



**ESPE**  
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS  
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

**DEPARTAMENTO DE CIENCIAS DE LA  
ENERGÍA Y MECÁNICA**

**CARRERA DE INGENIERÍA MECÁNICA**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL  
TÍTULO DE INGENIERO MECÁNICO**

**TEMA: IMPLEMENTACIÓN DE PLANES DE INSPECCIÓN  
TÉCNICA DE EQUIPO ESTÁTICO TIPO DE REPSOL YPF -  
BLOQUE 16**

**AUTOR: COELLO PORTILLA ANDRES JAVIER**

**DIRECTOR: ING. PÉREZ ROSALES JOSÉ EMILIO**

**SANGOLQUÍ**

**2017**



**DEPARTAMENTO DE CIENCIAS DE LA ENERGÍA Y MECÁNICA**

**CARRERA DE INGENIERÍA MECÁNICA**

**CERTIFICACIÓN**

Certifico que el trabajo de titulación, ***“IMPLEMENTACIÓN DE PLANES DE INSPECCIÓN TÉCNICA DE EQUIPO ESTÁTICO TIPO DE REPSOL YPF - BLOQUE 16”*** realizado por el señor ***ANDRES JAVIER COELLO PORTILLA***, ha sido revisado en su totalidad y analizado por el software anti-plagio, el mismo cumple con los requisitos teóricos, científicos, técnicos, metodológicos y legales establecidos por la Universidad de Fuerzas Armadas ESPE, por lo tanto me permito acreditarlo y autorizar al señor ***ANDRES JAVIER COELLO PORTILLA*** para que lo sustente públicamente.

**Sangolquí, 01 de febrero del 2017**

Atentamente,

**Ing. José Pérez**

**DIRECTOR**



**DEPARTAMENTO DE CIENCIAS DE LA ENERGÍA Y MECÁNICA**  
**CARRERA DE INGENIERÍA MECÁNICA**

**AUTORÍA DE RESPONSABILIDAD**

Yo, **ANDRES JAVIER COELLO PORTILLA**, con cédula de identidad N° 1716567373, declaro que este trabajo de titulación **“IMPLEMENTACIÓN DE PLANES DE INSPECCIÓN TÉCNICA DE EQUIPO ESTÁTICO TIPO DE REPSOL YPF - BLOQUE 16”** ha sido desarrollado considerando los métodos de investigación existentes, así como también se ha respetado los derechos intelectuales de terceros considerándose en las citas bibliográficas.

Consecuentemente declaro que este trabajo es de mi autoría, en virtud de ello me declaro responsable del contenido, veracidad y alcance de la investigación mencionada.

**Sangolquí, 01 de febrero del 2017**

---

Andres Javier Coello Portilla

C.C. 1716567373



DEPARTAMENTO DE CIENCIAS DE LA ENERGÍA Y MECÁNICA  
CARRERA DE INGENIERÍA MECÁNICA

AUTORIZACIÓN

Yo, **ANDRES JAVIER COELLO PORTILLA**, autorizo a la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE publicar en la biblioteca Virtual de la institución el presente trabajo de titulación **"IMPLEMENTACIÓN DE PLANES DE INSPECCIÓN TÉCNICA DE EQUIPO ESTÁTICO TIPO DE REPSOL YPF - BLOQUE 16"** cuyo contenido, ideas y criterios son de mi autoría y responsabilidad.

Sangolquí, 01 de febrero del 2017

---

Andres Javier Coello Portilla

C.C. 1716567373

## **DEDICATORIA**

Dedico el presente proyecto en primer lugar a Dios quien me provee de sabiduría día a día, a toda mi familia y en especial a mis padres Livia y Guilberto, mi hermana Michelle y mi mami Margarita, quienes con mucho esfuerzo, dedicación, paciencia y amor estuvieron presentes a lo largo de todos mis años de estudio y sobre todo ellos han sido, son y serán el pilar fundamental de mi vida.

Andres Javier Coello Portilla

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios quien me permite cada mañana disfrutar de esta maravillosa vida, a mis padres, quienes confiaron en mí y me dieron la oportunidad de cumplir con la meta de ser ingeniero, a Paola quien ha estado brindándome todo su amor y apoyo, a Repsol, en especial al Departamento de Integridad de Tuberías quienes estuvieron todo el tiempo prestos a ayudarme, y al Ing. José Pérez por toda su colaboración en el desarrollo del trabajo de titulación.

Andres Javier Coello Portilla

**ÍNDICE DE CONTENIDO**

CERTIFICACIÓN.....	ii
AUTORÍA DE RESPONSABILIDAD .....	iii
AUTORIZACIÓN.....	iv
DEDICATORIA .....	v
AGRADECIMIENTOS.....	vi
ÍNDICE DE CONTENIDO .....	vii
ÍNDICE DE TABLAS.....	xiii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xiv
RESUMEN.....	xvi
ABSTRACT .....	xvii
<b>CAPÍTULO I</b> .....	<b>1</b>
<b>ANTECEDENTES DE REPSOL-YPF ECUADOR</b> .....	<b>1</b>
1.1    OBJETIVOS .....	1
1.1.1    OBJETIVO GENERAL.....	1
1.1.2    OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	1
1.2    ALCANCE .....	1
1.3    JUSTIFICACIÓN .....	3
1.4    ÁREA DE INFLUENCIA.....	4
1.5    REPSOL EN ECUADOR .....	5
1.5.1    Exploración y Producción .....	5
1.6    VISIÓN DE LA EMPRESA.....	6
1.7    MISIÓN.....	7
1.8    VALORES .....	7
1.9    POLÍTICA DE SALUD, SEGURIDAD, MEDIO AMBIENTE Y CALIDAD ....	7
1.10    DEPARTAMENTO DE INTEGRIDAD DE TUBERIAS.....	10
1.10.1    ORGANIGRAMA .....	10
1.11    INSPECCIÓN TÉCNICA.....	11
1.11.1    MISIÓN .....	11
1.11.2    RESPONSABILIDADES .....	11
1.11.3    AUTORIDAD .....	11
<b>CAPÍTULO II</b> .....	<b>12</b>
<b>EQUIPOS ESTÁTICOS REPSOL YPF – BLOQUE 16</b> .....	<b>12</b>
2.1    VESSELS A PRESIÓN.....	12

2.1.1	SEPARADOR DE AGUA LIBRE .....	12
2.1.2	SEPARADOR DE PRODUCCIÓN.....	15
2.1.3	DESHIDRATADOR ELECTROSTÁTICO.....	17
2.1.4	DESNATADOR DE AGUA.....	19
2.1.5	CLOSE DRAIN .....	21
2.1.6	OPEN DRAIN .....	22
2.1.7	TAMBOR DE TEA .....	23
2.1.8	ACUMULADOR DE GAS.....	24
2.1.9	SEPARADOR DE PRUEBA.....	25
2.2	INTERCAMBIADOR DE CALOR .....	25
2.3	RECUPERADORES DE CALOR .....	27
2.4	TANQUES DE ALMACENAMIENTO .....	27
2.4.1	TANQUE DE CRUDO.....	27
2.4.2	TANQUE DE AGUA .....	29
2.4.3	TANQUE DE DIESEL.....	30
2.4.4	TANQUE DE AGUA CONTRA INCENDIOS.....	31
2.5	TUBERÍA DE PROCESO .....	32
2.5.1	TUBERÍA DE PROCESO CON AISLAMIENTO TÉRMICO.....	32
2.5.2	TUBERÍA DE PROCESO MANEJANDO GAS.....	33
2.6	UBICACIÓN DE LOS EQUIPOS .....	34
2.7	DIAGRAMA DEL PROCESO.....	35
<b>CAPÍTULO III .....</b>		<b>36</b>
<b>MODOS DE FALLA .....</b>		<b>36</b>
3.1	FATIGA MECÁNICA.....	36
3.2	EROSIÓN.....	37
3.3	CAVITACIÓN.....	38
3.4	CORROSIÓN BAJO AISLAMIENTO (CUI) .....	38
3.4.1	FACTORES CRÍTICOS .....	39
3.5	CORROSIÓN GALVÁNICA .....	40
3.6	CORROSIÓN INDUCIDA POR MICROORGANISMOS (MIC).....	41
3.6.1	FACTORES CRÍTICOS .....	42
3.6.2	EQUIPO AFECTADO .....	43
3.7	CORROSIÓN POR CO <sub>2</sub> .....	43
3.8	CORROSIÓN POR H <sub>2</sub> S.....	45



3.9	HISTORICOS TIPOS DE FALLA PRESENTES EN LOS EQUIPOS DE REPSOL.....	46
<b>CAPÍTULO IV .....</b>		<b>48</b>
<b>TÉCNICAS DE INSPECCIÓN, EQUIPOS Y COMPETENCIAS DEL PERSONAL .48</b>		
4.1	PRUEBA DE UNLTRASONIDO PULSO – ECO SCAN A / B.....	48
4.1.1	DESCRIPCIÓN DE LA TÉCNICA .....	48
4.1.2	EQUIPOS .....	54
4.1.3	COMPETENCIAS DEL PERSONAL.....	55
4.2	PRUEBA DE TINTAS PENETRANTES .....	55
4.2.1	DESCRIPCIÓN.....	55
4.2.2	EQUIPO .....	62
4.2.3	COMPETENCIAS DEL PERSONAL.....	63
4.3	PRUEBA POR CORRIENTES INDUCIDAS .....	63
4.3.1	DESCRIPCIÓN.....	63
4.3.2	EQUIPO .....	67
4.3.3	COMPETENCIAS DEL PERSONAL.....	68
4.4	FUGA DE FLUJO MAGNÉTICO .....	68
4.4.1	DESCRIPCIÓN.....	68
4.4.2	EQUIPO .....	72
4.4.3	COMPETENCIAS DEL PERSONAL.....	73
4.5	PRUEBA RADIOGRÁFICA.....	73
4.5.1	DESCRIPCIÓN.....	73
4.5.2	EQUIPO .....	74
4.5.3	COMPETENCIAS DEL PERSONAL.....	75
4.6	PRUEBA DE TERMOGRAFÍA INFRARROJA .....	76
4.6.1	DESCRIPCIÓN.....	76
4.6.2	EQUIPO .....	80
4.6.3	COMPETENCIAS DEL PERSONAL.....	81
4.7	PRUEBA VISUAL .....	81
4.7.1	DESCRIPCIÓN.....	81
4.7.2	EQUIPO .....	83
4.7.3	COMPETENCIAS DEL PERSONAL.....	84
4.8	INSPECCIÓN DE RECUBRIMIENTO.....	84
4.8.1	DESCRIPCIÓN.....	84

4.8.2	EQUIPO .....	91
4.8.3	COMPETENCIA DEL PERSONAL .....	92
4.9	INSPECCIÓN Y MONITOREO DE SISTEMAS DE PROTECCIÓN .....	92
4.9.1	DESCRIPCIÓN.....	92
4.9.2	EQUIPO .....	95
4.9.3	COMPETENCIA DEL PERSONAL .....	96
4.10	PRUEBA DE REDONDEZ, VERTICALIDAD Y ASENTAMIENTO EN TANQUES .....	96
4.10.1	DESCRIPCIÓN.....	96
4.10.2	EQUIPO .....	99
4.10.3	COMPETENCIA DEL PERSONAL .....	99
4.11	ANÁLISIS DE SÓLIDOS.....	99
4.11.1.	DESCRIPCIÓN.....	99
<b>CAPÍTULO V .....</b>		<b>102</b>
<b>PLANES DE INSPECCIÓN GENÉRICOS .....</b>		<b>102</b>
5.1	PLAN DE INSPECCIÓN TÉCNICA SEPARADOR DE AGUA LIBRE .....	102
5.1.1	SELECCIÓN DE TÉCNICAS ADECUADAS DE INSPECCIÓN.....	102
5.1.2	DETERMINACIÓN DE FRECUENCIAS DE INSPECCIÓN.....	102
5.1.3	INSTRUCTIVOS DE INSPECCIÓN GENÉRICOS .....	104
5.2.	PLAN DE INSPECCIÓN TÉCNICA SEPARADOR DE PRODUCCIÓN..	115
5.2.1.	SELECCIÓN DE TÉCNICAS ADECUADAS DE INSPECCIÓN .....	115
5.2.2.	DETERMINACIÓN DE FRECUENCIAS DE INSPECCIÓN.....	115
5.2.3	INSTRUCTIVOS DE INSPECCIÓN GENÉRICOS .....	116
5.3.	PLAN DE INSPECCIÓN TÉCNICA DESHIDRATADOR ELECTROSTÁTICO.....	117
5.3.1.	SELECCIÓN DE TÉCNICAS ADECUADAS DE INSPECCIÓN .....	117
5.3.2.	DETERMINACIÓN DE FRECUENCIAS DE INSPECCIÓN.....	118
5.3.3	INSTRUCTIVOS DE INSPECCIÓN GENÉRICOS .....	119
5.4.	PLAN DE INSPECCIÓN TÉCNICA DESNATADOR DE AGUA .....	120
5.4.1.	SELECCIÓN DE TÉCNICAS ADECUADAS DE INSPECCIÓN .....	120
5.4.2.	DETERMINACIÓN DE FRECUENCIAS DE INSPECCIÓN.....	120
5.4.3	INSTRUCTIVOS DE INSPECCIÓN GENÉRICOS .....	121
5.5.	PLAN DE INSPECCIÓN TÉCNICA CLOSE DRAIN.....	122
5.5.1.	SELECCIÓN DE TÉCNICAS ADECUADAS DE INSPECCIÓN .....	122
5.5.2.	DETERMINACIÓN DE FRECUENCIAS DE INSPECCIÓN.....	123

5.5.3.	INSTRUCTIVOS DE INSPECIÓN GENÉRICOS .....	123
5.6.	PLAN DE INSPECCIÓN TÉCNICA OPEN DRAIN.....	124
5.6.1.	SELECCIÓN DE TÉCNICAS ADECUADAS DE INSPECCIÓN .....	124
5.6.2.	DETERMINACIÓN DE FRECUENCIAS DE INSPECCIÓN.....	125
5.6.3.	INSTRUCTIVOS DE INSPECIÓN GENÉRICOS .....	125
5.7	PLAN DE INSPECCIÓN TÉCNICA INTERCAMBIADOR DE CALOR .....	126
5.7.1	SELECCIÓN DE TÉCNICAS ADECUADAS DE INSPECCIÓN.....	126
5.7.2	DETERMINACIÓN DE FRECUENCIA DE INSPECCIÓN .....	127
5.7.3	INSTRUCTIVO DE INSPECCIÓN GENÉRICO .....	128
5.8	PLAN DE INSPECCIÓN TÉCNICA TANQUE DE CRUDO .....	133
5.8.1	SELECCIÓN DE TÉCNICAS ADECUADAS DE INSPECCIÓN .....	133
5.8.2	DETERMINACIÓN DE FRECUENCIAS DE INSPECCIÓN.....	134
5.8.3	INSTRUCTIVO DE INSPECCIÓN GENÉRICO.....	135
5.9	PLAN DE INSPECCIÓN TÉCNICA TANQUE DE AGUA .....	148
5.9.1	SELECCIÓN DE TÉCNICAS ADECUADAS DE INSPECCIÓN.....	148
5.9.2.	DETERMINACIÓN DE FRECUENCIAS DE INSPECCIÓN.....	148
5.9.3.	INSTRUCTIVO DE INSPECCIÓN GENÉRICO.....	149
5.10	PLAN DE INSPECCIÓN TÉCNICA TANQUE DE DIESEL.....	150
5.10.1	SELECCIÓN DE TÉCNICAS ADECUADAS DE INSPECCIÓN.....	150
5.10.2.	DETERMINACIÓN DE FRECUENCIAS DE INSPECCIÓN .....	150
5.10.3.	INSTRUCTIVO DE INSPECCIÓN GENÉRICO .....	151
5.11	PLAN DE INSPECCIÓN TÉCNICA ACUMULADOR DE GAS .....	152
5.11.1	SELECCIÓN DE TÉCNICAS ADECUADAS DE INSPECCIÓN .....	152
5.11.2	DETERMINACIÓN DE FRECUENCIAS DE INSPECCIÓN.....	153
5.11.3	INSTRUCTIVOS DE INSPECIÓN GENÉRICOS .....	153
5.12	PLAN DE INSPECCIÓN TÉCNICA TAMBOR DE TEA.....	154
5.12.1.	SELECCIÓN DE TÉCNICAS ADECUADAS DE INSPECCIÓN .....	154
5.12.2.	DETERMINACIÓN DE FRECUENCIAS DE INSPECCIÓN.....	154
5.12.3.	INSTRUCTIVOS DE INSPECIÓN GENÉRICOS .....	155
5.13	PLAN DE INSPECCIÓN TÉCNICA RECUPERADOR DE CALOR .....	156
5.13.1	SELECCIÓN DE TÉCNICAS ADECUADAS DE INSPECCIÓN.....	156
5.13.2.	DETERMINACIÓN DE FRECUENCIAS DE INSPECCIÓN.....	157
5.13.3.	INSTRUCTIVOS DE INSPECIÓN GENÉRICOS .....	157
5.14	PLAN DE INSPECCIÓN TÉCNICA SEPARADOR DE PRUEBA .....	164

5.14.1	SELECCIÓN DE TÉCNICAS ADECUADAS DE INSPECCIÓN .....	164
5.14.2	DETERMINACIÓN DE FRECUENCIAS DE INSPECCIÓN.....	164
5.14.3	INSTRUCTIVOS DE INSPECIÓN GENÉRICOS .....	165
CAPÍTULO VI .....		167
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....		167
6.1	<b>CONCLUSIONES</b> .....	167
6.2	<b>RECOMENDACIONES</b> .....	168
Referencias .....		170
Anexos .....		17072

**ÍNDICE DE TABLAS**

Tabla 1	Descripción técnica Free Water Knock Out.....	14
Tabla 2	Descripción técnica separadores de producción.....	16
Tabla 3	Descripción técnica deshidratador electrostático.....	18
Tabla 4	Descripción técnica desnatador de agua.....	20
Tabla 5	Descripción técnica close drain.....	21
Tabla 6	Descripción técnica open drain.....	22
Tabla 7	Descripción técnica tambor de tea.....	23
Tabla 8	Descripción técnica acumulador de gas.....	24
Tabla 9	Descripción técnica intercambiadores de calor.....	26
Tabla 10	Descripción técnica tanques de crudo.....	28
Tabla 11	Descripción técnica tanques de agua.....	29
Tabla 12	Descripción técnica tanques de diesel.....	30
Tabla 13	Descripción técnica tanques de agua contra incendios.....	31
Tabla 14	Presión parcial del CO <sub>2</sub> .....	44
Tabla 15	Espesores en cuerpo del tanque .....	49
Tabla 16	Espesores en el casquete sur.....	49
Tabla 17	Espesores en el casquete norte.....	50
Tabla 18	Presiones de operación para el V-3012.....	50
Tabla 19	Resultado Ensayo PT tanque T-1108B.....	58
Tabla 20	Registro de espesores de película seca externa.....	87
Tabla 21	Registro de espesores de película seca interna.....	88

## ÍNDICE FIGURAS

Figura 1 Ubicación pozos operados por Repsol.....	4
Figura 2 Facilidades de producción .....	6
Figura 3 Organigrama Departamento de Integridad.....	10
Figura 4 Tubería carga y descarga tanque de agua de formación .....	32
Figura 5 Tubería aislamiento térmico salida fluido separador de agua libre .....	33
Figura 6 Tubería de salida de los acumuladores de gas .....	34
Figura 7 Lay out ubicación de los equipos .....	34
Figura 8 Diagrama proceso de extracción NPF .....	35
Figura 9 Diagrama proceso de extracción SPF.....	35
Figura 10 Apariencia corrosión fatiga mecánica soldadura tanque .....	36
Figura 11 Apariencia corrosión por erosión salida separador de prueba.....	37
Figura 12 Apariencia corrosión por cavitación .....	38
Figura 13 Apariencia corrosión bajo aislamiento CUI.....	40
Figura 14 Apariencia corrosión galvánica soporte separador de producción.....	41
Figura 15 Apariencia corrosión inducida por microorganismos tanque de agua.....	43
Figura 16 Apariencia corrosión por CO <sub>2</sub> .....	45
Figura 17 Curva para evaluar la presencia de H <sub>2</sub> S.....	46
Figura 18 Mecanismo de deterioro Repsol Ecuador .....	47
Figura 19 Diagrama de Pareto fallas de equipos Repsol Ecuador .....	47
Figura 20 División circular y longitudinal de los casquetes.....	51
Figura 21 División longitudinal del cuerpo.....	51
Figura 22 Acumulador de gas V-3012.....	52
Figura 23 Inspección interna acumulador V-3012.....	53
Figura 24 Equipo Krautkramer DMS2 .....	55
Figura 25 Esquema de la reparación realizada al tanque T-1108B.....	57
Figura 26 Aplicación ensayo tintas penetrantes.....	61
Figura 27 Kit tintas penetrantes .....	62
Figura 28 Análisis porcentual tubos intercambiador de calor .....	64
Figura 29 Detalle tubos intercambiador de calor E-1204 desde cabezal sur.....	65
Figura 30 Detalle tubos indicadores superiores 50% intercambiador E-1204.....	65
Figura 31 Intercambiador de calor E-1204.....	66
Figura 32 Equipo medición corrientes inducidas.....	68
Figura 33 Curva velocidad vs distancia.....	70
Figura 34 Defectos obtenido tubería 16” con el método MFL.....	71
Figura 35 Herramienta para MFL.....	73
Figura 36 Aplicaciones de la radiografía en la industria .....	74
Figura 37 Radioflex RF-100GSB .....	75
Figura 38 Cámara Infrarroja Fluke .....	81
Figura 39 Inspección visual intercambiador de calor.....	83
Figura 40 Vistas frontal y laterales del V-1114.....	84
Figura 41 Medidores de espesores, Elcometer 500 .....	92
Figura 42 Potenciales Tivacuno NPF.....	94
Figura 43 Potenciales Tivacuno A-C.....	94
Figura 44 Multímetro digital FLUKE 87 V.....	95

Figura 45 Celda de referencia cobre – sulfato de cobre.....	96
Figura 46 Interruptor de corriente .....	96
Figura 47 Registro mediciones prueba redondez al 75%.....	97
Figura 48 Registro mediciones prueba asentamiento .....	98
Figura 49 Registro mediciones prueba de verticalidad vaciado el tanque .....	98
Figura 50 Estación total Leica TS06 PLUS .....	99
Figura 51 Ejemplo de análisis de sólidos .....	101
Figura 52 Enumeración de anillos.....	108
Figura 53 División en zonas.....	108
Figura 54 Enumeración de nodos .....	109
Figura 55 División horaria manhole .....	110
Figura 56 División interna casquetes .....	113
Figura 57 Prueba de luz.....	132
Figura 58 Medición presión.....	132
Figura 59 Ventanas de inspección.....	139
Figura 60 Enumeración anillos tanque.....	140
Figura 61 Enumeración placas .....	141
Figura 62 Verificación cordones de soldadura .....	144
Figura 63 División fondo del tanque.....	145
Figura 64 Ubicación nodos fondo del tanque .....	146
Figura 65 Puntos de monitoreo.....	161
Figura 66 Enumeración serpentín.....	162
Figura 67 Puntos de inspección tubería .....	163

## RESUMEN

El desarrollo e innovación continua de tecnología en Repsol permite la implementación de planes de inspección, mediante el análisis de los principales mecanismos de deterioro que afectan a los recipientes a presión, tanques de almacenamiento e intercambiadores de calor. Si bien no existía un esquema uniforme, se logró establecer la forma más adecuada de llevar a cabo la inspección mientras el equipo se encuentra en operación o cuando el mismo sale de funcionamiento; así como la frecuencia con que se debe realizar y las técnicas de inspección que se deben aplicar en cada uno de los casos. Para llevar a cabo la verificación del estado real de los equipos, la inspección se la debe realizar siguiendo el instructivo y los formatos de medición de espesores establecidos para cada equipo estático. De esta forma se obtiene una guía constante de cómo realizar la inspección, lo cual permite obtener una línea base de la tasa de corrosión actual y mantener un correcto seguimiento de la vida útil de los equipos durante el desarrollo de todo el proyecto. Esto asegura a corto y largo plazo la integridad mecánica de los equipos, así como la gestión adecuada de los recursos presupuestarios, materiales y sobre todo humanos.

### **PALABRAS CLAVE:**

- **INSPECCIÓN**
- **EQUIPOS**
- **CORROSIÓN**
- **MEDICIÓN**
- **FRECUENCIA**



## **ABSTRACT**

The continuous development and innovation of technology at Repsol allows the implementation of inspection plans, by analyzing the main deterioration mechanisms affecting pressure vessels, storage tanks and exchangers. Although there was no standardized procedure, it was possible to establish the most appropriate way to carry out the inspection while the equipment is in operation or when the same is out of order. It has also been established how often the inspection should be performed and what techniques should be applied in each case. In order to carry out the verification of the real equipment condition, the inspection should be performed by following the manual instructions and the thickness measurement formats established for each static equipment. This way you get a steady guide of how to carry out the inspection, which allows to get a baseline of the actual corrosion rate and, at the same time, to keep a correct follow up of the equipment useful life during the development of the entire project. Thus, you ensure the short and long term mechanical integrity of the equipment, as well as the adequate management of budgetary, material and especially human resources.

### **KEYWORDS:**

- **INSPECTION**
- **EQUIPMENT**
- **CORROSION**
- **MEASUREMENT**
- **FREQUENCY**

# **CAPÍTULO I**

## **ANTECEDENTES DE REPSOL-YPF ECUADOR**

### **1.1 OBJETIVOS**

#### **1.1.1 OBJETIVO GENERAL**

Desarrollo de planes de inspección técnica de equipo estático tipo de REPSOL YPF ECUADOR - BLOQUE 16.

#### **1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Recopilar y establecer las normativas internacionales, corporativas y las regulaciones gubernamentales aplicables para la inspección del equipo estático de REPSOL YPF ECUADOR – BLOQUE 16.
- Analizar los modos de falla a los que están sujetos los equipos estáticos tipo de REPSOL YPF ECUADOR - BLOQUE 16.
- Establecer la probabilidad de los modos de falla de los equipos estáticos de REPSOL YPF ECUADOR - BLOQUE 16, así como valorar sus consecuencias.
- Contribuir con el Sistema de Integridad de Activos de REPSOL YPF – BLOQUE 16.

### **1.2 ALCANCE**

Se diseñará y se ejecutará los planes de inspección para los siguientes equipos:

<b>NOMBRE</b>	<b>UBICACIÓN</b>	<b>TAG</b>	<b>MODELO</b>
FREE WATER KNOCK OUT	SPF	V – 2101A V – 2101B V – 2102A V – 2102B V – 2103A V – 2103B	RECIPIENTE A PRESIÓN
	NPF	V – 1101A V – 1101B	
SEPARADOR DE PRODUCCIÓN	SPF	V – 2105 V – 2205 V – 2305	RECIPIENTE A PRESIÓN
	NPF	V – 1105 V – 1205	
DESHIDRATADOR ELECTROSTÁTICO	SPF	V – 2106 V – 2206 V – 2306A	RECIPIENTE A PRESIÓN
	NPF	V – 1106 V – 1206	
DESNATADOR DE AGUA	SPF	V – 2111 V – 2211 V – 2311 V – 2411	RECIPIENTE A PRESIÓN
	NPF	V – 1111	
CLOSE DRAIN	SPF	V – 2114	RECIPIENTE A PRESIÓN
	NPF	V – 1114	
OPEN DRAIN	SPF	V – 2086	RECIPIENTE A PRESIÓN
	NPF	V – 1086	
TAMBOR DE TEA	SPF	V – 2125	RECIPIENTE A PRESIÓN
	NPF	V – 1125	
ACUMULADOR DE GAS	SPF	V – 3010	RECIPIENTE A PRESIÓN
	SPF	V – 3011	
	SPF	V – 3012	

INTERCAMBIADOR DE CALOR	SPF	E – 2104A E – 2104B E – 2204A E – 2204B E – 2304A E – 2304B	TUBO CORAZA
	NPF	E – 1104A E – 1204B	
TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO	SPF	T – 2108A T – 2108B	
	NPF	T – 1108A T – 1108B	
TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA	SPF	T – 2118A T – 2118B T – 2188C T – 2118D	
	NPF	T – 1118A T – 1118B	
TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE DIESEL	SPF	T – 2080A T – 2080B	
	NPF	T – 1080A	
TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA CONTRA INCENDIOS	SPF	T – 2094A T – 2094B	
	NPF	T – 1094A	

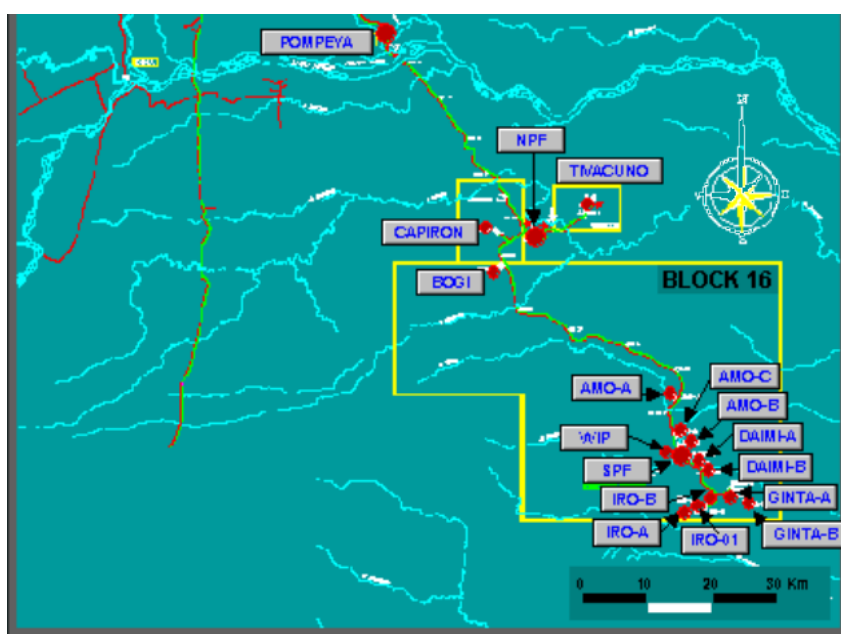
### 1.3 JUSTIFICACIÓN

REPSOL ECUADOR - BLOQUE 16 es una de las empresas líder el sector hidrocarburífero, sus operaciones cumplen estándares corporativos e internacionales, en cada una de sus áreas.

El desarrollo e innovación de nuevas tecnologías permite mantener un mayor control sobre los activos, en lo cual REPSOL YPF ECUADOR S.A. se

encuentra enfocado e iniciando la implementación de un Sistema de Gestión de Integridad de Activos, dentro del cual el asegurar la integridad del equipo estático en sus instalaciones tiene una importancia estratégica.

El estudio de las amenazas a la contención de fluidos del proceso en los equipos estáticos de REPSOL YPF ECUADOR – BLOQUE 16, permitirá disponer de un plan de inspección periódica que asegurará la Integridad Mecánica de los equipos dentro de la vida útil del proyecto así como la gestión adecuada de los recursos presupuestarios, materiales y humanos.



**Figura 1 Ubicación pozos operados por Repsol**

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

## 1.4 ÁREA DE INFLUENCIA

Los planes a ser desarrollados serán utilizados por el área de Inspección Técnica que forma parte del Departamento de Integridad REPSOL ECUADOR - BLOQUE 16.

## **1.5 REPSOL EN ECUADOR**

### **1.5.1 Exploración y Producción**

Conoco suscribió el contrato de prestación de servicios con CEPE<sup>1</sup>, el 7 de febrero de 1986 para la exploración y explotación del bloque 16 mediante contrato de prestación de servicios.

En 1991 la empresa Conoco Ecuador Limitada, filial de Conoco Inc., anunció la transferencia de sus acciones en el consorcio que opera el bloque 16 de la región Amazónica, convirtiendo a la compañía Maxus Ecuador Inc. en la accionista mayoritaria y operadora de esa estructura hidrocarburífera. Repsol opera el Bloque 16 desde 1999, mediante un acuerdo con la estatal Petroecuador, además las áreas Bogi, Capirón y el área de Tivacuno.

El 23 de noviembre de 2010 se acordó la modificación del contrato de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos en el bloque 16, para adoptar el modelo de contrato de prestación de servicios. El nuevo contrato tendrá vigencia hasta 2018. Asimismo, el 22 de enero de 2011 se suscribió el contrato de prestación de servicios del área de Tivacuno.

El Bloque 16, se encuentra en la Amazonía en la provincia de Orellana, con Tivacuno, Bogi y Capirón cuenta con un total de 220 mil hectáreas. En las áreas que fue necesario, se construyeron instalaciones de último nivel que son requeridas para el procesamiento del petróleo proveniente de los diferentes pozos y de los campos Bogi, Capirón y del área Tivacuno. Las facilidades permiten un técnico manejo del petróleo ya que por la extracción a realizarse dentro del Parque Nacional Yasuni, se requiere de especiales cuidados y el uso de técnicas que permitan integrar las necesidades de desarrollo del Ecuador y la conservación de la Amazonía.

---

<sup>1</sup> Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana

Las instalaciones tanto en el norte NPF2 como en el SPF3 cuentan con todas las disposiciones que la moderna técnica aconseja para este tipo de infraestructura. El petróleo que se produce en el Bloque 16 y en Bogi - Capiron, es transportado hasta Lago Agrio a través de un oleoducto subterráneo de 120 kilómetros de longitud que cuenta con los más innovadores sistemas y estándares de seguridad.

La incorporación de sofisticada tecnología en geología, geofísica, exploración y producción de crudo pesado (15 °API), hace de la operación del Bloque 16 un modelo de gestión con mínimo impacto ambiental y prácticamente sin emisiones ya que se realiza la combustión del gas para generar energía.



**Figura 2 Facilidades de producción**

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

## **1.6 VISIÓN DE LA EMPRESA**

“Ser una empresa líder y referente internacional en exploración y producción de hidrocarburos pesados en áreas protegidas, reconocida por su excelente

---

<sup>2</sup>Northern Petroleum Facilities

<sup>3</sup>South Petroleum Facilities

gestión socio ambiental y de seguridad, comprometida con el crecimiento sostenido” (Repsol, 2010, pág. 09)

## **1.7 MISIÓN**

“Maximizar el valor de la empresa manteniendo los estándares de calidad operativa y socio ambiental, optimizando la relación con los \*stakeholders y contribuyendo al desarrollo del país” (Repsol, 2010, pág. 09)

## **1.8 VALORES**

“Los valores éticos y profesionales deben ser respetados y asumidos en una empresa. Deben distinguir y guiar las acciones y comportamientos de todos los empleados. Para Repsol los principales valores son los siguientes:

Responsabilidad

Integridad

Transparencia

Seguridad

Cultura Ambiental” (Repsol, 2010, pág. 09)

## **1.9 POLÍTICA DE SALUD, SEGURIDAD, MEDIO AMBIENTE Y CALIDAD**

Repsol YPF Ecuador S.A. es una empresa de Exploración y Producción de hidrocarburos, comprometida con la salud y seguridad de las personas, el respeto y la protección del medio ambiente, la conservación de la biodiversidad, la excelencia en calidad de sus procesos, la integridad de sus activos y la colaboración hacia las comunidades indígenas ubicadas en su área de influencia.

Repsol YPF Ecuador S.A., se compromete a cumplir con la legislación vigente, normativa aplicable y requisitos del cliente, asegurar el



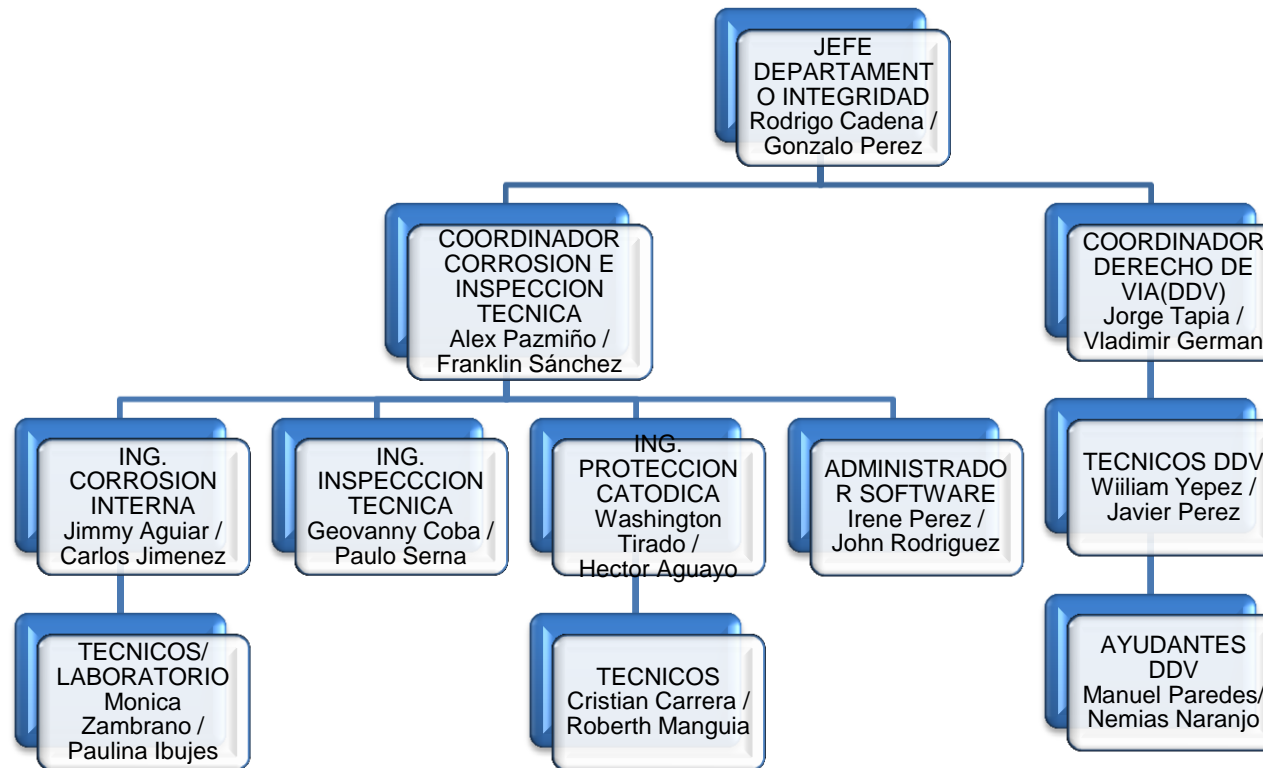
desarrollo sostenible a través de una Política Integrada que sirve de base en su actividad; para ello, Dirección y todo el personal expresan su decisión de planificar, implementar, auditar y revisar un Sistema de gestión Integrado (SGI) de Salud, Seguridad, Medio Ambiente, Calidad fundamentado en los siguientes 7 principios:

- **Objetivos:** Establecimiento y revisión de los objetivos y planes integrados destinando para ello los recursos humanos, económicos y tecnológicos necesarios.
- **Integración:** Implementación de programas y estrategias integradas de salud, seguridad, medio ambiente, calidad e integridad de activos.
- **Prevención:** Capacitación y aplicación de procedimientos de prevención y control de la salud laboral de los trabajadores y potenciales incidentes personales ambientales e industriales.
- **Comunicación:** Desarrollo de planes de Capacitación y Comunicación de un Sistema de Gestión Integrado (SGI) orientado a empleos, contratistas y demás grupos de interés.
- **Seguridad en el transporte:** Gestionar integralmente la seguridad en el transporte reconociendo su importancia en todos los ámbitos de acción de la empresa, con el objeto de eliminar los incidentes.
- **Recursos Naturales:** Uso racional de los recursos naturales, considerando criterios medio ambientales, de seguridad, calidad e integridad de activos en la selección de tecnologías, productos y servicios contribuyendo a la conservación de la biodiversidad y la reducción en la emisión de gases de efecto invernadero.
- **Autoevaluación:** Avanzar de forma progresiva hacia la excelencia siguiendo el modelo FUNDIBEQ a través de la autoevaluación periódica, identificación de áreas de mejora y establecimiento de programas, sustentado en el trabajo en equipo y en la participación de toda la Organización.

El compromiso y actuación de conformidad con estos principios, siguiendo las normas y programas del Sistema de Gestión Integrado, son condiciones básicas de contratación y empleo en Repsol YPF Ecuador S.A., sobre cuya gestión serán evaluados y reconocidos todos los actores. (Repsol, 2010)

## 1.10 DEPARTAMENTO DE INTEGRIDAD DE TUBERIAS

### 1.10.1 ORGANIGRAMA



**Figura 3 Organigrama Departamento de Integridad**

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

## **1.11 INSPECCIÓN TÉCNICA**

### **1.11.1 MISIÓN**

“Asegurar el estado adecuado de las tuberías aéreas y recipientes (Equipos Estáticos) inspeccionados” (Repsol, 2010, pág. 25)

### **1.11.2 RESPONSABILIDADES**

- Proponer materiales y equipos necesarios para las áreas de inspección técnica.
- Ejecutar y dar seguimiento al cronograma de Inspección de equipo estático del área de operaciones de Repsol.
- Asistir a los Pullings de sartas de producción y sistemas electrosumergibles de los pozos productores que opera Repsol.
- Realizar análisis de falla de elementos averiados: sartas de producción, ductos enterrados, líneas aéreas, entre otros.
- Caracterizar defectos como: profundidad, largo, ancho, cuando se realicen excavaciones para inspeccionar ductos enterrados.
- Brindar soporte a las áreas ejecutoras de tareas de mantenimiento en cuanto a procesos y procedimientos de soldadura.
- Fiscalizar los Contratos de Proyectos de las áreas de Inspección Técnica.
- Participar en procesos de auditoría, tanto internas como externas que se efectúen al Sistema de Gestión Integrado. (Repsol, 2010)

### **1.11.3 AUTORIDAD**

“Validación de ensayos de contratistas que ejecuten proyectos relacionados con el área de inspección técnica” (Repsol, 2010, pág. 25)

## **CAPÍTULO II**

### **EQUIPOS ESTÁTICOS REPSOL YPF – BLOQUE 16**

#### **2.1 VESSELS A PRESIÓN**

En su mayoría las sustancias que se maneja en la industria petrolera para la obtención de varios productos que permitan el continuo desarrollo de las actividades humanas, se encuentran en estado líquido.

El principal problema que se plantea con respecto al manejo de sustancias en estado líquido es su tratamiento y el almacenamiento de los mismos como paso previo o posterior a un proceso de producción.

Normalmente el tratamiento de los líquidos se los realiza en recipientes a presión y el almacenamiento en los denominados tanques de almacenamiento, de allí la importancia de una guía que nos dé una visión general del manejo de estos equipos estáticos y sobre todo cómo realizar la inspección, que permite contribuir con la integridad de activos de la empresa.

##### **2.1.1 SEPARADOR DE AGUA LIBRE**

Los separadores de agua libre, por sus siglas en inglés FWKO<sup>4</sup>, son equipos utilizados en las facilidades de Repsol para separar gas, emulsión crudo-agua y agua libre. Estos separadores al ser trifásicos nos permiten que se separe aproximadamente el 80% del agua que llega desde los diferentes wellpads.

---

<sup>4</sup>Free Water Knock Out

El fluido ingresa al separador y choca con una placa deflectora. Todo el líquido y gas tratarán de separarse en esta sección. Si el agua y el crudo no están emulsionados, el agua caerá al fondo del recipiente y el crudo se depositará sobre el agua, el gas fluirá hacia la salida de gas en la parte superior.

Tabla 1

## Descripción técnica Free Water Knock Out

Especificaciones		SPF					NPF		
TAG		V - 2101A	V - 2101B	V - 2102A	V - 2102B	V - 2103A	V - 2103B	V - 1101A	V - 1101B
Capacidad [ft³]		7293	7293	7293	7293	7293	7293	7293	7293
Tipo		Horizontal	Horizontal	Horizontal	Horizontal	Horizontal		Horizontal	Horizontal
Año Funcionamiento		1993	1993	1993	1993	2001	2001	1993	1993
Codigo de Diseño		ASME VIII Div. 1	ASME VIII Div. 1	ASME VIII Div. 1	ASME VIII Div. 1	ASME VIII Div. 1	ASME VIII Div. 1	ASME VIII Div. 1	ASME VIII Div. 1
Presión de Diseño		100	100	100	100	100	100	100	100
Temperatura de Diseño		225	225	225	225	225	225	225	225
Espesor Material SA	Cuerpo	0.625"	0.625"	0.625"	0.625"	0.625"	0.625"	0.625"	0.625"
	Cabeza	0.560"	0.560"	0.560"	0.560"	0.560"	0.560"	0.560"	0.560"
Corrosión Admisible Cuerpo		0,125"	0,125"	0,125"	0,125"	0,125"	0,125"	0,125"	0,125"
Corrosión Admisible Cabeza		0,125"	0,125"	0,125"	0,125"	0,125"	0,125"	0,125"	0,125"
Aislamiento Térmico		No	No	No	No	No	No	No	No
Tratamiento Térmico		No	No	No	No	No	No	No	No
Tipo de Cabeza		Semielíptica	Semielíptica	Semielíptica	Semielíptica	Semielíptica	Semielíptica	Semielíptica	Semielíptica
Longitud de Cuerpo		59'	59'	59'	59'	59'	59'	59'	59'
Diámetro Interior		12	12	12	12	12	12	12	12
Peso Equipo [lb]	Vacio	104400	104400	104400	104400	107000	107000	104400	104400
	Lleno	560000	560000	560000	560000	562000	562000	560000	560000
Presión Operación [Psig]		45	45	45	45	45	45	45	45
Temperatura Operación [°F]		165	165	165	165	175	175	165	165
Presión de Prueba Hidraulica [Psig]		150	150	150	150	150	150	150	150
Temperatura de Prueba [°F]		Temp. Room	Temp. Room	Temp. Room	Temp. Room	Temp. Room	Temp. Room	Temp. Room	Temp. Room

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

## 2.1.2 SEPARADOR DE PRODUCCIÓN

Estos equipos trabajan con el mismo principio que los FWKO. En las facilidades del Bloque 16 estos separadores se ubican posteriores a los intercambiadores de calor y su función es continuar separando el agua y el gas de la fase del petróleo, pero con ayuda de la temperatura ganada en los intercambiadores, es decir, en ellos se produce una separación termoquímica.

Los separadores de producción en su parte interior constan de dos compartimentos que están divididos por una compuerta. El crudo se almacena en el segundo compartimiento pasando por rebosamiento sobre la compuerta. El agua se almacena en el primer compartimiento. La carga líquida que se desaloja de este equipo con dirección al deshidratador electrostático aproximadamente sale con un BSW de 10%.

Igual que los FWKO estos separadores tienen placas y mallas coalescentes para capturar la mayor cantidad de líquidos que es arrastrada por la fase gaseosa, de igual manera poseen un sistema de Sand Jet que permite realizar una limpieza parcial del equipo. (Repsol, 2005)



Tabla 2

## Descripción técnica separadores de producción

Especificaciones		SPF			NPF	
TAG		V - 2105	V - 2205	V - 2305	V-1105	V-1205
Capacidad [ft <sup>3</sup> ]		3028	3028		3028	3028
Tipo		Horizontal	Horizontal	Horizontal	Horizontal	Horizontal
Año Funcionamiento		1997	1993		1993	1997
Codigo de Diseño		ASME VIII Div. 1	ASME VIII Div. 1	ASME VIII Div. 1	ASME VIII Div. 1	ASME VIII Div. 1
Presión de Diseño		100	100	100	100	100
Temperatura de Diseño		300	300	300	300	300
Espesor Material SA	Cuerpo	0.53"	0.483"	0.532"	0.483"	0.530"
	Cabeza	0.50"	0.484"	0.65"	0.484"	0.500"
Corrosión Admisible Cuerpo		0.125"	0.125"	0.125"	0.125"	0.125"
Corrosión Admisible Cabeza		0.125"	0.125"	0.125"	0.125"	0.125"
Aislamiento Termico		Si	Si	Si	Si	Si
Tratamiento Termico		No	No	No	No	No
Tipo de Cabeza		Semieliptica 2:1	Semieliptica 2:1	Semieliptica 2:1	Semieliptica 2:1	Semieliptica 2:1
Longitud de Cuerpo		35'	34'	35'	34'	35'
Diametro Interior [ft]		10	12	10	12	10
Peso Equipo [lb]	Vacio	83000	83000		83000	83000
	Lleno	252000	252000		252000	252000
Espesor Aislante [inch]		3	3	3	3	3
Presión Operación [Psig]		45	35		35	45
Temperatura Operación [°F]		165	230		230	165
Presión de Prueba Hidraulica [P]		150	150	150	150	150
Temperatura de Prueba [°F]		Temp. Cuarto	Temp. Cuarto	Temp. Cuarto	Temp. Cuarto	

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

### **2.1.3 DESHIDRATADOR ELECTROSTÁTICO**

El crudo ingresa al deshidratador electrostático y se reparte uniformemente dentro de éste, pasando por un distribuidor que ocupa todo el largo del equipo. El crudo fluye hacia la parte superior pasando por el colchón de agua que se mantiene en el equipo, esto permite que el crudo se lave para que las gotas de agua dispersas se junten entre si y se depositen en el fondo del deshidratador.

Un deshidratador electrostático está dividido en 3 secciones. La primera sección ocupa aproximadamente el 50% de su longitud y es llamada “sección de calentamiento”. La segunda sección es llamada “sección central o control de nivel” y ésta ocupa alrededor del 10% de su longitud ubicada adyacente a la sección de calentamiento. La tercera sección ocupa el 40% de la longitud del deshidratador y es denominada “sección de asentamiento” del agua suspendida para producir crudo limpio. Las parrillas de electrodos de alto voltaje están localizadas en la parte superior del recipiente, sobre la interface agua-aceite.

Tabla 3

## Descripción técnica deshidratador electrostático

DESHIDRATADOR ELECTROSTATICO						
Especificaciones		SPF			NPF	
TAG		V - 2106	V - 2206	V - 2306 A	V - 1106	V - 1206
Capacidad [ft <sup>3</sup> ]		4926,4	4926,4	4926,4	4926,4	4926,4
Tipo		Horizontal	Horizontal	Horizontal	Horizontal	Horizontal
Año Funcionamiento		1993	1997	2003	1993	1993
Codigo de Diseño		ASME VIII Div. 1	ASME VIII Div. 1	ASME VIII Div. 1	ASME VIII Div. 1	ASME VIII Div. 1
Presión de Diseño		100	100	100	100	100
Temperatura de Diseño		300	300	300	300	300
Espesor Material SA	Cuerpo	0.625"	0.625"	0.625"	0.625"	0.625"
	Cabeza	0.625"	0.625"	0.625"	0.625"	0.625"
Corrosión Admisible		0.125"	0.125"	0.125"	0.125"	0.125"
Aislamiento Termico		Si	Si	Si	Si	Si
Tratamiento Termico		No	No	No	No	No
Peso Equipo [lb]	Vacio	101448	101448	101448	101448	101448
	Lleno	562860	562860	562860	562860	562860
Tipo de Cabeza		Semieliptica 2:1	Semieliptica 2:1	Semieliptica 2:1	Semieliptica 2:1	Semieliptica 2:1
Longitud de Cuerpo		60'	60'	60'	60'	60'
Diametro Interior		12	12	12	12	12
Espesor Aislante [inch]		2	2	2	2	2
Presión Operación [Psig]		30	30	30	30	30
Temperatura Operación [°F]		230	230	230	230	230
Presión de Prueba Hidraulica [Psig]		150	150	150	150	150
Temperatura de Prueba [°F]		Temp. Cuarto	Temp. Cuarto	Temp. Cuarto	Temp. Cuarto	Temp. Cuarto

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

## **2.1.4 DESNATADOR DE AGUA**

El desnatador de agua cumple la función de recibir las descargas de agua que provienen desde los separadores de agua libre, separadores de producción y deshidratadoras electrostáticas. El objetivo de este equipo es conseguir separar la mayor cantidad de aceite arrastrada por el agua de formación.

El agua ingresa por la parte superior del equipo, a continuación se cuenta con las placas que permiten el paso solo al agua. El crudo en forma de burbujas se dirige a la parte superior para formar una capa en forma de nata.

La salida de agua está ubicada en la parte inferior del vessel y sale con dirección a los tanques de almacenamiento de agua de formación. La descarga del crudo que se recupera en este equipo se direcciona al tanque slop, recipiente del cual se lo vuelve a enviar a reproceso. La presión del recipiente está controlada por un PIC así como el volumen de gas que se recupera.

Tabla 4

## Descripción técnica desnatador de agua

Especificaciones		SPF				NPF
		V - 2111	V - 2211	V - 2311	V - 2411	V - 1111
TAG						
Capacidad [ft <sup>3</sup> ]		6190,5	6190,5	7276	7276	6190,5
Tipo		Horizontal	Horizontal	Horizontal	Horizontal	Horizontal
Año Funcionamiento		1993	1993	2004	2005	1993
Codigo de Diseño		ASME VIII Div. 1	ASME VIII Div. 1	ASME VIII Div. 1	ASME VIII Div. 1	ASME VIII Div. 1
Presión de Diseño		100	100	100	100	100
Temperatura de Diseño		250	250	250	250	250
Espesor Material SA 516-70	Cuerpo	0.625"	0.625"	0.625"	0.625"	0.625"
	Cabeza	0.625"	0.625"	0.625"	0.625"	0.625"
Corrosión Admisible Cuerpo		0.125"	0.125"	0.125"	0.125"	0.125"
Aislamiento Termico		Si	Si	Si	Si	Si
Tratamiento Termico		No	No	No	No	No
Peso Equipo [lb]	Vacio	92000	92000	113000	113000	92000
	Lleno	486000	486000	554800	554800	486000
Tipo de Cabeza		Semieliptica 2:1	Semieliptica 2:1	Semieliptica 2:1	Semieliptica 2:1	Semieliptica 2:1
Longitud de Cuerpo		50' - 4"	50' - 4"	60'	60'	50' - 4"
Diámetro Interior		12'	12'	12'	12'	12'
Espesor Aislante [inch]		2	2	2	2	2
Presión Operación [Psig]		20 - 27	20 - 27	20 - 27	20 - 27	20
Temperatura Operación [°F]		165	165	175	175	165
Presión de Prueba Hidraulica [Psig]		150	150			150
Temperatura de Prueba [°F]		Temp. Cuarto	Temp. Cuarto			Temp. Cuarto

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

## 2.1.5 CLOSE DRAIN

El close drain es un recipiente cerrado, el cual recoge todos los fluidos contaminantes que se encuentran en los drenajes de los equipos de la planta como por ejemplo: drenajes de las bombas de transferencia de crudo, bombas de inyección de agua de formación, drenajes de aceite térmico, drenajes de los vessels de tratamiento de crudo y drenajes de condensados. Estos son fluidos compuestos por crudo y como tal deben ser reprocesados, para lo cual este recipiente tiene instaladas un sistema de bombas que trabajan en automático mediante switches de alto y bajo nivel. Estos switches permiten que las bombas se prendan y se apaguen automáticamente, garantizando de esta manera una operación de reproceso continuo.

**Tabla 5**

### Descripción técnica close drain

Especificaciones		SPF	NPF
TAG		V - 2114	V - 1114
Capacidad [ft <sup>3</sup> ]		1589	1343.5
Tipo		Horizontal	Horizontal
Año Funcionamiento		1993	1993
Codigo de Diseño		ASME VIII Div. 1	ASME VIII Div. 1
Presión de Diseño		50	50
Temperatura de Diseño		250	250
Espesor Material SA 516-70	Cuerpo	0.375"	0.375"
	Cabeza	0.375"	0.375"
Corrosión Admisible Cuerpo		0.125"	0.125"
Aislamiento Termico		Si	Si
Tratamiento Termico		No	No
Peso Equipo [lb]	Vacio	22197	19677
	Lleno	10068	106973
Tipo de Cabeza		Semieliptica 2:1	Semieliptica 2:1
Longitud de Cuerpo		19' - 8"	24'
Diametro Interior		7'	8'
Espesor Aislante [inch]		2	2
Presión de Prueba Hidraulica [Psig]		75	75
Temperatura de Prueba [°F]		Temp. Cuarto	Temp. Cuarto

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

## 2.1.6 OPEN DRAIN

El open drain es un recipiente a presión y como su nombre lo indica es abierto para recibir todos los residuos que proceden de los drenajes de los toma muestras de los vessels, drenajes de los tanques crudo, diésel, tanque slop y bombas de 5hp entre otros.

Se debe tener mucho control sobre el recipiente ya que si se inunda, esto provocará que el fluido retorne hacia los drenajes y provoque contaminación en ciertas áreas de la planta.

**Tabla 6**  
**Descripción técnica open drain**

Especificaciones		SPF	NPF
TAG		V - 2086	V - 1086
Capacidad [ft <sup>3</sup> ]		777	777
Tipo		Horizontal	Horizontal
Año Funcionamiento		1993	1993
Codigo de Diseño		ASME VIII Div. 1	ASME VIII Div. 1
Presión de Diseño		50	50
Temperatura de Diseño		250	250
Espesor Material SA 516-70	Cuerpo	0.375"	0.375"
	Cabeza	0.375"	0.375"
Corrosión Admisible Cuerpo		0.125"	0.125"
Aislamiento Termico		No	No
Tratamiento Termico		No	No
Peso Equipo [lb]	Vacio	14000	14000
	Lleno	67700	67700
Tipo de Cabeza		Semieliptica 2:1	Semieliptica 2:1
Longitud de Cuerpo		19' - 8"	19' - 8"
Diámetro Interior		7'	7'
Presión de Prueba Hidraulica [Psig]		75	75
Temperatura de Prueba [°F]		Temp. Cuarto	Temp. Cuarto

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

## 2.1.7 TAMBOR DE TEA

Equipo estático hacia el cual se dirigen todos los gases de alta presión que se producen en el proceso de deshidratación. Sirve para separar el gas y el condensado que puede existir, también facilita la disminución tanto de la temperatura como de la presión para que el gas sea direccionado sin ningún problema hacia la tea y evitar la contaminación del medio ambiente.

Actúa como un equipo de seguridad, en caso de existir alguna fuga el crudo puede ser almacenado en este vessel hasta cierto nivel. Se lo utiliza como indicador ya que por lo general tiene 0% de fluido en su interior y al tener la presencia de un porcentaje pequeño, nos indica que existen problemas en alguna parte del proceso.

**Tabla 7**

### Descripción técnica tambor de tea

Especificaciones		SPF	NPF
TAG		V - 2125	V - 1125
Capacidad [ft <sup>3</sup> ]		1653	1653
Tipo		Horizontal	Horizontal
Año Funcionamiento		1993	1993
Codigo de Diseño		ASME VIII Div. 1	ASME VIII Div. 1
Presión de Diseño		50	50
Temperatura de Diseño		225	225
Espesor	Cuerpo	0.5"	0.5"
Material SA 516-70	Cabeza	0.375"	0.375"
Corrosión Admisible Cuerpo		0.125"	0.125"
Aislamiento Termico		No	No
Tratamiento Termico		No	No
Peso Equipo [lb]	Vacio	25000	25000
	Lleno	170500	170500
Tipo de Cabeza		Semieliptica 2:1	Semieliptica 2:1
Longitud de Cuerpo		30'	30'
Diámetro Interior		9	9
Presión de Prueba Hidraulica [Psig]		75	75
Temperatura de Prueba [°F]		Temp. Cuarto	Temp. Cuarto

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)



## 2.1.8 ACUMULADOR DE GAS

Equipo estático en el cual se almacena el gas que se obtiene del proceso de deshidratación. Son de vital importancia ya que de aquí se direcciona el gas hacia la turbina para la producción de energía.

**Tabla 8**

### Descripción técnica acumulador de gas

Especificaciones		SPF		
		V - 3010	V - 3011	V - 3012
TAG				
Capacidad [m <sup>3</sup> ]		100	115	115
Tipo		Horizontal	Horizontal	Horizontal
Año Funcionamiento		1997	1997	1997
Codigo de Diseño		ASME VIII Div. 1	ASME VIII Div. 1	ASME VIII Div. 1
Presión de Diseño [Psi]		254	254	254
Temperatura de Diseño		150	150	150
Espeor	Cuerpo	0,5"	0,5"	0,5"
Material SA	Cabeza	0,87"	0,87"	0,87"
Corrosión Admisible Cuerpo		0,03		
Aislamiento Termico		No	No	No
Tratamiento Termico		No	No	No
Peso Equipo [Kg]	Vacio	26435	30400	30400
	Lleno	126435	145400	145400
Tipo de Cabeza		Semieliptica 2:1	Semieliptica 2:1	Semieliptica 2:1
Longitud de Cuerpo		40'	57'	57'
Diámetro Interior		10'	10'	10'
Presión Operación [Psig]		210 - 225	210 - 230	210 - 230
Temperatura Operación [°F]		90 - 100	90 - 100	90 - 100

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

### **2.1.9 SEPARADOR DE PRUEBA**

En Repsol se cuenta con separadores permanentes de tres fases y verticales, los cuales están equipados con diferentes medidores para determinar las tasas de petróleo, agua y gas, que son importantes para diagnosticar problemas en el tren de producción, evaluar el rendimiento de producción en los trenes individuales y manejar las reservas adecuadamente.

## **2.2 INTERCAMBIADOR DE CALOR**

Un intercambiador de calor es un equipo utilizado para enfriar un fluido que está más caliente de lo deseado, transfiriendo este calor a otro fluido que está frío y necesita ser calentado. La transferencia de calor se realiza a través de una pared metálica o de un tubo que separa ambos fluidos.

En este equipo se eleva la temperatura de la mezcla agua-crudo que ha salido de los FWKO. El incremento de temperatura produce una reducción de viscosidad en el crudo, lo que facilita la separación del agua tanto en los separadores de producción como en las deshidratadoras.

El control de la temperatura en los equipos de Repsol YPF se lo realiza a través del TIC, ya que es muy importante en la reducción de la viscosidad del petróleo y de la diferencia de la gravedad específica o densidad relativa. Es importante indicar que la temperatura de salida de crudo no debe exceder los 212 °F para evitar el arrastre de vapor de agua con el gas que se libera tanto en los separadores de producción como en las botas de gas (Repsol, 2005)

**Tabla 9**  
**Descripción técnica intercambiadores de calor**

Especificaciones	SPF												NPF			
	E- 2104 A		E- 2104 B		E- 2204 A		E- 2204 B		E- 2304 A		E- 2304 B		E- 1104 A		E- 1204 B	
TAG	AEU															
Tipo	AEU															
Año Funcionamiento	1993															
Área de Funcionamiento [ft <sup>2</sup> ]	16714.2															
Código de Diseño	ASME SEC. VIII															
PARTES	ENVOLVENTE	MAZO DE TUBOS	ENVOLVENTE	MAZO DE TUBOS	ENVOLVENTE	MAZO DE TUBOS	ENVOLVENTE	MAZO DE TUBOS	ENVOLVENTE	MAZO DE TUBOS	ENVOLVENTE	MAZO DE TUBOS	ENVOLVENTE	MAZO DE TUBOS	ENVOLVENTE	MAZO DE TUBOS
Fluido Circulante	Aceite Termico	Fluido	Aceite Termico	Fluido	Aceite Termico	Fluido	Aceite Termico	Fluido	Aceite Termico	Fluido	Aceite Termico	Fluido	Aceite Termico	Fluido	Aceite Termico	Fluido
Total Ingresado [lb.hr]	273357	731560	273357	731560	273357	731560	273357	731560	273357	731560	273357	731560	273357	731560	273357	731560
Número de Pasos	57	1	57	1	57	1	57	1	57	1	57	1	42	1	42	1
Calor Intercambiado	36150000		36150000		36150000		36150000		36150000		36150000		36150000		36150000	
Presión de Diseño [Psig]	150	100	150	100	150	100	150	100	150	100	150	100	100	103	100	103
Presión de Prueba [Psig]	225	150	225	150	225	150	225	150	225	150	225	150	150	150	150	150
Temperatura de Diseño	300		300		300		300		300		300		300		300	
Material	SA-516-70	A-214	SA-516-70	A-214	SA-516-70	A-214	SA-516-70	A-214	SA-516-70	A-214	SA-516-70	A-214	SA-516-70	A-214	SA-516-70	A-214
Número		721		721		721		721		721		721		1681		1681
Diámetro Externo	38"	1"	38"	1"	38"	1"	38"	1"	38"	1"	38"	1"	57"	1"	57"	1"
Diámetro Interno	37"		37"		37"		37"		37"		37"		56"		56"	
BWG		14		14		14		14		14		14		14		14
Largo	45'		45'		45'		45'		45'		45'		45'		38'	
Paso		Triangular		Triangular		Triangular		Triangular		Triangular		Triangular		Triangular		Triangular
Espesor	0.5"		0.5"		0.5"		0.5"		0.5"		0.5"		0.5"		0.5"	
Corrosión Admisible	0.125"	No	0.125"	No	0.125"	No	0.125"	No	0.125"	No	0.125"	No	0.125"	No	0.125"	No
Materia de la Placa Fija	SA-516-70		SA-516-70		SA-516-70		SA-516-70		SA-516-70		SA-516-70		SA-516-70		SA-516-70	
Peso Equipo [lb]	Vacio	40995		38920		38920		38920		38920		38920		92260		92260
	Lleno	59460		57385		59460		57385		59460		57385		117460		117460
Aislación con Foamglass		2 1/2 "		2 1/2 "		2 1/2 "		2 1/2 "		2 1/2 "		2 1/2 "		2 1/2 "		2 1/2 "

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

## **2.3 RECUPERADORES DE CALOR**

Un recuperador de calor o intercambiador de calor a contracorriente tiene como objetivo principal la recuperación de energía utilizada para climatizar un espacio transfiriendo el calor del aire extraído del interior de un equipo al calor impulsado del exterior.

Los recuperadores de calor se componen de un ventilador extractor de aire, un ventilador de impulsión y un intercambiador de calor perfectamente ensamblados y acoplados dentro de una estructura aislada acústica y térmicamente. El aire extraído del interior pasa por dentro del recuperador de calor y se cruza sin mezclarse en el intercambiador con el aire impulsado del exterior. (Airtecnis, 2011)

## **2.4 TANQUES DE ALMACENAMIENTO**

### **2.4.1 TANQUE DE CRUDO**

Equipos que permiten almacenar el crudo tratado, el mismo que está en condiciones adecuadas para su entrega, esto es, con un BSW menor al 1% y un grado API alrededor de 15.

En el caso de Repsol en el interior de sus equipos cuenta con un sistema de calentamiento con aceite térmico, dispone de un agitador, un sistema de protección catódica tanto para la parte interna del tanque como para la chapa metálica que se encuentra en contacto con el anillo de concreto y poseen una capacidad de almacenamiento de 15000 BLS en el NPF y de 25000 BLS en el SPF.

Tabla 10

## Descripción técnica tanques de almacenamiento de crudo

Especificaciones		SPF		NPF	
TAG		T - 2108A	T - 2108B	T - 1108A	T - 1108B
Capacidad [BBLs]		25000	25000	15000	15000
Espesor Material A-36	I Anillo	3/8"	3/8"	5/16"	5/16"
	II Anillo	5/16"	5/16"	5/16"	5/16"
	III Anillo	5/16"	5/16"	5/16"	5/16"
	IV Anillo	5/16"	5/16"	5/16"	5/16"
	V Anillo	5/16"	5/16"		
	Techo	0,273"	0,273"	0,273"	0,273"
	Piso	5/16"	5/16"	5/16"	5/16"
Corrosión Admisible Cuerpo		0,0625"	0,0625"	0,0625"	0,0625"
Corrosión Admisible Techo		0,0625"	0,0625"	0,0625"	0,0625"
Corrosión Admisible Piso		0,0625"	0,0625"	0,0625"	0,0625"
Serpentin de Calentamiento		OK	OK	OK	OK
Aislamiento Termico		OK	OK	OK	OK
Niveles de Control	Nivel / Temp	8' / 199 °F	8' / 199 °F		
Gravedad Especifica fluido		0,92	0,92	0,89	
TIPO DE TECHO	Fijo	OK	OK	OK	OK
Alivio de Presión		OK	OK	OK	OK
Succión		OK	OK	OK	OK
Descarga		OK	OK	OK	OK
Norma Construcción		API STD 650	API STD 650	API STD 650	API STD 650
APENDICE		A E F M	A E F M	E F1.2 M	E F1.2 M
API REVISION		0	0	0	0
API EDITION		NINTH	NINTH	8 TH	8 TH
Gravedad Especifica Diseño		0,92	0,92	0.89	
Tmp. Max. Op. °F		204	204	250	250
Año Fabricación		1995	1995	1994	1993
Design Liquid Level		40'	40'	40'	40'
Altura Nominal		40'	40'	40'	40'
Diametro Nominal		67'	67'	52'	52'

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

## 2.4.2 TANQUE DE AGUA

Equipo estático con techo tipo cónico, son los que reciben toda el agua que se extrae en el proceso de deshidratación, para su posterior reinyección en los wellpads. En su interior cuentan con la tubería de succión y de descarga.

**Tabla 11**

### Descripción técnica tanques de almacenamiento de agua

Especificaciones		SPF				NPF	
TAG		T - 2118A	T - 2118B	T - 2118C	T - 2118D	T - 1118A	T - 1118B
Capacidad [BBLs]		25000	25000	50000	25000	25000	25000
Espesor Material A-36	I Anillo	3/8"	3/8"	0,55"	3/8"	0,366"	0,366"
	II Anillo	5/16"	5/16"	1/2"	5/16"	5/16"	5/16"
	III Anillo	5/16"	5/16"	3/8"	5/16"	5/16"	5/16"
	IV Anillo	5/16"	5/16"	1/4"	5/16"	5/16"	5/16"
	V Anillo	5/16"	5/16"	1/4"	5/16"		
	VI Anillo			1/4"			
	Techo	1/4"	1/4"	1/4"	1/4"	1/4"	1/4"
Piso	5/16"	5/16"	5/16"	5/16"	5/16"	5/16"	
Corrosión Admisible		0,0625"	0,0625"	0,0625"	0,0625"	0,0625"	0,0625"
Corrosión Admisible Techo		0,0625"	0,0625"	0,0625"	0,0625"	0,0625"	0,0625"
Corrosión Admisible Piso		0,0625"	0,0625"	0,0625"	0,0625"	0,0625"	0,0625"
Aislamiento Termico		No	No	No	No	No	No
Niveles de Co	Nivel / Temp	32' / 200 F	32' / 200 F	32' / 200 F	32' / 200 F		
Gravedad Especifica fluido		0,92	0,96	0,96	0,9		
TIPO DE TECHO	Conico	OK	OK	OK	OK	OK	OK
	Fijo	OK	OK	OK	OK	OK	OK
Alivio de Presión		OK	OK	OK	OK	OK	OK
Succión		OK	OK	OK	OK	OK	OK
Descarga		OK	OK	OK	OK	OK	OK
Norma Construcción		API 650	API 650	API 650	API 650	API 650	API 650
APENDICE		A E F M	A E F M	E F	E F	E F 1.2 M	E F 1.2 M
API REVISION		0	0	0	0	0	0
API EDITION		NINE	NINE	TENTH	TENTH	8 TH	8 TH
Gravedad Especifica D.		0,96	0,96	0,9	0,96	1.0	1.0
Tmp. Max. Op. °F		187	187	175	187	250	250
Año Fabricación		1995	1995	2004	2006	1993	1993
Design Liquid Level		40'	40'	40'	40'	40'	40'
Altura Nominal		40'	40'	40'	40'	40'	40'
Diametro Nominal		67'	67'	95'	67'	67'	67'
En Mantenimiento		NO	SI	NO	NO	NO	NO

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

### 2.4.3 TANQUE DE DIESEL

Equipo estático con un techo tipo domo, que se utiliza para almacenar el diesel que se produce en la planta tooping en las facilidades de producción norte.

**Tabla 12**

#### Descripción técnica tanques de almacenamiento de diesel

Especificaciones		SPF		NPF
TAG		T - 2080A	T - 2080B	T - 1080A
Capacidad [BBLs]		7900	7900	7900
Espesor Material A-36	I Anillo	1/4"	1/4"	0.366
	II Anillo	1/4"	1/4"	5/16"
	III Anillo	1/4"	1/4"	5/16"
	IV Anillo	1/4"	1/4"	5/16"
	Techo	1/4"	1/4"	1/4"
	Piso	5/16"	5/16"	5/16"
Corrosión Admisible Cuerpo		0,0625"	0,0625"	0,0625"
Corrosión Admisible Techo		0,0625"	0,0625"	0,0625"
Corrosión Admisible Piso		0,0625"	0,0625"	0,0625"
Aislamiento Termico		NO	NO	NO
Niveles de Control	Nivel / Temp.	13,15'	14,56'	
Gravedad Especifica fluido		0,85	0,85	0,85
TIPO DE TECHO	Domo	OK	OK	OK
	Fijo	OK	OK	OK
Alivio de Presión		OK	OK	OK
Succión		OK	OK	OK
Descarga		OK	OK	OK
Norma Construcción		API STD 650	API STD 650	API STD 650
APENDICE		E + F	E + F	E F1.2
API REVISION		0	0	0
Gravedad Especifica D.		0.85	0.85	0.85
Tmp. Max. Op. [°F]		120	120	170
Año Fabricación		1995	1995	1993
Design Liquid Level		32'	32'	32'
Altura Nominal		32'	32'	32'
Diametro Nominal		42'	42'	42'
En Mantenimiento		NO	NO	NO

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

## 2.4.4 TANQUE DE AGUA CONTRA INCENDIOS

Equipo estático con techo tipo cónico, son los que almacenan el agua en caso de existir un incendio en las facilidades de producción norte y sur del bloque.

**Tabla 13**

### Descripción técnica tanques de agua contra incendios

Especificaciones		SPF		NPF
TAG		T - 2094	T - 2094 B	T - 1094
Capacidad [BBLs]		7000	7000	7000
Espesor Material A-36	I Anillo	1/4"	1/4"	1/4"
	II Anillo	1/4"	1/4"	1/4"
	III Anillo	1/4"	1/4"	1/4"
	IV Anillo	1/4"	1/4"	1/4"
	Techo	1/4"	1/4"	1/4"
	Piso	5/16"	5/16"	5/16"
Corrosión Admisible Cuerpo		0,0625"	0,0625"	0,0625"
Corrosión Admisible Techo		0,0625"	0,0625"	0,0625"
Corrosión Admisible Piso		0,0625"	0,0625"	0,0625"
Aislamiento Termico		NO	NO	NO
Gravedad Especifica fluido		0,85	0,85	0,85
TIPO DE TECHO	Domo	OK	OK	OK
	Fijo	OK	OK	OK
Alivio de Presión		OK	OK	OK
Succión		OK	OK	OK
Descarga		OK	OK	OK
Norma Construcción		API STD 650	API STD 650	API STD 650
APENDICE		E F1.2	E + F	E F1.2
API REVISION		0	0	0
Gravedad Especifica D.		1	1	1
Temp. Diseño		170	170	170
Tmp. Max. Op. [°F]		120	120	120
Año Fabricación			2011	1992
Design Liquid Level		32'	32'	32'
Altura Nominal		32'	32'	32'
Diametro Nominal		40'	42'	40'

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)



## 2.5 TUBERÍA DE PROCESO

Las tuberías de proceso son aquellas que transportan el fluido hasta los límites de la planta y también son las que realizan el recorrido en la planta interconectando los siguientes equipos: intercambiadores de calor, separadores de agua libre, separador de producción y otros. Además estas tuberías se encargan de transportar el crudo, el agua y el gas de todos los equipos estáticos hacia las áreas de almacenamiento.



**Figura 4 Tubería carga y descarga tanque de agua de formación**

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

### 2.5.1 TUBERÍA DE PROCESO CON AISLAMIENTO TÉRMICO

El continuo intercambio de calor en la industria requiere de un apropiado aislamiento térmico que le permita aumentar la seguridad del ambiente de trabajo y un ahorro considerable de los recursos energéticos. En el caso específico de Repsol se cuenta con aislamiento en: las tuberías que se direccionan hacia todos los manifolds y en el interior de los mismos para el

manejo del crudo; las tuberías de alimentación de vapor y las de retorno de condensado; las tuberías que van de un equipo estático hacia otro para evitar la pérdida de calor del fluido.



**Figura 5 Tubería aislamiento térmico salida fluido separador de agua libre**

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

### **2.5.2 TUBERÍA DE PROCESO MANEJANDO GAS**

La tubería para el manejo de gas permite re-direccionar el gas que es extraído en cada uno de los equipos estáticos hacia los acumuladores de gas y para su posterior transferencia hacia la turbina de generación o la tea para que sea quemado dicho combustible.

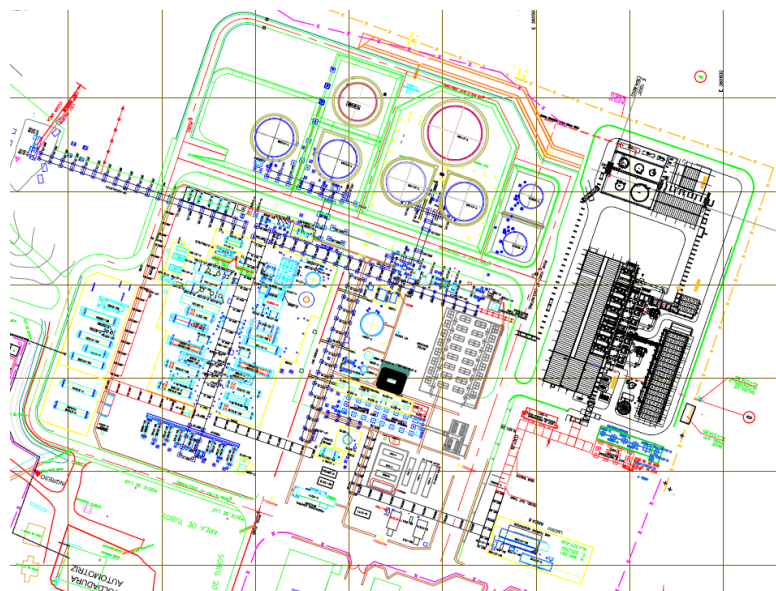


**Figura 6 Tubería de salida de los acumuladores de gas**

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

## 2.6 UBICACIÓN DE LOS EQUIPOS

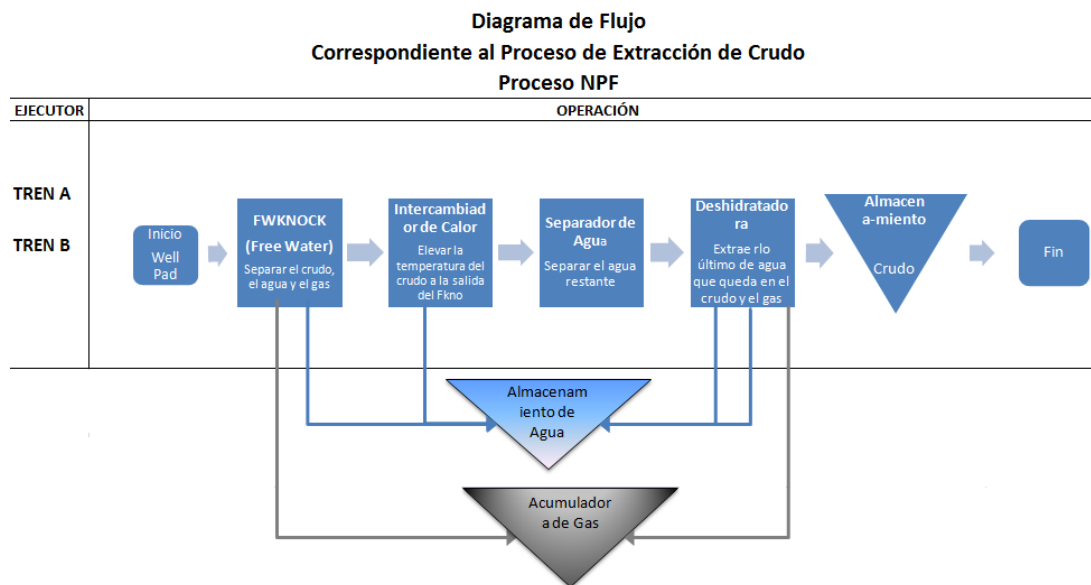
La ubicación de cada uno de los equipos es de forma adecuada y cumpliendo con las normas que exigen a nivel nacional como internacional.



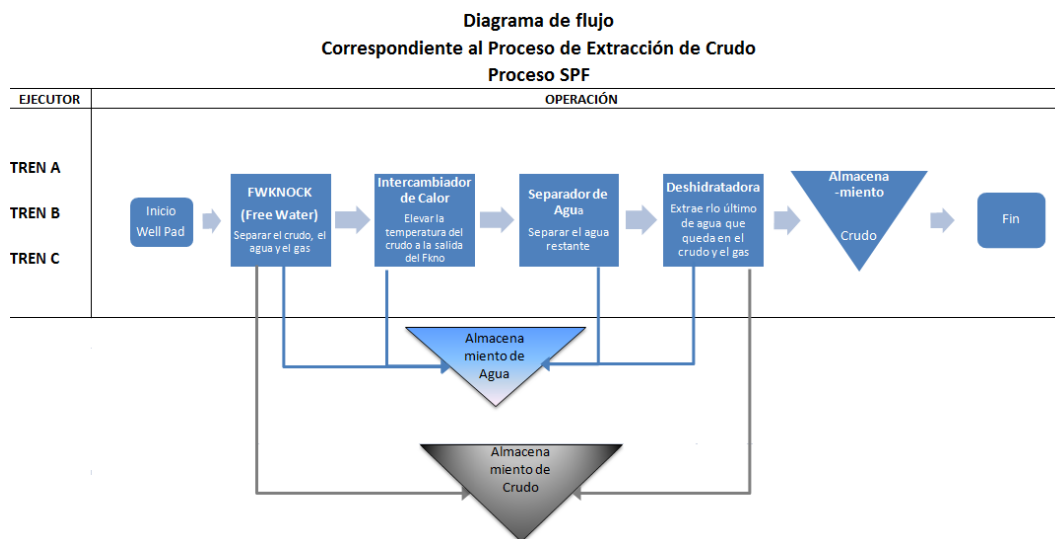
**Figura 7 Lay out ubicación de los equipos**

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

## 2.7 DIAGRAMA DEL PROCESO



**Figura 8 Diagrama proceso de extracción NPF**



**Figura 9 Diagrama proceso de extracción SPF**

## CAPÍTULO III

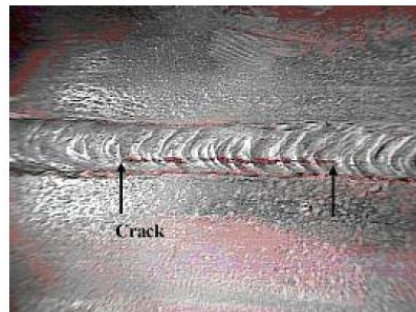
### MODOS DE FALLA

#### 3.1 FATIGA MECÁNICA

El fenómeno de fatiga lo podríamos encontrar presente en los tanques de almacenamiento de agua y especialmente en el primer anillo ya que el ingreso de agua somete al material a tensiones. La fatiga mecánica tiene lugar cuando tenemos ciclos de tensión en el tiempo, generando variaciones cuando se somete a tracción y compresión la misma pieza.

Cuando la fatiga está acompañada de corrosión, se genera la disminución de la resistencia del material debido a que está presente un medio corrosivo, el mismo que disminuye que tiempo de vida útil del material,

La frecuencia de los ciclos de tensiones tendrá mucha incidencia, siendo más importante esta influencia cuando las frecuencias sean bajas, en este caso una vez realizado el análisis de la frecuencia con que el primer anillo es sometido a fatiga, se observó que la frecuencia es elevada por lo tanto no se va a tener presencia de fatiga mecánica en los tanques de almacenamiento de agua.



**Figura 10 Apariencia corrosión fatiga mecánica soldadura tanque**

Fuente: (API 571 Mecanismo de daño que afectan a equipos fijos, 2011)

### 3.2 EROSIÓN

Los equipos estáticos de Repsol pueden estar sometidos a corrosión por erosión ya que el fluido que circula a través de ellos y las tuberías produce un movimiento sobre la chapa metálica que produce un aumento del desgaste mecánico y produce un mayor efecto destructivo. Se tiene la presencia de este tipo de corrosión en las tuberías que salen de los recipientes en especial en los separadores de prueba.

La erosión se caracteriza por la eliminación de toda película protectora que se encuentre sobre la superficie del metal, es por esto que el desgaste mecánico y de la corrosión es muy complejo de determinar en algunos casos ya que muchas veces varía considerablemente.

La corrosión por erosión tiene generalmente el aspecto de pequeños hoyos lisos como se indica en la figura 3.2. El ataque puede también indicar un patrón direccional relacionado con la trayectoria tomada por el fluido, al igual que por movimientos sobre la superficie del metal. La corrosión por erosión prospera en condiciones de alta velocidad, turbulencia, choque, es por esto que es muy común encontrar este tipo de corrosión en la salida de tuberías de los equipos estáticos y particularmente en los codos.



**Figura 11 Apariencia corrosión por erosión salida separador de prueba**

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

### 3.3 CAVITACIÓN

La corrosión en cavidades ocurre en una superficie de metal que está bloqueado de la exposición directa al medio ambiente, debido a la proximidad cercana con otro material que forme una brecha estrecha (o cavidad) entre ellos. En los equipos estáticos de Repsol se puede encontrar la presencia de este tipo de corrosión en los diferentes ingresos a los equipos, es decir en el manhole o acceso directo que se tenga. Las cavidades son comunes en situaciones donde hay contacto entre la pared del recipiente y la cara interna del manhole.



**Figura 12 Apariencia corrosión por cavitación**

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

### 3.4 CORROSIÓN BAJO AISLAMIENTO (CUI)

Se puede producir en la parte externa de los intercambiadores de calor y en los separadores de agua libre (FWKO), como consecuencia de agua atrapada debajo del aislamiento o revestimiento a prueba de fuego.

### 3.4.1 FACTORES CRÍTICOS

- a) Afecta a la tubería que va con dirección a los equipos y que se encuentran aislados externamente así como a los que están funcionando entre:
- 10 °F (-12 ° C) y 350 °F (175 ° C)
  - 140 °F (60 ° C) y 400 °F (205 ° C)
- b) La tasa de corrosión crecen en los separadores de agua libre con el aumento de la temperatura del metal hasta el punto donde el agua se evapora rápidamente es decir en la parte superior del recipiente.
- c) El diseño del sistema de aislamiento debe ser el adecuado, de igual forma el tipo de aislamiento que se coloque, la temperatura y el ambiente son factores críticos.
- d) Elaboración incorrecta del diseño o instalaciones mal realizadas del aislamiento que permiten que el agua quede atrapada.
- e) Los materiales aislantes que retienen humedad puede ser más de un problema.
- f) La planta se encuentra ubicada en una zona con alta precipitación anual y a la vez climas cálidos.





**Figura 13 Apariencia corrosión bajo aislamiento CUI**

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

### **3.5 CORROSIÓN GALVÁNICA**

La presencia de este tipo de corrosión se da en los soportes de los ánodos de sacrificio en los separadores de producción ya que el metal está rodeado de un medio conductor de la corriente llamado electrolito, que en el caso de los separadores suele ser una mezcla de agua y crudo, la cual es capaz de conducir dicha corriente a determinadas zonas de uno o varios soportes metálicos que se encuentran dentro del recipiente. Estos soportes, se encuentran unidos eléctricamente entre sí, apareciendo zonas de distinto potencial eléctrico: ánodos y cátodos, que provocan su corrosión.

La corrosión galvánica es el resultado de la diferencia de potencial existente entre dos metales cuando se encuentran unidos e inmersos en un mismo electrolito, formando técnicamente lo que se denomina una pila eléctrica. La corriente circula desde el metal de menor potencial (ánodo) al metal de mayor potencial (cátodo).



**Figura 14 Apariencia corrosión galvánica soporte separador de producción**

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

### **3.6 CORROSIÓN INDUCIDA POR MICROORGANISMOS (MIC)**

La corrosión microbiológica es un fenómeno electroquímico, en donde intervienen tres elementos principales: microorganismos, metal y solución. Los equipos en los cuales se va a tener la presencia de este tipo de corrosión son los tanques de almacenamiento de agua de producción específicamente y con mayor intensidad en el piso del tanque y en el primer anillo, estos tres componentes interaccionan produciendo el fenómeno de corrosión.

En los equipos estáticos se encuentran presentes microorganismos denominados anaeróbicos que son aquellos que pueden mantenerse vivos en ausencia o en baja concentración de oxígeno. Las bacterias sulfato-reductoras se encuentran en este tipo de ambientes y su mecanismo involucra, tanto el ataque directo al hierro por el sulfuro de hidrógeno como la polarización catódica.

La participación de los microorganismos en el fenómeno de corrosión en los equipos de Repsol se da de las siguientes formas:

- Produciendo sustancias corrosivas, producto del metabolismo bacteriano, que transforman un medio originalmente inerte en agresivo.
- Ya que los microorganismos consumen oxígeno en zonas localizadas se originan celdas de aireación.
- Destruyendo las capas de pintura que se coloca como protección sobre el metal y son eliminadas por las bacterias.

Cuando se sospecha de un problema de MIC en los equipos, es de vital importancia constatar la presencia de bacterias relacionadas con ese fenómeno. Para ello, es imprescindible aislar los microorganismos del medio original, donde normalmente se encuentran formando consorcios y rara vez en forma aislada, por lo cual para los ensayos de laboratorio es necesario purificarlos e identificar los géneros y especies a las cuales pertenecen.

### **3.6.1 FACTORES CRÍTICOS**

- a) MIC se encuentra en la parte inferior de los equipos estáticos ya que el agua está siempre presente, especialmente cuando se mantiene el agua en estado de estancamiento o de bajo flujo permitiendo promover el crecimiento de microorganismos.
- b) Debido a que existen varios tipos, los microorganismos pueden sobrevivir y crecer bajo condiciones severas, incluyendo la falta de oxígeno, la luz o la oscuridad, alta salinidad, intervalo de pH de 0 a 12, y temperaturas de 0 °F a 235° F (-17°C a 113°C).

### 3.6.2 EQUIPO AFECTADO

- a) MIC se encuentra presente con más frecuencia en intercambiadores de calor, fondo de los tanques de almacenamiento, tuberías con flujo estancado y tuberías en contacto con algunos suelos.
- b) MIC también se encuentra en tanques donde el agua de la prueba hidrostática no ha sido eliminada o en equipos que han sido dejados fuera de servicio y sin protección.
- c) Sistemas de agua contra incendios pueden ser afectados.



**Figura 15 Apariencia corrosión inducida por microorganismos tanque almacenamiento de agua**

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

### 3.7 CORROSIÓN POR CO<sub>2</sub>

La corrosión por dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) resulta de su disolución en agua para formar ácido carbónico (H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>), el cual reduce el pH y en cantidades suficientes puede promover corrosión generalizada y/o en forma de

picaduras en aceros al carbono. Los materiales afectados son los aceros al carbono y de baja aleación. En este tipo de corrosión, la presión parcial del CO<sub>2</sub>, pH y la temperatura son factores críticos. El aumento de la presión parcial del CO<sub>2</sub> conduce a reducción del pH y aumento de la tasa de corrosión (NACE, 2004)

En la parte superior de los tanques de almacenamiento de crudo se tiene la presencia de gases CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S en cantidades mínimas.

Una manera de predecir la corrosión de un gas es basándose en la presión parcial del dióxido de carbono, que se calcula de la siguiente forma:

$$P_{PCO_2} = \frac{P * \%CO_2}{100}$$

Donde,

$P_{PCO_2}$  = Presión parcial de CO<sub>2</sub>

$P$  = Presión total

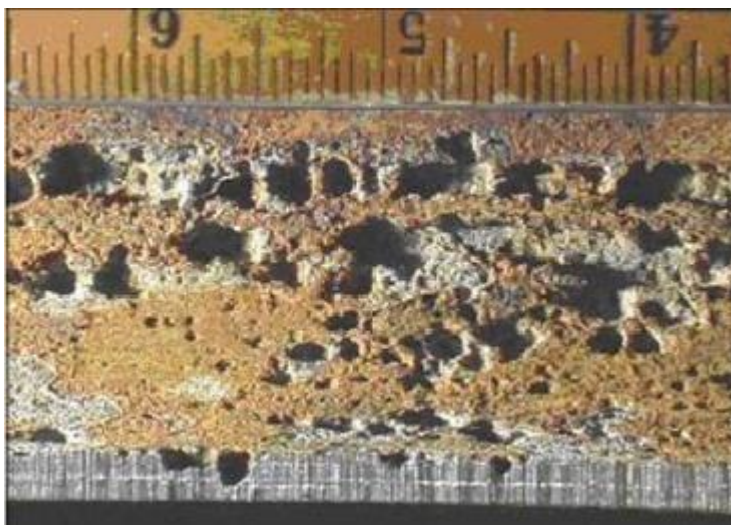
$\%CO_2$  = Moles por ciento de CO<sub>2</sub>

**Tabla 14**

**Presión parcial del CO<sub>2</sub>**

Presión Parcial del CO <sub>2</sub>	Caracterización Corrosión
PpCO <sub>2</sub> > 30 psi	Severa
30 > PpCO <sub>2</sub> > 7	Moderado
7 > PpCO <sub>2</sub> > 4	Leve
PpCO <sub>2</sub> < 4	Muy poco probable

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)



**Figura 16 Apariencia corrosión por CO2**

Fuente: (API 571 Mecanismo de daño que afectan a equipos fijos, 2011)

### 3.8 CORROSIÓN POR H<sub>2</sub>S

Los equipos en los cuales se puede tener presencia de corrosión por H<sub>2</sub>S son los tanques de almacenamiento de crudo, pero al ser estos equipos fundamentales para el almacenamiento de petróleo se encuentran bajo un riguroso control por parte de la empresa contratista es decir la presencia de H<sub>2</sub>S, no debe ser superior a 10 col/ml.

La norma utilizada para evaluar la existencia de este tipo de corrosión para servicio es la NACE MR-0175. En la cual se establece:

$P_{PH_2S}$  0,05 psi

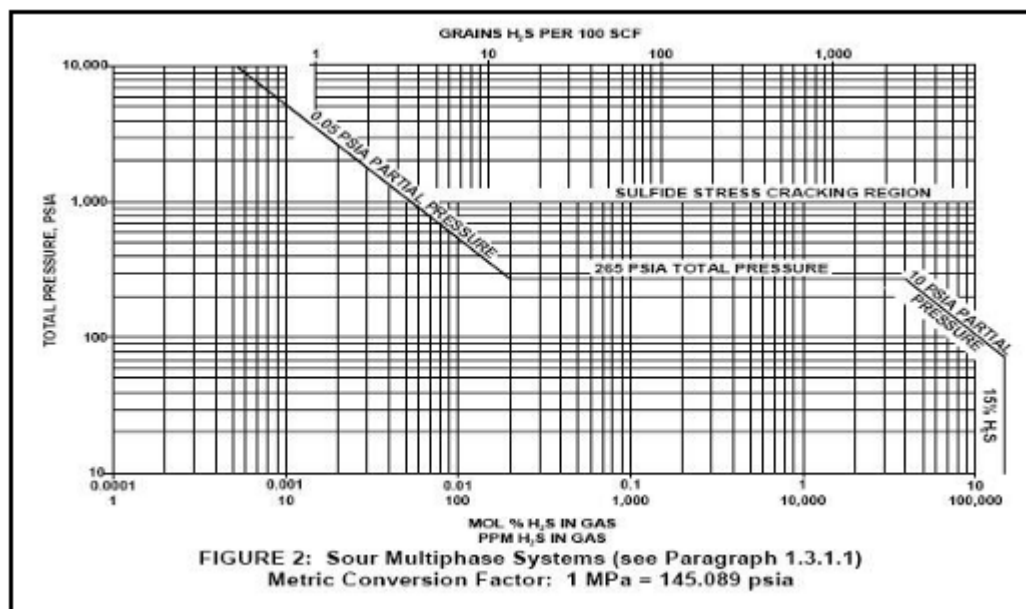
$$P_{PH_2S} = \frac{P * \%H_2S}{100}$$

Donde,

$P_{PH_2S}$  = Presión parcial de H<sub>2</sub>S

$P$  = Presión total

$\%H_2S$  = Moles por ciento de  $H_2S$

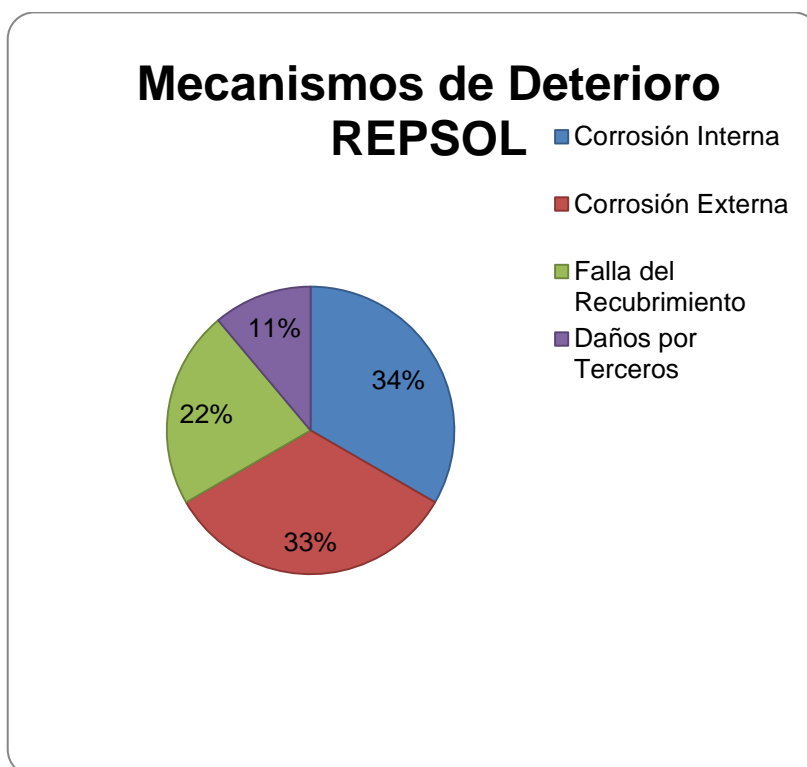


**Figura 17 Curva para evaluar la presencia de H2S**

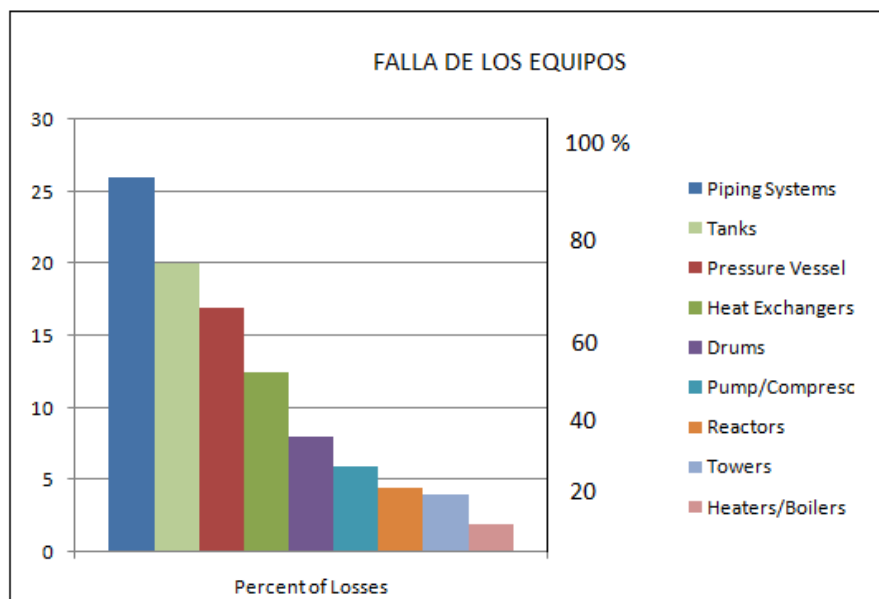
Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

### 3.9 HISTORICOS TIPOS DE FALLA PRESENTES EN LOS EQUIPOS DE REPSOL

El deterioro de los equipos de Repsol se va presentando por el desgaste de la chapa metálica ya que los mismos se encuentran sometidos a fenómenos ambientales y químicos. También puede ser provocado por la acción del hombre ya que puede someter a los equipos a trabajos para los cuales no fueron diseñados y tener una sobre carga de esfuerzos.



**Figura 18 Mecanismo de deterioro Repsol Ecuador**



**Figura 19 Diagrama de Pareto fallas de equipos Repsol Ecuador**



## **CAPÍTULO IV**

### **TÉCNICAS DE INSPECCIÓN, EQUIPOS Y COMPETENCIAS DEL PERSONAL**

#### **4.1 PRUEBA DE UNLTRASONIDO PULSO – ECO SCAN A / B**

##### **4.1.1 DESCRIPCIÓN DE LA TÉCNICA**

Se realizó la inspección por ultrasonido del acumulador de gas V-3012, para determinar las condiciones mecánicas del recipiente. Para realizar la medición de espesores se dividió el recipiente en tres partes: casquete norte, cuerpo y casquete sur.

Los Casquetes se dividieron en 6 partes iguales, cada una en un ángulo de 60° (de A hasta F) y en forma longitudinal, se dividieron estos casquetes en tres partes (ver Figura 4.1). En cuanto al cuerpo cilíndrico del acumulador, éste fue dividido circularmente en 24 partes de 15° y longitudinalmente en 16 partes (de A hasta P), (ver Figura 4.2).

Al realizar la medición de espesores en los casquetes y cuerpo, se determinó que una gran parte del cuerpo del acumulador presenta un fenómeno de disminución de espesor de plancha en las zonas superiores del mismo. A pesar de la preparación de superficie existieron zonas en las cuales no fue posible el acoplamiento del palpador y no se pudo realizar la respectiva medición. En contraposición a la zona superior del vessel, en los casquetes sur y norte no se evidencia valores significativos de pérdida de espesor. Se procedió al registro de datos como se detalla a continuación en las tablas 4.1, 4.2 y 4.3 (Repsol, 2010)

Tabla 15

## Espesores en cuerpo del tanque

Nodo	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Mínimo	% Pérdida de espesor
1	0,811	0,842	0,858	0,899	0,499	0,499	0,52	0,537	0,497	0,532	0,811	0,895	0,843	0,793	0,844	0,786	0,497	42,87%
2	0,812	0,816	0,846	0,844	0,842	0,586	0,886	0,822	0,844	0,844	0,518	0,523	0,819	0,715	0,844	0,787	0,516	40,69%
3	0,81	0,811	0,819	0,811	0,498	0,497	0,516	0,506	0,499	0,507	0,505	0,504	0,498	0,504	0,787	0,787	0,497	42,87%
4	0,844	0,819	0,846	0,844	0,497	0,499	0,499	0,499	0,534	0,497	0,505	0,543	0,497	0,503	0,788	0,786	0,497	42,87%
5	0,813	0,838	0,893	0,711	0,783	0,794	0,789	0,783	0,823	0,839	0,811	0,839	0,787	0,807	0,761	0,786	0,711	18,28%
6	0,837	0,738	0,828	0,744	0,788	0,781	0,782	0,797	0,747	0,866	0,793	0,806	0,886	0,783	0,787	0,811	0,738	15,17%
7	0,844	0,927	0,853	0,861	0,988	0,788	0,896	0,865	0,851	0,796	0,907	0,943	0,889	0,887	0,844	0,809	0,788	9,43%
8	0,864	0,938	0,888	0,821	0,993	0,887	0,786	0,887	0,951	0,863	0,939	0,998	0,886	0,985	0,782	0,844	0,782	10,11%
9	0,768	0,82	0,816	0,842	0,843	0,893	0,927	0,921	0,847	0,895	0,872	0,837	0,876	0,894	0,839	0,811	0,768	11,72%
10	0,844	0,822	0,844	0,787	0,819	0,515	0,629	0,499	0,729	0,632	0,893	0,745	0,886	0,883	0,966	0,993	0,499	42,64%
11	0,871	0,874	0,873	0,886	0,888	0,822	0,911	0,913	0,914	0,944	0,905	0,594	0,596	0,703	0,896	0,866	0,594	31,72%
12	0,896	0,887	0,861	0,887	0,891	0,895	0,893	0,891	0,89	0,915	0,905	0,597	0,597	0,906	0,903	0,894	0,597	31,38%
13	0,872	0,868	0,863	0,889	0,893	0,864	0,893	0,89	0,89	0,913	0,851	0,794	0,865	0,894	0,902	0,872	0,794	8,74%
14	0,896	0,772	0,889	0,91	0,89	0,922	0,968	0,884	0,89	0,913	0,883	0,885	0,927	0,879	0,901	0,873	0,772	11,26%
15	0,974	0,889	0,886	0,884	0,888	0,871	0,894	0,89	0,894	0,749	0,906	0,895	0,863	0,861	0,826	0,889	0,749	13,91%
16	0,884	0,882	0,882	0,886	0,834	0,894	0,892	0,886	0,936	0,958	0,878	0,898	0,927	0,915	0,848	0,861	0,834	4,14%
17	0,855	0,961	0,885	0,887	0,88	0,893	0,897	0,888	0,883	0,758	0,872	0,847	0,928	0,606	0,753	0,843	0,606	30,34%
18	0,914	0,892	0,923	0,879	0,885	0,888	0,953	0,892	0,92	0,891	0,746	0,659	0,59	0,894	0,533	0,608	0,533	38,74%
19	0,886	0,891	0,928	0,88	0,888	0,888	0,915	0,893	0,921	0,891	0,844	0,858	0,898	0,894	0,909	0,859	0,844	2,99%
20	0,886	0,892	0,901	0,879	0,647	0,889	0,916	0,891	0,861	0,893	0,651	0,893	0,603	0,597	0,564	0,607	0,564	35,17%
21	0,923	0,891	0,9	0,889	0,912	0,958	0,951	0,893	0,561	0,894	0,535	0,554	0,585	0,524	0,535	0,588	0,524	39,77%
22	0,927	0,889	0,9	0,88	0,524	0,893	0,914	0,534	0,899	0,537	0,539	0,555	0,618	0,785	0,832	0,711	0,524	39,77%
23	0,926	0,89	0,901	0,542	0,926	0,545	0,911	0,595	0,893	0,762	0,617	0,546	0,598	0,792	0,732	0,711	0,542	37,70%
24	0,892	0,891	0,899	0,885	0,536	0,618	0,594	0,522	0,897	0,535	0,915	0,912	0,549	0,894	0,747	0,808	0,522	40,00%
Mínimo	0,768	0,738	0,816	0,542	0,497	0,497	0,499	0,499	0,497	0,497	0,505	0,504	0,497	0,503	0,533	0,588		

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

Tabla 16

## Espesores en el casquete sur

Nodo	A	B	C	D	E	F	Mínimo	% Pérdida de espesor
1	0,585	0,597	0,523	0,591	0,488	0,492	0,488	2,40%
2	0,567	0,494	0,499	0,489	0,498	0,507	0,489	2,20%
3	0,583	0,499	0,594	0,537	0,575	0,594	0,499	0,20%
Mínimo	0,567	0,494	0,499	0,489	0,488	0,492		

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

Tabla 17

## Espesores en el casquete norte

Nodo	A	B	C	D	E	F	Mínimo	% Pérdida de espesor
1	0,59	0,487	0,488	0,512	0,472	0,494	0,472	5,60%
2	0,594	0,492	0,495	0,491	0,468	0,495	0,468	6,40%
3	0,498	0,599	0,576	0,491	0,558	0,5	0,491	1,80%
Mínimo	0,498	0,487	0,488	0,491	0,468	0,494		

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

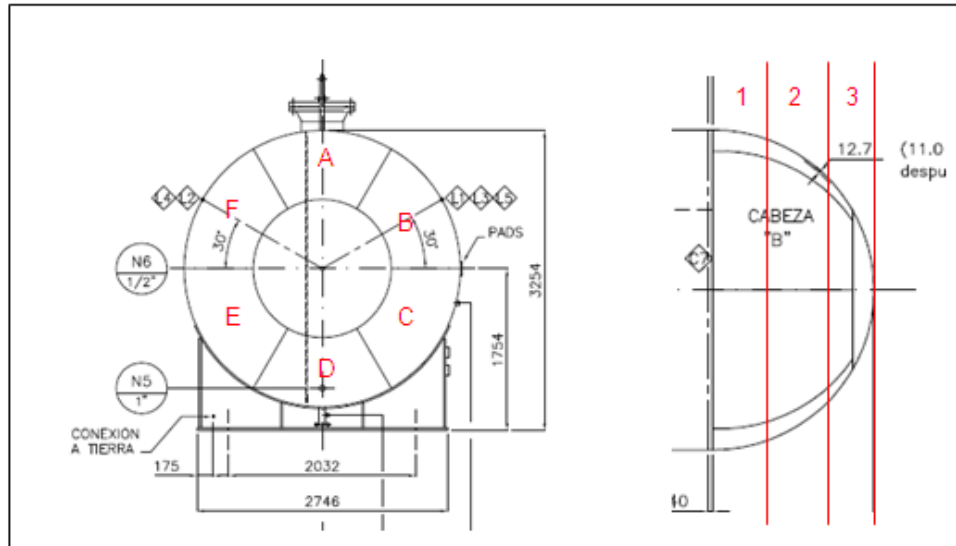
Al aplicar el cálculo de presión de acuerdo al Código ASME SECTION VIII Div.1, se obtiene como resultado las siguientes presiones de operación (ver tabla 4.4):

Tabla 18

## Presiones de operación para el V-3012

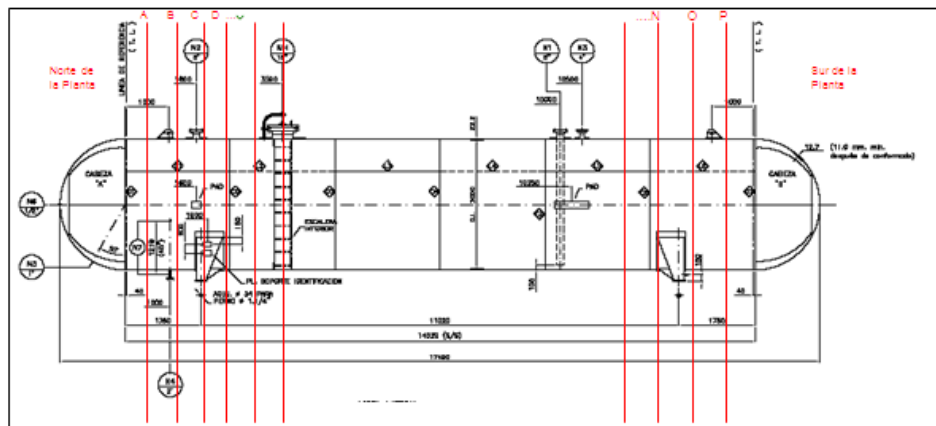
Junta	Formula	T (in)	P (psi)	R (in)	S (psi)	E
Pared Cilíndrica: Juntas longitudinales. Esfuerzo circunferencial	$t_l = PR/(SE-0.6P)$	0.497	164.97	30	20015.2	1
Pared Cilíndrica: Juntas circulares. Esfuerzo longitudinal	$t_c = PR/(2SE+0.4P)$	0.468	266.23	30	20015.2	0.85
Pared Esférica	$t = PR/(2SE-0.2P)$	0.497	281.38	30	20015.2	0.85

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)



**Figura 20 División circular y longitudinal de los casquetes**

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)



**Figura 21 División longitudinal del cuerpo**

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)



**Figura 22 Acumulador de gas V-3012**

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

Las conclusiones que se obtuvo una vez realizada la inspección por ultrasonido del acumulador son:

- Luego de la inspección se registran valores que muestran una disminución de espesor máxima de 42,87%. En la parte superior del recipiente.
- De acuerdo al Código ASME SECTION VIII Div.1, se obtiene como resultado las siguientes presiones de operación: 164.97 psi ó 266.23 psi para el cuerpo, y 281.38 psi para los casquetes. En vista de que el recipiente tiene juntas de soldadura tanto longitudinales como circunferenciales se debería usar el valor de menor presión (164.97.25 psi); comparando esta presión con la de operación (250 psi), se determina que el equipo se encuentra trabajando en condiciones de operación no seguras.

- Exteriormente la pintura se encuentra en mal estado con ampollamiento y desprendimientos en varias zonas del acumulador.

Las recomendaciones que se obtuvo una vez realizada la inspección por ultrasonido:

- Se debe reparar el recubrimiento externo del acumulador V-3012.
- Se debe programar, si las condiciones de diseño lo permite, una inspección visual interna para corroborar los valores obtenidos mediante la inspección UT, chequear los cordones de soldadura, reparar la chapa y el recubrimiento interno del acumulador.
- De no ser posible la inspección visual interna, se debe realizar una nueva inspección UT antes de finalizar el año con un equipo que cuente con scan C, ideal para realizar un mapeo de corrosión y corroborar el estado de la chapa del acumulador de gas.
- De acuerdo a la evaluación de presiones el vessel se encuentra operando en condiciones no seguras y se recomienda que salga de servicio.



**Figura 23 Inspección interna acumulador V-3012**

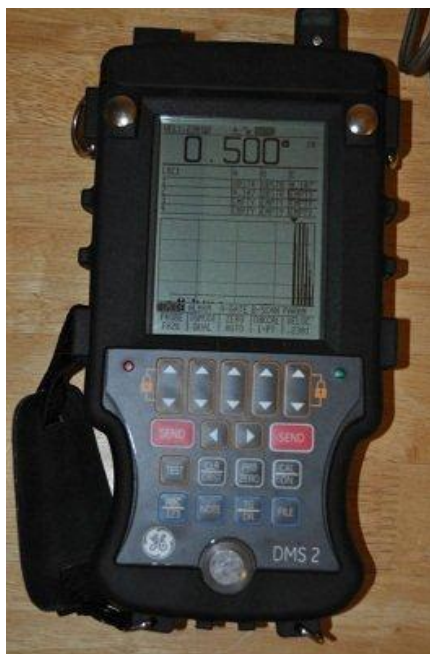
Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

#### 4.1.2 EQUIPOS

El equipo que se utiliza es un DMS 2 que es un medidor de espesores portátil con registrador de datos integrado. Con este instrumento se puede medir el espesor de pared en los diferentes equipos estáticos como los separadores de agua libre, separadores de producción, tanques de almacenamiento. De este modo, el DMS 2 es especialmente indicado para mediciones en los equipos de Repsol.

Entre las principales características tenemos:

- Pantalla LCD grande para visualización del valor de medición.
- Indicación grande del valor de medición para poder leerlo cómodamente incluso a gran distancia.
- Precisión digital de 0,01 ml o 0,1 ml (seleccionable) a través de todo el rango de medición
- Unidades conmutables entre pulgadas y ml. Todos los valores de medición se convierten a la unidad seleccionada.
- Bajo peso (725 g incluidas baterías)
- Carcasa de plástico resistente a los golpes con panel de mando fácil de limpiar
- Protección contra el polvo y la humedad (IP54)
- Registrador de datos integrado para el almacenamiento de 150.000 valores de medición o 1.100 A-Scan o B-Scan (ampliable a 318.000/2.400)
- Almacenamiento opcional de informaciones adicionales para cada lugar de medición.



**Figura 24 Equipo Krautkramer DMS2**

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

### **4.1.3 COMPETENCIAS DEL PERSONAL**

El personal que efectúe la inspección, evaluación e interpretación por ultrasonido industrial, debe estar calificado y certificado de acuerdo al instructivo de calificación y certificación del personal de ensayos no destructivos de Repsol y siguiendo la práctica recomendada SNT-TC-1A.

## **4.2 PRUEBA DE TINTAS PENETRANTES**

### **4.2.1 DESCRIPCIÓN**

El tanque de crudo T-1108 presentó una fuga en el primer anillo, se realizó una evaluación preliminar de la falla y se recomendó retirar todo el aislamiento térmico para establecer las condiciones mecánicas de las paredes del tanque. Se realiza una inspección completa de la chapa metálica que compone las paredes del tanque. En esta inspección se encontró la presencia de varias zonas con corrosión, en las cuales se procedió a realizar la respectiva evaluación mediante estándares



aplicables para establecer los criterios más adecuados para su rehabilitación (Repsol, 2011)

Se realizó la inspección y evaluación de las áreas corroídas de la siguiente manera:

- Se realiza la identificación de zonas aisladas en cada anillo, marcando las mismas y codificándolas de acuerdo a su ubicación.
- En cada zona identificada, se realiza la medición del pitting más profundo y del valor promedio de profundidad de pittings, de acuerdo a lo que indica la norma API 653 “Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction” en su numeral 4.3. (ver fotografías 1 – 4)
- Una vez registrados los valores de profundidades de pittings, se realiza la evaluación de los puntos corroídos de acuerdo al numeral 4.3.2, de la norma en mención. Mediante esta evaluación se establece la idoneidad de la chapa metálica para continuar en operación o para ser sometida a algún tipo de reparación.
- Una vez determinadas las zonas a reparar, se realiza una marcación de todos aquellos lugares en los que se debe colocar parches metálicos siguiendo las recomendaciones del API 653 “Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction” en su numeral 9.2. (ver fotografías 5, 6 y 7)

Una vez realizada las reparaciones se procede a su verificación:

- Una vez terminados los trabajos de soldadura de los parches, se realiza una inspección visual de las reparaciones para establecer la conformidad de las mismas de acuerdo a los criterios de API 653, tanto para la forma, dimensión y ubicación de los parches; así como, de las juntas soldadas.

- Se realiza también, por muestreo, ensayos de tintas penetrantes al 50% de los parches colocados. Todas las inspecciones señaladas y las dimensiones de los parches instalados se muestran en la tabla 4.5.

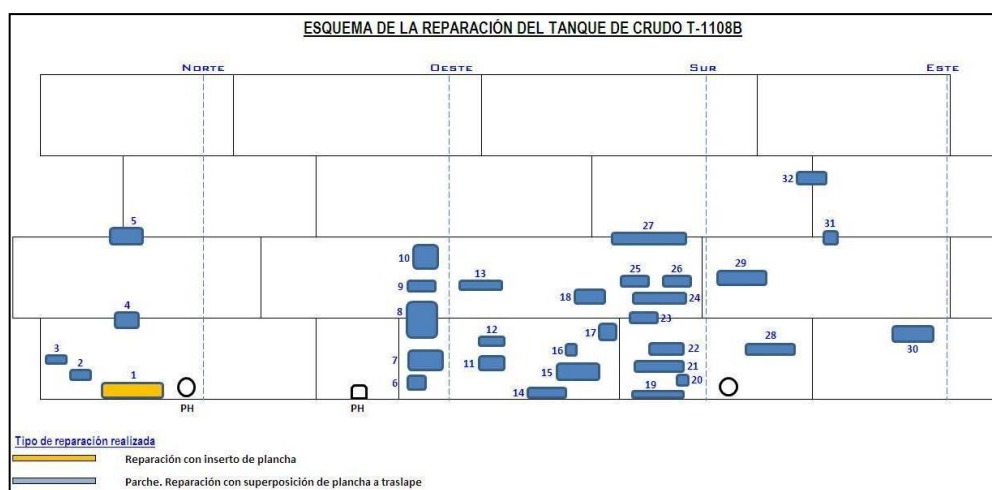


Tabla 19

## Resultado Ensayo PT tanque T-1108B

Reparación No.	Tipo	Anillo	Dimensión L x L (cm)	Ensayo PT	VT
1	Inserto	1	240 x 50	ok	ok
2	Parche	1	60 x 25	ok	ok
3	Parche	1	25 x 50	--	ok
4	Parche	1	40 x 80	ok	ok
5	Parche	2	122 x 50	ok	ok
6	Parche	1	60 x 55	--	ok
7	Parche	1	180 x 70	--	ok
8	Parche	2	120 x 100	--	ok
9	Parche	2	75 x 35	ok	ok
10	Parche	2	60 x 50	ok	ok
11	Parche	1	110 x 50	ok	ok
12	Parche	1	110 x 20	ok	ok
13	Parche	2	130 x 20	--	ok
14	Parche	1	90 x 30	ok	ok
15	Parche	1	180 x 60	ok	ok
16	Parche	1	50 x 40	--	ok
17	Parche	1	70 x 60	--	ok
18	Parche	2	70 x 50	--	ok
19	Parche	1	150 x 20	ok	ok
20	Parche	1	50 x 40	ok	ok
21	Parche	1	170 x 40	ok	ok

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

Todos los trabajos realizados son documentados en una memoria fotográfica:



Fotografía 1. Identificación de zonas y medición de pittings



Fotografía 2. Identificación de zonas y medición de pittings



Fotografía 3. Identificación de zonas y medición de pittings



Fotografía 4. Identificación de zonas y medición de pittings



Fotografía 5. Marcación de zonas a ser reparadas



Fotografía 6. Marcación de zonas a ser reparadas



Fotografía 7. Marcación de zonas a ser reparadas.



Fotografía 8. Parches colocados



Fotografía 9. Parches colocados.



Fotografía 10. Parches colocados.



Fotografía 11. Parches colocados



Fotografía 12. Parches colocados



Fotografía 13. Inspección PT en parches instalados.



Fotografía 14. Inspección PT en parches instalados.



Fotografía 15. Inspección PT en parches instalados.



**Figura 26 Aplicación ensayo tintas penetrantes**

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

#### 4.2.2 EQUIPO

##### Líquido penetrante visible removible con agua SPOTCHECK SKL-WP

El SKL-WP de spotcheck es un penetrante con tinte rojo visible, poco olor, lavable al agua. El SKL-WP presenta características de excelente penetración que proporcionan una mayor confiabilidad en la detección de discontinuidades.

##### Líquido limpiador-removedor SPOTCHECK SKC-S

Base no clorinada, limpia con removedor, recomendado para uso y fines generales. Aceptable en aleaciones especiales y en aplicaciones nucleares. Uso en pruebas y ensayos no destructivos por medio de líquidos penetrantes.

##### Reveladores base solvente. SPOTCHECK SKD-S2

El SKD-S2 es una suspensión de partículas blancas en un solvente de secado rápido lista para usarse.



**Figura 27 Kit tintas penetrantes**

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

### **4.2.3 COMPETENCIAS DEL PERSONAL**

El personal que efectúe la inspección, evaluación e interpretación por tintas penetrantes, debe estar calificado y certificado de acuerdo al instructivo de calificación y certificación del personal de ensayos no destructivos de Repsol y siguiendo la práctica recomendada SNT-TC-1A.

## **4.3 PRUEBA POR CORRIENTES INDUCIDAS**

### **4.3.1 DESCRIPCIÓN**

Se realizó la inspección con el método de corrientes inducidas a la tubería del intercambiador de calor E-1204.

Las corrientes inducidas son producidas al interactuar un campo magnético pulsante con un metal o conductor eléctrico.

Cuando una corriente alterna pasa por una bobina, crea un campo magnético a su alrededor. Si aproximamos la bobina a un metal, en éste se induce una corriente eléctrica, que son las conocidas corrientes inducidas o parásitas, o de Foucault, o en inglés (Eddy Currents). Estas corrientes inducidas están dispuestas en planos perpendiculares al sentido del campo magnético y su densidad va disminuyendo a medida que se profundiza en el material.

Las corrientes inducidas crean su propio campo magnético que interactúa con el de la bobina, afectando finalmente la impedancia de la bobina.

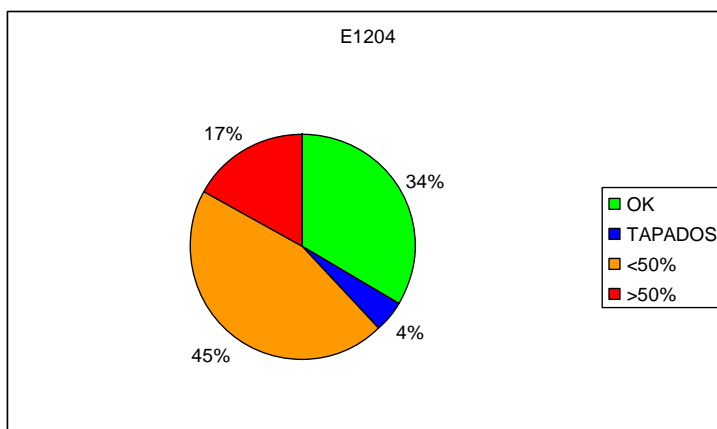
Observando los cambios de impedancia en esta bobina a través de un instrumento de escala (aguja) o pantalla se pueden realizar las siguientes mediciones:

1. Detección de discontinuidades superficiales y sub-superficiales



2. Evaluación de espesores pequeños de material
3. Caracterización de las aleaciones en materiales metálicos
4. Evaluación del espesor de una capa no conductora (pintura) sobre un metal.
5. Detección de corrosión en el recubrimiento tipo cladding de tanques de almacenamiento.
6. Inspección de tubería de intercambiadores de calor (Service S.A, 2007)

Una vez realizado el análisis por corrientes inducidas obtuvimos los siguientes resultados.

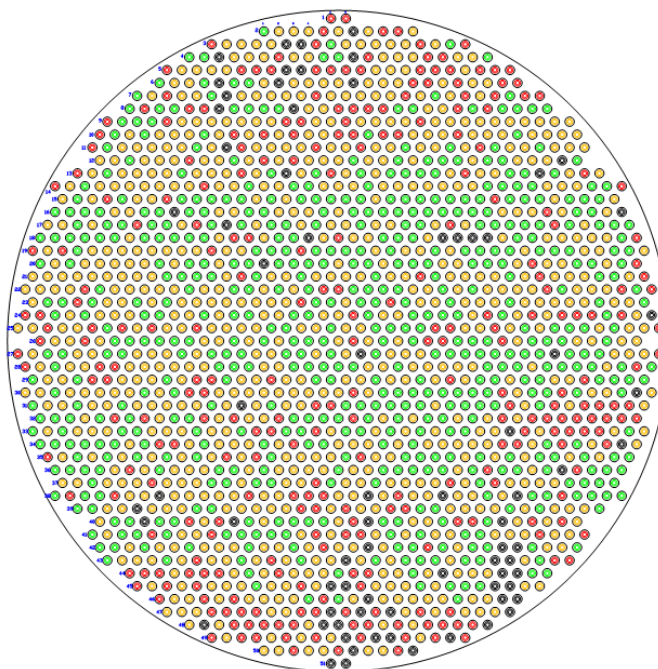


**Figura 28 Análisis porcentual tubos intercambiador de calor**

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

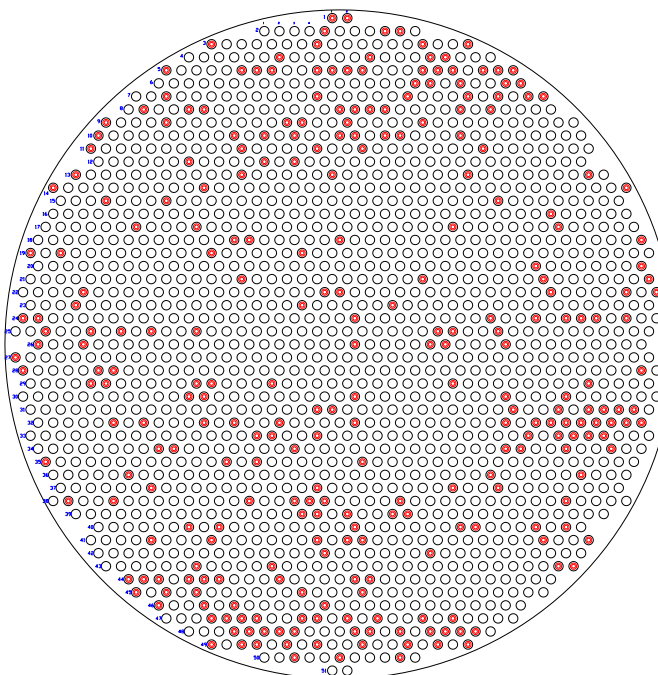
A continuación se detalla la figura con los diferentes tubos aprobados y sus pérdidas de espesor para lo cual tenemos los siguientes indicadores:

- Indicaciones <50%
- Indicac > 50%
- OK
- Ya condenados



**Figura 29 Detalle tubos intercambiador de calor E-1204 desde cabezal sur**

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)



**Figura 30 Detalle tubos indicadores superiores 50% intercambiador E-1204**

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

Las conclusiones y recomendaciones obtenidas del estudio realizado al intercambiador de calor se las detalla a continuación:

- Se inspeccionaron en total 1606 tubos, de los cuales el 17% presenta indicaciones superiores al 50% de pérdida de espesor, en total sumando los 75 tubos ya condenados, se tiene un 21% de tubos inservibles.
- Se encontró aceite en 2 tubos, lo que indica que están perforados, uno de ellos estaba condenado pero perdió el tapón del lado sur, como se indica en la tabla.
- Se recomienda reemplazar o taponar los tubos que presentan indicaciones superiores al 50%.
- Se sugiere realizar una nueva inspección en un año para hallar la tendencia y poder predecir mejor el comportamiento del equipo.



**Figura 31 Intercambiador de calor E-1204**

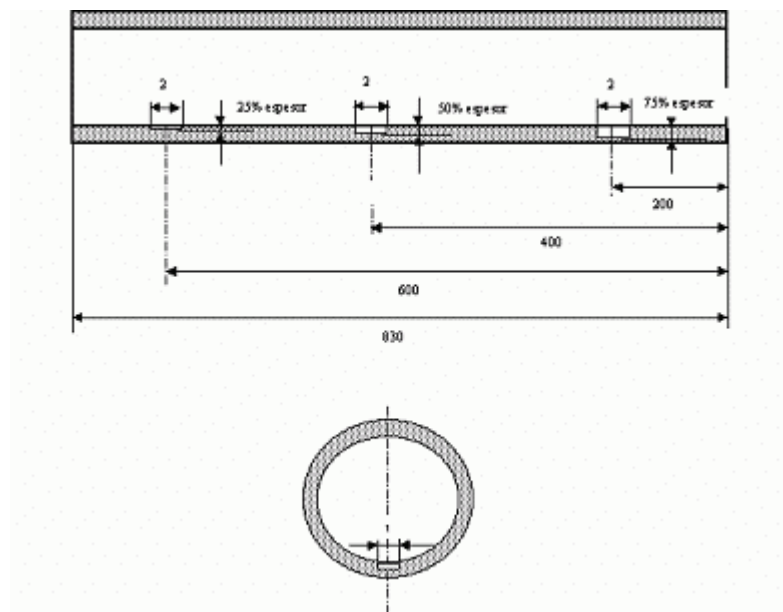
Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

### 4.3.2 EQUIPO

El equipo que se usó para realizar el ensayo de corrientes inducidas fue universal con plano de impedancia multicanal marca HOCKING, modelo PHASEC 2200. Calibrado en General Electric, Inglaterra, según estándar ANSI-NCSL Z-540-1.

Para calibrar el equipo se emplea un patrón o cuerpo de prueba que está hecho del mismo material y dimensiones del tubo a inspeccionar. En este patrón se realizan defectos artificialmente en los diámetros interior y exterior mediante la electro erosión, para simular picaduras, grietas, poros y erosión. En la siguiente figura se muestra un ejemplo de tubos patrón para calibración del equipo (Service S.A, 2007)

#### TUBO PATRÓN PARA DEFECTOS EN EL DIAMETRO INTERIOR





**Figura 32 Equipo medición corrientes inducidas**

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

### **4.3.3 COMPETENCIAS DEL PERSONAL**

El personal que efectúe la inspección, evaluación e interpretación por corrientes inducidas, debe estar calificado y certificado de acuerdo al instructivo de calificación y certificación del personal de ensayos no destructivos de Repsol y siguiendo la práctica recomendada SNT-TC-1A.

## **4.4 FUGA DE FLUJO MAGNÉTICO**

### **4.4.1 DESCRIPCIÓN**

En este caso se realizó un estudio en toda la tubería de aceite crudo de 16” con el método fuga de flujo magnético con la empresa GE Oil and Gas PII Pipeline Solutions, la inspección y análisis MFL 1.5 para REPSOL – YPF S.A se realizó de la siguiente manera.

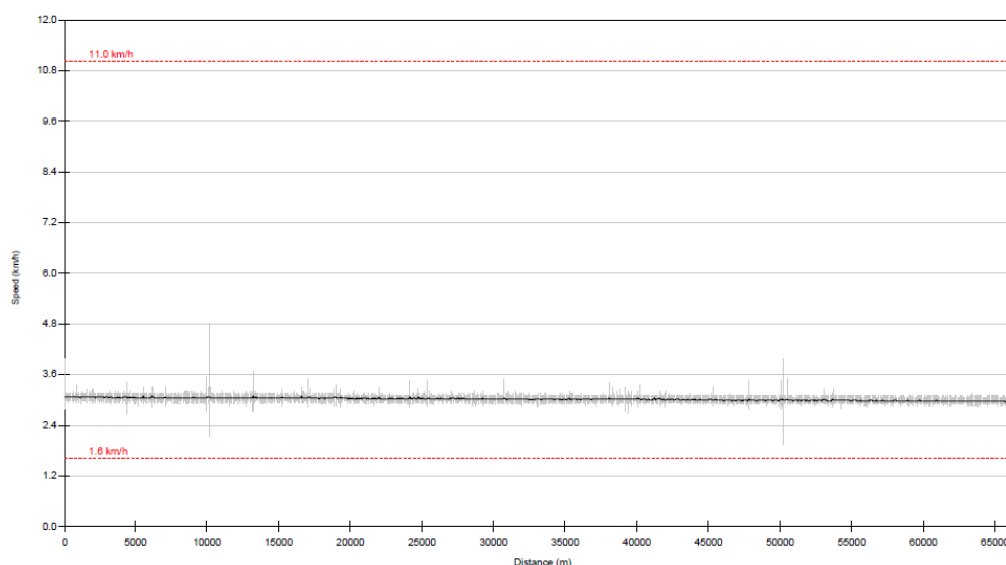
Se tomaron los datos de la tubería:

Información General de la Tubería	
Cliente	REPSOL - YPF S.A.
Localización	Ecuador
Nombre de la Tubería	16" SPF a NPF
Producto	Aceite crudo
Edad	Desconocido
Presión Operativa	Máx. 500 psi
Temperatura Operativa	Máx. 200 °C
Diámetro Exterior	16" / 406.4 mm
Espesor Nominal de la Pared	0.312" / 7.92 mm
Especificación (SYMS)	413 MPa
Soldadura	Sin soldadura
Historia de Corrosión	Desconocido
Previas ILI Inspecciones	Desconocido
Comentarios	

La integridad de los datos de la inspección fue confirmada inmediatamente después de la llegada de la herramienta. Los datos fueron descargados a un computador portátil y se generaron las siguientes estadísticas acerca de la corrida:

Información de la corrida	
Longitud de la línea	66.70 km
Hora de lanzamiento	12:14 Octubre 5, 2006
Hora de recibo	11:03 Octubre 6, 2006
Datos recogidos	1.1 GB
Intervalo de muestreo	4 mm
Velocidad promedio de la herramienta	3.0 kph
Velocidad Máxima	5.5 kph
Índice de flujo	55000 bbls/día
Presión en la línea	430 psi
Propulsión de la herramienta	Aceite crudo
AGM's Puestos	33
AGM's Recibidos	33
Representante del cliente	Leopoldo Najera
Comentarios	

A continuación obtenemos la curva velocidad vs. Distancia



**Figura 33 Curva velocidad vs distancia**

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

Una vez realizado el ensayo de MFL tenemos el siguiente análisis e interpretación de los datos obtenidos.

Un total de 361 anomalías fueron encontradas en la tubería. El análisis reveló corrosión interna y externa, encontrada en diferentes posiciones dentro de la tubería con un rango de pérdida de material del 10% al 69% con el defecto más severo localizado en el tubo 670.

La inspección de datos con MFL 1.5 ha sido correlacionada con el reporte final de Caliper. Las secciones de tubería que fueron identificadas por la herramienta MFL 1.5 no fueron identificadas en el reporte de Caliper.

Para el análisis de este registro, todos los defectos sobre 20% han sido reportados. Carretes con defectos de menos del 20% han sido reportados un solo defecto por carrete.

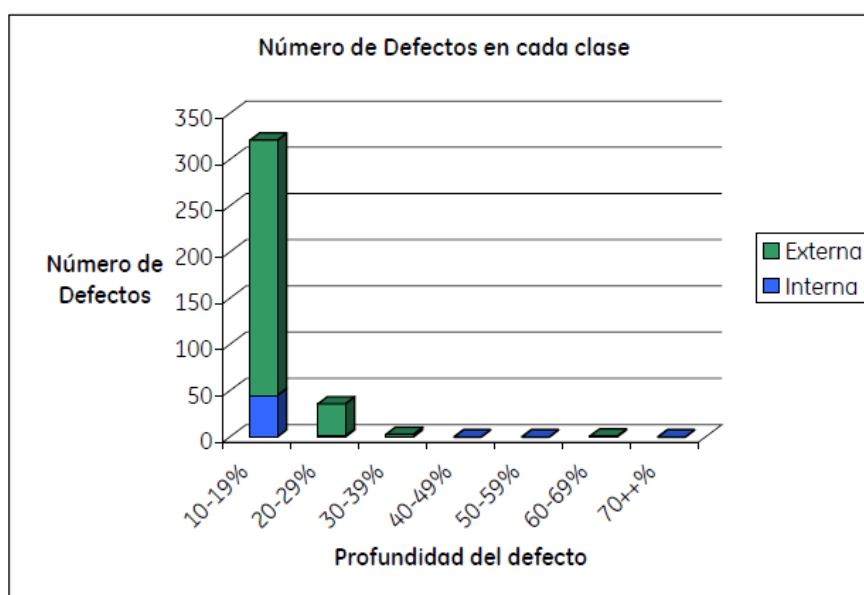
Por favor, tenga presente que las herramientas MFL 1.5 no tienen sensores para discriminar el diámetro interno ni externo. El estado de

interno/externo de un defecto es una predicción basada en las condiciones de la tubería tales como edad, presencia de H<sub>2</sub>S / CO<sub>2</sub>, y agentes externos (Ge & oil gas pl pipeline solutions, 2006)

La siguiente tabla representa el número de defectos escalados en cada clase:

Clase	10-19%	20-29%	30-39%	40-49%	50-59%	60-69%	70++
Interna	45	1	0	0	0	0	0
Externa	276	35	3	0	0	1	0
Total	321	36	3	0	0	1	0

La misma que podemos interpretarla en la figura 34.



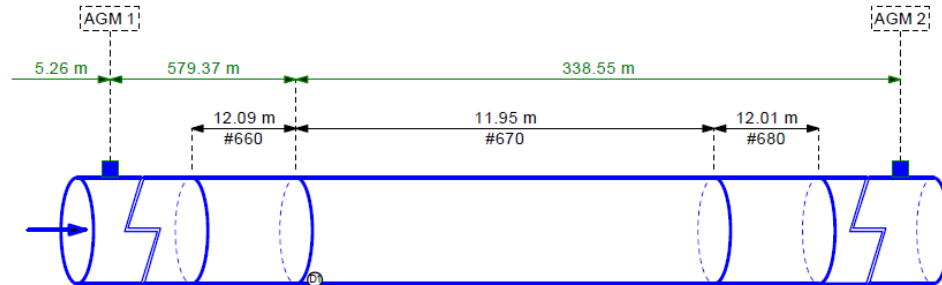
**Figura 34 Defectos obtenido tubería 16" con el método MFL**

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

El uso de este tipo de herramienta nos permite tener datos reales y exactos para poder llevar a cabo la reparación inmediata de los defectos que cuentan con más alto porcentaje de desgaste como en la parte inferior tenemos el ejemplo del defecto denominado D1.



#620	#630	#640	#650	#660	#670	#680	#690	#700	#710	#720
8.976 m	8.504 m	11.992 m	12.099 m	12.085 m	11.951 m	12.015 m	4.017 m	12.081 m	11.919 m	9.361 m



Defect	US GW distance (m)	DS GW distance (m)	Wall loss (%)	Length (mm)	Width (mm)	Orientation	Int/Ext
D1	0.058	11.893	69	11.5	76.5	6:00	Ext

#### 4.4.2 EQUIPO

Las especificaciones Operativas de la herramienta MFL 1.5 de GE Oil and Gas PII Pipeline Solutions son:

Temperatura de la tubería hasta 80 Celsius (176 Fahrenheit)

Presión de la tubería Hasta 137 bar (2000 psi)

Velocidad óptima de la herramienta 1.6 km\hr – 11.0 km\hr (1.0 mph – 6.8 mph)

Medio Líquido o Gas (Ge & oil gas pII pipeline solutions, 2006)



**Figura 35 Herramienta para MFL**

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

#### **4.4.3 COMPETENCIAS DEL PERSONAL**

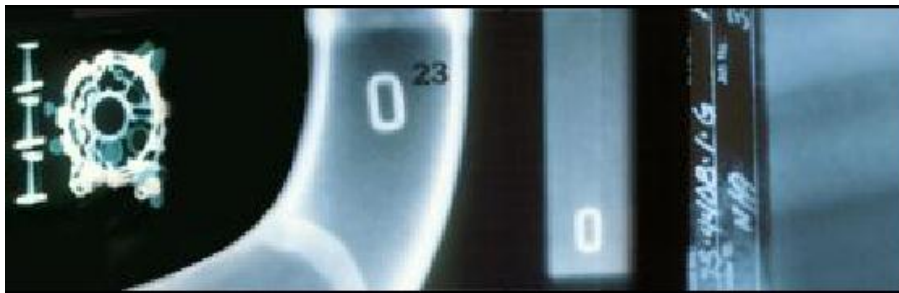
El personal que efectúe la inspección, evaluación e interpretación por fuga de flujo magnético, debe estar calificado y certificado de acuerdo al instructivo de calificación y certificación del personal de ensayos no destructivos de Repsol y siguiendo la práctica recomendada SNT-TC-1A.

### **4.5 PRUEBA RADIOGRÁFICA**

#### **4.5.1 DESCRIPCIÓN**

La inspección radiográfica en Repsol se usa con mayor frecuencia para determinar el estado de las juntas soldadas en nuevos tramos de tubería o al realizar el cambio de una sección de tubería ya sea en la planta de proceso o en las líneas que se dirigen a los diferentes pozos. Adicional esta prueba se utiliza para verificar las planchas metálicas que se coloca como refuerzo en el piso de los tanques o cuando se realiza el cambio de secciones en los anillos. Al aplicar RT, normalmente se obtiene una imagen de la estructura interna de la soldadura, debido a que este método emplea radiación de alta energía, que es

capaz de penetrar materiales sólidos, por lo que el propósito principal de este tipo de inspección es la obtención de registros permanentes para el estudio y evaluación de discontinuidades presentes en dicho material. Dentro de los END, la radiografía industrial es uno de los métodos más antiguos y de mayor uso en la industria.



**Figura 36 Aplicaciones de la radiografía en la industria**

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

#### **4.5.2 EQUIPO**

La radiografía computarizada (CR) para uso industrial sustituye a las películas con las placas de imagen, que resultan en tiempos cortos de exposición, un manejo sencillo, sin residuos químicos y la manipulación sencilla de las imágenes en computadoras personales.

La radiografía en tiempo real (RTR) para inspeccionar PCB, componentes electrónicos y más, también están disponibles en los productos NDT de Rigaku. El instrumento de inspección de objeto extraño de rayos X puede ser aplicado para las inspecciones de los objetos metálicos extraños en los zapatos, prendas de vestir, bolsas y mercancía en general.

La inspección de rutina periódica utilizando métodos de NDT ayuda a aumentar la longevidad y la confiabilidad de estos y muchos otros tipos

de equipos a través de la detección temprana de fallas o defectos.  
(Rigaku, 2017)

### **Radioflex RF-300M2F**

Radioflex RF-300M2F puede inspeccionar simultáneamente un número de piezas de ensayo mediante la colocación panorámica de las mismas alrededor de la unidad. Esta serie puede volver a utilizarse para la radiografía de haz direccional con cubierta unidireccional unido a la ventana de rayos X.



**Figura 37 Radioflex RF-100GSB**

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

### **4.5.3 COMPETENCIAS DEL PERSONAL**

El personal que efectúe la inspección, evaluación e interpretación por radiografía, debe estar calificado y certificado de acuerdo al instructivo de calificación y certificación del personal de ensayos no destructivos de Repsol y siguiendo la práctica recomendada SNT-TC-1A.

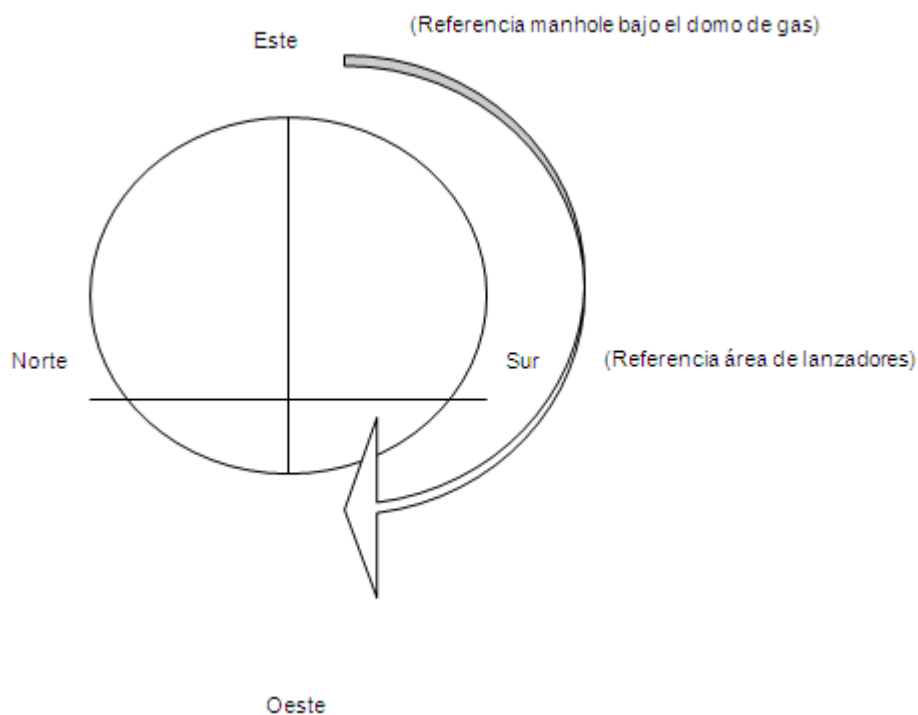
## 4.6 PRUEBA DE TERMOGRAFÍA INFRARROJA

### 4.6.1 DESCRIPCIÓN

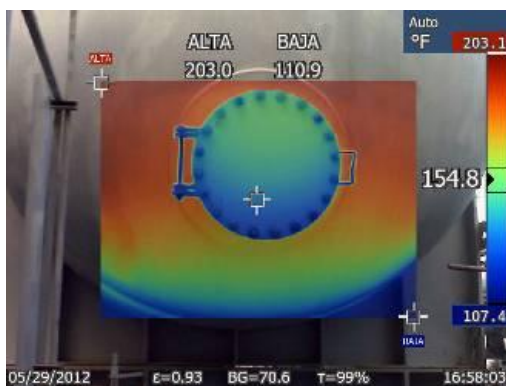
Se realiza la termografía a los separadores V-2102A y V-2102B, con la finalidad de observar si existen indicios de sedimentos dentro de los mismos.

Se realiza termografía por toda la parte externa de los separadores los mismos que se encuentran actualmente en operación. Con esta técnica podemos definir si existen o no sedimentos dentro del separador, esto se realizó desde varios puntos y ángulos.

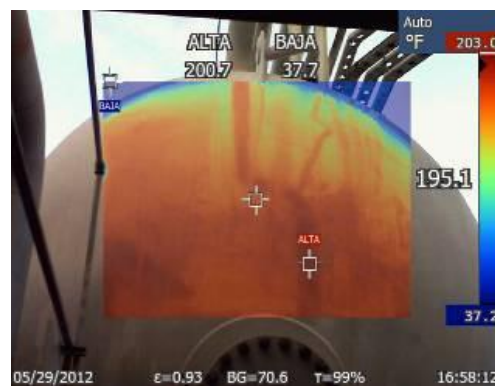
El siguiente gráfico indica cómo se tomó las lecturas termográficas de acuerdo a los Puntos Cardinales.



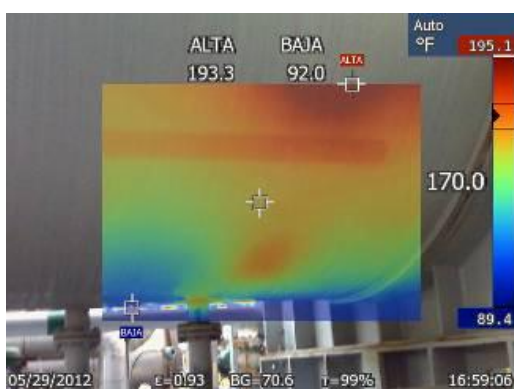
En la parte inferior tenemos el registro termográfico realizado en los equipos.

**V-2102B**

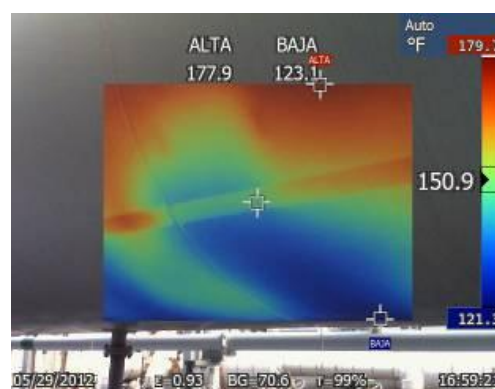
**Termografía 1.** Parte frontal V-2102B (este)



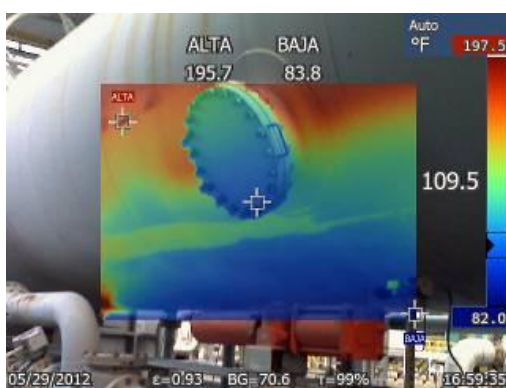
**Termografía 2.** Parte lateral V-2102B (oeste)



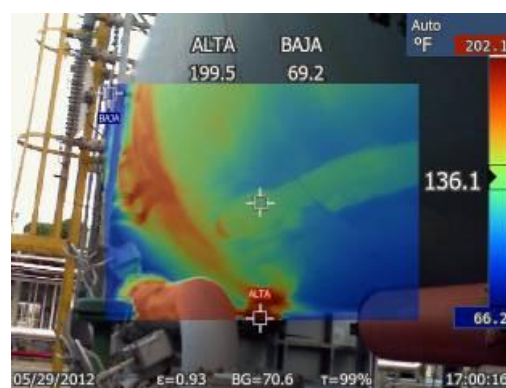
**Termografía 3.** Parte lateral V-2102B (sur)



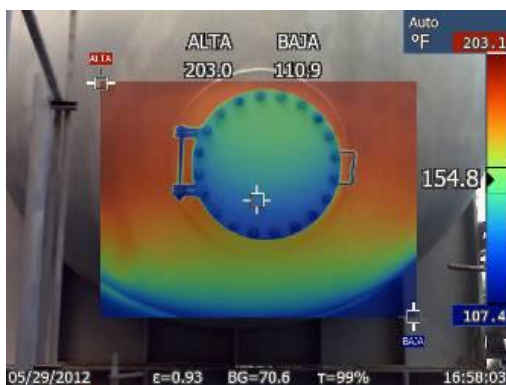
**Termografía 4.** Parte lateral V-2102B (norte)



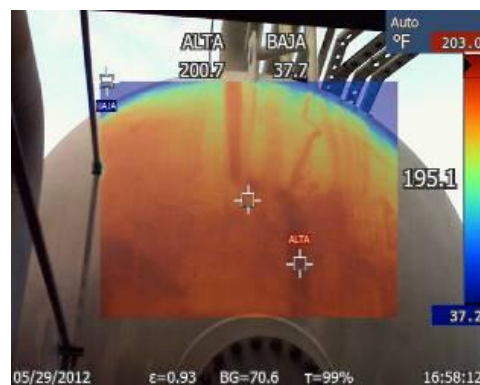
**Termografía 5.** Parte baja V-2102B (sur)



**Termografía 6.** Parte baja V-2102B (sur)

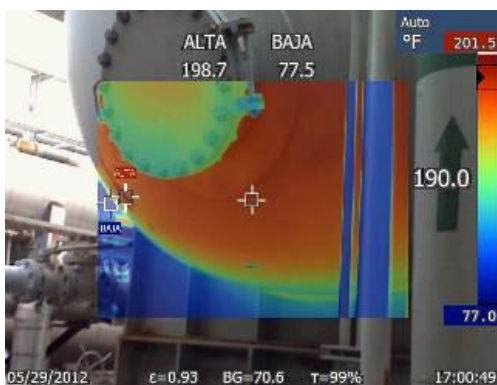


**Termografía 7.** Manhole V-2102B (oeste)

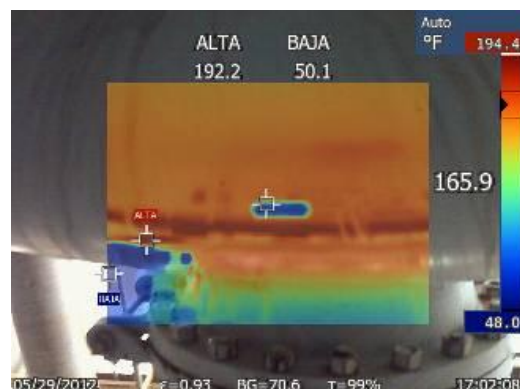


**Termografía 8.** Parte lateral V-2102B (oeste)

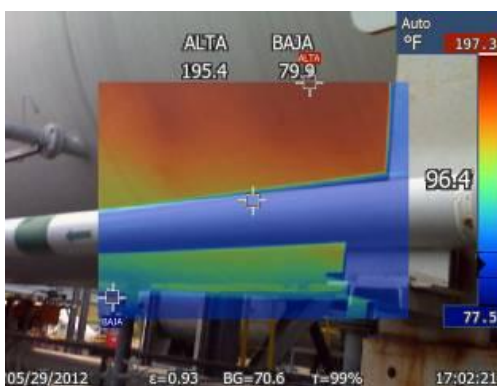
### V-2102A



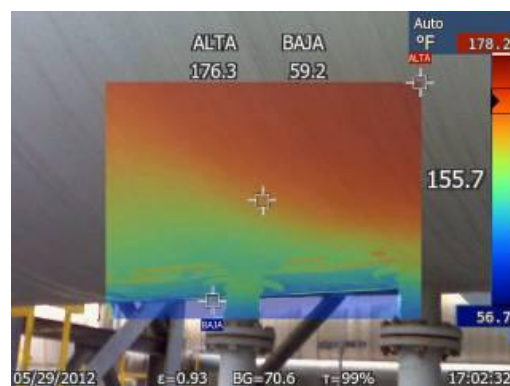
**Termografía 1.** Parte frontal V-2102A (este)



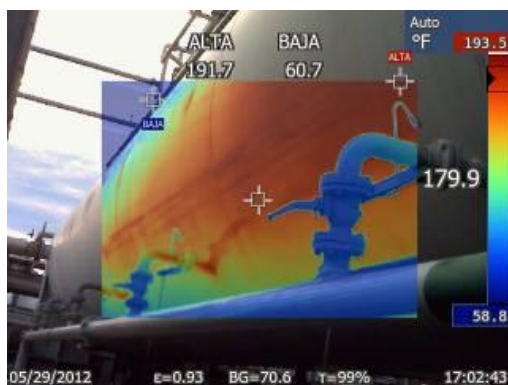
**Termografía 2.** Parte frontal V-2102A (este)



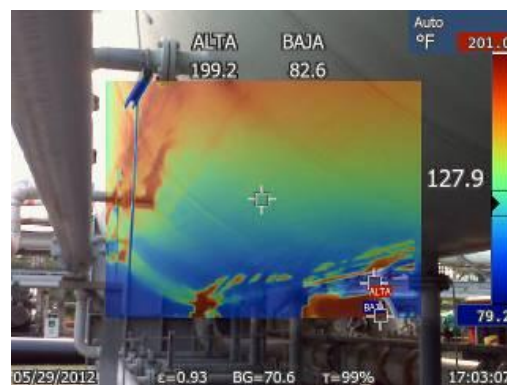
**Termografía 3.** Parte lateral V-2102A



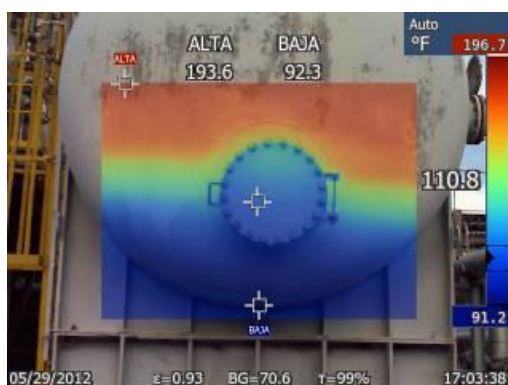
**Termografía 4.** Parte baja V-2102A



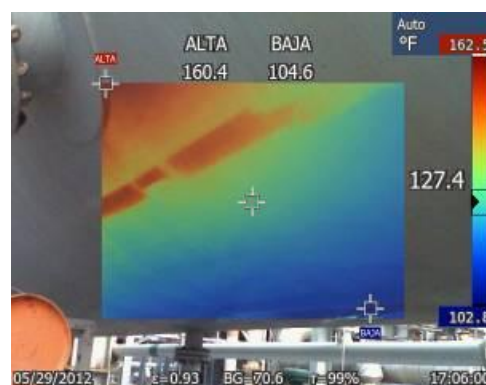
**Termografía 5.** Parte lateral V-2102A (sur)



**Termografía 6.** Parte lateral baja V-2102A (norte)



**Termografía 7.** Parte lateral V-2102A (oeste)



**Termografía 8.** Manhole V-2102A (norte)

### Conclusiones V-2102B

- Se puede observar que existe una pequeña zona con baja temperatura de hasta 110°F, en la parte baja en el sector del manhole central por lo que podríamos asumir que existe acumulación de sólidos ver fotografía 4 y 5.

### Recomendaciones V-2102B

- Se recomienda realizar sand-jet, para remover estos sedimentos.
- Y programar la limpieza interna de este separador para evitar la acumulación excesiva de sedimentos y que estos se peguen a las paredes del metal provocando un punto de corrosión.



**Conclusiones V-2102A**

- Se puede observar en existen pequeñas zonas con baja temperatura de hasta 92°F, en la parte baja en el sector del manhole central por lo que podríamos asumir que existe acumulación de sólidos ver fotografía 6, 7, y 8.

**Recomendaciones V-2102A**

- Se recomienda realizar sand-jet, para remover estos sedimentos.
- Programar la limpieza interna de este separador para evitar la acumulación excesiva de sedimentos y que estos se peguen a las paredes del metal provocando un punto de corrosión.

**4.6.2 EQUIPO**

Se usó la CAMARA FLUKE la misma que posee potentes características de alto rendimiento por lo tanto hacen que la solución de problemas sea rápida y sencilla,

Puede realizar pruebas y mediciones con sencillez, velocidad inalámbrica y conectarse a otros dispositivos inalámbricos. Cuenta con una nueva generación de enfoque automático que garantiza imágenes enfocadas en todo momento.

La cámara termográfica Fluke está equipada con el sistema de enfoque automático LaserSharp® para obtener imágenes perfectamente enfocadas y con la temperatura exacta.



**Figura 38 Cámara Infrarroja Fluke**

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

### **4.6.3 COMPETENCIAS DEL PERSONAL**

El personal que efectúe la inspección, evaluación e interpretación por termografía infrarroja debe estar calificado y certificado de acuerdo al instructivo de calificación y certificación del personal de ensayos no destructivos de Repsol y siguiendo la práctica recomendada SNT-TC-1A.

## **4.7 PRUEBA VISUAL**

### **4.7.1 DESCRIPCIÓN**

Se procede a realizar la inspección visual interna del intercambiador de calor E-1104, para posteriormente presurizar el sistema con 90 psi (ver Fotografía 1) e identificar los capilares que presenten fuga de aceite térmico.



Fotografía 1: Sistema presurizado para prueba a 90 psi



Fotografía 2. Identificación de fuga en capilares



Fotografía 3. Colocación de tapones en 19 capilares con fuga

Las conclusiones y recomendaciones que se obtuvo una vez realizada la inspección visual son las siguientes:

- Debido a los hallazgos encontrados, se procede a instalar tapones metálicos en 19 capilares del intercambiador de calor; consecuentemente, se tiene en la actualidad una cantidad de 50 capilares detectados con avería, y por tanto, que han requerido ser aislados.
- Debido a la recurrencia con la que el equipo ha estado saliendo de operación a causa de la presencia de capilares averiados, es necesario que éstos sean inspeccionados uno por uno a través de la técnica no destructiva Eddy Current (EC); con ello se conseguirá detectar no

únicamente los capilares con falla, sino también, aquellos que estén próximos a fallar, consecuentemente, se aislarían todos esos capilares, y el equipo ofrecería una mayor confiabilidad a la que actualmente presenta.



**Figura 39 Inspección visual intercambiador de calor**

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

#### **4.7.2 EQUIPO**

Equipos de iluminación: Linterna halógena.

Equipos de presurización: Equipo hidroláser de caudal y presión, bombas de alta presión, bancos de control de prueba, válvulas de seguridad, mangueras de alta presión.

Equipos de medida: Manómetros de presión, para la determinación del estado de integridad general del haz de tubos del intercambiador y además nos sirve para la detección de fugas de los componentes que retienen presión y

posible camino de la fuga que pueda afectar a la integridad o correcta operación del mismo y de otros componentes.

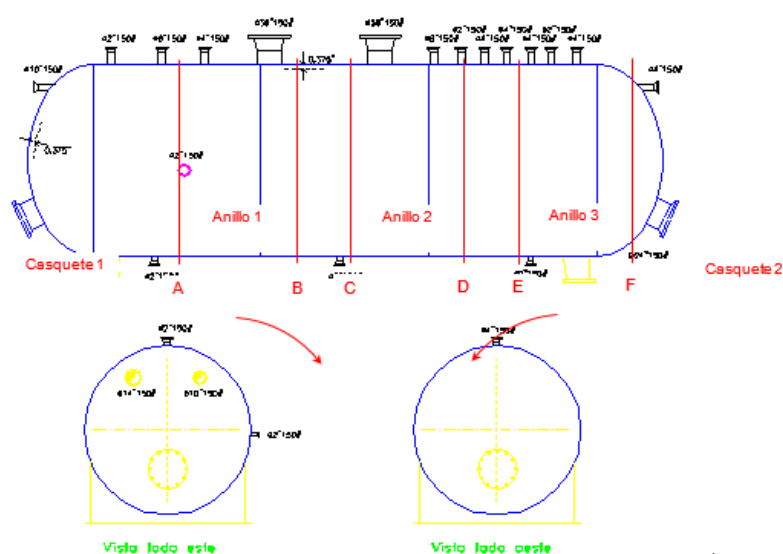
### 4.7.3 COMPETENCIAS DEL PERSONAL

El personal que efectúe la inspección, evaluación e interpretación mediante prueba visual, debe estar calificado y certificado de acuerdo al instructivo de calificación y certificación del personal de ensayos no destructivos de Repsol y siguiendo la práctica recomendada SNT-TC-1A.

## 4.8 INSPECCIÓN DE RECUBRIMIENTO

### 4.8.1 DESCRIPCIÓN

Se realiza la inspección del close drain V-1114 (ver figura 4.21) luego de haber sido éste liberado y lavado. Como dato adicional, se retiran 9072 Kg de sedimentos resultado de la limpieza.



**Figura 40 Vistas frontal y laterales del V-1114**

Fuente: Archivo técnico Repsol

En la parte externa del equipo se observan daños en la pintura del recipiente (ver fotografía 2 y 3) sin que esto signifique que el metal ha quedado expuesto y haya predisposición a la generación de procesos corrosivos. De cualquier manera, se realizaron mediciones de espesor de película seca de la pintura (ver tabla 4.6) para poder determinar si son o no necesarios trabajos de preparación de superficie y aplicación de pintura. Se registraron 12 mediciones de espesor de pintura en cada línea A, B, C, D, E y F de los tres anillos del recipiente, así también, en los casquetes se tomaron 12 mediciones cercanas a los cordones de soldadura que los unen con el cuerpo del vessel (siguiendo el procedimiento anterior) y 5 medidas en la parte central de cada casquete y que se identifican como R, S, T, U y V. Estas mediciones fueron tomadas en el sentido de giro de las manecillas del reloj estando con el inspector mirando hacia el oeste de la Planta o al casquete 1 del recipiente.

En cuanto a los componentes periféricos como tuberías, escaleras, pasarelas, pasamanos, estos se encuentran operativos y en buen estado.

En la parte interna los accesorios del equipo se encuentran en buenas condiciones, al igual que los cordones de soldadura que unen las placas metálicas que forman los casquetes y anillos (Repsol, 2011)

En lo que respecta a la pintura, se realizaron mediciones de espesor de película seca (ver tabla 4.7) siguiendo el mismo procedimiento de la inspección externa. Estas arrojaron los resultados siguientes:

- Se evidencian desprendimientos de las capas intermedia y final de pintura (ver fotografías 4, 6, 7 y 8).

- Se registran valores de espesor de película seca de alrededor de 3 mils donde se comprueba el desprendimiento de las dos capas mencionadas anteriormente.
- La zona inferior del recipiente es donde en mayor porcentaje se detectaron desprendimientos de pintura (ver fotografía 6).
- En la parte superior del equipo se observan desprendimientos de menor magnitud (ver fotografía 8).

Se pudo observar que de los 3 ánodos de sacrificio instalados en la inspección pasada, dos de estos fueron consumidos totalmente mientras que el tercero tiene un 60% de su masa aun presente (ver fotografía 5).

Tabla 20

## Registro de espesores de película seca de la pintura externa del recipiente

Zona	Casquete 1	Casquete 2
12:00	<del>17.6</del>	11.6
1:00	<del>12.9</del>	11.3
2:00	<del>21.3</del>	<del>13.4</del>
3:00	14.7	<del>12.9</del>
4:00	<del>16.1</del>	5.4
5:00	2.9	<del>20.2</del>
6:00	<del>15.4</del>	<del>21.2</del>
7:00	4.7	<del>16.9</del>
8:00	3.4	<del>17.7</del>
9:00	<del>13.4</del>	<del>19.7</del>
10:00	<del>18.8</del>	10.7
11:00	<del>14.1</del>	<del>12.2</del>
R	<del>12.6</del>	11.9
S	7.4	10.3
T	<del>13.8</del>	9
U	9	8.4
V	8.1	8
<b>Minimo</b>	2.9	5.4
<b>Perdida %</b>	71%	46%

Zona	Anillo 1		Anillo 2		Anillo 3	
	A	B	C	D	E	F
12:00	8.2	10.3	10.8	5.5	6	10.7
1:00	<del>13.9</del>	11.6	4.4	9.1	10	11.6
2:00	<del>14.1</del>	10.8	9.9	<del>12.8</del>	8.8	10.2
3:00	9.8	10.5	11.6	10.1	8.7	9
4:00	<del>17.2</del>	9	3.1	<del>13.2</del>	<del>18.1</del>	<del>15.1</del>
5:00	<del>16.2</del>	<del>15.8</del>	<del>19.8</del>	<del>14.5</del>	7.4	11.9
6:00	<del>25.3</del>	<del>19.2</del>	<del>13.7</del>	<del>17.5</del>	<del>23.7</del>	<del>13.3</del>
7:00	6.7	5.3	6.6	<del>17.6</del>	<del>18</del>	<del>13.3</del>
8:00	<del>12.5</del>	7.1	5.2	5.3	7.7	<del>13.7</del>
9:00	10.8	11.8	4.8	10.6	9.7	8.5
10:00	<del>14.7</del>	<del>12.3</del>	8.2	10.4	<del>12.2</del>	8.7
11:00	8.3	11.7	<del>12.9</del>	2.97	9	3.4
<b>Minimo</b>						
<b>Perdida %</b>						

Espesor original: 10 mils

Espesor minimo: 8 mils

Espesor maximo: 12 mils

Nota: Se tachan los valores superiores al espesor maximo

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)



Tabla 21

## Registro de espesores de película seca de la pintura interna del recipiente

Zona	Casquete 1	Casquete 2
12:00	10	<del>13.4</del>
1:00	9.7	10.9
2:00	9.8	10.5
3:00	10.7	10.5
4:00	10.1	10.5
5:00	8.3	10
6:00	8.2	10.5
7:00	<del>22.3</del>	10.8
8:00	<del>24.2</del>	9.5
9:00	<del>20.8</del>	11.2
10:00	<del>20.3</del>	10.5
11:00	<del>12.3</del>	<del>13.3</del>
R	15.5	<del>15.2</del>
S	20.6	10.6
T	10.4	10.3
U	<del>16.3</del>	<del>12.3</del>
V	15.1	<del>16.1</del>
<b>Minimo</b>	8.2	9.5
<b>Perdida %</b>	18%	5%

Zona	Anillo 1		Anillo 2		Anillo 3	
	A	B	C	D	E	F
12:00	9.1	7.7	6.7	9.3	9.2	11.6
1:00	9.3	5.5	2.9	7.6	6.7	<del>12.1</del>
2:00	10.4	6.3	2.3	6.5	8.1	11.8
3:00	9.5	7.6	3.1	7.3	9.6	10.2
4:00	9.5	6.7	6	9.3	7.7	8.9
5:00	10.7	9.7	10	7.6	8.7	8.4
6:00	9.8	<del>13</del>	12	8.1	11.3	9.9
7:00	11.9	7.3	11.9	9.3	8.7	11.3
8:00	10	6.2	3.8	<del>12.6</del>	7.7	11.8
9:00	<del>13.9</del>	3.2	2.8	10.2	<del>12.8</del>	<del>14.1</del>
10:00	3.6	8.5	5.1	8.3	<del>12.1</del>	11.4
11:00	3.1	<del>14.3</del>	<del>15.7</del>	<del>12.8</del>	<del>14.3</del>	<del>13.5</del>
<b>Minimo</b>	3.1		2.3		6.7	
<b>Perdida %</b>	69%		77%		33%	

Espesor original: 10 mils

Espesor minimo: 8 mils

Espesor maximo: 12 mils

Nota: Se tachan los valores superiores al espesor maximo

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

Se documenta toda la información a continuación las siguientes fotografías:



Fotografía 1: Panorámica del V-1114



Fotografía 2: Estado de la pintura externa



Fotografía 3 : Perdida de las capas intermedia y final de pintura externa



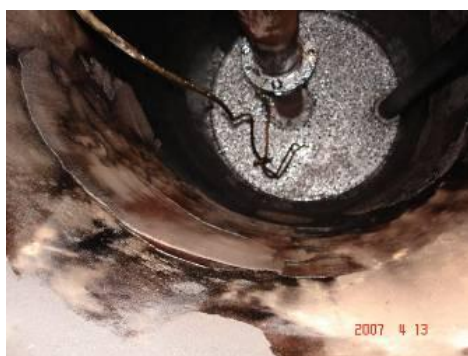
Fotografía 4: Estado de la pintura interna del recipiente del lado del manhole oeste



Fotografía 5: Estado del único ánodo que aun tenia masa (del lado del manhole este)



Fotografía 6: Estado general de la parte inferior del recipiente



Fotografía 7: Danos de pintura en los alojamientos de las succiones de las bombas P-1128 A/B



Fotografía 8: Estado de la pintura de la parte superior del vessel

Una vez realizada la inspección del recubrimiento en el recipiente se tiene las siguientes conclusiones y recomendaciones:

- El vessel tanto interna como externamente se encuentra en condiciones operativas.

- Se observan desprendimientos de las capas de pintura en el interior y exterior del recipiente.
- Pintar todo el interior del recipiente debido a la condición actual del recubrimiento del mismo, que en forma general ha sufrido el desprendimiento de las capas intermedia y final de pintura.
- Si bien es cierto, el recubrimiento externo del equipo no presenta pérdidas tan considerables como en su parte interna, sin embargo, se recomienda pintar externamente el recipiente, aprovechando los trabajos de pintura que se deben realizar al interior del mismo.
- Colocar tres ánodos Galvalum III tal como se había diseñado anteriormente y cambiar la frecuencia de inspección a cuatro años.

#### **4.8.2 EQUIPO**

Los medidores electrónicos están descritos como medidores Tipo II, tanto por SSPC-PA 2 como por ASTM D7091. Estos emplean una sonda de medición y los principios de inducción magnética, efecto Hall y/o de corriente de eddy, en conjunto con microprocesadores electrónicos, para producir lecturas de espesores del recubrimiento. La sonda del medidor debe ser colocada directamente (en una posición perpendicular) sobre la superficie pintada para obtener una lectura.

Algunos permiten el uso de sondas intercambiables integrales o separadas. En cada caso el procedimiento es el mismo. El espesor del recubrimiento se muestra en la pantalla del medidor. Muchos fabricantes de medidores Tipo 2 tienen modelos disponibles con capacidad de memoria para almacenar hasta 40.000 lecturas en diversos lotes o grupos. Esto permite al usuario tomar lecturas en múltiples áreas y mantenerlas almacenadas por separado, en distintos archivos por lotes en el equipo, para su uso futuro. Estos datos

almacenados pueden ser transferidos a un computador (ordenador) y a veces a otros dispositivos.



**Figura 41 Medidores de espesores, Elcometer 500**

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

### **4.8.3 COMPETENCIA DEL PERSONAL**

El personal que efectúe la inspección, evaluación e interpretación del recubrimiento, debe estar calificado y certificado de acuerdo al instructivo de calificación y certificación del personal de ensayos no destructivos de Repsol y siguiendo la práctica recomendada SNT-TC-1A.

## **4.9 INSPECCIÓN Y MONITOREO DE SISTEMAS DE PROTECCIÓN CATÓDICA**

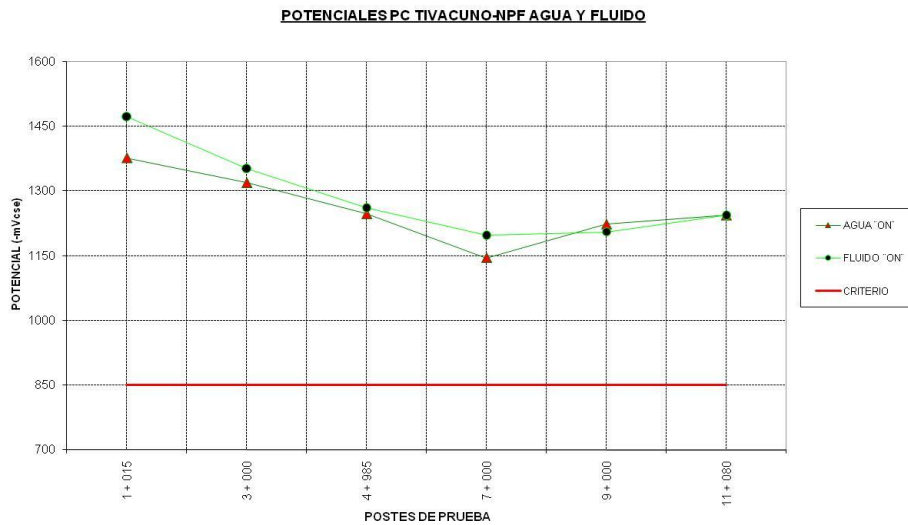
### **4.9.1 DESCRIPCIÓN**

Las características fundamentales de la corrosión, es que sólo ocurre en presencia de un electrolito, ocasionando regiones plenamente identificadas, llamadas anódicas y catódicas.

Teóricamente, se establece que el mecanismo consiste en polarizar el cátodo, llevándolo mediante el empleo de una corriente externa, más allá del potencial de corrosión, hasta alcanzar por lo menos el potencial del ánodo en circuito abierto, adquiriendo ambos el mismo potencial eliminándose la corrosión del sitio, por lo que se considera que la protección catódica es una técnica de polarización catódica.

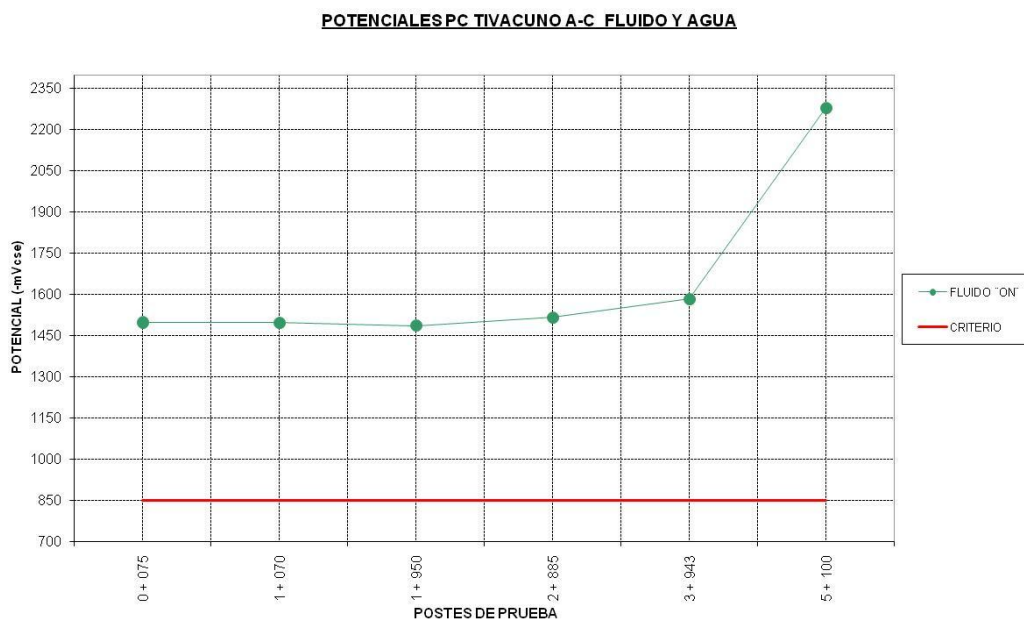
Para la medición del potencial se utiliza el electrodo de referencia de Cu-CuSO<sub>4</sub> el cual ha sido universalmente adoptado para este tipo de trabajo. El potencial de polarización mínimo (según NACE SP 0169 - 07) con referencia a este electrodo es de -850 mVCSE. El monitoreo se lo realiza midiendo la diferencia de potencial entre el electrodo de cobre sulfato de cobre CSE y la estructura protegida.

La protección catódica frecuentemente se utiliza junto con otros métodos de control de corrosión, como recubrimientos. Una vez realizado el monitoreo e inspección del sistema de protección catódica se realiza los registros de la medición de potenciales del sistema poste a poste a lo largo del recorrido de cada una de las líneas que comprende el Área Tivacuno, a continuación se indica las figuras de los resultados obtenidos:



**Figura 42 Potenciales Tivacuno NPF**

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)



**Figura 43 Potenciales Tivacuno A-C**

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

El análisis realizado nos indica que:

- El SPC de las líneas de agua de formación y fluido en el tramo NPF-Tivacuno A/B, se encuentra trabajando adecuadamente ya que los potenciales obtenidos están sobre el mínimo requerido por la norma NACE SP-169-07, el cual es de -850mV CSE.
- El SPC de las líneas de la fluido en el tramo Tivacuno A-Tivacuno C, se encuentra trabajando adecuadamente ya que los potenciales obtenidos están sobre el mínimo requerido por la norma NACE SP-169-07, el cual es de -850mV CSE.
- En TIVACUNO C- TIVACUNO A/B las estaciones de prueba se encuentran en buenas condiciones
- En TIVACUNO A/B – NPF las estaciones de prueba se encuentran en buenas condiciones

#### 4.9.2 EQUIPO

Para realizar la inspección se utilizaron los siguientes equipos:



**Figura 44 Multímetro digital FLUKE 87 V**

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)





**Figura 45 Celda de referencia cobre – sulfato de cobre**

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)



**Figura 46 Interruptor de corriente**

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

### **4.9.3 COMPETENCIA DEL PERSONAL**

El personal que efectúe la inspección, evaluación e interpretación de la protección catódica, debe estar calificado y certificado de acuerdo al instructivo de calificación y certificación del personal de ensayos no destructivos de Repsol y siguiendo la práctica recomendada SNT-TC-1A.

## **4.10 PRUEBA DE REDONDEZ, VERTICALIDAD Y ASENTAMIENTO EN TANQUES**

### **4.10.1 DESCRIPCIÓN**

Para efectuar la medición de estas pruebas se debe ir realizando conforme se va llenando y vaciando el tanque, para lo cual se va tomando las mediciones desde el 0%, 50%, 75% hasta llegar al 100% del agua, de igual forma a las 24 horas con el tanque lleno al 100% se procede a tomar una nueva medición y finalmente al vaciar el tanque. Todos los datos tomados se comparan con cada una de las tablas de acuerdo a las normas para verificar que están dentro del rango y se procede a su posterior aprobación.

MEDICIONES 75%(mm)				
REFERENCIA	GRADOS	RADIO MEDIDO	RADIO PROMEDIO	DIFERENCIA mm
1	0°	18893,1	18894,8	1,7
2	22,5°	18893,7	18894,8	1,1
3	45°	18896,2	18894,8	-1,4
4	67,5°	18892,9	18894,8	1,8
5	90°	18896,9	18894,8	-2,2
6	112,5°	18897,5	18894,8	-2,7
7	135°	18891,8	18894,8	3,0
8	157,5°	18892,0	18894,8	2,8
9	180°	18894,4	18894,8	0,4
10	202,5°	18897,0	18894,8	-2,2
11	225°	18896,3	18894,8	-1,6
12	247,5°	18896,0	18894,8	-1,3
13	270°	18895,5	18894,8	-0,8
14	292,5°	18889,8	18894,8	5,0
15	315°	18893,4	18894,8	1,4
16	337,5°	18899,7	18894,8	-5,0

**Figura 47 Registro mediciones prueba redondez al 75%**

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

Una vez que se realizó el análisis y cumpliendo con lo establecido en la norma API 650 sección 7.5.3 Roudness, la prueba de redondez queda aceptada.

LEVEL REGISTER / Registro de nivelación														
REFERENCIA	FILL TO 50% (LEVELS)		FILL TO 75% (LEVELS)		FILL TO 100% (LEVELS) Llenado al 100% (niveles) 0		FILL TO 100% (LEVELS) Llenado al 100% (niveles) 24		EMPTY TO 75% (LEVELS) Vaciado del		EMPTY TO 50% (LEVELS) Vaciado del		EMPTY TO 0% (LEVELS) Vaciado del	
POINT	Llenado al 50% (niveles)		Llenado al 75% (niveles)		HOURS		HOURS		tanque		tanque		tanque	
Punto de	HORA		HORA		HORA		HORA		HORA		HORA		HORA	
	DATA	DIFFEREN	DATA	DIFFEREN	DATA	DIFFEREN	DATA	DIFFEREN	DATA	DIFFEREN	DATA	DIFFEREN	DATA	DIFFEREN
referencia	Date	mm	Date	mm	Date	mm	Date	mm	Date	mm	Date	mm	Date	mm
0°	98807,5	98805,5	2,0	98804,1	3,4	98803,5	4,0	98802,1	5,4				98801,2	6,3
22,5°	98811,1	98809,5	1,6	98808,5	2,6	98807,7	4,4	98806,6	5,5				98805,2	5,9
45°	98812,0	98811,2	0,8	98810,1	1,9	98808,6	3,4	98807,4	4,6				98806,8	5,2
67,5°	98807,7	98805,8	1,9	98804,3	3,4	98802,9	4,8	98802,8	4,9				98802,2	5,5
90°	98807,9	98806,0	1,9	98805,0	2,9	98804,3	3,6	98802,9	5,0				98802,7	5,2
112,5°	98811,0	98808,9	2,1	98807,9	3,1	98806,2	4,8	98805,9	5,1				98805,5	5,5
135°	98805,0	98803,3	1,7	98802,9	2,1	98800,3	4,7	98800,8	4,2				98800,0	5,0
157,5°	98810,8	98810,4	0,4	98807,5	3,3	98805,0	5,8	98805,0	5,8				98804,1	6,7
180°	98809,8	98809,5	0,3	98806,6	2,9	98804,8	4,7	98804,8	4,7				98804,5	5,0
202,5°	98811,4	98811,3	0,1	98808,6	2,8	98806,4	5,0	98806,5	4,9				98806,4	5,0
225°	98808,3	98807,5	0,8	98804,7	3,6	98802,5	5,8	98802,0	5,3				98802,0	6,3
247,5°	98812,0	98810,7	1,3	98808,3	3,2	98806,4	5,8	98806,2	5,8				98805,6	6,4
270°	98808,7	98806,9	1,8	98805,3	3,4	98802,8	5,9	98802,8	5,9				98802,4	6,3
292,5°	98808,7	98806,5	2,2	98806,1	2,6	98803,3	5,4	98803,2	5,5				98802,4	6,3
315°	98807,6	98806,3	1,3	98805,4	2,2	98801,7	5,9	98801,7	5,9				98800,9	6,7
337,5°	98812,7	98810,6	2,1	98809,4	3,3	98808,2	4,5	98807,3	5,4				98806,8	6,9

Figura 48 Registro mediciones prueba asentamiento

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

Una vez que se realizó el análisis los niveles de asentamiento se encuentran dentro de lo permitido en la norma API 650 sección 7.6.3.3.

MEDICIONES DESPUES DE VACIADO EL TANQUE			
REFERENCIA	CHEQUEO PUNTO INICIAL	MEDICIONES mm	DIFERENCIA mm
0°	16155,5	16113,5	42,0
22,5°	15173,9	15163,8	10,1
45°	25483,0	25546,0	-63,0
67,5°	28309,7	28326,2	-16,5
90°	23001,8	22999,9	1,9
112,5°	21948,0	22010,1	-62,1
135°	25840,1	25790,4	49,7
157,5°	23151,8	23215,8	-64,0
180°	17659,3	17653,3	6,0
202,5°	16894,4	16876,3	18,1
225°	21457,1	21467,9	-10,8
247,5°	20130,5	20127,3	3,2
270°	15518,8	15530,2	-11,4
292,5°	16471,4	16456,2	15,2
315°	25452,1	25516,5	-64,4
337,5°	21941,9	21919,5	22,4

Figura 49 Registro mediciones prueba de verticalidad vaciado el tanque

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

Una vez que se realizó el análisis y cumpliendo con lo establecido en la norma API 650 sección 7.5.2 Plumbness, la prueba de verticalidad queda aceptada.

#### **4.10.2 EQUIPO**

El equipo utilizado para las diferentes pruebas realizadas es:



**Figura 50 Estación total Leica TS06 PLUS**

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

#### **4.10.3 COMPETENCIA DEL PERSONAL**

El personal que efectúe la inspección, evaluación e interpretación de las pruebas de redondez, verticalidad y asentamiento de los tanques, debe estar calificado y certificado de acuerdo al instructivo de calificación y certificación del personal de ensayos no destructivos de Repsol y siguiendo la práctica recomendada SNT-TC-1A.

### **4.11 ANÁLISIS DE SÓLIDOS**

#### **4.11.1. DESCRIPCIÓN**

El análisis de depósitos también puede ser usado para evaluar la corrosión dentro de un sistema. Mediante la determinación de la composición química de los depósitos, se puede obtener una significativa información de la causa de la corrosión.

Los sólidos en suspensión pueden ser evaluados por composición química. Estos sólidos pueden ser producto de corrosión o precipitados de reacciones dentro del sistema y de costras formadas por temperatura. La cantidad de productos de corrosión en suspensión puede ser usada para determinar la cantidad de metal que está siendo corroído en el sistema.

### Costras

Costras y productos de corrosión pueden permanecer en el sistema, y pueden ser removidas y analizadas para determinar su composición química. La composición química de las costras de productos de corrosión, así como su adherencia, espesor y continuidad puede ser muy útil para determinar el comportamiento de corrosión y la causa de las fallas por corrosión.

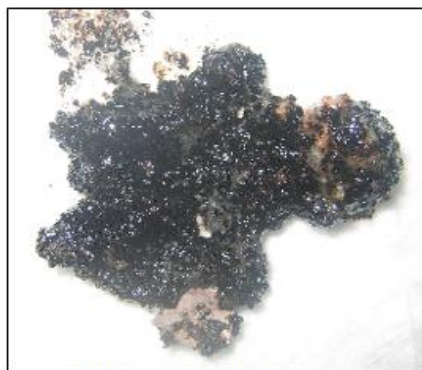
### Ensuciamiento Microbiológico

La actividad microbiológica puede tener un efecto significativo en la corrosión, así como en otras funciones del sistema, tal como en la transferencia de calor. La presencia de microorganismos dentro del sistema puede ser monitoreada mediante muestreo en la corriente de proceso, inspección de las superficies del sistema, o por análisis de cupones. Los microorganismos pueden ser detectados por medición la pérdida de materiales nutrientes (nutrientes para los organismos pueden

ser muy diferentes a productos de comida para consumo humano) de la corriente de proceso o por medición de la acumulación de subproductos de los microorganismos en la corriente de proceso. (NACE, 2004)

#### Análisis de sólidos

PARAMETRO		SI (%)	NO	COMPONENTES	%
Solubilidad	Agua		X	Hidrocarburo	30.00
	JP1(solv)	x		Sulfuro de hierro	5.00
	HCl (c)			Impurezas	15.00
	HCl (d)	x		Arenas	50.00



Muestra original



Muestra calcinada

La muestra tomada está compuesta por un 30 % de hidrocarburo.

La muestra original presenta un ligero carácter magnético y al solubilizarla en HCl existe efervescencia y se percibe la presencia de H<sub>2</sub>S lo que evidencia que existe Sulfuro de hierro que se estima en un 5%.

El 50% de la muestra corresponde a arenas y el 15% restante impurezas que incluyen la presencia de un sólido blanco resultante de la oxidación del ánodo de sacrificio

#### Figura 51 Ejemplo de análisis de sólidos

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

## **CAPÍTULO V**

### **PLANES DE INSPECCIÓN GENÉRICOS**

#### **5.1 PLAN DE INSPECCIÓN TÉCNICA SEPARADOR DE AGUA LIBRE**

##### **5.1.1 SELECCIÓN DE TÉCNICAS ADECUADAS DE INSPECCIÓN**

###### **5.1.1.1 Inspección en servicio**

Si el equipo se encuentra operando las técnicas que se deben aplicar para tener una correcta apreciación del estado de la chapa metálica y verificar la presencia de sólidos son:

- Inspección visual
- Medición de espesores
- Inspección termográfica
- Inspección estado del recubrimiento

###### **5.1.1.2 Inspección fuera de servicio**

Si el equipo se encuentra fuera de servicio las técnicas que se deben aplicar para realizar la verificación del estado de la chapa metálica son:

- Inspección visual
- Medición de espesores
- Inspección estado del recubrimiento
- Inspección del estado de la protección catódica
- Análisis de sólidos

##### **5.1.2 DETERMINACIÓN DE FRECUENCIAS DE INSPECCIÓN**

###### **5.1.2.1 Generalidades**

Se debe realizar inspecciones periódicas de los separadores de agua libre tanto en servicio como fuera de servicio, tal como se lo va a definir en el instructivo (Anexo A).

#### **5.1.2.2 Inspección Externa**

La inspección externa y medición de espesores en los separadores de agua libre se lo debe realizar cada seis meses.

#### **5.1.2.3 Inspección Interna**

En el caso de los separadores de agua libre se lo debe realizar cada dos años.

#### **5.1.2.4 Inspección interna y externa**

La inspección externa se va a sustituir por una inspección interna en las siguientes situaciones:

- Cuando no se lo pueda sacar de servicio porque afectaría a la producción de la planta.
- Cuando se conoce que la velocidad de corrosión es menor de 0,125 mm por año y la vida remanente estimada es mayor de diez años.
- Cuando el equipo se ha mantenido prestando el mismo servicio durante cinco años con el mismo producto que produce la corrosión.
- La temperatura de operación del recipiente no excede el límite inferior del rango de falla, para el material con que está construido el recipiente.

#### **5.1.2.5 Inspección Dispositivos de Alivio y Seguridad**

El período para realizar una inspección completa o una prueba para verificar el funcionamiento de los dispositivos, no debe ser mayor de dos años.

#### **5.1.2.6 Supervisión de Protección Catódica**

El aterrizaje del recipiente se los evaluarán cada seis meses en una inspección externa y los ánodos de sacrificio cada dos años en una inspección interna.

#### **5.1.2.7 Supervisión de Recubrimientos**

La revisión de las capas de pintura con las que cuentan los separadores de agua libre se lo debe realizar cada dos años.

#### **5.1.2.8 Monitoreo Control Bacteriano**



El monitoreo de la bacterias ácido productoras (APB) como las bacterias sulfato reductoras (BSR) se debe realizar cada quince días.

#### **5.1.2.9 Monitoreo Termográfico**

En los separadores de agua libre se debe realizar una termografía mensual.

### **5.1.3 INSTRUCTIVOS DE INSPECCIÓN GENÉRICOS**

El estado general del skid, componentes y detalles más relevantes deben ser registrados en el formato de inspección tanto en servicio como fuera de servicio.

#### **5.1.3.1 Generalidades**

Para realizar la inspección técnica del separador de agua libre se debe tomar en cuenta las siguientes consideraciones generales:

- Cumplir con todos los procedimientos de seguridad y medio ambiente de Repsol.
- Utilizar para la inspección herramientas anti-chispa.
- Utilizar para la inspección linternas a prueba de explosiones.
- Se debe utilizar el equipo de protección personal en todo momento.

#### **5.1.3.2 Condiciones de seguridad**

Antes de inspeccionar el separador de agua libre, se debe cumplir con todos los procedimientos de seguridad y medio ambiente que Repsol exige y son:

- AG-12-EC-01 Entrada e ingreso a espacios confinados.
- AG-12-EC-06 Análisis de trabajo seguro.
- AG-14-EC-01 Procedimientos y guías recomendadas de EPP.
- PG-14-EC Equipos de protección personal.
- PG-02-EC Riesgos laborales y ambientales.

- RG-12-EC-02 Permiso de trabajo en frío.
- RG-12-EC-01 Permiso de ingreso a espacios confinados.

### **5.1.3.3 Criterios de Evaluación**

Los siguientes criterios serán utilizados para evaluar el estado de pintura, aislamiento y componentes dentro de la inspección técnica:

- 5.1.3.3.1 Excelente: Si el estado de las partes inspeccionadas es el adecuado para el correcto funcionamiento de acuerdo a las condiciones para las cuales fueron diseñadas. No amerita pruebas ni mediciones adicionales a la inspección visual.
- 5.1.3.3.2 Bueno: Si existe ampollamiento, desprendimiento parcial o cambio de coloración de la pintura.
- 5.1.3.3.3 Regular: Si se presentan Pittings, hoyos o ranuras, desprendimiento total de la pintura, defectos de soldadura, áreas corroídas o desgaste de las paredes.
- 5.1.3.3.4 Malo: Si el estado de las partes inspeccionadas no es el adecuado para el correcto funcionamiento para las cuales fueron diseñadas.

### **5.1.3.4 Inspección externa**

- 5.1.3.4.1 Realizar una primera inspección visual integral del estado del skid buscando la presencia de elementos rotos o que muestren signos de corrosión, grietas, condición de la pintura, integridad de escaleras y barandales, y de ser el caso el estado del aislamiento térmico.

- 5.1.3.4.2 Buscar signos de agrietamiento en todo el contorno de la base de cemento sobre la cual se encuentra el equipo y verificar el estado del material que se encuentra entre el skid y la base del recipiente.
- 5.1.3.4.3 Todas las juntas soldadas y el área próxima a los accesorios del recipiente deberán ser inspeccionados visualmente y en el caso que amerite se evaluará con tintas penetrantes y/o radiografía.
- 5.1.3.4.4 Revisar el estado de la parte superior del equipo; así como los dispositivos de alivio, seguridad y demás accesorios en los cuales se pueda tener presencia de corrosión.
- 5.1.3.4.5 Se efectuará una limpieza mecánica (lija, cepillo, etc.) de la superficie para determinar el estado real ya sea de la estructura de soporte o del recipiente.
- 5.1.3.4.6 En cuanto a la pintura, se debe realizar una inspección del 100% de la superficie del recipiente, en busca de daños tales como ampollamiento, descascamiento, cambio de coloración y desprendimiento parcial o total.
- 5.1.3.4.7 Al existir fallas en la pintura, se debe realizar una limpieza de la zona afectada para determinar el estado real del material bajo ella. Se debe reportar los daños de pintura al área de recubrimientos para que se evalúe y se proceda con la reparación de acuerdo a las especificaciones aplicables.

5.1.3.4.8 Al estar el separador de agua libre equipado con aislamiento térmico se debe:

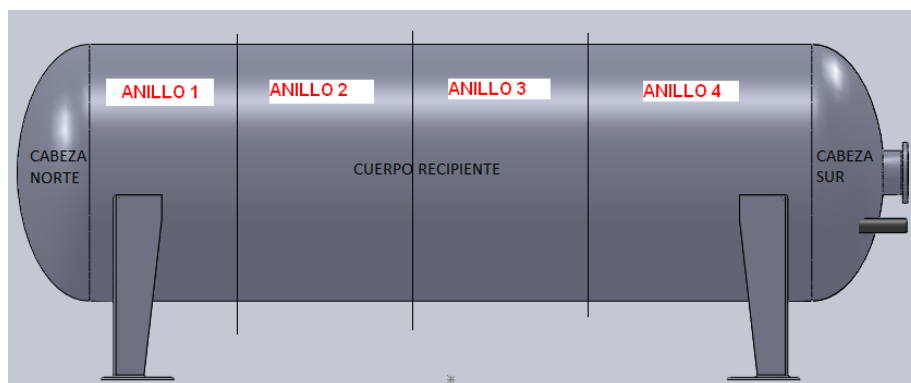
5.1.3.4.8.1 Realizar la inspección mediante una termografía antes que el equipo sea retirado de operación, de preferencia en horas de la mañana o en la tarde cuando no se tenga la presencia la radiación solar, para encontrar zonas de desprendimiento, deterioro o daño del aislamiento térmico y establecer la presencia de sólidos.

5.1.3.4.8.2 Se debe verificar visualmente que la protección del aislamiento se encuentre totalmente en buenas condiciones, los sujetadores estén cumpliendo su función para que no exista ingreso de agua; ya que la misma se puede depositar en diferentes partes del aislamiento pero en el equipo se va a dirigir hacia la parte inferior por acción de la gravedad.

5.1.3.4.8.3 Si está ingresando humedad en el equipo, se debe hacer uso de los puntos de monitoreo instalados para determinar la condición del metal que se halla bajo el aislamiento térmico.

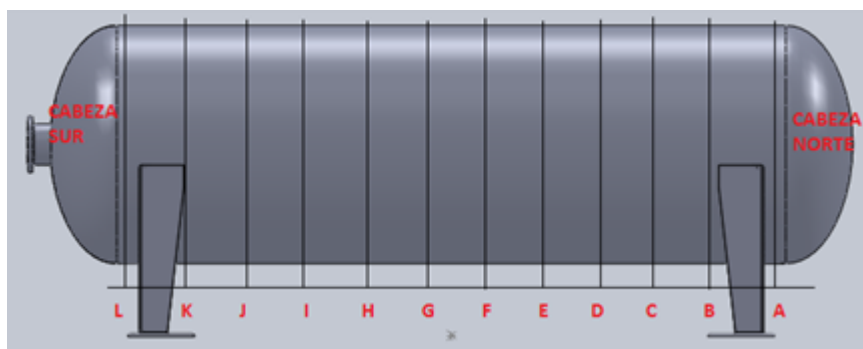
5.1.3.4.8.4 En el caso de encontrar una evidencia de daño en los puntos de monitoreo, se debe remover una mayor cantidad de aislamiento para poder observar el estado real de la chapa metálica.

5.1.3.4.9 Se debe enumerar los anillos y los casquetes de norte a sur como se indica en la figura 52.

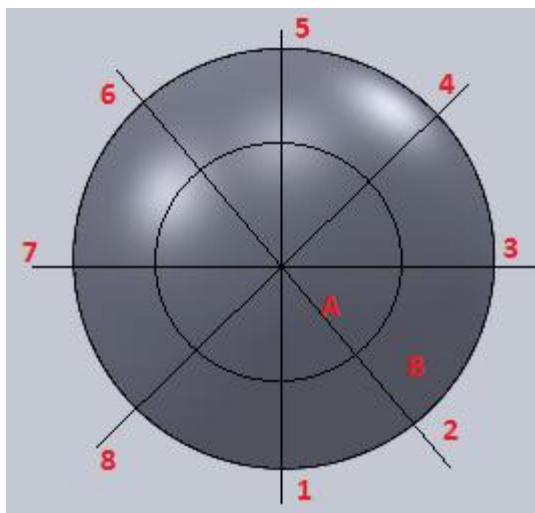


**Figura 52 Enumeración de anillos**

5.1.3.4.10 Cada anillo se lo divide en zonas cercanas a la soldadura a una distancia de 2 pulgadas (ver figura 53), y se procede a enumerar los nodos de medición tomando como primera referencia la parte inferior del recipiente y siguiendo por todo el perímetro del mismo en sentido de las manecillas del reloj (ver figura 54).



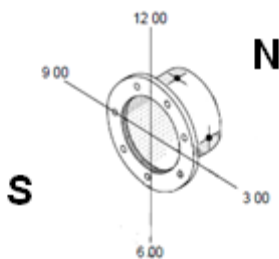
**Figura 53 División en zonas**



**Figura 54 Enumeración de nodos**

5.1.3.4.11 Si se presentan picaduras, se debe medir cuidadosamente el área corroída, profundidad de pitting, pit más profundo y separación entre cada pitting. Con los valores registrados se debe evaluar la región mediante los criterios de API 510 "Pressure Vessel Inspection Code: Maintenance Inspection, Rating, Repair, and Alteration" a fin de determinar la operatividad y acciones correctivas necesarias.

5.1.3.4.12 Se debe realizar la medición de espesores en cuellos de boquilla y entradas de hombre, para lo cual colocamos una marca que apunte hacia el norte, definiendo este punto las 12:00 horas, y en el caso de boquillas horizontales, la división horaria se debe definir marcando las 12:00 horas a partir de la cima de la boquilla, y mirando siempre hacia el tanque. (ver figura 55)



**Figura 55 División horaria manhole**

### **5.1.3.5 Inspección Interna**

5.1.3.5.1 Realizar una revisión de la documentación histórica del recipiente a ser inspeccionado. En caso de no disponerse, verificar la existencia de documentos de otros recipientes similares y bajo las mismas condiciones de operación. Esta documentación podría utilizarse para el análisis del recipiente a inspeccionar.

5.1.3.5.2 Mientras se realiza la limpieza del interior del equipo se debe realizar el análisis de sólidos.

5.1.3.5.3 Una vez que se ha concluido con la limpieza, se determinará si es necesario una limpieza adicional en la totalidad de o ciertas zonas del recipiente.

5.1.3.5.4 Previo a la ejecución de los trabajos de inspección se debe verificar que el recipiente:

5.1.3.5.4.1 Esté vacío en su totalidad y esté libre de sedimentos.

5.1.3.5.4.2 Tenga buena ventilación y atmósfera apropiada.

5.1.3.5.4.3 Haya sido aislado completamente.

5.1.3.5.4.4 Se hayan realizado con resultados satisfactorios las pruebas de explosividad y la determinación de la presencia de gases tóxicos.

5.1.3.5.5 Realizar una inspección visual del 100% de la superficie pintada del recipiente, con mayor énfasis en los lugares opuestos al ingreso del fluido en busca de daños en la pintura tales como ampollamiento, descascaramiento, cambio de coloración o desprendimiento parcial o total, en la parte inferior y anillos visibles en busca de corrosión.

5.1.3.5.6 Realizar el ensayo de holiday de bajo voltaje o de esponja de acuerdo a las técnicas de inspección descritas en el capítulo IV con la finalidad de detectar discontinuidades en el recubrimiento.

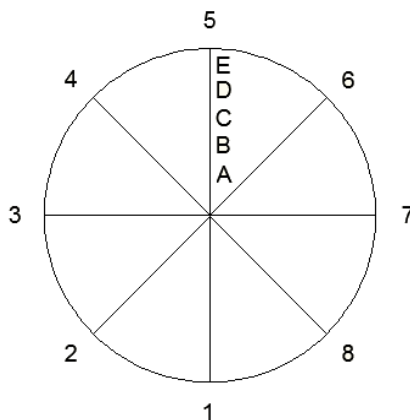
5.1.3.5.7 En caso de existir algún daño en la pintura se debe comunicar con el área de Recubrimientos para que se realice la verificación usando las técnicas de inspección descritas en el capítulo IV para conocer el estado real de la pintura y la posterior reparación de acuerdo a las especificaciones aplicables.

5.1.3.5.8 Revisar la pintura y el estado de la placa deflectora, placas agujereadas, placas coalescentes, mallas de alambre y el sistema de sand jet. En el caso de ser necesario se debe coordinar con el departamento mecánico para la desmontar los accesorios y realizar las correcciones respectivas.



- 5.1.3.5.9 Verificar que no se encuentre restos de empaque en la boca del manhole, y en caso de existir reportarlo al departamento de mantenimiento para que se realice la reparación respectiva.
- 5.1.3.5.10 Se debe verificar defectos de los cordones de soldadura, fisuras en todo el recipiente y con mayor precaución en la parte inferior, en el caso de presentarse desgaste físico o pérdida de material de aporte se debe realizar la inspección mediante tintas penetrantes y/o radiografía.
- 5.1.3.5.11 Realizar la evaluación de los espesores en el recipiente.
- 5.1.3.5.12 Antes de iniciar la inspección, se debe enumerar los anillos y los casquetes de norte a sur como se indica en la figura 52 para que sirva como guía.
- 5.1.3.5.13 Se debe realizar un barrido completo una mediante ultrasonido, se lo realiza considerando referencia los criterios API 510 "Pressure Vessel Inspection Code: Maintenance Inspection, Rating, Repair, and Alteration".
- 5.1.3.5.14 Se debe realizar la medición de espesores tomando como referencia cada una de las zonas de la figura 53, y realizamos una distribución horaria, para ubicar los nodos en todo el perímetro del recipiente, para tomar las medidas se lo realizara a 2 pulgadas del cordón de soldadura y a una distancia de 50 cm uno de otro.

5.1.3.5.15 En la zona de los casquetes se debe realizar la división desde el cordón de soldadura central hacia la parte superior y ubicamos los nodos a 50 cm uno de otro. (ver figura 56)



**Figura 56 División interna casquetes**

5.1.3.5.16 Si se presentan pérdidas de espesor representativas se debe evaluar de acuerdo a los criterios de API 510 "Pressure Vessel Inspection Code: Maintenance Inspection, Rating, Repair, and Alteration".

5.1.3.5.17 Revisar el estado de los ánodos de sacrificio y los soportes de los mismos, en el caso que se necesite cambiarlos, se solicitará al área de protección catódica el cálculo del número de ánodos a instalarse. Se debe realizar una prueba de continuidad para verificar el correcto funcionamiento del sistema de protección catódica.

5.1.3.5.18 Inspeccionar la zona de unión entre el material sobre el cual se encuentran los ánodos de sacrificio y la pared del recipiente.

5.1.3.5.19 Revisar el estado de las tomas:

5.1.3.5.19.1 Salida de crudo.

5.1.3.5.19.2 Salida de agua.

5.1.3.5.19.3 Salida de gas.

5.1.3.5.19.4 Toma de muestras.

### **5.1.3.6 REGISTRO**

El registro de cada una de las inspecciones sea en interna o externa que se realice a los separadores de agua libre se va a registrar en el formato de inspección y medición de espesores (ANEXO B).

### **5.1.3.7 INFORMES**

Para cada una de las inspecciones ya sea interna o externa, el inspector debe preparar un informe escrito, el mismo que debe incluir:

- Fecha de inspección
- Tipo de inspección (interna o externa)
- Alcance de la inspección, incluyendo las áreas donde no se inspecciono con las respectivas razones de porque no se lo hizo.
- Descripción del recipiente (TAG, medidas, capacidad, año de construcción, materiales de construcción, historia de servicio)
- Lista de componentes inspeccionados y las condiciones en las que se los encontró
- Métodos de inspección y pruebas utilizadas (Visual, MFL, UT)
- Velocidad de corrosión
- Medidas de espesores tomadas y análisis de las mismas
- Conclusiones
- Recomendaciones
- Dibujos y fotografías, reportes si se realizó ensayos no destructivos.

## **5.2. PLAN DE INSPECCIÓN TÉCNICA SEPARADOR DE PRODUCCIÓN**

### **5.2.1. SELECCIÓN DE TÉCNICAS ADECUADAS DE INSPECCIÓN**

#### **5.2.1.1. Inspección en servicio**

Se hace referencia al literal 5.1.1.1.

#### **5.2.1.2. Inspección fuera de servicio**

Si el equipo se encuentra fuera de servicio las técnicas que se deben aplicar para realizar la verificación del estado de la chapa metálica son:

- Inspección visual
- Medición de espesores
- Inspección estado del recubrimiento
- Inspección del estado de la protección catódica

### **5.2.2. DETERMINACIÓN DE FRECUENCIAS DE INSPECCIÓN**

#### **5.2.2.1 Generalidades**

Se debe realizar inspecciones periódicas de los separadores de producción tanto en servicio como fuera de servicio.

#### **5.2.2.2 Inspección Externa**

La inspección externa y medición de espesores en los separadores de producción se lo debe realizar cada seis meses.

#### **5.2.2.3 Inspección Interna**

En el caso de los separadores de producción se lo debe realizar cada dos años.

#### **5.2.2.4 Inspección interna y externa**

Se hace referencia al literal 5.1.2.4

#### **5.2.2.5 Inspección Dispositivos de Alivio y Seguridad**

Se hace referencia al literal 5.1.2.5

#### **5.2.2.6 Supervisión de Protección Catódica**

Se hace referencia al literal 5.1.2.6

#### **5.2.2.7 Supervisión de Recubrimientos**

La revisión de las capas de pintura con las que cuentan los separadores de producción libre se lo debe realizar cada dos años.

#### **5.2.2.8 Monitoreo Control Bacteriano**

El monitoreo de la bacterias ácido productoras (APB) como las bacterias sulfato reductoras (BSR) se debe realizar cada quince días.

#### **5.2.2.9 Monitoreo Termográfico**

En los separadores de producción se debe realizar una termografía mensualmente.

### **5.2.3 INSTRUCTIVOS DE INSPECIÓN GENÉRICOS**

El estado general del skid, componentes y detalles más relevantes deben ser registrados en el formato de inspección tanto en servicio como fuera de servicio.

#### **5.2.3.1. Generalidades**

Se hace referencia al literal 5.1.3.1.

#### **5.2.3.2 Condiciones de seguridad**

Se hace referencia al literal 5.1.3.2.

#### **5.2.3.3 Criterios de Evaluación**

Se hace referencia al literal 5.1.3.3.

#### **5.2.3.4 Inspección externa**

Se hace referencia al literal 5.1.3.4.

#### **5.2.3.5 Inspección Interna**

Se hace referencia del literal 5.1.3.5.1 al 5.1.3.5.7

5.2.3.5.8 Revisar la pintura y el estado de la placa que separa los compartimientos y el sistema de sand jet. En el caso de ser necesario se debe coordinar con el departamento mecánico para la desmontar los accesorios y realizar las correcciones respectivas.

Se hace referencia del literal 5.1.3.5.9 al 5.1.3.5.19

#### **5.2.3.6 REGISTRO**

El registro de cada una de las inspecciones sea en interna o externa que se realice a los separadores de producción se va a registrar en el formato de inspección y medición de espesores (ANEXO C).

#### **5.2.3.7 INFORMES**

Se hace referencia al literal 5.1.3.7.

### **5.3. PLAN DE INSPECCIÓN TÉCNICA DESHIDRATADOR ELECTROSTÁTICO**

#### **5.3.1. SELECCIÓN DE TÉCNICAS ADECUADAS DE INSPECCIÓN**

##### **5.3.1.1. Inspección en servicio**

Se hace referencia al literal 5.1.1.1.

##### **5.3.1.2. Inspección fuera de servicio**

Si el equipo se encuentra fuera de servicio las técnicas que se deben aplicar para realizar la verificación del estado de la chapa metálica son:

- Inspección visual
- Medición de espesores
- Inspección estado del recubrimiento
- Inspección del estado de la protección catódica

## **5.3.2. DETERMINACIÓN DE FRECUENCIAS DE INSPECCIÓN**

### **5.3.2.1 Generalidades**

Se debe realizar inspecciones periódicas de las deshidratadoras electrostáticas tanto en servicio como fuera de servicio.

### **5.3.2.2 Inspección Externa**

La inspección externa y medición de espesores en las deshidratadoras electrostáticas se lo debe realizar cada seis meses.

### **5.3.2.3 Inspección Interna**

En el caso de las deshidratadoras electrostáticas se lo debe realizar cada año.

### **5.3.2.4 Inspección interna y externa**

Se hace referencia al literal 5.1.2.4

### **5.3.2.5 Inspección Dispositivos de Alivio y Seguridad**

Se hace referencia al literal 5.1.2.5

### **5.3.2.6 Supervisión de Protección Catódica**

Se hace referencia al literal 5.1.2.6

### **5.3.2.7 Supervisión de Recubrimientos**

La revisión de las capas de pintura con las que cuentan las deshidratadoras electrostáticas se lo debe realizar cada año.

### **5.3.2.8 Monitoreo Control Bacteriano**

El monitoreo de la bacterias ácido productoras (APB) como las bacterias sulfato reductoras (BSR) se debe realizar cada quince días.

### **5.3.2.9 Monitoreo Termográfico**

En las deshidratadoras electrostáticas se debe realizar una termografía mensualmente.

### **5.3.3 INSTRUCTIVOS DE INSPECIÓN GENÉRICOS**

El estado general del skid, componentes y detalles más relevantes deben ser registrados en el formato de inspección tanto en servicio como fuera de servicio.

#### **5.3.3.1 Generalidades**

Se hace referencia al literal 5.1.3.1.

#### **5.3.3.2 Condiciones de seguridad**

Se hace referencia al literal 5.1.3.2.

#### **5.3.3.3 Criterios de Evaluación**

Se hace referencia al literal 5.1.3.3.

#### **5.3.3.4 Inspección externa**

Se hace referencia del literal 5.1.3.4.1 al 5.1.3.4.7

El literal 5.1.3.4.8 no aplica ya que el equipo no cuenta con aislamiento térmico.

Se hace referencia del literal 5.1.3.4.9 al 5.1.3.4.12

#### **5.3.3.5 Inspección Interna**

Se hace referencia del literal 5.1.3.5.1 al 5.1.3.5.7

5.3.3.5.8 Revisar la pintura y el estado de las placas coalescentes. En el caso de ser necesario se debe coordinar con el departamento mecánico para la desmontar los accesorios y realizar las correcciones respectivas.

Se hace referencia del literal 5.1.3.5.9 al 5.1.3.5.19

#### **5.3.3.6 REGISTRO**



El registro de cada una de las inspecciones sea en interna o externa que se realice a las deshidratadoras electrostáticas se va a registrar en el formato de inspección y medición de espesores (ANEXO D).

#### **5.3.3.7 INFORMES**

Se hace referencia al literal 5.1.3.7.

### **5.4. PLAN DE INSPECCIÓN TÉCNICA DESNATADOR DE AGUA**

#### **5.4.1. SELECCIÓN DE TÉCNICAS ADECUADAS DE INSPECCIÓN**

##### **5.4.1.1. Inspección en servicio**

Se hace referencia al literal 5.1.1.1.

##### **5.4.1.2. Inspección fuera de servicio**

Se hace referencia al literal 5.1.1.2

#### **5.4.2. DETERMINACIÓN DE FRECUENCIAS DE INSPECCIÓN**

##### **5.4.2.1 Generalidades**

Se debe realizar inspecciones periódicas de las desnatadoras de agua tanto en servicio como fuera de servicio.

##### **5.4.2.2 Inspección Externa**

La inspección externa y medición de espesores en las desnatadoras de agua se lo debe realizar cada seis meses.

##### **5.4.2.3 Inspección Interna**

En el caso de las desnatadoras de agua se lo debe realizar cada dos años.

##### **5.4.2.4 Inspección interna y externa**

Se hace referencia al literal 5.1.2.4

##### **5.4.2.5 Inspección Dispositivos de Alivio y Seguridad**

Se hace referencia al literal 5.1.2.5

##### **5.4.2.6 Supervisión de Protección Catódica**

Se hace referencia al literal 5.1.2.6

#### **5.4.2.7 Supervisión de Recubrimientos**

La revisión de las capas de pintura con las que cuentan las desnatadoras de agua se lo debe realizar cada dos años.

#### **5.4.2.8 Monitoreo Termográfico**

En las desnatadoras de agua se debe realizar una termografía cada 6 meses.

### **5.4.3 INSTRUCTIVOS DE INSPECCIÓN GENÉRICOS**

El estado general del skid, componentes y detalles más relevantes deben ser registrados en el formato de inspección tanto en servicio como fuera de servicio.

#### **5.4.3.1 Generalidades**

Se hace referencia al literal 5.1.3.1.

#### **5.4.3.2 Condiciones de seguridad**

Se hace referencia la literal 5.1.3.2.

#### **5.4.3.3 Criterios de Evaluación**

Se hace referencia al literal 5.1.3.3.

#### **5.4.3.4 Inspección externa**

Se hace referencia al literal 5.1.3.4.

#### **5.4.3.5 Inspección Interna**

Se hace referencia al literal 5.1.3.5.1 al 5.1.3.5.7

5.4.3.5.8 Revisar la pintura y el estado de las dos placas separadoras. En el caso de ser necesario se debe coordinar con el departamento

mecánico para la desmontar los accesorios y realizar las correcciones respectivas.

Se hace referencia al literal 5.1.3.5.9 al 5.1.3.5.19

#### **5.4.3.6 REGISTRO**

El registro de cada una de las inspecciones sea en interna o externa que se realice a las desnatadoras de agua se va a registrar en el formato de inspección y medición de espesores (ANEXO E).

#### **5.4.3.7 INFORMES**

Se hace referencia al literal 5.1.3.7.

### **5.5. PLAN DE INSPECCIÓN TÉCNICA CLOSE DRAIN**

#### **5.5.1. SELECCIÓN DE TÉCNICAS ADECUADAS DE INSPECCIÓN**

##### **5.5.1.1. Inspección en servicio**

Si el equipo se encuentra operando las técnicas que se deben aplicar para tener una correcta apreciación del estado de la chapa metálica y verificar la presencia de sólidos son:

- Inspección visual
- Medición de espesores
- Inspección estado del recubrimiento

##### **5.5.1.2. Inspección fuera de servicio**

Si el equipo se encuentra fuera de servicio las técnicas que se deben aplicar para realizar la verificación del estado de la chapa metálica son:

- Inspección visual
- Medición de espesores
- Inspección estado del recubrimiento
- Inspección del estado de la protección catódica

## **5.5.2. DETERMINACIÓN DE FRECUENCIAS DE INSPECCIÓN**

### **5.5.2.1. Generalidades**

Se debe realizar inspecciones periódicas del close drain tanto en servicio como fuera de servicio.

### **5.5.2.2. Inspección Externa**

La inspección externa y medición de espesores del close drain se lo debe realizar cada cinco años.

### **5.5.2.3. Inspección Interna**

En el caso del close drain se lo debe realizar cada cinco años.

### **5.5.2.4. Inspección interna y externa**

Se hace referencia al literal 5.1.2.4

### **5.5.2.5. Inspección Dispositivos de Alivio y Seguridad**

Se hace referencia al literal 5.1.2.5

### **5.5.2.6. Supervisión de Protección Catódica**

El aterrizaje del recipiente y los ánodos de sacrificio se inspeccionará cada cinco años.

### **5.5.2.7. Supervisión de Recubrimientos**

La revisión de las capas de pintura con las que cuentan el close drain se lo debe realizar cada cinco años.

## **5.5.3. INSTRUCTIVOS DE INSPECIÓN GENÉRICOS**

El estado general del skid, componentes y detalles más relevantes deben ser registrados en el formato de inspección tanto en servicio como fuera de servicio.

### **5.5.3.1. Generalidades**

Se hace referencia al literal 5.1.3.1.

### **5.5.3.2. Condiciones de seguridad**

Se hace referencia la literal 5.1.3.2.

#### **5.5.3.3. Criterios de Evaluación**

Se hace referencia al literal 5.1.3.3.

#### **5.5.3.4. Inspección externa**

Se hace referencia del literal 5.1.3.4.1 al 5.1.3.4.7

El literal 5.1.3.4.8 no aplica ya que el equipo no cuenta con aislamiento térmico.

Se hace referencia del literal 5.1.3.4.9 al 5.1.3.4.12

#### **5.5.3.5. Inspección Interna**

Se hace referencia al literal 5.1.3.5.1 al 5.1.3.5.7

Se hace referencia al literal 5.1.3.5.9 al 5.1.3.5.19

El literal 5.1.3.5.8 no aplica.

#### **5.5.3.6. REGISTRO**

El registro de cada una de las inspecciones sea en interna o externa que se realice al close drain se va a registrar en el formato de inspección y medición de espesores (ANEXO F).

#### **5.5.3.7. INFORMES**

Se hace referencia al literal 5.1.3.7.

### **5.6. PLAN DE INSPECCIÓN TÉCNICA OPEN DRAIN**

#### **5.6.1. SELECCIÓN DE TÉCNICAS ADECUADAS DE INSPECCIÓN**

##### **5.6.1.1. Inspección en servicio**

Se hace referencia al literal 5.5.1.1

##### **5.6.1.2. Inspección fuera de servicio**

Se hace referencia al literal 5.5.1.2

## **5.6.2. DETERMINACIÓN DE FRECUENCIAS DE INSPECCIÓN**

### **5.6.2.1. Generalidades**

Se debe realizar inspecciones periódicas del open drain tanto en servicio como fuera de servicio.

### **5.6.2.2. Inspección Externa**

La inspección externa y medición de espesores del open drain se lo debe realizar cada cinco años.

### **5.6.2.3. Inspección Interna**

En el caso del open drain se lo debe realizar cada cinco años.

### **5.6.2.4. Inspección interna y externa**

Se hace referencia al literal 5.1.2.4

### **5.6.2.5. Inspección Dispositivos de Alivio y Seguridad**

Se hace referencia al literal 5.1.2.5

### **5.6.2.6. Supervisión de Protección Catódica**

Se hace referencia al literal 5.1.2.6

### **5.6.2.7. Supervisión de Recubrimientos**

Se hace referencia al literal 5.5.2.7

## **5.6.3. INSTRUCTIVOS DE INSPECIÓN GENÉRICOS**

El estado general del skid, componentes y detalles más relevantes deben ser registrados en el formato de inspección tanto en servicio como fuera de servicio.

### **5.6.3.1. Generalidades**

Se hace referencia al literal 5.1.3.1.

### **5.6.3.2. Condiciones de seguridad**

Se hace referencia la literal 5.1.3.2.

### **5.6.3.3. Criterios de Evaluación**

Se hace referencia al literal 5.1.3.3.

**5.6.3.4. Inspección externa**

Se hace referencia del literal 5.1.3.4.1 al 5.1.3.4.7

El literal 5.1.3.4.8 no aplica ya que el equipo no cuenta con aislamiento térmico.

Se hace referencia del literal 5.1.3.4.9 al 5.1.3.4.12

**5.6.3.5. Inspección Interna**

Se hace referencia al literal 5.1.3.5.1 al 5.1.3.5.7

Se hace referencia al literal 5.1.3.5.9 al 5.1.3.5.19

El literal 5.1.3.5.8 no aplica.

**5.6.3.6. REGISTRO**

El registro de cada una de las inspecciones sea en interna o externa que se realice al open drain de agua se va a registrar en el formato de inspección y medición de espesores (ANEXO G).

**5.6.3.7. INFORMES**

Se hace referencia al literal 5.1.3.7.

**5.7 PLAN DE INSPECCIÓN TÉCNICA INTERCAMBIADOR DE CALOR****5.7.1 SELECCIÓN DE TÉCNICAS ADECUADAS DE INSPECCIÓN****5.7.1.1 Inspección en servicio**

Si el equipo se encuentra operado las técnicas que se deben aplicar para tener una apreciación correcta del estado de la chapa metálica y verificar la presencia de sólidos son:

- Inspección Visual
- Medición de Espesores
- Inspección Termográfica

### **5.7.1.2 Inspección fuera de servicio**

Si el equipo se encuentra fuera de servicio las técnicas que se deben aplicar para realizar la verificación del estado son:

- Inspección Visual
- Medición de Espesores
- Inspección de Fugas
- Inspección Radiográfica en el caso que aplique.
- Prueba Hidrostática en el caso que aplique.
- Análisis de Sólidos

## **5.7.2 DETERMINACIÓN DE FRECUENCIA DE INSPECCIÓN**

### **5.7.2.1 Generalidades**

Se debe realizar inspecciones periódicas de los intercambiadores de calor en servicio como fuera de servicio.

### **5.7.2.2 Inspección Externa**

El intervalo de inspección de los intercambiadores de calor de acuerdo a la historia de servicio y con la experiencia que se ha tenido con los equipos se lo debe realizar anualmente.

### **5.7.2.3 Inspección Interna**

La inspección interna para conocer el estado de la coraza y el haz de tubos se la debe realizar cada dos años. Lo más adecuado debe ser que esta inspección se realice al mismo tiempo que se realiza la inspección de los Free Water Knock Out.



#### **5.7.2.4 Monitoreo Termográfico**

En los intercambiadores de calor se debe realizar una termografía una vez cada dos años.

### **5.7.3 INSTRUCTIVO DE INSPECCIÓN GENÉRICO**

#### **5.7.3.1 Generalidades**

Se hace referencia al literal 5.1.3.1.

#### **5.7.3.2 Condiciones de seguridad**

Antes de inspeccionar un intercambiador de calor, se debe cumplir con todos los procedimientos de seguridad y medio ambiente de Repsol.

- AG-12-EC-06 Análisis de trabajo seguro.
- AG-14-EC-01 Procedimientos y guías recomendadas de EPP.
- PG-14-EC Equipos de protección personal.
- PG-02-EC Riesgos laborales y ambientales.
- RG-12-EC-02 Permiso de trabajo en frío.

#### **5.7.3.3 Criterios de Evaluación**

Se hace referencia al literal 5.1.3.3.

#### **5.7.3.4 Inspección externa**

5.7.3.4.1 Realizar una primera inspección visual integral del estado del intercambiador, buscando la presencia de elementos rotos o que muestren signos de corrosión, grietas, y el estado del aislamiento térmico.

5.7.3.4.2 Realizar monitoreo de la temperatura del cuerpo mediante pirómetros.

- 5.7.3.4.3 Revisar visualmente el estado del skid.
- 5.7.3.4.4 Verificar el estado de las válvulas y demás accesorios en los cuales se pueda tener presencia de corrosión.
- 5.7.3.4.5 Se debe realizar la inspección de líneas de tubería principal de entrada y salida, accesorios e instrumentos de medición del intercambiador, para determinar posibles deformaciones.
- 5.7.3.4.6 Para intercambiadores que estén equipados con aislamiento térmico:
  - 5.7.3.4.6.1 Realizar la inspección mediante termografía antes que el equipo sea retirado de operación, de preferencia en horas cuando la radiación solar no interfiera en la medición, para encontrar zonas de desprendimiento, deterioro o daño del aislamiento térmico y establecer la presencia de agua en el interior.
  - 5.7.3.4.6.2 Se debe verificar visualmente que la protección del aislamiento se encuentre totalmente en buenas condiciones, los sujetadores estén cumpliendo su función para que no exista ingreso de agua; ya que la misma se puede depositar en diferentes partes del aislamiento pero en la mayoría se va a dirigir hacia la parte inferior por acción de la gravedad.
  - 5.7.3.4.6.3 En el caso de encontrar una evidencia de daño, se debe remover una mayor cantidad de aislamiento para tener una mejor apreciación del estado de la chapa metálica.

### **5.7.3.5 Inspección Interna**

- 5.7.3.5.1 Realizar una revisión de la documentación histórica del intercambiador a ser inspeccionado. En caso de no disponerse, verificar la existencia de documentos de otros equipos similares y bajo las mismas condiciones de operación. Esta documentación podría utilizarse para el análisis del equipo a inspeccionar.
- 5.7.3.5.2 Mientras se realiza la limpieza del interior del equipo se debe realizar el análisis de sólidos.
- 5.7.3.5.3 Una vez que se ha concluido con los trabajos de limpieza del intercambiador se realiza una prueba de luz con la ayuda de una linterna para verificar la limpieza total del haz de tubos. (Figura 5.6)
- 5.7.3.5.4 Verificar el número de tubos del haz que previamente hayan sido aislados del servicio.
- 5.7.3.5.5 Realizar inspección visual de la carcasa y determinar si no tiene pittings, fisuras, pandeos y distorsiones.
- 5.7.3.5.6 Si se encuentra daños de la coraza se realiza END, mediante el método de tintas penetrantes para determinar las dimensiones de la discontinuidad.
- 5.7.3.5.7 Evaluar el daño de la coraza, determinar el tipo de reparación que se va a realizar y se elabora la respectiva OT.
- 5.7.3.5.8 Realizar una prueba hidrostática para verificar si existe algún tubo dañado por donde se produzca fuga del aceite térmico y en consecuencia una caída de presión. La prueba de presión se debe realizar de la siguiente manera:

- 5.7.3.5.8.1 Solicitar al departamento mecánico la elaboración de tapones de cobre para los capilares del haz de tubos.
- 5.7.3.5.8.2 Empaquetar el haz tubular con la ayuda del departamento de producción.
- 5.7.3.5.8.3 Con la ayuda de una bomba hidráulica y el departamento de mantenimiento mecánico, elevar la presión del haz tubular a 1.5 veces la presión de diseño del intercambiador de calor durante un tiempo de 2 horas. (Figura 5.7)
- 5.7.3.5.8.4 Si se producen caídas de presión instantáneas, verificar si existe fugas por los capilares, de ser el caso, una vez identificados, aislar estos tubos con los tapones de cobre.
- 5.7.3.5.8.5 Repetir la prueba de empaquetamiento.
- 5.7.3.5.8.6 Si se verifica que no se producen caídas de presión instantáneas, dejar empaquetado el haz tubular un intervalo de 2 horas.
- 5.7.3.5.8.7 Verificar que no se haya producido caídas de presión durante el tiempo de empaquetamiento. De ser así, verificar donde es la fuga y volver a empaquetar, de lo contrario desempaquetar la línea.
- 5.7.3.5.8.8 Una vez terminada la prueba hidrostática, verificar y registrar el número de tubos aislados de haberlo habido.



**Figura 57 Prueba de luz**

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)



**Figura 58 Medición presión**

Fuente: (Archivo técnico repsol, 2011)

5.7.3.5.9 Para detectar defectos tales como grietas, picaduras, pérdidas por corrosión generalizada o localizada y erosión en el haz de tubos debemos utilizar corrientes inducidas de campo remoto.

### **5.7.3.6 REGISTRO**

El registro de cada una de las inspecciones sea en servicio o fuera de servicio que se realice a los intercambiadores de calor se va a registrar en el formato de inspección y medición de espesores (ANEXO H).

### **5.7.3.7 INFORMES**

Para cada una de las inspecciones ya sea interna o externa, el inspector debe preparar un informe escrito, el mismo que debe incluir:

- Fecha de inspección
- Tipo de inspección (interna o externa)
- Alcance de la inspección, incluyendo las áreas donde no se inspecciono con las respectivas razones de porque no se lo hizo.
- Descripción del tanque (TAG, medidas, capacidad, año de construcción, materiales de construcción, historia de servicio, diseño coraza y haz de tubos)
- Lista de componentes inspeccionados y las condiciones en las que se los encontró
- Métodos de inspección y pruebas utilizadas (visual, UT)
- Medidas de espesores tomadas y análisis de las mismas
- Conclusiones
- Recomendaciones
- Dibujos y fotografías, reportes si se realizó ensayos no destructivos.

## **5.8 PLAN DE INSPECCIÓN TÉCNICA TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO**

### **5.8.1 SELECCIÓN DE TÉCNICAS ADECUADAS DE INSPECCIÓN**

#### **5.8.1.1 Inspección en servicio**

Si el equipo se encuentra operado las técnicas que se deben aplicar para tener una apreciación correcta del estado de la chapa metálica y verificar la presencia de sólidos son:

- Inspección visual
- Ultrasonido pulso-eco
- Inspección termográfica
- Medición de potenciales de protección catódica
- Inspección estado del aislamiento térmico

#### **5.8.1.2 Inspección fuera de servicio**

Si el equipo se encuentra fuera de servicio las técnicas que se deben aplicar para realizar la verificación del estado son:

- Inspección visual
- Ultrasonido pulso-eco
- Inspección tintas penetrantes
- Inspección estado del recubrimiento
- Inspección de fugas
- Inspección del estado de la protección catódica
- Pruebas de redondez y verticalidad en el caso que aplique.

### **5.8.2 DETERMINACIÓN DE FRECUENCIAS DE INSPECCIÓN**

#### **5.8.2.1 Generalidades**

Se debe realizar inspecciones periódicas de los tanques de almacenamiento de crudo en servicio como fuera de servicio.

#### **5.8.2.2 Inspección Externa**

El intervalo de inspección de los tanques de almacenamiento de crudo de acuerdo a la historia de servicio y con la experiencia que se ha tenido con los equipos se lo debe realizar cada cinco años.

#### **5.8.2.3 Inspección Interna**

La inspección interna para conocer el estado de la chapa metálica del fondo y los anillos de los tanques de almacenamiento de crudo se la deben realizar cada cinco años.

#### **5.8.2.4 Supervisión de Protección Catódica**

Cuando la corrosión exterior del fondo del tanque de almacenamiento de crudo se encuentra controlada por un sistema de protección catódica se debe realizar el monitoreo cada tres meses. Los ánodos de sacrificio se los evalúa cada cinco años y en el caso de encontrar un deterioro de los mismos se debe realizar un nuevo cálculo del número de ánodos de sacrificio.

#### **5.8.2.5 Supervisión de Recubrimientos**

El control del estado del recubrimiento protector con el que cuentan los tanques de almacenamiento se lo debe realizar cada cinco años, pero en el caso de ser necesario se lo puede realizar a los 3 años.

#### **5.8.2.6 Monitoreo Termográfico**

En los tanques de almacenamiento de crudo se debe realizar una Termografía una vez cada año.

### **5.8.3 INSTRUCTIVO DE INSPECCIÓN GENÉRICO**

El estado general del tanque, componentes y detalles más relevantes deben ser registrados en el formato de inspección tanto en servicio como fuera de servicio.



### **5.8.3.1 Generalidades**

Para realizar la inspección técnica de tanques de almacenamiento de crudo se debe tomar en cuenta las siguientes consideraciones generales:

- Cumplir con todos los procedimientos de seguridad y medio ambiente de Repsol.
- Utilizar para la inspección herramientas anti-chispa.
- Utilizar para la inspección linternas a prueba de explosiones.
- Se debe utilizar el equipo de protección personal en todo momento.

### **5.8.3.2 Condiciones de seguridad**

Antes de inspeccionar un tanque de almacenamiento de crudo, se debe cumplir con todos los procedimientos de seguridad y medio ambiente de Repsol.

- AG-12-EC-01 Entrada e ingreso a espacios confinados.
- AG-12-EC-06 Análisis de trabajo seguro.
- AG-14-EC-01 Procedimientos y guías recomendadas de EPP.
- PG-14-EC Equipos de protección personal.
- PG-02-EC Riesgos laborales y ambientales.
- RG-12-EC-01 Permiso de trabajo en caliente.
- RG-12-EC-02 Permiso de trabajo en frío.
- RG-12-EC-01 Permiso de ingreso a espacios confinados.

### **5.8.3.3 Criterios de Evaluación**

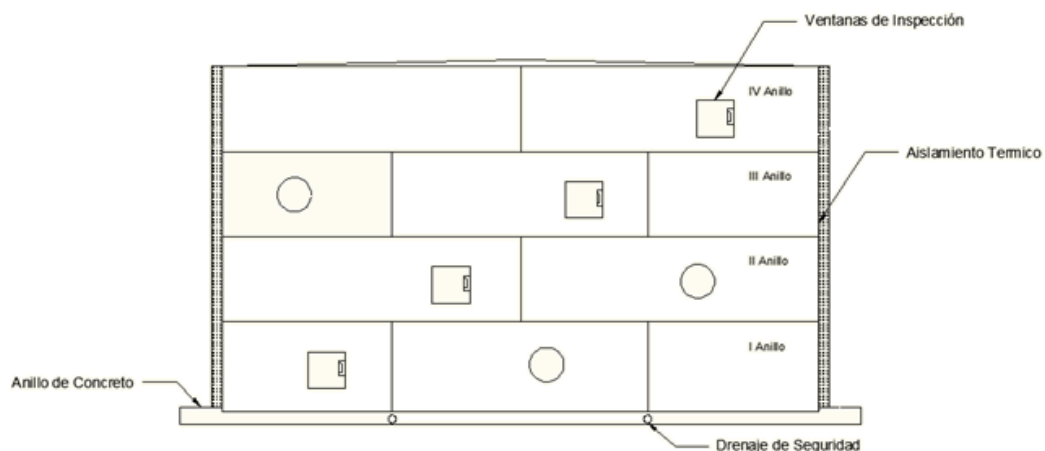
Se hace referencia al literal 5.1.3.3

#### **5.8.3.4 Inspección externa**

- 5.8.3.4.1 Realizar una primera inspección visual integral del estado del tanque, buscando la presencia de elementos rotos o que muestren signos de corrosión, grietas, estado de los pernos de anclaje del tanque, la condición de pintura, integridad de gradas y barandales, y de ser el caso el estado del aislamiento térmico.
- 5.8.3.4.2 Buscar signos de agrietamiento en la estructura del anillo de protección. Verificar el estado del material que se encuentra entre el anillo de concreto y la base del tanque.
- 5.8.3.4.3 Verificar el estado de los drenajes de seguridad del anillo de concreto, revisar que no exista fugas de producto a través ellos, y revisar que no se encuentren taponados con ningún tipo de suciedad.
- 5.8.3.4.4 Revisar visualmente que no exista asentamiento de la fundación del tanque.
- 5.8.3.4.5 Todas las juntas soldadas y el área próxima a las bridas del cuerpo deberán ser inspeccionados visualmente y en el caso que amerite se evaluará con tintas penetrantes y /o radiografía.
- 5.8.3.4.6 Revisar las conexiones bridadas para verificar presencia de corrosión.
- 5.8.3.4.7 Revisar la integridad del techo del tanque y del sistema de soporte. Las placas del techo corroídas con espesores menores a 0.09" en un área de 100 plg<sup>2</sup> o placas del techo con alguna deformación o perforación deberán ser reparadas o reemplazadas.

- 5.8.3.4.8 Verificar el estado de las válvulas y demás accesorios en los cuales se pueda tener presencia de corrosión.
- 5.8.3.4.9 Verificar visualmente del correcto conexionado de los aterrizajes.
- 5.8.3.4.10 En cuanto a la pintura, se debe realizar una inspección del 100% de la superficie del tanque, en busca de daños tales como ampollamiento, descascaramiento, cambio de coloración y desprendimiento parcial o total.
- 5.8.3.4.11 Si se detectan fallas en la pintura, se debe realizar una limpieza de la zona afectada para determinar el estado real del material bajo ella. Se deberá reportar los daños de pintura al área de Recubrimientos para que se evalúe, y se proceda con la reparación de acuerdo a las especificaciones aplicables.
- 5.8.3.4.12 Se debe realizar la inspección de líneas de tubería principal de entrada y salida del tanque para determinar posibles deformaciones o sobreesfuerzo de las tuberías como producto de los asentamientos del tanque.
- 5.8.3.4.13 Para tanques que estén equipados con aislamiento térmico:
- 5.8.3.4.13.1 Realizar la inspección mediante termografía antes de sacar el tanque de operación y de la mañana o en la tarde cuando no se tenga la presencia de radiación solar para encontrar zonas de desprendimiento, deterioro o daño del aislamiento térmico y establecer la presencia de sólidos. Se debe considerar como zonas críticas las partes bajas de los tanques, los anillos de asentamiento y los lugares donde existen accesorios.

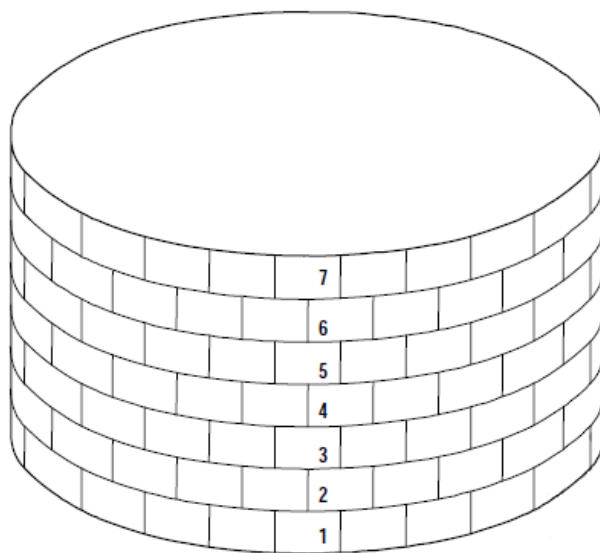
- 5.8.3.4.13.2 Se debe verificar visualmente que la protección del aislamiento se encuentre totalmente en buenas condiciones, los sujetadores estén cumpliendo su función para que no exista ingreso de agua; ya que la misma se puede depositar en diferentes partes del aislamiento pero en la mayoría se va a dirigir hacia el primer anillo por acción de la gravedad.
- 5.8.3.4.13.3 Si el tanque se halla sujeto a ingreso de humedad, se debe hacer uso de las ventanas de inspección para determinar la condición del metal que se halla bajo el aislamiento térmico.
- 5.8.3.4.13.4 En el caso de encontrar una evidencia de daño en las ventanas de inspección (Figura 59), se debe remover una mayor cantidad de aislamiento para tener una mejor apreciación del estado de la chapa metálica.



**Figura 59 Ventanas de inspección**

5.8.3.4.14 Si el equipo se encuentra en servicio, la inspección de los anillos se debe realizar tomando en cuenta los puntos que se tenga acceso para realizar la inspección; así como aquellos que con la inspección visual se considere sean críticos.

5.8.3.4.15 Se debe enumerar los anillos de abajo hacia arriba, empezando con el primer anillo. (Figura 60)

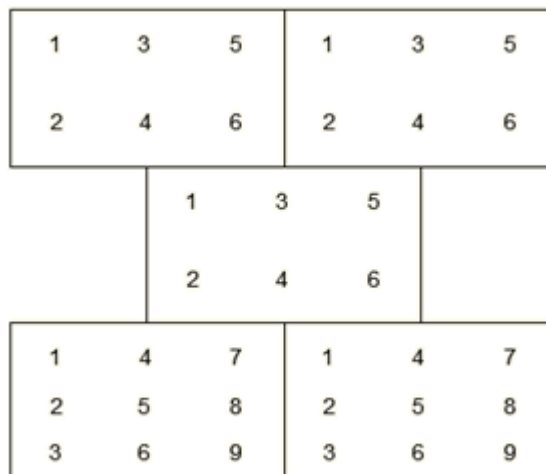


**Figura 60 Enumeración anillos tanque**

5.8.3.4.16 Se seleccionará el anillo base para todos los tipos de tanques y el último anillo superior para el caso de los tanques de techo fijo, con el fin de determinar el estado de estas zonas en particular, adicionalmente se escogerá un determinado anillo intermedio, que puede ser el segundo o tercero, con el propósito de evaluar el avance uniforme y general de la corrosión en las placas del tanque.

5.8.3.4.17 Cada placa se enumera en sentido de las manecillas del reloj, empezando con el número 1 en cada anillo y con la placa más

cercana al punto cardinal norte de referencia, se debe realizar de 6 a 9 lecturas por cada placa. (Figura 61)



**Figura 61 Enumeración placas**

- 5.8.3.4.18 En el segundo anillo y hasta el penúltimo anillo se realizará, al menos, una medición continua de espesores a una distancia de 2 a 4 pulgadas bajo el cordón de soldadura superior a cada anillo; o en la ubicación que el inspector considere necesario.
- 5.8.3.4.19 En el último anillo se realizará, al menos, una medición continua de espesores en todo el perímetro del tanque a una distancia de 1 o 2 pulgadas de la soldadura del anillo con el ángulo tope.
- 5.8.3.4.20 Si se detectan zonas con pérdida de espesor considerable, se debe llenar el formato de falla en el cual nos indica que las mediciones que debemos tomar son meridionales más no las circunferenciales.
- 5.8.3.4.21 Si se presentan picaduras, se debe medir cuidadosamente el área corroída, profundidad promedio de pitting, pit más profundo,

separación entre cada pitting y altura del área afecta, respeto a la base del tanque.

5.8.3.4.22 Se debe realizar la medición de espesores en cuellos de boquilla y entradas de hombre, para lo cual colocamos una marca que apunte hacia el norte, definiendo este punto las 12:00 horas, y en el caso de boquillas horizontales, la división horaria se debe definir marcando las 12:00 horas a partir de la cima de la boquilla, y mirando siempre hacia el tanque (Figura 5.4).

### **5.8.3.5 Inspección Interna**

5.8.3.5.1 Realizar una revisión de la documentación histórica del tanque a ser inspeccionado. En caso de no disponerse, verificar la existencia de documentos de otros recipientes similares y bajo las mismas condiciones de operación. Esta documentación podría utilizarse para el análisis del tanque a inspeccionar.

5.8.3.5.2 Mientras se realiza la limpieza del interior del equipo se debe realizar el análisis de sólidos.

5.8.3.5.3 Una vez que se ha concluido con la limpieza, se determinará si es necesario una limpieza adicional en la totalidad o ciertas zonas del tanque.

5.8.3.5.4 Previo a la ejecución de los trabajos de inspección se debe verificar que el tanque:

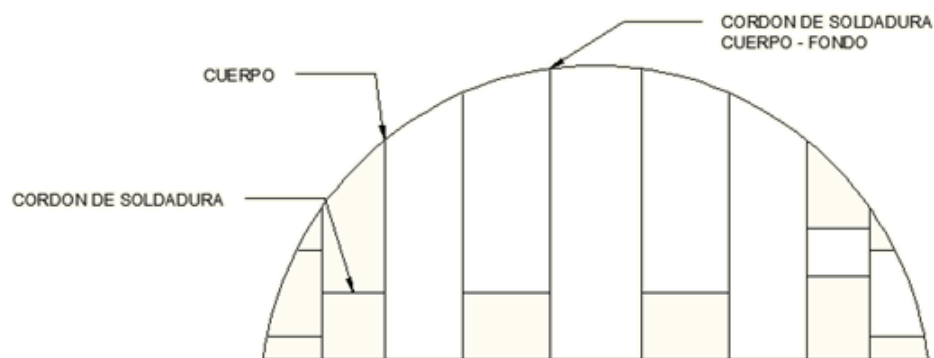
5.8.3.5.4.1 Esté vacío en su totalidad y esté libre de sedimentos.

5.8.3.5.4.2 Tenga buena ventilación y atmósfera apropiada.

- 5.8.3.5.4.3 Haya sido neutralizado, aislado completamente.
- 5.8.3.5.4.4 Se hayan realizado con resultados satisfactorios las pruebas de explosividad y la determinación de la presencia de gases tóxicos.
- 5.8.3.5.5 Realizar una inspección visual del 100% de la superficie pintada del tanque, en busca de daños en la pintura tales como ampollamiento, descascaramiento, cambio de coloración o desprendimiento parcial o total, en el piso del tanque y anillos visibles en busca de corrosión.
- 5.8.3.5.6 Verificar el estado del sistema de soporte del techo (marco, columnas y bases), elementos deformados, distorsionados o corroídos y accesorios dañados deberán ser evaluados y reparados o reemplazados si fuese necesario. Especial atención se dará a la posibilidad de una corrosión interna severa de las columnas de tubería ya que la corrosión tal vez no sea evidente a la simple inspección visual.
- 5.8.3.5.7 Realizar el ensayo de Holiday de bajo voltaje o de esponja con la finalidad de detectar discontinuidades en el recubrimiento.
- 5.8.3.5.8 En caso de existir algún daño en la pintura se debe comunicar con el área de recubrimientos para conocer el estado real de la pintura y la posterior reparación de acuerdo a las especificaciones aplicables.
- 5.8.3.5.9 Revisar la pintura y el estado de los accesorios, sumidero y del serpentín de calentamiento.
- 5.8.3.5.10 Verificar que no se encuentre restos de empaque en la boca del manhole, y en caso de existir reportarlo área de mantenimiento para que se realice la reparación respectiva.



5.8.3.5.11 Se debe verificar el estado de los cordones de soldadura en todo el fondo y con mayor precaución entre el fondo y el primer anillo (Figura 62), en el caso de presentarse desgaste físico o pérdida de material de aporte se debe realizar la inspección mediante tintas penetrantes y/o radiografía y evaluar la región afectada mediante API 653 “Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction”.



**Figura 62 Verificación cordones de soldadura**

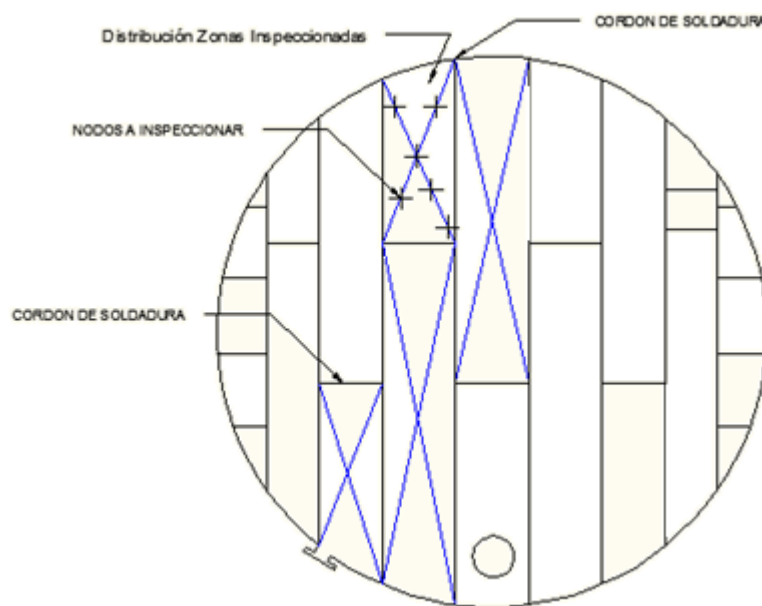
5.8.3.5.12 Realizar la evaluación de los espesores en el fondo del tanque y ubicando las diferentes zonas y nodos a ser inspeccionados como se lo indica a continuación y en los formatos de inspección.

5.8.3.5.13 Antes de iniciar la inspección se debe numerar las placas por filas iniciando en el lado donde se localiza la entrada de hombres para que sirva como guía.

5.8.3.5.14 Se debe realizar una evaluación completa del fondo mediante una prueba de fuga magnética (MFL). Una vez que se identifica las zonas más afectadas se debe comprobar los valores utilizando el equipo de ultrasonido.

5.8.3.5.15 En el caso que no se cuente con el equipo para realizar un barrido completo del fondo del tanque y se tenga que realizar una inspección mediante ultrasonido se realizará un muestreo.

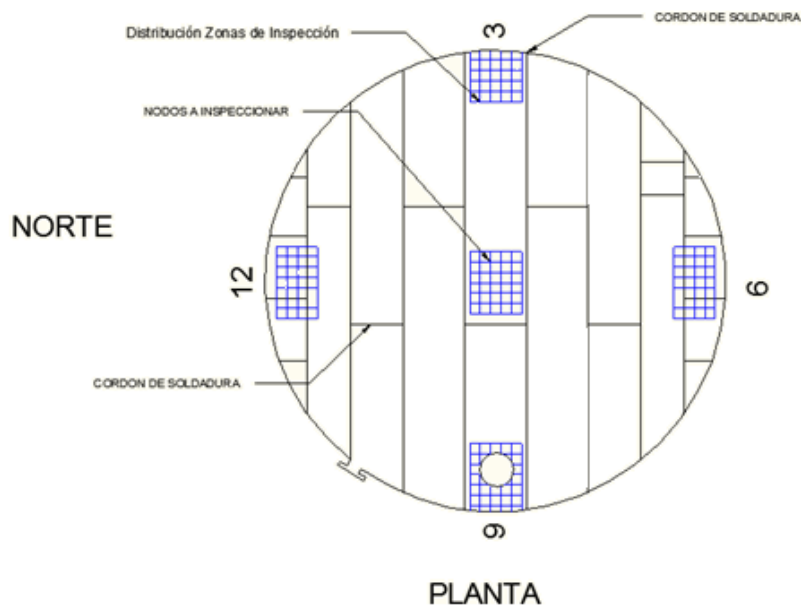
5.8.3.5.16 Se medirá de manera continua cada una de las placas, dependiendo de su forma y tamaño. En planchas de más de seis metros de longitud se harán tres mediciones en forma de cruz, en los lugares más significativos, en líneas de un metro por lado. En planchas laterales, con una forma irregular se hará una medición cercana a la zona de soldadura y en uno o dos sitios más, dependiendo de su dimensión, en forma de cruz. En caso de que se detecte zonas con valores críticos se intensificará una inspección hasta determinar toda el área con problemas (Figura 63).



**Figura 63 División fondo del tanque**

5.8.3.5.17 Se debe realizar la medición de espesores tomando como referencia el sumidero que se encuentra en el fondo del tanque, y realizamos

una distribución horaria, para ubicar los nodos para tomar las medidas a 2 pulgadas del cordón de soldadura y a una distancia de 50 cm uno de otro, como se indica en la figura 64.



**Figura 64 Ubicación nodos fondo del tanque**

5.8.3.5.18 En el caso de no contar con el equipo necesario y no poder realizar un reconocimiento visual real del estado del techo del tanque se puede realizar una prueba de luz, para lo cual con un equipo de respiración autónoma y cerrando la entrada de hombre de la envolvente, así como todos los accesorios de la cúpula, con objeto de bloquear cualquier entrada de luz del día, se debe permanecer en el interior del tanque para comprobar cualquier entrada de luz, verificando y marcando en toda la superficie interior de la cúpula la existencia de posibles puntos de entrada de luz que evidencien fallas en la misma.

5.8.3.5.19 Revisar el estado de los ánodos de sacrificio, en el caso que se necesite cambiarlos, se solicitará al área de protección catódica el cálculo del número de ánodos a instalarse. Se debe realizar una prueba de continuidad para verificar el correcto funcionamiento del sistema de protección catódica.

5.8.3.5.20 Inspeccionar la zona de unión entre el material sobre el cual se encuentran los ánodos de sacrificio y el fondo del tanque.

### **5.8.3.6 REGISTRO**

El registro de cada una de las inspecciones sea en servicio o fuera de servicio que se realice a los tanques de almacenamiento de crudo se va a registrar en el formato de inspección y medición de espesores (ANEXO I).

### **5.8.3.7 INFORMES**

Para cada una de las inspecciones ya sea interna o externa, el inspector debe preparar un informe escrito, el mismo que debe incluir:

- Fecha de inspección
- Tipo de inspección (interna o externa)
- Alcance de la inspección, incluyendo las áreas donde no se inspecciono con las respectivas razones de porque no se lo hizo.
- Descripción del tanque (TAG, medidas, capacidad, año de construcción, materiales de construcción, historia de servicio, diseño de fondo y techo)
- Lista de componentes inspeccionados y las condiciones en las que se los encontró
- Métodos de inspección y pruebas utilizadas (visual, MFL, UT)
- Velocidad de corrosión de fondo y cuerpo
- Medidas de espesores tomadas y análisis de las mismas

- Conclusiones
- Recomendaciones
- Dibujos y fotografías, reportes si se realizó ensayos no destructivos

## **5.9 PLAN DE INSPECCIÓN TÉCNICA TANQUE DE AGUA**

### **5.9.1 SELECCIÓN DE TÉCNICAS ADECUADAS DE INSPECCIÓN**

#### **5.9.1.1 Inspección en servicio**

Se hace referencia al literal 5.8.1.1.

#### **5.9.1.2. Inspección fuera de servicio**

Se hace referencia al literal 5.8.1.2

### **5.9.2. DETERMINACIÓN DE FRECUENCIAS DE INSPECCIÓN**

#### **5.9.2.2. Generalidades**

Se debe realizar inspecciones periódicas de los tanques de almacenamiento de agua en servicio como fuera de servicio.

#### **5.9.2.3. Inspección Externa**

El intervalo de inspección de los tanques de almacenamiento de agua de acuerdo a la historia de servicio y con la experiencia que se ha tenido con los equipos se lo debe realizar cada cinco años.

#### **5.9.2.4. Inspección Interna**

La inspección interna para conocer el estado de la chapa metálica del fondo y los anillos de los tanques de almacenamiento de agua se la deben realizar cada cinco años.

#### **5.9.2.5. Supervisión de Protección Catódica**

Cuando la corrosión exterior del fondo del tanque de almacenamiento de agua se encuentra controlada por un sistema de protección catódica se debe realizar el monitoreo cada tres meses. Los ánodos de sacrificio se los evalúa cada cinco años y en el caso de encontrar un deterioro de los mismos se debe realizar un nuevo cálculo del número de ánodos de sacrificio.

#### **5.9.2.6. Supervisión de Recubrimientos**

El control del estado del recubrimiento protector con el que cuentan los tanques de almacenamiento de agua se lo debe realizar cada cinco años, pero en el caso de ser necesario se lo puede realizar a los 3 años.

#### **5.9.2.7. Monitoreo Termográfico**

En los tanques de almacenamiento de agua se debe realizar una termografía una vez cada dos años.

### **5.9.3. INSTRUCTIVO DE INSPECCIÓN GENÉRICO**

El estado general del tanque, componentes y detalles más relevantes deben ser registrados en el formato de inspección tanto en servicio como fuera de servicio.

#### **5.9.3.1. Generalidades**

Se hace referencia al literal 5.8.3.1.

#### **5.9.3.2. Condiciones de seguridad**

Se hace referencia al literal 5.8.3.2.

#### **5.9.3.3. Criterios de Evaluación**

Se hace referencia al literal 5.1.3.3

#### **5.9.3.4. Inspección externa**

Se hace referencia del literal 5.8.3.4.1 al 5.8.3.4.12

El literal 5.8.3.4.13 no aplica ya que el tanque no cuenta con aislamiento térmico.

Se hace referencia del literal 5.8.3.4.14 al 5.8.3.4.20

#### **5.9.3.5. Inspección Interna**

Se hace referencia del literal 5.8.3.5.1 al 5.8.3.5.20

#### **5.9.3.6. REGISTRO**

El registro de cada una de las inspecciones sea en servicio o fuera de servicio que se realice a los tanques de almacenamiento de agua se va a registrar en el formato de inspección y medición de espesores (ANEXO J).

#### **5.9.3.7. INFORMES**

Se hace referencia al literal 5.8.3.7.

### **5.10 PLAN DE INSPECCIÓN TÉCNICA TANQUE DE DIESEL**

#### **5.10.1 SELECCIÓN DE TÉCNICAS ADECUADAS DE INSPECCIÓN**

##### **5.10.1.1 Inspección en servicio**

Se hace referencia al literal 5.8.1.1.

##### **5.10.1.2. Inspección fuera de servicio**

Se hace referencia al literal 5.8.1.2

#### **5.10.2. DETERMINACIÓN DE FRECUENCIAS DE INSPECCIÓN**

##### **5.10.2.1. Generalidades**

Se debe realizar inspecciones periódicas de los tanques de almacenamiento de diesel en servicio como fuera de servicio.

#### **5.10.2.2. Inspección Externa**

El intervalo de inspección de los tanques de almacenamiento de diesel de acuerdo a la historia de servicio y con la experiencia que se ha tenido con los equipos se lo debe realizar cada cinco años.

#### **5.10.2.3. Inspección Interna**

La inspección interna para conocer el estado de la chapa metálica del fondo y los anillos de los tanques de almacenamiento de diesel se la deben realizar cada cinco años.

#### **5.10.2.4. Supervisión de Protección Catódica**

Cuando la corrosión exterior del fondo del tanque de almacenamiento de diesel se encuentra controlada por un sistema de protección catódica se debe realizar el monitoreo cada tres meses. Los ánodos de sacrificio se los evalúa cada cinco años y en el caso de encontrar un deterioro de los mismos se debe realizar un nuevo cálculo del número de ánodos de sacrificio.

#### **5.10.2.5. Supervisión de Recubrimientos**

El control del estado del recubrimiento protector con el que cuentan los tanques de almacenamiento de diesel se lo debe realizar cada cinco años.

### **5.10.3. INSTRUCTIVO DE INSPECCIÓN GENÉRICO**

El estado general del tanque, componentes y detalles más relevantes deben ser registrados en el formato de inspección tanto en servicio como fuera de servicio.

#### **5.10.3.1 Generalidades**

Se hace referencia al literal 5.8.3.1.

#### **5.10.3.2 Condiciones de seguridad**



Se hace referencia al literal 5.8.3.2.

#### **5.10.3.3 Criterios de Evaluación**

Se hace referencia al literal 5.1.3.3

#### **5.10.3.4 Inspección externa**

Se hace referencia del literal 5.8.3.4.1 al 5.8.3.4.12

El literal 5.8.3.4.13 no aplica ya que el tanque no cuenta con aislamiento térmico.

Se hace referencia del literal 5.8.3.4.14 al 5.8.3.4.20

#### **5.10.3.5 Inspección Interna**

Se hace referencia del literal 5.8.3.5.1 al 5.8.3.5.20

#### **5.10.3.6 REGISTRO**

El registro de cada una de las inspecciones sea en servicio o fuera de servicio que se realice a los tanques de almacenamiento de diesel se va a registrar en el formato de inspección y medición de espesores (ANEXO K).

#### **5.10.3.7 INFORMES**

Se hace referencia al literal 5.8.3.7.

### **5.11 PLAN DE INSPECCIÓN TÉCNICA ACUMULADOR DE GAS**

#### **5.11.1 SELECCIÓN DE TÉCNICAS ADECUADAS DE INSPECCIÓN**

##### **5.11.1.1 Inspección en servicio**

Se hace referencia al literal 5.5.1.1

##### **5.11.1.2 Inspección fuera de servicio**

Se hace referencia al literal 5.5.1.2

## **5.11.2 DETERMINACIÓN DE FRECUENCIAS DE INSPECCIÓN**

### **5.11.2.1 Generalidades**

Se debe realizar inspecciones periódicas del acumulador de gas tanto en servicio como fuera de servicio.

### **5.11.2.2 Inspección Externa**

La inspección externa y medición de espesores del acumulador de gas se lo debe realizar cada año.

### **5.11.2.3 Inspección Interna**

En el caso del acumulador de gas se lo debe realizar cada año.

### **5.11.2.4 Inspección interna y externa**

Se hace referencia al literal 5.1.2.4

### **5.11.2.5 Inspección Dispositivos de Alivio y Seguridad**

Se hace referencia al literal 5.1.2.5

### **5.11.2.6 Supervisión de Protección Catódica**

Se hace referencia al literal 5.1.2.6

### **5.11.2.7 Supervisión de Recubrimientos**

Se hace referencia al literal 5.5.2.7

## **5.11.3 INSTRUCTIVOS DE INSPECIÓN GENÉRICOS**

El estado general del skid, componentes y detalles más relevantes deben ser registrados en el formato de inspección tanto en servicio como fuera de servicio.

### **5.11.3.1 Generalidades**

Se hace referencia al literal 5.1.3.1.

### **5.11.3.2 Condiciones de seguridad**

Se hace referencia la literal 5.1.3.2.

### **5.11.3.3 Criterios de Evaluación**

Se hace referencia al literal 5.1.3.3.

#### **5.11.3.4 Inspección externa**

Se hace referencia del literal 5.1.3.4.1 al 5.1.3.4.7

El literal 5.1.3.4.8 no aplica ya que el equipo no cuenta con aislamiento térmico.

Se hace referencia del literal 5.1.3.4.9 al 5.1.3.4.12

#### **5.11.3.5 Inspección Interna**

Se hace referencia al literal 5.1.3.5.1 al 5.1.3.5.7

Se hace referencia al literal 5.1.3.5.9 al 5.1.3.5.19

El literal 5.1.3.5.8 no aplica.

#### **5.11.3.6 REGISTRO**

El registro de cada una de las inspecciones sea en interna o externa que se realice al acumulador de gas se va a registrar en el formato de inspección y medición de espesores (ANEXO L).

#### **5.11.3.7 INFORMES**

Se hace referencia al literal 5.1.3.7.

### **5.12 PLAN DE INSPECCIÓN TÉCNICA TAMBOR DE TEA**

#### **5.12.1. SELECCIÓN DE TÉCNICAS ADECUADAS DE INSPECCIÓN**

##### **5.12.1.1. Inspección en servicio**

Se hace referencia al literal 5.5.1.1

##### **5.12.1.2. Inspección fuera de servicio**

Se hace referencia al literal 5.5.1.2

#### **5.12.2. DETERMINACIÓN DE FRECUENCIAS DE INSPECCIÓN**

##### **5.12.2.1. Generalidades**

Se debe realizar inspecciones periódicas del tambor de tea tanto en servicio como fuera de servicio.

**5.12.2.2. Inspección Externa**

La inspección externa y medición de espesores del tambor de tea se lo debe realizar cada año.

**5.12.2.3. Inspección Interna**

En el caso del tambor de tea se lo debe realizar cada año.

**5.12.2.4. Inspección interna y externa**

Se hace referencia al literal 5.1.2.4

**5.12.2.5. Inspección Dispositivos de Alivio y Seguridad**

Se hace referencia al literal 5.1.2.5

**5.12.2.6. Supervisión de Protección Catódica**

Se hace referencia al literal 5.1.2.6

**5.12.2.7. Supervisión de Recubrimientos**

Se hace referencia al literal 5.5.2.7

**5.12.3. INSTRUCTIVOS DE INSPECIÓN GENÉRICOS**

El estado general del skid, componentes y detalles más relevantes deben ser registrados en el formato de inspección tanto en servicio como fuera de servicio.

**5.12.3.1. Generalidades**

Se hace referencia al literal 5.1.3.1.

**5.12.3.2. Condiciones de seguridad**

Se hace referencia la literal 5.1.3.2.

**5.12.3.3. Criterios de Evaluación**

Se hace referencia al literal 5.1.3.3.

**5.12.3.4. Inspección externa**

Se hace referencia del literal 5.1.3.4.1 al 5.1.3.4.7

El literal 5.1.3.4.8 no aplica ya que el equipo no cuenta con aislamiento térmico.

Se hace referencia del literal 5.1.3.4.9 al 5.1.3.4.12

#### **5.12.3.5. Inspección Interna**

Se hace referencia al literal 5.1.3.5.1 al 5.1.3.5.7

Se hace referencia al literal 5.1.3.5.9 al 5.1.3.5.19

El literal 5.1.3.5.8 no aplica.

#### **5.12.3.6. REGISTRO**

El registro de cada una de las inspecciones sea en interna o externa que se realice al tambor de tea se va a registrar en el formato de inspección y medición de espesores (ANEXO M).

#### **5.12.3.7. INFORMES**

Se hace referencia al literal 5.1.3.7.

### **5.13 PLAN DE INSPECCIÓN TÉCNICA RECUPERADOR DE CALOR**

#### **5.13.1 SELECCIÓN DE TÉCNICAS ADECUADAS DE INSPECCIÓN**

##### **5.13.1.1 Inspección en servicio**

Si el equipo se encuentra operando las técnicas que se deben aplicar para tener una correcta apreciación del estado de la chapa metálica y verificar la presencia de sólidos son:

- Inspección visual
- Medición de espesores
- Inspección termográfica

##### **5.13.1.2 Inspección fuera de servicio**

Si el equipo se encuentra fuera de servicio las técnicas que se debe aplicar para realizar la verificación del estado de la chapa metálica son:

- Inspección visual

- Medición de espesores

## **5.13.2. DETERMINACIÓN DE FRECUENCIAS DE INSPECCIÓN**

### **5.13.2.1. Generalidades**

Se debe realizar inspecciones periódicas de los recuperadores de calor tanto en servicio como fuera de servicio.

### **5.13.2.2. Inspección Externa**

La inspección externa y medición de espesores en los recuperadores de calor lo debe realizar cada dos años.

### **5.13.2.3. Inspección Interna**

En el caso de los recuperadores de calor se lo debe realizar cada cinco años.

### **5.13.2.4. Inspección Dispositivos de Alivio y Seguridad**

El período para realizar una inspección completa o una prueba para verificar el funcionamiento de los dispositivos, no debe ser mayor de dos años.

### **5.13.2.5. Monitoreo Termográfico**

En los recuperadores de calor se debe realizar una termografía mensualmente.

## **5.13.3. INSTRUCTIVOS DE INSPECIÓN GENÉRICOS**

El estado general del skid, componentes y detalles más relevantes deben ser registrados en el formato de inspección tanto en servicio como fuera de servicio.

### **5.13.3.1 Generalidades**

Para realizar la inspección técnica del separador de agua libre se debe tomar en cuenta las siguientes consideraciones generales:

- Cumplir con todos los procedimientos de seguridad y medio ambiente de Repsol.
- Utilizar para la inspección herramientas anti-chispa.
- Utilizar para la inspección linternas a prueba de explosiones.
- Se debe utilizar el equipo de protección personal en todo momento.

### **5.13.3.2 Condiciones de seguridad**

Antes de inspeccionar el separador de agua libre, se debe cumplir con todos los procedimientos de seguridad y medio ambiente que Repsol exige y son:

- AG-12-EC-01 Entrada e ingreso a espacios confinados.
- AG-12-EC-06 Análisis de trabajo seguro.
- AG-14-EC-01 Procedimientos y guías recomendadas de EPP.
- PG-14-EC Equipos de protección personal.
- PG-02-EC Riesgos laborales y ambientales.
- RG-12-EC-02 Permiso de trabajo en frío.
- RG-12-EC-01 Permiso de ingreso a espacios confinados.

### **5.13.3.3 Criterios de Evaluación**

Los siguientes criterios serán utilizados para evaluar el estado de pintura, aislamiento y componentes dentro de la inspección técnica:

5.13.3.3.1 Excelente: Si el estado de las partes inspeccionadas es el adecuado para el correcto funcionamiento de acuerdo a las condiciones para las cuales fueron diseñadas. No amerita pruebas ni mediciones adicionales a la inspección visual.

5.13.3.3.2 Bueno: Si existe ampollamiento, desprendimiento parcial o cambio de coloración de la pintura.

5.13.3.3.3 Regular: Si se presentan Pittings, hoyos o ranuras, desprendimiento total de la pintura, defectos de soldadura, áreas corroídas o desgaste de las paredes.

5.13.3.3.4 Malo: Si el estado de las partes inspeccionadas no es el adecuado para el correcto funcionamiento para las cuales fueron diseñadas.

#### **5.13.3.4 Inspección externa**

5.13.3.4.1 Realizar una primera inspección visual integral del estado del recuperador buscando la presencia de elementos rotos o que muestren signos de corrosión, grietas, condición de la pintura, integridad de escaleras y barandales, y de ser el caso el estado del aislamiento térmico.

5.13.3.4.2 Buscar signos de agrietamiento en todo el contorno del recuperador de calor.

5.13.3.4.3 Todas las juntas soldadas y el área próxima a los accesorios del recuperador deberán ser inspeccionados visualmente y en el caso que amerite se evaluará con tintas penetrantes y/o radiografía.

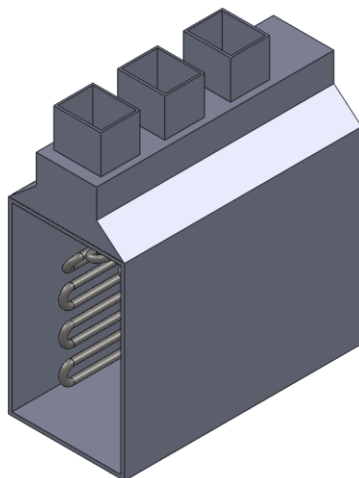
5.13.3.4.4 Al estar el recuperador de calor equipado con aislamiento térmico se debe:

5.13.3.4.4.1 Realizar la inspección mediante una termografía antes que el equipo sea retirado de operación, de preferencia en horas de la



mañana o en la tarde cuando no se tenga la presencia la radiación solar, para encontrar zonas de desprendimiento, deterioro o daño del aislamiento térmico.

- 5.13.3.4.4.2 Se debe verificar visualmente que la protección del aislamiento se encuentre totalmente en buenas condiciones, los sujetadores estén cumpliendo su función para que no exista ingreso de agua; ya que la misma se puede depositar en diferentes partes del aislamiento pero en el recuperador de calor se va a dirigir hacia la parte inferior por acción de la gravedad.
- 5.13.3.4.4.3 Si está ingresando humedad en el recuperador, se debe hacer uso de los puntos de monitoreo instalados para determinar la condición del metal que se halla bajo el aislamiento térmico.
- 5.13.3.4.4.4 En el caso de encontrar una evidencia de daño en los puntos de monitoreo, se debe remover una mayor cantidad de aislamiento para poder observar el estado real de la chapa metálica (Figura 65).



### **Figura 65 Puntos de monitoreo**

5.13.3.4.5 Si se presentan picaduras, se debe medir cuidadosamente el área corroída, profundidad de pitting, pit más profundo y separación entre cada pitting. Con los valores registrados se debe evaluar la región mediante los criterios de API 510 "Pressure Vessel Inspection Code: Maintenance Inspection, Rating, Repair, and Alteration" a fin de determinar la operatividad y acciones correctivas necesarias.

#### **5.13.3.5 Inspección Interna**

5.13.3.5.1 Realizar una revisión de la documentación histórica del equipo a ser inspeccionado. En caso de no disponerse, verificar la existencia de documentos de otros recipientes similares y bajo las mismas condiciones de operación. Esta documentación podría utilizarse para el análisis del recipiente a inspeccionar.

5.13.3.5.2 Previo a la ejecución de los trabajos de inspección se debe verificar que el recipiente:

5.13.3.5.2.1 Esté vacío en su totalidad y esté libre de sedimentos.

5.13.3.5.2.2 Tenga buena ventilación y atmósfera apropiada.

5.13.3.5.2.3 Haya sido aislado completamente.

5.13.3.5.2.4 Se hayan realizado con resultados satisfactorios las pruebas de explosividad y la determinación de la presencia de gases tóxicos.

5.13.3.5.3 Se debe verificar defectos de los cordones de soldadura, fisuras en todo el serpentín y con mayor precaución en la parte inferior, en el

caso de presentarse desgaste físico o pérdida de material de aporte se debe realizar la inspección mediante tintas penetrantes y/o radiografía.

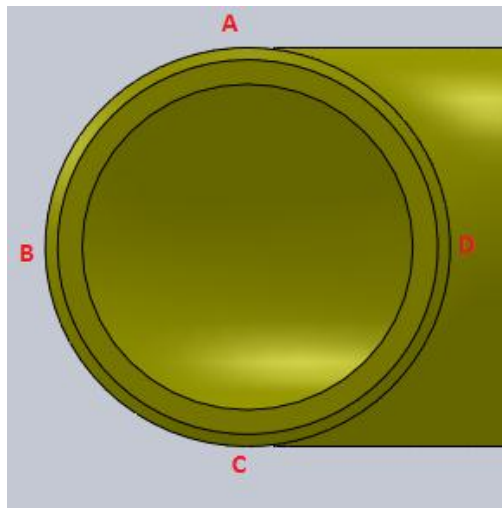
5.13.3.5.4 Realizar la evaluación de los espesores en el serpentín.

5.13.3.5.5 Antes de iniciar la inspección, se debe enumerar el serpentín (Figura 66 y la tubería (Figura 67) para que sirva como guía.

5.13.3.5.6 Se debe realizar un barrido completo una mediante ultrasonido, se lo realiza considerando referencia los criterios API 510 "Pressure Vessel Inspection Code: Maintenance Inspection, Rating, Repair, and Alteration".



**Figura 66 Enumeración serpentín**



**Figura 67 Puntos de inspección tubería**

#### **5.13.3.6 REGISTRO**

El registro de cada una de las inspecciones sea en interna o externa que se realice a los recuperadores de calor se va a registrar en el formato de inspección y medición de espesores (ANEXO N).

#### **5.13.3.7 INFORMES**

Para cada una de las inspecciones ya sea interna o externa, el inspector debe preparar un informe escrito, el mismo que debe incluir:

- Fecha de inspección
- Tipo de inspección (interna o externa)
- Alcance de la inspección, incluyendo las áreas donde no se inspecciono con las respectivas razones de porque no se lo hizo.
- Descripción del recipiente (TAG, medidas, capacidad, año de construcción, materiales de construcción, historia de servicio)

- Lista de componentes inspeccionados y las condiciones en las que se los encontró
- Métodos de inspección y pruebas utilizadas (Visual, UT)
- Velocidad de corrosión
- Medidas de espesores tomadas y análisis de las mismas
- Conclusiones
- Recomendaciones
- Dibujos y fotografías, reportes si se realizó ensayos no destructivos.

## **5.14 PLAN DE INSPECCIÓN TÉCNICA SEPARADOR DE PRUEBA**

### **5.14.1 SELECCIÓN DE TÉCNICAS ADECUADAS DE INSPECCIÓN**

#### **5.14.1.1 Inspección en servicio**

Se hace referencia al literal 5.5.1.1

#### **5.14.1.2 Inspección fuera de servicio**

Se hace referencia al literal 5.5.1.2

### **5.14.2 DETERMINACIÓN DE FRECUENCIAS DE INSPECCIÓN**

#### **5.14.2.1 Generalidades**

Se debe realizar inspecciones periódicas del separador de prueba en servicio como fuera de servicio.

#### **5.14.2.2 Inspección Externa**

La inspección externa y medición de espesores del separador de prueba se lo debe realizar cada año.

#### **5.14.2.3 Inspección Interna**

En el caso del separador de prueba se lo debe realizar cada año.

#### **5.14.2.4 Inspección interna y externa**

Se hace referencia al literal 5.1.2.4

#### **5.14.2.5 Inspección Dispositivos de Alivio y Seguridad**

Se hace referencia al literal 5.1.2.5

#### **5.14.2.6 Supervisión de Protección Catódica**

Se hace referencia al literal 5.1.2.6

#### **5.14.2.7 Supervisión de Recubrimientos**

Se hace referencia al literal 5.5.2.7

### **5.14.3 INSTRUCTIVOS DE INSPECIÓN GENÉRICOS**

El estado general del skid, componentes y detalles más relevantes deben ser registrados en el formato de inspección tanto en servicio como fuera de servicio.

#### **5.14.3.1 Generalidades**

Se hace referencia al literal 5.1.3.1.

#### **5.14.3.2 Condiciones de seguridad**

Se hace referencia la literal 5.1.3.2.

#### **5.14.3.3 Criterios de Evaluación**

Se hace referencia al literal 5.1.3.3.

#### **5.14.3.4 Inspección externa**

Se hace referencia del literal 5.1.3.4.1 al 5.1.3.4.7

El literal 5.1.3.4.8 no aplica ya que el equipo no cuenta con aislamiento térmico.

Se hace referencia del literal 5.1.3.4.9 al 5.1.3.4.12

#### **5.14.3.5 Inspección Interna**

Se hace referencia al literal 5.1.3.5.1 al 5.1.3.5.7

Se hace referencia al literal 5.1.3.5.9 al 5.1.3.5.19

El literal 5.1.3.5.8 no aplica.

**5.14.3.6 REGISTRO**

El registro de cada una de las inspecciones sea en interna o externa que se realice al separador de prueba se va a registrar en el formato de inspección y medición de espesores (ANEXO O).

**5.14.3.7 INFORMES**

Se hace referencia al literal 5.1.3.7.

## CAPÍTULO VI

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 6.1 CONCLUSIONES

- Se elaboró los planes de inspección técnica genéricos para los equipos estáticos de Repsol como el separador de agua libre, close drain, intercambiadores de calor y tanques de almacenamiento de crudo que van a permitir conocer las condiciones actuales y tener un mejor control de los equipos que se tomaron a consideración en este proyecto.
- Se logró describir en los planes de inspección las técnicas más adecuadas de evaluación de los equipos estáticos de Repsol como la prueba de tintas penetrantes, prueba de ultrasonido pulso eco, prueba de termografía infrarroja, inspección y monitoreo de sistemas de protección catódica y adicional se va a encontrar la frecuencia con que debemos realizar la inspección tanto interna como externa de los equipos.
- Al realizar el estudio de los mecanismos de deterioro como la erosión, corrosión bajo aislamiento, corrosión inducida por microorganismos se determinó que en los equipos estáticos de Repsol, la corrosión interna es la causa principal ya sea por microorganismos o por H<sub>2</sub>S. La corrosión externa también contribuye al desgaste de la chapa metálica de los equipos ya que están expuestos a cambios de clima y a la humedad de la zona, por lo tanto al considerar todos los aspectos que contribuyen al deterioro de los equipos se puede establecer una correcta tasa de corrosión.
- Las diferentes técnicas de inspección que se utilizan en el departamento de integridad de tuberías para realizar el mantenimiento tanto preventivo



como correctivo están basados y cumplen con las normas internacionales como lo son: API 653 “Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction”, API 510 “Pressure Vessel Inspection Code: Maintenance Inspection, Rating, Repair, and Alteration” y sobre todo las que exige la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH).

- Se realizó un ejemplo del cálculo de riesgo mediante la inspección basada en riesgo (RBI) en el equipo estático, en la cual pudimos determinar y analizar los diferentes factores que pueden ocasionar que los equipos fallen y al final se obtuvo un resultado que nos permitió establecer que el riesgo de falla está dentro de los límites admitidos por las normas.
- Se incorporó los formatos de inspección y medición de espesores para cada uno de los equipos estáticos de Repsol considerados en este proyecto, lo cual nos permite llevar un correcto y ordenado histórico de las inspecciones realizadas para que indiferentemente de la persona que realice la inspección puede obtener una información correcta del estado de los equipos previo a su nueva evaluación.

## **6.2 RECOMENDACIONES**

- Al realizar las inspecciones utilizando los formatos de inspección y medición de espesores establecidos en este proyecto de grado se puede llegar a obtener una línea base para la corrosión, y de esta manera podemos planificar de una forma más ordenada a largo plazo las inspecciones ya que se debe tomar en consideración los equipos más críticos, para realizar la inspección y en el caso de ser necesario la reparación de los mismos.

- Manejar una misma base de datos de todos los equipos estáticos con toda la información de los mismos de una forma ordenada, para que no se tenga que recurrir a diferentes departamentos para obtener características de los equipos.
- Se debe llevar acabo la evaluación de los equipos estáticos siguiendo el instructivo establecido ya que esto permitirá que las inspecciones se realicen de una forma similar y al tener datos en los mismos lugares de una evaluación anterior se obtendrá un estado real de cómo está avanzando la corrosión en los equipos y cuál será su vida remante.

## Referencias

- Airtecnis. (2011, 03 02). *Airtecnis*. Retrieved 02 06, 2012, from Airtecnis:  
<http://www.recuperadoresdecalor.es/1/que-es-un-recuperador>
- American Petroleum Institute. (1999). *"API 510 Pressure Vessel Inspection Code"* (Octava ed.). Texas: s/d.
- American Petroleum Institute. (2000). *"API RP 579 Fitness-For-Service"* (Primera ed.). Texas: s/d.
- American Petroleum Institute. (2002). *"API RP 580 Risk Based Inspection"* (Primera ed.). Texas: s/d.
- American Petroleum Institute. (2002). *"API RP 580 Risk Based Inspection"* (Segunda ed.). Texas: s/d.
- American Petroleum Institute. (2001). *"API RP 572 Inspection of Pressure Vessels"* (Segunda ed.). Texas: s/d.
- American Society of Mechanical Engineers. (1998). *"Sección V Artículo 6 Liquid Penetrant Examination"*. Texas: s/d.
- API 571 Mecanismo de daño que afectan a equipos fijos. (2011, 06 05). Mecanismo de daño que afectan a equipos fijos. *Mecanismo de daño que afectan a equipos fijos*. Texas, EEUU: sed.
- Archivo técnico repsol. (2011, 03 15). Archivo técnico Repsol. *Archivo técnico Repsol*. Bloque 16, Orellana, Ecuador: sed.
- Ge & oil gas pll pipeline solutions. (2006). *Inspección de tubería con MFL 1.5 reporte final*. Coca bloque 16: sd.
- NACE. (2004). Curso de corrosión básica. In *Curso de corrosión básica* (p. 293). Bogotá: sd.
- Repsol. (2005, 03 01). Operación de planta de deshidratación. Coca bloque 16, Francisco de orellana, Ecuador: sd.
- Repsol. (2010, 05 12). *Informe responsabilidad corporativa repsol ypf ecuador 2010*. Quito: sd.
- Repsol. (2010). *Inspección del acumulador de gas V-3012*. Coca bloque 16: sd.
- Repsol. (2011). *Informe de inspección de close drain V-1114*. Coca bloque 16: sd.
- Repsol. (2011). *Inspección externa y reparación del tanque de crudo T-1108B*. Coca boque 16: sd.

Rigaku. (2017, 06 05). *Rigaku leading with innovation*. Retrieved 01 05, 2017, from Rigaku leading with innovation: <http://www.rigaku.com/es/products/ndt>

Service S.A. (2007). *IT\_E1204*. Quito: SD.