

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**DISEÑO DE PROGRAMAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y
CORRECTIVO DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE DEL
CAMPO LAGO AGRIO**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
PETRÓLEOS**

ALEXIS SANTIAGO GREFA TASINTUÑA

Alex_grift@hotmail.com

DIRECTOR: ING. JOSÉ CEPEDA

pepecepe@hotmail.com

Quito, Junio 2012

DECLARACIÓN

Yo, Alexis Santiago Grefa Tasintuña, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

ALEXIS SANTIAGO GREFA TASINTUÑA

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Alexis Santiago Grefa Tasintuña, bajo mi supervisión.

Ing. José Cepeda
DIRECTOR DEL PROYECTO

DEDICATORIA

A toda mi Familia
Que siempre me han apoyado.

Alexis Santiago

AGRADECIMIENTOS

A la Escuela Politécnica Nacional que me acogió y guió mi formación.

A la Carrera de Ingeniería en Petróleos y a sus profesores que compartieron sus conocimientos durante estos años de estudio.

A mi familia, que siempre me apoyaron en todo momento.

Al Ing. José Cepeda por su apoyo incondicional

Alexis Grefa

CONTENIDO

ÍNDICE DE FIGURAS	XI
ÍNDICE DE TABLAS	XII
INDICE DE FOTOGRAFÍAS.....	XV
INDICE DE ANEXOS	XVI
RESUMEN	I
PRESENTACIÓN	II
1 DESCRIPCIÓN DEL ESTADO DE LOS EQUIPO E INSTALACIONES DE SUPERFICIE DE LAS ESTACIONES DE PRODUCCIÓN.....	1
1.1 BREVE RESEÑA HISTORICA.....	1
1.2 UBICACIÓN	2
1.3 ESTADO DE LOS FACILIDADES DE PRODUCCION DEL CAMPO LAGO AGRIO ESTACIÓN CENTRAL	3
1.3.1 AREA DE MANIFOLDS DE DISTRIBUCION	3
1.3.2 ÁREA DE SEPARADORES.....	7
1.3.3 UNIDADES DE ALMACENAMIENTO.....	10
1.3.4 UNIDADES DE BOMBEO	14
1.4 ESTADO DE LOS FACILIDADES DE PRODUCCION DEL CAMPO LAGO AGRIO ESTACIÓN NORTE	16
1.4.1 AREA DE MANIFOLDS DE DISTRIBUCION	16
1.4.2 ÁREA DE SEPARADORES.....	18
1.4.3 UNIDADES DE ALMACENAMIENTO.....	19
2 DESCRIPCIÓN DE LAS OPERACIONES EN LAS ESTACIONES DE PRODUCCIÓN.....	22
2.1 ORGANIZACIÓN DEL EQUIPO DE TRABAJO DE MANTENIMIENTO DE LAS ESTACIONES DE PRODUCCIÓN.....	22

2.1.1	ÁREA DE MANTENIMIENTO Y PRODUCCIÓN	22
2.1.2	ÁREA DE MANTENIMIENTO Y SECCIÓN ENERGÉTICA.....	22
2.1.3	ÁREA DE MANTENIMIENTO Y EQUIPO PESADO.....	22
2.1.4	ÁREA DE ADMINISTRACION OPERATIVA MAIN TRACKER.....	22
2.2	FUNCIONES DEL PERSONAL SEGÚN SUS JERARQUIAS.....	28
2.2.1	PRIMER ORDEN.....	29
2.2.2	SEGUNDO ORDEN.....	29
2.2.3	TERCER ORDEN.....	29
2.3	RESUMEN	30
2.3.1	PERSONAL PARA CADA UNA DE LAS ESTACIONES	30
3	ASPECTOS TEÓRICOS DE UN PROGRAMA DE MANTENIMIENTO	32
3.1	INTRODUCCIÓN	32
3.2	MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO DE LAS ESTACIONES DE PRODUCCION	32
3.3	OBJETIVOS Y FUNCIONES GENERALES.....	34
3.4	MANTENIMIENTO PREVENTIVO	35
3.5	FASES DE DESARROLLO DE UN PROGRAMA DE TRABAJO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO.....	37
3.5.1	ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD DEL PROGRAMA DE TRABAJO PRESENTE.....	37
3.5.2	INVESTIGACION SISTEMÁTICA Y PROGRAMA DE TRABAJO.	37
3.5.3	DISEÑO DEL PROGRAMA	37
3.6	ASPECTOS BASICOS DE BOMBAS, SEPARADORES, TANQUES Y VALVULAS EN UNA ESTACION DE PRODUCCIÓN.....	38
3.6.1	BOMBAS CENTRIFUGAS.....	38
3.6.2	Parte bomba	41
3.6.3	TANQUE DE ALMACENAMIENTO	42

3.6.4	SEPARADOR DE AGUA-PETROLEO (OWS).....	48
3.6.5	VÁLVULAS	52
4	DISEÑO DEL PROGRAMA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO	57
4.1	ANÁLISIS DE LOS MODOS Y EFECTOS DE FALLOS (AMEF)	57
4.2	DEFINICION DE FUNCIONES	58
4.3	DETERMINACION E IDENTIFICACION DE CAUSAS Y MODOS DE FALLOS.....	60
4.4	PROCESO DE JERARQUIZACIÓN DE LOS MODOS DE FALLOS.....	61
4.4.1	EVALUACIÓN CUALITATIVA DEL RIESGO (Frecuencia de fallos x Consecuencias)	61
4.5	APLICACIÓN DE LA MATRIZ DE CRITICIDAD EN LAS FALLAS OPERACIONALES DETECTADO.....	64
4.5.1	FALLO FUNCIONAL 1: FUGA DE FLUIDOS	64
4.5.2	FALLO FUNCIONAL 2: DESGASTE DE LAS ESTRUCTURAS POR CORROSION EXTERNA E INTERNA	66
4.5.3	FALLO FUNCIONAL 3: DESGASTE DE LA PELICULA PROTECTORA	67
4.5.4	FALLO FUNCIONAL 4: DESTE DE LAS ESTRUCTURAS DE DRENAJE	68
4.6	REMEDIACIÓN DE LOS PROBLEMAS.....	70
4.6.1	REMEDIACION DE FALLO FUNCIONAL 1 (FUGA DE FLUIDOS)..	70
4.6.2	REMEDIACIÓN DE FALLO FUNCIONAL 2	70
	(PROTECCIÓN CATODICA EN UNIDADES DE ESTACION DE PRODUCCIÓN)	70
4.6.3	REMEDIACION DE FALLO FUNCIONAL 3	94
4.6.4	REMEDIACION DE FALLO FUNCIONAL 4	98
4.7	ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD DEL PROGRAMA EN LAS DOS	

ESTACIONES DE PRODUCCION DEL TRABAJO PRESENTE.....	100
4.7.1 Observaciones de las áreas problemáticas de las estaciones de producción.....	100
4.7.2 INVESTIGACION SISTEMÁTICA Y PROGRAMA DE TRABAJO ..	103
4.7.3 RESPONSABILIDADES DE LAS ACTIVIDADES Y OPERACIONES EN CADA UNAS DE LAS AREAS DE LA ESTACION.....	109
4.8 DISEÑO DEL PROGRAMA.....	111
4.8.1 OPERACIONES DE MANTENIMIENTO DE LAS AREAS QUE FORMAN PARTE DE LAS ESTACIONES DE PRODUCCION.....	111
4.8.2 MANTENIMIENTO DEL AREA DE BOMBAS Y MOTORES ELECTRICOS	112
4.8.3 MANTENIMIENTO DE SEPARADORES	125
4.8.4 MANTENIMIENTO DE LAS UNIDADES DE ALMACENAMIENTO	128
4.9 MANTENIMIENTO DE VALVULAS.....	137
4.9.1 VENTAJAS DE LA REPARACIÓN EN EL TALLER	140
4.9.2 PROBLEMAS MÁS COMUNES EN VALVULAS	141
4.9.3 MANTENIMIENTO DE VÁLVULA DE COMPUERTA.....	144
4.9.4 MANTENIMIENTO DE VÁLVULAS DE GLOBO.....	146
4.9.5 MANTENIMIENTO DE VÁLVULAS DE RETENCIÓN.	148
4.9.6 MANTENIMIENTO DE VALVULAS DE MARIPOSA	149
4.9.7 MANTENIMIENTO DE VÁLVULAS DE SEGURIDAD.	150
4.9.8 RESUMEN.....	152
4.10 MANTENIMIENTO DE LÍNEAS Y ACCESORIOS	152
4.10.1 INHIBIDORES BASR ACEITE/ SOLVENTE	153
4.10.2 INHIBIDORES DE CORROSIÓN DE BASE AGUA	153
4.10.3 EVALUACION DE VELOCIDAD DE CORROSIÓN.....	153
4.10.4 PROPIEDADES DE INHIBIDORES DE CORROSIÓN	154

4.10.5	LIMPIEZA INTERIOR DE DUCTOS	154
4.10.6	FRECUENCIA DE MANTENIMIENTO	155
4.11	LEASE AUTOMATHIC CUSTODY TRANSFER (UNIDADES LACT)	155
4.11.1	REQUERIMIENTOS BASICOS PARA TODO SISTEMA LACT .	156
4.11.2	ELEMENTOS DE LAS UNIDADES LACT	158
4.11.3	MANTENIMIENTOS PERMITIDOS DE LA UNIDAD LACT.....	158
4.12	FRECUENCIA DE MANTENIMIENTO.....	159
4.13	CANTIDAD DE TRABAJADORES ASIGNADOS PARA CADA TAREA DE MANTENIMIENTO.....	159
4.13.1	ÁREA DE MANIFOLD	159
4.13.2	ÁREA DE SEPARADORES	160
4.13.3	ÁREA DE UNIDADES DE ALMACENAMIENTO.....	160
4.13.4	ÁREA DE UNIDADES DE BOMBEO.....	161
4.13.5	ÁREA DE ACCESORIOS Y VÁLVULAS	161
4.14	SISTEMA DE REGISTRO Y CONTROL Y OBSERVACIONES DE LAS ACTIVIDADES REALIZADAS.....	162
4.15	TIEMPO DE APLICACIÓN DEL PROGRAMA.....	165
4.16	SUGERENCIAS ADICIONALES.....	166
5	COSTOS DE LOS SERVICIOS DE MANTENIMIENTO.....	167
5.1	DETALLE DE COSTOS	167
5.2	PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN POR PARO DE UNIDADES	177
5.3	FACTIBILIDAD DEL PROYECTO.....	179
5.3.1	VAN (VALOR ACTUAL NETO).....	179
5.3.2	TIR (TASA INTERNA DE RETORNO).....	180
6	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	182
6.1	CONCLUSIONES.....	182
6.2	RECOMENDACIONES	182

7	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	184
8	ANEXOS.....	186

ÍNDICE DE FIGURAS

FIG 1.1 UBICACIÓN DEL CAMPO LAGO AGRIO	2
FIG 2.1 ORGANIGRAMA DE ÁREA DE MANTENIMIENTO Y PRODUCCIÓN	23
FIG 2.2 ORGANIGRAMA DE ÁREA DE MANTENIMIENTO Y SECCIÓN ENERGÉTICA.....	24
FIG 2.3 ORGANIGRAMA DE ÁREA DE MANTENIMIENTO DE EQUIPOS PESADOS	24
FIG 2.4 ORGANIGRAMA DE ADMINISTRACION OPERATIVA DE MAIN TRACKER.....	26
FIG 3.1 CORTE DE UN MOTOR ELECTRICO	39
FIG 3.2 SECCIÓN TRANSVERSAL DE UNA BOMBA CENTRIFUGA HORIZONTAL MODERNA	42
FIG 3.3 TANQUE DE TECHO FIJO	44
FIG 3.4 ACCESORIOS DEL TECHO.....	45
FIG 3.5 MANHOLE.....	46
FIG 3.6 ESQUEMA DE UN SEPARADOR TRIFÁSICO	49
FIG 3.7 CORTE DE UNA VALVULA DE COMPUERTA.....	53
FIG 3.8 CORTE DE UNA VALVULA DE GLOBO	54
FIG 3.9 CORTE DE UNA VALVULA DE RETENCIÓN	54
FIG 3.10 CORTE DE UNA VALVULA DE MARIPOSA	55
FIG 3.11 CORTE DE UNA VALVULA DE SEGURIDAD	56
FIG 4.1 FLUJOGRAMA DE IMPLANTACION DE AMEF	58
FIG 4.2 FUNCIONES DE LAS ÁREAS DE CADA UNA DE LAS ESTACIONES	59
FIG 4.3 MATRIZ DE CRITICIDAD DE LOS MODOS DE FALLO	63
FIG 4.4 ESQUEMA BASICO DE EQUIPO DE TRABAJO EN UNA ESTACIÓN.	64
FIG 4.5 MATRIZ DE CRITICIDAD DE LOS MODOS DE FALLO NUMERO 1	65
FIG 4.6 MATRIZ DE CRITICIDAD DE LOS MODOS DE FALLO NUMERO 2	67
FIG 4.7 MATRIZ DE CRITICIDAD DE LOS MODOS DE FALLO NUMERO 3	68
FIG 4.8 MATRIZ DE CRITICIDAD DE LOS MODOS DE FALLO NUMERO 4	69
FIG 4.9 CORROSIÓN Y MECANISMOS DE LA CORROSIÓN.....	72
FIG 4.10 PROTECCIÓN CATÓDICA DE ÁNODOS DE SACRIFICIO.....	78
FIG 4.11 PROTECCIÓN CATÓDICA CON CORRIENTE IMPRESA.....	78

FIG 4.12 CONFIGURACION DE UNA PRUEBA DE REQUERIMEINTO DE CORRIENTE	80
FIG 4.13 INSTALACION DE ELECTRODO DE REFERENCIA PERMANENTE	88
FIG 4.14 INSTALACION TÍPICA DE UN ÁNODO GALVÁNICO	91
FIG 4.15 INSTALACIÓN TÍPICA DE CAMAS DE ÁNODOS	91
FIG 4.18 UBICACIÓN DE LAS CAMAS DE SACRIFICIO EN LA ESTACION LAGO AGRIO NORTE	92
FIG 4.19 UBICACIÓN DE LAS CAMAS DE SACRIFICIO EN LA ESTACION LAGO AGRIO NORTE	92
FIG 4.20 ESQUEMA DE MEDICIÓN DE POTENCIAL	94
FIG 4.21 LUBRICACION DE RODAMIENTOS	118

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2-1 PERFIL FUNCIONAL DEL PERSONAL DEL CAMPO.....	26
TABLA 4-1 Fallo Funcional 1.....	60
TABLA 4-2 Fallo Funcional 2.....	60
TABLA 4-3 Fallo Funcional 3.....	60
TABLA 4-4 Fallo Funcional 4.....	61
TABLA 4-5 SERIE ELECTROQUIMICA DE LOS METALES	72
TABLA 4-6 FÓRMULAS DE RESISTENCIA DE MAYOR USO EN LA PROTECCION CATODICA EN ESTRUCTURAS	74
TABLA 4-7 PROPIEDADES FÍSICAS DE ALGUNOS ÁNODOS COMERCIALES DE SACRIFICIO.....	82
TABLA 4-8 Tanque de Surgencia de Vol.: 15120 bbl.....	85
TABLA 4-9 Tanque de Lavado de Vol.: 14649 bbl	85
TABLA 4-10 Separador de Prueba Vol.: 10000 bbl.....	86
TABLA 4-11 Separador de Producción Vol.: 15000 bbl	86
TABLA 4-12 Tanque de Surgencia Vol.: 12090 bbl.....	86
TABLA 4-13 Tanque de Lavado Vol.: 24680 bbl	87
TABLA 4-14 Separador de Producción Vol.: 10000 bbl	87
TABLA 4-15 Separador de Prueba Vol.: 1000 bbl.....	87

TABLA 4-16 COMPONENTES DE LA ESCALERA # 1	98
TABLA 4-17 COMPONENTE DE LA ESCALERA # 2.....	98
TABLA 4-18 COMPONENTE DE LA ESCALERA # 3.....	99
TABLA 4-19 DETALLE DE ACTIVIDADES	101
TABLA 4-20 DETALLE DE ACTIVIDADES	102
TABLA 4-21 INVENTARIO DE BOMBAS.....	103
TABLA 4-22 INVENTARIO DE UNIDADES DE ALMACENAMIENTO	104
TABLA 4-23 INVENTARIO DE VALVULAS Y ACCESORIOS	105
TABLA 4-24 INVENTARIO DE BOMBAS.....	106
TABLA 4-25 INVENTARIO DE UNIDADES DE ALMACENAMIENTO	107
TABLA 4-26 INVENTARIO DE VÁLVULAS Y ACCESORIOS	108
TABLA 4-27 INTERVALOS DE LUBRICACION DE ALGUNOS TIPOS DE RODAMIENTOS.....	115
TABLA 4-28 TABLA DE ALGUNOS LUBRICANTES USADOS EN RODAMIENTO	116
TABLA 4-29 TABLA DE PLAN DE MANTENIMIENTO	119
TABLA 4-30 TABLA DE PLAN DE MANTENIMIENTO	122
Tabla 4-31 INTERVALOS DE MANTENIMIENTO PARA BOMBAS DE PISTÓN	123
TABLA 4-32 TABLA DE PLAN DE MANTENIMIENTO	127
Tabla 4-33 ESPESOR MÍNIMO PERMITIDO DEL FONDO DEL TANQUE (MRT)	131
TABLA 4-34 TAREAS APLICADAS EN EL MANTENIMIENTO DE TANQUES .	137
TABLA 4-35 TAREAS DE MANTENIMIENTO VÁLVULAS DE COMPUERTA ..	145
TABLA 4-36 TAREAS DE MANTENIMIENTO VÁLVULAS DE GLOBO	147
TABLA 4-37 TAREAS DE MANTENIMIENTO VÁLVULAS DE RETENCIÓN	148
TABLA 4-38 TAREAS DE MANTENIMIENTO VÁLVULAS DE MARIPOSA	149
TABLA 4-39 TAREAS DE MANTENIMIENTO VÁLVULAS DE SEGURIDAD	151
TABLA 4-40 CANTIDAD DE PERSONAL ASIGNADOS SEGÚN CAPACIDAD DE SEPARADOR.....	160
TABLA 4-41 CANTIDAD DE PERSONAL ASIGNADO PARA MANTENIMIENTO DE BOMBAS Y MOTORES.....	161
TABLA 4-42 INSTRUCTIVO PARA LLENADO DE ORDEN DE TRABAJO	

MANUAL.....	164
TABLA 5-1 DETALLE DE COSTOS DE LA PROTECCIÓN CATÓDICA	167
TABLA 5-2 DETALLE DE COSTOS DE ESCALERAS PARA MANIFOLD LAGO AGRIO NORTE	167
TABLA 5-3 TIPO DE RECUBRIMIENTO ANTICORROSIVO UTILIZADO.....	168
TABLA 5-4 DETALLE DE COSTOS DE APLICACIÓN DE RECUBRIMIENTO ANTICORROSIVO	168
TABLA 5-5 DETALLE DE COSTOS DE REPUESTOS DE BOMBAS CENTRÍFUGAS.....	169
TABLA 5-6 DETALLE DE COSTOS DE REPUESTOS DE BOMBAS DE PISTÓN	170
TABLA 5-7 DETALLE DE COSTOS DE REPUESTOS PARA MOTORES DE BOMBAS CENTRÍFUGAS	171
TABLA 5-8 DETALLES DE COSTO DE REPUESTOS DE MOTORES DE BOMBAS DE PISTÓN.....	172
TABLA 5-9 DETALLE DE COSTO DE REPUESTOS DE VÁLVULAS DE COMPUERTA	173
TABLA 5-10 DETALLE DE COSTO DE REPUESTOS DE VÁLVULAS DE MARIPOSA	173
TABLA 5-11 DETALLE DE COSTO DE REPUESTOS DE VÁLVULAS DE RETENCIÓN	174
TABLA 5-12 DETALLE DE COSTO DE REPUESTOS DE VÁLVULAS DE GLOBO	175
TABLA 5-13 DETALLE DE COSTO DE REPUESTOS DE VÁLVULAS DE SEGURIDAD	176
TABLA 5-14 DETALLE DE COSTO DE REPUESTOS DE REGISTROS DE PRESIÓN	177
TABLA 5-15 DETALLE DE COSTOS DE CONTRATACION DE PERSONAL AUXILIAR.....	177
TABLA 5-16 MOTIVOS DE PARAS EN BOMBAS	178
TABLA 5-17 MOTIVOS DE PARAS EN SEPARADORES	178
TABLA 5-18 MOTIVOS DE PARAS EN UNIDADES DE ALMACENAMIENTO .	178
TABLA 5-19 RESULTADOS DE LA RENTABILIDAD DEL PROYECTO	181

INDICE DE FOTOGRAFÍAS

FOTO 1.1 MANIFOLD DE DISTRIBUCIÓN (VISTA FRONTAL).....	4
FOTO 1.2 MANIFOLD DE DISTRIBUCIÓN (VISTA POSTERIOR).....	4
FOTO 1.3 LINEAS DE FLUJO (MANIFOLD)	5
FOTO 1.4 LINEAS DE FLUJO (MANIFOLD)	6
FOTO 1.5 TOMAMUESTRAS MANIFOLD	6
FOTO 1.6 SEPARADOR DE PRUEBA.....	7
FOTO 1.7 SEPARADOR DE PRUEBA Y PRODUCCIÓN	7
FOTO 1.8 VALVULA DE ALIVIO	8
FOTO 1.9 VALVULA DE DESCARGA DE CRUDO (SEPARADOR DE PRUEBA) ...	9
FOTO 1.10 GRIETAS EN MURALLA DE CONTENCIÓN DE DERRAMES	10
FOTO 1.11 NUEVO TANQUE DE LAVADO.....	11
FOTO 1.12 GOTEIO DE VALVULA DE INGRESO EN TANQUE DE LAVADO.....	12
FOTO 1.13 DESGASTE DE PELICULA PROTECTORA DE TUBERIA DE PRODUCCIÓN	12
FOTO 1.14 BOTA DE GAS	13
FOTO 1.15 BASE DE BOTA DE GAS	13
FOTO 1.16 ESCOMBROS EN TANQUE DE SURGENCIA.....	14
FOTO 1.17 BASE DE TANQUE DE SURGENCIA	14
FOTO 1.18 BOMBAS DE TRANSFERENCIA.....	15
FOTO 1.19 BOMBAS DE INYECCIÓN DE QUIMICOS	15
FOTO 1.20 SISTEMA DE CONTROL DE BOMBAS DE TRANSFERENCIA	16
FOTO 1.21 MANIFOLD LAGO AGRIO NORTE.....	17
FOTO 1.22 LINEAS DE FUJO DE MANIFOLD	17
FOTO 1.23 SEPARADOR DE PRODUCCIÓN	18
FOTO 1.24 CONSOLA DE CONTROL SEPARADOR DE PRODUCCIÓN	18
FOTO 1.25 TANQUE DE LAVADO	19
FOTO 1.26 TECHO DEL TANQUE DE LAVADO.....	20
FOTO 1.27 BOTA DE GAS	20
FOTO 1.28 BOMBAS DE TRANSFERENCIA.....	21

INDICE DE ANEXOS

ANEXO 1 REPORTE DE MANTENIMIENTO DE BOMBAS DE QUÍMICO.....	187
ANEXO 2 REPORTE DE MANTENIMEINTO BOMBAS CENTRÍFUGAS.....	188
ANEXO 3 REPORTE DE MANTENIMIENTO DE VÁLVULAS DE SEGURIDAD	189
ANEXO 4 REPORTE DE MANTENIMIENTO DE MANÓMETROS.....	190
ANEXO 5 REPORTE DE MANTENIMIENTO DE SEPARADORES	191
ANEXO 6 REPORTE DE MANTENIMIENTO DE TANQUES	192
ANEXO 7 CRONOGRAMA DE MANTENIMIENTO DE BOMBAS LAGO AGRIO NORTE.....	193
ANEXO 8 CRONOGRAMA DE MANTENIMIENTO DE BOMBAS LAGO AGRIO CENTRAL.....	195
ANEXO 9 CRONOGRAMA DE MANTENIMIENTO DE MOTORES DE BOMBAS LAGO AGRIO CENTRAL	196
ANEXO 10 11 CRONOGRAMA DE MANTENIMIENTO DE MOTORES DE BOMBAS LAGO AGRIO NORTE	197
ANEXO 12 CRONOGRAMA DE MANTENIMIENTO DE VALVULAS Y ACCESORIOS LAGO AGRIO NORTE	199
ANEXO 13 CRONOGRAMA DE MANTENIMIENTO DE VALVULAS Y ACCESORIOS LAGO AGRIO NORTE	201
ANEXO 14 NORMA SSPC-SP10 LIMPIEZA DE SUPERFICIES METÁLICAS..	204
ANEXO 15 NORMA API 571 DAMAGE MECHANISM AFFECTING FIXED EQUIPMENT IN THE REFINING INDUSTRY (CORROSION SECTION).....	209
ANEXO 16 NORMA API 540 INSTALACIONES ELECTRICAS EN PLANTAS DE PROCESAMIENTO DE PETRÓLEO (SECCIÓN TRANSFORMADORES)	211
ANEXO 17 NORMA API 653 INSPECCIÓN, REPARACIÓN, ALTERACIÓN Y RECONSTRUCCIÓN DE TANQUES (ESPESOR DE FONDO PERMITIDO)....	216
ANEXO 18 NORMA API 653 INSPECCIÓN, REPARACIÓN, ALTRERACION Y RECONSTRUCCIÓN DE TANQUES (INSPECCIÓN DE TANQUES)	217

RESUMEN

El presente proyecto está dirigido a la protección física de los bienes o activos de los que está compuesto las facilidades de producción de la estación Lago Agrio Norte y Lago Agrio Central

El análisis de cada uno de los fallos operacionales que cada una de las estaciones presenta, ayudará a determinar la manera más óptima de solucionar dichos fallos, establecer un nivel de importancia a cada uno problemas que se puedan suscitar, así de esta manera otorgar a cada uno de estos problemas la urgencia y los recursos necesarios.

Adicionalmente se incorpora en este trabajo, frecuencias de mantenimiento de todos los elementos anteriormente dichos, así de esta manera se velara por un desempeño normal de todos los equipos, evitando los paros de producción por daño o incumplimiento en las frecuencias de cuidado de los equipos.

Finalmente, se realiza la evaluación económica que permite justificar la ejecución del proyecto.

PRESENTACIÓN

Petroproducción ha visto la necesidad de incrementar la producción de petróleo, sin embargo ha denotado que parte de este incremento se encuentra relacionado con el desempeño óptimo de los activos de la estación, por lo que propone establecer procedimientos para los cuidados de estos equipos.

Este proyecto de Titulación consta de seis capítulos. En el primer capítulo se detalla el estado actual de los bienes que serán sujeto de mantenimiento o reposición.

En el segundo capítulo se describe las operaciones realizadas dentro del campo en estudio, el esquema organizacional del campo, la jerarquía del personal, y la cantidad de recurso humano disponible para las labores de mantenimiento

En el tercer capítulo se jerarquizará los problemas de la estación más relevantes en relación al impacto en la producción, el impacto a la integridad humana por medio de una matriz de criticidad.

En el cuarto capítulo se establecerá frecuencias y procedimientos de mantenimiento para los activos de las dos estaciones de producción y los procedimientos que permitirán operar a cada una de las estaciones en estudio, de manera eficiente.

En el quinto capítulo se detallará los costos necesarios para poder mantener la integridad física de los activos de la estación así como su normal desempeño.

Y, en el sexto capítulo se presentan las conclusiones y recomendaciones derivadas del estudio.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN DEL ESTADO DE LOS EQUIPO E INSTALACIONES DE SUPERFICIE DE LAS ESTACIONES DE PRODUCCIÓN.

1.1 BREVE RESEÑA HISTORICA

Texaco que operaba como parte del consorcio Texaco – Gulf, perforó el pozo lago Agrio 1, entre febrero entre febrero y abril de 1987 con una profundidad de 10.175' pies de profundidad.

Como objetivo primario en el programa de perforación se define a la formación Hollín y como secundario las areniscas y calizas Napo y los conglomerados Tiyuyacu. Este primer descubrimiento confirmó el potencial petrolífero de la cuenca Oriente y marcó el inicio de una agresiva etapa de exploración, que culminó en los años siguientes con el descubrimiento de los más grandes campos de la cuenca.

En la Cuenca Oriente, Lago Agrio es el primer campo que se incorpora a la producción en mayo de 1972, con una producción promedio diaria para ese mes de 10450 BPPD. Al inicio de su vida productiva muestra una producción errática con fuertes altibajos. En noviembre de 1973, el campo alcanza su máximo pico de producción histórica con 53618 BPPD en promedio, la producción sigue inestable hasta marzo de 1975 en que cae a 4893 BPPD, incrementándose al mes siguiente hasta 30210 BPPD. Recién a partir del año 1980, empieza a mostrar una declinación paulatina sin altibajos.

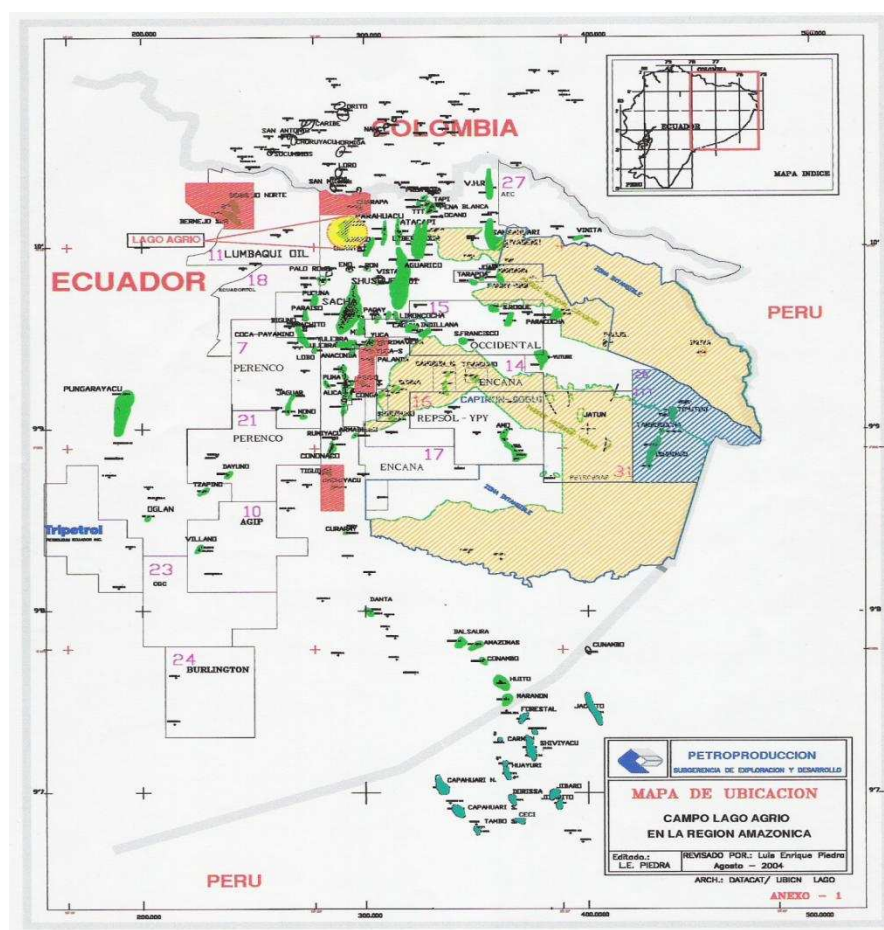
En la Amazonía Ecuatoriana, el Campo Lago Agrio es el más antiguo, el mismo que se encuentra en una amplia zona de actividad hidrocarburífera, donde la colonización se inicio hace tres décadas; siendo el bosque nativo prácticamente reemplazado por zonas urbanas, cultivos agrícolas, pastizales y facilidades de producción hidrocarburífera, contando con una extensa red vial para comunicación terrestre.

El mecanismo de producción del Campo Lago Agrio se lo puede definir como de gas en solución para las arenas de la formación Napo U y T y empuje de agua de fondo para Hollín.

1.2 UBICACIÓN

El área de producción Lago Agrio se localiza al Norte - Oeste de la cuenca Amazónica Ecuatoriana, en la provincia de Sucumbíos, cantón Nueva Loja. Tiene una extensión de 11 Km. de largo por 3.8 Km. de ancho con un área de 41.8 Km² con 150 pies de cierre vertical, y está ubicado entre las latitudes 0° 00' - 0° 10' N y longitudes 76° 50' - 76° 57'.

FIG 1.1 UBICACIÓN DEL CAMPO LAGO AGRIO



Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: Archivo Petroproducción

Geológicamente se encuentra alineado en el Play petrolero de los campos Tigüino, Cononaco, Auca, Sacha, Palo Azul-Rojo y Charapa que entrapan hidrocarburos en las secuencias detríticas de las formaciones Hollín, Napo.

Sus reservas remanentes son 32.421.003 barriles de petróleo, con una producción diaria promedio de 4441 BPPD aproximadamente, provenientes de 22 pozos. Sus niveles productivos son: Formación Hollín Superior, Formación Napo (T y U) y Basal Tena.

Las operaciones del Área Lago Agrio se desarrollan en dos estaciones de producción:

- Estación de Producción: Lago Agrio Central.
- Estación de Producción: Lago Agrio Norte.

1.3 ESTADO DE LOS FACILIDADES DE PRODUCCION DEL CAMPO LAGO AGRIO ESTACIÓN CENTRAL

1.3.1 AREA DE MANIFOLDS DE DISTRIBUCION

Las baterías del Manifold correspondientes a la estación Lago Agrio Central no presenta problemas mayores que pueden afectar tanto a la integridad de personal como a la perdida de producción, es decir, que en lo que concierne a conexiones entre accesorios (válvulas y medidores de presión) no se hallo la presencia de fugas de fluidos de producción que se pueden claramente detectarse entre las conexiones entre la tubería propia del Manifold como de los accesorios o dentro de estos últimos. Además de eso también se pudo observar que las tuberías que se encuentra sin ningún tipo de deformación física (colapsos o aplastamientos) que puede ocasionar un punto de fuga de fluidos por fatiga del material.

Sin embargo se hace necesario denotar el desgaste de los materiales por razones ajenas al uso de esta instalación. La corrosión externa de las tuberías es notoria visualmente, no solo en algunas secciones que corresponden al Manifold sino también en la mayoría de las estructuras que comprenden el campo Lago Agrio.

FOTO 1.1 MANIFOLD DE DISTRIBUCIÓN (VISTA FRONTAL)

Elaborado por: Alexis Grefa

FOTO 1.2 MANIFOLD DE DISTRIBUCIÓN (VISTA POSTERIOR)

Elaborado por: Alexis Grefa

Dentro del área del Manifold las señalizaciones de seguridad se encuentran adecuadamente colocadas además de los barandales que ayudan a los operadores a realizar las reparaciones tanto en las válvulas, reposición de tramos de tuberías y accesorios.

Estos soportes que ayudan a los operadores a realizar sus respectivos trabajos no se encuentran presentes en todos los tramos del Manifold, lo que permite que los operadores aceleren el avance de la corrosión externa por el hecho de que tienen que pararse sobre la tubería para realizar sus actividades.

FOTO 1.3 LINEAS DE FLUJO (MANIFOLD)



Elaborado por: Alexis Grefa

Los drenajes como tal, encargados de evacuar el agua pluvial de las estructuras se encuentra muy desgastada y en algunos casos se encuentra gravemente agrietado o destruido no solo en el Manifold sino también en algunas otras localidades de la estación que contiene estructuras con más riesgo de derrames.

El avance de la corrosión externa se ha extendido incluso en aquellas áreas en las cuales no existe ningún tipo de manipulación por parte de los operadores, en muchos de los casos se halla un desprendimiento total de la capa de pintura que produce un punto de ingreso para un desgaste más drástico del material por lo que debe ser remediado brevemente.

FOTO 1.4 LINEAS DE FLUJO (MANIFOLD)

Elaborado por: Alexis Grefa

La toma muestra como tal deben tener un espacio que no interfiera con el acceso por los barandales, tal situación es propicia para estropear accidentalmente estos accesorios, por lo que se requiere designar un lugar adecuado únicamente destinado a la toma de muestras.

FOTO 1.5 TOMAMUESTRAS MANIFOLD

Elaborado por: Alexis Grefa

1.3.2 ÁREA DE SEPARADORES

En la estación de Lago Agrío Central se encuentran ubicados dos separadores de prueba y producción, cada uno con una producción de 10000 y 15000 respectivamente.

FOTO 1.6 SEPARADOR DE PRUEBA



Elaborado por: Alexis Grefa

FOTO 1.7 SEPARADOR DE PRUEBA Y PRODUCCIÓN



Elaborado por: Alexis Grefa

En lo que concierne al área de los separadores y en especial haciendo énfasis en los desfuegos de las válvulas de alivio instalados alrededor de los separadores en cuestión, estos no se encuentran debidamente ajustados o ubicados de forma que no puedan ser dañados o aplastados impidiendo que los gases a ser expulsados no puedan ser evacuados generando complicaciones operacionales mas graves.

Sin embargo en un análisis general los separadores correspondientes a esta estación se hallan en buenas condiciones, esto debido a un constante mantenimiento de los mismos, es decir todas las unidades de la estación destinadas a la producción de crudo deben lucir en condiciones similares.

FOTO 1.8 VALVULA DE ALIVIO



Elaborado por: Alexis Grefa

Además se pudo evidenciar un problema de fuga de fluido de producción en una de las válvulas correspondientes al separador de prueba que debe ser corregido a la brevedad posible, ya que denota desgaste de los accesorios internos de la válvula en general, los cambios de cojinetes y accesorios que se desgastan en la válvula deben ser regularmente sustituidos cada seis meses según corresponda para evitar este tipo de anomalías de funcionamiento.

FOTO 1.9 VALVULA DE DESCARGA DE CRUDO (SEPARADOR DE PRUEBA)

Elaborado por: Alexis Grefa

Al igual en algunas de las estructuras de la estación el estado de los drenajes se ha destruido notoriamente, es decir que en algunos tramos se carece de ellos, en general no tienen mucha importancia en periodos del año en los cuales precipitaciones pluviales no son significativas, pero a medida que las lluvias se hacen más notorias, es decir entre los meses de mayor de pluviosidad en el distrito amazónico que radica entre junio y agosto, la lluvia da paso a la formación de estanques que dificultan las operaciones normales de los operadores, además de la penetración de humedad que acelera la corrosión externa.

Fuera de estos puntos no queda elementos pendientes pertenecientes al área de separadores que pueda impedir una operación normal. Sin embargo se sugiere en relación a los equipos destinados al monitoreo y control de las instalaciones poseen protecciones en contra de las condiciones ambientales que pueden estropear dichos instrumentos.

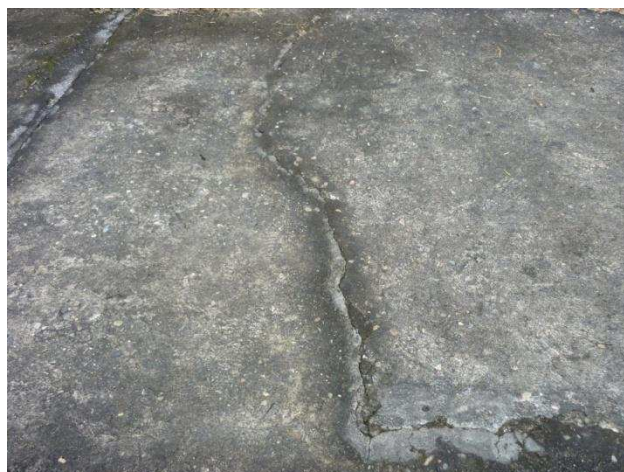
1.3.3 UNIDADES DE ALMACENAMIENTO

1.3.3.1 Área de Tanques

Los tanques de lavado como de reposo están provistos de una construcción amurallada de cemento que rodea su perímetro, de tal forma que permite contener el fluido que almacenan estos tanques en caso de algún derrame por colapso o rotura de los mismos.

Dicha estructura debe encontrarse completamente impermeabilizada para evitar la migración de los fluidos de producción fuera de esta estructura, sin embargo, y con el paso del tiempo, estas estructuras cuadrangulares se desgastan por efectos de las condiciones ambientales o se agrietan al colocar objetos pesados sobre ellas, generando puntos en los cuales el fluido puede migrar en eventualidades como los derrames, por esta razón y aunque no se conozca la profundidad de las grietas, es necesario cubrirlas nuevamente con concreto y en algunos casos con químicos impermeabilizantes especializados para concreto dado el caso de hallarse fisuras significativas impidiendo la filtración del fluido a través de los muros en cuestión y posteriormente proceder a un recubrimiento superficial con cemento, el tipo de cemento dependerá del tipo de concreto usado inicialmente para las estructuras.

FOTO 1.10 GRIETAS EN MURALLA DE CONTENCIÓN DE DERRAMES



Elaborado por: Alexis Grefa

Como ya se mencionó antes en el estado de los equipos, los signos de deterioro por acción de la corrosión se evidencian visualmente, sin embargo para poder realizar un análisis de daño estructural más exacto del estado de la estructura en la estación respecto a la corrosión, se debe proceder a medir también la corrosión interna, existen algunos métodos para poder determinar la corrosión interna de una estructura metálica, sin embargo con el propósito de tomar medidas de este valor sin tener que paralizar la producción para determinar estos valores se puede aplicar la tecnología del ultrasonido, que básicamente consiste en una comparación entre la cantidad (grosor) de las laminas que componen la estructura al momento de su construcción y el tiempo actual por medio de una onda de sonido, pero estos temas se trataran a profundidad más adelante, sin embargo aquí se presenta el estado externo de las estructuras.

FOTO 1.11 NUEVO TANQUE DE LAVADO



Elaborado por: Alexis Grefa

Muchos de los problemas pertenecientes al Manifold, accesorios, separadores y tanques tienen relación entre sí y radica en la aplicación de sistemas de protección contra las condiciones ambientales que influyen directamente sobre la corrosión en general a lo largo de la estación.

Las fugas de fluidos de producción a las entradas de los tanques son aspectos no críticos pero importantes ya que en general no representa una pérdida significativa de producción y que puede ser solucionada meramente con el cambio de accesorios dependiendo del tipo de válvula.

FOTO 1.12 GOTEO DE VALVULA DE INGRESO EN TANQUE DE LAVADO

Elaborado por: Alexis Grefa

En muchos de los casos, el aislamiento con la que contaban algunos de los tramos de tubería destinados como protección entre la tubería y el muro de concreto que ayuda a conectar tanto el tanque de lavado como de urgencia se encuentran desgastados, además de la pintura anticorrosiva que la protege por lo que una sustitución de estos materiales tanto como la pintura como la protección externa deben ser sustituidos a la brevedad posible.

FOTO 1.13 DESGASTE DE PELICULA PROTECTORA DE TUBERIA DE PRODUCCIÓN

Elaborado por: Alexis Grefa

1.3.3.2 Bota de Gas

De forma similar en la Bota de Gas denota un desgaste de su pintura y puntos de corrosión tanto en la bota de gas, como también en las tuberías y conexiones que las compone.

FOTO 1.14 BOTA DE GAS



Elaborado por: Alexis Grefa

Adicionalmente es común ver en el perímetro que comprende el área de tanques algunos escombros provenientes de reparaciones anteriores u modificaciones a las estructuras que han sido abandonados en esas áreas por lo que recomienda realizar orden y limpieza.

FOTO 1.15 BASE DE BOTA DE GAS



Elaborado por: Alexis Grefa

FOTO 1.16 ESCOMBROS EN TANQUE DE SURGENCIA

Elaborado por: Alexis Grefa

El buen estado de los drenajes evita la aglomeración de agua en las inmediaciones de los tanques especialmente en temporadas donde las lluvias son abundantes, y tenerlos siempre libres de escombros y obstáculos.

FOTO 1.17 BASE DE TANQUE DE SURGENCIA

Elaborado por: Alexis Grefa

1.3.4 UNIDADES DE BOMBEO

Dentro de la estación de Lago agrío central se pueden divisar varios tipos de bombas, todas ellas usadas para propósitos múltiples. Dentro de estos usos tenemos:

1.3.4.1 Bombas de transferencia

Transportan los fluidos de producción a los tanques de almacenamiento.

FOTO 1.18 BOMBAS DE TRANSFERENCIA



Elaborado por: Alexis Grefa

1.3.4.2 Bombas de químico

Distribuyen dentro de las tuberías de la estación de producción los fluidos como anticorrosivos, dispersantes de sólidos, parafinas, demulsificantes, que ayudan a mantener la superficie interior de las tuberías libres de corrosión, incrustaciones y escala.

FOTO 1.19 BOMBAS DE INYECCIÓN DE QUIMICOS



Elaborado por: Alexis Grefa

Los operarios, encargados del control y mantenimiento de las unidades de bombeo son los primeros en detectar comportamientos o situaciones inusuales que se pueden suscitar en el funcionamiento de las unidades de bombeo, sin embargo a lo que respecta a la apreciación visual de los equipos se encuentran en buenas condiciones, es decir, aparte de que se encuentran protegidos de las condiciones ambientales, no muestran signos de desgaste en componentes o materiales por efecto de la corrosión u otros agentes.

Algunos de los paneles de control del sistema de bombeo, se halla muy desgastado, por lo que su mantenimiento es necesario para evitar una exposición innecesaria a las condiciones ambientales de los elementos eléctricos que se encuentra instalados en los mismos.

FOTO 1.20 SISTEMA DE CONTROL DE BOMBAS DE TRANSFERENCIA



Elaborado por: Alexis Grefa

1.4 ESTADO DE LOS FACILIDADES DE PRODUCCION DEL CAMPO LAGO AGRIO ESTACIÓN NORTE

1.4.1 AREA DE MANIFOLDS DE DISTRIBUCION

El avance de la corrosión externa es evidente por lo que la instalación de plataformas de trabajo para los operadores debe ser instalada para evitar aun más la destrucción por corrosión de las líneas principales, posteriormente de nuevos recubrimientos con capas anticorrosivas y la aplicación de pinturas protectoras.

FOTO 1.21 MANIFOLD LAGO AGRIO NORTE

Elaborado por: Alexis Grefa

El desgaste por uso de los Manifold de distribución por los operadores se hace más notorio en aquellos lugares en los que el personal de mantenimiento realiza sus trabajos de rutina, por lo que se recomienda la instalación o reconstrucción de graderíos protectores para el sistema de mainfolds de distribución.

FOTO 1.22 LINEAS DE FUJO DE MANIFOLD

Elaborado por: Alexis Grefa

1.4.2 ÁREA DE SEPARADORES

1.4.2.1 Separadores

Al igual que los separadores tanto de prueba como de producción se hallan en óptimas condiciones de mantenimiento, esto debido a labores de mantenimiento realizadas recientemente, por lo que al verificar el estado actual de los equipos que se encuentra en control de los separadores, no se hallaron anomalías visibles que deban ser mencionadas en este reporte, sin embargo y al igual que en todas las unidades de almacenamiento se sugiere la implementación de protección catódica para salvaguardar dichos bienes de las condiciones ambientales que intervienen en el desgaste por corrosión de las estructuras.

FOTO 1.23 SEPARADOR DE PRODUCCIÓN



Elaborado por: Alexis Grefa

FOTO 1.24 CONSOLA DE CONTROL SEPARADOR DE PRODUCCIÓN



Elaborado por: Alexis Grefa

1.4.3 UNIDADES DE ALMACENAMIENTO

1.4.3.1 Área de Tanques

Las condiciones de los tanques y otras unidades de almacenamiento se puede apreciar que el avance de la corrosión no es tan agresivo, debido a la protección mediante la pintura aunque existen pequeñas zonas en las cuales esta capa protectora se encuentra desgastada.

FOTO 1.25 TANQUE DE LAVADO



Elaborado por: Alexis Grefa

De igual manera se debe mantener limpios los drenajes y desfogues de aguas pluviales ya que asegura que el agua no se acumule y pueda ser evacuada como corresponde.

La remoción de maleza del área que comprende la sección de tanques también es importante para evitar que su humedad produzca corrosión a las unidades metálicas.

La parte superior de los tanque evidencia un buen estado del techo del tanque de lavado, además de no detectar puntos de corrosión que pueden generar fugas de fracciones gaseosas del crudo al encontrarse los tanques expuestos a altas temperaturas ambientales, generando pérdidas de producción por evaporación y malas condiciones de los tanques.

FOTO 1.26 TECHO DEL TANQUE DE LAVADO

Elaborado por: Alexis Grefa

1.4.3.2 Bota de Gas

El estado de la bota de gas es buena, los accesorios líneas de entrada y de descarga de fluido de producción se encuentra en buen estado, no existen aplastamientos o irregularidades que eviten el normal desempeño operacional de las estructuras.

FOTO 1.27 BOTA DE GAS

Elaborado por: Alexis Grefa

1.4.3.3 Unidades de Bombeo

Como en la estación de producción Lago Agrio Central las unidades de bombeo se encuentran en buenas condiciones, es decir, según sus operadores, no producen ruidos o comportamientos ajenos a su funcionamiento normal. Y su mantenimiento no ha requerido trabajos especiales típicos de unidades con problemas o que han trabajado más allá de su límite de utilidad recomendado por su fabricante.

FOTO 1.28 BOMBAS DE TRANSFERENCIA



Elaborado por: Alexis Grefa

Algunas de las plataformas que rodean y soportan las unidades de bombeo ya se encuentran en malas condiciones por lo que su remplazo es necesario, tanto para evitar accidentes, ya que la corrosión de estos soportes pueda llegar a bombas y accesorios, en algunos casos estas plataformas eran usadas para ingresar a maquinarias o válvulas que ya no se encuentran operables, y es recomendable deshacerse de todos estos escombros.

CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN DE LAS OPERACIONES EN LAS ESTACIONES DE PRODUCCIÓN

2.1 ORGANIZACIÓN DEL EQUIPO DE TRABAJO DE MANTENIMIENTO DE LAS ESTACIONES DE PRODUCCIÓN

El personal destinado a las labores de mantenimiento de las facilidades de producción se encuentra dividido en tres grupos principalmente, cada estación tiene presente estos tres grupos cuyos integrantes abarcan técnicos, ingenieros, personal de apoyo en varias áreas, distribuidos en turnos de ocho días y catorce días, adicionalmente se habla de un sistema de monitoreo del estado de los equipos en tiempo real, este sistema integrado tiene como nombre “Main Tracker” que también posee su respectiva distribución de personal.

Las áreas en cuestión destinadas al mantenimiento de las instalaciones de superficie son:

2.1.1 ÁREA DE MANTENIMIENTO Y PRODUCCIÓN

Encargado de mantener en forma optima las condiciones de las facilidades de producción.

2.1.2 ÁREA DE MANTENIMIENTO Y SECCIÓN ENERGÉTICA.

Encargada de la generación eléctrica, mantenimiento de equipos eléctricos, así como de su reparación.

2.1.3 ÁREA DE MANTENIMIENTO Y EQUIPO PESADO.

Encargada del mantenimiento de maquinaria pesado turbinas, Motores, Bombas. Su mantenimiento e inspección están a cargo del área en cuestión.

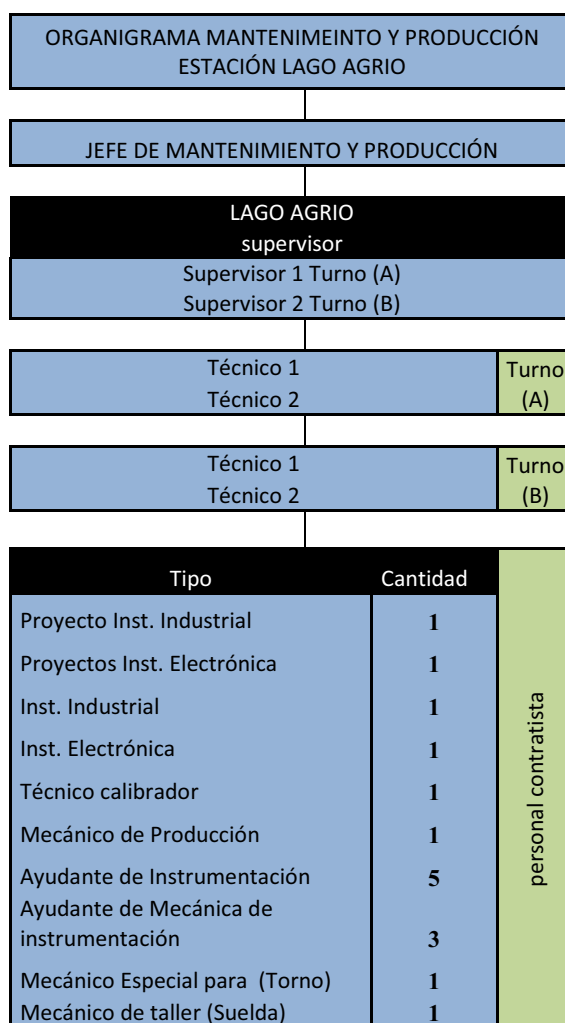
2.1.4 ÁREA DE ADMINISTRACION OPERATIVA MAIN TRACKER.

Encargada del monitoreo y registro de datos procedentes de las instalaciones de producción.

El personal de todas las áreas en cuestión están regidas bajo un sistema de turnos que implica labores de trabajo de 8 días para supervisores y técnicos en aéreas específicas de las áreas de mantenimiento, adicionalmente se han establecido turnos de 14 días para el resto de personal contratado o digitadores de Main Tracker o Personal de Apoyo.

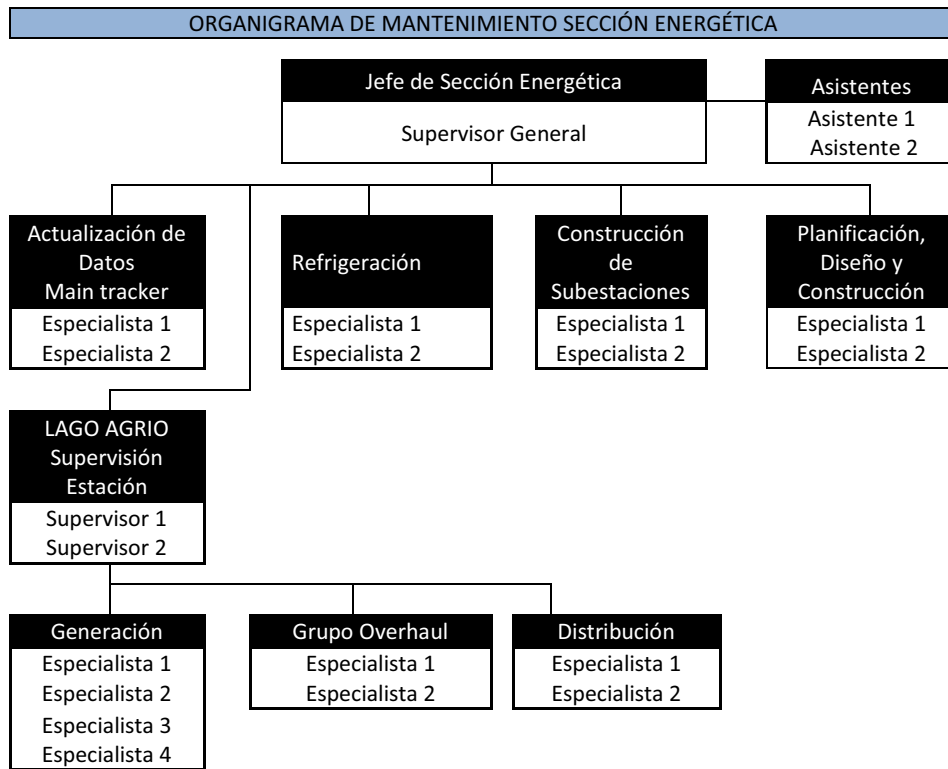
A continuación se presenta el organigrama funcional, que contemplan la distribución de personal destinados para estas actividades respectivamente.

FIG 2.1 ORGANIGRAMA DE ÁREA DE MANTENIMIENTO Y PRODUCCIÓN



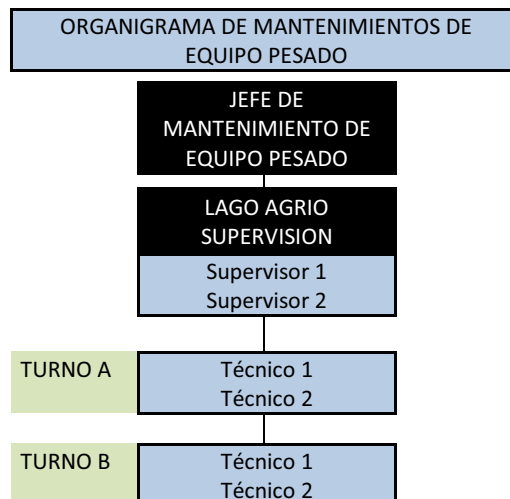
Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: Archivo Petroproducción

FIG 2.2 ORGANIGRAMA DE ÁREA DE MANTENIMIENTO Y SECCIÓN ENERGÉTICA



Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: Archivo Petroproducción

FIG 2.3 ORGANIGRAMA DE ÁREA DE MANTENIMIENTO DE EQUIPOS PESADOS



Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: Archivo Petroproducción

La unidad de supervisión de los equipos de cada una de las estaciones del distrito amazónico denominados “Main Tracker” que se encargan de monitorear electrónicamente el estado de los equipos en funcionamiento dentro de cada una de las estaciones, este sistema administra los equipos divididos de la siguiente forma:

Administración Equipo Pesado

Administración Energética

Administración de mantenimiento de Producción.

Dentro de cada una de estas aéreas de monitoreo se halla compuesta de dos supervisores principales por cada turno y dos digitadores para cada sección por campo de producción.

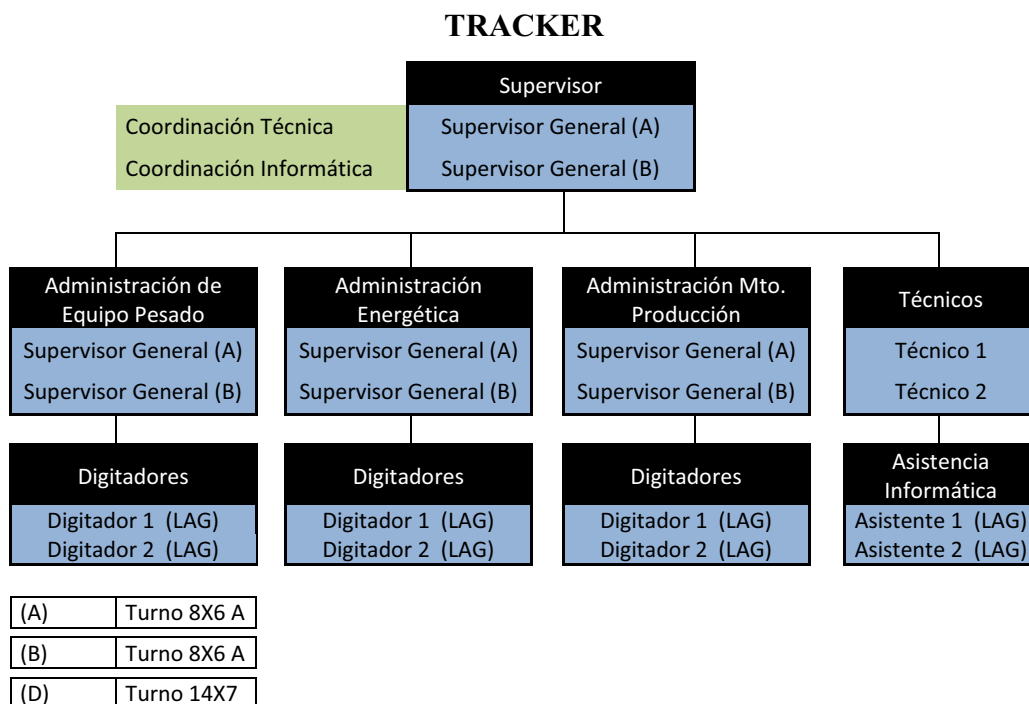
Los turnos de trabajo has sido clasificado en tres tipos A, B, C que quieren decir:

Turno A: Contempla 8 días de trabajo y 6 de descanso con lapsos de 12 horas en el día.

Turno B: Contempla 8 días de trabajo y 6 de descanso con lapsos de 12 horas en la noche.

Turno C: Contempla 14 días de trabajo y 7 de descanso con lapsos de 12 horas por día.

Adicionalmente existe un grupo de apoyo en caso de problemas informáticos compuesta de dos técnicos en el área informática.

FIG 2.4 ORGANIGRAMA DE ADMINISTRACION OPERATIVA DE MAIN

Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: Archivo Petroproducción

Tabla 2-1 PERFIL FUNCIONAL DEL PERSONAL DEL CAMPO

Cargo	Función General	Función Específica
Gerencia	Los jefes son aquellos que ejercen la máxima autoridad operacional del grupo, siendo responsables de los aspectos administrativos y contables del grupo al cual pertenece, y de las relaciones laborales entre sus subalternos.	Organizar grupos de trabajo para tareas de mantenimiento
Jefe de Mantenimiento y Producción		Adquisición de suministros y repuestos.
Jefe de Sección Energética		Planificación de Tareas de Mantenimiento
Jefe de Mantenimiento de Equipo Pesado		Contratación de Personal Adicional
		Elaboración de Presupuestos

Cargo	Función General	Función Específica
Supervisor	Programan el día de trabajo, estableciendo prioridad y orden, Dirigir el grupo de especialistas o técnicos destinados a realizar la tarea planificada, Desarrollar metodologías de mejoramiento de personal y Controlar que las labores se realicen de acuerdo a lo indicado.	Planificación de las actividades diarias
Supervisor Mantenimiento y Producción		Delegar autoridades en las tareas de mantenimiento
Supervisor Administración Equipo Pesado		Controlar las actividades del personal
Supervisor Administración Energética		Proporcionar Información Fundamental de las tareas a realizar Exponer las Responsabilidades y Deberes de cada Subalterno
Especialistas		
Especialista Actualización Datos Main Tracker	Persona que ejecuta actividades propias de su especialidad, conociendo y ejecutando todas las tareas que se desarrollan y que son designadas por los jefes de cada área	Control de las inconsistencias encontradas en los programas informáticos usados para mantenimiento.
Especialista Refrigeración		Controlar el correcto desempeño de Instalaciones Eléctricas (Variadores, transformadores, etc) que necesitan refrigeración.
Especialista Construcción de Subestaciones		Responsable del diseño y construcción y Mantenimiento de subestaciones de generación eléctrica.
Especialista Planificación, Diseño y Construcción		Responsable de Diseño, construcción, organización de personal destinada a la operación de instalaciones eléctricas.
Especialista Generación		Responsable del estado óptimo de instalaciones de generación eléctrica (generadores, variadores, instrumentación, etc).
Especialista Grupo Overhaul		Encargado de la revisión y reparación y reconstrucción de equipos como (motores y generadores) de las estaciones.
Especialista Distribución		Encargado del Estado y funcionamiento óptimo de la red de distribución eléctrica.

Cargo	Función General	Función Específica
Otros		
Técnico	Coordina la ejecución y correcto desempeño de las actividades programadas	Participar en la realización de las actividades de su área. Brinda Apoyo logístico en Actividades específicas.
Digitador	Responsable del ingreso de información a la base de datos	Realizar revisiones generales de ingreso de datos. Realizar Ingreso, Modificación o supresión de Información a la base de datos.
Asistente	Colaborar con los procesos administrativos del área, aplicando los procedimientos definidos.	Realizar solicitudes de dotación de repuestos y maquinaria. Realizar un registro de control de recursos financieros asignado al área de desempeño. Recibir Facturas y Comprobantes de los Gastos Realizados.
Personal contratista	Ejecuta Trabajos Específicos que el personal de la estación no está capacitada de realizar	Trabajos de Suelda, calibración, torno, Instrumentación, lubricación, reparación, etc.

Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: Archivo Petroproducción

2.2 FUNCIONES DEL PERSONAL SEGÚN SUS JERARQUIAS

La composición del personal de mantenimiento conlleva la integración de un equipo en varias ramas en relación de las necesidades de la estación, existe desde ingenieros mecánicos, eléctricos, en sistemas, instrumentistas, personal de apoyo y subcontratados para trabajos especiales de mantenimiento.

Como se puede observar en los cuadros anteriores, las labores de mantenimiento se realizan mediante el empleo de jerarquías, cada una de ellas con tareas en función al grado de especialización de cada uno de los cargos. En este caso se determina jerarquías en tres órdenes que contemplan las siguientes tareas en general:

2.2.1 PRIMER ORDEN

El primer orden contempla a todos los operarios, técnicos, mecánicos, entre otros especialistas en una rama o disciplina especial que se encuentren bajo la supervisión de una autoridad o responsable y ejecutan las tareas que se describen a continuación:

- Mantenimiento de los equipos y sistemas de la estación
- Inspección continúa de los equipos
- Construcción de nuevas instalaciones y equipos
- Corrección de fallas operacionales

2.2.2 SEGUNDO ORDEN

El segundo orden a todo el personal dentro de la estación la cual supervisa cualquier actividad referente al mantenimiento de los activos de la estación, dentro de la cual comparten las siguientes tareas en común:

- Planificación de las actividades de mantenimiento
- Investigación de fallas operacionales
- Planificación de proyectos y trabajo de ingeniería
- Modificaciones a los programas y procedimientos mantenimiento
- Protección de la planta contra fuego
- Almacén de Repuestos

2.2.3 TERCER ORDEN

Las Tareas de tercer orden corresponderán al personal con mayor jerarquía en la estación y tendrán las siguientes tareas:

- Análisis Económico y de gastos de las actividades de primer y segundo orden
- Análisis de desempeño general del área de mantenimiento
- Planificación y estudio de implementación o cambio de sistemas de mantenimiento.

2.3 RESUMEN

En síntesis un departamento de mantenimiento del campo Lago Agrio requerirá el siguiente personal:

- 1 jefe de mantenimiento en general
- 1 auxiliar a este cargo

Los técnicos y auxiliares deben clasificarse en relación a los conocimientos adquiridos y a la experticia dentro de una estación de producción, es decir que para aquellos que posean mayor experticia y conocimientos se deberá clasificarse con calificación A, hasta la letra C, que contiene personal de apoyo casi sin experiencia.

2.3.1 PERSONAL PARA CADA UNA DE LAS ESTACIONES

Equipo pesado.

Supervisores de mantenimiento:

2 auxiliares

6 técnicos

Aquellos supervisarán las unidades de almacenamiento además de equipos motorizados para detectar daños o comportamientos ajenos al desempeño normal de las instalaciones

Grupo Overhaul.

1 supervisor

6 técnicos clase

Aquellos que recorrerán los equipos de bombeo en los tiempos programados

Instrumentación.

1 Supervisor de mantenimiento

1 Técnico

Este personal será el encargado de realizar los recorridos con el objetivo de detectar anomalías en el funcionamiento de los equipos que componen tuberías y accesorios de toda la estación.

Eléctrico.

2 Técnicos

Personal de compañías contratistas

Encargados del buen estado de los equipos de control y supervisión de unidades de bombeo y de otros instalados en los inmediaciones de las estaciones.

CAPÍTULO 3

ASPECTOS TEÓRICOS DE UN PROGRAMA DE MANTENIMIENTO

3.1 INTRODUCCIÓN

El mantenimiento correctivo consiste básicamente en realizar reparaciones planificadas de acuerdo a una determinada prioridad. Cada uno de los problemas presentes en las estaciones de producción deben determinarse en función de realizar medidas de remediación, de modo que cuando un determinado equipo se detenga dado el caso para poder realizar dicha reparación se disponga del personal, repuestos e información técnica necesaria para poder realizarse de forma correcta.

Al detectarse fallos en los equipos se debe proceder a la ejecución de las tareas programadas de mantenimiento sin interferir con las operaciones de producción a menos que sea estrictamente necesario detener el desempeño normal de un equipo o bien en cuestión. Si el desempeño normal de un equipo debe ser detenido de todas formas, es muy provechoso que estas paradas concuerden con periodos de baja demanda o en horas de turno en los cuales los equipos no se encuentren funcionando.

3.2 MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO DE LAS ESTACIONES DE PRODUCCION

El mantenimiento en general consiste en un conjunto de normas y procedimiento que se realizan en diferentes etapas de la vida productiva de un instalación industrial con el objetivo de mantenerla en optimas condiciones, estableciendo una serie de métodos y técnicas relacionadas con reparación, supervisión, control, cambio de partes, entre otros, elementos necesarios para que cada parte que compone una plata industrial pueda operara en perfectas condiciones.

Además el mantenimiento nunca debe considerarse como un sistema aislado de otras actividades que se realizan en una estación de producción, sino al contrario,

deben ser complementarias con estas, es decir que parte de las actividades diarias del campo siempre estarán presentes las actividades de mantenimiento que se ejecutaran simultáneamente con otras tareas en la estación de producción.

A pesar de que existen diversas formas de diseñar programas de mantenimiento, es decir no existe una forma estandarizada para su creación, sin embargo, para su elaboración y diseño se debe tener en cuenta las siguientes bases:

- El equipo laboral encargado de la inspección de la estación, elaboración de procedimientos, diseño de nuevos sistemas de mantenimiento, prevención de los equipos, construcciones elementales de equipo, administración de recursos, etc.
- El conjunto de actividades para los equipos e instalaciones que los mantienen en óptimas condiciones
- La planeación de actividades a realizarse en un tiempo determinado
- La economía de los procedimientos y tratamientos los equipos de la estación
- El tiempo en los cuales estos procedimientos e inspecciones se realizan.

El mantenimiento preventivo contempla una serie de actividades que evita que la maquinaria al someterse a este proceso no interrumpa sus operaciones y utilidad proporcionada, asimismo el correctivo establece al igual que el preventivo actividades que se dan a cabo únicamente cuando daños a los equipos que componen las instalaciones han sufrido un fallas que ocasiona un retraso en las tareas de producción.

En el mantenimiento correctivo se considera operaciones no planeadas, generalmente de emergencia, es por esta razón que en el mantenimiento correctivo se respalda prioritariamente en el stock de repuestos, de materiales y recambios que se dispongan al momento del daño del equipo para ponerlo en operación en el menor tiempo posible.

Los costos de la implementación de un sistema de mantenimiento son altos, y toma algún tiempo en observar resultados positivos, sin embargo es claro que cuando se integra un sistema de mantenimiento a las actividades diarias de una estación de producción, esta se encuentra más protegida de contratiempos que se pueden suscitar en el proceso de producción.

3.3 OBJETIVOS Y FUNCIONES GENERALES.

En forma general el mantenimiento tiene los siguientes objetivos:

- Alto grado de fiabilidad de los equipos que componen la estación
- Alto grado de seguridad y nivel de eficiencia
- Reducir al mínimo los paros de producción que se transforma a la vez en pérdidas económicas
- Minimizar los costos de mantenimiento
- Establecer eficientes actividades de trabajo con un alto nivel profesional

Para lograr estos objetivos es necesario tener en cuenta que:

- El personal debe tener un alto grado de capacitación y conocimiento, tanto en temas administrativos como técnicos
- Un programa eficiente de mantenimiento
- Alta disponibilidad de recursos necesarios para poder realizar las tareas de mantenimiento en cualquier momento.
- Permanente inspección de los equipos que componen la estación.
- Permanente investigación sobre las causas de fallos operacionales de los equipos.
- Continúa actualización e implementación de sistemas actualizados con tecnología de punta.

Todas estas tareas deben ser designadas al departamento de mantenimiento, que administrativamente se debe organizar para realizar las siguientes actividades:

- La ejecución total del programa de mantenimiento preventivo y correctivo
- La reparación de equipo
- La organización de grupos de trabajo para las labores de mantenimiento
- La continúa supervisión de sistemas que componen la estación
- La investigación de las fallas operacionales en la estación y el desarrollo de proyectos de investigación.
- Establecer una base de datos que contemple todo lo relacionado a sus actividades

3.4 **MANTENIMIENTO PREVENTIVO**

El mantenimiento preventivo permite la conservación de los equipos y las instalaciones mediante la realización de revisiones y reparaciones continuas cuando los equipos cuando se encuentran en pleno funcionamiento manteniendo la producción.

Hoy por hoy la tecnología mecaniza más los procesos industriales en los cuales la mano del hombre deja de ser importante en los procesos operativos, es por tal motivo que el mantenimiento preventivo y correctivo se considera cada vez más la parte medular de la producción.

La destinación de recursos hacia los programas de mantenimiento deben considerarse más que un gasto, una inversión a largo plazo que no generara ganancias sino beneficios que ayudara a estabilizar la producción de fallas y problemas que pueden prevenirse a tiempo y que significaran a la empresa un ahorro en gastos no planificados como daño de motores, colapso de tanques, rotura de válvulas, etc.

Para vencer los obstáculos antes propuestos y construir un programa de mantenimiento útil que se adapte a las condiciones y necesidades de la planta se debe conocer los siguientes lineamientos.

1.- Dominar los principios.

No existe ningún programa que se adapte a todas las plantas industriales, ya que en general un programa de mantenimiento está contemplado en relación al tamaño, localización, equipo, instalaciones, etc. Lo cual implica que los problemas de una planta sean diferentes de la otra.

2.- Conocer donde comenzar.

Normalmente no es posible aplicar el programa de mantenimiento a toda la planta, es decir lo más apropiado es construir el programa de mantenimiento etapa por etapa e ir involucrando departamentos, equipos e instalaciones, en relaciona la condiciones que se presenten.

3.- Establecer problemas Básicos:

El problema básico principal de los programas de mantenimiento consta en mantener optimas las operaciones de producción que se realizan en la práctica y minimizar los paros que repercuten en la producción estos procedimientos, así como la detección y remediación de tareas ya se han analizado en el capitulo anterior.

Todo el programa depende de sistemas de información e inspecciones, que implica costos de desarrollo y de personal. Lo ideal es minimizar la supervisión personal (en función de implementar sistemas de supervisión computarizados), cuanto menos sean las inspecciones menor será el costo de personal.

La idea de un sistema de mantenimiento eficiente es complementar los sistemas informáticos que permitan una administración analítica de inspección y corrección y el uso de programas de inspección física que realiza el personal.

3.5 FASES DE DESARROLLO DE UN PROGRAMA DE TRABAJO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO.

3.5.1 ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD DEL PROGRAMA DE TRABAJO PRESENTE.

a.- Delimitar áreas problemáticas pero primero las áreas dentro de las cuales se debe establecer los paros en cada área y el tiempo destinado a su reparación de las dos estaciones.

b.- Realizar un análisis sobre áreas problemáticas, se debe tener en cuenta los gastos de mantenimiento y los paros producidos y el tiempo requerido en especial si son unidades directas involucradas en la producción.

3.5.2 INVESTIGACION SISTEMÁTICA Y PROGRAMA DE TRABAJO.

a.- Determinar el equipo que será sometido a mantenimiento, se tratará de no sobre extender el programa sino de minimizar el número de componentes.

b.- Determinar responsabilidades de las actividades y operaciones, es decir establecer jerarquías de responsabilidad para optimizar las actividades.

3.5.3 DISEÑO DEL PROGRAMA

a.- Establecer procedimientos y frecuencia para la introducción de mano de obra calificada dado el caso en el proceso de mantenimiento para actividades de rutina. Tener mucho cuidado, ya que puede resultar en la contratación de mano de obra excesiva que degenera en un costo de servicios complementarios elevado. Además de las tareas que se realizan en cada una de las máquinas, así como los trabajos de limpieza lubricación entre otros.

b.- Decidir la cantidad de trabajadores asignados para cada tarea, se puede dar el caso que el personal a disposición es insuficiente por lo cual se deberá acudir al personal subcontratado, siempre teniendo en cuenta que dicho personal deberá contar con los conocimientos básicos para la tarea que se va a realizar.

c.- Establecer un sistema de registros, control y observaciones de las actividades realizadas. En los cuales deben constar:

- Inclusión de unidades
- El detalle de piezas a cambiarse o materiales a utilizarse
- El tiempo total requerido
- El personal requerido con nombre y cargos
- El detalle de los costos del trabajo y sus efectos.

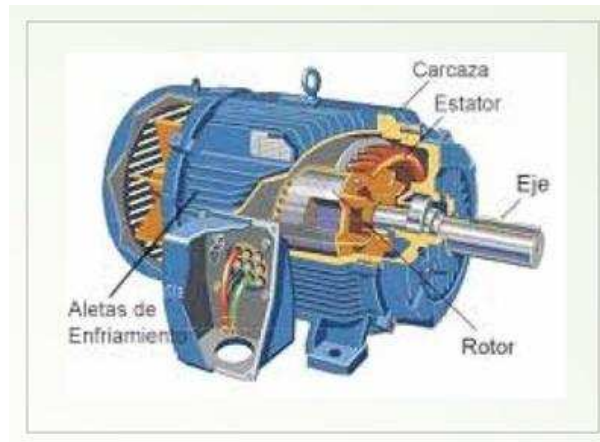
d.- Decidir el tiempo de aplicación del programa (largo plazo) para poder observar resultados.

3.6 ASPECTOS BASICOS DE BOMBAS, SEPARADORES, TANQUES Y VALVULAS EN UNA ESTACION DE PRODUCCIÓN.

3.6.1 BOMBAS CENTRIFUGAS

3.6.1.1 Parte Motor.

Los motores eléctricos convierten la electricidad en energía mecánica apta para mover los accionamientos de una variedad de equipos; son utilizados en tornos, ventiladores, extractores, bandas transportadoras, bombas de agua, compresores, taladros y en múltiples aplicaciones en las empresas. La FIG 3.1 muestra un motor eléctrico con sus partes principales.

FIG 3.1 CORTE DE UN MOTOR ELECTRICO

Elaborado por: Alexis Grefa
 Fuente: Análisis de motores eléctricos – Ing. Eugenio López

El funcionamiento de un motor se logra circulando corriente eléctrica en el embobinado de cobre de la parte fija (estator), lo cual genera un campo magnético.

Al interactuar con el campo magnético de la parte móvil (rotor), se produce el movimiento de giro. El motor eléctrico usa los polos magnéticos (que funcionan como imanes) para producir el movimiento del rotor. Este movimiento es transmitido al exterior por medio de un eje o hecho para accionar equipos mecánicos.

La potencia de salida mecánica del motor está detenida por el torque y la velocidad. El torque se refiere al equivalente de una fuerza por distancia que es capaz de ejercer un motor en cada giro, la velocidad es la cantidad de veces que gira el eje del motor en un minuto.

3.6.1.2 Partes principales de un motor eléctrico.

Los motores eléctricos están conformados por dos partes principales: un estator fijo y un rotor móvil.

1. Estator. En este se encuentran los elementos magnéticos del motor, esto es, polos magnéticos (imanes) y un embobinado de alambres de cobre FIG 4.2.



Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: Análisis de motores eléctricos – Ing. Eugenio López

2. Rotor móvil. Este es un elemento que gira a gran velocidad y se apoya en cojinetes de rodamiento. Su velocidad de rotación en revoluciones por minuto es inversamente proporcional al número de polos magnéticos del estator (Figura 3). Dependiendo del diseño del rotor, puede estar formado por barras conductoras o devanados de cobre.



Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: Análisis de motores eléctricos – Ing. Eugenio López

3. Carcasa: Es la parte externa del motor y puede tener formas diferentes según la aplicación mecánica que éste vaya a tener. En su exterior se encuentran las aletas de enfriamiento del motor.

4. Entrehierro: Es el espacio uniforme comprendido entre el rotor y estator.

5. Otros elementos complementarios son:

- Caja de conexiones
- Ventilador

- Rodamientos
- Base
- Tapas
- Placa de datos

3.6.2 Parte bomba

3.6.2.1 Concepto de bomba.

Las bombas son de gran importancia en el trasiego de fluidos, debido a su capacidad de producir vacío, con lo cual se puede empujar el fluido hacia donde se desee transportar. Existe una infinidad de bombas las cuales tienen distintas funciones, todo depende del tipo de fluido de la temperatura a la cual se va a transportar y la presión que se soportará.

3.6.2.2 Bomba centrífuga.

Las bombas centrífugas que fundamentalmente son máquinas de gran velocidad en comparación con las de movimiento alternativo, rotativas o de desplazamiento positivo.

Funciona a altas velocidades, acopladas directamente al motor de accionamiento, con lo que consigue que las pérdidas por transmisión sean mínimas.

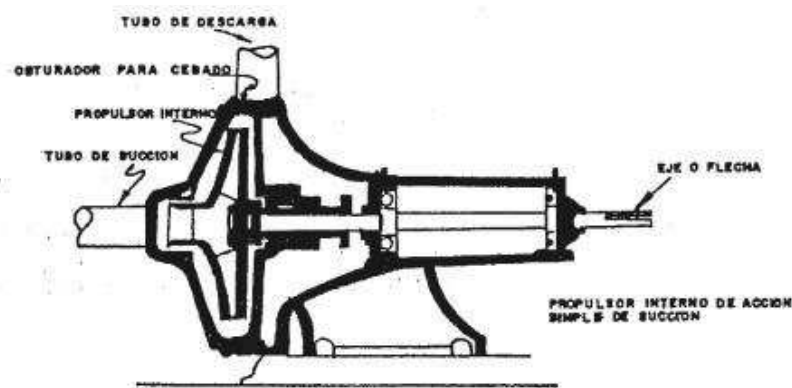
Las bombas centrífugas se fabrican en dos tipos: el horizontal y el vertical. La bomba primera tiene un propulsor vertical conectado a un eje horizontal. La bomba de tipo vertical consta de un propulsor horizontal conectado a un eje vertical.

La bomba centrífuga funciona bajo el principio de la centrifugación, en estas bombas el motor o cualquier otro medio que las accione hace girar una hélice con las aspas sumergidas en agua y encerradas en un estuche. El agua penetra en la caja e inmediatamente en el flujo del centro de dicho impulsor hacia los bordes del mismo o a las cajas parte exterior de la caja donde se eleva con rapidez la presión de la carga.

En estas condiciones el tipo vertical tiene mayor ventaja, porque puede bajarse a la profundidad que separa el bombeo y el eje vertical es lanzado a la superficie

donde está el motor. La bomba centrífuga se limita al bombeo en los depósitos de agua, lagos o pozos poco profundos, donde la succión no es mayor de 6 metros. La bomba centrífuga horizontal es la más usada, cuesta menos, de fácil instalación y es más accesible para su inspección y mantenimiento, sin embargo, requiere mayor espacio que la bomba de tipo vertical. En la siguiente figura se muestra una bomba horizontal típica.

FIG 3.2 SECCIÓN TRANSVERSAL DE UNA BOMBA CENTRIFUGA HORIZONTAL MODERNA



Elaborado por: Alexis Grefa

Fuente: SURFACE PRODUCTION OPERATION. Volume 1 - Ken Arnold and Maurice Stewart

3.6.3 TANQUE DE ALMACENAMIENTO

En la industria petrolera, petroquímica y otras industrias son utilizados distintos tipos de recipientes para almacenar una gran variedad de productos como son: crudo y sus derivados, butano, propano, glp, solventes, agua, etc.

Los tanques de almacenamiento forman parte de distintas operaciones en la industria, tales como:

- Producción
- Tratamiento
- Transporte
- Refinación
- Distribución
- Inventarios / Reservas
- Servicios

3.6.3.1 Tipos de tanques de almacenamiento

- ATMOSFÉRICOS Y BAJA PRESIÓN: $P \leq 2.5$ PSIG
 - ❖ Techo fijo
 - ❖ Techo flotante Externo
 - ❖ Techo flotante Interno
- MEDIA PRESIÓN: $2.5 < P < 15$ PSIG
 - ❖ Refrigerados
 - ❖ No refrigerados
- PRESURIZADOS: $P > 15$ PSIG
 - ❖ Tipo Salchicha
 - ❖ Esferas

Para tanques de almacenamiento a presiones atmosféricas o bajas presiones y de tamaños relativamente grandes se utilizan las reglas de construcción y diseño de uno de los siguientes códigos.

- API STD 620. Diseño y construcción de tanques grandes de baja presión.
- API STD 650. Diseño y construcción de tanques de almacenamiento atmosféricos.
- API RP 651. Protección Catódica.
- API RP 652. Recubrimientos de los fondos de tanques.

En general estos códigos son revisados y modificados, reafirmados o eliminados al menos cada 5 años.

Los estándares antes mencionados son publicados para facilitar una amplia aplicación de buenas prácticas comprobadas de ingeniería y operación.

En este capítulo se hará una breve revisión sobre tanques atmosféricos y baja presión menores o igual a 2.5 psig, como son los tanques de techo fijo y techo flotante.

3.6.3.2 Descripción de los tanques de techo fijo.

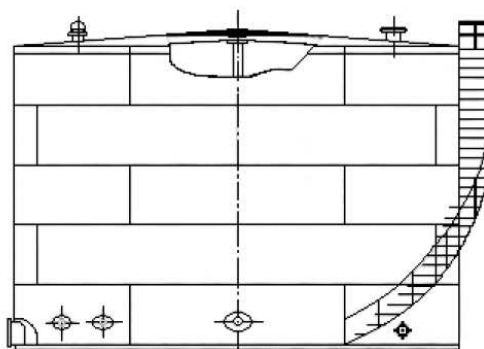
Los tanques de techo fijo son recipientes que tienen un cuerpo cilíndrico vertical y un techo fijo. Además del cuerpo y del techo, los componentes básicos y

características de construcción incluyen:

- Accesorios que atraviesan el techo fijo y servir a las funciones operacionales.
- Aislamiento del cuerpo y el techo.
- Superficie del cuerpo y el techo, tipo y condición.

Otros componentes, los cuales están disponibles en una amplia gama de diseños comerciales, se describen en esta sección. Incluidas en estas descripciones están los comentarios sobre la posibilidad de las pérdidas por evaporación, así como el diseño y algunas características operativas. Otros factores, tales como mantenimiento y seguridad del tanque, son importantes en el diseño y selección de equipos del tanque, pero están fuera del alcance de esta publicación.

FIG 3.3 TANQUE DE TECHO FIJO



Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: Mantenimiento de Terminales y Depósitos -
PETROCOMERCIAL

3.6.3.3 Tanques de techo fijo.

El tanque de techo fijo es el menos aceptado por la norma para el almacenamiento de líquidos volátiles. Los grandes y modernos tanques de techo fijo son de todos soldados en la construcción y están diseñados para ser ajustado para líquido y el vapor. Algunos tanques de techo fijo pueden ser de remachado o atornillado en su construcción. En este trabajo, se asume que el techo del tanque y el cuerpo están diseñados para manejar vapores de líquidos volátiles. Estos están disponibles en gama de tamaños de 20 a 300 pies de diámetro y hasta 65 pies de altura del cuerpo. El techo fijo puede ser apoyado por la columna o auto-apoyo, y puede ser en forma de cono, domo, o plana. Algunos tanques de techo fijo incorporan un techo flotante interno, pero estos tipos de tanques de

almacenamiento no están incluidos en esta publicación.

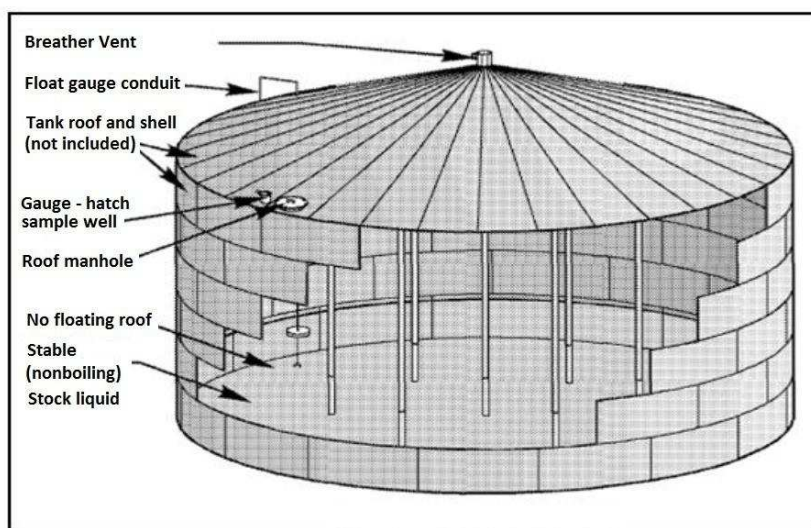
3.6.3.4 Accesorios del techo.

Varios accesorios se ubican en el techo del tanque para permitir su función operacional y son fuentes de la pérdida por evaporación. Otros accesorios que se utilizan pero que no atraviesan el techo o el cuerpo no son fuentes potenciales de pérdida por evaporación.

Accesorios del techo pueden ser una fuente de pérdida por evaporación cuando no están selladas.

La pérdida por evaporación de accesorios del techo correctamente sellados es insignificante en comparación a la pérdida permanente y la pérdida por trabajo.

FIG 3.4 ACCESORIOS DEL TECHO



Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: Norma API – MPMS 19 – Evaporative loss measurements

3.6.3.5 Otros componentes

3.6.3.6 Respiraderos

Están instalados en el techo del tanque para proporcionar suficiente capacidad de ventilación para proteger el tanque de los efectos nocivos de la sobrepresión o sobre vacío.

La presión de vacío del respiradero sobre la presión atmosférica en tanques de techo fijo son usualmente ajustados a 0.75 pulgadas de columna de agua, o

aproximadamente 0.5 onzas por pulgada cuadrada. La presión normal requerida de capacidad de venteo o la capacidad de aireación de vacío debe acomodarse el respiradero y circulación de productos hasta el máximo de seguridad en el trabajo de presión o vacío del tanque.

3.6.3.7 Escotilla de medición/ Orificio para toma muestras

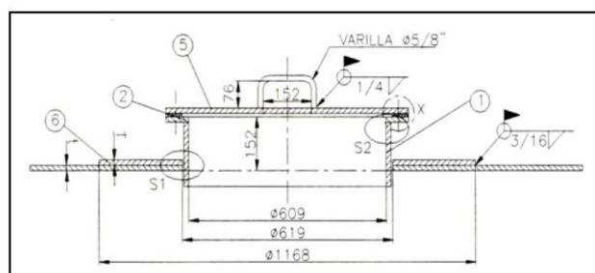
Consiste de un tubo que atraviesa el techo del tanque y está equipada con cierre automático; un empaque puede ser usado para reducir aún más las pérdidas por evaporación; facilita el acceso para medir manualmente el nivel de existencias en el tanque y tomar del contenido del tanque; está montado en la parte superior del tanque.

Alguna pérdida de vapor puede ocurrir durante la medición manual y las operaciones de muestreo del líquido almacenado, durante el tiempo en la cual la escotilla de medición u orificio de muestreo esté abierto. Esta pérdida puede minimizarse mediante la reducción del periodo de tiempo en que la cubierta se deja abierta.

3.6.3.8 Manholes del techo.

Los manholes del techo son usados para facilitar el acceso al interior del tanque con fines de mantenimiento; Los manholes del techo normalmente constan de una apertura circular en el techo del tanque con un cuello periférico vertical sujeto al techo y una cubierta extraíble. La apertura es de tamaño para el paso de personal y materiales a través del techo del tanque.

FIG 3.5 MANHOLE



Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: Mantenimiento de Terminales y Depósitos -
PETROCOMERCIAL

3.6.3.9 Aislamiento

El aislamiento puede ser utilizado en el cuerpo del tanque y el techo para reducir la entrada de calor o la pérdida de calor. Algunos líquidos deben ser almacenados en condición de calentamiento para permitir la manipulación adecuada. Tanques para servicio de calentamiento puede requerir aislamiento en los cuerpos y los techos, dependiendo de las condiciones climáticas locales, propiedades de almacenaje y la temperatura de almacenamiento necesaria.

Varios tipos de sistemas de aislamiento se han utilizado, incluyendo:

- Aislante de panel rígido prefabricado.
- Manta de fibra aislante prefabricada.
- Aislamiento de espuma de poliuretano.

El aislamiento en el cuerpo del tanque o techo puede reducir la pérdida permanente por almacenamiento al reducir el calor ambiental o reducir el espacio de vapor del tanque.

3.6.3.10 Superficie exterior del tanque

La pintura del tanque y del techo es importante en la reducción de las pérdidas por evaporación y para preservación del tanque. El uso de una superficie muy reflectante, como la pintura blanca, resultara en temperaturas de los metales del tanque y una menor entrada de calor al espacio de vapor en el tanque, reduciendo así la pérdida por respiración. Es importante establecer la inspección de la pintura del tanque y programar el mantenimiento para preservar la pintura de reflexión y eliminar la corrosión del exterior del tanque. El techo de aluminio tipo domo sin pintar también proporciona una superficie muy reflectante, evitando al mismo tiempo el mantenimiento concerniente a la pintura.

Básicamente el monitoreo, inspección y las toma de muestras en los tanques de almacenamiento es la esencia del mantenimiento de los mismos, de esta forma es posible no solo detectar sino también predecir y remediar a tiempo fallas que pueden atentar tanto a la integridad de las estructuras en cuestión como del

personal que la supervisa.

3.6.4 SEPARADOR DE AGUA-PETROLEO (OWS)

Se define como separador a un recipiente metálico cerrado que se separa las fases de un fluido en forma mecánica en cuanto este lo atraviesa, generalmente las fases que integran los fluidos a separarse son: gas, petróleo y agua, el fluido debe permanecer en reposo dentro del recipiente durante cierto lapso de tiempo para que ocurra la separación.

El separador es muy usado en la industria hidrocarburífera, tanto en el proceso de deshidratación de petróleo, como en el proceso industrial del mismo ya que se puede utilizar en estaciones de producción como un fase primaria de la separación en función de convertirlo en derivados.

3.6.4.1 Separador de dos fases.

Los fluidos provenientes de los pozos son mezclas muy complejas, mezcla de diferentes componentes de hidrogeno y carbono, todos poseen diferentes densidades, presión de vapor y otras características, lo que implica una reducción de la presión y temperatura al entrar a un separador. El gas se separa de los líquidos y hay cambios en el comportamiento de la corriente del fluido. La velocidad del gas lleva consigo partículas de líquido, en cambio el líquido lleva consigo burbujas de gas.

La separación de estas fases es una de las operaciones básicas de las facilidades de de producción, procesando tratando el petróleo y gas.

En el diseño del separador gas petróleos, se separa mecánicamente líquido y gas de un fluido de hidrocarburo que coexiste a una determinada presión y temperatura.

3.6.4.2 Descripción de los equipos.

El fluido entra en el separador y choca con un difusor causando un cambio brusco de dirección, es aquí donde ocurre la mayor parte de la separación líquido vapor.

La fuerza de gravedad causa que las partículas del liquido se separen de la corriente de gas y caigan en el asiento del recipiente, donde es recolectado el

fluido, la sección donde se acumula el líquido, está provisto de un “tiempo de retención”, el cual se requiere para dejar desarrollar el gas del fluido a ocupar el espacio sobre el mismo.

El líquido sale del recipiente a través de una válvula por donde el líquido se vierte hacia afuera, esta válvula es controlada por un “controlador de nivel”, el cual trabaja con el nivel de fluido presente haciendo que la válvula se abra o cierre según el caso.

El flujo del gas que está después del difusor de entrada atraviesa la sección de “asentamiento gravitacional” del líquido, aquí el gas fluye a través de esta sección, pequeñas partículas de líquido que no se han separado del gas en el difusor de entrada, son separadas por gravedad y caen en la interfase gas líquido.

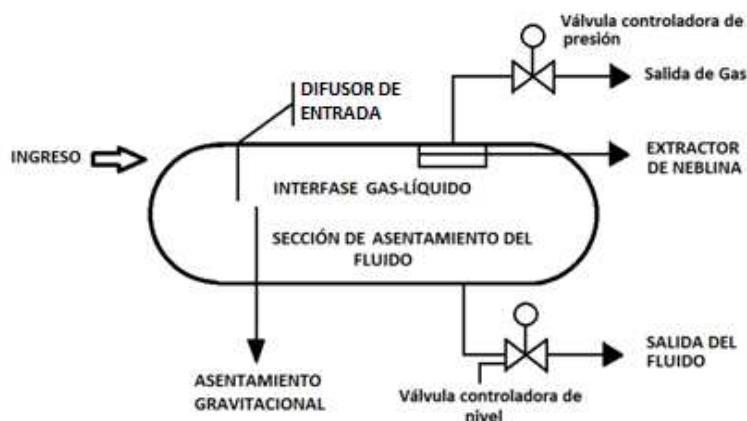
Algunas de las partículas de gas y fluido no pueden separarse fácilmente en la sección de asentamiento gravitacional, por lo que antes de que el gas salga del recipiente este atraviesa un “extractor de neblina”, el cual remueve las partículas más pequeñas de fluido en una separación final luego de salir del recipiente.

La presión del separador se mantiene por medio de un controlador de presión, este controla los cambios de presión en el separador y envía una señal para abrir o cerrar la “válvula de control de presión” (Back pressure valve).

Normalmente el volumen que ocupa el fluido que se ha tratado es la mitad del volumen total del recipiente.

La figura siguiente muestra las partes de un separador.

FIG 3.6 ESQUEMA DE UN SEPARADOR TRIFÁSICO



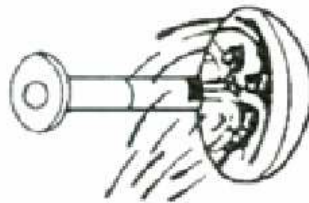
Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: SEPARATION AND SEPARATORS - Edit Gulf Western Manufacturing Company, 1985 USA.

3.6.4.3 Elementos internos de un separador

Los elementos básicos de un separador son los siguientes:

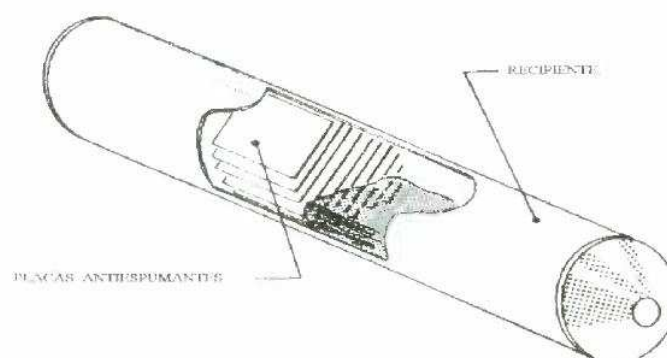
Difusor de entrada (Inlet Diverted):

Platina Deflectora.- Es una platina que puede tener la forma de un arco o puede ser recta, se encuentra a la entrada del fluido, de tal forma que el líquido a su ingreso choque con la misma.



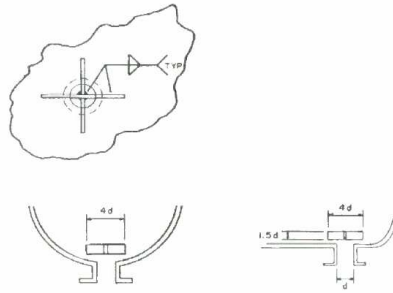
Rompeolas (Wave Breakers).- son láminas perforadas, en los cuales el líquido choca en cada lámina para conseguir flujo laminar, se encuentran perpendiculares al flujo.

Placas Antiespumantes (Defoaming Plates).- Son laminas superpuestas para que la neblina pase entre ellos, como se puede apreciar.



Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: SEPARATION AND SEPARATORS - Edit Gulf Western Manufacturing Company, 1985 USA.

Eliminadores de remolinos: Son platinas dispuestas en el fondo del recipiente que evitan que se formen remolinos en las descargas.



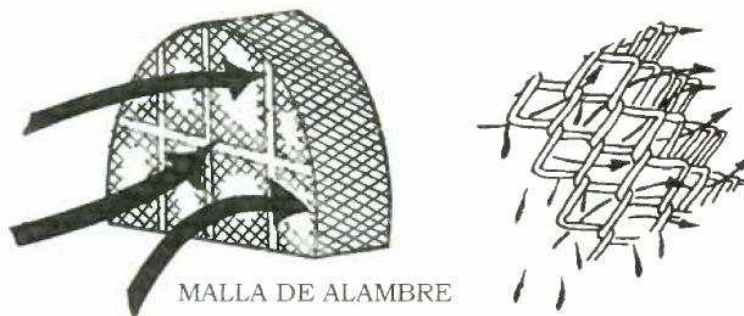
Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: SEPARATION AND SEPARATORS - Edit
Gulf Western Manufacturing Company, 1985 USA.

Extractores de neblina:

Malla de Alambre.- La tradicional malla de alambre es hecha de finos hilos de alambre de acero dispuestos en paquetes, las gotas de líquido se impregnan en el líquido y caen.

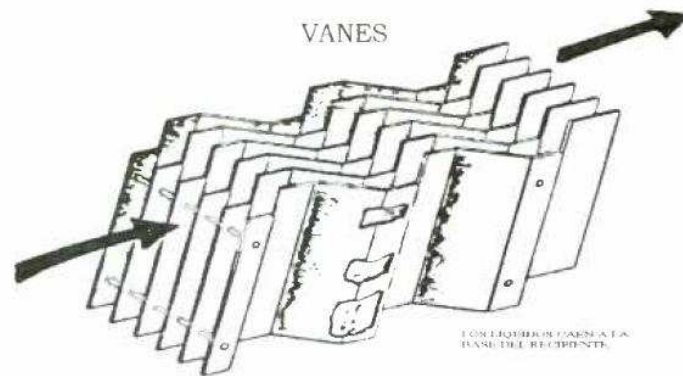
Desde el punto de vista práctico esta malla tiene un espesor entre 3 y 7 pulgadas y su densidad sería de 10 y 12 (lb/ft³).

Un extractor de neblina puede remover hasta el 99% de las gotas que son mayores de 10 micrones.



Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: SEPARATION AND SEPARATORS, Schulerberger, Flopetrol, Edit Gulf
Western Manufacturing Company, 1985 USA.

Vanes.- Son los denominados elementos coalescentes, las gotas de petróleo se quedan entre las celdas y el gas sale más seco, sirve inclusive como eliminador de ondas.



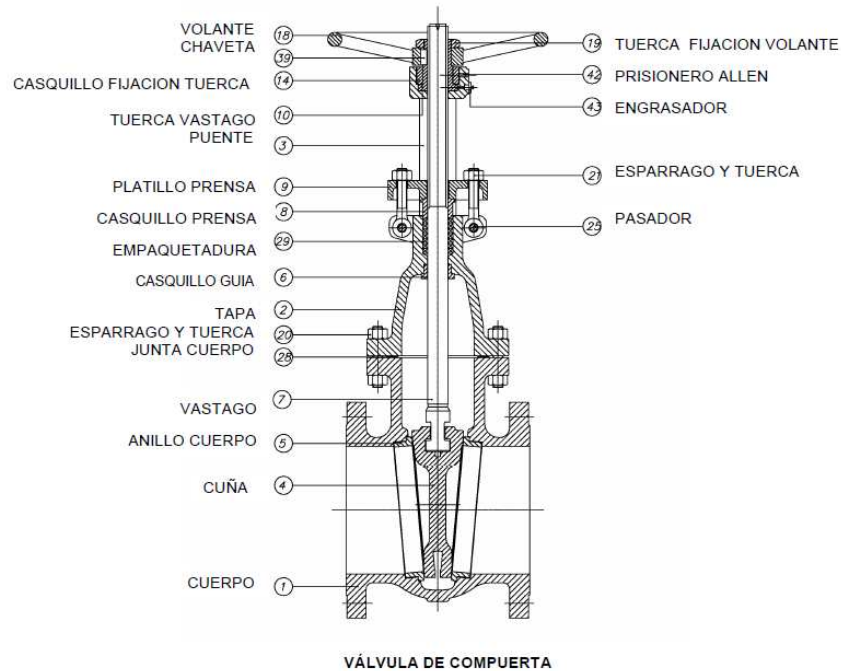
Elaborado por: Alexis Grefa
 Fuente: SEPARATION AND SEPARATORS - Edit Gulf Western Manufacturing
 Company, 1985 USA.

3.6.5 VÁLVULAS

3.6.5.1 VÁLVULA DE COMPÚERTA.

Las válvulas de compuerta están formadas por una cuña (obturador) cónica situada en el cuerpo entre dos anillos de asiento con un ángulo de 8 a 10°. Las guías del cuerpo proporcionan un buen deslizamiento de la cuña durante la maniobra de apertura/cierre de la válvula. El vástago está acoplado a la cuña en forma de 'T' auto-alineable. El vástago está roscado al puente. La rotación del volante en dirección de las agujas del reloj hacen que el puente rote y que el vástago se mueva hacia abajo junto con la cuña para cerrar la válvula.

Las válvulas de compuerta se utilizan para el servicio on-off donde se desea obtener el máximo caudal con un mínimo de pérdida de carga en condición completamente abierta. Las válvulas de compuerta no son recomendadas para la regulación del fluido. Estas válvulas son utilizadas, ya sea en posición completamente cerrada o completamente abierta.

FIG 3.7 CORTE DE UNA VALVULA DE COMPUERTA

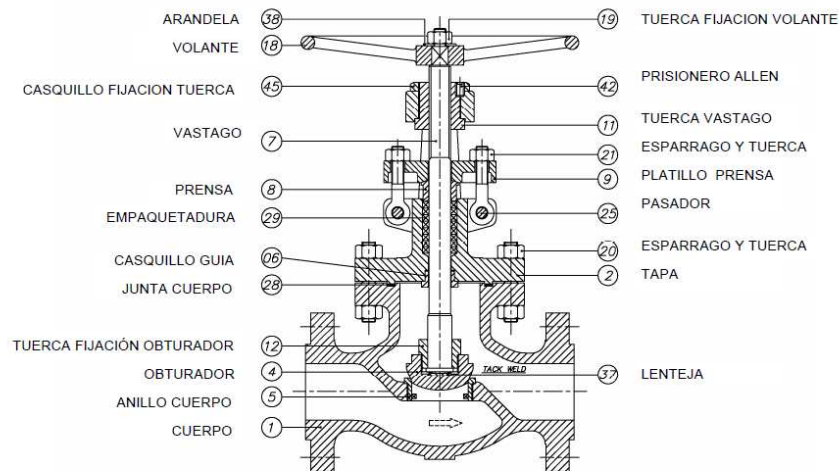
Elaborado por: Alexis Grefa
 Fuente: INSTRUCCIONES DE MONTAJE Y MANTENIMIENTO PARA VÁLVULAS DE COMPUERTA, GLOBO, Y RETENCIÓN – JC Fábrica de Válvulas

3.6.5.2 DESCRIPCIÓN DE VALVULAS DE GLOBO

Las válvulas de Globo son utilizadas como válvulas de regulación. El disco está sujeto al vástago mediante una unión giratoria auto-alineada. El movimiento vertical del disco con el vástago se rige por la rotación del volante, montado directamente sobre el vástago.

El vástago está sujeto a la tuerca vástago en la parte superior de la tapa mediante rosca. La rotación del volante hacia la derecha conduce al cierre del disco.

Las válvulas de Globo se utilizan normalmente para el control del flujo donde la pérdida de carga es permitida. Estas válvulas pueden utilizarse también para el servicio ON-OFF.

FIG 3.8 CORTE DE UNA VALVULA DE GLOBO**VÁLVULA DE GLOBO**

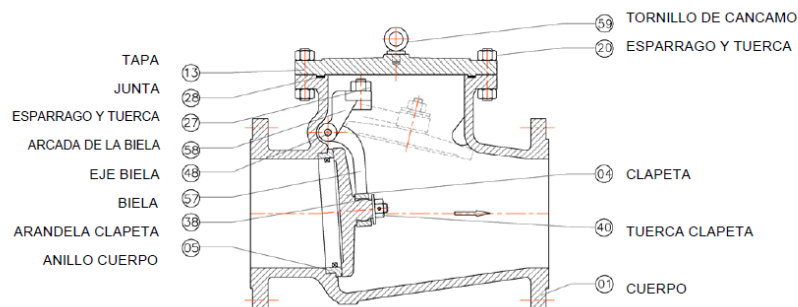
Elaborado por: Alexis Grefa

Fuente: INSTRUCCIONES DE MONTAJE Y MANTENIMIENTO PARA VÁLVULAS DE COMPUERTA, GLOBO, Y RETENCIÓN – JC Fábrica de Válvulas

3.6.5.3 DESCRIPCIÓN DE VALVULAS DE RETENCIÓN

Las válvulas de retención son válvulas de auto-operación. El disco se abre en la dirección del flujo y vuelve de nuevo al asiento cuando el flujo se detiene y se sella con el anillo de asiento a contra-presión. El disco está sujeto por la biela, puente y eje está auto-alineado y se mueve dentro de la cavidad del cuerpo.

En tamaños grandes, el pasador de la biela, puede salir del cuerpo para equilibrar la amortiguación.

FIG 3.9 CORTE DE UNA VALVULA DE RETENCIÓN**VÁLVULA DE RETENCION**

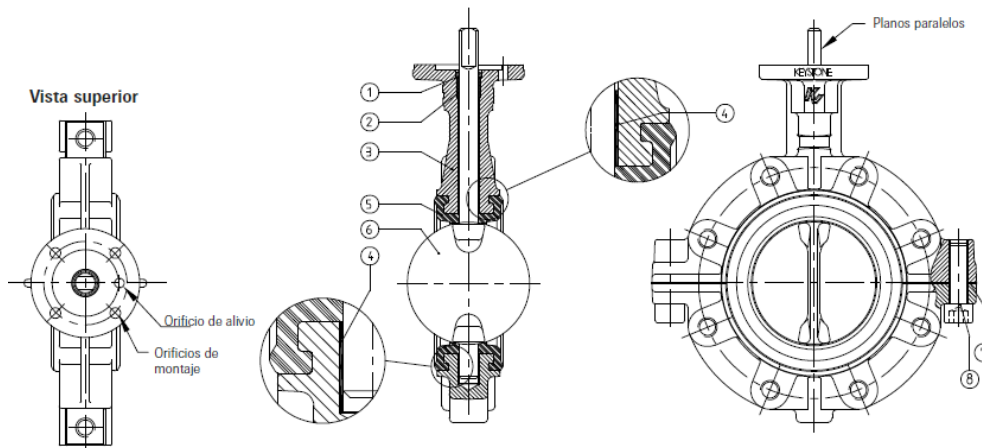
Elaborado por: Alexis Grefa

Fuente: INSTRUCCIONES DE MONTAJE Y MANTENIMIENTO PARA VÁLVULAS DE COMPUERTA, GLOBO, Y RETENCIÓN – JC Fábrica de Válvulas

3.6.5.4 VÁLVULA DE MARIPOSA

Las válvulas de mariposa están concebidas para la interrupción o restricción de fluidos. Las válvulas se cierran girando el disco 90° en sentido horario. La válvula se puede fijar en posiciones de apertura intermedias, consiguiendo diferentes grados de restricción. Las válvulas están diseñadas para condiciones de operación estándar; en servicios especiales como con medios agresivos o abrasivos.

FIG 3.10 CORTE DE UNA VALVULA DE MARIPOSA



COMPONENTES	
1.- Guardapolvos	5.- Asiento
2.- Cojinete del eje	6.- Conjunto disco - eje
3.- Cuerpo	7.- Cierre partido
4.- Cojinete (No para cuerpo de fundición gris)	8.- Tornillos del cuerpo

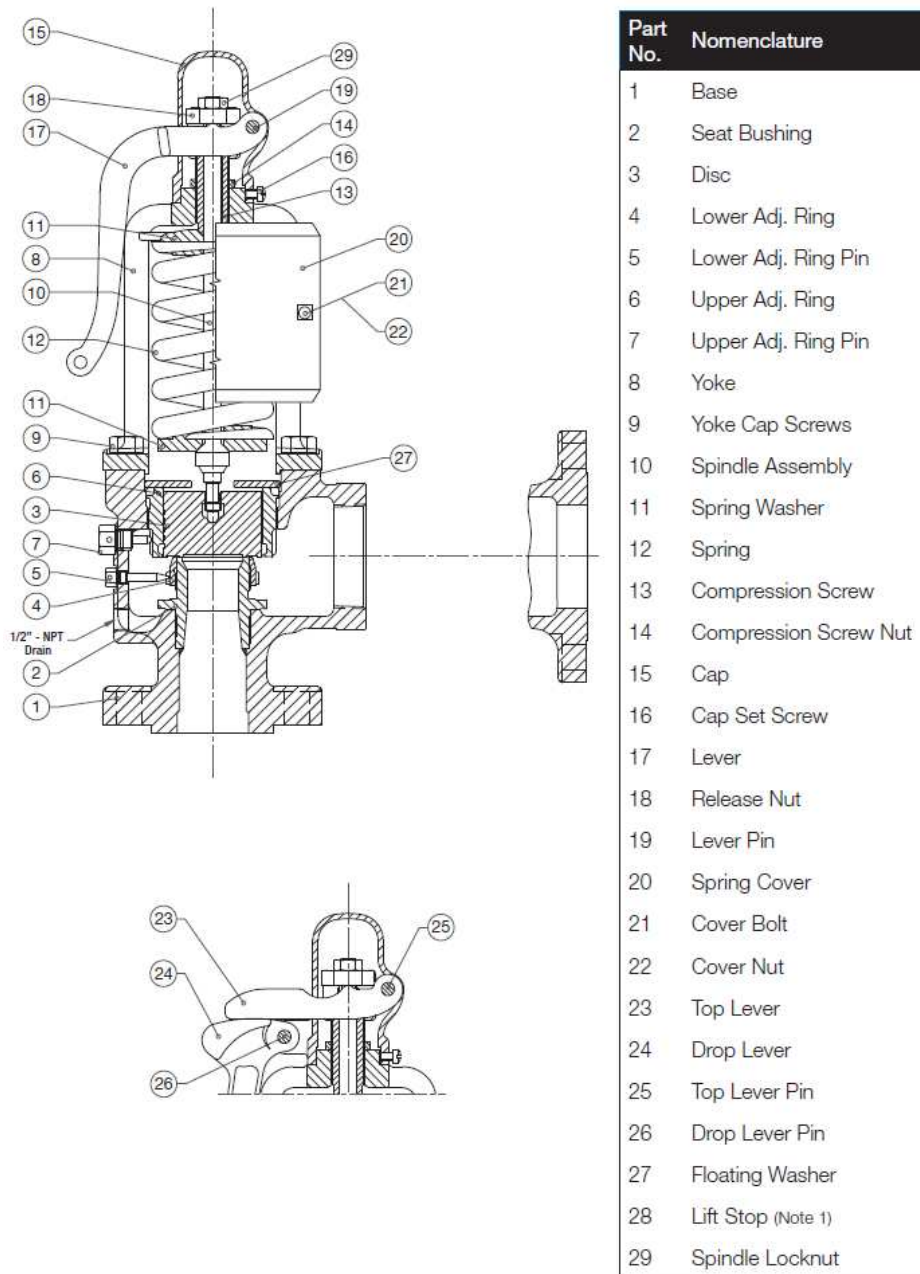
Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: CONTROL VALVUE HANDBOOK – FISHER – Fourth Edition

3.6.5.5 VÁLVULA DE SEGURIDAD

Las válvulas de seguridad y alivio tal cual su denominación lo indica, fueron creadas para salvaguardar equipos e instalaciones industriales en momentos de emergencia, considerándose como una herramienta que hace la diferencia entre un simple derrame y una explosión catastrófica, en una situación de sobrepresión, la presión dentro de la línea de descarga a la cual se encuentra instalada una

válvula de seguridad obliga a desplazar un disco cuando la presión del contenedor iguala la fuerza del resorte interno de la válvula de seguridad que la obliga a mantenerse cerrada, aliviando el exceso de presión hasta que el sistema regresa a la presión deseada.

FIG 3.11 CORTE DE UNA VALVULA DE SEGURIDAD



CAPITULO 4

DISEÑO DEL PROGRAMA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO

4.1 ANÁLISIS DE LOS MODOS Y EFECTOS DE FALLOS (AMEF)

Detectados los fallos operacionales, se hace necesaria establecer una jerarquía de cada uno de los problemas para poder establecer cuál de todos ellos son prioritarios en relación a los otros. Este capítulo se describe las fallas de las dos estaciones que han sido detectados en las observaciones de campo. Esta actividad se realiza con el objetivo de no solo determinar la cantidad de personal, presupuesto y medidas de seguridad que serán aplicadas en reparar este tipo de daños, analiza cuál de aquellas fallas es más relevante.

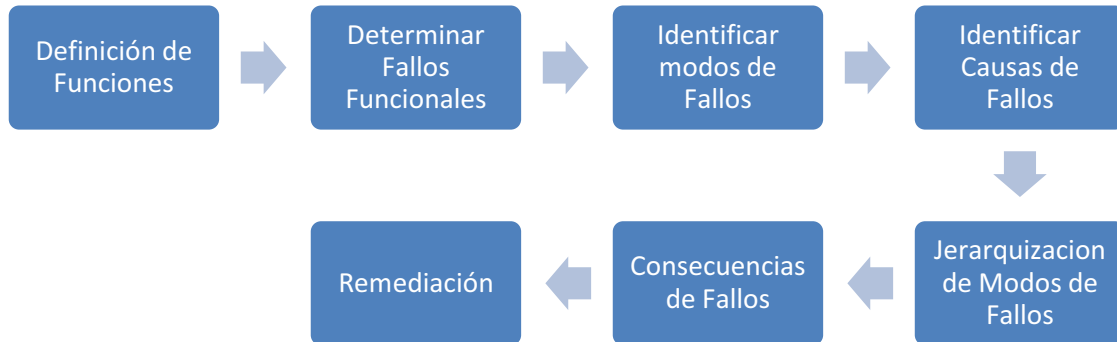
A continuación se adaptará la metodología de AMEF (Parra 2000), que nos ayuda a identificar los fallos dentro de los sistemas de la estación, así como su prioridad. En general este sistema se basa en responder las preguntas siguientes:

1. ¿Cuáles son las funciones asociadas con el activo (equipo a mantener) en su actual contexto operacional?
2. ¿En qué forma se produce el fallo del equipo, con respecto a la función que cumple en el contexto operacional?
3. ¿Qué causa cada fallo funcional?
4. ¿Qué ocurre cuando sucede un fallo?
5. ¿Cómo impacta cada fallo?
6. ¿Cuáles son las medidas a tomar para remediar estos fallos?

Para poder responder todas las preguntas anteriores se procederá a emplear la metodología AMEF (análisis de modo y efecto de fallos) que nos ayudará a optimizar, definiendo prioridades en una serie de fallos operacionales que la estaciones de producción del campo Lago Agrio posee actualmente.

El flujograma de aplicación del AMEF se muestra en el siguiente esquema:

FIG 4.1 FLUJOGRAMA DE IMPLANTACION DE AMEF



Elaborado por: Alexis Grefa

Fuente: MODELO INTEGRAL PARA OPTIMIZAR LA FIABILIDAD DE INSTALACIONES PETROLERAS - Carlos A. Parra

A continuación se explicara cada uno de los pasos en la aplicación de la metodología AMEF.

Definición de Funciones: Indica el propósito o misión de un activo en un contexto operacional (cada activo puede tener más de una función en el contexto operacional).

Determinación de Fallos funcionales: Es definido como una ocurrencia

Identificación de Modo de fallo: Es el evento que provoca el fallo funcional.

Identificación de Causas de los Fallos: Se define como las causas físicas/operacionales/humanas que originan la aparición de los modos de fallos.

Jerarquización de los Modos de Fallo: Es la prioridad y urgencia para su remediación que se le asignará a cada uno de los modos de fallo.

Consecuencias de los Fallos: Representan los posibles efectos que generan los modos de fallos sobre la seguridad, ambiente y operaciones.

Remediación del Fallo: Es el procedimiento o conjunto de estos, que nos permite al equipo o estructura volver a su estado de funcionamiento habitual.

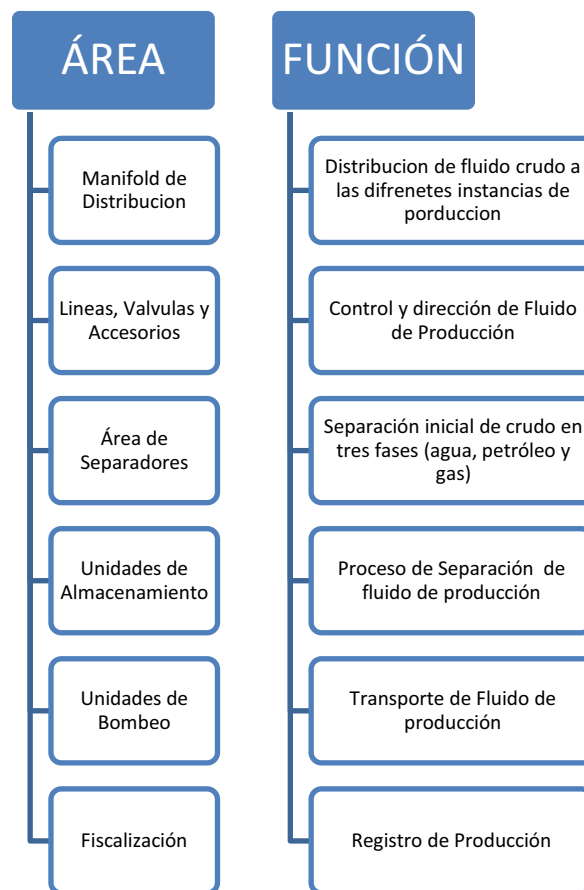
4.2 DEFINICION DE FUNCIONES

Para definir los activos que entraran dentro del estudio de mantenimiento correctivo, se necesita una clasificación por áreas en las cuales puedan ser

distinguidos de forma rápida y sin confusiones así como las funciones que desempeñan dentro de la estación.

- 1.- Área de Manifold de distribución.
- 2.- Área de líneas, válvulas y accesorios.
- 3.- Área de Separadores
- 4.- Área de Unidades de almacenamiento (Tanques, Otros).
- 5.- Área de Unidades de Bombeo.
- 6.- Área de Fiscalización

FIG 4.2 FUNCIONES DE LAS ÁREAS DE CADA UNA DE LAS ESTACIONES



Elaborado por: Alexis Grefa
 Fuente: MODELO INTEGRAL PARA OPTIMIZAR LA FIABILIDAD DE INSTALACIONES PETROLERAS - Carlos A. Parra

Cada una de estas áreas pertenece a los sistemas tanto de las estaciones de Lago agrío Central y Lago agrío Norte.

4.3 DETERMINACION E IDENTIFICACION DE CAUSAS Y MODOS DE FALLOS

Para poder identificar fallos operacionales así como sus causas es necesario llevar a cabo una inspección de los bienes que van a ser sujetos de análisis de la metodología de priorización de problemas, a continuación se establecerán los fallos operacionales mencionados en el primer capítulo y posteriormente su análisis correspondiente.

A continuación se citara y determinara los aspectos antes mencionados en relación a los problemas detectados en el capítulo 1.

TABLA 4-1 Fallo Funcional 1

Sistema	Fallo Funcional	Modo de Fallo	Causa de Falla	Consecuencia	Remediación
<ul style="list-style-type: none"> •Lago Agrio Central •Lineas, Valvulas y Accesorios 	<ul style="list-style-type: none"> •Fuga de Fluidos 	<ul style="list-style-type: none"> •Desgaste de componentes 	<ul style="list-style-type: none"> •Rotura de Empaque 	<ul style="list-style-type: none"> •Perdida menor de Produccion 	<ul style="list-style-type: none"> •Reemplazo de empacaduras y repuestos

TABLA 4-2 Fallo Funcional 2

Sistema	Fallo Funcional	Modo de Fallo	Causa de Falla	Consecuencia	Remediación
<ul style="list-style-type: none"> •Lago Agrio Central y Norte •Lineas, Valvulas, Accesorios y unidades de almacenamiento 	<ul style="list-style-type: none"> •Desgaste de estructura por corrosion externa 	<ul style="list-style-type: none"> •Exposicion a condiciones ambientales sin protección 	<ul style="list-style-type: none"> •Condiciones ambientales 	<ul style="list-style-type: none"> •Reduccion de la resitencia fisica de los materiales 	<ul style="list-style-type: none"> •Diseño de Protección catodica y aplicacion de protección anticorrosiva

TABLA 4-3 Fallo Funcional 3

Sistema	Fallo Funcional	Modo de Fallo	Causa de Falla	Consecuencia	Remediación
<ul style="list-style-type: none"> •Lago Agrio Norte •Área de manifold 	<ul style="list-style-type: none"> •Desgaste de la Capa de Pintura 	<ul style="list-style-type: none"> •Exposicion dsuperficie al medio ambiente 	<ul style="list-style-type: none"> •Desgaste por uso cotidiano de instalaciones 	<ul style="list-style-type: none"> •destruccion de la capa de proteccion a la corrosion 	<ul style="list-style-type: none"> •Construccion de plataformas y recubrimiento de capa portectora

TABLA 4-4 Fallo Funcional 4

Sistema	Fallo Funcional	Modo de Fallo	Causa de Falla	Consecuencia	Remediación
<ul style="list-style-type: none"> Lago Agrio Central Unidades de almacenamiento y Area de manifold 	<ul style="list-style-type: none"> Desgaste de las estructuras de drenajes. 	<ul style="list-style-type: none"> Realizacion de trabajo pesados 	<ul style="list-style-type: none"> Adecuación y reconstruccion de unidades 	<ul style="list-style-type: none"> estancameinto de aguas pluviales y exposicion a la corrosion 	<ul style="list-style-type: none"> Reconstruccion de estructuras de concreto bajo las unidades de almacenamiento

4.4 PROCESO DE JERARQUIZACIÓN DE LOS MODOS DE FALLOS

Una vez determinados los fallos de las instalaciones presentes en las estaciones, es posible establecer una jerarquía entre los mismos con la finalidad de determinar cuáles de ellos necesitan mayor énfasis y brevedad en su remediación.

El método propuesto se encuentra basado en una evaluación cualitativa de riesgo propuesta por (WoodHouse 2001), en la cual establece la jerarquía de los fallos en relación a su frecuencia y las consecuencias que cada uno de estos implica tanto para la seguridad personal como en la perdida de producción.

4.4.1 EVALUACIÓN CUALITATIVA DEL RIESGO (Frecuencia de fallos x Consecuencias)

La evaluación cualitativa del riesgo puede ser estimada en relación a las siguientes formulas:

Riesgo = Frecuencia de fallos x Consecuencias

Frecuencia = Número de fallos en un tiempo determinado

Consecuencia = ((Impacto Operacional x Flexibilidad) + Costes Mto. + Impacto SAH)

Así de esta manera, se debe asignar valores para poder integrarlos a la formula y así obtener los resultados que puedan ser integrados en la matriz de criticidad.

- Factor de frecuencia de fallos / Escala 1-5

1: Sumamente improbable: menos de 1 evento en 5 años

2: Improbable: 1 evento en 5 años

3: Posible: 1 evento en 3 años

4: Probable: entre 1 y 3 eventos al año

5: Frecuente: más de 3 eventos por año

- Factor de Consecuencias /Escala 1-5

- Impacto en SHA

5. Explosión / Muerte

4. Incendio / Lesión incapacitante/ área sensible al ambiente

3. Incendio localizado

2. Accidente ambiental reportable /Lesión menor

1. Incidente

- Impacto en el negocio

5. Daños irreversibles al sistema

4. Pérdida de Producción 75%

3. Pérdida de producción 50%

2. Pérdida de producción 25%

1. Pérdida menor de productividad

Se selecciona el valor más alto de: SHA/Negocio, como determinante de la consecuencia.

Los resultados se plasman en una matriz de 5 x 5 como la que se muestra en la figura siguiente. El eje vertical expresa cinco categorías de consecuencia de los fallos, mientras que el eje horizontal indica cinco categorías de frecuencia de los fallos. La matriz está dividida en cuatro zonas para indicar la criticidad de los

modos de fallos.

B = Baja Criticidad

M = Media Criticidad

A = Alta Criticidad

MA = Muy alta Criticidad

FIG 4.3 MATRIZ DE CRITICIDAD DE LOS MODOS DE FALLO

CONSECUENCIAS	5	M	A	MA	MA	MA
	4	M	M	A	A	MA
	3	B	M	M	A	A
	2	B	B	B	M	A
	1	B	B	B	B	M
		1	2	3	4	5
		FRECUENCIA DE FALLOS				

Elaborado por: Alexis Grefa
 Fuente: MODELO INTEGRAL PARA OPTIMIZAR LA FIABILIDAD DE
 INSTALACIONES PETROLERAS - Carlos A. Parra

Es importante mencionar que la metodología AMEF estima cualitativamente la jerarquía de los fallos operacionales, es decir, que las opiniones recogidas en este trabajo es el conjunto de información suministrada por el personal de planta destinada al área de mantenimiento, los cuales conocen la frecuencia y consecuencia que este tipo de fallos operacionales implica en base a la experiencia adquirida y tiempo de permanencia en cada una de las estaciones.

En general, este tipo de análisis de fallas debe ser discutido en equipos multidisciplinarios que involucren todas las áreas de producción, de esta manera se podrá divisar de mejor manera.

FIG 4.4 ESQUEMA BASICO DE EQUIPO DE TRABAJO EN UNA ESTACIÓN.



Elaborado por: Alexis Grefa
 Fuente: MODELO INTEGRAL PARA OPTIMIZAR LA FIABILIDAD DE
 INSTALACIONES PETROLERAS - Carlos A. Parra

4.5 APLICACIÓN DE LA MATRIZ DE CRITICIDAD EN LAS FALLAS OPERACIONALES DETECTADO

4.5.1 FALLO FUNCIONAL 1: FUGA DE FLUIDOS

4.5.1.1 Evaluación cualitativa del riesgo

- Factor de frecuencia de fallos

Como ya se mencionó anteriormente la frecuencia de los derrames provenientes de las fugas de válvulas son muy frecuentes, sin embargo aquellas fugas sucedidas en estos accesorios no son significativas y no generan grandes pérdidas en lo que a producción se refiere.

En relación a lo anterior, se ha determinado que las fugas sucedidas en el año alcanzan a llegar en dos ocasiones en accesorios diferentes. Por lo que en relación a lo expuesto se debe estimar un valor de 4 para cuantificar el factor de frecuencia en este caso.

- Factor de Consecuencias
- Impacto en SHA

Cuando una fuga proveniente de algún accesorio es contabilizada, los únicos daños reportados en los informes y observaciones no han provocado lesiones humanas o elementos que afecten la integridad de los operadores, sin embargo detectar estos problemas puede tardar bastante tiempo, por tal motivo se puede generar derrames de pequeña magnitud, con el cual puede ser calificado como incidente, otorgándole una calificación de Impacto SHA de 1

- Impacto en el negocio

Debido a que la genera un incidente menor, la pérdida de producción es mínima, en la cual el grado de impacto puede establecerse con el valor de 1 en la escala que cuantifica el impacto a los activos de las estaciones.

En general con el valor de Frecuencia de fallos igual a 4 y con un factor de consecuencia igual a 1 se puede ubicar en la matriz de criticidad en la siguiente posición.

FIG 4.5 MATRIZ DE CRITICIDAD DE LOS MODOS DE FALLO NUMERO 1

CONSECUENCIAS	5	M	A	MA	MA	MA
	4	M	M	A	A	MA
	3	B	M	M	A	A
	2	B	B	B	M	A
	1	B	B	B	B	M
		1	2	3	4	5
		FRECUCENCIA DE FALLOS				

Elaborado por: Alexis Grefa

Fuente: MODELO INTEGRAL PARA OPTIMIZAR LA FIABILIDAD DE INSTALACIONES PETROLERAS - Carlos A. Parra

4.5.2 FALLO FUNCIONAL 2: DESGASTE DE LAS ESTRUCTURAS POR CORROSION EXTERNA E INTERNA

4.5.2.1 Evaluación cualitativa del riesgo

- Factor de frecuencia de fallos / Escala 1-5

Como lo constatado visualmente en el interior del tanque de lavado de la Estación Lago Agrío Central, la estructura se encuentra afectada por la corrosión, en mayor medida por la corrosión interna aunque externamente luzca en buenas condiciones, Según la Norma Api 571 la inspección visual también permite la detección de áreas defectuosas y sospechosas de sufrir daños por la corrosión (Anexo 15), aunque también sugiere el empleo de escaneos infrarrojos para determinar con precisión el grado de corrosión que sufre la estructura en estudio, se ha podido detectar de forma visual un avance significativo de este problema, por lo que el valor para la mayor frecuencia de un fallo se establece en el valor 5.

- Factor de Consecuencias /Escala 1-5
- Impacto en SHA.

A pesar que este tipo de fallas no se han llevado a cabo, sin embargo dado el caso de que estos incidentes llegue a suceder la pérdida material y humana puede ser muy alta, el hecho de que una estructura contenedora de fluido de producción ceda ante el desgaste del material puede generar accidentes de gran magnitud, con la cual su calificación debe ser la más alta en relación al daño que puede producir, esta es 5

- Impacto en el negocio.

La pérdida aunque grande, puede contenerse en los perímetros amurallados de concreto en lo que respecta al área de tanque, sin embargo en las demás unidades de almacenamiento como separadores, botas de gas, entre otros, se carece de esta protección por lo que puede significar una pérdida en aproximadamente en un 25%, si comparamos el volumen total producido en relación al volumen que no puede ser contenido como es el caso de los tanques de surgencia y lavado. El valor correspondiente a este valor de pérdida de producción es 2.

En general con el valor de Frecuencia de fallos igual a 5 y con un factor de consecuencia igual a 2,5 se puede ubicar en la matriz de criticidad en la siguiente posición.

FIG 4.6 MATRIZ DE CRITICIDAD DE LOS MODOS DE FALLO NUMERO 2

CONSECUENCIAS	5	M	A	MA	MA	MA
	4	M	M	A	A	MA
	3	B	M	M	A	A
	2	B	B	B	M	A
	1	B	B	B	B	M
		1	2	3	4	5
		FRECUENCIA DE FALLOS				

Elaborado por: Alexis Grefa
 Fuente: MODELO INTEGRAL PARA OPTIMIZAR LA FIABILIDAD DE
 INSTALACIONES PETROLERAS - Carlos A. Parra

4.5.3 FALLO FUNCIONAL 3: DESGASTE DE LA PELICULA PROTECTORA

4.5.3.1 Evaluación cualitativa del riesgo

- Factor de frecuencia de fallos / Escala 1-5

El desgaste de la película protectora ante la corrosión es notable en algunas de las estructura de almacenamiento, el desgaste de dicha protección siempre es constante, sin embargo tiene mayor frecuencia al realizar las labores de monitoreo y reparaciones de rutina, es controles no son siempre permanentes, pero influyen notoriamente en el desgaste del mismo, por lo que se ha establecido en un evento cada 3 años, dando como resultado la calificación de 3 en el factor de frecuencia.

- Factor de Consecuencias /Escala 1-5
- Impacto en SHA

La perdida de la capa protectora contra agentes corrosivos puede generar una en general una leve contaminación al desprenderse de la estructura que protege por

lo que puede ubicarse en una calificación de 2 denominada como una lesión menor.

- Impacto en el negocio

El desprendimiento de una capa protectora de corrosión por obvias razones no afecta el desempeño normal de la producción, pero si a las estructuras que están dentro del proceso, por lo que en si su impacto se ha establecido en el menor posible, es decir la calificación 1.

En general con el valor de Frecuencia de fallos igual a 3 y con un factor de consecuencia igual a 2 se puede ubicar en la matriz de criticidad en la siguiente posición.

FIG 4.7 MATRIZ DE CRITICIDAD DE LOS MODOS DE FALLO NUMERO 3

CONSECUENCIAS	5	M	A	MA	MA	MA
	4	M	M	A	A	MA
	3	B	M	M	A	A
	2	B	B	B	M	A
	1	B	B	B	B	M
		1	2	3	4	5
		FRECUENCIA DE FALLOS				

Elaborado por: Alexis Grefa

Fuente: MODELO INTEGRAL PARA OPTIMIZAR LA FIABILIDAD DE INSTALACIONES PETROLERAS - Carlos A. Parra

4.5.4 FALLO FUNCIONAL 4: DESTE DE LAS ESTRUCTURAS DE DRENAJE

4.5.4.1 Evaluación cualitativa del riesgo

- Factor de frecuencia de fallos / Escala 1-5

Los drenajes ocupan un lugar importante en la evacuación de agua pluviales, sin embargo su taponamiento o sus malas condiciones puede causar estancamientos de aguas pluviales y exponer a la base de las estructuras, sobre todo en el tanque acondiciones innecesarias de humedad.

Su frecuencia no es muy continua ya que su destrucción se da a cabo cuando se realizan labores de reparación de las unidades que contienen, por lo que su

calificación en la escala de frecuencia se establece en 1.

- Factor de Consecuencias /Escala 1-5
- Impacto en SHA

El impacto SHA es menor el daño de los drenajes en general afectan a la evacuación de agua que se puede acumular y destruir la estructuras por la humedad mas no afecta al personal en particular por lo que su calificación en relación a impacto SHA es 1

- Impacto en el negocio

El impacto en la producción es nulo, sin embargo afecta como en otros casos a las estructuras que están directamente involucradas con la producción, por lo que su impacto debe estimarse en 1

En general con el valor de Frecuencia de fallos igual a 1 y con un factor de consecuencia igual a 1 se puede ubicar en la matriz de criticidad en la siguiente posición.

FIG 4.8 MATRIZ DE CRITICIDAD DE LOS MODOS DE FALLO NUMERO 4

CONSECUENCIAS	5	M	A	MA	MA	MA
	4	M	M	A	A	MA
	3	B	M	M	A	A
	2	B	B	B	M	A
	1	B	B	B	B	M
		1	2	3	4	5
		FRECUENCIA DE FALLOS				

Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: MODELO INTEGRAL PARA OPTIMIZAR LA FIABILIDAD DE
INSTALACIONES PETROLERAS - Carlos A. Parra

4.6 REMEDIACIÓN DE LOS PROBLEMAS

4.6.1 REMEDIACION DE FALLO FUNCIONAL 1 (FUGA DE FLUIDOS)

El gas de fluidos de producción se generan en las válvulas, las dos estaciones de producción poseen varios tipos de ellas, válvulas de retención, mariposa, compuerta o seguridad. El programa de mantenimiento preventivo es el encargado de la reposición de componentes de cada una de las válvulas para que ellas regresen a su estado de funcionamiento habitual.

Por tal razón en el próximo capítulo se mencionan los procedimientos y medidas a considerar en el momento de evitar las fugas de fluidos en las válvulas cuando ellas aparezcan.

Sin embargo se hace necesario mencionarla en el presente capítulo para demostrar que en el análisis de fallos, es posible incluir todo tipo de fallos operacionales, incluso aquellos que son de exclusiva responsabilidad del programa de mantenimiento preventivo.

4.6.2 REMEDIACIÓN DE FALLO FUNCIONAL 2 (PROTECCIÓN CATODICA EN UNIDADES DE ESTACION DE PRODUCCIÓN)

4.6.2.1 Introducción

La conservación de las unidades que forman parte de la estación de producción es de gran importancia dentro de la gama de actividades que componen el mantenimiento de las mismas, lo que implica establecer medidas y procedimientos para que estos elementos no sean víctimas de la corrosión.

La corrosión se puede clasificar en algunas formas, pero las más comunes relacionadas con la corrosión al exterior como al interior (estructura interna y fondo del tanque) son la corrosión general y la puntual.

En la corrosión general, se forma miles de áreas microscópicas sobre una determinada superficie de metal, resultando en una pérdida total del material. En la corrosión puntual estas celdas son más activas y se pueden identificar y atacar

en ciertas zonas, de esta manera su remplazo es relativamente más sencillo evitando su propagación en zonas considerables de la superficie de las estructuras.

La composición del metal es importante en función de identificar zonas más anódicas y catódicas que otras en las estructuras a proteger, es decir puede surgir una diferencias de potencial por el hecho de la distribución de los elementos propios de la aleación, en adición la corrosión también se puede generar en soldaduras realizadas con materiales diferentes.

Las características del terreno afectan sustancialmente el tipo y velocidad de corrosión de una estructura en contacto con el suelo. Las sales disueltas influyen en la capacidad de transporte de corriente Eléctrica de los electrolitos del suelo y ayuda a determinar las velocidades de reacción sobre las áreas Anódicas y catódicas. El contenido de humedad, el pH, la concentración de oxígeno y otros factores interactúan de manera compleja, influyendo en la corrosión.

4.6.2.2 **Objetivo**

Establecer los requisitos técnicos y documentales mínimos para la adquisición o contratación de los servicios para el diseño, construcción, mantenimiento, inspección y pruebas de los sistemas de protección catódica para estructuras metálicas que comprende una estación de producción.

4.6.2.3 **Desarrollo**

La protección catódica consiste en obligar a la estructura a funcionar como un cátodo en una celda de corrosión, mediante la manipulación y modificación de factores electroquímicos. Un ánodo galvánico, también llamado ánodo de sacrificio, si se conecta eléctricamente a una estructura sumergida descargará una corriente que fluirá a través del electrolito hasta la estructura que se pretende proteger. Para cumplir con este objetivo, los ánodos deben cumplir con ciertas características de peso, dimensiones, forma geométrica. El siguiente trabajo pretende conducir al diseño de sistemas de protección catódica con ánodos de sacrificio y a obtener el ánodo adecuado mediante un método simple.

“La corrosión es la destrucción de un cuerpo sólido causada por un ataque no provocado, de naturaleza química o electroquímica que se inicia en la superficie”

En cualquier caso la corrosión es la destrucción de las estructuras metálicas en lo que a ingeniería se refiere puede causar grandes pérdidas económicas, además de accidentes de tipo industrial.

La escala electroquímica de los metales, ubica a cada metal de forma anódica y catódica respecto a otros, por ejemplo, el hierro será anódico respecto al cobre y catódico respecto a zinc, como se muestra en la tabla siguiente:

TABLA 4-5 SERIE ELECTROQUIMICA DE LOS METALES

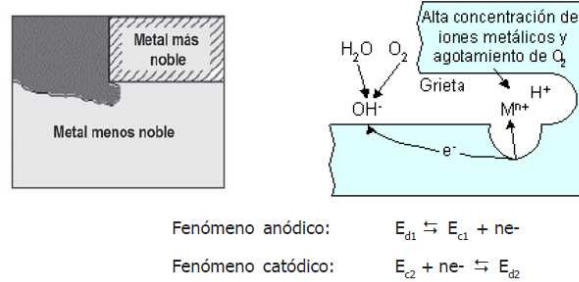
Iones en solución	Potencial (voltios)	Iones en solución	Potencial (voltios)
Li ⁺	- 3022	Co ⁺⁺	- 0,29
Rb ⁺	- 2924	Ni ⁺⁺	- 0,22
K ⁺	- 2925	Sn ⁺⁺	- 0,136
Ca ⁺⁺	- 2,87	Pb ⁺⁺	- 0,129
Na ⁺	- 2715	H ⁺	0,000
Mg ⁺⁺	- 1866	Bi ⁺⁺⁺	+ 0,226
Al ⁺⁺⁺	- 1,67	Cu ⁺⁺	+ 0,344
Zn ⁺⁺	- 0,762	Te ⁺⁺⁺⁺	+ 0,558
Cr ⁺⁺	- 0,71	Hg ⁺⁺	+ 0,798
Fe ⁺⁺	- 0,441	Ag ⁺	+ 0,799
Cd ⁺⁺	- 0,397	Pt ⁺⁺	+ 1,2
Ti ⁺	- 0,336	Au ⁺⁺⁺	+ 1,12

Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: Protección Catódica (Diseño de Ánodos de Sacrificio) – Samuel Rosario Francia

Aquel metal que actúa como ánodo es el que se sacrifica en vez de cuerpo metálico que actúa como cátodo, por este motivo se llama Protección catódica mediante ánodos de sacrificio.

Desde el punto de vista del desempeño, el ánodo debe ser fabricado con métodos que permitan la ausencia de segregaciones de constituyentes de aleación, además tampoco no debe tener intrusiones extrañas, de lo contrario el ánodo corre el riesgo de apasivarse o desintegrarse físicamente. Como lo muestra la siguiente figura.

FIG 4.9 CORROSIÓN Y MECANISMOS DE LA CORROSIÓN



Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: Protección Catódica (Diseño de Ánodos de Sacrificio) – Samuel Rosario Francia

4.6.2.4 Características fundamentales de los ánodos de sacrificio.

Desde un punto de vista técnico – económico, el ánodo de sacrificio debe reunir las siguientes propiedades esenciales:

- Tener un potencial de disolución lo suficientemente negativo para polarizar la estructura (en el caso del acero a -0,8 V).
- Debe presentar una tendencia pequeña a la polarización, no debe desarrollar películas obstructoras con los productos de corrosión y tener una fuerte sobretensión de hidrogeno.
- El material debe tener un elevado rendimiento eléctrico en A/h kg.
- El ánodo deberá corroerse uniformemente.
- El costo del metal a emplear deberá ser razonable, de modo que la protección catódica en general debe ser económicamente accesible.

4.6.2.5 Diseño de ánodos de sacrificio.

Es necesario establecer un tamaño adecuado de los ánodos de sacrificio que darán la corriente necesaria. Algunos fabricantes publican la corriente eléctrica de su gama de productos estándar a una determinada resistividad del agua que es normalmente de 25 a 30 Ohm-cm, sin embargo a veces es necesario ánodos para aplicaciones especiales y a resistividades del agua diferentes. Por otra parte se hará necesario determinar la corriente individual de cada ánodo de sacrificio.

El diseño de ánodos de sacrificio para proteger estructuras metálicas requiere del conocimiento de la resistencia óhmica de estos, aplicando la Ley de Ohm, estimando la corriente de salida y evaluando el número de ánodos requerido para estas estructuras. Las formulas más usadas en el diseño de ánodos se describen a continuación:

TABLA 4-6 FÓRMULAS DE RESISTENCIA DE MAYOR USO EN LA PROTECCION CATODICA EN ESTRUCTURAS

Nombre	Fórmula	
Modificada de Dwight	$R = \frac{\rho}{2\pi L} \cdot \ln \frac{4L}{a} - 1$	<p>ρ = Resistividad específica del agua de mar (ohm-cm). L = Longitud del ánodo (cm). a = Radio efectivo medio del ánodo (A = área de la sección transversal / π (cm)). A = área de la superficie expuesta del ánodo (cm²). S = Media aritmética de la longitud y ancho del ánodo (cm).</p>
McCoy	$R = \frac{0,315 \cdot \rho}{\sqrt{A}}$	
Waldron y Peterson	$R = \frac{\rho}{0,58 A^{0,727}}$	
LLoyd's	$R = \frac{\rho}{2 S}$	

Elaborado por: Alexis Grefa

Fuente: Protección Catódica (Diseño de Ánodos de Sacrificio) – Samuel Rosario Francia

La ecuación modificada de Dwight es la más usada para los ánodos tipo barra o ánodos delgados, libremente suspendidos y separados de la plataforma que protegen, sin embargo es posible instalarlos al mismo nivel de la superficie a proteger. La ecuación de McCoy fue determinada para determinar la resistencia del ánodo basado en la superficie expuesta sin importar la forma geométrica. La ecuación de Waldron y Peterson se usa para ánodos rectangulares y planos con respaldo de madera.

La formula de Lloyd's ha sido propuesta para ánodos tipo placa delgada expuesta por un solo lado.

4.6.2.6 Cálculo de la resistencia.

Como ya se menciona, la ecuación de Dwight será usada para diseñar los ánodos en cuestión. La resistencia de un ánodo de forma cilíndrica en un electrolito es igual a la resistencia específica del mismo y algunos factores que se incluirán en la formula y relacionados con la forma geométrica del ánodo.

$$R = \rho \frac{K}{L} \cdot \left(\ln \frac{4L}{a} - 1 \right) \quad \rightarrow \quad R = \frac{\rho}{2\pi L} \cdot \left(\ln \frac{4L}{a} - 1 \right) \quad (1) \text{ y } (2)$$

Donde:

R = Resistencia ánodo-electrolito (Ohm).

r = Resistividad del electrolito (Ohm-cm).

K = $1/2\pi$ (0.159 si L están en cm; 0.0627 si L y a están en pulgadas).

L = Longitud del ánodo

a = Radio equivalente del ánodo. Para otras diferentes al cilindro.

$C/2\pi$, donde C, es el perímetro de la sección transversal. Así, para una sección transversal de 10 x 10 pulgadas;

$$C = 40 \text{ y } a = 40/2\pi = 6,37$$

Como ya se menciona la corriente de salida será determina mediante la ecuación de la Ley de Ohm $I = E / R$.

4.6.2.7 Límites de la ecuación.

La ecuación de Dwight es válida para ánodo de zinc y aluminio cuando $4L/R$ es mayor a 16; para ánodos que no cumplan esta condición $4L/R < 16$ las ecuaciones de McCOy y otras versiones de Dwight pueden determinar de mejor manera la corriente de salida de los ánodos.

4.6.2.8 Cálculo de la corriente de salida

La **TABLA 4.5** nos da valores de la cantidad de metal que se consume en una determinada cantidad de tiempo para determinar su reposición se determina así:

$$C_{\text{consumida}} = \text{Velocidad de consumo} \times \text{tiempo de vida} \\ \times \text{Intensidad de corriente}$$

$$M = V_c \times \theta \times I_a \quad (3)$$

Con la ecuación de Dwight y Ohm tenemos la ecuación de la intensidad e corriente:

$$I_a = \frac{\Delta E}{\frac{0,0627 \cdot \rho_m (Ln \frac{4L}{a} - 1)}{L}} \quad \rightarrow \quad I_a = \frac{\Delta E}{0,0627 \rho_m (Ln \frac{4L}{a} - 1)} \quad (4)$$

4.6.2.9 Cálculo de número de ánodos y su duración.

Para determinar el número de ánodos que se van a necesitar para una determinada estructura es necesario saber la intensidad total de corriente necesaria y conocer la densidad de corriente de protección.

Para estos cálculos se debe conocer la superficie de la estructura a proteger, sin embargo es de gran utilidad si existe zonas en la cuales las estructuras se encuentran expuestas a zonas de “sombra” (pantanosas o sumergidas en agua), es información esencial para la distribución de los ánodos, de lo contrario estarán sometidas a la acción de la corrosión. La intensidad total estará determinada por:

$$I_{\text{total}} = d_{\text{corriente}} \times \text{área a proteger} \quad (5)$$

Debemos fijarnos si existen áreas de la estructura que se encuentran sumergidas en zonas pantanosas o mojadas, la intensidad total se determina de forma separada.

$$I_{\text{área mojada}} = d_{\text{corriente en electrolito}} \times \text{área mojada a proteger}$$

$$I_{\text{área fangosa}} = d_{\text{corriente en fango}} \times \text{área fangosa a proteger}$$

Mediante la ecuación (4) se determino la intensidad de cada ánodo, de esta manera se puede deducir que:

$$N_{\text{ánodos}} = I_{\text{total}} / I_a \quad (6)$$

Otro punto importante del diseño es la vida de los ánodos. La vida de cada ánodo se determina en función del peso del ánodo mas no de su número, así de esta manera al determinar la que puede suministrar un ánodo en particular, su peso (kg), la capacidad de corriente calculada mediante Dwight, su rendimiento y su factor de utilización, se puede proceder a calcular la vida del ánodo.

El factor de utilización F_u puede ser del 85%, ya que, cuando un ánodo se ha consumido en ese porcentaje debe ser sustituido inmediatamente, porque el

material restante es insuficiente para mantener la un porcentaje razonable de intensidad de corriente que se suministraba al inicio.

El cálculo es el siguiente:

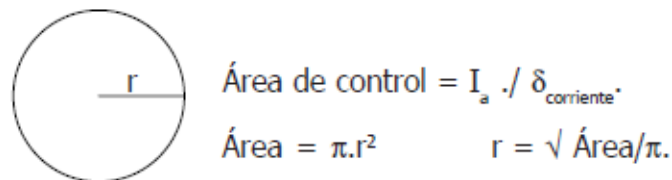
$$\text{Vida} = \frac{C_{\text{corriente}} \times P \times \eta \times F_u}{I_a} \quad (7)$$

Corriente = Capacidad de corriente
= Amp. Año / kg
P = Peso (kg)
 η = rendimiento
 F_u = Factor de utilización

4.6.2.10 Radio de acción del ánodo.

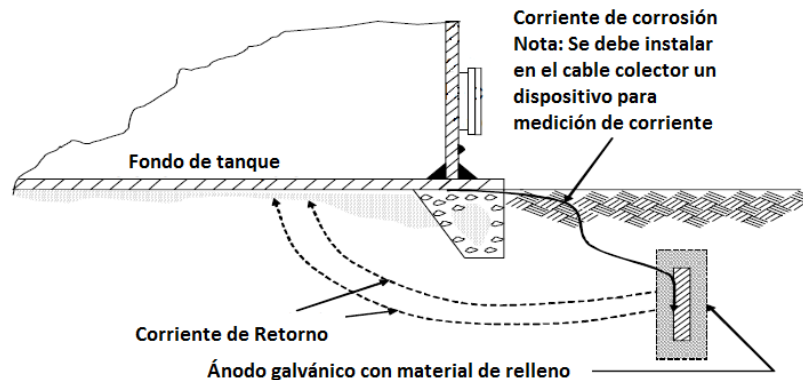
Cada ánodo protege un área determinada que se determina por la densidad de corriente.

FIG. 3.10 RADIO DE ACCION DEL ANODO



4.6.2.11 Método de fijación.

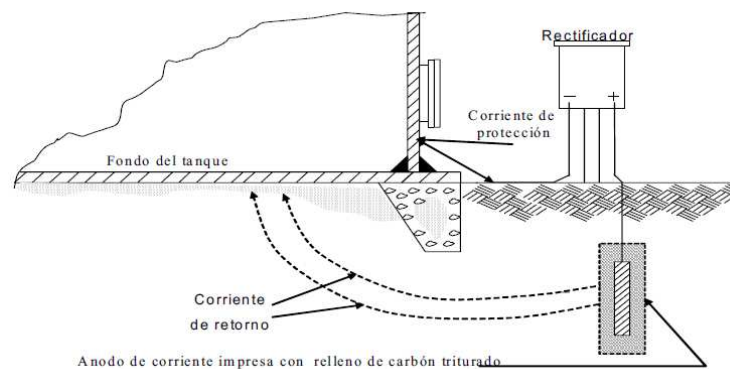
Al calcular la colocación de los ánodos, se deben considerar los factores que influyen en la distribución de la corriente sobre la geometría de la estructura. Se deben distribuir ánodos uniformemente alrededor de las estructuras o bajo de ellas de acuerdo a la FIG 4.13.

FIG 4.10 PROTECCIÓN CATÓDICA DE ÁNODOS DE SACRIFICIO

Elaborado por: Alexis Grefa

Fuente: Protección Catódica (Diseño de Ánodos de Sacrificio) – Samuel Rosario Francia

Los ánodos para un sistema de corriente impresa se deben instalar desnudos con un material de relleno como el grafito pulverizado, además se deben conectarse individualmente o en grupos, a una terminal positiva o a una fuente de corriente directa, mediante conductores aislados. La estructura debe conectarse a una terminal negativa desde una fuente de corriente directa (con rectificador) como lo indica la figura.

FIG 4.11 PROTECCIÓN CATÓDICA CON CORRIENTE IMPRESA

Elaborado por: Alexis Grefa

Fuente: Protección Catódica (Diseño de Ánodos de Sacrificio) – Samuel Rosario Francia

Para las instalaciones en el suelo se debe utilizar grafito, hierro fundido con alto grado de silicio o mezcla de óxidos metálicos, estos ánodos deben ser colocados en camas o de otra forma, distribuidos cerca, abajo o alrededor de las estructuras que se van a proteger.

4.6.2.12 Cama de ánodos.

Para poder colocar una cama para ánodos de sacrificio se deben tener en consideración los siguientes puntos:

- Evitar interferencias con estructuras metálicas aledañas, particularmente con los sistemas de puesta a tierra¹
- Suministrar una corriente uniformemente distribuida.
- Evitar corrientes parasitas de estructuras adyacentes que también poseen protección catódica.

Al diseñar la distribución de los ánodos, se deben considerar la implementación de ánodos adicionales para un flujo eléctrico más estable, así de esta manera se evita un suministro de corriente deficiente en el caso de desconexión, o por agotamiento de algunos ánodos.

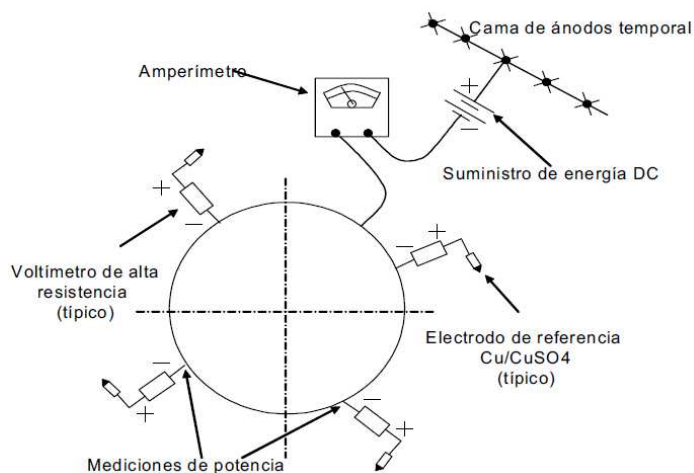
4.6.2.13 Requerimientos de corriente y voltaje.

Adicionalmente a los cálculos ya establecidos para determinar la corriente necesaria que se deberá implementar para la protección de las estructuras, existe un método para poder determinar estos valores, la razón de su mención en este trabajo servirá para determinar la precisión de los cálculos antes que la cama de ánodos de sacrificio ya diseñada se instale de forma permanente en las localidades de las estructuras.

Para esto se debe tomar lecturas de potencial como se indica en la siguiente figura:

¹ Toma de Conexión a tierra, se emplea en las instalaciones eléctricas para evitar el paso de corriente al usuario por un fallo de aislamiento.

FIG 4.12 CONFIGURACION DE UNA PRUEBA DE REQUERIMIENTO DE CORRIENTE



Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: Protección Catódica en tanques de almacenamiento - PEMEX

Se debe emplear una batería de 12V o una máquina de soldar de 300 A., esta prueba debe realizarse con no menos del 75% de lleno (en caso de tanques), así de esta manera la tensión requerida para el suministro de corriente se debe calcularse mediante la ley de Ohm y determinar la resistencia del circuito, la resistencia del ánodo a tierra es generalmente la parte preponderante de la resistencia total de todo el circuito.

Para esta prueba se debe ubicar una cama temporal de ánodos de sacrificio en las inmediaciones del tanque, posteriormente enviar una corriente conocida al circuito desde la cama de ánodos a través del suelo y hacia la estructura a proteger, la necesidad de protección del alrededor del tanque y bajo su centro, se realiza tomando distintas lecturas en las inmediaciones del tanque, como ya se indicó estas pruebas no se realizan con no menos del 75% de llenado del tanque con el fin de maximizar el contacto del fondo del tanque, con el material de relleno en el que se asienta (en el caso de tanques).

Como ya se mencionó la tensión necesaria a suministrar depende del número de ánodos que se disponga y su localización, debido a que la intensidad de corriente que se obtiene aquí es estimada, la tensión requerida se obtendrá de la ley de Ohm.

4.6.2.14 Rectificadores.

Los rectificadores deberán contar con un sistema de enfriamiento que permita su operación normal, en adición a esto, estos deben instalarse lejos de fuentes de calor o en zonas donde circulen gases calientes.

El tablero de control del rectificador, independientemente del tipo de enfriamiento debe ser de fácil acceso, además de contar al menos con:

- Terminales de alimentación de corriente alterna.
- Terminales de salida de corriente directa.
- Elementos de protección de picos eléctricos.
- Elementos para registrar las condiciones de operación (amperímetro y voltímetro de corriente directa)
- Elementos para regular las condiciones de operación (potenciómetros), excluidos en rectificadores automáticos.
- Elemento de protección para descargas atmosféricas.

La capacidad del rectificador debe determinarse de acuerdo a los requerimientos de corriente de la estructura a proteger, con una capacidad adicional máxima del 10 % y seleccionar finalmente la capacidad comercial de línea que esté disponible en el mercado.

4.6.2.15 Cálculo de la protección catódica para las estructuras de la estación.

Para poder dimensionar los ánodos para todas las estructuras de almacenamiento de las dos estaciones de producción que componen el campo Lago Agrio, se ha seguido el mismo procedimiento descrito anteriormente, a continuación se presentan los resultados ya calculados, en primera instancia se debe determinar las propiedades del ánodos a ser usada en cada una de las estructuras y posteriormente se determinara el numero de ánodos necesarios por cada unidad de almacenamiento.

4.6.2.16 Propiedades del ánodo.

Existe una gran gama de ánodos con diferentes materiales y propiedades, en este caso se utilizara una ánodo de sacrificio de Zinc de las siguientes características para la protección de todas las estructuras de acero.

TABLA 4-7 PROPIEDADES FÍSICAS DE ALGUNOS ÁNODOS COMERCIALES DE SACRIFICIO

	Ánodo de zinc	Ánodo de Magnesio	Ánodo de aluminio		
Propiedad	MIL-A 18001-H	MIL-A 24412-A	Tipo A	Tipo B	Tipo C
Composición %	Cd = 0,025 - 0,15 Al = 0,10 - 0,50 Fe = 0,005 máx. Pb = 0,006 máx. Cu = 0,005 máx. Si = 0,125 máx.	Cu = 0,1 máx. Al = 5 - 7 Si = 0,3 máx. Fe = 0,003 máx. Mn = 0,15 mín. Ni = 0,003 máx. Zn = 2 - 4 Otros = 0,3 máx.	Si = 0,11 - 0,21 Fe = 0,10 máx. Zn = 0,3 - 0,5 Sn = --- Mg = --- Hg = 0,02 - 0,05 In = --- Cu = 0,006 máx. Otros = 0,02 máx.	Si = 0,10 máx. Fe = 0,13 máx. Zn = 3,5 - 5,0 Sn = --- Mg = 0,3 - 0,8 Hg = --- In = 0,02 - 0,05 Cu = 0,006 máx. Otros = 0,02 máx.	0,10 máx. Fe = 0,13 máx. Zn = 4 - 5 Sn = 0,08 - 0,16 Mg = --- Hg = --- In = --- Cu = 0,01 máx. Otros = 0,02 máx.
Rendimiento	0.95	0.5	0.95	0.9	0.5
Potencial de trabajo mV vs Ag / AgCl	-1050	-1550	-1050	-1100	-1100
Potencial vs acero protegido	-250	-700	-250	-350	-350
Capacidad eléctrica teórica A-h / kg (A-h / lb)	820 (368)	2210 (1100)	2830 (1290)	2700 (1231)	variable
Capacidad eléctrica real A-h / kg (A-h / lb)	780 (356)	1100 (503)	2689 (1226)	2430 (1110)	variable,
Consumo ánodo kg / A-año lb / A-año	11,00 23,8	8,00 17,5	3,00 6,8	10,00 21,9	5,50 12
Densidad kg / dm ³ lb / pulg. ³	7,3 0,258	1,77 0,063	2,75 0,098	2,81 0,10	2,81 0,10

Elaborado por: Alexis Grefa

Fuente: Protección Catódica (Diseño de Ánodos de Sacrificio) – Samuel Rosario Francia

Para poder dimensionar la intensidad requerida por ánodo es necesario determinar su resistividad en relación a los siguientes datos

Resistividad del ánodo

$$R = \frac{\rho K}{L} \ln \frac{4L}{a} - 1$$

Donde:

R = Resistencia del electrolito (Ohm).

K = 0,159 si L y a están en cm; 0,0627 si L y a están en pulgadas.

L = Longitud del Ánodo

a = Radio equivalente del ánodo. Para otras formas diferentes al cilindro.

$a = C/2\pi$, donde C, es el perímetro de la sección transversal. Así, para una sección transversal de 10 x 10 pulgadas; C = 40 y $a = 40/2 \pi = 6,37$

ρ = Resistividad del medio (Ohm - cm).

4.6.2.17 Datos de Ánodo.

Resistividad del Medio	Longitud del Ánodo		Radio Equivalente	
ρ (ohm - cm)	L (cm)	L (pulg)	a (cm)	a (pulg)
24	121,92	48	1,905	0,75
	Diámetro		Constante K	
	d (cm)	d (pulg)	K1 (cm)	K2 (pulg)
	3,81	1,5	0,159	0,0627

Elaborado por: Alexis Grefa

4.6.2.18 Resistividad del Ánodo.

Modificada de Dwight	Resistividad
$R = \frac{\rho K}{L} \left(\ln \left(\frac{2L}{a} \right) - 1 \right)$	R (Ohm)
	0,120565514

4.6.2.19 Intensidad del Ánodo.

Si ΔE = diferencia de potencial = 0,7

$$I_a = \frac{\Delta E}{R} = \frac{0,7}{0,12056} = 5,80589 \text{ A}$$

4.6.2.20 Intensidad de la estructura.

Para poder determinar la intensidad de corriente es necesaria para poder proteger una estructura en cuestión, se hará necesario conocer el área de la estructura a proteger, en este caso se aplicara a varias unidades dentro de las cuales existe un tanque de lavado de Vol.: 12090 bbl. Que equivale a un área de 34031,8 ft².

Adicionalmente se hará uso de un valor denominado densidad de corriente, este valor depende del material en un determinado medio, Para nuestro caso Acero pintado (epoxi, vinilica o clorocaucho) es de 25 mA/m² o de 2,3 mA/ft²

Por lo tanto:

$$I_{\text{total}} = d_{\text{corriente}} \times \text{Area a proteger}$$

$$I_{\text{total}} = 2,3 \frac{\text{mA}}{\text{ft}^2} \times 34031,8 \text{ ft}^2$$

$$I_{\text{total}} = 78,27314 \text{ A}$$

De esta forma es posible determinar el número de ánodos para una determinada estructura de la siguiente manera:

$$N_{\text{Total}} = \frac{I_{\text{total}}}{I_a} = \frac{78,273 \text{ A}}{5,805 \text{ A}} = 13,61 \cong 14 \text{ anodos}$$

Tiempo de vida del ánodo.

Para saber cada cuanto tiempo es necesario una reposición se debe aplicar la siguiente formula con los datos a continuación:

$$\text{Vida} = \frac{C_{\text{corriente}} \times P \times \eta \times F_U}{I_a} = \frac{11 \times 9,9423 \times 0,95 \times 0,85}{5,0859} = 17.36 \text{ años}$$

$C_{\text{corriente}}$ = capacidad de corriente = 11 A – año/Kg

P = Peso (Kg) = 9,9423 Kg

η = rendimiento = 0,95

F_u = factor de Utilización = 0,85

I_a = Intensidad de corriente del ánodo = 5,0859 A

A continuación se mostrara los dimensionamientos respecto al número de ánodos necesarios para cada unidad de almacenamiento de cada estación:

4.6.2.21 Estación lago Agrio Central

TABLA 4-8 Tanque de Surgencia de Vol.: 15120 bbl

Intensidad de corriente total	Densidad de Corriente	Área a proteger
I total (A)	mA/ft ²	ft ²
90,857981	2,3	39503,47

Número de ánodos total	Numero de ánodos	Intensidad Total de la estructura	Intensidad del Ánodo
N total	N total	I total (A)	Ia (A)
19	15,6744488	90,857981	5,8058

Elaborado por: Alexis Grefa

TABLA 4-9 Tanque de Lavado de Vol.: 14649 bbl

Intensidad de corriente total	Densidad de Corriente	Área a proteger
I total (A)	mA/ft ²	ft ²
88,94905	2,3	38673,5

Número de ánodos total	Numero de ánodos	Intensidad Total de la estructura	Intensidad del Ánodo
N total	N total	I total (A)	Ia (A)
19	15,6744488	88,94905	5,8058

Elaborado por: Alexis Grefa

TABLA 4-10 Separador de Prueba Vol.: 10000 bbl

Intensidad de corriente total	Densidad de Corriente	Área a proteger
I total (A)	mA/ft ²	ft ²
12,2314	2,3	5318,0075

Número de ánodos total	Numero de ánodos	Intensidad Total de la estructura	Intensidad del Ánodo
N total	N total	I total (A)	Ia (A)
4	2,11011	12,2314	5,8058

Elaborado por: Alexis Grefa

TABLA 4-11 Separador de Producción Vol.: 15000 bbl

Intensidad de corriente total	Densidad de Corriente	Área a proteger
I total (A)	mA/ft ²	ft ²
16,027	2,3	6968,56

Número de ánodos total	Numero de ánodos	Intensidad Total de la estructura	Intensidad del Ánodo
N total	N total	I total (A)	Ia (A)
5	2,7650	16,027	5,8058

Elaborado por: Alexis Grefa

4.6.2.22 Estación Lago Agrio Norte

TABLA 4-12 Tanque de Surgencia Vol.: 12090 bbl

Intensidad de corriente total	Densidad de Corriente	Área a proteger
I total (A)	mA/ft ²	ft ²
78,2731	2,3	34031,8

Número de ánodos total	Numero de ánodos	Intensidad Total de la estructura	Intensidad del Ánodo
N total	N total	I total (A)	Ia (A)
17	13,5033	78,2731	5,8058

Elaborado por: Alexis Grefa

TABLA 4-13 Tanque de Lavado Vol.: 24680 bbl

Intensidad de corriente total	Densidad de Corriente	Área a proteger
I total (A)	mA/ft ²	ft ²
125,9579	2,3	54764,3

Número de ánodos total	Numero de ánodos	Intensidad Total de la estructura	Intensidad del Ánodo
N total	N total	I total (A)	Ia (A)
25	21,7297	125,9579	5,8058

Elaborado por: Alexis Grefa

TABLA 4-14 Separador de Producción Vol.: 10000 bbl

Intensidad de corriente total	Densidad de Corriente	Área a proteger
I total (A)	mA/ft ²	ft ²
16,027	2,3	6968,56

Número de ánodos total	Numero de ánodos	Intensidad Total de la estructura	Intensidad del Ánodo
N total	N total	I total (A)	Ia (A)
4	2,7650	16,027	5,8058

Elaborado por: Alexis Grefa

TABLA 4-15 Separador de Prueba Vol.: 1000 bbl

Intensidad de corriente total	Densidad de Corriente	Área a proteger
I total (A)	mA/ft ²	ft ²
2,6351	2,3	1145,72

Número de ánodos total	Numero de ánodos	Intensidad Total de la estructura	Intensidad del Ánodo
N total	N total	I total (A)	Ia (A)
2	0,4546	2,6351	5,8058

Elaborado por: Alexis Grefa

4.6.2.23 Tiempo de Vida del Ánodo

La protección catódica no es una ciencia exacta; los cálculos se basan en determinar con mayor precisión el área de la estructura a proteger, la estructura metálica interna de las unidades de almacenamiento no ha sido considerada para este cálculo, por lo que en el valor Neto de ánodos de Sacrificio a colocar a sido sobrestimado para cubrir esta área no considerada.

Solo el ensayo de un rango de ánodos en una determinada estructura nos acerca al valor aproximado de barras necesarias para proteger una estructura.

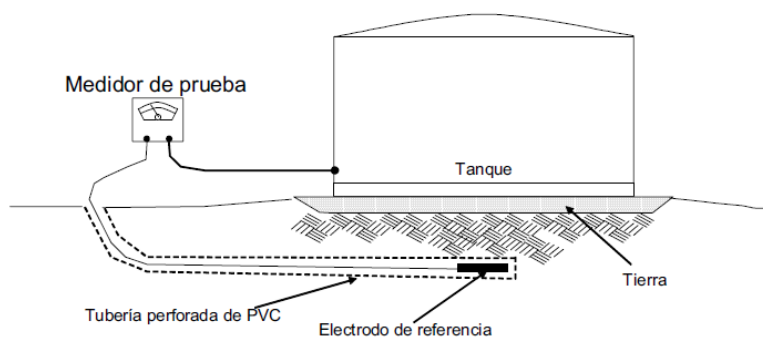
4.6.2.24 Construcción e Instalación de sistema de protección catódica

La instalación de un sistema de protección catódica debe ser en estricto apego a los planos del producto y a la normativa vigente.

En la construcción de estructuras nuevas para facilitar la medición de potencial en el centro del tanque se debe considerar una de las siguientes opciones:

Colocar electrodos permanentes, cableados por debajo del tanque por todo su perímetro y las terminales llevarse a un tablero de control, para efectuar pruebas como se indica en la figura siguiente.

FIG 4.13 INSTALACION DE ELECTRODO DE REFERENCIA PERMANENTE



Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: Protección Catódica en tanques de almacenamiento - PEMEX

Cuando se requiera un electrodo de referencia permanente en tanques existentes su instalación debe efectuarse conforme a lo siguiente:

Barrenar un agujero desde el perímetro hacia el centro del tanque, utilizando un chorro de agua ó un procedimiento mecánico para instalar un tubo perforado de PVC ó de plástico de fibra reforzada, por debajo del tanque existente como se indica en la FIG 4.15

El tubo perforado debe asegurar la continuidad de corriente eléctrica en toda su longitud, entre el suelo exterior al tubo y el electrodo dentro del tubo. El electrodo de referencia puede ser instalado dentro del tubo, utilizando una cinta no metálica de electricista o un tubo de PVC de diámetro pequeño, para obtener un perfil del potencial entre el suelo y el tanque, a través del fondo. Si se utiliza un dispositivo metálico para insertar el electrodo de referencia, este debe ser extraído antes de tomar las lecturas.

Debe tenerse cuidado al emplear técnicas de chorro de agua para evitar socavaciones en los cimientos del tanque. Se deben controlar cuidadosamente los medios mecánicos de inserción del tubo, para evitar daños en el fondo del tanque.

Se deben instalar testigos de prueba permanentes, terminales a tierra o piezas cortas de cable o tubo; que permiten identificar rápidamente los lugares normales de medición y evitar causar fallas tempranas en la pintura del tanque al usar una cuchilla o piqueta para hacer contacto.

Si se requieren dispositivos de aislamiento, se debe realizar una inspección y efectuar mediciones eléctricas para asegurar que el aislamiento eléctrico es efectivo y cubre los requerimientos de protección catódica. Se deben instalar testigos de prueba permanentes, terminales a tierra o piezas cortas de cable o tubo; que permiten identificar rápidamente los lugares normales de medición y evitar causar fallas tempranas en la pintura del tanque al usar una cuchilla o piqueta para hacer contacto.

Si se requieren dispositivos de aislamiento, se debe realizar una inspección y efectuar mediciones eléctricas para asegurar que el aislamiento eléctrico es efectivo y cubre los requerimientos de protección catódica.

Se deben instalar testigos de prueba permanentes, terminales a tierra o piezas cortas de cable o tubo; que permiten identificar rápidamente los lugares normales de medición y evitar causar fallas tempranas en la pintura del tanque al usar una cuchilla o piqueta para hacer contacto

Si se requieren dispositivos de aislamiento, se debe realizar una inspección y efectuar mediciones eléctricas para asegurar que el aislamiento eléctrico es efectivo y cubre los requerimientos de protección catódica.

4.6.2.25 **Aislamiento eléctrico.**

Se debe aislar eléctricamente las estructuras y los componentes que forman parte de la protección catódica, que no esté contemplada en el diseño de la misma.

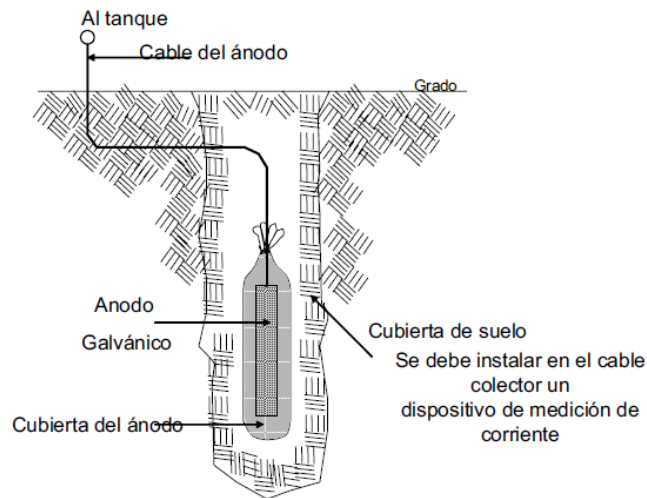
Los sistemas de protección no se deben aislar en áreas cerradas, en las que existan atmosferas explosivas y deben estar conectados a tierra. Al instalar un sistema de protección catódica, las corrientes pueden dirigirse a equipos aledaños.

4.6.2.26 **Sistema de ánodos de sacrificio.**

Antes de su instalación siempre es necesario verificar que los ánodos no presenten daños, mantenerlos secos durante su almacenamiento y que cumplan con los requisitos de calidad establecidos previamente en el diseño.

Existen envases en los cuales los ánodos son empacados herméticamente y de forma individual, antes de su instalación deben retirarse la continuidad eléctrica entre el ánodo y su cable metálico, debe probarse sin probar la integridad del empaque, los ánodos empacados deben rellenarse con tierra compactada del mismo lugar.

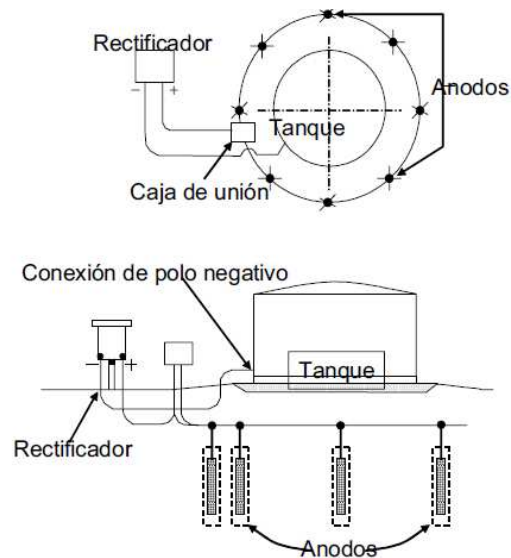
La figura muestra la instalación de una protección galvánica común.

FIG 4.14 INSTALACION TÍPICA DE UN ÁNODO GALVÁNICO

Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: Protección Catódica en tanques de almacenamiento - PEMEX

4.6.2.27 Instalación típica de cama de ánodos

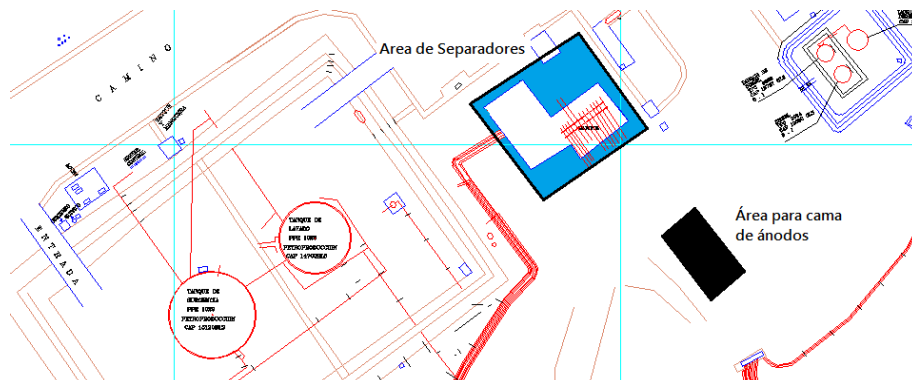
La figura muestra un ejemplo de cómo debe ser la instalación de cama de ánodos.

FIG 4.15 INSTALACIÓN TÍPICA DE CAMAS DE ÁNODOS

Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: Protección Catódica en tanques de almacenamiento - PEMEX

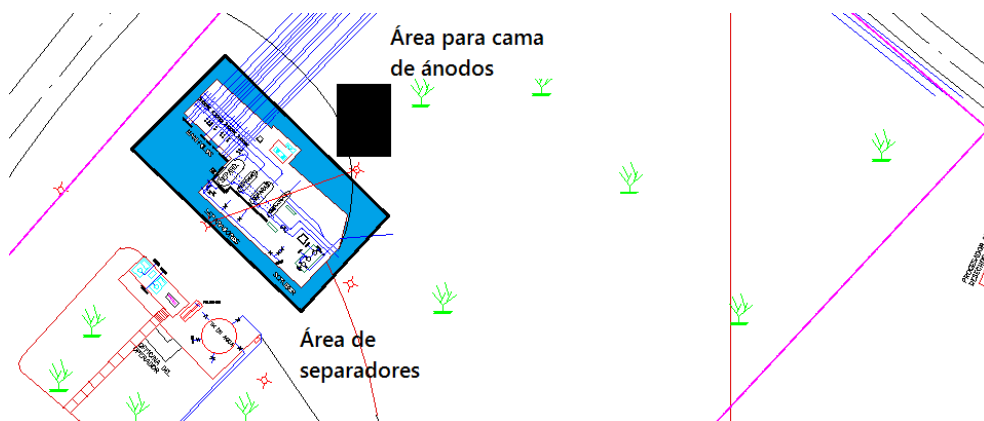
Para la instalación de ánodos de sacrificio en las unidades de almacenamiento como separadores en las cuales, no es posible establecer un perímetro, se debe destinar un lugar determinado para construir una cama que contenga tanto los ánodos del separador de prueba como el de producción.

FIG 4.16 UBICACIÓN DE LAS CAMAS DE SACRIFICIO EN LA ESTACION LAGO AGRIO NORTE



Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: Archivo Petroproducción

FIG 4.17 UBICACIÓN DE LAS CAMAS DE SACRIFICIO EN LA ESTACION LAGO AGRIO NORTE



Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: Archivo Petroproducción

4.6.2.28 Verificación del sistema de protección.

Inmediatamente después de energizar el sistema de protección, se debe verificar que se encuentre operando, así cuando se ha estabilizado el potencial estructura-suelo, se puede verificar la polarización, midiendo el potencial con y sin la corriente de protección suministrada.

Además se debe revisar lo siguiente:

- a) Corriente en el ánodo.
- b) Potencial natural estructura-suelo antes de energizar el sistema.
- c) Aislamiento tubería-tanque, si están protegidos separadamente.
- d) Potencial estructura-suelo de acuerdo a la fig. 5, en estructuras adyacentes.
- e) Continuidad de la estructura, si está protegida como una estructura sola.
- f) Potencial de corriente directa volt, corriente directa amperaje y eficiencia del rectificador.

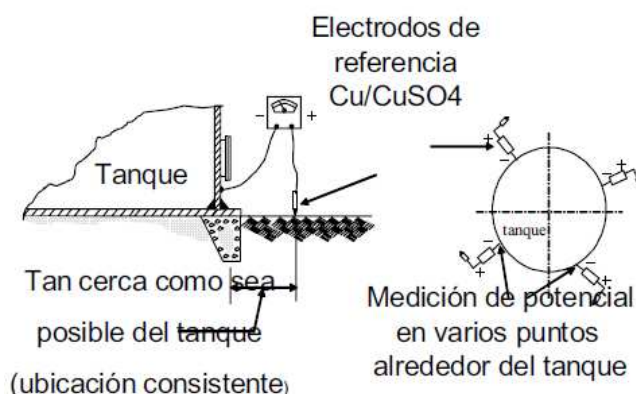
La inspección periódica de la protección catódica se debe realizar como mínimo cada 6 meses.

La efectividad de los dispositivos de aislamiento y la continuidad en las uniones, se debe ser evaluar al menos cada dos años.

Las evidencias de corrosión en la parte de debajo de la estructura se deben obtener con cupones o por métodos no destructivos como inspección ultrasónica o algún otro que sea factible.

4.6.2.29 Técnicas de medición.

Para la medición del potencial entre el suelo y la estructura, se debe usar un voltímetro digital de alta impedancia y un electrodo de referencia, en contacto con el electrolito, como se indica en la figura.

FIG 4.18 ESQUEMA DE MEDICIÓN DE POTENCIAL

Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: Protección Catódica en tanques de almacenamiento - PEMEX

El electrodo de referencia para medir el potencial puede ser permanente o temporal y debe ser instalado debajo de la estructura a través de un tubo perforado (PVC).

Se debe tomar en cuenta que el área del fondo del tanque en contacto con el suelo, puede variar el potencial medido, por lo que una comparación de mediciones realizadas en diferentes inspecciones, se debe hacer tomando en cuenta que se hayan realizado en condiciones similares del nivel del tanque

4.6.3 REMEDIACION DE FALLO FUNCIONAL 3

4.6.3.1 Aplicación de recubrimiento corrosivo.

El recubrimiento anticorrosivo consiste en la aplicación de un producto formado de pigmentos y aditivos que se dispersan de forma homogénea en la superficie que se desea proteger, formando una fina capa luego de su secado en función de protegerla en contra de la corrosión.

Existen en el mercado diversos tipos de recubrimientos anticorrosivos disponibles en el mercado, la siguiente información dotara la información básica para poder remediar la falta de recubrimiento anticorrosivo en algunas de las estructuras que componen las estaciones de producción Lago Agrio.

Para poder realizar esta reparación la capa de pintura cuenta con un revestimiento anticorrosivo e impermeabilizante con las siguientes características

en base a la norma de inspección y reparación de tanques de baja presión sobre superficie API 653.

- Impermeabilizante para la protección de estructuras que están a la Intemperie.
- Que sean posibles de aplicar sobre hierro, exteriores de tanques de metal.
- Se presente en una amplia gama de colores, específicamente para trabajos de protección de tubos de concreto o metal.
- No necesariamente apto para inmersión, ya que las estructuras se Encuentran sobre tierra.
- Con contenido asfáltico para mantenimiento industrial en tanques de acero.
- Resistencia al calor seco y al agua.
- Buena adherencia al acero.
- Fácil de aplicar al frío.
- Pintura de larga duración, buena estabilidad a la luz.

Las pinturas anticorrosivas son productos químicos manufacturados que se presentan en forma fluida o fluidificada, capaz de convertirse en una película sólida. Fuertemente adherida a la superficie que se aplica. Este producto es utilizado especialmente como protección anticorrosiva en superficies metálicas expuestas a la intemperie.

Todas las pinturas contiene dos componentes fundamentales: el aglutinante y el pigmento. El aglutinante es un ingrediente especial y esencial de las pinturas que tiene la capacidad de formar una película sólida y continua sobre la superficie pintada y puede además contener en ella una cierta cantidad de partículas de productos minerales o colorantes insolubles denominados pigmentos.

El aglutinante constituye el factor primordial ya que es el que limita la resistencia química y la resistencia a la corrosión, dependiendo de este factor para la clasificación y ordenamiento de las pinturas anticorrosivas.

Por ejemplo:

- Pintura anticorrosiva
- Pintura epóxica
- Pintura vinílica
- Pintura bituminosa
- Pintura alquídica
- Pintura de caucho clorado, etc.

4.6.3.2 Preparación de la superficie.

Antes de aplicar cualquier producto anticorrosivo es necesario limpiar las superficies en cuestión de aceites, grasas y residuos sólidos adheridos (partículas de polvo) en la superficie de los mismos, además de estos será necesario lijar los sectores dañados.

Sin embargo para el hierro y el acero en especial se debe esmerilar todas las soldaduras disparejas y eliminarse las salpicaduras eléctricas.

Lavar la superficie con solvente o desengrasante industrial para poder eliminar óxidos e impurezas.

Sin embargo en toda la extensión de la estación las superficies ya se encuentran pintadas será necesario únicamente la aplicación de desengrasantes mas trabajos de lijado para crear cierta porosidad, es recomendable lijar la capa antigua de forma cuidadosa.

4.6.3.3 Modo de empleo.

Mezclar bien la pintura antes de usar.

Se puede diluir hasta un 50% dependiendo de la aplicación.

Se debe aplicar soplete.

Se debe dejar secar entre 4 y 6 hrs. antes de aplicar la segunda mano.

Aplicar una capa más gruesa en lugares donde hay retención de humedad, como ser esquinas, superficies sobrepuestas, bordes cortantes.

4.6.3.4 **Recomendaciones.**

Para una mejor adherencia de las capas protectoras en las superficies metálicas se debe evitar pintar a temperaturas inferiores a 6°C y/o humedad relativa mayor a 90%.

En la mayoría de los productos se recomienda no aplicar disolventes, ya que esto puede afectar capas intermedias anteriormente aplicadas.

4.6.3.5 **Precauciones.**

Un su mayoría los productos a aplicarse son inflamables por lo que la suspensión de todas las operaciones realizadas en el tanque deben ser suspendidas, además siempre observar que estos trabajos deben realizarse lo más lejos posibles de fuentes de ignición.

Se Recomienda el uso de máscara protectora contra vapores orgánicos, lentes de seguridad y guantes de PVC o látex.

Mantener el ambiente bien ventilado durante la preparación, aplicación y secado, las unidades de almacenamiento en especial deben encontrarse previamente vaciadas y ventiladas.

Mantener el envase bien cerrado, lejos del fuego y fuentes de calor en un lugar seco y

Ventilado, abrirse única y exclusivamente en el momento de la aplicación o mezcla según el caso.

4.6.3.6 **Productos complementarios.**

En el momento de la limpieza de las superficies, será necesaria la utilización de sustancias adicionales que también se deberá incluir en el presupuesto destinado para la protección anticorrosiva.

4.6.4 REMEDIACION DE FALLO FUNCIONAL 4

4.6.4.1 Construcción de escaleras para el manifold.

A continuación se detallara todos los componentes necesarios para la construcción de las protecciones que corresponden al manifold de distribución de Lago Agrio Norte.

Los componentes necesarios se detallan a continuación.

Para construir escaleras para el manifold de distribución, se necesario construirlo en tres partes.

A continuación se menciona los elementos necesarios para su construcción, así como longitud y dimensiones en base a la norma de inspección y reparación de tanques de baja presión sobre superficie API 653.

TABLA 4-16 COMPONENTES DE LA ESCALERA # 1

ITEM	Cantidad	Tipo	Descripción
1	630 mm	ANSI L 2,5 x 2,5 x 1_2 00000006	Angle steel
2	630 mm	ANSI L 2,5 x 2,5 x 1_2 00000007	Angle steel
3	1027 mm	ANSI L 2,5 x 2,5 x 3_1600000008	Angle steel
4	1361 mm	ANSI L 2,5 x 2,5 x 3_1600000009	Angle steel
5	1027 mm	ANSI L 2,5 x 2,5 x 3_1600000010	Angle steel
6	1361 mm	ANSI L 2,5 x 2,5 x 3_1600000011	Angle steel
7	900 mm	ANSI L 2,5 x 2,5 x 3_1600000012	Angle steel

Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: Archivo Petroproducción

TABLA 4-17 COMPONENTE DE LA ESCALERA # 2

ITEM	Cantidad	Tipo	Descripción
1	900 mm	ANSI L 2 x 2 x 3_16 00000009	Angle steel
2	1417,616 mm	ANSI L 2 x 2 x 3_16 00000008	Angle steel
3	900 mm	ANSI L 2 x 2 x 3_16 00000007	Angle steel
4	1417,616 mm	ANSI L 2 x 2 x 3_16 00000010	Angle steel
5	900 mm	ANSI L 2 x 2 x 3_16 00000011	Angle steel
6	1001,600 mm	ANSI L 2 x 2 x 3_16 00000012	Angle steel

ITEM	Cantidad	Tipo	Descripción
7	250,800 mm	ANSI L 2 x 2 x 3_16 00000013	Angle steel
8	250,800 mm	ANSI L 2 x 2 x 3_16 00000014	Angle steel
9	250,800 mm	ANSI L 2 x 2 x 3_16 00000015	Angle steel
10	1001,600 mm	ANSI L 2 x 2 x 3_16 00000016	Angle steel
11	250,800 mm	ANSI L 2 x 2 x 3_16 00000017	Angle steel

Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: Archivo Petroproducción

TABLA 4-18 COMPONENTE DE LA ESCALERA # 3

ITEM	Cantidad	Tipo	Descripción
1	1200 mm	ANSI L 2,5 x 2,5 x 1_2 00000006	Angle steel
2	5000 mm	ANSI L 2,5 x 2,5 x 1_2 00000007	Angle steel
3	5000 mm	ANSI L 2,5 x 2,5 x 3_1600000008	Angle steel
4	1200 mm	ANSI L 2,5 x 2,5 x 3_1600000009	Angle steel
5	1200 mm	ANSI ST 1,5 x 3,75 00000005	Tee - Shape
6	1200 mm	ANSI ST 1,5 x 3,75 00000006	Tee - Shape
7	1200 mm	ANSI ST 1,5 x 3,75 00000007	Tee - Shape

Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: Archivo Petroproducción

4.7 ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD DEL PROGRAMA EN LAS DOS ESTACIONES DE PRODUCCION DEL TRABAJO PRESENTE

4.7.1 Observaciones de las áreas problemáticas de las estaciones de producción.

4.7.1.1.1 Área de Manifold

Debido a las actividades de supervisión, operación y mantenimiento de esta área, la capa protectora contra agentes externos así como su protección en contra de la corrosión externa, se ha desgastado, lo que hace urgente una superposición de otra capa protectora que incluya también una protección hacia la humedad y corrosión externa.

Adicionalmente solo en la estación de Lago Agrio Norte será necesaria la construcción de una estructura para que el personal encargado de las operaciones relacionadas en esta área, puedan trabajar de forma normal, sin necesidad de maltratar las capas que quedaran adheridas a las instalaciones en cuestión.

Las labores de mantenimiento contempladas anteriormente, no requerirán la suspensión del funcionamiento de la estructura en cuestión a ser reconstruida.

En relación al tiempo empleado, cabe mencionar que para poder aplicar capas de recubrimiento es necesario además de tener la superficie a tratar totalmente limpia, es decir de haber realizado labores de remoción de polvo y partículas que evitan que la protección se adhiera con facilidad, hay que tener en cuenta, que al menos en la estación de Lago Agrio Central será necesario el desmantelamiento de las gradas que se encuentran allí instaladas, esta actividades se determinan en el siguiente cuadro.

TABLA 4-19 DETALLE DE ACTIVIDADES

N.-	Actividad	Tiempo	Manifold Lago Agrio Central	Manifold Lago Agrio Norte
1	Retiro de gradas	24 horas	X	
2	Remoción de suciedad	12 horas	X	X
3	Aplicación Recubrimiento Anticorrosivo	4 horas	X	X
4	Secado Primera Capa	12 horas	X	X
5	Aplicación Segunda Capa (Pintura)	4 horas	X	X
6	Secado Segunda Capa	6 horas	X	X
7	Aplicación Tercera Capa (Pintura)	4 horas	X	X
8	Secado de Tercera Capa	12 horas	X	X
9	Ensamblaje de Gradadas	24 horas	X	
10	Reconstrucción y ensamblaje de Graderíos	240 horas		X
		TOTAL	102 horas	314 horas

Aparte de las actividades mencionadas anteriormente, no deberán existir paros programados para las labores de mantenimiento en estas unidades a excepción de las labores realizadas en válvulas que forman parte de estas unidades.

4.7.1.1.2 Área de unidades de separación y almacenamiento

En las unidades mencionadas en esta sección se encuentran, presentes tanto separadores como tanques. Ante lo expuesto en las observaciones del capítulo I, en especial en la sección de separadores no será necesaria la aplicación de recubrimientos debido a que las unidades en cuestión han pasado por una etapa de mantenimiento en relación a la aplicación de protectores anticorrosivos, recientemente y previos a la elaboración del presente trabajo. La aplicación de protección catódica en todas las unidades de almacenamiento del campo Lago Agrio no ha sido considerada por él las labores de mantenimiento anteriormente mencionadas. Por tal motivo, a continuación se estimara un tiempo para la construcción, ensamblaje y prueba de ánodos de sacrificio. En relación a otros problemas existen fuga de fluidos de producción en válvulas de ingreso al tanque de lavado en la estación Lago Agrio, y algunos escombros localizados en las inmediaciones de los tanques, sin embargo, estos problemas son considerados como menores ya que no representan pérdida o una pérdida menor de producción y no genera daños estructurales significativos en las instalaciones.

El tiempo empleado para la reparación total, con respecto al mantenimiento correctivo, que conlleva de la instalación de ánodos de sacrificio, así como de la cobertura de capa anticorrosiva en los tanques de las dos estaciones.

TABLA 4-20 DETALLE DE ACTIVIDADES

N.-	Actividad	Tiempo	Manifold Lago Agrio Central	Manifold Lago Agrio Norte
1	Retiro de gradas	24 horas	X	
2	Remoción de suciedad	12horas	X	X
3	Aplicación Recubrimiento Anticorrosivo	4 horas	X	X
4	Secado Primera Capa	12 horas	X	X
5	Aplicación Segunda Capa (Pintura)	4 horas	X	X
6	Secado Segunda Capa	6 horas	X	X
7	Aplicación Tercera Capa (Pintura)	4 horas	X	X
8	Secado de Tercera Capa	12 horas	X	X
9	Ensamblaje de Gradas	24 horas	X	
10	Reconstrucción y ensamblaje de Graderíos	240 horas		X
		TOTAL	102 horas	314 horas

4.7.1.1.3 Líneas internas accesorios y tubería de la estación en general.

Las líneas internas de las dos estaciones son las unidades que más ha sufrido el desgaste por efecto de la corrosión externa, en muchos de los tramos los recubrimientos se ha degradado sobre todo en los lugares en que la línea principal de producción se superpone a los diques de concretos diseñados para contención de derrames, por lo que dichos recubrimientos deben ser restituidos, en relación a algunos de los accesorios que se encuentran dentro de las distintas estructuras de producción, se ha notado que algunas contienen fugas, la redirección de fluido ayudara a realizar los trabajos de reparación sin interrumpir la producción diaria.

4.7.2 INVESTIGACION SISTEMÁTICA Y PROGRAMA DE TRABAJO

4.7.2.1 Inventario de los equipos de la estación Lago Agrio Central.

4.7.2.1.1 Descripción de los equipos de la estación.

A continuación se enlistan los equipos más importantes que componen la estación Lago Agrio Central. Los equipos que se encuentran enlistados a continuación están distribuidos en relación a los tipos de función que cumplen dentro de la estación, los listados mencionados detallan la maquinaria, su función y en algunos casos su fabricante, sin embargo se presentara estos listados en forma más detallada en la parte de anexos.

A continuación se describirá las unidades y maquinaria presente en cada una de las estaciones que comprende el campo de producción.

4.7.2.1.2 Unidades de Bombeo

Dentro de esta área estarán registrados todos los elementos que contribuyen al transporte de crudo dentro de la estación como tal, este listado también incluye la parte motor que componen las unidades de bombeo.

TABLA 4-21 INVENTARIO DE BOMBAS

Descripción	Función	Modelo
UNIDADES DE BOMBEO CON SUS RESPECTIVOS MOTORES		
BOMBA CENTRIFUGA 3X2-13	B.TRANSF.CRUDO ACT	MARK II
BOMBA CENTRIFUGA 3X2-13	B.TRANSF.CRUDO ACT	MARK II
BOMBA CENTRIFUGA 4X3-10	B.BOOSTER TRANSF.CRUDO	
BOMBA CENTRIFUGA 4X3-10	B.SUMIDERO TK.LAVADO	MARK III
BOMBA CENTRIFUGA 3X1.5-10	B.RECIRC.AGUA TK.CALENT.	MARK III
BOMBA CENTRIFUGA 2X1-10	B.RECIRCULACION AGUA	MARK III
BOMBA CENTRIFUGA 2X1-10	B.RECIRCULACION AGUA	MARK III
BOMBA CENTRIFUGA 3X2-13	B.BOOSTER TRANSF.CRUDO	MARK III
BOMBA CENTRIFUGA 1.5X1-62	B.RECIRCULACION	MARK III
BOMBA PISTON ¼;1/4 IN	B.QUIMICO SEPARADORES	4300
BOMBA PISTON ¼;1/4 IN	B.QUIMICO SEPARADORES	4300
BOMBA PISTON ¼;1/4 IN	B.QUIMICO TRANSF.CRUDO	4300
BOMBA PISTON ¼ IN	B.QUIMICO TRANSF.CRUDO	4300
MOTORES ELECTRICOS DE UNIDADES DE BOMBEO		
MOTOR ELECTRICO 50 HP	B.TRANSF.CRUDO ACT	
MOTOR ELECTRICO 25 HP	B.SUMIDERO TK.LAVADO	
MOTOR ELECTRICO ¼ HP	B.QUIMICO N.01	T313075

Descripción	Función	Modelo
MOTORES ELECTRICOS DE UNIDADES DE BOMBEO		
MOTOR ELECTRICO 10 HP	AGUA DE FORMACION	
MOTOR ELECTRICO 50 HP	B.TRANSF.CRUDO ACT	
MOTOR ELECTRICO 1 HP	B.QUIMICO	561092
MOTOR ELECTRICO 30 HP	B.RECIRCULACION AGUA	
MOTOR ELECTRICO HP	B.ENFR. TB1 N.01	
MOTOR ELECTRICO HP	B.AGUA CAPT.SUMIDERO 1/1	
MOTOR ELECTRICO 7 ½ HP	BODEGA	
MOTOR ELECTRICO 15 HP	B.RECIRC.AGUA TK.CALENT.	TBFC
MOTOR ELECTRICO 30 HP	B.RECIRCULACION AGUA	4147038002
MOTOR ELECTRICO ¼ HP	B.QUIMICO TRANSF.CRUDO	
MOTOR ELECTRICO ¼ HP	B.QUIMICO TRANSF.CRUDO	
MOTOR ELECTRICO 100 HP	B.BOOSTER TRANSF.CRUDO	
MOTOR ELECTRICO 100 HP	B.BOOSTER TRANSF.CRUDO	5K365AK105
MOTOR ELECTRICO ¼ HP	B.QUIMICO SEPARADORES	
MOTOR ELECTRICO ¼ HP	B.QUIMICO SEPARADORES	
MOTOR ELECTRICO ½ HP	L.RECEP.PARAH-LAGO 11/12	
MOTOR ELECTRICO 5 HP	B.RECIRCULACION	

Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: Archivo Petroproducción

4.7.2.1.3 Unidades de almacenamiento:

Área que comprende tanque y separadores.

TABLA 4-22 INVENTARIO DE UNIDADES DE ALMACENAMIENTO

Descripción	Función	Capacidad
UNIDADES DE ALMACENAMIENTO		
TANQUE	TANQUE DE REPOSO	Cap. 15120 bls
TANQUE	TANQUE DE LAVADO	Cap. 14649 bls
SEPARADOR(PB)	SEPARADOR DE PRUEBA	Cap. 10000 bls
SEPARADOR(PD)	SEPARADOR DE PRODUCCION	Cap. 15000 bls

Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: Archivo Petroproducción

4.7.2.1.4 Área de accesorios y múltiple de distribución

En esta sección estarán incluidos accesorios, válvulas que están involucradas directamente con la producción, estas unidades se encuentran distribuidas en toda la estación, sin embargo su función ayudara a identificar su posición dentro de la misma.

TABLA 4-23 INVENTARIO DE VALVULAS Y ACCESORIOS

Descripción	Función	Modelo
ACCESORIOS		
TOMAMUESTRA DE CRUDO	TOMAMUESTRAS LIMITORQUE	CMC250-5
VALV.A/C 1 IN	SEPAR.(PG) PULMON GAS	CE
VALV.A/C 2 IN	L.SEPAR.DESC.GAS	ES
VALV.A/C 6 IN	L.SEPAR.DESC.GAS MECHERO	ED
VALV.VENTEO IN	TK.LAVADO DESC.GAS	94305
VALV.VENTEO IN	TK.LAVADO DESC.GAS	94305
VALV.VENTEO IN	TK.LAVADO DESC.GAS	94305
VALV.VENTEO IN	TK.LAVADO DESC.GAS	94305
VALV.A/C 4 IN	SEPAR.(PB) L.DESC.GAS	
VALV.A/C 24 IN	L.RECEP.SACHA-LAGO 12/12	
VALV.A/C 12 IN	L.RECEP.PARAH-LAGO 11/12	M303
VALV.CTRL.FLUJO 12 IN	L.DESC.PROBADOR 1/1	1052/8532/3610J
VALV.SEGURIDAD 4 IN	L.ENTRADA OLEOD.	
VALV.A/C 10 IN	PROBADOR BIDIRECCIONAL	C47216
VALV.A/C 4 IN	L.OLEODUCTO	
VALV.A/C 2 IN	L.DESC.SEPAR.PULMON GAS	D
VALV.A/C 6 IN	SEPAR.(PD) L.INGR.CRUDO	
VALV.A/C 6 IN	SEPAR.(PB) L.BY-PASS	
VALV.SEGURIDAD 4 IN	SEPAR.(PD) L.DESC.GAS	
VALV.SEGURIDAD 4 IN	SEPAR.(PB) SEGURIDAD	
VALV.SEGURIDAD 3 IN	SEPAR.(PG) PULMON GAS	1052/V100
VALV.A/C 4 IN	SEPAR.(PB) L.DESC.CRUDO	EC
VALV.REGULADORA 6 IN	B.ACT	RDFG 601 510
VALV.SEGURIDAD 1 ½ IN	LINEA DESCARGA GAS	T-JOS-25C
VALV.SEGURIDAD 1 ½ IN	LINEA DESCARGA GAS	T-JOS-25C
MEDIDOR CRUDO 5040 GPM	B.CRUDO A EST.OLEOD.	K12-S3
MEDIDOR CRUDO 5040 GPM	B.CRUDO A EST.OLEOD.	K12-S3
MEDIDOR CRUDO 5040 GPM	B.CRUDO A EST.OLEOD.	K12-S3
MEDIDOR CRUDO 600 GPM	B.TRANSF.CRUDO ACT	F4-S1
MEDIDOR CRUDO 600 GPM	B.TRANSF.CRUDO ACT	
PROBADOR BIDIRECC. 20 IN	PROBADOR BIDIRECCIONAL	60153
REGISTRO DE PRESION	SEPAR.(PB) CTRL.GAS	202 ^a
REGISTRO DE PRESION	SEPAR.(PD) CTRL.GAS	202 ^a

Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: Archivo Petroproducción

4.7.2.2 Inventario de los equipos da la estación Lago Agrio Norte.

A continuación se enlistan los equipos que componen la estación **Lago Agrio Norte**. Los equipos que se encuentran enlistados a continuación están distribuidos en relación al tipos de función que cumplen dentro de la estación, cabe mencionar que en las tablas siguientes que describen la maquinaria en general.

Dentro de la estación de producción se ha podido clasificar a todas las maquinarias y estructura en función de la siguiente manera:

4.7.2.2.1 Unidades de Bombeo

Dentro de esta área estarán registrados todos los elementos que contribuyen al transporte de crudo dentro de la estación como tal, este listado también incluye la parte motor que componen las unidades de bombeo.

TABLA 4-24 INVENTARIO DE BOMBAS

Descripción	Función	Modelo
UNIDADES DE BOMBEO		
BOMBA CENTRIFUGA 3X2-13	B.SUMIDERO TK.LAVADO	MARK III
BOMBA CENTRIFUGA 4X3-13	B.BOOSTER TRANSF.CRUDO	MARK II
BOMBA CENTRIFUGA 1X3-13	B.BOOSTER TRANSF.CRUDO	MARK II
BOMBA CENTRIFUGA 6X4-13	B.TRANSF.CRUDO ACT	MARK II
BOMBA CENTRIFUGA 6X4-13	B.TRANSF.CRUDO ACT	MARK II
BOMBA CENTRIFUGA 4X3-10	B.BOOSTER REINY.AGUA	MARK II
BOMBA CENTRIFUGA 4X3-10	B.BOOSTER REINY.AGUA	MARK III
BOMBA CENTRIFUGA 3X2-62	B.TRANSF.AGUA FORMACION	MARK III
BOMBA CENTRIFUGA 3X2-10	B.RECIRC.AGUA CALENTADOR	MARK II
BOMBA CENTRIFUGA 4X3-10	B.RECIRC.AGUA TK-TK	MARK II
BOMBA CENTRIFUGA 2X1.5-10	B.SUMIDERO TK.LAVADO	MARK III
BOMBA CENTRIFUGA 3X3	B.CAPTACION AGUA RIO	FA3X3
BOMBA CENTRIFUGA 4TU14	B.CONTRA INCENDIO AGUA	4TU14
BOMBA PISTON 3/8;1/4 IN	B.QUIMICO TRANSF.CRUDO	4300
BOMBA PISTON 1/2 IN	B.QUIMICO L.REINY.AGUA	4300
BOMBA PISTON 1/2;1/4 IN	B.QUIMICO TRANSF.CRUDO	4300
BOMBA PISTON 3/8;1/4 IN	B.QUIMICO SEPARADORES	4300
BOMBA PISTON 3/8;3/8 IN	B.QUIMICO SEPARADORES	4300
MOTORES ELECTRICOS DE BOMBAS		
MOTOR ELECTRICO 25 HP	B.RECIRC.AGUA TK-TK	5K284CN2995A
MOTOR ELECTRICO 10 HP	B.RECIRC.AGUA CALENTADOR	5K215BC205A

Descripción	Función	Modelo
MOTORES ELECTRICOS DE BOMBAS		
MOTOR ELECTRICO 3 HP	B.TRANSF.AGUA FORMACION	P18G3337J
MOTOR ELECTRICO 5 HP	FILTRO AGUA (FUERA/SERV)	
MOTOR ELECTRICO ¼ HP	B.QUIMICO L.REINY.AGUA	1121007410
MOTOR ELECTRICO 20 HP	B.BOOSTER REINY.AGUA	
MOTOR ELECTRICO 15 HP	B.SUMIDERO TK.LAVADO	TBFC
MOTOR ELECTRICO 100 HP	B.TRANSF.CRUDO ACT	5K405BS115
MOTOR ELECTRICO 100 HP	B.TRANSF.CRUDO ACT	
MOTOR ELECTRICO 250 HP	B.REINYECCION AGUA	S275961F2250
MOTOR ELECTRICO 100 HP	B.BOOSTER TRANSF.CRUDO	
MOTOR ELECTRICO 15 HP	B.SUMIDERO TK.LAVADO	5K254SC205
MOTOR ELECTRICO 250 HP	B.REINYECCION AGUA	
MOTOR ELECTRICO ¼ HP	B.QUIMICO TRANSF.CRUDO	1121007410
MOTOR ELECTRICO 50 HP	B.CAPTACION AGUA RIO	
MOTOR ELECTRICO ½ HP	B.QUIMICO SEPARADORES	
MOTOR ELECTRICO ¼ HP	B.QUIMICO SEPARADORES	
MOTOR ELECTRICO 800 HP	POWER OIL PZ.24-31-32-36	3X1800LIDKGJH10
MOTOR ELECTRICO 2 HP	POWER OIL PZ.24-31-32-36	Z05 395785H
MOTOR ELECTRICO ½ HP	TOMAMUESTRAS ACT'S	
MOTOR ELECTRICO ¼ HP	B.QUIMICO SEPARADORES	
MOTOR ELECTRICO ¼ HP	B.QUIMICO TRANSF.CRUDO	

Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: Archivo Petroproducción

4.7.2.2 Unidades de almacenamiento

TABLA 4-25 INVENTARIO DE UNIDADES DE ALMACENAMIENTO

Descripción	Función	Capacidad
UNIDADES DE ALMACENAMIENTO		
TANQUE	TANQUE DE REPOSO	Cap. 12090 bls
TANQUE	TANQUE DE LAVADO	Cap. 24680 bls
SEPARADOR(PD)	SEPARADOR DE PRODUCCION	Cap. 10000 bls
SEPARADOR(PB) 48IN*20FT	SEPARADOR DE PRUEBA	Cap. 1000 bls
SEPARADOR(PB) 48IN*20FT	SEPARADOR DE PRUEBA	Cap. 1000 bls
SEPARADOR(PD)	SEPARADOR DE PRODUCCION	Cap. 1000 bls
SEPARADOR(GAS)	SEPARADOR DE GAS	95H.36.100.HV Cap. 5000 bls
CALENTADORES	DEPURADOR DE GAS	95H.36.100.HV Cap. 5000 bls

Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: Archivo Petroproducción

4.7.2.2.3 Área de accesorios y múltiple de distribución

En esta sección estarán incluidos accesorios, válvulas que están involucradas directamente con la producción, estas unidades se encuentran distribuidas en toda la estación, sin embargo su función ayudara a identificar su posición dentro de la misma.

TABLA 4-26 INVENTARIO DE VÁLVULAS Y ACCESORIOS

Descripción	Función	Modelo
ACCESORIOS		
TOMAMUESTRA DE CRUDO	TOMAMUESTRAS ACT	CMC250-5
VALV.VENTEO 8 IN	TK.LAVADO DESC.GAS	94305
VALV.VENTEO 8 IN	TK.LAVADO DESC.GAS	94305
VALV.VENTEO 8 IN	TK.LAVADO DESC.GAS	94305
VALV.VENTEO 8 IN	TK.LAVADO DESC.GAS	94305
VALV.VENTEO 8 IN	TK.SURGENCIA DESC.GAS	94305
VALV.VENTEO 8 IN	TK.SURGENCIA DESC.GAS	94305
VALV.VENTEO 8 IN	TK.SURGENCIA DESC.GAS	94305
VALV.VENTEO 8 IN	TK.SURGENCIA DESC.GAS	94305
VALV.CTRL.PRESION 2 IN	B.REINY.AGUA L.DESC.	D
VALV.REGULADORA 2 IN	B.BOOSTER L.DESC.CRUDO	
VALV.SEGURIDAD 4 IN	SEPAR.(PD) CTRL.PRES.GAS	23305N46
VALV.SEGURIDAD 4 IN	CTRL.PRES.GAS PULMON	23305N46
VALV.CTRL.PRESION 4 IN	SEPAR.(PB) L.DESC.GAS	RDFG-401-510
VALV.A/C 2 IN	SEPAR.(PB) L.DESC.CRUDO	ED
VALV.A/C 6 IN	SEPAR.(PB) L.BY-PASS	
VALV.A/C 6 IN	SEPAR.(PD) L.BY-PASS	
VALV.A/C 6 IN	SEPAR.(PD) L.BY-PASS	
VALV.A/C 1 IN	FILT.DESC.GAS	
VALV.CTRL.NIVEL 6 IN	SEPAR.(PD) L.DESC.CRUDO	
VALV.CTRL.NIVEL 6 IN	SEPAR.(PD) L.DESC.CRUDO	
VALV.CTRL.PRESION 6 IN	L.DESC.GAS.MECHEROS	
VALV.CTRL.PRESION 6 IN	L.DESC.GAS MECHEROS	
VALV.A/C 4 IN	SEPAR.(PG) PULMON GAS	
VALV.A/C 4 IN	SEPAR.(PG) PULMON GAS	
VALV.SEGURIDAD 4 IN	SEPAR.(PD) CTRL.PRES.GAS	23305N46
VALV.A/C 1 IN	C.CAPT.GAS L.DESC.LIQUIDO	667-BFC
VALV.CTRL.NIVEL 1 IN	L.DESC.PULMON GAS	667-BFC
VALV.CTRL.NIVEL 3 IN	L.DESC.PULMON GAS	667-BFC
VALV.A/C 2 IN	L.DESC.PULMON GAS	1052/V100
VALV.CTRL.PRESION 6 IN	L.DESC.PULMON GAS	

Descripción	Función	Modelo
ACCESORIOS		
VALV.SEGURIDAD 4 IN	SEPAR.(PB) CTRL.PRES.GAS	
VALV.REGULADORA 4 IN	SEPARADORES LINEA GAS	RDFG-401-510
VALV.A/C 2 IN	SEPARADORES LINEA DRENAJE	
VALV.CTRL.PRESION 2 IN	POWER OIL PZ.24-31-32-36	657
VALV.A/C 6 IN	SEPAR.(PD) L.BY-PASS	
REGISTRO DE PRESION	SEPAR.(PB) CTRL.GAS	202
REGISTRO DE PRESION	L.DESC.GAS	202E
REGISTRO DE PRESION	POWER OIL PZ.24-31-32-36	242E

Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: Archivo Petroproducción

4.7.3 RESPONSABILIDADES DE LAS ACTIVIDADES Y OPERACIONES EN CADA UNA DE LAS AREAS DE LA ESTACION

Las actividades de mantenimiento están a cargo de las áreas que llevan el mismo nombre, previamente se ha determinado la distribución administrativa de cada una de las áreas que se encuentran encargadas de las labores dentro de las estaciones en estudio.

Adicionalmente, y debido al tipo de trabajo relacionado con el mantenimiento, es necesario establecer responsabilidades dentro de cada una de las áreas que comprenden las facilidades de producción.

Área	Unidad de trabajo		
	Mantenimiento y Producción	Equipo Pesado	Sección Energética
Manifold	X		
Unidades de almacenamiento y separadores	X	X	
Unidades de Bombeo		X	X
Líneas y accesorios	X		

Como se menciona en el capítulo número dos, cada unidad de trabajo está organizada a través de un supervisor general de actividades, seguido de varios técnicos y personal de apoyo, destinado para las labores de mantenimiento que requieran mano de obra adicional.

Sin embargo en aquellas áreas de la estación en la cuales se necesita la intervención de dos equipos de trabajo como es el caso de las unidades de almacenamiento y de las unidades de bombeo, por lo tanto será necesario la cooperación de las dos unidades de trabajo en cuestión.

Dentro de cada una de las áreas se estipulan las siguientes operaciones:

Área de Manifold:

- Mantenimiento de válvulas y toma muestras
- Limpieza de Tubería

Obra civil Área de Unidades de Almacenamiento:

- Inspección visual
- Inspección de anillo
- Inspección de techos
- Toma de muestras
- Prueba de la espuma

Prueba de nivel Unidades de Bombeo:

- Inspección visual
- Inspección de ruido y de inspección
- Re engrasar componentes
- Limpieza
- Alineamiento
- Ajuste de Piezas
- Desmontaje de motor

Reemplazo de partes Área de líneas y accesorios (Válvulas):

- Inspección general
- Cambio de empaquetaduras
- Limpieza y lubricación
- Cuidados generales

4.8 DISEÑO DEL PROGRAMA

4.8.1 OPERACIONES DE MANTENIMIENTO DE LAS AREAS QUE FORMAN PARTE DE LAS ESTACIONES DE PRODUCCION

Para poder realizar un mantenimiento adecuado de cada uno de los elementos de la estación, es necesaria la guía tanto del personal que ha realizado el mantenimiento, así como también de las recomendaciones de los fabricantes.

El proceso de mantenimiento se realiza en varias etapas del tiempo, es decir conforme avance un determinada cantidad de horas de funcionamiento de una maquina en particular, el personal a cargo se encargara de realizar la tarea correspondiente a ese tiempo en particular.

Adicionalmente en los programas de mantenimiento debe incluirse necesariamente los repuestos, en caso de necesitarlos, de todo los equipos involucrados, en general, no se puede predecir la cantidad exacta de materiales al realizar una tarea de mantenimiento para una determinada maquinaria o estructura, sino que es a base de la experiencia del personal que trabaja con los equipos nos ayudará a determinar un número aproximado de materiales que deben incluirse en un stock de repuestos en general.

El personal a cargo de las actividades de mantenimiento también debe ser registrado y cuantificado, es decir que dichas tareas deberán contar previamente con la aprobación de trabajos en frio y en caliente para proceder normalmente y adicionalmente se debe llevar registros para detectar daños y cambio de partes que no han sido afectadas de manera imprevista o que ya muestren síntomas de un desgaste avanzado.

A continuación se expondrá los mantenimientos de las unidades que componen la estación en cada una de las áreas a las que pertenecen.

4.8.2 MANTENIMIENTO DEL AREA DE BOMBAS Y MOTORES ELECTRICOS

Para realizar mantenimiento preventivo dentro de esta área, hay que considerar, que las unidades de bombeo se deben dividir en dos partes:

- Parte Motor
- Parte Bomba

4.8.2.1 Mantenimiento de la parte motor

En un mantenimiento de motores eléctricos, adecuadamente aplicada, se debe inspeccionar periódicamente niveles de aislamiento, la elevación de temperatura (bobinas y soportes), desgastes por incumplimiento, lubricación de los rodamientos, vida útil de los soportes, examinar eventualmente el ventilador, cuanto al correcto flujo de aire, niveles de vibraciones, desgastes de escobas y anillas colectoras.

El incumplimiento de uno de los aspectos anteriores puede significar paradas no deseadas del equipo.

La frecuencia con que deben ser hechas las inspecciones, depende del tipo del motor y de las condiciones locales de aplicación. El recubrimiento debe mantenerse limpio, sin acumulación de aceite o polvo en su parte externa para facilitar el intercambio de calor con el medio.

4.8.2.2 Limpieza.

Los motores deben ser mantenidos limpios, exentos de partículas de polvo y aceites. Para limpiarlos, se debe utilizar escobas o trapos limpios de algodón. Si el polvo no es abrasivo se debe emplear un soplete de aire comprimido, soplando la suciedad de la tapa protectora y eliminando todo el acumulo de polvo contenido en las aletas del ventilador y en las aletas de refrigeración.

El compartimiento de las escobas o anillas colectoras, nunca deberá ser limpiado con aire comprimido y si con un aspirador de polvo o con trapos humedecidos con solventes adecuados.

Los restos impregnados de aceite o humedad pueden ser limpiados con trapos embebidos en solventes adecuados. En motores con protección eléctrica, se

recomienda una limpieza en la caja de conexión.

Esta debe presentar los bornes limpios, sin oxidación, en perfectas condiciones mecánicas y sin depósitos de polvo en los espacios vacíos. En ambiente agresivo, se recomienda utilizar motores con protección eléctrica.

4.8.2.3 **Revisión parcial.**

- a.- Drene el agua condensada.
- b.- Limpie el interior de la caja de conexión.
- c.- Inspección visual del aislamiento de las bobinas.
- d.- Limpie las anillas colectoras
- e.- Verificar las condiciones de la escoba.
- f.- Limpieza del intercambiador de calor.

4.8.2.4 **Revisión completa.**

- a.- Limpie las bobinas sucias con un pincel o escobilla. Use un trapo humedecido con alcohol o con solventes adecuados para remover grasa, aceite y otras suciedades que estén adheridos sobre las bobinas. Seque con aire seco.
- b.- Pase aire comprimido por entre los canales de ventilación en el paquete de chapas del estator, rotor y soportes.
- c.- Drene el agua condensada, limpie el interior de las cajas de conexión y de las anillas colectoras.
- d.- Mida la resistencia del aislamiento
- e.- Limpiar el conjunto escobas/porta-escobas
- f.- Limpie completamente el intercambiador de calor.

Observación: En caso del motor posea filtros en la entrada y en la salida de aire, los mismos deberán ser limpiados a través de pasaje del aire comprimido.

Caso la polvareda sea de difícil limpieza, lavarlos en agua fría con un detergente neutro y séquelos en la posición horizontal.

4.8.2.5 Lubricación.

Soporte lubricados con grasa.

La finalidad del mantenimiento, en este caso, es prolongar lo máximo, la vida útil del sistema de soportes.

El mantenimiento en general contempla las siguientes actividades:

- a) Observación del estado general en que se encuentran los soportes.
- b) Lubricación y limpieza.
- c) Examen más minucioso de los rodamientos.

El ruido en los motores deberá ser observado en intervalos regulares de 1 a 4 meses. Un oído bien entrenado es perfectamente capaz de distinguir el apareamiento de ruidos anómalos.

El control de la temperatura en los soportes también hace parte de la rutina del mantenimiento. Donde los soportes deben ser lubricados utilizando grasas recomendados según el ítem 4.2.1.2 y la temperatura nunca deberá ultrapasar los 60°C ($T = 60^{\circ}\text{C}$ / Ambiente máximo = 40°C , temperatura absoluta = $T + \text{ambiente}$) medido en la anilla externa del rodamiento.

La temperatura puede ser controlada permanentemente con termómetros, colocados de lado de fuera del soporte, o con termoelementos.

Los rodamientos deben ser lubricados para evitar el contacto metálico entre los cuerpos girantes y también para proteger los mismos contra oxidación y desgaste.

Las propiedades de los lubricantes se deterioran en virtud del desgaste y trabajo mecánico, y más, todos los lubricantes sufren contaminación en el trabajo, por ésta razón se deben sustituir de tiempo en tiempo.

4.8.2.6 Intervalos de lubricación.

Cada uno de los motores de una determinada estación debe poseer grasas en sus partes internas de tal forma que sea suficiente para el periodo de funcionamiento, que a la vez se encuentra mencionada en la placa que detalla a los rodamientos.

Los intervalos de lubricación, cantidad de grasa y los rodamientos usados en los motores, están en las tabletas anexadas, como valores orientativos.

El periodo de re lubricación depende del tamaño del motor, de la velocidad de rotación, de las condiciones de trabajo, del tipo de aceite utilizado y de la temperatura de trabajo.

El periodo de lubricación y el tipo de rodamientos para cada motor están gravados en la plaqueta de identificación colocada en el motor.

Como dato adicional los motores que permanezcan en stock debe ser re lubricado a cada 6 meses. Todos los meses se debe girar el eje algunas vueltas para homogeneizar la grasa por lo descansos.

TABLA 4-27 INTERVALOS DE LUBRICACION DE ALGUNOS TIPOS DE RODAMIENTOS

MAXIMO INTERVALO DE LUBRICACION PARA MOTORES MONTADOS EN LA HORIZONTAL													
RODAMIENTO FIJOS DE BOLAS													
Rodamiento	Polos	Intervalo de lubricación (horas)		Cantidad de grasa (gramos)	Límite de velocidad de los rodamientos (rpm)		Rodamiento	Polos	Intervalo de lubricación (Horas)		Cantidad de grasa (gramos)	Límite de Velocidad de los rodamientos (rpm)	
		60 Hz	50 Hz		100%	75%			60 Hz	50 Hz		100%	75%
6204	8 ou +	12000	13200	5	15000	11250	6216	8 ou +	8000	9000	20	4500	3375
	6	10200	11300					6	6600	7500			
6205	8 ou +	11100	12300	5	13000	9750	6316	4	4800	5600	35	3800	2850
	6	9500	10500					2	750	1800			
6206	8 ou +	10500	11800	5	11000	8250	6218	8 ou +	7700	8700	25	4000	3000
	6	9000	9900					6	6300	7200			
6306	4	7100	7800	10	9500	7125	6318	4	4500	5300	45	3600	2700
	2	4500	5100					2	-	650			
6307	4	6800	7500	10	8500	6375	6220	8 ou +	7500	8400	35	3600	2700
	2	4100	4800					6	6000	6900			
6208	8 ou +	9600	10700	10	8500	6375	6320	4	4200	5000	50	2800	2100
	6	8100	9200					8 ou +	7200	8300			
6308	4	6300	7200	10	7500	5625	6222	6	5900	6800	60	2400	1800
	2	3800	4500					4	3900	4800			
6209	8 ou +	9300	10400	10	7500	5625	6224	8 ou +	7100	8000	45	2800	1950
	6	8000	8900					6	5600	6500			
6309	4	6200	6900	15	6700	5025	6324	4	3500	4500	75	2200	1650
	2	3500	4200					8 ou +	6600	7700			
6210	8 ou +	9000	10100	10	7100	5325	6326	4	2700	4100	85	2200	1650
	6	7700	8600					8 ou +	6200	7100			
6310	4	5900	6600	15	6000	4500	6228	6	4800	5700	95	2000	1500
	2	2900	3900					4	2000	3600			
6211	8 ou +	8900	9800	15	6300	4725	6230	8 ou +	5700	6800	65	2000	1500
	6	7400	8300					6	4400	5300			
6311	4	5700	6500	20	5600	4200	6232	4	1500	3000	105	1800	1350
	2	2400	3800					8 ou +	5400	6300			
6212	8 ou +	8600	9600	15	5600	4200	6332	6	4100	5000	120	1700	1275
	6	7200	8100					8 ou +	5100	6000			
6312	4	5400	6200	20	5300	3975	6334	6	3800	3800	130	1600	1200
	2	2100	3300					8 ou +	4500	5300			
6214	8 ou +	8300	9300	15	5000	3750	6338	6	2600	3600	160	1400	1050
	6	6900	7900					8 ou +	3600	4500			
6314	4	5100	5900	30	4500	3375	6344	6	1400	2700	205	1200	900
	2	1400	2600					8 ou +	2000	3300			
6315	2	1050	2100	30	4300	3225							

Elaborado por: Alexis Grefa

Fuente: MANUAL DE DE INSTALACION Y MANTENIMIENTO DE MOTORES DE INDUCCIÓN TRIFÁSICOS – WEG Industrias S.A.

NOTA:

- Intervalo de lubricación estándar para temperatura ambiente de 40°C y tipos de grasa conforme tabla 5.7
- Para motores montados en la vertical, el intervalo de lubricación debe ser reducido a la mitad
- Temperatura media de los rodamientos considerada 90°C
- Para temperaturas mayores que 40°C, utilizar la siguiente corrección:
 $T_{amb} = 45^{\circ}\text{C}$ (intervalo de lubricación a 40°C) x 0.6.
 $T_{amb} = 50^{\circ}\text{C}$ (intervalo de lubricación a 40°C) x 0.36.

TABLA 4-28 TABLA DE ALGUNOS LUBRICANTES USADOS EN RODAMIENTO

ALGUNAS GRASAS TÍPICAS PARA DETERMINADAS APLICACIONES			
FABRICANTE	APLICACION	GRASA	TEMPERATURA DE TRABAJO CONSTANTE (°C)
ESSO	NORMAL	POLYREX EM (BASADA EN POLYUREA)	(-30 a +170)
		UNIREX N2 (BASADA EN LITIO)	(-30 a +165)
SHELL		(*)ALVANIA R3 (BASADA EN LITIO)	(-35 a +130)
KLÜBER	BAJAS TEMPERATURAS	ISOFLEX NBU15 (COMPLEJO DE BARIO)	(-60 a +130)

Elaborado por: Alexis Grefa

Fuente: MANUAL DE DE INSTALACION Y MANTENIMIENTO DE MOTORES DE INDUCCIÓN TRIFÁSICOS – WEG Industrias S.A.

4.8.2.7 Calidad del lubricante

Es importante que se haga una lubricación adecuada, es decir, aplicar una grasa correcta y en cantidad indicada, ya que una lubricación deficiente como una lubricación en exceso, provocan efectos perjudiciales.

La lubricación en exceso ocasiona aumento de temperatura, debido a la gran resistencia que ofrece al movimiento de las partes rotativas, y principalmente debido a la licuación de la grasa, que acaba por perder completamente sus características de lubricación.

Esto puede provocar penetración de grasa en el interior del motor, depositándose sobre las bobinas, anillas colectoras y escobas.

4.8.2.8 **Compatibilidad**

La compatibilidad de los diversos tipos de grasas constituye, ocasionalmente, un problema.

Puede decirse que las grasas son compatibles, cuando las propiedades de la mezcla se encuentran entre las fajas de propiedades de las grasas individualmente.

Para evitar cualquier posible problema de incompatibilidad de grasas, una buena práctica de lubricación consiste en introducir una nueva grasa en el equipamiento, eliminándose por completo la grasa vieja y limpiando perfectamente el lugar que va a ser lubricado.

Cuando esto no fuere posible, debe aplicarse grasa nueva bajo presión, expulsándose la antigua, hasta salir la grasa limpia por el drenaje del descanso.

En general, grasas con el mismo tipo de jabón son compatibles entre sí, pero dependiendo de la proporción de la mezcla, puede haber incompatibilidad. Así siendo, no es recomendable la mezcla de diferentes tipos de grasas, sin antes consultar el representante técnico.

Algunos espesantes y aceites básicos no pueden ser mezclados entre sí ya que puede llegar a formarse una mezcla no homogénea produciendo una tendencia al endurecimiento, o al contrario, un ablandamiento de la grasa.

Grasas con diferentes tipos de base nunca deberán ser mezcladas.

Ejemplo: Grasas basadas en Litio nunca deben ser mezcladas con otras que sean basadas en sodio o calcio.

4.8.2.9 **Instrucciones para la lubricación.**

Todos los motores de alta/baja tensión poseen graseros para lubricación de los rodamientos. El sistema de lubricación fue proyectado para que en la relubricación de los rodamientos, toda la grasa sea retirada de las pistas de los rodamientos y expelida a través de un drenaje que permita la salida e impide la entrada de polvos u otros contaminantes nocivos al rodamiento.

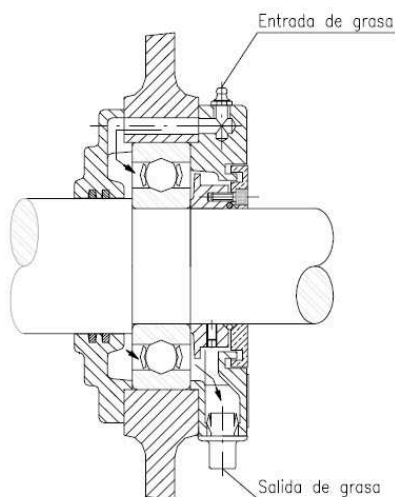
Este drenaje también evita el daño de los rodamientos por el conocido problema de la lubricación excesiva.

Es aconsejable hacer la lubricación durante el funcionamiento del motor, de modo que permita la renovación de la grasa en el alojamiento de rodamiento. Si esto no fuera posible debido a la presencia de las piezas girantes cerca de la engrasadora (poleas, etc.) que pueden poner en riesgo la integridad física del operador, se procede de la siguiente manera:

- Se inyecta aproximadamente mitad de la cantidad total estimada de la grasa y se coloca el motor a girar durante aproximadamente 1 minuto en plena rotación.
- Se detiene totalmente el motor y se inyecta el restante de la grasa. La inyección de toda la grasa con el motor detenido.

Es importante mantener las graseras limpias antes de la introducción de la grasa con el fin de evitar la entrada de materiales extraños en los rodamientos. Para lubricación, use exclusivamente pistola engrasadora manual.

FIG 4.19 LUBRICACION DE RODAMIENTOS



Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: MANUAL DE DE INSTALACION Y
MANTENIMIENTO DE MOTORES DE INDUCCION
TRIFÁSICOS – WEG Industrias S.A.

4.8.2.10 Recomendaciones generales

Cualquier pieza maltratada (rajaduras, golpes de partes torneadas, roscas defectuosas), debe ser, preferencialmente substituida, evitándose recuperaciones. Todos los servicios aquí descritos deberán ser efectuados por personal especializado y con experiencia bajo pena de ocasionar daños completos al equipo. En caso de dudas, consulte al fabricante o personal especializado.

TABLA 4-29 TABLA DE PLAN DE MANTENIMIENTO

COMPONENTE	DIARIAMENTE	SEMANALMENTE	CADA 3 MESES	ANUALMENTE	CADA TRES AÑOS
Motor completo	Inspección de ruido y vibración		Drenar agua condensada	Reapretar los tornillos	Desmontar el motor y verificar las piezas
Bobinas del estator y rotor				Inspección visual, medir resistencia del aislamiento	Limpieza; verificar la posición de la bobinas, medir resistencia del aislamiento
Soportes	Control de Ruido	Reengrasar componentes: respetar intervalos conforme a las placa de lubricación			Limpieza de los soportes, casquillos y eje, sustituir si es necesario.
Caja de conexión (conexión a tierra)				Limpiar interior y apretar tornillos	Limpiar interior y apretar tornillos
Acoplamientos		Verificar alineamiento y fijación.		Verificar alineamiento y fijación.	Verificar alineamiento y fijación.
Dispositivos de monitorización		Registre los valores de la medición			Desmontar y hacer el test de modo de funcionamiento
Filtro		Limpie cuando sea necesario		Limpie cuando sea necesario	Limpie cuando sea necesario
Áreas de las anillas		Control y limpieza de ser necesario		Control y limpieza de ser necesario	
Escobas		Control, sustituir cuando exista desgaste			
Intercambiador de Calor					Limpiar el área del intercambiador

Elaborado por: Alexis Grefa

Fuente: MANUAL DE DE INSTALACION Y MANTENIMIENTO DE MOTORES DE INDUCCIÓN TRIFÁSICOS – WEG Industrias S.A.

4.8.2.11 Mantenimiento de la parte bomba

Filtro y cedazos

La limpieza de todos los elementos de los filtros debe inspeccionarse periódicamente y limpiarse o reemplazarse, según sea necesario. Esto protege el equipo de averías debido a caídas en presión a través de elementos tupidos o mugrientos, se realizara cada seis meses complementando con las otras inspecciones que se detallan más adelante.

Base

El apretamiento de la base y los pernos de anclaje debe inspeccionarse por lo menos de cada seis meses.

Alineamiento

El alineamiento de la bomba y la transmisión debe verificarse y corregirse, si es necesario, por lo menos cada seis meses. Si el sistema sufre una cantidad extraordinaria de vibraciones o grandes variaciones en temperatura de operación, el alineamiento bien mantenido ayuda a asegurar el máximo en la vida del equipo.

Indicaciones generales

Las piezas giratorias, tales como los acoplamientos, las poleas, los ventiladores externos o extensiones no usadas del eje, deben resguardarse permanentemente contra contacto accidental con el personal o la ropa.

Esto es especialmente importante cuando las piezas tienen irregularidades de superficie, tales como cuñas o tornillos opresores.

4.8.2.12 Lubricación

Chumaceras

El ambiente de la bomba, las condiciones de operación y los intervalos entre inspecciones de chumaceras, todo afecta la vida de la chumacera. Las chumaceras tienen uso limitado y deben inspeccionarse cada seis meses, para aumentos en temperatura y/u operación irregular. Si se nota una de esas condiciones, detenga el equipo y reemplace la chumacera. Si se proveen los

accesorios de grasa o aceite, lubrique las chumaceras según se especifica en su manual.

El uso continuado de una chumacera áspera o gastada puede causar fallo catastrófico de la chumacera, lo que puede resultar en fallo de los sellos y/o la bomba.

- **Empaque**

La bomba debe Re-empacarse si la carrera del casquillo de empaque se ha gastado o si el empaque se ha averiado.

- **Sellos de eje**

Inspeccione visualmente el equipo frecuentemente para señales de avería o filtración de los sellos, arandelas o anillos en O del eje. Asegúrese de que todas las conexiones estén apretadas. Si la filtración del sello es mayor de aproximadamente 10 gotas por hora por sello, apague el equipo y repare o reemplace las piezas necesarias. Los sellos del eje tienen vida limitada que depende de las condiciones de operación y el ambiente. Se gastan y con el tiempo fallan. Si la filtración se hace inaceptable, reemplace la unidad de sello con uno compatible con las condiciones de operación de la bomba. Los líquidos con sólidos en suspensión mugrientos reducen la vida del sello.

NOTA: Una cantidad pequeña de filtración (+10 gotas por hora por sello) es normal, aún cuando los sellos del eje son nuevos.

NOTA: Asegúrese de que toda filtración del sello se deseche apropiadamente.

- **Otras indicaciones.**

Ya que ocurren filtraciones o fallo del sello con el tiempo asegúrese de que la instalación pueda aguantar esta situación. Tome medidas apropiadas si el líquido es peligroso.

Si el tiempo de paralización de trabajo de la bomba es de importancia vital, y este tiempo tiene que mantenerse al mínimo, se debe tener un juego de piezas de repuesto o de reparación en la localidad.

Varios procedimientos para armar y desarmar son aplicables a diferentes bombas. Hay que referirse al manual de direcciones específico de cada bomba para obtener información sobre estos procedimientos.

El piso será resbaladizo si hay derrames de grasa y aceite. Los trabajos de mantenimiento deben comenzar y terminar siempre con la limpieza del piso y del exterior de la máquina.

TABLA 4-30 TABLA DE PLAN DE MANTENIMIENTO

COMPONENTE	DIARIAMENTE	SEMANALMENTE	CADA 6 MESES	ANUALMENTE
Filtros			Reemplazar	Reemplazar
Base		Ajustar correctamente pernos y tornillos		Ajustar correctamente pernos y tornillos
Chumaceras			Lubricar y reemplazar rodamientos	Limpieza y Lubricación
Empaques	Verificar que no haya fugas		Reemplazo de empaques	Reemplazo de empaques
Eje			Análisis de Vibraciones Verificar alineamiento	Análisis de Vibraciones Verificar alineamiento
Sellos de Eje	Verificar que no haya fugas		Reemplazo de sellos	Reemplazo de sellos
Impulsor			Lubricar Observar desgaste y reemplazar de ser necesario	Lubricar Observar desgaste y reemplazar de ser necesario
Cámara de Junta			Limpieza	Limpieza interna

Elaborado por: Alexis Grefa

Fuente: Bombas de Proceso Químico ANSI DURKO MARK 3 – FLOWSERVE PUMPS

4.8.2.13 Mantenimiento Bombas de pistón

Según la norma API SD 64 el proceso estándar de mantenimiento de las bombas recomienda los siguientes procedimientos:

Una inspección regular del sistema de goteo, daños en las conexiones y en la tubería cercana a la bomba, verificar si ha existido movimiento de algún componente y ensamblaje correctos de los mismos.

Un chequeo regular del funcionamiento, es decir, si no existen ruidos o vibraciones extrañas, excesiva temperatura y una apropiada presión de operación y velocidad óptima del actuador

Un chequeo de las condiciones del fluido, de ser necesario su remplazo al encontrarse sucio o contaminado con algún agente extraño o agua.

Cambia los elementos del filtro, así como su compartimiento en los intervalos recomendados.

Tabla 4-31 INTERVALOS DE MANTENIMIENTO PARA BOMBAS DE PISTÓN

OPERACIÓN	CADA 8 HORAS	CADA 50 HORAS	CADA 500 HORAS
Chequear niveles de aceite	X		
Chequear los tubulares		X	
Limpieza y Cheque del filtro ubicado al ingreso (inlet)		X	
Control de la conexión de la bomba al motor		X	
Cambio de aceite		X	X
Chequear las válvulas de descarga			X
Revisar la tornillería de la bomba			X
Chequeo de la válvula de regulación			X

Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: Northman – Hydraulic Vane Pump Handbook

4.8.2.14 **Mantenimiento de Transformadores**

AL realizar mantenimiento a un transformador la norma API 540 establece que siempre se lleve un registro del desempeño y de las actividades realizadas.

El registro debe contar con los resultados realizados al transformador como: Medición de la resistencia, pruebas realizadas al dieléctrico, impedancia, radio, incremento de temperatura, polaridad y relación de fases.

La frecuencia de inspección varía dependiendo del ambiente y el servicio, sin embargo la norma establece que el intervalo de inspección y mantenimiento usualmente es de 1 a 5 años, la experticia del personal a cargo del suministro de energía es muy útil para saber el intervalo de inspección adecuado para cada transformador.

El mantenimiento preventivo debe contener todas las tareas necesarias para mantener la fiabilidad; dentro de las tareas se incluye una inspección a la unidad de sobrecarga entre otras, además se debe incluir inspecciones de la integridad física de los contactos, interruptores de vacío. Todos estos elementos están adjuntados en el Anexo 16 para mayor información.

4.8.2.15 **Principios básicos de seguridad**

Antes de comenzar cualquier procedimiento de mantenimiento:

- Apague todos los interruptores y cortacircuitos.
- Remueva los fusibles de servicio eléctrico.
- Cierre el panel de servicio eléctrico que supe energía a la transmisión.
- Cierre, alambre o encadene y enclave todas las válvulas en la tubería de toma y salida de la bomba.
- Si es aplicable, cierre cualquier línea de suministro de vapor u otro fluido a la bomba.

4.8.3 MANTENIMIENTO DE SEPARADORES

Las fallas más frecuentes en los separadores son el resultado de un inapropiado o inadecuado mantenimiento. La experiencia sugiere que el 80% de los problemas relacionados con los separadores se debe a un mal mantenimiento. En algunos casos de tipos de separador no están diseñados o instalados para proveer un acceso conveniente por razones de mantenimiento. Adicionalmente muchos de ellos están solamente dotados de un manhole (acceso al interior del separador) y algunos se encuentran instalados sobre superficies pavimentadas con puertos de acceso demasiado pequeños para una persona común. Estos factores evitan la realización de un mantenimiento efectivo y en un tiempo demasadamente prolongado debido a las dificultades de las labores, además las operaciones pueden aun demorarse más de lo esperado si existe reducciones en el número del personal.

Cuando los separadores no han recibido mantenimiento alguno en largo periodos de tiempo, los sedimentos propios del petróleo comienzan a acumularse, esta acumulación decrece el área dentro del separador destinada para el colchón de agua. Esto a su vez reduce el tiempo de retención que permite la separación de agua y petróleo produciéndose una mala separación con aumento de corte de agua en la línea de producción, cuando este escenario ocurre, el separador se encuentra completamente inutilizado, convirtiéndose en una extensión más de la tubería que proviene del manifold.

Para combatir estos problemas, se debe establecer rutinas de mantenimiento para cada separador, basados en la producción e antecedentes de los sólidos acumulados (cantidad), así de esta manera se establecerá dos actividades principales para su mantenimiento:

4.8.3.1 Inspección

La inspección e llevara a cabo trimestralmente, al menos una vez dentro de este periodo, sin excepción para todos los separadores.

Las actividades a realizarse en la inspección trimestral corresponden las siguientes actividades son:

- Remoción de Grasa sedimentada
- Remoción de Sólidos Sedimentados
- Inspección y lubricación de Elementos mecánicos internos

4.8.3.2 Limpieza general

Una limpieza completa incluirá el uso de una suspensión más prolongada de la unidad, previamente ventilada, y además contemplará la evacuación de cualquier residuo de gas que pudiese alojarse dentro, la remoción total de todos los sólidos y depósitos de grasa alojados en el interior de la unidad al debe realizarse al menos una vez cada 12 meses en todos los casos.

La ventilación de los separadores es un procedimiento obligatorio que solo debe ser realizado por personal autorizado por medio de toma de muestras de gas a través de exposímetros, la Norma PETROECUADOR SH – 016, establece que previo a la remoción de sólidos, se prohíbe el ingreso del personal hasta que los niveles de gases explosivos hayan sido desalojados.

Existe un nivel máximo aconsejable de sedimentos que pueden permanecer en el fondo de un separador sin alterar el desempeño normal del separador, para estos casos se recomienda no mantener en el separador no más de 5% de residuos sólidos y no más de 25% de grasas del nivel total de líquidos dentro de este.

Estos valores deberán ser inspeccionados en cada inspección trimestral, y en caso de exceder de estos valores, se recomienda realizar una limpieza completa en no menos de 7 días de detectado los niveles antes expuestos.

4.8.3.3 Otras inspecciones para separadores.

Para los separadores horizontales bifásicos que corresponden a las estaciones de producción se deberá tener en cuenta las siguientes actividades adicionales:

- Verificar si la válvula reguladora de nivel funciona adecuadamente.
- Verificar si los sólidos removidos de los separadores han sido desechados según las regulaciones vigentes.
- Verificar que el agua (colchón de agua) ha sido removida del separador y remplazada con agua limpia.

TABLA 4-32 TABLA DE PLAN DE MANTENIMIENTO

COMPONENTE	CADA 3 MESES	CADA 6 MESES	ANUALMENTE
Difusor	Remoción de Grasas sólidos impregnados.		Control y limpieza de ser necesario
Compartimientos de agua y petróleo	Toma de muestras de porcentaje de sólidos y grasas acumuladas.		Remoción de Grasas sólidos impregnados.
Válvulas y elementos de seguridad		Limpieza y lubricación.	Reemplazo de partes gastadas de ser necesario.
Controladores de nivel y de presión		Lubricar partes mecánicas.	Reemplazo de partes gastadas de ser necesario.
Extractor de Neblina	Remoción de Grasas sólidos impregnados		Control y limpieza de ser necesario
Eliminador de remolinos	Remoción de Grasas sólidos impregnados.		Control y limpieza de ser necesario
Manholes	Inspeccionar Fugas. Verificar buen estado de tornillería.		Remoción de Grasas sólidos impregnados.

Elaborado por: Alexis Grefa

Fuente: Specification for Oil and Gas Separators API Specification 12J

4.8.4 MANTENIMIENTO DE LAS UNIDADES DE ALMACENAMIENTO

4.8.4.1 Frecuencia de Inspección

En la Inspección debe tomarse en cuenta el tipo de producto, como sus propiedades que se almacena, así como la rata de corrosión observada, para este último factor es necesario implementar un sistema de medida de la rata de corrosión si la estación en cuestión carece de este sistema, ya que si un tanque se encuentra en estas condiciones es muy complicado detectar la corrosión interna que no nos permitirá determinar el espesor mínimo admisible de cada uno de los anillos de los tanque y separadores (recomendados por el fabricante),

Pero en general la inspección total e interna de los tanques se debe realizar fuera de servicio en periodos que no sobrepasen los 10 años, pero debido a la antigüedad y además si no se conoce la rata de corrosión de los tanques que operan dentro de las estaciones de Lago Agrio Norte y central se realizará inspecciones en periodos que no sobrepasen los 5 años (API 653).

4.8.4.2 Inspecciones

Los métodos varían en relación al tipo de tanque y el nivel de corrosión en el que este se encuentra.

4.8.4.2.1 Inspección Visual

Consiste en una inspección personal de los inspectores que recorren toda el área del tanque o separador detectando anomalías que pueden ser útiles para establecer la extensión de la corrosión, básicamente hay que observar los siguientes factores:

- **Bases**

Medición de la horizontalidad de los cimientos y elevaciones del fondo.

- **Anillo de Hormigón**

Detección de grietas, desprendimiento, rajaduras en especial sobre las placas

de refuerzo usada en la placa anular soldada al tope.

Buscar evidencias de vegetación en el fondo de tanques o separadores y debajo de sus respectivos cimientos.

Comprobar si existen asentamientos en los alrededores del tanque (puede desestabilizar la estructura).

Observar si los drenajes se encuentran en buen estado, que no existan fugas y que el agua fluvial que se desliza por las paredes del tanque tenga un drenado adecuado.

- **Paredes**

Inspeccionar si existen fallas en la pintura y picaduras y presencia de corrosión.

Limpiar el área del Angulo entre la base y el primer anillo (tanques) además de identificar si existe corrosión, adelgazamiento o deformación de la placa o soldadura, en el caso de separadores horizontales, se verificara si la parte inferior del separador no haya sufrido deformación.

Realizar un registro fotográfico con medidas y ubicación de las anomalías detectadas.

- **Accesorios**

Buscar signos de goteo en uniones soldadas en las boquillas, escaleras, placas de refuerzo entre otros, manhole, conexiones o accesorios (válvulas).

4.8.4.2.2 Inspección de Anillos

Todos los anillos para tanques como bases de los separadores deben ser de objeto de análisis de corrosión por ultrasonido, sin embargo en caso de que los tanques se encuentren es servicio, y cuando una inspección visual no sea suficiente, se debe analizar prioritariamente el anillos que más ha sufrido corrosión, en tanques de lavado este tipo de ataque por la corrosión se realiza en el primer y último anillo

Ya que tanto el agua como los agentes atmosféricos influyen en el desgaste del material por concepto de la corrosión.

Adicionalmente se prestara más atención a la base de los separadores, ya que es la zona que más propensa a la corrosión por contener el colchón de agua necesaria para la separación bifásica.

4.8.4.2.3 **Inspección de los techos**

Se inspeccionará visualmente el estado de los techos de los tanques, cuando dicha supervisión denote una corrosión muy avanzada se procederá a examinarse por ultrasonido u otro método de verificación de grado de corrosión, remplazándose inmediatamente el área afectada, (el espesor mínimo admitido para techos no debe ser menor a los 3/16'' (Norma API 650, API 653), el remplazo será inmediato cuando se observe que es peligroso para andar o existan huecos o perforaciones en este.

Para techo cónico se hará especial énfasis en el estado de las soldaduras.

Para techo flotante es necesario verificar el estado de las soldaduras. Este procedimiento se lo debe realizar por medio de caja de vacío a una presión de 1 psig

También se debe proceder a la prueba de flotabilidad estipulada en API 650; obligatoriamente después que se haya llevado cabo una reparación.

4.8.4.2.4 **Inspección del fondo**

Previamente es necesaria la limpieza del fondo para una supervisión adecuada

Para poder garantizar la integridad del fondo del tanque será necesaria la obtención de MRT (Minimun Remain Thickness), cuyo valor va desde 0.1 hasta 0.05 dependiendo del tipo de diseño del tanque como lo indica la siguiente tabla:

Tabla 4-33 ESPESOR MÍNIMO PERMITIDO DEL FONDO DEL TANQUE (MRT)

Espesor mínimo permitido del fondo del tanque (in)	Base de Diseño para fondos del Tanque
0.1	Fondos de tanques desprovistos de sistema de detección y contención de fugas
0.05	Fondos de tanques provistos de sistema de detección y contención de fugas
0.05	Fondos de tanques reforzados de acuerdo a la Norma API 652

Elaborado por: Alexis Grefa

Fuente: Tank Inspection, Repair, Alteration and Reconstruction API Standard 653

La obtención del Valor MRT (Minimum Remain Thickness) se describe en el Anexo 17.

Si el valor de MRT calculado es inferior al establecido en la tabla, el fondo debe ser reparado o reemplazado en su totalidad, y el intervalo de inspección y mantenimiento debe ser más corto.

Todas las reparaciones efectuadas en el fondo deberán contar con una inspección y ser probadas al vacío.

Adicionalmente deben ser sustituidas vigas o escaleras que hayan sufrido corrosión.

4.8.4.2.5 Inspección de Recubrimientos

Mediante el uso de ultrasonido nos es posible determinar el espesor de la capa de pintura aplicada en cada uno de las estructuras de almacenamiento, “en general el espesor del recubrimiento para estructuras de acero es de 5 mils (0.005 pulg) en tanques y separadores”.

Según la Norma SSPC-SP 10, previamente a la aplicación de un recubrimiento, será necesario preparar la superficie removiendo todo residuo de petróleo, grasa u otro contaminante mediante la aplicación de aire comprimido, aunque la suciedad claramente visible puede ser retirada con aire seco o con equipos de limpieza al vacío.

Adicionalmente será necesaria la inspección de la superficie con el fin que no contenga: puntas afiladas, bordes Afilado, proyecciones de soldadura ni residuos de los mismos, caso contrario será necesario su remoción.

Todo el trabajo de limpieza de las superficies que van a ser recubiertas deben contar con la debida supervisión para apegarse a los requerimientos de la norma que se adjunta en los anexos. El inspector de los trabajos debe tener total acceso tanto a los lugares de trabajo como a los materiales empleados.

Los procedimientos y los tiempos de inspección del trabajo deben siempre coincidir con el personal de inspección así como del personal encargado de llevar a cabo el desarrollo de la limpieza de la superficie.

Cuando una superficie acaba de ser limpiada y propensa rápidamente a contraer corrosión nuevamente, en estos casos se recomienda el uso de agua para su enjuague, adicionalmente de debe incorporar la presencia de inhibidores de corrosión al agua para enjuagar la superficie, tan pronto la remoción de impurezas haya concluido con el fin de prevenir la formación temprana de oxido. El uso de cualquier inhibidor debe ser compatible con el recubrimiento a ser aplicado.

Más información acerca de la limpieza de superficies se detalla en el Anexo 14.

Es esencial que el recubrimiento deba ser aplicado ampliamente después de los procedimientos anteriores cubriendo adecuadamente toda la superficie en especial aquellas zonas irregulares de la superficie. El grosor de la capa del recubrimiento sobre las superficies irregulares debería ser igual al grosor designado por el fabricante para obtener la protección deseada. Si el grosor de la capa de recubrimiento es inadecuado, puede derivar en el apareamiento de corrosión temprana. Para asegurarse que el grosor del recubrimiento es el adecuado, se puede hacer uso de un calibrador magnético.

Mayor Información acerca de Inspección de Tanques se detalla en el Anexo 18.

4.8.4.3 Tratamiento de las paredes

Al tratarse de protección de la corrosión por condiciones atmosféricas, usualmente se aplica protección anticorrosiva en las dos capas de pintura de

imprimación², previamente lavada y separada de residuos de óxido después de haberse usado sand blasting y siguiendo los procedimientos de la Norma SSPC – SP10 para la preparación de la superficie.

En lo que respecta al mantenimiento de techos de tanques de almacenamiento que no tengan mayor cantidad de orificios se hace posible el uso de parches, sin embargo según la norma API 653, si el techo presenta un espesor por debajo del promedio de 0.09 in por cada 100 in² de superficie, todo el techo debe ser remplazado.

En los fondos de los tanques de manera similar deben ser remplazados si han sido corroídos por más de un 40% en su superficie total.

Para poder colocar un fondo nuevo, existen algunos procedimientos que los vamos a nombrar a continuación:

Puede sacarse el fondo viejo y extraer 10 cm de la base para luego ser remplazada por arena con inhibidores especiales, posteriormente se colocan las placas nuevas, previamente de haber hecho algún acceso en el primer anillo.

También existe la posibilidad de no remover el techo, en cambio se aplica una plancha de plástico y luego de este se procede a aplicar arena dulce y finalmente las planchas nuevas.

Dependiendo si el fluido es altamente corrosivo, se puede optar también por aplicar fibra de vidrio, esta superficie se aplica por el fondo ya existente.

En general las pinturas anticorrosivas, protección catódica o ánodos de sacrificio son los más usados para poder combatir dicha corrosión, sin embargo se debe prestar especial énfasis en la aplicación de sustancias químicas anticorrosivas ya que estas tienen efectos diferentes en función del tipo de material a los que son aplicados.

4.8.4.4 Toma de muestras

Existen algunos métodos para la obtención de muestras con el fin de determinar el grado de corrosión existente en una estructura para poder establecer un grosor mínimo de seguridad con el cual una estructura pueda desempeñarse con

² Es el proceso en el cual se prepara una superficie para un posterior pintado.

normalidad. Algunos métodos van desde la extracción física de un fragmento del material hasta la instalación de cupones de corrosión, sin embargo se hará uso de instrumentos que funcionan a base de ultrasonido para realizar estas tareas, en apego a los lineamientos de un plan de mantenimiento que sugiere el uso de métodos prácticos y no destructivos para la obtención de estos datos.

4.8.4.5 Limpieza

Para poder realizar una adecuada limpieza de tanques se debe considerar que solo personal calificado con conocimientos de seguridad Industrial están capacitados para poder realizar esta actividad. Previamente se necesitan estudiar algunos aspectos como:

- Tipos de Fluido
- Cantidad de Residuos.
- Observar si el área circundante al tanque existe algún peligro.

Teniendo en claro este tipo de información, el personal a cargo de la operación del tanque puede proceder a su vaciado, posteriormente se debe seguir el siguiente procedimiento indiferentemente del tipo de tanque de lavado o de surgencia.

Adicionalmente el área que corresponde al tanque y el muro de hormigón construido para derrames (Tanques) se encuentre libre de basura y vegetación (pueden tapar sumideros).

Para limpiar el tanque se debe:

- a) Inspeccionar la parte externa y equipos y accesorios

Todos los elementos y accesorios deben encontrarse en perfecto funcionamiento así como las paredes del tanque deben no deben hallarse colapsadas o deformadas

- b) Control de fuentes de combustión

Debido a que la ventilación del tanque durará algunos días en función de la capacidad de este es necesario controlar o suspender actividades que requieran calor o fuentes de ignición para su realización

- c) Vaciado del Contenido del tanque

El contenido del tanque debe realizarse en forma lenta para poder evitar colapsos en el tanque por presencia de vacío.

d) Evacuación de gases

La ventilación de estos gases se lo puede hacer mediante varios procedimientos como:

- Ventilación natural: Como su palabra lo indica este procedimiento consiste en dejar el tanque en reposo para poder desalojar los gases.
- Ventilación mecánica: Conectar Bombas para la extracción rápida del gas
- Llenado del tanque con Agua: Llenar el tanque de agua para poder evacuar los vapores por la línea principal de producción
- Pruebas de explosividad y gases Tóxicos
- Apertura y Extracción y tratamiento de residuos.

En general el personal destinado a esta tarea procede a evacuar los desechos del fondo mediante palas sin embargo se puede anexar un equipo de bombeo de material viscoso para poder minimizar la permanencia del personal dentro del tanque, además la iluminación con la que contarán el personal que realiza la limpieza debe encontrarse a prueba de explosión.

Como lo expuesta anteriormente se necesitara la ayuda de un exposímetro para constar la ausencia de gases explosivos dentro de un tanque, los trabajos de remoción de sólidos debe hacerse únicamente cuando los gases se haya disipado, adicionalmente se deberá tomar medidas frecuentemente de gases sobre todo antes de volver al tanque; después de una interrupciones de las labores de limpieza y a recomenzar la jornada de limpieza, los trabajadores que entren al tanque deberán contar con los elementos necesarios para suministrar aire fresco a no ser que los niveles de gas sean los admisibles para que no sean necesarios estos equipos.

4.8.4.6 Pruebas de integridad aplicadas a unidades de almacenamiento

4.8.4.6.1 Prueba de la espuma

Consiste en la inyección de aire por debajo del fondo del tanque, el aire se inyecta por una boquilla de diámetro de 1 pulg soldadas sobre orificios perforados en el fondo.

El sello de asfalto debe encontrara en buenas condiciones para que el aire no pueda escapar por los alrededores, luego para poder comprobarla fuga de aire se puede disolver una solución jabonosa en todo el fondo para admirara de mejor manera la presencia de fugas, el burbujeo es síntoma de mal estado del material o mala compactación del asfalto.

4.8.4.6.2 Prueba de Vacío

Mediante el uso de una caja de vacío colocado en las soldaduras entre placas y una solución jabonosa se puede detectar la presencia de fugas en especial en las soldaduras de las placas (este método es aplicado en tanque nuevos en los cuales los fondos no han sido renovados).

4.8.4.6.3 Prueba de Nivel

Consiste en llenar el tanque a un cierto nivel de agua y verificar que no existan fugas ni asentamientos. Los métodos previamente explicados son complementarios y debe aplicárselos en conjunto para poder realizar un diagnostico completo de fugas en el interior de los tanques.

A continuación se presenta un conjunto de actividades que en este caso deberán ser llevados a cabo en intervalos de cada cinco años como lo estipula la Norma API 653.

TABLA 4-34 TAREAS APLICADAS EN EL MANTENIMIENTO DE TANQUES

COMPONENTES	ACTIVIDADES					
	Desgasificación y Vaciado	Inspección	Diagnóstico	Limpieza	Reemplazo	Prueba de Integridad
Toda la Unidad	Extraer gases alojados en el interior					Realizar prueba a todo el tanque.
Base (Anillo de Concreto)		Medir Horizontalidad		Eliminar presencia de vegetación		
Anillos de Acero (Paredes)		Detectar grietas, rajaduras o corrosión		Remover residuos	Reemplazar Anillos si se muestra más del 50% de área corroída	
Techo		Verificar presencia de corrosión y estado de las soldaduras			Remover secciones con espesores menores 0.09 in por cada 100 in ²	
Fondo		Extraer muestras de fondo		Remover residuos	Reemplazar parcialmente o totalmente el fondo si existe espesores menores de 0.1 in	
Accesorios		Verificar presencia de fugas			Reemplazar accesorios o válvulas de ser necesario	
Recubrimientos			Verificar el espesor de la capa de recubrimiento		Reemplazar el recubrimiento en áreas donde el espesor es menor a (0.005 pulg)	
Drenajes				Desalojar vegetación y escombros		

Elaborado por: Alexis Grefa

Fuente: Tank Inspection, Repair, Alteration and Reconstruction API Standard 653

4.9 MANTENIMIENTO DE VALVULAS

El mantenimiento de las válvulas en servicio suele estar limitado a apretar los tornillos de la unión entre los componentes y el cuerpo de la válvula en general, aunque en caso de emergencia se pueden instalar nuevos anillos de empaquetadura.

Para los casos de válvulas de compuerta y globo el reemplazo de una válvula que está en servicio siempre es peligroso y sólo se debe intentar después de que el asiento posterior está asentado en forma hermética contra el bonete.

Es mucho más conveniente desmontar una válvula con bridas e instalar una de repuesto, que intentar repararla instalada, aunque el diseño de la válvula permita hacer ciertas reparaciones sin desmontarla. A veces, a las válvulas grandes se les puede dar servicio cuando están instaladas, pues puede ser difícil desmontarlas para llevarlas al taller.

Las válvulas que se pueden reparar sin desmontarlas, para corregir problemas con el asentamiento e instalar nuevos discos o sellos de asiento, son las de compuerta, globo, retención, macho, bola de entrada superior y diafragma.

El asiento o anillos de sello, es la parte que hace sello con el disco, se encuentra situado dentro del cuerpo de la válvula y es inmóvil. El disco sella sobre el asiento; para lograrlo, el asiento y disco deben tener sus superficies de contacto totalmente lisas. El asiento en una válvula puede ser sujeto al cuerpo de la misma por suelda, rosca, por ajuste forzado o fundido como parte integral del cuerpo o una combinación de roscado o soldado.

Hay que desmontar la mayor parte de las válvulas de bola y de mariposa para tener acceso a los sellos de la bola y de los asientos. La rectificación de los asientos de las válvulas de compuerta y de retención requiere el uso de una máquina especial que se monta en la brida del cuerpo y corta una nueva superficie de asiento de acuerdo a la norma ASME B16. 34.

Debido a la necesidad de que el asiento esté plano y su ángulo coincida en forma precisa con el del disco, este procedimiento es de resultados dudosos en las válvulas de compuerta de cuña maciza. Si se corta más de una cantidad mínima en los asientos, se necesita un disco nuevo para tener cierre correcto. Los asientos en las válvulas de globo y de retención por elevación se pueden rectificar por el lado del bonete con buenos resultados. Para reacondicionar las válvulas se instalan sellos nuevos y también bola o macho nuevos si están gastados o corroídos. Pero esto no dará resultado si el cuerpo también está corroído en la zona del asiento ó la camisa.

En situaciones en que hay corrosión severa, hay que comprobar que se utilice la aleación especificada. Hay que tener piezas de repuesto.

Un **taller bien equipado** tendrá un banco de trabajo con todo lo necesario y algún aparato para levantar y empacar válvulas pesadas. También necesita sujetadores para equipo grande y para que **no** se caigan las cosas. También se necesitan mangueras para aire, reguladores y cierta cantidad de tubería y accesorios, que incluyan conectores rápidos para mangueras.

La forma más fácil de saber si ha cerrado una válvula, es verificar si hay fugas con la aplicación de aire a una presión moderada en la entrada y escuchar en la salida si hay escapes. Para ello, se puede utilizar un juego de bridas especiales taladradas para el conector de la manguera y ranuradas para poder utilizarlas en bridas de válvulas de diversos tamaños.

Se deben llevar buenos registros de las especificaciones de cada válvula. Además, los registros de costos y del trabajo de mantenimiento ayudan a justificar cambios para reducir el mantenimiento y mejorar la confiabilidad.

Con mucha frecuencia hay la tentación de suponer que si hubo algo que corrigió el problema, también servirá esta vez.

La *seguridad* requiere que todo el personal siempre esté pendiente de cualquier posible riesgo. Antes de empezar a retirar una válvula del servicio hay que comprobar que se han descargado la presión y los líquidos y, si se requiere, que se haya lavado el sistema. A pesar de estas precauciones, hay que estar preparado para un escape de fluidos cuando se aflojan los accesorios.

Si hay alguna duda, hay que aflojar con todo cuidado las conexiones de tubo para descargar el aire. También hay que cuidarse de los resortes que están comprimidos.

Hay que consultar los manuales de mantenimiento del fabricante. Algunos resortes sólo se pueden desmontar con seguridad en la forma especificada y pueden requerir herramientas o dispositivos especiales.

Al *volver a instalar* la válvula, hay que comprobar el suministro de aire y el funcionamiento correcto de la válvula.

4.9.1 VENTAJAS DE LA REPARACIÓN EN EL TALLER

El desmontaje de las válvulas de la tubería para repararlas tiene algunas ventajas. Muchas veces la pérdida de tiempo será menor si se tienen disponibles las válvulas para repuesto. La calidad de las reparaciones será mejor y la inspección más precisa porque se tendrá acceso a todas las superficies. Además, se puede probar la hermeticidad del asentamiento, lo cual es difícil si la válvula está instalada.

El mantenimiento de las válvulas de compuerta, globo y retención consiste en la rectificación de los asientos y discos. Los discos de las válvulas de acero se pueden reacondicionar mediante el relleno de las superficies de los asientos con metal de soldadura o con revestimiento de cara dura. El buje del yugo se debe reemplazar si está gastado e instalar empaquetaduras y juntas nuevas. Es preferible reemplazar los tornillos y tuercas, porque la inspección puede costar más que las piezas nuevas. También se pueden instalar nuevos anillos de asiento, pero en este caso la reparación ya no resultará muy económica.

La reparación de válvulas de acero inoxidable es muy similar a la de las de acero al carbono o de baja aleación. Una excepción es que se debe evitar la soldadura del acero inoxidable, porque el metal quedará sensible al ataque por productos corrosivos. Si es indispensable soldar, las piezas se deben recocer en solución y enfriar por inmersión para mantener la resistencia a la corrosión.

La reparación de las válvulas de bola incluye instalar nuevos sellos de asiento, bola y vástago nuevos si es necesario así como empaquetaduras, juntas, tornillos y tuercas nuevos.

Por lo general, se requiere muy poca rectificación de los componentes de las válvulas de bola.

Las válvulas de macho lubricadas se pueden reparar con relleno con soldadura y rectificación del cuerpo o del macho. Sin embargo, no es fácil encontrar el equipo de precisión para rectificar estas piezas y es dudoso que la reparación resulte económica, sobre todo en válvulas pequeñas.

Para reparar las válvulas de mariposa se reemplazan el vástago, el disco y la camisa que suelen ser la razón para reparar. No siempre se necesitan discos

nuevos, pero sí hay que cambiar todos los sellos anulares o empaquetaduras junto con el vástago y los bujes del vástago si están gastados.

4.9.2 PROBLEMAS MÁS COMUNES EN VALVULAS

4.9.2.1 No contienen el líquido

Las fugas o escurrimientos de las válvulas pueden ser el resultado de erosión, corrosión o falla de las juntas, empaquetaduras o tornillos.

Los daños por *erosión* se pueden reducir con una válvula seleccionada para ese servicio, con conductos grandes para libre flujo, un mínimo de vueltas del líquido y asientos y machos endurecidos. En algunos casos, se pueden reducir los daños serios con el cambio de las condiciones de funcionamiento, por ejemplo, con el cambio del impulsor de una bomba si produce una presión alta innecesaria.

Estas precauciones ahorrarán energía y mantenimiento de la bomba y la válvula. Para contrarrestar la erosión severa, en especial con pastas agudas, se han utilizado válvulas de diafragma, de abrazadera y de esfínter.

Hay muchas razones por las cuales una válvula pudiera no contener el fluido. Las corrientes de gas, que se cree están secas, pueden tener gotitas de líquido que producirán corrosión. Ciertos daños misteriosos durante el arranque se han debido a la escoria de soldadura, incrustaciones y otros cuerpos extraños. Muchas válvulas se han dañado por almacenamiento incorrecto y no se puede ver sino hasta el momento en que empieza a funcionar la válvula.

En algunos casos, cuando los daños no son severos, resulta posible y seguro reparar el cuerpo de válvula, aunque sea en forma temporal, con metal de soldadura o para presiones y temperaturas bajas, con epoxi. Hay que tener muy en cuenta todos los posibles peligros.

Las fugas por las uniones y conexiones se corrigen, muchas veces, con el reemplazo de las *juntas*, con la rectificación de los asientos para juntas o ambas cosas. Se debe recordar que ciertos tipos de juntas actúan mejor en determinadas superficies. Una junta hecha en la planta con el papel especial debe tener la misma configuración que la original, para tener sellamiento correcto.

Muchas veces no se tiene en cuenta la importancia del *apretamiento de los tornillos*. Es indispensable que la unión quede apretada con uniformidad y bien alineada. Se acostumbra empujar la unión con la mano y apretar los tornillos con los dedos. Después se aprieta con llave un tornillo unas cuantas vueltas; se aprieta el opuesto, luego uno casi opuesto y así sucesivamente, en todo el anillo para tornillos hasta que la unión quede bien apretada.

Las fugas por la *empaquetadura* pueden ocasionar problemas y se deben corregir tan pronto se descubran, antes de que se dañen el vástago y el prensaestopas. Las presiones y temperaturas extremosas pueden ocasionar fallas, aunque sus valores promedio estén dentro de los límites.

Los materiales modernos para empaquetaduras, como el Teflón trenzado sustituyen otros tipos para ciertas temperaturas. Para temperaturas sumamente altas. De todos modos, cuando se piensa utilizar un nuevo tipo de empaquetadura hay que determinar si la superficie del vástago y del porta empaquetadura podrán adaptarse a las recomendaciones del proveedor.

4.9.2.2 No controlan el flujo

Un *bajo volumen de flujo* puede ser sólo por descalibración del actuador o del ubicador. Cuando se utilizan guarnición para porcentaje igual y carrera de una pulgada, la última décima de pulgada puede controlar hasta 30% del flujo. El varillaje entre el ubicador y el vástago de la válvula se puede aflojar, gastar o doblar. Con el método usual de ajuste del ubicador con una regla de bolsillo y un calibrador de 2 in, no se aprovechará la precisión del ubicador moderno, pues además, la presión de suministro puede alterar su calibración en algunos casos.

En los sistemas de circulación cerrados, la acumulación de incrustaciones, herrumbre o cuerpos extraños puede hacer que se reduzca en forma gradual la circulación y que el sistema ya no funcione bien. El desgaste de las bombas puede tener un efecto similar. La falla no siempre puede estar en los instrumentos.

El flujo *excesivo* puede ser por demasiada caída de presión, ya sea por fugas o por demasiada potencia en el actuador. Se sabe que han ocurrido cambios repentinos en el funcionamiento de una válvula cuando se sustituyó la bomba existente por

una que era “mejor”. La respuesta lenta de la válvula puede ocurrir por restricción en el aire de entrada o salida del actuador. Los ubicadores requieren una cantidad determinada de aire a la presión especificada.

4.9.2.3 Ruido

El ruido en las válvulas de control puede tener diversas causas. En válvulas antiguas, puede haber suficiente holgura entre el vástago y la guía para traquetear en ciertas condiciones. Se sabe que algunas válvulas rechinan por resonancia *mecánica* y se dañarán muy pronto.

La *cavitación*, que es la generación de burbujas de vapores en el punto de mínima presión en la válvula, seguida por el aplastamiento violento de las burbujas en un lugar en que hay presión más alta, produce grave erosión de las piezas de las válvulas. El ruido que produce es como de guijarros que pasan por la válvula.

La cavitación es muy sensible a las presiones y temperaturas de funcionamiento y puede ocurrir sólo en una fracción del ciclo. Cualquier ruido de cavitación se debe investigar y determinar su corrección.

El *ruido* con flujo *compresible* se vuelve problema con válvulas grandes, con mayores caídas de presión y volúmenes. Las válvulas ocasionan turbulencia para controlar el flujo y gran parte de la energía se convierte en calor, pero una parte se vuelve sonido, que pasa a través de la pared del tubo en una forma muy compleja.

En las válvulas existentes, la instalación de aislamiento acústico en ella y corriente abajo puede reducir el ruido hasta en 20 dB. Es difícil lograr una reducción mayor por las imperfecciones inevitables en el aislamiento envuelto en los componentes.

Otra forma de mantener el ruido dentro del tubo es usar uno de pared más gruesa corriente abajo; se han logrado diferencias hasta de 20 dB. Una trayectoria recta y sin obstrucciones corrientes abajo reduce la producción y diseminación del ruido, mientras que los codos y otras obstrucciones pueden ocasionar interacciones entre las corrientes y aumentar el ruido radiado.

4.9.3 MANTENIMIENTO DE VÁLVULA DE COMPUERTA

4.9.3.1 Desarmado

Aflojar los espárragos/tuercas cuerpo/tapa, y extraerlos/las del cuerpo, aflojar las tuercas del prensa, girar el volante según las agujas del reloj. La cuña bajará a posición cerrada. Girar el volante en la misma dirección, el montaje de la tapa se elevará en dirección ascendente. Continuar hasta que el vástago salga de la parte roscada de la tuerca vástago. Levantar la tapa para separarla del cuerpo.

Sostener el vástago con la mano izquierda y tirar de él hacia arriba golpeando suavemente en la superficie del cuerpo. El vástago junto con la cuña saldrá del cuerpo. Observe el estado de los asientos y el interior del cuerpo.

4.9.3.2 Limpieza y Mantenimiento General

Limpiar el interior del cuerpo y las superficies de los asientos con líquido de limpieza adecuado. Comprobar si hay rayas en las superficies de los anillos del asiento. Para quitar los pequeños rasguños lapear³ con pasta esmeril. Si las rayas son profundas habrá que hacer un mecanizado. Los anillos de asiento roscado se mecanizan con rosca derecha y pueden ser retirados del cuerpo con la ayuda de las pestañas/ranuras. Si los anillos de asiento están soldados al cuerpo, entonces el cuerpo completo deberá ser colocado en la máquina de rectificación.

Del mismo modo, lapear las pequeñas rayas en la superficie de la cuña con pasta esmeril. Eliminar las rayas profundas con mecanizado y lapeado. En el caso de que la superficie de la cuña esté muy dañada, toda la superficie del asiento deberá ser mecanizada.

Quitar la empaquetadura de la tapa. Limpiar la superficie interna de la tapa, lapear la superficie del asiento posterior con la ayuda de accesorios adecuados. Limpiar la zona roscada del husillo⁴. Pulir la parte no roscada del husillo en el torno o lapeadora, si es posible. Limpiar la parte roscada de la tuerca vástago y aplicar grasa con la pistola de grasa por el orificio de la parte superior de la tapa.

³Lapear: Operación que tiene el objeto de perfeccionar una pieza mecánica, dejándola con valores de rugosidad muy bajos.

⁴Husillo: Tipo de tornillo largo de gran diámetro utilizado para producir desplazamiento lineal.

Cambiar la junta de la tapa del cuerpo y montar la válvula. Poner la nueva empaquetadura del tamaño y calidad requerido en la caja de empaquetadura girando cada anillo 180° con respecto al anterior. Apretar las tuercas en ambos lados de la prensa. Lubricar la parte roscada del vástago y operar la válvula 2 / 3 veces.

4.9.3.3 Reparación del vástago

Todos los vástagos de las válvulas deben ser reparados por:

- ◆ Rigidez
- ◆ Daño en la cabeza o rosca

Rigidez:

Dimensión en la longitud del vástago que se mide sobre el diámetro del vástago mientras es rotado 360°. El vástago debería ser enderezado si es necesario o rectificado.

Rosca y cabeza:

El dimensionado y rugosidad de la rosca debe garantizar un buen funcionamiento con la tuerca del vástago. La cabeza del vástago debe acoplarse adecuadamente en la cuña.

Área de deslizamiento de la empaquetadura:

El área de la empaquetadura debe estar libre de marcas y tener un acabado liso. Para conseguir esto se puede realizar un pulido o giro de la superficie de deslizamiento dentro de unos límites fijados. La conicidad del vástago debe ser eliminada. Si hay desgaste, conicidad o un mecanizado previo provoca reducción del vástago fuera de diámetro más allá del límite aceptable del tamaño original, el vástago debe ser remplazado por uno nuevo.

TABLA 4-35 TAREAS DE MANTENIMIENTO VÁLVULAS DE COMPUERTA

COMPONENTE	CADA 6 MESES	ANUALMENTE
Cuerpo	Limpieza	Limpieza
Asiento	Limpieza	Remoción de Grasas sólidos impregnados.

Anillos	Limpieza y lubricación.	Reemplazo de anillos de ser necesario.
Cuñas	Lapear rasguños	Lapear rasguños, rayas profundas deben ser rectificadas
Empaques	Reemplazar Empacaduras	Reemplazar Empacaduras de ser necesario
Tapa	Limpiar superficie interna	Control y limpieza de ser necesario
Husillo	Limpiar zona roscada y lubricar	Remoción de Grasas sólidos impregnados y Lubricar zona roscada

Elaborado por: Alexis Grefa

Fuente: INSTRUCCIONES DE MONTAJE Y MANTENIMIENTO PARA VÁLVULAS DE COMPUERTA, GLOBO, Y RETENCIÓN – JC Fábrica de Válvulas

4.9.4 MANTENIMIENTO DE VÁLVULAS DE GLOBO

Aflojar los espárragos/tuercas cuerpo/tapa, y extraerlos del cuerpo, aflojar las tuercas de la prensa. Levantar el conjunto tapa del cuerpo. Quitar la soldadura por puntos de la fijación de la tuerca del eje al disco y sacar el disco del conjunto del vástago. Quitar el volante del vástago y quitar el vástago del conjunto tapa girando en sentido anti-horario. Limpiar la zona roscada del vástago y pulir o moler el área sin rosca. Quitar la empaquetadura vieja. Lapear el área del casquillo de la tapa.

Comprobar el estado de la superficie del asiento del anillo del cuerpo y disco. Para eliminar los pequeños rasguños lapear con pasta esmeril con la ayuda de accesorios adecuados.

Para eliminar los rasguños profundos mecanizar y lapear. La eliminación de los anillos de asiento roscados es similar a la de la válvula de compuerta.

Montar el conjunto disco/vástago como indicado anteriormente y montar la válvula y cambiar la junta. Añadir una nueva empaquetadura del mismo tamaño. Lubricar el vástago roscado y operar la válvula 2/3 veces.

4.9.4.1 Otros consejos importantes.

El objetivo es realizar un mantenimiento regular antes de que se requiera una reparación importante. Esto para reducir la probabilidad de fallos de las válvulas y garantizar su disponibilidad durante su vida útil.

Inspección periódica para defectos visibles o fallos tales como embalaje o fuga por la tapa y condiciones del vástago.

Maniobras periódicas de la válvula y lubricación cada seis meses de las roscas de los vástagos y engranes para evitar encasquillamiento y corrosión (lubricante a utilizar Castrol AP3 o similar)

Cambio periódico de la empaquetadura para garantizar una empaquetadura sin fugas.

Ensayos periódicos de par e interruptores de fin de carrera para asegurar su funcionamiento en válvulas de accionamiento motor.

4.9.4.2 Precauciones a tener en cuenta

Si hay que reemplazar la empaquetadura en plena presión de trabajo, asegurarse de que el backseat funciona correctamente. El backseat es una especie de asiento que permite un cierre hermético entre el vástago y la tapa perteneciente al cuerpo de la válvula. Cuando La válvula se encuentra totalmente abierta, el disco reposa sobre el backseat. Cuando existen condiciones de presión, el backseat ayuda a que los fluidos no fuguen entre estos dos componentes.

Al abrir y cerrar la válvula verificar la dirección de giro para la operación de apertura y cierre (operación en sentido contrario puede dañar la tuerca vástago).

Cuando las válvulas son desmontadas, no olvidar poner una junta nueva al montar de nuevo.

TABLA 4-36 TAREAS DE MANTENIMIENTO VÁLVULAS DE GLOBO

COMPONENTE	CADA 6 MESES	ANUALMENTE
Cuerpo	Limpieza	limpieza
	Limpieza	Pulir superficie

Vástago		y Lubricar
Casquillo	Limpieza y lubricación en roscas.	Eliminar corrosión
Anillos	Limpiar y lapear en caso de existir rasguños	Lapear rasguños, rayas profundas deben ser rectificadas o Reemplazar
Juntas	Limpiar	Cambiar de ser necesario
Empaques	Reemplazar	Reemplazar

Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: INSTRUCCIONES DE MONTAJE Y MANTENIMIENTO PARA VÁLVULAS DE COMPUERTA, GLOBO, Y RETENCIÓN – JC
Fábrica de Válvulas

4.9.5 MANTENIMIENTO DE VÁLVULAS DE RETENCIÓN.

Retirar la tapa del cuerpo quitando los espárragos/tuercas de la tapa-cuerpo. Sacar el conjunto biela, puente y disco. Separar el disco quitando el pasador y la tuerca del disco. Limpiar el interior del cuerpo con líquido limpiador. Verificar el estado de la superficie del anillo del asiento. La rectificación de la superficie del asiento es la misma según se especifica en la válvula de Compuerta y Globo.

Después de lapear el disco y el anillo del asiento, montar el conjunto biela/puente disco y cambiar la junta vieja. Montar la tapa en el cuerpo y asegurarse que el montaje del disco está correctamente colocado sobre el anillo del asiento y que puede moverse libremente dentro del cuerpo.

La vida normal de la válvula está diseñada para años, pero hay algunos factores que reducen la vida de la válvula de forma considerable. El almacenamiento inadecuado, la contaminación de partículas duras en la tubería y la falta de un mantenimiento periódico pueden causar una reducción considerable en la vida de la válvula.

TABLA 4-37 TAREAS DE MANTENIMIENTO VÁLVULAS DE RETENCIÓN

COMPONENTE	CADA 6 MESES	ANUALMENTE
Cuerpo	Limpieza	limpieza
	Limpieza y	Limpieza o

Anillos del Asiento	verificar estado	Reemplazo de ser necesario
Biela y puente	Limpieza y lubricación.	Limpieza y lubricación.
Disco	lapear en caso de existir rasguños	Lapear rasguños o Reemplazar
Juntas	Reemplazar	Reemplazar
Tapa	Limpieza parte interior	Limpieza parte interior

Elaborado por: Alexis Grefa

Fuente: INSTRUCCIONES DE MONTAJE Y MANTENIMIENTO PARA VÁLVULAS DE COMPUERTA, GLOBO, Y RETENCIÓN – JC
Fábrica de Válvulas

4.9.6 MANTENIMIENTO DE VALVULAS DE MARIPOSA

Es altamente recomendable operar la válvula al menos una vez al mes.

En general se debe comprobar que la válvula sigue conservando sus características para su propósito y adecuación al servicio. En especial habrá que verificar el estado de la superficie del asiento para el correcto corte de paso de fluido, y la estanqueidad del eje.

Para cualquier trabajo de desmontaje de la válvula o de su parte superior se debe; esperar que el fluido se enfríe y que el sistema se haya despresurizado, drenar la línea y purgar las tuberías en caso de medios tóxicos, agresivos, inflamables o cáusticos.

El asiento de las válvulas es reemplazable. Sin embargo, dado el coste relativamente bajo de estos equipos por su estandarización y fabricación en serie, resulta poco rentable económicamente el cambio del asiento en especial para diámetros pequeños.

TABLA 4-38 TAREAS DE MANTENIMIENTO VÁLVULAS DE MARIPOSA

COMPONENTE	CADA 6 MESES	ANUALMENTE
------------	--------------	------------

Cuerpo	Limpieza y operar una vez al mes	limpieza
Asiento	Limpieza y verificar estado	Limpieza o Reemplazo de ser necesario
Anillos	Limpieza	Limpia de ser necesario
Eje	Corregir estanqueidad y Lubricar.	Corregir estanqueidad y Lubricar.

Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: CONTROL VALVUE HANDBOOK – FISHER – Fourth Edition

4.9.7 MANTENIMIENTO DE VÁLVULAS DE SEGURIDAD.

Es importante realizar un adecuado mantenimiento preventivo de las válvulas de seguridad de los equipos, ya que supone la reducción del número de paradas de emergencia o de accidentes que puedan suceder por deficiente funcionamiento de estos elementos y la consiguiente rentabilidad y seguridad de la instalación.

Las válvulas deben ser inspeccionadas con regularidad para comprobar que están trabajando correctamente, y anualmente deben ser desmontadas totalmente para verificar que sus distintos elementos no presentan anomalías, así como que su interior este limpio de acumulaciones de moho, incrustaciones o sustancias extrañas, que el asiento del disco de cierre este correctamente, y que el muelle no haya perdido sus características. Posteriormente deben montarse y probarse con el equipo en funcionamiento, verificándose el disparo a la presión de precinto.

Previamente al desmontado o reparación de una válvula, se deberá comprobar que el equipo ha quedado sin presión y que está en adecuadas condiciones para realizar el trabajo.

Estas inspecciones, que preventivamente deberían realizarse una vez al año, están reglamentadas para algunos equipos, como es el caso del Reglamento de Aparatos a Presión, en su Instrucción Técnica Complementaria AP1 de aplicación a calderas, economizadores, precalentadores, sobrecalentadores y recalentadores, establece realizar inspecciones oficiales que incluyen las válvulas de seguridad, a los cinco años de la instalación del equipo, repetirla a los cinco años, y posteriormente cada 3 años, estas inspecciones serían realizadas bien por el fabricante, el instalador o el servicio de conservación de la empresa si el producto del volumen (m^3) por la presión (kg/cm^2) es igual o inferior a 25, o bien

por una Entidad Colaboradora de la Administración si este producto es superior. Al margen de estas inspecciones oficiales, la instrucción AP1 también establece que los usuarios deberán hacer examinar sus equipos una vez, al menos, cada año.

Si en alguna de las inspecciones se detecta que la válvula tiene fugas, debe ser desmontada a la primera oportunidad, teniendo la precaución de que no exista presión en el interior del equipo. Tras desmontar la válvula quedarían accesibles los componentes interiores y las superficies del asiento para poder realizar la inspección y el mantenimiento, rectificando estas superficies en caso de que estén defectuosas. A continuación se debe comprobar que el interior de la válvula está limpio y montarse de nuevo.

Antes de desmontar las válvulas es práctico medir la altura del tornillo de regulación, con el fin de que en el montaje sea más fácil el ajuste de la presión de tarado⁵ que se afinará con un manómetro calibrado.

Es recomendable actuar sobre el sistema de disparo de las válvulas de seguridad periódicamente, observando su correcto funcionamiento, y así asegurar su adecuado comportamiento en condiciones de operación.

TABLA 4-39 TAREAS DE MANTENIMIENTO VÁLVULAS DE SEGURIDAD

COMPONENTE	CADA 6 MESES	ANUALMENTE
	Limpiar el	

⁵ Es la presión de entrada a la cual está ajustada la válvula para que actúe (en condiciones de servicio).

Cuerpo	interior antes de ser presurizado	
Asiento	Limpieza	Limpieza y verificar hermeticidad completa con el disco
Disco	Limpieza y lapear rasguños	Limpieza y lapear rasguños
Muelle	Verificar estado y limpieza	Verificar estado y limpieza

Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: CONTROL VALVUE HANDBOOK – FISHER – Fourth Edition

4.9.8 RESUMEN

Es preferible hacer las reparaciones de las válvulas desmontadas de la tubería, aunque el reemplazo de piezas y algunas metálicas con la válvula instalada da resultados satisfactorios en algunos tipos.

La rectificación en las válvulas de globo, compuerta y retención metálicas requiere equipo y personal especializados. En muchas plantas no se justifican estas operaciones y es preferible encargar el trabajo a un taller especializado o al fabricante.

La instalación de sellos de asiento, piezas metálicas nuevas, camisas y otras piezas se puede hacer en la misma planta o encomendarla a un taller especializado.

La reparación de una válvula se considera económica si se puede reacondicionar a un costo no mayor al 65 % del precio de reposición. Los costos de reparación, en promedio, son del 50% del costo de reposición; sin embargo, muchas válvulas no se reparan pues el costo es mayor a los citados. Por lo general, una válvula no se puede reparar si no se puede aprovechar el cuerpo, porque el costo de reparación excederá del valor recuperable.

4.10 MANTENIMIENTO DE LÍNEAS Y ACCESORIOS

Para poder dar un mantenimiento completo internamente a las líneas que

transportan y conducen los fluidos de producción como petróleo y agua principalmente se hará uso de inhibidores de corrosión interna que serán inyectados al ingreso del fluido de producción a los separadores tanto de prueba como de producción.

Los inhibidores de corrosión son productos químicos utilizados para prevenir la acción corrosiva en las paredes interiores de la tubería y de las estructuras que contienen al fluido de producción mezclado con dicha sustancia. La corrosión interna en poliductos es producida por la presencia de agua o humedad a temperaturas normales.

La eficiencia de un inhibidor no solamente depende de la cantidad y propiedades de los líquidos producidos ni de las propiedades del inhibidor, sino también de la manera que se aplica éste y de las condiciones de operación.

4.10.1 INHIBIDORES BASR ACEITE/ SOLVENTE

Los inhibidores de corrosión se basan en la formación de barreras protectoras para prevenir el contacto del agua con superficies metálicas. Estos aditivos al fluido de producción se añaden directamente al sistema de inyección de químicos sin necesidad de dilución con otra sustancia.

4.10.2 INHIBIDORES DE CORROSIÓN DE BASE AGUA

Son sustancias que funcionan modificando las características de las superficies del metal para disminuir su susceptibilidad a la formación de la oxidación y la corrosión. Usualmente se vende se la realiza en concentrados y requieren ser diluidos en agua, haciéndolos más accesibles económicamente que los de tipo base aceite.

Aunque muy pocas veces se requiere remover la película protectora alojada en el interior de la tubería, los inhibidores a base de agua ofrecen gran facilidad para su remoción mediante productos limpiadores a base de agua. Estos inhibidores pueden proteger de la corrosión interna por grandes lapsos de tiempo (desde semanas hasta meses).

4.10.3 EVALUACION DE VELOCIDAD DE CORROSIÓN

Los ductos de transporte que por su naturaleza conducen sustancias corrosivas, deben ser protegidos contra la corrosión interior desde su puesta en marcha, por lo que es necesario seleccionar puntos para evaluar la corrosión interior en los lugares donde existe mayor probabilidad que exista este problema.

Los lugares adecuados del tramo de la tubería para evaluar la velocidad de corrosión deben ser:

- Áreas de fluido estancado
- Corrientes de fluido con velocidad alta
- Áreas donde se tenga fluido multifásico

En los lugares designados como puntos de evaluación, será necesario la instalación de un niple, que debe ser instalado con posición de 6 o 12 (hora técnica), donde se asegure que la probeta (corrosimétrica) para tomar muestras pueda estar sumergida completamente en el fluido corrosivo, cada ducto al menos deberá tener como mínimo dos puntos de evaluación (uno en el origen y otro en el destino).

Para la instalación de niples, ya sea de inyección de inhibidor como de evaluación de velocidad de corrosión, la perforación del ducto se debe realizar con una máquina perforadora (Hot Tapping Machine o equivalente), como lo recomienda la norma API 2201 – 2003.

4.10.4 PROPIEDADES DE INHIBIDORES DE CORROSIÓN

Para que un inhibidor pueda tener el mejor efecto posible el interior del ducto, su punto de inyección debe encontrarse en el origen, adicionalmente un inhibidor adecuado debe tener las siguientes características:

- Formador de película.
- Eficiencia del 90%.
- No debe presentar tendencia a la emulsión con el fluido manejado.
- No debe presentar tendencia a la formación de espuma.
- Debe ser térmicamente estable a la temperatura de operación del ducto y a la temperatura de almacenamiento.
- No debe causar daño a empaques, sellos, accesorios de bombas o válvulas.

4.10.5 LIMPIEZA INTERIOR DE DUCTOS

Para que los inhibidores de corrosión sean efectivos, se requiere que los ductos de transporte de hidrocarburos o tramos mantengan un nivel de limpieza, para lo cual es necesario establecer rutinas de limpieza de forma periódica como se muestra más adelante.

Esta actividad no es obligatoria para líneas de descarga, líneas de bombeo neumático, líneas de inyección de agua.

Las actividades de limpieza deben ser las siguientes:

- Suspender la inyección del inhibidor
- Realizar corridas con raspadores de tubos
- Tomar muestra de los sedimentos obtenidos de la limpieza interior, una vez concluida la limpieza, de forma inmediata se tomara lo obtenido en la apertura de la trampa de diablos y antes de cualquier otra operación que pudiera contaminar la muestra.
- Iniciar el tratamiento del inhibidor.

4.10.6 FRECUENCIA DE MANTENIMIENTO

ACTIVIDAD	FRECUENCIA MÍNIMA
Evaluación de la velocidad de corrosión.	Cuatrimestral
Registro de probetas corrosimétricas en niples de evaluación.	Semestral
Determinación de parámetros químicos del fluido.	Anual
Limpieza Interior de ductos	Anual
Determinación de parámetros químicos de sedimentos obtenidos de la limpieza interior de ductos.	Anual
Suministro y dosificación del Inhibidor	Continua*
Inspección y ajuste del sistema de inyección del inhibidor.	Semanal
Mantenimiento a bombas de inyección del inhibidor	Trimestral
Mantenimiento a depósito a inhibidores	Anual
Mantenimiento a casetas de alojamiento de sistema de inyección	Anual
*Dosificación de un Volumen adecuado de inhibidor en forma proporcional en un periodo de 24 horas continuas, durante el periodo de operación del ducto.	

Elaborado por: Alexis Grefa

Fuente: **ASTM-G 184-06** - Standard Practice for Evaluating and Qualifying Oil Field and Refinery Corrosion Inhibitors Using Rotating Cage

4.11 LEASE AUTOMATIC CUSTODY TRANSFER (UNIDADES LACT)

Según la Norma API MPMS capítulo 6 sección 1 el sistema LACT es un sistema que comprende el arreglo de equipamientos designado para la transferencia

contabilizada de hidrocarburos desde las estaciones de producción hasta buques de transporte o unidades de refinamiento. Este sistema tiene los siguientes objetivos:

Determinar el volumen neto y la calidad de los hidrocarburos transportados por ducto

Proveer una operación a prueba de fallas y manipulación

Poseer todos los parámetros y estándares de precisión e independencia validos para productores, transportadores, propietarios y cuerpos federales, estatales o municipales de regulación.

4.11.1 REQUERIMIENTOS BASICOS PARA TODO SISTEMA LACT

Los requerimientos para todo sistema LACT son los siguientes:

Cuando el hidrocarburo liquido es medido y transportado, el fluido debe ser estable para permitir su subsecuente almacenamiento, durante la transportación no debe existir ninguna perdida por evaporación anormal del producto.

La comerciabilidad de los hidrocarburos líquidos debe ser establecida cuando ya han sido registrados y contabilizados por las Unidades LACT, es decir, cuando los líquidos están dentro de una gravedad específica (Grado API), y que no contengan más de un cierto porcentaje de sedimentos y agua, a una temperatura y a una presión de vapor aceptable. Un medio debe ser proporcionado para detener o contener el flujo dado el caso que el sistema LACT no se encuentre en funcionamiento.

Se debe proporcionar un sistema adecuado para controlar ratas de flujo, periodos de flujo, y medición de cantidades netas de petróleo entregado al sistema de transporte.

Se debe contar con un sistema que permita detener el flujo de petróleo al sistema de transporte, almacenamiento o refinación que permita completar la entrega exacta de petróleo establecido en el contrato de volumen neto.

El control y registro del sistema debe incluir componentes a prueba de fallas para

prevenir la inadecuada medición o condiciones peligrosas de operación en el caso de que exista falla del sistema o del suministro eléctrico o de cualquier componente adicional requerido en el sistema LACT.

Todos los componentes requerirán una calibración periódica e inspección que deberá ser accesible para los inspectores de todas las partes involucradas con la contabilización, ajuste, reparación o remplazo de estas unidades. El diseño del sistema deberá incluir un medio para detectar fugas a través de la misma, por ejemplo: instrumentos de presión, válvulas double-block o Bleed-type, desagües a la vista, etc.

El sistema de tuberías no deberá tener conexiones o bypasses que puedan permitir que el líquido sea transportado sin ser contabilizado, adicionalmente debe estar diseñado para prevenir que el fluido antes contabilizado no pueda ser regresar a los contadores nuevamente.

Se debe proveer sellos y seguridades a los componentes que pueden afectar el control o que indican medidas de cantidad o calidad. Si este requerimiento no puede ser cumplido, componentes e instrumentación no asegurada puede ser aplicable bajo consentimiento y notificación de las partes.

Los malfuncionamientos debe ser anticipados, corregidos, notificados y que pueden ocurrir dentro de periodos de tiempo estimados. Estos requerimientos pueden lograrse mediante un sistema paralelo de medición de crudo; es decir, mediante el uso de un medidor dual de flujo y un registrador de temperatura, mediante medidores en serie, o mediante el registro de presión, temperatura y flujo en la línea que si esta en operación.

La mediciones de BSW y densidad deben ser efectuadas desde los toma muestras autorizados e instalados de acuerdo a las normas adecuadas (API MPMS capítulo 8.2).

Mediciones de temperatura, presión, flujo, así como sus correcciones y registros de cada variable, debe realizarse de acuerdo a las normas API MPMS 12.2 y 7

Para cualquier toma de muestra con el fin de determinar su densidad, BSW o cualquier otra propiedad física requerida que deba ser obtenida referirse a la Norma API MPMS capítulo 8, 9 y 10.

4.11.2 ELEMENTOS DE LAS UNIDADES LACT

El sistema de medición de crudo automatizado LACT comprende los siguientes elementos principales:

- Bombas de transferencia a refinería
- Filtro desgasificador
- Estación SCADA.
- Computador de flujo de petróleo neto

Unidad de medición LACT

- Indicador de temperatura (TI)
- Indicador de presión (PI)
- Medidor (FQI)
- Transmisor de temperatura (TT)
- Transmisor de presión (PT)
- Filtro (F-SK)
- Monitor BSWT

4.11.3 MANTENIMIENTOS PERMITIDOS DE LA UNIDAD LACT

Así, un adecuado mantenimiento de la unidad LACT sería el siguiente procedimiento:

- Asegúrese que todos los instrumentos en la LACT y probador estén calibrados adecuadamente.
- Todos los instrumentos y equipos utilizados para realizar la calibración en la LACT y probador deben haber sido calibrados recientemente a condiciones estándar.
- Revise que todas las válvulas del sistema de la unidad LACT funcionan correctamente de acuerdo a su función: bloqueo, purga, reducción de caudal, etc.
- Revise el sistema por fugas, especialmente fugas por los drenajes. Las válvulas del drenaje del probador deben revisarse para asegurarse que no tengan fugas.
- Cuando se realice una calibración, se deben mantener las condiciones adecuadas de flujo durante toda la calibración. No deben ocurrir cambios drásticos en el flujo, temperatura y presión.
- La mejor herramienta para un buen mantenimiento es un registro completo y preciso de todos los documentos de embarque y calibración.

4.12 FRECUENCIA DE MANTENIMIENTO

A pesar que en la sección anterior se estableció de forma general los lapsos en los que un determinado activo deberá ser sometido a mantenimiento preventivo, se añadirá en los anexos, los cronogramas de bombas y válvulas que corresponden a los grupos de trabajo en los cuales las labores de mantenimiento son mas continuas y detalladas, en los cronogramas mostrados en los anexos, se podrá observar que las tareas están organizadas por colores, cada color corresponderá a un lapso de tiempo que los activos en cuestión se han estado desempeñando y con las tareas correspondientes de mantenimiento que corresponde en ese lapso de tiempo de funcionamiento.

4.13 CANTIDAD DE TRABAJADORES ASIGNADOS PARA CADA TAREA DE MANTENIMIENTO

4.13.1 ÁREA DE MANIFOLD

Las labores en el área de manifold se deberán al mantenimiento (que comprenden limpieza) y sustitución de accesorios de los que están compuestos estas unidades de distribución, adicionalmente se debe añadir labores de limpieza de las inmediaciones.

Las Labores de mantenimiento de los accesorios en cuestión serán realizadas cada seis meses, las labores contemplan una inspección superficial del funcionamiento de las válvulas, ajuste de tornillería y en el caso de problemas más graves como goteos se incluirá también su sustitución.

Actividad	Limpieza	Sustitución de accesorios
-----------	----------	---------------------------

Personal	5 Auxiliares Contratados 1 Técnico Instrumentista	3 Auxiliares Contratados 1 Técnicos Instrumentistas 1 técnico Calibrador
-----------------	--	---

Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: Archivo Petroproducción

4.13.2 ÁREA DE SEPARADORES

La cantidad de personal a cargo del mantenimiento dependerá tanto de la envergadura del separador como del tipo de tarea que se destine a realizar en función de los periodos de mantenimiento previamente establecidos. Dentro de las estaciones se pueden distinguir tres tamaños, separadores de 15000, 10000 y 1000 bls

TABLA 4-40 CANTIDAD DE PERSONAL ASIGNADOS SEGÚN CAPACIDAD DE SEPARADOR

Tipo de Separador	Para cada tres meses	Para cada 6 meses	Anualmente
Separador 15000 bls	1 Técnico Instrumentista 3 Auxiliares Contratados	1 Técnico Instrumentista 2 Auxiliares Contratados	1 Supervisor 1 Técnico Calibrador 2 Técnicos Instrumentista 3 Auxiliares Contratados
Separador 10000 bls	1 Técnico Instrumentista 3 Auxiliares Contratados	1 Técnico Instrumentista 2 Auxiliares Contratados	1 Supervisor 1 Técnico Calibrador 2 Técnicos Instrumentista 3 Auxiliares Contratados
Separador 1000 bls	1 Técnico Instrumentista 2 Auxiliares Contratados	1 Técnico Instrumentista 2 Auxiliares Contratados	1 Supervisor 1 Técnico Calibrador 1 Técnico Instrumentista 2 Auxiliares Contratados

Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: Archivo Petroproducción

4.13.3 ÁREA DE UNIDADES DE ALMACENAMIENTO

Aunque los trabajos de mantenimiento y reparación de unidades de mayor capacidad regularmente se realizaran por personal calificado no perteneciente a

Petroproducción, se recomienda la supervisión constante de supervisores y técnicos tanto instrumentistas como calibradores en función de verificar la correcta ejecución de las actividades de mantenimiento y reparaciones de las unidades en cuestión.

4.13.4 ÁREA DE UNIDADES DE BOMBEO

Dentro de las actividades de mantenimiento en las unidades de bombeo existe una numerosa cantidad de actividades que van desde limpieza de componentes, hasta análisis de vibraciones y alineaciones de ejes, para lo cual el personal se distribuye de la siguiente manera en función de los periodos de mantenimiento establecidos, cabe adicionar que el personal aquí descrito es válido para un estación solamente, por tal motivo es importante mencionar que para cubrir la demanda de mantenimiento de las dos estaciones que componen el campo Lago Agrio, debe establecerse fechas de mantenimientos anuales de cada estación en fechas diferentes dentro del año.

TABLA 4-41 CANTIDAD DE PERSONAL ASIGNADO PARA MANTENIMIENTO DE BOMBAS Y MOTORES

	Diariamente	Semanalmente	Cada 3 y 6 meses	Anualmente	Cada 3 años
Personal	1 Técnico Instrumentista	1 Técnico Instrumentista 2 Auxiliar Contratado	2 Técnico Instrumentista 4 Auxiliares Contratado	1 Supervisor 1 Técnico Calibrador 2 Técnico Instrumentista 4 Auxiliares Contratado 2 Técnicos Equipo pesado	1 Supervisor 2 Técnico Calibrador 2 Técnico Instrumentista 4 Auxiliares Contratado 2 Técnicos Equipo pesado

Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: Archivo Petroproducción

4.13.5 ÁREA DE ACCESORIOS Y VÁLVULAS

Un mantenimiento adecuado en cada una de las válvulas cada seis meses requerirá siempre la presencia de un técnico instrumentista y un ayudante para

cada válvula en todas las actividades descritas en los procedimientos de limpieza, remplazo de componentes, lubricación, entre otros. Sin embargo se hará necesario la presencia de la sección de equipo pesado cuando sea necesaria la total sustitución del accesorio para actividades propias del taller como rectificaciones, calibraciones y ajustes especiales.

4.14 SISTEMA DE REGISTRO Y CONTROL Y OBSERVACIONES DE LAS ACTIVIDADES REALIZADAS.

Cada documento destinado a registrar las actividades de mantenimiento que se llevan a cabo en una determina estación para cada uno de los elementos de la estación, deberá constar de las siguientes opciones a completar:

- **Inclusión de unidades**
- **El detalle de piezas a cambiarse o materiales a utilizarse**
- **El tiempo total requerido**
- **El personal requerido con nombre y cargos**
- **El detalle de los costos del trabajo y sus efectos.**

Cada uno de los elementos de la estacione están ubicados, clasificados y caracterizados por códigos propios de la empresa. A continuación se nombrará las nomenclaturas empleadas, en los formularios tanto de mantenimientos como de inspección.

TABLA 4.12 INSTRUCTIVO PARA LLENADO DE FORMULARIOS DE MANTENIMEINTO E INSPECCION

DATOS GENERALES DEL EQUIPO, SKID O LOCALIZACIÓN QUE REQUIERE PARA REGISTRAR UN MANTENIMIENTO			
N° Campo	Nombre del Campo	Descripción	Responsable
1	Id Localización	Código de la localización física del equipo donde se realizara el mantenimiento, según parametrización establecida.	Técnico
2	Secuencia. Equipo	Números del código de identificación del equipo.	Técnico
3	Descripción	Descripción básica referencial del Equipo o Skid.	Técnico
4	Marca	Marca del Equipo.	Técnico
5	Modelo	Modelo del Equipo.	Técnico
6	Serie	Serie del Equipo.	Técnico
7	Bloque	Ubicación física del grupo a la cual pertenece el equipo	Técnico
8	Skid Corto	Número de ubicación física del equipo	Técnico
9	Fecha MP	Fecha prevista en la cual se realizará el mantenimiento programado.	Técnico
10	TMP (Cód.)	Código de Tarea de Mantenimiento Preventivo (Ejm: 10, 20, 30, 40, 50).	Técnico
11	Descripción TMP	Descripción del mantenimiento a realizar.	Técnico
12	Frecuencia (*)	Lapso de tiempo recomendado ya sea por el técnico o fabricante para realizar los mantenimientos preventivos.	Técnico
13	Observaciones	Cualquier observación referente al mantenimiento.	Técnico
14	Periodo Planif.	Rango de tiempo planificado para realizar los mantenimientos. (Ej. Mensual, semestral, anual)	Supervisor
15	Área	Área en que se realiza el mantenimiento A: Auca, H: Shushufindi, L: Lago Agrio, S: Sacha, I: Libertador, C: Cuyabeno	Digitador
16	Sección	Sección responsable del mantenimiento EQP: Equipo Pesado, ELE: Energética, PMD: Mantenimiento Producción, RFG: Refrigeración	Digitador
17	Tipo de Equipo	Tipo de equipo al cual se realizara el mantenimiento. (Ej. MO Motor de combustión, GE Generador, TR Transformador, BP Bomba de pistón)	Técnico
18	N° de Documento (aaaa)	Año en curso	Digitador
19	N° de Documento (A)	Área en que se realiza el mantenimiento. A: Auca, H: Shushufindi, L: Lago Agrio, S: Sacha, I: Libertador, C: Cuyabeno.	Digitador
20	N° de Documento (Sección)	Sección responsable del mantenimiento EQP: Equipo Pesado, ELE: Energética, PMD: Mantenimiento Producción, RFG: Refrigeración	Digitador
21	N° de Documento (Secuencial)	Número secuencial asignado por el Digitador Main/Tracker según Hoja de Control de Numeración secuencial para Programas de mantenimiento.	Digitador
22	Página	Utilizado sólo para casos en que la cantidad de equipos excedan el límite de la página	Digitador
RESPONSABLES			

23	Supervisor	Nombre, código y firma del Supervisor que fiscaliza y avala la información que se describe en este documento. Más fecha actual.	Supervisor
24	Jefe de Sección	Nombre, código y firma del Jefe de Sección que requiere y / o aprueba. Por lo general estos casilleros deben ser llenados por la autoridad máxima de cada Área o campo respectivo. Más fecha actual.	Jefe de Sección

Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: Archivo Petroproducción

Básicamente el formulario de mantenimiento contendrá los siguientes puntos que deberán ser llenados por el personal a cargo dichas labores.

- Id de localización
- Secuencia del equipo
- Descripción básica
- Marca
- Modelo
- Serie
- Bloque
- Skid corto
- Fecha de Mantenimiento
- Tarea de mantenimiento preventivo
- Descripción de tarea de mantenimiento preventivo
- Frecuencia
- Observaciones

El modelo del formulario se encuentra ubicado en la sección de anexos.

El formulario con respecto a las tareas de Mantenimiento debe ser anexada, al personal que realice las operaciones en cuestión, así de esta manera se dará una idea de la cantidad de repuestos necesarios.

Adicionalmente, se adjunta un registro de inspecciones físicas de los activos de la estación que ayudara a determinar fallas operacionales de los activos de la estación, cabe mencionar que existen algunos puntos, que debido a su simbología se hace necesario explicar, para su correcto llenado, en la siguiente tabla, consta todos los aspectos llenarse en dicho registro

TABLA 4-42 INSTRUCTIVO PARA LLENADO DE ORDEN DE TRABAJO
MANUAL

DATOS GENERALES PARA SER LLENADOS EN LAS ORDENES DE TRABAJO		
N° Campo	Nombre del Campo	Descripción
1	Fecha de inspección	Fecha en que se genera la inspección de la localización
2	N° de Documento	A: Área en que se realiza la inspección. Aa: año y Suc numero de secuencia.
3	Área (a)	Área en que se realiza la inspección. A: Auca, H: Shushufindi, L: Lago Agrio, S: Sacha, I: Libertador, C: Cuyabeno
LISTA DE ADMINISTRADORES QUE REALIZAN LA INSPECCIÓN FÍSICA		
4	Apellidos Nombres	Ingresar los apellidos y nombres de los administradores que van a realizar la inspección
LISTA DE DIGITADORES DEL ÁREA VISITADA		
5	Apellidos Nombres	Ingresar los apellidos y nombres de los digitadores que van a realizar la inspección
6	Aprobado Sup. Main Tracker	
RESUMEN DE NOVEDADES OBTENIDAS DURANTE LA INSPECCIÓN		
A	Cantidad Equipos verificados.	
B	Cantidad Equipos encontrados que no constan en el listado de la localización.	
C	Cantidad Equipos no encontrados que constan en el listado de la localización.	
D	Cantidad Equipos nuevos (no constan en el listado de equipos del sistema).	
E	Cantidad Equipos con novedades en información general o técnica.	
F	Cantidad Equipos levantados gráficamente.	
G	Cantidad Equipos que se encontraron marcados.	
H	Cantidad Equipos marcados durante la inspección.	
I	Cantidad Equipos que no pudieron ser marcados durante la inspección.	
J	La localización requiere ajustes en el esquema? (marcar con una X si es afirmativo)	
OBSERVACIONES		
7	Observaciones	Cualquier observación referente A la inspección que encontraran en el equipos

Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: Archivo Petroproducción

4.15 TIEMPO DE APLICACIÓN DEL PROGRAMA

El tiempo de aplicación de un programa de mantenimiento correctivo depende esencialmente del plazo en el cual todos los activos hayan sido completamente reparados y rectificadas al menos una vez, es decir, que en el caso de los

motores y unidades de almacenamiento que poseen las frecuencias largas en relación al tiempo, se puede deducir que para poder observar resultados de la aplicación de una metodología de mantenimiento se hará necesario el transcurso de cuatro años aproximadamente, lapso en el cual, las áreas de motores y unidades de almacenamiento han concluido con su ciclo de mantenimiento completo.

4.16 SUGERENCIAS ADICIONALES

Incluir un inventario completo de un stock de repuestos; todas las piezas y repuestos, materiales deben ser debidamente etiquetados y archivados, tanto su salida como llegada debe ser visualmente claros de observarse, esto ayudara a que la bodega de repuestos no se encuentre desabastecida y poder solicitar más repuestos en relación a las necesidades.

Todos los archivos provenientes, tanto de la inspección como de las labores de mantenimiento deben ser archivadas o en su mejor caso digitalizadas, aconsejablemente en una base de datos, de tal forma que sean de uso continuo para los análisis de jerarquización de problemas operacionales, estipulado en el capítulo 3, así de esta forma, es posible obtener una noción más precisa de las prioridades década una de las estaciones de producción del campo Lago Agrio, si al trabajo de mantenimiento preventivo se refiere.

CAPÍTULO 5

COSTOS DE LOS SERVICIOS DE MANTENIMIENTO

5.1 DETALLE DE COSTOS

A continuación se detalla algunos costos necesarios para realizar algunas reparaciones estipuladas en el mantenimiento preventivo y correctivo de las estaciones en estudio.

TABLA 5-1 DETALLE DE COSTOS DE LA PROTECCIÓN CATÓDICA

Componente	Tipo	Valor unitario	Cantidad	Subtotal
Ánodo Galvánico	Material-aleación de zinc U.S. MIL A-18001-H	10.54 USD	100	1054
Cable eléctrico	Cable instrumentación -LS 90°C 300V	400.29USD x rollo 100m	6	2401.74
Data logger	Ordenados con Interfaz RS232-C	1257.93 USD	4	5031.72
Transformador a 8V o fuente de DC	Transformador-rectificador manual - automático	1784.47 USD	4	7137.88
Recubrimiento para ánodos	Back fill mezcla activadora 50% Yeso 50% Bentonita	0.84 USD c/Ánodo	100	84
Electrodos de referencia	Electrodo de Referencia de Cu/CuSO4 portátiles	17.25 USD	4	69
Sacos de Algodón		1.75 USD cada saco	100	175
Construcción		4000 USD	1	4000
			Total (USD)	19953.34

Elaborado por: Alexis Grefa

Fuente: Ningbo Jiada Specialty Metals – Products Catalog

**TABLA 5-2 DETALLE DE COSTOS DE ESCALERAS PARA MANIFOLD LAGO
AGRIO NORTE**

Escaleras					
Perfil	Cantidad (mm)	Cantidad (ft)	Peso (lb/ft)	Valor (USD/lb)	Subtotal
ANSI L 2,5 x 2,5 x 1	59680	195.8005249	3.16	0.29	179.431601
ANSI L 2,5 x 2,5 x 3	261272	857.191601	4.71	0.34	1372.70663
ANSI L 2 x 2 x 3	82390	270.308399	4.55	0.309	380.040094
ANSI ST 1,5 x 3,75	100800	330.7086614	3.55	0.1136	133.368189
				Total (USD)	2065.54651
Plataforma					
Cantidad (unit)				Valor Unit (USD)	Subtotal
5000x1200 (Dimensión)	8			150.26	1202.08
1000x2000 (Dimensión)	14			75.25	1053.5
1000x640 (Dimensión)	28			66.59	1864.52
				Subtotal	4120.1
Otros					Total
Mano de obra					5000
				Total (USD)	11185.6465

Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: Archivo Petroproducción

TABLA 5-3 TIPO DE RECUBRIMIENTO ANTICORROSIVO UTILIZADO

Propiedades del la pintura anticorrosiva	
Tipo de Vehículo	resina epóxica, poliamida
Solventes	Xileno, metil etil cetona
Color	Negro
Rendimiento Teórico	5 m2/l para 150micras de película seca
Rendimiento Teórico	53.819 ft2/l para 150 micras de película seca
Vida útil de la Mezcla	5 horas
Secado duro	24 horas
Periodo de Repintado	22 horas
Tiempo de almacenamiento	12 meses en sus envases originales

Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: Pinturas Revor – Listado de Precios

TABLA 5-4 DETALLE DE COSTOS DE APLICACIÓN DE RECUBIRMIENTO

ANTICORROSIVO

Unidad	Área a proteger (ft2)
Lago Agrio Central	
Tanque de Surgencia 15120 bbl	39503.47
Tanque de lavado 14649 bbl	38673.50
Lago Agrio Norte	
Tanque de Surgencia 12090 bbl	34031.80
Tanque de lavado 24680 bbl	54764.30
Total	166973.07
Cantidad de Litros necesarios	3102.492986
Unidades de 30l	103.4164329
Valor por litro (USD)	16.037
Total (USD)	49754.68001

Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: Pinturas Revor – Listado de Precios

**TABLA 5-5 DETALLE DE COSTOS DE REPUESTOS DE BOMBAS
CENTRÍFUGAS**

Descripción	Función	Fabr.	Modelo	Sellos	Eje	Impulsor	Subtotal
BOMBA CENTRIFUGA 3X2-13	B.TRANSF.CRUDO ACT	DURCO	MARK II	285,76	392,92	714,4	1393,08
BOMBA CENTRIFUGA 3X2-13	B.TRANSF.CRUDO ACT	DURCO	MARK II	285,76	392,92	714,4	1393,08
BOMBA CENTRIFUGA 4X3-10	B.BOOSTER TRANSF.CRUDO	DURCO	MARK II	340	467,5	850	1657,5
BOMBA CENTRIFUGA 4X3-10	B.SUMIDERO TK.LAVADO	DURCO	MARK III	340	467,5	850	1657,5
BOMBA CENTRIFUGA 3X1.5-10	B.RECIRC.AGUA TK.CALENT.	DURCO	MARK III	259,6	356,95	649	1265,55
BOMBA CENTRIFUGA 2X1-10	B.RECIRCULACION AGUA	DURCO	MARK III	148	203,5	370	721,5
BOMBA CENTRIFUGA 2X1-10	B.RECIRCULACION AGUA	DURCO	MARK III	148	203,5	370	721,5
BOMBA CENTRIFUGA 3X2-13	B.BOOSTER TRANSF.CRUDO	DURCO	MARK III	285,76	392,92	714,4	1393,08
BOMBA CENTRIFUGA 1.5X1-62	B.RECIRCULACION	DURCO	MARK III	189,36	260,37	473,4	923,13
BOMBA CENTRIFUGA 3X2-13	B.SUMIDERO TK.LAVADO	DURCO	MARK III	285,76	392,92	714,4	1393,08
BOMBA CENTRIFUGA 4X3-13	B.BOOSTER TRANSF.CRUDO	DURCO	MARK II	340	467,5	850	1657,5
BOMBA CENTRIFUGA 1X3-13	B.BOOSTER TRANSF.CRUDO	DURCO	MARK II	139,2	191,4	348	678,6
BOMBA CENTRIFUGA 6X4-13	B.TRANSF.CRUDO ACT	DURCO	MARK II	444,8	611,6	1112	2168,4
BOMBA CENTRIFUGA 6X4-13	B.TRANSF.CRUDO ACT	DURCO	MARK II	444,8	611,6	1112	2168,4
BOMBA CENTRIFUGA 4X3-10	B.BOOSTER REINY.AGUA	DURCO	MARK II	340	467,5	850	1657,5
BOMBA CENTRIFUGA 4X3-10	B.BOOSTER REINY.AGUA	DURCO	MARK III	340	467,5	850	1657,5
BOMBA CENTRIFUGA 3X2-62	B.TRANSF.AGUA FORMACION	DURCO	MARK III	285,76	392,92	714,4	1393,08
BOMBA CENTRIFUGA 3X2-10	B.RECIRC.AGUA CALENTADOR	DURCO	MARK II	285,76	392,92	714,4	1393,08
BOMBA CENTRIFUGA 4X3-10	B.RECIRC.AGUA TK-TK	DURCO	MARK II	340	467,5	850	1657,5
BOMBA CENTRIFUGA 2X1.5-10	B.SUMIDERO TK.LAVADO	DURCO	MARK III	168	231	420	819
BOMBA CENTRIFUGA 4TU14	B.CONTRA INCENDIO AGUA	PRLES	4TU14	223,12	306,79	557,8	1087,71
BOMBA CENTRIFUGA 3X3	B.CAPTACION AGUA RIO	WEMCO	FA3X3	304	418	760	1482
						Total (USD)	30339,27

Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: Flowserve Durco Mark 3 Pumps – Chemical Process Pump Catalog

TABLA 5-6 DETALLE DE COSTOS DE REPUESTOS DE BOMBAS DE PISTÓN

Descripción	Función	Fabr.	Comet Valve Kit	Riser Tube	Pistones	Subtotal
BOMBA PISTON 1/4;1/4 IN	B.QUIMICO SEPARADORES	TEXTE	140	192,5	350	682,5
BOMBA PISTON 1/4;1/4 IN	B.QUIMICO SEPARADORES	TEXTE	140	192,5	350	682,5
BOMBA PISTON 1/4;1/4 IN	B.QUIMICO TRANSF.CRUDO	TEXTE	140	192,5	350	682,5
BOMBA PISTON 1/4; 1/4 IN	B.QUIMICO TRANSF.CRUDO	TEXTE	140	192,5	350	682,5
BOMBA PISTON 3/8;1/4 IN	B.QUIMICO TRANSF.CRUDO	TEXTE	122,4	168,3	306	596,7
BOMBA PISTON 1/2 IN	B.QUIMICO L.REINY.AGUA	TEXTE	156	214,5	390	760,5
BOMBA PISTON 1/2;1/4 IN	B.QUIMICO TRANSF.CRUDO	TEXTE	170	233,75	425	828,75
BOMBA PISTON 3/8;1/4 IN	B.QUIMICO SEPARADORES	TEXTE	136	187	340	663
BOMBA PISTON 3/8;3/8 IN	B.QUIMICO SEPARADORES	TEXTE	126,08	173,36	315,2	614,64
					Total (USD)	6193,59

Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: Northman – Hydraulic Vane Pump Catalog

TABLA 5-7 DETALLE DE COSTOS DE REPUESTOS PARA MOTORES DE BOMBAS CENTRÍFUGAS

Descripción	Fabr.	Caja de Conexiones	Acoplamientos	Escobillas	Rodamientos	Ejes	Cubierta	Subtotal
MOTOR ELECTRICO 5 HP	ABB	217,95	101,71	116,24	203,42	174,36	159,83	973,51
MOTOR ELECTRICO 30 HP	BALDO	893,1	416,78	476,32	833,56	714,48	654,94	3989,18
MOTOR ELECTRICO 1/4 HP	BALDO	34,5	16,1	18,4	32,2	27,6	25,3	154,1
MOTOR ELECTRICO 1/4 HP	BALDO	34,5	16,1	18,4	32,2	27,6	25,3	154,1
MOTOR ELECTRICO 1/4 HP	BALDO	34,5	16,1	18,4	32,2	27,6	25,3	154,1
MOTOR ELECTRICO 1/4 HP	BALDO	34,5	16,1	18,4	32,2	27,6	25,3	154,1
MOTOR ELECTRICO 1/2 HP	BALDO	72,45	33,81	38,64	67,62	57,96	53,13	323,61
MOTOR ELECTRICO 1/4 HP	BALDO	34,5	16,1	18,4	32,2	27,6	25,3	154,1
MOTOR ELECTRICO 1/2 HP	BALDO	72,45	33,81	38,64	67,62	57,96	53,13	323,61
MOTOR ELECTRICO 1/4 HP	BALDO	34,5	16,1	18,4	32,2	27,6	25,3	154,1
Descripción	Fabr.	Caja de Conexiones	Acoplamientos	Escobillas	Rodamientos	Ejes	Cubierta	Subtotal
MOTOR ELECTRICO 1/4 HP	BALDO	34,5	16,1	18,4	32,2	27,6	25,3	154,1

MOTOR ELECTRICO 7 1/2 HP	BROOK	164,475	76,755	87,72	153,51	131,58	120,615	734,655
MOTOR ELECTRICO 50 HP	ELEMT	1344,75	627,55	717,2	1255,1	1075,8	986,15	6006,55
MOTOR ELECTRICO 1/4 HP	FRANF	29,325	13,685	15,64	27,37	23,46	21,505	130,985
MOTOR ELECTRICO 1/4 HP	GE	29,325	13,685	15,64	27,37	23,46	21,505	130,985
MOTOR ELECTRICO 100 HP	GE	1456,305	679,609	776,696	1359,218	1165,044	1067,957	6504,829
MOTOR ELECTRICO 100 HP	GE	1456,305	679,609	776,696	1359,218	1165,044	1067,957	6504,829
MOTOR ELECTRICO 15 HP	GE	61,5825	28,7385	32,844	57,477	49,266	45,1605	275,0685
MOTOR ELECTRICO 1/2 HP	LMQ	30,36	14,168	16,192	28,336	24,288	22,264	135,608
MOTOR ELECTRICO 15 HP	MACK	381,9	178,22	203,68	356,44	305,52	280,06	1705,82
MOTOR ELECTRICO 100 HP	MARAT	1713,3	799,54	913,76	1599,08	1370,64	1256,42	7652,74
MOTOR ELECTRICO 25 HP	PACEM	484,65	226,17	258,48	452,34	387,72	355,41	2164,77
							Total (USD)	38635,4495

Elaborado por: Alexis Grefa

Fuentes: GE Energy Motor Product line Catalog, ABB Low Voltage Motors Catalog

TABLA 5-8 DETALLES DE COSTO DE REPUESTOS DE MOTORES DE BOMBAS DE PISTÓN

Descripción	Fabr.	Caja de Conexiones	Acoplamientos	Escobillas	Rodamientos	Ejes	Cubierta	Subtotal
MOTOR ELECTRICO 50 HP	RELNC	1143,0375	533,4175	609,62	1066,835	914,43	838,2275	5105,5675
MOTOR ELECTRICO 250 HP	RELNC	3057,9	1427,02	1630,88	2854,04	2446,32	2242,46	13658,62
MOTOR ELECTRICO 50 HP	RELNC	1143,0375	533,4175	609,62	1066,835	914,43	838,2275	5105,5675
MOTOR ELECTRICO 250 HP	TOSIB	3066,45	1431,01	1635,44	2862,02	2453,16	2248,73	13696,81
MOTOR ELECTRICO 100 HP	US	1551,75	724,15	827,6	1448,3	1241,4	1137,95	6931,15
MOTOR ELECTRICO 100 HP	US	1551,75	724,15	827,6	1448,3	1241,4	1137,95	6931,15
Descripción	Fabr.	Caja de Conexiones	Acoplamientos	Escobillas	Rodamientos	Ejes	Cubierta	Subtotal
MOTOR ELECTRICO 1 HP	WEG	78	36,4	41,6	72,8	62,4	57,2	348,4

MOTOR ELECTRICO 10 HP	BALDO	424,5	198,1	226,4	396,2	339,6	311,3	1896,1
MOTOR ELECTRICO 25 HP	BALDO	981,9	458,22	523,68	916,44	785,52	720,06	4385,82
MOTOR ELECTRICO 100 HP	BALDO	1493,4	696,92	796,48	1393,84	1194,72	1095,16	6670,52
							Total (USD)	64729,705

Elaborado por: Alexis Grefa

Fuentes: GE Energy Motor Product line Catalog, WEG Catalogo de Motores Para Aplicaciones Dedicadas.

TABLA 5-9 DETALLE DE COSTO DE REPUESTOS DE VÁLVULAS DE COMPUERTA

Válvulas de compuerta	Fabricante	Manija	Vástago	Accesorios del Vástago	Cuña	Casquete	Accesorios del Casquete	Valor Total
VALV.SEGURIDAD 4 IN	AGCO	73.280	91.600	43.968	36.640	73.280	47.632	366.400
VALV.SEGURIDAD 4 IN	AGCO	73.280	91.600	43.968	36.640	73.280	47.632	366.400
VALV.REGULADORA 2 IN	INVLC	28.500	35.625	17.100	14.250	28.500	18.525	142.500
VALV.SEGURIDAD 4 IN	LONGA	73.280	91.600	43.968	36.640	73.280	47.632	366.400
VALV.A/C 12 IN	DAN	474.708	593.385	284.825	237.354	474.708	308.560	2373.540
VALV.A/C 24 IN	WKM	949.224	1186.530	569.534	474.612	949.224	616.996	4746.120
							Total (USD)	8361.360

Elaborado por: Alexis Grefa

Fuentes: DEMCO WKM High API 6D Gate Valves Catalog, FMC INVALCO Valves catalog.

TABLA 5-10 DETALLE DE COSTO DE REPUESTOS DE VÁLVULAS DE MARIPOSA

Válvulas de mariposa	Fabricante	Asiento	Conjunto disco eje	Tornillos del cuerpo	Cuerpo	Subtotal
VALV.A/C 6 IN	DEMCO	410.6772	273.7848	136.8924	547.5696	1368.92
VALV.A/C 6 IN	DEMCO	410.6772	273.7848	136.8924	547.5696	1368.92
VALV.A/C 6 IN	DEMCO	410.6772	273.7848	136.8924	547.5696	1368.92
VALV.A/C 6 IN	DEMCO	410.6772	273.7848	136.8924	547.5696	1368.92
VALV.A/C 6 IN	DEMCO	410.6772	273.7848		547.5696	1368.92
VALV.A/C 6 IN	DEMCO	410.6772	273.7848	136.8924	547.5696	1368.92
VALV.A/C 6 IN	DEMCO	410.6772	273.7848	136.8924	547.5696	1368.92
					Total (USD)	9582.47

Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: DEMCO WMK High Performance Butterfly Valves Catalog

TABLA 5-11 DETALLE DE COSTO DE REPUESTOS DE VÁLVULAS DE RETENCIÓN

Válvulas de retención	Fabricante	Anillos	Empaquetadura	Accesorios de Biela	Sub total
VALV.A/C 2 IN	KIMRA	64.600	77.520	116.280	258.400
VALV.CTRL.NIVEL 6 IN	KIMRA	143.570	172.284	258.426	574.281
VALV.CTRL.NIVEL 6 IN	KIMRA	143.570	172.284	258.426	574.281
				Total (USD)	1406.962

Elaborado por: Alexis Grefa
Fuentes: KIMRAY Control Valves Catalog

TABLA 5-12 DETALLE DE COSTO DE REPUESTOS DE VÁLVULAS DE GLOBO

Válvulas de globo	Fabricante	Vástago	Anillos	Volante	Casquillos	Obturador	Otros Accesorios	Subtotal
VALV.CTRL.PRESION 2 IN	FISHE	49.16	21.38	27.79	36.34	57.71	21.38	213.75
VALV.REGULADORA 4 IN	INVLC	76.78	33.38	43.40	56.75	90.13	33.38	333.81
VALV.REGULADORA 6 IN	INVLC	121.27	52.73	68.54	89.64	142.36	52.73	527.27
VALV.CTRL.PRESION 6 IN	AXELS	121.27	52.73	68.54	89.64	142.36	52.73	527.27
VALV.A/C 2 IN	FISHE	49.16	21.38	27.79	36.34	57.71	21.38	213.75
VALV.CTRL.NIVEL 3 IN	FISHE	52.87	22.99	29.89	39.08	62.07	22.99	229.89
VALV.CTRL.NIVEL 1 IN	FISHE	23.20	10.09	13.11	17.15	27.23	10.09	100.87
VALV.A/C 1 IN	FISHE	23.20	10.09	13.11	17.15	27.23	10.09	100.87
VALV.A/C 4 IN	FISHE	76.78	33.38	43.40	56.75	90.13	33.38	333.81
VALV.SEGURIDAD 3 IN	FISHE	52.87	22.99	29.89	39.08	62.07	22.99	229.89
VALV.A/C 2 IN	FISHE	49.16	21.38	27.79	36.34	57.71	21.38	213.75
VALV.A/C 4 IN	INVLC	76.78	33.38	43.40	56.75	90.13	33.38	333.81
VALV.A/C 4 IN	FISHE	76.78	33.38	43.40	56.75	90.13	33.38	333.81
VALV.A/C 4 IN	FISHE	76.78	33.38	43.40	56.75	90.13	33.38	333.81
VALV.CTRL.PRESION 6 IN	INVLC	121.34	52.76	68.59	89.69	142.45	52.76	527.58
VALV.CTRL.PRESION 6 IN	INVLC	121.34	52.76	68.59	89.69	142.45	52.76	527.58
VALV.A/C 1 IN	FISHE	23.20	10.09	13.11	17.15	27.23	10.09	100.87
VALV.A/C 2 IN	FISHE	49.16	21.38	27.79	36.34	57.71	21.38	213.75
VALV.CTRL.PRESION 4 IN	INVLC	76.78	33.38	43.40	56.75	90.13	33.38	333.81
VALV.CTRL.PRESION 2 IN	FISHE	49.16	21.38	27.79	36.34	57.71	21.38	213.75
VALV.A/C 10 IN	GENER	398.75	173.37	225.38	294.73	468.10	173.37	1733.70
VALV.CTRL.FLUJO 12 IN	FISHE	560.87	243.86	317.02	414.56	658.42	243.86	2438.58
VALV.A/C 4 IN	INVLC	76.78	33.38	43.40	56.75	90.13	33.38	333.81
VALV.A/C 6 IN	FISHE	121.27	52.73	68.54	89.64	142.36	52.73	527.27
VALV.A/C 2 IN	FISHE	49.16	21.38	27.79	36.34	57.71	21.38	213.75
VALV.A/C 1 IN	FISHE	23.20	10.09	13.11	17.15	27.23	10.09	100.87
							Total (USD)	11291.66

Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: FISHER CONTROL VALVUE HANDBOOK

TABLA 5-13 DETALLE DE COSTO DE REPUESTOS DE VÁLVULAS DE SEGURIDAD

Válvulas de seguridad	Fabricante	Seat Bushing	Spring Washers	Spring	Compresion Crew	Sub Total
VALV.SEGURIDAD 1 1/2 IN	CROSB	58.044	35.241	39.387	74.628	207.3
VALV.SEGURIDAD 1 1/2 IN	CROSB	58.044	35.241	39.387	74.628	207.3
VALV.SEGURIDAD 4 IN	AGCO	71.96784	43.69476	48.83532	92.53008	257.028
VALV.SEGURIDAD 4 IN	AGCO	71.96784	43.69476	48.83532	92.53008	257.028
VALV.SEGURIDAD 4 IN	LONGA	71.96784	43.69476	48.83532	92.53008	257.028
VALV.SEGURIDAD 4 IN	AND	71.96784	43.69476	48.83532	92.53008	257.028
VALV.VENTEO 8 IN	SHAND	323.568	196.452	219.564	416.016	1155.6
VALV.VENTEO 8 IN	SHAND	323.568	196.452	219.564	416.016	1155.6
VALV.VENTEO 8 IN	SHAND	323.568	196.452	219.564	416.016	1155.6
VALV.VENTEO 8 IN	SHAND	323.568	196.452	219.564	416.016	1155.6
VALV.VENTEO 8 IN	SHAND	323.568	196.452	219.564	416.016	1155.6
VALV.VENTEO 8 IN	SHAND	323.568	196.452	219.564	416.016	1155.6
VALV.VENTEO 8 IN	SHAND	323.568	196.452	219.564	416.016	1155.6
VALV.VENTEO 8 IN	SHAND	323.568	196.452	219.564	416.016	1155.6
VALV.VENTEO 8 IN	SHAND	323.568	196.452	219.564	416.016	1155.6
VALV.VENTEO 4 IN	SHAND	179.9196	109.2369	122.0883	231.3252	642.57
VALV.VENTEO 4 IN	SHAND	179.9196	109.2369	122.0883	231.3252	642.57
VALV.VENTEO 4 IN	SHAND	179.9196	109.2369	122.0883	231.3252	642.57
VALV.VENTEO 4 IN	SHAND	179.9196	109.2369	122.0883	231.3252	642.57
					Total (USD)	13257.792

Elaborado por: Alexis Grefa

Fuente: SHAND & JURIS Pilot Operated Relief Valves Catalog

TABLA 5-14 DETALLE DE COSTO DE REPUESTOS DE REGISTROS DE PRESIÓN

Válvulas de bola	Fabricante	Bola	Asientos	Empaquetaduras	Juntas	Sub Total
REGISTRO DE PRESION	BARTO	69.705	58.0875	18.588	27.882	232.35
REGISTRO DE PRESION	BARTO	69.705	58.0875	18.588	27.882	232.35
REGISTRO DE PRESION	BARTO	69.705	58.0875	18.588	27.882	232.35
REGISTRO DE PRESION	BARTO	69.705	58.0875	18.588	27.882	232.35
REGISTRO DE PRESION	BARTO	69.705	58.0875	18.588	27.882	232.35
MEDIDOR CRUDO 600 GPM	SMITH	201.8232	168.186	53.81952	80.72928	672.744
MEDIDOR CRUDO 600 GPM	SMITH	331.9596	276.633	88.52256	132.78384	1106.532
					Total (USD)	2941.026

Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: Smith Regulators Handbook

TABLA 5-15 DETALLE DE COSTOS DE CONTRATACION DE PERSONAL AUXILIAR

Cantidad	Personal a Contratar	Número de Horas Mensuales por Trabajador	Remuneración Unificada	Aporte personal IESS	Sueldo mensual	Sub Total
4	Técnicos Instrumentistas	200	875	85,3125	789,6875	37905
3	Técnicos Calibradores	200	934	91,065	842,935	30345,66
15	Auxiliares	372	675	65,8125	609,1875	109653,75
					Total (USD)	177904,41

Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: Petroproducción

5.2 PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN POR PARO DE UNIDADES

A continuación se presenta las pérdidas de producción por concepto de mantenimiento; preventivo y correctivo de las unidades que intervienen directamente en el proceso de producción (bombas, separadores y unidades de almacenamiento) y que su detenimiento genera un perjuicio económico significativo.

TABLA 5-16 MOTIVOS DE PARAS EN BOMBAS

PAROS EN BOMBAS	Tiempo de Paro (Horas)	Barriles no Producidos	Pérdidas cuantificadas (USD)
Mantenimiento preventivo en unidades	150	2740,12	245.514,752
Mantenimiento correctivo en toda la unidad	170	3230,23	289.428,608
Total (USD)	320	5970,35	534.943,36

Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: Petroproducción

TABLA 5-17 MOTIVOS DE PARAS EN SEPARADORES

PAROS EN SEPARADORES	Tiempo de Paro (Horas)	Barriles no Producidos	Pérdidas cuantificadas (USD)
Mantenimiento preventivo en unidades	372	5034,521	451.093,1
Mantenimiento correctivo en toda la unidad	324	3972,386	355.925,8
Total (USD)	1843	9006,907	807.018,9

Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: Petroproducción

TABLA 5-18 MOTIVOS DE PARAS EN UNIDADES DE ALMACENAMIENTO

PAROS EN UNIDADES DE ALMACENAMIENTO	Tiempo de Paro (Horas)	Barriles no Producidos	Pérdidas cuantificadas (USD)
Mantenimiento preventivo en unidades	612	18318,73	1'641.370
Mantenimiento correctivo en toda la unidad	420	12665,75	1'134.851
Total (USD)	1032	30983,73	2'776.221

Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: Petroproducción

Los valores antes mencionados representan la pérdidas generadas por horas paro de las unidades de la dos estaciones de producción antes de aplicar el programa de mantenimiento en cuestión, teóricamente la reducción de horas muertas por otro concepto que no sea de mantenimiento preventivo debe ser nulo.

Para determinar la rentabilidad del proyecto se convertirá el número de horas muertas reducidas con la aplicación del programa de mantenimiento en unidades producidas y estas representaran la amortización de la inversión inicial utilizada para la realización de este proyecto.

5.3 FACTIBILIDAD DEL PROYECTO

5.3.1 VAN (VALOR ACTUAL NETO)

El Valor actual neto también, cuyo acrónimo es VAN, es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto.

La fórmula que nos permite calcular el Valor Actual Neto es:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{1 + k^t} - I_o$$

Donde:

V_t = Flujo de caja en el momento (t)

I_o = Valor del desembolso inicial de la inversión

n = Numero de periodos considerados

k = Es el tipo de interés

Los valores de V_t representaran el beneficio de aplicar el programa de mantenimiento expresado en la reducción de horas muertas por concepto de mantenimiento correctivo, esta reducción se encuentra manifestada en la producción que se ganaría de mantener la facilidades de producción sin detenciones adicionales relacionados a la falta de supervisión y mantenimiento adecuado. La reducción de horas muertas se mostrara progresivamente debido a que no todas las unidades comenzarán de inmediato con los procedimientos del programa de mantenimiento en estudio, sin embargo se espera un beneficio de al menos un 20% en el primer periodo en reducción de horas muertas, 40% en el segundo, hasta completar un 100% de reducción por concepto de mantenimiento correctivo en el último periodo.

El valor de I_0 representara la inversión inicial para poner en marcha en programa de mantenimiento, es decir todos los insumos y materiales necesarios mencionados anteriormente, es decir la suma de los subtotales presentados anteriormente.

Como se dijo anteriormente, los resultados de la implementación de un programa de mantenimiento se reflejaran a largo plazo, se establecerá un valor de cinco años para la realización del proyecto, periodo que coincide

Respecto a valor de k , se tomara el valor del 12% como valor de usual de oportunidad de un proyecto, sin embargo para determinar si el proyecto establecido en este trabajo será rentable, es necesario determinar el valor de TIR (Tasa interna de retorno) dando al Valor 0 a VAN y calcular k ahora denominado como TIR y compararla con el 12% inicial anteriormente dicho asi:

Si $TIR \geq 12\%$ → Se aceptará el proyecto. La razón es que el proyecto da una rentabilidad mayor que la rentabilidad mínima requerida (el coste de oportunidad).

Si $TIR < 12\%$ → Se rechazará el proyecto. La razón es que el proyecto da una rentabilidad menor que la rentabilidad mínima requerida.

5.3.2 TIR (TASA INTERNA DE RETORNO)

La tasa interna de retorno (TIR), es la tasa que iguala el valor presente neto a cero. La tasa interna de retorno también es conocida como la tasa de rentabilidad producto de la reinversión de los flujos netos de efectivo dentro de la operación propia del negocio y se expresa en porcentaje.

A continuación se presentaran los valores calculados de los indicadores financieros antes mencionado.

TABLA 5-19 RESULTADOS DE LA RENTABILIDAD DEL PROYECTO

CONCEPTO	AÑOS					
	0	1	2	3	4	5
Flujo de Beneficios						
Reducción en horas muertas bombas		57885,72	115771,44	173657,16	231542,88	289428,60
Reducción en horas muertas en separadores		71185,16	142370,32	213555,48	284740,64	355925,80
Reducción en horas muertas Unidades de almacenamiento						1.342.123,00
Total Flujo de Beneficios (A)		129.070,88	258.141,76	387.212,64	516.283,52	1.987.477,40
Flujo de Costos						
Inversión Repuestos Bombas	139898,60		139898,6		139898,6	
Inversión Ánodos de Sacrificio	19953,34					
Inversión Repuestos de Válvulas	47394,99		47394,988		47394,988	
Inversión recubrimiento Tanques	49754,68					
Inversión Otros Mantenimientos	11864,65					
Contratación de Personal Auxiliar	177904,41	70000,000	70000,000	70000,000	70000,000	70000,000
Total Flujo de Costos (B)	446770,67	70.000,00	257.293,59	70.000,00	257.293,59	70.000,00
Flujos de Caja = A - B	-446770,67	59.070,88	848,17	317.212,64	258.989,93	1.917.477,40
TIR	49%					
VAN	\$ 968.798,21					
TEMAR	12%					

Elaborado por: Alexis Grefa
Fuente: Petroproducción

CAPITULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- Debido al extenso cronograma de actividades de algunos de los activos de las facilidades, como motores que alimentan el sistema de bombeo de las estaciones en estudio y las unidades de almacenamiento, no podrá verse resultados en no menos cuatro años.
- Debido a que la implementación de protección catódica por ánodos de sacrificio no constituye una ciencia exacta, la corrección del número de ánodos establecidos en este estudio, posterior a su implementación nos dará una medida exacta de la cantidad de ánodos requiere cada uno de los unidades de almacenamiento.
- El continuo monitoreo de todos los activos de las estación, permitirá una rápida acción en caso de algún fallo operacional suscitado, de esta manera se reducirá los drásticamente los paros de proceso evitando futuras pérdidas de producción por daños más severos, consecuencia de no reparar los activos con daños considerados como menores.
- La continua actualización de un procedimiento de mantenimiento, a través de la implementación de nuevas tecnologías, ayudara, no solo a la disminución de personal en la labores de inspección sino además a la disminución de costos por motivo de reparaciones imprevistas.
- La continua modernización de las estaciones en estudio ayudara drásticamente en los costos de mantenimiento por motivo de repuesto, debido a su fabricación especial, por tratarse de accesorios o maquinaria descontinuada por sus fabricantes.

6.2 RECOMENDACIONES

- Mediante el análisis de fallos operacionales establecido en el mantenimiento correctivo, es posible determinar cuál de los varios problemas que existen en una estación dada es más urgente, en relación a al análisis tanto de pérdidas de producción como de perdidas humas, sin embargo para que este sistema de jerarquía de fallos funcione correctamente, es necesario contar con una base de datos

actualizada de todos los problemas y mantenimientos realizados a cada uno de los activos de la estación.

- Aunque no se menciona en este trabajo, se recomienda una extensa señalización de todas las áreas afines a las facilidades de producción, así como también la advertencia del uso de los elementos de seguridad que una estación requiere para ser supervisada o visitada.
- Se recomienda el monitoreo constante por métodos más avanzados de el estado de las facilidades en relación al grado de corrosión.
- Se recomienda realizar tratamientos contra la corrosión interna debido al creciente incremento de agua de formación.
- Se recomienda la implementación de protecciones más eficaces contra las condiciones ambientales en los sistemas de control en lo que al área de bombeo se refiere.
- Se recomienda cumplir con el programa de trabajos a realizarse dentro del tiempo establecido, Dado el caso de no poder realizarse por medio de la cantidad de personal previamente planificado, se deberá contratar personal auxiliar, para cumplir las actividades de mantenimiento a cabalidad.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- **PULUPA BAZAN José, PEÑAFIEL ALVARADO Freddy:** “Optimización del mantenimiento preventivo y correctivo del campo Shushufindi” Riobamba 1998
- **GUERRA UVIDIA Elvia, ESPINOZA SALAZAR María:** “Corrosión, Formas y Control en un Campo Petrolero, Riobamba 1991
- **PARRA MÁRQUEZ Carlos:** “Modelo integral para optimizar la fiabilidad en instalaciones petroleras” Mérida Venezuela 2002
- **ROSARIO FRANCIA Samuel:** “Protección catódica y diseño de ánodos de sacrificio”. Lima 2005
- **Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios:** “Protección catódica en tanques de almacenamiento”, México 2007
- **MANUAL WEG INDUSTRIAS S.A.:** “Manual de instalación y mantenimiento de motores eléctricos de inducción trifásicos”, Sao Paulo 2008
- **BELTRAN ROSERO Francisco, FIERRO PEÑAFIEL Oscar:** “Análisis técnico – económico de fluido motriz, aplicado en el campo Lago Agrio”, Quito 2007
- **HINOJOSA GUERRA César:** “Mantenimiento de válvulas en plataformas de producción de crudo del bloque 15”, Quito 2010
- **ESPÍN TAUCARE MANUEL:** “Mantenimiento de motores eléctricos de alta y baja tensión”, Quito 2001
- **NORMA API 653:** “Tank Inspection, Repair, Alteration and Reconstruction”, Fourth Edition 2009
- **NORMA API 650:** “Welded Tanks for Oil Storage”, Eleven Edition 2007

- **NORMA API SPEC 5L:** “Specification for Line Pipe”, Fourth - Third Edition 2004
- **NORMA API 640:** “Electrical Installation for Petroleum Processing Plants”, Fourth Edition 1999
- **NORMA API MPMS 6.1:** “Manual of Petroleum Measurements Standards Chapter 6: Metering Assemblies”, Fourth Edition 2009
- **NORMA SSPC – SP10:** “Near-White Blast Cleaning”, 2000
- **NORMA API 640:** “Electrical Installation for Petroleum Processing Plants”, First Edition 2003
- **NORMA API 571:** “Damage Mechanism Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry”, Fourth Edition 1999
- **NORMA API SPEC 12J:** “Specification for Oil Gas Separators”, Seventh Edition 1989

ANEXOS

ANEXO 1 REPORTE DE MANTENIMIENTO DE BOMBAS DE QUÍMICO

REPORTE PMD - MANTENIMIENTO BOMBAS DE QUIMICO		Código			
		Revisión			
		Fecha			
		Elaborado		Personal PMD	
		Aprobado		Jefe de Sección	
ESTACION:		SISTEMA:			
TIPO DE MANT:		UNIDADES:			
EQUIPO	ID. EQ. (#)	MARCA	MODELO	SERIE	DATOS (técnicos)
Bomba					
Motor					
	ESTADO	DESCRIPCION	OBSERVACIONES		
LINEA DE DESCARGA					
Válvulas manuales					
Pistones					
Cabezales de Inyección					
Estado de Dosificadores					
Radio de Engranajes					
Packing					
Eje de Regulación					
Nivel de Aceite de la Bomba					
Válvula Check					
Alineación					
Tipo de Coupling					
Observaciones:					
REPUESTOS UTILIZADOS					
Cantidad	Descripción		M E C	Parte	Parte
Acción Correctiva y Preventiva					
En caso de existir diferencias en el registro de medición obtenido realice un análisis de la posible causa que generó la desviación encontrada					
Realizado por:	<input type="text"/>	Tiempo Utilizado:		<input type="text"/>	
Ayudante:	<input type="text"/>	Fecha:		<input type="text"/>	
Supervisor:	<input type="text"/>				

ANEXO 2 REPORTE DE MANTENIMIENTO BOMBAS CENTRÍFUGAS

REPORTE PMD MANTENIMIENTO BOMBAS CENTRÍFUGAS		Código			
		Revisión	1		
		Fecha			
		Elaborado	Personal PMD		
		Aprobado	Jefe de Sección		
		Requisito			ISO 14001 4.4.6 a,b
ESTACION:		SISTEMA:			
TIPO DE MANT:		UNIDADES:			
EQUIPO	ID. EQ. (#)	MARCA	MODELO	SERIE	DATOS (técnicos)
Bomba					
Motor					
	ESTADO	DESCRIPCION	OBSERVACIONES		
NPSH (Línea de Succión)					
Válvula de pie					
Pres. de liquido succión de la bomba					
LÍNEA DE DESCARGA					
Presión descarga PSI					
Válvula manual					
Bomba					
Carcasa o caracol					
Espárragos de carcasa					
Impeler abierto o cerrado					
Plato					
Tipo de sello mecánico					
Porta espejo					
Packing de caja de sello					
Eje					
Rodamientos in out					
Axiales					
Numero retenedor posterior					
Alineación					
Tipo de coupling					
Numero retenedor anterior					
Observaciones:					
REPUESTOS UTILIZADOS					
Cantidad	Descripción	Mec	Parte	Parte	
Acción Correctiva y Preventiva					
En caso de existir diferencias en el registro de medición obtenido realice un análisis de la posible causa que generó la desviación encontrada.					
Realizado por:	<input type="text"/>	Tiempo Utilizado:	<input type="text"/>		
Supervisor:	<input type="text"/>	Fecha:	<input type="text"/>		
Ayudante:	<input type="text"/>				

ANEXO 3 REPORTE DE MANTENIMIENTO DE VÁLVULAS DE SEGURIDAD

CALIBRACIÓN DE VÁLVULAS DE SEGURIDAD EN SISTEMAS DE BOMBEO	Código	
	Revisión	1
	Fecha:	17/05/2007
	Elaborado	Personal PMD
	Revisado por	Jefe sección
	Distribución: Intranet	Aprobado
CAMPO		
LOCALIZACION ESTACION	/	
UBICACIÓN (BLOQUE)		
SKID		
EQUIPO ASOCIADO		
ID. DEL EQUIPO		
DATOS DE LA UNIDAD DE BOMBEO		
DATOS DEL MOTOR		DATOS DE LA BOMBA
MARCA		MARCA $D = \frac{Vp + Vm}{Vp} * 100$
MODELO		MODELO Vp
SERIE		SERIE
POTENCIA		PRESIÓN MAX.
RPM		OTROS DATOS
MÁXIMA PRESIÓN DE BOMBEO DEL SISTEMA (PSI).		
VÁLVULA DE SEGURIDAD		
MARCA		CALIBRACIÓN
MODELO		PRESIÓN, SETEO ANTERIOR (PSI)
SERIE		PRESIÓN, SETEO NUEVO (PSI)
TAMAÑO		
OBSERVACIONES		
DATOS DEL EQUIPO PATRON CON EL CUAL SE REALIZA LA VERIFICACION		
Descripción:		
Marca:	Serie:	
Fecha de Certificación del Equipo Patrón:		
OBSERVACIONES:		
Realizado:	Tiempo Utilizado:	
Supervisor:	Fecha:	

ANEXO 4 REPORTE DE MANTENIMIENTO DE MANÓMETROS

REPORTE PMD- MANOMETROS		Código					
		Revisión					
		Fecha:					
		Elaborado	Personal PMD				
		Revisado por	Jefe sección				
		Aprobado	Jefe de Mantenimiento				
CAMPO							
LOCALIZACION / ESTACION							
UBICACIÓN (BLOQUE)							
SKID							
EQUIPO ASOCIADO							
TIPO DE MANTENIMIENTO							
VERIFICACIÓN DE MANOMETROS PARA PRESION ESTATICA							
Ubicación Manómetro respecto al equipo	Marca modelo o serie TAG	Rango PSI	Lectura Nominal PSI	PATRON Valor de referencia PSI	Manómetro presión observada PSI	D %Desviación $D = \frac{Vp - Vm}{Vp} * 100$ Vp Valor Patrón Vn Valor nominal del proceso Vm Valor del Manómetro	OBSERVACIONES
				10%			
				50%			
				90%			
				Vn			
				10%			
				50%			
				90%			
				Vn			
				10%			
				50%			
				90%			
				Vn			
				10%			
				50%			
				90%			
				Vn			
NOTA.- Si la desviación es mayor al 2% se deberá proceder al cambio del Manómetro con otro con desviación menor al 2%							
Datos del equipo patrón con el cual se realiza la verificación							
Descripción:							
Marca:				Serie:			
Fecha de Certificación del Equipo Patrón:							
OBSERVACIONES:							
Realizado por: _____				Tiempo Utilizado: _____			
Supervisor: _____				Fecha: _____			

ANEXO 5 REPORTE DE MANTENIMIENTO DE SEPARADORES

ESTACION:		SISTEMA:		Código		
				Revisión		
				Fecha:		
				Elaborado		Personal PMD
				Revisado por		Jefe de Sección
				Aprobado		Jefe de Mantenimiento
TIPO DE MANT:		UNIDADES:				
EQUIPO	MARCA	SERIE	MODELO	CAPACIDAD	P. TRABAJO	
SEP. PRUEBA						
SEP. PRODUC.						
DESCRIPCION DE TRABAJO						
Entrada	TAG	Estado	Observaciones			
Válvula de entrada						
Línea de entrada						
Válvula de control de entrada						
Actuador						
Válvula de Bypass						
Actuador						
Separador						
Control de alto nivel						
Control de nivel						
Sello de ruptura						
Válvula de seguridad						
Válvula drenaje de agua						
Mirillas						
Válvula de aguja						
Descarga de Crudo						
Válvula descarga						
Válvula desgasificadora						
Filtro						
Turbina						
Válvulas de calibración						
Válvula control de nivel						
Válvula check						
Válvula final descarga						
Descarga de Gas						
Válvula descarga						
Porta orificio (Daniel)						
Control de presión						
Registro flujo-presión						
Válvula control de presión						
Válvula by- pas control						
Válvula final descarga						
REPUESTOS UTILIZADOS						
Cantidad	Descripción		Mec	Parte		
En caso de existir diferencias en el registro de medición obtenido realice un análisis de la posible causa que generó la desviación encontrada.						
ACCION CORRECTIVA Y/O PREVENTIVA						
Realizado Por:	<input type="text"/>	Tiempo Utilizado:	<input type="text"/>			
Ayudante:	<input type="text"/>	Fecha:	<input type="text"/>	/ /		
Supervisor:	<input type="text"/>					

ANEXO 6 REPORTE DE MANTENIMIENTO DE TANQUES

REPORTE DE MANTENIMIENTO PRODUCCION TANQUES		Código	
		Revisión	
		Elaborado	PMD
		Aprobado	Jefe de Sección
		Requisito	
		ISO 9000	ISO 14001
	7.2.2		4.4.6 a,b
ESTACION:		SISTEMA:	
TIPO DE MANT:		UNIDADES:	
EQUIPO	MARCA	SERIE	MODELO
TK. LAVADO			
TK. REPOSO			
			P. TRABAJO
DESCRIPCION DE TRABAJO			
Válvulas e indicadores TK. Lavado	TAG	Estado	Observaciones
Entrada de crudo a la Bota			
Bypass de la Bota			
Salida de la Bota			
Bypass tanque de lavado			
Entrada crudo al tanque			
Entrada crudo al tanque			
Salida al tanque de reposo			
Indefinida			
Venteo del tanque			
Venteo del tanque			
Venteo del tanque			
Mirilla tanque de lavado			
Válvulas e indicadores TK. Reposo			
Entrada a contador # 02			
Salida de contador # 02			
Salida cont. a TKS. Oleoducto.			
Venteo del tanque			
Venteo del tanque			
Venteo del tanque			
Venteo del tanque			
Check contador # 01			
Check contador # 02			
Indicador de presión bomba # 01			
Indicador de presión bomba # 02			
Medidor de crudo # 01			
Medidor de crudo # 02			
Comentarios			
REPUESTOS UTILIZADOS			
Cantidad	Descripción	Mec	Parte
Acción Correctiva y Preventiva			
En caso de existir diferencias en el registro de medición obtenido realice un análisis de la posible causa que generó la desviación encontrada.			
Realizado Por:		Tiempo utilizado:	
Ayudantes:		Fecha:	
Supervisor:			

ANEXO 7 CRONOGRAMA DE MANTENIMIENTO DE BOMBAS LAGO AGRIO NORTE

Núm.	MOTORES DE UNIDADES DE BOMBEO	FUNCIÓN	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene
1	BOMBA CENTRIFUGA 3X2-13	B.TRANSF.CRUDO ACT													
2	BOMBA CENTRIFUGA 3X2-13	B.TRANSF.CRUDO ACT													
3	BOMBA CENTRIFUGA 4X3-10	B.BOOSTER TRANSF.CRUDO													
4	BOMBA CENTRIFUGA 4X3-10	B.SUMIDERO TK.LAVADO													
5	BOMBA CENTRIFUGA 3X1.5-10	B.RECIRC.AGUA TK.CALENT.													
6	BOMBA CENTRIFUGA 2X1-10	B.RECIRCULACION AGUA													
7	BOMBA CENTRIFUGA 2X1-10	B.RECIRCULACION AGUA													
8	BOMBA CENTRIFUGA 3X2-13	B.BOOSTER TRANSF.CRUDO													
9	BOMBA CENTRIFUGA 1.5X1-62	B.RECIRCULACION													
10	BOMBA PISTON 1/4:1/4 IN	B.QUIMICO SEPARADORES													
11	BOMBA PISTON 1/4:1/4 IN	B.QUIMICO SEPARADORES													
12	BOMBA PISTON 1/4:1/4 IN	B.QUIMICO TRANSF.CRUDO													
13	BOMBA PISTON 1/4 IN	B.QUIMICO TRANSF.CRUDO													

	Actividades de Mantenimiento por cada año
	Actividades de Mantenimiento por cada seis meses
	Actividades de Mantenimiento por cada mes
	Actividades de Mantenimiento por cada semana

Núm.	UNIDADES DE BOMBEO	FUNCIÓN	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Agos	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	
14	BOMBA PISTON 3/8:1/4 IN	B.QUIMICO TRANSF.CRUDO														
15	BOMBA PISTON 1/2:1/4 IN	B.QUIMICO TRANSF.CRUDO														
16	BOMBA PISTON 1/2 IN	B.QUIMICO L.REINY. AGUA														
17	BOMBA PISTON 3/8:1/4 IN	B.QUIMICO SEPARADORES														
18	BOMBA PISTON 3/8:1/4 IN	B.QUIMICO SEPARADORES														
19	BOMBA PISTON 3/8:3/8 IN	B.QUIMICO SEPARADORES														

	Actividades de Mantenimiento por cada año
	Actividades de Mantenimiento por cada seis meses
	Actividades de Mantenimiento por cada mes
	Actividades de Mantenimiento por cada semana

ANEXO 8 CRONOGRAMA DE MANTENIMIENTO DE BOMBAS LAGO AGRIO CENTRAL

Núm.	UNIDADES DE BOMBEO	FUNCIÓN	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene
1	BOMBA CENTRIFUGA 3X2-13	B.SUMIDERO TK.LAVADO													
2	BOMBA CENTRIFUGA 4X3-13	B.BOOSTER TRANSF.CRUDO													
3	BOMBA CENTRIFUGA 1X3-13	B.BOOSTER TRANSF.CRUDO													
4	BOMBA CENTRIFUGA 6X4-13	B. TRANSF. CRUDO ACT													
5	BOMBA CENTRIFUGA 6X4-13	B. TRANSF. CRUDO ACT													
6	BOMBA CENTRIFUGA 4X3-10	B.BOOSTER REINY.AGUA													
7	BOMBA CENTRIFUGA 4X3-10	B.BOOSTER REINY.AGUA													
8	BOMBA CENTRIFUGA 3X2-62	B.TRANSF.AGUA FORMACION													
9	BOMBA CENTRIFUGA 3X2-10	B.RECIRC.AGUA CALENTADOR													
10	BOMBA CENTRIFUGA 4X3-10	B.RECIRC.AGUA TK-TK													
11	BOMBA CENTRIFUGA 2X1.5-10	B.SUMIDERO TK.LAVADO													
12	BOMBA CENTRIFUGA 3X3	B.CAPTACION AGUA RIO													
13	BOMBA CENTRIFUGA 4TU14	B.CONTRA INCENDIO AGUA													

	Actividades de Mantenimiento por cada año
	Actividades de Mantenimiento por cada seis meses

ANEXO 9 CRONOGRAMA DE MANTENIMIENTO DE MOTORES DE BOMBAS LAGO AGRIO CENTRAL

Núm.	MOTORES ELECTRICOS DE UNIDADES DE BOMBEO	FUNCIÓN	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene
1	MOTOR ELECTRICO 50 HP	B.TRANSF.CRUDO ACT													
2	MOTOR ELECTRICO 50 HP	B.TRANSF.CRUDO ACT													
3	MOTOR ELECTRICO 100 HP	B.BOOSTER TRANSF.CRUDO													
4	MOTOR ELECTRICO 25 HP	B.SUMIDERO TK.LAVADO													
5	MOTOR ELECTRICO 15 HP	B.RECIRC.AGUA TK.CALENT.													
6	MOTOR ELECTRICO 30 HP	B.RECIRCULACION AGUA													
7	MOTOR ELECTRICO 30 HP	B.RECIRCULACION AGUA													
8	MOTOR ELECTRICO 100 HP	B.BOOSTER TRANSF.CRUDO													
9	MOTOR ELECTRICO 5 HP	B.RECIRCULACION													
10	MOTOR ELECTRICO 1/4 HP	B.QUIMICO SEPARADORES													
11	MOTOR ELECTRICO 1/4 HP	B.QUIMICO SEPARADORES													
12	MOTOR ELECTRICO 1/4 HP	B.QUIMICO TRANSF.CRUDO													
13	MOTOR ELECTRICO 1/4 HP	B.QUIMICO TRANSF.CRUDO													
14	MOTOR ELECTRICO 7 1/2 HP	BODEGA													

	Actividades de Mantenimiento por cada año
	Actividades de Mantenimiento por cada tres meses
	Actividades de Mantenimiento por cada semana

ANEXO 10 11 CRONOGRAMA DE MANTENIMIENTO DE MOTORES DE BOMBAS LAGO AGRIO NORTE

Núm.	MOTORES ELECTRICOS DE BOMBAS	FUNCIÓN	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	
1	MOTOR ELECTRICO 15 HP	B.SUMIDERO TKLAVADO														
2	MOTOR ELECTRICO 100 HP	B.BOOSTER TRANSF.CRUDO														
3	MOTOR ELECTRICO 100 HP	B.BOOSTER TRANSF.CRUDO														
4	MOTOR ELECTRICO 100 HP	B.TRANSF. CRUDO ACT														
5	MOTOR ELECTRICO 100 HP	B.TRANSF. CRUDO ACT														
6	MOTOR ELECTRICO 20 HP	B.BOOSTER REINY.AGUA														
7	MOTOR ELECTRICO 20 HP	B.BOOSTER REINY.AGUA														
8	MOTOR ELECTRICO 3 HP	B.TRANSF. A FORMACION														
9	MOTOR ELECTRICO 10 HP	B.RECIRC. A CALENTADOR														
10	MOTOR ELECTRICO 25 HP	B.RECIRC. AGUA TK-TK														
11	MOTOR ELECTRICO 15 HP	B.SUMIDERO TK.LAVADO														
12	MOTOR ELECTRICO 50 HP	B.CAPTACION AGUA RIO														
13	MOTOR ELECTRICO 50 HP	B.CONTRA INCENDIO AGUA														

	Actividades de Mantenimiento por cada año
	Actividades de Mantenimiento por cada tres meses
	Actividades de Mantenimiento por cada semana

Núm.	MOTORES ELÉCTRICOS DE BOMBAS	FUNCIÓN	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene
14	MOTOR ELÉCTRICO 1/4 HP	B.QUIMICO TRANSF.CRUDO													
15	MOTOR ELÉCTRICO 1/4 HP	B.QUIMICO TRANSF.CRUDO													
16	MOTOR ELÉCTRICO 1/4 HP	B.QUIMICO L.REINY.AGUA													
17	MOTOR ELÉCTRICO 1/4 HP	B.QUIMICO TRANSF.CRUDO													
18	MOTOR ELÉCTRICO 1/4 HP	B.QUIMICO SEPARADORES													
19	MOTOR ELÉCTRICO 1/4 HP	B.QUIMICO SEPARADORES													

	Actividades de Mantenimiento por cada año
	Actividades de Mantenimiento por cada tres meses
	Actividades de Mantenimiento por cada semana

Núm.	ACCESORIOS	FUNCION	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
37	VALV.SEGURIDAD 4 IN	SEPAR.(PB) SEGURIDAD												
38	VALV.SEGURIDAD 3 IN	SEPAR.(PG) PULMON GAS												
39	VALV.A/C 4 IN	SEPAR.(PB) L.DESC.CRUDO												
40	VALV.REGULADORA 6 IN	B.ACT												
41	VALV.SEGURIDAD 1 1/2 IN	LINEA DESCARGA GAS												
42	VALV.SEGURIDAD 1 1/2 IN	LINEA DESCARGA GAS												

	Actividades de Mantenimiento por cada año
	Actividades de Mantenimiento por cada seis meses

ANEXO 14 NORMA SSPC-SP10 LIMPIEZA DE SUPERFICIES METÁLICAS

SSPC-SP 10/NACE No. 2
September 1, 2000

Joint Surface Preparation Standard SSPC-SP NO. 10/NACE NO. 2 Near-White Blast Cleaning

This SSPC: The Society for Protective Coatings and NACE International standard represents a consensus of those individual members who have reviewed this document, its scope and provisions. Its acceptance does not in any respect preclude anyone, having adopted the standard or not, from manufacturing, marketing, purchasing, or using products, processes, or procedures not in conformance with this standard. Nothing contained in this standard is to be construed as granting any right, by implication or otherwise, to manufacture, sell, or use in connection with any method, apparatus, or product covered by Letters Patent, or as indemnifying or protecting anyone against liability for infringement of Letters Patent. This standard represents minimum requirements and should in no way be interpreted as a restriction on the use of better procedures or materials. Neither is this standard intended to apply in all cases relating to the subject. Unpredictable circumstances may negate the usefulness of this standard in specific instances. SSPC and NACE assume no responsibility for the interpretation or use of this standard by other parties and accept responsibility for only those official interpretations issued by SSPC or NACE in accordance with their respective governing procedures and policies, which preclude the issuance of interpretations by individual volunteers.

Users of this standard are responsible for reviewing appropriate health, safety, and regulatory documents and for determining their applicability in relation to this standard prior to its use. This SSPC/NACE standard may not necessarily address all potential health and safety problems or environmental hazards associated with the use of materials, equipment and/or operations detailed or referred to within this standard. Users of this standard are also responsible for establishing appropriate health, safety, and environmental protection practices, in consultation with appropriate regulatory authorities, if necessary, to achieve compliance with any existing applicable regulatory requirements prior to the use of this standard.

CAUTIONARY NOTICE: SSPC/NACE standards are subject to periodic review and may be revised or withdrawn at any time without prior notice. SSPC and NACE require that action be taken to reaffirm, revise, or withdraw this standard no later than five years from the date of initial publication. The user is cautioned to obtain the latest edition. Purchasers may receive current information on all standards and other publications by contacting the organizations at the addresses below:

©NACE International
P.O. Box 218340
Houston, TX 77218-8340
(telephone +1 281/228-6200)

© SSPC: The Society for Protective Coatings
40 24th Street, Sixth Floor
Pittsburgh, PA 15222
(telephone +1 412/281-2331)

Foreword

This joint standard covers the use of blast cleaning abrasives to achieve a defined degree of cleaning of steel surfaces prior to the application of a protective coating or lining system. This standard is intended for use by coating or lining specifiers, applicators, inspectors, or others whose responsibility it may be to define a standard degree of surface cleanliness.

The focus of this standard is near-white metal blast cleaning. White metal blast cleaning, commercial blast cleaning, industrial blast cleaning and brush-off blast cleaning are addressed in separate standards.

Near-white blast cleaning provides a greater degree of cleaning than commercial blast cleaning (SSPC-SP 6/NACE No. 3), but less than white metal blast cleaning (SSPC-SP 5/NACE No. 1).

Near-white blast cleaning is used when the objective is to remove all rust, coating, and mill scale, but when the extra effort required to remove all stains of these materials is determined to be unwarranted. Staining shall be limited to no more than 5 percent of each unit area of surface.

Near-white blast cleaning allows staining on only 5 percent of each unit area of surface, while commercial blast cleaning allows staining on 33 percent of each unit area of surface. White metal blast cleaning does not permit any staining to remain on the surface.

This joint standard was prepared by the SSPC/NACE Task Group A on Surface Preparation by Abrasive Blast Cleaning. This joint Task Group includes members of both the SSPC Surface Preparation Committee and the NACE Unit Committee T-6G on Surface Preparation.

1. General

1.1 This joint standard covers the requirements for near-white blast cleaning of unpainted or painted steel surfaces by the use of abrasives. These requirements include the end condition of the surface and materials and procedures necessary to achieve and verify the end condition.

1.2 This joint standard allows random staining to remain on no more than 5 percent of each unit area of surface as defined in Section 2.6.

1.3 The mandatory requirements are described in Sections 1 to 9 as follows:

Section 1	General
Section 2	Definition
Section 3	References
Section 4	Procedures Before Blast Cleaning
Section 5	Blast Cleaning Methods and Operation
Section 6	Blast Cleaning Abrasives
Section 7	Procedures Following Blast Cleaning and Immediately Prior to Coating
Section 8	Inspection
Section 9	Safety and Environmental Requirements

NOTE: Section 10, "Comments" and Appendix A, "Explanatory Notes" are not mandatory requirements of this standard.

2. Definition

2.1 A near-white metal blast cleaned surface, when viewed without magnification, shall be free of all visible oil, grease, dust, dirt, mill scale, rust, coating, oxides, corrosion products, and other foreign matter, except for staining as noted in Section 2.2.

2.2 Random staining shall be limited to no more than 5 percent of each unit area of surface as defined in Section 2.6, and may consist of light shadows, slight streaks, or minor discolorations caused by stains of rust, stains of mill scale, or stains of previously applied coating.

2.3 Acceptable variations in appearance that do not affect surface cleanliness as defined in Section 2.1 include variations caused by type of steel, original surface condition, thickness of the steel, weld metal, mill or fabrication marks, heat treating, heat affected zones, blasting abrasives, and differences in the blast pattern.

2.4 When a coating is specified, the surface shall be roughened to a degree suitable for the specified coating system.

2.5 Immediately prior to coating application, the entire surface shall comply with the degree of cleaning specified herein.

2.6 Unit area for determinations shall be approximately 5776 mm² (9 in²) (i.e., a square 76 mm x 76 mm [3 in x 3 in]).

2.7 SSPC-VIS 1-89, photographs A SP-10, B SP-10, C SP-10 or D SP-10 may be specified to supplement the written definition. In any dispute, the written standards shall take precedence over visual standards and comparators. Additional information on visual standards and comparators is available in Section A.4 of Appendix A.

3. References

3.1 The documents referenced in this standard are listed in Section 3.4.

3.2 The latest issue, revision, or amendment of the referenced standards in effect on the date of invitation to bid shall govern unless otherwise specified.

3.3 If there is a conflict between the requirements of any of the cited reference standards and this standard, the requirements of this standard shall prevail.

3.4 SSPC: THE SOCIETY FOR PROTECTIVE COATINGS STANDARDS:

AB 1	Mineral and Slag Abrasives
AB 2	Cleanliness of Recycled Ferrous Metallic Abrasives
AB 3	Newly Manufactured or Re-Manufactured Steel Abrasive
PA Guide 3	A Guide to Safety in Paint Application
SP 1	Solvent Cleaning
VIS 1	Visual Standard for Abrasive Blast Cleaned Steel

4. Procedures Before Blast Cleaning

4.1 Before blast cleaning, visible deposits of oil, grease, or other contaminants shall be removed in accordance with SSPC-SP 1 or other agreed upon methods.

4.2 Before blast cleaning, surface imperfections such as sharp fins, sharp edges, weld spatter, or burning slag should be removed from the surface to the extent required by the procurement documents (project specification). Additional information on surface imperfections is available in Section A.5 of Appendix A.

4.3 If a visual standard or comparator is specified to supplement the written standard, the condition of the steel prior to blast cleaning should be determined before the blasting commences. Additional information on visual standards and comparators is available in Section A.4 of Appendix A.

SSPC-SP 10/NACE No. 2
September 1, 2000

5. Blast Cleaning Methods and Operation

5.1 Clean, dry compressed air shall be used for nozzle blasting. Moisture separators, oil separators, traps, or other equipment may be necessary to achieve this requirement.

5.2 Any of the following methods of surface preparation may be used to achieve a near-white blast cleaned surface:

5.2.1 Dry abrasive blasting using compressed air, blast nozzles, and abrasive.

5.2.2 Dry abrasive blasting using a closed-cycle, recirculating abrasive system with compressed air, blast nozzle, and abrasive, with or without vacuum for dust and abrasive recovery.

5.2.3 Dry abrasive blasting using a closed cycle, recirculating abrasive system with centrifugal wheels and abrasive.

5.3 Other methods of surface preparation (such as wet abrasive blasting) may be used to achieve a near-white blast cleaned surface by mutual agreement between those parties responsible for establishing the requirements and those responsible for performing the work. NOTE: Information on the use of inhibitors to prevent the formation of rust immediately after wet blast cleaning is contained in Section A.9 of Appendix A.

6. Blast Cleaning Abrasives

6.1 The selection of abrasive size and type shall be based on the type, grade, and surface condition of the steel to be cleaned, type of blast cleaning system employed, the finished surface to be produced (cleanliness and roughness), and whether the abrasive will be recycled.

6.2 The cleanliness and size of recycled abrasives shall be maintained to ensure compliance with this specification.

6.3 The blast cleaning abrasive shall be dry and free of oil, grease, and other contaminants as determined by the test methods found in SSPC-AB 1, AB 2 and AB 3.

6.4 Any limitations on the use of specific abrasives, the quantity of contaminants, or the degree of allowable embedment shall be included in the procurement documents (project specification) covering the work, because abrasive embedment and abrasives containing contaminants may not be acceptable for some service requirements. NOTE: Additional information on abrasive selection is given in Section A.2 of Appendix A.

7. Procedures Following Blast Cleaning and Immediately Prior to Coating

7.1 Visible deposits of oil, grease, or other contaminants shall be removed according to SSPC-SP 1 or another method agreed upon by those parties responsible for establishing the requirements and those responsible for performing the work.

7.2 Dust and loose residues shall be removed from prepared surfaces by brushing, blowing off with clean, dry air, vacuum cleaning, or other methods agreed upon by those responsible for establishing the requirements and those responsible for performing the work. NOTE: The presence of toxic metals in the abrasives or paint being removed may place restrictions on the methods of cleaning permitted. Comply with all applicable regulations. Moisture separators, oil separators, traps, or other equipment may be necessary to achieve clean, dry air.

7.3 After blast cleaning, surface imperfections that remain (e.g., sharp fins, sharp edges, weld spatter, burning slag, scabs, slivers, etc.) shall be removed to the extent required in the procurement documents (project specification). Any damage to the surface profile resulting from the removal of surface imperfections shall be corrected to meet the requirements of Section 2.4. NOTE: Additional information on surface imperfections is contained in Section A.5 of Appendix A.

7.4 Any visible rust that forms on the surface of the steel after blast cleaning shall be removed by recleaning the rusted areas to meet the requirements of this standard before coating. NOTE: Information on rust-back (re-rusting) and surface condensation is contained in Sections A.6, A.7 and A.8 of Appendix A.

8. Inspection

8.1 Work and materials supplied under this standard are subject to inspection by a representative of those responsible for establishing the requirements. Materials and work areas shall be accessible to the inspector. The procedures and times of inspection shall be as agreed upon by those responsible for establishing the requirements and those responsible for performing the work.

8.2 Conditions not complying with this standard shall be corrected. In the case of a dispute, an arbitration or settlement procedure established in the procurement documents (project specification) shall be followed. If no arbitration or settlement procedure is established, then a procedure mutually agreeable to purchaser and supplier shall be used.

8.3 The procurement documents (project specification) should establish the responsibility for inspection and for any required affidavit certifying compliance with the specification.

9. Safety and Environmental Requirements

9.1 Because abrasive blast cleaning is a hazardous operation, all work shall be conducted in compliance with applicable occupational and environmental health and safety rules and regulations. NOTE: SSPC-PA Guide 3, "A Guide to Safety in Paint Application," addresses safety concerns for coating work.

10. Comments

10.1 Additional information and data relative to this standard are contained in Appendix A. Detailed information and data are presented in a separate document, SSPC-SP COM, "Surface Preparation Commentary." The recommendations contained in Appendix A and SSPC-SP COM are believed to represent good practice, but are not to be considered requirements of the standard. The sections of SSPC-SP COM that discuss subjects related to near-white blast cleaning are listed below.

<u>Subject</u>	<u>Commentary Section</u>
Abrasive Selection	6
Film Thickness	10
Wet Abrasive Blast Cleaning	8.2
Maintenance Repainting	4.2
Rust-back (Re-rusting)	8.3
Surface Profile	6.2
Visual Standards	11
Weld Spatter	4.4.1

Appendix A. Explanatory Notes

A.1 FUNCTION: Near-white blast cleaning (SSPC-SP 10/NACE No. 2) provides a greater degree of cleaning than commercial blast cleaning (SSPC-SP 6/NACE No. 3) but less than white metal blast cleaning (SSPC-SP 5/NACE No. 1). It should be used when a high degree of blast cleaning is required. The primary functions of blast cleaning before coating are: (a) to remove material from the surface that can cause early failure of the coating system and (b) to obtain a suitable surface roughness and to enhance the adhesion of the new coating system. The hierarchy of blasting standards is as follows: white metal blast cleaning, near-white blast cleaning, commercial blast cleaning, industrial blast cleaning, and brush-off blast cleaning.

A.2 ABRASIVE SELECTION: Types of metallic and non-metallic abrasives are discussed in the Surface Preparation Commentary (SSPC-SP COM). It is important to

recognize that blasting abrasives may become embedded in or leave residues on the surface of the steel during preparation. While normally such embedment or residues are not detrimental, care should be taken to ensure that the abrasive is free from detrimental amounts of water-soluble, solvent-soluble, acid-soluble, or other soluble contaminants (particularly if the prepared steel is to be used in an immersion environment). Criteria for selecting and evaluating abrasives are given in SSPC-AB 1, "Mineral and Slag Abrasives," SSPC-AB 2, "Cleanliness of Recycled Ferrous Metallic Abrasives," and SSPC-AB 3, "Newly Manufactured or Re-Manufactured Steel Abrasives."

A.3 SURFACE PROFILE: Surface profile is the roughness of the surface which results from abrasive blast cleaning. The profile depth (or height) is dependent upon the size, shape, type, and hardness of the abrasive, particle velocity and angle of impact, hardness of the surface, amount of recycling, and the proper maintenance of working mixtures of grit and/or shot.

The allowable minimum/maximum height of profile is usually dependent upon the thickness of the coating to be applied. Large particle sized abrasives (particularly metallic) can produce a profile that may be too deep to be adequately covered by a single thin film coat. Accordingly, it is recommended that the use of larger abrasives be avoided in these cases. However, larger abrasives may be needed for thick film coatings or to facilitate removal of thick coatings, heavy mill scale, or rust. If control of profile (minimum/maximum) is deemed to be significant to coating performance, it should be addressed in the procurement documents (project specification). Typical profile heights achieved with commercial abrasive media are shown in Table 5 of the Surface Preparation Commentary (SSPC-SP COM). Surface profile should be measured in accordance with NACE Standard RP0287 (latest edition), "Field Measurement of Surface Profile of Abrasive Blast Cleaned Steel Surfaces Using Replica Tape," or ASTM[®] D 4417 (latest edition), "Test Method for Field Measurement of Surface Profile of Blast Cleaned Steel."

A.4 VISUAL STANDARDS: SSPC-VIS 1-89 (Visual Standard for Abrasive Blast Cleaned Steel) provides color photographs for the various grades of surface preparation as a function of the initial condition of the steel. The series A-SP 10, B-SP 10, C-SP 10 and D-SP 10 photographs depict surfaces cleaned to a near-white blast grade. Other available visual standards are described in Section 11 of SSPC-SP COM.

A.5 SURFACE IMPERFECTIONS: Surface imperfections can cause premature failure when the service is severe. Coatings tend to pull away from sharp edges and

[®] ASTM, 100 Barr Harbor Drive, West Conshohocken, PA 19428-2959.

SSPC-SP 10/NACE No. 2
September 1, 2000

projections, leaving little or no coating to protect the underlying steel. Other features that are difficult to properly cover and protect include crevices, weld porosities, laminations, etc. The high cost of the methods to remedy surface imperfections requires weighing the benefits of edge rounding, weld spatter removal, etc., versus a potential coating failure.

Poorly adhering contaminants, such as weld slag residues, loose weld spatter, and some minor surface laminations may be removed during the blast cleaning operation. Other surface defects (steel laminations, weld porosities, or deep corrosion pits) may not be evident until the surface preparation has been completed. Therefore, proper planning for such surface repair work is essential because the timing of the repairs may occur before, during, or after the blast cleaning operation. Section 4.4 of SSPC-SP COM and NACE Standard RP0178 (latest edition), "Fabrication Details, Surface Finish Requirements, and Proper Design Considerations for Tanks and Vessels to be Lined for Immersion Service" contain additional information on surface imperfections.

A.6 CHEMICAL CONTAMINATION: Steel contaminated with soluble salts (e.g., chlorides and sulfates) develops rust-back rapidly at intermediate and high humidities. These soluble salts can be present on the steel surface prior to blast cleaning as a result of atmospheric contamination. In addition, contaminants can be deposited on the steel surface during blast cleaning if the abrasive is contaminated. Therefore, rust-back can be minimized by removing these salts from the steel surface, and eliminating sources of recontamination during and after blast cleaning. Wet methods of removal are described in SSPC-SP 12/NACE No. 5. Identification of the contaminants along with their concentrations may be obtained from laboratory and field tests as described in SSPC-TU 4, "Technology Update on Field Methods for Retrieval and Analysis of Soluble Salts on Substrates."

A.7 RUST-BACK: Rust-back (re-rusting) occurs when freshly cleaned steel is exposed to moisture, contamination, or a corrosive atmosphere. The time interval between blast cleaning and rust-back will vary greatly from one environment to another. Under mild ambient conditions, if chemical contamination is not present (see Section A.6), it is best to blast clean and coat a surface the same day. Severe conditions may require more expedient coating application to avoid contamination from fallout. Chemical contamina-

tion should be removed prior to coating (see Section A.6).

A.8 DEW POINT: Moisture condenses on any surface that is colder than the dew point of the surrounding air. It is, therefore, recommended that the temperature of the steel surface be at least 3 °C (5 °F) above the dew point during dry blast cleaning operations. It is advisable to visually inspect for moisture and periodically check the surface temperature and dew point during blast cleaning operations and to avoid the application of coating over a damp surface.

A.9 WET ABRASIVE BLAST CLEANING: Steel that is wet abrasive blast cleaned may rust rapidly. Clean water should be used for rinsing. It may be necessary that inhibitors be added to the water or applied to the surface immediately after blast cleaning to temporarily prevent rust formation. The use of inhibitors or the application of coating over slight discoloration should be in accordance with the requirements of the coating manufacturer. CAUTION: Some inhibitive treatments may interfere with the performance of certain coating systems.

A.10 FILM THICKNESS: It is essential that ample coating be applied after blast cleaning to adequately cover the peaks of the surface profile. The dry film thickness of the coating above the peaks of the profile should equal the thickness known to be needed for the desired protection. If the dry film thickness over the peaks is inadequate, premature rust-through or failure will occur. To assure that coating thicknesses are properly measured the procedures in SSPC-PA 2 (latest edition), "Measurement of Dry Coating Thickness with Magnetic Gauges" should be used.

A.11 MAINTENANCE AND REPAIR PAINTING: When this standard is used in maintenance painting, specific instructions should be given on the extent of surface to be blast cleaned or spot blast cleaned to this degree of cleanliness. In these cases, the cleaning shall be performed across the entire area specified. For example, if all weld seams are to be cleaned in a maintenance operation, this degree of cleaning shall be applied 100% to all weld seams. If the entire structure is to be prepared, this degree of cleaning shall be applied to 100% of the entire structure. SSPC-PA Guide 4 (latest edition), "Guide to Maintenance Repainting with Oil Base or Alkyd Painting Systems," provides a description of accepted practices for retaining old sound coating, removing unsound coating, feathering, and spot cleaning.

ANEXO 15 NORMA API 571 DAMAGE MECHANISM AFFECTING FIXED EQUIPMENT IN THE REFINING INDUSTRY (CORROSION SECTION)

4-44

API Recommended Practice 571

December 2003

4.2.14 Erosion/Erosion – Corrosion

4.2.14.1 Description of Damage

- a) Erosion is the accelerated mechanical removal of surface material as a result of relative movement between, or impact from solids, liquids, vapor or any combination thereof.
- b) Erosion-corrosion is a description for the damage that occurs when corrosion contributes to erosion by removing protective films or scales, or by exposing the metal surface to further corrosion under the combined action of erosion and corrosion.

4.2.14.2 Affected Materials

All metals, alloys and refractories.

4.2.14.3 Critical Factors

- a) In most cases, corrosion plays some role so that pure erosion (sometimes referred to as abrasive wear) is rare. It is critical to consider the role that corrosion contributes.
- b) Metal loss rates depend on the velocity and concentration of impacting medium (i.e., particles, liquids, droplets, slurries, two-phase flow), the size and hardness of impacting particles, the hardness and corrosion resistance of material subject to erosion, and the angle of impact.
- c) Softer alloys such as copper and aluminum alloys that are easily worn from mechanical damage may be subject to severe metal loss under high velocity conditions.
- d) Increasing hardness of the metal substrate is not always a good indicator of improved resistance to erosion, particularly where corrosion plays a significant role.
- e) For each environment-material combination, there is often a threshold velocity above which impacting objects may produce metal loss. Increasing velocities above this threshold result in an increase in metal loss rates as shown in Table 4-3. This table illustrates the relative susceptibility of a variety of metals and alloys to erosion/corrosion by seawater at different velocities.
- f) The size, shape, density and hardness of the impacting medium affects the metal loss rate.
- g) Increasing the corrosivity of the environment may reduce the stability of protective surface films and increase the susceptibility to metal loss. Metal may be removed from the surface as dissolved ions, or as solid corrosion products which are mechanically swept from the metal surface.
- h) Factors which contribute to an increase in corrosivity of the environment, such as temperature, pH, etc., can increase susceptibility to metal loss.

4.2.14.4 Affected Units or Equipment

- a) All types of equipment exposed to moving fluids and/or catalyst are subject to erosion and erosion-corrosion. This includes piping systems, particularly the bends, elbows, tees and reducers; piping systems downstream of letdown valves and block valves; pumps; blowers; propellers; impellers; agitators; agitated vessels; heat exchanger tubing; measuring device orifices; turbine blades; nozzles; ducts and vapor lines; scrapers; cutters; and wear plates.
- b) Erosion can be caused by gas borne catalyst particles or by particles carried by a liquid such as a slurry. In refineries, this form of damage occurs as a result of catalyst movement in FCC reactor/regenerator systems in catalyst handling equipment (valves, cyclones, piping, reactors) and slurry piping; coke handling equipment in both delayed and fluidized bed cokers (Figure 4-23); and as wear on pumps (Figure 4-24 and Figure 4-25), compressors and other rotating equipment.
- c) Hydroprocessing reactor effluent piping may be subject to erosion-corrosion by ammonium bisulfide. The metal loss is dependent on the ammonium bisulfide concentration, velocity and alloy corrosion resistance.
- d) Crude and vacuum unit piping and vessels exposed to naphthenic acids in some crude oils may suffer severe erosion-corrosion metal loss depending on the temperature, velocity, sulfur content and TAN level.

4.2.14.5 Appearance or Morphology of Damage

- a) Erosion and erosion-corrosion are characterized by a localized loss in thickness in the form of pits, grooves, gullies, waves, rounded holes and valleys. These losses often exhibit a directional pattern.
- b) Failures can occur in a relatively short time.

4.2.14.6 Prevention / Mitigation

- a) Improvements in design involve changes in shape, geometry and materials selection. Some examples are: increasing the pipe diameter to decrease velocity; streamlining bends to reduce impingement; increasing the wall thickness; and using replaceable impingement baffles.
- b) Improved resistance to erosion is usually achieved through increasing substrate hardness using harder alloys, hardfacing or surface-hardening treatments. Erosion resistant refractories in cyclones and slide valves have been very successful.
- c) Erosion-corrosion is best mitigated by using more corrosion-resistant alloys and/or altering the process environment to reduce corrosivity, for example, deaeration, condensate injection or the addition of inhibitors. Resistance is generally not improved through increasing substrate hardness alone.
- d) Heat exchangers utilize impingement plates and occasionally tube ferrules to minimize erosion problems.
- e) Higher molybdenum containing alloys are used for improved resistance to naphthenic acid corrosion.

4.2.14.7 Inspection and Monitoring

- a) Visual examination of suspected or troublesome areas, as well as UT checks or RT can be used to detect the extent of metal loss.
- b) Specialized corrosion coupons and on-line corrosion monitoring electrical resistance probes have been used in some applications.
- c) IR scans are used to detect refractory loss on stream.

4.2.14.8 Related Mechanisms

Specialized terminology has been developed for various forms of erosion and erosion-corrosion in specific environments and/or services. This terminology includes cavitation, liquid impingement erosion, fretting and other similar terms.

4.2.14.9 References

1. *ASM Metals Handbook*, Volume 13, "Corrosion," ASM International, Materials Park, OH.
2. *ASM Metals Handbook*, Volume 11, "Failure Analysis and Prevention," ASM International, Materials Park, OH.

ANEXO 16 NORMA API 540 INSTALACIONES ELECTRICAS EN PLANTAS DE PROCESAMIENTO DE PETRÓLEO (SECCIÓN TRANSFORMADORES)

STD-API/PETRO RP 540-ENGL 1999 ■ 0732290 0615567 200 ■

4.11 TRANSFORMERS

4.11.1 General

This information is confined primarily to distribution and power transformers. Other types of transformers which are applied within the petroleum industry are mentioned briefly, but these other types usually operate as part of an electrical equipment package.

4.11.2 Transformer Types

4.11.2.1 Distribution and Power Transformers

Distribution and power transformers are used to isolate different voltage systems from each other and to reduce or increase voltages to their optimum utilization levels. These transformers may be integral parts of unit substations and motor control centers, or they may be located at a remote site.

Unit substation transformers are mechanically and electrically connected to unit substation equipment or motor control centers. Aside from the physical size and certain features of construction, unit substation transformers are applied in the same manner and for the same purposes as distribution and power transformers.

Power transformers are frequently used to step-down plant distribution voltage to motor utilization levels (e.g., 13.8 kV to 4,160 V or 6,600 V). Often, a captive transformer is used to supply a single large motor, usually greater than or equal to 2,500 HP. The added impedance of the captive transformer in the motor supply circuit lowers voltage and starting in-rush current. The captive transformer should be designed for the required motor starting and operating duty. The captive transformer-motor combination may be selected over the direct-connected motor for reason of design, system stability, or motor economics.

Step-up power transformer or transformer/rectifier sets are often used for desalting and precipitation processes where the plant voltage must be increased to the level required at the desalter or precipitator electrodes.

4.11.2.2 Instrument Transformers

Instrument transformers are used for metering and relaying, have a high degree of accuracy, and have limited capacity. The accuracy of transformation depends on the application because metering and relaying require different accuracies. The degree of accuracy is also subject to the effects of load and fault current.

Voltage transformers are employed to step down primary voltage to a secondary voltage, normally 120 V, at the rated primary voltage. Current transformers are employed to transform primary current to a secondary current, normally 5 amps, at the rated primary current. For some applications, current transformers with multiratio primary taps are used.

4.11.2.3 Autotransformers

The autotransformer is a single-winding transformer in which the lower voltage is obtained by a tap position between the line terminals. Unlike a two-winding distribution or power transformer, a single-winding transformer does not isolate the high-voltage and low-voltage windings.

Autotransformers are frequently used to provide an economical tie between two systems of different voltage levels (e.g., a 4,160-V to a 2400-V system and a 138-kV to a 69-kV system). They are also used for motor control in some types of reduced voltage starter packages.

4.11.2.4 Other Transformers

Other specialty transformers are zigzag grounding, constant voltage, and low-noise isolation transformers. Zigzag grounding transformers are used to derive a neutral for system grounding purposes and can be used to provide a ground connection for delta-connected transformer secondaries. They permit ground-fault relaying and eliminate high transient voltages that can occur on ungrounded systems. Constant-voltage transformers provide a stable power supply for instrumentation and other loads requiring a constant voltage. Low-noise isolation transformers are used to supply power to digital-based systems, such as computers, that are highly susceptible to voltage transients. Transformers are frequently applied to provide isolation for the input to adjustable speed drives. A three-winding transformer (a single primary with a wye- and a delta-connected secondary) can be used to reduce power system harmonics through harmonic current cancellation.

4.11.3 Ratings

4.11.3.1 Voltage and Frequency

The voltage rating for transformers is determined primarily by the system voltage available and the utilization voltage required. For 60-Hz electric power systems, it is recom-

mended that the voltage rating conform to one of the voltage ratings given in ANSI C84.1.

Consideration in the selection of these voltage ratings could result in procurement and maintenance economies due to the ability to parallel and interchange transformers. Attention to voltage tap ratings will permit added flexibility in matching transformers to system voltages.

Due to a worldwide lack of standardization of AC system frequency, the transformer frequency should always be specified.

4.11.3.2 Capacity and Duty

The recommended kilovolt-ampere (kVA) ratings of transformers are given in ANSI or NEMA standards. These ratings should be on a continuous basis without exceeding the temperature limitations for continuous-rated transformers. Captive transformer design should take into account the magnitude of starting current, the duration of motor acceleration, and the permissible starting frequency of the motor.

4.11.3.3 Temperature Rise

The rated kVA of a transformer is the load which can be carried continuously at rated voltage and frequency without exceeding the specified temperature rise. A transformer should have a normal life at its rated kVA if the specified temperature rise is not exceeded, the ambient temperature does not peak above 40°C (104°F), and the ambient temperature does not rise above 30°C (86°F) for a 24-hour average.

Oil-filled transformers are limited to a winding temperature rise, as measured by resistance, of 65°C (117°F) or 55°C/65°C (99°F/117°F) and a hottest-spot winding temperature rise of 80°C (144°F). Dry-type transformers are divided into the following temperature rise specifications:

- Class 150 C has Class B winding insulation and is limited to an average rise of 80°C (144°F) with a hot spot of 110°C (198°F).
- Class 185 C has Class F winding insulation and is limited to an average rise of 115°C (207°F) with a hot spot of 145°C (261°F).
- Class 220 C has Class H winding insulation and is limited to an average rise of 150°C (270°F) with a hot spot of 180°C (324°F).

More detailed information on temperature rise specifications is contained in IEEE C57.91 and IEEE C57.96.

If operated outside of these temperature limitations, the transformer must be rerated on the basis of the actual load cycle and ambient temperature to attain its normal life expectancy. The transformer manufacturer should be consulted for these figures. As a rule of thumb, insulation life is cut in half for each 10°C rise in operating temperature.

When load is applied to a transformer, the heating and cooling curves vary exponentially. The time constant for the

windings is 5 to 10 minutes and for the oil is 2 to 4 hours. A time equal to approximately five time constants is required for the items to reach their ultimate temperature. Short-time overloads of 1 hour or less are permissible, however, as long as the hottest spot copper temperature does not exceed 150°C (302°F) for an oil-filled transformer. Overloads of more than one-hour in duration should be avoided.

Transformers operated to altitudes greater than 1,000 m (3,300 ft) above sea level are subject to special rating correction factors which may be obtained from the manufacturer.

4.11.3.4 Insulation

The basic impulse level (BIL), which indicates a transformer's ability to withstand transient over-voltages, and the applicable manufacturer's test voltages are given in IEEE C57.12.00 for liquid-filled transformers, and IEEE C57.12.01 for dry-type transformers. The dielectric strength of transformers that depend on air for insulation decreases as altitude increases. Insulation-class correction factors for altitudes greater than 1,000 m (3,300 feet) are covered in IEEE C57.12.01.

4.11.3.5 Efficiency and Regulation

Efficiency and regulation are fixed by the manufacturer's design, although more efficient designs are available at higher cost, if the loss evaluation warrants them.

4.11.3.6 Impedance

The impedance is expressed as a percentage of the transformer base kilovolt-ampere rating and is determined by the internal characteristics of the transformer, which include its core design, resistance, and geometry of windings. The manufacturer's standard impedance, in accordance with ANSI standards, is normally acceptable to facilitate parallel operation and minimize cost. In some instances, it may be desirable to install a transformer with greater-than-standard impedance to limit the short-circuit duty on secondary switchgear. In other instances, a transformer with lower-than-standard impedance is used to facilitate motor starting by reducing the voltage drop.

4.11.4 Applications

4.11.4.1 Location

Transformers and associated secondary switchgear should be located as near to their load centers as practical while minimizing exposure to fire and mechanical damage. The location should preferably be unclassified. In cases where the transformer must be in a classified location, all auxiliary devices associated with the transformer must be suitable for the classification. For Class I, Division 2, or Zone 2 locations, it is sometimes practical to locate the transformer outside a pressurized

switchgear room with a secondary throat connection for a busway supply through the wall of the room to the switchgear.

4.11.4.2 Grounding

Neutral grounding of transformer secondaries should be considered. The type of grounding chosen is based on factors such as voltage levels, ground-fault levels, and continuity of service. The neutral ground is obtained by bringing out the neutral connection on a wye-connected secondary or by using a zigzag transformer on a delta-connected secondary. The neutral is either solidly grounded or grounded through resistance or reactance.

4.11.4.3 Parallel Operation

Proper operation of parallel transformers requires that the transformers be connected properly and that their characteristics be within certain tolerances—refer to IEEE C57.12.00 and IEEE C57.12.01 for acceptable tolerances for parallel operation. To divide the connected load according to the rating of the parallel banks, the following must be the same: the internal impedance, the transformation ratio, and the phase relationship. It is not possible to parallel delta-wye or wye-delta banks with a delta-delta bank because of the 30° phase shift that is present in the secondary.

4.11.4.4 Testing and Maintenance

A systematic testing and maintenance program should be established for transformers. It should include the inspection and cleaning of bushings, the testing and gas analysis of transformer oil, and the vacuum cleaning of dry-type transformers. The manufacturer's test report for each transformer should be kept on record. This report contains results of dielectric tests and measurements of resistance, excitation current, impedance, ratio, temperature rise, polarity, and phase relation. The dielectric strength of new transformer oil should not be less than 30 kV when measured in accordance with ASTM D877. Refer to IEEE C57.106 for mineral oil testing, to IEEE C57.111 for silicone fluid testing, and to IEEE C57.121 for Less Flammable Hydrocarbon Fluid testing.

When dielectric testing of transformer windings is performed, the test parameter limitations set forth in the standards should not be exceeded (see 4.11.3.4).

Dielectric testing of bushings is also covered by standards. High-voltage DC test equipment is available to provide non-destructive and accurate testing of insulation. This method of testing is preferable to high-voltage AC test procedures. Power factor tests are also used to indicate the condition of transformer insulation. When a program of power factor testing is planned, the transformer factory testing should include a power factor test so that the results will be available for comparison with later field testing.

4.11.5 Construction and Accessories

4.11.5.1 Oil-Filled Transformers

Transformer oil is used to insulate and cool the windings and to protect the core and windings from corrosive and hazardous vapors. Transformer oil should include a suitable oxygen inhibitor to prevent deterioration of the dielectric. The sealed-tank system is standard for transformers rated 2,500 kVA, 200-kV basic impulse level and less, and is often used on larger sizes as well. Inert-gas-pressurized sealed tanks are sometimes provided on larger or critical-service transformers.

Standard accessories for oil-filled transformers include a no-load tap changer, a ground pad, a nameplate, a liquid-level gauge, an oil temperature indicator, a drain valve, a top filter valve, a pressure-vacuum gauge, and jack bosses. Optional features pertain to the type of bushings, fan controls, winding temperature indication, sudden pressure relay, terminal blocks, junction boxes, disconnect switches, and throat connections. Where applicable, terminal chambers must allow adequate space for stress-relief terminations on shielded cable. Current and voltage transformers, to serve metering and relaying, are often provided in special, separate termination chambers. Multi-ratio current transformers are often located within the transformer tank. Consideration should be given to a hottest-spot temperature detector where the system operation may subject the transformer to emergency loading conditions (e.g., where automatic bus transfer between two transformers is provided). Transformer gauges can be provided with alarm contacts to allow remote annunciation of transformer problems. All transformer accessories must be suitable for the area classification where the transformer is to be installed.

4.11.5.2 Transformer Fluid

4.11.5.2.1 Mineral Oil-Filled Transformers

Regulations require users of transformers containing polychlorinated biphenyls (PCBs) to maintain specific records, to comply with specified procedures in case of leakage and for disposal, and to fulfill other requirements. Users of PCB-filled or PCB-contaminated oil-filled transformers should consult applicable federal and state regulations. Transformers containing PCBs are no longer manufactured because of federal environmental and health regulations (see 40 *CFR* Part 761.).

4.11.5.2.2 Less-Flammable Hydrocarbon Fluid and Silicon Insulating Fluid-Filled Transformers

Transformers with less-flammable hydrocarbon fluid and silicon insulating fluid insulation media, are available for use where mineral oil-filled transformers would constitute a

fire hazard, and are substitutes for the PCB-type transformers. The less-flammable, hydrocarbon type has several specific restrictions on indoor use; while the silicon insulating fluid-type may be used indoors with only the same vault requirement for ratings over 35 kV that applies for PCB-filled transformers (see NFPA 70). Silicon insulating fluid is generally not used above 35 kV.

4.11.5.3 Dry-Type Transformers

Ventilated dry-type transformers, as distinguished from sealed dry-type transformers, are used for indoor locations. Weatherproof units are available for outdoor use, primarily for lighting services where the primary voltage is usually 480 V. They are lightweight compared to oil-filled transformers, making them more economical to install. Only minimum maintenance, including a periodic cleaning of the windings, is required.

Ventilated dry-type transformers have several disadvantages, compared with liquid- or fluid-filled transformers:

- They have a lower standard basic impulse level.
- They lack an overload rating.
- Their use may result in a higher noise level.
- Their windings are more exposed to the environment.

Surge capacitors and arresters can be installed to compensate for the lower basic impulse level, and forced-air cooling equipment can be used to increase transformer capacity. Where the environment presents corrosive vapors, the transformers can be obtained as completely sealed, nitrogen-pressurized units.

4.11.5.4 Cast-Coil Transformers

Cast-coil transformers are fabricated with a solid dielectric completely encapsulating the primary and secondary coils, which are mounted in a suitable, ventilated enclosure. This results in a transformer that is contaminant and moisture resistant, has low maintenance, and has impulse ratings comparable to other dry-type transformers.

4.11.5.5 Transformer Taps

Transformers should be provided with fully rated kVA taps suitable for tap changing under no-load conditions. Tap changers are designed in uniform 2.5% or 5% steps above and below rated voltage. The number of taps above and below rated voltage and their magnitude will depend on individual requirements. Two 2.5% taps above and below rated voltage are often specified.

Large power transformers may be equipped with automatic, fully rated kilovolt-ampere taps suitable for adjusting voltage under full-load conditions.

STD-API/PETRO RP 540-ENGL 1999 ■ 0732290 0615571 731 ■

4.11.5.6 Forced-Air Cooling

The kilovolt-ampere rating of the transformer is determined by the temperature rating of the winding insulation. One means of increasing transformer capacity is to keep the winding insulation within its rating by increasing the effective cooling of the transformer. This can be accomplished with forced-air cooling. Where load growth is anticipated, consideration should be given to providing fans for forced-air cooling; or to providing the brackets, temperature switch, and wiring necessary to accommodate the future addition of fans.

Forced-air cooling of a transformer also allows increased capacity while holding the impedance to a value that permits the use of secondary switching equipment of lesser interrupting capacity. Forced-air-cooled transformers should be considered when automatic bus transfer is provided between the secondaries of two transformers. With this arrangement, the transformer may be more economically loaded under normal operation. Forced-air cooling also permits carrying additional load (up to $\frac{2}{3}$ on large transformers) without exceeding the specified temperature limits.

4.11.5.7 Forced-Oil Cooling

Forced-oil cooling is another method of increasing transformer capacity because it reduces oil temperature. The pumping and circulating of oil is common in the design of larger (above 8 MVA) power transformers.

4.11.6 Loading

A properly designed electrical system will seldom require the emergency loading of transformers. System growth may, however, make such loading necessary, in which case IEEE C57.91 should be consulted.

ANEXO 17 NORMA API 653 INSPECCIÓN, REPARACIÓN, ALTERACIÓN Y RECONSTRUCCIÓN DE TANQUES (ESPESOR DE FONDO PERMITIDO)

4.4.5 Minimum Thickness for Tank Bottom Plate

Quantifying the minimum remaining thickness of tank bottoms based on the results of measurement can be done by the method outlined in 4.4.5.1. Other approaches such as the probabilistic method in 4.4.5.2 may be used.

4.4.5.1 An acceptable method for calculating the minimum acceptable bottom thickness for the entire bottom or portions thereof is as follows:

$$MRT = (\text{Minimum of } RT_{bc} \text{ or } RT_{ip}) - O_r (StP_r + UP_r)$$

where

MRT is the minimum remaining thickness at the end of interval O_r . This value must meet the requirements of Table 4.4 and 4.4.5.4 and 4.4.6;

O_r is the in-service interval of operation (years to next internal inspection) not to exceed that allowed by 6.4.2;

RT_{bc} is the minimum remaining thickness from bottom side corrosion after repairs;

RT_{ip} is the minimum remaining thickness from internal corrosion after repairs;

StP_r is the maximum rate of corrosion not repaired on the top side. $StP_r = 0$ for coated areas of the bottom. The expected life of the coating must equal or exceed O_r to use $StP_r = 0$;

UP_r is the maximum rate of corrosion on the bottom side. To calculate the corrosion rate, use the minimum remaining thickness after repairs. Assume a linear rate based on the age of the tanks. $UP_r = 0$ for areas that have effective cathodic protection.

NOTE 1 For areas of a bottom that have been scanned by the magnetic flux leakage (or exclusion) process, and do not have effective cathodic protection, the thickness used for calculating UP_r must be the lesser of the MFL threshold or the minimum thickness of corrosion areas that are not repaired. The MFL threshold is defined as the minimum remaining thickness to be detected in the areas inspected. This value should be predetermined by the tank owner based on the desired inspection interval.

Areas of bottom side corrosion that are repaired should be evaluated with the corrosion rate for the repaired area unless the cause of corrosion has been removed. The evaluation is done by using the corrosion rate of the repaired area for UP_r , and adding the patch plate (if used) thickness to the term "minimum of RT_{bc} or RT_{ip} ."

NOTE 2 Corrosion of the bottom plate includes loss of metal from isolated or general corrosion.

ANEXO 18 NORMA API 653 INSPECCIÓN, REPARACIÓN, ALTRERACION Y RECONSTRUCCIÓN DE TANQUES (INSPECCIÓN DE TANQUES)

Section 6—Inspection

6.1 General

Periodic in-service inspection of tanks shall be performed as defined herein. The purpose of this inspection is to assure continued tank integrity. Inspections, other than those defined in 6.3 shall be directed by an authorized inspector.

6.2 Inspection Frequency Considerations

6.2.1 Several factors must be considered to determine inspection intervals for storage tanks. These include, but are not limited to, the following:

- a) the nature of the product stored;
- b) the results of visual maintenance checks;
- c) corrosion allowances and corrosion rates;
- d) corrosion prevention systems;
- e) conditions at previous inspections;
- f) the methods and materials of construction and repair;
- g) the location of tanks, such as those in isolated or high risk areas;
- h) the potential risk of air or water pollution;
- i) leak detection systems;
- j) change in operating mode (e.g. frequency of fill cycling, frequent grounding of floating roof support legs);
- k) jurisdictional requirements;
- l) changes in service (including changes in water bottoms);
- m) the existence of a double bottom or a release prevention barrier.

6.2.2 The interval between inspections of a tank (both internal and external) should be determined by its service history unless special reasons indicate that an earlier inspection must be made. A history of the service of a given tank or a tank in similar service (preferably at the same site) should be available so that complete inspections can be scheduled with a frequency commensurate with the corrosion rate of the tank. On-stream, nondestructive methods of inspection shall be considered when establishing inspection frequencies.

6.2.3 Jurisdictional regulations, in some cases, control the frequency and interval of the inspections. These regulations may include vapor loss requirements, seal condition, leakage, proper diking, and repair procedures. Knowledge of such regulations is necessary to ensure compliance with scheduling and inspection requirements.

6.3 Inspections from the Outside of the Tank

6.3.1 Routine In-service Inspections

6.3.1.1 The external condition of the tank shall be monitored by close visual inspection from the ground on a routine basis. This inspection may be done by owner/operator personnel, and can be done by other than authorized

inspectors as defined in 3.4. Personnel performing this inspection should be knowledgeable of the storage facility operations, the tank, and the characteristics of the product stored.

6.3.1.2 The interval of such inspections shall be consistent with conditions at the particular site, but shall not exceed one month.

6.3.1.3 This routine in-service inspection shall include a visual inspection of the tank's exterior surfaces. Evidence of leaks; shell distortions; signs of settlement; corrosion; and condition of the foundation, paint coatings, insulation systems, and appurtenances should be documented for follow-up action by an authorized inspector.

6.3.2 External Inspection

6.3.2.1 All tanks shall be given a visual external inspection by an authorized inspector. This inspection shall be called the external inspection and must be conducted at least every five years or $RCA/4N$ years (where RCA is the difference between the measured shell thickness and the minimum required thickness in mils, and N is the shell corrosion rate in mils per year) whichever is less. Tanks may be in operation during this inspection.

6.3.2.2 Insulated tanks need to have insulation removed only to the extent necessary to determine the condition of the exterior wall of the tank or the roof.

6.3.2.3 Tank grounding system components such as shunts or mechanical connections of cables shall be visually checked. Recommended practices dealing with the prevention of hydrocarbon ignition are covered by API 2003.

6.3.3 Ultrasonic Thickness Inspection

6.3.3.1 External, ultrasonic thickness measurements of the shell can be a means of determining a rate of uniform general corrosion while the tank is in service, and can provide an indication of the integrity of the shell. The extent of such measurements shall be determined by the owner/operator.

6.3.3.2 When used, the ultrasonic thickness measurements shall be made at intervals not to exceed the following.

- a) When the corrosion rate is not known, the maximum interval shall be five years. Corrosion rates may be estimated from tanks in similar service based on thickness measurements taken at an interval not exceeding five years.
- b) When the corrosion rate is known, the maximum interval shall be the smaller of $RCA/2N$ years (where RCA is the difference between the measured shell thickness and the minimum required thickness in mils, and N is the shell corrosion rate in mils per year) or 15 years.

6.3.3.3 Internal inspection of the tank shell, when the tank is out of service, can be substituted for a program of external ultrasonic thickness measurement if the internal inspection interval is equal to or less than the interval required in 6.3.3.2 b).

6.3.4 Cathodic Protection Surveys

6.3.4.1 Where exterior tank bottom corrosion is controlled by a cathodic protection system, periodic surveys of the system shall be conducted in accordance with API 651. The owner/operator shall review the survey results.

6.3.4.2 The owner/operator shall assure competency of personnel performing surveys.

6.4 Internal Inspection

6.4.1 General

6.4.1.1 Internal inspection is primarily required to do as follows.

- a) Ensure that the bottom is not severely corroded and leaking.

- b) Gather the data necessary for the minimum bottom and shell thickness assessments detailed in Section 6. As applicable, these data shall also take into account external ultrasonic thickness measurements made during in-service inspections (see 6.3.3).
- c) Identify and evaluate any tank bottom settlement.

6.4.1.2 All tanks shall have a formal internal inspection conducted at the intervals defined by 6.4.2. The authorized inspector who is responsible for evaluation of a tank must conduct a visual inspection and assure the quality and completeness of the nondestructive examination (NDE) results. If the internal inspection is required solely for the purpose of determining the condition and integrity of the tank bottom, the internal inspection may be accomplished with the tank in-service utilizing various ultrasonic robotic thickness measurement and other on-stream inspection methods capable of assessing the thickness of the tank bottom, in combination with methods capable of assessing tank bottom integrity as described in 4.4.1. Electromagnetic methods may be used to supplement the on-stream ultrasonic inspection. If an in-service inspection is selected, the data and information collected shall be sufficient to evaluate the thickness, corrosion rate, and integrity of the tank bottom and establish the internal inspection interval, based on tank bottom thickness, corrosion rate, and integrity, utilizing the methods included in this standard. An individual, knowledgeable and experienced in relevant inspection methodologies, and the authorized inspector who is responsible for evaluation of a tank must assure the quality and completeness of the in-service NDE results.

6.4.2 Inspection Intervals

6.4.2.1 The interval from initial service until the initial internal inspection shall not exceed 10 years. Alternatively, when either a risk-based inspection (RBI) assessment per 6.4.2.4, or a similar service assessment per Annex H is performed, and the tank has one of the following leak prevention, detection, or containment safeguards, the initial internal inspection interval shall not exceed the applicable maximum interval as shown below.

Tank Safeguard	Max. Initial Interval
i) Original nominal bottom thickness $\geq 5/16$ in. or greater	12 years
ii) Cathodic protection of the soil-side of the primary tank bottom per Note 1	12 years
iii) Thin-film lining of the product-side of the tank bottom per Note 2	12 years
iv) Fiberglass-reinforced lining of the product-side of the tank bottom per Note 2	13 years
v) Cathodic protection plus thin-film lining	14 years
vi) Cathodic protection plus fiberglass-reinforced lining	15 years
vii) Release prevention barrier per Note 3 (when similar service assessment performed)	20 years
viii) Release prevention barrier per Note 3 (when RBI assessment performed)	25 years
NOTE 1 For purposes of 6.4.2.1, effective cathodic protection of the soil-side of the primary tank bottom means a system installed and maintained in accordance with API 651.	
NOTE 2 For purposes of 6.4.2.1, lining of the product-side of the tank bottom means a lining installed, maintained and inspected in accordance with API 652.	
NOTE 3 For purposes of 6.4.2.1, a release prevention barrier means an under-bottom leak detection and containment system designed in accordance with API 650, Appendix I.	

6.4.2.2 The interval between subsequent internal inspections shall be determined in accordance with either the corrosion rate procedures of 6.4.2.3 or the RBI procedures as outlined in 6.4.2.4, and shall not exceed the applicable maximum intervals as shown below.

Procedure Used	Max. Interval
i) Corrosion rate procedures in 6.4.2.3	20 years
ii) RBI assessment per 6.4.2.4	25 years
iii) RBI assessment per 6.4.2.4 and a release prevention barrier per Note	30 years
NOTE For purposes of 6.4.2.2, a release prevention barrier means an under-bottom leak detection and containment system designed in accordance with API 650, Appendix I.	

6.4.2.3 An owner/operator who has obtained data on the thickness and condition of the tank bottom during an internal inspection may calculate the interval until the subsequent internal inspection using the measured tank bottom corrosion rate and the minimum remaining thickness in accordance with 4.4.7.

6.4.2.4 As an alternative to the procedures in 6.4.2.3, an owner/operator may establish the internal inspection interval using RBI procedures in accordance with this section.

RBI assessment shall be performed by an individual or team of individuals knowledgeable in the proper application of API 580 principles to aboveground storage tanks, and experienced in tank design, construction details, and reasons for tank deterioration, and shall be reviewed and approved by an authorized inspector and a storage tank engineer. The initial RBI assessment shall be re-assessed at intervals not to exceed 10 years, at the time of a premature failure, and at the time of proposed changes in service or other significant changes in conditions.

RBI assessment shall consist of a systematic evaluation of both the likelihood of failure and the associated consequence of failure, utilizing the principles of API 580. RBI assessment shall be thoroughly documented, clearly defining all factors contributing to both likelihood and consequence of tank leakage or failure.

6.4.2.4.1 Likelihood Factors

Likelihood factors that should be considered in tank RBI assessments include, but are not limited to, the following:

- a) original thickness, weld type, and age of bottom plates;
- b) analysis methods used to determine the product-side, soil-side and external corrosion rates for both shell and bottom and the accuracy of the methods used;
- c) inspection history, including tank failure data;
- d) soil resistivity;
- e) type and quality of tank pad/cushion;
- f) water drainage from berm area;
- g) type/effectiveness of cathodic protection system and maintenance history;
- h) operating temperatures;
- i) effects on internal corrosion rates due to product service;

- j) internal coating/lining/liner type, age and condition;
- k) use of steam coils and water draw-off details;
- l) quality of tank maintenance, including previous repairs and alterations;
- m) design codes and standards and the details utilized in the tank construction, repair and alteration (including tank bottoms);
- n) materials of construction;
- o) effectiveness of inspection methods and quality of data;
- p) functional failures, i.e. floating roof seals, roof drain systems, etc.;
- q) settlement data.

6.4.2.4.2 Consequence Factors

Consequence factors that should be considered in tank RBI assessments include, but are not limited to, the following:

- a) tank bottom with a release prevention barrier (RPB);
- b) product type and volume;
- c) mode of failure (i.e. slow leak to the environment, tank bottom rupture or tank shell brittle fracture);
- d) identification of environmental receptors such as wetlands, surface waters, ground waters, drinking water aquifers, and bedrock;
- e) distance to environmental receptors;
- f) effectiveness of leak detection systems and time to detection;
- g) mobility of the product in the environment, including, releases to soil, product viscosity and soil permeability;
- h) sensitivity characteristics of the environmental receptors to the product;
- i) cost to remediate potential contamination;
- j) cost to clean tank and repair;
- k) cost associated with loss of use;
- l) impact on public safety and health;
- m) dike containment capabilities (volume and leak tightness).

More qualitative approaches may be applicable that do not involve all of the factors listed above. In these cases, conservative assumptions must be used and conservative results should be expected. A case study may be necessary to validate the approach.

Copyright American Petroleum Institute

The results of the RBI assessment are to be used to establish a tank inspection strategy that defines the most appropriate inspection methods, appropriate frequency for internal, external and on-stream inspections, and prevention and mitigation steps to reduce the likelihood and consequence of tank leakage or failure.

6.4.2.5 Tank owners/operators should review the internal inspection intervals of existing tanks, as they could be modified by the requirements of this section. The following outlines the applicability of the intervals determined in 6.4.2 to existing tanks.

- a) Tanks that have been internally inspected and whose internal inspection intervals were determined solely by corrosion-rate data per 6.4.2.3 need not be included in this review, as their internal inspection intervals remain unaffected.
- b) Tanks that have never been internally inspected should be reviewed for compliance with 6.4.2.1.
- c) Tanks that have been internally inspected and whose internal schedules were determined by RBI assessment should be reviewed for compliance with 6.4.2.2. If RBI assessment that complies with 6.4.2.4 determined an interval that has already exceeded the applicable maximum interval under 6.4.2.2, or will exceed it within a period of five years from the the publication date of this edition of API 653, then the owner/operator may use the RBI assessment to schedule and complete the inspection, independent of the applicable maximum interval, so long as the inspection is completed within the five-year period. After the five-year period, the interval shall not exceed the applicable maximum interval under 6.4.2.2.

6.4.2.6 If RBI assessment or similar service assessment has been performed, the applicable maximum interval under 6.4.2.1 or 6.4.2.2 does not apply to a tank storing highly viscous substances which solidify at temperatures below 110 °F. Some examples of these substances are: asphalt, roofing flux, resid, vacuum bottoms and reduced crude.

[text deleted]

6.5 Alternative to Internal Inspection to Determine Bottom Thickness

In cases where construction, size, or other aspects allow external access to the tank bottom to determine bottom thickness, an external inspection in lieu of an internal inspection is allowed to meet the data requirements of Table 4.4. However, in these cases, consideration of other maintenance items may dictate internal inspection intervals. This alternative approach shall be documented and made part of the permanent record of the tank.

6.6 Preparatory Work for Internal Inspection

Specific work procedures shall be prepared and followed when conducting inspections that will assure personnel safety and health and prevent property damage in the workplace (see 1.4).

6.7 Inspection Checklists

Annex C provides sample checklists of items for consideration when conducting in-service and out-of-service inspections.