



UNIVERSIDAD INTERNACIONAL DEL ECUADOR

Facultad de Ciencias Administrativas y Económicas

MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN DE EMPRESAS

PROMOCIÓN XI

PROYECTO DE GRADO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
MAGÍSTER EN ADMINISTRACIÓN DE EMPRESAS - MBA

IMPACTO DEL SISTEMA ACTUAL DE INSPECCIÓN Y
CERTIFICACIÓN DE LOS EQUIPOS DE PERFORACIÓN Y
REACONDICIONAMIENTO DE POZOS DE PETRÓLEO DE LA
COMPAÑÍA TUSCANY E IDENTIFICAR PUNTOS DE MEJORA
PARA LA PLANIFICACIÓN ECONÓMICA Y OPERATIVA.

AUTOR: Ing. Byron Esteban Tamayo Pazos

DIRECTOR: Mgtr. Galo Santiago Jácome Sandoval

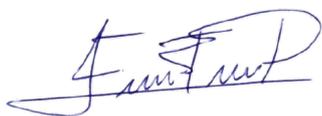
Marzo, 2020

Quito, Ecuador

CERTIFICACIÓN

Yo, BYRON ESTEBAN TAMAYO PAZOS, declaro que soy el autor exclusivo de la presente investigación y que ésta es original, auténtica y personal. Todo los efectos académicos y legales que se desprendan de la presente investigación serán de mi sola y exclusiva responsabilidad.

Cedo mis derechos de propiedad intelectual a la Universidad Internacional del Ecuador (UIDE), según lo establecido en la Ley de Propiedad Intelectual, Reglamento y Leyes.



Firma del graduando

Ing. Byron Esteban Tamayo Pazos

Yo, GALO SANTIAGO JACOME SANDOVAL, declaro que, personalmente conozco que el graduando: BYRON ESTEBAN TAMAYO PAZOS, es el autor exclusivo de la presente investigación y que ésta es original, auténtica y personal suyo.



Firma del director del trabajo de titulación

Mgr. Galo Santiago Jácome Sandoval

AGRADECIMIENTOS

Mis más sinceros agradecimientos a todos los profesores de la universidad por el conocimiento impartido muy valioso que fue parte de esta maestría en especial al Ingeniero Santiago, profesor y director de este trabajo de titulación.

Quiero agradecer a todos mis compañeros por todos los inolvidables momentos y experiencias compartidas tanto en el aula como fuera de ella en especial a Jessica, compañera y esposa, continuamos con el camino junto.

DEDICATORIA

Quiero dedicar este trabajo a mi familia y amigos. Mi esposa Jessica que ha sido de gran apoyo en este camino, a mi bebe Sebastián que nos acompaña en este equipo, mis padres, hermanos y familia.

Muchas Gracias

ÍNDICE

CAPÍTULO I

1.	MARCO DE REFERENCIA.....	2
1.1.	TEMA DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN.....	2
1.2.	PROBLEMA PARA INVESTIGAR.....	2
1.3.	OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	3
1.3.1.	Objetivo General	3
1.3.2.	Objetivos Específicos	3
1.4.	JUSTIFICACIÓN PRÁCTICA Y DELIMITACIÓN	3
1.5.	TIPO DE INVESTIGACIÓN	3
1.6.	POBLACIÓN Y MUESTRA	4
1.7.	FUENTES DE RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN.....	4
1.8.	TÉCNICA DE RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN	4
1.9.	MARCO TEÓRICO	4
1.10.	ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	5
1.11.	CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES.....	5
1.12.	PRESUPUESTO DE INVERSIÓN	6

CAPÍTULO II

2.	MARCO TEÓRICO	7
2.1.	DESCRIPCIÓN DE UN TALADRO DE PERFORACIÓN O REACONDICIONAMIENTO DE PETRÓLEO O GAS.	7
2.1.1.	Componentes de un taladro de Perforación o Reacondicionamiento	7
2.1.1.1.	<i>Sistema de levantamiento</i>	8
2.1.1.2.	<i>Sistema de rotación</i>	9
2.1.1.3.	<i>Sistema de circulación</i>	11
2.1.1.4.	<i>Sistema de control de pozo</i>	13

2.1.1.5.	<i>Sistema de potencia</i>	15
2.1.1.6.	<i>Sistemas y elementos auxiliares</i>	16
2.2.	ESTÁNDARES, ESPECIFICACIONES Y PRÁCTICAS RECOMENDADAS QUE APLICAN A UN TALADRO DE PERFORACIÓN O REACONDICIONAMIENTO.	17
2.2.1.	Práctica Recomendada 4G (API)	17
2.2.2.	Práctica Recomendada 7L (API).....	19
2.2.3.	Práctica Recomendada 8B (API).....	20
2.2.4.	Estándar 53 (API).....	25
2.2.4.1.	<i>Mantenimiento y pruebas de válvulas preventoras</i>	25
CAPÍTULO III		
3.	MARCO METODOLÓGICO	27
3.1.	PLAN DE INSPECCIÓN Y CERTIFICACIÓN DE EQUIPOS DE PERFORACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO.	27
3.2.	PLANIFICACIÓN PRESUPUESTARIA PROPUESTA PARA EL SISTEMA DE INSPECCIÓN Y CERTIFICACIÓN.....	34
3.2.1.	Inspecciones de ensayos no destructivos periódicos.....	35
3.2.3.	Certificación de instrumentos.....	39
3.2.4.	Certificaciones de equipos críticos.....	40
3.2.5.	Costos de personal.....	44
3.2.6.	Costos para imprevistos.....	45
CAPÍTULO IV		
4.	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	46
4.1.	INGRESO PROMEDIO ANUAL DE UN TALADRO DE PERFORACIÓN	46
4.1.1.	Tarifas diarias de servicio de perforación	46
4.1.2.	Días promedio de operación al año.	46
4.1.3.	Ingreso promedio por operaciones de perforación	47
4.2.	COSTOS GLOBALES DE INSPECCIONES Y CERTIFICACIONES	47

4.3. IMPACTO DEL COSTO ANUAL DE LAS CERTIFICACIONES EN EL INGRESO.....	48
--	----

CAPÍTULO V

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	49
5.1. CONCLUSIONES.....	49
5.2. RECOMENDACIONES.....	50
BIBLIOGRAFÍA	51
ANEXOS	53
ANEXO 1. Componentes del taladro de perforación.....	53
ANEXO 2. Certificación prueba de carga Winche 2.2 Ton.....	54
ANEXO 3. Inspección categoría III de mástil, API 4G	55
ANEXO 4. Inspección categoría III, bloque viajero	61

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Cronograma de actividades	5
Tabla 2. Tipos de Inspecciones y Frecuencias	18
Tabla 3. Inspecciones periódicas y mantenimiento – categorías y frecuencias	24
Tabla 4. Cuadro de inspecciones de taladros	27
Tabla 5. Costos y personal asignado para inspecciones NDT.....	35
Tabla 6. Inspecciones NDT frecuencia: cada 6 meses	36
Tabla 7. Inspecciones NDT frecuencia: anual + cada 6 meses	36
Tabla 8. Costos de inspecciones NDT anual.....	37
Tabla 9. Costos pruebas de carga, frecuencia anual.....	38
Tabla 10. Costos pruebas de presión, frecuencia cada 3 años.....	39
Tabla 11. Costos certificación de instrumentos, frecuencia anual	39
Tabla 12. Costos certificación equipos críticos, frecuencia cada 2 años.....	41
Tabla 13. Costos certificación equipos críticos, frecuencia cada 5 años.....	42
Tabla 14. Costos certificación equipos críticos, frecuencia cada 10 años.....	44
Tabla 15. Costos de personal.....	45
Tabla 16. Costos prorrateados anualmente de las inspecciones y certificaciones.	47

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Torre de perforación 2000 HP	8
Figura 2. Subestructura de perforación	8
Figura 3. Malacate AC de perforación Lewco	9
Figura 4. Top Drive 500 Ton.....	10
Figura 5. Mesa Rotaria 17.5”	10
Figura 6. Tubería de perforación 5-1/2”	11
Figura 7. Bomba de lodo THE	12
Figura 8. Válvula preventora sencilla Tipo U 13-5/8 5000 psi	14
Figura 9. Acumulador de presión	14
Figura 10. Grupo electrógeno CAT 3512C	15
Figura 11. Sistema de Control SCR	16
Figura 12. Ingreso promedio anual.....	47
Figura 13. Impacto anual del costo de certificaciones	48

RESUMEN

Un taladro de perforación o reacondicionamiento de pozos de petróleo y gas para operaciones terrestres es un equipo de grandes dimensiones, sujeto a múltiples niveles de inspección y certificación, para lo cual el Instituto Americano del Petróleo ha generado pautas muy sólidas, coherentes y aplicables. El mercado nacional ecuatoriano ha adoptado estas normas como un estándar en la industria. La planificación operativa, técnica y económica es la herramienta más importante para llegar a cumplir con la exigencia y competitividad del mercado nacional. Un taladro que tenga sus certificaciones vigentes y completas posee una ventaja competitiva en el mercado, esto sin embargo implica una inversión económica muy considerable. El objetivo es cumplir técnicamente con la demanda y hacerlo con los recursos necesarios.

Palabras claves: ventaja competitiva; petróleo, planificación económica; planificación operativa.

ABSTRACT

A drilling or workover Rig for oil and gas land operation, is a large equipment, subject to multiple inspections and certifications levels, for that reason the American Petroleum Institute develops strong, consistent, and applicable guides. The Ecuadorian national market has adopted these norms as a standard in the industry. Operational, technical and economic planning is the most important tool to achieve compliance with the requirement and competitiveness of the national market. A Rig that has valid and complete certifications, has a competitive advantage in the market, however that means a very important economic invest. The deal is to meet the technical demand and do it with the necessary resources.

Keywords: competitive advantage; oil, economic planning; operational planning.

CAPÍTULO I

1. MARCO DE REFERENCIA

1.1. TEMA DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

Impacto del sistema actual de inspección y certificación de los equipos de perforación y reacondicionamiento de pozos de petróleo de la compañía TUSCANY basado en normas y estándares nacionales internacionales que rigen en la industria del petróleo ecuatoriana e identificar puntos u oportunidades de mejora para la programación, planificación y ejecución económica y operativa.

1.2. PROBLEMA PARA INVESTIGAR

Los equipos de perforación y reacondicionamiento de pozos de petróleo deben ser inspeccionados y certificados, en base a frecuencias que se encuentran normadas y estipuladas por múltiples entidades como: estándares de operadoras de campos productores de petróleo, estándares de empresas de servicios petroleros, estándares de entidades de regulaciones nacionales e internacionales que norman las operaciones de perforación y reacondicionamiento de gas y petróleo, entre otras. Los equipos que dan servicio de perforación y reacondicionamiento de pozos de petróleo en el oriente ecuatoriano deben ser sometidos, en todos sus componentes, a un plan de inspección y certificación, el mismo que se planifica y desarrolla dentro de un programa operativo y económico. Este plan muchas veces no se llega a cumplir, generando demoras en disponibilidad de equipos que se reflejan en incremento de costos económicos, problemas de calidad y retraso en el inicio operaciones, por lo tanto, en los ingresos para la compañía. El cumplimiento de los estándares planteados hace que las oportunidades de negocio se abran aún más, ya que la calificación de calidad excelente, de una diferenciación extra frente a la competencia y esto hace que las oportunidades de negocio crezcan y se pueda generar más tiempo de operación. En tal virtud es muy importante analizar el sistema actual en el que se está desarrollando las certificaciones de los equipos de perforación y reacondicionamiento de TUSCANY en busca de múltiples oportunidades de mejora que hagan este proceso más eficiente y eficaz.

1.3. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.3.1. Objetivo General

- Analizar el impacto sistema actual de inspección y certificación de los equipos de perforación y reacondicionamiento de los pozos de petróleo de TUSCANY basado en normas y estándares que rigen en la industria del petróleo ecuatoriana e identificar puntos u oportunidades de mejora para la programación, planificación y ejecución económica y operativa.

1.3.2. Objetivos Específicos

- Identificar las normas y estándares en base a los cuales se está generando los planes de inspección y certificación de los equipos.
- Evaluar si el plan actual generado por TUSCANY cubre todas las necesidades identificadas por los clientes y corporaciones influyentes.
- Identificar los puntos u oportunidades de mejora en la actual programación, planificación y ejecución económica y operativa, y proponerlos ante la empresa.

1.4. JUSTIFICACIÓN PRÁCTICA Y DELIMITACIÓN

Esta investigación es dirigida directamente al departamento de operaciones y calidad de la empresa TUSCANY el cual desarrolla los planes de inspecciones y certificaciones en el ámbito económico y operativo para la posterior evaluación de clientes y empresas auditoras en pos de buscar mejores calificaciones y oportunidades de negocio ante clientes que buscan empresas de servicios de calidad. Indirectamente para toda la sucursal de Ecuador que al tener el proceso de inspección y certificación más eficiente y eficaz genera menos costos y mayor margen.

1.5. TIPO DE INVESTIGACIÓN

Esta será una investigación de tipo transversal y cuantitativa.

1.6. POBLACIÓN Y MUESTRA

Para el desarrollo de la investigación es necesario el aporte del departamento de operaciones de la empresa TUSCANY conformado de los siguientes cargos:

- 1 superintendente de operaciones
- 1 ingeniero de operaciones
- 10 rig managers
- 1 superintendente de mantenimiento
- 1 gerente general

Los cargos definidos suman una cantidad de 14 personas que para este caso se convierte en la población del proyecto, y al mismo tiempo la muestra, ya que serán los aportantes de información y experiencia acerca del tema a investigar.

1.7. FUENTES DE RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN

Las fuentes de información que harán parte de este proyecto son primarias, y se determinan en normas técnicas desarrolladas por el Instituto Americano del Petróleo API que son Practicas Recomendadas y Estándares, información adicional será proporcionada por TUSCANY con los planes de inspección desarrollados previamente.

1.8. TÉCNICA DE RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN

Este tipo de investigación cuantitativa en el análisis de un plan de inspección y certificación se basa en un cumplimiento porcentual de estándares estipulados por lo tanto se utilizará: análisis de contenidos, test estandarizados, inventarios, pruebas estadísticas, pruebas de rendimiento, entre otras.

1.9. MARCO TEÓRICO

- Estándar API 53
- Práctica Recomendada API RP 7L
- Práctica Recomendada API RP 8B

- Práctica Recomendada API RP 4G
- Tuscany Inspection Chart
- Plan de inspección y certificación con costos estimados

1.10. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Con el plan de inspecciones y certificaciones actual de la empresa TUSCANY, el análisis se basará en una primera etapa en el análisis para determinar si dicho plan cubre las normas y prácticas recomendadas por API y las exigencias de los clientes, para posteriormente realizar un análisis del plan económico actual versus los costos reales de inspección y certificación de un taladro de perforación o reacondicionamiento, para de esta manera discutir esos resultados en busca de propuestas de mejora.

1.11. CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

Tabla 1

Cronograma de actividades

ACTIVIDADES	CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES							
	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Sem 7	Sem 8
Ajuste de la propuesta según concepto de taller								
Análisis y recolección de información según normas api								
Desarrollo del marco teórico o de referencia								
Determinación de alcance de las normas que aplican								
Análisis de plan actual y comparación con las normas								
Identificación de los puntos de mejora								
Propuestas de los puntos de mejora								

1.12. PRESUPUESTO DE INVERSIÓN

El presente proyecto no contempla presupuesto alguno, ya que se trata de una investigación interna de la empresa.

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1. DESCRIPCIÓN DE UN TALADRO DE PERFORACIÓN O REACONDICIONAMIENTO DE PETRÓLEO O GAS.

Conceptualmente un taladro de perforación o de reacondicionamiento de pozos de petróleo o gas natural, es una estructura metálica de gran capacidad, diseñado para poder levantar o bajar una cantidad de peso que determina su capacidad. Junto con componentes auxiliares de bombeo, rotación y periféricos permiten llevar a cabo operaciones dentro de los campos petroleros de un país o región. Un taladro de perforación como su nombre lo dice, desarrolla operaciones de perforar o construir nuevos pozos de petróleo o gas, a diferencia de un taladro de reacondicionamiento que su principal objetivo es realizar mantenimiento a pozos existentes para mejorar las condiciones de estos.

Es importante describir y desarrollar los componentes que hacen parte de un taladro para operaciones petroleras, de esta forma llegar a entender su posterior mantenimiento, inspección y certificación que son parte de esta investigación. Los sistemas de un taladro de perforación o reacondicionamiento de pozos en general son muy similares, en mayor tamaño para las operaciones de perforación y menor para los de reacondicionamiento.

2.1.1. Componentes de un taladro de Perforación o Reacondicionamiento

Los principales componentes de un taladro de perforación o reacondicionamiento están agrupados dependiendo al sistema al que pertenecen y se los puede agrupar en los siguientes:

- Sistema de levantamiento
- Sistema de rotación
- Sistema de circulación
- Sistema de control de pozo
- Sistema de potencia
- Sistemas y elementos auxiliares

2.1.1.1. Sistema de levantamiento

Este sistema tiene componentes que forman la parte estructural y de levantamiento de carga o tubería entre los cuales tenemos los siguientes:

- **Mástil o torre.** - Es una estructura metálica de gran tamaño con capacidad de levantar el peso de diseño que por lo general va desde 250.000 lb hasta 1.500.000 lb. (Hughes, 1996)



Figura 1. Torre de perforación 2000 HP

Adaptado de Nabors (2018).

- **Subestructura.** - Es una estructura de gran dimensión donde se soporta el peso de la tubería de trabajo y de almacenamiento, puede tener capacidades que van desde las 500.000 lb hasta 2.000.000 lb. (Hughes, 1996)



Figura 2. Subestructura de perforación

Adaptado de Striker (2018).

- **Malacate.** - Consiste en un tambor metálico en el cual se enrolla el cable de perforación, cuando esta gira mediante mecanismos permite el movimiento hacia arriba y hacia abajo de la tubería de perforación. (Hughes, 1996)



Figura 3. Malacate AC de perforación Lewco
Adaptado de Cameron (2017).

También son parte del sistema de levantamiento los siguientes componentes: bloque corona, bloque viajero, gancho, ancla de línea muerta, encuelladero o trabajadero, winches, que son parte incluyente para el cumplimiento del propósito de levantar y bajar tubería de perforación o revestimiento dentro del pozo a perforar o a ser reacondicionado.

2.1.1.2. Sistema de rotación

La rotación de la tubería de perforación o también llamada sarta de tubería es sumamente importante dentro de las operaciones tanto de perforación como de reacondicionamiento de pozos, esencialmente con la rotación se conforma el nuevo pozo o se acondiciona un pozo ya existente, y los diferentes componentes que se dispone para este fin entre otros son los siguientes:

- **Top Drive o Transmisión superior.** - Es el principal componente de rotación de un taladro de perforación, en los equipos de reacondicionamiento no se cuenta con este equipo por su costo y dimensión. Se trata de un componente que genera rotación mediante un motor eléctrico, que juntamente con mecanismos de transmisión de engranajes y elementos de control ubicados en una consola remota, genera rotación a la tubería de perforación con altas velocidades y torques realmente potentes. (Bommer, 2008)

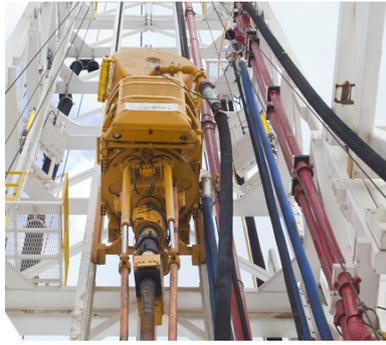


Figura 4. Top Drive 500 Ton

Adaptado de Canrig (2019).

- **Mesa Rotaria.-** Componente de gran importancia principalmente en los taladros de reacondicionamiento de pozos ya que gracias a este elemento se puede rotar la tubería dentro del pozo, es un equipo muy fuerte y de gran capacidad, está ubicado en el piso de la subestructura, está compuesta de un conjunto de engranajes internos, rodamientos y con una apertura interna que puede ir desde los 15 pulgadas hasta las 37.5 pulgadas que transmiten el movimiento que proviene del sistema de potencia y conjuntamente con: buje maestro, barra o kelly y el swivel giratorio se puede lograr rotación con velocidad media y torque relativo considerable. (Bommer, 2008)



Figura 5. Mesa Rotaria 17.5"

Adaptado de Haker International (2019).

- **Tubería de perforación.-** O llamada también sarta de tubería, es un conjunto de juntas o tubos que pueden ir desde 2-3/8 hasta 6-1/2 pulgadas de diámetro que poseen conexiones roscadas en sus extremos , rosca macho en un extremo y rosca hembra en el otro extremo, esto permite unir unos tubos con otros cuando ingresan al pozo y de esta manera conformar una columna de trabajo que transmite la rotación y la circulación hacia el fondo del pozo, conjuntamente con elemento de ensamblajes de fondo como, tubería pesada, collares de perforación, brocas entre otros, se puede perforar nuevos pozos o acondicionar los ya existentes.



Figura 6. Tubería de perforación 5-1/2”

Adaptado de Nov (2018).

Otros elementos incluyentes que son parte del sistema de rotación son los accesorios de manejo de tubería como: elevadores de tubería, cuñas para tubería, llaves de potencia, llaves hidráulicas de potencia, llave robotizada de tubería, grapas de seguridad y elementos auxiliares de la mesa rotaria tales como: buje maestro, swivel giratorio, barra kelly, llaves de cadena, herramientas de tubería en general. Es importante mencionarlos ya que forman parte del estudio de certificación de un taladro y son sujetos de inspección y certificación periódica.

2.1.1.3. Sistema de circulación

El bombear o circular fluidos hacia el interior de un pozo es una de las operaciones más importantes en la perforación o reacondicionamiento de pozos,

genera un efecto lubricante, de limpieza, de estimulación, entre otros. Los fluidos que son bombeados tienen diferentes propiedades físicas como la densidad, viscosidad, temperatura, etc. y pueden ser agua limpia, lodo de perforación, cemento de revestimiento, ácidos para estimulación entre muchos otros más. Para este efecto un taladro posee algunos componentes entre los que tenemos:

- **Bombas de lodo.** - Es el componente más importante del sistema de circulación, ya que estas entregan la presión (hasta 7500 psi) y caudal (hasta 1200 galones por minuto) necesario para perforar un pozo y poder acondicionarlo, en la industria se pueden encontrar bombas de lodo de distintas capacidades o potencias que pueden ir desde 350 hasta 1600 caballos de potencia. En un taladro de perforación por lo general se poseen 3 bombas de lodo y en los equipos de reacondicionamiento de una a dos. El funcionamiento de estas tiene una sección hidráulica compuesto de camisas, pistones, válvulas y una sección mecánica con engranajes, rodamientos y mecanismos. Están propulsadas por un motor de combustión interna en los casos de las bombas de reacondicionamiento y por motores eléctricos de gran potencia en los taladros de perforación. (Bommer, 2008)



Figura 7. Bomba de lodo THE

Adaptado de Gardner Denver (2018).

El complemento a las bombas de lodo para conformar el sistema de circulación son elementos no de gran tamaño, pero sí muy importantes, entre estos están: las líneas o tubería de alta presión que transportan el fluido desde las bombas hasta la tubería de perforación. Los tanques de lodo, que son el lugar donde se mezclan los químicos para obtener el fluido necesario para el pozo, la manguera rotatoria que sirve para llevar el fluido desde las líneas de alta presión hasta el top

drive, las zarandas que son las encargadas de separar o limpiar el lodo que retorna del pozo y separar los sólidos del fluido, acompañado del limpiador de lodo que separa arena y arcilla para volver a la succión de las bombas de lodo. De esta manera de constituye un ciclo que de circulación.

2.1.1.4. Sistema de control de pozo

Dentro de las operaciones de perforación como de reacondicionamiento de pozos, es importante mencionar que el riesgo es muy alto, principalmente porque las capas o formaciones geológicas de donde se encuentra almacenado el petróleo o el gas, tiene una presión implícita que es controlada desde superficie con el fluido de control, pero muchas veces la presión de formación o geológica puede variar inesperadamente y con esto producir un influjo o descontrol del pozo, por lo cual es necesario contar con elementos o componentes que permitan controlar este hecho llamado sistema de control de pozo, y está formado por los siguientes componentes.

- **Arreglo de válvulas preventoras BOP.** - Es un conjunto de válvulas o elementos prevención de reventón pozo, que son instalados en la boca de pozo previo al inicio de las operaciones de riesgo y su principal objetivo es cerrar el pozo y controlar un influjo de manera rápida y segura en caso de que este se presentara de manera inesperada. Existen de algunos tipos de válvulas, entre las más comunes son: preventor anular, preventor de doble ariete, preventor de ariete simple. Estos elementos tienen una presión máxima de trabajo y van desde 2000 hasta 15000 libras de presión y tienen una dimensión de diámetro nominal que van desde las 7 hasta las 36 pulgadas. Su funcionamiento es por pistones hidráulicos y compuertas de caucho que sellan el pozo de manera que no permiten la salida de un influjo.



Figura 8. Válvula preventora sencilla Tipo U 13-5/8 5000 psi

Adaptado de Cameron (2018).

- **Acumulador de presión.** - Este es un equipo que genera y almacena la presión hidráulica para la apertura y cierre de las válvulas preventoras de pozo. La presión es almacenada en un conjunto de botellas metálicas que poseen una precarga de nitrógeno en su interior. La presión es generada por dos fuentes, una bomba acoplada a un motor eléctrico, y un conjunto de bombas hidroneumáticas impulsadas por aire. El acumulador de presión posee controles de accionamiento, en el mismo equipo, y remotos; uno ubicado en la mesa del taladro y otro junto al campamento.

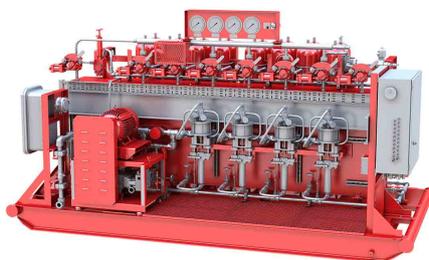


Figura 9. Acumulador de presión

Adaptado de Cameron (2018)

Otros elementos que son parte del sistema de control de pozo son: el arreglo de estrangulación que básicamente es un arreglo de válvulas y dos estranguladores que permiten circular a través de este un influjo controlando la presión y el separador de lodo y gas que como su nombre lo dice separa el gas inmerso en el fluido cuando se lo pasa por este elemento.

2.1.1.5. Sistema de potencia

Una vez que se han detallado muchos elementos que hacen que se un taladro este provisto con las suficientes capacidades de perforar o reacondicionar un pozo, estos componentes necesitan energía para poder ser utilizados, para lo cual un taladro sea de perforación o de reacondicionamiento de pozos tiene un sistema generación de potencia. En caso de un equipo de perforación este es un sistema de generación eléctrica de alta capacidad ya que la gran mayoría de sus elementos son propulsados por motores eléctricos y estos demandan una gran carga eléctrica. En caso de un taladro de reacondicionamiento a más de los generadores eléctricos que son de capacidad media, existen motores de combustión interna que proveen la energía mecánica para poder propulsar los elementos de levantamiento, de circulación y de rotación. Los elementos del sistema de potencia son:

- **Grupos Electrógenos.** - O también llamados generadores, son básicamente un conjunto de un motor de combustión interna que consume diésel, acoplado con un generador eléctrico, que como grupo suplen la demanda del taladro para las operaciones. En un taladro de perforación se tiene de 4 a 5 generadores de 1200 kW de potencia por lo general que puede trabajar en paralelo. En un taladro de reacondicionamiento se tiene 2 generadores de 250 kW que trabajan de manera alterna.

-

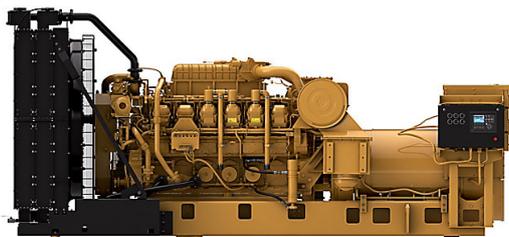


Figura 10. Grupo electrógeno CAT 3512C

Adaptado de Caterpillar (2017)

- **Casa de control eléctrico.** - Se trata de un componente eléctrico que sincroniza la generación de los 4 o 5 generadores y la distribuye hacia todos los motores eléctricos y equipos que necesitan energía eléctrica en el taladro, este equipo es de alta tecnología y su funcionamiento correcto es de vital importancia para el correcto desempeño de un taladro de perforación.



Figura 11. Sistema de Control SCR

Adaptado de Stewart and Stevenson (2017)

Como parte del complemento al sistema de potencia, se cuenta con cables de conexión de alta potencia y voltaje, sistemas de control en la cabina del perforador, tanques de combustible para gran almacenamiento por el alto consumo de diésel en este tipo de operación, por lo general una capacidad de 35.000 galones.

2.1.1.6. Sistemas y elementos auxiliares

Un equipo de perforación y reacondicionamiento posee algunos sistemas y elementos auxiliares que complementan el funcionamiento y son sujetos de inspecciones y certificaciones, al ser auxiliares el nivel de inspección es menor pero no menos importante, estos sistemas y elementos auxiliares son:

- Sistema de levantamiento para Válvulas preventoras
- Base de transporte para Válvulas preventoras
- Banco de pruebas para Válvulas preventoras
- Instrumentación de presión, peso y temperatura
- Campamento para personal
- Montacargas
- Planta de tratamiento de agua potable
- Planta de tratamiento de agua residual
- Bodegas de materiales
- Talleres de mantenimiento
- Canastas para transporte de tubería y herramientas
- Cables, eslingas, grilletes y ganchos.

Es importante mencionar todos los elementos ya que cada uno de estos son sujetos de trazabilidad para su inspección y certificación de acuerdo con las normas que aplican en la industria del petróleo y el gas.

2.2. ESTÁNDARES, ESPECIFICACIONES Y PRÁCTICAS RECOMENDADAS QUE APLICAN A UN TALADRO DE PERFORACIÓN O REACONDICIONAMIENTO.

Dentro de la industria del petróleo y el gas con el paso del tiempo se ha desarrollado una cantidad importante de normativas que intentan garantizar y precautelar la vida y el bienestar humano en primer lugar, seguido de una operación y producción segura y sustentable. En medio nacional ecuatoriano, las entidades que desarrollan operaciones de esta índole han tomado como normativa o guía las buenas prácticas, recomendaciones, estándares y especificaciones desarrolladas por el Instituto Americano de Petróleo API por sus siglas en inglés. De estas normas algunas aplican para los diferentes sistemas y componentes de un taladro de perforación y reacondicionamiento de petróleo se deben cumplir según la demanda nacional, a continuación, se detallan las normas que aplican:

2.2.1. Práctica Recomendada 4G (API)

La práctica recomendada 4G de API tiene como objetivo proveer guías y establecer procedimientos recomendados para la operación, inspección, mantenimiento y reparación de estructuras de perforación y servicio de pozos, a fin de mantener sustentablemente estas estructuras. Principalmente el alcance es para torres y mástiles con sus accesorios, subestructuras con sus accesorios de perforación y servicio de pozos. (API RP 4G, 2012, p. 1)

Los procedimientos de inspección, mantenimiento o reparación deben ser llevados a cabo por alguien que posea un título reconocido, certificado o posición profesional, o alguien que ha demostrado con éxito la capacidad de resolver problemas relacionados con el tema, o el trabajo. Los inspectores deben estar familiarizados con el tipo de equipos a ser evaluados. (API RP 4G, 2012, p. 4)

El objetivo de estas inspecciones es detectar defectos. La existencia de fisuras o daños mecánicos pueden indicar deterioro severo y una falla inminente. Esta detección, identificación y evaluación requiere una inspección precisa. Cualquier defecto de fabricación importante descubierto debe ser reparado o reemplazado y reportado al fabricante, los chequeos de rutina deben realizarse según corresponda a los intervalos apropiados. (API RP 4G, 2012, p. 7)

El dueño o usuario del equipo debe desarrollar calendarios de inspección basados en la experiencia, los fabricantes recomiendan uno o más de los siguientes factores: medio ambiente, ciclos de carga, requerimientos regulatorios, tiempo de operación, pruebas, reparaciones. (API RP 4G, 2012, p. 9)

Tabla 2

Tipos de Inspecciones y Frecuencias

Categoría	Frecuencia	Documentación
I	Diario	Opcional
II	Al armar el taladro	Opcional
III	Cada 730 días operativos	Archivo de equipo
IV	Cada 3650 días operativos	Archivo de equipo
Un día operativo igual a 24 horas operativas.		

Nota. Adaptado de API RP 4G (2012).

- **Categoría I.-** Observación visual del mástil/torre y subestructura por el personal del taladro durante las operaciones de por indicios de desempeño inadecuado
- **Categoría II.-** Una inspección categoría I, adicional una inspección más minuciosa, pero no limitada, de las áreas de carga y poleas en busca de fisuras, daños, corrosión, componentes flojos o faltantes y desgaste prematuro. Esta inspección se debe realizar durante el armado del taladro.
- **Categoría III.-** Una minuciosa inspección visual de los miembros y componentes de carga debe llevarse a cabo, para determinar la condición del mástil / torre y subestructura y documentar en una lista de chequeo que aplique, debe ser firmada, así como cualquier reparación importante realizada, deben ser documentadas en un archivo permanente en el taladro.

- **Categoría IV.-** Una inspección categoría III, adicional el equipo debe ser desensamblado y limpiado lo necesario para realizar inspecciones no destructivas de todas las áreas definidas como críticas, pruebas de espesores por ultrasonido es recomendado para todos los miembros de tipo tubular para verificar corrosión interna. Cualquier daño encontrado durante esta inspección debe ser definido como: mayor, secundaria o menor, el 100 % de las soldaduras deben de ser examinadas visualmente. (API RP 4G, 2012, p. 8)

El criterio de aceptación debe ser establecido basado en la experiencia y recomendaciones del fabricante. Equipos desgastados que no cumplan con el criterio de aceptación, no deben ser aceptados para operar. Equipo rechazado en la inspección debe ser marcado y retirado de servicio. (API RP 4G, 2012, p. 9)

2.2.2. Práctica Recomendada 7L (API)

La práctica recomendada 7L de API tiene como alcance proveer a los dueños y usuarios de los equipos listados abajo, pautas para inspección, mantenimiento, reparación y procedimientos de re-manufactura que pueden ser utilizados para mantener sustentablemente el siguiente equipo de perforación:

- Mesas rotarias
- Bujes rotarios
- Cuñas rotarias
- Mangueras rotativas
- Componentes de bombas de lodo
- Componentes de malacates
- Llaves de potencia
- Grapas de seguridad no usada como equipo de levantamiento

El propietario o usuario, junto con el fabricante deben desarrollar y actualizar conjuntamente inspecciones, mantenimiento, reparación y procedimientos de re-manufactura consistentes con la aplicación del equipo, carga, ambiente de trabajo, uso y otras condiciones operacionales que pueden cambiar en el tiempo. (API RP 7L, 1996, p. 1)

- **Categoría I.-** Observación del equipo durante la operación por indicios de desempeño inadecuado.
- **Categoría II.-** Una inspección categoría I más una inspección adicional por corrosión, deformación, componentes flojos o faltantes, deterioro, lubricación apropiada, fisuras externas visibles y ajustes.
- **Categoría III.-** Una inspección categoría II mas una inspección adicional que debe incluir una examinación no destructiva de las áreas críticas expuestas que puede involucrar algo de desensamble para acceder a componentes específicos, e identificar desgaste que exceda las tolerancias permitidas por el fabricante.
- **Categoría IV.-** Una inspección categoría III más una inspección adicional donde el equipo es desensamblado lo necesario para realizar pruebas no destructivas en todas las áreas de carga primaria definidas por el fabricante.

La frecuencia de este tipo de inspecciones debe ser desarrollada bajo el propio calendario basado en la experiencia, recomendaciones del fabricante y consideraciones de uno o más de los siguientes factores: medio ambiente, ciclos de carga, regulaciones requeridas, tiempo de operación, pruebas, reparaciones y re-manufactura.

La documentación y registros de las inspecciones categorías III y IV deben entrar en los registros del equipo, las pruebas de carga que indiquen capacidad de igual manera. (API RP 7L, 1996, p. 2)

2.2.3. Práctica Recomendada 8B (API)

El objetivo de este documento de API es suministrar pautas y establecer requerimientos para la inspección, mantenimiento, reparación y re-manufactura de equipos de levantamiento fabricados de acuerdo con el API y usada en operaciones de perforación y producción de pozos a fin de mantener sustentablemente este equipamiento.

Los equipos de perforación y producción de pozos cubiertos son:

- Poleas de bloque corona y rodamientos
- Bloques viajero y bloques gancho

- Adaptadores bloque a gancho
- Conectores y adaptadores de brazos
- Ganchos de perforación
- Ganchos de tubería de producción y ganchos de varillas
- Brazos para elevadores
- Elevadores de tubería de revestimiento, elevadores de tubería de producción, elevadores de tubería de perforación, elevadores de collares de perforación
- Elevadores de varillas
- Adaptadores de swivel giratorio
- Swivel giratorio
- Swivel giratorio de potencia
- Sustitutos de potencia
- Arañas, si pueden ser usadas como elevador
- Anclas de línea muerta inferior
- Compensadores de movimiento para tubería
- Rotador de barra kelly, si puede ser usado como elemento de levantamiento
- Levantador - componente de herramientas de corrida, si pueden ser usado como elemento de levantamiento
- Cabezal de pozo – Componente de herramientas de corrida, si puede ser usado como elemento de levantamiento
- Grapas de seguridad, si puede ser usado como elemento de levantamiento
- Top Drive o transmisión superior
- Herramientas para corrida de tubería de revestimiento (API RP 8B, 2014, p. 1)

La inspección y el mantenimiento están vinculados muy de cerca, las acciones de inspección y mantenimientos indicadas están basadas en, pero no limitadas a, uno o más de los siguientes criterios:

- Intervalo de tiempo específico
- Límites de desgaste medibles
- Acumulación de ciclos de carga
- No rendimiento del equipo
- Medio ambiente
- Experiencia (historia)
- Requerimientos regulatorios

El mantenimiento consiste en acciones como ajuste, limpieza, lubricación, y reemplazo de partes consumibles. La complejidad de estas actividades y el riesgo que esto involucra deben ser considerados en la asignación adecuada de recursos, así como facilidades, equipamiento y personal calificado.

En una inspección la existencia de fisuras puede indicar deterioro severo y falla inminente, esta detección identificación y evaluación requiere métodos de inspección precisos. Se requiere atención inmediata para remover el equipo de servicio inmediatamente o proporcionar servicio apropiado y reparación. Si se descubren defectos de fabricación estos deben ser reportados al fabricante o proveedor. (API PR 8B, 2014, p. 5)

El objetivo de estas inspecciones es detectar defectos de servicio, posibles defectos ocultos de fabricación, y potenciales caídas de objetos.

- **Categoría I.-** involucra observar el equipo durante la operación por indicios de desempeño inapropiado. Cuando se usa el equipo debe ser inspeccionado diariamente por fisuras, conexiones flojas, elongaciones de partes, y otros signos de desgaste, corrosión o sobrecarga. Cualquier equipo que muestre estos signos deben ser retirados de servicio para una inspección adicional. La inspección diaria deberá incluir verificación de objetos con posible caída y dispositivos de retención que necesiten ajuste o estén faltantes, cualquier objeto con estas observaciones debe ser corregido inmediatamente. Esta inspección deberá ser realizada por una persona que conozca este equipo y su funcionamiento.
- **Categoría II.-** Una inspección categoría I, adicional una inspección por corrosión, deformación, componentes flojos o faltantes, deterioro, lubricación adecuada, fisuras visibles externas, y ajuste.
- **Categoría III.-** Una inspección categoría II, adicional una inspección que debe incluir inspección no destructiva de las áreas críticas que puede involucrar algo de desensamble para acceder a componentes específicos para identificar desgaste que exceda las tolerancias admisibles del fabricante.
- **Categoría IV.-** Una inspección categoría III, adicional una inspección donde el equipo es desensamblado lo necesario para realizar inspección no destructiva de todos los componentes de transmisión de carga primaria según lo definido por el fabricante.

El equipo deberá: ser desensamblado a la medida necesaria en una instalación equipada adecuadamente que permita una inspección completa de todos los componentes de transmisión de carga primaria y otros componentes que son críticos para el equipo; inspeccionado por desgaste excesivo fisuras, fallas, y deformaciones.

Las reparaciones deberán ser realizadas de acuerdo con las recomendaciones del fabricante.

Previo a las inspecciones categoría III o IV todos los materiales externos tal como suciedad, pintura, grasa, aceite, escala, etc. deberán ser removidos de las partes interesadas por un método adecuado (ej. decapado, limpieza a vapor, granallado). (API RP 8B, 2014, p. 6)

Tabla 3

Inspecciones periódicas y mantenimiento – categorías y frecuencias

Equipo	Frecuencia							
	Días		Meses			Años		
	1	7	1	3	6	1	2	5
	Inspección Categoría							
Poleas de bloque corona y rodamientos	I	II			III			IV
Ganchos de perforación (aparte del gancho para varilla)	I	II			III			IV
Bloques viajeros, bloques gancho, adaptadores bloque a gancho.	I	II			III			IV
Conectores y adaptadores de brazos	I	II			III			IV
Ganchos para tubería de producción y ganchos para varilla	I	II			III	IV		
Brazos para elevadores	I	II			III	IV		
Elevadores de tubería de revestimiento, elevadores de tubería de producción, elevadores de tubería de perforación, elevadores de collares de perfora	II				III	IV		
Herramientas para corrida de tubería de revestimiento	II				III	IV		
Elevadores para varilla	II				III	IV		
Adaptadores de swivel giratorio	I	II			III	IV		
Swivel giratorio	I	II			III			IV
Swivel giratorio de potencia	I	II			III			IV
Top Drive o Transmisión superior	I	II			III			IV
Sustitutos de potencia	I	II			III			IV
Arañas, si pueden ser usadas como elevador	I	II			III	IV		
Anclas de línea muerta inferior	I	II			III			IV
Compensadores de movimiento para tubería	II				III			IV
Rotador de barra kelly, si puede ser usado como elemento de levantamiento	I	II			III			IV
Levantador y cabezal de pozo – Componentes de herramientas de corrida, si puede ser usado como elemento de levantamiento	II				III	IV		
Grapas de seguridad, si puede ser usado como elemento de levantamiento	II				IV			

Nota: Las frecuencias recomendadas arriba aplican para equipos en uso durante un periodo específico.

Nota. Adaptado de API RP 8B (2014).

Los criterios de aceptación de las inspecciones están basados en la experiencia y en las recomendaciones del fabricante. Equipos usados que no cumplan con los criterios de aceptación no deben ser aceptados en operaciones.

Los equipos rechazados deben ser marcados y removidos de servicio tan pronto sea posible. (API RP 8B, 2014, p. 9)

La documentación de las inspecciones categoría III y categoría IV se debe ingresar en el archivo del equipo, así como cualquier dato de prueba de carga relacionado o que indique la capacidad de carga del equipo.

La documentación deberá indicar:

- Defectos significativos (tipo, dimensiones) reportados en un diagrama
- Localización y extensión de las reparaciones
- Métodos de inspección no destructiva y resultados
- Componentes principales de transmisión de carga reemplazados o remanufacturados
- Fecha y nombre de la persona responsable involucrada en la inspección, mantenimiento, reparación, o re-manufactura. (API RP 8B, 2014, p. 9)

2.2.4. Estándar 53 (API)

El propósito de este estándar es proveer los requerimientos en la instalación y pruebas de sistemas de equipos de prevención de reventones de pozos en equipos de perforación de tierra y marinos. (API STD 53, 2012, p. 1)

2.2.4.1. Mantenimiento y pruebas de válvulas preventoras.

Los propósitos de varios programas de pruebas en campo a los equipos de control de pozo en perforación son para verificar: que las funciones específicas están operativamente disponibles, la integridad de la presión en los equipos instalados y la compatibilidad los sistemas de control y las válvulas preventoras.

Los programas de prueba deben incorporar inspecciones visuales, funcionales y pruebas de presión, prácticas de mantenimiento, y simulacros. Una

inspección visual puede ser realizada de acuerdo con el programa de mantenimiento.

Una prueba de funcionamiento es la operación de una parte del equipo o un sistema para verificar su operación prevista, una prueba de funcionamiento puede o no incluir una prueba de presión.

Una prueba de presión es la aplicación periódica de presión a una parte del equipo o un sistema para verificar la capacidad de contención de presión de dicho equipo o sistema.

La frecuencia de las pruebas de presión en los equipos de control de pozo debe llevarse a cabo:

- Antes que el equipo sea puesto en servicio operativo en el cabezal del pozo.
- Después de la desconexión o reparación de cualquier sello de contención de presión en las válvulas preventoras, líneas de choque, líneas de matado, arreglo de estrangulación, cabezal de pozo, pero limitado al componente afectado.
- De acuerdo con el programa de mantenimiento preventivo del propietario.
- No puede exceder un intervalo mayor a 21 días. (API STD 53, 2012, p. 35)

Los resultados de las pruebas de presión y funcionamiento del equipo de control de pozo deben ser documentadas.

Las pruebas de presión deben ser realizadas con un registrador gráfico de presión o un sistema equivalente de adquisición de datos de presión y firmado por el operador de la bomba, representante de la contratista y representante de la compañía o cliente. (API STD 53, 2012, p. 36)

Los componentes del sistema de control de pozos deben ser inspeccionados al menos cada 5 años de acuerdo con el programa de mantenimiento preventivo del propietario y las pautas del fabricante. (API STD 53, 2012, p. 41)

CAPÍTULO III

3. MARCO METODOLÓGICO

3.1. PLAN DE INSPECCIÓN Y CERTIFICACIÓN DE EQUIPOS DE PERFORACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO.

Con base a los sistemas y componentes de un taladro de perforación o reacondicionamiento de pozos y las normas, estándares, prácticas recomendadas existentes, adoptadas en el entorno nacional ecuatoriano, a continuación, se presenta un análisis del plan de inspección elaborado por la empresa TUSCANY de acuerdo con los componentes y nivel de inspección, donde se detalla la norma a la que aplica o hace referencia y se presentan mejoras con el alcance y los detalles a ser inspeccionado.

Tabla 4

Cuadro de inspecciones de taladros

Equipo para inspeccionar	Detalles de las inspecciones recomendadas	Frecuencia	Nivel de Inspección	Comentarios
Sistema de levantamiento				
<u>Mástil</u>				
Inspección categoría I	Inspección visual del mástil y sus accesorios	Semanal	I	API RP 4G
Inspección categoría II	Inspección visual de los elementos de carga	Cada pozo	II	API RP 4G
Inspección categoría III	Inspección visual de los elementos de carga y NDT al 10 % de las soldaduras críticas	Cada 2 años	III	API RP 4G
Inspección categoría IV	NDT de todos los elementos de carga por una 3ra compañía	Cada 10 años	IV	API RP 4G
Contrapeso de las llaves de potencia	NDT en los alojamientos de las poleas ambos lados	Anual	III	API RP 8B
	NDT de las poleas ambos lados	Anual	III	API RP 8B
	NDT punto de levantamiento contrapeso	Anual	III	API RP 8B
<u>Bloque Corona</u>				
Armazón	NDT al dispositivo de fijación de la corona a la sección superior del mástil	Anual	III	API RP 8B
Conjunto de poleas	Chequeo visual de las poleas	Cada movilización	I	API RP 8B
	Chequeo del juego de las poleas	Cada movilización	I	API RP 8B
	Calibración de poleas con galgas	Cada movilización	I	API RP 8B
	Condición de la línea de engrase	Cada movilización	I	API RP 8B
	Inspección completa y NDT	Cada 3 años	IV	API RP 8B

	Inspección completa con reemplazo sistemático de rodamientos	Cada 5 años	IV	API RP 8B
Pasamanos	Inspección visual	Cada movilización	I	API RP 8B
	Chequear la condición del dispositivo de fijación	Cada movilización	I	API RP 8B
Protección para rayos	Verificar dispositivo de fijación más línea de seguridad	Cada movilización	I	API RP 8B
Dispositivo de detención de caídas	Verificar la condición general del dispositivo, todos los cables deben ser chequeados	Cada movilización	I	API RP 8B
	NDT del gancho y punto de anclaje	Cada 6 meses	III	API RP 8B
	NDT del poste de colgar	Cada 6 meses	III	API RP 8B
Dispositivo de ascenso del mástil	Verificar la condición general del dispositivo, todos los cables deben ser chequeados	Cada movilización	I	API RP 8B
	NDT del gancho y punto de anclaje	Cada 6 meses	III	API RP 8B
	NDT del dispositivo de fijación	Cada 6 meses	III	API RP 8B
Luminaria anticolidión	Verificar condición general del dispositivo	Cada pozo	I	API RP 500
Puntos de anclaje de la corona	NDT puntos de anclaje de los winches de aire	Anual	III	API RP 8B
	NDT punto de anclaje para colgar bloque viajero	Anual	III	API RP 8B
	NDT de otros puntos de anclaje varios	Anual	III	API RP 8B
Poleas auxiliares de la corona	NDT poleas de los winches de aire	Anual	III	API RP 8B
	NDT otras poleas auxiliares	Anual	III	API RP 8B
	NDT polea del winche para personas	Anual	III	API PR 8B
	NDT de todos los puntos críticos de las poleas	Anual	III	API RP 8B
<u>Bloque Viajero</u>				
	NDT de los puntos críticos	Anual	III	API RP 8B
	Desensamble completo del equipo y NDT de todos los componentes	Cada 5 años	IV	API RP 8B
<u>Gancho Viajero</u>				
	NDT de los puntos críticos	Anual	III	API RP 8B
	Desensamble completo del equipo y NDT de todos los componentes	Cada 5 años	IV	API RP 8B
<u>Malacate</u>				
	NDT completo del sistema de varillas y bandas de freno	Anual	III	API RP 7L
	NDT del sistema de fijación a la subestructura	Anual	III	API RP 7L
	NDT grapa de anclaje de línea de perforación	Anual	III	API RP 7L
	Desensamble completo del equipo y NDT de todos los componentes (manufactura China)	Cada 5 años	IV	API RP 7L

	Desensamble completo del equipo y NDT de todos los componentes (manufactura americana)	Cada 10 años	IV	API RP 7L
	NDT del disco de freno (para freno hidráulico)	Cada 3 años	IV	API RP 7L
Equipo para inspeccionar	Detalles de las inspecciones recomendadas	Frecuencia	Nivel de Inspección	Comentarios
<u>Freno Auxiliar</u>				
	NDT del acoplamiento del freno auxiliar	Cada 3 años	IV	API RP 7L
<u>Encuelladero o Plataforma de trabajo</u>				
Dispositivo de detención de caídas	Verificar la condición general del dispositivo, todos los cables deben ser chequeados	Cada movilización	I	API RP 8B
	NDT del gancho y punto de anclaje	Cada 6 meses	III	API RP 8B
	NDT del poste de colgar	Cada 6 meses	III	API RP 8B
Dispositivo de escape	Verificar la condición general del dispositivo	Cada movilización	I	API RP 8B
	NDT del gancho y punto de anclaje	Cada 6 meses	III	API RP 8B
	NDT del poste de colgar	Cada 6 meses	III	API RP 8B
Dispositivo de sujeción del encuelladero al mástil	NDT de los brazos de 45° bajo el encuelladero	Anual	III	API RP 8B
	NDT de los pines de los brazos del encuellador	Anual	III	API RP 8B
	NDT de las orejas en el mástil	Anual	III	API RP 8B
	NDT del dispositivo de fijación / sueldas	Anual	III	API RP 8B
<u>Mástil desensamblado con grúas</u>				
Puntos de levantamiento en el mástil	NDT de los puntos de levantamiento en el mástil	Anual	III	API RP 8B
<u>Subestructura</u>				
Inspección categoría I	Inspección visual de la subestructura y sus accesorios	Semanal	I	API RP 4G
Inspección categoría II	Inspección visual de los elementos de carga	Cada pozo	II	API RP 4G
Inspección categoría III	Inspección visual de los elementos de carga y NDT al 10 % de las soldaduras críticas	Cada 2 años	III	API RP 4G
Inspección categoría IV	NDT de todos los elementos de carga por una 3ra compañía	Cada 10 años	IV	API RP 4G
Dispositivo de detención de caídas bajo la subestructura	Verificar la condición general del dispositivo, todos los cables deben ser chequeados	Cada pozo	I	API RP 8B
	NDT del gancho y áreas de colgar accesorios	Cada 6 meses	III	API RP 8B
<u>Subestructura desensamblada con grúas</u>				
Componentes de subestructura	NDT de los puntos de levantamiento y otros dispositivos	Anual	III	API RP 8B
<u>Winches de Aire</u>				
Winches de la mesa de perforación	Prueba de carga estática 1.25 veces carga nominal	Anual	III	API RP 8B
	NDT de los puntos críticos	Cada 6 meses	III	API RP 8B

	NDT del pedestal o base	Cada 6 meses	III	API RP 8B
	Desensamble completo del sistema de freno y NDT	Anual	III	API RP 8B
	NDT del giratorio y terminal del cable	Cada 6 meses	III	API RP 8B
Winche del encuelladero	Prueba de carga estática 1.25 veces carga nominal	Anual	III	API RP 8B
	NDT de los puntos críticos	Cada 6 meses	III	API RP 8B
	NDT del pedestal o base	Cada 6 meses	III	API RP 8B
	Desensamble completo del sistema de freno y NDT	Anual	III	API RP 8B
	NDT del giratorio y terminal del cable	Cada 6 meses	III	API RP 8B
Winche para izaje de personas	Prueba de carga estática 1.25 veces carga nominal	Anual	III	API RP 8B
	NDT de los puntos críticos	Cada 6 meses	III	API RP 8B
	NDT del pedestal o base	Cada 6 meses	III	API RP 8B
	Desensamble completo del sistema de freno y NDT	Anual	III	API RP 8B
	NDT del giratorio y terminal del cable	Cada 6 meses	III	API RP 8B
Sistema de rotación				
<u>Top Drive o Transmisión superior</u>				
Viga guía principal	NDT de pines y elementos de fijación de la guía al mástil	Anual	III	API RP 8B
	NDT de las juntas y retenedores de la guía	Anual	III	API RP 8B
Top Drive	NDT de bujes, pines y U de fijación	Anual	III	API RP 8B
	NDT del eje, ranuras radiales, cuñas de carga	Anual	III	API RP 8B
	NDT de los brazos de elevador	Anual	III	API RP 8B
	NDT del rotador de los brazos	Anual	III	API RP 8B
	NDT de las válvulas de seguridad	Anual	III	API RP 8B
	Desensamble completo y NDT de todos los componentes	Cada 5 años	IV	API RP 8B
<u>Swivel Rotatorio</u>				
Swivel Rotatorio	NDT de la U de fijación y sus pines	Anual	III	API RP 8B
	NDT del tubo lavador y las conexiones	Anual	III	API RP 8B
	NDT de las conexiones de la manguera rotatoria	Anual	III	API PR 8B
	Desensamble completo y NDT	Cada 5 años	IV	API RP 8B
Barra kelly	NDT completo	Anual	III	API RP 8B
<u>Mesa Rotaria</u>				
Bujes maestros	NDT completo	Anual	III	API RP 7L
Arrancador de bujes maestros	NDT completo	Cada 6 meses	III	API RP 8B
Mesa Rotaria	Desensamble completo y NDT	Cada 5 años	IV	API RP 7L
Manejo de Tubulares				
<u>Herramientas Manuales</u>				

Todos los elevadores manuales	Desensamble completo y NDT	Anual	III	API RP 8B
Todos los elevadores de tubo sencillo	Desensamble completo y NDT	Anual	III	API RP 8B
Todas las cuñas manuales	Desensamble completo y NDT	Anual	III	API RP 8B
Equipo para inspeccionar	Detalles de las inspecciones recomendadas	Frecuencia	Nivel de Inspección	Comentarios
Todas las llaves manuales	Desensamble completo y NDT	Anual	III	API RP 8B
Todas las grapas de seguridad	Desensamble completo y NDT	Anual	III	API RP 8B
Todas las llaves de cadena	Desensamble completo y NDT	Anual	III	API RP 8B
Todas las llaves de tubo	Desensamble completo y NDT	Anual	III	API RP 8B
Todos los ayatolas	Desensamble completo y NDT	Anual	III	API RP 8B
<u>Llave hidráulica de potencia</u>				
Bolsillo	Desensamble completo y NDT	Anual	III	API RP 8B
Puntos de manipulación	NDT en los puntos de levantamiento	Anual	III	API RP 8B
Sistema de Control de Pozo				
<u>Válvulas preventoras de compuerta</u>				
	NDT a las bridas principales y a las bridas de las salidas laterales	Cada 2 años	III	API STD 53
	Certificación completa por un taller aprobado por el fabricante	Cada 5 años	IV	API STD 53
	NDT en puntos de levantamiento	Anual	III	API RP 8B
<u>Válvula preventora anular</u>				
	NDT en bridas principales	Cada 2 años	III	API STD 53
	Certificación completa por un taller aprobado por el fabricante	Cada 5 años	IV	API STD 53
	NDT en puntos de levantamiento	Anual	III	API RP 8B
<u>Acumulador de presión</u>				
	Certificación completa por un taller aprobado por el fabricante	Cada 5 años	IV	API STD 53
<u>Líneas de control</u>				
	NDT de las conexiones de uniones de golpe	Anual	III	API STD 53
	Prueba estática de presión	Cada 3 años	IV	API STD 53
<u>Línea de choque</u>				
	NDT de las conexiones de uniones de golpe	Anual	III	API STD 53
	Prueba estática de presión	Cada 3 años	IV	API STD 53
	NDT de la grapa de seguridad	Anual	III	API RP 8B
<u>Arreglo de estrangulación</u>				
	NDT de las conexiones de uniones de golpe	Anual	III	API STD 53
	NDT de las soldas de la cámara de seguridad	Anual	III	API STD 53
	Prueba estática de presión	Cada 3 años	IV	API STD 53

	Espesor de pared de la cámara de seguridad	Cada 3 años	IV	API STD 53
	NDT del sistema de manejo para movilización	Anual	III	API RP 8B
<u>Desgasificador atmosférico</u>				
	NDT de las sueldas	Anual	III	API STD 53
	Espesor de pared del fondo	Cada 3 años	IV	API STD 53
	NDT del sistema de manejo para movilización	Anual	III	API RP 8B
<u>Desgasificador mecánico</u>				
	NDT de las sueldas	Anual	III	API STD 53
	Espesor de pared del fondo	Cada 3 años	IV	API STD 53
	NDT del sistema de manejo para movilización	Anual	III	API RP 8B
<u>Uniones giratorias</u>				
	Prueba estática de presión	Cada 3 años	IV	API STD 53
Levantamiento de válvulas preventoras y prueba				
<u>Winches para BOP</u>				
	NDT del anclaje de los cables	Anual	III	API RP 8B
	NDT de puntos críticos	Anual	III	API RP 8B
	Desensamble completo y NDT de todos los componentes	Cada 5 años	IV	API RP 8B
	Prueba de carga estática 1,25 veces capacidad nominal	Anual	III	API RP 8B
<u>Grapas de levantamiento</u>				
	NDT en los puntos de levantamiento	Anual	III	API PR 8B
	NDT completa de la grapa	Cada 3 años	IV	API RP 8B
<u>Vigas de los winches</u>				
	NDT de las orejas y los pines	Anual	III	API RP 8B
	Prueba de carga estática 1,25 veces capacidad nominal	Anual	III	API RP 8B
<u>Transportador del conjunto BOP</u>				
	NDT de orejas y pines	Anual	III	API RP 8B
	NDT de grapas de fijación	Anual	III	API RP 8B
<u>Banco de pruebas</u>				
	NDT al dispositivo de fijación	Anual	III	API RP 8B
	NDT ranura de anillo de presión	Anual	III	API STD 53
	NDT del tubo de prueba	Anual	III	API STD 53
Sistema de circulación				
<u>Líneas o tubería de alta presión</u>				
	NDT en las soldaduras	Anual	III	API RP 7L
	Espesor de pared cada pie de tubería y completo en dobleces	Cada 2 años	IV	API RP 8B
	NDT de las grapas de seguridad	Anual	III	API RP 8B
<u>Mangueras vibratorias</u>				
	NDT en conexiones	Anual	III	API RP 8B
	Prueba de presión	Cada 2 años	IV	API STD 53
	NDT de las grapas de seguridad	Anual	III	API RP 8B
<u>Bombas de Lodo</u>				
Válvula de relevo	Prueba de presión en banco	Anual	III	API STD 53
	NDT del ensamblaje de la válvula	Anual	III	API STD 53
Bomba de lodo	NDT componentes de alta presión de la bomba	Cada 2 años	III	API RP 7L

	Desensamble del sistema de alta presión y NDT	Cada 5 años	IV	API RP 7L
Base de transporte	NDT en los puntos de levantamiento	Anual	III	API RP 8B
<u>Tanques de lodo</u>				
Base de Transporte	NDT en los puntos de levantamiento	Anual	III	API RP 8B
	NDT en puntos de levantamiento superiores	Anual	III	API RP 8B
Equipo para inspeccionar	Detalles de las inspecciones recomendadas	Frecuencia	Nivel de Inspección	Comentarios
<u>Zarandas</u>				
Base de transporte	NDT en los puntos de levantamiento	Anual	III	API RP 8B
Sistema de Potencia				
<u>Generadores</u>				
Base de transporte	NDT en los puntos de levantamiento	Anual	III	API RP 8B
<u>Tanques de aire del sistema de arranque</u>				
	NDT de las sueldas del tanque	Anual	III	API RP 7L
	Espesores de pared del tanque	Cada 3 años	IV	API RP 7L
	Prueba estática de presión	Cada 3 años	IV	API STD 53
<u>Sistema de control SCR</u>				
Base de transporte	NDT en los puntos de levantamiento	Anual	III	API RP 8B
Sistema de control	Estudio infrarrojo de las instalaciones eléctricas con carga plena	Cada 5 años	IV	API RP 500
Sistemas y elementos auxiliares				
<u>Manómetros e indicadores de temperatura</u>				
	Recertificación por una tercera compañía	Anual	III	API RP 7L
<u>Indicador de peso</u>				
	Recertificación por una tercera compañía	Anual	III	API RP 7L
<u>Detectores de gas</u>				
	Calibración por una compañía aprobada por el fabricante	Cada 6 meses	III	API RP 7L
<u>Vehículos</u>				
Montacargas	NDT en las horquillas	Anual	III	N/A
<u>Campamento</u>				
Campers de vivienda	NDT en los puntos de levantamiento	Anual	III	API RP 8B
Generadores de campamento	NDT en los puntos de levantamiento	Anual	III	API RP 8B
Tanques de combustible	NDT en los puntos de levantamiento	Anual	III	API RP 8B
	NDT en sueldas del tanque	Anual	III	API RP 8B
Tanques de agua	NDT en los puntos de levantamiento	Anual	III	API RP 8B
	NDT en sueldas del tanque	Anual	III	API RP 8B
Bodegas y talleres	NDT en los puntos de levantamiento	Anual	III	API RP 8B
<u>Accesorios misceláneos</u>				
Eslingas o cables	Inspección visual y NDT en los terminales	Cada 6 meses	III	API RP 8B
Grilletes	NDT de grilletes	Cada 6 meses	III	API RP 8B
Ganchos	NDT de ganchos	Cada 6 meses	III	API RP 8B

Taladros montados sobre camión				
<u>Mástil telescópico</u>				
Dispositivo de anclaje (poleas)	NDT en el dispositivo	Cada 6 meses	III	API RP 4G
Cilindros de levantamiento	NDT en orejas y pines	Cada 6 meses	III	API RP 4G
Cilindros del dispositivo de anclaje	NDT en orejas y pines	Cada 6 meses	III	API RP 4G
Mecanismo de bloqueo de la sección superior	NDT del mecanismo	Cada 6 meses	III	API RP 4G
Líneas guía del encuelladero	NDT en el dispositivo	Cada 6 meses	III	API RP 4G
Tornillos niveladores del mástil	NDT en el dispositivo	Cada 6 meses	III	API RP 4G
Cuna para el bloque viajero	NDT del sistema de fijación	Cada 6 meses	III	API RP 4G
Cilindros hidráulicos de las llaves	NDT de orejas y pines	Cada 6 meses	III	API RP 4G
<u>Subestructura telescópica</u>				
Dispositivo de anclaje	NDT en el dispositivo	Cada 6 meses	III	API RP 4G
Cilindros de levantamiento	NDT en orejas y pines	Cada 6 meses	III	API RP 4G

Nota. Adaptado de Tuscany Rig Inspection Chart (2015).

Con base a la tabla presentada anteriormente, y a la experiencia del mercado local ecuatoriano en varias auditorías de compañías operadoras, se ha obtenido puntuaciones de 95 % al 98 % de aceptación de los taladros de la compañía para operar en los campos del oriente nacional. El nivel medio exigido para un equipo de este tipo es de 90 % en calidad para ser considerado apto para iniciar operaciones.

3.2. PLANIFICACIÓN PRESUPUESTARIA PROPUESTA PARA EL SISTEMA DE INSPECCIÓN Y CERTIFICACIÓN.

La planificación de un sistema de inspección y certificación debe tener un nivel de detalle profundo, que involucra todos los aspectos a ser considerados dentro del plan de inspección y certificación de equipos. Dentro de estos se encuentran costos por inspectores de ensayos no destructivos, servicios de pruebas de presión, calibraciones de instrumentos de medida, certificaciones de equipos de levantamiento, certificaciones de equipos específicos por el fabricante, a esto se deben sumar los costos por el personal que la empresa necesita para llevar a cabo

dicho trabajo y los insumos, materiales y repuestos necesarios para cumplir con el plan de inspección planificado técnicamente.

Para la presentación de una propuesta que tenga un nivel de certeza aceptada, es necesario delimitar el ejercicio, por lo cual se va tomar como punto de partida un taladro de perforación de 2000 caballos de potencia que se encuentra habitualmente en operaciones y es necesario realizar las inspecciones completas.

3.2.1. Inspecciones de ensayos no destructivos periódicos.

En las inspecciones de ensayos no destructivos, se pueden agrupar en 3 tipos: inspección por partículas magnéticas que determina fisuras superficiales en elementos metálicos, ultrasonido para determinar espesores en elementos, e inspección por arreglo de fases que determina discontinuidad en soldas y uniones. Se especifica esta diferencia por el alcance y costo de estas.

La primera oportunidad de mejora propuesta es contratar el servicio para inspecciones de ensayos no destructivos, por un servicio diario, sin límite de herramientas o puntos para ser inspeccionadas y bajo supervisión continua del avance del trabajo. Se presenta en la tabla a continuación los costos diarios y alcance de personal para cada tipo de inspección.

Tabla 5

Costos y personal asignado para inspecciones NDT

Tipo de ensayo no destructivo	Número de personas y cargo	Costo diario por servicio de 12 horas
Partículas magnéticas	1 inspector + 4 ayudantes	675 USD / día
Ultrasonido de espesores	1 inspector + 2 ayudantes	600 USD / día
Arreglo de fases para soldas	1 inspector + 1 ayudante	400 USD / día

En las tablas a continuación se presenta la agrupación de las inspecciones periódicas de los elementos con frecuencia de 6 meses y anuales, que involucran ensayos no destructivos NDT. Un estimado muy acercado a la realidad de días y el correspondiente costo por este concepto.

Tabla 6

Inspecciones NDT frecuencia de 6 meses

NDT frecuencia: Cada 6 meses	Días necesarios
Sistema de levantamiento	12 días de partículas magnéticas + 6 días de ultrasonido
Bloque Corona	
Encuelladero o Plataforma de trabajo	
Subestructura	
Winches de Aire	
Sistema de rotación	
Mesa Rotaria	
Sistemas y elementos auxiliares	
Detectores de gas	
Accesorios misceláneos	
Taladros montados sobre camión	
Mástil telescópico	
Subestructura telescópica	

Tabla 7

Inspecciones NDT frecuencia: anual + de 6 meses

NDT frecuencia: Anual + cada 6 meses	Días necesarios
Sistema de levantamiento	22 días de partículas magnéticas + 10 días de ultrasonido + 8 días de arreglo de fases
Mástil	
Bloque Corona	
Bloque Viajero	
Gancho Viajero	
Malacate	
Freno Auxiliar	
Encuelladero o Plataforma de trabajo	
Mástil desensamblado con grúas	
Subestructura	
Subestructura desensamblada con grúas	
Winches de Aire	
Sistema de rotación	
Top Drive o Transmisión superior	
Swivel Rotatorio	
Mesa Rotaria	
Manejo de Tubulares	
Herramientas Manuales	
Sistema de Control de Pozo	
Válvulas preventoras de compuerta	
Válvula preventora anular	
Líneas de control	
Línea de choque	
Arreglo de estrangulación	

Desgasificador atmosférico
Desgasificador mecánico
Uniones giratorias
Levantamiento de válvulas preventoras
Winches para BOP
Grapas de levantamiento
Vigas de lo winches
Transportador del conjunto BOP
Banco de pruebas
Sistema de circulación
Líneas o tubería de alta presión
Mangueras vibratorias
Bombas de Lodo
Tanques de lodo
Zarandas
Sistema de Potencia
Generadores
Tanques de aire del sistema de arranque
Sistema de control SCR
Sistemas y elementos auxiliares
Indicador de peso
Detectores de gas
Campamento
Accesorios misceláneos
Taladros montados sobre camión
Mástil telescópico
Subestructura telescópica

Tabla 8

Costos de inspecciones NDT anual

Tipo de Inspección	Número de días	Costo diario	Costo Total
Frecuencia cada 6 meses			
Partículas magnéticas	12	\$675.00	\$8,100.00
Ultrasonido	6	\$600.00	\$3,600.00
Arreglo de fases	0	\$400.00	\$0.00
		Sub Total	\$11,700.00
Frecuencia anual			
Partículas magnéticas	22	\$675.00	\$14,850.00
Ultrasonido	10	\$600.00	\$6,000.00
Arreglo de fases	8	\$400.00	\$3,200.00
			\$24,050.00
		Gran Total	\$35,750.00

3.2.2. Pruebas de presión y de carga

De acuerdo con el plan de inspección detallado en el punto anterior, con frecuencia anual es necesario realizar pruebas de carga a componentes del sistema de levantamiento y con frecuencia cada 3 años pruebas de presión en diferentes componentes del sistema de circulación y de control de pozo.

Una nueva oportunidad de mejora identificada y propuesta es realizar las pruebas de carga de los elementos de levantamiento que implican una certificación y entrega de un dossier de calidad con un mismo proveedor e igualar las frecuencias de estos elementos en una misma fecha, para poder reducir costos de logística. A continuación, se presentan los costos estimados para estas pruebas.

Tabla 9

Costos pruebas de carga, frecuencia anual

Prueba de carga en elementos, 1,25 veces la capacidad nominal	Costo unitario por prueba	Cantidad de pruebas	Costo Total por pruebas
Pruebas < 2,5 Ton	\$315.00	7	\$2,205.00
Pruebas > = 2,5 Ton	\$420.00	2	\$840.00
		Total	\$3,045.00

En cuanto a las pruebas de presión, con una buena planificación, y presentando una lista completa del alcance al departamento de compras, para que realice una negociación de la cantidad de pruebas a ser realizadas en los elementos de circulación, por un monto global (*lump sum*) que contemple todo el alcance, en lugar de contratar un servicio de pruebas con costos unitarios, se puede optimizar costos de manera aceptable. En la tabla a continuación, se presentan las pruebas necesarias con los costos aproximados. Para el caso específico de un taladro de perforación son aproximadamente 70 pruebas de presión.

Tabla 10

Costos pruebas de presión, frecuencia de 3 años

Pruebas de Presión, frecuencia: cada 3 años					Costo Global
Sistema de Control de Pozo					\$6,590.00
Líneas de control					
	Prueba estática de presión	Cada 3 años	IV	API STD 53	
Línea de choque					
	Prueba estática de presión	Cada 3 años	IV	API STD 53	
Arreglo de estrangulación					
	Prueba estática de presión	Cada 3 años	IV	API STD 53	
Sistema de circulación					
Líneas o tubería de alta presión					
	Prueba estática de presión	Cada 3 años	IV	API STD 53	
Mangueras vibratorias					
	Prueba de presión	Cada 3 años	IV	API STD 53	
Bombas de Lodo					
Válvula de relevo	Prueba de presión en banco	Anual	III	API STD 53	
Tanques de aire del sistema de arranque					
	Prueba estática de presión	Cada 3 años	IV	API STD 53	

3.2.3. Certificación de instrumentos

Tomando la misma premisa del análisis anterior, en un taladro de perforación se tienen alrededor de 90 o 100 manómetros, 15 termómetros e instrumentos de medición de parámetros específicos como indicador de peso, revoluciones por minuto entre otros más, por lo que es recomendable contratar un servicio de certificación de todo el sistema de instrumentación como un trabajo global y un costo fijo.

Tabla 11

Costos certificación de instrumentos, frecuencia anual

Certificación de Instrumentos, frecuencia: anual	Costo Global
Servicio de certificación de instrumentación	\$3,240.00

3.2.4. Certificaciones de equipos críticos

Los equipos o componentes considerados críticos de un taladro de perforación generalmente tienen inspecciones y certificaciones más profundas y por ende costos más altos, es por eso por lo que se delimita y se presupuesta estas certificaciones por separado por el impacto financiero que esto implica.

En la tabla a continuación se presentan las certificaciones de equipos críticos con frecuencia de dos años.

Tabla 12

Costos certificación equipos críticos, frecuencia de 2 años

Equipo para inspeccionar	Detalles de las inspecciones recomendadas	Frecuencia	Nivel	Coment.	Alcance	Costo Estimado
Sistema de levantamiento						
<u>Mástil</u>						
Inspección categoría III	Inspección visual de los elementos de carga y NDT al 10 % de las soldaduras críticas	Cada 2 años	III	API RP 4G	Técnico certificado API + 2 días de partículas magnéticas	\$8,800.00
<u>Subestructura</u>						
Inspección categoría III	Inspección visual de los elementos de carga y NDT al 10 % de las soldaduras críticas	Cada 2 años	III	API RP 4G	Técnico certificado API + 2 días de partículas magnéticas	\$7,800.00
Sistema de Control de Pozo						
<u>Válvulas preventoras de compuerta</u>						
	NDT a las bridas principales y a las bridas de las salidas laterales	Cada 2 años	III	API STD 53	Proveedor especializado para el servicio	\$2,500.00
<u>Válvula preventora anular</u>						
	NDT en bridas principales	Cada 2 años	III	API STD 53	Proveedor especializado para el servicio	\$1,900.00
Sistema de circulación						
<u>Líneas o tubería de alta presión</u>						
	Espesor de pared cada pie de tubería y completo en dobleces	Cada 2 años	IV	API RP 8B	Técnico nivel 3 + equipo de arreglo de fases	\$6,850.00
<u>Bombas de Lodo</u>						
Bomba de lodo	NDT componentes de alta presión de la bomba	Cada 2 años	III	API RP 7L	Técnico nivel 3 + equipo de partículas magnéticas	\$3,950.00
Total						\$31,800.00

A continuación, se presentan las certificaciones de equipos críticos con frecuencia de 5 años:

Tabla 13

Costos certificación equipos críticos, frecuencia de 5 años

Equipo para inspeccionar	Detalles de las inspecciones recomendadas	Frecuencia	Nivel	Coment.	Alcance	Costo Estimado
Sistema de levantamiento						
<u>Bloque Corona</u>						
Conjunto de poleas	Inspección completa con reemplazo sistemático de rodamientos	Cada 5 años	IV	API RP 8B	Rodamientos (35k), equipo de partículas magnéticas e insumos necesarios	\$58,000.00
<u>Bloque Viajero</u>						
	Desensamble completo del equipo y NDT de todos los componentes	Cada 5 años	IV	API RP 8B	Rodamientos (35k), equipo de partículas magnéticas e insumos necesarios	\$55,000.00
<u>Gancho Viajero</u>						
	Desensamble completo del equipo y NDT de todos los componentes	Cada 5 años	IV	API RP 8B	Equipo de partículas magnéticas, mas insumos	\$3,900.00
<u>Malacate</u>						
	Desensamble completo del equipo y NDT de todos los componentes cambio de rodamientos	Cada 5 años	IV	API RP 7L	Rodamientos (55k), repuestos e insumos, equipo de partículas magnéticas	\$120,500.00
Sistema de rotación						
<u>Top Drive o Transmisión superior</u>						
Top Drive	Desensamble completo y NDT de todos los componentes	Cada 5 años	IV	API RP 8B	Técnico especializado del fabricante, partes y repuestos, equipo de partículas magnéticas	\$425,000.00
<u>Swivel Rotatorio</u>						
Swivel Rotatorio	Desensamble completo y NDT	Cada 5 años	IV	API RP 8B	Equipo de partículas magnéticas, partes y repuestos	\$6,500.00
<u>Mesa Rotaria</u>						
Mesa Rotaria	Desensamble completo y NDT	Cada 5 años	IV	API RP 7L	Equipo de partículas magnéticas, repuestos	\$7,500.00

Sistema de Control de Pozo						
<u>Válvulas preventoras de compuerta</u>						
	Certificación completa por un taller aprobado por el fabricante	Cada 5 años	IV	API STD 53	Contratación de un servicio aprobado por el fabricante	\$320,000.00
<u>Válvula preventora anular</u>						
	Certificación completa por un taller aprobado por el fabricante	Cada 5 años	IV	API STD 53	Contratación de un servicio aprobado por el fabricante	\$125,000.00
<u>Acumulador de presión</u>						
	Certificación completa por un taller aprobado por el fabricante	Cada 5 años	IV	API STD 53	Contratación de un servicio aprobado por el fabricante	\$25,000.00
Levantamiento de válvulas preventoras y prueba						
<u>Winches para BOP</u>						
	Desensamble completo y NDT de todos los componentes	Cada 5 años	IV	API RP 8B	Equipo de partículas magnéticas, partes y repuestos	\$5,000.00
Sistema de circulación						
<u>Bombas de Lodo</u>						
Bomba de lodo	Desensamble del sistema de alta presión y NDT	Cada 5 años	IV	API RP 7L	Repuestos, equipo de partículas magnéticas	\$72,000.00
Sistema de Potencia						
<u>Sistema de control SCR</u>						
Sistema de control	Estudio infrarrojo de las instalaciones eléctricas	Cada 5 años	IV	API RP 500	Contratar un servicio aprobado por el fabricante	\$7,500.00
Total						\$1,230,900.00

En la tabla a continuación se presentan las certificaciones de equipos críticos con frecuencia de 10 años.

Tabla 14

Costos certificación equipos críticos, frecuencia de 10 años

Equipo para inspeccionar	Detalles de las inspecciones recomendadas	Frecuencia	Nivel	Coment.	Alcance	Costo Estimado
Sistema de levantamiento						
<u>Mástil</u>						
Inspección categoría IV	NDT de todos los elementos de carga por una 3ra compañía	Cada 10 años	IV	API RP 4G	Técnico aprobado por el fabricante, granallado y pintura total, equipo de partículas magnéticas y ultrasonido	\$125,000.00
<u>Subestructura</u>						
Inspección categoría IV	NDT de todos los elementos de carga por una 3ra compañía	Cada 10 años	IV	API RP 4G	Técnico aprobado por el fabricante, granallado y pintura total, equipo de partículas magnéticas y ultrasonido	\$105,000.00
Total						\$230,000.00

3.2.5. Costos de personal

Los procesos de certificación, inspección y pruebas de un equipo de perforación necesitan de personal calificado para ser ejecutados, es por eso por lo que esto es un rubro que impacta de manera considerable.

Anualmente se dedican en promedio 30 días a las actividades certificación del equipo de perforación. A continuación, los costos estimados para 30 días de personal, alimentación y movilización para un equipo de 15 personas conformados de:

- 1 rig manager
- 1 supervisor
- 2 mecánicos
- 2 electricistas
- 2 soldadores
- 7 obreros con experiencia

Tabla 15

Costos de personal

Concepto	Cantidad	Costo diario	Costo Total
Personal (15 persona)	30 días	\$2,400.00	\$72,000.00
Alimentación para 15 personas	30 días	\$450.00	\$13,500.00
Transporte para 15 pasajeros	30 días	\$250.00	\$7,500.00
		Total	\$93,000.00

3.2.6. Costos para imprevistos

Resultado de las inspecciones y el mantenimiento detallado anteriormente, en múltiples ocasiones se pueden encontrar fallas, fisuras, pares o repuestos con desgaste que es necesario ser reemplazados o de alguna manera servicios para solventar problemas ocultos en los componentes. Tener un presupuesto delimitado para este tipo de imprevistos es imprescindible. Dentro de la experiencia en este ámbito se puede llegar a considerar hasta un 5 % del costo total de las inspecciones.

CAPÍTULO IV

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1. INGRESO PROMEDIO ANUAL DE UN TALADRO DE PERFORACIÓN

Un taladro de perforación en el mercado nacional ecuatoriano tiene por lo general contratos de servicio con planificación de operar 2 o 3 años en la perforación de pozos. Con esta información podemos llegar a tener un estimado del ingreso promedio anual por las operaciones.

4.1.1. Tarifas diarias de servicio de perforación

Una tarifa promedio de operación por 24 de servicio de un taladro de perforación de 2000 caballos de potencia en el mercado nacional ecuatoriano es de \$27,500.00 USD aproximadamente, la cual vamos a tomar como ingreso diario bruto.

4.1.2. Días promedio de operación al año.

En promedio la perforación de un pozo de petróleo en la cuenca oriente toma un tiempo de 24 días de operación, adicional a esto la puesta en producción del pozo por lo general se lo realiza con el mismo equipo, lleva unos 8 días de operación, es decir que un pozo completo toma 32 días en promedio.

La movilización del taladro de un punto a otro no es considerada como tiempo de operación, y los ingresos durante este periodo no son considerables por lo que para el ejercicio no serán tomados en cuenta. El tiempo de movilización toma en promedio 12 días y se realiza 5 ocasiones por año en promedio. A esto es necesario sumar 15 días para el proceso de inspecciones y certificaciones.

Con estas variables descritas podemos deducir que un taladro de perforación en operaciones y bajo las condiciones detalladas se encuentra en servicio 275 días en un año aproximadamente lo que resulta en 9 pozos perforados y completados.

4.1.3. Ingreso promedio por operaciones de perforación

$$275 \text{ días} \times 27.500 \frac{\text{USD}}{\text{día}} = 7'562,500 \text{ USD}$$

Figura 12. Ingreso promedio anual.

4.2. COSTOS GLOBALES DE INSPECCIONES Y CERTIFICACIONES

Una vez que se tiene los costos aproximados y globales para las diferentes frecuencias de los elementos de un talador, es importante realizar un prorrateo del costo anual para de esta manera poder analizar el impacto. En la tabla a continuación se presenta un resumen de los costos de las certificaciones con el respectivo valor anual de acuerdo con la frecuencia.

Tabla 16

Costos prorrateados anualmente de las inspecciones y certificaciones

Concepto	Costo total por inspección y frecuencia	Costo prorrateado anual
Costos de inspecciones NDT frecuencia anual	\$35,750.00	\$35,750.00
Costos pruebas de carga, frecuencia anual	\$3,045.00	\$3,045.00
Costos pruebas de presión, frecuencia cada 3 años	\$6,590.00	\$2,196.67
Costos certificación de instrumentos, frecuencia anual	\$3,240.00	\$3,240.00
Costos certificación equipos críticos, frecuencia cada 2 años	\$31,800.00	\$15,900.00
Costos certificación equipos críticos, frecuencia cada 5 años	\$1,230,900.00	\$246,180.00
Costos certificación equipos críticos, frecuencia cada 10 años	\$230,000.00	\$23,000.00
Costos de personal	\$93,000.00	\$93,000.00
	Subtotal	\$422,311.67
Costos para imprevistos (5 %)		\$21,115.58
	TOTAL	\$443,427.25

4.3. IMPACTO DEL COSTO ANUAL DE LAS CERTIFICACIONES EN EL INGRESO.

En análisis medular y objetivo de este estudio es verificar el impacto económico y operativo del sistema de inspecciones y certificaciones de la empresa TUSCANY. Realizado la relación entre costos anuales de certificaciones versus ingresos anuales por operaciones, se puede concluir que el impacto de 5,9 % aproximadamente sobre los ingresos.

$$\frac{\$443,427.25}{\$7'562,500.00} \times 100 = 5,86 \%$$

Figura 13. Impacto anual del costo de certificaciones

CAPÍTULO V

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- Las normas del instituto americano del petróleo API cubren las necesidades de inspección y certificación para los talados de perforación y reacondicionamiento del mercado nacional ecuatoriano, es por eso por lo que son la base fundamental para generar listas de verificación para evaluación de taladros. Estas normas son una recopilación de diferentes entidades e institutos técnicos y de seguridad, que basados en la experiencia de operaciones petroleras terrestres y marinas, han descrito recomendaciones prácticas y estándares que permiten una operación y producción sustentable, rentable y segura para las personas y el medio ambiente.
- La planificación técnica, operativa y económica son el pilar fundamental para generar un sistema de inspección y certificación, que llegue a cumplir con las normas establecidas por el medio de operación y al mismo tiempo tener costos que no excedan los valores establecidos por la corporación en base a la experiencia de anteriores ejercicios.
- En base a la planificación presupuestaria del sistema de inspección y certificación de los taladros de TUSCANY propuesta en este estudio y los ingresos netos promedio de un taladro de perforación en condiciones normales de operación se puede concluir que el impacto del costo de certificar un taladro bajo normas API representa aproximadamente el 5,5 % del ingreso anual.
- La realidad nacional y las múltiples condiciones del país han generado que la competencia para obtener un contrato de operaciones sea cada vez más difícil, esto ha derivado que las tarifas se vean afectadas, por lo cual el impacto de certificar un taladro es mayor. La premisa está en ser cada vez más eficientes y eficaces porque con planificaciones basadas en tiempos, los resultados pueden variar para bien si somos disciplinados.

5.2. RECOMENDACIONES

- Es de vital importancia generar un proceso de compras y adquisidores eficiente, para poder lograr los mejores costos que implican, servicios, partes y repuestos, importaciones y cada uno de los bienes necesarios para inspeccionar y certificar un taladro. Tener en cuenta tácticas de contratación como el “*lump sum*” o también llamado global por servicio, y extender contratos con los proveedores a mediano o largo plazo, sin duda entrega resultados de proveedores comprometidos y con los mejores costos del mercado, reduciendo así el impacto de este proceso sobre el ingreso.

- La supervisión dentro del proceso de inspección de los diferentes elementos del taladro, cuando ha sido contratado un servicio de costo global, es muy importante, ya que el bajo rendimiento de los inspectores puede ocasionar costos y tiempos adicionales, que al final harán que nuestro proceso de certificar un taladro tenga indicadores que muestren esta falta de supervisión o poca competencia del personal técnico.

- La selección y capacitación del personal técnico que se encuentra a cargo de los procesos de inspección y certificación de un taladro de perforación o reacondicionamiento es un complemento muy valioso, ya que la experiencia y buenas decisiones, pueden derivar en una correcta solución ante un problema o necesidad, y así ahorrar cantidades importantes de tiempo y dinero.

BIBLIOGRAFÍA

- American Petroleum Institute.e (2012). *Recommended Practice 4G, Operation, Inspection, Maintenance, and Repair of Drilling and Well Service Structures*. (4ta Ed.). Washington DC: API.
- American Petroleum Institute. (1996). *Recommended Practice 7L, Procedures for Inspection, Maintenance, Repair, and Remanufacture of Drilling Equipment*. (1ra Ed.). Washington DC: API.
- American Petroleum Institute. (2014). *Recommended Practice 8B, Procedures for Inspection, Maintenance, Repair, and Remanufacture of Hoisting Equipment*. (8va Ed.). Washington DC: API.
- American Petroleum Institute. (2012). *Standard 53, Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells*. (4ta Ed.). Washington DC: API.
- American Petroleum Institute. (2012). *Recommended Practice 500, Classification of Locations for Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Division 1 and Division 2*. (3ra Ed.). Washington DC: API.
- American Petroleum Institute. (2019). *Recommended Practice 54, Occupational Safety and Health for Oil and Gas Well Drilling and Servicing Operations*.
- Bommer, P. (2008). *A primer of oilwell drilling*. (7ma Ed.). Austin: The University of Texas.
- Baker Hughes Inteq. (1996). *Oil field familiarization, training guide*. Houston: Training & Development (4ta Ed.). Washington DC: API.
- Bommer, *s.f.* (2008). Top-drive.
- Cameron. (2017). *Malacate AC de perforación LEWCO*. Recuperado de <https://www.products.slb.com/-/media/productsslb/files/product-sheet/drilling/ldw-drawworks-ps.ashx>
- Cameron. (2018). *Válvula preventora sencilla Tipo U 13-5/8 5000 psi*. Recuperado de <https://www.products.slb.com/-/media/productsslb/images/pressure-control/ram-type-bops/u-ram-type-combo.ashx?h=900&w=1110&la=en&hash=410253B030D6F52F62426B6CCA6386E6>
- Cameron. (2018). *Acumulador de presión*. Recuperado de <https://www.products.slb.com/-/media/productsslb/images/pressure->

control/bop-control-systems/land-closing-unit-combo.ashx?h=900&w=1110&la=en&hash=4052D3B6CCEC06E50DE3DFFDDA39F791

Canrig. (2019). *Top Drive Canrig 500 Ton*. Recuperado de https://www.nabors.com/sites/default/files/equipment-top-drives-electric-top-drives-canrig-1250ac_0.png

Caterpillar. (2017). *Grupo Electrógeno CAT 3512C*. Recuperado de [https://s7d2.scene7.com/is/image/Caterpillar/C803506?\\$cc-g\\$&fmt=pjpeg](https://s7d2.scene7.com/is/image/Caterpillar/C803506?$cc-g$&fmt=pjpeg)

Gardner Denver. (2018). *Bomba de lodo THE*. Recuperado de <https://www.gardnerdenver.com/-/media/images/gdpumps/products/pumps/drilling-mud-pumps-the.png?h=360&iar=0&w=360&hash=BDB93B4814C2A9A0EE18D348CA408732>

Haker International. (2019). *Mesa Rotaria 17,5"*. Recuperado de http://hakerinternational.com/images/products/17.5_5.jpg

National Oilwell Varco. (2018). *Tubería de perforación 5-1/2"*. Recuperado de <https://www.nov.com/products/drill-pipe>

Nabors Industries Ltd. (2018). *Torre de perforación 2000 HP*. Recuperado de https://www.nabors.com/sites/default/files/web_AnnualReport_2_0.jpg

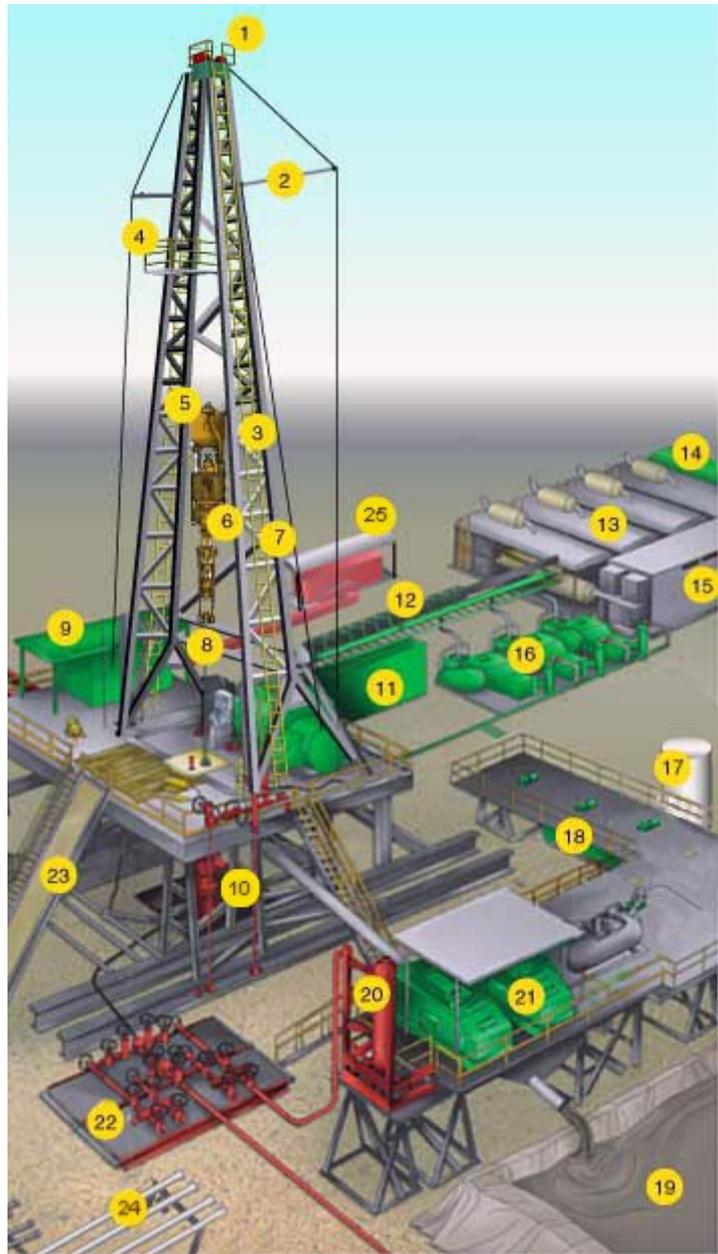
Stewart and Stevenson. (2017). *Sistema de Control SCR*. Recuperado de <https://stewartandstevenson.com/assets/images/headers/equipment/drive-systems.png>

Striker DS. (2018). *Subestructura de Perforación*. Recuperado de <https://cdn.website-editor.net/8efe06f47a9d4eb985b444e91a0018a7/dms3rep/multi/desktop/STRIKER+1 %2C500HP.JPG>

ANEXOS

ANEXO 1. Componentes del taladro de perforación

1. Crown Block and Water Table
2. Catline Boom and Hoist Line
3. Drilling Line
4. Monkeyboard
5. Traveling Block
6. Top Drive
7. Mast
8. Drill Pipe
9. Doghouse
10. Blowout Preventer
11. Water Tank
12. Electric Cable Tray
13. Engine Generator Sets
14. Fuel Tanks
15. Electric Control House
16. Mud Pump
17. Bulk Mud Components Storage
18. Mud Pits
19. Reserve Pits
20. Mud Gas Separator
21. Shale Shaker
22. Choke Manifold
23. Pipe Ramp
24. Pipe Racks
25. Accumulator



Adaptado de PETEX (2001).

ANEXO 2. Certificación prueba de carga Winche 2.2 Ton

Quito, 22 de octubre de 2019

CERTIFICADO WINCHE

DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO

CERTIFICADO No.:	BCI-INS-10971-C
TIPO DE EQUIPO:	WINCHE
MARCA:	ROTZLER
MODELO:	TH5
SERIE:	CSSF05000281
AÑO:	N/D
SAFETY LOAD:	2200 kg
SITIO INSPECCIÓN:	RIG CSSFD 01 / SHUSHUFINDI
PROPIETARIO:	SCHLUMBERGER DEL ECUADOR S.A.
EXPIRACIÓN:	21 de octubre de 2020

El equipo inspeccionado, está en capacidad de trabajar en los rangos y capacidades indicadas por el fabricante.


ING. LUIS ACUÑA
 GERENTE GENERAL
 BUREAU CERTIFICATION & INSPECTION



1. La inspección fue realizada bajo la NORMA ASME B30.7 - 2016 "WINCHES", cumpliendo con los requerimientos indicados en esta norma.
2. Este equipo debe ser operado únicamente por personas calificadas y siguiendo todos los lineamientos de seguridad que se requieren para realizar este tipo de actividades.
3. Este certificado hace referencia a las condiciones que presenta el equipo al momento de la inspección, sin ninguna obligación o responsabilidad posterior.
4. BCI se reserva el derecho de retirar este certificado si el propietario, subcontratista, operador o usuario independiente o casual no cumple con los planes y programas de mantenimiento preventivo y correctivo establecidos por el fabricante del equipo; así como los planes y programas definidos por el mismo propietario.

En caso de sugerencias y/o reclamos comunicarse al Telf.: 02 2417531
DIRECCIÓN: El Morlán N49-81 y calle N 49-C
PÁGINA WEB: www.bci.com.ec

GT-FRM-70 REVISIÓN: 15 PÁG. 5 DE 5

Adaptado de BCI (2019).

ANEXO 3. Inspección categoría III de mástil, API 4G

Annex B
(normative)

Well Servicing Masts Visual Inspection Form

B.1 General

The form in this annex is intended for free exchange between owners/operators of the equipment or users of this document.

Well Servicing Masts (Guyed, Carrier/Trailer Mounted)
Category III/IV - Visual Field Inspection Form

Type of inspection performed (check one box only):

 Category III Inspection Category IV Inspection

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 manufacture'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: SCHLUMBERGER LAND RIGS (SLR) Rig #: CSFD-01Date: 10-NOVIEMBRE-2019Location: SHISHIFINDI, BASE SLR Mast Manufacturer: SERVICE RIGS MANUFACTURING INCManufacturer's Drawing Available for Use in Inspection: Yes: No: Manufacturer's Rating: 400.000 lbs Height: 112 pieMast Serial #: DR-406Mast Type: One Piece Telescoping Folding Mast Position: Standing Lying down Disassembled Mast Nameplate on Structure: Yes: No: Inspected By: JESTHER PEREZ Representing: ENGIPIETROL

Jesther Antonio Perez
CWI 13073831
QC1 EXP. 7/1/2022

GUYED MAST

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 prior to the next Category II inspection | |

COMMENTS REGARDING INSPECTED ITEMS

1.0 Crown Assembly

1.1 Sheaves

Number of Sheaves: 05 Main Cluster Sheave Diameter: 30"
 Hoisting Line Size: 1 1/8" Fast Line Sheave Diameter: 36"

- | | |
|--|--|
| Condition: | |
| <input checked="" type="checkbox"/> Main Sheaves: | <u>03 x OD 30" x 1 1/8"</u> |
| <input checked="" type="checkbox"/> Fastline Sheaves: | <u>01 x OD 36" x 1 1/8"</u> |
| <input checked="" type="checkbox"/> Sandline Sheaves: | <u>01 x OD 24" x 1 1/8"</u> |
| <input checked="" type="checkbox"/> Grooves in Gage: | <u>PERFIL DE BARRERA COMPATIBLE CON API RP 9B</u> |
| <input checked="" type="checkbox"/> Bearings: | <u>SE EVIDENCIA FALTA DE GRAS</u> |
| <input checked="" type="checkbox"/> Seals: | |
| <input checked="" type="checkbox"/> Line Guards: | |
| <input checked="" type="checkbox"/> Grease Fittings: | |
| <input checked="" type="checkbox"/> Center Pin Locks: | |
| <input checked="" type="checkbox"/> Winch Line Sheaves: | |
| <input checked="" type="checkbox"/> Retracting Line Sheaves: | |
| Sheave Material Type: | Cast Iron <input type="checkbox"/> Steel <input checked="" type="checkbox"/> Phenolic Resin <input type="checkbox"/> |
| Number of Visible Marks Applied: | <u>0</u> |

2.0 Crown Block Structure

- | | |
|---|---|
| <input checked="" type="checkbox"/> Crown Railing: | <u>REALIZADA INSPECCION VISUAL Y MEDIANTE</u> |
| <input checked="" type="checkbox"/> Crown Frame: | <u>END DE PUNTA CERRADOS</u> |
| <input checked="" type="checkbox"/> Safety Gate: | |
| <input checked="" type="checkbox"/> Guyline Support Eyes: | <u>VER REPORTE INSPECTIVO 9036-SLR-2019,</u> |
| <input checked="" type="checkbox"/> Loadline Support Eyes: | <u>9038-SLR-2019</u> |
| <input checked="" type="checkbox"/> Sheave Pedestal Mounts: | |
| <input checked="" type="checkbox"/> Crown Decking: | |
| <input checked="" type="checkbox"/> Fall Protection Mount: | |
| <input checked="" type="checkbox"/> Fall Protection Device: | |
| Number of Visible Marks Applied: | <u>0</u> |

3.0 Upper Mast Section

- | | |
|--|---|
| <input checked="" type="checkbox"/> Operator's Side Front Leg: | <u>INSPECCION VISUAL DE ELEMENTOS PRINCIPALES Y</u> |
| <input checked="" type="checkbox"/> Operator's Side Rear Leg: | <u>SECUNDARIOS NO DETECTANDOSE CONDICIONES</u> |
| <input checked="" type="checkbox"/> Off Side Front Leg: | <u>ANITANTES DE ACUERDO CON LOS CRITERIOS</u> |
| <input checked="" type="checkbox"/> Off Side Rear Leg: | <u>INDICADOS EN TABLA 2-APF RP 9B</u> |
| <input checked="" type="checkbox"/> C Sections: | |
| <input checked="" type="checkbox"/> Diagonal Bracing: | <u>INSPECCION MEDIANTE END DE PUNTA CERRADO</u> |
| <input checked="" type="checkbox"/> Back Bracing: | <u>VER REPORTE INSPECTIVO 9039-SLR-2019,</u> |
| <input checked="" type="checkbox"/> Rod Basket Mounts: | <u>9041-SLR-2019</u> |
| <input checked="" type="checkbox"/> Tubing Board Mounts: | |
| <input checked="" type="checkbox"/> Upper Latch Assembly (Lock): | |
| <input checked="" type="checkbox"/> Cotter Keys in Place: | |
| <input checked="" type="checkbox"/> Ram Stabilizers: | |
| <input checked="" type="checkbox"/> Mast Lighting Mounts: | <u>SE EVIDENCIAN MECANISMOS DE RETENCION SECUNDARIA</u> |
| Number of Visible Marks Applied: | <u>0</u> |



COMMENTS REGARDING INSPECTED ITEMS

4.0 Lower Mast Section

- Operator's Side Front Leg: INSPECCION VISUAL DE ELEMENTOS PRINCIPALES Y
- Operator's Side Rear Leg: SECUNDARIOS NO DETECTANDOSE CONDICIONES
- Off Side Front Leg: ANORMALES DE ACUERDO CON LOS CRITERIOS
- Off Side Rear Leg: INDICADOS EN TABLA 2 API RP 4G
- C Sections:
- Diagonal Bracing: INSPECCION MEDIANTE END DE PUNTOS
- Back Bracing: CRITICOS. VER REPORTE INSPECCION 9070-SLR-2019
- Lower Latch Assembly (Lock): 9055-SLR-2019, 9037-SLR-2019
- Cotter Keys in Place:
- Mast Hinge Points:
- Stand Pipe Mounts:
- Block Hanging Assembly:
- Leg Adjustment Screws:
- Rating Tags in Place:
- Telescoping Cylinder Stabilizers:

Number of Visible Marks Applied: 0

5.0 Tubing Board

- Tubing Board Frame: INSPECCION VISUAL DE ELEMENTOS NO DETECTANDOSE
- Frame Hinge Points: CONDICIONES ANORMALES DE ACUERDO CON TABLA
- Tail Gate Hinge Points: 2 API RP 4G.
- Left Support Line Anchor: INSPECCION MEDIANTE END DE PUNTOS CRITICOS
- Right Support Line Anchor: VER REPORTE INSPECCION 8102-SLR-2019
- Diving Board:
- Hand Rails: INSPECCION DIMENSIONAL DE PASADIZOS Y ANCHOS
- Fingers: VERIFICANDOSE TOLERANCIA MENOR A 3/16"
- Safety Cables on Fingers: VER REPORTE INSPECCION 9040-SLR-2019
- Support Cables:

Number of Visible Marks Applied: 0

6.0 Rod Basket

- Rod Basket Frame:
- Rod Racks (fingers):
- Load Line Anchor Points:
- Rod Rack Hinge Points:
- Support Cables:

Number of Visible Marks Applied:

7.0 Pipe Racking Platform (Drilling Applications):

- Frame Straight:
- Pin Hole(s):
- Pins:
- Safety Pins Keepers:
- Frame Welds:
- Working Platform:
- Landing Platform:
- Handrails:
- Ladder Access:
- Fingers Straight:
- Finger Welds:
- Finger Safety Line(s):
- Hoist Mounting:

Number of Visible Marks Applied:



COMMENTS REGARDING INSPECTED ITEMS	
8.0 Base Mast Section	
<input checked="" type="checkbox"/> Base Section Structure:	PRESENCIA DE PUNTALES PUNTUALES EN PROFUNDIDADES
<input checked="" type="checkbox"/> Diagonal Supports:	MEDIDAS GV-THE 0,050 Y 0,052 PULS EN ESCALOTO
<input checked="" type="checkbox"/> Turnbuckles:	SECUNDARIO (6" x 6") CON ESPESOR REMANENTE
<input checked="" type="checkbox"/> Hinge Points:	DE PARED MEDIDO DE 0,463 PULS.
<input checked="" type="checkbox"/> Push Points:	
<input checked="" type="checkbox"/> Mast Locking Device:	
<input checked="" type="checkbox"/> Support Beam:	
<input checked="" type="checkbox"/> Angle Adjustment Screws:	
<input checked="" type="checkbox"/> Load Adjustment Screws:	
Number of Visible Marks Applied:	01
9.0 Main Hydraulic Ram/Raising Cylinder (Shall be inspected during rig-up/rig-down operation.)	
<input checked="" type="checkbox"/> Cylinder Hinge Points:	INSPECCION VISUAL REALIZADA SIN DETECTAR
<input checked="" type="checkbox"/> Hydraulic Connections:	CONDICIONES LIMITANTES, BUNAS CONDICIONES
<input checked="" type="checkbox"/> Hydraulic Hoses:	DE MANGUERAS Y CONEXIONES HIDRAULICAS
<input checked="" type="checkbox"/> Hinge Pins:	
<input checked="" type="checkbox"/> Retaining Pins or Locks:	
<input checked="" type="checkbox"/> Main Ram:	
<input checked="" type="checkbox"/> Seals:	
<input checked="" type="checkbox"/> Bleed Valve:	
10.0 Telescoping Hydraulic Ram/Cylinder	
<input checked="" type="checkbox"/> Cylinder Push Points:	INSPECCION VISUAL REALIZADA SIN DETECTAR CONDICIONES
<input checked="" type="checkbox"/> Hydraulic Connections:	LIMITANTES EN CONEXIONES HIDRAULICAS
<input checked="" type="checkbox"/> Hydraulic Hoses:	SE OBSERVARON RANGOS EN ACUMULIENTO Y
<input checked="" type="checkbox"/> Connecting Pins:	EXPOSICION DE MALLA METALICA EN MANGUERAS
<input checked="" type="checkbox"/> Retaining Pins or Locks:	DE CILINDROS TELESCOPICOS TAMPO EN LA PARTE
<input checked="" type="checkbox"/> Telescoping Ram:	COPIERNA COMO EN PARTE EXTERIOR.
<input checked="" type="checkbox"/> Seals:	
<input checked="" type="checkbox"/> Bleed Valve:	
11.0 Ladders:	
<input checked="" type="checkbox"/> Vertical Rails Straight:	INSPECCION VISUAL REALIZADA SIN DETECTAR CONDICIONES
<input checked="" type="checkbox"/> Rails in Alignment:	LIMITANTES COMO DOBLIZ, GIRIETAS, ELEMENTOS
<input checked="" type="checkbox"/> Ladder Stand Offs:	FRACTURADOS
<input checked="" type="checkbox"/> Stand Off Connections:	
<input checked="" type="checkbox"/> Rail Welds:	
<input checked="" type="checkbox"/> Rungs/Welds:	DOBLIZ EN PELDANO (RUN) DE LA VERTICA SECCION
<input checked="" type="checkbox"/> Rung Spacing:	DE ESCALERA TORNE SECCION BASE
<input checked="" type="checkbox"/> Access at Rig Floor:	CONDICION INSEGURA POR RESNIVEL DE BASE SUPERIOR
<input checked="" type="checkbox"/> Toe Clearance:	DE ESCALERA
Number of Visible Marks Applied:	03
12.0 Tong Counterweights (Drilling Applications):	
<input checked="" type="checkbox"/> Guides:	INSPECCION VISUAL Y MEDIANTE END DE SISTEMA
<input checked="" type="checkbox"/> Night Device:	Y SOLDADURAS APLICADAS A UNOS DE POSICION
<input checked="" type="checkbox"/> Sheaves/Shfts:	VER REPORTE INSPECTIVO 9033-SLR-2019,
<input checked="" type="checkbox"/> Wirelines:	9033-SLR-2019
<input checked="" type="checkbox"/> Cable Clamps:	
<input checked="" type="checkbox"/> Welds:	
Number of Visible Marks Applied:	0



Jesher Antonio Perez
CWI 13073631
QC1 EXP. 7/1/2022

COMMENTS REGARDING INSPECTED ITEMS

13.0 Miscellaneous Sheave Assemblies:

- Clevis/Shackle:
- Mast Pad-eye:
- Sheaves:
- Bearings:
- Shafts:
- Sheave Bolt:
- Side Plate Bolts:
- Bolt Safety Pins:
- Grease Fittings:
- Safety Line:

SE DETECTARON SOLDADURAS DE GANCHOS EN LA TORRE QUE NO FORMAN PARTE DEL DISEÑO ORIGINAL. FUERON SOLDADAS PARA UTILIZARSE COMO PUNTO DE CONEXION DE CABLES DE ASESURAMIENTO DEL STANDING.

Number of Visible Marks Applied:

01

14.0 Carrier Components

- Dead Line Anchor:
- Rear Jack Beam:
- Front Jack Beam:
- Load Line Tiedowns:
- Load Line Turnbuckles:
- Load Line Condition:
- Load Line Size:
- Towing Line Condition:
- Proper Jack Stands:

INSPECCION VISUAL DE ELEMENTOS CARRIOS. INSPECCION MEDIANTE END DE PUNTO DE ANCLAJE DE CUYALES (VIBRER), SOLDADURAS DE SOSTES Y SOPORTES, BASE DE ANCLAJE DE LUNA MUELTA. VER REPORTES INSPECTIVOS 4032-SLR-2019, 4229-SLR-2019, 4230-SLR-2019

Number of Visible Marks Applied:

0

15.0 Corrosion (refer to Section 7.2):

SE DETECTARON ZONAS CON CORROSION LOCAL Y PREJUDICIA PRIMARIAL DE PLACAS EN LOS ELEMENTOS SECUNDARIOS DE WIDE BASE (BASE MAST SECTION). SE REALIZO APLICATA MECANICA Y MEDIDA DE PROFUNDIDADES DE PLACAS OBTENIENDOSE EN UNO DE LOS ELEMENTOS PLACAS CON UNO 10 Y 10.4 (PROFUNDIDAD) (0.403 PIG). SE RECOMIENDA APLICAR SISTEMA DE ACUBIMIENTOS Y PROGRAMAR REPARACION MEDIANTE PROCESO SHAW PARA PROXIMO MANTENIMIENTO SEGUIR NO INDICADO EN 7.2.4.

16.0 Paint/Coating

- Condition:

EL ACUBIMIENTO SE OBSERVO EN BUENAS CONDICIONES GENERALMENTE CON BUENA ADHERENCIA Y SIN DEFECTOS COMO ASIMETRIAS, ITALICHO, SIN FIBRAS EN EXISTEN ZONAS LOCALIZADAS EN LAS DEFERENTES SECCIONES DE LA TORRE QUE SE ENCUENTRAN CON EL METAL Y SOLDADURAS EXPUESTAS A LA INTENSIDAD POR PERDIDA O FALTA DE APLICACION DE PINTO ANTI-CORROSIVO.

17.0 Should additional inspection or NDT be performed? Si

If so, please explain:

LA ZONA DE ASESURAMIENTO ENDE LA SECCION INTERIOR Y LA SECCION TELESCOPICA (UPPER/LOWER LATCH ASSEMBLY) SE RECOMIENDA SER INSPECCIONADA MEDIANTE END EN LA PROXIMA MANTENIMIENTO DEL EQUIPO. SOLAMENTE SE PUDO REALIZAR INSPECCION VISUAL DEBIDO A LA POSICION DE LA TORRE (STANDING) PARA EL MOMENTO DE LA INSPECCION DEL 07 AL 10 - NOVIEMBRE-2019. NO SE OBSERVARON CONDICIONES ALTA MENTE, CECHELOS CON DEFORMACIONES NI GRIETAS EN SOLDADURAS CON ACERO.

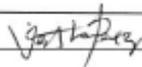


Jester Antonio Perez
 CWI 13073631
 QC1 EXP. 7/1/2022

13.0 Special Comments and/or Pictures:

- LA DESPLAZAMIENTO DEFECTADO NO SE CONSIDERAN DAÑOS MAYORES NI CONDICIONES CRÍTICAS QUE AFECTEN LA INTEGRIDAD ESTRUCTURAL DE LA TORRE.
- SE EVIDENCIA EL USO DE MECANISMOS DE RETENCIÓN SEGUN DAMA EN OBJETOS CON POTENCIAL DE CAÍDA COMO LUMINARIOS, SOPORTES, POLEAS.
- LOS CABES AUXILIARES Y ALGUNOS DE FRAGMENTO SE OBSERVAN EN BUENAS CONDICIONES VISIBLES Y CON PLACA DE SUSPENSIÓN VISIBILE (OCT-2019), SIN EMBARGO SE DETECTAN FALLOS MECANICOS EN GUARDACABES DE CABES DE CABLES DE CABLES DE POTENCIA Y FALLOS DE ASESORAMIENTO DE RESTOS HOI (MANUSCRITO) POR LO QUE SE RECOMIENDA REPARACION RECOMENDADA PARA PRÓXIMO MANTENIMIENTO (X3) CONSIDERANDO QUE LOS CABES PERMANECEN EN BUENAS CONDICIONES
- SE DETECTA AUSENCIA DE CARCAZA POR TECNOLOGIA (VANO/COVER) DE LUZ DE NAVEGACION DEL BLOQUE CORONA. SE RECOMIENDA INSTALAR LA CARCAZA.
- EL ENCUILLADO (TURNING BOARD) NO PRESENTA CONDICIONES CRÍTICAS, SIN EMBARGO SE RECOMIENDA EVALUAR MANEJO DEL CAMBIO PARA INSTALAR PASADIZOS CON MECANISMOS DE RETENCIÓN SECUNDARIA Y MATERIAL ANTI-RESISTENTE EN PARTE SUPERIOR DE LA PEQUE.
- SE DETECTA FALTA Y DESPENDINGIENDO DE BASE DE SOPORTE DE LUZ TRASERA LOS 02 CABES. SE RECOMIENDA FABRICACION E INSTALACION DE SOPORTE.
- SE DETECTA CORROSION EN OBJETOS DE ANCLAJE (VAN FVE) DE SOPORTE DE PISO DE MAQUINARIA. SE RECOMIENDA FABRICAR E INSTALAR PAV FVE.
- EN NAVEGACION DE DISTRIBUCION DE VIENTOS (SWING PATTERN) SE INDICA COMPLEMENTO EN CONFIGURACION ESTANDAR DE VIENTOS A LOCALIDAD SE RECOMIENDA REALIZAR EVALUACION TECNICA SEGUN LO INDICADO EN LOS PUNTOS 1.3.1.C Y 1.3.2 DE NERPA PARA AVALAR CONFIGURACION ACTUAL DEL EQUIPO CON VIENTOS (VIENTOS) ANEXOS A BASE BEAM (T-SILL).
- PARA SUPERVISION DETALLADA Y REPORTE FOTOGRAFICO DE CONDICIONES VER POSIBLE TECNICO N° ENS-SUR-2019-AP211-01

Inspector's Signature:



Date:

10-NOVIEMBRE-2019

Owner Representative Signature:

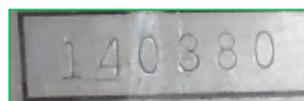
Date:

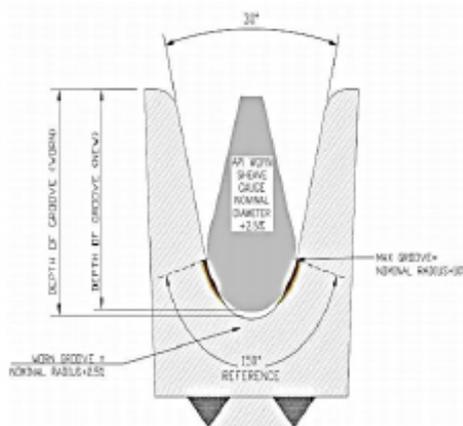


Josther Antonio Perez
CWI 13073631
QC1 EXP. 7/1/2022

Adaptado de Engipetrol (2019).

ANEXO 4. Inspección categoría III, bloque viajero

		Ingeniería SA Engineering Services RUC: 2724440001 Dirección: Av. República del Salvador, Colina de San Javier Teléfono: 011 2243348 E-mail: procc@enkipietrol.com					
REPORTE DE INSPECCIÓN							
VT:	X	DIM:	X	MT:	X	UT:	-
Reporte N°:	008616-2019	Orden del Cliente:	EMMI	Fecha de Inspección:	2019-10-26		
Plat:	1.0E2	Cliente:	SCHLUMBERGER ANDRÉS	Fecha de Emisión:	2019-11-02		
OT:	093-119-2019	Origen:	REGISTRO-01	Procedimientos:	EP-OP-FPD-009 / EP-OP-FPD-011		
		Localización:	SIG 235-SHUPH01	Normativa:	ASTM E 29 - ASNT E 1464		
EQUIPOS Y PATRON DE CALIBRACION A UTILIZAR				MATERIALES			
EQUIPO MAGNETICADOR	CORONA	5.7%	-	FECHA CAL:	-	PROX. CAL:	-
	YOKE	5.7%	EP-YOKE-002	FECHA VER:	2019-09-15	PROX. VER:	2020-03-15
EQUIPO DE VERIFICACION	BARRA TEST	5.7%	EP-PTSC-017	FECHA CAL:	2018-09-01	PROX. CAL:	2020-09-01
INSTRUMENTO DE MEDICION	REGLA	5.7%	EP-FRUL-010	FECHA CAL:	2018-11-19	PROX. CAL:	2020-11-19
VERIFICADOR DE CAMPO MAGNETICO	GAUSS	5.7%	-	FECHA CAL:	-	PROX. CAL:	-
RADIOMETRO:	SIEMENS	5.7%	ENRADI-018	FECHA CAL:	2019-07-25	PROX. CAL:	2020-01-25
ILUMINACION:	LUZ NATURAL	5.7%	ENRADI-018	FECHA CAL:	2019-07-25	PROX. CAL:	2020-01-25
INSTRUMENTO DE CALIBRACION:	SCAL DIGNAL	5.7%	-	FECHA CAL:	-	PROX. CAL:	-
TIPO DE MAGNETIZACION:	CORRIENTA	5.7%	-	FECHA CAL:	-	PROX. CAL:	-
EQUIPO DE LUZ NEGRA	LAMPARA:	5.7%	EP-LAMP-052	FECHA VER:	2019-09-14	PROX. VER:	2020-12-14
	INTENSIDAD:	5.000	Watts/cm²:	0.81	FECHA CAL:	01/11/19	PROX. CAL:
ULTRASONIDO:				FECHA DE CAL:		PROX. CAL:	
PATRON DE REFERENCIA:				FECHA DE CAL:		PROX. CAL:	
ESPECIFICACIONES TECNICAS							
Descripción:	HOOK			Señal:	140380		
REGISTRO FOTOGRAFICO							
							
IDENTIFICACION DEL ELEMENTO INSPECCIONADO							
FILM	DEFECTO	DESCRIPCION	CONDICION				
1	AGRIETADO	METALICO	DE				
2	AGRIETADO	METALICO	DE				
Estado Final: <u>HERRAMIENTA INSPECCIONADA NO PRESENTA DAÑO NI DISCONTINUIDADES SUPERFICIALES</u> Observaciones: <u>LIBRE DE FISURAS SE REALIZO INSPECCION VISUAL, DIMENSIONAL Y PARTICULAS MAGNETICAS</u>				Solicitado por: _____ INSPECTOR CERTIFICADO BAJO PRACTICA SNT-TC-1A EN ENTRENAMIENTO PARA LA CALIFICACION SA EY AROJ			
INSPECTOR 		SUPERVISOR 		CLIENTE			
INSPECTOR NIVEL II ASNT-SNT-TC 1A NOMBRE: OSCAR RAMIREZ		GERENTE DE BASE ENGIPIETROL NOMBRE: CARLOS JARAMILLO		CARGO: _____ NOMBRE: _____			

 																																																																																														
REPORTE DE INSPECCIÓN POR ACUMULACIÓN DE SUCIOS VT: X OIM: X MT: X																																																																																														
Folio No: 9006-518-2019 Orden de Cliente: EMILL Fecha de Inspección: 2019-10-26 No: 2 DE 2 Cliente: SCHLUMBERGERLAND RIG Fecha de Salida de: 2019-11-02 OT: 051-318-2019 Origen: RIG CSFD-02 Pasos de Inspección: EP-CF-PFC-005 / EP-CF-PFC-011 / EP-CF-PFC-015 Lugar de: SHS 233-6/HU/SHUF/018 Norma de: AS N° E 817 - ASTM E 708 - AS N° E 3444 / API 9B																																																																																														
EQUIPO Y PARTES DE CALIBRACIÓN UTILIZADAS																																																																																														
EQUIPO MAGNETÓDORO: COPONA S/N: EP-104-002 FECHA CAL: 2019-09-10 FECHA VAL: 2019-09-10	Tipo de Partículas: MS Método: MSB-E De. Concentración: MAXIMILIO Concentración (m ³ /100m ³): 0.3 10.5) 0																																																																																													
EQUIPO DE VERIFICACIÓN: BARRA TEST S/N: EP-104-002 FECHA CAL: 2019-09-10 FECHA VAL: 2019-09-10																																																																																														
INSTRUMENTO DE MEDICIÓN: REGLA S/N: EP-104-008 FECHA CAL: 2019-10-18 FECHA VAL: 2019-10-18																																																																																														
INSTRUMENTO DE CAMPO MAGNÉTICO: BARRAS S/N: FECHA CAL: FECHA VAL:																																																																																														
PARÓMETRO: LUZ UV S/N: EP-104-018 FECHA CAL: 2019-07-25 FECHA VAL: 2019-07-25																																																																																														
ILUMINACIÓN: LUZ NATURAL S/N: EP-104-018 FECHA CAL: 2019-07-25 FECHA VAL: 2019-07-25																																																																																														
INSTRUMENTO DE CALIBRACIÓN: CALIB. DIAM. S/N: FECHA CAL: FECHA VAL:																																																																																														
TIPO DE MAGNETIZACIÓN: CONTINUA S/N: FECHA CAL: FECHA VAL:																																																																																														
EQUIPO DE LUZ NEGRA: LÁMPARA S/N: EP-104-012 FECHA CAL: 2019-09-14 FECHA VAL: 2019-09-14																																																																																														
INTENSIDAD: 1,000 (W/m ² /cm ²): DIST. LÁMPARA/SUPERFICIE: 5"																																																																																														
DESCRIPCIÓN: PUELAS DEL BLOQUE VIAJERO Serie: -																																																																																														
	Table 2—Groove Radii for New and Reconditioned Sheaves and Drums <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Nominal Wire Rope Diameter</th> <th colspan="2">Groove Radius Minimum</th> <th colspan="2">Groove Radius Maximum</th> </tr> <tr> <th>in</th> <th>mm</th> <th>in</th> <th>mm</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0.250</td><td>6.5</td><td>0.134</td><td>3.40</td><td>0.138</td><td>3.51</td></tr> <tr><td>0.313</td><td>8</td><td>0.167</td><td>4.24</td><td>0.172</td><td>4.37</td></tr> <tr><td>0.375</td><td>9.5</td><td>0.199</td><td>5.05</td><td>0.206</td><td>5.23</td></tr> <tr><td>0.438</td><td>11</td><td>0.232</td><td>5.89</td><td>0.241</td><td>6.12</td></tr> <tr><td>0.500</td><td>13</td><td>0.265</td><td>6.73</td><td>0.275</td><td>6.99</td></tr> <tr><td>0.563</td><td>14.5</td><td>0.298</td><td>7.57</td><td>0.309</td><td>7.85</td></tr> <tr><td>0.625</td><td>16</td><td>0.331</td><td>8.41</td><td>0.344</td><td>8.74</td></tr> <tr><td>0.750</td><td>19</td><td>0.368</td><td>10.11</td><td>0.413</td><td>10.49</td></tr> <tr><td>0.875</td><td>22</td><td>0.464</td><td>11.79</td><td>0.481</td><td>12.22</td></tr> <tr><td>1.000</td><td>26</td><td>0.530</td><td>13.46</td><td>0.539</td><td>13.97</td></tr> <tr><td>1.125</td><td>30</td><td>0.596</td><td>15.14</td><td>0.619</td><td>15.72</td></tr> <tr><td>1.250</td><td>32</td><td>0.663</td><td>16.84</td><td>0.688</td><td>17.48</td></tr> <tr><td>1.375</td><td>35</td><td>0.729</td><td>18.52</td><td>0.756</td><td>19.20</td></tr> <tr><td>1.500</td><td>38</td><td>0.795</td><td>20.19</td><td>0.825</td><td>20.96</td></tr> </tbody> </table>	Nominal Wire Rope Diameter	Groove Radius Minimum		Groove Radius Maximum		in	mm	in	mm	0.250	6.5	0.134	3.40	0.138	3.51	0.313	8	0.167	4.24	0.172	4.37	0.375	9.5	0.199	5.05	0.206	5.23	0.438	11	0.232	5.89	0.241	6.12	0.500	13	0.265	6.73	0.275	6.99	0.563	14.5	0.298	7.57	0.309	7.85	0.625	16	0.331	8.41	0.344	8.74	0.750	19	0.368	10.11	0.413	10.49	0.875	22	0.464	11.79	0.481	12.22	1.000	26	0.530	13.46	0.539	13.97	1.125	30	0.596	15.14	0.619	15.72	1.250	32	0.663	16.84	0.688	17.48	1.375	35	0.729	18.52	0.756	19.20	1.500	38	0.795	20.19	0.825	20.96
Nominal Wire Rope Diameter	Groove Radius Minimum		Groove Radius Maximum																																																																																											
	in	mm	in	mm																																																																																										
0.250	6.5	0.134	3.40	0.138	3.51																																																																																									
0.313	8	0.167	4.24	0.172	4.37																																																																																									
0.375	9.5	0.199	5.05	0.206	5.23																																																																																									
0.438	11	0.232	5.89	0.241	6.12																																																																																									
0.500	13	0.265	6.73	0.275	6.99																																																																																									
0.563	14.5	0.298	7.57	0.309	7.85																																																																																									
0.625	16	0.331	8.41	0.344	8.74																																																																																									
0.750	19	0.368	10.11	0.413	10.49																																																																																									
0.875	22	0.464	11.79	0.481	12.22																																																																																									
1.000	26	0.530	13.46	0.539	13.97																																																																																									
1.125	30	0.596	15.14	0.619	15.72																																																																																									
1.250	32	0.663	16.84	0.688	17.48																																																																																									
1.375	35	0.729	18.52	0.756	19.20																																																																																									
1.500	38	0.795	20.19	0.825	20.96																																																																																									
TABLA DE CONVERSIÓN 1 Pulgada = 25.4 mm. 1 mm = 0.039 pulgadas	 																																																																																													
CRITERIOS DE ACEPTACIÓN - REHAZO API 9B	  																																																																																													
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Wire Rope Diameter</th> <th>Groove Radius Minimum</th> <th>Groove Radius Maximum</th> <th>Groove Depth Minimum</th> <th>Groove Depth Maximum</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>3.125"</td> <td>0.394"</td> <td>0.612"</td> <td>1.404"</td> <td>1.964"</td> </tr> <tr> <th>Numero</th> <th>Radio de Prof.</th> <th>Radio de Ancho de</th> <th>Profundidad de</th> <th>Estado</th> </tr> <tr> <td>1</td> <td>1.603"</td> <td>0.603"</td> <td>1.06"</td> <td>OK</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>1.609"</td> <td>0.609"</td> <td>1.06"</td> <td>OK</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>1.738"</td> <td>0.688"</td> <td>1.06"</td> <td>OK</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>1.738"</td> <td>0.688"</td> <td>1.06"</td> <td>OK</td> </tr> </tbody> </table>	Wire Rope Diameter	Groove Radius Minimum	Groove Radius Maximum	Groove Depth Minimum	Groove Depth Maximum	3.125"	0.394"	0.612"	1.404"	1.964"	Numero	Radio de Prof.	Radio de Ancho de	Profundidad de	Estado	1	1.603"	0.603"	1.06"	OK	2	1.609"	0.609"	1.06"	OK	3	1.738"	0.688"	1.06"	OK	4	1.738"	0.688"	1.06"	OK	Se foto de por: _____																																																										
Wire Rope Diameter	Groove Radius Minimum	Groove Radius Maximum	Groove Depth Minimum	Groove Depth Maximum																																																																																										
3.125"	0.394"	0.612"	1.404"	1.964"																																																																																										
Numero	Radio de Prof.	Radio de Ancho de	Profundidad de	Estado																																																																																										
1	1.603"	0.603"	1.06"	OK																																																																																										
2	1.609"	0.609"	1.06"	OK																																																																																										
3	1.738"	0.688"	1.06"	OK																																																																																										
4	1.738"	0.688"	1.06"	OK																																																																																										
Esta de Part: HERRAMIENTA ROPE CORRODA NO PRESENTA DAÑO NI DISCONTINUIDADES SUPERFICIALES ACEPTADO Observación: SE REALIZÓ INSPECCIÓN VISUAL, DIMENSIONAL Y PARTICULAS MAGNÉTICAS																																																																																														
INSPECTOR: 	SUPERVISOR: 	CLIENTE:																																																																																												
INSPECTOR NIVEL II A SNT-SPT-IC-1A NOMBRE: OSCAR RAMIREZ	GERENTE DE BASE ENGIPETROL NOMBRE: CARLOS JARAMILLO	CARGO: _____ NOMBRE: _____																																																																																												
EP-CF-PFC-011-FORM-004-R REV. 05, FECHA: 26/07/2019																																																																																														

Adaptado de Engipetrol (2019).