



**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL**  
**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**  
**CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**ANÁLISIS DE LA NORMATIVA PERTINENTE PARA LA  
IMPLEMENTACIÓN DE UN MANUAL DE INSPECCIÓN Y  
MANTENIMIENTO DEL MÁSTIL Y LA SUBESTRUCTURA DE  
UNA TORRE DE PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS  
APLICABLE A LA INDUSTRIA HIDROCARBURÍFERA DEL  
ECUADOR.**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO  
DE INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**BYRON DAVID RODRÍGUEZ GAIBOR**

**DIRECTOR: ING. BENJAMÍN HINCAPIÉ**

**Quito, Septiembre, 2014**

© Universidad Tecnológica Equinoccial. 2014

Reservados todos los derechos de reproducción

# DECLARACIÓN

Yo, **BYRON DAVID RODRÍGUEZ GAIBOR**, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Universidad Tecnológica Equinoccial puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

---

Byron David Rodríguez Gaibor

C.I. 1500628282

# CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo que lleva por título “**ANÁLISIS DE LA NORMATIVA PERTINENTE PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN MANUAL DE INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DEL MÁSTIL Y LA SUBESTRUCTURA DE UNA TORRE DE PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS APLICABLE A LA INDUSTRIA HIDROCARBURÍFERA DEL ECUADOR**”, que, para aspirar al título de **Ingeniero de Petróleos** fue desarrollado por **Byron David Rodríguez Gaibor**, bajo mi dirección y supervisión, en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería; y cumple con las condiciones requeridas por el reglamento de Trabajos de Titulación artículos 18 y 25.

---

Ing. Benjamín Hincapié  
**DIRECTOR DEL TRABAJO**  
C.I: 0800852758

# CARTA DE LA INSTITUCIÓN



GOBIERNO NACIONAL DE  
LA REPUBLICA DEL ECUADOR

**LA QUE SUSCRIBE, COORDINADORA DE ADMINISTRACIÓN  
DE TALENTO HUMANO  
AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL HIDROCARBURÍFERO**

## CERTIFICA:

Que, el señor **RODRIGUEZ GAIBOR BYRON DAVID** con C.I 1500628282, estudiante de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería de Petróleos, de la Universidad Tecnológica Equinoccial, ha realizado su proyecto de titulación en esta cartera de Estado denominado **"ANÁLISIS DE LA NORMATIVA PERTINENTE PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN MANUAL DE INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DEL MÁSTIL Y LA SUBESTRUCTURA DE UNA TORRE DE PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS APLICABLE A LA INDUSTRIA HIDROCARBURÍFERA DEL ECUADOR"**, durante el periodo comprendido desde el 22 de Mayo de 2014 hasta el 16 de Septiembre de 2014.

Para la Agencia es grato reconocer la labor desempeñada por el señor Rodriguez Gaibor Byron David y esperamos que mantenga esa actitud de colaboración y disposición al trabajo que contribuye con su crecimiento personal y profesional.

Quito, 16 de Septiembre de 2014

**Ing. Patricia Naranjo Heredia**

**COORDINADORA DE GESTIÓN DE TALENTO HUMANO**



Calle Estadio s/n, entre Manuela Cañizal y Lola Quintana  
Sector La Cumbre - Cuenca - Pichincha

## DEDICATORIA

*El presente trabajo está dedicado principalmente a mis padres Melitón y Luz, que con su apoyo constante y dedicación me han inculcado muchos valores entre ellos el respeto, la confianza y la perseverancia para poder alcanzar todas las metas que me he propuesto, que aunque difícil que parezcan todo lo es posible si ellos están conmigo.*

*A mis hermanos Magdi, Ernesto, Bolívar, Melitón y José Luis, que gracias a sus consejos y apoyo incondicional han hecho de mí una persona de carácter fuerte y que todas las metas se las puede lograr contando siempre con el apoyo de la familia.*

*A mi cuñado Trosky y mis cuñadas Yessy, Inés y Carolina ya que siempre estuvieron ahí para darme motivos y consejos del porque llegar a ser profesional.*

*A mis sobrinos Melissa, Danny, Jherry, Melodi, Yahir, Maurinho y Alisson, poder ser un ejemplo a seguir y decirles que todo lo que uno se proponga en la vida se lo puede lograr con mucha dedicación y perseverancia.*

*A mis amigos que siempre estuvieron ahí en las buenas y en las malas, en los momentos de felicidad y tristezas, ahí cuando estuvimos para despedir a Ángel mi amigo de niñez, adolescencia y juventud, que hoy seguramente desde el cielo me transmite todas sus bendiciones para poder alcanzar las metas que me proponga.*

*Byron Rodríguez Gaibor*

## **AGRADECIMIENTO**

*En primer lugar deseo agradecer a DIOS por todas sus bendiciones hacia toda nuestra familia.*

*Agradezco a mis padres Melitón y Luz, por su apoyo y confianza incondicional y ser los pilares de nuestra familia, a mis hermanos Magdi, Ernesto, Bolívar, Melitón y José Luis gracias por estar siempre conmigo.*

*A Trosky, Yessy, Inés, Carolina, Melissa, Danny, Jherry, Melodi, Yahir, Maurinho y Alisson.*

*A la Universidad Tecnológica Equinoccial y a sus excelentes catedráticos los cuales a través de mi vida universitaria me supieron transmitir sus amplios conocimientos acerca de la industria y la responsabilidad para poder enfrentar mis retos profesionales.*

*MIL GRACIAS A TODOS*

*LA META SE CUMPLIÓ*

*Byron Rodríguez Gaibor*

# ÍNDICE DE CONTENIDOS

	PÁGINA
DECLARACIÓN .....	iii
CERTIFICACIÓN.....	iv
CARTA DE LA INSTITUCIÓN.....	v
DEDICATORIA.....	vi
AGRADECIMIENTO.....	vii
RESUMEN.....	xxii
ABSTRACT .....	xxiii
<b>CAPÍTULO I.....</b>	<b>1</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
1.1. JUSTIFICACIÓN .....	2
1.2. OBJETIVOS .....	3
1.2.1. OBJETIVO GENERAL .....	3
1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	3
<b>CAPÍTULO II.....</b>	<b>4</b>
<b>2. MARCO TEÓRICO.....</b>	<b>4</b>
2.1. TORRES DE PERFORACIÓN PETROLERA.....	4
2.1.1. GENERALIDADES.....	4
2.1.2. MÉTODOS DE PERFORACIÓN .....	6
2.1.2.1. Perforación a Rotación .....	7
2.1.3. SISTEMAS DE UNA TORRE DE PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS .....	8
2.1.3.1. Sistema de Soporte Estructural y de Elevación.....	8



2.1.3.2.	Sistema de Rotación.....	9
2.1.3.3.	Sistema de Circulación .....	10
2.1.3.4.	Sistema de Generación y Transmisión de Potencia .....	11
2.1.3.5.	Sistema de Prevención de Reventones.....	11
2.2.	TORRE Y MÁSTIL PARA PERFORACIÓN DE UN POZO DE PETRÓLEO.....	12
2.2.1.	TORRE .....	13
2.2.2.	MÁSTIL.....	14
2.2.3.	PARTES ESTRUCTURALES DE UN MÁSTIL DE PERFORACIÓN.....	16
2.2.3.1.	Bloque Corona.....	16
2.2.3.2.	Plataforma de Enganche o Encuelladero .....	17
2.2.4.	INFORMACIÓN DE LA PLACA DEL FABRICANTE .....	18
2.2.5.	MATERIAL USADO PARA SU CONSTRUCCIÓN.....	20
2.2.6.	SOLDADURAS APLICADAS EN LA ESTRUCTURA DEL MÁSTIL DE PERFORACIÓN .....	21
2.2.7.	LOCALIZACIÓN DE LAS JUNTAS SOLDADAS EN EL MÁSTIL DE PERFORACIÓN .....	21
2.3.	SUBESTRUCTURA DE UNA TORRE DE PERFORACIÓN.....	22
2.3.1.	PARTES CONSTITUTIVAS DE LA SUBESTRUCTURA .....	23
2.3.1.1.	Piso o mesa del mástil.....	23
2.3.1.1.1.	La rampa o planchada de trabajo.....	24
2.3.1.1.2.	Las escaleras de acceso .....	24
2.3.2.	INFORMACIÓN DE LA PLACA DEL FABRICANTE .....	25
2.3.3.	MATERIAL USADO PARA SU CONSTRUCCIÓN.....	27

2.3.4.	SOLDADURAS APLICADAS A LA SUBESTRUCTURA.....	27
2.3.5.	LOCALIZACIÓN DE LAS JUNTAS SOLDADAS EN LA SUBESTRUCTURA.....	28
2.4.	NORMATIVAS TÉCNICAS PERTINENTES.....	28
2.4.1.	API RP 4G. FUNCIONAMIENTO, INSPECCIÓN, MANTENIMIENTO Y REPARACIÓN DE ESTRUCTURAS DE PERFORACIÓN Y ESTRUCTURAS DE REACONDICIONAMIENTO DE POZOS.....	29
2.4.1.1.	Objetivo de la norma.....	29
2.4.1.2.	Estructuras que abarca la norma.....	30
2.4.2.	API SPEC 4F. ESPECIFICACIÓN PARA ESTRUCTURAS DE PERFORACIÓN Y ESTRUCTURAS DE REACONDICIONAMIENTO DE POZOS.....	30
2.4.2.1.	Alcance de la norma.....	30
2.4.2.2.	Niveles de especificación del producto PSL.....	31
2.4.3.	API SPEC Q1. ESPECIFICACIÓN DE LOS REQUISITOS DE MANUFACTURA DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE CALIDAD EN ORGANIZACIONES PARA LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y GAS NATURAL.....	31
2.4.3.1.	Alcance de la norma.....	31
2.4.3.2.	Sistema de gestión de calidad.....	31
2.4.3.3.	Determinación de los requisitos.....	32
2.4.3.4.	Control de inconformidad de un producto.....	32
2.4.4.	AWS D1.1. CÓDIGO DE SOLDADURA ESTRUCTURAL-ACERO.....	33
2.4.4.1.	Alcance general de la norma.....	33

2.4.4.2. Alcance de la sección 6 - Inspección.....	34
2.4.5. SNT - TC – 1A. CALIFICACIÓN Y CERTIFICACIÓN DEL PERSONAL EN ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS.....	34
2.4.5.1. Alcance de la norma.....	34
2.4.6. ASTM A325. PERNOS ESTRUCTURALES DE ALTA RESISTENCIA.....	35
2.4.6.1. Introducción.....	35
2.4.6.1.1. Método de control de torque.....	35
2.4.6.2. Tuercas.....	36
2.4.6.3. Arandelas.....	37
2.5. NORMAS ECUATORIANAS QUE REGULAN LA SEGURIDAD LABORAL.....	37
2.5.1. OBLIGACIONES DE LAS EMPRESAS QUE REALIZAN PROCESOS DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS.....	37
2.5.2. DECRETO EJECUTIVO 2393, REGLAMENTO DE SEGURIDAD Y SALUD DE LOS TRABAJADORES Y MEJORAMIENTO DEL MEDIO AMBIENTE DE TRABAJO.....	38
2.5.2.1. Art. 27. ESCALERAS FIJAS DE SERVICIO DE MÁQUINAS E INSTALACIONES.....	38
2.5.2.2. Art. 28. ESCALERAS DE MANO.....	39
2.5.2.3. Art. 29. PLATAFORMA DE TRABAJO.....	41
2.5.2.4. Art. 30. ABERTURAS EN PISOS.....	42
2.5.2.5. Art. 32. BARANDILLAS Y RODAPIES.....	43
2.5.2.6. Art. 55. RUIDOS Y VIBRACIONES.....	44

2.5.2.7. Art. 73. APARATOS, MÁQUINAS Y HERRAMIENTAS. INSTALACIÓN DE MÁQUINAS FIJAS. UBICACIÓN.....	45
2.5.2.8. Art. 91. UTILIZACIÓN Y MANTENIMIENTO DE MÁQUINAS FIJAS.....	45
2.5.2.9. Art. 92. MANTENIMIENTO .....	46
2.5.2.10. Art. 94. UTILIZACIÓN Y MANTENIMIENTO DE MÁQUINAS PORTÁTILES.....	47
2.5.2.11. Art. 175. DISPOSICIONES GENERALES. PROTECCIÓN PERSONAL.....	48
2.5.3. CREACIÓN DE LA ENTIDAD QUE REGULA Y CONTROLA EL SECTOR HIDROCARBURÍFERO .....	50
2.5.3.1. Estatuto orgánico de gestión organizacional de la ARCH .....	51
2.5.3.2. Atribuciones de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero .....	51
<b>CAPÍTULO III.....</b>	<b>53</b>
<b>3. METODOLOGÍA.....</b>	<b>53</b>
3.1. PROCESO DE INSPECCIÓN DE LAS ESTRUCTURAS METÁLICAS DE UNA TORRE DE PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS .....	53
3.1.1. GENERALIDADES.....	53
3.1.2. PERSONAL ENCARGADO DE LA INSPECCIÓN DE LAS ESTRUCTURAS METÁLICAS DE UNA TORRE DE PERFORACIÓN .....	53
3.1.3. CATEGORÍAS DE INSPECTORES .....	54
3.1.3.1. Inspector Categoría I .....	54
3.1.3.2. Inspector Categoría II .....	54
3.1.3.3. Inspector Categoría III .....	54
3.1.3.4. Inspector Categoría IV .....	55

3.1.4.	INSPECCIÓN DE ESTRUCTURAS METÁLICAS .....	55
3.1.4.1.	Inspecciones Iniciales .....	56
3.1.4.2.	Inspecciones Regulares .....	57
3.1.4.3.	Inspecciones Frecuentes .....	57
3.1.4.4.	Inspecciones Periódicas .....	58
3.1.5.	CATEGORÍA DE LAS INSPECCIONES .....	59
3.1.5.1.	Inspección Categoría I .....	59
3.1.5.2.	Inspección Categoría II .....	60
3.1.5.3.	Inspección Categoría III .....	60
3.1.5.4.	Inspección Categoría IV .....	60
3.1.6.	REPARACIONES Y MODIFICACIONES ESTRUCTURALES .....	62
3.1.7.	CIMENTACIÓN DE LAS ESTRUCTURAS DE LA TORRE DE PERFORACIÓN .....	62
3.1.8.	FRECUENCIA DE INSPECCIÓN DE LAS ESTRUCTURAS DE UNA TORRE DE PERFORACIÓN PETROLERA .....	64
3.2.	PROCESO DE MANTENIMIENTO DE LAS ESTRUCTURAS METÁLICAS DE UNA TORRE DE PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS .....	66
3.2.1.	GENERALIDADES .....	66
3.2.2.	MANTENIMIENTO PREVENTIVO .....	66
3.2.2.1.	Ventajas del mantenimiento preventivo .....	67
3.2.2.2.	Fases del mantenimiento preventivo en el mástil y subestructura .....	67
3.2.3.	MANTENIMIENTO CORRECTIVO .....	68
3.2.3.1.	Mantenimiento correctivo de emergencia .....	68

3.2.3.2. Mantenimiento correctivo programado .....	69
3.2.4. MANTENIMIENTO DE ESTRUCTURAS METÁLICAS .....	69
3.2.4.1. Limpieza con solventes .....	70
3.2.4.2. Limpieza mecánica .....	70
3.2.4.3. Limpieza a mano .....	70
3.3. PROCEDIMIENTO PARA LA INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DEL MÁSTIL .....	70
3.3.1. OBJETIVOS .....	70
3.3.2. REQUERIMIENTOS.....	71
3.3.3. PROCEDIMIENTO.....	72
3.4. PROCEDIMIENTO PARA LA INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA SUBESTRUCTURA DE UNA TORRE DE PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS.....	77
3.4.1. OBJETIVOS .....	77
3.4.2. REQUERIMIENTOS.....	78
3.4.3. PROCEDIMIENTO.....	79
3.5. PROCEDIMIENTO PARA LA INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE LOS ELEMENTOS ESTRUCTURALES DE UNA TORRE DE PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS .....	85
3.5.1. REVISIÓN DEL ESTADO DE LOS PERFILES ESTRUCTURALES.....	86
3.5.2. REVISIÓN DE CUADRATURA DE CAJONES .....	87
3.5.3. REVISIÓN DE LOS PERNOS, PASADORES Y OREJAS DE ANCLAJE.....	88
3.6. ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS (END).....	90

3.6.1. BENEFICIO DEL EMPLEO DE LOS ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS.....	91
3.6.2. TÉCNICAS DE INSPECCIÓN SUPERFICIAL .....	92
3.6.2.1. Inspección Visual.....	92
3.6.2.2. Líquidos Penetrantes.....	93
3.6.2.3. Partículas Magnéticas .....	94
3.6.3. TÉCNICAS DE INSPECCIÓN VOLUMÉTRICA .....	95
3.6.3.1. Radiografía Industrial.....	96
3.6.3.2. Ultrasonido Industrial .....	97
<b>CAPÍTULO IV .....</b>	<b>98</b>
<b>4. ANÁLISIS DE RESULTADOS .....</b>	<b>98</b>
4.1. NORMA PETROECUADOR SI-003.....	98
4.1.1. PERMISOS DE TRABAJO .....	98
4.1.1.1. PROCEDIMIENTOS PARA LA EMISIÓN DE LOS PERMISOS DE TRABAJO.....	98
4.1.1.2. EJECUCIÓN DEL TRABAJO.....	100
4.1.1.3. FINALIZACIÓN DEL TRABAJO.....	101
4.1.1.4. DISPOSICIONES GENERALES.....	101
4.1.2. PERMISOS DE TRABAJO NECESARIOS PARA LA INSPECCIÓN DEL MÁSTIL Y LA SUBESTRUCTURA .....	102
4.2. PROPUESTA DEL MANUAL DE INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DEL MÁSTIL Y LA SUBESTRUCTURA DE UNA TORRE DE PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS .....	103
4.2.1. MANUAL DE INSPECCIÓN DEL MÁSTIL .....	104
4.2.1.1. Inspección General.....	104

4.2.1.2. Inspección Específica .....	105
4.2.2. MANUAL DE INSPECCIÓN DE LA SUBESTRUCTURA .....	109
4.2.2.1. Inspección General .....	109
4.2.2.2. Inspección específica: .....	110
4.2.3. MANUAL DE MANTENIMIENTO DEL MÁSTIL Y LA SUBESTRUCTURA.....	114
4.2.3.1. Generalidades .....	114
4.2.3.2. Mantenimiento .....	115
4.2.4. PROPUESTA DEL CHECK LIST PARA LA INSPECCIÓN DEL MÁSTIL Y LA SUBESTRUCTURA .....	117
4.2.4.1. Como realizar la calificación del Check List.....	126
4.2.5. CRITERIOS DE RECHAZO DEL MÁSTIL Y LA SUBESTRUCTURA.....	128
<b>CAPÍTULO V .....</b>	<b>131</b>
<b>5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>	<b>131</b>
5.1. CONCLUSIONES.....	131
5.2. RECOMENDACIONES.....	133
<b>NOMENCLATURA .....</b>	<b>135</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>136</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>140</b>



# ÍNDICE DE TABLAS

	<b>PÁGINA</b>
<b>Tabla 1.</b> Torque requerido para un perno de 7/8" de diámetro.....	36
<b>Tabla 2.</b> Dimensiones estándares de pernos y tuercas.....	36
<b>Tabla 3.</b> Tipos y frecuencias de inspección.....	65
<b>Tabla 4.</b> Tipos y frecuencia de inspección recomendada.....	65
<b>Tabla 5.</b> Criterios de inspección de elementos estructurales del mástil y la subestructura.....	86
<b>Tabla 6.</b> Métodos de los ensayos no destructivos.....	92
<b>Tabla 7.</b> Check list del mástil de perforación.....	117
<b>Tabla 8.</b> Check list de la subestructura.....	122

# ÍNDICE DE FIGURAS

	PÁGINA
<b>Figura 1.</b> Torre de perforación petrolera. ....	6
<b>Figura 2.</b> Sistema de soporte estructural y elevación.....	9
<b>Figura 3.</b> Sistema de rotación. ....	10
<b>Figura 4.</b> Sistema de circulación. ....	10
<b>Figura 5.</b> Sistema de generación y transmisión de potencia.....	11
<b>Figura 6.</b> Sistema de prevención de reventones.....	12
<b>Figura 7.</b> Vistas laterales y detalles de unión en una torre de perforación.....	14
<b>Figura 8.</b> Secciones de un mástil de perforación. ....	16
<b>Figura 9.</b> Bloque corona de un mástil de perforación.....	17
<b>Figura 10.</b> Plataforma de enganche o encuelladero.....	18
<b>Figura 11.</b> Subestructura de un mástil de perforación.....	22
<b>Figura 12.</b> Piso o mesa del mástil de perforación. ....	23
<b>Figura 13.</b> Rampa o planchada. ....	24
<b>Figura 14.</b> Escaleras de acceso al piso o mesa del mástil.....	25
<b>Figura 15.</b> Nomenclatura en cabeza de pernos ASTM A325. ....	35
<b>Figura 16.</b> Cimientos de la torre de perforación. ....	64
<b>Figura 17.</b> Escalera del mástil de perforación. ....	73
<b>Figura 18.</b> Mecanismo de erección del mástil y sus poleas. ....	74
<b>Figura 19.</b> Cables de acero en el mecanismo de erección del mástil. ....	74
<b>Figura 20.</b> Equipos de escalar del encuellador. ....	75
<b>Figura 21.</b> Vista frontal y lateral del encuelladero. ....	75
<b>Figura 22.</b> Poleas del bloque corona.....	76
<b>Figura 23.</b> Vista lateral del mástil y la subestructura. ....	76
<b>Figura 24.</b> Pernos en soportes del mástil de perforación. ....	77
<b>Figura 25.</b> Escaleras de acceso, anclajes y pines con cupillas de seguridad. .	80
<b>Figura 26.</b> Barandas en la mesa del mástil. ....	80
<b>Figura 27.</b> Base de asentamiento del drill pipe en la mesa del mástil.....	81

<b>Figura 28.</b> Llave hidráulica de potencia, cuñas y llaves de enrosque. ....	81
<b>Figura 29.</b> Planchada o rampa inclinada. ....	82
<b>Figura 30.</b> Cellar y subestructura. ....	82
<b>Figura 31.</b> Soporte (patas) de la subestructura. ....	83
<b>Figura 32.</b> Gatos para levantar el BOP. ....	83
<b>Figura 33.</b> Columnas, largueros y travesaños de la subestructura. ....	84
<b>Figura 34.</b> Rieles de la subestructura. ....	84
<b>Figura 35.</b> Cimientos y bases de la subestructura. ....	85
<b>Figura 36.</b> Arreglo de perfiles estructurales tipo cajón bajo el bloque corona de un mástil de perforación. ....	88
<b>Figura 37.</b> Pasadores con sus respectivas cupillas de seguridad. ....	89
<b>Figura 38.</b> Orejas de anclaje que une secciones de un mástil. ....	90
<b>Figura 39.</b> Principio de inspección mediante líquidos penetrantes. ....	94
<b>Figura 40.</b> Principio de inspección mediante partículas magnéticas. ....	95
<b>Figura 41.</b> Principio de inspección mediante radiografía industrial. ....	96
<b>Figura 42.</b> Principio de inspección mediante ultrasonido industrial. ....	97
<b>Figura 43.</b> Mástil de perforación. ....	128
<b>Figura 44.</b> Subestructura. ....	129

# ÍNDICE DE ECUACIONES

	<b>PÁGINA</b>
<b>Ecuación [1].</b> Calificación del check list.....	127

# ÍNDICE DE ANEXOS

	<b>PÁGINA</b>
<b>ANEXO 1.</b> Permisos de trabajo en caliente de EP PETROECUADOR. ....	140
<b>ANEXO 2.</b> Permisos de trabajo en frío de EP PETROECUADOR. ....	141
<b>ANEXO 3.</b> Permiso de trabajo para taladros de PETROAMAZONAS EP. ....	142
<b>ANEXO 4.</b> Permiso de trabajo para engrasado de poleas del bloque corona, SAXON RIG 32. ....	143
<b>ANEXO 5.</b> Hoja de registro de trabajos en alturas para engrasado de poleas del bloque corona, SAXON RIG 32. ....	144
<b>ANEXO 6.</b> Reporte de inspección con partículas magnéticas en el bloque corona, SAXON RIG 32. ....	145
<b>ANEXO 7.</b> Reporte de inspección con partículas magnéticas en soldaduras del encuelladero, SAXON RIG 32. ....	146
<b>ANEXO 8.</b> Análisis de seguridad en el trabajo (ATS) para el engrasado de poleas del bloque corona, NABORS RIG 815. ....	147
<b>ANEXO 9.</b> Formulario de Inspección Visual del Mástil de Perforación. ....	148
<b>ANEXO 10.</b> Formulario de Inspección Visual de la Subestructura. ....	157

## RESUMEN

Este trabajo de titulación efectúa una colección de toda la información técnica requerida y necesaria acerca del mástil y la subestructura de una torre de perforación de pozos petroleros de acuerdo con normas internacionales para garantizar su fabricación y su funcionamiento. Se efectúa también una descripción de los componentes estructurales de soporte (patas) de las estructuras, columnas, largueros, travesaños y elementos de sujeción (pernos, pines, pasadores y orejas de anclaje).

Se realiza una descripción de las normas internacionales que son aplicadas al mástil y la subestructura, parámetros importantes que son necesarios tener presente para la realización de este análisis, como también se realiza una descripción de las normativas ecuatorianas que regulan la seguridad laboral, haciendo énfasis en las condiciones que deben cumplir las herramientas y equipos que son utilizados en la industria petrolera.

Se realiza los procedimientos de inspección y mantenimiento del mástil, la subestructura y elementos estructurales de una torre de perforación de pozos petroleros.

Se realiza un manual de inspección y mantenimiento del mástil y la subestructura, para garantizar el buen funcionamiento de la estructuras en servicio.

Finalmente como resultado del trabajo de investigación se realiza la respectiva lista de verificación (check list) del mástil y la subestructura respectivamente, para poder cuantificar los resultados de los respectivos procedimientos de inspección y mantenimiento descritos en este análisis y poder emitir criterios de aceptación o rechazo en el funcionamiento de las estructuras.

## **ABSTRACT**

The present graduation project makes titling a collection of all the required and necessary technical information about the mast and substructure of a drilling rig oil wells in accordance with international standards to ensure manufacture and operation. Is also made a description of the structural support components (legs) of the structures, columns, beams, cross members and fasteners (bolts, pins and anchor ear).

Is performed a description of international standards that are applied to the mast and substructure, important parameters that are necessary to keep in mind for the purposes of this analysis, is also done a description of the Ecuadorian regulations governing workplace safety , emphasizing the conditions required tools and equipment that are used in the oil industry.

Is performed the inspection and maintenance procedures of the mast, substructure and structural elements of a tower of oil drilling.

Is performed an inspection and maintenance handbook of the mast and the substructure, to ensure the proper functioning of the structures in service.

Finally as a result of the project research is performed the checklist of the mast and substructure respectively, is performed in order to quantify the results of their inspection and maintenance procedures described in this analysis and to formulate the criteria for acceptance or rejection in the functioning of the structures.

# CAPÍTULO I

## 1. INTRODUCCIÓN

Con el fin de controlar las actividades petroleras en Ecuador, pertinentes a la perforación de pozos petroleros, se utilizan herramientas y equipos, que permite a los ingenieros; representantes y trabajadores de la Industria, realizar los trabajos requeridos. La verificación técnica de estos equipos requiere la aplicación de normas internacionales como son las API (American Petroleum Institute). Actualmente, la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH), está empeñada en implementar un mecanismo de control para los equipos de perforación, con la aplicación de las normas API; esto permitirá la unificación de criterios, elaboración de procedimientos y registros conducentes a un trabajo técnico. Por tal motivo, es necesario determinar la Aplicabilidad de las Normas Técnicas en la realidad de la Industria Hidrocarburífera del Ecuador.

Las torres de perforación de pozos petroleros son la insignia de esta industria y de los trabajos que se desarrollan para la explotación del petróleo crudo.

Las torres o mástiles de perforación de pozos petroleros son utilizados dependiendo de los diferentes procedimientos de perforación o el tipo de plataforma, sin que cambien su función principal de ser parte y sostén de todo el equipo de perforación.

Lo que se pretende es la unificación de criterios entre las empresas prestadoras de servicios y su ente de regulación y control hidrocarburífero del Ecuador, debido a la falta de un manual de inspección y mantenimiento del mástil y la subestructura de una torre de perforación de pozos petroleros con sus



respectivos procedimientos basados en estándares internacionales, es el principal problema a resolver.

## **1.1. JUSTIFICACIÓN**

Frente a la problemática encontrada, se justifica la realización del manual de inspección y mantenimiento del mástil y la subestructura, que puede ser usado tanto por el ente público de regulación y control ARCH para realizar una valoración del estado de estas estructuras, además de también poder ser usado por empresas privadas las cuales se dedican a la certificación del estado y funcionamiento del mástil y la subestructura.

Este análisis pretende construir un modelo base de procedimientos y manuales de inspección y mantenimiento del mástil y la subestructura, a partir del cual se pueden hacer mejoras continuamente, obteniendo así inspecciones técnicas mucho más seguras y eficientes. Esta metodología de control pretende realizar una verificación detallada del Mástil y la Subestructura de una torre de perforación de pozos petroleros.

En otros países existen estos manuales de inspección y que las verificaciones se las realiza de acuerdo a un Check list técnico y certificado para su debido control, es por ello de la importancia de tener estos manuales para que la ARCH como ente regulación y control hidrocarburífero del país pueda realizar el control de las debidas normas que debe poseer el Mástil y la Subestructura para su funcionamiento apropiado.

## **1.2. OBJETIVOS**

### **1.2.1. OBJETIVO GENERAL**

Analizar la normativa pertinente para la implementación de un manual de inspección y mantenimiento del mástil y la subestructura de una torre de perforación de pozos petroleros aplicable a la industria hidrocarburífera del Ecuador.

### **1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Describir las características, componentes estructurales, información relevante y funcionamiento del Mástil y la Subestructura de una torre de perforación de pozos petroleros.
- Analizar las normativas técnicas pertinentes y aplicables al Mástil y la Subestructura para una inspección y mantenimiento adecuado.
- Implementar un manual técnico de inspección y mantenimiento del Mástil y la Subestructura que permita realizar inspecciones técnicas mucho más eficientes.
- Elaborar listas de verificación (check lists) basadas en normativas técnicas pertinentes del mástil y la subestructura de una torre de perforación de pozos petroleros.

## **CAPÍTULO II**

### **2. MARCO TEÓRICO**

#### **2.1. TORRES DE PERFORACIÓN PETROLERA**

##### **2.1.1. GENERALIDADES**

La perforación de un pozo petrolero no es sólo una obra de ingeniería de alta precisión, es un trabajo de atención y tensión permanentes para los hombres que integran el equipo de trabajo. El equipo de perforación es grande y pesado, antes de poder perforar en zonas apartadas, a veces es necesario construir caminos cortando selvas a fin de llegar a ellas. Ahora para reducir los costos de transporte los primeros pozos explorados de zonas alejadas pueden ser perforados por equipos mucho más pequeños que hacen pozos de poco diámetro y someros.

La perforación de un pozo petrolero empieza con la planificación de las operaciones de traslado de equipos hacia la locación, estas operaciones pueden llegar a demorar debido a la falta de acceso al sitio donde se realizará la perforación, luego los equipos serán armados tomando todas las medidas de seguridad para su posterior funcionamiento y comienzo de la perforación.

Finalmente, todo el equipo de perforación que casi siempre opera a la intemperie sometido a las inclemencias del tiempo debe estar preparado para enfrentar, controlar y superar las consecuencias de un escape de gas, que puede resultar devastador para el equipo y para los hombres que trabajan con él. Aunque la industria petrolera ha desarrollado sofisticadas técnicas de seguridad para la prevención de este tipo de accidentes, ninguna resulta de

utilidad cuando las personas a su cargo, por distracción u olvido, dejan de prestarles atención. Y en el pozo, que es una de las obras de ingeniería de más difícil ejecución en la tierra contempla que todas las personas de la plataforma petrolera estén dispuestos a colaborar para crear un ambiente de trabajo seguro y confiable.

Terminado el programa de perforación, es probable que no se encuentre petróleo ni gas natural, o que el volumen de hidrocarburos comprobado no justifique el desarrollo comercial del pozo. Todo el dinero y los esfuerzos invertidos por la empresa habrán sido inútiles y las perforadoras volverán a intentar en otra locación.

La torre de perforación es una estructura metálica con cuatro soportes de apoyo instaladas sobre una base cuadrada llamada subestructura. El área total de trabajo sobre el cuadrado lo constituye el piso o mesa de la torre. En la cima de la torre se encuentra el bloque corona que es conjunto de poleas. La función principal de la torre es la de soportar la tuberías y permitir sacar o introducir tuberías dentro del pozo. Además el mástil sirve de soporte para la plataforma de enganche o encuelladero, aquí se encuentra el encuellador es su plataforma de trabajo cuando se realiza viajes de tubería.

El mástil es ensamblado sólo una vez cuando es fabricado y se mantiene como una sola unidad estructural, tanto en el proceso de alzado como en la bajada, se desarma en secciones (de tres a cinco) dependiendo de la altura del mástil cuando la torre de perforación ha culminado el pozo y necesitan cambiarse a otra locación (trasteo).



**Figura 1.** Torre de perforación petrolera.

### **2.1.2. MÉTODOS DE PERFORACIÓN**

Las primeras perforaciones de pozos creadas por el hombre se las hizo con la finalidad de encontrar el tan anhelado líquido vital que es el agua. El proceso consistía en un golpeteo continuo del suelo y la roca con un material rígido retirando los escombros a mano, esto se lo realizaba de forma continua hasta llegar al depósito de agua. Posteriormente y con la necesidad de la humanidad de petróleo se buscó cómo llegar a profundidades mayores en el subsuelo terrestre desarrollando diferentes métodos de perforación, de los cuales se señalan los siguientes:

- Perforación a percusión.
- Perforación a rotación.

- Perforación rotopercutante.

De los cuales el método más utilizado en la industria petrolera es el de la perforación a rotación.

#### **2.1.2.1. Perforación a Rotación**

Este método es conocido también como Rotary fue utilizado por primera vez en Corsicana (Texas) en 1890, cambiando el procedimiento de golpes repetidos de la sarta de perforación y la broca contra el suelo (perforación a percusión) por el uso de una mesa rotativa ubicada en la base de la torre. En la actualidad la mesa rotativa ha sido remplazada por el equipo llamado Top Drive. (Hawker & Vogt, 2001)

El principio de funcionamiento de la perforación a rotación se basa en la rotura de la roca mediante la acción combinada de giro y empuje de la sarta de perforación y la broca junto con el choque del lodo de perforación que sale a través de las boquillas de la broca.

Se inicia la perforación con el movimiento del Top Drive que impulsa a la sarta de perforación, la misma que consiste en una serie de paradas de tuberías de acero, las cuales conducen en su interior el lodo de perforación hasta la broca.

Los ripios o residuos de esta operación son llevados hacia la superficie a través del espacio anular que se forma entre las paredes del orificio perforado y la tubería de perforación por medio del lodo de perforación.

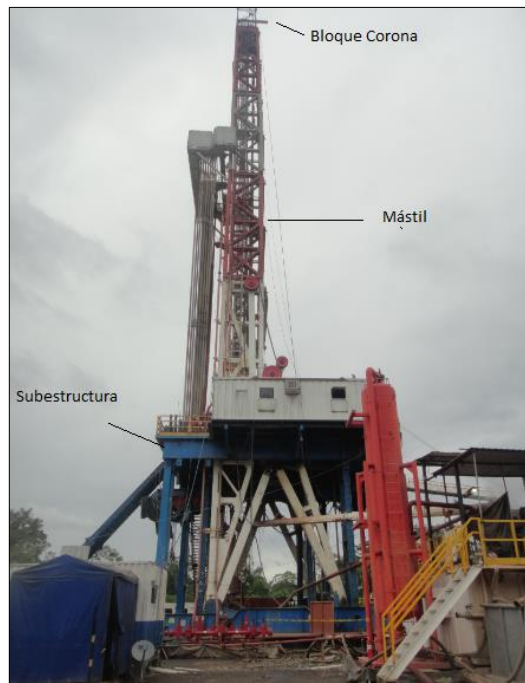
### **2.1.3. SISTEMAS DE UNA TORRE DE PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS**

Una torre de perforación o taladro de perforación de un pozo petrolero con sistema rotatorio consta principalmente de los siguientes sistemas:

- Sistema de Soporte Estructural y Elevación.
- Sistema de Rotación
- Sistema de Circulación
- Sistema de Generación y Transmisión de Potencia
- Sistema de Prevención de Reventones

#### **2.1.3.1. Sistema de Soporte Estructural y de Elevación**

Este sistema soporta al sistema rotación en la perforación del pozo, y está constituido por el equipo necesario para levantar, bajar y suspender los pesos enormes que el sistema rotatorio utiliza. Este sistema tiene dos subcomponentes principales: la estructura de soporte, que consiste en un armazón de acero que sostiene el conjunto de maquinarias y equipos; y el equipo especializado de elevación, que se utiliza para elevar, bajar y suspender la sarta de perforación o de producción.



**Figura 2.** Sistema de soporte estructural y elevación.

### **2.1.3.2. Sistema de Rotación**

Este sistema hace girar la sarta de perforación mediante el equipo llamado Top Drive. De esta manera la broca perfora el pozo hasta penetrar la formación o formaciones de interés, donde se espera encontrar el petróleo. El sistema se encuentra en la posición central de la torre de perforación, lo cual señala su importancia ya que todos los demás sistemas giran alrededor de él y lo apoyan de una u otro manera.





**Figura 3.** Sistema de rotación.

### **2.1.3.3. Sistema de Circulación**

Este sistema proporciona los equipos, materiales y áreas de trabajo que se necesitan para la preparación, el mantenimiento y la verificación de las características físicas del fluido o lodo de perforación, que son la sangre vital del sistema y de la operación de perforación rotatoria.



**Figura 4.** Sistema de circulación.

#### **2.1.3.4. Sistema de Generación y Transmisión de Potencia**

Este sistema genera y distribuye la potencia que se necesita para operar casi todos los demás sistemas, componentes y subcomponentes de la torre de perforación.

La potencia requerida en las operaciones de la torre de perforación se genera con el uso de motores grandes de combustión interna, que son las fuentes primarias de potencia, localizados en el área. Según la clase de motor primario empleado para generar la potencia, esta se transmite por medios mecánicos o eléctricos a los componentes de la torre de perforación que la requieren para su debido funcionamiento.



**Figura 5.** Sistema de generación y transmisión de potencia.

#### **2.1.3.5. Sistema de Prevención de Reventones**

Este sistema ayuda a controlar uno de los problemas más graves que se enfrenta al perforar un pozo de petróleo, el golpe de ariete o arremetida, el

cual es un aumento repentino de la presión que pudiera resultar en un reventón. La ubicación central de este sistema, más que su tamaño relativamente pequeño, nos indica su importancia en las operaciones de perforación.



**Figura 6.** Sistema de prevención de reventones.

## **2.2. TORRE Y MÁSTIL PARA PERFORACIÓN DE UN POZO DE PETRÓLEO**

La torre o mástil es una estructura grande que soporta mucho peso, tiene cuatro patas o soportes principales que bajan a las esquinas de la subestructura. El propósito del mástil es proporcionar un medio para introducir y sacar herramientas en el hoyo en la posición correcta, de la forma más rápida y segura posible.

La torre del equipo de perforación es una estructura rígida que soporta en conjunto el peso del equipo unido al bloque viajero, el encuelladero, el gancho y la sarta de perforación. En una plataforma petrolera la torre o mástil forma parte de equipo encargado de realizar las labores de perforación y su función

principal es la de soportar todas las cargas estáticas y dinámicas que se producen en estos trabajos. La torre de perforación y el mástil son los dos tipos de estructuras que se utilizan en las labores de perforar un pozo de petróleo.

### **2.2.1. TORRE**

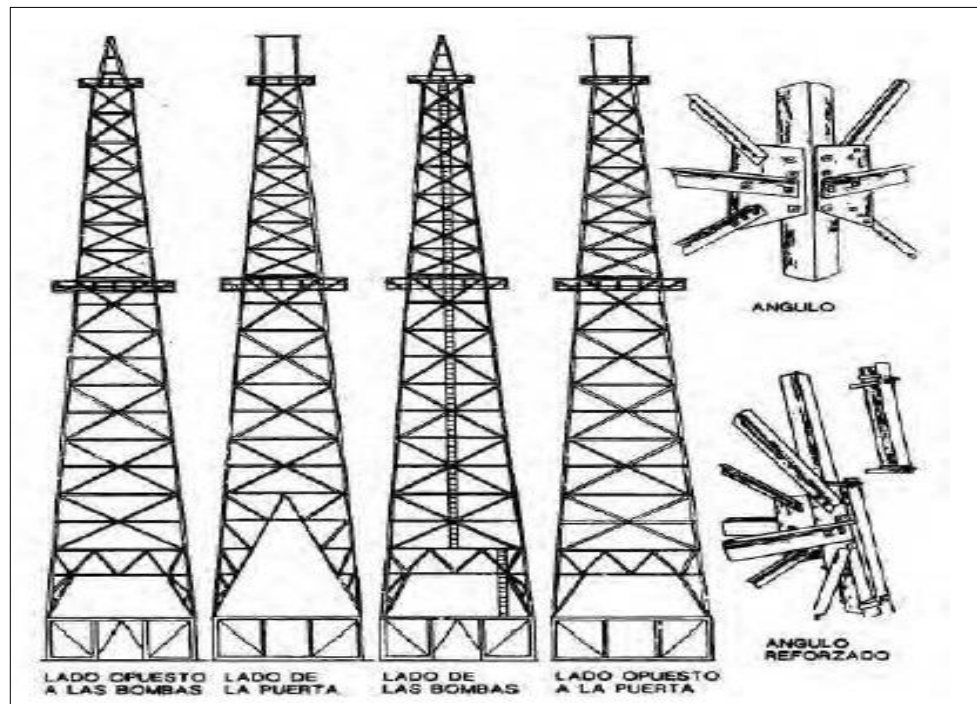
La norma API RP 4G en su sección 3.1.3 dice: “Torre: Es una estructura semipermanente de sección transversal cuadrada o rectangular que tiene miembros que están enrejados o atados en sus cuatro costados”.

La torre es una estructura metálica compuesta por cuatro vigas sólidas formando un tronco de pirámide cuya base puede ser cuadrada o rectangular.

Estas vigas están unidas entre sí por travesaños horizontales y crucetas, su eje de simetría coincide con el eje de la sarta de perforación.

En la cima de la torre se encuentra el bloque fijo o bloque corona, a dos tercios de su altura está ubicado el encuelladero. En la parte frontal inferior existe una abertura conocida como puerta de la torre que sirve para introducir las paradas de tubería de perforación. En sus costados van instaladas escaleras, provistas de líneas de contrapeso que permiten llegar hasta el encuelladero y hasta el bloque corona.

La altura de la torre es de diferente tamaño, varía desde 24 m (80 pies) hasta los 56,7 m (189 pies). Las más utilizadas en perforaciones de gran profundidad son de 37 y 41 m (122 y 136 pies, respectivamente). (Lopez & Otros, 2006)



**Figura 7.** Vistas laterales y detalles de unión en una torre de perforación.

**Fuente.** (Lopez & Otros, 2006)

### 2.2.2. MÁSTIL

La norma API RP 4G en su sección 3.1.10 dice: “Mástil: Es una torre de estructura enrejada de sección transversal rectangular con una cara abierta compuesta de una o más secciones y luego elevado a la posición de funcionamiento”.

El mástil es ensamblado una sola vez cuando es fabricado y se traslada a una nueva locación parcialmente pre ensamblado, de tres a cinco secciones dependiendo de su altura.

Los mástiles se clasifican de acuerdo a su capacidad para soportar cargas verticales y a la velocidad del viento que pueda soportar de lado. El mástil debe

soportar el peso de la sarta en todo momento, mientras la sarta está suspendida del bloque corona y cuando descansa en la mesa rotaria.

Las construcciones del mástil son de acero estructural y pueden ser:

- Portátiles.
- Fijos.

Los que más se utilizan en el Oriente son estructuras fijas que solo se desensambla para trasteo.

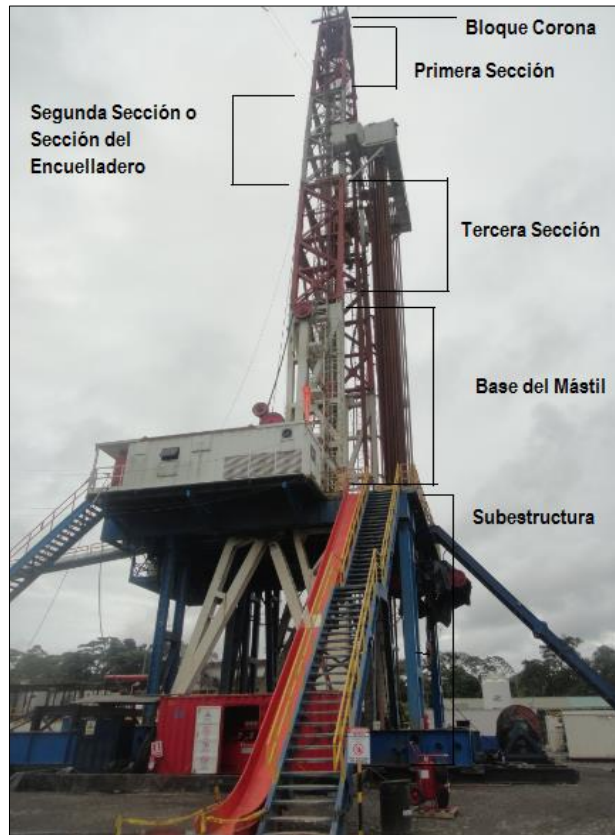
Consideraciones para el diseño:

1. El mástil debe soportar con seguridad todas las cargas (jalón) o soportar cargas que excedan la capacidad del cable.
2. Deberá soportar el empuje máximo de la velocidad del viento.
3. La plataforma de trabajo tiene que estar a la altura apropiada de las paradas (tramos de tubería a manejar).

Las torres o mástiles de perforación se clasifican de acuerdo a su capacidad de carga estática en el gancho con sus siglas en inglés SHLC (Static Hook Load Capacity). Siguiendo este criterio su clasificación es:

- Torres o mástiles con SHLC menor a 299000 libras.
- Torres o mástiles con SHLC entre 300000 y 599000 libras.

- Torres o mástiles con SHLC mayor a 600000 libras.



**Figura 8.** Secciones de un mástil de perforación.

### **2.2.3. PARTES ESTRUCTURALES DE UN MÁSTIL DE PERFORACIÓN**

El mástil de perforación como parte de su estructura lo conforma el bloque corona y la plataforma de enganche o encuelladero.

#### **2.2.3.1. Bloque Corona**

El bloque corona es un arreglo de poleas montado en la cima del mástil por donde pasa la línea o cable de perforación, este sistema soporta la carga total



sobre el mástil mientras se corre las paradas de tubería y accesorios utilizados en la perforación de un pozo petrolero.



**Figura 9.** Bloque corona de un mástil de perforación.

#### **2.2.3.2. Plataforma de Enganche o Encuelladero**

Esta estructura permite realizar trabajos en altura como el de unir las paradas de tubería de perforación y almacenarlas en su estructura, esto lo realiza el encuellador.

La plataforma de enganche o encuelladero es el que sufre un mayor desgaste en sus componentes debido a que es el sitio donde la tubería de perforación se sostiene y está sometido permanentemente a golpes y torceduras.





**Figura 10.** Plataforma de enganche o encuelladero.

#### **2.2.4. INFORMACIÓN DE LA PLACA DEL FABRICANTE**

Las torres de perforación y torres de reacondicionamiento de pozos fabricados bajo la norma API SPEC 4F tienen una placa de identificación que tendrá toda la información de sus características. Esta placa es metálica y se encuentra fijada firmemente a la estructura en un lugar visible y de fácil acceso. (American Petroleum Institute SPEC 4F, 2013)

La placa de identificación del mástil de perforación en servicio debe tener la siguiente información:

- a) Nombre del fabricante de la torre o mástil;
- b) Dirección del fabricante;
- c) Fecha de fabricación, incluido mes y año;

- d) Número de serie o de identificación;
- e) Altura en (m) o (ft);
- f) Máxima carga estática permisible del gancho con cables guía, para el número de líneas del bloque viajero, KN (toneladas cortas);
- g) Carga estática permisible del gancho con cables guía, si es aplicable, para el número de líneas del bloque viajero (toneladas cortas), en combinación con la capacidad nominal de la tubería acumulada y la capacidad máxima nominal de las tuberías sostenidas en el mástil;
- h) Máxima velocidad de viento permisible,  $V_{des}$ , con una elevación de referencia de 10 m (33 pies) sobre el nivel del suelo, en nudos, a una duración de 3 segundos de ráfaga, con cables guías, si es aplicable con la capacidad nominal de la tubería acumulada, m/s o en nudos;
- i) Máxima velocidad de viento permisible,  $V_{des}$ , con una elevación de referencia de 10 m (33 pies) sobre el nivel del suelo, en nudos, a una duración de 3 segundos de ráfaga, con cables guías, si es aplicable con la capacidad nominal sin la tubería acumulada, m/s o en nudos;
- j) Elevación de la base de la torre o mástil sobre el nivel del suelo usado en el diseño para cargas de viento;
- k) API Spec 4F, Cuarta Edición;
- l) Diagrama guía de fabricación.

m) Texto que indique:

PRECAUCIÓN: Cargas dinámicas o de impacto en el gancho o el efecto del viento sobre los tubulares en el piso, reducirán la máxima carga estática especificada en el gancho.

n) Diagrama de distribución de esfuerzos del fabricante;

o) Representación gráfica de la carga estática permisible en el gancho para velocidades del viento que varían desde cero hasta la máxima nominal del diseño,  $V_{des}$  sin tuberías y con las líneas del bloque viajero.

p) Configuración del mástil la distancia entre el mástil y sus cuerdas tensoras

q) PSL 2 (Product Specification Level 2). Garantiza las propiedades del producto por su manufactura.

r) Espacio disponible para grabar la fecha de la última inspección.

### **2.2.5. MATERIAL USADO PARA SU CONSTRUCCIÓN**

Un mástil de perforación está conformado por aceros de alta resistencia pudiendo utilizarse también los llamados aceros estructurales como el ASTM A36 o el A537.

El fabricante del mástil proporcionará al usuario de la misma, los certificados de origen y calidad del material.

Los pernos, pines y pasadores que formen parte de la estructura deberán estar marcados bajo la norma correspondiente, para aquellos que no tengan identificación se deberá realizar pruebas para comprobar que sus propiedades mecánicas, físicas y químicas, cumplan con lo requerido por el fabricante de la torre o norma específica. (American Petroleum Institute SPEC 4F, 2013)

#### **2.2.6. SOLDADURAS APLICADAS EN LA ESTRUCTURA DEL MÁSTIL DE PERFORACIÓN**

Estas deberán realizarse mediante procedimientos escritos, previamente calificados y de acuerdo a la norma AWS D1.1., de igual manera, el personal que efectúe el trabajo deberá ser calificado bajo el procedimiento de soldadura respectivo. (American Welding Society D1.1, 2010)

#### **2.2.7. LOCALIZACIÓN DE LAS JUNTAS SOLDADAS EN EL MÁSTIL DE PERFORACIÓN**

El fabricante o usuario del mástil deberá poseer planos de ensamblaje de la estructura donde se encuentren identificadas las áreas críticas. Las juntas soldadas deberán encontrarse identificadas también en planos, señalando aquellas que deban ser analizadas mediante métodos de ensayos no destructivos, ya que cualquier presencia de agrietamiento en éstas pudiese ocasionar daños permanentes en su estructura.

### 2.3. SUBESTRUCTURA DE UNA TORRE DE PERFORACIÓN

La subestructura se encuentra localizada debajo del piso o mesa del mástil. Es un conjunto de elementos estructurales de soporte (patas) resistentes que debe soportar el mástil, los equipos elevadores y el sistema de rotación. Esta subestructura proporciona espacio debajo del mástil para instalar grandes válvulas de seguridad, el preventor de reventones o BOP que evita la arremetida del pozo; la subestructura soporta todo el peso de la torre, el del cuadrante y de toda la sarta.

La base de la subestructura descansa directamente sobre los rieles o el piso a perforar. El equipo de perforación cuenta con una plataforma de trabajo en la parte más alta de la subestructura, la cual es denominada piso o mesa de perforación. La subestructura se eleva de 3 a 12 metros sobre el suelo. La altura exacta de una subestructura depende del espacio que se necesite para colocar el preventor de reventones (BOP).



**Figura 11.** Subestructura de un mástil de perforación.

### 2.3.1. PARTES CONSTITUTIVAS DE LA SUBESTRUCTURA

Para una mejor inspección y mantenimiento de la subestructura sus partes constitutivas son:

- Piso o mesa del mástil.
- Las escaleras de acceso.

#### 2.3.1.1. Piso o mesa del mástil

Es la cubierta colocada sobre el armazón de la subestructura y proporciona la plataforma de trabajo para la mayoría de las operaciones de perforación, sobre la mesa van los diferentes elementos y herramientas de trabajo. Se encuentran equipos, motores, winches, mesa rotaria, malacate, la estructura de la casa del perforador y básicamente en su parte central la mesa rotaria, aquí descansan además herramientas y paradas de tuberías que son utilizadas para las operaciones de perforación en su avance o se sacan en viajes para trabajos específicos.



**Figura 12.** Piso o mesa del mástil de perforación.

### **2.3.1.1.1. La rampa o planchada de trabajo**

Es una plancha de acero que se encuentra ubicada en la parte frontal de un mástil de perforación, va desde la mesa del mástil hasta la plataforma de trabajo situado en el suelo, está unida mediante pines y tornillos que tienen propiedades químicas, físicas y mecánicas específicas.

Por esta plancha de acero suben hasta la mesa del mástil las diferentes tuberías, herramientas y equipos de perforación que son indispensables en la realización de los trabajos de perforación de un pozo de petróleo.



**Figura 13.** Rampa o planchada.

### **2.3.1.1.2. Las escaleras de acceso**

La escalera es el medio por el cual tienen acceso los diferentes miembros de la cuadrilla de perforación a sus puestos de trabajo que se encuentran ubicados en el piso o mesa del mástil (supervisor, perforador y cuñeros), está unida

mediante pines y tornillos que tienen propiedades químicas, físicas y mecánicas específicas.



**Figura 14.** Escaleras de acceso al piso o mesa del mástil.

### **2.3.2. INFORMACIÓN DE LA PLACA DEL FABRICANTE**

La placa del fabricante de la subestructura deberá estar fija a cualquier elemento estructural (columnas, largueros o travesaños) de la misma y ubicada en un lugar visible. El inspector deberá anotar la información contenida en ésta y archivarla en sus documentos de Inspección. (American Petroleum Institute SPEC 4F, 2013)

La placa deberá contener la siguiente información según la norma API SPEC 4F:

- a) Nombre del fabricante;
- b) Dirección del fabricante;



- c) Fecha de fabricación, incluido el mes y el año;
- d) Número de serie;
- e) Máxima carga estática permisible del gancho, en KN (toneladas cortas);
- f) Máxima capacidad nominal de rotación permisible, en KN (toneladas cortas);
- g) Máxima capacidad nominal de regresión de tubería, en KN (toneladas cortas);
- h) Máxima capacidad combinada del gancho y de regresión, en KN (toneladas cortas);
- i) Máxima capacidad combinada de rotación y regresión, en KN (toneladas cortas);
- j) Para subestructuras que soportan a mástiles o torres, se aplica lo siguiente:
  - Máxima velocidad del viento permisible,  $V_{des}$ , en la cota de referencia de 10 m (33 pies) por encima del nivel medio de referencia del mar o suelo en (m/s) o (nudos) para la duración de ráfaga de viento de 3 segundos con cuerdas tensoras y aplicable con tubería almacenada;
  - Máxima velocidad del viento permisible,  $V_{des}$ , en la cota de referencia de 10 m (33 pies) por encima del nivel de referencia del mar o suelo en (m/s) o (nudos) para la duración de ráfaga de

viento de 3 segundos con cuerdas tensoras y aplicable sin tubería almacenada;

- La elevación de la base de la subestructura sobre el nivel medio del mar o de la tierra utilizados en el diseño para cargas de viento en (m) o (pies);

k) API SPEC 4F, Cuarta Edición;

l) PSL 2 (Product Specification Level 2). Nivel de requerimiento técnico y de calidad que se ha tomado en cuenta en la fabricación de la subestructura.

m) Espacio disponible para grabar la fecha de la última inspección.

### **2.3.3. MATERIAL USADO PARA SU CONSTRUCCIÓN**

El material usado para la fabricación de la subestructura tendrá iguales características mecánicas, físicas y químicas que el utilizado en la estructura del mástil, de igual forma el resto de elementos principales estructurales de soporte (patas), largueros, columnas y travesaños y elementos de sujeción (pernos, pines, pasadores y orejas de anclaje). El inspector deberá solicitar al usuario los certificados de origen y calidad del material usado en la subestructura por el fabricante. (American Petroleum Institute SPEC 4F, 2013)

### **2.3.4. SOLDADURAS APLICADAS A LA SUBESTRUCTURA**

Las soldaduras aplicadas a la subestructura deberán ser realizadas mediante procedimientos escritos, previamente calificados y de acuerdo a la norma AWS D1.1. El personal que verifique las juntas soldadas deberá ser calificado mediante un procedimiento escrito que certifique su habilidad y calidad en el trabajo a realizar. (American Welding Society D1.1, 2010)

### **2.3.5. LOCALIZACIÓN DE LAS JUNTAS SOLDADAS EN LA SUBESTRUCTURA**

El fabricante o usuario de la subestructura deberá tener planos de ensamblaje de la subestructura donde se encuentren identificadas las áreas críticas. Las juntas soldadas deberán encontrarse identificadas también en planos, señalando aquellas que deban ser analizadas mediante métodos de ensayos no destructivos, ya que cualquier presencia de agrietamiento en éstas pudiese ocasionar daños permanentes en su estructura.

## **2.4. NORMATIVAS TÉCNICAS PERTINENTES**

A continuación se presenta la respectiva normativa técnica en la cual se sustenta el manual de inspección y mantenimiento del mástil y la subestructura de una torre de perforación de pozos petroleros.

Las normas estandarizadas a nivel internacional en las que el personal encargado de la inspección y mantenimiento del mástil y la subestructura de una torre de perforación debe tener como respaldo para sustentar su trabajo son:

- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, API RP 4G

- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, API SPEC 4F
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, API SPEC Q1
- AMERICAN WELDING SOCIETY, AWS D1.1
- AMERICAN SOCIETY FOR NONDESTRUCTIVE TESTING, SNT TC-1A
- AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS, ASTM A325

#### **2.4.1. API RP 4G. FUNCIONAMIENTO, INSPECCIÓN, MANTENIMIENTO Y REPARACIÓN DE ESTRUCTURAS DE PERFORACIÓN Y ESTRUCTURAS DE REACONDICIONAMIENTO DE POZOS**

##### **2.4.1.1. Objetivo de la norma**

Esta norma proporciona lineamientos y establece los procedimientos recomendados para la inspección, mantenimiento y reparación de los elementos estructurales de torres de perforación y torres de reacondicionamiento de pozos con el fin de mantener en funcionamiento el equipo. (American Petroleum Institute RP 4G, 2012)

Estas recomendaciones deben ser consideradas como complementarias y no como sustituto de las instrucciones y recomendaciones del fabricante de la estructura en servicio. (American Petroleum Institute RP 4G, 2012)

#### **2.4.1.2. Estructuras que abarca la norma**

Las estructuras de las torres de perforación y torres de reacondicionamiento de pozos que abarca esta norma son:

- Mástiles/Torres de Perforación y sus accesorios;
- Subestructura y sus accesorios.

#### **2.4.2. API SPEC 4F. ESPECIFICACIÓN PARA ESTRUCTURAS DE PERFORACIÓN Y ESTRUCTURAS DE REACONDICIONAMIENTO DE POZOS**

##### **2.4.2.1. Alcance de la norma**

Esta especificación establece requisitos y da recomendaciones para estructuras de acero apropiadas para torres de perforación y torres de reacondicionamiento de pozos en las operaciones de la industria petrolera, proporciona un método uniforme de calificación de las estructuras y proporciona dos niveles de especificación del producto o su sigla en inglés PSL. (American Petroleum Institute SPEC 4F, 2013)

Esta especificación es aplicable a todas las nuevas torres y mástiles de perforación de acero (incluyendo mástiles con cuerdas tensoras y mástiles de perforación en servicio), subestructuras y conjuntos de bloques de la corona con una fecha de fabricación después de la fecha de vigencia de esta publicación. (American Petroleum Institute SPEC 4F, 2013)

#### **2.4.2.2. Niveles de especificación del producto PSL**

Esta norma establece los requisitos para dos PSL para estructuras de torres de perforación y torres de reacondicionamiento de pozos, que definen dos niveles de requisitos técnicos y de calidad. Estos requisitos reflejan las prácticas llevadas a cabo en la actualidad por la industria manufacturera. PSL 1: incluye un nivel estándar de calidad para las estructuras. PSL 2: incluye todos los requisitos de PSL 1 más requisitos adicionales como: composición química, dureza y resistencia. (American Petroleum Institute SPEC 4F, 2013)

#### **2.4.3. API SPEC Q1. ESPECIFICACIÓN DE LOS REQUISITOS DE MANUFACTURA DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE CALIDAD EN ORGANIZACIONES PARA LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y GAS NATURAL.**

##### **2.4.3.1. Alcance de la norma**

En esta norma detalla los requisitos mínimos de un sistema de gestión de calidad de una organización para demostrar su capacidad para proporcionar de forma coherente productos confiables y procesos relacionados con la fabricación que satisfagan al cliente y los requerimientos legales. (American Petroleum Institute Q1, 2013)

##### **2.4.3.2. Sistema de gestión de calidad**

La organización debe establecer, documentar, implementar y mantener en todo momento un sistema de gestión de calidad para todos los productos y servicios prestados para su uso en la industria del petróleo y el gas natural. La

organización debe medir la eficacia y mejorar el sistema de gestión de calidad de acuerdo con los requisitos de esta especificación. (American Petroleum Institute Q1, 2013)

#### **2.4.3.3. Determinación de los requisitos**

La organización debe determinar:

- Requisitos especificados por el cliente.
- Requisitos legales y otros aplicables.
- Los requisitos no establecidos por el cliente pero que se consideren necesarios por la organización para la prestación del producto o servicio.

#### **2.4.3.4. Control de inconformidad de un producto**

La organización debe mantener los procedimientos de control documentados para identificar las responsabilidades relacionadas con el producto no conforme. (American Petroleum Institute Q1, 2013)

El procedimiento para hacer frente a los productos no conformes identificados durante la realización del producto debe incluir controles para:

- La identificación del producto antes de su entrega.
- El tratamiento de la no conformidad detectada

- Tomar acciones para impedir su entrega.

Autorizando su uso, liberación o aceptación bajo la responsabilidad de la autoridad pertinente.

El procedimiento para hacer frente a los productos no conformes identificados después de la entrega deberá incluir controles para:

- Identificar, documentar y reportar las no conformidades o fallas en el producto identificado después de la entrega.
- Garantizar el análisis de la no conformidad del producto, siempre que el producto o evidencia documentada apoye la no conformidad para facilitar la determinación de la causa.
- Tomar acciones apropiadas a los efectos, o efectos potenciales, de la no conformidad cuando se detecta un producto no conforme después de la entrega.

#### **2.4.4. AWS D1.1. CÓDIGO DE SOLDADURA ESTRUCTURAL- ACERO**

Para propósitos de éste análisis se extrae de esta norma, en su mayoría, las disposiciones contenidas en la Sección 6, por lo que se proporciona su alcance general y el específico de la sección de interés. (American Welding Society D1.1, 2010)

##### **2.4.4.1. Alcance general de la norma**



Este código contiene los requisitos para la fabricación y montaje de estructuras de acero soldadas. Cuando se establece este código en los documentos de un contrato, es obligatorio el cumplimiento de todas sus disposiciones, exceptuando las provistas por el ingeniero calificado o que el contrato modifique o excluya. (American Welding Society D1.1, 2010)

#### **2.4.4.2. Alcance de la sección 6 - Inspección**

Esta sección contiene todos los requisitos para las calificaciones y responsabilidades de los inspectores, criterios de aceptación para discontinuidades y procedimientos para ensayos no destructivos. (American Welding Society D1.1, 2010)

### **2.4.5. SNT - TC – 1A. CALIFICACIÓN Y CERTIFICACIÓN DEL PERSONAL EN ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS**

#### **2.4.5.1. Alcance de la norma**

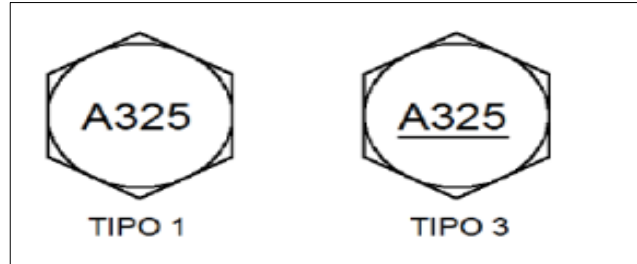
Está reconocido que la efectividad de la aplicación de los Ensayos No Destructivos (END) depende de las capacidades del personal que es responsable de realizarlas. Esta norma ha sido preparada para establecer los lineamientos para la calificación y certificación del personal de Ensayos No Destructivos que requiere en sus trabajos específicos el conocimiento apropiado de los principios técnicos de los Ensayos No Destructivos que ejecuta, atestigua, monitorea o evalúa. (The American Society for Nondestructive Testing SNT-TC-1A, 2011)

## 2.4.6. ASTM A325. PERNOS ESTRUCTURALES DE ALTA RESISTENCIA

### 2.4.6.1. Introducción

El perno A325 es fabricado bajo tratamiento térmico y con un acero de medio carbono. (Garzón Chalco, 2011)

Los pernos de alta resistencia de acuerdo a su clasificación metalúrgica están divididos en dos grupos, el grupo 1 cubre aceros al medio carbono para el perno A325, y para acero de baja aleación para el perno A 490. El tipo o grupo 3 cubre las especificaciones de pernos de alta resistencia, los cuales han sido mejorados para resistir la corrosión atmosférica, los pernos del tipo 3 se diferencian del tipo 1 en la línea que se encuentra subrayando la especificación ASTM del perno en la cabeza hexagonal del mismo. (Garzón Chalco, 2011)



**Figura 15.** Nomenclatura en cabeza de pernos ASTM A325.

**Fuente:** (Garzón Chalco, 2011)

#### 2.4.6.1.1. Método de control de torque

Este método consiste en registrar un torque determinado en el instrumento instalador, el cual transmite ésta energía de torque en el perno y se aprecia en una elongación determinada y por ende se obtiene la precarga deseada, la llave

se detiene una vez que alcanza el torque especificado. La siguiente tabla indica las condiciones de instalación del juego perno-tuerca y torque aplicado para un perno ASTM A325 de 7/8" de diámetro. (Garzón Chalco, 2011)

**Tabla 1.** Torque requerido para un perno de 7/8" de diámetro.

	<b>Perno Engrasado</b>	<b>Perno Seco</b>	<b>Perno Oxidado</b>
<b>Torque (pies-lbs)</b>	300	500	800

**Fuente:** (Garzón Chalco, 2011)

#### 2.4.6.2. Tuercas

Las tuercas que se utilizan conjuntamente con los pernos de alta resistencia están bajo la normativa ASTM A563 grado C para los pernos A325, de igual manera existen tuercas tipo 1 y 3. (Garzón Chalco, 2011)

**Tabla 2.** Dimensiones estándares de pernos y tuercas.

<b>Diámetro Nominal del Perno, plg.</b>	<b>Dimensiones de Pernos Estructurales de Cabeza Hexagonal Pesada</b>			<b>Dimensiones de Tuercas Hexagonales Pesadas</b>	
	<b>Ancho a través de cara plana F, plg.</b>	<b>Altura H1, plg.</b>	<b>Longitud roscada T, plg.</b>	<b>Ancho a través de cara plana W, plg.</b>	<b>Altura H2, plg.</b>
1/2	7/8	5/16	1	7/8	31/64
5/8	1 1/16	25/64	1 1/4	1 1/16	39/64
3/4	1 1/4	15/32	1 3/8	1 1/4	47/64
7/8	1 7/16	35/64	1 1/2	1 7/16	55/64
1	1 5/8	39/64	1 3/4	1 5/8	63/64
1 1/8	1 13/16	11/16	2	1 13/16	1 7/64
1 1/4	2	25/32	2	2	1 7/32
1 3/8	2 3/16	27/32	2 1/4	2 3/16	1 11/32
1 1/2	2 3/8	15/16	2 1/4	2 3/8	1 15/32

**Fuente:** (Garzón Chalco, 2011)

### **2.4.6.3. Arandelas**

El tipo de arandelas que se utiliza en conjunto con los pernos de alta resistencia están bajo la especificación ASTM F436 y su función fundamental es la de aportar una superficie endurecida no abrasiva bajo la cabeza del perno o la tuerca de trabajo pesado. (Garzón Chalco, 2011)

## **2.5. NORMAS ECUATORIANAS QUE REGULAN LA SEGURIDAD LABORAL**

### **2.5.1. OBLIGACIONES DE LAS EMPRESAS QUE REALIZAN PROCESOS DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS**

Artículo 31 literal A, E, F, Q. PETROECUADOR y los contratistas o asociados, en exploración y explotación de hidrocarburos, en refinación, en transporte y en comercialización, están obligados, en cuanto les corresponda, a lo siguiente:

a. Adicionalmente el contratista de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos, realizará un programa de capacitación técnica y administrativa, en todos los niveles, de acuerdo al Reglamento de esta Ley, a fin de que en el lapso de los primeros cinco años del período de explotación, la ejecución de las operaciones sea realizada íntegramente por trabajadores y empleados administrativos ecuatorianos y por mínimo de noventa por ciento de personal técnico nacional. El diez por ciento de personal técnico extranjero fomentará la transferencia de tecnología al personal nacional;

e. Emplear maquinaria moderna y eficiente, y aplicar los métodos más apropiados para obtener la más alta productividad en las actividades

industriales y en la explotación de los yacimientos observando en todo caso la política de conservación de reservas fijada por el Estado;

f. Sujetarse a las normas de calidad y a las especificaciones de los productos, señaladas por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero;

q. Proporcionar facilidades de alojamiento, alimentación y transporte, en los campamentos de trabajo, a los inspectores y demás funcionarios del Estado.

## **2.5.2. DECRETO EJECUTIVO 2393, REGLAMENTO DE SEGURIDAD Y SALUD DE LOS TRABAJADORES Y MEJORAMIENTO DEL MEDIO AMBIENTE DE TRABAJO**

### **2.5.2.1. Art. 27. ESCALERAS FIJAS DE SERVICIO DE MÁQUINAS E INSTALACIONES**

1. Las partes metálicas de las escaleras serán de acero, hierro forjado, fundición maleable u otro material equivalente y estarán adosadas sólidamente a los edificios, depósitos, máquinas o elementos que las precisen.
2. En las escaleras fijas la distancia entre el frente de los escalones y las paredes más próximas al lado de ascenso, será por lo menos de 750 milímetros. La distancia entre la parte posterior de los escalones y el objeto fijo más próximo será por lo menos de 160 milímetros. Habrá un espacio libre de 500 milímetros a ambos lados del eje de la escalera, si no está provisto de áreas metálicas protectoras u otros dispositivos equivalentes.

3. Si se emplean escaleras fijas para alturas mayores de 7 metros se instalarán plataformas de descanso cada 7 metros o fracción. Estarán provistas de aros metálicos protectores, con separación máxima de 500 milímetros, o bien dispositivos anticaídas, siendo la distancia máxima de caída libre de un metro.
4. Los asideros verticales de las escaleras fijas deben extenderse hasta un metro por encima del punto superior a que se apliquen, o tener a la misma altura un asidero adicional adecuado de modo que los usuarios de la escalera encuentren el apoyo suficiente.

Los peldaños de la escalera no rebasarán el descanso superior.

#### **2.5.2.2. Art. 28. ESCALERAS DE MANO**

1. Las escaleras de mano ofrecerán siempre las garantías de solidez, estabilidad y seguridad y de aislamiento o incombustión en caso de riesgo de incendio.
4. En la utilización de escaleras de mano se adoptarán las siguientes precauciones:
  - a) Se apoyarán en superficies planas y sólidas y en su defecto sobre placas horizontales de suficiente resistencia y fijeza.
  - b) De acuerdo a la superficie en que se apoyen estarán provistas de zapatas, puntas de hierro, grapas u otros medios antideslizantes en su pie o sujetas en la parte superior mediante cuerdas o ganchos de sujeción.

- c) Para el acceso a los lugares elevados sobrepasarán en un metro los puntos superiores de apoyo.
- d) El ascenso, descenso y trabajo, se hará siempre de frente a la escalera.
- e) Cuando se apoyen en postes se emplearán amarres o abrazadoras de sujeción.
- f) No se utilizarán simultáneamente por dos trabajadores.
- g) Se prohíbe, sobre las mismas, el transporte manual de pesos superiores a 20 kilogramos. Los pesos inferiores podrán transportarse siempre y cuando queden ambas manos libres para la sujeción.
- h) La distancia entre el pie y la vertical de su punto superior de apoyo, será la cuarta parte de longitud de la escalera hasta dicho punto de apoyo.
- i) Se prohíbe el empalme de dos escaleras, a no ser que en su estructura cuenten con dispositivos especiales preparados para ello.
- j) Para efectuar trabajos en escaleras de mano a alturas superiores a los tres metros se exigirá el uso del cinturón de seguridad.
- k) Nunca se colocará una escalera de mano frente a una puerta de forma que pudiera interferir la apertura de ésta, a menos que estuviera bloqueada o convenientemente vigilada.
- l) La distancia entre peldaños debe ser uniforme y no mayor a 300 milímetros.

6. Las escaleras de mano para salvar alturas mayores a 7 metros, deberán ser especiales y susceptibles de ser fijadas sólidamente por su cabeza y su base.
7. Las escaleras dobles o de tijera estarán provistas de topes que fijen su apertura en la parte superior y de cadenas, cables o tirantes a moderada tensión como protección adicional.
8. Las partes metálicas de las escaleras serán de acero, hierro forjado, fundición maleable u otro material equivalente.
9. Las escaleras que pongan en comunicación distintos niveles, deberán salvar cada una, sólo la altura entre dos niveles inmediatos.

#### **2.5.2.3. Art. 29. PLATAFORMA DE TRABAJO**

1. Las plataformas de trabajo, fijas o móviles, estarán construidas de materiales sólidos y su estructura y resistencia serán proporcionales a las cargas fijas o móviles que hayan de soportar.

En ningún caso su ancho será menor de 800 milímetros.

2. Los pisos de las plataformas de trabajo y los pasillos de comunicación entre las mismas, estarán sólidamente unidos, se mantendrán libres de obstáculos y serán de material antideslizante; además, estarán provistos de un sistema para evacuación de líquidos.



3. Las plataformas situadas a más de tres metros de altura, estarán protegidas en todo su contorno por barandillas y rodapiés de las características que se señala en el Art. 32.

4. Cuando se ejecuten trabajos sobre plataformas móviles se aplicarán dispositivos de seguridad que eviten su desplazamiento o caída.

5. Cuando las plataformas descansen sobre caballetes se cumplirán las siguientes normas:

a) Su altura nunca será superior a 3 metros.

b) Los caballetes no estarán separados entre sí más de dos metros.

c) Los puntos de apoyo de los caballetes serán sólidos, estables y bien nivelados.

d) Se prohíbe el uso de caballetes superpuestos.

e) Se prohíbe el empleo de escaleras, sacos, bidones, etc., como apoyo del piso de las plataformas.

#### **2.5.2.4. Art. 30. ABERTURAS EN PISOS**

1. Las aberturas en los pisos, estarán siempre protegidas con barandillas y rodapiés de acuerdo a las disposiciones del Art. 32.

2. Las aberturas para escaleras estarán protegidas sólidamente por todos los lados y con barandilla móvil en la entrada.

3. Las aberturas para gradas estarán también sólidamente protegidas por todos los lados, excepto por el de entrada.

4. Las aberturas para escotillas, conductos y pozos tendrán barandillas y rodapiés fijos, por dos de los lados, y móviles por los dos restantes, cuando se usen ambos para entrada y salida.

5. Las aberturas en pisos de poco uso, podrán estar protegidas por una cubierta móvil, que gire sobre bisagras, situada al ras del suelo, en cuyo caso, siempre que la cubierta no esté colocada, la abertura estará protegida por barandilla portátil, a lo largo de todo su borde.

6. Los agujeros destinados exclusivamente a inspección podrán ser protegidos por una simple cubierta de resistencia adecuada sin necesidad de bisagras, pero sujeta de tal manera que no se pueda deslizar.

7. Las barandillas móviles u otros medios de protección de aberturas que hayan sido retirados, para dar paso a personas u objetos, se colocarán inmediatamente en su sitio.

#### **2.5.2.5. Art. 32. BARANDILLAS Y RODAPIES**

1. Las barandillas y rodapiés serán de materiales rígidos y resistentes, no tendrán astillas, ni clavos salientes, ni otros elementos similares susceptibles de producir accidentes.

2. La altura de las barandillas será de 900 milímetros a partir del nivel del piso; el hueco existente entre el rodapié y la barandilla estará protegido por una barra

horizontal situada a media distancia entre la barandilla superior y el piso, o por medio de barrotes verticales con una separación máxima de 150 milímetros.

3. Los rodapiés tendrán una altura mínima de 200 milímetros sobre el nivel del piso y serán sólidamente fijados.

#### **2.5.2.6. Art. 55. RUIDOS Y VIBRACIONES**

2. El anclaje de máquinas y aparatos que produzcan ruidos o vibraciones se efectuará con las técnicas que permitan lograr su óptimo equilibrio estático y dinámico, aislamiento de la estructura o empleo de soportes anti vibratorios.

3. Las máquinas que produzcan ruidos o vibraciones se ubicarán en recintos aislados si el proceso de fabricación lo permite, y serán objeto de un programa de mantenimiento adecuado que aminore en lo posible la emisión de tales contaminantes físicos.

4. (Reformado por el Art. 31 del D.E. 4217, R.O. 997, 10-VIII-88) Se prohíbe instalar máquinas o aparatos que produzcan ruidos o vibraciones, adosados a paredes o columnas excluyéndose los dispositivos de alarma o señales acústicas.

6. (Reformado por el Art. 33 del D.E. 4217, R.O. 997, 10-VIII-88) Se fija como límite máximo de presión sonora el de 85 decibeles escala A del sonómetro, medidos en el lugar en donde el trabajador mantiene habitualmente la cabeza, para el caso de ruido continuo con 8 horas de trabajo. No obstante, los puestos de trabajo que demanden fundamentalmente actividad intelectual, o tarea de regulación o de vigilancia, concentración o cálculo, no excederán de 70 decibeles de ruido.

**2.5.2.7. Art. 73. APARATOS, MÁQUINAS Y HERRAMIENTAS.  
INSTALACIÓN DE MÁQUINAS FIJAS. UBICACIÓN**

1. Las máquinas estarán situadas en áreas de amplitud suficiente que permita su correcto montaje y una ejecución segura de las operaciones.
2. Se ubicarán sobre suelos o pisos de resistencia suficiente para soportar las cargas estáticas y dinámicas previsibles.

Su anclaje será tal que asegure la estabilidad de la máquina y que las vibraciones que puedan producirse no afecten a la estructura del edificio, ni importen riesgos para los trabajadores.

3. Las máquinas que, por la naturaleza de las operaciones que realizan, sean fuente de riesgo para la salud, se protegerán debidamente para evitarlos o reducirlos. Si ello no es posible, se instalarán en lugares aislantes o apartados del resto del proceso productivo.

El personal encargado de su manejo utilizará el tipo de protección personal correspondiente a los riesgos a que esté expuesto.

**2.5.2.8. Art. 91. UTILIZACIÓN Y MANTENIMIENTO DE MÁQUINAS FIJAS**

1. Las máquinas se utilizarán únicamente en las funciones para las que han sido diseñadas.

2. Todo operario que utilice una máquina deberá haber sido instruido y entrenado adecuadamente en su manejo y en los riesgos inherentes a la misma. Asimismo, recibirá instrucciones concretas sobre las prendas y elementos de protección personal que esté obligado a utilizar.

3. No se utilizará una máquina si no está en perfecto estado de funcionamiento, con sus protectores y dispositivos de seguridad en posición y funcionamiento correctos.

4. Para las operaciones de alimentación, extracción y cambio de útiles, que por el peso, tamaño, forma o contenido de las piezas entrañen riesgos, se dispondrán los mecanismos y accesorios necesarios para evitarlos.

#### **2.5.2.9. Art. 92. MANTENIMIENTO**

1. El mantenimiento de máquinas deberá ser de tipo preventivo y programado.

2. Las máquinas, sus resguardos y dispositivos de seguridad serán revisados, engrasados y sometidos a todas las operaciones de mantenimiento establecidas por el fabricante, o que aconseje el buen funcionamiento de las mismas.

3. Las operaciones de engrase y limpieza se realizarán siempre con las máquinas paradas, preferiblemente con un sistema de bloqueo, siempre desconectadas de la fuerza motriz y con un cartel bien visible indicando la situación de la máquina y prohibiendo la puesta en marcha.

En aquellos casos en que técnicamente las operaciones descritas no pudieren efectuarse con la maquinaria parada, serán realizadas con personal especializado y bajo dirección técnica competente.

4. La eliminación de los residuos de las máquinas se efectuará con la frecuencia necesaria para asegurar un perfecto orden y limpieza del puesto de trabajo.

#### **2.5.2.10. Art. 94. UTILIZACIÓN Y MANTENIMIENTO DE MÁQUINAS PORTÁTILES**

1. La utilización de las máquinas portátiles se ajustará a lo dispuesto en los puntos 1, 2 y 3 del artículo 91.

2. Al dejar de utilizar las máquinas portátiles, aun por períodos breves, se desconectarán de su fuente de alimentación.

3. Las máquinas portátiles serán sometidas a una inspección completa, por personal calificado para ello, a intervalos regulares de tiempo, en función de su estado de conservación y de la frecuencia de su empleo.

4. Las máquinas portátiles se almacenarán en lugares limpios, secos y de modo ordenado.

5. Los órganos de mando de las máquinas portátiles estarán ubicados y protegidos de forma que no haya riesgo de puesta en marcha involuntaria y que faciliten la parada de aquéllas.

6. Todas las partes agresivas por acción atrapante, cortante, lacerante, punzante, prensante, abrasiva y proyectiva, en que resulte técnicamente posible, dispondrán de una protección eficaz conforme a lo estipulado en el Capítulo II del presente título.

7. El mantenimiento de las máquinas portátiles se realizará de acuerdo con lo establecido en el artículo 92.

#### **2.5.2.11. Art. 175. DISPOSICIONES GENERALES. PROTECCIÓN PERSONAL**

1. La utilización de los medios de protección personal tendrá carácter obligatorio en los siguientes casos:

- a) Cuando no sea viable o posible el empleo de medios de protección colectiva.
- b) Simultáneamente con éstos cuando no garanticen una total protección frente a los riesgos profesionales.

2. La protección personal no exime en ningún caso de la obligación de emplear medios preventivos de carácter colectivo.

3. Sin perjuicio de su eficacia los medios de protección personal permitirán, en lo posible, la realización del trabajo sin molestias innecesarias para quien lo ejecute y sin disminución de su rendimiento, no entrañando en sí mismos otros riesgos.

4. El empleador estará obligado a:

- a) Suministrar a sus trabajadores los medios de uso obligatorios para protegerles de los riesgos profesionales inherentes al trabajo que desempeñan.
- b) Proporcionar a sus trabajadores los accesorios necesarios para la correcta conservación de los medios de protección personal, o disponer de un servicio encargado de la mencionada conservación.
- c) Renovar oportunamente los medios de protección personal, o sus componentes, de acuerdo con sus respectivas características y necesidades.
- d) Instruir a sus trabajadores sobre el correcto uso y conservación de los medios de protección personal, sometiéndose al entrenamiento preciso y dándole a conocer sus aplicaciones y limitaciones.
- e) Determinar los lugares y puestos de trabajo en los que sea obligatorio el uso de algún medio de protección personal.

5. El trabajador está obligado a:

- a) Utilizar en su trabajo los medios de protección personal, conforme a las instrucciones dictadas por la empresa.
- b) Hacer uso correcto de los mismos, no introduciendo en ellos ningún tipo de reforma o modificación.
- c) Atender a una perfecta conservación de sus medios de protección personal, prohibiéndose su empleo fuera de las horas de trabajo.



- d) Comunicar a su inmediato superior o al Comité de Seguridad o al Departamento de Seguridad e Higiene, si lo hubiere, las deficiencias que observe en el estado o funcionamiento de los medios de protección, la carencia de los mismos o las sugerencias para su mejoramiento funcional.
6. En el caso de riesgos concurrentes a prevenir con un mismo medio de protección personal, éste cubrirá los requisitos de defensa adecuados frente a los mismos.
7. Los medios de protección personal a utilizar deberán seleccionarse de entre los normalizados u homologados por el INEN y en su defecto se exigirá que cumplan todos los requisitos del presente título.

### **2.5.3. CREACIÓN DE LA ENTIDAD QUE REGULA Y CONTROLA EL SECTOR HIDROCARBURÍFERO**

Artículo 11. Créase la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, ARCH, como organismo técnico-administrativo, encargado de regular, controlar y fiscalizar las actividades técnicas y operacionales en las diferentes fases de la Industria Hidrocarburífera, que realicen las empresas públicas o privadas, nacionales, extranjeras, empresas mixtas, consorcios, asociaciones u otras formas contractuales y demás personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras que ejecuten actividades Hidrocarburíferas en el Ecuador.

La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero será una institución de derecho público, adscrita al Ministerio Sectorial con personalidad jurídica, autonomía administrativa, técnica, económica, financiera y patrimonio propio.

La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero tendrá un Directorio que se conformará y funcionará según lo dispuesto en el Reglamento.

El representante legal de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero será el Director designado por el Directorio.

#### **2.5.3.1. Estatuto orgánico de gestión organizacional de la ARCH**

Artículo 5. Transversalizar la gestión de riesgos de las operaciones y de las actividades hidrocarburíferas mediante la prevención en el control y fiscalización, de tal manera que en la ocurrencia de eventos adversos se disminuya el impacto social y minimice las pérdidas en la infraestructura.

#### **2.5.3.2. Atribuciones de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero**

Son atribuciones de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, las siguientes:

- a. Regular, controlar y fiscalizar las operaciones de exploración, explotación, industrialización, refinación, transporte, y comercialización de hidrocarburos;
- b. Controlar la correcta aplicación de la presente Ley, sus reglamentos y demás normativa aplicable en materia Hidrocarburífera;
- c. Ejercer el control técnico de las actividades hidrocarburíferas;

- d. Auditar las actividades hidrocarburíferas, por sí misma o a través de empresas especializadas;
- e. Aplicar multas y sanciones por las infracciones en cualquier fase de la industria Hidrocarburífera, por los incumplimientos a los contratos y las infracciones a la presente Ley y a sus reglamentos;
- f. Conocer y resolver sobre las apelaciones y otros recursos que se interpongan respecto de las resoluciones de sus unidades desconcentradas;
- g. Intervenir, directamente o designando interventores, en las operaciones hidrocarburíferas de las empresas públicas, mixtas y privadas para preservar los intereses del Estado;
- h. Fijar y recaudar los valores correspondientes a las tasas por los servicios de administración y control;
- i. Ejercer la jurisdicción coactiva en todos los casos de su competencia;
- j. Solicitar al Ministerio Sectorial, mediante informe motivado, la caducidad de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, o la revocatoria de autorizaciones o licencias emitidas por el Ministerio Sectorial en las demás actividades Hidrocarburíferas; y,
- k. Las demás que le correspondan conforme a esta Ley y los reglamentos que se expidan para el efecto.

## **CAPÍTULO III**

### **3. METODOLOGÍA**

#### **3.1. PROCESO DE INSPECCIÓN DE LAS ESTRUCTURAS METÁLICAS DE UNA TORRE DE PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS**

##### **3.1.1. GENERALIDADES**

Al momento de realizar una inspección, el orden de su ejecución es primordial para que esta se realice de una forma rápida y eficiente. La elaboración de un procedimiento ayuda a que se cumpla lo mencionado consiguiendo que se logre un trabajo de calidad.

En el presente capítulo se desarrolla lineamientos que ayudará al inspector encargado a cumplir con su labor, estos lineamientos se basarán en la norma API RP 4G y API SPEC 4F.

##### **3.1.2. PERSONAL ENCARGADO DE LA INSPECCIÓN DE LAS ESTRUCTURAS METÁLICAS DE UNA TORRE DE PERFORACIÓN**

El personal encargado de realizar la inspección a las estructuras metálicas de una torre de perforación petrolera debe cumplir con requerimientos basados en su preparación y experiencia como poseer un título profesional reconocido, certificados, posición profesional o cuyo conocimiento entrenamiento o práctica laboral avalen su capacidad para solucionar problemas relacionados con la

torre, trabajos que desempeña ésta, el tipo de equipo a ser evaluado, materiales, soldaduras y accesorios.

### **3.1.3. CATEGORÍAS DE INSPECTORES**

#### **3.1.3.1. Inspector Categoría I**

El inspector categoría I es todo el personal que se encuentra realizando actividades en la torre como el personal de la cuadrilla, mecánicos, soldadores, así como supervisores e ingenieros. Todos ellos deberán estar bajo entrenamiento constante con el fin de ser capaces de llevar a cabo inspecciones visuales.

#### **3.1.3.2. Inspector Categoría II**

El inspector categoría II es aquel designado por el propietario o usuario de la torre, el cual posee la adecuada experiencia y conocimiento en mástiles y subestructuras de torres de perforación petrolera. Esta persona normalmente posee experiencia en campo y ha ocupado puestos de superintendente, ingeniero residente o supervisor de perforación. Será el encargado de realizar o supervisar inspecciones categoría I y II según sea necesario.

#### **3.1.3.3. Inspector Categoría III**

El inspector categoría III, es designado por el fabricante, usuario de la torre o una compañía externa; acreditando experiencia, entrenamiento y adecuado conocimiento de los criterios proporcionados por la categoría III de inspección.

Las personas que usualmente califican para este cargo son: ingenieros, técnicos especialistas en ensayos no destructivos (END). Técnicos ASNT nivel II o personal operativo de nivel senior como: superintendente de pozo, rig manager o gerente de operaciones. Será el encargado de supervisar inspecciones categorías I y II; o de realizar inspecciones categoría III y IV.

#### **3.1.3.4. Inspector Categoría IV**

El inspector categoría IV debe ser un ingeniero profesional con experiencia en mástiles y subestructuras de torres de perforación, un representante del fabricante del equipo original o un representante autorizado de otro fabricante de estructuras de perforación.

Adicionalmente, el inspector categoría IV debe satisfacer los requerimientos de un inspector categoría III y poseer la experiencia, entrenamiento y adecuado conocimiento para conducir o supervisar de forma directa inspecciones categoría IV.

#### **3.1.4. INSPECCIÓN DE ESTRUCTURAS METÁLICAS**

En las estructuras metálicas se realizan diferentes tipos de inspecciones, estas deben ser realizadas por el personal calificado como se mencionó anteriormente, las inspecciones se clasifican en:

- Inspecciones iniciales.
- Inspecciones regulares.

- Inspecciones frecuentes.
- Inspecciones periódicas.

#### **3.1.4.1. Inspecciones Iniciales**

Las inspecciones iniciales son llevadas a cabo por personal especializado de torres de perforación y de estructuras, previo al uso de todo el equipo nuevo, recién adquirido o modificado de acuerdo al diseño original a fin de verificar que los mismos cumplen con lo establecido por el fabricante. (Garzón Naranjo, 2006)

Si se trata de estructuras nuevas o recién adquiridas, el inspector deberá exigir a los usuarios, que estas sean incluidas en programas de inspección y mantenimiento preventivo e iniciar el historial de los mismos con la ayuda de los manuales de operación y mantenimiento del fabricante. Adicionalmente, exigir certificados de garantía de la estructura emitidos por el fabricante. (Garzón Naranjo, 2006)

Si se trata de estructuras en las cuales se han ejecutado labores de reparaciones o modificaciones, el inspector deberá recomendar que se ajusten las frecuencias de mantenimiento e inspección, según las nuevas condiciones operacionales de la estructura en servicio. Igualmente se deberá verificar que las modificaciones realizadas a estas estructuras, hayan sido previamente aprobadas por el fabricante o usuario. Todas las modificaciones deben ser actualizadas y detalladas en el historial del equipo, haciendo especial énfasis en lo que respecta a sus áreas críticas. (Garzón Naranjo, 2006)

#### **3.1.4.2. Inspecciones Regulares**

Varían según la frecuencia de la inspección, la cual es asignada dependiendo de funcionamiento de la estructura, características de sus áreas críticas, grado de deterioro a la cual se encuentran estas expuestas (condiciones ambientales, operacionales y de servicio). (Garzón Naranjo, 2006)

Estas inspecciones no requieren el desmantelamiento parcial o total de la estructura en servicio, a menos que según recomendaciones del fabricante o por las condiciones detectadas en sus componentes durante la inspección, se haga necesaria el desmantelamiento de la estructura. Sin embargo, para el caso de componentes estructurales que puedan originar colapso (columnas transversales o centrales principales, travesaños, soportes, tope de mástiles) estos deben ser desacoplados para ser inspeccionados con ensayos no destructivos anualmente.

#### **3.1.4.3. Inspecciones Frecuentes**

Son evaluaciones visuales bajo la responsabilidad del operador y/o usuario de la estructura en servicio. Deberán efectuarse previo a su funcionamiento de acuerdo a la frecuencia siguiente:

- Diaria
- Semanal
- Mensual

En estas inspecciones se habrán de determinar condiciones tales como:



- Deformación, agrietamiento, corrosión o desconchamiento de la pintura, en los elementos estructurales principales de soporte (patas), columnas, largueros, travesaños y en los elementos de sujeción (pernos, pines, pasadores y orejas de anclaje).
- Filtraciones de aceite, abrasión excesiva del recubrimiento de mangueras de sistemas hidráulicos, en particular aquellas que estén sujetas a flexión durante la perforación.
- Incumplimiento de las especificaciones del fabricante en el arreglo de los cables de acero en las poleas.
- Deformaciones o fisuras en los ganchos de carga y daños visibles en la cuadratura del bloque corona.
- Daños por desgaste, corrosión, deformación o falta de lubricación en los cables de acero.

Un informe por escrito del resultado de estas inspecciones en el mástil y la subestructura deberá ser archivado por el usuario de la torre de perforación, quien deberá mantener esta información disponible en los archivos y documentaciones pertinentes. (Garzón Naranjo, 2006)

#### **3.1.4.4. Inspecciones Periódicas**

Inspecciones parciales o generales realizadas en la estructura, elementos estructurales principales de soporte (patas), columnas, largueros, travesaños y elementos de sujeción (pernos, pines, pasadores y orejas de anclaje) mediante

la aplicación de los métodos de ensayos no destructivos, esencialmente el método de radiografía industrial o el método de ultrasonido industrial. Las mismas deberán realizarse por el personal técnico calificado, de acuerdo a las frecuencias siguientes:

- Anualmente
- Semestralmente
- Trimestralmente

Dependiendo del tipo de estructura en servicio y recomendaciones del fabricante, las frecuencias antes indicadas pueden ser utilizadas para realizar inspecciones generales; o bien, inspección parcial del mismo dirigido a las áreas críticas. Sin embargo todos los elementos estructurales principales de soporte (patas), columnas, largueros, travesaños y elementos de sujeción (pernos, pines, pasadores y orejas de anclaje) deben ser inspeccionados al menos una vez al año. (Garzón Naranjo, 2006)

### **3.1.5. CATEGORÍA DE LAS INSPECCIONES**

#### **3.1.5.1. Inspección Categoría I**

Es una observación visual en forma general, del mástil y de la subestructura en busca de deformaciones o corrosión de la estructura en general, elementos estructurales principales de soporte (patas), columnas, largueros, travesaños y elementos de sujeción (pernos, pines, pasadores y orejas de anclaje). Lo realiza todo el personal de la torre durante su funcionamiento normal.

### **3.1.5.2. Inspección Categoría II**

Aquí se realiza una inspección categoría I y una inspección más profunda en el que se incluye a las áreas que soportan las cargas principales (áreas críticas) y poleas en busca de fisuras, desperfectos, corrosión, piezas sueltas o faltantes y un desgaste prematuro de los elementos de sujeción (pernos, pines, pasadores y orejas de anclaje).

### **3.1.5.3. Inspección Categoría III**

Aquí se realiza una inspección visual profunda y detallada de todos los componentes que soportan cargas (áreas críticas), elementos estructurales principales de soporte (patas), columnas, largueros, travesaños y elementos de sujeción (pernos, pines, pasadores y orejas de anclaje); además se complementa esta inspección con ayuda de los ensayos no destructivos, principalmente líquidos penetrantes y partículas magnéticas a todas las soldaduras aplicadas en la estructura. Toda la inspección tiene que estar documentada siguiendo los lineamientos recomendados por la norma API RP 4G en sus anexos A, B, C o D. La información completa tiene que ser guardada en los archivos del taladro. Los documentos de las inspecciones realizadas en los servicios de mantenimiento de pozos, transporte del mástil y subestructura (trasteo), elevación y descenso del mástil deben ser incluidos en los archivos.

### **3.1.5.4. Inspección Categoría IV**

Además de realizar una inspección categoría III, el mástil y la subestructura tienen que ser desarmados y limpiados para que se efectúen los ensayos no destructivos (END) a todas las áreas críticas definidas por el fabricante o

usuario de las estructuras en servicio. Se recomienda una medición de espesores por ultrasonido industrial o radiografía industrial a todos los elementos estructurales principales de soporte (patas), columnas, largueros, travesaños y elementos de sujeción (pernos, pines, pasadores y orejas de anclaje).

Cualquier daño encontrado durante la inspección será definido como: mayor, secundario y menor, basado en lo siguiente:

- **Daño Mayor:** Una deformación geométrica significativa o daño estructural en componentes que soportan las cargas principales incluyendo al sistema de elevación, elementos estructurales principales de soporte (columnas, largueros y travesaños), elementos de sujeción (pernos, pines, pasadores y orejas de anclaje) y el bloque corona. Como daño estructural se entenderá los deterioros encontrados en uniones soldadas, corrosión que implique un alto desgaste en el espesor del material y agrietamientos por esfuerzos de la estructura. (American Petroleum Institute RP 4G, 2012)
- **Daño Secundario:** Daño o distorsión en componentes estructurales que no soportan cargas principales. (American Petroleum Institute RP 4G, 2012)
- **Daño Menor:** Desperfecto o distorsión en equipo auxiliar (escaleras, encuelladero, caminaderas, pasa manos y ganchos). Desperfectos como la presencia de corrosión en sus elementos estructurales, cortes o torceduras. (American Petroleum Institute RP 4G, 2012)

Esta categoría exige un 100% de inspección visual en todas las uniones soldadas y ensayos no destructivos con tintas penetrantes o partículas magnéticas en todas las soldaduras que se encuentren en las áreas críticas.

Los métodos de ultrasonido industrial o radiografía industrial pueden ser usados como procedimientos alternativos de inspección en las soldaduras en áreas críticas.

### **3.1.6. REPARACIONES Y MODIFICACIONES ESTRUCTURALES**

Las reparaciones y modificaciones en el mástil y subestructura debe ser cuidadosamente planeado antes de iniciar el trabajo, el fabricante o usuario de la estructura debe ser consultado para la aprobación de materiales y procedimientos que se utilicen para la reparación o modificación de las mismas, en ausencia del fabricante se debe cumplir con lo estipulado en la norma correspondiente para hacer dichas modificaciones:

- La reparación consiste en enderezar miembros doblados o reemplazar miembros que se encuentren deteriorados.
- Se debe utilizar procedimientos de soldadura aprobados por el fabricante, o por una persona calificada que dirija la reparación de la estructura.
- Los electrodos que se utilicen en la soldadura se deben especificar de acuerdo al tipo de material con el que se encuentre constituido la estructura. (American Petroleum Institute RP 4G, 2012)

### **3.1.7. CIMENTACIÓN DE LAS ESTRUCTURAS DE LA TORRE DE PERFORACIÓN**

La cimentación de las estructuras de una torre de perforación es un elemento esencial en la estabilidad de las mismas, el proyecto de la cimentación debe considerar el comportamiento que tiene el suelo donde se va a realizar la cimentación, esta cimentación está en los puntos de apoyo del mástil ya que allí se concentran las cargas del peso del mástil y se distribuirá en el suelo. (American Petroleum Institute RP 4G, 2012)

La fuerza de sustentación del suelo se puede determinar con pruebas de resistencia de suelo debidamente aprobadas por la API, estas condiciones superficiales se utilizan para determinar la fuerza de sustentación, se debe tener en cuenta que el suelo es homogéneo a una profundidad de dos veces el espesor del pie donde se concentra la carga, pero para tener una mayor seguridad en la cimentación se debe tomar en cuenta las capas subyacentes del suelo.

La cimentación debe ser diseñada adecuadamente ya que tiene que distribuir las cargas, las mismas que son: la carga debida al peso de la sarta de perforación, el peso en sí de la torre de perforación, los equipos utilizados en la perforación y las cargas ocasionadas debido al levantamiento de la torre.

Se debe tomar en cuenta que durante la elaboración de la cimentación tenga una drenación adecuada para que de esta manera no se pierda la capacidad de sustentación del suelo, esto podría ocurrir ya que en el trabajo de perforación se utilizan fluidos como: lodo de perforación, aceite, lubricadores de los equipos y agua.



**Figura 16.** Cimientos de la torre de perforación.

### **3.1.8. FRECUENCIA DE INSPECCIÓN DE LAS ESTRUCTURAS DE UNA TORRE DE PERFORACIÓN PETROLERA**

Los programas de inspección de las estructuras de una torre de perforación petrolera deben ser establecidos por el fabricante o usuario de la misma debido a que estos pueden variar dependiendo del ambiente en que se encuentre, los ciclos de carga a los cuales es sometido, el tiempo de operación, las pruebas y reparaciones efectuadas o regulaciones estatales.

**Tabla 3.** Tipos y frecuencias de inspección.

Categoría de Inspección	Frecuencia de Inspección				Documentación
	Diaria	Al elevar la torre (rig up)	2 Años	10 Años	
I	X				Opcional
II		X			Opcional
III			X		Obligatoria
IV				X	Obligatoria

**Fuente:** (American Petroleum Institute RP 4G, 2012)

Si el medio ambiente en el que se encuentra realizando operaciones es altamente corrosivo, debido a la presencia de humedad, sulfuro de hidrógeno, entre otros, se deberá considerar incrementar la frecuencia de inspección así como los chequeos de corrosión interna en elementos tubulares. (American Petroleum Institute RP 4G, 2012)

Así se podría recomendar implementar una inspección anual a la estructura de la torre de perforación debido al medio ambiente en que realiza sus operaciones en el país, como es en la Región Amazónica y su alta presencia de humedad.

**Tabla 4.** Tipos y frecuencia de inspección recomendada.

Categoría de Inspección	Frecuencia de Inspección				Documentación
	Diaria	Al elevar la torre (rig up)	Anual	10 Años	
I	X				Opcional
II		X			Opcional
III			X		Obligatoria
IV			X	X	Obligatoria



## **3.2. PROCESO DE MANTENIMIENTO DE LAS ESTRUCTURAS METÁLICAS DE UNA TORRE DE PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS**

### **3.2.1. GENERALIDADES**

Es responsabilidad del rig manager, supervisor, perforador y cuadrilla de perforación, asegurar y garantizar el buen funcionamiento de todas las unidades integrantes tanto del mástil como la subestructura de una torre de perforación petrolera, así como planificar las necesidades, medios y objetivos que se pretende solucionar.

Desarrollar un plan o programa de trabajo incluye actividades básicas como:

- Inspección periódica de los elementos estructurales del mástil y la subestructura, con el fin de descubrir condiciones que conduzcan a suspensiones imprevistas de operación.
- Conservación de los elementos estructurales para anular dichas condiciones y anomalías, para adaptarlas o repararlas cuando se encuentren aún en una etapa inicial.

En resumen el mantenimiento es toda actividad dirigida no solo a prevenir paros o suspensiones, sino que contribuya a mejorar el funcionamiento y la calidad de la estructura en servicio.

### **3.2.2. MANTENIMIENTO PREVENTIVO**

Su propósito es prever las fallas, manteniendo los sistemas de infraestructura, equipos e instalaciones en completa operación a los niveles y eficiencia óptimos. (Tavares, 2001)

La característica principal de este tipo de mantenimiento es la de inspeccionar las estructuras y detectar las fallas en su fase inicial y corregirlas en el momento oportuno. (Tavares, 2001)

Con un buen mantenimiento preventivo, se obtiene experiencias en la determinación de causas de las fallas repetitivas o del tiempo de operación, así como a definir puntos débiles de la estructura. (Tavares, 2001)

#### **3.2.2.1. Ventajas del mantenimiento preventivo**

- Confiabilidad, los equipos operan en mejores condiciones de seguridad, ya que se conoce su estado y sus condiciones de funcionamiento.
- Disminución del tiempo muerto, tiempo de parada de equipos y máquinas.
- Mayor duración de los equipos e instalaciones.
- Menor costo de reparaciones.

#### **3.2.2.2. Fases del mantenimiento preventivo en el mástil y subestructura**

- Inspección técnica del mástil y subestructura.

- Procedimientos técnicos, listados de trabajo a efectuarse periódicamente.
- Control de frecuencias, indicación exacta de la fecha a efectuar el trabajo.

### **3.2.3. MANTENIMIENTO CORRECTIVO**

Este mantenimiento consiste en solucionar un problema una vez que exista la falla, el mantenimiento correctivo puede ser en caso de emergencia o programado. (Tavares, 2001)

#### **3.2.3.1. Mantenimiento correctivo de emergencia**

El mantenimiento correctivo de emergencia debe ser aplicado lo más rápidamente posible con el objetivo de evitar daños al personal, materiales y sus costos. (Tavares, 2001)

El problema con este tipo de mantenimiento es que la falla se presenta de un momento a otro, siendo inoportuno en momentos de funcionamiento de la estructura. (Tavares, 2001)

También se pueden presentar cuando existen fallas no detectadas a tiempo y ocurridas en partes cuyo reemplazo hubiera resultado más económico, ocasionando daños a otros elementos que en ese momento se encontraban en buen estado. (Tavares, 2001)

Otro problema frecuente es que se debería tener la disposición de un capital invertido en piezas y repuestos, donde la adquisición y compra puede fallar en casos como equipos discontinuados, partes importadas, desconocimiento del fabricante o usuario del equipo, etc. (Tavares, 2001)

### **3.2.3.2. Mantenimiento correctivo programado**

De igual manera que el anterior este mantenimiento se corrige en el momento de la falla. La diferencia que existe con el mantenimiento anterior es que en este caso no existe el grado apremio o prisa del anterior, sino que los trabajos pueden ser programados sin interferir de forma considerable en el funcionamiento normal de la estructura. (Tavares, 2001)

Para no interferir en las operaciones normales de funcionamiento de la torre de perforación petrolera, se programa las paradas de la misma, estas paradas se recomienda por lo general cuando se haya culminado la perforación del pozo. (Tavares, 2001)

### **3.2.4. MANTENIMIENTO DE ESTRUCTURAS METÁLICAS**

Dentro del mantenimiento de estructuras metálicas está el proceso de limpieza y recubrimiento de los aceros. (International Paint Ltd, 2011)

La superficie en las estructuras metálicas deben ser limpiadas perfectamente hasta alcanzar el estado especificado en las disposiciones generales del fabricante o usuario de la estructura, por medio de la eliminación del moho, de las costras sueltas del laminado, corrosión de soldaduras, suciedad, aceite,

grasa y otras sustancias que impiden la impregnación de pintura anticorrosiva, se pueden utilizar diferentes métodos de limpieza. (International Paint Ltd, 2011)

#### **3.2.4.1. Limpieza con solventes**

Este método se utiliza para eliminar suciedades, salpicaduras de cemento, sales, aceite y grasa. (The Society for Protective Coatings, 2011)

#### **3.2.4.2. Limpieza mecánica**

La escama suelta del laminado, moho suelto y corrosiones de las soldaduras pueden ser quitadas con cepillos de alambre, esmeriladoras o lijadoras mecánicas. (The Society for Protective Coatings, 2011)

#### **3.2.4.3. Limpieza a mano**

Imperfecciones en las estructuras metálicas se las puede limpiar a mano por cepillado, martillado u otros métodos que impliquen el empleo de herramientas manuales de impacto o combinación de estos métodos. (The Society for Protective Coatings, 2011)

### **3.3. PROCEDIMIENTO PARA LA INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DEL MÁSTIL**

#### **3.3.1. OBJETIVOS**

El principal objetivo de la inspección es el de descubrir daños, como la existencia de grietas o desperfectos mecánicos que pueda ocasionar un deterioro severo e inminente falla en la estructura del mástil de perforación.

La inspección del mástil también tiene como fin el determinar si es necesario conducir a la estructura en servicio a un mantenimiento y reparación adecuada.

### **3.3.2. REQUERIMIENTOS**

Para realizar la inspección de la estructura metálica del mástil de perforación se necesita de cierta información relevante, previa a la realización del trabajo, esta información se describe a continuación:

- La inspección tiene que estar respaldada por procedimientos escritos. Estos procedimientos tienen que ser proporcionados por el fabricante o usuario del mástil de perforación, la cual tiene que basarse en la norma API correspondiente.
- Los procedimientos de inspección deberán proporcionar información acerca de: tiempos de inspección, límites medibles de desgaste de la estructura, inconformidades, el medio ambiente en el que se encuentra funcionando la estructura, el historial de mantenimiento o reparación de la estructura y normas usadas para dicho mantenimiento o reparación.
- El inspector encargado deberá tener como respaldo documentos tales como: planos de montaje o ensamblaje de la estructura, planos de identificación de las áreas críticas del mástil y sus respectivos procedimientos de inspección.

- En el caso de que el inspector encargado no disponga de los planos de montaje y de las áreas críticas de la estructura del mástil, todos los componentes que soportan cargas principales deberán ser considerados como áreas críticas.

### **3.3.3. PROCEDIMIENTO**

La inspección del mástil de perforación se lo realiza de forma frecuente y repetitiva de modo que se pueda prevenir fallas.

A continuación se presenta un procedimiento general de inspección de la estructura del mástil de perforación.

#### **Inspección General:**

- Inspección de la información de la placa del fabricante, que se encuentre en un lugar visible y no tenga alteraciones en la misma.
- Inspección del material usado para su construcción, norma correspondiente.
- Inspección de soldaduras aplicadas a la estructura, guiarse bajo la norma AWS D1.1.
- Localización de las juntas soldadas, identificada en planos del fabricante o usuario de la estructura.

#### **Inspección Específica:**

- Revisión de la escaleras del mástil que se encuentren en un buen estado sin presencia de corrosión o resquebrajamiento y ancladas correctamente.



**Figura 17.** Escalera del mástil de perforación.

- Inspección del mecanismo de erección del mástil en busca de cualquier signo de deformación o corrosión, sus rodamientos, poleas y pines de seguridad; que no exista curvatura en su estructura.





**Figura 18.** Mecanismo de erección del mástil y sus poleas.

- Inspección de los cables de acero, incluyendo las líneas de operación, elevación y cables guía, en busca de torceduras, cables rotos, corrosión o desgaste de los cables, asegurarse que los cables no estén obstruidos y que se encuentren en su lugar, es decir en las ranuras de las poleas.



**Figura 19.** Cables de acero en el mecanismo de erección del mástil.

- Inspección de los equipos de escalar, arnés, manillas de seguridad, cola de mono, yoyo, cinturón; en buenas condiciones para que realice su trabajo el encuellador.



**Figura 20.** Equipos de escalar del encuellador.

- Revisión de las barandas, pasillo, pines de anclaje con su respectiva guayas o cupillas de seguridad y trinches del encuelladero.



**Figura 21.** Vista frontal y lateral del encuelladero.

- Revisar en qué condiciones se encuentra las poleas del bloque corona, su lubricación, desgaste o corrosión.



**Figura 22.** Poleas del bloque corona.

- Revisar que la estructura del mástil se encuentre nivelada, revisar sus cimientos, soportes y pasadores con su respectivas cupillas de seguridad.



**Figura 23.** Vista lateral del mástil y la subestructura.

- Durante la perforación u operaciones de servicio, se debe revisar todas las conexiones empernadas, que no tengan deformaciones, que no se encuentren corroídas y que estén ajustadas correctamente.



**Figura 24.** Pernos en soportes del mástil de perforación.

**Fuente:** (Villafuerte Bermúdez, 2012)

### **3.4. PROCEDIMIENTO PARA LA INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA SUBESTRUCTURA DE UNA TORRE DE PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS**

#### **3.4.1. OBJETIVOS**

El principal objetivo de la inspección es el de detectar defectos, como la existencia de grietas o desperfectos mecánicos que pueda ocasionar un deterioro severo e inminente falla en la subestructura de una torre de perforación de pozos petroleros.

La inspección de la subestructura también tiene como fin el determinar si es necesario conducir a la subestructura en servicio a un mantenimiento y reparación adecuada.

### **3.4.2. REQUERIMIENTOS**

Para realizar la inspección de la subestructura de una torre de perforación de pozos petroleros se necesita de cierta información relevante, previa a la realización del trabajo, esta información se describe a continuación:

- La inspección tiene que estar respaldada por procedimientos escritos. Estos procedimientos tienen que ser proporcionados por el fabricante o usuario de la subestructura de la torre de perforación, la cual tiene que basarse en la norma API correspondiente.
- Los procedimientos de inspección deberán proporcionar información acerca de: tiempos de inspección, límites medibles de desgaste de la subestructura, inconformidades, el medio ambiente en el que se encuentra funcionando la subestructura, el historial de mantenimiento o reparación de la subestructura y normas usadas para dicho mantenimiento o reparación.
- El inspector encargado deberá tener como respaldo documentos tales como: planos de montaje o ensamblaje de la subestructura, planos de identificación de las áreas críticas de la subestructura y sus respectivos procedimientos de inspección.



En el caso de que el inspector encargado no disponga de los planos de montaje y de las áreas críticas de la subestructura de la torre de perforación, todos los componentes que soportan cargas principales en la misma deberán ser considerados como áreas críticas.

### **3.4.3. PROCEDIMIENTO**

La inspección de la subestructura de la torre de perforación se lo realiza de forma frecuente y repetitiva de modo que se pueda prevenir fallas.

A continuación se presenta un procedimiento general de inspección de la subestructura de una torre de perforación de pozos petroleros.

#### **Inspección General:**

- Inspección de la información de la placa del fabricante, que se encuentre en un lugar visible y no tenga alteraciones en la misma.
- Inspección del material usado para su construcción.
- Inspección de soldaduras aplicadas a la estructura, guiarse bajo la norma AWS D1.1.
- Localización de las juntas soldadas.

#### **Inspección Específica:**

- Revisar las condiciones de la escaleras de acceso a la mesa del mástil que se encuentren en un buen estado sin presencia de corrosión y ancladas correctamente con sus pines y cupillas de seguridad.



**Figura 25.** Escaleras de acceso, anclajes y pines con cupillas de seguridad.

- Revisar las barandas, pasillos y pines con sus respectivas cupillas de seguridad en el piso o mesa del mástil.



**Figura 26.** Barandas en la mesa del mástil.

- Inspección de la base de asentamiento del drill pipe en la mesa del mástil.



**Figura 27.** Base de asentamiento del drill pipe en la mesa del mástil.

- Revisar el orden y limpieza del piso del mástil, que se encuentren asegurados todos sus equipos de perforación como son: llave hidráulica de potencia, cuñas, llaves de enrosque, etc.



**Figura 28.** Llave hidráulica de potencia, cuñas y llaves de enrosque.



- Inspección de la planchada o rampa inclinada, revisar que se encuentre en buenas condiciones y anclada con sus respectivos pines con cupillas de seguridad.



**Figura 29.** Planchada o rampa inclinada.

- Revisar el orden y limpieza del cellar y subestructura en general.



**Figura 30.** Cellar y subestructura.

- Revisar los pasadores y pines con su respectivas cupillas de seguridad de los soportes (patas) de la subestructura.



**Figura 31.** Soporte (patas) de la subestructura.

- Revisar que se encuentren en buenas condiciones sin presencia de daño, corrosión y deformación los gatos para levantar el BOP.



**Figura 32.** Gatos para levantar el BOP.

- Revisar que se encuentren en buenas condiciones las columnas, largueros y travesaños de la subestructura.



**Figura 33.** Columnas, largueros y travesaños de la subestructura.

- Inspección de las rieles de la subestructura, que se encuentren en buenas condiciones, sin presencia de corrosión o daño de las mismas.



**Figura 34.** Rieles de la subestructura.



- Revisar los cimientos de las bases de la subestructura, inspección de la superficie del suelo en que se asientan los rieles, sus condiciones de esfuerzo y desgaste.



**Figura 35.** Cimientos y bases de la subestructura.

### **3.5. PROCEDIMIENTO PARA LA INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE LOS ELEMENTOS ESTRUCTURALES DE UNA TORRE DE PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS**

Los procedimientos de inspección que se detallan a continuación son para dar lineamientos en la verificación de la integridad de los componentes estructurales del mástil y la subestructura de una torre de perforación de pozos petroleros.

La inspección será visual y utilizará instrumentos de medición para la identificación de defectos como torceduras, corrosión, erosión por roce entre componentes estructurales o fracturas.

El inspector encargado también utilizará métodos de ensayos no destructivos (END) en la inspección de las soldaduras de los perfiles estructurales abiertos o cerrados respecto a su espesor nominal de la estructura en sí.

### 3.5.1. REVISIÓN DEL ESTADO DE LOS PERFILES ESTRUCTURALES

El mástil y la subestructura de una torre de perforación de pozos petroleros está formado por elementos estructurales de formas y tamaños variados que se encuentran sometidos a la acción de diferentes cargas por lo cual su inspección es necesaria para poder garantizar su funcionamiento, perfiles estructurales principales de soporte (patas), columnas, largueros y travesaños.

A continuación se presenta una tabla donde se muestran los elementos estructurales a inspeccionar con los criterios de inspección de aceptación o rechazo y si se realiza una inspección visual o se necesita de algún método de ensayos no destructivos.

**Tabla 5.** Criterios de inspección de elementos estructurales del mástil y la subestructura.

ELEMENTOS ESTRUCTURALES A INSPECCIONAR	CRITERIO DE ACEPTACIÓN O RECHAZO DE LA INSPECCIÓN	MÉTODO UTILIZADO
Rectitud de perfiles estructurales principales (patas) de las estructuras en servicio.	Toda desviación mayor o igual a seis (6) milímetros cada tres (3) metros de longitud no acumulativa se considera inadmisibles.	Inspección visual con ayuda de un nivel y un flexómetro.

Rectitud de perfiles en general (columnas, largueros y travesaños)	Toda desviación mayor o igual a doce coma cinco (12,5) milímetros cada tres (3) metros de longitud no acumulativa se considera inadmisibles.	Inspección visual con ayuda de un nivel y un flexómetro.
Soldaduras en perfiles estructurales principales de soporte (patas) y perfiles estructurales en general (columnas, largueros y travesaños).	No se aceptan soldaduras o elementos estructurales soldados que no sean originales.	Inspección visual. Líquidos penetrantes. Partículas magnéticas.
Elementos estructurales en general (columnas, largueros y travesaños)	No se permite la ausencia de elementos estructurales. Ausencia respecto al plano original.	Inspección visual.
Cortes o torceduras localizadas.	No se permite torceduras localizadas con deformación permanente. No se admite cortes con longitudes mayores a uno coma cinco (1,5) milímetros.	Inspección visual con ayuda de un calibrador (pie de rey).
Corrosión de perfiles abiertos o cerrados respecto del espesor nominal.	Reducción del 10% en su sección transversal como máximo admisible.	Método de inspección por Ultrasonido Industrial (UT) o Radiografía Industrial (RT).

Fuente: (Villafuerte Bermúdez, 2012)

### 3.5.2. REVISIÓN DE CUADRATURA DE CAJONES

Los cajones son secciones compuestas por arreglos entre perfiles o elementos estructurales que permiten que la estructura soporte grandes cargas dinámicas y estáticas. En el mástil de una torre de perforación, la inspección de estos se lo realiza tomando medidas de sus diagonales usando un flexómetro, cuatro medidas por cajón. Se verificará también la apertura transversal en los cajones medida interna o externamente según corresponda. (Villafuerte Bermúdez, 2012)

Las medidas realizadas con el flexómetro se las ejecutarán para verificar la verticalidad en el armado de los cajones. Se deberá considerar los siguientes criterios para su valoración:

- No se admitirá una diferencia mayor a 19 milímetros entre sus diagonales.
- No se admitirá una diferencia de apertura transversal mayor a 9 milímetros en sus cajones.



**Figura 36.** Arreglo de perfiles estructurales tipo cajón bajo el bloque corona de un mástil de perforación.

### **3.5.3. REVISIÓN DE LOS PERNOS, PASADORES Y OREJAS DE ANCLAJE**

Los pernos, pasadores y orejas de anclaje son denominados elementos de sujeción que deben ser inspeccionados en el mástil y la subestructura de una torre de perforación de pozos petroleros. Los mismos deben ser verificados para descubrir la presencia de grietas, corrosión o deformación en sus cuerpos.

Cuando los pasadores son desacoplados deben ser inspeccionados mediante ensayos no destructivos, como el método de ultrasonido industrial o radiografía industrial para verificar espesores nominales de fabricación antes de ser reinstalados. La presencia de grietas, deformación, discontinuidades internas, rayas o desgaste excesivo es motivo de rechazo.

Todo pasador debe contar con cupillas de retención, las cuales deben estar firmes y sin daño en la estructura de la misma.

Todo pasador que presente daños debe ser reemplazado por otro con las mismas dimensiones y material del diseño original. Cualquier modificación debe ser recomendada o aprobada por el fabricante o usuario de la estructura.



**Figura 37.** Pasadores con sus respectivas cupillas de seguridad.

Todas las soldaduras de unión de las orejas de anclaje de los pasadores deben ser inspeccionados mediante ensayos no destructivos, como el método de partículas magnéticas o mediante líquidos penetrantes. Las discontinuidades presentes en estas soldaduras deben ser removidas o corregidas.



Toda oreja que presente deformación, agrietamiento en el cuerpo o daños severos por corrosión o desgaste, debe ser reemplazada por otra con las mismas dimensiones y material del diseño original. Cualquier modificación debe ser recomendada por el fabricante o usuario de la estructura.



**Figura 38.** Orejas de anclaje que une secciones de un mástil.

### **3.6. ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS (END)**

Se denomina Ensayo No Destructivo (también llamado END, o en inglés NDT de Nondestructive Testing) a cualquier tipo de prueba practicada a un material y que no altere de forma permanente sus propiedades físicas, químicas, mecánicas o dimensionales. (Sistendca, 2010)

El objetivo de los ensayos no destructivos es detectar discontinuidades superficiales e internas en materiales, soldaduras, componentes de partes estructurales fabricadas y como su nombre lo dice, no destruye el material a ser ensayado. (Slideshare, 2007)

Los materiales que pueden ser inspeccionados son de diversos tipos, como metálicos y no metálicos, normalmente usados en procesos de fabricación, tales como: laminados, fundidos, forjados y elementos estructurales, también pueden ser inspeccionados las soldaduras que presenten fallas, grietas, defectos o discontinuidades.

Una discontinuidad es una interrupción en la estructura normal de un material. (Sistendca, 2010)

### **3.6.1. BENEFICIO DEL EMPLEO DE LOS ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS**

- El primer beneficio que se puede observar es que aplicar correctamente los END y combinarlos con un buen análisis estadístico contribuye a mejorar el control del proceso de fabricación de una parte, componente o servicio; también ayuda a mejorar la productividad de una planta, al prevenir paros imprevistos por falla de un componente crítico; además de ayudar a programar los planes de mantenimiento, lo que reduce el tiempo y el costo de la reparación. (Sistendca, 2010)
- Actualmente en los países desarrollados, la combinación de la inspección no destructiva con otras actividades del programa de aseguramiento de calidad ayuda a mantener un nivel de calidad uniforme en el producto final, lo que mejora la competitividad de sus productos en el mercado nacional e internacional. (Sistendca, 2010)
- Otro beneficio que normalmente no contemplan muchas empresas es que al emplear los END como una herramienta auxiliar del mantenimiento industrial, se dispone de una mejor evaluación de las

partes y componentes en servicio; lo que permite optimizar la planeación del mantenimiento correctivo. (Sistendca, 2010)

En la siguiente tabla se muestra los métodos de los ensayos no destructivos que comúnmente se utiliza en la inspección de los elementos estructurales, elementos de sujeción de la estructura del mástil y subestructura de una torre de perforación de pozos petroleros.

**Tabla 6.** Métodos de los ensayos no destructivos.

<b>Método</b>	<b>Abreviación en español</b>	<b>Abreviación en inglés</b>
Inspección Visual	IV	VI
Líquidos Penetrantes	LP	PT
Partículas Magnéticas	PM	MT
Radiografía Industrial	RX	RT
Ultrasonido Industrial	UT	UT

### **3.6.2. TÉCNICAS DE INSPECCIÓN SUPERFICIAL**

Mediante la utilización de los siguientes métodos se comprueba la integridad superficial de un material y con las que se detectan discontinuidades que están abiertas a la superficie.

#### **3.6.2.1. Inspección Visual**

Este método es uno de los más antiguos entre los Ensayos No Destructivos y es utilizado por su sencillez y bajo costo de aplicación.

La inspección visual es el primer paso de cualquier evaluación de discontinuidades presentes en la superficie de un material.

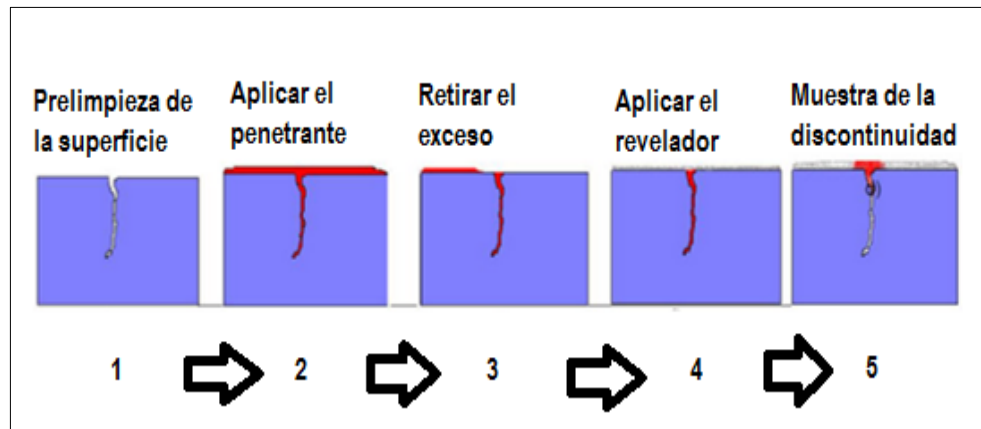
Este método requiere de una gran cantidad de información acerca de las características de la pieza o estructura a ser inspeccionada.

El inspector encargado de realizar la evaluación de la pieza o estructura, deberá tener experiencia y buenos conocimientos en el trabajo a realizar ya que de él depende que los resultados sean satisfactorios o no, para poder emitir criterios de aceptación o rechazo de la pieza o estructura inspeccionada.

### **3.6.2.2. Líquidos Penetrantes**

Este método es empleado para evidenciar discontinuidades superficiales de los materiales o estructuras no porosas con excesiva rugosidad o escamado.

En términos generales, este método consiste en aplicar un líquido coloreado o fluorescente que tenga buenas características de penetración sobre el material o estructura a ser inspeccionada, el cuál penetra en las discontinuidades del material o estructura debido al principio de la capilaridad. Después de cierto tiempo se remueve el exceso de este líquido penetrante y se aplica un revelador, que generalmente es un polvo blanco que absorbe el líquido fluorescente que ha penetrado en la discontinuidad y sobre la capa del revelador se delinea el contorno de la discontinuidad.



**Figura 39.** Principio de inspección mediante líquidos penetrantes.

Fuente: (Sistendca, 2010)

### 3.6.2.3. Partículas Magnéticas

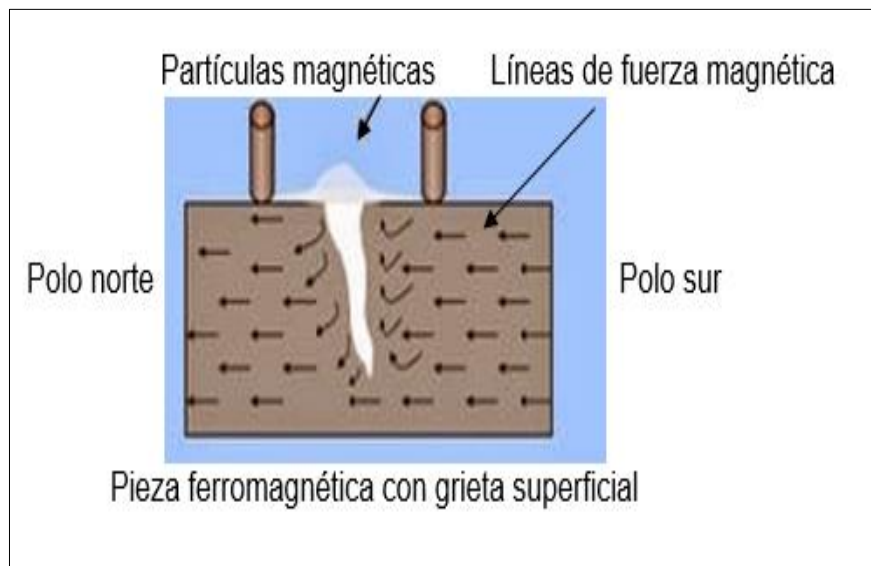
Este método permite detectar discontinuidades superficiales y subsuperficiales en materiales ferromagnéticos como el acero, consiste en la capacidad o poder de atracción entre los metales y se basa en el principio físico conocido como magnetismo.

El principio del método involucra la magnetización del área a ser inspeccionada y la aplicación de partículas ferromagnéticas a la superficie del área. Las partículas formarán indicaciones sobre la superficie donde fisuras y otras discontinuidades causen distorsión en el campo magnético normal. Estas indicaciones son normalmente características del tipo y forma de la discontinuidad detectada.

Este método se basa en el hecho de que cuando una pieza es magnetizada, las discontinuidades que están presentes en dicha pieza que son perpendiculares a la dirección del campo magnético producirán un escape del campo de fuga de la superficie de la pieza.

La presencia del campo de fuga y por ende la presencia de la discontinuidad se detecta aplicando partículas ferromagnéticas finamente divididas sobre la superficie de la pieza a ser inspeccionada, las que son atraídas y retenidas en los campos de fuga. Revisar ANEXO 6 y ANEXO 7.

Esta aglomeración de partículas delinea la discontinuidad e indica su localización, tamaño, forma y extensión.



**Figura 40.** Principio de inspección mediante partículas magnéticas.

**Fuente:** (Sistendca, 2010)

### 3.6.3. TÉCNICAS DE INSPECCIÓN VOLUMÉTRICA

Mediante la utilización de los siguientes métodos se comprueba espesores y discontinuidades que no son visibles en la superficie de la pieza o estructura a ser inspeccionada.

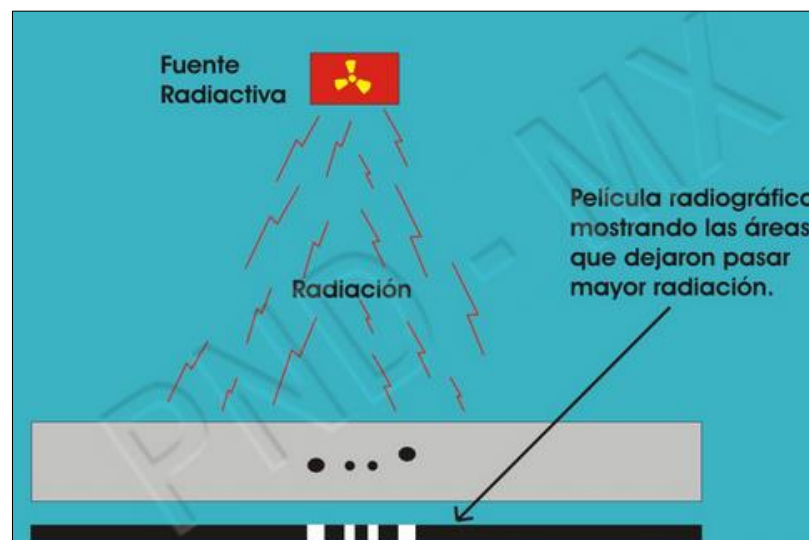
### 3.6.3.1. Radiografía Industrial

Este método se define como un procedimiento de inspección de tipo físico y se basa en la interacción entre la materia y la radiación electromagnética, siendo esta última de una longitud de onda muy corta y de alta energía, su aplicación no sólo es de materiales, sino también de partes y componentes estructurales.

Mediante la aplicación de esta técnica se obtiene una imagen de la estructura interna de una pieza o componente, donde se visualiza la discontinuidad interna que pudiese existir en la pieza o componente inspeccionado.

En la actualidad se dispone de dos técnicas para la inspección radiográfica, las cuales son:

- Radiografía con rayos X, y
- Radiografía con rayos gamma.

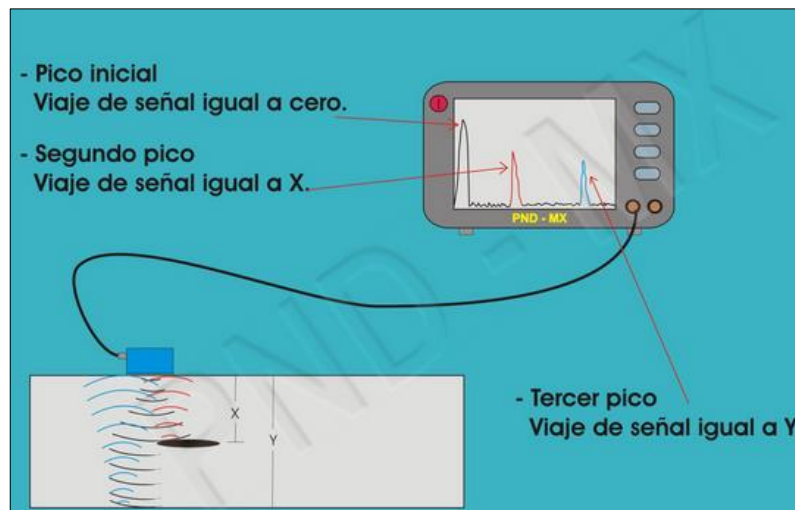


**Figura 41.** Principio de inspección mediante radiografía industrial.

**Fuente:** (Correa, 2012)

### 3.6.3.2. Ultrasonido Industrial

Este método se define como un procedimiento de inspección de tipo mecánico y se basa en la impedancia acústica, es decir la generación, propagación y detección de ondas sonoras de alta frecuencia fuera del intervalo auditivo, producidas electrónicamente que penetran al material o componente estructural a ser inspeccionado y permiten evaluar cualquier tipo de discontinuidad acerca de su forma, tamaño u orientación existente en la estructura interna del material o componente estructural, debido a que la discontinuidad opone resistencia al paso de las ondas sonoras.



**Figura 42.** Principio de inspección mediante ultrasonido industrial.

**Fuente:** (Correa, 2012)



## **CAPÍTULO IV**

### **4. ANÁLISIS DE RESULTADOS**

#### **4.1. NORMA PETROECUADOR SI-003**

##### **4.1.1. PERMISOS DE TRABAJO**

Resolución No. 187

##### **4.1.1.1. PROCEDIMIENTOS PARA LA EMISIÓN DE LOS PERMISOS DE TRABAJO**

1. Permiso de trabajo. Se emitirá en un formulario elaborado por cada Filial de acuerdo a la naturaleza de su trabajo, siguiendo los lineamientos del diseño presentado en el ANEXO 1, ANEXO 2.
2. Elaboración de un permiso de trabajo. El jefe del área o instalación donde se va a realizar el trabajo debe autorizar su ejecución y llenar el Formulario previsto para el caso, en el cual debe incluirse una descripción muy concreta de las tareas a realizarse, las condiciones y clase de equipos involucrados y las precauciones que se requieran. Ver ANEXO 4.

En el permiso de trabajo debe constar la firma de responsabilidad de quién lo emite y del ejecutor.

3. Podrán emitir Permisos de trabajo dentro de sus respectivas áreas: Supervisores, Jefes de Turno, Jefes de Áreas y funcionarios de nivel jerárquico superior en la misma línea funcional.
4. El Permiso de trabajo se circunscribe, únicamente, al área de ejecución y será autorizado luego de inspeccionar obligatoriamente los equipos o sistemas donde se realizará el trabajo, utilizando para ello las listas de verificación y el conocimiento y experiencia que se tenga al respecto.
5. El Permiso de trabajo autoriza la ejecución de una tarea claramente definida. Si es necesario una derivación o ampliación del trabajo originalmente concebido, se procederá a emitir un nuevo permiso de trabajo.
6. El Emisor del Permiso de trabajo, en caso de considerarlo necesario, solicitará a la Unidad de Seguridad Industrial un Certificado de Inspección de Seguridad, con fines de asesoría y de orientación para la toma de decisiones, el cual contendrá los procedimientos de seguridad que deben seguirse.

Es obligatoria la obtención de un Certificado de Inspección de Seguridad, previo a la autorización de los siguientes trabajos:

- Apertura de equipo clase A.
- Ingreso de personal al interior de espacios confinados.
- Trabajos de Radiografía Industrial.

7. Las etiquetas de advertencia, se regirán a lo estipulado en la Norma PE-SI -008.

#### "SEÑALES DE SEGURIDAD"

8. Cuando existan condiciones especiales de riesgo para la realización de un trabajo, que no estén totalmente cubiertas por el Permiso de Trabajo, se deberá realizar una reunión entre los responsables de Operaciones, Mantenimiento, Seguridad Industrial, Inspección Técnica y demás áreas involucradas, para analizar las condiciones bajo las cuales se llevará a cabo, suscribiendo un acta, donde se anotará claramente la secuencia de ejecución, procedimientos de trabajo, medidas de seguridad y demás recomendaciones pertinentes.
9. Participación de Seguridad Industrial: Verificar el cumplimiento de lo expuesto en el Permiso de Trabajo, emitir Certificados de Inspección de Seguridad (CIS) con las medidas y recomendaciones de seguridad pertinentes, ofrecer protección contra incendios en los casos en que se considere necesario y entregar los equipos y elementos de protección personal especiales que se requieran.

#### **4.1.1.2. EJECUCIÓN DEL TRABAJO**

1. Es obligación de los trabajadores acatar los procedimientos de seguridad para evitar accidentes. La seguridad individual de los participantes en un trabajo es responsabilidad de su Jefe inmediato y del emisor del permiso; quienes deben hacer cumplir tanto los requisitos indicados en el Permiso de trabajo, como en las Normas de seguridad vigentes.

2. El original del Permiso de trabajo debe estar en poder del ejecutante en el lugar del trabajo y copias en la Jefatura del área respectiva y en Seguridad Industrial.
3. El ejecutor del trabajo y el emisor del permiso o su delegado deben verificar que las recomendaciones indicadas en el Permiso de trabajo se cumplan, manteniendo una supervisión constante.
4. La protección contra incendios, durante la realización de trabajos en caliente, es responsabilidad del ejecutante. La Unidad de Seguridad Industrial proporcionará protección permanente en trabajos en caliente, en equipos considerados de clase A.

#### **4.1.1.3. FINALIZACIÓN DEL TRABAJO**

1. Tanto el ejecutante como el emisor del permiso harán constar la finalización del trabajo en el espacio previsto para ello en el Permiso de trabajo.
2. Las etiquetas de advertencia deberán ser retiradas por el ejecutante y el emisor del permiso una vez terminado el trabajo.

#### **4.1.1.4. DISPOSICIONES GENERALES**

1. Un trabajo no podrá ser ejecutado si falta una firma en el Permiso de trabajo correspondiente.

2. Durante la ejecución de un trabajo autorizado que ponga en riesgo al personal o a las instalaciones y ante una situación anormal, el ejecutante o el emisor, suspenderá el trabajo cancelando el Permiso de trabajo correspondiente.
3. Todo Permiso de trabajo debe ser emitido por un período de validez determinado; cumplido el cual y si fuera necesario ampliar el plazo se procederá a emitir un nuevo permiso.
4. Los incumplimientos a las disposiciones contempladas en esta norma serán considerados como faltas graves de seguridad industrial y serán sancionadas de acuerdo a lo establecido en:
  - “Reglamento Interno de Seguridad Industrial de PETROECUADOR y sus Filiales”.
  - "Código de Trabajo".
  - "Reglamento de Seguridad y Salud de los Trabajadores" y "Mejoramiento del Medio Ambiente de Trabajo".
  - Y; demás reglamentos, normas y leyes pertinentes.

#### **4.1.2. PERMISOS DE TRABAJO NECESARIOS PARA LA INSPECCIÓN DEL MÁSTIL Y LA SUBESTRUCTURA**

Se requerirán permisos de trabajo antes de comenzar cualquier inspección. Los permisos se deben solicitar al ingeniero de SSA de la compañía de perforación, el cual debe tener las firmas de Rig Manager y Company Man. El permiso de

trabajo identificará los sitios específicos de inspección, tratará de preocupaciones de seguridad industrial y cubrirá políticas generales de las empresas perforadoras.

Además se solicitará:

- Certificación del Mástil
- Certificación de la Subestructura
- Permisos de trabajo
- Análisis de seguridad en el trabajo (ATS).
- Procedimientos de inspección.

#### **4.2. PROPUESTA DEL MANUAL DE INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DEL MÁSTIL Y LA SUBESTRUCTURA DE UNA TORRE DE PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS**

Se desarrolla los siguientes manuales de inspección y mantenimiento del mástil y la subestructura de una torre de perforación de pozos petroleros, basado en los procedimientos de inspección y mantenimiento descritos en los capítulos 3.3, 3.4 y 3.5 de este análisis, ya que se ha tomado criterios de normas internacionales como las de la American Petroleum Institute (API), American Welding Society (AWS), The American Society for Nondestructive Testing

(ASNT) y normas ecuatorianas que regulan la seguridad laboral, para realizar los mencionados procedimientos y que servirán como base para la propuesta de la Lista de Verificación o CHECK LIST de inspección del mástil y la subestructura de una torre de perforación de pozos petroleros aplicable a la industria hidrocarburífera del Ecuador.

#### **4.2.1. MANUAL DE INSPECCIÓN DEL MÁSTIL**

A continuación se detallan la información requerida y los sitios a inspeccionar en el mástil de perforación.

##### **4.2.1.1. Inspección General**

1. Seleccionar la categoría de inspección a realizar.
2. Seleccionar el personal calificado para realizar la inspección.
3. Entregar la documentación necesaria para realizar los trabajos de inspección, la cual constará de:
  - Procedimientos escritos de inspección.
  - Tiempos de inspección.
  - Historial de inspecciones.
  - Planos de montaje o ensamblaje de la estructura.

- Planos de identificación de áreas críticas.
  - Si no se dispone de los planos de montaje y de identificación de áreas críticas, todos los componentes que soportan cargas deberán ser considerados como áreas críticas, por ejemplo los sitios donde se unen las secciones de un mástil, bloque corona y el encuelladero.
4. Revisar la información técnica en la estructura del mástil de perforación, haciendo énfasis en lo siguiente:
- Inspección de la información de la placa del fabricante.
  - Inspección del material usado para su construcción.
  - Inspección de soldaduras aplicadas en su estructura.
  - Localización de las juntas soldadas.

#### **4.2.1.2. Inspección Específica**

1. Inspeccionar la limpieza, pintura e iluminación de la estructura del mástil, que todas las lámparas se encuentren con sus respectivos cables de seguridad.
  - Inspección visual.
2. Inspeccionar las condiciones de la escaleras del mástil que se encuentren en un buen estado sin presencia de corrosión y ancladas correctamente en cada sección del mástil.



- Utilización de END.
  - Inspección visual a la totalidad de soldaduras.
  - Inspección por los métodos de líquidos penetrantes o partículas magnéticas.
3. Inspeccionar el mecanismo de erección del mástil en busca de cualquier signo de deformación o corrosión, sus rodamientos, poleas y pines de seguridad.
- Inspección visual.
  - Inspección por líquidos penetrantes o partículas magnéticas.
4. Revisar los cables de acero, incluyendo las líneas de operación, elevación y cables guía, en busca de torceduras, cables rotos, corrosión o desgaste de los cables, asegurarse que los cables no estén obstruidos y que se encuentren en su lugar, es decir en las ranuras de las poleas.
- Inspección visual.
5. Inspeccionar los equipos de escalar, arnés, manillas de seguridad, cola de mono, yoyo y cinturón.
- Inspección visual.
6. Revisión de las barandas, pasillo, pines de anclaje con su respectiva guayas o cupillas de seguridad y trinchas del encualladero.

- Inspección visual a la totalidad de soldaduras.
  - Inspección por líquidos penetrantes o partículas magnéticas.
7. Revisar las condiciones en que se encuentra las poleas del bloque corona, su lubricación, desgaste o corrosión. Inspeccionar su cuadratura, la verticalidad en su armado.
- Inspección visual, ( se complementa con la ayuda de un flexómetro y pie de rey)
  - Inspección por partículas magnéticas, ultrasonido industrial o radiografía industrial.
8. Inspeccionar la rectitud de los perfiles estructurales principales como son los soportes o patas del mástil.
- Inspección visual.
9. Inspeccionar las soldaduras en los perfiles estructurales principales, soportes o patas del mástil.
- Inspección visual.
  - Inspección por partículas magnéticas, ultrasonido industrial o radiografía industrial.
10. Revisar las columnas, largueros y travesaños.
- Inspección visual.

- Inspección por líquidos penetrantes, ultrasonido industrial o radiografía industrial.

11. Revisión de los pernos, pines y pasadores de la estructura en general, verificación de espesores nominales.

- Inspección visual.
- Inspección por ultrasonido industrial o radiografía industrial.

12. Revisión de las orejas de anclaje (uniones de las secciones del mástil).

- Inspección visual.
- Inspección por líquidos penetrantes, ultrasonido industrial o radiografía industrial.

13. Revisar que la estructura del mástil se encuentre nivelada, revisar sus cimientos, soportes (patas principales) y pasadores con su respectivas cupillas de seguridad.

- Inspección visual.
- Inspección por líquidos penetrantes, ultrasonido industrial o radiografía industrial.

14. Durante la perforación u operaciones de servicio, se debe revisar todas las conexiones empernadas, que no tengan deformaciones, que no se encuentren corroídas y que estén ajustadas correctamente.

- Inspección visual.

#### **4.2.2. MANUAL DE INSPECCIÓN DE LA SUBESTRUCTURA**

A continuación se detallan la información requerida y los sitios a inspeccionar en la subestructura.

##### **4.2.2.1. Inspección General**

1. Seleccionar la categoría de inspección a realizar.
2. Seleccionar el personal calificado para realizar la inspección.
3. Entregar la documentación necesaria para realizar los trabajos de inspección, la cual constará de:
  - Procedimientos escritos de inspección.
  - Tiempos de inspección.
  - Historial de inspecciones.
  - Planos de montaje o ensamblaje de la subestructura.
  - Planos de identificación de áreas críticas.
  - Si no se dispone de los planos de montaje y de identificación de áreas críticas, todos los componentes que soportan cargas deberán ser

considerados como áreas críticas, por ejemplo los soportes, travesaños y patas de la subestructura.

4. Revisar la información técnica en la subestructura, haciendo énfasis en lo siguiente:

- Inspección de la información de la placa del fabricante.
- Inspección del material usado para su construcción.
- Inspección de soldaduras aplicadas en su estructura.
- Localización de las juntas soldadas.

#### **4.2.2.2. Inspección específica:**

1. Inspeccionar la limpieza, pintura e iluminación de la subestructura, que todas las lámparas se encuentren con sus respectivos cables de seguridad.

- Inspección visual.

2. Inspeccionar las condiciones de las escaleras de acceso al piso del mástil y escaleras en la subestructura, que se encuentren en un buen estado sin presencia de corrosión, anclada y soldada correctamente.

- Inspección visual a la totalidad de soldaduras.

- Inspección por los métodos de líquidos penetrantes o partículas magnéticas.
3. Revisar las barandas, pasillos con sus pines y respectivas cupillas de seguridad en el piso del mástil.
    - Inspección visual.
  4. Revisar la base de asentamiento del drill pipe en el piso del mástil.
    - Inspección visual.
  5. Revisar el orden y limpieza del piso del mástil, que se encuentren asegurados con sus respectivas guayas todos sus equipos de perforación como son: llave hidráulica de potencia, cuñas, llaves de enrosque, etc.
    - Inspección visual
  6. Inspección de la planchada o rampa inclinada, revisar que se encuentre en buenas condiciones y anclada con sus respectivos pines con cupillas de seguridad.
    - Inspección visual.
    - Inspección por los métodos de líquidos penetrantes.
  7. Revisar el orden y limpieza del cellar y subestructura en general.
    - Inspección visual.

8. Revisar los pasadores y pines con su respectivas cupillas de seguridad de los elementos estructurales de soporte (patas) de la subestructura.

- Inspección visual.
- Inspección por líquidos penetrantes, ultrasonido industrial o radiografía industrial.

9. Revisar que se encuentren en buenas condiciones sin presencia de daño, corrosión y deformación los gatos para levantar el BOP.

- Inspección visual.
- Inspección por líquidos penetrantes o radiografía industrial.

10. Inspeccionar la rectitud de los perfiles estructurales como son los largueros, columnas y travesaños.

- Inspección visual.

11. Inspeccionar las soldaduras en los perfiles estructurales principales de soporte (patas) de la subestructura.

- Inspección visual.
- Inspección por partículas magnéticas, ultrasonido industrial o radiografía industrial.

12. Revisar las soldaduras aplicadas en columnas, largueros y travesaños.

- Inspección visual.
- Inspección por líquidos penetrantes, ultrasonido industrial o radiografía industrial.

13. Revisión de los pernos y pasadores (cada uno con su respectivas cupillas de seguridad), verificación de espesores nominales.

- Inspección visual.
- Inspección por ultrasonido industrial o radiografía industrial.

14. Revisión de las orejas de anclaje.

- Inspección visual.
- Inspección por líquidos penetrantes, ultrasonido industrial o radiografía industrial.

15. Inspección de las rieles de la subestructura, que se encuentren en buenas condiciones, sin presencia de corrosión o desgaste de las mismas, verificación de espesores nominales.

- Inspección visual.
- Inspección por ultrasonido industrial o radiografía industrial.

16. Revisar las bases y los cimientos de la subestructura, inspección de la superficie del suelo en que se asientan los rieles, sus condiciones de



esfuerzo y desgaste, verificación de espesores nominales de las bases de la subestructura.

- Inspección visual.
- Inspección por ultrasonido industrial o radiografía industrial.

### **4.2.3. MANUAL DE MANTENIMIENTO DEL MÁSTIL Y LA SUBESTRUCTURA**

#### **4.2.3.1. Generalidades**

El mantenimiento del mástil y la subestructura consiste en realizar actividades tales como: arreglos, limpieza y cambios de piezas desgastadas. Esto corresponde a todos los elementos estructurales como son: largueros, columnas, travesaños, perfiles estructurales principales de soporte (patas), pines, pasadores y orejas de anclaje; puesto que el mástil y la subestructura están compuestos de todos estos elementos se procede a realizar el siguiente manual de mantenimiento basándose en estos criterios.

El fabricante o usuario del mástil y la subestructura deberá definir las herramientas, materiales, equipos de medición e inspección apropiados y el personal calificado para realizar el proceso de mantenimiento. Como también el fabricante o usuario del mástil y la subestructura debe especificar los procedimientos de mantenimiento adecuados basándose en normas internacionales, ya sea que este mantenimiento se lo realice en las instalaciones de funcionamiento de las estructuras o en otra instalación autorizada y certificada para tal propósito.

#### **4.2.3.2. Mantenimiento**

1. Mantener limpias las escaleras de acceso, que no se encuentre presencia de corrosión o fisuras en las uniones soldadas, pines con respectivas cupillas de seguridad.
2. Revise que todos los elementos estructurales como: travesaños, columnas, largueros, perfiles estructurales de soporte, se encuentren bien soldados sin presencia de fisuras y sus pines tengan cupillas de seguridad.
3. Mantenga todos los elementos estructurales con pintura anticorrosiva.
4. Revisar que todas las barandas, pasillos, caminaderas del piso del mástil y la plataforma de enganche tengan sus respectivos pines con sus cupillas de seguridad y además sus guayas estén ancladas correctamente.
5. Revise las orejas de anclaje y sus pasadores que no presente deformación o desgaste en su cuerpo y que posean sus respectivas cupillas de seguridad.
6. Mantenga lubricadas las poleas del bloque corona.
7. Revise la cuadratura del cajón del bloque corona que no presente separaciones longitudinales de los largueros, travesaños y de los perfiles estructurales de soporte, que sus barandillas, caminaderas y escalera de acceso se encuentren ancladas correctamente, sus tornillos estén con el torque adecuado y mantenga limpias las uniones soldadas.

8. Revise cada una de las secciones del mástil que sus travesaños, columnas, largueros, perfiles estructurales de soporte se encuentren en su respectiva posición de cuerdo a los planos de ensamblaje de la estructura.
9. Revise los travesaños, columnas, largueros, perfiles estructurales de soporte (patas) de la subestructura estén posicionadas correctamente de acuerdo a sus planos de ensamblaje.
10. Mantenga lubricadas los rieles de soporte de los gatos para levantar el BOP en la subestructura.
11. Revise las orejas de anclaje y sus pasadores en la base de la subestructura que soporta el peso del mástil, presencia de deformaciones o corrosión en su cuerpo, presencia de agrietamientos en las uniones soldadas y que se encuentre nivelada correctamente.
12. Revise que todos los elementos estructurales de la subestructura estén pintadas con pintura anticorrosiva.
13. Después de operaciones de cementación del pozo limpiar los elementos estructurales del mástil y la subestructura que hayan sido propensos a salpicaduras del cemento, proceder al limpiado con solventes o herramientas mecánicas.
14. Revise las bases de la subestructura, presencia de fisuras en su cuerpo por efectos de las cargas dinámicas y estáticas que soporta, como también los cimientos de las mismas.

15. Mantener orden y limpieza en todos los elementos estructurales tanto del mástil y la subestructura.

#### 4.2.4. PROPUESTA DEL CHECK LIST PARA LA INSPECCIÓN DEL MÁSTIL Y LA SUBESTRUCTURA

Se procede a elaborar el check list del mástil y el check list de la subestructura, basándose en los viajes, experiencias y criterios adquiridos en el campo.

**Tabla 7.** Check list del mástil de perforación.

<b>CHECK LIST DEL MÁSTIL DE PERFORACIÓN</b>																
<b>EMPRESA OPERADORA:</b>																
<b>CONTRATISTA DE PERFORACIÓN:</b>																
<b>COMPANY MAN:</b>	<b>UBICACIÓN:</b>															
<b>TOOL PUSHER:</b>	<b>POZO:</b>															
<b>INSPECTOR:</b>	<b>RIG No:</b>	<b>FECHA:</b> / /														
Esta Lista de Chequeo ha sido elaborada de acuerdo a las normas aplicables para la industria, entre ellas API RP 4G, API SPEC 4F, API SPEC Q1, AWS D1.1, SNT-TC-1A.	Marcar con una <b>X</b> la categoría considerada de acuerdo a la inspección.															
<b>CATEGORÍA DE INSPECCIÓN:</b>	<b>PONDERACIÓN:</b>															
<table border="1"> <tr> <td>Categoría I:</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Categoría II:</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Categoría III:</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Categoría IV:</td> <td></td> </tr> </table>	Categoría I:		Categoría II:		Categoría III:		Categoría IV:		<table border="1"> <tr> <td>Inaceptable:</td> <td>Menor a 84%</td> </tr> <tr> <td>Bueno:</td> <td>Desde 85 a hasta 94%</td> </tr> <tr> <td>Excelente:</td> <td>Desde 95 hasta 100%</td> </tr> </table>		Inaceptable:	Menor a 84%	Bueno:	Desde 85 a hasta 94%	Excelente:	Desde 95 hasta 100%
Categoría I:																
Categoría II:																
Categoría III:																
Categoría IV:																
Inaceptable:	Menor a 84%															
Bueno:	Desde 85 a hasta 94%															
Excelente:	Desde 95 hasta 100%															

<b>NOMENCLATURA DE CADA CATEGORÍA</b>	<b>A</b>	Adecuado	<b>Nota:</b> Cualquier <b><u>INADECUADO</u></b> debe tener una explicación y ser corregido.
	<b>I</b>	Inadecuado	
	<b>NA</b>	No Aplica	
	<b>-</b>	De obligatorio cumplimiento para iniciar operación	
<b>MÁSTIL</b>		<b>CRITERIOS DE INSPECCIÓN</b>	
		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Perfiles estructurales de soporte.</li> <li>• Secciones del mástil.</li> <li>• Travesaños, columnas y largueros.</li> <li>• Cuadratura de cajones.</li> <li>• Rectitud de los perfiles estructurales.</li> <li>• Planos de ensamblaje de la estructura.</li> <li>• Identificación de áreas críticas.</li> <li>• Elementos de sujeción (pernos, pines, pasadores, cupillas de seguridad y orejas de anclaje).</li> </ul>	
<b>POSICIÓN DEL MÁSTIL AL MOMENTO DE LA INSPECCIÓN:</b>			
		Desarmado:	
		Erguido:	

	Recostado:					
DESCRIPCIÓN	A	I	NA	-	OBSERVACIONES	CALIF
<b>GENERAL:</b>						
Verificar la existencia y/o vigencia de la certificación del mástil.						
Revisar los planos de ensamblaje de la estructura.						
Identificar las áreas críticas.						
Revisar orden y aseo general.						
Información de la placa del fabricante.						
Información de los materiales usados para su construcción.						
Información de las soldaduras aplicadas a la estructura.						
Localización de las juntas soldadas.						
<b>ESPECÍFICA:</b>						
Limpieza, pintura e iluminación del mástil, lámparas aseguradas (pines y cupillas de seguridad, guayas)						
Condición de las escaleras (anclaje, corrosión, deformaciones).						
Revisión del mecanismo de erección del mástil (corrosión, deformación, poleas, pines y						

cupillas de seguridad).						
Revisar los cables de acero, incluyendo las líneas de operación, elevación y cables guía, (torceduras, cables rotos, corrosión o desgaste de los cables, ubicación en poleas).						
Revisar los equipos de escalar (arnés, manillas de seguridad, cola de mono, yoyo y cinturón).						
Revisión de las barandas, pasillo, pines de anclaje con su respectiva guayas o cupillas de seguridad y trinchas del encuelladero.						
Revisión de las poleas del bloque corona, su lubricación, desgaste o corrosión. Verificar su cuadratura, la verticalidad en su armado.						
Revisar la rectitud de los perfiles estructurales principales de soporte (patas) de la estructura.						
Revisión de las soldaduras en los perfiles estructurales principales de soporte (patas)						

de la estructura.						
Revisar las columnas, largueros y travesaños.						
Revisión de los pernos y pasadores.						
Revisión de las orejas de anclaje.						
Revisar que la estructura del mástil se encuentre nivelada, revisar sus cimientos, soportes y pasadores con su respectivas cupillas de seguridad.						
Durante la perforación u operaciones de servicio, se debe revisar todas las conexiones empernadas, que no tengan deformaciones, que no se encuentren corroídas y que estén ajustadas correctamente.						
<b>TOTAL</b>						



**Tabla 8.** Check list de la subestructura.

<b>CHECK LIST DE LA SUBESTRUCTURA</b>																
<b>EMPRESA OPERADORA:</b>																
<b>CONTRATISTA DE PERFORACIÓN:</b>																
<b>COMPANY MAN:</b>	<b>UBICACIÓN:</b>															
<b>TOOL PUSHER</b>	<b>POZO:</b>															
<b>INSPECTOR:</b>	<b>RIG No:</b>	<b>FECHA:</b> / /														
Esta Lista de Chequeo ha sido elaborada de acuerdo a las normas aplicables para la industria, entre ellas API RP 4G, API SPEC 4F, API SPEC Q1, AWS D1.1, SNT-TC-1A.		Marcar con una <b>X</b> la categoría considerada de acuerdo a la inspección.														
<b>CATEGORÍA DE INSPECCIÓN:</b>		<b>PONDERACIÓN:</b>														
<table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <td>Categoría I:</td> <td style="width: 50px;"></td> </tr> <tr> <td>Categoría II:</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Categoría III:</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Categoría IV:</td> <td></td> </tr> </table>		Categoría I:		Categoría II:		Categoría III:		Categoría IV:		<table border="1" style="width: 100%; text-align: center;"> <tr style="background-color: red; color: black;"> <td>Inaceptable:</td> <td>Menor a 84%</td> </tr> <tr style="background-color: cyan; color: black;"> <td>Bueno:</td> <td>Desde 85 a hasta 94%</td> </tr> <tr style="background-color: green; color: black;"> <td>Excelente:</td> <td>Desde 95 hasta 100%</td> </tr> </table>	Inaceptable:	Menor a 84%	Bueno:	Desde 85 a hasta 94%	Excelente:	Desde 95 hasta 100%
Categoría I:																
Categoría II:																
Categoría III:																
Categoría IV:																
Inaceptable:	Menor a 84%															
Bueno:	Desde 85 a hasta 94%															
Excelente:	Desde 95 hasta 100%															
<b>NOMENCLATURA DE CADA CATEGORÍA</b>	<b>A</b>	Adecuado	<b>Nota:</b> Cualquier <b><u>INADECUADO</u></b> debe tener una explicación y ser corregido.													
	<b>I</b>	Inadecuado														
	<b>NA</b>	No Aplica														
	-	De obligatorio cumplimiento para iniciar operación														
<b>SUBESTRUCTURA</b>		<b>CRITERIOS DE INSPECCIÓN</b>														
		<ul style="list-style-type: none"> <li>Perfiles estructurales de</li> </ul>														



soporte.

- Travesaños, columnas y largueros.
- Rectitud de los perfiles estructurales.
- Planos de ensamblaje de la subestructura.
- Identificación de áreas críticas.
- Elementos de sujeción (pernos, pines, pasadores, cupillas de seguridad y guayas de anclaje).

**POSICIÓN DE LA SUBESTRUCTURA AL MOMENTO DE LA INSPECCIÓN:**

Elevada:	
Descendida:	
Desarmada:	

DESCRIPCIÓN	A	I	NA	-	OBSERVACIONES	CALIF
<b>GENERAL:</b>						
Verificar la existencia y/o vigencia de la certificación de la subestructura.						
Revisar los planos de ensamblaje de la subestructura.						
Identificar las áreas críticas.						
Revisar orden y aseo general.						

Información de la placa del fabricante.						
Información de los materiales usados para su construcción.						
Información de las soldaduras aplicadas a la subestructura.						
Localización de las juntas soldadas.						
<b>ESPECÍFICA:</b>						
Limpieza, pintura e iluminación de la subestructura, lámparas aseguradas (pines y cupillas de seguridad, guayas)						
Condición de las escaleras de acceso (anclaje, corrosión, deformaciones).						
Revisar las barandas, pasillos con sus respectivas cupillas de seguridad en el piso del mástil.						
Revisar la base de asentamiento del drill pipe en el piso del mástil.						
Revisar el orden y limpieza del piso del mástil, que se encuentren asegurados con sus respectivas guayas todos sus equipos y herramientas de perforación.						

Revisión de la planchada o rampa inclinada, revisar condiciones de anclaje con sus respectivos pasadores y pines con cupillas de seguridad.						
Revisar el orden y limpieza del cellar.						
Revisar los pasadores y pines con su respectivas cupillas de seguridad de los elementos estructurales de soporte (patas) de la subestructura.						
Revisar las condiciones (presencia de daño, corrosión y deformación) de los gatos para levantar el BOP.						
Revisar la rectitud de los perfiles estructurales principales de soporte (patas) de la subestructura.						
Revisión de las soldaduras en los perfiles estructurales principales de soporte (patas) de la subestructura.						
Revisar las columnas, largueros y travesaños.						
Revisión de los pernos y						

pasadores.						
Revisión de las orejas de anclaje.						
Revisión de las rieles de la subestructura (presencia de corrosión o desgaste de las mismas).						
Revisar las bases y los cimientos de la subestructura.						
<b>TOTAL</b>						

#### 4.2.4.1. Como realizar la calificación del Check List

La calificación por ítem se la realizará en un rango de 0 a 1, siendo INADECUADO y 1 ADECUADO respectivamente, la opción que se dará con este formato es que pueda existir una calificación acorde al estado o funcionamiento correcto del ítem en prueba, es decir:

- 0 totalmente inadecuado.
- 0,25 medianamente inadecuado.
- 0,5 un estado regular bueno.
- 0,75 un estado medianamente adecuado.
- 1 totalmente adecuado.

El Check List del mástil y la subestructura cuenta con 22 y 24 ítems respectivamente, necesarios de ser revisados minuciosamente, para un correcto chequeo o control de los perfiles estructurales y elementos de sujeción.

Es necesario realizar una calificación total, para esto se utilizará la siguiente ecuación:

$$Q = \frac{\sum IT}{IT} \times 100 \quad \text{Ec. [1]}$$

**Donde:**

$Q$  = Calificación

$\sum IT$  = Sumatoria de la calificación de los ítems totales

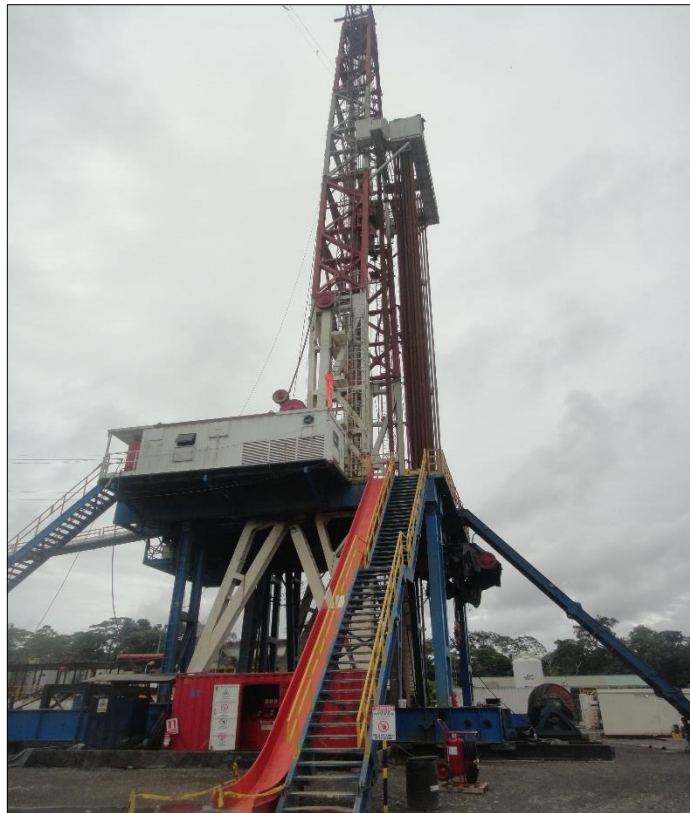
$IT$  = Ítems totales

Y la multiplicación por 100 para obtener en porcentaje la respuesta.

Según normas internacionales y el **CONCURSO DE OFERTAS 289, PARA LA LICITACIÓN DE TALADROS DE PERFORACIÓN DE PETROAMAZONAS EP**, es necesario una calificación de un proceso o funcionamiento de un equipo mínima de 8,5/10, para cuidar los demás procesos, equipos y sobre todo el talento humano. En este caso se propone calificar en porcentaje con un mínimo de 85% para que continúe en funcionamiento el equipo, caso contrario de ser menor a dicho valor, se recomienda parar las operaciones hasta que el equipo en este caso el mástil y la subestructura se someta a un proceso de reparación

o modificación de su estructura, según los criterios del fabricante o usuario de la misma.

#### 4.2.5. CRITERIOS DE RECHAZO DEL MÁSTIL Y LA SUBESTRUCTURA



**Figura 43.** Mástil de perforación.

El mástil como se puede observar en la figura 43, en funcionamiento es una estructura fija, que sólo se desensambla en secciones cuando la torre necesita movilizarse a otra locación (trasteo) o para certificación cada 10 años; es decir, es difícil decidir suspender el funcionamiento de la estructura en servicio, ya que mientras cumpla con el mantenimiento descrito en este capítulo y cuando se realice el check list propuesto a la estructura, se haga los cambios o

reparaciones apropiadas que exija la calificación del mismo para aprobar su funcionamiento y según los criterios del fabricante o usuario de la estructura, el mástil puede seguir en funcionamiento sin importar el año de fabricación y conforme a la certificación que debe cumplir la misma.



**Figura 44.** Subestructura.

La subestructura como se puede observar en la figura 44, en funcionamiento es una estructura fija, que sólo se desensambla cuando la torre necesita moverse a otra locación (trasteo) o para certificación cada 10 años; es decir, es difícil decidir suspender el funcionamiento de la subestructura en servicio, ya que mientras cumpla con el mantenimiento descrito en este capítulo y cuando se realice el check list propuesto, se haga los cambios o reparaciones apropiadas que exija la calificación del mismo para aprobar su funcionamiento y según los criterios del fabricante o usuario de la subestructura, la subestructura puede seguir en funcionamiento sin importar el año de fabricación y conforme a la certificación que debe cumplir la misma.



Es necesario aclarar que tanto el mástil como la subestructura de una torre de perforación de pozos petroleros, son estructuras que se fabrican la una para erguirse sobre la otra respectivamente; es decir, son estructuras que se complementan una con la otra y que son ensambladas sólo para sus diseños, así que no se podrá hablar de cambiar un mástil por otro o cambiar una subestructura por otra. Pero si se podrá decir el cambiar perfiles estructurales de soporte (patas) de las estructuras o perfiles estructurales en general como columnas, largueros y travesaños; de iguales características a los utilizados en los planos de ensamblaje o por recomendaciones del fabricante o usuario de las estructuras en servicio.

A mi criterio para dar de baja la estructura del mástil y la subestructura, ya que las dos estructuras están compuestas de elementos estructurales principales de soporte (patas), perfiles estructurales en general (columnas, largueros y travesaños) y elementos de sujeción (pernos, pines, pasadores y orejas de anclaje) se debería observar y aplicar END para comparar espesores nominales de fabricación con los espesores existentes, si existe demasiada diferencia entre ellos, por erosión, corrosión o presencia de agrietamientos notables en su estructura, el mástil y la subestructura no debe seguir en funcionamiento.

## **CAPÍTULO V**

### **5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### **5.1. CONCLUSIONES**

- Al concluir este análisis se pretende dar lineamientos para los procedimientos de inspección y mantenimiento del mástil y la subestructura de una torre de perforación de pozos petroleros aplicable a la industria hidrocarburífera del país, como también la capacitación del personal encargado de las inspecciones y crear un ambiente de trabajo seguro de todo el personal.
- Con la implementación del manual de inspección y mantenimiento del mástil y la subestructura se genera un mayor control de las estructuras en servicio de las empresas perforadoras.
- Se desarrolló los procedimientos de inspección del mástil y la subestructura basándose en normas internacionales como las API, AWS y ASNT.
- Es necesario establecer los procedimientos y documentación a seguir antes de cualquier tarea de inspección y mantenimiento del mástil y la subestructura, en un acuerdo mutuo entre el fabricante o usuario de la estructura y el inspector encargado de realizar su trabajo.
- Las especificaciones y recomendaciones del fabricante o usuario del mástil y la subestructura, deben ser las primeras en tomarse en cuenta

antes de realizar cualquier tarea de inspección y mantenimiento en las estructuras en servicio.

- El disponer de la información del check list propuesto, permitirá establecer los procedimientos de control que satisfagan las necesidades de inspección y mantenimiento de las estructuras en servicio de las empresas perforadoras y determinar si las estructuras están en perfecto estado de funcionamiento o necesitan acciones correctivas.
- La información proporcionada por este análisis como los procedimientos, manuales y check lists propuestos servirá como un aporte para la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero para realizar fiscalizaciones más eficientes del mástil y la subestructura de una torre de perforación de pozos petroleros, lo que permitirá llevar un control de las estructuras en servicio de las empresas perforadoras en el Ecuador, asegurando así las inversiones realizadas y sobre todo asegurar el ambiente de trabajo del personal.

## 5.2. RECOMENDACIONES

- Se recomienda que todo procedimiento de inspección y mantenimiento de estructuras se base en normas especializadas para tal propósito, ya que ayuda al juicio del inspector encargado a realizar un trabajo más eficiente y oportuno.
- Los servicios de inspección y mantenimiento del mástil y la subestructura deben ser realizados por entidades con experiencia y certificados internacionales o nacionales que acrediten su labor.
- Las reparaciones o remplazos de los elementos estructurales y elementos de sujeción tanto del mástil como la subestructura, después del check list realizado y en conjunto con los criterios del fabricante o usuario de las estructuras en servicio, debe ser realizado bajo estándares internacionales como las API, para garantizar el trabajo realizado.
- La certificación de un equipo o una estructura es el resultado final de validación de la misma para su funcionamiento, el cual se llega a éste mediante estudios y análisis de las normativas técnicas aplicables en la industria, criterios del fabricante o usuario del equipo o estructura en servicio, la experiencia del personal encargado de la inspección y el mantenimiento y por ello es de gran importancia que las empresas perforadoras tengan actualizadas su certificación de cada equipo y estructuras en servicio, cumpliendo así con los estándares internacionales y la ley ecuatoriana.
- Se recomienda a las empresas perforadoras que anualmente se realice una inspección categoría III y IV como se presenta en la tabla 4 de este

análisis; con los respectivos procedimientos y métodos de END descritos en este análisis, ya que el medio ambiente en el que está funcionando el mástil y la subestructura de una torre de perforación de pozos petroleros en el Ecuador, generalmente es la Región Amazónica y ésta contiene un ambiente muy húmedo y por ende las estructuras en servicio están expuestas además de su funcionamiento normal de soportar cargas estáticas y dinámicas (desgaste de las estructuras), al proceso de corrosión que se genera por este medio ambiente.

- Se recomienda a los funcionarios de la ARCH programar sus salidas al campo, para realizar las inspecciones respectivas, coordinando para llegar a las locaciones cuando el personal de la torre esté en labores de armado del mástil y la subestructura, ya que así se podría realizar inspecciones más confiables como se presenta en los procedimientos, manuales y check lists propuestos.

## NOMENCLATURA

<b>API</b>	American Petroleum Institute
<b>ARCH</b>	Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero
<b>SPEC</b>	Specification
<b>ASTM</b>	American Society for Testing and Materials
<b>RP</b>	Recommended Practice
<b>ASNT</b>	The American Society for Nondestructive Testing, Inc
<b>AWS</b>	American Welding Society
<b>VI</b>	Inspección Visual
<b>PT</b>	Líquidos Penetrantes
<b>MT</b>	Partículas Magnéticas
<b>RT</b>	Radiografía Industrial
<b>UT</b>	Ultrasonido Industrial
<b>SSA</b>	Seguridad, Salud y Medio Ambiente
<b>END</b>	Ensayos No Destructivos
<b>SHLC</b>	Static Hook Load Capacity
<b>PSL</b>	Product Specification Level
<b>BOP</b>	Blow Out Preventer

## BIBLIOGRAFÍA

1. American Petroleum Institute Q1. (2013). Specification for Quality Management System Requirements for Manufacturing Organization for the Petroleum and Natural Gas Industry. *Ninth Edition*. Estados Unidos.
2. American Petroleum Institute RP 4G. (2012). Operation, Inspection, Maintenance, and Repair of Drilling and Well Servicing Structures. *Fourth Edition*. Estados Unidos.
3. American Petroleum Institute SPEC 4F. (2013). Specification for Drilling and Well Servicing Structures. *Fourth Edition*. Estados Unidos.
4. American Welding Society D1.1. (2010). Structural Welding Code-Steel. *22nd Edition*. Estados Unidos.
5. ARCH. (2013). Manual de procedimiento para inspección técnica y de seguridad industrial en equipos de perforación. Ecuador.
6. Campos Sarazua, E. O. (2006). Tesis. *Normas principales de operación y mantenimiento de equipos de perforación y workover*. Universidad de San Carlos de Guatemala.
7. Correa, J. (2012). *Pruebas no destructivas NDT*. Recuperado el 05 de Agosto de 2014, de <http://juliocorrea.files.wordpress.com/2007/10/pruebas-no-destructivas.pdf>
8. DECRETO EJECUTIVO 2393. (1998). Reglamento de seguridad y salud de los trabajadores y mejoramiento del medio ambiente de trabajo. Quito.
9. DLS Argentina Limited. (2000). *Manual de Seguridad*. Recuperado el 11 de 06 de 2014, de [http://www.dls-argentina.com.ar/seguridad\\_sp/12.htm](http://www.dls-argentina.com.ar/seguridad_sp/12.htm)

10. ENDIC S.A. (2011). *Radiografía Industrial*. Recuperado el 14 de Junio de 2014, de [http://www.endicsa.com.ar/site/index.php/servicios/?option=com\\_content&view=article&id=79](http://www.endicsa.com.ar/site/index.php/servicios/?option=com_content&view=article&id=79)
11. Figon Cepeda, Á. H. (2006). Tesis. *Tratamientos de superficies de acero ASTM A-36 asistido por laser*. Tamaulipas, México: Instituto Politécnico Nacional.
12. García, L. (2010). Revista de ingeniería del mantenimiento en Canarias. *Ingeniería del mantenimiento*, 55-62.
13. Garzón Chalco, C. (2011). *PERNOS ESTRUCTURALES DE ALTA RESISTENCIA*. Recuperado el 29 de Julio de 2014, de [http://biblioteca.espe.edu.ec/upload/5\\_Articulo\\_\\_de\\_Mecanica.pdf](http://biblioteca.espe.edu.ec/upload/5_Articulo__de_Mecanica.pdf)
14. Garzón Naranjo, M. G. (2006). *Mantenimiento de torres de perforación petrolera*. Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
15. Hawker, D., & Vogt, K. (2001). *Manual de Perforación*. Alberta: DATALOG.
16. Hawker, D., & Vogt, K. (2001). *Manual de Perforación: Procedimientos y Operaciones en el Pozo*. Ontario: Calgary.
17. International Paint Ltd. (2011). *Surface Preparation: Metallic Surfaces*. Recuperado el 19 de 07 de 2014, de <http://www.international-pc.com/resource-centre/documents/surface-preparation.pdf>
18. Ley de Hidrocarburos del Ecuador. (2009). Ecuador.
19. Lopez, C., & Otros. (2006). *Manual de Sondeo, Tecnología de perforación*. Madrid.
20. Ministerio de Relaciones Laborales. (2005). Código del Trabajo. Quito, Ecuador.



21. NORMA PETROECUADOR SI-003. (1996). Permisos de trabajo. Quito: PETROECUADOR.
22. Ortiz Cruz, D. G. (2008). Equipos y herramientas de perforación, procesos operativos en armada, desarmada y traslado de equipos. *Tesis*. Ecuador: Universidad Tecnológica Equinoccial.
23. PETROAMAZONAS EP. (2014). *Concurso de ofertas 289*. Quito: PETROAMAZONAS EP.
24. Rayo, M., & Ospina, J. (2014). Diseño y elaboración de un plan de directrices de mantenimiento preventivo e inspección del sistema de levantamiento de equipos de workover. Universidad Surcolombiana.
25. Samuel, U. (2009). *Scribd*. Recuperado el 25 de Mayo de 2014, de Taladros de Perforación: <http://es.scribd.com/doc/22519554/Taladro-de-perforacion>
26. *Scribd*. (2005). *Manual de Procedimiento de Ensayos No Destructivos por el Método de Ultrasonido*. Recuperado el 03 de Julio de 2014, de <http://es.scribd.com/doc/29285450/Manual-de-Procedimiento-de-Ensayos-No-Destructivos-Por-El-Metodo-de-Ultrasonido>
27. Sistendca. (2010). *Introducción a los ensayos no destructivos (END)*.
28. Slideshare. (2007). *Ensayos no destructivos aplicados a la soldadura*. Recuperado el 16 de Agosto de 2014, de <http://es.slideshare.net/Orli10/ensayos-no-destructivos-aplicados-a-la-soldadura>
29. Tavares, L. A. (2001). *Administración moderna del mantenimiento*. Río de Janeiro: Novo Polo Publicaciones.

30. The American Society for Nondestructive Testing SNT-TC-1A. (2011). Personnel Qualification and Certification for Nondestructive Testing. Estados Unidos.
31. The Society for Protective Coatings. (2011). *Surface Preparation Standards*. Recuperado el 15 de 08 de 2014, de [https://protective.sherwin-williams.com/pdf/tools-charts-list/surface\\_preparation\\_standards.pdf](https://protective.sherwin-williams.com/pdf/tools-charts-list/surface_preparation_standards.pdf)
32. U, S. (2009). *Documentos*. Obtenido de Taladro de Perforación: <http://es.scribd.com/doc/22519554/Taladro-de-perforacion>
33. Villafuerte Bermúdez, A. F. (2012). Tesis. *Metodología para certificación de la estructura metálica soldada de torres para perforación en pozos de petróleo*. Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
34. Zúñiga, J., & Jaramillo, B. (2013). Tesis. *Estandarización de las inspecciones técnicas y de seguridad industrial de los equipos de reacondicionamiento de pozos que operan en el Ecuador*. Ecuador: Universidad Central del Ecuador.

# ANEXOS

## ANEXO 1. Permisos de trabajo en caliente de EP PETROECUADOR.

UNIDAD		FECHA	TURNO
EQUIPO/LINEA/SITIO		TRABAJO A REALIZAR	
AUTORIZADO POR: NOMBRE			
FIRMA:			
LISTA DE VERIFICACION DEL AUTORIZADOR			
	SIGNA		SIGNA
1. EL TRABAJO FUE REVISADO CON EL EJECUTANTE?		7. EL AREA ESTA LIMPIA DE COMBUSTIBLE?	
2. EL EQUIPO ESTA FUERA DE OPERACION / DEPRESIONADO?		8. SE DISPONE DE EQUIPOS DE PROTECCION PERSONAL?	
3. EL EQUIPO FUE DRENADO/ LAVADO/VAPORIZADO?		9. EXISTE EQUIPOS PARA CONTROL DE INCENDIOS?	
4. EL EQUIPO ESTA AISLADO / JUNTA CEGADO?		10. ES NECESARIO LONA (GNIFUGA) AGUA COMO NEBLINA?	
5. EL EQUIPO ESTA SEÑALIZADO ADECUADAMENTE		11. SE DESIGNO UN OPERADOR QUE ACOMPAÑE LOS TRABAJOS?	
6. EL AREA ESTA LIBERADA DE GASES INFLAMABLES?		12. EL EQUIPO SE ENCUENTRA DESENERGIZADO?	
EQUIPO DE PROTECCION PERSONAL		GAS TOXICO EN PPM OXIGENO% VOL GAS COMBUSTIBLE% LEL OTROS	
RECOMENDACIONES DEL AUTORIZADOR			
HEMOS LEIDO Y ENTENDIDO EL PERMISO Y ACEPTAMOS LAS PRECAUCIONES QUE DEBEN SER TOMADAS			
f. Operador de Area		f. Ejecutante	
EL TRABAJO HA SIDO TERMINADO?		REVALIDACION PARA EL TURNO: Certificamos que las condiciones se mantienen	
Si	No Fecha	f. Autorizador	f. Operador
TRABAJO PROBADO Y ENTREGADO		TRABAJO RECIBIDO	
f. Ejecutante		f. Autorizador Fecha	

ORIGINAL, PARA EL EJECUTANTE

(NORMA PETROECUADOR SI-003, 1996)

**ANEXO 2. Permisos de trabajo en frío de EP PETROECUADOR.**

UNIDAD:		FECHA	TURNO
EQUIPO/LINEA/SITIO		TRABAJO A REALIZAR	
AUTORIZADO POR:			
NOMBRE: _____			
FIRMA: _____			
LISTA DE VERIFICACION DEL AUTORIZADOR			
	SI/NO		SI/NO
1. EL TRABAJO FUE REVISADO CON EL EJECUTANTE?		7. EL AREA ESTA LIMPIA DE COMBUSTIBLE?	
2. EL EQUIPO ESTA FUERA DE OPERACION / DEPRESIONADO?		8. SE DISPONE DE EQUIPOS DE PROTECCION PERSONAL?	
3. EL EQUIPO FUE DRENADO/ LAVADO/VAPORIZADO?		9. EXISTE EQUIPOS PARA CONTROL DE INCENDIOS?	
4. EL EQUIPO ESTA AISLADO / JUNTA CEGADO?		10. ES NECESARIO LONA IGNIFUGA/ AGUA COMO NERLINA?	
5. EL EQUIPO ESTA SEÑALIZADO ADECUADAMENTE		11. SE DESIGNO UN OPERADOR QUE ACOMPAÑE LOS TRABAJOS?	
6. EL AREA ESTA LIBERADA DE GASES INFLAMABLES?		12. EL EQUIPO SE ENCUENTRA DESENERGIZADO?	
EQUIPO DE PROTECCION PERSONAL _____		GAS TOXICO EN PPM OXIGENO% VOL GAS COMBUSTIBLE% LEL OTROS _____	
RECOMENDACIONES DEL AUTORIZADOR _____			
HEMOS LEIDO Y ENTENDIDO EL PERMISO Y ACEPTAMOS LAS PRECAUCIONES QUE DEBEN SER TOMADAS			
f Operador de Area		f Ejecutante	
EL TRABAJO HA SIDO TERMINADO?		REVALIDACION PARA EL TURNO: Certificamos que las condiciones se mantienen	
Si	No	Fecha	
		f Autorizador	f Operador
TRABAJO PROBADO Y ENTREGADO		TRABAJO RECIBIDO	
f Ejecutante		f Autorizador	
		Fecha	

ORIGINAL PARA EL EJECUTANTE


(NORMA PETROECUADOR SI-003, 1996)



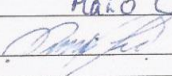




**ANEXO 5. Hoja de registro de trabajos en alturas para engrasado de poleas del bloque corona, SAXON RIG 32.**



### Hoja de Registro de Trabajos en Alturas

Rig: <u>32</u>	Número de Permiso Asociado:	Fecha: <u>13/07/2014</u>
Nombre del Miembro de la Cuadrilla: <u>Maio Ceida</u>		Hora de Inicio: <u>06 H.</u> Hora de Finalización: <u>16 h.</u>
Firma: 		Cargo: <u>Encargado</u>

	SI	NO		SI	NO
Todas las herramientas están aseguradas en una bolsa de herramientas.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	¿Está visible el cartel de "Hombre en la Torre" en la consola del Perforador?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Todas las partes están aseguradas en una bolsa de herramientas.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	¿Está señalizada apropiadamente el area de barricada por debajo?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
¿Está todo el equipo que se considera útil?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	¿Está la correa de la quijada asegurada con todos sus bolsillos vacíos?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>


**Descripción de la Tarea a realizar en altura**

Engrasado de Poleas

<b>Herramientas Tomadas en Altura</b> (Herramientas aseguradas por cordones y a la funda de herramientas)	<b>Herramientas devueltas</b>
<u>Engrasadora</u>	<input type="checkbox"/>
	<input type="checkbox"/>
	<input type="checkbox"/>
	<input type="checkbox"/>
	<input type="checkbox"/>
	<input type="checkbox"/>
	<input type="checkbox"/>

Cantidad	Partes Tomadas en Alturas (deben estar aseguradas en la funda de herramientas)	Parte Usada	Parte Devuelta
1	<u>engrasadora</u>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>





Al firmar abajo, el Perforador o el Supervisor confirman que **todas** las herramientas y partes designadas como "**Partes Devueltas**" han sido identificadas, devueltas y contadas.

Nombre Perforador / Supervisor: <u>Severo Peña</u>	Firma: 
--	--

Revision 0 – 23-MAY-2014 QHSE.COR.FRM.076.EN




**ANEXO 6. Reporte de inspección con partículas magnéticas en el bloque corona, SAXON RIG 32.**

	<b>ORDEN DE TRABAJO :</b> SINDES-M-071-118-024 <small>Work Order</small>	<b>REV.:</b> 0 <small>Review</small>		
	<b>CLIENTE :</b> Saxon Energy Services del Ecuador S.A. <small>Customer</small>			
	<b>LOCACION :</b> YURALPA D 2 <small>Location</small>	<b>ORDEN:</b> 15595 <small>Order</small>		
	<b>FECHA :</b> Febrero 15/ 2014 <small>Date</small>	<b>ORIGEN:</b> RIG 32 <small>Origin</small>		
<small>SERVICIOS DE INSPECCION NO DESTRUCTIVA Y DE SOLDADURA-NONDESTRUCTIVE INSPECTION AND WELDING SERVICES</small>			<small>SINDES-FO-022-001 REV. 0. BY H.S.</small>	
<b>REPORTE DE INSPECCION CON PARTICULAS MAGNETIZABLES</b> <b>Magnetic Particles Inspection Report</b>				
<b>Equipo Magnetizador :</b> AC / DC YOKE <small>Equipment of Magnetize</small>		<b>S/N:</b> 7695 <small>Serial Number</small>	<b>Tipo de Magnetización :</b> Logitudinal A 90° <small>Type of Magnetization</small>	
<b>Método de Magnetización :</b> Continua <input checked="" type="checkbox"/> Residual <input type="checkbox"/> <small>Method of Magnetization</small> Continuous Residual Remainder		<b>Desmagnetización :</b> SI <input type="checkbox"/> NO <input checked="" type="checkbox"/> <small>Demagnetizing</small>		
<b>Tipo de Partículas :</b> Húmedas Fluorescentes <small>Type of Particles</small>		<b>Denominación Comercial :</b> Magnaglo - 20B (MAGNAFLUX) <small>Commercial Denomination</small>	<b>Concentración :</b> 0,2ml / 100ml <small>Concentration</small>	
<b>ILUMINACION</b> <small>Lighting</small>		<b>S/N :</b> 1872995 <small>Serial Number</small>	<b>Intensidad - Lámpara :</b> 2300 µw/cm <sup>2</sup> <small>Intensity -Lamp</small>	
<b>Luz Negra</b> <input checked="" type="checkbox"/> <small>Black Ligth</small>		<b>Distancia Lámpara-Superficie :</b> 30 - 35 cm <small>Distance Lamp - Surface</small>		
<b>Luz Natural</b> <input type="checkbox"/> <small>Natural Ligth</small>				
<b>Descripción:</b> <u>SOLDADURAS DE LA CORONA</u> <small>Description</small>				
				
<b>Procedimiento :</b> SINDES-PR-041-001 Rev.3 <small>Procedure</small>		<b>Código / Estándar :</b> <small>Standard / Code</small>	<b>Código / Estándar :</b> ASTM E 709 <small>Standard / Code</small>	
<b>Resultados Obtenidos:</b> <small>Obtained Results</small>				
<b>- Soldadura inspeccionada libre de fisuras</b>				
<b>Estado Final :</b> OPERATIVO <small>End State</small>		<b>Solicitado por :</b> Ing. Alejandro Alvarez <small>Solicited by</small>		
 <b>SPV. SINDES</b>		 <b>O. Guevara / C. Logroño</b> <b>INSPECTOR/ Nivel II SNT-TC-1A</b>		<b>REPRESENTANTE DEL CLIENTE</b>




**ANEXO 7.** Reporte de inspección con partículas magnéticas en soldaduras del encuelladero, SAXON RIG 32.

  
**SERVICIOS DE INSPECCION  
NO DESTRUCTIVA Y SOLDADURA**


RUC: 1792147020001  
Telf: 022-322645 Cel: 0993998970  
Email: info@sindes.com  
Web: www.sindes.com

<b>CLIENTE:</b>	Saxon Energy Servicios del Ecuador S.A.
<b>LOCACION:</b>	Base - Saxon
<b>ORIGEN :</b>	RIG 32
<b>ORDEN DE TRABAJO:</b>	SINDES-M-071-179-033
<b>REVISION:</b>	0
<b>ORDEN DEL CLIENTE:</b>	14424
<b>FECHA FIN TRABAJO:</b>	Mar 08/ 2013
<b>INSPECTOR:</b>	Tec. H. Simbaña
<b>PROCEDIMIENTO:</b>	SINDES-PR-041-001_Rev.1
<b>ESPECIFICACION:</b>	ASTM E 709 Standard Guide for Magnetic Particle Examination AWS D1.1 Structural Welding Code
<b>DESCRIPCION:</b>	SOLDADURAS DE ENCUELLADERO



**TRABAJO REALIZADO:**  
A. INSPECCIÓN CON PARTICULAS MAGNETIZABLES SECAS  
B. INSPECCION VISUAL

ANEXO 8. Análisis de seguridad en el trabajo (ATS) para el engrasado de poleas del bloque corona, NABORS RIG 815.



## ANÁLISIS DE SEGURIDAD EN EL TRABAJO (JSA)

**País / Ubicación:** Ecuador / Orellana Petroamazonas OSO B 056
**Fecha:** 04-08-2014

**Descripción del trabajo o actividad:** ENGRASADO DE POLEAS DE LA CORONA
**Torre:** 815


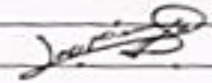
**JSA #** \_\_\_\_\_

Secuencia del Trabajo (Pasos)	Peligros o incidentes potenciales	Recomendaciones para eliminar o reducir los peligros
1. Revisión de área, herramientas, equipo de altura	Caidas, resbalones, torceduras, luxaciones.	Supervisión adecuada, concentración en el trabajo, uso de EPP y herramienta adecuada, señalización.
2. Bloqueo y etiquetado del malacate y motor.	Atrapamientos, golpes, fracturas	Verificar que el equipo se encuentre bloqueado y etiquetado.
3. Asenso a la corona apoyado en el contra peso del encuellador, anclado con un carabinero al sistema de escalera de seguridad	Caidas, fracturas, golpes, machucones, resbalones.	Chequeo y anclaje adecuado de línea de vida y herramientas
4. Asegurarse en un punto de anclaje en la corona	Caidas, resbalones, torceduras, luxaciones.	Supervisión permanente y cuidado hasta realizar la tarea
5. Engrasar poleas	Aplastamiento, pérdida de algún miembro del cuerpo.	Supervisión permanente y cuidado hasta realizar la tarea
6. Anclarse con un carabinero al sistema de escalera de seguridad e iniciar descenso de la corona	Caidas, fracturas, golpes, machucones, resbalones.	Chequeo y anclaje adecuado de línea de vida y herramientas
7. Guardar herramientas de altura en el armario	Golpes, machucones, resbalones	Limpiar herramientas antes de guardar

**Haga una lista del equipo de Protección personal, Herramientas especiales y otro equipo de Seguridad Requerido para este trabajo**

Casco, gafas, guantes, arnés, graseo, herramientas para altura.

**FIRMA**

<b>JSA Escrito por:</b> <u>Victor Guerrero</u>  <b>Cargo del trabajo:</b> <u>Encuellador</u>	<b>JSA Aprobado por:</b> <u>Jorge Parraga</u>  <b>Cargo del trabajo:</b> <u>Rig Manager</u>
--	---

F0782 (2)      Original – Archivos de Perforación      Copia – Oficina de Área      Copia – Oficina de Houston      Página 1 de 2

## ANEXO 9. Formulario de Inspección Visual del Mástil de Perforación.

### Drilling Mast Category III/IV - Visual Field Inspection Form

Type of inspection performed (check one box only):

Category III Inspection

Category IV Inspection

**Mast**—A structural tower comprised of one or more sections and then raised to the operating position. If the unit contains two or more sections, it may be telescoped or unfolded during the erection procedure.

**PURPOSE & SCOPE OF INSPECTION:** This report form and inspection procedure was developed as a guide for making and reporting field inspection in a thorough and uniform manner. The procedure is intended for use by operating personnel (or a designated representative) to the extent that its use satisfies conditions for which an inspection is intended. More detailed and critical inspections may be scheduled periodically, or ordered to supplement a program of these inspections; if masts are used in the upper range of their load limits, or if structures may have been subjected to critical conditions which could effect safe performance. This form is provided strictly as a guide, and the API accepts no liability whatsoever for its use or scope.

**MARKING DAMAGE:** At the time of inspection, damaged sections or equipment must be clearly and visibly marked so that needed repairs may be made. A bright, contrasting spray paint is suggested for this. When repairs are made, the visible markings should be removed by painting over them. It is also necessary for the inspector to write "None" when no damage markings are needed, as this is his indication that the item has passed inspection. It is recommended that inspection be made with assistance of manufacturer's assembly drawing and operating instructions. For items not accessible or that do not apply, draw a line through the item pertaining to the component.

Company: \_\_\_\_\_ Rig #: \_\_\_\_\_

Date: \_\_\_\_\_

Location: \_\_\_\_\_ Mast Manufacturer: \_\_\_\_\_

Date of Manufacture: \_\_\_\_\_

Manufacturer's Drawing Available for Use in Inspection: Yes: \_\_\_\_\_ No: \_\_\_\_\_

Manufacturer's Rating: \_\_\_\_\_ Height: \_\_\_\_\_

Mast Serial #: \_\_\_\_\_

Mast Type: Telescoping: \_\_\_\_\_ Cantilevered: \_\_\_\_\_

Mast Position: Disassembled: \_\_\_\_\_ Standing: \_\_\_\_\_ Lying down: \_\_\_\_\_

Mast Nameplate on Structure: Yes: \_\_\_\_\_ No: \_\_\_\_\_

Component Numbers Present: Yes: \_\_\_\_\_ No: \_\_\_\_\_

Inspected By: \_\_\_\_\_ Representing: \_\_\_\_\_

**DRILLING MASTS**

Items that do not need attention should be checked to indicate that the item was inspected. Items that are not applicable should be marked in the box as "NA" (not applicable). Items that are warped, worn, damaged, cracked welds, rusted, bent, in need of repair or replacement, or otherwise in need of further attention, mark an "X" in the box and provide comments on the inspected items.

<input checked="" type="checkbox"/>	OK	<input type="checkbox"/>	X1	Requires immediate attention	Provide comments regarding inspected items.
<input type="checkbox"/>	NA Not applicable	<input type="checkbox"/>	X2	Requires attention next move	
<input type="checkbox"/>	U Unable to access	<input type="checkbox"/>	X3	Requires attention next maintenance	
<input type="checkbox"/>	M Missing	<input type="checkbox"/>	X4	Requires attention when convenient	

**COMMENTS REGARDING INSPECTED ITEMS**

**1.0 Crown Assembly**

Make/Model: \_\_\_\_\_

**1.1 Sheaves**

Number of Sheaves: \_\_\_\_\_ Main Cluster Sheave Diameter: \_\_\_\_\_

Fast Line Sheave Diameter: \_\_\_\_\_

Condition:

<input type="checkbox"/>	Sheaves:	_____
<input type="checkbox"/>	Grooves in Gage:	_____
<input type="checkbox"/>	Spacers or Seals:	_____
<input type="checkbox"/>	Grease Fittings:	_____
<input type="checkbox"/>	Bearings:	_____
<input type="checkbox"/>	Drilling Line Guards:	_____

**1.2 Crown Platform**

<input type="checkbox"/>	Decking:	_____
<input type="checkbox"/>	Holes Covered:	_____
<input type="checkbox"/>	Safety Gate:	_____
<input type="checkbox"/>	Ladder Access:	_____
<input type="checkbox"/>	Handrails:	_____
<input type="checkbox"/>	Frame Straight:	_____
<input type="checkbox"/>	Welds:	_____
<input type="checkbox"/>	Bolts and Nuts:	_____

**1.3 Crown Support Beams:**

<input type="checkbox"/>	Beam Straight:	_____
<input type="checkbox"/>	Pins & Bolts:	_____
<input type="checkbox"/>	Safety Pins/Keepers:	_____
<input type="checkbox"/>	Welds:	_____

**1.4 Additional Sheave Assemblies in Crown:**

Name: \_\_\_\_\_  
 Condition: \_\_\_\_\_

**1.5 Pad-eyes Under the Crown Platform:**

<input type="checkbox"/>	SWL Marked:	_____
<input type="checkbox"/>	Welds:	_____
<input type="checkbox"/>	Pin Holes:	_____

1.6 Fall Arrest/Climbing Assist Device Mounting:

<input type="checkbox"/>	Support Pole:	_____
<input type="checkbox"/>	Base:	_____
<input type="checkbox"/>	Sheave Attachment:	_____
<input type="checkbox"/>	Weight Bucket Attach:	_____
<input type="checkbox"/>	Welds:	_____

1.7 Crown Saver Block(s):

<input type="checkbox"/>	Safety Mesh:	_____
<input type="checkbox"/>	Safety Cable:	_____
<input type="checkbox"/>	Block(s) Condition:	_____
<input type="checkbox"/>	Attachment Strapping:	_____
<input type="checkbox"/>	Strapping Welds:	_____

Number of Visible Marks Applied: \_\_\_\_\_

2.0 Mast Legs:

2.1 Front Leg, Drillers Side:

<input type="checkbox"/>	Leg Straight:	_____
<input type="checkbox"/>	Pin Connections:	_____
<input type="checkbox"/>	Pin Hole(s):	_____
<input type="checkbox"/>	Pins:	_____
<input type="checkbox"/>	Safety Pins/Keepers:	_____
<input type="checkbox"/>	Welds:	_____

2.2 Front Leg, Off Drillers Side:

<input type="checkbox"/>	Leg Straight:	_____
<input type="checkbox"/>	Pin Connections:	_____
<input type="checkbox"/>	Pin Hole(s):	_____
<input type="checkbox"/>	Pins:	_____
<input type="checkbox"/>	Safety Pins/Keepers:	_____
<input type="checkbox"/>	Welds:	_____

2.3 Rear Leg, Drillers Side:

<input type="checkbox"/>	Leg Straight:	_____
<input type="checkbox"/>	Pin Connections:	_____
<input type="checkbox"/>	Pin Hole(s):	_____
<input type="checkbox"/>	Pins:	_____
<input type="checkbox"/>	Safety Pins / Keepers:	_____
<input type="checkbox"/>	Welds:	_____

2.4 Rear Leg, Off Drillers Side:

<input type="checkbox"/>	Leg Straight:	_____
<input type="checkbox"/>	Pin Connections:	_____
<input type="checkbox"/>	Pin Hole(s):	_____
<input type="checkbox"/>	Pin(s):	_____
<input type="checkbox"/>	Safety Pins/Keepers:	_____
<input type="checkbox"/>	Welds:	_____

Number of Visible Marks Applied: \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

**3.0 Spreaders (Back Panel Trusses)**

<input type="checkbox"/>	Members Straight:	_____
<input type="checkbox"/>	Bolts:	_____
<input type="checkbox"/>	Pin/Bolt Hole(s):	_____
<input type="checkbox"/>	Pins:	_____
<input type="checkbox"/>	Safety Pins/Keepers:	_____
<input type="checkbox"/>	Welds:	_____

Number of Visible Marks Applied: \_\_\_\_\_

**4.0 Girt(s) and Bracing:**

<input type="checkbox"/>	Members Straight:	_____
<input type="checkbox"/>	Welds:	_____

Number of Visible Marks Applied: \_\_\_\_\_

**5.0 Mast Feet or Pivots**

<input type="checkbox"/>	Condition:	_____
<input type="checkbox"/>	Pin Hole(s):	_____
<input type="checkbox"/>	Pins:	_____
<input type="checkbox"/>	Safety Pins/Keepers:	_____
<input type="checkbox"/>	Welds:	_____

Number of Visible Marks Applied: \_\_\_\_\_

**6.0 Deadline Anchor Mounting: (Reference API RP 8B)**

<input type="checkbox"/>	Supports:	_____
<input type="checkbox"/>	Bolts:	_____
<input type="checkbox"/>	Anchor Mounting Welds:	_____
<input type="checkbox"/>	Brass Inserts:	_____

Number of Visible Marks Applied: \_\_\_\_\_

**7.0 A-Frame/Gin Pole**

**7.1 Driller's Side Legs:**

<input type="checkbox"/>	Leg Straight:	_____
<input type="checkbox"/>	Pin Hole(s):	_____
<input type="checkbox"/>	Pins:	_____
<input type="checkbox"/>	Safety Pins/Keepers:	_____
<input type="checkbox"/>	Welds:	_____

**7.2 Off Driller's Side Legs:**

<input type="checkbox"/>	Leg Straight:	_____
<input type="checkbox"/>	Pin Hole(s):	_____
<input type="checkbox"/>	Pins:	_____
<input type="checkbox"/>	Safety Pins/Keepers:	_____
<input type="checkbox"/>	Welds:	_____

**7.3 Spreaders or Trusses:**

<input type="checkbox"/>	Members:	_____
<input type="checkbox"/>	Welds:	_____

**7.4 Upper Connections:**

<input type="checkbox"/>	Members:	_____
<input type="checkbox"/>	Welds:	_____

7.5 Lower Connections:

<input type="checkbox"/>	Pin Connections:	_____
<input type="checkbox"/>	Pin Hole(s):	_____
<input type="checkbox"/>	Pins:	_____
<input type="checkbox"/>	Safety Pins/Keepers:	_____
<input type="checkbox"/>	Welds:	_____

Number of Visible Marks Applied: \_\_\_\_\_

---

**See Section 10.0 for Raising Sheave Check List.**

---

8.0 Working Platforms:

8.1 Pipe Racking Platform:

<input type="checkbox"/>	Frame Straight:	_____
<input type="checkbox"/>	Pin Hole(s):	_____
<input type="checkbox"/>	Pins:	_____
<input type="checkbox"/>	Safety Pins/Keepers:	_____
<input type="checkbox"/>	Frame Welds:	_____
<input type="checkbox"/>	Working Platform:	_____
<input type="checkbox"/>	Landing Platform:	_____
<input type="checkbox"/>	Handrails:	_____
<input type="checkbox"/>	Ladder Access:	_____
<input type="checkbox"/>	Fingers Straight:	_____
<input type="checkbox"/>	Finger Welds:	_____
<input type="checkbox"/>	Finger Safety Line(s):	_____
<input type="checkbox"/>	Hoist Mounting:	_____

Number of Visible Marks Applied: \_\_\_\_\_

8.2 Casing Stabbing Board:

<input type="checkbox"/>	Frame Straight:	_____
<input type="checkbox"/>	Welds:	_____
<input type="checkbox"/>	Handrails:	_____
<input type="checkbox"/>	Working Platform:	_____
<input type="checkbox"/>	Hoisting Assembly:	_____
<input type="checkbox"/>	Hoist Mounting:	_____
<input type="checkbox"/>	Lower Travel Stops:	_____
<input type="checkbox"/>	Pin or Bolt Holes:	_____
<input type="checkbox"/>	Pins or Bolts:	_____
<input type="checkbox"/>	Safety Pins/Keepers:	_____

Number of Visible Marks Applied: \_\_\_\_\_

8.3 Tubing Support/Belly Board:

<input type="checkbox"/>	Frame Straight:	_____
<input type="checkbox"/>	Welds:	_____
<input type="checkbox"/>	Handrails:	_____
<input type="checkbox"/>	Pin Holes:	_____
<input type="checkbox"/>	Pins:	_____
<input type="checkbox"/>	Safety Pins/Keepers:	_____
<input type="checkbox"/>	Support Cables:	_____
<input type="checkbox"/>	Cable Connections:	_____

Number of Visible Marks Applied: \_\_\_\_\_

**9.0 Ladders:**

<input type="checkbox"/>	Vertical Rails Straight:	_____
<input type="checkbox"/>	Rails in Alignment:	_____
<input type="checkbox"/>	Ladder Stand Offs:	_____
<input type="checkbox"/>	Stand Off Connections:	_____
<input type="checkbox"/>	Rail Welds:	_____
<input type="checkbox"/>	Rungs:	_____
<input type="checkbox"/>	Rung Welds:	_____
<input type="checkbox"/>	Rung Spacing:	_____
<input type="checkbox"/>	Access at Rig Floor:	_____
<input type="checkbox"/>	Cage:	_____
<input type="checkbox"/>	Toe Clearance:	_____
Number of Visible Marks Applied:		_____

**10.0 Raising and Telescoping System**

**10.1 Raising Line System—Refer to API Spec 9B, for Specifications:**

<input type="checkbox"/>	Wireline:	_____
<input type="checkbox"/>	Wireline—Sockets:	_____
<input type="checkbox"/>	Pins:	_____
<input type="checkbox"/>	Safety Pins/Keepers:	_____
<input type="checkbox"/>	Sheaves Turn Freely:	_____
<input type="checkbox"/>	Sheaves:	_____
<input type="checkbox"/>	Grooves in Gage:	_____
<input type="checkbox"/>	Spacers or Seals	_____
<input type="checkbox"/>	Grease Fittings:	_____
<input type="checkbox"/>	Bearings:	_____
<input type="checkbox"/>	Line Guards:	_____
<input type="checkbox"/>	Welds:	_____
<input type="checkbox"/>	Equalizer Assembly:	_____
Number of Visible Marks Applied:		_____

**10.2 Hydraulic or Telescoping System:**

**Hydraulic Cylinders—Raising:**

<input type="checkbox"/>	Seals:	_____
<input type="checkbox"/>	Main Ram:	_____
<input type="checkbox"/>	Cylinder Hinge Points:	_____
<input type="checkbox"/>	Hinge Pin Hole(s):	_____
<input type="checkbox"/>	Hinge Pins:	_____
<input type="checkbox"/>	Safety Pins/Keepers:	_____
<input type="checkbox"/>	Hydraulic Hoses:	_____
<input type="checkbox"/>	Hose Connections:	_____
<input type="checkbox"/>	Bleed Valve:	_____

**Hydraulic Cylinder(s) Telescoping:**

<input type="checkbox"/>	Seals:	_____
<input type="checkbox"/>	Main Ram:	_____
<input type="checkbox"/>	Cylinder Hinge Points:	_____
<input type="checkbox"/>	Pin Hole(s):	_____
<input type="checkbox"/>	Pins:	_____
<input type="checkbox"/>	Safety Pins/Keepers:	_____
<input type="checkbox"/>	Hydraulic Hoses:	_____
<input type="checkbox"/>	Hose Connections:	_____
<input type="checkbox"/>	Cylinder Stabilizers:	_____
<input type="checkbox"/>	Bleed Valve:	_____
<input type="checkbox"/>	Lubrication:	_____



Mast Guides:

<input type="checkbox"/>	Cleaned:	_____
<input type="checkbox"/>	Lubricated:	_____

Number of Visible Marks Applied: \_\_\_\_\_

**11.0 Locking Device & Seats—Telescoping Masts:**

<input type="checkbox"/>	Pin Hole(s):	_____
<input type="checkbox"/>	Pins:	_____
<input type="checkbox"/>	Safety Pins/Keepers:	_____
<input type="checkbox"/>	Bars/Dogs or Pawls:	_____
<input type="checkbox"/>	Seats:	_____
<input type="checkbox"/>	Mechanism:	_____

Number of Visible Marks Applied: \_\_\_\_\_

**12.0 Tong Counterweights:**

<input type="checkbox"/>	Guides:	_____
<input type="checkbox"/>	Weight Device:	_____
<input type="checkbox"/>	Sheaves/Shafts:	_____
<input type="checkbox"/>	Wirelines:	_____
<input type="checkbox"/>	Cable Clamps:	_____
<input type="checkbox"/>	Welds:	_____

Number of Visible Marks Applied: \_\_\_\_\_

**13.0 Miscellaneous Sheave Assemblies:**

<input type="checkbox"/>	Clevis/Shackle:	_____
<input type="checkbox"/>	Mast Pad-eye:	_____
<input type="checkbox"/>	Sheaves:	_____
<input type="checkbox"/>	Bearings:	_____
<input type="checkbox"/>	Shafts:	_____
<input type="checkbox"/>	Sheave Bolt:	_____
<input type="checkbox"/>	Side Plate Bolts:	_____
<input type="checkbox"/>	Bolt Safety Pins:	_____
<input type="checkbox"/>	Grease Fittings:	_____
<input type="checkbox"/>	Safety Line:	_____

**14.0 Mast Boom Assembly:**

<input type="checkbox"/>	Mounting Brackets:	_____
<input type="checkbox"/>	Sheaves:	_____
<input type="checkbox"/>	Boom Pole:	_____
<input type="checkbox"/>	Support Cable/Clamps:	_____
<input type="checkbox"/>	Bolts/Nuts:	_____
<input type="checkbox"/>	Sheave Shaft:	_____
<input type="checkbox"/>	Bolt Safety Pins:	_____
<input type="checkbox"/>	Grease Fittings:	_____

Number of Visible Marks Applied: \_\_\_\_\_

**15.0 Ancillary Equipment:**

**15.1 Mud Line Clamps:**

<input type="checkbox"/>	Pipe Clamps:	_____
<input type="checkbox"/>	Leg Clamps:	_____
<input type="checkbox"/>	Welds:	_____
<input type="checkbox"/>	Bolts/Nuts:	_____

15.2 Gas Vent Line Clamps:	
<input type="checkbox"/>	Pipe Clamps: _____
<input type="checkbox"/>	Leg Clamps: _____
<input type="checkbox"/>	Welds: _____
<input type="checkbox"/>	Bolts/Nuts: _____
15.3 Climber Assist System: (See User's Manual for Specific Inspection Requirements)	
<input type="checkbox"/>	Cable: _____
<input type="checkbox"/>	Cable Attachments: _____
<input type="checkbox"/>	Counter Weight: _____
<input type="checkbox"/>	Sheave/Control Descent Device: _____
15.4 Fall Arrest System: (See User's Manual for Specific Inspection Requirements)	
<input type="checkbox"/>	Cable: _____
<input type="checkbox"/>	Cable Attachments: _____
<input type="checkbox"/>	Device Attachment: _____
<input type="checkbox"/>	Sheave/Control Descent Device: _____
15.5 Mast Escape Device: (See User's Manual for Specific Inspection Requirements)	
<input type="checkbox"/>	Mast Attachment: _____
<input type="checkbox"/>	Cable: _____
<input type="checkbox"/>	Device Condition: _____
15.6 Windwalls/Frames and Attachments	
<input type="checkbox"/>	Frame Condition: _____
<input type="checkbox"/>	Frame Welds: _____
<input type="checkbox"/>	Frame Bolts/Pins: _____
<input type="checkbox"/>	Metal Wall Sections: _____
15.7 Topdrive Mounting System:	
<input type="checkbox"/>	Rail(s): _____
<input type="checkbox"/>	Pad-eyes: _____
<input type="checkbox"/>	Mounting Brackets: _____
<input type="checkbox"/>	Pins/Bolts: _____
<input type="checkbox"/>	Safety Pins/Keepers: _____
<input type="checkbox"/>	Cables: _____
<input type="checkbox"/>	Block Dollies: _____
<input type="checkbox"/>	Welds: _____
<hr/> <hr/>	
16.0 Corrosion (refer to Section 7.2):	
_____	
_____	
_____	
_____	
_____	
_____	
_____	
_____	
_____	
_____	



## ANEXO 10. Formulario de Inspección Visual de la Subestructura.

<b>Substructure</b>			
<b>Category III/IV - Visual Field Inspection Form</b>			
<b>Type of inspection performed (check one box only):</b>			
<input type="checkbox"/>	Category III Inspection	<input type="checkbox"/>	Category IV Inspection
<p><b>PURPOSE &amp; SCOPE OF INSPECTION:</b> This report form and inspection procedure was developed as a guide for making and reporting field inspection in a thorough and uniform manner. The procedure is intended for use by operating personnel (or a designated representative) to the extent that its use satisfies conditions for which an inspection is intended. More detailed and critical inspections may be scheduled periodically, or ordered to supplement a program of these inspections; if substructures are used in the upper range of their load limits, or if structures may have been subjected to critical conditions which could effect safe performance. This form is provided strictly as a guide, and the API accepts no liability whatsoever for its use or scope.</p>			
<p><b>MARKING DAMAGE:</b> At the time of inspection, damaged sections or equipment must be clearly and visibly marked so that needed repairs may be made. A bright, contrasting spray paint is suggested for this. When repairs are made, the visible markings should be removed by painting over them. It is also necessary for the inspector to write "None" when no damage markings are needed, as this is his indication that the item has passed inspection. It is recommended that inspection be made with assistance of manufacturer's assembly drawing and operating instructions. For items not accessible or that do not apply, draw a line through the item pertaining to the component.</p>			
Company:	_____	Rig #:	_____
		Date:	_____
Location:	_____	Manufacturer:	_____
Date of Manufacture:	_____		
Manufacturer's Rating:	_____	Height:	_____
Substructure Serial #:	_____		
Substructure Type:	Box on Box _____	Self Elevating _____	
	Telescoping _____	Offshore _____	
Substructure Position:	Elevated: _____	Lowered: _____	Disassembled: _____
Manufacturer's Drawing Available:	Yes: _____	No: _____	
Assembly Drawings Used in Inspection:	Yes: _____	No: _____	
Nameplate on Structure:	Yes: _____	No: _____	
Component Numbers Present:	Yes: _____	No: _____	
Inspected By:	_____	Representing:	_____

**SUBSTRUCTURES**

Items that do not need attention should be checked to indicate that the item was inspected. Items that are not applicable should be marked in the box as "NA" (not applicable). Items that are warped, worn, damaged, cracked welds, rusted, bent, in need of repair or replacement, or otherwise in need of further attention, mark an "X" in the box and provide comments on the inspected items.

<input checked="" type="checkbox"/>	OK	<input type="checkbox"/>	X1	Requires immediate attention	Provide comments regarding inspected items.
<input type="checkbox"/>	NA	Not applicable	<input type="checkbox"/>	X2	Requires attention next move
<input type="checkbox"/>	U	Unable to access	<input type="checkbox"/>	X3	Requires attention next maintenance
<input type="checkbox"/>	M	Missing	<input type="checkbox"/>	X4	Requires attention when convenient

**COMMENTS REGARDING INSPECTED ITEMS**

**1.0 Shoes, Pedestals:**

<input type="checkbox"/>	Pin Connections:	_____
<input type="checkbox"/>	Pin Holes:	_____
<input type="checkbox"/>	Bolt Connections:	_____
<input type="checkbox"/>	Bolt Holes:	_____
<input type="checkbox"/>	Pins/Bolts:	_____
<input type="checkbox"/>	Safety Pins:	_____
<input type="checkbox"/>	Support Beams:	_____
<input type="checkbox"/>	Welds:	_____

Number of Visible Marks Applied: \_\_\_\_\_

**2.0 Floor Area:**

<input type="checkbox"/>	Floor Plates:	_____
<input type="checkbox"/>	Handrails & Toe Boards:	_____
<input type="checkbox"/>	Handrail Connections:	_____
<input type="checkbox"/>	Setback Material:	_____
<input type="checkbox"/>	Floor Bracing:	_____
<input type="checkbox"/>	Welds:	_____

Number of Visible Marks Applied: \_\_\_\_\_

**3.0 Sub-Spreaders and Rotary Beams:**

<input type="checkbox"/>	Rotary Beams:	_____
<input type="checkbox"/>	Spreaders:	_____
<input type="checkbox"/>	Pin Connections:	_____
<input type="checkbox"/>	Pin Holes:	_____
<input type="checkbox"/>	Pins:	_____
<input type="checkbox"/>	Pad-eyes:	_____
<input type="checkbox"/>	Welds:	_____

Number of Visible Marks Applied: \_\_\_\_\_

**4.0 Deadline Anchor Mounting:**

<input type="checkbox"/>	Supports:	_____
<input type="checkbox"/>	Bolts:	_____
<input type="checkbox"/>	Flooring:	_____
<input type="checkbox"/>	Breakover Assembly:	_____
<input type="checkbox"/>	Handrails:	_____
<input type="checkbox"/>	Welds:	_____

Number of Visible Marks Applied: \_\_\_\_\_

**5.0 Substructure Components:**

<input type="checkbox"/>	Beams Straight:	_____
<input type="checkbox"/>	Cross Braces:	_____
<input type="checkbox"/>	Pin/Bolt Holes:	_____
<input type="checkbox"/>	Pin/Bolts:	_____
<input type="checkbox"/>	Safety Pins:	_____
<input type="checkbox"/>	Pull Back Posts:	_____
<input type="checkbox"/>	Drawworks Tiedowns:	_____
<input type="checkbox"/>	Welds:	_____
<input type="checkbox"/>	BOP Anchor Pad-eyes:	_____
<input type="checkbox"/>	Pad-eyes:	_____
Number of Visible Marks Applied:		_____

**6.0 Engine Foundation:**

<input type="checkbox"/>	Support Beams:	_____
<input type="checkbox"/>	Cross Braces:	_____
<input type="checkbox"/>	Pin/Bolt Holes:	_____
<input type="checkbox"/>	Pins/Bolts:	_____
<input type="checkbox"/>	Safety Pins:	_____
<input type="checkbox"/>	Pad-eyes:	_____
Number of Visible Marks Applied:		_____

**7.0 Engine Foundation Spreaders:**

<input type="checkbox"/>	Beams:	_____
<input type="checkbox"/>	Cross Braces:	_____
<input type="checkbox"/>	Pins / Bolt Holes:	_____
<input type="checkbox"/>	Pins / Bolts:	_____
<input type="checkbox"/>	Safety Pins:	_____
<input type="checkbox"/>	Welds:	_____
Number of Visible Marks Applied:		_____

**8.0 BOP Trolley Beams:**

<input type="checkbox"/>	Beams:	_____
<input type="checkbox"/>	Pin Holes:	_____
<input type="checkbox"/>	Pins:	_____
<input type="checkbox"/>	Safety Pins:	_____
<input type="checkbox"/>	Welds:	_____
Number of Visible Marks Applied:		_____

**9.0 Raising Equipment:**

<input type="checkbox"/>	Pin Connections:	_____
<input type="checkbox"/>	Pin Holes:	_____
<input type="checkbox"/>	Pins:	_____
<input type="checkbox"/>	Wirelines:	_____
<input type="checkbox"/>	Sheaves:	_____
<input type="checkbox"/>	Bearings:	_____
<input type="checkbox"/>	Seals:	_____
<input type="checkbox"/>	Grease Fittings:	_____
<input type="checkbox"/>	Hydraulic Winches:	_____
<input type="checkbox"/>	Hydraulic Cylinders:	_____
<input type="checkbox"/>	Hydraulic Hoses:	_____
<input type="checkbox"/>	Cylinder Hinge:	_____
Number of Visible Marks Applied:		_____

**10.0 Stairs/Landings/Flooring/Handrails:**

<input type="checkbox"/>	Welds:	_____
<input type="checkbox"/>	Pin/Bolt Holes:	_____
<input type="checkbox"/>	Pins/Bolts:	_____
<input type="checkbox"/>	Floor Plating:	_____
<input type="checkbox"/>	Stair Tread Spacing:	_____
<input type="checkbox"/>	Handrail Sockets:	_____
Number of Visible Marks Applied:		_____

**11.0 Paint/Coating**

<input type="checkbox"/>	Condition:	_____
_____		
_____		
_____		
_____		

**12.0 Skidding Equipment**

<input type="checkbox"/>	Pad-eyes:	_____
<input type="checkbox"/>	Pins:	_____
<input type="checkbox"/>	Beam Clamps:	_____
<input type="checkbox"/>	Jacks:	_____
<input type="checkbox"/>	Jacking Motors:	_____
<input type="checkbox"/>	Jacking Rack:	_____

**13.0 Corrosion (refer to Section 7.2):**

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

