



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DE CHIMBORAZO

FACULTAD DE MECÁNICA ESCUELA DE INGENIERÍA DE MANTENIMIENTO

“IMPLEMENTACIÓN DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO MEDIANTE LA TÉCNICA DE ULTRASONIDO EN LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN DE LA EMPRESA NABORS DRILLING SERVICES”

**CARGUA LÓPEZ SIMÓN GEOVANNY
IPIALES GUATEMAL MARCO VINICIO**

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO DE MANTENIMIENTO

RIOBAMBA – ECUADOR

2014

ESPOCH

Facultad de Mecánica

CERTIFICADO DE APROBACIÓN DE TESIS

2013-04-11

Yo recomiendo que la Tesis preparada por:

SIMÓN GEOVANNY CARGUA LÓPEZ

Titulada:

**“IMPLEMENTACIÓN DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO
MEDIANTE LA TÉCNICA DE ULTRASONIDO EN LA TUBERÍA DE
PERFORACIÓN DE LA EMPRESA NABORS DRILLING SERVICES”**

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

INGENIERO DE MANTENIMIENTO

Ing. Marco Santillán Gallegos.

DECANO DE LA FAC. DE MECÁNICA

Nosotros coincidimos con esta recomendación:

Ing. Marco Almendáriz Puente.

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Eduardo Hernández Dávila.
ASESOR DE TESIS

ESPOCH

Facultad de Mecánica

CERTIFICADO DE APROBACIÓN DE TESIS

2013-04-11

Yo recomiendo que la Tesis preparada por:

MARCO VINICIO IPIALES GUATEMAL

Titulada:

**“IMPLEMENTACIÓN DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO
MEDIANTE LA TÉCNICA DE ULTRASONIDO EN LA TUBERÍA DE
PERFORACIÓN DE LA EMPRESA NABORS DRILLING SERVICES”**

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

INGENIERO DE MANTENIMIENTO

Ing. Marco Santillán Gallegos.
DECANO DE LA FAC. DE MECÁNICA

Nosotros coincidimos con esta recomendación:

Ing. Marco Almendáriz Puente.
DIRECTOR DE TESIS

Ing. Eduardo Hernández Dávila.

ASESOR DE TESIS

CERTIFICADO DE EXAMINACIÓN DE TESIS

NOMBRE DEL ESTUDIANTE: SIMÓN GEOVANNY CARGUA LÓPEZ

TÍTULO DE LA TESIS: “IMPLEMENTACIÓN DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO MEDIANTE LA TÉCNICA DE ULTRASONIDO EN LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN DE LA EMPRESA NABORS DRILLING SERVICES”

Fecha de Examinación: 2014-08-06.

RESULTADO DE LA EXAMINACIÓN:

COMITÉ DE EXAMINACIÓN	APRUEBA	NO APRUEBA	FIRMA
Ing. Fernando González PRESIDENTE TRIB. DEFENSA			
Ing. Marco Almandariz Puente DIRECTOR DE TESIS			
Ing. Eduardo Hernández Dávila ASESOR DE TESIS			

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

RECOMENDACIONES: _____

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

Ing. Fernando González
PRESIDENTE DEL TRIBUNAL

ESPOCH

Facultad de Mecánica

CERTIFICADO DE EXAMINACIÓN DE TESIS

NOMBRE DEL ESTUDIANTE: MARCO VINICIO IPIALES GUATEMAL

TÍTULO DE LA TESIS: “IMPLEMENTACIÓN DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO MEDIANTE LA TÉCNICA DE ULTRASONIDO EN LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN DE LA EMPRESA NABORS DRILLING SERVICES”

Fecha de Examinación: 2014-08-06.

RESULTADO DE LA EXAMINACIÓN:

COMITÉ DE EXAMINACIÓN	APRUEBA	NO APRUEBA	FIRMA
Ing. Fernando González PRESIDENTE TRIB. DEFENSA			
Ing. Marco Almandariz Puente DIRECTOR DE TESIS			
Ing. Eduardo Hernández Dávila ASESOR DE TESIS			

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

RECOMENDACIONES: _____

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

Ing. Fernando González
PRESIDENTE DEL TRIBUNAL

DERECHOS DE AUTORÍA

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

Simón Geovanny Cargua López Marco Vinicio Ipiales Guatemal

DEDICATORIA

El presente trabajo lo dedico a mis hijos por ser la razón de salir adelante en el arduo camino de la vida, y a mi familia por darme siempre el apoyo incondicional para llegar a cumplir esta meta.

Simón Geovanny Cargua López

El presente trabajo va dedicado a mis padres Marco y Teresa por haberme apoyado incondicionalmente para salir adelante, dándome ejemplos de superación y entrega, ya que ustedes fueron los pilares fundamentales para hoy poder alcanzar mi meta porque siempre estuvieron alentándome en los momentos difíciles de mi vida y carrera.

Marco Vinicio Ipiales Guatemal

AGRADECIMIENTO

El más sincero agradecimiento a Dios por permitirme culminar esta etapa de mi vida, a la Escuela Superior Politécnica de Chimborazo, en especial a la Escuela de Ingeniería de Mantenimiento, por brindarme la oportunidad de obtener una profesión y ponerla a servicio de la sociedad.

Y en especial para todos los amigos, compañeros y personas que estuvieron acompañándome en los momentos buenos y difíciles durante el tiempo de estadía en las aulas.

Simón Geovanny Cargua López

El más sincero agradecimiento a la Escuela Superior Politécnica de Chimborazo, en especial a la Escuela de Ingeniería de Mantenimiento, por brindarnos la oportunidad de obtener una profesión y ser personas útiles a la sociedad.

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

Marco Vinicio Ipiales Guatemal

CONTENIDO

	Pág.
1. INTRODUCCIÓN	
1.1 Antecedentes.....	1
1.2 Justificación.....	2
1.3 Objetivos.....	2
1.3.1 <i>Objetivo general.</i>	2
1.3.2 <i>Objetivos específicos</i>	2
2. MARCO TEÓRICO	
2.1 Ultrasonido	4
2.1.1 <i>Ultrasonido industrial.</i>	4
2.1.1.1 <i>Diferencia entre sonido y ultrasonido.</i>	5
2.1.2 <i>Formas de ondas ultrasónicas.</i>	5
2.1.3 <i>Impedancia acústica.</i>	6
2.1.4 <i>Generación de ondas ultrasónicas.</i>	6
2.1.5 <i>Transductores o palpadores.</i>	7
2.1.5.1 <i>Palpadores de incidencia normal.</i>	7
2.1.5.2 <i>Palpadores de incidencia angular.</i>	7
2.1.6 <i>Frecuencias de haz sonoro.</i>	7
2.1.7 <i>Velocidad de haz sonoro.)</i>	8
2.1.8 <i>Selección de medios de contacto.</i>	8
2.1.9 <i>Técnicas de ensayo.</i>	8
2.1.9.2 <i>Resonancia.</i>	9
2.1.9.3 <i>Pulso – eco.</i>	9
2.1.10 <i>Recalibrado del equipo.</i>	10
2.1.11 <i>Aplicaciones.</i>	10
2.2 Proceso de perforación	11
2.2.1 <i>La perforación.</i>	11
2.3 Sarta de perforación.....	12
2.4 Tubería de perforación.....	12
2.4.1 <i>Partes principales de la tubería de perforación.</i>	13
2.4.2 <i>Conexiones o uniones (Tool Joint).</i>	14
2.4.2.1 <i>Juntas para tubería de perforación.</i>	15
2.4.3 <i>Defectos en tuberías de perforación a causa de los procesos de fabricación....</i>	16
2.4.3.1 <i>Defectos metalúrgicos.</i>	17
2.5 Fluidos de perforación	17
2.5.1 <i>Fluidos base agua, base aceite, emulsiones inversas y directas</i>	18
2.5.1.1 <i>Fluidos base-agua.</i>	18
2.5.1.2 <i>Lodo cromolignosulfonato emulsionado (clse).</i>	19

2.5.1.3	<i>Fluidos base-aceite (Emulsión Inversa)</i>	20
2.5.1.4	<i>Lodos de emulsión directa (baja densidad)</i>	20
2.6	Curva del Intervalo P-F	21
2.7	Análisis funcional	22
2.7.1	<i>Función primaria</i>	23
2.7.2	<i>Función secundaria</i>	23
2.8	Análisis de Modo y Efecto de Falla de la tubería de perforación (AMEF)	23
3.	PROCESO DE PERFORACIÓN, TUBERÍA DE PERFORACIÓN Y FLUIDOS DE PERFORACIÓN EN LA EMPRESA NABORS DRILLING	
3.1	Introducción	25
3.1.1	<i>Misión de la compañía</i>	25
3.1.2	<i>Visión de la compañía</i>	25
3.2	La perforación	25
3.2.1	<i>Equipo y sistemas para perforación</i>	27
3.3	Tubería de perforación (drill pipe)	28
3.3.1	<i>Objetivos que cumple la sarta de perforación</i>	28
3.3.2	<i>Fabricación</i>	29
3.3.3	<i>Causas más comunes de fallas en tuberías de perforación</i>	30
3.3.4	<i>Criterios generales de selección de tubería</i>	31
3.3.5	<i>Defectos típicos causados en tubería de perforación usada</i>	31
3.3.5.1	<i>Grietas por fatiga</i>	32
3.3.5.2	<i>Corrosión en forma de hoyos</i>	32
3.3.5.3	<i>Desgaste por abrasión en las uniones</i>	33
3.3.5.4	<i>Desgaste por abrasión en la tubería</i>	33
3.3.5.5	<i>Ensanchamiento del diámetro externo</i>	33
3.3.5.6	<i>Daños en el área de las cuñas</i>	34
3.3.6	<i>Roscas para tubería de perforación</i>	34
3.3.6.1	<i>Roscas trapecoidales con extremos reforzados (External Upset)</i>	34
3.3.7	<i>Grasas para roscas de tubería de perforación</i>	34
3.4	Fluido de perforación	36
3.5	Código para identificar el peso y grado de la tubería de perforación	36
3.6	Clasificación de la tubería de perforación en función del desgaste	37
3.6.1	<i>Clase Premium</i>	37
3.6.2	<i>Clase 2</i>	38
3.6.3	<i>Clase 3</i>	38
3.7	Marcas posteriores a la inspección mediante el código de Colores	38

4.	NORMAS Y PROCEDIMIENTO PARA INSPECCIÓN DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN	
4.1	Análisis de las normas utilizadas en inspección de tuberías de perforación.....	39
4.1.1	<i>Normas ASTM (Sociedad Americana para Ensayos y Materiales)</i>	39
4.1.1.1	Normas ASTM E 797-95.....	39
4.1.2	<i>Normas API (Instituto Americano de Petróleos)</i>	39
4.1.2.1	<i>API SPEC 5D</i>	40
4.1.2.2	<i>API RP 5A5</i>	40
4.1.2.3	<i>API RP 7G</i>	40
4.1.2.4	<i>API RP 5A3</i>	40
4.1.3	<i>Norma DS-1</i>	41
4.2	Capacitación del personal.....	41
4.3	Equipo de protección personal (EPP).....	42
4.4	Selección de la categoría de servicio para tuberías de perforación.....	43
4.4.1	<i>Categoría de servicio 1</i>	43
4.4.2	<i>Categoría de servicio 2</i>	43
4.4.3	<i>Categoría de servicio 3</i>	44
4.4.4	<i>Categoría de servicio 4</i>	44
4.4.5	<i>Categoría de servicio 5</i>	44
4.5	Selección del programa de inspección.....	44
4.5.1	<i>Categoría 4</i>	45
4.5.1.1	<i>Inspección visual de uniones (Tool Joins)</i>	45
4.5.1.2	<i>Dimensional 2</i>	46
4.5.1.3	<i>Inspección visual de tubería</i>	47
4.5.1.4	<i>Medición del diámetro externo de la tubería</i>	47
4.5.1.5	<i>Inspección del espesor de pared con ultrasonido</i>	47
4.5.1.6	<i>Electromagnética 1</i>	47
4.5.1.7	<i>Inspección por partículas magnéticas en área de cuñas</i>	47
4.6	Determinación de la muestra de tubería a inspeccionar.....	48
4.7	Selección de equipo de ultrasonido.....	49
4.7.1	<i>Descripción del equipo</i>	49
4.7.2	<i>Instrumentos necesarios para la inspección y calibración</i>	50
4.7.3	<i>Calibración del equipo 45MG Olympus</i>	50
4.7.3.1	<i>Calibración de la velocidad de propagación acústica en el material</i>	50
4.7.3.2	<i>Calibración por medio de un bloque de dos espesores</i>	51
4.7.4	<i>Bloque de calibración</i>	52
4.7.5	<i>Palpadores</i>	52
4.7.6	<i>Acoplante</i>	53
4.7.7	<i>Software Gage View</i>	53

4.7.8	<i>Creación de un archivo en el 45 MG Olympus.....</i>	54
4.8	<i>Etapas para la inspección de espesores por ultrasonido.....</i>	55
4.8.1	<i>Identificación del material.....</i>	56
4.8.2	<i>Determinación de puntos críticos.....</i>	56
4.8.2.1	<i>Determinación de puntos críticos por medio de inspección visual.....</i>	56
4.8.3	<i>Preparación de la superficie.</i>	56
4.8.4	<i>Procedimiento para la medición de espesor de pared de la tubería de perforación.</i>	57
4.8.4.1	<i>Calibración del 45MG Olympus.....</i>	57
4.8.4.2	<i>Creación de un archivo en el 45MG Olympus.</i>	57
4.8.4.3	<i>Procedimiento para la toma de lecturas con el 45 MG Olympus.</i>	58
4.9	<i>Tabulación de datos</i>	59
5.	ANÁLISIS Y RESULTADOS	
5.1	<i>Criterios de aceptación.</i>	67
5.1.1	<i>Aceptación y rechazo del cuerpo de la tubería de perforación.....</i>	67
5.1.1.1	<i>Inspección visual.</i>	67
5.1.1.2	<i>Inspección de los diámetros.....</i>	67
5.1.1.3	<i>Inspección de espesor de pared por ultrasonido.....</i>	68
5.1.2	<i>Aceptación y rechazo de las uniones (Tool Joints).....</i>	68
5.2	<i>Análisis y evaluación de la tubería de perforación</i>	69
5.2.1	<i>Análisis y evaluación de la tubería de perforación a 800horas.</i>	69
5.2.2	<i>Análisis y evaluación de la tubería de perforación a 1600 horas</i>	71
5.2.3	<i>Análisis y evaluación de la tubería de perforación a 2400 horas.</i>	72
5.3	<i>Análisis de tendencias en las mediciones de espesores.</i>	81
5.3.1	<i>Construcción de la gráfica de tendencia del desgaste de espesor de pared con todos los puntos inspeccionados.....</i>	82
5.3.1.1	<i>Procedimiento para la construcción de la gráfica mediante regresión lineal simple.....</i>	82
5.3.2	<i>Construcción de la curva de tendencia de desgaste utilizando la moda.....</i>	85
5.3.2	<i>Construcción de la gráfica de tendencia.....</i>	87
5.3.2.1	<i>Gráfica de tendencia.....</i>	88
5.3.2.2	<i>Intersección de la recta de tendencia del espesor con la recta de cambio de clase II.....</i>	88
5.3.2.3	<i>Intersección de la recta de tendencia de espesor con la recta de cambio de clase III.....</i>	89
5.3.2.4	<i>Proyección de la recta de tendencia del desgaste.</i>	89
5.3.3	<i>Análisis de modos de falla fuera del comportamiento normal desgaste.....</i>	92
5.3.4	<i>Selección de las frecuencias de inspección</i>	93
5.3.4.1	<i>Calculo del intervalo P-F.</i>	95
5.3.4.2	<i>Frecuencia de inspección.</i>	95

6.	DISEÑO DEL PLAN DE MANTENIMIENTO	
6.1	Análisis de criticidad	97
6.2	Criticidad del sistema rotatorio de perforación.....	101
6.2.1	<i>Cabezal superior (Top drive)</i>	101
6.2.2	<i>Tubería de perforación</i>	102
6.2.2.1	<i>Cuerpo</i>	102
6.2.2.2	<i>Uniones</i>	103
6.2.3	<i>Barrena</i>	104
6.3	Análisis funcional.....	106
6.4	Análisis de Modo y Efecto de Falla de la tubería de perforación (AMEF)	107
6.5	Plan de mantenimiento predictivo, tareas y frecuencias.....	109
6.5.1	<i>Determinación de tareas</i>	110
6.5.2	<i>Evaluación de tareas de la tubería de perforación</i>	111
6.5.2.1	<i>Medición de espesores por ultrasonido</i>	112
6.5.2.2	<i>Inspección por partículas magnéticas con luz negra</i>	112
6.5.2.3	<i>Inspección electromagnética</i>	112
6.5.2.4	<i>Inspección Visual de la tubería</i>	113
6.5.3	<i>Presentación del plan de mantenimiento predictivo</i>	113
6.6	Indicadores claves de desempeño KPI para el servicio de mantenimiento predictivo en la empresa Nabors Drilling Services.....	115
6.6.1	<i>KPI_01: Exactitud del diagnóstico</i>	115
6.6.2	<i>KPI_02: Ahorro aparente del mantenimiento predictivo</i>	116
6.6.3	<i>KPI_03: Tasa de accidentabilidad por mantenimiento</i>	117
7.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
7.1	Conclusiones.....	118
7.2	Recomendaciones	119

BIBLIOGRAFÍA

ANEXOS

LISTA DE TABLAS

		Pág.
1	Código de colores para identificar tubería de perforación y uniones.	38
2	Categorías de servicio de acuerdo a la profundidad del pozo	44
3	Categoría de servicio para inspección de tubería	45
4	Datos para determinar la muestra	48
5	Tabulación de datos de la primera medición a 800 horas	60
6	Tabulación de datos de la segunda medición a 1600 horas	62
7	Tabulación de datos de la tercera medición a 2400 horas	64
8	Reporte general de inspección a 800 horas	75
9	Resumen de inspección a 800 horas	76
10	Reporte general de inspección a 1600 horas	77
11	Resumen de inspección a 1600 horas	78
12	Reporte de inspección a 2400 horas	79
13	Resumen de inspección a 2400 horas	80
14	Valores para la calcular la regresión lineal	83
15	Valores de la moda	85
16	Valores para el cálculo de la pendiente	85
17	Matriz de criticidad	99
18	Análisis de criticidad	105
19	Análisis funcional de la tubería de perforación	107
20	Análisis de modo efecto falla de la tubería de perforación	108
21	Selección de tareas	111
22	Plan de mantenimiento predictivo para la tubería de perforación	114

LISTA DE FIGURAS

1	Ondas ultrasónicas	5
2	Tipos de ondas ultrasónicas	6
3	Técnica de transmisión	9
4	Técnica de pulso-eco	10
5	Torre de perforación	12
6	Tubería de perforación (Drill pipe)	13
7	Conexión caja-espiga	14
8	Conexiones o uniones (Tool joint)	15
9	Curva P-F	22
10	Taladro de perforación Rig 609	26
11	Sistema de circulación de lodo	27
12	Grietas por fatiga en conexiones	32
13	Corrosión en forma de hoyos	32
14	Desgaste del diámetro externo de las uniones	33
15	Desgaste del diámetro externo de la tubería	33
16	Daño de la tubería en la zonas de cuñas	34
17	Aplicación correcta de grasa en las roscas	36
18	Código para identificar el peso y grado	37
19	Marcas para clasificar la tubería	38
20	Equipo de protección personal	42
21	Inspección del estado de las roscas	45
22	Inspección del estado de los sellos	46
23	Inspección del estado de las bandas de metal duro	46
24	Inspección de la profundidad de la rosca	47
25	Equipo de medición de espesores por ultrasonido 45 MG Olympus	50
26	Calibración por medio de la velocidad de propagación	51
27	calibración por medio del bloque de espesores	51
28	Bloque de calibración de cinco espesores	52
29	Palpador dual D790	52
30	Acoplante o lubricante	53
31	Creación de un archivo en el 45 MG Olympus	54
32	Método tipo boiler o caldera	55
33	Colocación de tubería en los caballetes de trabajo	55
34	Limpieza de superficie	57
35	Archivo tipo boiler o caldera para la tubería de perforación	58
36	Aplicación de acoplante	58
37	Medición de espesores con el MG 45 Olympus	59
38	Curva de tendencia del espesor para la tubería	81
39	Tendencia del desgaste de espesor de pared con todos los puntos	84

	inspeccionados	
40	Curva de tendencia del desgaste utilizado la moda	87
41	Proyección de la tendencia de reducción de espesores	90
42	Patrones de envejecimiento	94
43	Flujograma de criticidad	100
44	Cabezal superior (Top drive)	101
45	Barrena tricónica	104

LISTA DE ANEXOS

- A** Proporciones de sólidos y grasa base
- B** Clasificación de tubería de perforación usada de peso normal y uniones.
- C** Métodos de inspección cubiertos por TH HILL DS-1.
- D** Programas de inspección recomendados para tubería de perforación.
- E** Velocidades de propagación del ultrasonido en materiales comunes
- F** Relación de grados de tubería de perforación API
- G** Criterio de aceptación dimensional para el tubo en tubería de perforación usada
- H** Frecuencia de inspección recomendada para empezar
- I** Códigos, grados y marcado de tubería de perforación

RESUMEN

La Implementación de un Plan de Mantenimiento Predictivo Mediante la Técnica de Ultrasonido en la Tubería de Perforación de la Empresa Nabors Drilling Services, se realizó en base a la importancia que tiene la tubería en el proceso de perforación de pozos petroleros.

La tubería posee un nivel alto de criticidad debido al desgaste que sufre la pared de la misma por efectos del rozamiento con las paredes del pozo, por la acides de los fluidos de perforación y por los esfuerzos mecánicos a los q está sometida.

Para las mediciones de la tubería se utilizó el MG 45 Olympus, que es un equipo de ultrasonido para medir espesores. Con estos datos obtenidos se procede a realizar la proyección del desgaste normal de la pared de la tubería y con ayuda de la norma DS-1 se realiza la clasificación de la tubería según el porcentaje de desgaste.

Las mediciones del espesor de pared dan como resultado dos tipos de defectos: el desgaste normal de la tubería con una velocidad de 0,00008 mm/h y el defecto por corrosión que causa el desprendimiento del recubrimiento plástico de la pared interna de la tubería, este fenómeno se produce por la utilización de los fluidos de perforación y la circulación de altas presiones por la tubería, este defecto se lo conoce con el nombre de lavadura interna. Por medio de otros métodos de inspección se encuentra varios defectos como son: grietas en las uniones caja-espiga, desgaste en las roscas, picaduras en los sellos, torceduras de los tubos y desgaste en las bandas de metal duro.

La implementación de este plan de mantenimiento se evitara paradas imprevistas y también se evaluara las condiciones de la tubería. Por lo que se recomienda que la tubería debe ser inspeccionada cada 800 horas de rotación o antes de cada pozo.

ABSTRACT

The implementation of the plan for Predictive Maintenance Using the technique of Ultrasound in Drill Pipe of Nabors Drilling Services Company was done and based on the importance of the pipe in the process of drilling of oil wells.

Pipe has a high level of criticality due to the wear produced by the same wall because of the friction with the walls of the well, the acidity of drilling fluids and the mechanical stresses to which it is subjected.

MG 45 Olympus was used for measurements of the pipe, which is an ultrasound equipment to measure thickness. It was proceed to perform the projection of normal wall with these obtained data and the classification of the pipe is performed according to wear rate with the help of the DS-1 standard.

Measurements of the wall thickness results in two types of defects: Normal wear of the pipe at a speed of 0,00008 mm/h and the corrosion defect that causes detachment of the plastic coating of the inner wall of the pipe, this phenomenon is produced by the use of drilling fluids and circulation of high pressure for pipe, third defect is known by the name of internal yeas. Several defects are found through other inspection methods such as: cracks in the box-pin joints, wear on the threads, bites on stamps, spraining of pipes and wastage bands of hard metal.

It will prevent unplanned downtime and it will also evaluate the conditions of the pipe with the implementation of this plan maintenance. So it is recommended that the pipe inspected every 800 hours of rotation or before each well.

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

La empresa Nabors Drilling Services Ltd. Ecuador con su centro de operación en la ciudad de Quito en las calles Av. Shirys y Suecia, es una sucursal de la compañía extranjera Nabors Drilling Services Ltd. (Nabors Industries Corporate), domiciliada en las islas Cayman la cual oferta servicios petroleros en el área de perforación, reacondicionamiento de pozos petroleros, de gas y renta de equipos. La calidad de sus servicios y el liderazgo de clase mundial, ha hecho que Nabors Drilling Services Ltd., se destaque con respecto a otras compañías que ofrecen los mismos servicios. Lo que ha permitido que en el transcurso de los años, la empresa siga creciendo en la industria petrolera.

El presente trabajo se va a desarrollar en el lugar que se encuentre el taladro de perforación, como también en el campamento base del campo Shushufindi en la provincia de Sucumbíos.

La empresa no posee un departamento dedicado a la inspección y mantenimiento de tuberías de perforación, por lo cual está obligada a contratar los servicios de dichas tareas a empresas dedicadas a estas labores, para pronosticar los diversos problemas que se presentan de forma continua en las tuberías de perforación de pozos petroleros, afectando su proceso de perforación.

El mantenimiento predictivo en los últimos años ha cobrado fuerza debido a la necesidad de conservar la función de los activos dentro del proceso productivo de las industrias, por lo cual, el presente trabajo se encamina a implementar un plan de mantenimiento predictivo mediante la técnica de ultrasonido en las tuberías de perforación de la empresa Nabors Drilling Services Ltd., para identificar las fallas potenciales y evitar sus consecuencias.

1.2 Justificación

El mantenimiento predictivo tiene como objetivo detectar cualquier síntoma de anomalías mediante el monitoreo y evaluación de los equipos, máquinas y otros activos de las empresas. Es por esto que esta técnica cada vez tiene más acogida en las industrias por la evolución que ha tenido estos últimos años como también en sus tipos de aplicaciones.

El costo de la falla de un equipo crítico puede ser muy elevado en comparación con el precio de un equipo de mantenimiento predictivo, ya que este abarca la pérdida de producción, la reparación, los repuestos y la contaminación; de ahí una de las ventajas de aplicar este tipo de mantenimiento.

La empresa Nabors Drilling Services Ltd. contrata el servicio de inspección de tuberías, mediantemediciones de espesores de pared por medio de la técnica de ultrasonidoactivo para la tubería de perforación.

Las frecuencias de inspección actuales están establecidas en base a las exigencias de las compañías operadoras en Ecuador y en función de la vida útil estimada que son criterios no recomendados por los estudios de F. Stanley Nowlan y Howard F. Heap en su libro "Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad". En el diseño del plan de mantenimiento predictivo se calculará los puntos críticos y la frecuencia de inspección adecuada para la tubería de perforación.

1.3 Objetivos

1.3.1 *Objetivo general.* Implementar un plan de mantenimiento predictivo mediante la técnica de ultrasonido en la tubería de perforación de la empresa Nabors Drilling Services.

1.3.2 *Objetivos específicos:*

Inspeccionar la tubería de perforación de la empresa Nabors Drilling Services Ltd. en base de análisis de espesores por ultrasonido.

Diagnosticar fallas prematuras, antes que estas fallas lleguen a convertirse en catastróficas afectando a la seguridad de los operarios, al ambiente y a las operaciones.

Determinar el nivel de criticidad de la tubería dentro del proceso de perforación.

Generar y evaluar reportes con ayuda de un software de diagnóstico indicando las respectivas acciones correctivas y predictivas que se debe realizar.

Calcular las frecuencias de inspección adecuadas en la tubería de perforación.

Elaborar un plan de mantenimiento predictivo para la tubería de perforación.

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1 Ultrasonido

El ultrasonido es una onda acústica cuya frecuencia está por encima del límite perceptible por el oído humano (aproximadamente 20000 Hz).

El equipo utilizado para la aplicación de la técnica de ultrasonido activo es capaz de generar, emitir y captar haces de ondas muy bien definidas sujetas a las leyes de reflexión, las cuales al encontrar en su trayectoria un cambio en las propiedades físicas del medio en el cual se propagan, retornan al emisor. Al ser captadas, son analizadas midiendo el tiempo transcurrido desde su emisión hasta su recepción, puede conocerse la distancia recorrida, ya que la velocidad es previamente establecida. (RUIZ RUBIO, 1982 pág. 112)

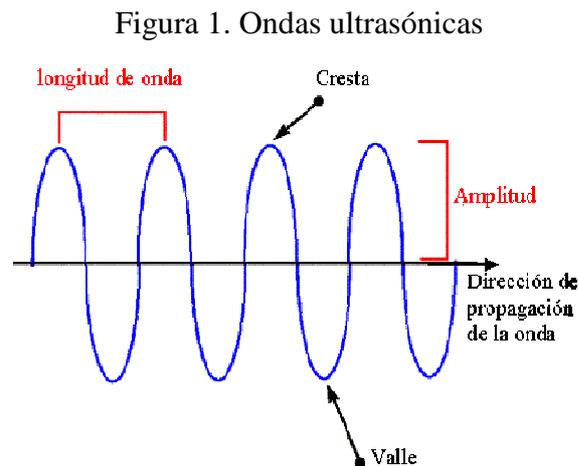
2.1.1 Ultrasonido industrial. La examinación por Ultrasonido Industrial (UT) se define como un procedimiento de inspección no destructiva de tipo mecánico, que se base en la impedancia acústica, la que se manifiesta como el producto de la velocidad máxima de propagación del sonido entre la densidad de un materia. Se emplea un instrumento electrónico que genera una onda ultrasónica a través de un cristal o un cerámico piezoeléctrico y que tiene la propiedad de transformar la energía eléctrica en energía mecánica (ondas sonoras) y viceversa.

Los sólidos tienen la capacidad de transmitir en su interior esta onda, que retorna a la superficie de origen cuando ha llegado a la frontera del material examinado, pues ésta lo refleja. Si el haz ultrasónico durante su trayecto es interrumpido por una discontinuidad, la señal que la onda transmite a una pantalla de rayos catódicos u otro medio de registro se modifica y de esa señal se obtiene la indicación virtualcuantificable de un defecto dentro de la pieza en inspección. (ACOSTA , 2007)

2.1.1.1 Diferencia entre sonido y ultrasonido. Son de la misma naturaleza, lo que les diferencia es su frecuencia así:

- ondas sónicas: frecuencia entre 16 y 20000 c/s.
- ondas ultrasónicas: frecuencias mucho mayores de 20000c/s.

2.1.2 Formas de ondas ultrasónicas. Si las ondas de sonido son medidas de nodo a nodo o de cresta a cresta, la distancia es siempre la misma y se la conoce como longitud de onda. El tiempo requerido por la onda para viajar a la distancia de una longitud de onda completa, es la misma cantidad de tiempo que ocupa la fuente para ejecutar una vibración completa. Cualquier tipo de onda tendrá una longitud asociada a la distancia entre dos puntos correspondiente de un ciclo de onda. La longitud de onda se relaciona con su frecuencia y su velocidad.(E.N.D., 2011)

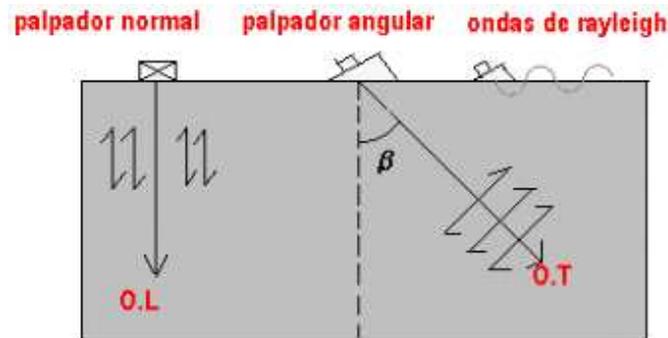


Fuente: <http://www.monografias.com/trabajos60/inspeccion-ultrasonido-materiales/inspeccion-ultrasonido-materiales2.shtml>

- *Ondas longitudinales o de compresión.* Donde las oscilaciones tienen lugar en la dirección de propagación de la onda.
- *Ondas de corte o transversales.* Donde las vibraciones de las partículas son en dirección a ángulos rectos del movimiento de las partículas.
- *Ondas de superficie u ondas Rayleigh.* Son ondas ultrasónicas que recorren a través de la superficie plana o curva de un material sólido. Para la propagación de ondas de superficie, las ondas deben desplazarse a través de una interface

limitada. Estas ondas están sujetas a sufrir atenuación en un material dado como lo hacen las ondas longitudinales y transversales.(CAUTITLÁN, 2010)

Figura 2. Tipos de ondas ultrasónicas



Fuente: http://www.thermoequipos.com.ve/pdf/articulo_06.pdf

2.1.3 Impedancia acústica. La impedancia acústica es la resistencia a la vibración de la onda. Si un medio posee una impedancia baja, ofrecerá poca resistencia a las deformaciones elásticas causadas por las ondas.(RUIZ RUBIO, 1982 págs. 152-160)

2.1.4 Generación de ondas ultrasónicas. Para generar ondas ultrasónicas se utilizan cristales piezoeléctricos.

Piezoelectricidad. Actualmente, un transmisor de alta frecuencia, aplica pulsos eléctricos a un cristal "Piezoeléctrico". El prefijo "piezo" deriva de una palabra griega que significa "presiona". La piezoelectricidad se refiere a un fenómeno reversible por el cual, un cristal, cuando vibra, produce una corriente eléctrica, o lo inverso, cuando una corriente eléctrica es aplicada al cristal, éste vibra. Este cristal entonces transforma la energía eléctrica en vibraciones mecánicas y las transmite a través de un medio de unión hacia el material de ensayo. Estas vibraciones se propagan a través del objeto con una velocidad que depende, entre otros factores., de la densidad y elasticidad del material de ensayo.

Una aplicación muy importante de los cristales piezoeléctricos, y más concretamente del cuarzo, son los osciladores electrónicos de precisión. Estos dispositivos utilizan la frecuencia natural de resonancia mecánica del cristal excitada por el voltaje externo para fabricar relojes internos de ordenadores, relojes ó en radios.

2.1.5 *Transductores o palpadores.* Existen dos tipos básicos de palpadores:

- De incidencia normal
- De incidencia angular

2.1.5.1 *Palpadores de incidencia normal.* Se emplean en los equipos que operan por los métodos de impulso-eco, de transparencia o de resonancia. La mayor parte de estos palpadores llevan incorporados osciladores diseñados para emitir ondas longitudinales.

- Palpador de cristal único, emisor y receptor.
- Palpador de cristal doble, emisor y receptor.
- Palpadores de cristales múltiples para aplicaciones especiales.

Palpadores normales. Son emisores de ondas longitudinales con incidencia sobre la superficie a examinar de 90° . Pueden ser utilizados con suela protectora o por contacto directo.

Palpadores angulares. Generan ondas transversales en el material que se examina. El ángulo de entrada estará comprendido entre los 40 y 75° .

2.1.5.2 *Palpadores de incidencia angular.* Los palpadores angulares de contacto consisten, en esencia, en un oscilador de ondas longitudinales aplicado a una de las caras de un prisma de plástico (generalmente perspex), tallado con un ángulo de incidencia adecuado al ángulo de refracción o de penetración que se desea para un determinado material. (RUIZ RUBIO, 1982 págs. 152-160)

2.1.6 *Frecuencias de haz sonoro.* La mayoría de los aparatos de ultrasonido tienen frecuencias que fluctúan en el rango de 0.2 a 25 MHz.

Estas vibraciones están muy por debajo del rango audible, pero aún se propagan en el material de ensayo como ondas de partículas vibrantes. Los haces sonoros de todas las frecuencias penetran en material de grano fino.

Cuando se usan altas frecuencias en materiales de grano grueso, será de esperar interferencia en la penetración. Se logrará mayor profundidad de penetración usando bajas frecuencias. La selección de la frecuencia de ensayo se hace en base a la naturaleza del problema en particular. Los rayos ultrasónicos con bajas frecuencias (1mHz), penetran rápidamente en el material de ensayo, debido a la baja cantidad de atenuación.

2.1.7 *Velocidad de haz sonoro.* Las ondas ultrasónicas viajan a través de sólidos, y líquidos a velocidades relativamente altas, pero son atenuadas o extinguidas rápidamente en los gases. La velocidad de un tipo de onda específica, por ejemplo, longitudinal, es una constante a través de un material homogéneo dado. Las velocidades de ondas vibrantes a través de varios materiales relacionadas con ensayos ultrasónicos están tabuladas comúnmente en centímetros por segundo x 100000 (cm/seg. x 10⁵).

2.1.8 *Selección de medios de contacto.* Con el objetivo de que el sonido pueda transmitirse desde el transductor hacia la pieza de trabajo sin que existan pérdidas de energía en la interface acústica conformada por el espacio de aire entre la pieza a examinar y el palpador, se debe utilizar necesariamente un agente acoplante que puede ser aceite, grasa o glicerina, dependiendo de varios factores como: acabado superficial, temperatura de trabajo y posibles reacciones químicas.

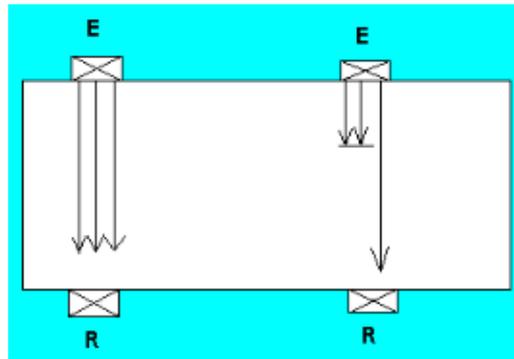
El acoplante debe cumplir varias características como son: ser inherente al material de inspección, de fácil remoción después de terminar la inspección, debe formar una capa homogénea en la superficie de contacto, bajo costo y de fácil adquisición.

2.1.9 *Técnicas de ensayo.*

- Transmisión.
- Resonancia.
- Pulso - eco.

2.1.9.1 *Transmisión.* En ensayo por transmisión, necesariamente se requiere la utilización de dos palpadores, donde el uno actúa como emisor y el otro como receptor.

Figura 3. Técnica de transmisión



Fuente: http://www.thermoequipos.com.ve/pdf/articulo_06.pdf

Ventaja

- Puede detectar discontinuidades muy cercanas a la superficie.

Desventajas

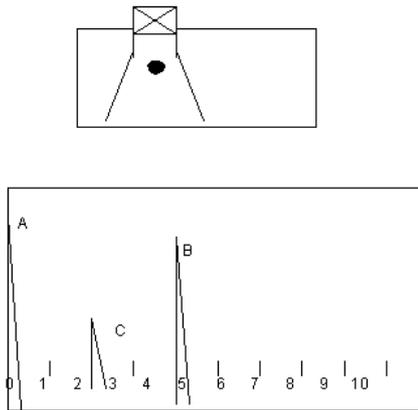
- No ubica la discontinuidad.
- Requiere acceso a las dos superficies.

2.1.9.2 Resonancia. Se consigue que haya resonancia entre un material y el palpador. El palpador es de frecuencia variable, la cual se varía hasta hallar la frecuencia natural del material a ensayar.

Este efecto puede ser destructivo en algunos materiales rígidos como un vaso de cristal que se rompe cuando se alcanza y se mantiene la frecuencia de resonancia del mismo. Es utilizado para la detección de discontinuidades externas del material, también para la medición de espesores.

2.1.9.3 Pulso – eco. Es el más utilizado en inspecciones ultrasónicas, consiste en la detección de ecos producidos cuando un pulso ultrasónico de corta duración es reflejado por una discontinuidad o una interface en la pieza de trabajo y es utilizado para la localización de fallas y para la medición de espesores. (CAUTITLÁN, 2010)

Figura 4. Técnica de pulso-eco



Fuente: <http://www.gestiopolis.com/recursos/documentos/fulldocs/ger1/disult17.gif>

Ventajas

- Requiere acceso a una superficie únicamente
- Ubica la discontinuidad.

Desventaja

- No detecta discontinuidades muy cercanas a la superficie.

2.1.10 Recalibrado del equipo. Todas las normas exigen que el instrumento de inspección ultrasónica sea revisado y, en caso necesario, recalibrado por un taller de servicio autorizado por el fabricante. Lo cual es de vital importancia si se está trabajando bajo códigos o normas de aceptación internacional como AWS o ANSI/ASME. Con base en lo anterior, antes de adquirir un equipo, es recomendable visitar al proveedor y comprobar que cuenta con una licencia por parte del fabricante para dar el servicio de mantenimiento preventivo y correctivo al equipo.

2.1.11 Aplicaciones. El ultrasonido industrial activo es un ensayo no destructivo ampliamente difundido en la evaluación de materiales metálicos y no metálicos.

Es frecuente su empleo para la medición de espesores, detección de zonas de corrosión, detección de defectos como porosidades y discontinuidades en piezas que han sido fundidas y forjadas, laminadas o soldadas, en las aplicaciones de piezas o elementos

con nuevos materiales como son los metalcerámicos y los materiales compuestos, ha tenido una gran aceptación, por lo sencillo y fácil de aplicar como un método de inspección para el control de calidad (ACOSTA, 2007)

Ventajas del ensayo ultrasónico.

- Mayor poder de penetración.
- Acceso a una sola superficie.
- Ausencia del peligro para el operario.
- Portátil.

Desventajas

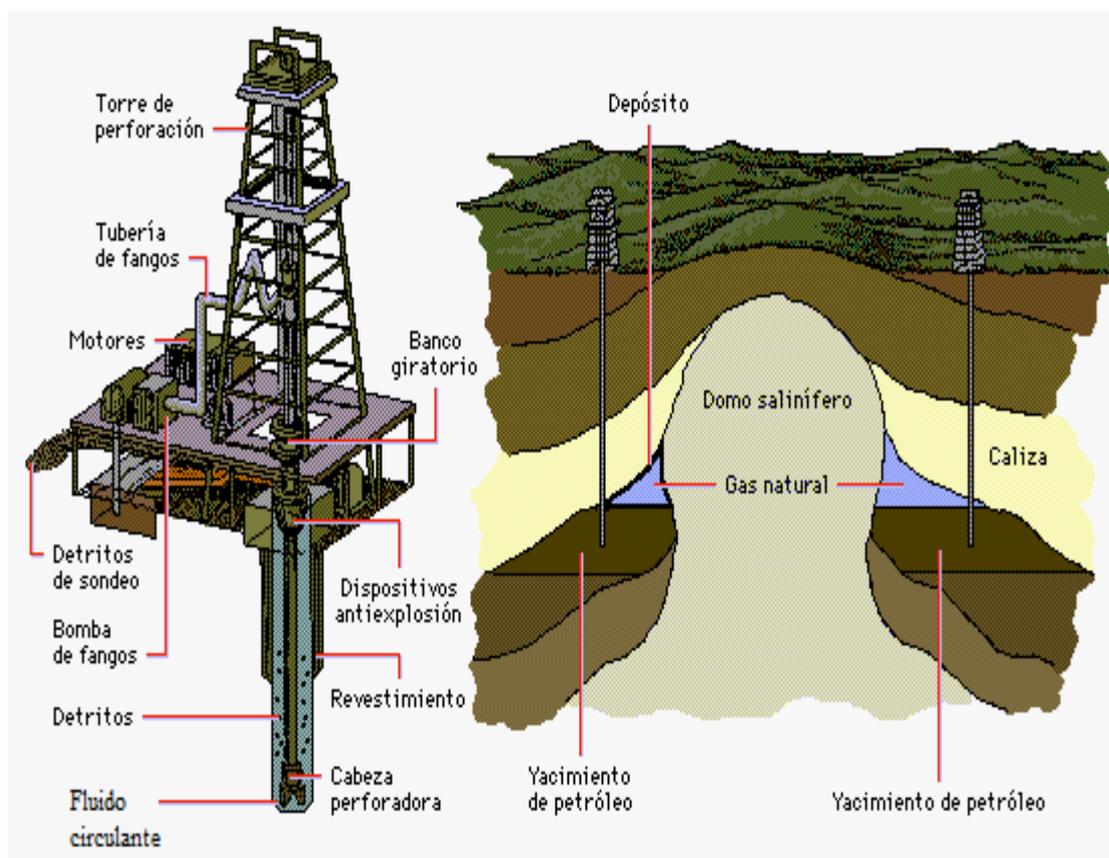
- Tiene problemas con piezas de geometría complicada.
- El equipo y los accesorios son costosos.

2.2 Proceso de perforación

2.2.1 La perforación. El petróleo se halla a gran profundidad, generalmente a 3000 o 4000 metros, aunque existen pozos de 5000 o 6000 metros de profundidad. De acuerdo con la profundidad proyectada del pozo, las formaciones que se van a atravesar y las condiciones propias del subsuelo, se selecciona el equipo de perforación más indicado.

La mayoría de los pozos petroleros se perforan con el método rotatorio. En este tipo de perforación rotatoria, una torre sostiene la cadena de perforación, formada por una serie de tubos acoplados. La cadena se hace girar uniéndola al banco giratorio situado en el suelo de la torre. La broca de perforación situada al final de la cadena suele estar formada por tres ruedas cónicas con dientes de acero endurecido. Los fragmentos son llevados a la superficie por un sistema continuo de fluido circulante impulsado por una bomba. El crudo atrapado en un yacimiento se encuentra bajo presión, si no estuviera atrapado por rocas impermeables habría seguido ascendiendo debido a su flotabilidad, hasta brotar en la superficie terrestre. (EL PETRÓLEO, 2011)

Figura 5. Torre de perforación



Fuente: <http://www.ingenieroambiental.com/informes/Image19.gif>

2.3 Sarta de perforación

Es una columna vertical conformada de varios componentes, y es la encargada de transmitir las fuerzas de empuje y rotación a la barrena, está conformada por los siguientes elementos:

- Barrena
- Lastra barrenas (Drill Collar)
- Tubería pesada (Heavy Weight)
- Tubería de perforación (Drill Pipe)

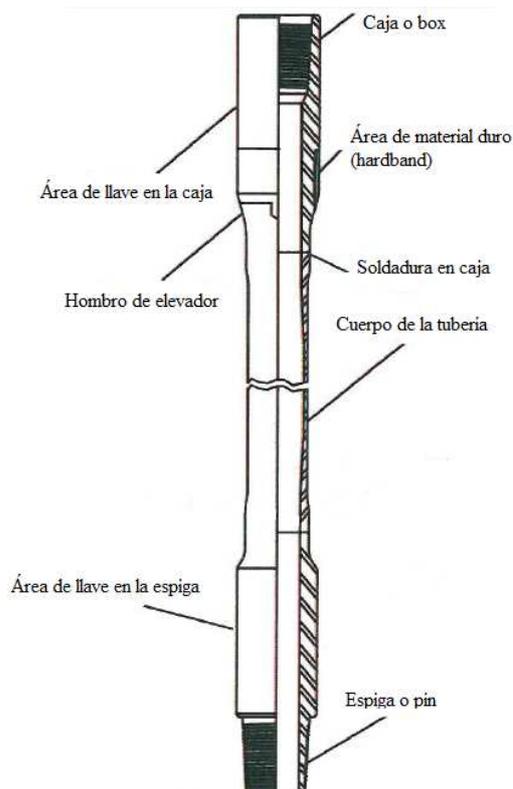
2.4 Tubería de perforación

Las tuberías de perforación son los elementos tubulares utilizados para llevar a cabo los trabajos durante la operación de perforación. Generalmente se les conoce como tuberías

de trabajo, porque están expuestas a múltiples esfuerzos durante las operaciones de perforación del pozo. (VILLACRÉS, 2007 págs. 3,4)

2.4.1 Partes principales de la tubería de perforación.

Figura 6. Tubería de perforación (Drill pipe)



Fuente: Catálogo NOV Grant Prideco

Tubo de perforación. Es una envolvente cilíndrica que tiene una longitud determinada, con diámetro exterior, diámetro interior, recalcados, conexión caja espiga, espesor de pared y marca de identificación.

Longitud. La longitud de un tubo abarca desde el sello de la caja hasta el sello del piñón, nunca se debe de incluir el piñón para determinar el largo, ya que al unirse la espiga con la caja de otro tubo éste se pierde al quedar dentro de la caja.

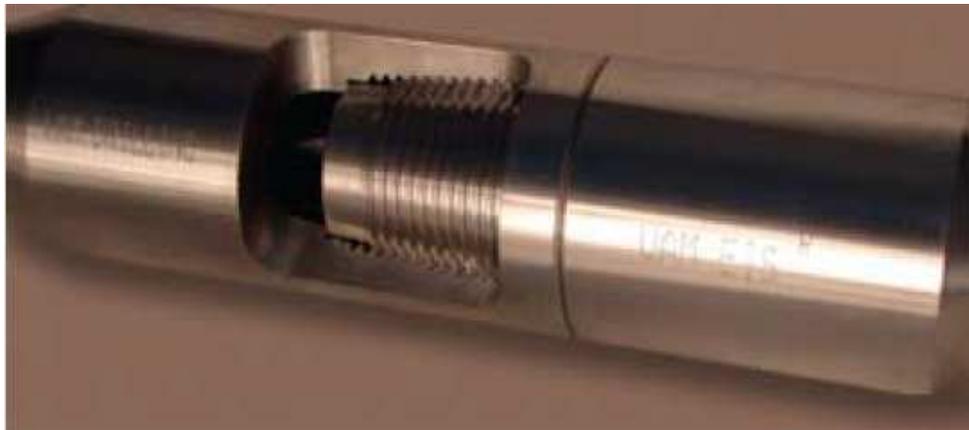
Diámetro exterior. Es la medida que tiene el cuerpo del tubo en su parte externa.

Diámetro interior. Es la medida interna de un tubo de perforación.

Recalcado. Es el cambio gradual de espesores. Este recalcado permite un factor de seguridad adecuado en el área soldada para proveer resistencia mecánica y otras consideraciones metalúrgicas. La tubería de perforación tiene un área en cada extremo, la cual tiene aproximadamente 6 pulgadas de longitud, llamado recalcado: los recalcados son necesarios en los tubos para los cuales las juntas soldadas son colocadas.

Conexión caja-espiga. Es el punto donde se realiza el enlace de la caja de un tubo con la espiga de otro tubo.

Figura 7. Conexión caja-espiga



Fuente: Catálogo de tubería VAM DRILLING

Espesor de pared. Es el grosor (área transversal) que tiene la pared de un tubo de perforación.

Marca de identificación. La información referente al grado y el peso de la tubería de perforación se graba en una ranura colocada en la base del piñón; excepto en la tubería de grado E75, ya que en ésta la marca de identificación se encuentra en el piñón.

2.4.2 *Conexiones o uniones (Tool Joint).* Debido a que las tuberías que se utilizan en la perforación tienen un límite de longitud entre 18 y 45 ft, es necesario de que los tramos de tubería se unan entre sí por medio de conexiones o juntas conocidas como espiga y caja, la mismas que deben ser herméticas y capaces de soportar cualquier esfuerzo que se presente.

Después de que las conexiones o juntas son maquinadas bajo especificaciones establecidas por el Instituto Americano del Petróleo (API), cada espiga y caja es tratada térmicamente hasta satisfacer los grados de dureza correspondientes.

Posteriormente cada caja y espiga es sometida a una inspección de partículas magnéticas para identificar posibles defectos. Finalmente la caja y espiga se someten a un recubrimiento de fosfatado a efecto de proteger la rosca y el sello de la fricción ocasionada por el contacto metal a metal al enroscarse. Una vez que las juntas han sido inspeccionadas para verificar la forma del hilo de la rosca, su alineamiento y sus requerimientos de medidas por el control de calidad, se le estampa en la base de la espiga un código API y el fabricante como una garantía de seguridad.

Figura 8. Conexiones o uniones (Tool joint)



Fuente: Conexiones de tubería campamento base Nabors -Shushufindi

2.4.2.1 Juntas para tubería de perforación. Las conexiones en tuberías de perforación generalmente son del tipo recalado, debido a que son sometidas a grandes esfuerzos durante las operaciones de perforación. Estas juntas están diseñadas para trabajar en tensión. Las juntas más comunes para tubería de perforación son mencionadas a continuación:

- *Junta IEU (Internal-External Upset).* Este tipo de juntas tienen un diámetro mayor que el del cuerpo del tubo y un diámetro interno menor que el cuerpo del tubo.
- *Junta IF (Internal-Flush).* Este tipo de junta tiene un diámetro interno aproximadamente igual al del tubo y el diámetro externo mayor que el tubo, ya que es en este diámetro donde está el esfuerzo.

- *Junta IU (Internal-Upset)*. Este tipo de junta tiene un diámetro interno menor que el del tubo y un diámetro externo casi igual al del tubo. (VILLACRÉS, 2007)

2.4.3 Defectos en tuberías de perforación a causa de los procesos de fabricación. Los defectos producidos en la fabricación de materiales tubulares pueden haber sido introducidos en la elaboración del lingote o pueden haberse desarrollado en un proceso de fabricación posterior como: laminado, forja, conformado o reducción del lingote.

Algunos de estos defectos son difíciles o imposibles de detectar durante la fabricación e inspección. Al utilizarlos en condiciones rigurosas de servicio, pueden resultar responsables de la rotura o falla del elemento tubular.

Normalmente las roturas por defectos atribuibles al fabricante de origen, son resultado de una de las siguientes condiciones:

- Defectos mecánicos
- Defectos metalúrgicos

Los defectos que normalmente pueden presentarse son:

- *Laminaciones.* Se deben a inclusiones o sopladuras existentes en el lingote. En el proceso de laminado estas inclusiones quedan alargadas y aparecen como fibras longitudinales no metálicas.
- *Pliegues.* Se originan en el proceso de laminado, en el laminador de tubos de paso de peregrino. Se produce cuando en un laminado previo quedan partes salientes de metal, las cuales al volver a pasar por el laminador se introducen hacia la parte interna del tubo.
- *Sojas.* Consisten en roturas superficiales del metal normalmente muy delgadas y laminadas sobre la superficie.
- *Costras.* Son escamas laminadas sobre la superficie.
- *Hendiduras.* Son el resultado de la fragilidad y acritud en caliente, y se presentan como poros o inclusiones que no soldaron durante el laminado.

- *Capas descarburadas.* Son penetraciones intergranulares de óxidos y cascarillas en la superficie del tubo.
- *Grietas.* Se producen durante el proceso de laminado o conformado del tubo.
- *Engranamiento.* Este defecto se produce en el área roscada de la tubería el cual impide que la rosca se acople de manera adecuada con su conjugado.

Estos defectos suelen no considerarse peligrosos siempre y cuando se produzcan en sentido paralelo a la superficie de la tubería. Sin embargo las laminaciones y hendiduras, cuando se producen de forma perpendicular o diagonalmente a la superficie del tubo pueden considerarse como defectos realmente peligrosos.

2.4.3.1 Defectos metalúrgicos. Corresponden a diferencias en las propiedades que son de una magnitud suficiente para llegar a convertirse en causa de rotura. Pueden producirse dentro de la propia selección del metal, donde el tratamiento térmico localizado produce una zona de elevada dureza próxima a una zona de menor dureza.

Otros defectos metalúrgicos típicos están constituidos por las zonas endurecidas por efecto del calor en el interior del material del tubo o próximas a los depósitos de soldadura. Dan lugar a diferencias en las propiedades, como puede ocurrir entre un metal base forjado y un depósito de soldadura.

También se puede producir endurecimiento por trabajo en frío, esta es una causa probable de falla y de corrosión acelerada.

2.5 Fluidos de perforación

Las funciones principales que realizan los lodos de perforación y terminación de pozos son las siguientes.

- Mantener controlada la presión de formación.
- Evitar o minimizar el daño a la formación.
- Acarreo de recortes a la superficie.

- Suspensión de recortes al detenerse la circulación.
- Suspender parte del peso de la sarta.
- Enfriamiento y lubricación de la herramienta, barrena, molinos, coronas y sarta de trabajo.
- Formación de pared (enjarre).
- Proveer un medio adecuado para efectuar operaciones de cable, con la línea de acero o herramientas especiales, (registros eléctricos, disparos y registro de presiones de fondo).

El aprendizaje de estas funciones y como se realizan, servirán de base para que en todo momento mantengan el lodo en condiciones normales para fluir, y así evitar atrapamiento de la sarta de trabajo o un descontrol del pozo.

2.5.1 *Fluidos base agua, base aceite, emulsiones inversas y directas.* A continuación se presenta los diferentes tipos de lodos usados más comúnmente en la práctica, sus características, sus ventajas y desventajas, así como sus aplicaciones:

2.5.1.1 *Fluidos base-agua.* Lodos bentoníticos, es una mezcla de arcilla sódica en agua dulce. La concentración de cloruros no debe exceder 5000 ppm, con la finalidad de facilitar la hidratación de la bentonita. Su densidad debe fluctuar entre 1.04 gr/cc a 1,08 gr/cc, dependiendo del rendimiento de la arcilla.

Ventajas

- Alto poder de arrastre y suspensión.
- Fácil preparación.
- Permite buen control de filtrado.

Desventaja

- Al usarse en temperaturas mayores de 1800 °C, aumenta su viscosidad al deshidratarse la arcilla.
- Al rebajar cemento, se flocula fácilmente

Aplicaciones

- Perforaciones someras.
- Limpieza del agujero.
- Control de pozos.

2.5.1.2 Lodo cromolignosulfonato emulsionado. Es un lodo bentonítico densificado al que se le agregan lignosulfonatos, como lignitos y diesel como emulsificante. Los sólidos en suspensión deseables son las varitas y el carbonato de calcio. Los indeseables son los recortes, arenas, etc. (MANUAL PARA AYUDANTE DE PERFORADOR, 2012)

Ventajas

- Se densifica con barita hasta 2.20 gr/cc.
- Se Emulsiona con Diesel al 20 % en volumen sin necesidad de agregar emulsificantes.
- Al perforar Cemento, su reología es poco afectada.
- Son estables a altas temperaturas y altas presiones.

Desventajas

- Costo elevado.
- Mayor control en su tratamiento.
- El filtrado es agua, dañando ésta a la formación e hidratando las lutitas.

Aplicaciones

Normalmente se utiliza como lodo de control a determinada profundidad, donde los lodos bentoníticos no son recomendables debido a las altas temperaturas, y necesidad de mantener más estable el agujero.

2.5.1.3 Fluidos base-aceite (Emulsión Inversa). Es una emulsión inversa de aceite y agua. Para interrelacionar sus fases, se requiere agitación vigorosa y un agente emulcificante. La ventaja principal de estos fluidos es que la pérdida de filtrado (aceite), no daña a la formación ni hidrata a las lutitas. (MANUAL PARA AYUDANTE DE PERFORADOR, 2012)

Ventajas

- Evita dañar la formación por filtración de agua.
- Se puede preparar el fluido con densidad menor que el agua dulce.
- La viscosidad es fácil de controlar con diesel y agua.
- Su densidad puede variar entre 0.92 a 2.20 gr/cc.
- No se contamina fácilmente con gas.
- Su baja gelatinosidad permite el asentamiento rápido de los recortes en las presas.
- Estables a altas temperaturas por arriba de los 2000^oC.

Desventajas

- Costo elevado.
- Requiere una atención especial.
- Se requiere el cambio completo (no debe mezclarse con otros tipos de fluidos).
- Irritante.

Aplicación

- Control y limpieza de pozos.
- Perforar Lutitas Hidrófilas.
- Perforar Domos Salinos.

2.5.1.4 Lodos de emulsión directa (baja densidad). Su característica principal se debe a la combinación de líquidos diesel-agua, emulsionados en forma directa, y ésta particularidad nos la proporciona el tipo de emulcificante que se emplea.

Ventajas

- Permite densidades de 0.81 a 0.92 gr/cc.
- A pesar de su alta viscosidad, permite establecer excelente bombeo.
- No se contamina con cemento.
- Estable a altas temperaturas hasta 180 °C.

Desventajas

- No se densifica.
- Al agregar agua en exceso, pierde sus propiedades.

Aplicaciones

Se utiliza en pozos depresionados como fluido de control y limpieza, además de servir como fluido transportador de sal en grano, para control de pérdida de circulación en yacimiento depresionados con una relación de 80/20 de aceite-agua dulce respectivamente; se le conoce como (fluido FAPX – SAL en grano).(MANUAL PARA AYUDANTE DE PERFORADOR, 2012 págs. 268-284)

2.6 Curva del intervalo P-F

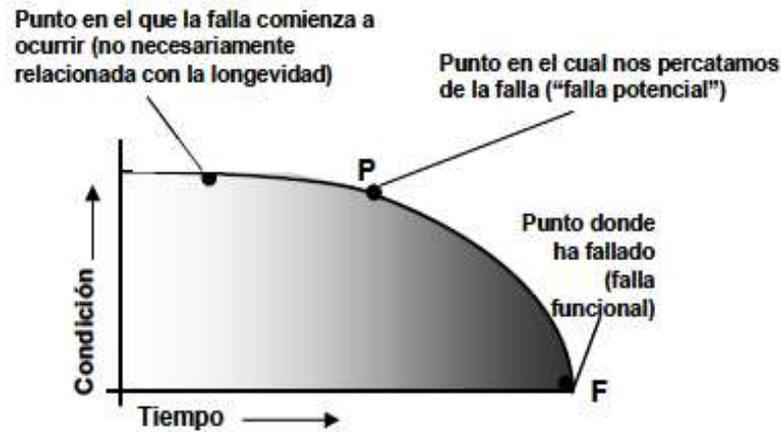
El intervalo P-F es el tiempo que transcurre entre el punto en el cual la falla potencial se hace evidente y el punto en que se transforma en una falla funcional.

El intervalo P-F también es conocido también como periodo de advertencia, el tiempo previo a la falla, o periodo de gestación de la falla. Puede ser medido en cualquier unidad, pero por razones prácticas se lo mide más frecuentemente en términos de tiempo transcurrido.

Hay que tener en cuenta que si una tarea basada en la condición se realiza en intervalos mayores a los intervalos P-F, hay el riesgo de perder la falla totalmente, por otro lado si

se utiliza frecuencias muy pequeñas con relación al intervalo P-F, se gastara recursos en controlar el proceso.(SAE JA1012, 2002)

Figura 9. Curva P-F



Fuente: SAE JA1012

Contexto operacional.- las circunstancias bajo las cuales de espera que opere un activo físico o sistema.

Falla potencial.- Es una condición identificable que indica que una falla funcional está a punto de ocurrir o está en proceso de ocurrir.

Falla funcional.- Es un estado en el que un activo físico o sistema no se encuentra disponible para ejercer una función específica a un nivel de desempeño deseado.

Longevidad.- Es una medida de exposición al esfuerzo, calculada desde el momento en el cual un elemento o componente entra en servicio cuando es nuevo o vuelve a entrar en servicio después de una restauración de su capacidad inicial.(SAE JA1012, 2002)

2.7 Análisis funcional.

Para poder saber si la tubería de perforación está trabajando satisfactoriamente es necesario definir lo que la tubería debe hacer para trabajar apropiadamente. Consiste en definir adecuadamente la función o las funciones para las cuales fueron creadas las tuberías dentro del contexto operacional, se debe tener en cuenta las tuberías de

perforación tienen más de una función. Para la elaboración del AMEF las funciones más evidentes pueden ser:

2.7.1 *Función primaria.* Razón por la cual la empresa adquiere la tubería de perforación, en este caso es para transportar el fluido de perforación con una presión interna de 10000 psi, para no causar problemas por el colapso de la tubería. Y la otra función primaria es transmitir las fuerzas de empuje y rotación hacia la barrena para producir la perforación.(SAE JA1012, 2002)

2.7.2 *Función secundaria.* La mayoría de los activos desarrollan otras funciones además de las primarias, que son conocidas como funciones secundarias. Pero la pérdida de una función secundaria puede tener serias consecuencias, en ocasiones más serias que la pérdida de una función primaria por lo que se debe tener en cuenta y no descuidar lo siguiente:

- La integridad ambiental
- Integridad de seguridad/estructural
- Control/contención/confort
- Apariencia
- Economía/eficiencia (SAE JA1012, 2002)

2.8 Análisis de Modo y Efecto de Falla de la tubería de perforación (AMEF)

Es un método que permite reconocer o identificar las fallas potenciales en la tubería de perforación antes de que estas ocurran, con el propósito de eliminar o minimizar las consecuencias que produciría la ocurrencia de un modo de fallo.(MOUBRAY, 1997 pág. 53)

Para la elaboración del AMEF se toma en cuenta los siguientes parámetros:

- Función: La misión de la tubería ya sea primaria o secundaria
- Descripción de la función: El propósito de la tubería dentro de un contexto operacional

- Falla funcional: Es la negación de la propia función descrita
- Modo de falla: Un modo de falla podemos definirlo como la forma en la que la tubería pierde la capacidad de desempeñar su función, o en otras palabras, la forma en que la tubería falla.
- Efecto de modo de falla: Los efectos de la falla son considerados como la forma en la que la falla se manifiesta, es decir, como se ve perturbado el sistema ante la falla de la tubería.
- Consecuencia del modo de falla: Se define en función a los aspectos que son de mayor importancia como el de seguridad, medio ambiente, operacionales, no operacionales y fallas ocultas.

CAPÍTULO III

3. PROCESO DE PERFORACIÓN, TUBERÍA DE PERFORACIÓN Y FLUIDOS DE PERFORACIÓN EN LA EMPRESA NABORS DRILLING

3.1 Introducción

El mercado de Nabors Drilling Services Ltd. Ecuador, se basa específicamente en la prestación de los servicios de perforación y reacondicionamiento de pozos petroleros para las compañías operadoras y concesionarias de yacimientos petrolíferos y gas; es decir, a las compañías que se dedican a la exploración y explotación de campos petroleros y gasíferos dentro del territorio ecuatoriano.

Nabors Drilling Services Ltd. Ecuador, es una sucursal de la compañía extranjera Nabors Drilling Services Ltd. (Nabors Industries Corporate) domiciliada en las Islas Cayman. El manejo administrativo de todas las sucursales del grupo, está centralizado en Houston por Nabors Drilling Internacional Ltd., la cual es una de las compañías de servicios petroleros en el área de perforación, más grandes a nivel mundial.

3.1.1 Misión de la compañía: Asegurar la mejora continua de los estándares establecidos para el beneficio de la compañía y lo más importante de nuestros clientes, proveedores y colaboradores.

3.1.2 Visión de la compañía: Ser el proveedor preferido de servicios en el sector de perforación petrolera y brindar servicios de valor a nuestros clientes y accionistas, por medio del liderazgo de clase mundial.

3.2 La perforación

Una vez que los estudios geológicos han sido realizados por la compañía operadora y reportan lo que pareciera ser un sitio favorable para la acumulación de petróleo ya sea

en mar o en tierra, se procede a realizar la perforación que es el proceso de penetración de las diversas capas de roca hasta llegar al yacimiento.(ACOSTA , 2007)

El servicio de perforación se da cuando una empresa petrolera contrata a otra empresa para realizar la perforación en los pozos petroleros, dicha empresa se encarga de taladrar un agujero pequeño y se comienza a bombear el petróleo, o bien se deja que la presión natural, si existe, lo eleve hasta la superficie.

La empresa Nabors Drilling Services Ltd. cuenta con seis taladros de perforación en el país, el presente trabajo se lo realiza en el taladro Rig 609, el mismo que ejecuta las perforaciones a más de 10000 ft de profundidad y el tiempo estimado de perforación es de 800 horas, sin embargo se debe tener en cuenta las condiciones geológicas del subsuelo.

La perforación en general la ejecuta un sistema rotatorio que consiste en hacer girar una barrena conectada a la tubería para taladrar la roca. Los fragmentos resultantes son llevados a la superficie a través de la tubería suspendidos en un fluido diseñado especialmente para esta operación.

Figura 10. Taladro de perforación Rig 609

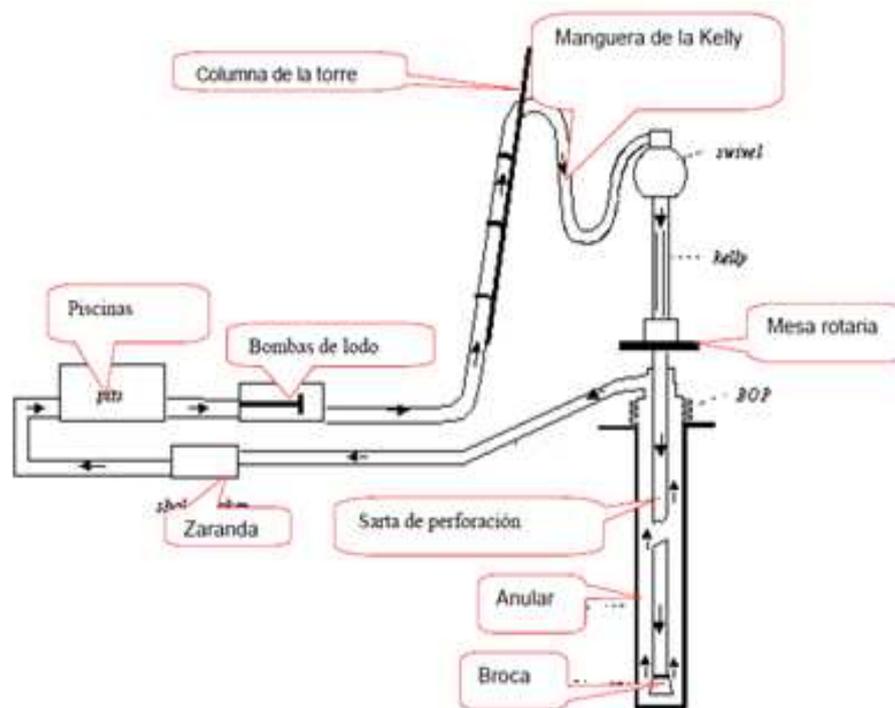


Fuente: Taladro de perforación Nabors-Cedro Sur

3.2.1 Equipo y sistemas para perforación. El proceso de perforación en la empresa Nabors Drilling Services Ltd. se ejecuta mediante el uso de equipos complejos y altamente sofisticados cuyo conjunto se denomina “Taladro Rotatorio de Perforación”. Los principales elementos que conforman un equipo de perforación y sus funciones son los siguientes:

- *Torre de perforación o taladro.* Es una estructura metálica de 50 metros de altura en la que se concentra prácticamente todo el trabajo de perforación.
- *Tubería.* Son los tubos de acero que se van uniendo a medida que avanza la perforación.
- *Brocas.* Son las que perforan el subsuelo y permiten la apertura del pozo.
- *Malacate.* Es la unidad que enrolla y desenrolla el cable de acero con el cual se baja y se levanta la tubería de perforación y soporta el peso de la misma.
- *Sistema de lodos.* Es el que prepara, almacena, bombea, inyecta y crea la circulación permanente de lodo de perforación que cumple varios objetivos: lubrica la broca, sostiene las paredes del pozo y saca a la superficie el material sólido que se va perforando.

Figura 11. Sistema de circulación de lodo



Fuente: Manual de Operaciones en el pozo.

- *Motores.* El conjunto de unidades que imprimen la fuerza motriz que requiere todo el proceso de perforación.

3.3 Tubería de perforación (drill pipe)

La tubería de perforación, también conocida como barra de perforación que se utiliza en el Rig 609 de la empresa Nabors Drilling Services Ltd. es un elemento que constituye la mayor parte de la sarta de perforación, estas son columnas de tubos de acero cuyas longitudes oscilan entre 27ft y 30ft y en los extremos están provistas de roscas especiales cónicas llamadas uniones o conexiones, la de rosca interior se denomina caja y la de rosca exterior espiga..

La tubería de perforación trabaja como un elemento de la sarta de perforación los cuales se juntan por medio de uniones, permitiendo alcanzar la longitud necesaria para perforar hasta la profundidad del pozo, además transmite el movimiento a la barrena.

La tubería de perforación tiene la finalidad de transportar el fluido de perforación para lubricar la barrena y conducir hacia la superficie la viruta causada por la perforación.

En un pozo profundo, la parte superior de la tubería de perforación está sometida a considerable tensión durante el proceso de perforación, debido a que la mayor parte del peso de la tubería se sostiene desde la torre.

3.3.1 *Objetivos que cumple la sarta de perforación.* La sarta de perforación utilizada en el Rig 609 de la empresa Nabors Drilling Services Ltd. cumple los siguientes objetivos:

- Transmitir rotación a la barrena
- Transmitir y soportar cargas axiales
- Transmitir y soportar cargas de torsión
- Colocar el peso sobre la barrena para perforar
- Guiar y controlar la trayectoria del pozo
- Permitir la circulación de fluidos para limpiar el pozo y lubricar la barrena

3.3.2 Fabricación. La tubería de perforación con la que trabaja la empresa Nabors Drilling Services Ltd. objeto de estudio es fabricada por las compañías Nov Grant Prideco y Tenaris, las mismas que aplican las siguientes normas para su fabricación. (API SPEC 5D, 1999)

Todas las tuberías de perforación son fabricadas bajo la norma API SPEC 5D, la misma que clasifica según su longitud en tres grupos.

- Rango 1. 18-22 ft. (5,5- 6) m
- Rango 2 27-30 ft. (8,2-9,1) m
- Rango 3 38-45 ft. (11,6-13,7) m

La tubería de perforación que se utiliza en el taladro de perforación Rig 609 es de 30 ft aproximadamente, esta longitud no incluye las uniones que van fijadas en los extremos de la tubería.

Los tubos de perforación se fabrican en cuatro diferentes grados según las normas API (API SPEC 5D):

1. Grado E
2. Grado X-95
3. Grado G-105
4. Grado S-135

Y que éstos están a su vez agrupados de la siguiente manera según:

Grupo 1: tubos de perforación de grado E:

Grupo 3: Todos los tubos de perforación de alta resistencia (grado X-95, G-105, S 135)

La tubería de perforación que se utilizan en el Rig 609 están dentro del grupo 3, debido a sus características de resistencia y capacidad de carga, específicamente es la de grado S-135.

3.3.3 *Causas más comunes de fallas en tuberías de perforación.*

- El mayor causante de las fallas de la tubería de perforación se debe al proceso de corrosión-fatiga, estas fallas por lo general empiezan en el interior de la tubería, formando grietas diminutas que se abren en la superficie y se cierran al estar trabajando la tubería en rotación y tensión o compresión, y los fluidos corrosivos que se bombean metiéndolos y sacándolos de la grieta de modo que ésta es agrandada tanto por falla mecánica como por corrosión hasta que el tramo de tubería debe desecharse o finalmente falla.
- Las fallas por torsión, casi siempre ocurren en la unión de tubería en la parte superior del pozo, y se manifiesta como una elongación de la espiga o una expansión en la caja, depende de cual sea más débil.
- Un choque violento, el cual puede ser causado por exceso de peso en la barrena también puede producir fatiga y consecuentemente falla de la tubería.
- La presencia de partículas extrañas puede causar mucha fricción, arrancando partes del metal, las cuales se conglomeran perjudicando a la rosca o a la superficie del tope que harán fallar la junta. Por eso es muy importante que las roscas y los topes se conserven limpios y protegidos con lubricante adecuado para roscas.
- La presencia de sulfuro puede causar agrietamiento esto suele darse cuando la tubería de perforación opera en presencia de sulfuro de hidrógeno, y es más común en las espigas de las conexiones rotatorias.
- Inapropiada selección del tubo para la profundidad y las presiones encontradas.
- Insuficiente inspección del cuerpo del tubo o roscas.
- Daños durante la manipulación y/o transporte.
- Mala práctica de operación de bajada de los tubos al pozo.
- Roscas mal maquinadas.
- Uso de acoples de reemplazo de fabricantes no acreditados.
- Uso de grasas no adecuadas, diluidas o sucias.
- Torque en exceso para forzar la bajada del tubo al pozo.
- Pandeo del tubo en zonas no cementadas.
- La pérdida de fluido en las conexiones debido a una presión interna o externa es una causa común y puede deberse a las siguientes condiciones: roscas mal

maquinadas o sucias, exceso de enrosques o desenrosques, alta ovalidad, ubicación incorrecta de llaves, entre otras. (MANUAL PARA AYUDANTE DE PERFORADOR, 2012)

3.3.4 *Criterios generales de selección de tubería.* Son varios los factores que influyen decisivamente en la selección de los tubos de perforación que compondrán la sarta de perforación. Los más importantes presentamos a continuación. (SISTEMA ACUÍFERO GUARANÍ, 2010)

- Diámetro externo de la columna de barras
- Grado de acero utilizado
- Peso de la columna (Kg/m)
- Capacidad del equipo y de la mesa de maniobras
- Capacidad de las bombas, volumen y presión
- Profundidad total prevista para el pozo
- Condiciones geológicas esperadas
- Velocidad de bombeo y presión en el fondo
- Perdidas de carga del sistema

3.3.5 *Defectos típicos causados en tubería de perforación usada.* Según el análisis realizado por los técnicos que trabajan en el taladro de perforación Rig 609, la tubería está sujeta a varios tipos de daños como los que se indican a continuación:

- Grietas por fatiga.
- Corrosión de hoyos.
- Desgaste por abrasión en las uniones.
- Desgaste por abrasión en la zona de tubería.
- Ensanchamiento del diámetro externo.
- Daños en el área de las cuñas.
- Desgaste de la banda de metal duro.
- Desprendimiento del recubrimiento plástico interno de la tubería.

3.3.5.1 Grietas por fatiga. Este tipo de fallas se orientan en forma transversal y pueden ubicarse tanto en el interior como en el exterior de la tubería, suele darse debido al esfuerzo al cual están expuestas las tuberías, casi siempre ocurren cuando se gira la sarta de perforación mientras esta doblada o pandeada. Lamentablemente este tipo de daño no es reparable, en consecuencia el tubo debe ser rechazado.

Figura 12. Grietas por fatiga en conexiones



Fuente: <http://es.scribd.com/doc/52786564/Tomo-05-Tuberias>

3.3.5.2 Corrosión en forma de hoyos. Esta condición es causada por los agentes corrosivos que están presentes en el entorno en el cual trabaja la tubería de perforación, especialmente en los fluidos de perforación que debido a la presión, velocidad y acidez del fluido producen el desprendimiento del recubrimiento plástico interno de la tubería de perforación. Este tipo de corrosión es nociva para la tubería, pues es causante de la reducción del espesor de la pared del cuerpo, y puede ser el punto focal para la iniciación de una fatiga.

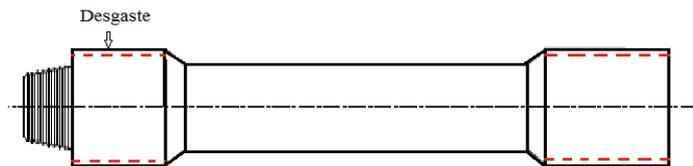
Figura 13. Corrosión en forma de hoyos



Fuente: http://www.construnario.com/notiweb/tematicos_resultado.asp

3.3.5.3 *Desgaste por abrasión en las uniones.* El desgaste ocasionado en la tubería, es a causa de la rotación de la tubería de perforación, la cual roza contra las paredes del pozo. Este tipo de daño reduce considerablemente la superficie exterior de la tubería en la región de las uniones. Para reducir el efecto del desgaste se coloca la banda de metal duro (Hardband) alrededor de sus uniones.

Figura14. Desgaste del diámetro externo de las uniones

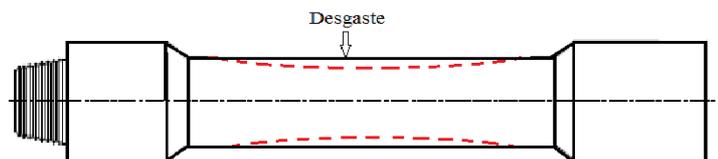


Fuente: Los autores

3.3.5.4 *Desgaste por abrasión en la tubería.* Este daño suele darse a causas del rozamiento de la tubería de perforación con la tubería de revestimiento, cuando se realizan perforaciones horizontales, puesto que el tubo al ubicarse en posición horizontal o inclinada la banda de metal duro de las uniones reducen considerablemente la protección que suele dar en las perforaciones verticales. Este problema a menudo reduce peligrosamente el espesor de las paredes de la tubería.

Por tal motivo es importante medir espesores de pared utilizando el método de ultrasonido, especialmente en el centro de la tubería para detectar el tipo de daño.

Figura 15. Desgaste del diámetro externo de la tubería



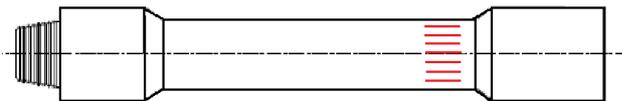
Fuente: Los autores

3.3.5.5 *Ensanchamiento del diámetro externo.* Este tipo de daño suele presentarse cuando se estalla explosivos dentro de la tubería con lo cual se expande considerablemente el diámetro en la unión.

3.3.5.6 *Daños en el área de las cuñas.* Este daño mecánico se produce por el manejo brusco al cual es necesariamente sujeta la tubería de perforación.

La función principal de las cuñas es sostener la tubería de perforación estas presionan a la tubería para poder sujetarla durante la subida o bajada de la sarta de perforación, por lo cual esta zona particularmente es susceptible a sufrir daños.

Figura 16. Daño de la tubería en la zonas de cuñas



Fuente: Los autores

3.3.6 *Roscas para tubería de perforación.* Las roscas son el medio por el cual dos tubos son conectados hasta formar la sarta de perforación, el cual es un factor de suma importancia dentro de una tubería de perforación. Se puede decir que es el lugar donde sufre mayor daño.

3.3.6.1 *Roscas trapecoidales con extremos reforzados (External-Upset).* Los tubos inspeccionados tienen este tipo de rosca y sus funciones principales son asegurar la unidad de la sarta, dar un buen sello entre el interior y exterior del tubo para evitar la fuga del lodo de perforación hacia afuera, poder ser enroscada y desenroscada sin sufrir deterioros graves, así como el torque adecuado según el tipo de conexión, que ayuda a evitar el desgaste prematuro y las deformaciones. (EL PETRÓLEO, 2011)

3.3.7 *Grasas para roscas de tubería de perforación.* Para una mejor hermeticidad entre las uniones de tubería, se aplica grasa según lo recomienda la norma API 5A3, por lo que el personal que se encuentra en la plataforma de perforación al momento de conectar los tubos para aumentar la longitud de la sarta de perforación aplican grasa en la rosca del pin. (API 5A3, 2003)

La grasa selladora para roscas de tubería de perforación es conocida como compuesto sellador para roscas. Su fórmula original está constituida por 36% de grasa y 64% de

metales suaves como: polvo de zinc (12%), hojuelas de cobre (3%), polvo de plomo (31%) y polvo de grafito (18%). Este último es el que le da su característico color negro.

Debido a que el plomo es un elemento contaminante, muchos fabricantes han desarrollado grasas sintéticas sin plomo con buenos resultados. A continuación se mencionan las características más importantes:

- Lubricar adecuadamente para prevenir el desgarre de las roscas.
- No tender a desintegrarse ni observar cambios radicales de volumen a temperaturas de hasta 150°C (300°F).
- No comportarse excesivamente fluida a temperaturas de hasta 150°C.
- Propiedades de sello suficientes para prevenir fugas a temperaturas de hasta 150°C.
- No secarse, endurecerse, evaporarse u oxidarse cambiando sus propiedades físicas.
- Resistencia a la absorción de agua.
- Suficiente capacidad de llenar microhuelgos o cavidades entre los hilos para prevenir fugas en roscas redondas API para tuberías de revestimiento y producción bajo presiones tan altas como 10000 psi.
- Deben ser fácilmente aplicables a las roscas con brocha, en clima frío.

Por su textura ligeramente sólida, la grasa API debe ser aplicada uniformemente en toda la superficie de las roscas, tanto en el piñón como en la caja, sin que existan rastros de grasa, aceite o diésel en ellos, ya que estos elementos la diluyen disminuyendo sus propiedades.(TENARIS, 2006)

La grasa puede ser aplicada sin problemas durante la lluvia, y puede resistir la contaminación con lodo de perforación, aunque se recomienda evitarlo en lo posible.

Después de la aplicación de la grasa debe quedar visible la forma de los hilos, tal como se muestra en la siguiente figura.

Figura 17. Aplicación correcta de grasa en las roscas



Fuente: Espiga de la tubería de perforación campamento base Nabors-Shushufindi

3.4 Fluido de perforación

El fluido de perforación utilizado por la empresa Nabors Drilling Services Ltd. cumple las siguientes funciones:

- Mantener controlada la presión de formación.
- Acarreo de recortes a la superficie.
- Suspensión de recortes al detenerse la circulación.
- Suspender parte del peso de la sarta.
- Enfriamiento y lubricación de la herramienta, barrena, molinos, coronas y sarta de trabajo.
- Sostener las paredes del pozo.

El fluido de perforación es muy importante en el momento de una perforación, pero también debemos tener en cuenta que este fluido por sus compuestos químicos y sales es el principal elemento corrosivo para la tubería de perforación, causando corrosión en las paredes del tubo y por ende el desprendimiento de material.

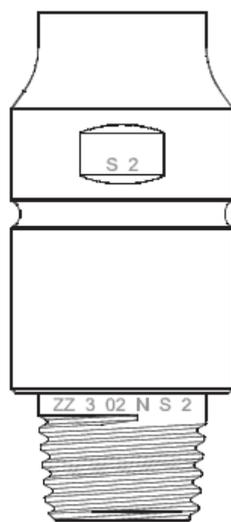
3.5 Código para identificar el peso y grado de la tubería de perforación

El grado y el peso del tubo tiene que estar estampado en las muescas ubicadas en la superficie externa del extremo del pin de acuerdo a lo establecido en la norma API RP 7G, así mismo debe tener estampado en la base de la espiga cerca al sello, el grado de

acero del tubo, fecha de unión de la espiga y caja con el cuerpo del tubo, y nomenclatura del fabricante de la tubería y de las conexiones espiga-caja, que en algunos casos puede ser distintos. Cualquier tubo que no tenga estas características, deberá ser separado del resto de tubos, porque estos componentes no pasarían una auditoría, realizada por alguna entidad tercera.

El código de peso de la tubería es muy importante debido a que con ese número podemos saber exactamente las medidas nominales y las medidas para la clasificación para el desgaste tanto del cuerpo como de las uniones.(API RP 7G, 1998)

Figura 18. Código para identificar el peso y grado



Ejemplo de marcar en la base de la espiga.

1	2	3	4	5	6
ZZ	3	02	N	S	2

- 1 Símbolo de la fábrica de la unión de tool joint. Compañía zz (ejemplo).
- 2 Mes en que se hizo la soldadura.
3-de marzo.
- 3 Año en que se hizo la soldadura.
02 – 2002.
- 4 Símbolo de la fábrica de tubería.
N – Compañía de tubos Grant Prideco
- 5 Grado al cual pertenece la tubería.
S - tubería de perforación de grado S-135
- 6 Código de peso de la tubería

Fuente: API RP 7G

3.6 Clasificación de la tubería de perforación en función del desgaste

La clasificación según el porcentaje de desgaste de la tubería de perforación de la empresa Nabors Drilling Services Ltd. tanto el cuerpo como las uniones se realiza mediante la norma DS-1, de acuerdo al porcentaje de desgaste que ha sufrido cada uno de sus componentes. (Ver anexo B)

3.6.1 Clase Premium. Las tuberías que se clasifican en esta categoría son aquellas que han sufrido como máximo un desgaste del 20% del espesor de la pared nominal.

3.6.2 Clase 2. En esta clasificación se ubican las tuberías que han sufrido un desgaste de la pared del tubo como máximo del 30% del espesor de la pared nominal.

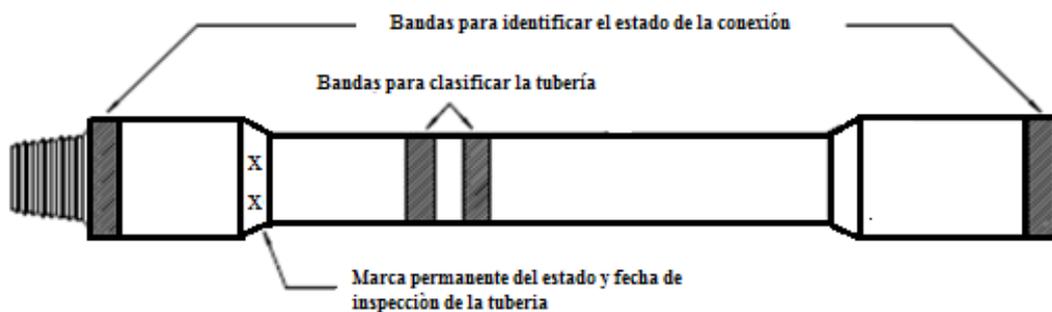
3.6.3 Clase 3. Cualquier imperfección o daño que exceda la clase 2.

3.7 Marcas posteriores a la inspección mediante el código de colores

Después de la inspección de la tubería de perforación y juntas de unión, se clasifica la tubería de acuerdo al código de colores establecido por la norma DS-1, las mismas deben marcarse de la siguiente forma:

- Se marca a 36 pulgadas del pin o al final de las juntas de unión, cuando se ha inspeccionado el cuerpo de la tubería.
- Se determina la clase cuando se ha inspeccionado el cuerpo de la tubería.
- Cuando se ha inspeccionado el pin y las cajas estas se marcan en la misma área.

Figura 19. Marcas para clasificar la tubería



Fuente: Los autores

Tabla 1. Código de colores para identificar tubería de perforación y uniones.

Código de colores para identificar tubería de perforación y uniones			
clasificación de la tubería	colores y número de bandas	condición de uniones	color de bandas
Clase Premium	2 Blancas	Aceptable	Blanca
Clase 2	1 Amarilla	Reparable en el campo	Verde
Clase 3 o Deshecho	1 Roja	Reparable en el taller	Azul
		Chatarra	Roja

Fuente: Drill Stem Inspection

CAPÍTULO IV

4. NORMAS Y PROCEDIMIENTO PARA INSPECCIÓN DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN.

4.1 Análisis de las normas utilizadas en inspección de tuberías de perforación.

Para el estudio realizado en la tubería de perforación de la empresa Nabors Drilling Services Ltd. se tuvo la necesidad de utilizar varias normas como son procedimientos para la fabricación, inspección por medio de ensayos no destructivos y aceptación o rechazo, las cuales se describen a continuación.

4.1.1 Normas ASTM (Sociedad Americana para Ensayos y Materiales). La norma ASTM es una de las mayores organizaciones en el mundo, formada para el desarrollo de normas respecto a las características y cualidades de los materiales, productos, sistemas y servicios. Manteniendo un sólido liderazgo en la definición de los materiales y métodos de pruebas en la industria.

4.1.1.1 Normas ASTM E 797-95. (Estándar para medir espesores por el método de contacto pulso-eco). La norma ASTM E 797-95 se utiliza para la realización de todo el proceso de inspección de tubería de perforación. Desde la selección del equipo que en éste caso es el de la lectura directa de espesores, la calibración del equipo y la realización de la probeta.

4.1.2 Normas API (Instituto Americano de Petróleos). El instituto americano de petróleo, es la principal organización encargada de controlar y normar al sector petrolero, sirve de esta manera como una guía para varias industrias que se encuentran involucradas en este campo.

La API, ha desarrollado estándares para elementos tubulares, los mismos que han sido aceptados a nivel mundial por la industria del petróleo. La API define las propiedades y los estándares en lo referente a: dimensiones físicas, esfuerzos, fórmulas de cálculo, materiales de construcción y codificación tanto para elementos tubulares como para los

accesorios, las cuales son empleadas en el diseño y control de la sarta de perforación, para así minimizar la probabilidad de falla.

Las normas API que se utilizan en el análisis de la tubería se describen a continuación:

4.1.2.1 *API SPEC 5D*. “Especificación para tubería de perforación” (Specification for Drill Pipe), esta norma internacional proporciona especificaciones para los procesos de manufactura donde nos indica los tratamientos térmicos del material, el material de la tubería, clasificación de acuerdo al grado de resistencia de los aceros, la composición química de los aceros, requisitos de propiedades mecánicas, longitud del cuerpo de la tubería, longitud de las conexiones, espesor de pared del cuerpo y uniones de la tubería e inspecciones no destructivas.

4.1.2.2 *API RP 5A5*. “Práctica Recomendada para Inspección de Campo para Tubería Nueva de Producción, Revestimiento y Tubería de perforación” (Recommended Practice for Field Inspection of New Casing, Tubing and Plain-End Drill Pipe), esta norma recomienda procedimientos para inspección de campo de varios elementos como: tuberías de producción y revestimiento, cuplas, conectores, tuberías de perforación y calificación del personal.

4.1.2.3 *API RP 7G*. “Práctica recomendada para el diseño y límites de operación de la sarta de perforación (Recommended Practice for Drill Stem Design and Operating Limits), esta norma nos indica los procedimientos para el uso de los componentes de la sarta de perforación, los límites de operación de la sarta los cuales pueden reducir la capacidad normal de operación, inspección de longitudes, espesores de pared tanto para el cuerpo como para las conexiones e inspección del estado de las roscas.

4.1.2.4 *API RP 5A3*. “Práctica recomendada para compuestos de roscas para revestimiento, producción y elementos de la sarta de perforación. (Recommended Practice on Thread Compounds for Casing, Tubing, Line Pipe, and Drill Stem Elements), la presente norma nos recomienda el tipo de grasa que se utiliza para las roscas de la tubería de perforación.

4.1.3 Norma DS-1. “Inspección de la columna de Perforación” (Drill Stem Inspection), el objetivo de la norma DS-1 es reducir la probabilidad de fallas en la columna durante las operaciones de perforación, para lo cual, ésta norma resume las prácticas para el diseño de la sarta de perforación en formatos fáciles de utilizar y recomienda procedimientos para la inspección de componentes.

Para el estudio de la tubería de perforación se utilizó la norma DS-1, Cuarta edición, Volumen 3, la misma que cubre la inspección de componentes de la sarta de perforación consistentes en una sola pieza sin componentes adicionales. Por ejemplo: tubería de perforación y tubos cortos.

La presente norma nos indica los siguientes puntos a inspeccionar en la tubería de perforación:

- Estado del recubrimiento interno.
- Longitud del cuerpo de la tubería.
- Espesor de la pared del cuerpo de la tubería.
- Longitud de la caja en el área de conexiones.
- Estado de las roscas.
- Estado de los sellos

4.2 Capacitación del personal

El personal a cargo de efectuar la inspección, evaluación e interpretación del procedimiento de medición ultrasónica debe estar capacitado o certificado de acuerdo al procedimiento de capacitación y certificación del personal de la compañía de inspección o proveedora del equipo para:

- Preparar y operar los equipos y materiales necesarios.
- Verificar la calibración adecuada de los equipos.
- Ejecutar la inspección.
- Llenar el registro de inspección.
- Interpretar y evaluar los resultados de la inspección.

4.3 Equipo de protección personal (EPP)

En cualquier instancia de la industria existen condiciones y actos inseguros por lo cual es indispensable tomarlos en cuenta y tratar de eliminarlos o por lo menos mitigarlos para este fin el inspector es capacitado en seguridad industrial y es dotado de un equipo de protección personal que constituye la última guarda en el caso de un siniestro, por esta razón la importancia de llevarlo siempre puesto en cada paso del proceso de la inspección. Para cumplir con su cometido el EPP cuenta con los siguientes elementos clasificados por áreas de protección corporal:

Figura 20. Equipo de protección personal



Fuente: http://www.vargas-sa.com.mx/img/que_es_EPP.jpg

Elementos de protección para la piel.

- Overoles o delantales
- Guantes
- Zapatos de seguridad
- Casco

Elementos de protección respiratorios.

- Mascarillas

- Filtros

Elementos de protección auditivos.

- Tapones de oídos
- Orejeras

Elementos de protección visual.

- Gafas
- Mascara protectora

4.4 Selección de la categoría de servicio para tuberías de perforación

La norma DS-1 establece algunos métodos de inspección de tubería de perforación, de los cuales se ha seleccionado el método por ultrasonido. (Ver anexo C).

El programa de inspección de la sarta de perforación se selecciona tomando en cuenta varios factores como: la severidad de las condiciones de perforación, la seguridad, los riesgos tanto ambientales como económicos y los costos de una posible falla, sin embargo para la inspección en la tubería de perforación se establecen cinco categorías como indica el anexo D.(DS-1, 2012)

4.4.1 *Categoría de servicio 1.* Se aplica a perforaciones de poca profundidad, pozos de rutina en áreas bien desarrolladas. Cuando ocurren fallas en la sarta de perforación, los costos de la falla son tan mínimos que no justifican el costo de una inspección detallada.

4.4.2 *Categoría de servicio 2.* Se aplica condiciones de perforación rutinaria donde la práctica establecida es efectuar el mínimo de inspección y donde la experiencia de fallas es baja.

4.4.3 *Categoría de servicio 3.* Se aplica para condiciones de perforación de profundidad mediana donde se justifica un programa estándar de inspección. De ocurrir la falla, los riesgos en costos para pescar un tubo o que se pierda parte del pozo son mínimos.

4.4.4 *Categoría de servicio 4.* Esta categoría puede ser utilizada cuando las condiciones de perforación más difíciles que las de la categoría 3.

Los costos para pescar un tubo o que se pierda parte del pozo son significativos en caso de una falla en la sarta de perforación.

4.4.5 *Categoría de servicio 5.* Esta categoría se aplica a condiciones de perforación severas. Varios factores se combinan para hacer que el costo de una posible falla sea muy elevado.

También se puede seleccionar una determinada categoría de servicio dependiendo de la profundidad a la cual va a descender la tubería, tal como indica la tabla 2.

Tabla 2. Categorías de servicio de acuerdo a la profundidad del pozo

Profundidad del pozo (pies)	Categoría de servicio mínima
□ 5000	2
5-6000	3
8-14000	4
>14000	5

Fuente: Drill Stem inspection

4.5 Selección del programa de inspección

Las empresas que se encuentran en nuestro país y se dedican a realizar inspecciones de tubería de perforación, toman como referencia la norma DS-1 para realizar las inspecciones de los elementos tubulares de perforación. La tubería de perforación utilizada en el taladro RIG 609 de la compañía Nabors Drilling recae sobre la categoría 4 de la norma DS-1, debido a la profundidad del pozo que está a 10000 pies.

En esta tabla puede verse que solo se toma en cuenta la categoría 4 por el análisis realizado a la tubería.

Tabla 3. Categoría de servicio para inspección de tubería

Componente	Categoría de servicios
	4
Unión de tubería	<ul style="list-style-type: none"> • Visual de conexión • Dimensional 2
Tubería de perforación	<ul style="list-style-type: none"> • Visual del tubo • Medición d.e. • Espesor de pared con ut • Electromagnético 1 • MPI recalados

Fuente: Drill Stem inspection

4.5.1 *Categoría 4.* La categoría 4 cubre siete procedimientos para realizar las inspecciones en la tubería de perforación.

4.5.1.1 *Inspección visual de uniones (Tool Joins).* Dentro de la inspección visual se verifica:

- Grado al que corresponde la tubería.
- Condición de sellos.
- Estado de roscas (desgarradas, desgastadas, aplastadas, etc.)
- Estado de la banda de metal duro.
- Determinar si las cajas están acampanadas y los pines estirados.

Figura 21. Inspección del estado de las roscas



Fuente: Roscas de la tubería de perforación campamento base Nabors-Shushufindi

Figura 22. Inspección del estado de los sellos



Fuente: Sellos de la tubería de perforación campamento base Nabors-Shushufindi

Figura 23. Inspección del estado de las bandas de metal duro



Fuente: Bandas de metal duro de la tubería de perforación base Nabors-Shushufindi

4.5.1.2 Dimensional 2. Este método realiza las siguientes mediciones:

- Diámetro externo de la unión.
- Diámetro interno de la espiga.
- Ancho del hombro de la caja.
- Espacio para llaves de torque.
- Expansión de la caja.
- El paso de la espiga.
- Diámetro del bisel.
- Ancho del sello de la caja.

Figura 24. Inspección de la profundidad de la rosca



Fuente: VAM Drilling

4.5.1.3 *Inspección visual de tubería.* Cubre la inspección visual interna y externa del tubo.

- Marcación secuencial de la tubería.
- Limpieza interna y externa.
- Determinación interna del recubrimiento plástico.

4.5.1.4 *Medición del diámetro externo de la tubería.* La aplicación de este método ayuda a verificar la variación del diámetro externo de la tubería.

4.5.1.5 *Inspección del espesor de pared con ultrasonido.* Con este método ayuda a inspeccionar el espesor de la pared de la tubería de perforación en el centro, a 3 ft de la espiga o de la caja y en todas las partes desgastadas.

4.5.1.6 *Electromagnética 1.* La aplicación de este método realiza un escaneo desde el cuello de la espiga hasta el cuello de la caja utilizando un equipo para la detección de campos de fuga electromagnética causados por discontinuidades transversales.

4.5.1.7 *Inspección por partículas magnéticas en área de cuñas.* Se emplea para detectar discontinuidades en el área de cuñas y recalques utilizando partículas magnéticas.

4.6 Determinación de la muestra de tubería a inspeccionar

Para la inspección de las tuberías que conforman la sarta de perforación en el taladro de perforación RIG 609 de la empresa Nabors Drilling Services Ltd., se procede a realizar la selección del número de tubos por medio del proceso de muestreo estadístico teniendo un total de 120 tuberías que conforman la sarta de perforación. Por tal motivo aplicamos la fórmula con los siguientes datos:

$$n = \frac{N * Z^2 * p * q}{e^2 * (N - 1) + Z^2 * p * q} \quad (1)$$

Dónde:

N= Población o universo.

n = Tamaño de la muestra

Z = Nivel de confianza, es un valor constante 95% =1,96 y 99%= 2,58

p= Probabilidad a favor.

q= Probabilidad en contra.

e= Error muestral.(Determinación del tamaño muestral, 2010)

Datos:

Tabla 4. Datos para determinar la muestra

N	120
Z	95%
P	98.9%
Q	1.1%
E	5%
N	15

Fuente: Los autores

El valor p , es calculado de acuerdo al número de inspecciones ultrasónicas realizadas el año anterior a las tuberías de perforación. De un total de 10900 puntos de mediciones, se encontraron 20 puntos con fallas o lavaduras internas.

Entonces la probabilidad de que los tubos estén en perfectas condiciones es de 98.9 %.

$$n = \frac{120 * 1,96^2 * 0,989 * 0,011}{0,05 * (120 - 1) + 1,96^2 * 0,989 * 0,011}$$

Se realiza la inspección a una muestra de 15 tubos, los mismos que son tomados al azar a medida que van saliendo de la profundidad del pozo. Para ser separados de todo el lote de tubos para luego ser ubicados en los bastidores “racks” para su respectiva inspección.

4.7 Selección de equipo de ultrasonido

Según la norma ASTM E-797 existe 3 tipos de equipos para la medición de espesores:

- Detectores de defectos con lectura CRT
- Detectores de defectos con CTR
- Lectura directa de espesores.

Para este caso se ha seleccionado el tercer equipo para la realización de este proyecto, debido a la facilidad de lectura que presenta el equipo y a su vez son diseñados para medición de espesores.

Los instrumentos de lectura de espesor directo son equipos de versiones modificadas del método pulso-eco. El tiempo transcurrido entre el pulso inicial y el primer eco de retorno se convierte en lecturas digitales para el equipo.(ASTM E 794, 1995)

El instrumento posee un control automático de la ganancia del palpador para producir una amplitud constante de reflexión posterior de la onda para evitar errores de lecturas por la ganancia que va perdiendo el palpador en cada medición.(ASTM E 794, 1995)

4.7.1 Descripción del equipo.El 45MG Olympus es un medidor de espesores por ultrasonidos muy avanzado portátil diseñado para una amplia variedad de aplicaciones en medición de espesores. Con el 45MG, solo se necesita acceder desde un lado de la pieza para obtener mediciones no destructivas de espesores de materiales corroídos, granulares, picados y otros materiales complejos. (OLYMPUS, 2012)

Éste es compatible con una gama completa de palpadores monocristales o duales de Olympus, lo cual hace de este equipo innovador una solución para todo tipo de aplicaciones de medición de espesores por ultrasonido.

Figura 25. Equipo de medición de espesores por ultrasonido 45MG Olympus



Fuente: 45 MG Olympus Campamento Nabors-Cedro Sur

4.7.2 *Instrumentos necesarios para la inspección y calibración.*

- Equipo 45 MG Olympus, muestra simultáneamente la lectura de espesor y la imagen B - scan.
- Palpador dual D790.
- Glicerina, como acoplante.
- Bloque de calibración.

4.7.3 *Calibración del equipo 45MG Olympus.* La calibración es el proceso mediante el cual el equipo es ajustado para que éste mida con precisión una pieza específica al usar un palpador conocido y contar con una temperatura determinada. Es necesario calibrar el equipo antes de explorar cualquier material. La precisión de la medida depende de la calidad de la calibración.

Existen dos maneras de calibrar el medidor de espesores MG45 Olympus.

4.7.3.1 *Calibración de la velocidad de propagación acústica en el material.* Consiste en identificar el material que se desea ensayar y consultar en catálogos la velocidad de propagación acústica que tiene dicho elemento, para luego introducir manualmente este

valor en el 45MG Olympus terminado todo este proceso el equipo de ultrasonido queda listo para realizar las mediciones.

Este método no es muy recomendado debido a que los valores de los materiales son obtenidos en laboratorios con materiales tratados, es decir en condiciones ideales por ende los valores que se obtienen en catálogos son solo una referencia. (Ver anexo E)

Figura 26. Calibración por medio de la velocidad de propagación



Fuente: 45 MG Olympus Campamento Nabors-Cedro Sur

4.7.3.2 *Calibración por medio de un bloque de dos espesores.* La segunda forma de calibrar el 45MG Olympus es con la utilización de un bloque de calibración de dos espesores y del mismo material a ser inspeccionado, necesariamente la probeta debe poseer dos espesores de valores conocidos el uno mayor y el otro menor que el espesor nominal de la pieza a ser inspeccionada, debido a que el 45MG tiene la facilidad de medir la velocidad de propagación acústica en el material.

Figura 27. Calibración por medio del bloque de espesores



Fuente: Bloque de espesores Campamento Nabors-Cedro Sur

Este método constituye la forma correcta de realizar la calibración de la velocidad de propagación acústica para el 45MG debido a que la probeta con la cual se calibra está sometida a las mismas condiciones de trabajo como presión, temperatura y humedad.

4.7.4 *Bloque de calibración.* El bloque de calibración debe ser construido de un fragmento de la tubería de perforación, utilizando las especificaciones de la norma ASTM E 797, para tener una correcta calibración del equipo.

Figura 28. Bloque de calibración de cinco espesores



Fuente: Drill Stem inspection

4.7.5 *Palpadores.* Se utiliza un palpador de acuerdo al tipo de material y espesor a inspeccionar. El 45MG puede funcionar con una línea completa de palpadores monocristales, el funcionamiento con palpadores duales es una característica estándar y puede llegar a medir materiales de 0,08mm a 635,0 mm de espesor.

Figura 29. Palpador dual D790



Fuente: Olympus Campamento Nabors-Cedro Sur

La temperatura de los materiales bajo ensayo puede variar entre -20°C y 500°C , según las características del material, el palpador y el modo de medición.

El tipo de palpador utilizado en la inspección de la tubería de perforación es un palpador de incidencia normal y de doble cristal, para este equipo es el palpador dual D790.

4.7.6 Acoplante. Es un fluido que permite que el ultrasonido pase del palpador hacia la pieza de trabajo, cuya función es lograr una adecuada adherencia entre el palpador y la superficie a inspeccionar, para evitar que el aire desvíe la transferencia de la onda ultrasónica al material que se inspecciona.

Figura 30. Acoplante o lubricante



Fuente: Glicerina Campamento Nabors-Cedro Sur

4.7.7 Software Gage View. Gage View es el software (programa informático) de Olympus que ha sido diseñado para la comunicación con equipos como el 45MG. Gage View es capaz de crear bases de datos de inspección, cargar y descargar archivos de datos y generar reportes de las mediciones, posee las siguientes características.

- Registrador de datos.
- Creación de informes de datos de inspección.
- Modificación de datos almacenados.
- Cargar y descargar informes.
- Exportación de datos hacia hojas de cálculos.

- Almacenamiento de pantallas capturadas.
- Actualización de software operativo.
- Activación de software para palpadores duales.

4.7.8 Creación de un archivo en el 45 MG Olympus. Para almacenar los datos de los puntos de mediciones se debe crear un archivo tipo caldera que es el más apropiado para este tipo de inspecciones por conocer los puntos exactos a medir en la tubería de perforación que es en el centro, a 3 ft de la espiga y a 3 ft de la caja.

El archivo tipo caldera debe contener los siguientes datos:

- Nombre del archivo
- Descripción del archivo
- Identificación del inspector
- Locación
- Tipo de archivo
- Cuantos tubos se van a medir
- Cuantos puntos
- A que distancia o elevación
- El orden para medir puede ser por punto-elevación

Figura 31. Creación de un archivo en el 45 MG Olympus

FILE MENU		CREATE
START TUBE	01	
END TUBE	05	
CUSTOM POINTS	L	
	C	
	R	
ELEVATIONS	0	
	1	
ENTER to show menu, ↓ to select control		
2nd F ↓, ENTER, MEAS		

Fuente: 45 MG Olympus Campamento Nabors-Cedro Sur

El método correcto de medir cualquier tipo de tubería es en forma de anillos y utilizando el método boiler o caldera es el siguiente:

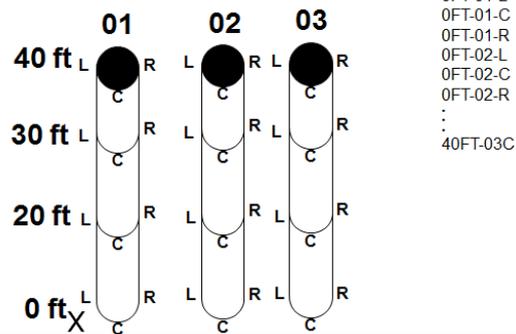
Figura 32. Método tipo boiler o caldera

EXAMPLE:

Fist ID# 0FT-01A

Last ID# 40FT-03C

Increment by:
Point, Tube, Elevation



Fuente: Manual del usuario Olympus

4.8 Etapas para la inspección de espesores por ultrasonido

Antes de realizar cualquier procedimiento se debe verificar que la tubería se encuentre en los caballetes de trabajo, para facilitar el movimiento de la misma para el procedimiento de inspección.

Figura 33. Colocación de tubería en los caballetes de trabajo.



Fuente: Campamento Nabors-Cedro Sur

4.8.1 *Identificación del material.* Los principales datos técnicos que deben conocerse sobre las tuberías de perforación son los siguientes: diámetro nominal, peso nominal, clase, grado, resistencia a la tensión y torsión. La clase de tubo, se refiere al grado de usabilidad que ha tenido el tubo.

La construcción de la tubería de perforación es una aleación de los siguientes elementos: C, Mn, Si, Mo, V, Cr, B, S, y P cuyas proporciones varían de acuerdo al grado de la tubería como indica el anexo F.

La tubería de perforación utilizada en el taladro RIG 609 de la empresa Nabors Drilling es de grado S-135 y un diámetro nominal de 5 pulg.

4.8.2 *Determinación de puntos críticos.* Los puntos críticos seleccionados en la tubería de perforación para medir el espesor de la pared son en el centro del tubo, a 3 pies de la espiga y de la caja debido a los esfuerzos de tensión y torsión que soporta la tubería. (DÍAZ de ESPADA, y otros, 2013)

4.8.2.1 *Determinación de puntos críticos por medio de inspección visual.* Este procedimiento se basa en realizar una inspección visual de las superficies internas y externas de la tubería de perforación para determinar: desgaste, picaduras por corrosión, deformaciones, grietas, huecos, estado del recubrimiento interno y otro tipo de daños físicos superficiales como marcas por herramientas y en el caso de encontrar cualquier imperfección se debe marcar con pintura.

4.8.3 *Preparación de la superficie.* La tubería de perforación antes de ser sometida a la inspección de estar libre de suciedad, pintura, cascarillas, óxido, grasa y de cualquier material extraño en la superficie. Este proceso se realiza con una pulidora manual o con un cepillo de alambre, con el fin de que la superficie externa de la tubería esté totalmente limpia para la aplicación del acoplante con el objetivo de que el palpador tenga un contacto adecuado sin ningún tipo de interferencia que pueda afectar la transmisión del sonido en la pieza a examinar, o que cause errores en la interpretación y evaluación de mediciones.

Figura 34. Limpieza de superficie



Fuente: Tuberías de perforación Campamento Nabors-Cedro Sur

4.8.4 *Procedimiento para la medición de espesor de pared de la tubería de perforación.*

4.8.4.1 *Calibración del 45MG Olympus.* El 45 MG se calibra utilizando un fragmento de la tubería de perforación de grado S-135 en forma de escalera con dos espesores conocidos de 05,0 mm en la parte delgada y 20,0 mm en la parte gruesa y como acoplante se utiliza glicerina, es importante utilizar el mismo acoplante tanto en la calibración como en la inspección.

4.8.4.2 *Creación de un archivo en el 45MG Olympus.* Para crear un registro de la tubería a ser inspeccionada se crea un archivo tipo caldera ya que se conoce los puntos a medir y las elevaciones.

La tubería de perforación a ser inspeccionada es un total de quince tubos, y a tres elevaciones diferentes, las mismas que se dividen en cuatro puntos en forma de anillos, dando como resultado 180 puntos de medición de espesores de pared.

Estos datos se ingresan en el equipo los cuales generan un código para cada punto de inspección como se muestra a continuación.

Código formado en el archivo tipo Boiler para la inspección de la tubería de perforación 1701A, a continuación una explicación de los números que conforman este código.

- Los dos primeros dígitos 17, muestran la elevación a cual se tomó la medida.

- Los siguientes dos dígitos 01 muestran el número de tubo que se inspecciona.
- La letra A muestra el orden de medición del punto en los anillos que se formaron para la inspección.

Figura 35. Archivo tipo boiler o caldera para la tubería de perforación

NABOR-DRILING-Survey Summary			
Name	Description	Type	Mode
NABOR-DRILING	TUB-PER	Boiler	THICKNESS

	Point ID	Thickness	Units
	001A	13,790	MM
	001B	13,810	MM
	001C	13,840	MM
	001D	13,860	MM
▶	1701A	11,790	MM
	1701B	11,940	MM

Fuente: Software Olympus

El orden de medición sigue la siguiente secuencia: punto, elevación y tubo. Una vez realizado este procedimiento el 45MG está totalmente calibrado y listo para realizar las inspecciones en los puntos señalados.

4.8.4.3 Procedimiento para la toma de lecturas con el 45 MG Olympus.

- Escoger un punto para medir el espesor de la pared. La lectura debe tomarse en la elevación 3 y tubo 01 y punto A.
- Aplicar glicerina en el área a ser inspeccionada. La glicerina es el mismo acoplante utilizado para la calibración.

Figura 36. Aplicación de acoplante



Fuente: Tuberías de perforación Campamento Nabors-Cedro Sur

- Después de la aplicación del acoplante, se procede a medir los espesores de pared de la tubería de perforación siguiendo el orden de los puntos marcados en sentido horario. Presionando el palpador firmemente y perpendicular a la superficie de la tubería para obtener lecturas correctas.

Figura 37. Medición de espesores con el MG 45 Olympus



Fuente: Tuberías de perforación Campamento Nabors-Cedro Sur

- Esperar que la lectura se estabilice y guardarla en el equipo.
- En el caso de encontrar un espesor que este muy por debajo de los otros puntos se debe hacer un barrido con una velocidad de desplazamiento no mayor a 150 mm/s y congelar la imagen para posteriormente realizar un análisis de esa parte.
- Cuando se encuentra un espesor bajo se debe marcar esta zona con pintura roja.

4.9 Tabulación de datos

En las siguientes tablas se muestran los espesores obtenidos en las tuberías de perforación a diferentes horas de trabajo como son: 800 horas, 1600 horas y 2400 horas. Estas frecuencias de inspección son utilizadas tomando en cuenta la duración promedio en horas de rotación que se tarda en perforar un pozo petrolero de 10000 ft.

Para la realización del presente trabajo se tomaron 180 puntos de espesor de pared a las 800, 1600 y 2400 horas de rotación, obteniendo un total de 540 puntos de medición de

espesor, de los cuales solo dos puntos presentaron espesores de pared fuera de lo normal conocidos como lavaduras internas.

Tabla 5. Tabulación de datos de la primera medición a 800 horas.

Datos de inspección de espesores de pared en la tubería de perforación						
# DE TUBOS	IDENTIFICACIÓN	MEDIDA 800 H.	# DE TUBOS	IDENTIFICACIÓN	MEDIDA 800 H.	
TUBO 1	301A	11,79		1608C	11,33	
	301B	11,81		1608D	11,1	
	301C	11,84		2908A	11,06	
	301D	11,86		2908B	10,55	
	1601A	11,79		2908C	10,84	
	1601B	11,94		2908D	10,5	
	1601C	11,6	TUBO 9	309A	10,88	
	1601D	11,52		309B	10,76	
	2901A	12,01		309C	11,27	
	2901B	11,66		309D	11,28	
	2901C	11,72		1609A	11,36	
	2901D	11,8		1609B	11,1	
	TUBO 2	302A	12,06		1609C	10,92
		302B	12,07		1609D	10,87
302C		11,91		2909A	11,11	
302D		12,06		2909B	10,86	
1602A		11,92		2909C	11,04	
1602B		11,17		2909D	10,9	
1602C		11,34	TUBO 10	310A	10,89	
1602D		11,88		310B	11,15	
2902A		11,46		310C	11,34	
2902B		11,56		310D	11,22	
2902C		11,43		1610A	11,04	
2902D		11,27		1610B	11,18	
TUBO 3		303A	12,06		1610C	11,32
		303B	12,08		1610D	11,26
	303C	12,08		2910A	11,36	
	303D	12,05		2910B	11,25	
	1603A	11,17		2910C	10,76	
	1603B	11,76		2910D	11,33	
	1603C	11,83	TUBO 11	311A	11,09	
	1603D	11,8		311B	11,07	
	2903A	11,27		311C	11,43	
	2903B	11,94		311D	11,03	
	2903C	11,98		1611A	11,29	
	2903D	11,47		1611B	11,25	
	TUBO 4	304A	11,91		1611C	11,17
		304B	12,14		1611D	10,62

Tabla 5. (Continuación)

	304C	11,86		2911A	11,12
	304D	11,83		2911B	11,17
	1604A	11,61		2911C	10,83
	1604B	11,5		2911D	10,77
	1604C	11,34	TUBO 12	312A	11,28
	1604D	11,31		312B	11,39
	2904A	11,35		312C	11,13
	2904B	11,23		312D	11,52
	2904C	11,3		1612A	11,3
	2904D	11,51		1612B	11,43
TUBO 5	305A	12,07		1612C	11
	305B	12,11		1612D	11,22
	305C	11,84		2912A	11,83
	305D	11,6		2912B	11,45
	1605A	11,31		2912C	11,28
	1605B	11,19		2912D	11,76
	1605C	11,43	TUBO 13	313A	10,5
	1605D	10,99		313B	11,3
	2905A	11,6		313C	11,14
	2905B	11,76		313D	11,5
	2905C	11,92		1613A	10,8
	2905D	11,61		1613B	10,99
TUBO 6	306A	11,27		1613C	10,51
	306B	11,43		1613D	10,92
	306C	11,05		2913A	10,31
	306D	11,62		2913B	10,69
	1606A	10,79		2913C	10,52
	1606B	10,68		2913D	11,31
	1606C	10,44	TUBO 14	314A	6,040
	1606D	10,48		314B	10,7
	2906A	11,26		314C	10,96
	2906B	11,38		314D	10,89
	2906C	11,37		1614A	10,96
	2906D	11,88		1614B	10,34
TUBO 7	307A	10,69		1614C	10,87
	307B	11,32		1614D	10,52
	307C	11,3		2914A	10,98
	307D	11,04		2914B	11,14
	1607A	10,75		2914C	10,69
	1607B	10,81		2914D	11,31
	1607C	11,15	TUBO 15	315A	10,03
	1607D	10,91		315B	10,76
	2907A	11,41		315C	11,47
	2907B	10,51		315D	10,84
	2907C	10,66		1615A	10,76
	2907D	11,01		1615B	11,02

Tabla 5. (Continuación)

TUBO 8	308A	11,67		1615C	10,39
	308B	10,91		1615D	10,43
	308C	11,14		2915A	11,19
	308D	10,94		2915B	11,05
	1608A	10,78		2915C	11,23
	1608B	11,01		2915D	11,11

Fuente: Los autores

Tabla 6. Tabulación de datos de la segunda medición a 1600 horas.

Datos de inspección de espesores de pared en la tubería de perforación					
# DE TUBOS	IDENTIFICACIÓN	MEDIDA 800 H.	# DE TUBOS	IDENTIFICACIÓN	MEDIDA 800 H.
TUBO 1	301A	12,18		1608C	11,32
	301B	12,25		1608D	10,72
	301C	11,71		2908A	11,62
	301D	11,79		2908B	11,61
	1601A	10,86		2908C	11,43
	1601B	10,9		2908D	11,46
	1601C	10,58	TUBO 9	309A	11,59
	1601D	10,43		309B	11,63
	2901A	10,89		309C	11,66
	2901B	11,55		309D	11,54
	2901C	10,82		1609A	11,57
	2901D	10,67		1609B	11,58
TUBO 2	302A	10,63		1609C	11,43
	302B	10,75		1609D	11,44
	302C	10,68		2909A	11,39
	302D	10,57		2909B	11,69
	1602A	10,88		2909C	11,61
	1602B	10,98		2909D	11,36
	1602C	10,45	TUBO 10	310A	11,02
	1602D	10,76		310B	11,01
	2902A	10,53		310C	11,12
	2902B	10,68		310D	10,95
	2902C	10,67		1610A	10,95
	2902D	10,62		1610B	11,64
TUBO 3	303A	11,2		1610C	11,77
	303B	11,26		1610D	11,91
	303C	11,18		2910A	11,59
	303D	11,22		2910B	11,71
	1603A	11,43		2910C	11,86
	1603B	11,1		2910D	11,66
	1603C	11,11	TUBO 11	311A	11,34
	1603D	11,22		311B	11,35

Tabla 6. (Continuación)

	2903A	11,13		311C	11,5
	2903B	11,23		311D	11,35
	2903C	11,15		1611A	11,56
	2903D	11,24		1611B	11,52
TUBO 4	304A	10,46		1611C	11,33
	304B	10,42		1611D	11,27
	304C	10,49		2911A	11,33
	304D	10,4		2911B	11,44
	1604A	10,47		2911C	11,33
	1604B	10,38		2911D	11,43
	1604C	11,99	TUBO 12	312A	11,75
	1604D	10,64		312B	11,75
	2904A	10,34		312C	11,96
	2904B	10,87		312D	11,65
	2904C	11,02		1612A	11,96
	2904D	11,67		1612B	11,93
TUBO 5	305A	11,5		1612C	11,67
	305B	11,56		1612D	11,85
	305C	11,44		2912A	11,59
	305D	11,42		2912B	12,12
	1605A	11,44		2912C	11,85
	1605B	11,71		2912D	12,02
	1605C	11,75	TUBO 13	313A	10,94
	1605D	11,64		313B	10,9
	2905A	11,85		313C	10,91
	2905B	11,73		313D	10,86
	2905C	11,51		1613A	10,89
	2905D	11,6		1613B	10,86
TUBO 6	306A	11,41		1613C	10,36
	306B	11,42		1613D	10,95
	306C	11,39		2913A	10,12
	306D	11,41		2913B	10,78
	1606A	10,92		2913C	10,8
	1606B	10,48		2913D	10,89
	1606C	10,3	TUBO 14	314A	11,2
	1606D	11,18		314B	11,01
	2906A	11,13		314C	11,08
	2906B	11,14		314D	10,91
	2906C	11,46		1614A	11,28
	2906D	11,22		1614B	11,02
TUBO 7	307A	11,22		1614C	11
	307B	11,43		1614D	11,03
	307C	11,19		2914A	10,98
	307D	10,76		2914B	11
	1607A	10,85		2914C	11,01
	1607B	11,24		2914D	11,07

Tabla 6. (Continuación)

	1607C	11,46	TUBO 15	315A	10,61
	1607D	11,21		315B	10,46
	2907A	11,21		315C	10,36
	2907B	11,47		315D	10,59
	2907C	11,61		1615A	10,55
	2907D	11,39		1615B	10,48
TUBO 8	308A	10,79		1615C	10,51
	308B	11,27		1615D	10,48
	308C	11,27		2915A	10,56
	308D	11,27		2915B	11,89
	1608A	11,27		2915C	10,54
	1608B	11,28		2915D	10,72

Fuente: Los autores

Tabla 7. Tabulación de datos de la tercera medición a 2400 horas.

Datos de inspección de espesores de pared en la tubería de perforación					
# DE TUBOS	IDENTIFICACIÓN	MEDIDA 800 H.	# DE TUBOS	IDENTIFICACIÓN	MEDIDA 800 H.
TUBO 1	301A	10,38		1608C	10,57
	301B	10,38		1608D	10,55
	301C	10,56		2908A	11,12
	301D	10,63		2908B	11,14
	1601A	10,53		2908C	11,31
	1601B	10,55		2908D	11,24
	1601C	10,43	TUBO 9	309A	11,53
	1601D	10,41		309B	11,54
	2901A	10,53		309C	11,6
	2901B	10,55		309D	11,45
	2901C	10,55		1609A	11,21
	2901D	10,58		1609B	11,2
TUBO 2	302A	10,47		1609C	11,63
	302B	10,59		1609D	11,46
	302C	10,54		2909A	11,52
	302D	10,69		2909B	11,62
	1602A	10,8		2909C	11,28
	1602B	10,58		2909D	11,36
	1602C	10,5	TUBO 10	310A	11,3
	1602D	10,69		310B	11,21
	2902A	10,58		310C	11,44
	2902B	10,48		310D	11,22
	2902C	10,58		1610A	11,41
	2902D	10,67		1610B	11,51
TUBO 3	303A	11,08		1610C	11,18
	303B	10,94		1610D	11,3

Tabla 7. (Continuación)

	303C	10,82		2910A	11,23
	303D	10,87		2910B	11,37
	1603A	10,79		2910C	11,41
	1603B	11		2910D	11,36
	1603C	8,23	TUBO 11	311A	11,46
	1603D	10,96		311B	11,33
	2903A	10,4		311C	11,35
	2903B	10,43		311D	10,96
	2903C	10,64		1611A	11,53
	2903D	11,64		1611B	11,45
TUBO 4	304A	11,64		1611C	11,29
	304B	11,7		1611D	11,25
	304C	11,66		2911A	11,44
	304D	11,71		2911B	11,4
	1604A	10,96		2911C	11,3
	1604B	10,37		2911D	11,38
	1604C	10,61	TUBO 12	312A	11,35
	1604D	10,69		312B	11,54
	2904A	11,67		312C	11,52
	2904B	11,88		312D	11,34
	2904C	10,84		1612A	11,5
	2904D	11,55		1612B	11,51
TUBO 5	305A	11,09		1612C	11,58
	305B	11,01		1612D	11,39
	305C	10,88		2912A	11,36
	305D	11,07		2912B	11,43
	1605A	11,08		2912C	11,36
	1605B	11,04		2912D	11,32
	1605C	11	TUBO 13	313A	11,33
	1605D	10,97		313B	11,4
	2905A	11		313C	11,48
	2905B	11,14		313D	11,2
	2905C	11,11		1613A	11,15
	2905D	11,03		1613B	11,14
TUBO 6	306A	11,2		1613C	11,53
	306B	11,16		1613D	11,17
	306C	11,03		2913A	11,28
	306D	11,3		2913B	11,71
	1606A	10,88		2913C	11,19
	1606B	10,97		2913D	11,53
	1606C	11,02	TUBO 14	314A	11,17
	1606D	10,8		314B	11,3
	2906A	11,11		314C	11,15
	2906B	11,08		314D	11,11
	2906C	11,04		1614A	11,51
	2906D	11,45		1614B	12,29

Tabla 7. (Continuación)

TUBO 7	307A	11,42		1614C	11,4
	307B	11,17		1614D	11,21
	307C	11,43		2914A	11,09
	307D	11,41		2914B	11,47
	1607A	11,05		2914C	11,49
	1607B	11,19		2914D	11,18
	1607C	11,47	TUBO 15	315A	10,76
	1607D	10,79		315B	11,6
	2907A	11,19		315C	11,14
	2907B	11,36		315D	11,04
	2907C	11,01		1615A	10,56
	2907D	11		1615B	10,56
TUBO 8	308A	11,23		1615C	10,63
	308B	11,3		1615D	10,7
	308C	11,26		2915A	11,54
	308D	11,45		2915B	11,4
	1608A	10,56		2915C	11,14
	1608B	10,55		2915D	11,58

Fuente: Los autores

CAPÍTULO V

5. ANÁLISIS Y RESULTADOS

5.1 Criterios de aceptación.

Los criterios de aceptación para la tubería de perforación de la empresa Nabors Drilling Services Ltd. se realiza bajo los estándares establecidos en la norma DS-1, volumen 3, cuarta edición, tanto para la inspección visual como para el espesor de pared por ultrasonido, los mismos que se detallan a continuación.(Ver anexos B y G)

5.1.1 *Aceptación y rechazo del cuerpo de la tubería de perforación.*

5.1.1.1 *Inspección visual.* Los tubos son inspeccionados minuciosamente desde el extremo de la espiga al extremo de la caja, para de esta manera determinar torceduras, aplastamientos, picaduras por corrosión tanto en la superficie interna como externa.

- Las imperfecciones en la superficie del tubo que penetren con una profundidad superior al criterio de aceptación y rechazo, deben ser causa de rechazo, también cualquier metal que sobresalga de la superficie normal de la tubería debe ser removido para medir la profundidad de la penetración.
- La superficie interna de la tubería debe ser examinada visualmente desde los extremos, las picaduras en el interior no deben exceder 1/8" de profundidad medido o estimado visualmente para clase Premium y 3/16" para clase II.

5.1.1.2 *Inspección de los diámetros.* Todos los tubos que tengan una reducción o incremento que exceda el 3% del diámetro externo deben ser separados y pasan a la clase II y mayor al 4% a la clase III o rechazo. Éste procedimiento cubre la medición completa del tubo por medios mecánicos para determinar variaciones en su diámetro externo.

5.1.1.3 Inspección de espesor de pared por ultrasonido. Los tubos aceptados son los que tengan un espesor de pared mayor o igual al 80% de la pared nominal y los que no cumpla este valor serán clasificados como clase II los cuales se les identifica con una banda de pintura amarilla en el cuerpo del tubo ubicada a 3 ft del extremo de la espiga y los tubos que tenga un espesor menor a un 70% de la pared nominal se los clasifica como clase III o rechazados y se clasifican con una banda de pintura naranja a 3 ft del extremo de la espiga.

5.1.2 Aceptación y rechazo de las uniones (Tool Joints).

- *Inspección de grado y peso.* Cualquier tubo que no contenga las características mencionadas anteriormente en la parte de codificación para determinar el peso y grado de la tubería deberá ser separado del resto de tubos, porque estos elementos no pasarían una auditoría realizada por alguna entidad para la certificación de la tubería.
- *Inspección de sellos de las uniones.* Los sellos de las uniones se inspeccionan para verificar que no tengan ralladuras, engranamientos, picaduras por corrosión, las imperfecciones no deben pasar 1/32” de profundidad y si afecta a más del 20% de la superficie es motivo de rechazo.
- *Acampanamiento de la caja.* Se coloca una regla en el eje longitudinal de la caja, si existe una separación entre la superficie de la caja y la regla, medir con el compás externo. Si esta medida es mayor a 1/32” la conexión debe ser rechazada y pintarse con una banda de color azul para ser enviada a reparación según lo estipulado en el código de color para conexiones de la norma DS-1, o de color rojo según la norma API RP7G.
- *Inspección de roscas.* Las roscas tanto en la espiga como en la caja deben mantener la forma y estar libres de desgaste, corrosión, picaduras y engranamientos, por esta razón las roscas que tengan picaduras por corrosión, que afecte a la raíz de las mismas, cuya profundidad sea mayor a 1/16” y 1/8 de diámetro no pueden seguir como operativas.
- *Inspección de la banda de metal duro.* La franja de metal duro ubicada en la conexión, no debe exceder 1/8” +/- 1/32 sobre la superficie del diámetro de la conexión, se envían a reparación todos los tubos que tengan franjas de metal duro

mal aplicadas, cordones rotos y partículas de material saliente.

5.2 Análisis y evaluación de la tubería de perforación

El análisis y evaluación a la tubería de perforación de la empresa Nabors Drilling Services Ltd. se realiza después de descargar los archivos de las mediciones desde el 45 MG Olympus hacia un computador, y se procede a hacer la evaluación con la utilización de la norma DS-1, y así determinar los valores fuera de rango en cada una de las inspecciones realizadas a cada tubería. Las tuberías poseen un número de serie marcado en la espiga de la conexión, el mismo que sirve para la identificación de la tubería,

5.2.1 Análisis y evaluación de la tubería de perforación a 800 horas.

- Tubo 1 - N° de serie: NAA2294
El daño existente en el tubo es el desgaste en los filos y marcas de herramientas en la rosca de la caja, por lo que se realiza la marcación de la tubería con una banda de color azul. Esta tubería debe ser enviada a reparación en el taller.
- Tubo 2 - N° de serie NAA22655
El daño existente en el tubo es rosca con crestas incompletas y rasgaduras en la caja, por lo que se marca con una banda de color azul. Esta tubería debe ser enviada a reparación en el taller.
- Tubo 3 - N° de serie: NAA22588
El daño existente en el tubo es el pulido o mellado en la rosca de la espiga, por lo que se marca con una banda de color azul. Esta tubería debe ser enviada a reparación en el taller.
- Tubo 4 - N° de serie: NAA22962
No existen daños considerables por lo cual el tubo se encuentra en estado operativo.
- Tubo 5 - N° de serie: NAA22940
No existen daños considerables por lo cual el tubo se encuentra en estado operativo.
- Tubo 6 - N° de serie: NAA22551
No existen daños considerables por lo cual el tubo se encuentra en estado

operativo.

- Tubo 7 - N° de serie: NAA23019
No existen daños considerables por lo cual el tubo se encuentra en estado operativo.
- Tubo 8 - N° de serie: NAA22978
El daño existente en el tubo es rosca delgada y golpeada en la caja, por lo que se marca con una banda de color azul. Esta tubería debe ser enviada a reparación en taller.
- Tubo 9 - N° de serie: NAA23026
No existen daños considerables por lo cual el tubo se encuentra en estado operativo.
- Tubo 10 - N° de serie: NAA22569
El daño existente en el tubo es ralladura en el sello de la espiga cuya profundidad es inferior a 1/32" y afecta a un estimado del 10% de la superficie por lo cual se marca con una banda de color azul, yes enviado a reparación en el taller.
- Tubo 11 - N° de serie: NAA22562
Los daños existentes en el tubo son agujeros y rasgaduras en la rosca de la caja, por lo que se marca con una banda de color azul. Esta tubería debe ser enviada a reparación en el taller.
- Tubo 12 - N° de serie: NAA22775
No existen daños considerables por lo cual el tubo se encuentra en estado operativo.
- Tubo 13 - N° de serie: NAA22661
No existen daños considerables por lo cual el tubo se encuentra en estado operativo.
- Tubo 14 - N° de serie: NAA23009
El daño encontrado es un lavado interno en el centro del cuerpo, con una profundidad de desgarre superior al 30% del espesor de la pared. El tubo es rechazado directamente y se lo marca con una banda de color rojo.
- Tubo 15 - N° de serie: NAA22741
Los daños encontrados son roscas delgadas en la caja,se marca con una banda de color azul, Esta tubería debe ser enviada a reparación en el taller.

5.2.2 *Análisis y evaluación de la tubería de perforación a 1600 horas*

- Tubo 1 - N° de serie: NAA22980
No existen daños considerables por lo cual el tubo se encuentra en estado operativo.
- Tubo 2 - N° de serie NAA22872
El daño existente en el tubo es desprendimiento de partículas de material en la banda de metal duro de la espiga, por lo que se marca con una banda de color azul. Esta tubería debe ser enviada a reparación en el taller.
- Tubo 3 - N° de serie: NAA22604
No existen daños considerables por lo cual el tubo se encuentra en estado operativo.
- Tubo 4 - N° de serie: NAA22676
No existen daños considerables por lo cual el tubo se encuentra en estado operativo.
- Tubo 5 - N° de serie: NAA22834
No existen daños considerables por lo cual el tubo se encuentra en estado operativo.
- Tubo 6 - N° de serie: NAA22803
El daño existente en el tubo es ralladura en el sello de la espiga cuya profundidad es inferior a 1/32 de pulgada y afecta a un estimado del 15% de la superficie, por lo cual se marca con una banda de color azul y es enviado a reparación en el taller.
- Tubo 7 - N° de serie: NAA23027
No existen daños considerables por lo cual el tubo se encuentra en estado operativo.
- Tubo 8 - N° de serie: NAA2764
No existen daños considerables por lo cual el tubo se encuentra en estado operativo.
- Tubo 9 - N° de serie: NAA22675
El daño existente en el tubo es rasgadura en la rosca de la espiga, por lo que se marca con una banda de color azul. Esta tubería debe ser enviada a reparación en el taller.
- Tubo 10 - N° de serie: NAA22623

No existen daños considerables por lo cual el tubo se encuentra en estado operativo.

- Tubo 11 - N° de serie: NAA22763

No existen daños considerables por lo cual el tubo se encuentra en estado operativo.

- Tubo 12 - N° de serie: NAA22670

No existen daños considerables por lo cual el tubo se encuentra en estado operativo.

- Tubo 13 - N° de serie: NAA22937

No existen daños considerables por lo cual el tubo se encuentra en estado operativo.

- Tubo 14 - N° de serie: NAA23899

No existen daños considerables por lo cual el tubo se encuentra en estado operativo.

- Tubo 15 - N° de serie: NAA22558

No existen daños considerables por lo cual el tubo se encuentra en estado operativo.

5.2.3 *Análisis y evaluación de la tubería a 2400 horas.*

- Tubo 1 - N° de serie: NAA23063

No existen daños considerables por lo cual el tubo se encuentra en estado operativo.

- Tubo 2 - N° de serie NAA21600

Los daños existentes en el tubo son rozaduras y golpes en la rosca de la caja, por lo que se marca con una banda de color azul. Esta tubería debe ser enviada a reparación en el taller.

- Tubo 3 - N° de serie: NAA26987

El daño encontrado es un lavado interno en el centro del cuerpo, con una profundidad de desgarre superior al 30% del espesor de la pared, por lo cual el tubo es rechazado directamente y se lo marca con una banda de color rojo.

- Tubo 4 - N° de serie: NAA24567

El daño existente en el tubo es el engranamiento de la rosca del pin y se marca con una banda de color azul, por lo cual esta tubería debe ser enviada a reparación en el taller utilizando una fibra blanda no metálica para su pulido.

- Tubo 5 - N° de serie: NAA21840
No existen daños considerables por lo cual el tubo se encuentra en estado operativo.
- Tubo 6 - N° de serie: NAA27561
El daño existente en el tubo es por picadura por corrosión en la rosca de la caja con una profundidad inferior a 1/6 de pulgada y de diámetro inferior a 1/8 de pulgada, por lo que se marca con una banda de color azul, Esta tubería debe ser enviada a reparación en el taller.
- Tubo 7 - N° de serie: NAA23719
No existen daños considerables por lo cual el tubo se encuentra en estado operativo.
- Tubo 8 - N° de serie: NAA25478
No existen daños considerables por lo cual el tubo se encuentra en estado operativo.
- Tubo 9 - N° de serie: NAA23986
No existen daños considerables por lo cual el tubo se encuentra en estado operativo.
- Tubo 10 - N° de serie: NAA22349
El daño existente en el tubo es desgaste por rozamiento en las rosca de la espiga y de la caja, por lo cual se marca con una banda de color azul yes enviado a reparación en el taller.
- Tubo 11 - N ° de serie: NAA2262
No existen daños considerables por lo cual el tubo se encuentra en estado operativo.
- Tubo 12 - N° de serie: NAA22275
No existen daños considerables por lo cual el tubo se encuentra en estado operativo.
- Tubo 13 - N° de serie: NAA21561
No existen daños considerables por lo cual el tubo se encuentra en estado operativo.

Tabla 8. Reporte general de inspección a 800 horas.

REPORTE DE INSPECCIÓN DE TUBERÍA DE PERFORACIÓN																						
Cliente		PETROAMAZONAS			Equipo		NABORS 609		Fecha		09/12/2013		Base		ESPOCH		Inspector		Vinicio I. y Geovanny C.			
Tamaño	5 pulg.	Peso (lb/ft)	25,60		Grado		S-135		Rango		3		Pared Nominal		0,5		Tipo de inspección				DS1 Cat. 4	
	127mm.		Min. Tong Space P/B		152,4mm		203,6mm						mm.		12,7		Parámetros		Cuerpo Premium		Min. Pared 10,16 mm.	
		Cuerpo			Conexión Pin					Conexión Box												
Tubo N°	# de Serie	Longitud del tubo	Min. espesor Centro Cuerpo	Clasificación del cuerpo	Condición rosca y sello	Tong space	Longitud del pin	Condición hardbanding	Condición final	Condición rosca y sello	Tong space	profundidad box	Condición hardbanding	Condición final	Observaciones							
1	NAA22944	32,14	11,52	P	OK	266,7	177,8	OK	P	RD	314,3	178,05	OK	S	ROSCA DESGASTADA BOX							
2	NAA22655	32,22	11,17	P	OK	263,5	177,8	OK	P	RD	314,3	177,97	OK	S	ROSCA INCOMPLETA BOX							
3	NAA22588	32,11	11,17	P	RD	266,7	177,8	OK	S	OK	321,7	178,05	OK	P	ROSCA MELLADA PIN							
4	NAA22962	32,27	11,31	P	OK	266,7	177,7	OK	P	OK	319	177,92	OK	P	OPERATIVO							
5	NAA22940	32,13	10,99	P	OK	266,7	177,7	OK	P	OK	321,7	178	OK	P	OPERATIVO							
6	NAA22551	32,25	10,44	P	OK	266,7	177,8	OK	P	OK	314,3	178,05	OK	P	OPERATIVO							
7	NAA23019	32,17	10,75	P	OK	266,7	177,8	OK	P	OK	304,8	177,95	OK	P	OPERATIVO							
8	NAA22978	32,10	10,78	P	OK	263,5	177,8	OK	P	RD	321,7	177,95	OK	S	ROSCA DESGASTA BOX							
9	NAA23026	32,15	10,87	P	OK	266,7	177,8	OK	P	OK	321,7	178,05	OK	P	OPERATIVO							
10	NAA22569	32,13	11,04	P	SD	266,7	177,8	OK	S	OK	314,3	178	OK	P	SELLO RALLADO PIN							
11	NAA22562	32,24	10,62	P	OK	266,7	177,8	OK	P	RD	321,7	177,95	OK	S	ROSCA RASGADA BOX							
12	NAA22775	32,13	11,00	P	OK	257	177,6	OK	P	OK	321,7	177,95	OK	P	OPERATIVO							
13	NAA22661	32,12	10,51	P	OK	266,7	177,7	OK	P	OK	314,3	178	OK	P	OPERATIVO							
14	NAA23009	32,29	6,040	PI	OK	266,7	177,8	OK	P	OK	321,7	178,05	OK	P	LAVADO INTERNO							
15	NAA22741	32,19	10,39	P	OK	266,7	177,9	OK	P	RD	314,3	177,95	OK	S	ROSCA DELGADA BOX							
		482,64		14	I			15	13	5			15	10	Firma inspector							
		Longitud total		I	I			0	2	0			0	5								
				P	Rosca				0	P	Rosca			0	P							
				PI	Sello				HB	S	Sello			HB	S	Firma cliente						

Fuente: Los autores

Tabla 9. Resumen de inspección a 800 horas

RESUMEN DE INSPECCIÓN DE TUBERÍA DE PERFORACIÓN					
Cliente	PETROAMAZONAS	Equipo	Nabors 609	Pared Nom.	0,5 pulg.
Tamaño	5pulg.	Grado	S-135		
Conexión tipo	XT54	Peso (lb/ft)	24,30	Fecha	09/12/2013
Tipo de inspección	DS-1 Cat 4				
RESUMEN					
Premium operativos		7			
Premium por reparar		7			
2da clase		0			
Deshechos		1			
Total tubos inspeccionados		15			
RESUMEN DE PREMIUM Y 2da CLASE PARA REPARAR					
		P	2da CLASE		
Necesitan banda de metal duro		0	0		
Remover y aplicar banda de metal duro		0	0		
Daño en el sello		1	0		
Daño en la rosca		6	0		
Fisura en las conexiones		0	0		
Torcidos		0	0		
Total Premium y 2da clase por reparar		7	0		
Comentarios generales:					
1. Se recomienda lavar la tubería internamente antes y después de su uso ya que los residuos pueden generar problemas en la operación del taladro.					
2. Se recomienda revisar el estado de las llaves ya que los insertos están generando arrancaduras en las conexiones.					
CUERPO			CONEXIONES		
PI/PE: Pitting interno/externo			RD: Rosca dañada		
P: Premium			SD: Sello dañado		
DG: Desgaste			S: reparación en taller		
CA: Cortes/Arrancaduras			Ok: Optimo		
DA: Defectos en área de cuña			2: Desgaste moderado		
Inspeccionado por:			Firma del cliente		

Fuente: Los autores

Tabla 10. Reporte general de inspección a 1600 horas

REPORTE DE INSPECCIÓN DE TUBERÍA DE PERFORACIÓN																							
Cliente		PETROAMAZONAS		Equipo		NABORS 609		Fecha		09/12/2013		Base		ESPOCH		Inspector		Vinicio I. y Geovanny C.					
Tamaño		5 pulg.		Peso (lb/ft)		25.60		Grado		S-135		Rango		3		Pared Nominal		0,5		Tipo de inspección		DS1 Cat. 4	
		127 mm.		Min. Tong Space P/B		152,4mm		203,6mm				mm.		12,7		Parámetros Cuerpo		Premium		Min. Pared 10,16 mm.			
		Cuerpo			Conexión Pin					Conexión Box													
Tubo N°	# de Serie	Longitud del tubo	Min. espesor Centro Cuerpo	Clasificación del cuerpo	Condición rosca y sello	Tong space	Longitud del pin	Condición hardbanding	Condición final	Condición rosca y sello	Tong space	profundidad box	Condición hardbanding	Condición final	Observaciones								
1	NAA22980	32,33	10,43	P	OK	266,7	177,7	OK	P	OK	314,3	177,92	OK	P	OPERATIVO								
2	NAA22872	32,11	10,45	P	OK	266,7	177,8	2	S	OK	314,3	177,92	OK	P	HB DESGASTADO PIN								
3	NAA22604	32,34	11,1	P	OK	266,7	177,7	OK	P	OK	321,7	178,05	OK	P	OPERATIVO								
4	NAA22676	32,14	10,38	P	OK	266,7	177,9	OK	P	OK	319	178,05	OK	P	OPERATIVO								
5	NAA22834	32,24	11,44	P	OK	266,7	177,7	OK	P	OK	321,7	178	OK	P	OPERATIVO								
6	NAA22803	32,20	10,3	P	OK	266,7	177,8	OK	P	SD	314,3	178,05	OK	S	RALLADURA DE SELLO BOX								
7	NAA23027	31,43	10,85	P	OK	263,52	177,6	OK	P	OK	304,8	178,05	OK	P	OPERATIVO								
8	NAA2764	32,14	10,72	P	OK	266,7	177,8	OK	P	OK	321,7	178,05	OK	P	OPERATIVO								
9	NAA22675	32,16	11,43	P	RD	266,7	177,7	OK	S	OK	321,7	178,00	OK	P	ROSCA DESGASTADA PIN								
10	NAA22623	32,19	10,95	P	OK	269,87	177,8	OK	P	OK	314,3	178	OK	P	OPERATIVO								
11	NAA22763	32,21	11,27	P	OK	269,87	177,8	OK	P	OK	321,7	177,97	OK	P	OPERATIVO								
12	NAA22670	32,14	11,67	P	OK	266,7	177,7	OK	P	OK	321,7	177,95	OK	P	OPERATIVO								
13	NAA22937	32,17	10,36	P	OK	263,52	177,7	OK	P	OK	314,3	178,02	OK	P	OPERATIVO								
14	NAA23899	32,10	11,00	P	OK	263,52	177,8	OK	P	OK	321,7	177,92	OK	P	OPERATIVO								
15	NAA22558	32,28	10,48	P	OK	266,7	177,8	OK	P	OK	314,3	177,92	OK	P	OPERATIVO								
		482,18		15	1			14	13	0			15	14									
		Longitud total		0	0			1	2	1			0	1	Firma inspector								
			P	Rosca				0	P	Rosca			0	P									
			PI	Sello				HB	S	Sello			HB	S	Firma cliente								

Fuente: Los autores

Tabla 11. Resumen de inspección a 1600 horas

RESUMEN DE INSPECCIÓN DE TUBERÍA DE PERFORACIÓN					
Cliente	PETROAMAZONAS	Equipo	Nabors 609	Pared Nom.	0,5 pulg.
Tamaño	5pulg.	Grado	S-135		
Conexión tipo	XT54	Peso (lb/ft)	24,30	Fecha	09/12/2013
Tipo de inspección	DS-1 Cat 4				
RESUMEN					
Premium operativos		12			
Premium por reparar		3			
2da clase		0			
Deshechos		0			
Total tubos inspeccionados		15			
RESUMEN DE PREMIUM Y 2da CLASE PARA REPARAR					
		P	2da CLASE		
Necesitan banda de metal duro		1	0		
Remover y aplicar banda de metal duro		0	0		
Daño en el sello		1	0		
Daño en la rosca		1	0		
Fisura en las conexiones		0	0		
Torcidos		0	0		
Total Premium y 2da clase por reparar		3	0		
Comentarios generales:					
1. Se recomienda lavar la tubería internamente antes y después de su uso ya que los residuos pueden generar problemas en la operación del taladro.					
2. Se recomienda revisar el estado de las llaves ya que los insertos están generando arrancaduras en las conexiones.					
CUERPO			CONEXIONES		
PI/PE: Pitting interno/externo			RD: Rosca dañada		
P: Premium			SD: Sello dañado		
DG: Desgaste			S: reparación en taller		
CA: Cortes/Arrancaduras			Ok: Optimo		
DA: Defectos en área de cuña			2: Desgaste moderado		
Inspeccionado por:			Firma del cliente		

Fuente: Los autores

Tabla 12. Reporte de inspección a 2400 horas

REPORTE DE INSPECCIÓN DE TUBERÍA DE PERFORACIÓN Cliente PETROAMAZONAS Equipo NABORS 609 Fecha 09/12/2013 Base ESPOCH Inspector Vinicio I. y Geovanny C.																
Tamaño	5 pulg.	Peso (lb/ft)	25,60	Grado	S-135	Rango	3	Pared Nominal	0,5	Tipo de inspección		DS1 Cat. 4				
	127 mm.	Min. Tong Space P/B	152,4mm	203,6mm				mm.	12,7	Parámetros Cuerpo	Premium	Min. Pared 10,16 mm.				
Tubo N°	# de Serie	Cuerpo			Conexión Pin					Conexión Box				Observaciones		
		Longitud del tubo	Min. espesor Centro	Clasificación del cuerpo	Condición rosca y sello	Tong space	Longitud del pin	Condición hardbandin	Condición final	Condición rosca y sello	Tong space	profundidad box	Condición hardbandin		Condición final	
1	NAA23063	32,29	10,43	P	OK	195,7	177,8	OK	P	OK	260	177,95	OK	P	OPERATIVO	
2	NAA21600	32,12	10,50	P	OK	158,10	177,7	OK	P	RD	241	178,05	OK	S	ROSCA DESGASTADA BOX	
3	NAA26987	32,13	8,23	PI	OK	170,60	177,8	OK	P	OK	368,5	178	OK	P	LAVADO INTERNO	
4	NAA24567	32,27	10,37	P	RD	266,7	177,8	OK	S	OK	298	177,95	OK	S	ROSCA DESGASTADA PIN	
5	NAA21840	32,10	10,97	P	OK	200,30	177,7	OK	P	OK	357	177,95	OK	P	OPERATIVO	
6	NAA27561	32,20	10,8	P	OK	266,7	177,7	OK	P	RD	363	178	OK	S	ROSCA DESGASTADA BOX	
7	NAA23719	32,17	10,79	P	OK	228	177,8	OK	P	OK	243	178,05	OK	P	OPERATIVO	
8	NAA25478	32,19	10,55	P	OK	222,9	177,8	OK	P	OK	238	177,95	OK	P	OPERATIVO	
9	NAA23986	32,15	11,20	P	OK	266,7	177,7	OK	P	OK	233	178,05	OK	P	OPERATIVO	
10	NAA22349	32,15	11,18	P	RD	266,7	177,8	OK	S	RD	357	178,00	OK	S	ROSCA DES. PIN Y BOX	
11	NAA2262	32,26	11,25	P	OK	190,60	177,7	OK	P	OK	342	178	OK	P	OPERATIVO	
12	NAA22275	32,13	11,39	P	OK	199,60	177,9	OK	P	OK	245	177,97	OK	P	OPERATIVO	
13	NAA21561	32,29	11,17	P	OK	266,7	177,7	OK	P	OK	331	177,95	OK	P	OPERATIVO	
14	NAA23999	32,29	11,21	P	OK	223,40	177,8	OK	P	OK	253	178,02	OK	P	OPERATIVO	
15	NAA21941	32,25	10,70	P	OK	197,10	177,6	OK	P	OK	244,5	177,92	OK	P	OPERATIVO	
		482,29		14	2			15	13	3			15	11	Firma inspector	
		Longitud total		1	0			0	2	0			0	4		
				P	Rosca				0	P	Rosca			0	P	Firma cliente
				PI	Sello				HB	S	Sello			HB	S	

Fuente: Los autores

Tabla 13. Resumen de inspección a 2400 horas

RESUMEN DE INSPECCIÓN DE TUBERÍA DE PERFORACIÓN					
Cliente	PETROAMAZONAS	Equipo	Nabors 609	Pared Nom.	0,5 pulg.
Tamaño	5pulg.	Grado	S-135		
Conexión tipo	XT54	Peso (lb/ft)	24,30	Fecha	09/12/2013
Tipo de inspección	DS-1 Cat 4				
RESUMEN					
Premium operativos		10			
Premium por reparar		4			
2da clase		0			
Deshechos		1			
Total tubos inspeccionados		15			
RESUMEN DE PREMIUM Y 2da CLASE PARA REPARAR					
		P	2da CLASE		
Necesitan banda de metal duro		0	0		
Remover y aplicar banda de metal duro		0	0		
Daño en el sello		0	0		
Daño en la rosca		4	0		
Fisura en las conexiones		0	0		
Torcidos		0	0		
Total Premium y 2da clase por reparar		4	0		
Comentarios generales:					
1. Se recomienda lavar la tubería internamente antes y después de su uso ya que los residuos pueden generar problemas en la operación del taladro.					
2. Se recomienda revisar el estado de las llaves ya que los insertos están generando arrancaduras en las conexiones.					
CUERPO			CONEXIONES		
PI/PE: Pitting interno/externo			RD: Rosca dañada		
P: Premium			SD: Sello dañado		
DG: Desgaste			S: reparación en taller		
CA: Cortes/Arrancaduras			Ok: Optimo		
DA: Defectos en área de cuña			2: Desgaste moderado		
Inspeccionado por:			Firma del cliente		

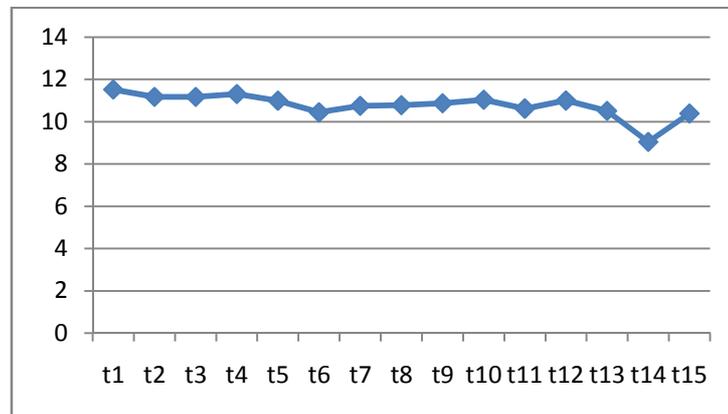
Fuente: Los autores

5.3 Análisis de tendencias en las mediciones de espesores.

Las curvas de tendencia son gráficos que nos ayudan a pronosticar el comportamiento de un elemento o equipo dentro de un periodo, y su función principal es ayudar a determinar la frecuencia correcta de las revisiones e inspecciones tanto preventivas como predictivas de la tubería de perforación.

En las curvas de tendencia se registra la magnitud monitoreada en función del tiempo sin importar si las inspecciones se las realiza de forma continua o a cierto intervalo de tiempo.

Figura 38. Curva de tendencia del espesor para la tubería.



Fuente: Los autores.

Las curvas de tendencia no pueden ser aplicadas en todos los casos ya que estas son genéricas y en la práctica los equipos funcionan bajo contextos operacionales específicos.

Es por esto, que toma gran importancia la construcción y utilización de las curvas de tendencia para detectar de manera efectiva el momento en que se está desarrollando una falla potencial. Cabe determinar que esta efectividad dependerá en gran medida de la frecuencia de inspección. Para el presente trabajo se toma en cuenta los valores estándares máximos permisibles de las tablas de severidad que constan en la norma API 5D, y a su vez se grafica la respectiva curva de tendencia de desgaste del espesor de pared.

La curva de tendencia del desgaste se construye con todos los puntos de mediciones realizados en la tubería de perforación, que son un total de 540 puntos, la curva de tendencia para la tubería de perforación se muestra posteriormente.

5.3.1 *Construcción de la gráfica de tendencia del desgaste de espesor de pared con todos los puntos inspeccionados.* Para la construcción de la curva de tendencia se utiliza el valor de todos los puntos inspeccionados, como también la frecuencia de las tres inspecciones realizadas dichos valores se indicaron anteriormente en la tabulación de datos.

En el eje (x), se ubican los valores de las mediciones del espesor de pared realizada a todos los tubos, mientras que en el eje (y) se ubica el tiempo en que se efectuaron las mediciones. (Ver figura 28)

5.3.1.1 *Procedimiento para la construcción de la gráfica mediante regresión lineal simple.*

Forma general de la ecuación de regresión lineal simple.

$$y' = mx + c \quad (2)$$

Donde:

y' = es el valor pronosticado de la variable y para un valor seleccionado de x.

c = es la ordenada de la intersección con el eje (y) es decir el valor estimado cuando $x = 0$, donde la recta de regresión cruza el eje (y).

m = es la pendiente de la recta, o el cambio promedio en y' por unidad de cambio en la variable independiente x.

x = es cualquier valor seleccionado de la variable independiente. (Mendiburu, 2011)

Datos:

Tabla 14. Valores para la calcular la regresión lineal

N	538
$\sum x$	860800
$\sum y$	6020,01
$\sum x^2$	1606400000
$\sum y^2$	67461,0319
$\sum x*y$	9614264
\bar{X}	125,2073

Fuente: Los autores

- Cálculo de la pendiente.(Mendiburu, 2011)

$$\frac{\sum (x - \bar{x})(y - \bar{y})}{\sum (x - \bar{x})^2}$$

(3)

- Calculo de r :(Mendiburu, 2011)

$$\frac{\sum (x - \bar{x})(y - \bar{y})}{\sqrt{\sum (x - \bar{x})^2 \sum (y - \bar{y})^2}}$$

(4)

- Coeficiente de determinación:(Mendiburu, 2011)

$$\frac{\sum (x - \bar{x})(y - \bar{y})^2}{\sum (x - \bar{x})^2}$$

(5)

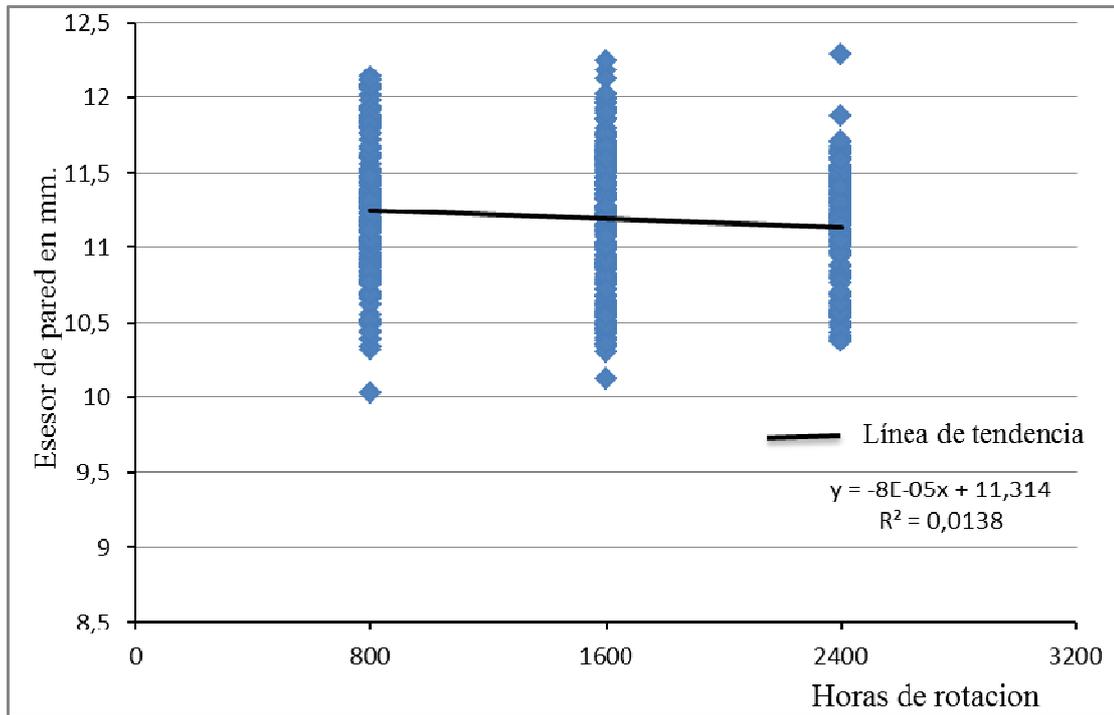
- Coeficiente de correlación:(Mendiburu, 2011)

$$\frac{\sum (x - \bar{x})(y - \bar{y})}{\sqrt{\sum (x - \bar{x})^2 \sum (y - \bar{y})^2}}$$

- Ecuación de la recta

(6)

Figura 39. Tendencia del desgaste de espesor de pared con todos los puntos inspeccionados



Fuente: Los autores

Al obtener la ecuación de la recta y graficarla con todos los puntos existentes, se observa un descenso en el espesor en cada una de las inspecciones, el indicador de esta razón es su pendiente ya que la misma representa la velocidad de desgaste de la tubería.

El valor de C es igual a 11,31 mm y representa el espesor inicial estimado de la tubería antes de iniciar su operación.

El valor del coeficiente de correlación es de 11,8 % el cual muestra el porcentaje de correlación que en este caso es muy bajo debido a que existe una dispersión considerable de las mediciones en cada lapso de tiempo. Por esta razón es recomendable utilizar otros criterios estadísticos que ayuden la ecuación de la tendencia del desgaste con un porcentaje aceptable.

Tomando en cuenta que la moda es la medida de tendencia central que cuenta con una mayor frecuencia en una distribución de datos y que la misma no es afectada por

los valores ni muy altos ni muy bajos, esta será utilizada para definir la ecuación de tendencia del desgaste.

5.3.2 Construcción de curva de tendencia del desgaste utilizando la moda.

- A 800 horas de trabajo
- A 1600 horas de trabajo
- A 2400 horas de trabajo

Tabla 15. Valores de la moda.

Tiempo de trabajo en horas.	800	1600	2400
MODA	11,43	11,43	11,3
MÁXIMOS	12,14	12,25	12,29
MÍNIMOS	10,03	10,12	10,37

Fuente: Los autores

Mediante la fórmula de la ecuación (2) de regresión lineal simple y utilizando los valores de la moda de cada medición realizada, se calcula la ecuación de la curva de tendencia del desgaste.

Datos:

Tabla 16. Valores para el cálculo de la pendiente.

N	3
$\sum x$	4800
$\sum y$	34,16
$\sum x^2$	8960000
$\sum y^2$	388,9798
$\sum x*y$	54552
\bar{X}	129,6561

Fuente: Los autores

- Cálculo de la pendiente.

- Cálculo de la constante:

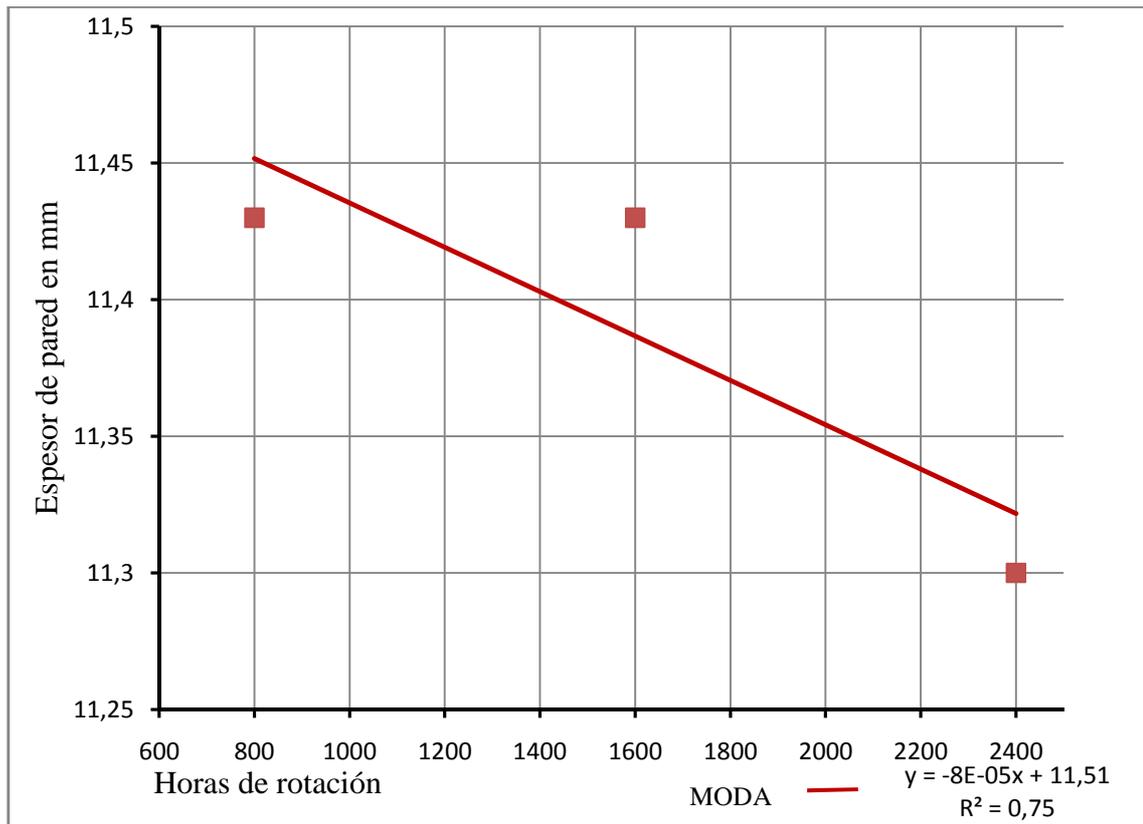
- Coeficiente de determinación:

$$\frac{X}{\bar{X}}$$

- Coeficiente de correlación:

- Ecuación de la curva

Figura 40. Curva de tendencia del desgaste utilizado la moda.



Fuente: Los autores

Se observa que la ecuación encontrada tiene un coeficiente de correlación del 86,6 % el cual es aceptable ya que determina que entre los puntos existentes hay correlación, a su vez el valor de C es de 11,51 mm mismo que es muy próximo al valor de espesor nominal de la pared de la tubería de perforación estas características encontradas nos indican que la ecuación es la adecuada para realizar la proyección del desgaste respecto al tiempo.

5.3.3 Construcción de la gráfica de tendencia. Una vez determinada la ecuación de la línea de tendencia, se procede a graficarla y a realizar su debida proyección para lo cual se sustituye el valor de (x) que en nuestro caso es la variable independiente (tiempo) y se calculan los valores de la variable dependiente (y) que representa el espesor de pared. Para la identificación de los límites en los cuales el espesor de pared de la tubería de perforación cambia de clase a otra se toman las recomendaciones que nos provee la norma DS1.

5.3.3.1 Gráfica de tendencia

Ecuación de la recta de Tendencia del espesor.

$$y = -8E-05x + 11,51 \quad (7)$$

Ecuación de la recta de cambio a clase II

$$y = 10,16 \quad (8)$$

Ecuación de la recta de cambio a clase III

$$y = 8,89 \quad (9)$$

5.3.3.2 Intersección de la recta de tendencia del espesor con la recta de cambio de clase II.

Ecuación (7)

$$y = -8E - 05x + 11,51$$

Ecuación (8)

$$y = 10,16$$

Sistema de ecuaciones entre(7) y (8) por el método de igualación.

$$y = -8E - 05x + 11,51$$

$$y = 10,16$$

$$-8E - 05x + 11,51 = 10,16$$

$$-8E - 05x = 10,16 - 11,51$$

$$x = \frac{10,16 - 11,51}{-8E - 05x}$$

$$x = 16875$$

El punto de intersección entonces es (16875; 10,16)mm ya que el valor de (y) es constante en la ecuación (8).

5.3.3.3 *Intersección de la recta de tendencia de espesor con la recta de cambio de clase III.*

Ecuación (7)

$$y = -8E - 05x + 11,51$$

Ecuación (9)

$$y = 8,89$$

Sistema de ecuaciones entre (7) y (9) por el método de igualación.

$$-8E - 05x + 11,51 = 8,89$$

$$-8E - 05x = 8,89 - 11,51$$

$$x = \frac{8,89 - 11,51}{-8E - 05x}$$

$$x = 32750$$

El punto de intersección entonces es (32750; 8,89) mm ya que el valor de (y) es constante en la ecuación (9).

5.3.3.4 *Proyección de la recta de tendencia del desgaste.*

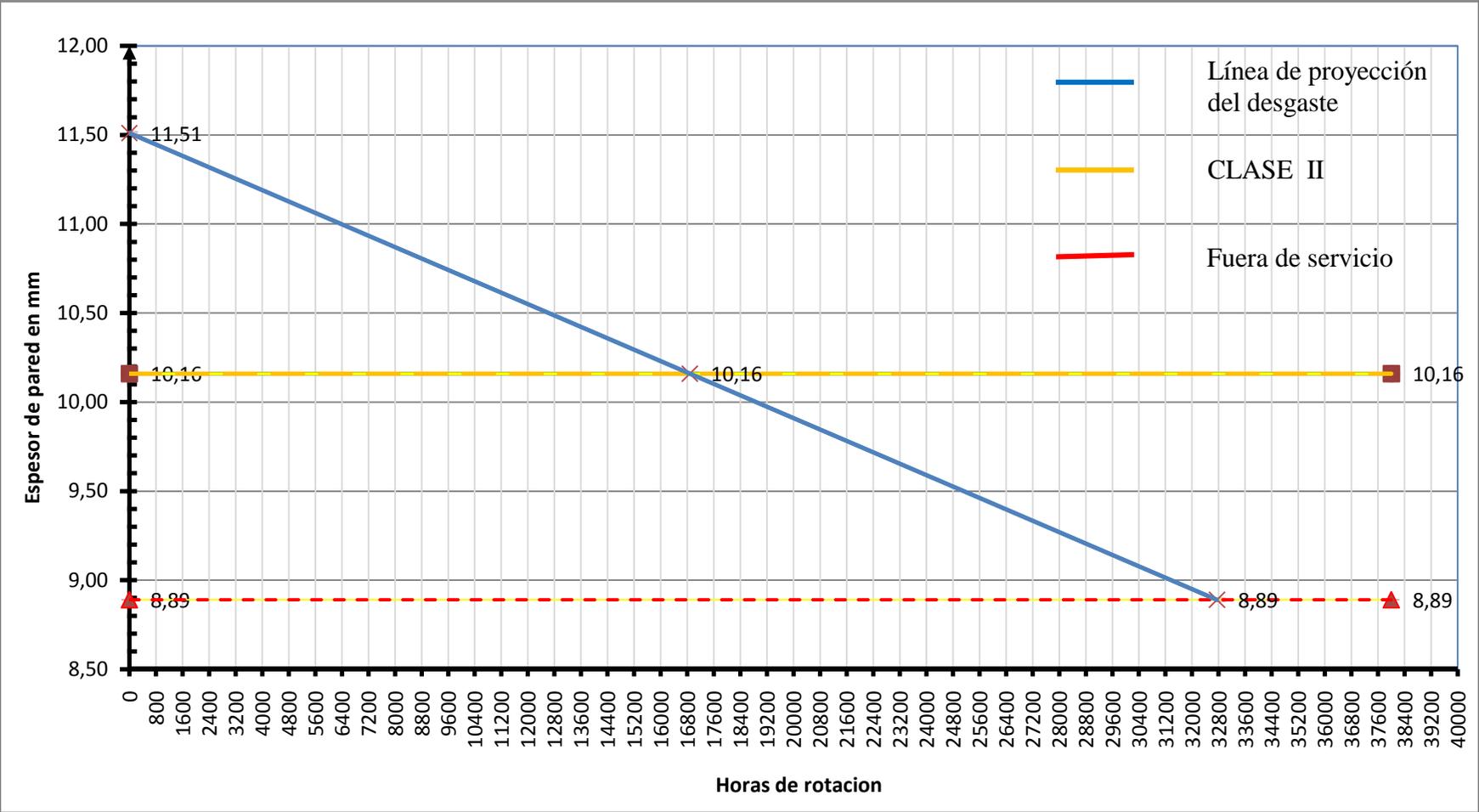
Ecuación:

$$y = -8E - 05x + 11,51$$

X	Y
0	11,51
16875	10,16
32750	8,89

Para la proyección se toman en cuenta los valores que tienen mayor importancia y representan puntos donde se realizan los cambios de clase. (Ver figura 30)

Figura 41. Proyección de la tendencia de reducción de espesores.



Fuente: Los autores

Análisis. Se debe tener en cuenta que para este análisis no se utilizan los valores de 6,04 y 8,23 mm por la razón que estos indican la presencia de lavaduras internas, las cuales son causas de modos de fallos que se encuentran fuera del desgaste normal de la tubería y serán analizados de manera individual posteriormente.

La gráfica representa una proyección del desgaste normal de tubería de perforación, utilizando para esto como directrices los valores de las variables inmersas en este fenómeno como son: en el eje vertical el espesor de pared en mm y en el eje horizontal el tiempo de trabajo en horas, además de esto se hace referencia a los valores mínimos de espesor de pared permisible para determinadas profundidades y presiones de trabajo según la norma DS-1.

Cada una de las líneas divisorias del eje horizontal representa la frecuencia nominal de inspección visual y ultrasónica, que para éste caso es de 800 horas de trabajo, como se menciona en la tabulación de datos. Esta frecuencia será analizada y determinada más adelante.

El eje vertical representa el espesor de pared en milímetros, el rango de valores está dado en función al espesor nominal de pared y el espesor de descarte de la tubería.

La línea que representa el cambio de clase Premium a Clase II está identificada de color amarillo con segmentos largos, representa el 80% del espesor nominal de pared que es igual a 10,16 mm, la tubería que posee valores de espesores inferiores a éste, está contemplada en la clase II. La línea de color rojo con segmentos cortos indica el cambio de Clase II a Clase III y representa el 70 % del espesor de pared nominal que es igual a 8,89 mm, la tubería que se encuentra con valores de espesores de pared inferiores a este valor automáticamente se desechan.

La proyección de la recta de la tendencia del desgaste en la gráfica indica que la tubería cambia de clase Premium a clase II en el punto (16875 h; 10,16mm), lo cual determina que han transcurrido 16875 horas de trabajo y se han realizado 20 actividades de inspección predictiva y preventiva, el espesor de pared se ha reducido 1,34 mm dando con esto la confirmación de la velocidad de desgaste de 0,00008 mm/h descrita en la ecuación que gobierna la recta del desgaste de pared. En el punto (32750 h; 8,89 mm) la

tubería cambia de clase II a clase III o desecho, lo cual determina que han transcurrido 32750 horas de trabajo y se has realizado 20 actividades más de inspección predictiva y preventiva, el espesor se redujo en 1,27mm.

5.3.4 *Análisis de modos de falla fuera del comportamiento normal del desgaste.* En la primera inspección realizada a 800 hora de rotación el tubo número 14 y serie NAA23009, presenta un daño en el cuerpo de la tubería denominado lavadura interna por tener un espesor de pared de 6,040 mm, que significa el desprendimiento del recubrimiento plástico de la pared interna del cuerpo de la tubería debido a varios factores como son los productos corrosivos de los fluidos de perforación como también por las cavitaciones al momento de la circulación del fluido. Al desprenderse este recubrimiento plástico la tubería queda desprotegida contra la corrosión causando el desprendimiento de metal en forma excesiva debido a las altas presiones de circulación de fluidos.

La probabilidad de ocurrencia de esta falla a las 800 horas de trabajo, para una muestra de 15 tubos inspeccionados de una población de 120 tubos se calcula con la siguiente fórmula:

$$P = \frac{H}{S} \quad (18)$$

Dónde:

P = Es la probabilidad de falla

H = Posibilidades

S = Espacio muestral

$$P = \frac{1}{15} = 0,06 * 100$$

$$P = 6\%$$

Esto indica que el 6% de los tubos inspeccionados tienen la probabilidad de presentar lavaduras internas.

En la tercera inspección realizada a 2400 horas de rotación el tubo número 3 y serie NAA26987, presenta un daño en el cuerpo de la tubería también denominado lavadura interna por tener un espesor de pared de 8,23 mm,

La probabilidad de ocurrencia de esta falla a las 2400 horas de trabajo y para una muestra de 15 tubos inspeccionados de una población de 120 tubos se calcula con la siguiente fórmula:

$$P = \frac{H}{S} \quad (19)$$

Dónde:

P = Es la probabilidad de falla

H = Posibilidades

S = Espacio muestral

$$P = \frac{1}{15} = 0,06 * 100$$

$$P = 6\%$$

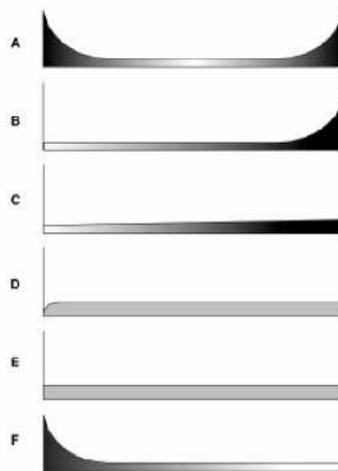
Esto indica que el 14 de los 120 tubos de la sarta de perforación a las 2400 horas de trabajo pueden fallar.

En definitiva en dos de las tres inspecciones realizadas se han encontrado modos de fallos conocidos como lavaduras internas, los mismos son detectados por inspección predictiva y corregidos a tiempo mediante el descarte de tubería y su posterior reemplazo, analizando el tiempo en que ocurren los fallos es fácil apreciar que éstos no siguen un patrón consecutivo y tampoco aumenta su ocurrencia según el avance del tiempo de trabajo, lo que quiere decir que la probabilidad de ocurrencia de fallo para la tubería de perforación dentro de su contexto operacional es aleatoria.

5.3.5 Selección de las frecuencias de inspección. Para la correcta selección de la frecuencia de inspección se procede a determinar los patrones de probabilidad condicional de falla de la tubería. Estos patrones son normalizados en la recomendación

prácticaSAE JA1012 es su literal 11.1, donde se manifiesta que existen seis conjuntos de maneras en las cuales la probabilidad condicional de falla varía a medida que un elemento envejece. Hay que tener en cuenta que para el proceso de selección de los patrones se debe tomar en cuenta el hecho de que la probabilidad condicional de algunos modos de falla se incrementará con el tiempo o exposición al esfuerzo, que la probabilidad condicional de otros no cambiará con el tiempo y que la probabilidad de otros decrecerá con el tiempo. (Ver figura31)

Figura 42. Patrones de envejecimiento



Fuente: RCM II John Moubray

En el análisis de medición de espesores realizado anteriormente se detectó dos modos de falla totalmente diferentes pero que afectan de manera directa a la tubería.

El primero de ellos es el desgaste normal de la pared de la tubería por factores corrosivos y acciones de trabajo normales, el mismo describe un incremento sostenido o constante en la probabilidad de falla con respecto al tiempo de vida útil, que además corresponde al literal C de la figura 31 ajustándose de esta manera a uno de los patrones expuestos.

El otro modo de falla se denomina Lavadura Interna, el cual describe una probabilidad condicional de falla constante para toda la vida útil de la tubería, y se ajusta al patrón de falla Aleatoria E de la figura 31. el mismo que menciona que el modo de falla puede presentarse en cualquier momento que la tubería este trabajando.

Analizando estos dos patrones de probabilidad condicional de falla encontrados en la tubería se determina que el dominante es el patrón E por representar al modo de falla denominado Lavadura Interna del cual se hace una descripción más detallada a continuación.

Lavadura interna. Es la disolución localizada y acelerada del metal, como resultado de la ruptura de la película de recubrimiento plástico al interior de la tubería de perforación, esta ruptura inicial se forma por la acción repentina de la cavitación del fluido de perforación cuyas moléculas implosionan en las paredes de la tubería. Una vez que se produce esta condición la Lavadura sigue el proceso corrosivo mediante reacciones electroquímicas entre el metal y los componentes del fluido de perforación como son nitrato de calcio, benex, salmuera, entre otros.

El modo de falla lavadura interna acompañado de la acción de factores como la fatiga mecánica y la tensión superficial a la cual la tubería está expuesta logran el cometido de romper total o parcialmente la pared de la tubería determinando así la falla funcional del activo.

5.3.5.1 *Calculo del intervalo P-F.* Por lo descrito acerca de la Lavadura interna el intervalo P-F corresponde al tiempo que transcurre desde que el recubrimiento plástico interior se desprende hasta que la tubería se rompe o explota total o parcialmente.

Con la ayuda del historial de fallas de la tubería proporcionado por los técnicos de mantenimiento se determina que el tiempo promedio en que se produce la falla funcional es de 1500 horas de rotación cuando la tubería es nueva.

5.3.5.2 *Frecuencia de inspección.* Debido a que los modos de falla ocurren sobre la base aleatoria, no sabemos cuándo ocurrirá el próximo modo de fallo, así que el ciclo de inspecciones para el correcto mantenimiento predictivo de la tubería debe comenzar tan pronto como el elemento entra en servicio. En otras palabras la medida del tiempo de las inspecciones no tiene nada que ver con la longevidad o vida del componente. (SAE JA1012, 2002)

Tomando como referencia lo antes mencionado la inspección que se debería aplicar a la tubería de perforación es de Inspección Continua, pero por las condiciones adversas en las que se desempeña la tubería de perforación esto no es posible.

Determinado el intervalo P – F; y con la finalidad de evitar las consecuencias de una falla funcional se calcula la frecuencia de inspección que es igual a un medio del intervalo P-F según la recomendación técnica de la norma SAE JA1012.

$$F = \frac{P - F}{2}$$

$$F = \frac{1500h}{2}$$

$$F = 750 \text{ horas}$$

Aproximando la frecuencia calculada al tiempo promedio de perforación de un pozo donde es posible realizar funciones de mantenimiento a la tubería se obtiene que lo recomendable son las 800 de trabajo.

Ésta frecuencia se la utiliza para la presentación del plan de mantenimiento predictivo y es la misma para las inspecciones preventivas ya que se aprovecha el tiempo de disponibilidad de la tubería para su mantenimiento.

CAPÍTULO VI

6. DISEÑO DEL PLAN DE MANTENIMIENTO

El objetivo principal de un plan de mantenimiento predictivo es reducir y optimizar los gastos en mantenimiento. Aplicando una serie de técnicas de medición y análisis, podemos establecer un sistema de monitoreo de la tubería, con la que se lograra obtener una información actualizada del estado de funcionamiento de las tuberías y observar las tendencias temporales de dicho estado para poder evidenciar las averías y anticiparnos a ellas planeando las intervenciones oportunas en cada caso. Es necesario ajustar la periodicidad en la toma de valores en cada caso para que la efectividad del sistema de predicción sea total.

De manera esquemática, podemos resumir que el Mantenimiento Predictivo nos permite:

- Evaluar el estado de funcionamiento de la tubería de perforación.
- Determinar si la tubería funcionará de forma fiable hasta la próxima intervención programada
- Evalúa la condición de la tubería.
- Permitir una programación del trabajo que se requiera en el mantenimiento.
- Evitar paradas imprevistas y reducir al mínimo la paralización de la perforación.
- Mantener la tubería en un estado óptimo de funcionamiento.

6.1 Análisis de criticidad

El análisis de criticidad es una metodología que permite establecer la jerarquía o prioridades de procesos, sistemas y equipos, creando una estructura que facilita la toma de decisiones acertadas y efectivas, direccionando el esfuerzo y los recursos en áreas

donde sea más importante y/o necesario mejorar la confiabilidad operacional, basado en la realidad actual.

El mejoramiento de la confiabilidad operacional de cualquier instalación o de sus sistemas y componente, está asociado con cuatro aspectos fundamentales: confiabilidad humana, confiabilidad del proceso, confiabilidad del diseño y la confiabilidad del mantenimiento.

El análisis de criticidades genera una lista ponderada desde el elemento más crítico hasta el menos crítico del total del universo analizado, diferenciando tres zonas de clasificación: crítico, semicrítico y no crítico.(JUAREZ, 2007 págs. 32-34)

Los criterios para realizar el análisis de criticidad están asociados con:

Causas de paradas no planeadas

- Seguridad y salud (S&S)
- Medio ambiente (MA)
- Calidad y productividad (C&P)
- Producción

Operación del equipo

- Tiempo de operación (TO)
- Intervalo entre actividades (TBF)
- Tiempo y costo de mantenimiento (MT)

Para el análisis de criticidad se utilizan dos métodos muy confiables como son: el método de la matriz de criticidad y el método del flujograma de criticidad, los mismos que ayudan a conocer el grado de criticidad de cada uno los sistemas y componentes de un taladro de perforación.

Además de esto ayudan a tener una referencia técnica de los grados de impacto de los daños hacia el medio ambiente, salud y hacia la parte operativa de los equipos.

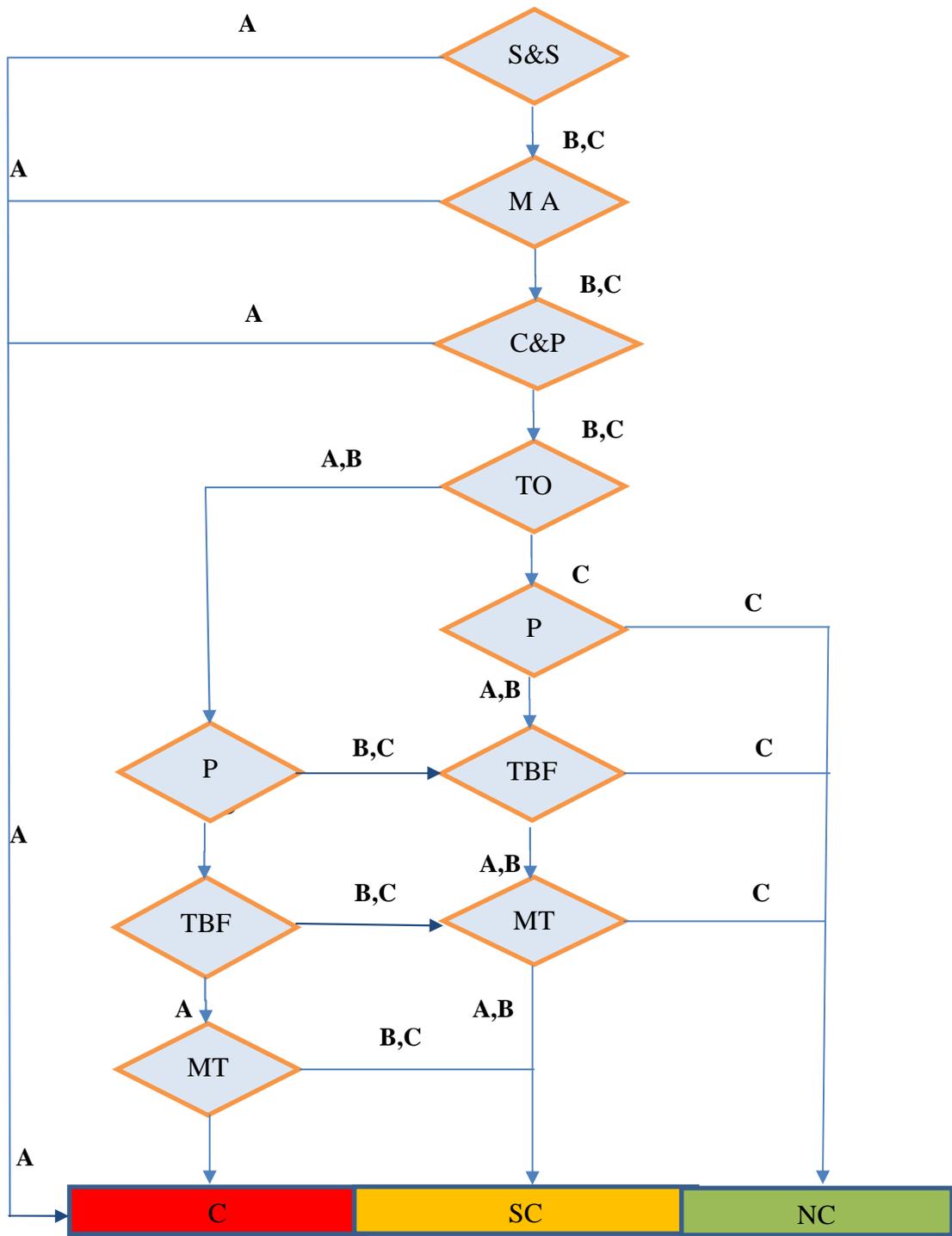
Tabla 17. Matriz de criticidad

MATRIZ DE CRITICIDAD			
Causas de paradas no planeadas			
Área de impacto	A Riesgo Alto	B Riesgo Medio	C Riesgo Bajo
Seguridad y salud (S&S)	Alto riesgo de vida del personal	Riesgo de vida significativa del personal	No existe riesgo ni de salud ni de daños del personal
	Daños graves en la salud del personal	Daños menores en la salud del personal	
Ambiente (MA)	Alto excedente de los límites permitidos de derrames y fugas	Excedente de los límites permitidos y repetitivos de derrames y fugas	Emisiones normales de la planta dentro de los límites permitidos
Calidad y productividad (C&P)	Defecto de producción	Variaciones en las especificaciones de calidad y producción	Sin efectos
	Reducción de velocidad		
	Reducción de producción		
Producción (P)	Parada de todo el proceso	Parada de una parte del proceso	Sin efectos
Operación del equipo			
Área de impacto	A Riesgo Alto	B Riesgo Medio	C Riesgo Bajo
Tiempo de operación (TO)	24 horas diarias	2 turnos u horas normales de trabajo	Ocasionalmente o no es un equipo de producción
Intervalos entre actividades (TBF)	Menos de 6 meses	En promedio una vez al año	Raramente
Tiempo y costo de mantenimiento (MT)	Tiempo y/o costo de reparación altos	Tiempo y/o costos de reparación razonable	Tiempo y/o costos de reparación irrelevantes

Fuente:GIDME, Mantenimiento basado en la confiabilidad II

Figura 43. Flujoograma de criticidad

FLUJOGRAMA DE
CRITICIDAD

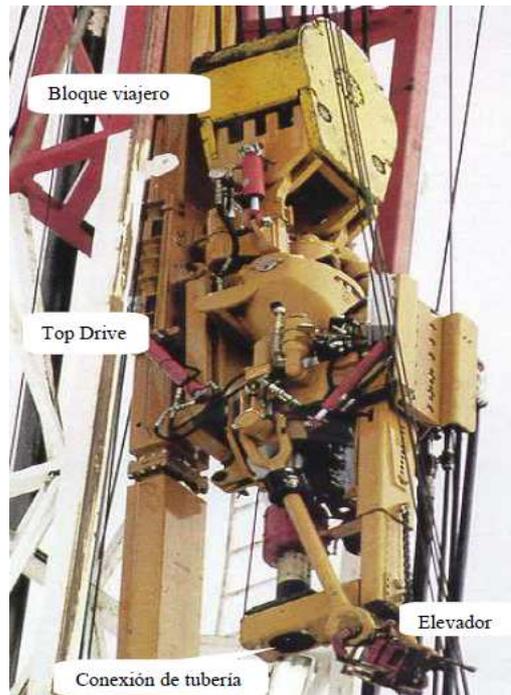


Fuente: GIDME, Mantenimiento basado en la confiabilidad II

6.2 Criticidad del sistema rotatorio de perforación

6.2.1 Cabezal superior (Top drive). Es un motor eléctrico o hidráulico ubicado en la parte superior de la torre de perforación, el mismo que transmite la rotación a la sarta de perforación.

Figura 44. Cabezal superior (Top drive)



Fuente: Manual de perforación, procedimientos y operaciones en el pozo

Seguridad y Salud (S&S) → **Riesgo Bajo (C)** → No produce daños en la salud del personal. (No impide el trabajo habitual o no necesita asistencia médica.)

Medio Ambiente (MA) → **Riesgo Bajo (C)** → Emisiones normales dentro de la locación dentro de los límites permitidos. (Ningún riesgo para el medio ambiente)

Calidad y Productividad (C&P) → **Riesgo Medio (B)** → Se producen variaciones en la fuerza de rotación. (La velocidad de perforación en todo el sistema se reduce)

Tiempos de Operación (TO) → **Riesgo Alto (A)** → Es un elemento indispensable en el proceso de perforación. Su uso es continuo. (El trabajo de éste elemento es 24 horas diarias)

Producción (P) → **Riesgo Alto (A)** → Parada de todo el proceso de perforación ya que sin movimiento giratorio no se puede perforar. (Al dejar de funcionar el componente afecta a la correcta operación del sistema)

Intervalos Entre Actividades (TBF) → **Riesgo Bajo (C)** → Raramente (El cabezal superior por lo general es solo intervenido en la reparación total)

Tiempo y Costo de Mantenimiento (MT) → **Riesgo Medio (B)** → Tiempo y/o costo de reposición razonable. (Debido a que se cuenta con repuestos en lugar de trabajo y técnicos calificados)

De acuerdo al flujograma de criticidad el cabezal superior del sistema de Rotación se encuentra en la categoría de equipo semicrítico (SC)

6.2.2 *Tubería de perforación.*

6.2.2.1 *Cuerpo*

Seguridad y Salud (S&S) → **Riesgo Alto (A)** → Produce daños graves en la salud del personal e incluso la muerte.

Medio Ambiente (MA) → **Riesgo Alto (A)** → Se produce derrames de fluidos de perforación fuera de los límites permitidos. (Por la toxicidad de los fluidos y la cantidad de los mismos, el riesgo para el medio ambiente es alto)

Calidad y Productividad (C&P) → **Riesgo Medio (B)** → Se producen variaciones en la presión de trabajo, pérdida de fuerza de rotación. (La lubricación y velocidad de perforación en la barrena se reduce)

Tiempos de Operación (TO) → **Riesgo Alto (A)** → Es un elemento indispensable en el proceso de perforación. Su uso es continuo. (El trabajo de éste elemento es de 24 horas diarias)

Producción (P) → **Riesgo Alto (A)** → Parada de todo el proceso de perforación. (Al dejar de funcionar el componente afecta a la correcta operación del sistema)

Intervalos Entre Actividades (TBF) → **Riesgo Alto (A)** → Se inspecciona la Tubería de perforación antes de entrar a perforar cada uno de los pozos la frecuencia es de 800 horas de rotación. (Cada este tiempo se ha efectuado correcciones necesarias a la tubería de perforación)

Tiempo y Costo de Mantenimiento (MT) → **Riesgo Medio (B)** → Tiempo y/o costo de reposición razonable. (Debido a que se realizan actividades de pesquisa el costo de mantenimiento es medio)

De acuerdo al flujograma de criticidad el cuerpo de la tubería de Perforación del sistema de Rotación se encuentra en la categoría de equipo crítico (C)

6.2.2.2 Uniones.

Seguridad y Salud (S&S) → **Riesgo Alto (A)** → Daños graves en la salud del personal e incluso la muerte.

Medio Ambiente (MA) → **Riesgo Alto (A)** → Se produce derrames de fluidos de perforación fuera de los límites permitidos. (Por la toxicidad de los fluidos y la cantidad de los mismos, el riesgo para el medio ambiente es alto)

Calidad y Productividad (C&P) → **Riesgo Alto (A)** → Se producen variaciones considerables en la presión de trabajo y pérdida total de la fuerza de rotación. (La transmisión de movimiento es nula por lo que deja de perforar)

Tiempos de Operación (TO) → **Riesgo Alto (A)** → Es un elemento indispensable en el proceso de perforación de uso es continuo. (El trabajo de éste elemento es de 24 horas diarias)

Producción (P) → **Riesgo Alto (A)** → Parada de todo el proceso de perforación. (Al dejar de funcionar el componente afecta a la correcta operación del sistema)

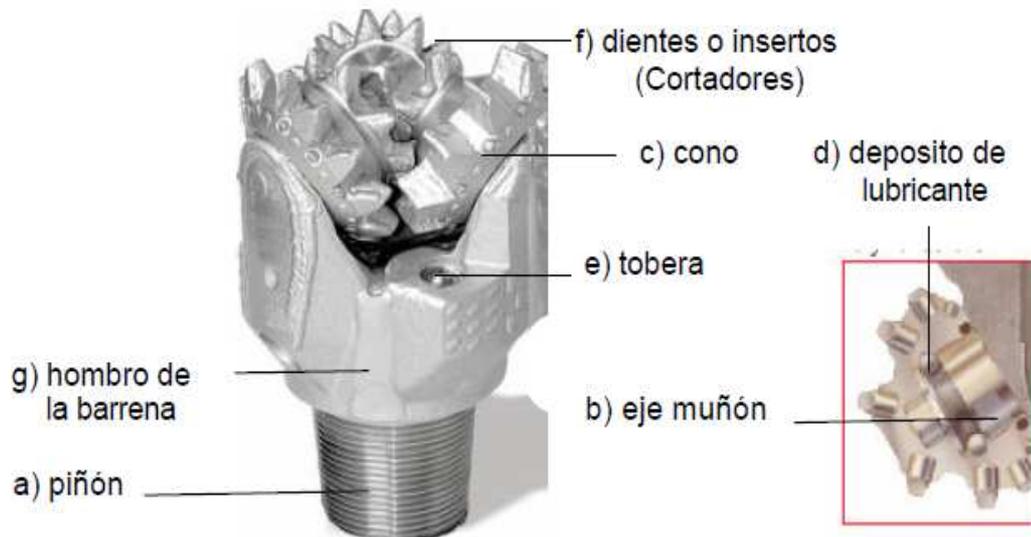
Intervalos Entre Actividades (TBF) → **Riesgo Alto (A)** → Se inspecciona la Tubería de perforación antes de entrar a perforar cada uno de los pozos la frecuencia nominal es de 800 horas de rotación. (Cada este tiempo se ha efectuado correcciones necesarias a la tubería d perforación)

Tiempo y Costo de Mantenimiento (MT) → **Riesgo Medio (B)** → Tiempo y/o costo de reposición razonable. (Debido a que se realizan actividades de pesquisa el costo de mantenimiento es medio)

De acuerdo al flujograma de criticidad las uniones de la tubería de Perforación del sistema de Rotación se encuentran en la categoría de equipo crítico (C)

6.2.3 Barrena. Es una herramienta de corte localizada en el extremo inferior de la sarta de perforación, su función es perforar la roca mediante el vencimiento de su esfuerzo de compresión y de la rotación de la barrena.

Figura 45. Barrena ticónica



Fuente: Manual para ayudante de perforador

Seguridad y Salud (S&S) → **Riesgo Bajo (C)** → No produce daños en la salud del personal. (No impide el trabajo habitual o no necesita asistencia médica.)

Medio Ambiente (MA) → **Riesgo Bajo (C)** → Emisiones normales en la locación dentro de los límites permitidos. (La barrena por estar a grandes profundidades no produce daños al medio ambiente)

Calidad y Productividad (C&P) → **Riesgo Alto (A)** → Se producen variaciones considerables en la velocidad de perforación. (Existe transmisión de movimiento pero no hay perforación)

Tiempos de Operación (TO) → **Riesgo Alto (A)** → Es un elemento de indispensable en el proceso perforación de uso es continuo. (El trabajo de éste elemento es continuo)

Producción (P) → **Riesgo Alto (A)** → Parada de todo el proceso de perforación. (Al dejar de funcionar el componente afecta a la correcta operación del sistema)

Intervalos Entre Actividades (TBF) → **Riesgo Bajo (C)** Raramente (Debido a que es un componente de una estructura sólida de alta resistencia mecánica)

Tiempo y Costo de Mantenimiento (MT) → **Riesgo Alto (A)** → Tiempo y/o costo de reposición altos. (Debido a que se realizan actividades de cambio de barrena y extracción de tubería)

De acuerdo al flujograma de criticidad la Barrena del Sistema de Rotación se encuentra en la categoría de equipo crítico (C).

Tabla 18. Análisis de criticidad.

Componente	Parte	S&S	MA	C&P	TO	P	TBF	MT	Criticidad
Cabezal superior	Total	C	C	B	A	A	C	B	SC
Tubería de Perforación	Cuerpo	A	A	B	A	A	A	B	C
Tubería de Perforación	Uniones	A	A	A	A	A	A	B	C
Barrena	Total	C	C	A	A	A	C	A	C

Fuente: Los autores

El análisis de criticidad determina que la tubería de perforación es un activo crítico dentro del proceso de perforación. Por este motivo se justifica el análisis más detallado del mantenimiento planificado de este activo, y para esto se aplicara el Análisis del Modo y Efectos de Falla.

En el caso del cabezal superior, por ser un equipo semicrítico y por contar con un plan de mantenimiento de reparación total a una frecuencia de 35000 horas de trabajo. No se realizara ningún otro tipo de análisis.

La barrena a pesar de ser un componente crítico no se realizara ningún tipo de análisis posterior ya que no es de propiedad de la empresa.

6.3 Análisis funcional.

El análisis funcional permite saber si la tubería de perforación está realizando su trabajo de forma satisfactoria para ello es necesario definir sus funciones primarias, funciones secundarias y sus fallas funcionales.

A continuación se presenta una tabla en la cual en la primera columna se describe el tipo de función, si es primaria o secundaria a sabiendas que la función primaria es la razón por la cual la empresa adquiere la tubería, mientras que la función secundaria están importante como la primaria ya que la pérdida de la misma afecta al desempeño normal de trabajo de la tubería.

En la segunda columna se describen las funciones primarias que pueden ser más de una así como también las funciones secundarias de las tuberías de perforación por último en la tercera columna se describen las fallas funcionales que provocan la pérdida de la función tanto primaria como secundaria.

Para un mejor manejo de la tabla se utilizan números y letras como códigos de para representar cada una de las funciones descritas en la tabla, los números y las letras son ubicados en orden secuencial como se recomienda en los ejemplos del libro de John Moubray.

Tabla 19. Análisis funcional de la tubería de perforación.

	Tipo de función		Fallas funcionales	
Funciones primarias	1	Transportar el fluido de perforación a una presión interna de 8000 hasta 10000 psi.	A	No transportar nada de fluido de perforación y ausencia de presión
			B	Transportar el fluido de perforación a una presión interna menor a 8000 psi.
			C	Transportar el fluido a una presión interna mayor a 10000 psi.
	2	Transmitir las fuerzas de empuje y rotación hacia la barrena.	A	No transmitir las fuerzas de empuje y rotación hacia la barrena.
B			Transmitir parcialmente la fuerza de empuje y rotación hacia la barrena.	
Funciones secundarias	3	Proporcionar un sello hermético entre las uniones de tubería.	A	No proporcionar un sello hermético entre las uniones de tubería.
	4	Contener aire y fluidos de perforación.	A	No contener aire y fluidos de perforación.

Fuente: Autores

6.4 Análisis de Modo y Efecto de Falla de la tubería de perforación (AMEF)

El AMEF es un proceso o método que permite identificar las fallas potenciales en la tubería de perforación antes de que lleguen a convertirse en fallas funcionales, con el propósito de eliminar o minimizar las consecuencias que pueden afectar a la seguridad y salud de los trabajadores. (Aranguren, y otros, 2014)

Después de haber definido las fallas funcionales se procede a describir en la primera columna de la tabla los modos de fallas que son las formas posibles en que el perforador se puede dar cuenta de que la tubería no está cumpliendo con su función, estos modos de fallos también tienen un código compuesto por dos números y una letra, donde el primer número es tomado de la descripción de la función, la letra es tomada de la falla funcional y el segundo número es del modo de falla, este último número está ubicado de acuerdo al grado de importancia del modo de falla. Esta codificación es tomada como referencia del libro RCM II de John Moubray.

En la segunda columna se ubican los efectos de los modos de fallas, que son los que se presentan después que la tubería ha sufrido algún modo de fallo y es evidente para el perforador ya que está controlando las presiones y velocidades de avances del pozo,

entonces es la persona que más rápido se percataradel problema para poder tomar la correcciones necesarias.

En la tercera columna se detalla la consecuencia de la falla, la misma que se define después de la aparición de los efectos del modo de fallo, ya que al producirse un modo de fallo en la tubería puede afectar a la seguridad del personal y al ambiente, a las operaciones de perforación y por último solo causaría un gasto de reparación de la falla sin afectar al proceso de perforación.

Tabla 20. Análisis de modo efecto falla de la tubería de perforación.

Modo de falla		Efectos del modo de falla	Consecuencias de la falla
1.A.2	Rotura total del cuerpo de la tubería	Pérdida total de presión.	Consecuencia sobre la seguridad humana y el ambiente
		Aumento excesivo de volumen en el tanque de fluidos.	
		Pérdida total de rotación de la barrena.	
		Aumento excesivo de la velocidad de rotación en el top drive.	
1.A.1	Rotura de las uniones en las tuberías.	Pérdida total de presión.	
		Aumento excesivo de volumen en el tanque de fluidos.	
		Pérdida total de rotación de la barrena.	
		Aumento excesivo de la velocidad de rotación en el top drive	
1.B.1	Fisuras en el cuerpo de las tuberías.	Descenso de la presión.	Operacionales
1.B.2	Falta de apriete en las uniones de la tubería.	Descenso de la presión.	
		Aumento de volumen en el tanque de fluidos.	
1.B.3	Falta de hermeticidad entre los sellos de las uniones.	Descenso de la presión.	
		Aumento de volumen en el tanque de fluidos.	

Tabla 20. (Continuación)

1.C.1	Estrangulamiento de la tubería.	Aumento de presión.	Consecuencia sobre la seguridad humana y el ambiente
		Disminución de volumen en el tanque de fluidos.	
2.A.2	Rotura total del cuerpo de la tubería	Pérdida total de la fuerza de rotación transmitida a la barrena.	Consecuencia sobre la seguridad humana y el ambiente
		Alta vibración y sonidos	

		anormales.	
2.A.1	Rotura total de las uniones en las tuberías.	Pérdida total de presión.	
		Aumento excesivo de volumen en el tanque de fluidos.	
2.B.1	Pandeo del cuerpo de la tubería	Pérdida parcial de la fuerza de rotación transmitida a la barrena,	Operacional
2.B.3	Grietas en el cuerpo de la tubería.		
2.B.2	Estrangulamiento del cuerpo de la tubería.	Sobre esfuerzo mecánico en el top drive	
3.A.2	Grietas en la espiga y/o caja.	Derrame del fluido de perforación a través de las uniones.	Operacional
3.A.1	Pérdida parcial de sello mecánico hermético		
4.A.1	Obstrucción del orificio por la excesiva acumulación de sólidos en las paredes internas de la tubería.	Falta de circulación adecuada de los fluidos de perforación.	Operacional.

Fuente: Los autores

6.5 Plan de mantenimiento predictivo, tareas y frecuencias

Es una técnica que permite prevenir fallas futuras en la tubería de perforación, de tal forma que dicha tubería puede ser reemplazada o reparada en base a un plan de mantenimiento antes de que la falla se produzca y así minimizar los tiempos de paro. El tipo de mantenimiento utilizado en la tubería se basa en la técnica de ultrasonido por medio de la medición del espesor de pared, y monitoreo cada 800 horas de trabajo.

6.5.1 Determinación de tareas

Para determinar el tipo de tareas son adecuadas aplicar a la tubería de perforación es necesario que las mismas sean justificadas para lo cual existen varios criterios que se describen en las literaturas, en este estudio se propone y justifica dos tipos de tareas. Tareas predictivas y tareas preventivas.

Las tareas predictivas resultan convenientes para el análisis ya que la tubería de perforación presenta modos de fallas denominados lavaduras internas que cuentan con un intervalo P-F identificable y relativamente conveniente para intervenir, detectar y corregir las mismas, además que en el AMEF se determinó que las consecuencias de estos modos de fallo afectan directamente a la seguridad y medio ambiente, y mediante el análisis de espesores realizado a las paredes de la tubería se demostró que es posible detectarlos cuando son aún una falla potencial y no han llegado a provocar una falla funcional con lo cual se justifica el uso de la técnica de Medición de espesores por ultrasonido como una tarea predictiva. Además se puede complementar la inspección con otra técnica predictiva como es el electromagnetismo que nos ayuda a encontrar discontinuidades en la tubería.

Las tareas preventivas por otro lado se las aplica en partes de la tubería que son afectadas por modos de falla distintos cuyas consecuencias de igual manera afectan a la seguridad, ambiente y operaciones, pero no se presentan de manera aleatoria, son fácilmente identificables y sus acciones correctivas tales como la restauración de rosca, reposición de bandas de metal duro, y corrección de sellos se las realiza con la tubería detenida y en el taller de reparación.

En la tabla se describen el tipo de tarea para cada uno de los modos de fallo seguidos de la tarea específica que se aplica para encontrarlos y la frecuencia a la que se debe realizar.

Tabla 21. Selección de tareas

Modos de falla	Tipo de tarea	Tarea	Frecuencia en horas
Rotura total del cuerpo de la tubería	Inspección predictiva	Medición de espesores por ultrasonido.	800
Rotura de las uniones en la tubería.	Inspección preventiva	Ensayo de partículas magnéticas con luz negra.	800
Fisuras en el cuerpo de las tuberías.	Inspección predictiva	Inspección electromagnética.	800
Falta de apriete en las uniones de la tubería.	Inspección preventiva	Inspección visual de las uniones.	800
Falta de hermeticidad entre	Inspección	Inspección visual de	800

los sellos de las uniones.	preventiva	las uniones.	
Estrangulamiento del cuerpo de la tubería.	Inspección predictiva	Medición de espesores por ultrasonido.	800
Pandeo del cuerpo de la tubería	Inspección preventiva	Inspección visual del cuerpo de tubería.	800
Grietas en el cuerpo de la tubería.	Inspección predictiva.	Inspección electromagnética.	800
Grietas en la espiga y/o caja.	Inspección preventiva.	Ensayo de partículas magnéticas con luz negra.	800
Pérdida parcial de sello mecánico hermético	Inspección preventiva	Inspección visual de la cara espejo de las uniones	800
Obstrucción del orificio por la excesiva acumulación de sólidos en las paredes internas de la tubería.	Inspección preventiva	Inspección visual del interior de la tubería.	800

Fuente: Los autores

6.5.2 *Evaluación de tareas de la tubería de perforación.* Para saber si una tarea predictiva o preventiva es factible técnicamente debe ser posible definir claramente una condición de falla potencial. Esta técnica implica el empleo de equipos de ultrasonido, partículas magnéticas con luz negra y por electromagnetismo para poder monitorear a la tubería.

Una tarea predictiva es sostenible si se permite advertir de la presencia de un fallo con tiempo suficiente para tomar acciones correctivas que eviten las consecuencias para la seguridad o el ambiente.

Si una tarea predictiva no puede ser establecida adecuadamente, se debe tomar la opción de restauración o sustitución programada, para lo cual la tubería debe estar fuera de trabajo lo que perjudica al proceso de perforación.

6.5.2.1 *Medición de espesores por ultrasonido.* Es una tarea predictiva, que consiste en el monitoreo de la condición física de la tubería, a través de la medición de espesores por ultrasonido con el equipo MG 45.

Las condiciones de fallas potenciales que se determinan con esta tarea son: Lavadura interna y desgaste normal del espesor de pared. El intervalo entre la falla Potencial y la

Falla funcional es de 1500 horas de trabajo con lo que se obtiene una frecuencia de inspección de 800 horas, en la cual resulta práctico el monitoreo de la condición de espesor y la toma de acciones necesarias que eviten las consecuencias para la seguridad y ambiente. Por estas razones la tarea es técnicamente factible y sostenible.

6.5.2.2 *Inspección por partículas magnéticas con luz negra.* Es una tarea preventiva, que consiste en el monitoreo de la condición física de la tubería, hay que recalcar que para una mejor apreciación de las discontinuidades este tipo de ensayo se debe realizar en las noches. La condición de falla potencial que se determina con esta tarea es el agrietamiento y fisuras en las uniones de la tubería.

Resulta práctico el monitoreo del estado de agrietamiento o fisura y a su vez la toma de acciones necesarias que eviten las consecuencias para la seguridad y ambiente. Por estas razones la tarea es técnicamente factible y sostenible.

6.5.2.3 *Inspección electromagnética.* Es una tarea predictiva que consiste en el monitoreo de la condición física de la tubería, como lo es la localización de discontinuidades transversales por medio de electromagnetismo con el equipo truspec, este equipo consta de un cabezal electromagnético y una bobina.

Las condiciones de fallas potenciales que se determinan con esta tarea son: el agrietamiento y fisura en el cuerpo de la tubería.

El intervalo entre la falla Potencial y la Falla funcional es el mismo valor que se utilizó en la inspecciones anteriores, como las consecuencias en este caso son operacionales, económicamente es factible que se realice la tarea ya que el costo de la inspección es mucho más barato que el costo de tareas de pesquisa generadas por el fallo. Por estas razones la tarea es técnicamente factible y sostenible.

6.5.2.4 *Inspección Visual de la tubería.* Es un tarea preventiva y se la realiza con la misma frecuencia de las inspecciones predictivas ya que se aprovecha que para realizar las mismas la tubería esta desmontada y disponible en los caballetes.

Las condiciones que se evalúan en la inspección visual son el pariente, la hermeticidad y el estado del sello mecánico en las uniones, mientras que en el cuerpo, el pandeo y la acumulación de sólidos en el interior de la tubería; dependiendo del estado en que se encuentren las uniones o el cuerpo son enviadas a reparación en el taller mecánico. Por estas razones la tarea es técnicamente factible y sostenible.

6.5.3 *Presentación del plan de mantenimiento predictivo.* La presentación del plan de mantenimiento predictivo para la tubería de perforación resume todo lo expuesto anteriormente, por lo cual se simplifica y no se expone los modos de fallos encontrados, más bien se pone a consideración: la parte del activo, el tipo de tarea a realizarse en la misma, la técnica que se utiliza en la tarea, la frecuencia a la que se debe realizar la inspección, el tiempo de duración de la técnica aplicada, mismo que se lo ha tomado mediante experiencia propia de los autores, la fecha de realización de la inspección utilizando la frecuencia de inspección calculada, además se analiza el tiempo de duración de trabajo del taladro de perforación y por último el responsable, que puede ser una sola persona con los conocimientos adecuados de cada técnica u varias personas con conocimientos independientes en cada técnica, y que cumplan con los lineamientos y normativas vigentes para las inspecciones.

A continuación se detalla de una manera organizada el plan implementado en la tubería de perforación.

Tabla 22. Plan de mantenimiento predictivo para la tubería de perforación.

	Componente	Tarea	Tipo de tarea	Tiempo de tarea	Frecuencia en horas	Fecha	Responsable
Tubería de perforación	Cuerpo	Inspección predictiva	Medición de espesores por ultrasonido.	15 min.	800	Antes de cada perforación	Inspector de ultrasonido.
		Inspección predictiva	Inspección electromagnética.	15 min.	800	Antes de cada perforación	Inspector de electromagnetismo.
		Inspección preventiva	Inspección visual del cuerpo de tubería.	10 min.	800	Antes de cada perforación	Técnico de inspección.
	Uniones	Inspección preventiva	Inspección visual de las uniones.	10 min.	800	Antes de cada perforación	Técnico de inspección.
		Inspección preventiva.	Ensayo de partículas magnéticas con luz negra.	15 min.	800	Antes de cada perforación	Inspector de partículas magnéticas.

Fuente: Los autores.

6.6 Indicadores claves de desempeño KPI para el servicio de mantenimiento predictivo en la empresa Nabors Drilling Services Ltd.

Para el control y gestión del servicio de monitoreo de condiciones en la tubería de perforación es esencial contar con indicadores claves de desempeño (KPI). Los KPI expresan una medida de rendimiento del servicio que permite conocer a través de parámetros económicos, de calidad y confiabilidad la situación del mismo. Un servicio eficiente tiene los KPI sobre las metas; caso contrario, existen problemas en el servicio que se deben corregir.

A continuación se detalla se detalla cada KPI con sus objetivos, alcances, formas de medición, metas y responsabilidades:

6.6.1 KPI_01: Exactitud del diagnóstico

Objetivo: Verificar que los informes de inspección se realicen adecuadamente mediante peritaje realizado a los mismos y validar el trabajo del contratista de mantenimiento.

Alcance: Todos los informes de diagnóstico de las tuberías.

Forma de medición: El cálculo tiene en cuenta el porcentaje de informes reprobados del total de los mismos sometidos a peritaje.

Fórmula:

$$KPI_{01} = \frac{ID_{exactos}}{ID_{totales}} * 100$$

Donde

ID_{exactos}: Informes de diagnósticos reprobados.

ID_{totales}: Informes de diagnósticos totales verificados con informes de peritajes de mantenimiento.

Unidad: Porcentaje (%)

Frecuencia: Trimestral o cada tres inspecciones.

Tendencia: Ascendente.

Meta: Se propone un 100% de exactitud del diagnóstico.

Responsable: Especialista en técnicas predictivas, encargado del peritaje y validación de los informes de la tubería, además del cálculo del indicador.

6.6.2 *KPI_02: Ahorro aparente del mantenimiento predictivo.*

Objetivo: Calcular la rentabilidad de la aplicación del plan de mantenimiento propuesto respecto a los gastos en que incurre la empresa por no detectar la falla a tiempo y no evitar sus consecuencias.

Alcance: Valores económicos que representa la puesta en marcha del plan de mantenimiento y gastos por no detectar la falla.

Forma de medición: Concierno a todos los valores económicos expresados en porcentaje que la empresa ahorra por poner en marcha del plan de mantenimiento o contratación del servicio, en lugar de no detectar la falla a tiempo y evitar sus consecuencias.

Fórmula:

$$KPI_{02} = (\text{Pérdidas por no detectar la falla} * \text{Probabilidad de ocurrencia}) \\ - \text{costos directos de mantenimiento totales}$$

Unidad: Monetarias

Frecuencia de cálculo: Anual

Tendencia: Ascendente

Responsable: Superintendente de Mantenimiento encargado del diseño y control del KPI.

6.6.3 *KPI_03: Tasa de accidentabilidad por mantenimiento.*

Objetivo: Evaluar la ocurrencia de accidentes al personal durante los trabajos de mantenimiento de la tubería.

Alcance: Corresponde al número de accidentes ocurridos durante las operaciones de mantenimiento.

Forma de medición: la manera de determinar la tasa de accidentabilidad por operaciones de mantenimiento corresponde a dividir el número de accidentes ocurridos, para al número de horas empleadas en las tareas de mantenimiento de la tubería de perforación.

Fórmula:

$$KPI_{03} = \frac{\text{número de accidentes}}{\text{días de trabajo de mantenimiento}}$$

Unidad: Accidentes / día

Frecuencia de cálculo: Semestral

Tendencia: Descendente

Meta: 0 accidentes por día.

Responsable: Supervisor de seguridad de la empresa, encargado de la seguridad del personal y de la evaluación del KPI.

CAPÍTULO VII

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 Conclusiones

En las 3 inspecciones de medición de espesores a la pared realizadas con el equipo de ultrasonido MG 45 a la tubería de perforación a una frecuencia de 800 se obtiene como resultados concluyentes que, además del desgaste de espesores normal que presenta la tubería, existe la presencia de un modo de falla denominado Lavadura Interna mismo que representa el desprendimiento abrupto de material y ocurre en cualquier momento del tiempo de trabajo.

Como resultado del diagnóstico de modos fallas prematuras realizado a la tubería en sus tres inspecciones obtenemos, dos lavaduras internas que son fallas potenciales por lo cual directamente se desecha y repone la tubería, a su vez se encontró mediante inspección visual varias fallas prematuras como, fisura y ralladura en la caja, en la espiga ralladura en su rosca y picadura en el cuerpo, por lo que son enviadas a reparación en taller y posteriormente puestas a disponibilidad de trabajo, merece decirse que en 29 de 45 tubos inspeccionados no se encontró ningún problema.

Del análisis de tendencia del desgaste normal de la tubería de perforación se concluye que la ecuación que pronostica la disminución del espesor es, $y = -8E - 05x + 11,517$. Además la probabilidad de encontrar una lavadura interna es del 1 en cada 15 tubos inspeccionados y que la estadística descriptiva no es la conveniente para realizar análisis de fallos con ocurrencia aleatoria.

Mediante el historial técnico cálculo se determina que frecuencia correcta de inspección es de 800 horas de trabajo o a su vez antes de iniciar la perforación de un nuevo pozo, cumpliendo de esta manera con las exigencias de calidad propuestas por la empresa operadora de campo.

De acuerdo al análisis de criticidad se determina que la tubería de perforación es crítica porque los daños que podría presentar afectan a los factores de seguridad, salud, ambiente y operacionales.

El plan de mantenimiento diseñado cuenta con tareas predictivas y preventivas técnicamente factibles y sostenibles, las cuales se las realizaran en un mismo periodo de tiempo por la poca disponibilidad de la tubería para realizar trabajos en ella.

7.2 Recomendaciones

Realizar las inspecciones tanto predictivas como preventivas y su debida evaluación a intervalos máximos de 800 horas de trabajo o en su defecto antes de empezar la perforación de un nuevo pozo ya que el comportamiento del modo falla denominado lavadura interna, se presenta de manera aleatoria lo cual significa que se puede dar en cualquier instante del tiempo de vida útil.

Verificar por medio de auditorías de inspección, el trabajo de las empresas prestadoras de servicio, que realizan el mantenimiento a la tubería de perforación, por el nivel de criticidad que la misma representa en el proceso.

No utilizar estudios estadísticos para analizar la vida útil de equipos que presente fallas probabilidad de ocurrencia aleatoria.

Verificar periódicamente el estado de las herramientas utilizadas en el acople de la tubería o a su vez realizar un plan de mantenimiento preventivo para evitar en lo posible su deterioro.

Utilizar los indicadores de desempeño del mantenimiento descritos anteriormente en el presente trabajo.

Realizar programas de vinculación entre la Escuela de Ingeniería de Mantenimiento y las empresas públicas o privadas relacionadas al campo petrolero para que los estudiantes puedan tener más accesibilidad para realizar sus pasantías o temas de tesis.

BIBLIOGRAFÍA

ACOSTA , Willian. 2007. OPTIMIZACIÓN DE PROCEDIMIENTOS DE INSPECCIÓN PARA TUBERÍA DE PERFORACIÓN (DRILL PIPE), TUBERÍA DE PRODUCCIÓN (TUBING) Y TUBERÍA DE REVESTIMIENTO (CASING) DE POZOS PETROLEROS UTILIZANDO ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS. [En línea] 24 de noviembre de 2007. [Citado el: 15 de Diciembre de 2013.] <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/751/1/CD-1160.pdf>.

ALMENDARIZ, Marco. 2012.*E.N.D.* Riobamba : s.n., 2012. págs. 68,69-72.

API 5A3. 2003.*API 5A3.* 2003.

API RP 7G. 1998.*API RP 7G.* 1998.

API SPEC 5D. 1999.*API SPEC 5D.* 1999.

Aranguren, UNZUETA, y otros. 2014. APLICACIÓN DE UN SISTEMA DE GESTIÓN DEL MANTENIMIENTO BASADO EN UN RCM ADAPTADO. [En línea] 10 de Febrero de 2014. [Citado el: 29 de Julio de 2014.] <http://web.a.ebscohost.com/ehost/pdfviewer/pdfviewer?vid=58&sid=312901c9-68d9-495c-8c90-780d11ef9805%40sessionmgr4005&hid=4207>.

ASTM E 794. 1995.*Ultrasonido. 03.03* EEUU, 10 de Diciembre de 1995.

CAUTITLÁN, Izcalli. 2010. prueba de ultrasonido. [En línea] 10 de 08 de 2010. [Citado el: 22 de 03 de 2014.] http://olimpia.cautitlan2.unam.mx/pagina_ingenieria/mecanica/mat/mat_mec/m6/PRUEBA%20DE%20ULTRASONIDO.pdf.

Determinación del tamaño muestral. 2010. Determinación del tamaño muestral. [En línea] 1 de diciembre de 2010. [Citado el: 2 de febrero de 2014.] <https://www.fisterra.com/mbe/investiga/9muestras/9muestras2.asp>.

DÍAZ de ESPADA, Carlos y PARRÓN, Miguel. 2013. TÉCNICAS DE ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS APLICADAS A LA INSPECCIÓN DE ANTORCHAS. [En línea] Septiembre de 2013. [Citado el: 29 de Julio de 2014.] <http://web.a.ebscohost.com/ehost/pdfviewer/pdfviewer?sid=312901c9-68d9-495c-8c90-780d11ef9805%40sessionmgr4005&vid=42&hid=4207>.

DS-1. 2012.*DS-1.* 2012. cuarta.

E.N.D. 2011. ENSAYOS NO DESTRUCTIVO. [En línea] 24 de Noviembre de 2011. [Citado el: 15 de Diciembre de 2013.]
http://www.thermoequipos.com.ve/pdf/articulo_06.pdf.

EL PETRÓLEO. 2011. PERFORACIÓN. [En línea] 04 de 08 de 2011. [Citado el: 05 de Enero de 2014.] <http://www.elpetroleo.50webs.com/elpetroleo.htm>.

JUAREZ, Henry. 2007. *Analisi de criticidad*. Riobamba : s.n., 2007. págs. 32-34.

MANUAL PARA AYUDANTE DE PERFORADOR. 2012. Manual para ayudante de perforador. *Manual para ayudante de perforador*. 2012, págs. 268-284.

Mendiburu, F de. 2011. Analisis de regresión y correlación. [En línea] 8 de noviembre de 2011. <https://www.google.com.ec/#q= analisis+de+regrecion+y+correlacion+>.

MOUBRAY, John. 1997. *RCM II*. 1997.

OLYMPUS. 2012. *Medidor de espesores por ultrasonido*. EEUU, Septiembre de 2012.

RUIZ RUBIO, Alfonso. 1982. *APLICACION DE LOS METODOS DE E.N.D*. Madrid : URMO, S.A., 1982. pág. 112.

SAE JA1012. 2002. *Guía para el mantenimiento centrado en la confiabilidad*. 2002. pág. 36.

SAE, JA1011. 1999. 1999.

SANCHEZ, Francisco. 2007. [En línea] 2007. [Citado el: 15 de Junio de 2013.]
<https://www.google.com.ec/#q=S%C3%81NCHEZ%2C+F.++Mantenimiento+mec%C3%A1nico+de+m%C3%A1quinas>.

SISTEMA ACUÍFERO GUARANÍ. 2010. [En línea] 17 de Abril de 2010. [Citado el: 20 de Diciembre de 2013.] <http://es.scribd.com/doc/30079726/Pozos-tubulares>.

TENARIS. 2006. *Aplicación de grasas API o selladora*. México, 06 de Mayo de 2006.

VILLACRÉS, Andrés. 2007. PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN DE TUBERÍAS DE PERFORACIÓN (DRILL PIPE) CAUSADOS POR DIFERENTES PROBLEMAS DENTRO DE UN POZO EN LAS INSTALACIONES DE INSEPECA CIA LTDA. [En línea] 11 de Abril de 2007. [Citado el: 21 de Noviembre de 2013.]
http://repositorio.ute.edu.ec/bitstream/123456789/5818/1/33446_1.pdf.

