo se ha ahondado esa longitud, ya que la sarta de perforación va enroscada a la kelly.

Para seguir profundizando el hoyo, el perforador iza la kelly, desencaja el buje de la colisa, el cual queda a cierta altura de la mesa, para permitir que sus ayudantes, los cuñeros, coloquen cuñas apropiadas entre el tubo superior de la sarta de perforación y la colisa para que cuando el perforador baje la sarta lentamente ésta quede colgando segura y firmemente de la colisa. Entonces se puede desenroscar la kelly para agregar otro tubo de perforación a la sarta. Agregado el nuevo tubo, se iza la sarta, se sacan las cuñas y se baja la parte superior del nuevo tubo hasta la colisa para volver a acuñar y colgar la sarta otra vez y luego enroscarle una vez más la kelly, izar, sacar las cuñas, encastrar el buje en la colisa, rotar y continuar así ahondando el hoyo la longitud de la kelly otra vez.

Figura 3. Componentes del sistema de elevación, rotación y potencia de la torre de perforación.



Fuente: Fiel Geologist's training guide. Pág. 4

Por su función, por las cargas estáticas y dinámicas a que está sometida, por los esfuerzos de torsión que se le imponen, porque su rigidez y rectitud son esenciales para que baje libremente por el buje y la colisa, la kelly es una pieza que tiene que ser fabricada con aleaciones de los aceros más resistentes, muy bien forjados y adecuadamente tratados al calor.

Durante las tareas de meter y sacar la sarta de perforación del hoyo, es necesario utilizar la polea viajera, su gancho y elevadores por mucho tiempo. Por esto, la junta kelly y la junta giratoria son entonces apartadas y la kelly se introduce en el hoyo de descanso, dispuesto especialmente para este fin a distancia de la colisa en el piso del taladro.

Además, para ganar tiempo en el manejo y disposición del tubo de perforación, que desde el arrumadero y por la planchada se trae al piso del taladro para añadirlo a la sarta, en el piso de algunos taladros se dispone de otro hoyo adicional, hoyo de conexión, para este fin.

3.6. La sarta de perforación

La sarta de perforación es una columna de tubos de acero, de fabricación y especificaciones especiales, en cuyo extremo inferior va enroscada la sarta de lastrabarrena y en el extremo de ésta está enroscada la barrena, pieza también de fabricación y especificaciones especiales, que corta los estratos geológicos para hacer el hoyo que llegará al yacimiento petrolífero.

A toda la sarta le imparte su movimiento rotatorio la colisa por medio de la junta kelly, la cual va enroscada al extremo superior de la sarta.

El número de revoluciones por minuto que se le impone a la sarta depende de las características de los estratos como también del peso de la sarta que se deje descansar sobre la barrena, para que ésta pueda efectivamente cortar las rocas y ahondar el hoyo.

En concordancia con esta acción mecánica de desmenuzar las rocas actúa el sistema de circulación del fluido de perforación, especialmente preparado y dosificado, el cual se bombea por la parte interna de la sarta para que salga por la barrena en el fondo del hoyo y arrastre hasta la superficie la roca desmenuzada (ripio) por el espacio anular creado por la parte externa de la sarta y la pared del hoyo.

Del fondo del hoyo hacia arriba, la sarta de perforación la componen esencialmente: la barrena, los lastrabarrena, la tubería o sarta de perforación y la junta kelly, antes descrita. Además, debe tenerse presente que los componentes de las sarts siempre se seleccionan para responder a las condiciones de perforación dadas por las propiedades y características de las rocas y del tipo de perforación que se desee llevar a cabo, bien sea vertical, direccional, inclinada u horizontal.

Estos parámetros indicarán si la sarta debe ser normal, flexible, rígida o provista también de estabilizadores, centralizadores, motor de fondo para la barrena u otros aditamentos que ayuden a mantener la trayectoria y buena calidad del hoyo.

En un momento dado, la sarta puede ser sometida a formidables fuerzas de rotación, de tensión, de compresión, flexión o pandeo que más allá de la tolerancia mecánica normal de funcionamiento puede comprometer seriamente la sarta y el hoyo mismo.

En casos extremos se hace hasta imposible la extracción de la sarta. Situaciones como ésta pueden ocasionar el abandono de la sarta y la pérdida del hoyo hecho, más la pérdida también de una cuantiosa inversión.

3.6.1. La barrena de perforación

Cada barrena tiene un diámetro específico que determina la apertura del hoyo que se intente hacer. Y como en las tareas de perforación se requieren barrenas de diferentes diámetros, hay un grupo de gran diámetro que va desde 610 hasta 1,068 milímetros, 24 a 42 pulgadas, y seis rangos intermedios, para comenzar la parte superior del hoyo y meter una o dos tuberías de superficie de gran diámetro.

El peso de esta clase de barrenas es de 1,080 a 1,575 kilogramos, lo cual da idea de la robustez de la pieza. El otro grupo de barrenas, de 36 rangos intermedios de diámetro, incluye las de 73 hasta 660 milímetros de diámetro, 3 a 26 pulgadas, cuyos pesos acusan 1.8 a 552 kilogramos.

La selección del grupo de barrenas que ha de utilizarse en la perforación en determinado sitio depende de los diámetros de las sartas de revestimiento requeridas. Por otra parte, las características y grado de solidez de los estratos que conforman la columna geológica en el sitio determinan el tipo de barrenas más adecuado que debe elegirse.

Generalmente, la elección de barrenas se fundamenta en la experiencia y resultados obtenidos en la perforación de formaciones muy blandas, blandas, semiduras, duras y muy duras en el área u otras áreas. En el caso de territorio virgen, se paga el noviciado y al correr el tiempo se ajustará la selección a las características de las rocas.

3.6.2. Tipos de barrenas

Originalmente, en los primeros años de utilización de la perforación rotatoria, el tipo común de barrena fue la de arrastre, fricción o aletas, compuesta por dos o tres aletas. La base afilada de las aletas, hechas de acero duro, se reforzaba con aleaciones metálicas más resistentes para darle mayor durabilidad. Algunos tipos eran de aletas reemplazables.

Este tipo de barrena se comportaba bien en estratos blandos y semiduros, pero en estratos duros o muy duros el avance de la perforación era muy lento o casi imposible. El filo de la aleta o cuchilla se tornaba rota rápidamente por el continuo girar sobre la roca dura, no obstante el peso que se impusiese a la barrena para lograr penetrar el estrato.

Al surgir la idea de obtener una muestra cilíndrica larga (núcleo) de las formaciones geológicas, la barrena de aleta fue rediseñada integrándole un cilindro de menor diámetro, concéntrico con el diámetro mayor de la barrena. Así que durante la perforación, la barrena desmenuza la superficie circular creada por la diferencia entre los dos diámetros, y el núcleo, de diámetro igual al cilindro interno de la barrena, se va cortando a medida que la barrena cortanúcleo avanza.

Actualmente, el diseño y fabricación de barrenas corta núcleo satisfacen toda una gama de opciones en los tipos de aleta, de conos y de diamante industrial. Los diámetros varían desde 114 hasta 350 milímetros, $4^{1/2}$ a 14 pulgadas, y el núcleo obtenible puede ser de 28 hasta 48 milímetros de diámetro, $1^{1/8}$ a $1^{7/8}$ pulgadas y longitudes de 1.5; 3; 4.5 metros y hasta 18 metros.

A partir de 1909, la barrena de conos giratorios hizo su aparición. Este nuevo tipo de barrena ganó aceptación bien pronto y hasta ahora es el tipo más utilizado para perforar rocas, desde las blandas hasta las duras y muy duras. Las barrenas se fabrican de dos, tres o cuatro conos.

A través de la experiencia acumulada durante todos estos años, el diseño, la disposición y características de los dientes integrales o los de forma esférica, semiesférica o botón incrustados, tienden a que su durabilidad para cortar el mayor volumen posible de roca se traduzca en la economía que representa mantener activa la barrena en el hoyo durante el mayor tiempo posible.

Cada cono rota alrededor de un eje fijo que tiene que ser muy fuerte para que cada cono soporte el peso que se le impone a la barrena y pueda morder bien la roca para desmenuzarla. Por tanto, el encaje del cono en el eje tiene que ser muy seguro para evitar que el cono se desprenda. El movimiento rotatorio eficaz del cono se debe al conjunto de molineras internas empotradas alrededor del eje, las cuales por lubricación adecuadamente hermética mantienen su deslizamiento.

Además, la disposición, el diámetro y las características de los orificios o boquillas fijas o reemplazables por donde sale el fluido de perforación a través de la barrena, han sido objeto de modificaciones técnicas para lograr mayor eficacia hidráulica tanto para mantener la barrena en mejor estado físico como para mantener el fondo del hoyo libre del ripio que produce el avance de la barrena.

Por los detalles mencionados, sea preciará que la fabricación de barrenas requiere la utilización de aceros duros y aleaciones especiales que respondan a las fuerzas y desgaste que imponen a las diferentes partes de la barrena la rotación y el peso, la fricción, el calor y la abrasión.

Otro tipo de barrenas, llamadas de diamante, porque su elemento cortante lo forman diamantes industriales o diamantes policristalinos compactos incrustados en el cuerpo de la barrena, también son usadas con éxito en la perforación. El diseño del cuerpo de la barrena así como la disposición y configuración de las hileras de diamantes ofrecen una gran variedad de alternativas para perforar las diferentes clases de rocas.

Para elegir apropiadamente la barrena para cortar determinado tipo de roca lo mejor es consultar los catálogos de los fabricantes y verificar las experiencias logradas en el área donde se intenta abrir el pozo.

Durante los últimos años se viene experimentando y acumulando experiencia con la perforación con aire en vez del fluido acostumbrado. Esta nueva modalidad ha introducido cambios en el tipo de barrena requerida.

Por otra parte, desde hace muchos años se realizan intentos por perfeccionar la turboperforadora. Este método es radical en el sentido de que la sarta de perforación no rota pero la rotación de la barrena se logra aplicándole la fuerza motriz directamente en el fondo del hoyo.

También se experimenta con una barrena de banda o de cadena por la cual se intenta que, sin sacar la tubería, el elemento cortante de la barrena puede ser reemplazado a medida que la parte en contacto con la roca acusa desgaste y no sea efectivo el avance para ahondar el hoyo.

La variedad de tipos de barrenas disponibles demuestra el interés que los fabricantes mantienen para que el diseño, la confección y utilización de barrenas de perforación representen la más acendrada tecnología.

Al final de cuentas, lo más importante es seleccionar la barrena que permanezca más tiempo efectivo ahondando el hoyo.

En la práctica, el costo de perforación por metro de formación horadada se obtiene utilizando los siguientes factores, que representan datos del Informe Diario de Perforación. Así que:

$$\text{Costo de perforación por metro} = A/B$$

donde A = (número de horas perforando + horas metiendo y sacando sarta) x costo por hora de operación del taladro + costo neto de la barrena + costo del fluido de perforación durante el manejo de la sarta. B = metros de formación cortada por la barrena.

El costo depende también del tipo de pozo: exploratorio, semiexploratorio de avanzada, de desarrollo o de largo alcance, inclinado o de la clase horizontal y si la operación es en tierra o costafuera y otros aspectos de topografía y ambiente.

Los pozos que no tienen acumulaciones petrolíferas comerciales, lo que queda es el conocimiento adquirido de la columna geológica y mejor interpretación del subsuelo y también la valiosísima experiencia de haber hecho un pozo hasta esa profundidad, a estos se les denominan como tipo de pozo estratigráfico.

Figura 4. Tipos de barrenas



Barrena para rocas tipo tricónicas



Barrena de PDC (cortadores de diamante policristalino).



Barrena para rocas de dientes fresados



Barrena sacanúcleos de diamantes naturales

Fuente: Drilling Fluids Engineering Manual. Capítulo 1. Pág. 7

3.6.3. La tubería lastrabarrena

Durante los comienzos de la perforación rotatoria, para conectar la barrena a la sarta de perforación se usaba una unión corta, de diámetro externo mucho menor, naturalmente, que el de la barrena, pero algo mayor que el de la sarta de perforación.

Por la práctica y experiencias obtenidas de la función de esta unión y del comportamiento de la barrena y de la sarta de perforación evolucionó la aplicación, los nuevos diseños y la tecnología metalúrgica de fabricación de los lastrabarrenas actuales.

Se constató que la unión, por su rigidez, mayor diámetro y peso mantenía la barrena más firme sobre la roca. Se dedujo entonces que una sarta de este tipo, por su longitud y peso serviría como un lastre para facilitar la imposición opcional del peso que debía mantenerse sobre la barrena para desmenuzar la roca. Esta opción se tradujo en mantener la tubería de perforación en tensión y no tener que imponerle pandeo y flexión para conservar sobre la barrena el lastre requerido para ahondar el hoyo. Además, la dosificación del peso sobre la barrena podía regularla el perforador por medio del freno del malacate, de acuerdo con la dureza y características de los estratos. Esta práctica comenzó a dar buenos resultados al lograr que la trayectoria del hoyo se mantenga lo más verticalmente posible, controlando el peso sobre la barrena, la velocidad de rotación de la sarta y el volumen y velocidad anular del fluido de perforación bombeado.

Los lastrabarrena, como todo el equipo petrolero, se fabrican de acuerdo a normas y especificaciones del Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute, API) utilizando aleaciones de aceros especiales con cromo y molibdeno que tengan óptima resistencia y ductibilidad. Generalmente, la longitud de cada tubo puede ser de 9, 9.5, 9.75, 12.8 y 13.25 metros.

La gama de diámetros externos va de 189 a 279 milímetros, 7 a 11 pulgadas, y los diámetros internos de 38 a 76 milímetros y peso de 364 a 4,077 kilos, respectivamente.

El tipo de rosca en la espiga y caja (macho y hembra) en los extremos de cada lastrabarrena es muy importante. Al enroscar el lastrabarrena a la barrena y luego cada lastrabarrena subsiguiente se debe hacer una conexión hermética, y los tubos deben apretarse de acuerdo con la fuerza de torsión recomendada para cada diámetro y conexión. La fuga de fluido por una conexión puede ocasionar el desprendimiento de la parte inferior de la sarta, lo que podría tornarse en una difícil tarea de pesca con consecuencias impredecibles. En la práctica, el diámetro de la sarta de lastrabarrena se escoge de acuerdo al diámetro de la barrena y del revestidor en el hoyo. Su longitud tiene que ser lo suficiente para proveer el peso máximo que debe imponérsele a la barrena, el cual expresado en milímetros de diámetro de la barrena, y de acuerdo a la dureza de la roca y la velocidad de rotación, puede ser para rocas blandas de 54 a 90 kilos por milímetro de diámetro (a 100 - 45 r.p.m.); muy blandas de 54 a 90 kilos (a 250 - 100 r.p.m.); medianamente duras de 70 a 142 kilos (a 100 - 40 r.p.m.); en formaciones duras 140 a 268 kilos (a 60 - 40 r.p.m.).

Los lastrabarrena son, generalmente, redondos y lisos, pero los hay también con acanalamiento normal o en espiral, y del tipo cuadrado.

Los diseños fuera de lo corriente se usan para evitar la adhesión del lastrabarrena a la pared de hoyo, ya que por el acanalamiento de su superficie el área de contacto es menor. El diseño y la selección de los componentes de la sarta de perforación (barrena, lastrabarrena, tubería de perforación y dispositivos complementarios como amortiguadores; estabilizadores y protectores que lleva la tubería de perforación para disminuir el roce con la sarta de revestimiento), son tareas muy importantes que requieren aplicaciones tecnológicas y experiencias prácticas para lograr hacer un buen hoyo y al menor costo posible.

3.6.4. La tubería de perforación

La tubería de perforación va conectada al lastrabarrena superior y su último tubo se enrosca a la junta kelly, la cual le imparte a la barrena y a toda la sarta el movimiento rotatorio producido por la colisa.

Esta sección de la sarta de perforación va aumentando en longitud a medida que se va ahondando el hoyo, como se mencionó al describir la función de la junta kelly.

Además de las funciones de hacer girar e imponer peso a la barrena, la tubería de perforación es parte esencial del conducto que lleva el fluido de perforación desde las bombas al fondo del hoyo, a través de la barrena.

Por tanto, la tubería de perforación está expuesta a fuertes fuerzas de rotación, de tensión, de compresión, de flexión y pandeo, de torsión, de aprisionamiento por derrumbe del hoyo, de roce, de fatiga, de rebote y desgaste general. De allí que la fabricación se haya utilizando aleaciones especiales de acero, cuyas características soporten los esfuerzos a que están sujetos en el hoyo tanto cada tubo como las conexiones que los unen.

La tubería de perforación se fabrica en una variada selección de diámetros externos nominales desde 25.4 hasta 317.5 milímetros. Los diámetros por debajo de 76 milímetros y los mayores de 139.7 milímetros se emplean para casos especiales. Generalmente, los diámetros de uso corriente son de 88.9, 101.6, 114.3, 127 y 139.7 milímetros que, respectivamente, corresponden a 3^{1/2}, 4, 4^{1/2}, 5, 5^{1/2} pulgadas. La longitud de cada tubo varía según el rango API. El rango 1 abarca una longitud de 5.5 a 6.7 metros; el rango 2, de 8.2 a 9.1 metros y el rango 3, de 11.6 a 13.7 metros.

Las siderúrgicas y suplidores de tuberías para la industria petrolera ofrecen una variada selección corriente de tubos pero también pueden satisfacer pedidos especiales de los usuarios. Cuando se requiere una sarta de perforación debe pensarse en las características deseadas: longitud total de la sarta y rango de longitud de los tubos; diámetro nominal e interno del tubo; grado del material (D, E u otro especial); punto cedente en tensión (carga); punto cedente en torsión (momento); peso por metro de longitud; tipo de conexión; longitud, diámetro externo e interno, recalcado interior o exterior o ambos; punto cedente de tensión y en torsión, y momento necesario de torsión de enrosque.

La selección de los componentes principales de toda la sarta, así como dispositivos auxiliares necesarios, dependen fundamentalmente del diámetro y de la profundidad del hoyo como también de las características y comportamiento de los estratos que ha de desmenuzar la barrena.

La selección se hace aún muchísimo más importante para áreas donde se dificulta mantener el hoyo recto, debido al buzamiento y al grado de dureza e intercalación de estratos diferentes.

De igual manera, merece atención si en el área de la perforación existe la presencia de sulfuro de hidrógeno (H_2S), que por su acción corrosiva puede someter a la sarta a severo debilitamiento de sus características metalúrgicas.

La inspección, la protección de las roscas, el adecuado transporte, arrume y manejo de la sarta, y lubricación apropiada de las conexiones cada vez que cada tubo se mete en el hoyo son tareas importantes para conservar la sarta en buen estado.

Por sí, la sarta con todos sus componentes representa una inversión que se hace más cuantiosa en relación a su longitud, ya que la capacidad del taladro puede ser para hacer hoyos muy profundos hasta 9,145 metros o más.

3.7. El sistema de circulación del fluido de perforación

El sistema de circulación del fluido de perforación es parte esencial del taladro. Sus dos componentes principales son: el equipo que forma el circuito de circulación y el fluido propiamente.

3.7.1. Las bombas de circulación

La función principal de la(s) bomba(s) de circulación es mandar determinado volumen del fluido a determinada presión, hasta el fondo del hoyo, vía el circuito descendente formado por la tubería de descarga de la bomba, el tubo de paral, la manguera, la junta rotatoria, la junta kelly, la sarta de perforación (compuesta por la tubería de perforación y la sarta lastrabarrena) y la barrena para ascender a la superficie por el espacio anular creado por la pared del hoyo y el perímetro exterior de la sarta de perforación. Del espacio anular, el fluido de perforación sale por el tubo de descarga hacia el cernidor, que separa del fluido la roca desmenuzada (ripio) por la barrena y de allí sigue por un canal adecuado al foso o tanque de asentamiento para luego pasar a otro donde es acondicionado para vaciarse continuamente en el foso o tanque de toma para ser otra vez succionado por la(s) bomba(s) y mantener la continuidad de la circulación durante la perforación, o parada ésta se continuará la circulación por el tiempo que el perforador determine por razones operacionales.

La selección de las bombas depende de la profundidad máxima de perforación del taladro, que a la vez se traduce en presión y volumen del fluido en circulación. Las bombas son generalmente de dos (gemela) o tres (triple) cilindros. Cada cilindro de la gemela (dúplex) descarga y succiona durante una embolada, facilitando así una circulación continua. La succión y descarga de la triple es sencilla pero por su número de cilindros la circulación es continua. Para evitar el golpeteo del fluido durante la succión y descarga, la bomba está provista de una cámara de amortiguación.

Como en la práctica el volumen y la presión requeridas del fluido son diferentes en las etapas de la perforación, los ajustes necesarios se efectúan cambiando la camisa o tubo revestidor del cilindro por el de diámetro adecuado, y tomando en cuenta la longitud de la embolada se le puede regular a la bomba el número de emboladas para obtener el volumen y presión deseadas.

La potencia o c.d.f. (H.P.) requerida por la bomba se la imparte la planta de fuerza motriz del taladro, por medio de la transmisión y mandos apropiados. La potencia máxima de funcionamiento requerida por la bomba especifica su capacidad máxima.

Entre el diámetro máximo y mínimo del émbolo, cada bomba puede aceptar tres o cuatro diámetros intermedios y cada cual dará relaciones diferentes de presión, caballaje y volumen, que pueden satisfacer situaciones dadas. Por tanto, al seleccionar la bomba, el interesado debe cotejar las especificaciones del fabricante con las necesidades del taladro para informarse sobre otros detalles importantes como son el diámetro del tubo de succión y el de descarga; tipo de vástago para el émbolo y empacadura, lubricación y mantenimiento general de la bomba; tipos de engranajes y relaciones de velocidad, montaje y alineación, y todo cuanto propenda al funcionamiento eficaz de la bomba.

La bomba está sujeta a fuertes exigencias mecánicas de funcionamiento, las cuales se hacen más severas en perforaciones profundas. Aunque su funcionamiento es sencillo, su manufactura requiere la utilización de aleaciones de aceros específicos para garantizar su resistencia al desgaste prematuro. La bomba es una pieza costosa y se podrá apreciar su valor al considerar que además de la tecnología de fabricación que la produce, el peso del acero de sus componentes puede ser de 7 a 22 toneladas.

3.7.2. De la bomba a la junta giratoria

En este tramo del circuito de circulación del fluido, la conexión tipo brida de la descarga de la bomba se une, por medio de una tubería de diámetro apropiado, al tubo subiente o paral ubicado en la cabria.

El paral y la junta rotatoria se unen por una manguera flexible, pero muy resistente, para facilitar la subida y bajada de la junta kelly a sus puntos máximos durante la perforación u otras tareas, sin imponer esfuerzos de tensión ajenos al propio peso de la manguera o agudas curvaturas en sus extremos que la conectan al subiente y a la junta giratoria. Por tanto, la longitud de la manguera puede ser desde 11 hasta 28 metros y longitudes intermedias. Y para casos especiales se podrá solicitar del fabricante longitudes específicas. Los diámetros internos y externos son generalmente de 63.5 a 76.2 mm y de 111.3 a 163.8 mm, respectivamente. El peso varía según el diámetro y puede ser de 14 a 39 kilogramos por metro. La presión de trabajo es de 282 y 352 kg/cm², lo que representa un factor de seguridad de 1.75 a 2.0, respectivamente, con referencia a pruebas de presión.

Para resistir la flexión, la vibración, la presión interna, corrosión y erosión que le impone el fluido en circulación, la manguera se hace de capas formadas por goma elástica, alambre, telas sintéticas y otros materiales adecuados que se refuerzan entre sí para impartirle resistencia y sus cualidades de funcionamiento. (Ver Figura 2, números 16, 43, 36, 37, 52).

3.7.3. El fluido de perforación

Al correr de los años, la experiencia y la investigación básica y aplicada han contribuido a que las funciones y la calidad del fluido de perforación puedan ser ajustadas a las características de las rocas que desmenuza la barrena.

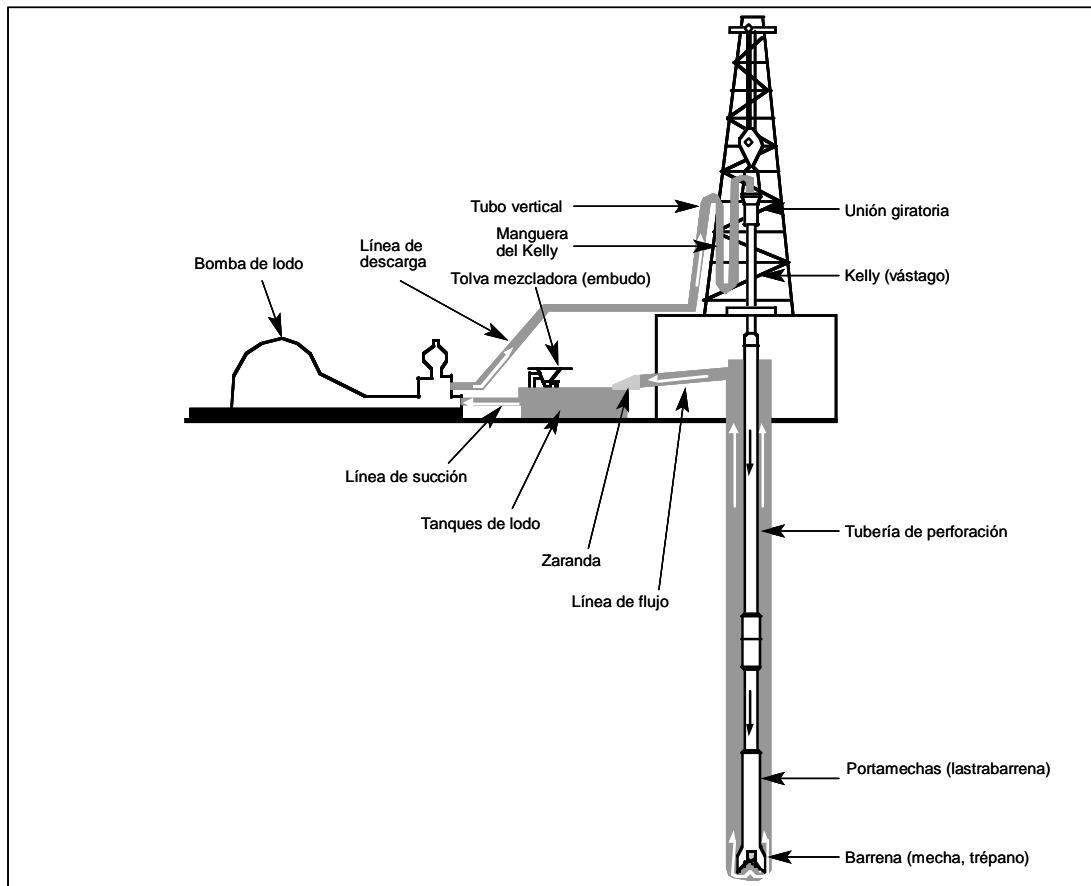
Originalmente, cuando se usaba el método de perforación a percusión, la barra de perforación ahondaba el hoyo percutiendo sobre la roca. Sin embargo, la acumulación de mucha roca desmenuzada en el fondo del hoyo entorpecía el avance de la perforación. La mejor manera disponible entonces para limpiar el fondo del hoyo de tanto ripio era extraer la barra y se le echaba agua al hoyo para hacer una mezcla aguada fácil de extraer utilizando el achicador.

El achicador, de forma tubular, con una válvula en el extremo inferior y su asa en el extremo superior, también servía de batidor y su inserción y extracción del hoyo se hacía utilizando el cable auxiliar para achicar. De allí, para el perforador de la época y su cuadrilla, se originó que a lo extraído se le llamase barro, término hoy inaplicable al fluido de perforación por razones obvias.

3.7.4. Funciones del fluido de perforación

Las funciones del fluido son varias y todas muy importantes. Cada una de ellas por sí y en combinación son necesarias para lograr el avance eficiente de la barrena y la buena condición del hoyo.

Figura 5. Sistema de circulación de lodo



Fuente: **Drilling Fluids Engineering Manual. Pág. 12**

Estas funciones son:

- Enfriar y lubricar la barrena, acciones cuyos efectos tienden a prolongar la durabilidad de todos los elementos de la barrena. A medida que se profundiza el hoyo, la temperatura aumenta. Generalmente, el gradiente de temperatura puede ser de 1 a 1.3°C por cada 55 metros de profundidad. Además, la rotación de la barrena en el fondo del hoyo genera calor por fricción, lo que hace que la temperatura a que está expuesta sea mayor. Por tanto, la circulación del fluido tiende a refrescarla.

El fluido, debido a sus componentes, actúa como un lubricante, lo cual ayuda a mantener la rotación de los elementos cortantes de la barrena. Los chorros de fluido que salen a alta velocidad por las boquillas de la barrena limpian los elementos cortantes, asegurando así su más eficaz funcionamiento.

- Arrastrar hacia la superficie la roca desmenuzada (ripio) por la barrena. Para lograr que el arrastre sea eficaz y continuo, el fluido tiene que ser bombeado a la presión y volumen adecuado, de manera que el fondo del hoyo se mantenga limpio y la barrena avance eficazmente.

La velocidad del fluido por el espacio anular y sus características tixotrópicas son muy importantes para lograr la limpieza del hoyo. Al cesar la circulación del fluido, el ripio no debe irse al fondo del hoyo, ya que tal situación presenta el riesgo de que la barrena, los lastrabarrena o la tubería de perforación sean aprisionados y con tan mala suerte de no poder rescatar las piezas y perder buena parte del hoyo.

De allí la importancia de las buenas cualidades tixotrópicas del fluido, gelatinización inicial y final de 10 minutos por las cuales se aprecia su fluidez y espesura en reposo, que le imparte la propiedad de mantener el ripio en suspensión.

- Depositar sobre la pared del hoyo un revoque delgado y flexible y lo más impermeable posible que impida la filtración excesiva de la parte líquida del fluido hacia las formaciones. El espesor del revoque, expresado en milímetros, está en función de los constituyentes y otras cualidades del fluido.

Por ejemplo, la cantidad de sólidos en el fluido afecta la calidad del revoque, ya que lo hace menos impermeable. De igual manera, la excesiva filtración hacia la formación en el caso de una lutita muy bentonítica e hidrofílica causa que la formación se hinche y, por ende, se reduzca el diámetro del hoyo. Tal reducción puede ocasionar contratiempos a la sarta de perforación. En casos extremos, la hinchazón puede degenerar en la inestabilidad de la pared del hoyo y hasta desprendimientos.

- Controlar por medio del peso del fluido la presión de las formaciones que corta la barrena.

Generalmente la presencia de gas, petróleo y/o agua en una formación significa que pueden estar a baja, mediana, alta o muy alta presión. A medida que el hoyo se profundiza se espera mayor presión. Sin embargo, la experiencia y las correlaciones regionales de presiones sirven para dilucidar las posibles situaciones que puedan presentarse.

La presión que puede ejercer una columna de fluido de perforación, en el caso de que fuese agua fresca, es de $0.1 \text{ kg/cm}^2/\text{metro}$ de altura o de profundidad. Pero como generalmente el gradiente de presión ($\text{kg/cm}^2/\text{metro}$ de profundidad) que se da en las formaciones es mayor que el gradiente normal de presión de agua, entonces el fluido debe tener más peso que el agua, o sea mayor gravedad específica, de acuerdo con la presión que en favor de la columna se desee para tener la presión de la formación siempre bajo control durante la perforación o cuando la sarta esté fuera del hoyo.

3.7.5. Tipos de fluidos de perforación

Básicamente los fluidos de perforación se preparan a base de agua, de aceite (derivados del petróleo) o emulsiones. En su composición interactúan tres partes principales: la parte líquida; la parte sólida, compuesta por material soluble que le imprime las características tixotrópicas y por material insoluble de alta densidad que le imparte peso; y materias químicas adicionales, que se añaden directamente o en soluciones, para controlar las características deseadas.

El tipo de fluido utilizado en la perforación rotatoria en sí, en el reacondicionamiento y terminación de pozos es elemento decisivo en cada una de estas operaciones. Pues las características del fluido tienen relación con la interpretación de las observaciones hechas de los estratos penetrados, ya sean por muestras de ripio tomadas del cernidor, núcleos de pared o núcleos convencionales o a presión; registros de litología, de presión o de temperatura; pruebas preliminares de producción en hoyo desnudo; tareas de pesca, etc.

3.7.5.1. Fluido de perforación a base de agua

El agua es uno de los mejores líquidos básicos para perforar, por su abundancia y bajo costo, en Guatemala es el de más aplicación. Sin embargo, el agua debe ser de buena calidad ya que las sales disueltas que pueda tener, como calcio, magnesio, cloruros, tienden a disminuir las buenas propiedades requeridas. Por esto es aconsejable disponer de análisis químicos de las aguas que se escojan para preparar el fluido de perforación.

El fluido de perforación más común está compuesto de agua y sustancia coloidal. Durante la perforación puede darse la oportunidad de que el contenido coloidal de ciertos estratos sirva para hacer el fluido pero hay estratos tan carentes de material coloidal que su contribución es nula. Por tanto es preferible utilizar bentonita preparada con fines comerciales como la mejor fuente del componente coloidal del fluido.

La bentonita es un material de origen volcánico, compuesto de sílice y alúmina pulverizada y debidamente acondicionada, se hincha al mojarse y su volumen se multiplica. El fluido bentonítico resultante es muy favorable para la formación del revoque sobre la pared del hoyo. Sin embargo, a este tipo de fluido hay que agregarle un material pesado, como la baritina (preparada del sulfato de bario), para que la presión que ejerza contra los estratos domine las presiones subterráneas que se estiman encontrar durante la perforación.

Para mantener las deseadas características de este tipo de fluido como son: viscosidad, gelatinización inicial y final, pérdida por filtración, pH y contenido de sólidos, se recurre a la utilización de sustancias químicas como quebracho, soda cáustica, silicatos y arseniatos.

3.7.5.2. Fluido de perforación a base de petróleo

Para ciertos casos de perforación, terminación o reacondicionamiento de pozos se emplean fluidos a base de petróleo o de derivados del petróleo. En ocasiones se ha usado crudo liviano, pero la gran mayoría de las veces se emplea diesel u otro tipo de destilado pesado al cual hay que agregarle negrohumo o asfalto para impartirle consistencia y poder mantener en suspensión el material pesante y controlar otras características.

Generalmente, este tipo de fluido contiene un pequeño porcentaje de agua que forma parte de la emulsión, que se mantiene con la adición de soda cáustica, cal cáustica u otro ácido orgánico. La composición del fluido puede controlarse para mantener sus características, así sea básicamente petróleo o emulsión, petróleo/ agua o agua/petróleo. Estos tipos de fluidos requieren un manejo cuidadoso, tanto por el costo, el aseo del taladro, el mantenimiento de sus propiedades físicas y el peligro de incendio.

3.7.5.3. Otros tipos de fluidos de perforación

Para la base acuosa del fluido, además de agua fresca, puede usarse agua salobre o agua salada (salmuera) o un tratamiento de sulfato de calcio. Muchas veces se requiere un fluido de pH muy alto, o sea muy alcalino, como es el caso del hecho a base de almidón.

En general, la composición y la preparación del fluido son determinadas según la experiencia y resultados obtenidos en el área. Para satisfacer las más simples o complicadas situaciones hay una extensa gama de materiales y aditivos que se emplean como anticorrosivos, reductores o incrementadores de la viscosidad, disminuidores de la filtración, controladores del pH, lubricadores, antifermentantes, floculantes, arrestadores de la pérdida de circulación, surfactantes, controladores de lutitas deleznales o emulsificadores y desmulsificadores, etc.

Actualmente existen alrededor del mundo más de 120 firmas que directa o indirectamente ofrecen la tecnología y los servicios que pide la industria petrolera sobre diagnósticos, preparación, utilización y mantenimiento de todo tipo de fluido de perforación para cada clase de formaciones y circunstancias operacionales, como también fluidos específicos para la terminación, la rehabilitación o limpieza de pozos.

El progreso y las aplicaciones en esta rama de ingeniería de petróleos es hoy tan importante que se ha transformado en una especialidad operacional y profesional.

3.7.6. Control del fluido de perforación

La importancia del buen mantenimiento y funcionamiento del fluido depende del control diario de sus características. Cada perforador al redactar en el “Informe Diario de Perforación” la relación de las actividades realizadas en su correspondiente guardia, llena un espacio referente a las características, a los ingredientes añadidos y al comportamiento del fluido.

Además, personal especializado en fluidos de perforación, bien de la propia empresa dueña de la locación, o de la contratista de perforación, o de una empresa de servicio especializada, puede estar encargado del control y mantenimiento. Este personal hace visitas rutinarias al taladro y realiza análisis de las propiedades del fluido y por escrito deja instrucciones sobre dosis de aditivos que deben añadirse para mantenimiento y control físico y químico del fluido.

El sistema de circulación en sí cuenta además con equipo auxiliar y complementario representado por tanques o fosas para guardar fluido de reserva; tolvas y tanques para mezclar volúmenes adicionales; agitadores fijos mecánicos o eléctricos de baja y/o alta velocidad; agitadores giratorios tipo de chorro (pistola); desgasificadores; desarenadores; separadores de cieno; sitio para almacenamiento de materiales básicos y aditivos, etc. El fluido de perforación representa, aproximadamente, entre 6 y 10 % del costo total de perforación y a medida que aumentan la profundidad, los costos de equipos y materiales y la inflación, el costo del fluido tiende a incrementarse.

4. APLICACIONES DE LA PERFORACIÓN ROTATORIA

La utilización y las experiencias logradas con la perforación rotatoria han permitido que, desde 1901 y durante el transcurso del siglo XX, la industria petrolera mundial haya obtenido provecho de circunstancias operacionales adversas al transformarlas en aplicaciones técnicas beneficiosas.

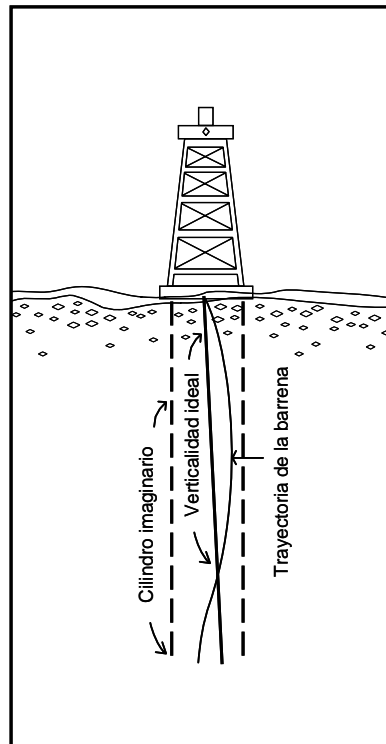
4.1. El hoyo o pozo vertical

En el verdadero sentido técnico y aplicación de la perforación rotatoria no es fácil mantener el hoyo en rigurosa verticalidad desde la superficie hasta la profundidad final. Mientras más profundo esté el yacimiento petrolífero, más control exigirá la trayectoria de la barrena para mantener el hoyo recto. Varios factores mecánicos y geológicos influyen en el proceso de hacer hoyo. Algunos de estos factores tienen marcada influencia entre sí, la cual, a veces, hace más difícil la posible aplicación de correctivos para enderezar el hoyo.

Entre los factores mecánicos están: las características, diámetros y peso por unidad de longitud de los tubos que componen la sarta de perforación; el tipo de barrena; la velocidad de rotación de la sarta; el peso de la sarta que se deja actuar sobre la barrena, para que ésta muerda, penetre y despedace la roca; el tipo y las características tixotrópicas del fluido de perforación utilizando su peso por unidad de volumen para contrarrestar las presiones de las formaciones perforadas, la velocidad y caudal suficientes de salida del fluido por las boquillas de la barrena para garantizar la limpieza del fondo del hoyo y el arrastre del ripio hasta la superficie.

Los factores geológicos tienen que ver con la clase y constitución del material de las rocas, muy particularmente el grado de dureza, que influye mucho sobre el progreso y avance de la perforación; el buzamiento o inclinación de las formaciones con respecto a la superficie como plano de referencia. La intercalación de estratos de diferentes durezas y buzamientos influyen en que la trayectoria de la barrena sea afectada en inclinación y dirección por tales cambios, y más si los factores mecánicos de la sarta y del fluido de perforación sincronizan con la situación planteada.

Figura 6. Corte transversal de un hoyo para mostrar la trayectoria de la barrena de perforación



Fuente: Drilling Operation. **Pozo Ilustrado. Pág. 115**

Por lo tanto, es necesario verificar cada cierto tiempo y a intervalos determinados la verticalidad convencional del hoyo, mediante registros y análisis de los factores mencionados.

En la práctica se acepta una cierta desviación del hoyo (Figura 4). Desde los comienzos de la perforación rotatoria se ha tolerado que un hoyo es razonable y convencionalmente vertical cuando su trayectoria no rebasa los límites del perímetro de un cilindro imaginario, que se extiende desde la superficie hasta la profundidad total y cuyo radio, desde el centro de la colisa, toca las cuatro patas de la cabria.

4.2. El pozo direccional

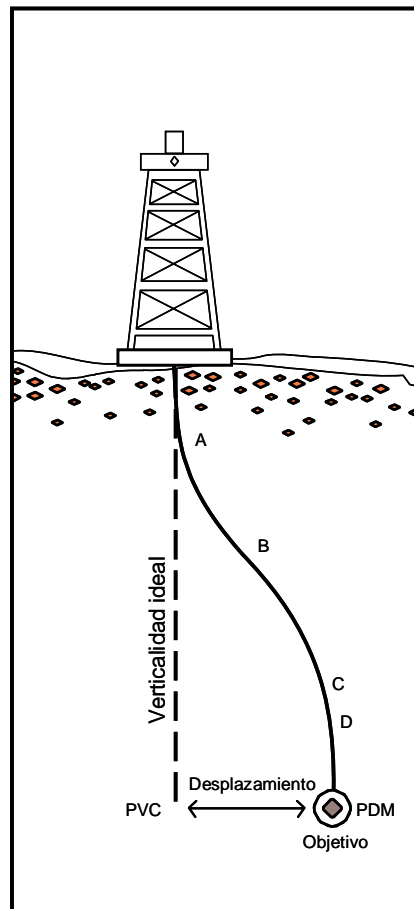
De las experiencias derivadas de la desviación fortuita del hoyo durante la perforación rotatoria normal, nació, progresó y se perfeccionó la tecnología de imprimir controlada e intencionalmente el grado de inclinación, el rumbo y el desplazamiento lateral que finalmente debe tener el hoyo desviado con respecto a la vertical ideal para llegar al objetivo seleccionado (Figura 7).

Los conceptos y prácticas de hacer hoyos desviados intencionalmente comenzaron a tener aplicaciones técnicas en la década de los años treinta. Nuevos diseños de herramientas desviadoras o guiabarrenas fijos o articulados permitieron obtener con mayor seguridad el ángulo de desviación requerida. Los elementos componentes de la sarta (barrena, las trabarrena, estabilizadores, centralizadores, tubería de perforación) y la selección de magnitud de los factores necesarios para la horadación (peso sobre las barrenas, revoluciones por minuto de la sarta, caudal de descarga, presión y velocidad ascendente del fluido de perforación) empezaron a ser combinados y ajustados debidamente, lo cual redundó en mantener el debido control de la trayectoria del hoyo.

En la (Figura 7) los puntos A, B, C y D representan los cambios de rumbo e inclinación y desplazamiento lateral de la trayectoria del hoyo con respecto a la vertical, hasta llegar al objetivo.

En cada punto se opta por el cambio de inclinación, lo cual requiere una posible desviación de 3 ó 5 grados por 30 metros perforados, o de mayor número de grados y tramos de mayor longitud, según el caso. Durante el proceso de desviación se realiza la verificación y el control de la trayectoria del hoyo mediante la utilización de instrumentos y/o registros directos electrónicos que al instante relacionan el comportamiento de cada uno de los factores que influyen y permiten la desviación del hoyo.

Figura 7. Trayectoria del hoyo intencionalmente desviado



Fuente: Drilling Operation. **Pozo Ilustrado. Pág. 115**

En la práctica, para mostrar el rumbo, inclinación y desplazamiento lateral del hoyo se hace un dibujo que incluye la profundidad desviada medida, PDM, y la profundidad vertical correspondiente, PVC (Figura 7).

El refinamiento en el diseño y la fabricación de equipos y herramientas para la desviación de pozos en los últimos quince años, conjuntamente con las modernas aplicaciones de la computación electrónica en las operaciones petroleras, han contribuido eficazmente a la perforación y terminación de pozos direccionales, inclinados, y horizontales.

4.3. Aplicaciones de la perforación direccional

Tanto en operaciones en tierra, cerca de la costa o costafuera, la perforación direccional se utiliza ventajosamente en las siguientes circunstancias:

- En casos de impedimentos naturales o construcciones que no permiten ubicar en la superficie el taladro directamente sobre el objetivo que está a determinada profundidad en el subsuelo, se opta por ubicarlo en un sitio y a distancia adecuada para desde allí hacer el hoyo direccional hasta el objetivo.

- Cuando sucede un reventón incontrolable, generalmente se ubican uno o dos taladros en la cercanía para llegar con un hoyo direccional hasta la formación causante del reventón y por medio del bombeo de fluido de perforación contener el flujo desbordado. En las operaciones costafuera un reventón es un contratiempo muy serio por sus implicaciones de contaminación, peligro a la navegación y dificultades inherentes a las operaciones de restitución en un medio acuático donde a veces las condiciones climatológicas adversas pueden empeorar la situación.

- Cuando por razones mecánicas insalvables e tiene que abandonar la parte inferior del hoyo, se puede, en ciertas ocasiones, aprovechar la parte superior del hoyo para llegar al objetivo mediante la perforación direccional y ahorrar tiempo, nuevas inversiones y ciertos gastos.

- En el caso de la imposibilidad de reacondicionamiento de un pozo productor viejo se puede intentar reterminarlo en el intervalo original u otro horizonte superior o inferior por medio de la perforación direccional.

- En el caso de que por sucesos geológicos no detectados, como fallas, discordancias, adelgazamiento o ausencia de estratos, el objetivo no fuese encontrado, la reinterpretación de datos podría aconsejar desviar el hoyo intencionalmente.

- En el caso de tener que abandonar un pozo productor agotado y cuando se advierte que sus condiciones internas no ofrecen riesgos mecánicos, se podría optar por la perforación desviada para profundizarlo e investigar las posibilidades de otros objetivos.

- En tierra y costafuera, la perforación direccional moderna se ha utilizado ventajosamente para que desde una misma locación, plataforma acuática o isla artificial se perforen varios pozos, que aunque se ven muy juntos en la superficie, en el fondo mantienen el espaciamiento reglamentario entre uno otro. Este conjunto de pozos dio origen a la llamada **macolla de pozos**.

4.4. Conceptos económicos y aplicaciones técnicas avanzadas de pozos desviados

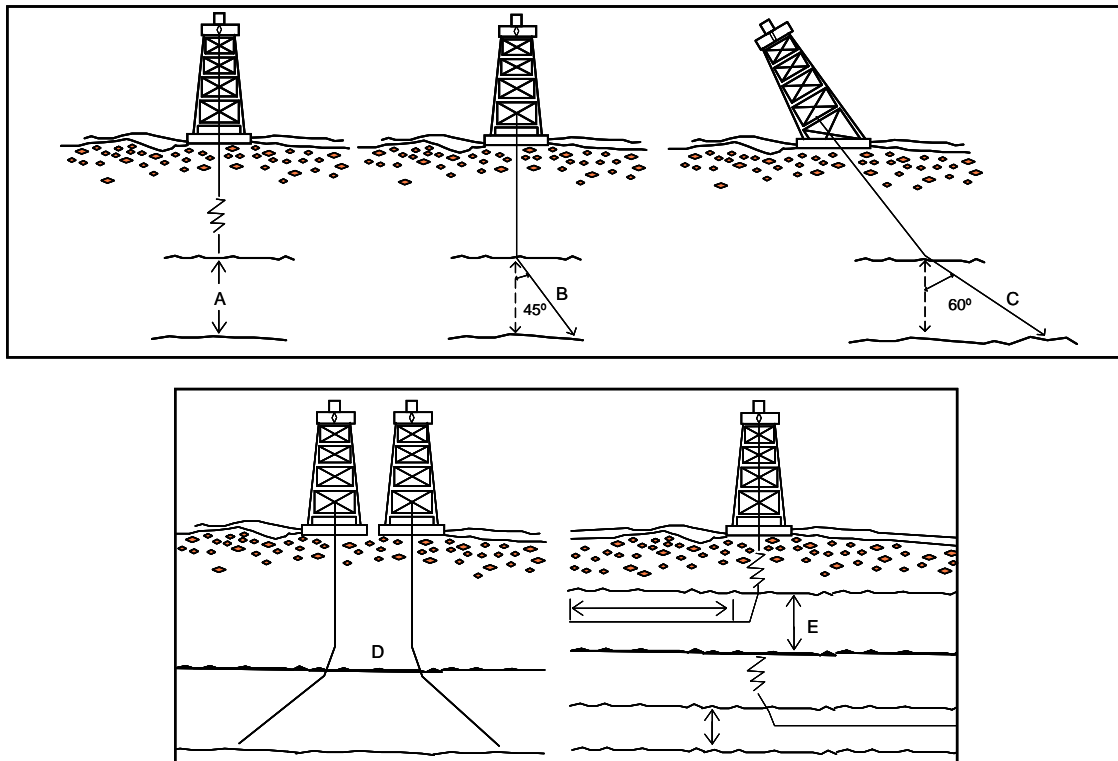
En la década de los años setenta, investigadores y laboratorios privados y gubernamentales y las empresas petroleras comenzaron en varios países a obtener buenas respuestas a sus esfuerzos en la adopción de nuevos conceptos económicos y aplicaciones avanzadas de los pozos desviados. Razones: la posibilidad de obtener más producción por pozo; mayor producción comercial acumulada por yacimiento; fortalecimiento de la capacidad competitiva de la empresa en los mercados y, por ende, aumento de ingresos con menos inversiones, costos y gastos de operaciones corriente arriba del negocio petrolero.

La macolla de pozos permite reducir el área requerida para las localizaciones ya que desde un solo sitio se pueden perforar varios pozos. Además, se logran economías en construcción de caminos, en instalaciones, en utilización del transporte de carga y personal y posteriormente se economiza en vigilancia e inspección de pozos por estar éstos en un solo punto.

La perforación rotatoria normal permite penetrar verticalmente el estrato petrolífero pero la capacidad productiva del pozo depende del espesor del estrato, además de otras características geológicas y petrofísicas. Así que en igualdad de condiciones, la capacidad de producción del pozo está muy relacionada con el espesor del estrato, por lo que a más espesor más producción. Planteada así la cuestión, la respuesta la dio la perforación direccional o desviada como método para penetrar más sección productiva en el mismo estrato.

En las ilustraciones presentadas en la (Figura 8) se puede apreciar que la magnitud del ángulo de desviación que debe mantener la sarta es factor muy importante al penetrar y deslizarse por las entrañas del estrato productor.

Figura 8. (A) espesor del estrato productivo penetrado verticalmente. (B) el mismo estrato productivo penetrado direccionalmente a un ángulo de 45°. (C) estrato penetrado a un ángulo mayor utilizando el taladro inclinado, por tratarse de un estrato a profundidad somera. (D) plataforma desde la cual se pueden perforar varios pozos macolla de pozos. (E) pozo cuyo(s) estrato(s) productivo(s) puede(n) ser terminado(s) como sencillo y/o doble, con la ventaja de que el intervalo productivo penetrado horizontalmente logra tener varias veces el espesor natural del estrato.



Fuente: Drilling Operation. **Pozo Ilustrado. Pág. 117**

Las experiencias y los resultados obtenidos en varios campos petroleros del mundo dan fe del progreso de la tecnología disponible para seleccionar la profundidad a la cual debe instalarse cada revestidor; la profundidad a la cual debe comenzarse el desvío del hoyo después de instalado cada revestidor; magnitud del ángulo de desvío que debe imprimirse y longitud del tramo que debe perforarse con determinado ángulo, 3 a 6 grados por cada 30 metros, hasta lograr la trayectoria deseada el hoyo o cambiar de rumbo y/o inclinación para llegar al objetivo con el ángulo final acumulado, según el plan de perforación.

Estas consideraciones determinan si el pozo será clasificado de radio largo de curvatura de 854 a 305 metros con ángulo de 2 a 6 grados por tramo de 30 metros; o de radio medio entre 90 y 38 metros y 20 a 75 grados por tramo de 30 metros o finalmente de radio corto de curvatura cuya longitud es de 6 a 12 metros y 1,5 a 3 grados por tramo de 30 metros. Estas tres clasificaciones permiten, respectivamente, que la penetración horizontal en el estrato productor tenga longitudes de 305 a 915 metros, de 305 a 610 metros, y de 122 a 213 metros. Pues, son muy importantes los aspectos mecánicos que facilitan o entorpecen la entrada y salida de la sarta de perforación del hoyo y finalmente la inserción de un revestidor.

4.5. Apreciaciones sobre los parámetros del hoyo horizontal

El 28 de agosto de 1996 se cumplieron 137 años del nacimiento de la industria de los hidrocarburos en los Estados Unidos como gestión comercial. De entonces acá, la manera normal de perforar y terminar el pozo gasífero o petrolífero ha sido verticalmente. Sin embargo, como ya se mencionó antes, la desviación fortuita del hoyo, resultante de las condiciones geológicas de las formaciones y de los factores mecánicos de la perforación, hizo tomar nota a los petroleros de la utilidad de hacer intencionalmente un pozo desviado, técnica que se comenzó a perfeccionar desde 1930 y se utiliza ventajosamente para determinadas situaciones.

En Guatemala hay ejemplos de los varios tipos de perforación horizontal para producir petróleo de Xan-27, Xan-32, Xan-34, Xan-38, Xan-40, Rubelsanto-107, Rubelsanto-7 entre otros y todos ubicados al norte del Departamento de Peten.

La utilización de la técnica más avanzada de perforación y terminación horizontal del pozo ha traído adelantos y cambios con respecto al pozo vertical, empezando por la nueva nomenclatura hasta los aspectos mecánicos de cada parte de la operación. Veamos.

- El pozo vertical atraviesa todo el espesor de la formación, mientras que en el horizontal la barrena penetra por el centro del espesor de la formación hasta la longitud que sea mecánicamente aconsejable.

- El ángulo de penetración del hoyo horizontal en la formación tiene que ver con la facilidad de meter y sacar la sarta de perforación del hoyo.

- A medida que la longitud del hoyo horizontal se prolonga, la longitud y el peso de la sarta que descansa sobre la parte inferior del hoyo son mayores. Esto crea más roce, más fricción, más esfuerzo de torsión y más esfuerzo de arrastre al extraer la sarta de perforación.

- Condiciones similares de esfuerzos se presentan durante la inserción y cementación del revestidor de terminación y durante la toma de registros o perfiles corrientes o integrantes de la sarta de perforación.

- En el hoyo vertical, el desplazamiento del flujo del gas y/o petróleo del yacimiento hacia el pozo es radial; la permeabilidad horizontal (K_H) y la permeabilidad vertical (K_V) se miden en la dirección indicada en la (Figura 9A). En el hoyo horizontal hay un giro de 90° con respecto a lo que sería un hoyo vertical y las designaciones de permeabilidad radial y horizontal cambian de sentido.

Esta situación plantea nuevas apreciaciones y nuevas aplicaciones de metodología para calcular reservas extraíbles, potencial y tasa de producción; comportamiento de la presión de flujo y la estática; desarrollo de las relaciones gas/petróleo, agua/petróleo; manera y procedimiento para hacer pruebas de flujo, limpieza, rehabilitación o reacondicionamiento del pozo; posible utilización del pozo para otros fines (ver Figura 9B).

Figura 9A. Pozo vertical

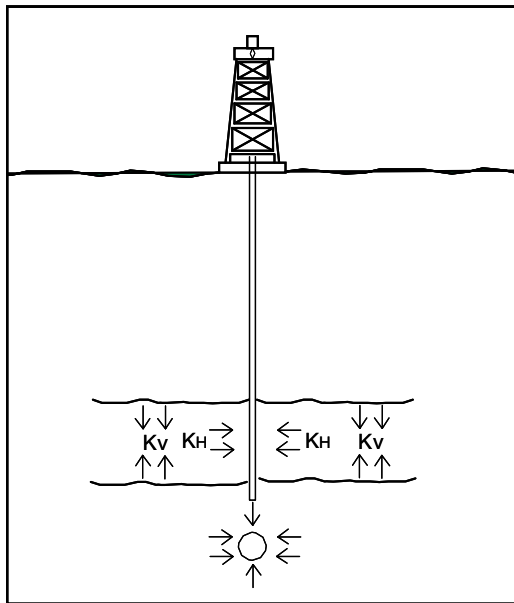
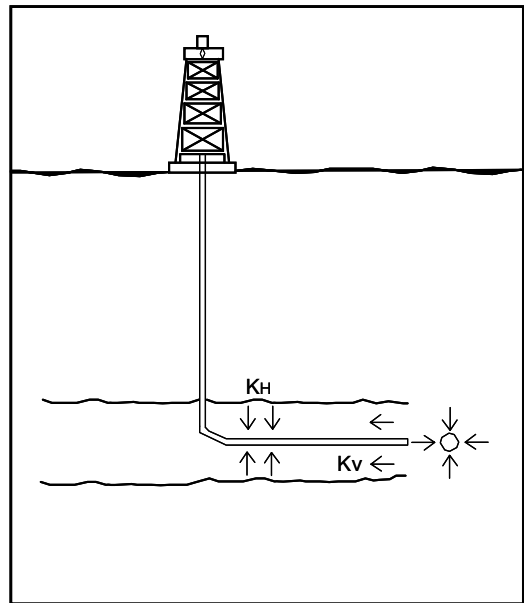


Figura 9B. Pozo horizontal



Fuente: Drilling Operation. Pozo Ilustrado. Pág. 120

4.6. El hoyo de diámetro reducido

La tecnología y las prácticas de perforación revelan la creatividad que se aplica en las operaciones con propósitos de hacer el trabajo economizando recursos y obteniendo más provecho.

Tal es el caso de la perforación de hoyos de diámetro reducido, o sea los de diámetro igual o menor de 178 milímetros, o equivalente a barrenas de 7 o menos pulgadas. La utilización de este método es muy efectiva en exploración para pozos de cateo y para la obtención de núcleos continuos para determinar las características y estratigrafía de los estratos en pozos someros y hasta bastante profundos, unos 1,800 metros. Sin embargo, aunque la técnica no es nada nueva, proviene de la minería, su aplicación en la industria petrolera no ha progresado mucho pero tampoco ha sido descartada ya que en ocasiones surge interés por experimentar más y perfeccionar más sus aplicaciones.

5. SARTAS DE REVESTIMIENTO Y CEMENTACIÓN

El programa de revestidores y la cementación de éstos es uno de los varios renglones de la perforación más ligados a la seguridad del hoyo durante las operaciones y posteriormente durante las tareas de terminación del pozo y su vida productiva. Durante la inserción de la tubería en el hoyo ésta puede atascarse y ocasionar serios problemas que pueden poner en peligro la integridad y utilidad del hoyo. De igual manera pueden presentarse serios problemas durante la cementación de la sarta por pérdida de circulación o por imposibilidad de bombear el fluido de perforación o el cemento por obstrucciones en el hoyo. Los revestidores y su cementación pueden representar entre 16 y 25 % del costo de perforación, de acuerdo al diámetro, longitud y otras propiedades físicas de cada sarta de tubos.

5.1. Funciones de las sertas

Para garantizar el buen estado del hoyo y asegurar la continuidad eficaz de la perforación, las sertas de revestimiento cumplen las siguientes funciones:

- Evitan el derrumbe de estratos someros deleznable.
- Sirven de prevención contra el riesgo de contaminación de yacimientos de agua dulce, aprovechables para usos domésticos y/o industriales en la vecindad del sitio de perforación.

- Contrarrestan la pérdida incurable de circulación del fluido de perforación o la contaminación de éste con gas, petróleo o agua salada de formaciones someras o profundas.

- Actúan como soporte para la instalación del equipo (impiderreventones) que contrarresta, en caso necesario, las presiones subterráneas durante la perforación y luego sirven también como asiento del equipo de control (cabezal) que se instalará para manejar el pozo en producción.

- Confinan la producción de petróleo y/o gas a determinados intervalos.

- Aíslan unos intervalos de otros para eliminar fugas de gas, petróleo o agua.

5.2. Factores técnicos y económicos

Al considerar el diseño y la selección de la sarta de revestimiento, los factores técnicos se centran sobre el diámetro, el peso (kilogramos por metro), su longitud y la naturaleza de las formaciones. Por razones de economía, las sartas deben diseñarse de tubos del menor peso aceptable. Sin embargo, todos los elementos y efectos determinantes de riesgo deben ser considerados a la luz de sus recíprocas relaciones: resistencia de la sarta contrapuesta a las presiones y otros factores subterráneos.

5.3. Clasificación de las sartas

Cuántas sartas deben ir cementadas en el hoyo, es cuestión que sólo la naturaleza de las formaciones y la profundidad del hoyo final pueden determinar. La experiencia es factor importante que complementa la decisión. En el caso de la perforación muy somera quizás una sola sarta sea suficiente. Para la perforación muy profunda quizás cuatro o más sartas sean necesarias. Generalmente, tres sartas son suficientes para satisfacer la gran mayoría de los programas de revestidores.

5.3.1. La sarta primaria

Por ser la primera que se cementará dentro del hoyo, su diámetro será mayor que los de las otras. Su longitud es corta en comparación con las otras del mismo pozo. Sin embargo, su longitud puede variar en ciertos sectores del mismo campo, de uno a otro campo o región petrolera, de acuerdo con las condiciones que presenta el subsuelo superior.

Esta sarta primaria es muy importante por las siguientes razones: sirve para contener las formaciones someras deleznable; impide la contaminación de mantos de agua dulce, que pueden ser aprovechados para el consumo humano y/o industrial; juega papel importante como asiento del equipo de control del hoyo (impiderreventones, válvulas, etc.) durante toda la perforación de formaciones más profundas y posteriormente para la instalación del equipo de control (cabezal) del pozo productor.

Habida cuenta de las características físicas de la sarta escogida, hay dos puntos más que son muy importantes para que su función sea cabal: uno, que el estrato seleccionado para cementar su extremo inferior sea muy competente y, dos, que la cementación, desde el fondo hasta la superficie, sea bien realizada para que el espacio anular quede sólidamente relleno de cemento. Así estarán bien protegidos tanto todos los estratos como la misma sarta. De acuerdo a las exigencias, los diámetros más comunes para sartas primarias son: de 244.5, 273, 339, 406 y 508 milímetros ($9^{5/8}$, $10^{3/4}$, $13^{3/8}$, 16 y 20 pulgadas, respectivamente). La profundidad a la cual puede colocarse una sarta de estos diámetros en el hoyo está en función del peso nominal (kg/metro de tubo), que se traduce en la capacidad de resistencia en tensión, aplastamiento y estallido.

5.3.2. Las sartas intermedias

Una vez cementada y habiendo fraguado el cemento de la primera sarta, prosigue la perforación. Naturalmente, se efectúa un cambio de diámetro de barrena, la cual debe pasar holgadamente por el revestidor primario.

A medida que se profundiza el hoyo se pueden presentar estratos deleznable que a mediana profundidad pueden comprometer la estabilidad del hoyo. Puede también ocurrir la presencia de estratos cargados de fluidos a cierta presión que podrían impedir la seguridad y el avance de la perforación. Algunas veces los fluidos también pueden ser corrosivos.

Por todo esto, se procede entonces a la selección e inserción de una segunda sarta.

El número de sartas intermedias difiere de un campo a otro. Puede que una sea suficiente o que dos sean requeridas. Hay que recordar que el número de sartas implica cambios de diámetros de barrena para cada etapa del hoyo, y que el diámetro interno de la sarta a su vez y en su oportunidad es el que limita la escogencia del diámetro de ciertas herramientas que necesariamente hay que meter por la tubería para lograr la profundidad final programada. Si las condiciones lo permiten, no es raro que una sarta pueda hacer la doble función de sarta intermedia y sarta final. En este caso, se ahorraría en los costos de tubería y gastos afines. Comúnmente los diámetros más escogidos para la sarta intermedia son: 219, 244.5, 258, 298.5 milímetros ($8^{5/8}$, $9^{5/8}$, $10^{3/4}$ y $11^{3/4}$ pulgadas, respectivamente).

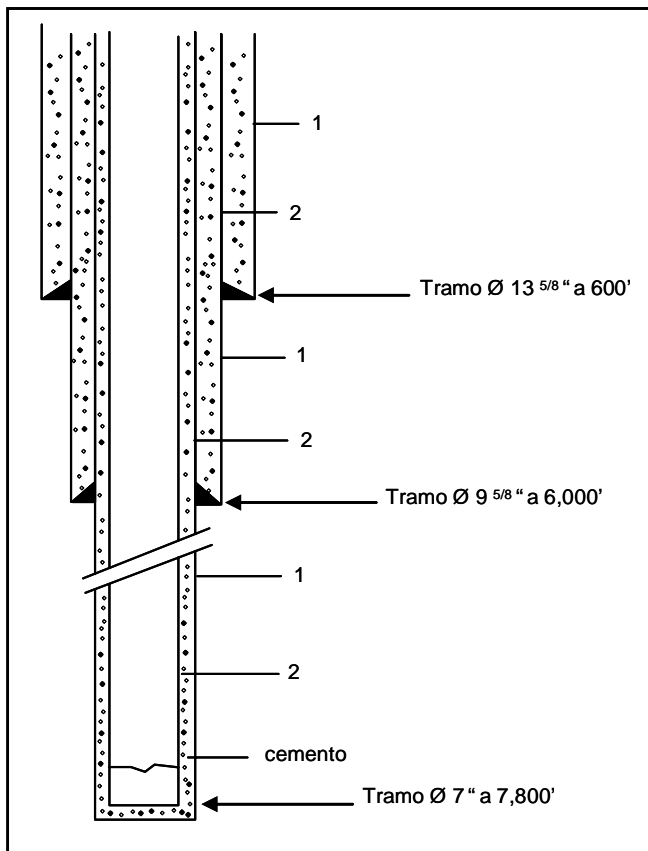
5.3.3. La sarta final y de producción

Esta sarta tiene el múltiple fin de proteger los estratos productores de hidrocarburos contra derrumbes, de evitar mediante la adecuada cementación la comunicación entre el intervalo petrolífero y estratos gasíferos suprayacentes o estratos acuíferos subyacentes.

En los pozos de terminación doble o triple, la sarta final sirve asimismo de tubería de producción. Por regla general, la formación superior productora descarga por el espacio anular entre la sarta final revestidora y la tubería de educación inserta en aquélla. La sarta revestidora final puede o no penetrar el estrato petrolífero, según la escogencia de la terminación empleada.

La serie de diámetros más comunes para la sarta final incluye los de 114.3, 127, 139.7, 168.3, 177.8 y 193.7 milímetros (equivalentes a $4^{1/2}$, 5, $5^{1/2}$, $6^{5/8}$, 7 y $7^{5/8}$ pulgadas, respectivamente).

Figura 10. Corte típico de pozo en zona norte de Guatemala. (1) corte del hoyo y (2) revestidor en un pozo corriente vertical.



Fuente: Desarrollo Petrolero. Ing. Elvis Cifuentes.

5.4. Características físicas de la tubería revestidora

La fabricación de la tubería para sartas revestidoras y de producción, como también para la tubería de perforación, se ciñe a las especificaciones fijadas por el American Petroleum Institute (API, Normas RP7G y 5A, 5AC, 5B, 5C1, 5C2, 5C3). Todas estas tuberías son del tipo sin costura, traslapada por fusión en horno y soldada eléctricamente, utilizando aceros que deben ajustarse a exigentes especificaciones físicas y químicas.

La calidad de la tubería que se desea obtener se designa con una letra, seguida por un número que representa el mínimo punto cedente en tensión, en millares de libras por pulgada cuadrada: H-40, K-55, C-75, C-95, L-80, N-80, P-110 ($40,000 \times 0.0703 = 2,812 \text{ kg/cm}^2$, y así sucesivamente).

Las regulaciones y recomendaciones aplicables a la fabricación de tubos para las operaciones petroleras, especifican, dentro de razonables márgenes, la calidad, el tipo, los diámetros externos e interno, el espesor por unidad de longitud, la escala de longitud del tubo, el tipo de roscas, el tipo de conexión, la resistencia a la elongación, al aplastamiento y al estallido. Tales normas y recomendaciones se formulan a base de estudio teórico y de experiencia práctica, y con el fin de lograr mayor exactitud en el diseño y fabricación de tubos para sargas revestidoras que respondan satisfactoriamente a las exigencias técnicas y económicas que es preciso considerar para proteger debidamente el hoyo durante la perforación y posteriormente el pozo durante su vida productiva.

Tabla II. Escalas y longitudes de tubos revestidores

	LONGITUD		LONGITUD MINIMA	
	metros	pies	metros	pies
Escala 1	4.9 - 7.6	16 - 25	5.5	18
Escala 2	7.6 - 10.4	25 - 34	8.5	28
Escala 3	10.4 o más	34 o más	11	36

5.4.1. Elongación

El primer tubo revestidor, o sea el del extremo superior de la sarga, soporta el peso total de la misma, puesto que va sujeto al colgador de la tubería revestidora.

Cuando se introduce la tubería en el hoyo lleno de fluido de perforación, éste ejerce un cierto efecto de flotación pero esa fuerza no se toma precisamente en cuenta, excepto en casos de un fluido de extrema densidad. Ya que la sarta está sostenida por un extremo, del que cuelga el resto de la misma, algo de elongación habrá de ocurrir, como resultado de la tensión. Como las conexiones que unen a los tubos son las partes más débiles, debe considerarse entonces el peso de la sarta y la resistencia a la tensión.

5.4.2. Aplastamiento

Otro importante factor que debe considerarse es la presión aplastante que la tubería debe resistir. La presión ejercida por la columna de fluido de perforación en el espacio anular, creado por la tubería y el hoyo, y la presión de las formaciones perforadas, tienen que ser contrapesadas por la columna del fluido que está dentro de la tubería y por la resistencia de los tubos mismos al aplastamiento. Una vez concluida la perforación y la terminación del pozo, parte de las mencionadas fuerzas contrarrestantes dejan de actuar y la sarta queda en el hoyo sujeta a las presiones externas. El cemento que circunda los tubos contribuirá en cierto grado a contrarrestar tales presiones, pero ese refuerzo dado por el cemento no puede considerarse como muy efectivo, por ser tan difícil la evaluación de la eficiencia y uniformidad del trabajo de cementación. Por tanto, se suele descartar la resistencia adicional debida al cemento.

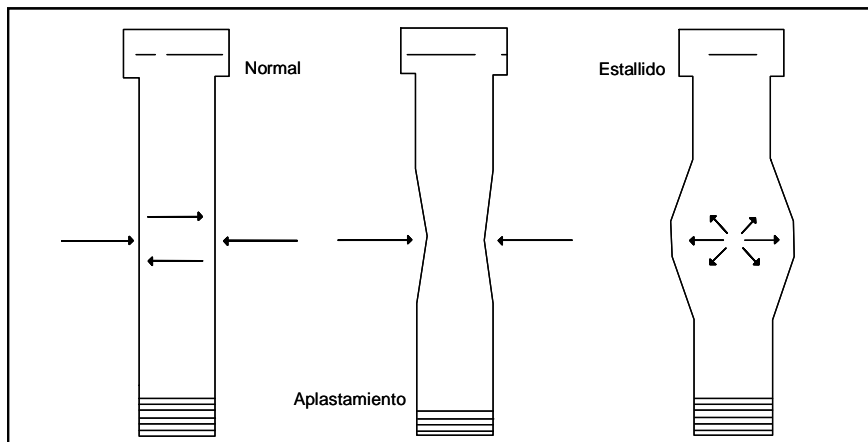
Cuando hay que instalar largas sargas para la terminación de pozos profundos, se recurre a la elección de la sarta combinada, esto es, compuesta de tubos pesados, que van en el fondo, y tubos de uno o dos pesos menores, en el medio y en la parte alta del pozo. Se acostumbra formar sargas de no más de tres o cuatro pesos distintos, ya que la sencillez es lo que se trata de lograr en el diseño de una sarta de tubería de revestimiento y de producción para pozos profundos.

5.4.3. Estallido

Terminado un pozo, su tubería revestidota invariablemente se somete a presiones de pruebas de fuga, o más a las motivadas por la maniobra de introducción forzada de cemento en las formaciones debido a una variedad de razones formuladas en el programa de terminación original o de reacondicionamiento posterior del pozo. Por tanto, la resistencia de la sarta a presiones de este género es cualidad importante, puesto que evita que los tubos estallen durante alguno de los varios trabajos de cementación forzada que el pozo pueda requerir.

En la práctica, a los valores reales de tensión, aplastamiento y estallido se les aplica un factor de seguridad operacional para cubrir eventualidades que puedan presentarse y asegurarse que la tubería, en el peor de los casos, se mantendrá íntegra. Generalmente, en la práctica, como procedimiento básico, se emplean los siguientes factores de seguridad: aplastamiento 1.125; tensión 2, punto cedente 1.25 y estallido 1.

Figura 11. **Representación de efectos de la presión en los revestidores**



Fuente: Drilling Operation. **Pozo Ilustrado. Pág. 125**

Sin embargo, los factores de seguridad deben ser ajustados a las condiciones de profundidad del hoyo, al tipo de cada sarta: tubos todos de iguales especificaciones o combinaciones de tramos de tubos de diferentes características: peso, resistencia, roscas.

Para más detalles y diseñar una sarta segura y económica en costo lo mejor es valerse de las tablas que ofrecen los fabricantes y de los artículos técnicos publicados en las revistas especializadas.

5.5. Cementación de sartas y otras aplicaciones de la cementación

La cementación de pozos se define como “un procedimiento combinado de mezcla de cemento y agua, y la inyección de ésta a través de la tubería de revestimiento o la de producción en zonas críticas, esto es, alrededor del fondo de la zapata de la tubería revestidora, en el espacio anular, en el hoyo no revestido (desnudo) y más abajo de la zapata, o bien en una formación permeable”.

5.5.1. Funciones de la cementación primaria

La cementación primaria se realiza a presiones suficientes, para que la mezcla de cemento bombeada por el interior de la sarta revestidora sea desplazada a través de la zapata que lleva el extremo inferior de la sarta. La zapata siempre se deja a cierta distancia del fondo del hoyo. La mezcla que se desplaza por la zapata asciende por el espacio anular hasta cubrir la distancia calculada que debe quedar rellena de cemento.

En el caso de la sarta primaria, el relleno se hace hasta la superficie. Si por circunstancias, como sería el caso de que formaciones tomaran cemento, la mezcla no llegase a la superficie, entonces el relleno del espacio anular se completa bombeando cemento desde arriba. Las funciones de la cementación son las siguientes:

- Sirve para afianzar la sarta y para protegerla contra el deterioro durante subsiguientes trabajos de reacondicionamiento que se hagan en el pozo.
- Protege la sarta y las formaciones cubiertas: gasíferas, petroleras y/o acuíferas.
- Efectúa el aislamiento de las formaciones productivas y el confinamiento de estratos acuíferos. Evita la migración de fluidos entre las formaciones. También protege las formaciones contra derrumbes.
- Refuerza la sarta revestidora contra el aplastamiento que pueden imponerle presiones externas.
- Refuerza la resistencia de la sarta a presiones de estallido.
- Protege la sarta contra la corrosión.
- Protege la sarta durante los trabajos de cañoneo.

Cuando se trata de sartas muy largas, como pudiesen ser los casos de sartas intermedias o de la final, la cementación primaria puede hacerse por etapas. Este método permite cubrir el tramo deseado y evitar inconvenientes debido a que mientras más tiempo se esté bombeando cemento la mezcla se torna más consistente y difícil de mover.

El cemento y el agua empiezan a reaccionar en el mismo momento en que se mezclan y las características físicas y químicas que adquiere la mezcla están en función del tiempo, por lo que la cementación debe hacerse dentro de ciertos límites de tiempo, antes de que el fraguado inicial empiece a manifestarse.

Además, debe tenerse en cuenta la relación profundidad-temperatura, ya que la temperatura del hoyo influye sobre el tiempo de fraguado de la mezcla.

La fluidez, el peso y el fraguado inicial y final de la mezcla dependen de la relación cemento-agua. La relación por peso puede ser de 40 hasta 70 %. En la práctica, la experiencia en cada campo petrolero es guía para seleccionar la relación adecuada. Es muy importante que el peso de la mezcla más la presión de bombeo de la mezcla no causen pérdida de cemento hacia las formaciones.

Los tipos de cementos utilizados en la perforación y reacondicionamientos de pozos son fabricados para responder a la variedad de condiciones impuestas por las operaciones. Algunos cementos tienen que ser de fraguado lento o rápido; de desarrollo rápido o lento de su resistencia inicial; resistentes a la contaminación y reacciones químicas que puedan impartirles las aguas de las formaciones.

En muchos casos, para proteger las formaciones productivas contra la filtración de agua de la mezcla, se exige que la filtración sea mínima. Cuando se teme que pueda haber pérdida de circulación se le añade a la mezcla un cierto aditivo que pueda contrarrestar tal inconveniencia. En el caso de cementaciones especiales se le puede añadir a la mezcla radiactivos para seguir su rastro. Para terminaciones de pozos sujetos a inyección de vapor se seleccionan cementos resistentes a muy altas temperaturas. En áreas donde la corrosión de tuberías es problema muy serio se le añade a la mezcla anticorrosivos especiales.

Además de su uso en la cementación de sartas y de la cementación forzada, el cemento se emplea en una variedad de casos durante la perforación, la terminación de pozos, reacondicionamiento y abandono de pozos.

5.5.2. Cementación forzada

Durante la perforación o en las tareas de terminación de los pozos, y posteriormente durante el transcurso de la vida productiva de los mismos, en trabajos de reparaciones y/o reacondicionamiento, se emplea con mucha frecuencia la cementación forzada. Este método de cementación consiste en forzar la mezcla de cemento a alta presión hacia la(s) formación(es) para corregir ciertas anomalías en puntos determinados a través de orificios que por cañoneo (perforación a bala o a chorro) son abiertos en los revestidores. El cemento se inyecta en casos como: la falta de cemento en cierto tramo de la tubería; el aislamiento de un intervalo gasífero y/o acuífero de una zona productiva, con miras a eliminar la producción de gas y/o agua; corrección de fugas de fluidos a través del revestidor, debido a desperfectos; abandono de zonas productivas agotadas.

5.6. Aditamentos para la cementación de sartas

A través de la práctica y experiencia con la cementación de sartas revestidoras han surgido los diseños y fabricación de ciertos aditamentos para los tubos con el propósito de lograr los mejores resultados posibles.

5.6.1. La zapata de cementación

Al primer tubo que va en el hoyo se le enrosca y se le fija por soldadura en su extremo inferior una zapata de cementación. La zapata sirve para guiar la tubería en su descenso hasta la profundidad donde se va a cementar.

En su parte interna lleva un mecanismo de obturación que actúa como una válvula de un solo paso, la cual no permite que el fluido de perforación en el hoyo entre en la sarta pero sí que el fluido que se ponga en la sarta pueda bombearse hacia el espacio anular. Esto le imparte a la sarta cierta flotación que desde la superficie se contrarresta llenando la sarta con fluido bien acondicionado para que descienda con más rapidez y a la vez queden balanceadas las presiones externas.

Todo el material interno que compone el mecanismo y configuración de la zapata puede ser perforado con barrena en caso necesario, como es requerido tratándose de la primera y sarta intermedia para llegar a la profundidad final. En el caso de la última sarta, la zapata no se perfora.

5.6.2. La unión o cuello flotador

Para reforzar la función de la zapata y coadyuvar en la mecánica de la cementación, se dispone que a cierta distancia del primer tubo se coloque entre dos tubos una unión o cuello flotador. La unión permite el flujo por la tubería hacia el hoyo pero impide, por el mecanismo de su válvula de un solo paso, que fluidos del hoyo entren a la tubería. La unión tiene un asiento que sirve para asentar un tapón que se inserta en la tubería detrás del último saco de cemento bombeado.

Este tapón, al llegar al cuello flotador, no puede pasar y el aumento de presión en la sarta indica que ya todo el cemento pasó por el cuello y ha concluido el desplazamiento.

5.6.3. Unión o cuello flotador (cementación por etapas)

Cuando se trata de sartas muy largas la cementación se hace en dos o tres etapas. En cuyo caso, para cada etapa, se dispone en la sarta una unión que por diseño y construcción cumple funciones adicionales, además de la función de la unión o cuello corriente.

Esta unión, además de su válvula, tiene orificios que, en el momento apropiado, por el bombeo y la inserción de un dispositivo adecuado, permiten la salida del cemento al espacio anular. Para retener el cemento en el punto de salida y para que fluya hacia arriba por el espacio anular, la unión lleva como parte integral, o bien como complemento aparte asido a la sarta, a muy corta distancia de la base de la unión, un cesto de cementación, que al abrirse toma la forma de paraguas invertido. Al abrirse hace contacto con la pared del hoyo y su forma cónica le da configuración de cesto.

Una vez hecha esa etapa de cementación se procede sarta arriba con la siguiente etapa, a través de otra unión similar que le fue colocada a la sarta a profundidad determinada y así, sucesivamente, hasta terminar la cementación por las etapas determinadas, previamente a la inserción de la sarta en el hoyo.

5.6.4. Centralizadores

Para que la sarta quede bien centrada en el hoyo, y a objeto de evitar que se recueste contra la pared del hoyo, ocasionando luego defectos en la continuidad del cemento en el espacio anular, se le instalan a la sarta centralizadores en aquellos puntos que se consideren necesarios.

Los centralizadores, por sus anillos que rodean el tubo y fijados con puntos de soldadura, quedan a las profundidades deseadas. Los flejes que unen los anillos tienen una curvatura hacia afuera para hacer contacto con la pared del hoyo.

5.6.5. Raspadores

En ciertas oportunidades, para lograr mejor adhesión entre el cemento y la pared del hoyo, se le añaden raspadores a la sarta. Estos raspadores, que pueden consistir de láminas en formas de tiras largas donde van incrustadas los alambres o de anillos cuyos alambres sobresalen circunferencialmente, raspan la pared del hoyo con el fin de desprender el exceso de revoque que la cubre para facilitar que el cemento cubra directamente las formaciones. El raspado se efectúa durante la inserción de la tubería, y luego, también, alzando y bajando lentamente la tubería, mientras se bombea a objeto de ir desplazando hacia la superficie lo que se haya desprendido de la pared del hoyo.

6. OTRAS CONSIDERACIONES DE LA PERFORACIÓN

6.1. Operaciones de Perforación en Aguas Costafuera

Yacimientos petrolíferos ubicados en tierra pero cercanos a la costa indujeron las posibilidades de extensión hacia aguas llanas. En realidad, los fundamentos básicos de la perforación no han cambiado, pero sí, y mucho, la tecnología; la modalidad de las operaciones; las instalaciones; los requerimientos de personal capacitado; los equipos, materiales y herramientas; los servicios de apoyo; las inversiones y costos para operar eficazmente en un ambiente exigente y de situaciones cambiantes, a veces impredecibles.

6.1.1. El ambiente

El ambiente más allá de la costa y hacia el mar adentro presenta variada profundidad de las aguas; diferentes condiciones topográficas y consistencia del suelo marino que, a veces por muy duro o por muy blando, dificulta la construcción de cimientos o el aferramiento de anclas; corrientes superficiales o profundas, cuyas fuerzas podrían comprometer las instalaciones y hacer dificultosa la navegación; condiciones atmosféricas que generan chubascos de agua o de viento, remolinos y huracanes, con el consiguiente encrespamiento de las olas y oleaje que hacen cancelar la navegación y ponen en peligro la seguridad del personal e instalaciones. En zonas frías se añaden las bajísimas temperaturas de invierno y el peligro que representan los témpanos de hielo que flotan y se desplazan por los mares árticos.

6.1.2. La tecnología

De aguas llanas y protegidas, el taladro fue ubicado a mayores distancias de las costas en aguas más profundas, a medida que los adelantos en las técnicas de exploración costafuera permitían escudriñar el subsuelo.

Las operaciones pioneras de perforación y producción en el lago de Maracaibo, en el mar Caspio y en el golfo de México han sido escuelas para estudios y prácticas fundamentales que llevaron las operaciones mar adentro en el mar del Norte y otros sitios.

De las plataformas convencionales de perforación se ha pasado a la construcción de grandes plataformas desde las cuales se pueden perforar direccionalmente varias locaciones. Una vez concluida la perforación, la plataforma queda como centro de producción y manejo de petróleo y/o de gas de un gran sector del campo. Las gabarras de perforación de antaño han sido modificadas, y son hoy estructuras integradas que llevan la cabria empotrada y constituyen un taladro flotante que entra, permanece y sale de la locación como una sola unidad.

Para la perforación en aguas llanas y pantanosas se han diseñado gabarras integrales autopropulsadas que constituyen en realidad un barco de poco calado.

Para operaciones en aguas semiprofundas se cuenta con las gabarras autoelevadizas cuyas patas de sostén se afincan en el fondo del mar. La flota mundial tiene unidades que pueden operar en aguas de 4 a 112 metros de profundidad y perforar hasta 9,150 metros.

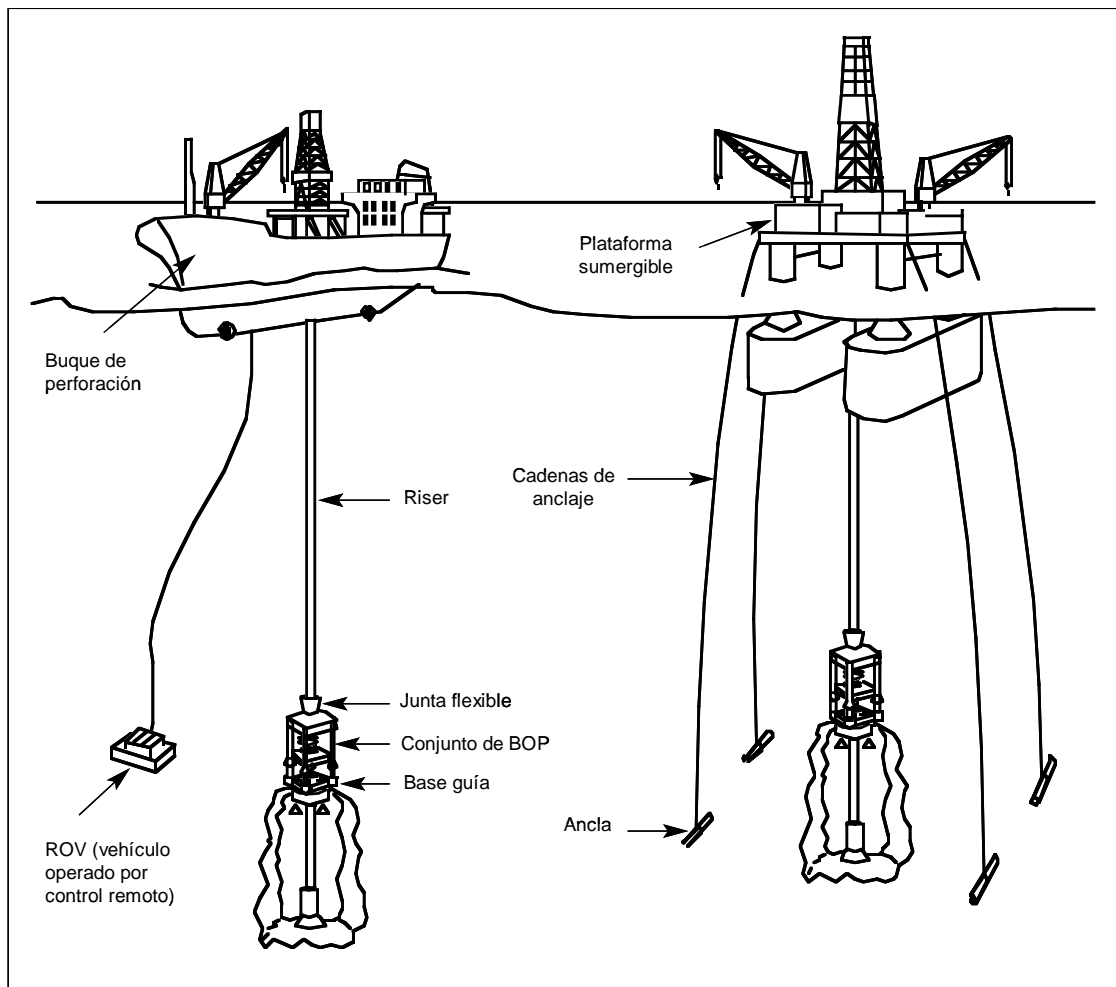
Para profundidades de 4 a 53 metros de agua hay perforadoras del tipo sumergible que pueden perforar hasta 7,600 metros. Para las profundidades de agua a más de 1,000 metros hay una flota de barcos de perforación que pueden hacer hoyos hasta 7,600 metros.

El golfo de México, en el sector estadounidense de Texas a Alabama, representa una de las áreas donde en los últimos dos años se han ubicado plataformas flotantes del tipo de sujeción tensada, en profundidades de aguas por encima de los 500 metros y perspectivas de llegar a 1,000 metros. Estas plataformas pueden pesar hasta 23,000 toneladas y están diseñadas para resistir el impacto de olas de 20 metros de altura y de vientos de 224 kilómetros por hora. Este tipo de plataforma permite perforar varios pozos direccionales desde un mismo sitio y el costo diario de taladro se estima actualmente en \$100,000.00.

El diseño y construcción de todas estas nuevas perforadoras se realizan tomando en cuenta que su sitio de operaciones está lejos de los centros de aprovisionamiento. Por tanto, se tiene que contar con el espacio y las comodidades suficientes para albergar varias docenas de personal de operaciones por tiempo largo. Además, se dispone de suficiente área de almacenamiento para materiales, herramientas y repuestos para garantizar la continuidad de las operaciones por varios días.

Las operaciones costafuera requieren estudios de suelos para verificar la topografía y competencia de los estratos, en caso de utilizar gabarras de perforación autoelevadizas o para la erección de instalaciones de producción. También son necesarios los estudios oceanográficos para conocer los factores que en el sitio afectan las condiciones del mar, su flora y fauna. Estudios y servicios constantes de meteorología para alerta y seguridad del personal y disposiciones de salvaguarda de las instalaciones. Muchos de los adelantos logrados en estas ramas han sido originados por las necesidades de las operaciones petroleras.

Figura 12. Equipos de perforación en aguas profundas



Fuente: **Drilling Fluid Engineering Manual. Cap. 22A. Pág. 2**

En materia de servicios de apoyo, los nuevos diseños y la construcción de remolcadores, de barcasas y barcos de abastecimiento, de botes salvavidas y de lanchas han introducido innovaciones para mayor seguridad de la navegación y el transporte de personal y materiales.

Cada taladro tiene helipuerto y el uso del helicóptero es común para el transporte del personal y cargas pequeñas. Las comunicaciones por radio, teléfono, télex, celular, computadoras, o la utilización de satélites permiten, no obstante las distancias, que el taladro esté en contacto con la base de operaciones. En el mismo taladro, por razones obvias, se dispone de espacio para que empresas de servicios de registros y de cementación ubiquen sus equipos temporal o permanentemente, de acuerdo al ritmo de las operaciones. Con respecto al manejo de materiales, los taladros tienen incorporadas grúas para manejar todo tipo de carga para sus tareas de perforación.

Las operaciones costafuera, y más mar adentro, han requerido de innovaciones en el equipo mismo de perforación. Por ejemplo: a medida que la profundidad de las aguas se hace mayor, la longitud del tubo conector (subiente) desde el fondo marino hasta el conjunto de impiderreventones también es mayor; por tanto, a su diseño y estabilidad le han sido incorporadas características acordes a las necesidades. Para el mejor manejo y mayor rapidez de instalación, el conjunto de impiderreventones viene preensamblado para ser instalado en el fondo del mar.

De igual manera, para contener arremetidas o amagos de reventón, el taladro dispone de equipo adicional que aunado a los impiderreventones facilita el control del pozo, por la aplicación de procedimientos determinados de contención que el personal debe conocer explícitamente.

Para evitar la contaminación de las aguas marinas con fluidos de perforación, materias químicas, petróleo y otras sustancias nocivas, se toman precauciones adecuadas para disponer de esos desechos. En el caso de pruebas preliminares de producción, el gas y/o petróleo se queman en mechurrios especiales instalados vertical u horizontalmente.

En las ramas de buceo, televisión y soldadura submarinas, los adelantos y aplicaciones han marcado inusitados progresos, a medida que la perforación se hace en aguas cada vez más profundas.

La computación y procesamiento de datos, aunados a los sistemas de telecomunicaciones más avanzados, permiten que las decisiones sobre las operaciones se tomen sobre la marcha, ahorrando así tiempo y dinero.

6.2. Operaciones de Pesca

En la perforación siempre está presente la posibilidad de que fortuitamente se queden en el hoyo componentes de la sarta de perforación u otras herramientas o elementos utilizados en las diferentes tareas de obtención de datos, pruebas o terminaciones del pozo, ocasionando lo que generalmente se le llama tarea de pesca, o sea rescatar o sacar del hoyo esa pieza que perturba la continuidad de las operaciones. Por tanto, en previsión para actuar en consecuencia, siempre hay en el taladro un mínimo de herramientas de pesca de uso muy común, que por experiencia son aconsejables tener: como cesta, ganchos, enchufes, percusor, roscadores y bloques de plomo para hacer impresiones que facilitan averiguar la condición del extremo de un tubo.

La serie de herramientas de pesca es bastante extensa y sería imposible y costoso tenerla toda en cada taladro. Sin embargo, en los centros de mucha actividad de perforación, en los almacenes de materiales de las empresas operadoras y de servicios de perforación se tienen herramientas para cubrir el mayor número de casos específicos.

Generalmente la tarea de pesca es sencilla pero otras veces se puede tornar tan difícil de solucionar que termina en la opción de desviar el hoyo. En tareas de pesca cuenta mucho diagnosticar la situación, disponer de las herramientas adecuadas y la paciencia y experiencia de todo el personal de perforación. En ocasiones, la tarea puede representar un difícil reto al ingenio mecánico del personal, pero hay verdaderos expertos en la materia, tanto en ideas como en la selección y aplicación de las herramientas requeridas.

6.3. Arremetida, reventón e incendio

Estos tres episodios son indeseables en la perforación o en tareas de limpieza o reacondicionamiento de pozos, pero suceden. Afortunadamente, los resultados lamentables son raros, gracias al adiestramiento del personal para actuar en tales casos y al equipo y procedimiento de contención disponibles.

La arremetida, o sea el desbordamiento de fluidos (gas y/o petróleo, agua: fresca o salada) de la formación hacia el hoyo, ocurre cuando la presión ejercida por el fluido de perforación en el hoyo es menor que la presión que tienen algunas de las formaciones perforadas o la formación que está siendo penetrada por la barrena.

Las manifestaciones de la arremetida se captan en la superficie por el aumento de volumen de fluido en el tanque y por el comportamiento simultáneo de las presiones en la sarta y el espacio anular. La magnitud del volumen adicional de fluido descargado da idea de la gravedad de la situación.

La apreciación precoz del tipo de fluido desbordado ayudará a poner en ejecución uno de los varios métodos adecuados de contención, cuya finalidad, no obstante las diferencias de procedimientos, es permitir acondicionar el fluido de perforación al peso requerido y bombearlo al hoyo ya que mientras tanto se controla el comportamiento del flujo por el espacio anular para descargar la arremetida inocuamente. Por sus características físicas y comportamiento de la relación volumen-presión, la arremetida de gas es la más espectacular. Su fluidez, su rapidez de ascenso, inflamabilidad o posible contenido de sulfuro de hidrógeno hacen que desde el mismo instante de la arremetida se proceda a contenerla sin dilaciones.

Toda arremetida es un amago de reventón. Toda arremetida que no pueda ser controlada termina en reventón, con sus graves consecuencias de posibles daños personales, destrucción segura de equipos y hasta posible pérdida del hoyo o del pozo. Si el reventón se incendia, los daños físicos serán mayores y más difíciles y más costosos serán también los esfuerzos para contenerlo. Para el yacimiento, el reventón se convierte en un punto de drenaje sin control, cuya producción durante días o meses ocasiona daños a la formación, con gran pérdida de fluidos y abatimiento de la presión natural. El riesgo de contaminación del ambiente puede tornarse muy serio y los daños podrían sumar pérdidas irreparables y costosísimas.

6.4. Problemas latentes durante la abertura del hoyo

Aunque se disponga de los mejores equipos, herramientas, materiales, tecnología y personal capacitado, durante la perforación pueden presentarse una variedad de problemas que a veces pueden ser difíciles y costosos.

Prevenir situaciones que puedan malograr el buen ritmo y los costos de las operaciones es quizás el anhelo más importante que debe motivar a todo el personal de perforación y de apoyo.

Entre estos problemas se cuentan:

- Derrumbes de las formaciones.
- Pérdida de circulación parcial o total del fluido de perforación.
- Desviación crítica del hoyo. Constricción del diámetro del hoyo.
- Torcedura o enchavetamiento del hoyo.
- Atascamiento de la sarta de perforación.
- Desenrosque de elementos de la sarta y, por ende, tareas de pesca.
- Torcedura y desprendimiento de parte de la sarta.. Arremetidas y reventón.
Incendios.
- Mantenimiento del equipo y accesorios auxiliares.

7. MANTENIMIENTO PARA TORRES DE PERFORACIÓN

El mantenimiento de los equipos de perforación representa un caso atípico si lo comparamos con el mantenimiento de planta.

- a)** Se trata de una planta transportable que, según la zona cambia su ubicación cada cierto tiempo.
- b)** El equipo de perforación, salvo reparación general no se para y se debe llevar un control como el del (Anexo 1 y 2).
- c)** En general, no se implementan programas de reparación y lo más usual es la planilla de chequeo semanal o quincenal, según sea el caso como el del (Anexo 3 y 4).
- d)** Hasta el presente se ha utilizado el sistema reparación “a demanda”.

La atención de un mantenimiento a demanda en estas condiciones hace necesario contar con:

- a)** Proveedores con stock amplio de repuestos para entrega inmediata o en su defecto;
- b)** Stock en almacenes que cubra las necesidades.

Además los equipos de perforación pueden tener mantenimiento por el tiempo en horas de trabajo como por ejemplo:

CADA 8 HORAS

Control de aceite de: Mesa rotaria
Cabeza de inyección
Compresores
Accesorio de preventor de reventones

	Bombas centrífugas
	Bombas de inyección
	Transmisión
	Motores
	Convertidores
Tensión de Correas:	Compresores
	Bombas
	Motores
Revisar Pérdidas:	Circuito de aire
	Motores (aceite, combustible, agua)
	Transmisión
	Convertidores
Sistema de Lubricación	
de Bastago:	Bombas de inyección
Corona y Aparejo:	Revisar y engrasar

CADA 48 HORAS

Servicio suplementario equipo
Inspección cuerpo hidráulico bombas

CADA 250 HORAS

Motores:	Todos de acuerdo a su programa de mantenimiento
Freno Manual:	Registrar
Desarenador:	Revisión general
Zarandas o tamices	Revisión general

CADA 500 HORAS

Motores:	Todos de acuerdo a su programa de mantenimiento
Mesa Rotaria:	Cambio de aceite y revisar sistema de transmisión

Cabeza de Inyección:	Cambio de aceite y revisar sistema de transmisión
Compresores:	Cambio de aceite y revisar sistema de transmisión
Grupo Electrónico:	Engrasar cojinetes, revisar carbones y anillos
Bombas Centrífugas:	Revisar juego entre rotor y voluta

CADA 750 HORAS

Motores:	Cambio de aceite y filtros
-----------------	----------------------------

CADA 1,000 HORAS

Motores:	Revisión niveles y fugas
Freno Hidráulico:	Revisión
Freno Manual:	Revisión

CADA 1,500 HORAS

Cuadro maniobras y transmisión:	Revisar cadenas, cabillas, engranajes, lubricación etc.
Compresores:	Cambio de filtros de aire
Bombas Centrífugas:	Cambio de aceite
Embragues Circunferenciales y Ventilados	Inspección y/o cambio
Eje vibratorio Zarandas:	Cambio

CADA 2,000 HORAS

Motores:	Servicio según programa de mantenimiento
Compresores:	Revisión y/o reparación

CADA 3,000 HORAS

Mesa Rotaria:	Control de huelgos
----------------------	--------------------

Buje Maestro:	Control de conicidad
Cinta de Freno:	Control y eventual cambio
Carretes	Revisión general

CADA 5,000 HORAS

Motores:	Todos según programa de mantenimiento
Corona, Aparejo y Gancho:	Revisar garganta y juego de cojinetes
Cabeza de Inyección:	Reparación general
Bomba de Inyección:	Limpieza filtros y cambio de aceite
Bomba Centrífuga:	Reparación general
Embragues frontales:	Inspección y/o cambio

CADA 7,000 HORAS

Válvulas neumáticas y Actuadores:	Cambiar
Motores:	Revisión o reparación parcial
Compresores:	Reparación general
Bandas de Freno:	Rectificar
Caja o Eje Selectivo:	Cambiar

CADA 10,000 HORAS

Caja o Eje Selectivo:	Revisar
------------------------------	---------

CADA 15,000 HORAS

Corona, Aparejo y Gancho:	Reparación integral
Mesa Rotaria:	Reparación integral
Freno Hidráulico:	Reparación integral

Tambor:	Revisión general
BOP y Accionador:	Revisión general
Cuadro de Maniobras y Transmisión:	Reparación general
Bandas de Freno:	Rectificación
Caja o Eje Selectivo:	Cambio

7.1. Mantenimiento a la planta de fuerza motriz

En la planta de fuerza motriz deberá hacerse una inspección técnica de forma visual como mecánica, para detectar un posible fallo de la misma y así aplicar el mantenimiento adecuado a la situación como se menciona en el capítulo 1.

El mecánico de la torre, así como el eléctrico serán responsables de la planificación y ejecución del trabajo de mantenimiento preventivo o correctivo, teniendo en cuenta el historial de trabajo de cada pieza que integra la planta de fuerza motriz para poder decidir si se repara o sustituye por una nueva, la tabla III menciona algunos ítems importantes para este caso.

Tabla III. Ítems para inspeccionar, planta de fuerza motriz

ÍTEM A INSPECCIONAR	INSPECCION
Iluminación suficiente	Visual
Orden y aseo general	Visual
Protectores y guardas en los elementos móviles	Visual
Panel de controles de la maquina	Visual
Sistema de aceite	Probar equipo
Sistema de enfriamiento	Probar equipo
Sistema de combustible	Probar equipo
Sistema del turbocargador	Probar equipo
Amortiguadores del motor	Probar equipo
Fajas de motor	Visual
Instalación de matachispas	Probar equipo
Arranque automático	Probar equipo
Corte de combustible	Probar equipo
Corte de aire emergencia	Probar equipo
Detectores de fuego	Probar equipo
Control de sobre velocidad	Probar equipo
Condición empaquetaduras terminales de los cables	Visual
Aislamiento térmico	Visual
Señalización adecuada	Visual

7.2. Mantenimiento al sistema de izaje

El mantenimiento de izaje es medular de toda operación de perforación, esto se basa que en condiciones críticas debe soportar pesos hasta de 750,000 libras como lo constituye un pozo que se encuentra con pérdidas totales y que por consiguiente no posee flotabilidad derivado del fluido de perforacion.

7.2.1. El malacate

Su funcionamiento está a cargo del perforador y es necesario ser inspeccionados con partículas magnéticas la palanca, las barras y los ojos del sistema articulado de los frenos del malacate, debe contemplarse también el sistema de frenos del tambor, la cubierta y al clutch del malacate, los mas primordial es inspeccionar con ultrasonido el eje.

Mientras existe operación el mecánico debe estar asistiendo periódicamente las condiciones de trabajo verificando lo de la tabla IV conjuntamente con el perforador

Tabla IV. **Ítems para inspeccionar, el malacate**

ÍTEM A INSPECCIONAR	INSPECCION
Orden y aseo general	Visual
Condiciones de guardas de protección	Visual
Condiciones de anclaje de subestructura	Visual
Amortiguación de vibraciones	Probar equipo
Estabilidad del cable principal	Visual
Enrollado del cable	Visual
Refrigeración de motores de corriente continua	Visual
Estado de conexiones electricas, a prueba de explosión	Visual
Estado hidromatico	Probar equipo
Estado del freno	Probar equipo
Anclaje / regulación palanca del freno	Probar equipo
Frecuencia de inspección NDT del sistema de frenos	Visual
Condición de bandas de freno y campanas	Visual
Estado del freno auxiliar	Visual
Suministro energía freno auxiliar	Probar equipo
Visibilidad funciones de operación	Visual
Condición anclaje crown-o-matic	Visual
Condiciones de manilas de cabeza de gatos	Visual
Estado grapa de cabeza de gato	Visual
Estado de conexión del cable a la manila	Visual
Estado de Sandline	Visual
Estado guía del cable del swabo	Visual
Condición del depth-meter cable del swabo	Visual

7.2.2. El cable de perforación

Para el cable de perforación el encargado de su mantenimiento es el perforador como el gerente del equipo de perforación, que debe considerarse las toneladas milla de trabajo, en el cual cada 300 toneladas milla es necesario correr el cable y cada 1,200 toneladas millas debe de ser cortado, en la tabla V se detallan algunos ítems importantes a verificar.

Tabla V. Ítems para inspeccionar, el cable de perforación

ÍTEM A INSPECCIONAR	INSPECCION
Condición del cable engrasado	Visual
Condición del cable plastificado	Visual
Condición enhebrado del cable	Visual
Estado sistema guía y estabilización del cable	Visual
Estado rodillos "turn back" en cabeceras tambor	Visual
Condición estabilizadores "línea muerta"	Visual
Estado dispositivo del anclaje al tambor	Visual
Estado del anclaje del ancla a la subestructura	Visual
Condición de grapa de seguridad detrás del ancla	Visual
Cantidad de cable de reserva en el tambor	Visual
Estado diámetro actual del cable	Visual
Condición del corta cable hidráulico	Probar equipo

7.2.3. La cabria de perforación

La cabria de perforación cuando no se esta en operación es necesario un arenado o sandblasting, e inspeccionar con partículas magnéticas todos los nudos de soldadura de la torre, para determinar las partes que son de bajo y alto riesgo, en la tabla VI se listan otros ítems importantes que se deben tomar muy en cuenta.

Tabla VI. **Ítems para inspeccionar, la cabria de perforación**

ÍTEM A INSPECCIONAR	INSPECCION
Estructura asegurada	Visual
Distancias entre patas correcta	Visual
Cabria adecuada a la perforación	Control diseño
Revisión de patas (corrosión, fisuras, desgaste)	Visual
Estado y engrase conjunto de poleas	Probar equipo

7.2.4. El aparejo o polipasto

Este se debe revisar con partículas magnéticas tanto las poleas como los ejes del bloque viajero con el objetivo para determinar si existen fisuras superficiales en las primeras y fracturas en las segundas ya que el trabajo que realizan estos mecanismos es de mucho esfuerzo, además se deben tomar muy en cuenta los ítems de la tabla VII.

Tabla VII. **Ítems para inspeccionar, el aparejo o polipasto**

ÍTEM A INSPECCIONAR	INSPECCION
Orden y aseo de todo el conjunto	Visual
Montaje amortiguador superior de golpes	Visual
Montaje de las poleas	Visual
Engrase de las poleas	Visual
Funcionamiento swivel giratorio del gancho	Probar equipo
Funcionamiento de seguro de gancho	Probar equipo
Funcionamiento del resorte del gancho	Probar equipo
Funcionamiento del cierre del gancho	Probar equipo
Condiciones de orejas para colgar los brazos	Visual
Condiciones de los seguros de las orejas	Visual
Condiciones de los links	Visual

7.3. Mantenimiento al sistema rotatorio

Dentro del sistema rotatorio existe la subestructura que en ella descansa la mesa rotaria, en ella es necesario revisar con partículas magnéticas todos los puntos de soldadura y ultrasonido todos los pines y pasadores que se tengan en ella.

7.3.1. La mesa rotatoria o colisa

En la mesa rotatoria aquí es indispensable supervisar las vigas y la estructura de la misma para ver si existen fisuras, también se necesita revisar el sistema de rodamientos como lo es el master bushing bowls, además tomar en cuenta los ítems de la tabla VIII.

Tabla VIII. Ítems para inspeccionar, la mesa rotatoria o colisa

ÍTEM A INSPECCIONAR	INSPECCION
Condiciones de aseo	Visual
Estado de vigas de soporte	Visual
Estado del Master Bushing o Bowls	Probar Equipo
Estado de caja y freno de la mesa	Probar Equipo
Nivel de aceite	Visual

7.3.2. La junta giratoria

En esta área es necesario hacer una inspección con partículas magnéticas al cuello de Ganso, al gancho y la unión de golpe, además lo que se necesita ver con periodicidad es el wash pipe y su empaquetadura, además los ítems de la tabla IX.

Tabla IX. Ítems para inspeccionar, la junta giratoria

ÍTEM A INSPECCIONAR	INSPECCION
Estado del impulso	Probar Equipo
Estado de carrilera	Visual
Estado y engrase de pistas de rodaje	Probar Equipo
Revisión de fugas	Probar Equipo

7.3.3. La junta Kelly

La junta Kelly que transmite la fuerza torsional hacia la tubería debe tener una frecuencia periódica de revisión cada 10 días de trabajo, a demás se sugieren otros ítems de inspección como los de la tabla X.

Tabla X. Ítems para inspeccionar, la junta kelly

ÍTEM A INSPECCIONAR	INSPECCION
Prueba de presión Lower Kelly Cock	Probar Equipo
Prueba de presión Upper Kelly Valve	Probar Equipo
Estado cadena de seguridad Kelly Pinner	Visual
Condiciones del Kelly Bushing	Visual
Condiciones del Kelly Spinner	Visual
Condición salida superior roscada de cuello de ganso	Visual
Condiciones de cadenas de seguridad	Visual
Condición de manómetros de stand pipe	Probar Equipo
Pruebas de presiones	Probar Equipo

7.4. Mantenimiento a la sarta de perforación

La sarta de perforación que consiste en el equipo que lleva la broca a fondo debe ser inspeccionada visualmente, cuando se tiene en superficie en forma rápida, así también es esencial colocar anillos de corrosión para visualizar como influye el fluido de perforación utilizado, ya que los mismos resultan en algunos momentos abrasivos máxime que la tubería lastra barrena soporta esfuerzos de tensión y compresión así como la tubería de perforación que solo soporta esfuerzos de tensión.

7.4.1. La barrena de perforación

La barrena de perforación por datos del fabricante puede ser cambiada hasta 1,000,000 de revoluciones efectuadas, si no es que existe desgaste antes, por ello debe ser inspeccionada visualmente, en las brocas triconicas los parámetros esenciales son la estructura del diente, el cojinete y si la broca se encuentra en medida.

Para el primero la escala es de 0-8, siendo el primer valor cuando se tiene integro el diente y el ultimo cuando no existe, en el cojinete se toman 4 cualidades como lo es normal, regular, flojo y perdido; finalmente para la medida de la broca la misma no debe pasar de ½ pulgada de diámetro, en la tabla XI siguiente se adjuntan otros ítems a inspeccionar.

Tabla XI. Ítems para inspeccionar, la barrena de perforación

ÍTEM A INSPECCIONAR	INSPECCION
Condiciones estructurales barrena	Visual
Cronología de barrena (cambio o reparación)	Control / Tiempos

7.4.2. La tubería lastra barrena

Es el conjunto de todo el mecanismo de perforación que da lugar a que se tenga la verticalidad del pozo por su propio peso, existen espesores de pared de este tipo de tubería que sobrepasan la pulgada, teniendo pesos lineales de 100 libras/pie, a esta clase de tubería los chequeos deben ser estrictos media vez no sean requeridas para operación y por medio de una empresa especializada, la inspección debe contemplar los ítems que menciona la tabla XII.

Tabla XII. Ítems para inspeccionar, la tubería lastra barrena

ÍTEM A INSPECCIONAR	INSPECCION
Condiciones de limpieza de cada tubería	Visual
Aislamiento del suelo	Visual
Puntas engrasadas	Visual
Revisión de sellos de punta	Visual
Estibamiento y lugar adecuado de la tubería	Visual
Revisión de picaduras profundas	Visual
Revisión de corrosión general	Visual

7.4.3. La tubería de perforación

La tubería de perforación es uno de los elementos del conjunto, posterior al de la lastra barrena, en uso o en resguardo, se utiliza una clasificación de marcas por colores que es susceptible a borrarse, pero no así la marca física horadando puntos, esta clasificación se muestra en el (Anexo 5), además en operación la cuadrilla debe considerarse los ítems de inspección de la tabla XIII.

Tabla. XIII. Ítems para inspeccionar, la tubería de perforación

ÍTEM A INSPECCIONAR	INSPECCION
Condiciones de limpieza de cada tubería	Visual
Aislamiento del suelo	Visual
Puntas engrasadas	Visual
Revisión de diámetros externos e internos	Visual
Pandeo de tubería	Visual
Estibamiento y lugar adecuado de la tubería	Visual
Revisión de picaduras profundas	Visual
Revisión de corrosión general	Visual

7.5. Mantenimiento al sistema de circulación del fluido de perforación

El mantenimiento al sistema de circulación de fluido de perforación es esencial, porque se tienen presiones de trabajo de 2,400 libras por pulgada cuadra, siendo la responsabilidad del encuellador y de la cuadrilla de fabricación de fluido de perforación su debido control para que los componentes auxiliares se encuentren operativos, ya que el 90% del tiempo que conlleva perforar una fase, estos componentes tienen que estar en operación, por lo cual se debe llevar un reporte como el del (Anexo 6), para su control y mantenimiento.

7.5.1. Las bombas de circulación

Los dos principales componentes de un bomba centrífuga son la rueda impulsora (Impeller) y la carcaza (Voluta).

Los ejes pueden ser inspeccionados con ultrasonido para encontrar posibles fisuras, si se sospecha de mal funcionamiento desarmar e inspeccionar internamente, además tomar en cuenta los ítems de la tabla XIV.

Tabla XIV. **Ítems para inspeccionar, las bombas de circulación**

ÍTEM A INSPECCIONAR	INSPECCION
Aseo en area de bombas	Visual
Conexiones electricas	Visual
Cavitaciones por succión o descarga	Visual
Presión de descarga	Probar equipo
Entradas de aire	Probar equipo

7.5.2. Las bombas de agitación

Las bombas de agitación se deben inspeccionar antes de la operación de perforación, ya que son bombas que están dentro de los tanques de lodos y seria muy difícil de hacer reparaciones o reemplazo, además tomar en cuenta los ítems de inspección de la tabla XV, para su mejor desempeño.

Tabla XV. **Ítems para inspeccionar, las bombas de agitación**

ÍTEM A INSPECCIONAR	INSPECCION
Aseo en area de bombas	Visual
Conexiones electricas	Visual
Altura del lodo	Visual
Presión de vapor de lodo	Probar equipo

7.5.3. Equipo de control de sólidos

El equipo de control de sólidos consiste enfáticamente en las zarandas o tamices con el objetivo de mantener los lodos de perforación libres de sólidos, los tamices tienen rangos de 120 a 280 agujeros por pulgada cuadrada, haciendo la función de filtro siendo el remanente trasladado a las fosa de sólidos, mediante la vibración del equipo neumático adjunto, los cuales pueden ser desplazamiento horizontal o elipsoidal.

Tabla XVI. Ítems para inspeccionar, equipo de control de sólidos

ÍTEM A INSPECCIONAR	INSPECCION
Protectores de correas en los motores de los vibradores	Visual
Condición general de las vibradores	Visual
Plataforma de las rumbas con piso antideslizante	Visual
Condición de las barandas de la plataforma	Visual
Condición de las escaleras de acceso	Visual
Espacio suficiente en las pasarelas	Visual
Iluminación	Visual
Estado de las líneas electricas	Visual
Condición estación lavajos	Probar equipo

7.5.4. Tanques de recepción y transferencia

Los tanques de recepción y transferencia se deben inspeccionar en toda su estructura que es susceptible a la corrosión, ya que continuamente tienen lodos o salmueras y gases corrosivos, además tomar en cuenta los ítems de inspección de la tabla XVII.

Tabla XVII. **Ítems para inspeccionar, tanques de recepción y transferencia**

ÍTEM A INSPECCIONAR	INSPECCION
Orden y aseo general	Visual
Condición de las barrandas	Visual
Condición de las escaleras de acceso	Visual
Condición del piso de los tanques	Visual
Ventilación	Visual
Iluminación	Visual
Estado de las líneas eléctricas	Visual
Revisión de corrosión general	Visual
Detectores de gases	Visual
Estado de niveles de tanques	Visual
Condición estación lava ojos	Probar equipo
Revisión de la línea de succión	Visual

7.5.5. Líneas de flujo

Las líneas de flujo como transportan lodos o salmueras a presiones variadas es importante revisarlas continuamente, ya que si fallarán se demoraría en retomar otra vez la perforación, como cualquier otro mecanismo auxiliar de la torre de perforación, sin olvidar otros ítems de inspección de la tabla XVIII.

Tabla XVIII. **Ítems para inspeccionar, líneas de flujo**

ÍTEM A INSPECCIONAR	INSPECCION
Aseo general	Visual
Condiciones de soportes de tuberías	Visual
Revisión de corrosión general	Visual
Revisión de desgaste (tubería flexible)	Visual
Revisión de fugas	Probar equipo
Revisión de dobleces irregulares	Visual
Revisión de presión para la línea de flujo	Visual

8. EQUIPO, CONTROLES, Y PROCESOS

8.1. Tipos de equipo

A continuación se proporciona una breve descripción de los equipos adicionales que están disponibles para proporcionar, mantener y monitorear algunos tipos de perforación. Además equipo tecnológico para mejorar los controles de los equipos auxiliares.

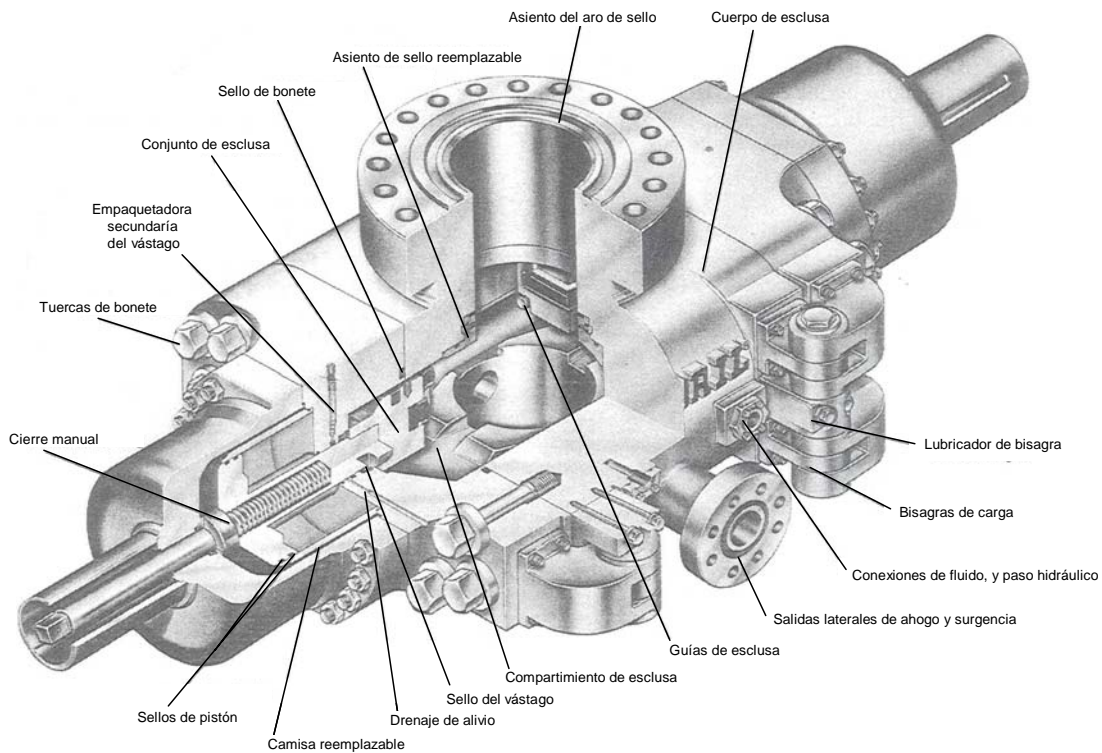
➤ El conjunto preventor de reventones (BOP)

Se trata de una parte del equipo tan confiable que generalmente no se la toma en cuenta. En realidad, este sistema consiste en un juego único de válvulas hidráulicas muy grandes con orificios de tamaño considerable, niveles de presión altos y que además accionan con rapidez. Estas características presentan ciertas limitaciones al sistema que la dotación debe conocer y observar con detenimiento.

Desde el punto de vista de las operaciones para el control de pozos, la finalidad de el conjunto del BOP es cerrar el pozo en la eventualidad de una surgencia, e incluso garantizar la mayor flexibilidad para las operaciones siguientes. Teniendo esto en cuenta podrá observarse que muchas de las configuraciones posibles del conjunto pueden dar resultados satisfactorios. Los temas más preocupante s con respecto a las operaciones de control de pozo son algunas limitaciones inherentes al diseño o a la operación del conjunto (tales como presión, calor, espacio, economía, etc.).

Las BOPs para equipos de perforación rotativos datan de principios de siglo. Sin embargo, recién en la década del 50 aparecieron buenos métodos de cierre de preventores. Las unidades más antiguas de BOP utilizaban un sistema manual del tipo de cierre a tornillo. Hoy en día, en algunos equipos pequeños, se siguen utilizando sistemas de cierre manuales. Al producirse una surgencia es esencial cerrar el pozo lo más rápido posible para evitar una surgencia mayor. En general, los sistemas manuales son más lentos que las unidades hidráulicas y pueden permitir mayores volúmenes de entrada de fluidos.

Figura 13. **Esclusa de tubería de BOP**



Fuente: Well Control Shool. **Pag. 7**

➤ **Minicomputadoras PC para el mantenimiento en equipos de perforación**

Actualmente las computadoras se han convertido en una nuestra atención, administrativa, industrial, educativa, científica, etc.

Mediante la utilización de la computadora, se han podido efectuar labores que reclamarían un esfuerzo exhaustivo además de un largo período de tiempo y dedicación.

Una computadora PC nos facilitaría el poder llevar controles tanto de mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo, así también controles de anomalías de equipos los cuales en un momento dado nos indicaría la disponibilidad y confiabilidad de un equipo en referencia.

Nos auxiliaría en el control por medio de gráficas de avances de reparaciones programadas y no programadas, con el fin de mantener avances óptimos de las diferentes actividades que se establecieron.

Mencionaremos que al utilizar diversos paquetes de programas y lenguajes podríamos obtener controles de costos de suspensión de equipos, controles de mantenimientos, controles de gastos de reparaciones, etc.

Lo anterior nos conduciría a una toma de decisiones adecuada al problema existente, así como una total visualización de las condiciones generales y reales de los equipos que tenemos en operación.

➤ **Compresores**

Los compresores deben ser portátiles, pero deben proporcionar volúmenes de aire adecuados. Actualmente, los compresores de gran capacidad más comunes que se usan para la perforación con aire (polvo) son los compresores volumétricos de pistón o las unidades multigradales de tornillo de cavidad progresiva rellena de aceite.

El rendimiento depende de la altitud o de la presión, temperatura y humedad ambiente. La capacidad declarada de los compresores se mide en condiciones estándar (presión ambiente al nivel del mar y 60°F). Los compresores usados para la perforación con aire (polvo) siempre deberían tener medidores de orificio para monitorear continuamente la presión y el volumen de aire durante la perforación.

Esto asegura que se logre la limpieza adecuada del pozo y que las condiciones del fondo del pozo pueden ser observadas (anillos de lodo y socavamientos).

➤ **Cabezales rotatorios**

Se requiere un cabezal de perforación rotatorio para obturar el espacio anular en la superficie y desviar el aire, los recortes y el gas y los líquidos producidos a través de la línea de desalajo y lejos del equipo de perforación. Debe recalcarse que los cabezales de perforación rotatorios son desviadores y no Preventores de Reventones (BOPs).

Estos cabezales tienen empacaduras rotatorias de caucho elastomérico que pueden desgastarse y que deben ser reemplazadas periódicamente; por lo tanto será necesario cerrar los BOPs para controlar el pozo durante el mantenimiento del cabezal rotatorio.

➤ **Generadores de nitrógeno**

Se prefiere un gas inerte como el nitrógeno al aire ambiente para evitar incendios en el fondo del pozo y limitar la corrosión. Aunque el nitrógeno líquido sea usado ocasionalmente, ahora se están usando separadores con membrana de filtro molecular desarrollados más recientemente, para proporcionar la generación continua de nitrógeno en la locación.

Estas unidades de nitrógeno suponen mayores gastos y requieren el suministro de una capacidad adicional de aire para producir el caudal de nitrógeno necesario para la perforación.

➤ **Bomba de niebla o agente espumante**

Se usa una pequeña bomba medidora de líquidos o una pequeña bomba triplex de líquidos para inyectar agente espumante o agua a fin de obtener una niebla jabonosa.

Esta bomba puede ser ajustada de 1 a 10 gpm para la perforación con niebla. Puede que sea necesario mezclar y bombear otros productos químicos tales como los inhibidores de corrosión, con equipos similares. Para la perforación con espuma, la bomba debe tener una mayor capacidad comprendida entre 25 y 100 gpm, según el tamaño del pozo y el volumen de aire utilizado.

➤ **Martillos y barrenas neumáticos**

Los martillos neumáticos son martillos neumáticos de percusión accionados por la presión de aire. Estos martillos y barrenas neumáticos ofrecen excelentes velocidades de penetración en rocas duras, y son especialmente ventajosos porque permiten mantener la integridad de los perfiles en las zonas donde los pozos curvos son comunes.

Los recientes avances realizados en revestimientos policristalinos con micro partículas de diamantes han permitido colocar un revestimiento curvado de micro partículas de diamante en los insertos de carburo de tungsteno de las barrenas de percusión, lo cual aumenta considerablemente la vida útil de la barrena. Los martillos y las barrenas de impacto de movimiento alternativo de alta velocidad perforan por impacto (triturando la roca), y según el caso, pueden reducir los costos de perforación hasta en 80%.

8.2. Control de la calidad de soldadura

La soldadura de materiales metálicos se presenta como uno de los procesos más importantes en el ámbito de la tecnología industrial.

Sabemos que la calidad del producto está directamente relacionada con la calidad de los puntos de soldadura por lo que es necesario evaluar el estado de los mismos. El proceso actual de inspección consiste en destruir las uniones soldadas, pero dado el elevado coste asociado y las limitaciones que se presentan es necesario desarrollar e implantar diferentes técnicas o métodos de ensayos no destructivos de forma que sea posible determinar la calidad de un producto sin deteriorarlo.

La soldadura a mantenido una buena reputación en el sentido de que las fallas de naturaleza catastrófica no han ocurrido. Sin embargo no es poco común encontrar soldaduras que hayan fallado en el sentido de que no llenan los requerimientos de inspección final.

➤ **Métodos de inspección de soldaduras no destructivos**

- Método radiográfico
- Método de partículas magnéticas
- Método de seccionado
- Método de barnices
- Método ultrasónico.

○ **Método radiográfico**

Inspección por Rayos X o Rayos Gama, la fuente emisora es formada por isótopos de Iridio, Cobalto, etc.

Una buena radiografía es función de los siguientes factores:

1. Curva de envejecimiento del isótopo
2. Distancia fuente-objeto
3. Espesor de la placa de acero
4. Sensibilidad de la película
5. Tiempo de exposición

Junto con la película al momento de tomar la radiografía se coloca una pequeña placa llamada Penetrometro, la cual proporciona una forma de evaluar la calidad de la radiografía.

La aceptabilidad de las soldaduras examinadas por radiografía, deberá hacerse por los estándares de ASME.

○ **Método de partículas magnéticas**

Este método utiliza la electricidad para formar un campo magnético. Cuando las partículas magnéticas de hierro, son sopladas (método seco) o esparcidas en una suspensión líquida (método húmedo), la perturbación en el campo magnético creada por una discontinuidad (grieta), hace que algunas de las partículas sean retenidas.

El patrón de partículas resultante forma una identificación definida de la forma, tamaño y localización de la discontinuidad.

○ **Método de seccionado**

Consiste en barrenar periféricamente a modo de obtener tarugos que contienen soldadura. El diámetro de este tarugo deberá ser mayor que el ancho de la soldadura más $\frac{1}{8}$ de pulgada, (3.18 mm) pero no menor que $\frac{1}{2}$ pulgada, (12.7 mm).

El tarugo se echa en una solución de:

- a) Ácido clorhídrico + agua en partes iguales (siempre echar el ácido en el agua), el volumen
- b) Persulfato de amonio + 9 partes de agua, en peso
- c) Lodo + yoduro de potasio (2 partes) + 10 partes de agua, en peso
- d) Ácido nítrico + 3 partes de agua, en volumen

El espécimen es sumergido en cualquiera de estas soluciones, durante un período de tiempo suficiente para eliminar impurezas.

Para preservar la apariencia, es lavado con agua, luego se sumerge en alcohol etílico y se deja secar, después se le pone una capa de laca.

La desventaja principal de este método, radica en la reparación de los agujeros que quedan al obtener las muestras.

Es utilizado cuando las uniones son hechas con penetración parcial, ya que estas uniones no pueden examinarse por medio de la radiografía.

○ **Método de barnices**

El ensayo por líquidos penetrantes o barnices es un método desarrollado en equipos superficiales, y que estén abiertos a la superficie. Se presta para detectar discontinuidades como grietas y poros.

Es muy utilizado en materiales no magnéticos como aluminio, magnesio, aceros inoxidable austeníticos, aleaciones de titanio y zirconio, y también, materiales magnéticos. También es aplicado en cerámicas vitrificadas, vidrios y plásticos.

○ **Método ultrasónico**

El método de inspección de puntos de soldadura mediante ultrasonidos se basa en la utilización de ondas ultrasónicas que con una incidencia normal se propagan a través del material gracias a un palpador de alta frecuencia capaz de evitar los problemas de la zona muerta.

El tiempo que tarda el impulso en recorrer la muestra y sus reflexiones en la pared del fondo, y en las posibles discontinuidades o defectos es representado en una base de tiempos en forma de deflexiones verticales cuya altura es proporcional a la presión acústica del eco correspondiente. Se obtiene así una señal que se caracteriza por el número de ecos, la atenuación, separación, amplitud y posición de los mismos.

La realización, sobre los mismos puntos, de ensayos destructivos y no destructivos nos está permitiendo comprobar la fiabilidad de estos últimos. El éxito de los resultados obtenidos nos indica que los ensayos destructivos pueden ser sustituidos por la inspección ultrasónica.

8.3. Corrosión

Cada año, la corrosión le cuesta millones de dólares al campo petrolífero. Una gran porción de estos costos se debe al reemplazo de los materiales de acero.

Otros gastos incluyen el tiempo perdido en la perforación debido a reparaciones de los equipos, operaciones de pesca y viajes adicionales causados por fallas relacionadas con la corrosión. Muchos pozos tienen que ser perforados de nuevo debido a fallas de la tubería de perforación y la tubería de revestimiento por causa de la corrosión.

➤ **El proceso de corrosión**

“La corrosión es el deterioro de una sustancia (generalmente un metal) o de sus propiedades, causada por una reacción con su ambiente. Aunque parezca que la corrosión ocurre sin distinción, en realidad cuatro componentes deben estar presentes para que el proceso de corrosión pueda ocurrir. Los cuatro componentes necesarios para la corrosión son: (1) un ánodo, (2) un cátodo, (3) un electrolito y (4) un medio conductivo.

Para entender mejor estos cuatro componentes, compárelos a una linterna común. La pila seca de la linterna utiliza la corrosión “galvánica” interna (corrosión causada por la conexión de materiales conductivos que tienen diferentes potenciales eléctricos) para generar una energía eléctrica externa.

La pila seca tiene una envoltura de cinc (ánodo) que está aislada de un centro de grafito o carbón (cátodo) por un electrolito corrosivo. Cuando la envoltura de cinc está eléctricamente conectada al centro de carbón (grafito) a través de la bombilla mediante un circuito eléctrico externo, la corriente fluye, encendiendo la bombilla.

➤ **Tipos de corrosión**

La lista proporcionada a continuación contiene definiciones breves de los tipos más comunes de corrosión:

○ **Corrosión general**

Corrosión que está uniformemente distribuida sobre la superficie del metal. Esto ocurre cuando las áreas localizadas, o celdas, se polarizan, formando ánodos y cátodos. Estas áreas son tan pequeñas como la estructura granular individual del acero. La pérdida de metal ocurre en el ánodo. Cuando los productos secundarios de la corrosión (herrumbre) se depositan en la superficie del metal, el potencial de las celdas se invierte y los cátodos y ánodos cambian de posición

hasta que la deposición adicional cause otra inversión del potencial.

Este tipo de corrosión se reporta generalmente en unidades de pérdida de peso como **“libras por pie cuadrado por año”** (lb/ft²/yr) o **“milésimas de pulgada por año”** (mpy). En el campo se usan las unidades (lb/ft²/yr), mientras que las evaluaciones realizadas en laboratorio usan (mpy). La corrosión uniforme es generalmente la forma menos dañina de corrosión porque está distribuida sobre toda la superficie de la tubería.

○ **Corrosión crateriforme**

Corrosión muy localizada que se limita a un área pequeña y adopta la forma de picaduras o cavidades. La corrosión crateriforme ocurre cuando los ánodos y los cátodos no cambian; el área de la picadura es anódica. A medida que el ánodo se corroe, la picadura se hace más profunda, resultando en agujeros o grietas profundas. La corrosión crateriforme suele ser observada en el área de la tubería de perforación dañada por las cuñas. Cuando se produce un ataque de corrosión crateriforme, si la velocidad de corrosión está expresada en (lb/ft²/yr) o (mpy), esto podría inducir a error porque la corrosión está concentrada en unos cuantos puntos que representan solamente una pequeña fracción de la superficie total de la tubería.

- **Corrosión en hendiduras**

Corrosión localizada que resulta de la formación de una celda de concentración en una hendidura que se ha formado entre una superficie metálica y una superficie no metálica o entre dos superficies metálicas.

- **Fisuración por corrosión bajo tensión (SCC)**

Corrosión que resulta en la fisuración, causada por la acción combinada de los esfuerzos de tensión y un ambiente corrosivo. Actuando individualmente, ni los esfuerzos de tensión ni el ambiente corrosivo causarían la fisuración. La corrosión por tensiones tiene consecuencias graves, ya que la rotura puede ocurrir a niveles de tensión inferiores a las propiedades físicas del metal y a los límites mecánicos de diseño de la tubería.

La fisuración por corrosión bajo tensión no afecta a la mayor parte de la superficie de acero y puede dar la impresión de que la corrosión es mínima. Muchas veces, la SCC comienza en la base de una picadura, reduciendo la resistencia del metal en este punto.

La tensión subsiguiente propagará la grieta, exponiendo nuevo metal al ambiente corrosivo. Esto resulta en mayor corrosión, debilitamiento, y finalmente rotura. El proceso se produce tan rápidamente que puede haber muy poca corrosión generalizada. Un ejemplo común de la SCC es un socavamiento en la zona del saliente (“upset”) de la tubería de perforación donde va disminuyendo de espesor (“fade-out”). (El “upset” es la porción transicional de la tubería de perforación entre el tubo y la junta de la tubería de perforación.

Es ahí donde el espesor de la pared aumenta sobre las últimas pulgadas del tubo de la tubería de perforación, para proporcionar un área adicional (resistencia) para soldar la junta al tubo. El “fade-out” es la transición donde el “upset” regresa al espesor normal del tubo).

Durante la perforación, la columna de perforación suele encorvarse al ser girada, causando esfuerzos cíclicos de tensión y compresión. Estas fuerzas de flexión que actúan a través de las juntas están concentradas en el “fade-out” del “upset”.

- **Fisuración por acción del sulfuro de hidrógeno bajo tensión (SSC)**

Rotura por fragilidad de los aceros de alta resistencia al fisurarse bajo la acción combinada del esfuerzo de tensión y de la corrosión en presencia de agua y sulfuro de hidrógeno. Esta rotura es catastrófica y puede ocurrir sin advertencia.

- **Celda de concentración**

Corrosión causada por la exposición a diferentes concentraciones iónicas, también llamada corrosión por tapado o corrosión debajo de un depósito. Esta corrosión ocurre debajo del lodo seco, de las incrustaciones de la tubería o de los cauchos protectores de la tubería donde se forman “celdas de concentración”.

- **Corrosión por erosión**

La erosión resulta del movimiento de un fluido corrosivo sobre una superficie metálica. Las velocidades altas o la presencia de sólidos suspendidos puede causar la corrosión por erosión.

La eliminación o erosión constante de cualquier película pasiva sobre un metal puede dejar desnuda a la superficie de ese metal y exponerlo a la corrosión.

- **Corrosión intergranular**

Un tipo de ataque superficial localizado que causa la corrosión de una trayectoria estrecha, de forma preferencial a lo largo de los contornos del grano de un metal.

- **Fatiga por corrosión**

Rotura de un metal por fisuración cuando es sometido a altos esfuerzos cíclicos. El límite de resistencia a la fatiga es un nivel de esfuerzo por debajo del cual no debería ocurrir ninguna rotura, incluso con un número infinito de ciclos. La fatiga por corrosión se caracteriza por una vida útil mucho más corta que la que se podría esperar como resultado de los esfuerzos mecánicos o del ambiente químico corrosivo. Típicamente, esta fatiga se manifiesta mediante socavamientos en los componentes de la columna de perforación que sufren un alto esfuerzo de flexión.

- **Desaleación**

Un tipo localizado de corrosión que supone la eliminación selectiva de uno de los elementos de la aleación. Esto también se llama *separación*.

- **Corrosión galvánica**

La corrosión de celda galvánica (bimetálica) se refiere a la corrosión que resulta de la unión de dos metales disimilares sumergidos en un medio conductor. Una diferencia de potencial existe entre los metales disimilares.

Cuando entran en contacto, esta diferencia de potencial causa un flujo de electrones de un metal hacia el otro, causando la corrosión. En este par galvánico, cada metal reacciona de manera diferente que cuando se está corroyendo libremente.

El metal anódico se corroe más rápidamente y el metal catódico casi no se corroe. Como un par galvánico protege el metal catódico, es posible proteger un metal contra la corrosión, colocándolo en contacto con un metal disimilar que tiene una energía potencial más alta. El metal de potencial más alto (generalmente Mg, Al o Zn) constituye el ánodo de sacrificio y el metal protegido es el cátodo. Esta práctica se llama *protección catódica*. Por lo tanto se prefiere usar un ánodo grande y un cátodo pequeño para retardar la corrosión.

○ **Cavitación**

Éste es un tipo de corrosión principalmente mecánico que puede ser acelerado por el oxígeno y que ocurre bajo condiciones de alta turbulencia y velocidad. La cavitación se produce cuando pequeñas burbujas se forman en una superficie y colapsan muy rápidamente. Esta acción puede ser destructiva para las superficies expuestas.

En las operaciones de perforación, este tipo de ataque puede ser encontrado en los extremos exteriores de las “aletas” de los rotores de las bombas centrífugas. La cavitación causa generalmente mayores problemas cuando la succión de la bomba está restringida.

➤ **Factores de Corrosión**

pH. La corrosión es acelerada en los ambientes ácidos ($\text{pH} < 7$) y retardada en condiciones alcalinas ($\text{pH} > 7$). A medida que el pH ($\text{pH} = -\log[\text{H}^+]$) aumenta, la concentración de H^+ disminuye, lo cual puede reducir la velocidad de corrosión.

En cambio, cuando el pH disminuye, la concentración de iones H^+ aumenta, lo cual puede intensificar la reacción catódica y aumentar la velocidad de corrosión (los ácidos tienden a disolver los metales más rápidamente).

Los aceros de alta resistencia son propensos a la ruptura por absorción de hidrógeno y a la rotura catastrófica en los ambientes ácidos. No hace falta que sulfuros estén presentes para que esto ocurra. Normalmente, un pH de 9.5 a 10.5 es adecuado para reducir la mayoría de los casos de corrosión. En algunos casos, un pH tan alto como 12 puede ser necesario. Altos valores de pH (>10.5) neutralizan los gases ácidos y reducen la solubilidad de los productos de la corrosión.

8.4. Proceso de limpieza

A continuación encontraremos varios procesos para la limpieza de tuberías de acero y toda estructura metálica, para su adecuado mantenimiento y lograr así su mayor durabilidad.

- 1) **Lavado con agua:** este método es usado para la remoción de químicos solubles en agua o materiales extraños. Se debe tener el cuidado de prevenir un contacto extendido del agua con la superficie del hierro o superficies del acero ya que esto puede resultar en una formación de herrumbre.

- 2) **Limpieza con vapor:** limpieza con vapor es usualmente llevada a cabo con vapor solamente o en combinación con compuestos de limpieza o detergentes. El compuesto residual de limpieza debe ser enjuagado de la superficie con agua siguiendo la limpieza de vapor. La limpieza de vapor es efectiva para remover aceites, grasas y varios químicos solubles en agua.

- 3) **A la intemperie:** el dejarlo a la intemperie natural es a menudo usado como uno de los métodos más económicos de remoción de escamas laminares, desalojando éste por el desarrollo de herrumbre. Negativamente, prevalece la pobre apariencia durante el período de intemperie y una pesada herrumbre debe ser removida antes de aplicar los acabados.
- 4) **Limpieza con solventes:** solventes tales como humores minerales, xylol, totuol, etc. pueden ser usados para remover grasas o materiales extraños solubles de la superficie del hierro o el acero. Se utiliza tela para la aplicación de estos solventes, éstos deberían ser cambiados en forma periódica para evitar la acumulación de petróleo o grasas en los trapos y ser así redepositados sobre la superficie metálica. Solventes también pueden ser usados en unidades desgrasadoras de vapor. Este método evita la redeposición de petróleo o grasas sobre nuevas superficies metálicas que están siendo limpiadas. Los solventes en tales casos son usualmente de características inflamables tales como el percloratileno.
- 5) **Limpieza de Llama:** la limpieza de llama es utilizada a menudo para desalojar partículas extrañas o escama laminar sobre la superficie del acero laminado en caliente. Debido a las diferencias de expansión y contracción de la escama laminar comparada con el substrato del acero, la escama laminar es liberada aplicando una llama bastante caliente sobre la superficie.
- 6) **Limpieza por ácidos o escabechado:** este tipo de preparación de superficie es usualmente hecha en tiendas y no en el campo. Limpieza por ácido apropiadamente controlada, removerá la escama laminar y materiales extraños mientras produce un patrón de ancla bastante fino.

A través del enjuague de la superficie después de la limpieza ácida es necesario remover todo vestigio, ya que la presencia de éste puede afectar la forma adversa la adhesión y funcionamiento de revestimientos protectivos.

- 7) Limpieza con herramienta manual:** este es un método mecánico de reparación de la superficie que involucra cepillado de alambre, raspado, astillado y fijado. Este no es el método más deseado de preparación de la superficie, pero puede ser utilizado para exposición a condiciones leves. Funcionamiento óptimo de sistemas de revestimiento protector no deberían ser esperados cuando la limpieza con herramienta manual es empleada.

- 8) Limpieza con herramientas eléctricas:** este método mecánico de preparación de la superficie es ampliamente utilizado en la industria e involucra el uso de lijadoras eléctricas o cepillos eléctricos (de cordón), martillos astilladores usualmente, resulta más efectivo que la limpieza con herramientas manuales no se considera adecuado para ser usado bajo condiciones de exposición severa o por aplicaciones de inmersión.

- 9) Chorro de arena:** involucra la remoción de toda la herrumbre visible, escama laminar pintura y contaminantes, dejando el metal uniformemente blanco o gris en apariencia. Esto lo último en limpieza por chorro y es usado donde un funcionamiento máximo de revestimiento protector es necesario debido a condiciones excepcionalmente severas tales como una constante inmersión en agua o químicos líquidos.

- 10) Chorro casi blanco:** se acerca a las especificaciones del metal blanco por lo menos en un 95% de la superficie libre de todo material extraño visible, o residuos. Es usado cuando los revestimientos protectores son expuestos a condiciones de alta humedad, atmósfera química, exposiciones marinas, etc.

11) Chorro comercial: este grado económico de limpieza de chorro es el más comúnmente usado, asegurándonos que por lo menos dos terceras partes de la superficie es libre de contaminantes, herrumbre o escama laminar. Es usado para condiciones moderadas de exposición. No es pretendido para las condiciones de los dos métodos precedentes.

12) Chorro de cepillo: este tipo de chorro remueve toda la herrumbre suelta, escama laminar, etc. pero no pretende remover cualquier contaminante fuertemente adherido. Es el más económico de los métodos de limpieza de chorro y es usado para exposiciones ordinarias.

8.5. Reparaciones

Todo equipo de perforación según el mantenimiento a tomar para su reparación, supervisión o control se deberá utilizar herramienta adecuada para cada tipo de equipo de perforación, así como también tener muy en cuenta la seguridad y el equipo necesario para la protección de la persona asignada a efectuar dicha reparación, supervisión o control.

8.6. Seguridad industrial

La organización del personal del equipo para las operaciones de control de pozos es una parte necesaria en los ejercicios de control de pozos.

En operaciones costeras en Estados Unidos, tierras controladas por el gobierno federal y en algunos estados, se efectúan simulacros como parte de las operaciones normales. El personal de esos equipos tiene puestos de trabajo definidos durante los simulacros de reventón. En otras bases, los puestos y responsabilidades no suelen estar tan claramente definidos.

El Jefe de Pozo, Gerente de Instalación Offshore (OIM, en inglés), o el Superintendente de Equipo del contratista será responsable por la seguridad del equipo y del personal. Más específicamente, será responsable por la organización de la dotación de perforación para operaciones de control de surgencias. El rol del encargado de turno es muy claro. Debe permanecer en la consola de operación del equipo. Algunos peones de boca de pozo también deben estar disponibles para asistirlo. Los demás puestos de trabajo dependerán de las características del equipo y de las políticas del contratista y la compañía operadora.

El Representante de la Compañía Operadora será responsable de proteger los intereses de esa compañía. Según las circunstancias, eso puede significar únicamente un puesto de asesoramiento, o bien un rol más activo, con participación en varias operaciones. Todas estas decisiones básicas deben estar incluidas en el contrato de perforación y en los procedimientos estándar del equipo, como puede ser el chequeo de la torre antes de su operación como lo indica el (Anexo 7). Además de informarse acerca de los mandos, los procedimientos, puestos y límites de autoridad que deben formar parte de cada simulacro de control de pozos.

Considerando que la organización del equipo durante actividades de control de pozos dependerá del tipo de equipo y sus miembros, deben definirse claramente las posiciones para cada operación. Deberá existir una cadena de mando definida, que incluirá:

1. ¿Quién da las órdenes en el piso de perforación del equipo? No es una política conveniente que existan dos o tres jefes en un momento crítico.
2. ¿Quién está a cargo de toda la plataforma o equipo de perforación? Quien tenga esta responsabilidad, obviamente, no podrá estar atado al piso de trabajo del equipo, pero deberá conocer cada paso de las operaciones de ahogo.
3. ¿Quién operará el estrangulador? Si lo hace el representante de la compañía operadora, estará en condiciones de tomar otras decisiones, respecto de botes, suministros, por ejemplo, o brindar información a las autoridades pertinentes y a la oficina del distrito.
4. ¿Quien se encarga del suministro de fluido y bombas? ¿Como se lo supervisará?
5. ¿Cómo se manejarán las comunicaciones?
6. ¿Quién llevará registro de las operaciones, minuto a minuto? En una ocasión semejante, donde la responsabilidad individual es casi ilimitada, el informe es una parte fundamental de la operación total del equipo.

Es en interés del Jefe de Pozo y del Representante de la Compañía Operadora tener respuestas claras a este tipo de preguntas, como asimismo, una definida división de autoridad. Si la compañía operadora decidiera no establecer expresas políticas sobre puestos y operaciones durante las actividades de control, el establecimiento de estas políticas será responsabilidad del Jefe de Pozo o Superintendente.

Las dotaciones deben desarrollar un plan de control de reventones apropiado para cada dotación activa, jefe de pozo y representante, que abarque el trabajo de cada individuo en un equipo determinado. Asimismo deben desarrollar una declaración que detalle los puestos y responsabilidades del resto del personal del equipo.

➤ Seguridad

En el mundo actual de responsabilidades, la seguridad es una preocupación fundamental tanto para los operadores como para los contratistas.

Las estadísticas de seguridad y el desempeño de las dotaciones son factores cruciales para decidir si se asigna o no un contrato a un equipo. La seguridad es importante no sólo a fines contractuales o del seguro, sino por la protección de nuestro recurso máspreciado: la vida humana. Las heridas, discapacidad, y muerte son con frecuencia el resultado de la falta de cuidado y del incumplimiento de las prácticas de seguridad.

El equipo de seguridad personal debe cumplir con las normas (OSHA en EE.UU), e incluir, como mínimo:

1. Protección auditiva:

- A. en áreas de alto ruido constante
- B. en áreas de alto ruido intermitente

2. Protección de la cabeza (cascos):

- A. En lugares con riesgo de caída de objetos
- B. En lugares con objetos voladores
- C. Cuando haya exposición a shock eléctrico
- D. Los cascos deben cumplir con las normas del (número 289.1-1968 Industrial Head Protection) / (protección de la cabeza en la industria], en EE. UU .).

3. No utilizar ropa suelta o floja cerca de equipos en movimiento

Debe utilizarse indumentaria de protección durante:

- A. Manipuleo de químicos
- B. Exposición al sol (camisas y pantalones)
- C. En áreas con posibilidad de fuego o salpicaduras químicas

4. La protección de los pies consistirá de:
 - A. Botines con puntera de seguridad (deben cumplir con el código # Z41.1-1967, en EE.UU.)

5. Debe utilizarse protección ocular durante tareas de:
 - A. Afilado, esmerilado, cincelado
 - B. Manipuleo de químicos
 - C. Soldadura o corte (para soldar, las lentes deben ser ahumadas)
 - D. en presencia de fluidos, polvo, astillas, esquirlas

6. Deben utilizarse respiradores* (individuales) durante:
 - A. Trabajos en áreas con H₂S o gas tóxico
 - B. Trabajos con cloro
 - C. Trabajos de soldadura de objetos galvanizados

**** Nota:** Cuando se utilicen respiradores, el "sistema amigo" también debe ponerse en práctica. Se debe verificar los tanques vacíos y las áreas bajas para detectar niveles de gases tóxicos y O₂ antes de ingresar en ellas.

7. Los chalecos de trabajo/chalecos salvavidas deberán utilizarse:
 - A. Durante traslados desde botes o estructuras flotantes.
 - B. En barcas
 - C. En cubiertas o muelles sin barandas
 - D. Durante exposición inusual a caídas en el agua

8. Deberán usarse cinturones de seguridad con cuerdas** durante:
 - A. Ascenso y descenso de la torre.
 - B. Trabajo en la torre
 - C. Trabajo en las BOPs.
 - D. Donde una caída pudiera causar heridas o muerte

****Nota:** Las herramientas deben estar sujetadas a una cuerda para evitar caída y heridas al personal ubicado debajo de ellas.

Nunca entrar al agua salvo que el desempeño de su tarea así lo requiera o para rescatar a otra persona en peligro de ahogarse. Las operaciones de rescate deben realizarse únicamente bajo las siguientes condiciones:

1. Remover el exceso de ropa y botines.
2. Colocarse el chaleco salvavidas y asegurarlo.
3. Estar sujeto a una línea de vida
4. Contar con la asistencia de un tercero que maneje la línea de vida.

En determinadas ocasiones la compañía operadora podrá requerir equipo de protección adicional. Verificar con el supervisor.

Cuando se trabaja en áreas aisladas, reportarse periódicamente, o procurar que otra persona lo controle en su puesto. Queda absolutamente prohibido el uso de drogas ilegales, bebidas alcohólicas y armas de fuego. Se puede fumar sólo en las áreas permitidas.

El uso efectivo del equipo respirador es esencial. No obstante, se prohíbe en general el uso de barbas y cabello hacia la cara. El largo del cabello no debe extenderse debajo del cuello de la camisa, o bien debe llevarse atado para evitar enredos.

Se debe asistir a todas las reuniones de seguridad.

➤ **Gases tóxicos**

Los gases tóxicos han sido siempre una preocupación para la industria petrolera. El principal peligro es la muerte por inhalación. Cuando el gas en el torrente sanguíneo excede la cantidad que el organismo puede oxidar, ocurre el envenenamiento, que afecta el sistema nervioso central.

La respiración se hace dificultosa inmediatamente y es seguida por la parálisis, a medida que aumentan las concentraciones. El individuo muere si no es conducido de inmediato hacia un área de aire puro, y asistido con respiración artificial para estimular la respiración natural.

Los gases tóxicos más comunes presentes en operaciones en yacimientos son: El AIRE, como referencia, tiene un peso específico = 1,0

Tabla XIX. Concentraciones letales de gases tóxicos

GAS	PESO ESPECÍFICO	CONCENTRACIÓN LETAL
Dióxido de Carbono (CO₂)	1.52	100,000 PPM
Monóxido de Carbono (CO)	0.97	1,000 PPM
Cloro (Cl₂)	2.45	1,000 PPM
Cianuro de Hidrógeno (HCN)	0.94	300 PPM
Sulfuro de Hidrógeno (H₂S)	1.18	600 PPM
Metano (CH₄)	0.55	Varía
Anhídrido Sulfuroso (SO₂)	2.21	1,000 PPM

La exposición a niveles menores puede causar alguno o una combinación de estos síntomas:

1. Somnolencia
2. Fatiga
3. Vértigo
4. Irritación de los ojos
5. Dolor de Cabeza
6. Tos
7. Sequedad en nariz, garganta y pecho
8. Molestias en nariz, garganta y pecho
9. Nauseas
10. Problemas gastrointestinales

➤ **Ácido sulfhídrico (H₂S) o gas agrio**

Es un gas altamente tóxico, incoloro, que en bajas concentraciones huele a huevos podridos. Este gas paraliza rápidamente el sentido del olfato (por eso también se lo llama gas "sin olfato"), por eso el olor no es un medio muy confiable para su detección.

Es asimismo altamente inflamable y corrosivo, y por ser más pesado que el aire usualmente se deposita en zonas bajas.

Cuando se trabaje en un área con probabilidad de exposición a gases tóxicos como el H₂S, se deberá:

1. Conocer siempre la dirección del viento
2. Estar alerta por cualquier señal de las alarmas detectoras de gas. Estas deben revisarse diariamente
3. Conocer las vías de escape
4. Tener a mano respiradores en buenas condiciones
5. Tener un buen entrenamiento en H₂S.
6. Asegurarse de que haya equipo de primeros auxilios disponible.

Cuando se trabaje en un área donde hubo exposición al H₂S, al tomar conocimiento se deberá:

1. MANTENER LA CALMA
2. Retener la respiración
3. Colocarse el respirador
4. Si fuera posible, y sin ponerse en peligro, ayudar a otros en problemas.
5. Evacuar inmediatamente el área. (Es probable que sólo cuente con cinco minutos de aire).

Es extremadamente importante que primero se proteja usted. Se debe estar alerta y colocar carteles de Advertencia y Prohibido Fumar.

➤ **Extinción de incendios**

Recordar que algunos productos químicos extinguidores de incendios pueden liberar gases altamente tóxicos, que pueden ser un peligro en lugares cerrados. En el caso de incendios por acción del petróleo o del gas, las mangueras de agua no resultan muy eficaces, a menos que posean una boquilla para niebla o neblina. Asegurarse siempre de que los extinguidores estén cargados y en lugares de fácil acceso. Los simulacros de incendio no se deben llevar a cabo hasta que toda la dotación esté familiarizada con el equipo y conozcan bien sus responsabilidades. Después de un incendio, controlar todos los extinguidores y recargarlos de ser necesario. La cantidad y ubicación de los extinguidores de incendios varía según la operación.

➤ **Operaciones simultáneas en plataforma**

La perforación, reparación y servicio del pozo se pueden realizar mientras una plataforma se encuentra en producción. Sin embargo, se debe recordar que las complicaciones, tanto en las instalaciones para la producción como en la unidad a bordo pueden llevar rápidamente a resultados desastrosos. Se deben tomar muy en cuenta, tanto las normas estrictas como las pautas de seguridad que se mencionan a continuación:

1. El traslado del equipo y la dotación debe planificarse y efectuarse del modo más seguro posible. Si el equipo se va a ubicar por sobre un sector con pozos productores de hidrocarburo, todos los pozos en ese sector se deben cerrar.

El cierre de estos pozos se puede - efectuar de la siguiente manera:

A. Colocar un tapón de tubing del tipo por "bombeo" (pump-through) bajo superficie y cerrar la válvula maestra en superficie o

B. Cerrar y trabar la válvula maestra en superficie.

2. Se debe instalar una estación manual cerca de la consola del encargado de turno (perforador) o el puesto de trabajo del operador en la unidad de servicio del pozo.

➤ **Operaciones con presiones elevadas**

Se debe ser muy precavido en relación a las operaciones especiales y a las que se realizan con presiones elevadas. Muchas de las precauciones que se mencionan entran en la órbita del "sentido común"; sin embargo, de todos modos, deben destacarse:

1. Nunca subir a un lubricador o línea mientras tenga presión. Se está ejerciendo un esfuerzo adicional sobre la línea o la unión/rosca del lubricador. Todo movimiento horizontal va a cumplir la función de "palanca" contra esas uniones o roscas, y puede provocar una falla con un escape, repentino e inesperado, de presión.

2. Antes de comenzar a trabajar en un cabezal de pozo o lubricador, asegurarse de que no haya presión sobre el. Todo cabezal de pozo, lubricador o línea de flujo puede tener presión. Controlar y asegurarse de que la presión sea "O" abriendo la válvula de purga.

3. Al desenroscar una conexión o unión estar cauteloso y alerta por señales de presión atrapada. Por lo general, no es difícil desenroscar una unión o conexión roscada. Cualquier dificultad que pudiera surgir para el desenrosque de la conexión debe servir como advertencia de que hay presión en el sistema.

4. Si hay herramientas en el pozo bajadas con cable, nunca abrir la línea de flujo si el pozo posee presión. En condiciones de afluencia, la sarta de herramientas puede salir despedida hacia arriba del tubing, más allá del cable. Mantener la válvula de la línea de flujo cerrada durante toda la operación, incluso si el pozo no tiene presión.
5. Se debe tener sumo cuidado al trabajar en cabezales de pozo de terminación múltiple. Una vez terminados dos o más pozos desde un árbol de producción, la posibilidad de error aumenta.
6. Atar todas las mangueras de flujo con firmeza. La presión puede hacer que la manguera (de metal o de caucho) se sacuda o latiguee. Esto puede provocar daños, tanto al personal como al equipamiento.
7. Nunca colocar alguna parte del cuerpo cerca del trayecto de los gases o fluidos de alta velocidad, ya que puede provocar lesiones graves y/o la muerte.
8. No tocar ninguna línea de flujo, manguera o cabezal de control que estén congelados (por la expansión de los gases). Nunca "golpear" o flexionar líneas congeladas. El frío intenso del metal/caucho congelado puede provocar quemaduras de manos o del cuerpo. Además, los objetos congelados pierden ductilidad, de manera que una curvatura abrupta puede causar la ruptura del elemento.
9. Nunca fumar cerca de la cabeza del pozo ni poner un motor en funcionamiento. Prever la existencia de un área determinada para fumadores y controlar las condiciones del viento; además asegurarse de que no haya gas antes de encender el motor.

10. Estacionar los camiones de punzado viento arriba de la cabeza del pozo. Esta precaución reduce la posibilidad de que una "chispa" encienda el gas que pueda haber alrededor de la cabeza del pozo.

CONCLUSIONES

1. El conocimiento de las especificaciones técnicas, comprensión y entendimiento de nuevas tecnologías, la correcta aplicación de los sistemas existentes de mantenimiento, así como la capacitación de personal técnico y administrativo, proporcionan resultados satisfactorios que se reflejan en una mayor y mejor disponibilidad de las instalaciones, cumpliendo con éxito los programas y objetivos trazados, es de suma importancia, que para la consecución de todo lo anterior, pues se debe de considerar la idiosincrasia del personal: su nivel académico, proyección personal y de grupo.
2. Se debe estar atento a la actualización permanente del personal, en sus diferentes aspectos dentro de la industria petrolera, para que éstos desarrollen el buen desempeño de sus actividades.
3. Las torres de perforación así como todos sus accesorios auxiliares son muy importantes para la industria petrolera, como también en las ramas de la perforación de pozos geotérmicos y pozos de agua, por lo cual se debe prestar un especial cuidado en el mantenimiento, ya que el éxito o fracaso obtenido en este rubro es suma de todos, máxime si se considera que un día operativo de perforación a nivel local se encuentra alrededor de los \$18,000.00
4. El mantenimiento de las instalaciones, en sus diferentes áreas, mecánico, eléctrico, electrónico, y otros, debe tener una mezcla e integración de preventivo, correctivo y predictivo, para que se tenga una filosofía preactiva en la conservación de las operaciones de perforación y elevar la confiabilidad de su funcionamiento.

RECOMENDACIONES

1. Dentro de las instalaciones del área de la torre de perforación cada supervisión deberá ser más rigurosa conforme el tiempo continuo de uso de los equipos de perforación, para descubrir posibles fallas en los equipos.
2. Todo el personal de la torre de perforación debe recibir capacitación constante sobre mantenimiento, salud ocupacional, y sobre todo, clínicas motivacionales.
3. Utilización de equipo auxiliar como computadoras portátiles con programas adecuados para el control de todos los mecanismos involucrados dentro de la torre de perforación, para no dejar ningún mecanismo sin ser supervisado y controlado para su funcionamiento óptimo.
4. No esta de más recordar que los fabricantes están obligados por política de mercadotecnia y por aspectos legales con su cliente como prestadores de servicios, a proporcionar toda la información que se requiera para la correcta operación y mantenimiento de los equipos que presentan ellos.

BIBLIOGRAFÍA

- 1.) Castillo García, Sergio Rodolfo. Análisis comparativo de la utilización de brocas tricónicas y diamante policristalino en la perforación de pozos petroleros en Guatemala. Tesis Ing. Ind. Guatemala, Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería. 2000. 200pp.
- 2.) Cuarto congreso latinoamericano de perforación. (Colección Trabajos Técnicos, tomo 2) Caracas: s.e. 1984. 600pp.
- 3.) Drilling Fluid Engineering Manual. MI. Houston TX. s.e. 1998. 756pp.
- 4.) Equipo rotatorio y sus componentes, **Petex**, Universidad de Texas, 3ra. ed. USA. 1980. 140pp.
- 5.) Manual de control de pozos. Asociación internacional de contratistas de perforación. Harvey, Louisiana. s.e. 2003. 620pp.
- 6.) Perenco Guatemala Limited. **Informe de inspección, mantenimiento y reparación del equipo de perforación CABOT 1200.** s.e. Guatemala. 2002.
- 7.) Perenco Guatemala Limited. **Reglamento de seguridad industrial y planes de contingencia. Guatemala.** s.e. 2005. 376pp.
- 8.) Pozo Ilustrado. Fondo Editorial del Centro Internacional de Educación y Desarrollo (FONCIED). 4ta. ed. Caracas. 1998. 671pp.

- 9.) Sexto congreso latinoamericano de perforación. (Colección PEMEX, volumen 3)
México: s.e. 1988. 476pp.

ANEXOS

ANEXO 2

Formato utilizado para el equipo de perforación que se le hicieron controles.

Equipo: C 1200		AGOSTO 20/06		Pozo		Día:		Operadora:		Interventor		
T. Pusher		Supervisores:		Mecánico:		Eléctrico:						
Prof. Ayer (24 hrs): 7818'		Prof. Hoy (24 hrs): 7818'		Perforado día:		Prof. Programada: 7818						
Actividad a las 00:00		Bajando sarta @ 7818'		Actividad a 06:00		L/D DP @ 5884'						
Actividad proyectada:		Perforar a 7818'										
Desde	Hasta	Código	Descripción de actividades.									
0:00	02:00	02:00	5	Bombeo 25 bls de pildora viscosa y círculo @ retornos limpios								
02:00	10:00	08:00	6	Bombeo pildora pesada lanzo barra del totco. pooh de 7818' @ superficie.								
10:00	11:00	01:00	11	Reunion de seguridad y preo peracional de de corrida de registros Schlumberger.								
11:00	12:00	01:00	11	RIG UP Schlumberger.								
12:00	12:30	00:30	11	Continua bajando @ 7823, wire line de registros schlumberger.								
12:30	15:00	02:30	11	Se tomo los siguientes registros: CNL - BHC - LDL - GR - Hals - SP de 7823' @ 400'								
15:00	16:00	01:00	11	Desmontando equipo de Wire line schlumberger.								
16:00	18:00	02:00	6	Bajando sarta convencional para acondicionar hueco para correr casing de 7' de superficie @ 1039'.								
18:00	19:30	01:30	9	Corrio y corto 63' de cable del malacate. (Cable de 1 1/4")								
19:30	24:00	04:30	6	Continua bajando sarta de 1039' @ 7818'.								
Distrib.	Tiem. Hrs	Día	ACUM	DRILLING ASSEMBLY								
1. Rig Up and Tear Down				1	BROCA	0.90						
2. Drilling				1	BIT SUB	2.69						
3. Reaming - Washing				1	DC 61/2	29.85						
4. Coring				1	STB 81/8	5.35						
5. Circ. - Cond. Mud	2.0			9	DC 61/2	270.61						
6. Trips	14.5			1	CROSSOVER	4.61						
7. Rig Mainten.				18	HWDP 5"	544.47						
8. Rig Repair				1	JAR	29.52						
9. Cut Off Drilling Line	1.5			5	HWDP 5"	151.00						
10. Deviation Survey												
11. Wire Line Logs	6.0											
12. Rig Up & Run Csg.												
13. Cementing-WOC-DOC												
14. Nipp. Up-Down BOP												
15. Test BOP					BHA	1039.00	PIES					
16. Drill Stem Test				71	STANDS DP	6703.51						
17. Plug Back				1	SINGLES DP	30.12						
18. Squeeze Cement					KELLY ABAJO	46.00						
19. Fishing					TOTAL	7816.63						
20. Dir Work					PESO DE LA TUBERIA	180.000						
21. P/U LD DP-BHA					BOMBAS DE LODO							
22. Otros.					Bomba # 1	85						
					Bomba # 2	85						
					Galones	498						
					Presion	2,000						
					BIT RECORD							
					Num Bit	6	USADA					
					Díámetro	8	1/2					
					Marca		SMITH					
					Tipo		ER -6506-VPS					
					Boquillas		3X28					
					Serie No.		MR-7645					
					Prof. In							
					Prof. Out							
					Pies Perf.							
					ACUMULADO 24:00		24.0					
					TIPOS							
					CONSUMO		POZO					
					EXIST.							
					Aceites (Gal)							
					TIPOS							
					CONSUMO		POZO					
					EXIST.							
					Lodo							
					Base	AGUA	00:00					
					Peso		9.1					
					Viscosidad		52					
					PV / YP		17/23					
					Gel Strength		4/9					
					Fluid Loss		4					
					PH		12					
					Sólidos		6%					
					CONSUMO DE DIESEL							
					Existencias Ayer		6,821					
					Ingresos		2,900					
					Consumo Equipo		1,416					
					Consumo Campamento							
					Consumo vehiculos							
					Total Consumo		1,416					
					Existencias Hoy		8,305					
					Consumo Pozo		32,749					
					TONELADA-MILLA							
					TM dia							
					TM acum. Ult. Corte							
					Consumo vehiculos		0					
					Cable en carret.		5,541					
					Fecha Inst. Carr.		20-Ago-06					
					Pies Corr. Dia							
					Total pies cortados							
					Comentarios, Requisiciones Urgentes, Observaciones							
					SEGURIDAD							
					Reunion de Seguridad con el grupo de Jorge Barrios sobre la seguridad con las manos							
					Revisión de los equipos de respiración del taladro, Reunion de Seguridad por corrida de							
					registros de pozo por el personal de Wireline, Asistencia de seguridad en trabajos de							
					soldadura en el taller mecanico, Asistencia de seguridad en trabajos en la galera del motor							
					de xan 43, Reunion de Seguridad con el grupo de Pedro Duran sobre el cuidado de los							
					equipos de Protección Respiratoria							

Fuente: Dirección General de Hidrocarburos, Ministerio de Energía y Minas. Guatemala

ANEXO 3

Formato utilizado para el mantenimiento diario al equipo de perforación.

Rig/Torre: _____
Date/Fecha: _____

**DAILY MAINTENANCE REPORT
REPORTE DIARIO DE MANTENIMIENTO**

	Rig Engine/ Motor de la Torre	Rig Generator/ Generador de la Torre	Mud Pump/ Bombas de Lodo	Camp Generator/ Generador del Campamento	Aux Generator/ Generador Auxiliar	HYDRAULIC UNITS/UNIDADES HIDRAULICAS
	1	2	1	2	1	2
Oil Pressure/Presión del aceite						Power Tool Unit Service Date/ Fecha de Servicio de Unidades Hidráulicas
Oil Temperature/Temperatura del aceite						
Fuel Pressure/Presión del combustible						
Water Temperature/Temperatura del agua						
Manifold Temperature L/R / Temperatura del manifold L/R						B.O.P. Operating Unit Service Date/ Fecha de servicio de la unidad del BOP
RPM						
Total Hours Run/Total de horas recorridas						
Hours Run Today/ Total de horas recorridas hoy						
Hours Since Oil Change/ Horas desde el cambio de aceite						Oil Change Air Winch/Cambio de aceite del winch de aire.
Hours Since Oil Sample/ Horas desde la muestra del aceite						
Hours Since Air Cleaner Service/ Horas desde el servicio del limpiador de aire						Status Hydraulic Aux Winch/Wire/Estado del cable del winch hidráulico Auxiliar
PREVENTIVE MAINTENANCE PERFORMED TODAY/MANTENIMIENTO PREVENTIVO REALIZADO HOY:						
MATERIALS USED IN PREVENTIVE MAINTENANCE TODAY/MATERIALES UTILIZADOS EN EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE HOY						AIR COMPRESSORS/COMPRESORES DE AIRE
REPAIRS MADE TODAY/REPARACIONES HECHAS HOY						Compressor # 1 Oil Change Date/ Fecha de Cambio de aceite compresor # 1
PARTS THAT FAILED/PARTES QUE FALLARON						Tool Pusher Pick Up/ Pick Up del Tool Pusher.
PROBABLE CAUSE OF FAILURE/CAUSA PROBABLE DE LA FALLA						
PARTS USED/REPUESTOS USADOS						
EQUIPMENT DOWN FOR REPAIR/EQUIPO EN REPARACION						
STATUS OF EQUIPMENT DOWN FOR REPAIR/ESTADO DEL EQUIPO EN REPARACION						
PARTS REQUIRED FOR EQUIPMENT DOWN/REPUESTOS REQUERIDOS PARA EQUIPO EN REPARACION						
WHEN ORDERED/CUANDO SE ORDENARON:						
REMARKS/OBSERVACIONES:						WHEN ARE PARTS EXPECTED/CUANDO SE ESPERAN LOS REPUESTOS:

Fuente: Dirección General de Hidrocarburos, Ministerio de Energía y Minas. Guatemala

ANEXO 4

Formato utilizado para el reporte mensual del equipo de perforación.

**MONTHLY MAINTENANCE REPORT
 REPORTE MENSUAL DE MANTENIMIENTO**

Month/Mes: _____
 Year/Año: _____

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
Rig engine oil check/Revisión del aceite del motor de la torre																																
Rig engine coolant check/Revisión del refrigerante del motor de la torre																																
Rig engine hours/horas del motor de la torre																																
Hours on rig engine oil/Horas del aceite en el motor de la torre																																
Rig engine belt check/Revisión de la faja del motor de la torre																																
Rig transmission oil check/Revisión del aceite de la transmisión de la torre																																
Rig right angle drive oil/Aceite de transmisión en ángulo recto de la torre																																
Rig chain case oil/Aceite de la cadena de la caja de la torre																																
Rig differential oil/Aceite diferencial de la torre																																
Rig traveling block greases/Engrase del bloque viajero																																
Rig drawworks greases/Engrase del malacate																																
Crown on derrick greases/Engrase de la corona																																
Driveline bolts check/Revisión de los tornillos de la transmisión																																
Driveline greases/Engrase de la transmisión																																
Rig tire pressure checked/Revisión de la presión de las llantas																																
Accumulator pre-charge/Acumulador pre-cargado																																
Rig air filter checked/Revisión del filtro de aire																																
Pump engine oil check/Revisión del aceite del motor de la bomba																																
Pump engine coolant/Revisión del refrigerante del motor de la bomba																																
Pump transmission oil checked/Revisión del aceite de transmisión de la bomba																																
Pump driveline bolts check/Revisión de tornillos de transmisión de la bomba																																
Pump crankcase oil check/Revisión del aceite del cárter de la bomba																																
Pressure relief valve check/Revisión de la válvula de alivio de presión																																
Pump engine belt check/Revisión de la faja del motor de la bomba																																
Pump engine hours/Horas del motor de la bomba																																
Hours on pump engine oil/Horas del aceite en el motor de la bomba																																
Light plant oil check/Revisión del aceite de la planta eléctrica (generador)																																
Light plant coolant check/Revisión del refrigerante de la planta eléctrica																																
Light plant belt check/Revisión de la faja de la planta eléctrica																																
Light plant driveline bolts/Tornillos de la transmisión de la planta eléctrica																																
Comments: (Drilline slipped, rope socket, oil changed etc)/Comentarios: (Corte y corrida del cable de perforación, enchufe del cable, cambio de aceite, etc.)																																

Fuente: Dirección General de Hidrocarburos, Ministerio de Energía y Minas. Guatemala

ANEXO 5

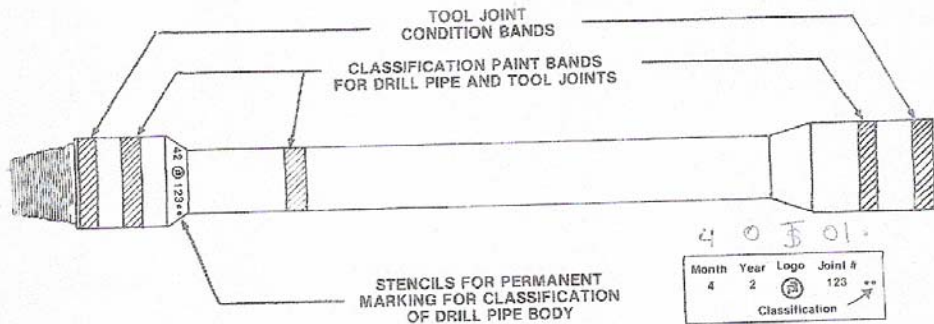
Clasificación para la tubería de perforación.



PA INTERNATIONAL, INC.

RP7G DRILL PIPE CLASSIFICATION

	CROSS SECTIONAL AREA AVERAGE REMAINING WALL NOT 3% MAIL	REMAINING WALL		O.D. VARIATIONS	
		MINIMUM WALL THICKNESS	MASHED STRETCH SLIP AREA STRING SHOT		
CLASS 1 NEW	One White Band	87 1/2 %			
PREMIUM CLASS	One Punch Mark 2 White Bands	80 %	80 %	3% OF O.D.	
CLASS 2	Two Punch Marks (Yellow Band)	80 %	65 %	3% OF O.D.	
CLASS 3	Three Punch Marks (Blue Band)	62.5 %	55 %	5.5 %	STRING SHOT 4.5 %
CLASS 4	Four Punch Marks (Green Band)	LESS THAN 62.5 %	LESS THAN 55 %	MORE THAN 5.5 %	MORE THAN 4.5 %
CRACKED	Five Punch Marks (Red Band)				CRACKED OR HAS HOLE



TOOL JOINT AND DRILL PIPE CLASSIFICATION	NUMBER AND COLOR OF BANDS	TOOL JOINT CONDITION	COLOR OF BANDS
Class 1	One White	Scrap or Shop	Red
Premium Class	Two White	Repairable	Green
Class 2	One Yellow	Field Repairable	
Class 3	One Blue		
Class 4	One Green		
Scrap	One Red		

Fuente: PA. Internacional, INC.

ANEXO 7

Formato utilizado para el chequeo de la torre de perforación.

**SAFETY IS NO ACCIDENT !
SEGURIDAD SIGNIFICA " NO ACCIDENTES "
HOJA DE CHEQUEO DE LA TORRE**

Well Name / Nombre del Pozo: _____

Inspection Date / Fecha de Inspección: _____

Location / Ubicación: _____

Rig Number and Model / Número de Torre y Modelo: _____

Road and Lease Condition / Condición del Camino y Arrendamiento: _____

Foreman / Superintendente del Campo: _____

Toolpusher: _____

	OK	NA	CN		OK	NA	CN
I. Mud Pump Area / Área de Bombas de lodo				VI. Lighting and wiring / Iluminación y cableado			
a. Shear relief valve covered / Válvula de descarga con pasador rompible				a. Wires off the ground and properly secured /			
b. Relief line secured / Línea de descarga asegurada				b. All wires properly spliced / Todos los cables empalmados apropiadamente			
c. Vibrator hose snubbed at end / Manguera de vibrador				c. All lights properly protected / Todas las lámpara protegidas apropiadamente			
d. New mud stacked safely / Lodo nuevo apilado con seguridad				d. Receptacles and plugs in good condition / Enchufes y toma corrientes en buenas condiciones			
e. Eye wash facility at hopper / Facilidad de lavado de ojo en la tolva				e. Derrick lighting approved / Iluminación del derrick aprobado			
f. General housekeeping good / Mantenimiento y limpieza general buena				f. Electrical tools grounded / herramientas eléctricas a tierra			
II. Substructure and Derrick / Subestructura y Derrick				g. Generator skid and toolpusher trailer properly grounded / Patin del generador y camper de toolpusher a tierra			
a. All assembly pins in place / Todos los pernos ensamblados en el lugar				h. Water hose for washing kept away from generator skid / Mantener la manguera de agua para lavarse alejada del generador			
b. Assembly pins secured with keeper / Pernos de ensamblaje asegurados por el encargado				VII. Tonges / Tenazas			
c. Lower an upper substructure properly bolted together / Subestructura baja y superior empemada correctamente				a. Snubbing lines condition good / Chequiar las líneas que estén en buenas condiciones			
d. Rotary beams and all braces are in good condition / La vigas de la rotaria y los apoyos están en buenas condiciones				b. Jerk lines condition good / Líneas de fuerza en buenas condiciones			
e. Drilling line installed properly on anchor and keyed to keep from jumping off tie down / Línea de perforación instalada y alineada correctamente en el ancla, para evitar que salte en el nudo inferior				c. Are there at least three U-bolt rope clips on all lines, adequately spaced and correctly installed / Hay al menos tres clips de cuerda de U en todas las líneas, correctamente espaciadas y alineadas			
f. Derrick properly guyed if applicable / Si aplica, el derrick colocado adecuadamente				d. Dies sharp - tonges bite & keepers installed / Sostenes y boquillas instaladas			
III. Blowout Preventors / Preventor de Reventones				e. Handle safety pin in place/no bolts & nuts / Manecillas del perno de seguridad en su lugar y sin tuercas			
a. Properly installed and tested / Instalados y probados adecuadamente				f. Tong body and jaws in good condition / Cuerpo y quijadas de las pinzas en buenas condiciones			
b. Hydraulic controls accesible / Controles hidráulicos están accesibles				g. Tong counter weight safe and snubbed to prevent fall / El peso contrario de las pinzas asegurado manualmente para prevenir caídas			
c. Gauges in working order / Indicadores en orden de trabajo				VIII. Cathead, Drum & Air Hoist			
d. Hydraulic lines protected / Líneas Hidráulicas protegidas				a. Smooth and guarded both sides / Liso y asegurados de ambos lados			
e. Wheels and stems in place / Llantas y varillas en su lugar				b. Condition of automatic cathead / Condición de la servidora automática			
f. Derrick properly guyed, if applicable BOP drills conducted weekly / Derrick colocado apropiadamente, si aplica, realizar pruebas a BOP semanalmente				c. Catline not worn or kinked / Catalina no usada o no enroscada			
IV. Pipe Rack Area / Área de tarima de tubería				d. Catline tied back safely / Catalina atada por detrás con seguridad			
a. Ends properly choked / Puntas acuñadas apropiadamente				e. Spinning chain and headache post / Poste de la cadena giratoria y atador de la cabeza			
b. Layers of pipe properly choked / Capas de tubería acuñadas apropiadamente				f. Crown safety cut-out checked regularly / El recorte de seguridad de la corona comprobado regularmente			
c. Pipe racks level / Tarimas de la tubería a nivel				g. Air hoist line in good condition / Línea del alzamiento del aire en buenas condiciones			
d. Pipe tubes in good condition / Tubería en buena condición				h. Air hoist properly spooled with line guided / Línea de lanzamiento de aire propiamente sopletado y alineado			
e. Catwalk deck in good condition / Piso de la rampa en buenas condiciones				IX. Floors, Stairs & Handrails / Pisos, Escaleras & Barandas			
f. Derrick stand in good condition and ladder provided / Soporte del derrick en buena condición y con escalera disponible				a. Stair step treads non-skid / El paso de la escalera con antideslizante			
g. General housekeeping good / Mantenimiento y limpieza general buena				b. Stairs level, secured and clear. Rail on stairs, rig floor and mud tanks / Escaleras a nivel, aseguradas y limpias. Barandas en las escaleras, piso de la torre y tanques de lodo.			
V. Derrick Board Area / Área del tablero del derrick				c. Rig floor free of holes or covered / Piso de la torre sin hoyos o los hoyos estan cubiertos.			
a. Emergency exit line / Línea de salida de emergencia				d. Rotary floor and racking area in good condition / Piso de la rotaria y área de tubería en buenas condiciones.			
b. Geronimo in place / Geronimo en su lugar				e. Floors free of grease and tripping hazards / Pisos libres de grasa y de peligros de resbalar			
c. Tools secured / Herramientas aseguradas				f. Non skid material used around rotary / No material deslizable usado alrededor de rotatoria			
d. Pipe hooks or fingers snubbed and condition good / Tubería de gancho o dedos reforzados en buenas condiciones				g. V-door provided with gate type handrails and closed / V_puerta proporcionada a su tipo de barandillas y cerrada			
e. Standpipe secured / Manguera fija asegurada							
f. V door chute in good condition / Rampa de puerta V, buena condición							
g. Derrick climber installed / Escalador del derrick instalado							
h. Fall protection / Protección para caídas							

OK = if ok / Si esta bien

NA = Not applicable / No aplicable

CN = if correction needed / Si se necesita reparación

Fuente: Dirección General de Hidrocarburos, Ministerio de Energía y Minas. Guatemala