



**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
CARRERA DE TECNOLOGÍA DE PETRÓLEOS**

**DESARROLLO DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO PARA LOS  
SEPARADORES TRIFÁSICOS DE UNA PLANTA DE  
TRATAMIENTO DE CRUDO UBICADA EN LA PROVINCIA  
FRANCISCO ORELLANA DEL ORIENTE ECUATORIANO.**

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

**CARLOS JULIO AMOGUIMBA ANAGUMBLA**

**DIRECTOR: ING. RAÚL BALDEÓN.**

**Quito, Mayo 2014**

© Universidad Tecnológica Equinoccial. 2014  
Reservados todos los derechos de reproducción

## **DECLARACIÓN**

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

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

---

**CARLOS JULIO AMOGUIMBA ANAGUMBLA**

C.I. 171719298-1

## **CERTIFICACIÓN**

Certifico que el presente trabajo que lleva por título “**DESARROLLO DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO PARA LOS SEPARADORES TRIFÁSICOS DE UNA PLANTA DE TRATAMIENTO DE CRUDO UBICADA EN LA PROVINCIA FRANCISCO DE ORELLANA DEL ORIENTE ECUATORIANO**”, que, para aspirar al título de **Tecnólogo de Petróleos** fue desarrollado por **Carlos Amoguimba**, bajo mi dirección y supervisión, en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería; y cumple con todas las condiciones requeridas por el Reglamento de Trabajos de Titulación artículos 18 y 25.

---

**ING. RAÚL BALDEÓN**  
**DIRECTOR DEL TRABAJO**  
C.C. 170804253-4

## **DEDICATORIA**

Esto va dedicado principalmente para ti mi OJITOS AZULES.

Gracias por tu Compañía y apoyo incondicional en todas las metas que me propongo, tu eres para mí lo que el agua es para las flores, lo que el aire es para las aves y el agua para los peces. Sin ti esto no hubiera sido posible.

Majito y Carlitos Jr. Esto es para ustedes como muestra de ejemplo. Solo me queda decirle que nunca dejen para mañana lo que deban hacer hoy.

Finalmente quiero dedicar esto a tres personajes especiales para mí en el siguiente orden:

Papito Noé (Carácter y ejemplo)

Mamita Mila (Cariño y comprensión)

Mi niño Dani (Mi segundo padre)

## **AGRADECIMIENTO**

Ante todo quiero agradecerle a DIOS mi señor y creador, pues aun cuando nunca lo he visto, tengo mil razones para saber que siempre me ha estado acompañando en cada una de las etapas de mi vida.

Como no creer en Dios  
si me han dado los hijos y la vida.

Como no creer en Dios  
si me ha dado la mujer querida.

Quiero agradecerle a la UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL por haberme dado la oportunidad de realizar un sueño que quedó truncado 14 años atrás.

A mis padres y hermanos y abuelitos, por sus consejos y palabras de aliento, especialmente a mi ñaña Marisol, gracias por tu ayuda.

A mis profesores y compañeros durante toda la carrera, en especial a Miltinho un gran compañero y amigo que me empujo a llegar a este punto.

Al Ing. Raúl Baldeón mi director de tesis, por sus consejos y por compartir conmigo su sabiduría para lograr la culminación de mis estudios con éxito.

A mis compañeros de trabajo en especial a Danny Q. Evelin P. Rubén N, Javier M. Carlos M, Galo V. Gracias por el tiempo, paciencia y ayuda necesaria durante la elaboración de este mi trabajo de titulación.

## ÍNDICE DE CONTENIDOS

<b>RESUMEN</b> .....	xi
<b>ABSTRACT</b> .....	xii
<b>1. INTRODUCCIÓN</b> .....	1
1.1 OBJETIVOS.....	4
1.1.1 OBJETIVO GENERAL.....	4
1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	4
<b>2 MARCO TEÓRICO</b> .....	5
2.1 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN.....	5
2.1.1 ETAPAS DE PRODUCCIÓN .....	5
2.1.2 PLANTA DE PROCESOS .....	6
2.2 SEPARADORES.....	7
2.2.1 TIPOS DE SEPARADORES.....	8
2.2.2 PRINCIPIOS DE SEPARACIÓN DE FLUIDOS .....	9
2.2.3 DESCRIPCIÓN DE UN SEPARADOR.....	11
2.2.3.1 Sección de separación primaria.....	11
2.2.3.1.1 Deflectores o distribuidores .....	12
2.2.3.2 Sección de separación secundaria o fuerzas gravitacionales .....	13
2.2.3.3 Sección de extracción de neblina .....	14
2.2.3.4 Sección de recolección o almacenamiento de las fases liquidas .....	15
2.3 SEPARADOR TRIFÁSICO DE TIPO HORIZONTAL.....	16
2.4 MANTENIMIENTO .....	18
2.4.1 OBJETIVOS DEL MANTENIMIENTO.....	19

2.4.2	FACTORES QUE INFLUYEN EN EL ÉXITO DEL MANTENIMIENTO	20
2.4.3	TIPOS DE MANTENIMIENTO .....	21
2.4.3.1	Mantenimiento preventivo.....	22
2.4.3.2	Mantenimiento predictivo .....	24
2.4.3.3	Mantenimiento correctivo .....	25
2.4.4	RCM - MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD .....	28
2.4.4.1	Conceptos del RCM .....	29
2.4.4.2	El contexto operacional .....	29
2.4.4.3	Funciones.....	30
2.4.4.4	Fallas funcionales o estados de falla .....	30
2.4.4.5	Modos de falla.....	30
2.4.4.6	Los efectos de falla.....	31
2.4.4.7	Categorial de consecuencias.....	31
2.4.4.8	Diferencia entre efectos y consecuencias de falla .....	32
2.4.4.9	Diferencia entre falla funcional y modos de falla .....	32
2.4.4.10	Fallas ocultas .....	33
2.4.4.11	¿Cómo seleccionar el tipo de mantenimiento adecuado? .....	33
2.4.4.12	Frecuencia de tareas a condición (Mantenimiento Predictivo).....	34
2.4.4.13	Frecuencia de tareas de sustitución cíclica (Mantenimiento Preventivo).....	35
2.4.4.14	Frecuencia de tareas detectivas (Búsqueda de fallas).....	35
2.4.4.15	El lugar del rediseño en el mantenimiento.....	35
2.4.4.16	Patrones de falla en función del tiempo.....	36
2.4.4.17	Beneficios del RCM .....	<b>38</b>
2.4.5	DISEÑO DEL PLAN DE MANTENIMIENTO .....	38

2.4.6	PROGRAMAS O FICHAS DE MANTENIMIENTO .....	38
2.4.7	MEDICIÓN DE LAS ACCIONES DE LOS PROGRAMAS .....	40
2.4.8	BASES DE DATOS.....	40
2.5	API 510 EDICIÓN JUNIO 2006.....	41
2.5.1	ÁMBITO DE APLICACIÓN .....	41
2.5.1.1	Intención.....	41
2.5.1.2	Limitaciones .....	42
2.5.2	APLICACIONES ESPECÍFICAS .....	42
2.5.3	ORGANIZACIÓN DE INSPECCIÓN.....	42
2.5.3.1	Responsabilidades del propietario.....	42
2.5.3.2	Ingeniero.....	44
2.5.3.3	La organización de reparación.....	44
2.5.3.4	Inspector .....	44
2.5.3.5	Los examinadores.....	44
2.5.3.6	Otro personal .....	45
2.5.4	PLANES DE INSPECCIÓN.....	45
2.5.4.1	Desarrollo de un plan de inspección.....	45
2.5.4.2	Contenido mínimo de un plan de inspección .....	46
2.5.4.3	Contenido adicional de un plan de inspección .....	46
2.5.5	INSPECCIÓN BASADA EN RIESGOS (RBI) .....	47
2.5.5.1	Evaluación de probabilidad.....	47
2.5.5.2	Evaluación de las consecuencias.....	48
2.5.5.3	Frecuencia de las evaluaciones RBI.....	48
2.5.6	PREPARACIÓN PARA LA INSPECCIÓN .....	49

2.5.6.1	Equipo .....	49
2.5.6.2	Comunicación.....	49
2.5.6.3	Entrada a recipientes.....	49
2.5.6.4	Revisión de registros .....	50
2.5.6.5	Inspección de tipos de daños del deterioro y ruptura .....	50
2.5.7	TIPOS GENERALES DE INSPECCIÓN Y VIGILANCIA .....	51
2.5.7.1	Inspección interna.....	51
2.5.7.2	Inspección corriente.....	52
2.5.7.3	Inspección externa .....	52
2.5.7.4	Inspección de espesores.....	53
2.5.7.5	Inspección de corrosión bajo el aislamiento (CUI) .....	54
2.5.7.6	Ubicaciones de monitorización de estado (CMLs) .....	54
2.5.7.7	Métodos de medición de espesores .....	54
2.5.7.8	Inspección de brida de articulaciones.....	56
2.6	INTERVALO/FRECUENCIA Y ALCANCE DE LA INSPECCIÓN .....	56
2.6.1	INTERVALO DE INSPECCIÓN.....	57
2.6.2	DISPOSITIVOS DE ALIVIO DE PRESIÓN.....	57
2.6.2.1	Sistema de control de calidad .....	57
2.6.2.2	Intervalos de prueba e inspección.....	58
2.7	TASA DE DETERMINACIÓN DE CORROSIÓN.....	58
2.7.1	CÁLCULOS DE RESTO DE VIDA ÚTIL .....	60
2.7.2	DETERMINACIÓN DEL ESPESOR REQUERIDO .....	60
<b>3</b>	<b>DISEÑO DEL PLAN DE MANTENIMIENTO .....</b>	<b>62</b>
3.1	TRENES DE PROCESOS .....	63

3.2	LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN .....	65
3.3	INSPECCIÓN EXTERNA.....	76
3.4	INSPECCIÓN INTERNA .....	78
3.5	MANTENIMIENTO DEL V-130 .....	81
3.5.1	ACTIVIDADES PREVIAS .....	82
3.5.2	AISLAMIENTO DEL SEPARADOR V-130.....	83
3.5.2.1	Procedimiento de Aislamiento Master .....	83
3.5.3	DRENAJE Y VENDEO .....	84
3.5.4	APERTURA DE MANHOLE PARA INSPECCIÓN Y MONITOREO DE ATMOSFERA .....	85
3.5.5	INGRESOS DE CUADRILLA PARA RETIRAR SOLIDOS ACUMULADOS .....	88
3.5.6	LIMPIEZA INTERNA DEL SEPARADOR.....	89
3.5.7	INSPECCIÓN VISUAL .....	90
3.5.8	MANTENIMIENTO A LOS ACCESORIOS DEL SEPARADOR.....	93
3.5.8.1	Reporte de inspección en válvulas y bridas.....	94
3.5.9	INSPECCIÓN DE PINTURA INTERNA.....	95
3.5.10	MEDICIÓN DE ESPESOR POR ULTRASONIDO .....	97
3.5.11	ANÁLISIS QUÍMICO DE SÓLIDOS ENCONTRADOS.....	98
3.5.13	PROTECCIÓN CATÓDICA .....	101
3.5.14	REPARACIÓN DEL RECUBRIMIENTO INTERNO .....	104
3.5.15	INSTALACIONES DE ÁNODOS DE SACRIFICIO.....	106
3.5.16	CONTROL DE CALIDAD DE LA PINTURA .....	107
3.5.17	REINSTALACIÓN DE ACCESORIOS INTERNOS.....	109
3.5.18	REINSTALACIÓN DE ACCESORIOS EXTERNOS.....	110

3.5.19	FINALIZACIÓN DE TRABAJOS .....	111
3.5.20	INGRESO EN LÍNEA DEL SEPARADOR .....	112
<b>4</b>	<b>RESULTADOS .....</b>	<b>113</b>
4.2	PLAN DE MANTENIMIENTO .....	119
4.3	REPUESTOS.....	121
<b>5</b>	<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES. ....</b>	<b>126</b>
5.1	CONCLUSIONES.....	126
5.2	RECOMENDACIONES .....	127
	<b>NOMENCLATURA.....</b>	<b>128</b>
	<b>GLOSARIO .....</b>	<b>129</b>
	<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>133</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1:</b> Bloque 12 ubicación en el mapa Petrolero Ecuatoriano	<b>1</b>
<b>Figura 2:</b> Planta de procesos EPF	<b>2</b>
<b>Figura 3:</b> Vista del proceso de una facilidad petrolera	<b>6</b>
<b>Figura 4:</b> Clasificación de separadores de hidrocarburos	<b>8</b>
<b>Figura 5:</b> Clasificación de separadores de acuerdo a su forma	<b>8</b>
<b>Figura 6:</b> Fuerza de gravedad en un Separador FWKO	<b>9</b>
<b>Figura 7:</b> Coalescencias	<b>10</b>
<b>Figura 8:</b> Secciones de un separador	<b>11</b>
<b>Figura 9:</b> Sección de separación primaria	<b>12</b>
<b>Figura 10:</b> Deflector “BAFFLE” y Ciclón de entrada	<b>13</b>
<b>Figura 11:</b> Sección de separación secundaria	<b>13</b>
<b>Figura 12:</b> Sección de extracción de neblina	<b>14</b>
<b>Figura 13:</b> Extractor de niebla	<b>15</b>
<b>Figura 14:</b> Sección de recolección o almacenamiento de fases liquidas	<b>16</b>
<b>Figura 15:</b> FREE WATER KNOCKOUT	<b>17</b>
<b>Figura 16:</b> Separador trifásico de Tipo Horizontal	<b>18</b>
<b>Figura 17:</b> Objetivos del Mantenimiento	<b>19</b>
<b>Figura 18:</b> Diagrama de Decisión	<b>28</b>
<b>Figura 19:</b> Patrón de comportamiento de falla en los activos	<b>37</b>
<b>Figura 20:</b> Ejemplo de ficha técnica	<b>39</b>
<b>Figura 21:</b> Ejemplo de ficha de mantenimiento preventivo	<b>40</b>
<b>Figura 22:</b> Separadores trifásicos V-120, V-130, V-140. V-150, V20160	<b>63</b>
<b>Figura 23:</b> EPF Train-1 Overview	<b>64</b>
<b>Figura 24:</b> EPF Train-2 Overview	<b>64</b>
<b>Figura 25:</b> Vista frontal y vista trasera del separador V-120	<b>67</b>
<b>Figura 26:</b> Vista frontal y vista trasera del separador V-130	<b>69</b>
<b>Figura 27:</b> Vista frontal y vista trasera del separador V-140	<b>71</b>

<b>Figura 28:</b> Vista frontal y vista trasera del separador V-150	<b>73</b>
<b>Figura 29:</b> Vista frontal y vista trasera del separador V-20160	<b>75</b>
<b>Figura 30:</b> Close Drain System	<b>85</b>
<b>Figura 31:</b> Sólidos e hidrocarburos al interior del separador	<b>86</b>
<b>Figura 32:</b> Ventilación forzada con compresor portátil	<b>87</b>
<b>Figura 33:</b> Ingreso de cuadrilla y limpieza de sólidos	<b>88</b>
<b>Figura 34:</b> Piscinas de Biorremediación	<b>89</b>
<b>Figura 35:</b> Lavado con desengrasante y agua al interior del separador	<b>90</b>
<b>Figura 36:</b> Inspección visual al interior del separador	<b>91</b>
<b>Figura 37:</b> Resultados de la Inspección visual al interior del separador	<b>92</b>
<b>Figura 38:</b> Estado en que se encontraron las platinas coalescentes	<b>93</b>
<b>Figura 39:</b> Retiro de accesorios internos para mantenimiento	<b>94</b>
<b>Figura 40:</b> Corrosión severa en bridas	<b>95</b>
<b>Figura 41:</b> Esquema para medición de película seca por ultrasonido	<b>96</b>
<b>Figura 42:</b> Equipo para medición de espesor por ultrasonido	<b>97</b>
<b>Figura 43:</b> Medición de espesores por ultrasonido con Scan A.	<b>98</b>
<b>Figura 44:</b> Análisis de muestra sólida del interior del V-130	<b>99</b>
<b>Figura 45:</b> Corrosión severa en la salida de gas del separador	<b>100</b>
<b>Figura 46:</b> Corrosión severa en la válvula de 2 vías	<b>101</b>
<b>Figura 47:</b> Ánodos de sacrificio consumidos en su totalidad	<b>102</b>
<b>Figura 48:</b> Ánodo de Galvalum III	<b>102</b>
<b>Figura 49:</b> Preparación de superficie interna del separador	<b>105</b>
<b>Figura 50:</b> Trabajos de pintura y curado al interior del separador	<b>106</b>
<b>Figura 51:</b> Instalación de ánodos de sacrificio y medición de continuidad	<b>107</b>
<b>Figura 52:</b> Control de calidad de pintura dentro del separador	<b>108</b>
<b>Figura 53:</b> Reinstalación de accesorios internos	<b>109</b>
<b>Figura 54:</b> Trabajos al exterior del separador	<b>110</b>
<b>Figura 55:</b> Vista general del mantenimiento externo al separador	<b>111</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1:</b> Especificaciones generales del separador V-120.	<b>65</b>
<b>Tabla 2:</b> Especificaciones de recubrimiento interno del Separador V-120	<b>66</b>
<b>Tabla 3:</b> Especificaciones generales del Separador V-130	<b>68</b>
<b>Tabla 4:</b> Especificaciones de recubrimiento interno del Separador V-130	<b>68</b>
<b>Tabla 5:</b> Especificaciones generales del Separador V-140	<b>70</b>
<b>Tabla 6:</b> Especificaciones de recubrimiento interno del Separador V-140	<b>70</b>
<b>Tabla 7:</b> Especificaciones generales del Separador V-150	<b>72</b>
<b>Tabla 8:</b> Especificaciones de recubrimiento interno del Separador V-150	<b>72</b>
<b>Tabla 9:</b> Especificaciones generales del Separador V-20160	<b>74</b>
<b>Tabla 10:</b> Especificaciones de recubrimiento interno del Separador V-20160	<b>74</b>
<b>Tabla 11:</b> Reporte de inspección externa de los separadores trifásicos	<b>77</b>
<b>Tabla 12:</b> Histórico y frecuencia de intervención de los separadores trifásicos V-120, V-130, V-140, V-150, V-20160	<b>79</b>
<b>Tabla 13:</b> Determinación de Frecuencia para inspección interna en VESSELS EPF	<b>80</b>
<b>Tabla 14:</b> Condiciones operativas de los separadores trifásicos con el V-130 fuera de servicio	<b>82</b>
<b>Tabla 15:</b> Resultado del análisis de sólidos al interior del V-130	<b>99</b>
<b>Tabla 16:</b> Cálculo para el SPC interna V-130	<b>103</b>
<b>Tabla 17:</b> Lista de cheque de avance de los trabajos de mantenimiento	<b>113</b>
<b>Tabla 18:</b> Lista de chequeo de herramientas y equipos necesarios	<b>115</b>
<b>Tabla 19:</b> Lista de chequeo previo al arranque.	<b>117</b>
<b>Tabla 20:</b> Lista de chequeo previo al arranque	<b>119</b>
<b>Tabla 21:</b> Stock de repuestos necesarios para el mantenimiento de los separadores trifásicos EPF	<b>121</b>

## ÍNDICE DE ANEXOS

<b>ANEXO I</b> Resultados de inspección externa en separadores trifásicos	138
<b>ANEXO II</b> P&D del separador V-130	148
<b>ANEXO III</b> Reporte fotográfico del estado de válvulas y bridas	149
<b>ANEXO IV</b> Resultados medición de espesor de película seca por el método de ultrasonido.	154
<b>ANEXO V</b> Proceso de reparación de la brida de salida de gas del V-130	160
<b>ANEXO VI</b> Proceso de reparación de válvula de dos vías del V-130	163
<b>ANEXO VII</b> Extracto del documento “Especificación de Recubrimientos” de Petroamazonas es utilizado en el mantenimiento del V-130	166
<b>ANEXO VIII</b> Reporte de falla en líneas de descarga	168

## **RESUMEN**

El presente proyecto consiste en el estudio del funcionamiento y desempeño de los Separadores Trifásicos (separadores de agua libre, también conocidos como “Free Water Knockout” por su abreviatura FWKO) de una planta de tratamiento de crudo ubicada en el Bloque 12 del Oriente Ecuatoriano. Con el objetivo de desarrollar un plan de mantenimiento acorde a las necesidades de los mismos, para de esta manera aportar con una mejora continua en las próximas intervenciones a realizarse en estos equipos, disminuyendo los tiempos de parada de cada equipo y aprovechando mejor los recursos de la empresa.

En el capítulo 1 se justifica la realización del presente trabajo.

En el capítulo 2 se hace un estudio de las estaciones de producción y de los procesos para la deshidratación del crudo, poniendo énfasis en la actuación de los separadores de agua libre dentro del proceso, finalmente se realiza una revisión de la norma API 510 (API 510 - Pressure Vessel Inspection Code - Maintenance Inspection, Rating, Repair, and Alteration) para comenzar con el desarrollo del plan de mantenimiento para los separadores trifásicos.

En el capítulo 3 se describe el funcionamiento de la planta de procesos donde se encuentran ubicados los separadores motivo de nuestro estudio, se detallan las especificación técnicas, normas constructivas y trenes de procesos.

En el capítulo 4 se han realizado unas plantillas con las tareas a realizar durante los mantenimientos efectuados a los separadores trifásicos, lista de materiales necesarios y posibles repuestos a utilizar conjuntamente con un cronograma de tiempos estimados para la realización total del trabajo.

En el capítulo 5 se han dado algunas recomendaciones que se pudieron identificar durante el desarrollo y culminación del presente trabajo.

## ABSTRACT

This project involves the study of the functioning and performance of three-phase separators (Free Water Knockout or FWKO) of an oil treatment plant located in Block 12 of Eastern Ecuador. With the aim of developing a maintenance plan according to the needs of the same and in this way contribute to continuous improvement in future interventions to be performed on this equipment, reducing downtime for each team and making better use of the company.

Chapter 1 is warranted in this work.

Chapter 2 is a study of the production stations and processes for dehydration of crude oil, with emphasis on the performance of free water separators in the process, finally a revision of API 510 (API 510 - Pressure Vessel Inspection Code - maintenance Inspection , Rating, Repair, and Alteration ) to begin development of the maintenance plan for three-phase separators .

Chapter 3 describes the operation of the process plant where separators are located occasion of our study, detailing the technical specifications, construction standards and process trains.

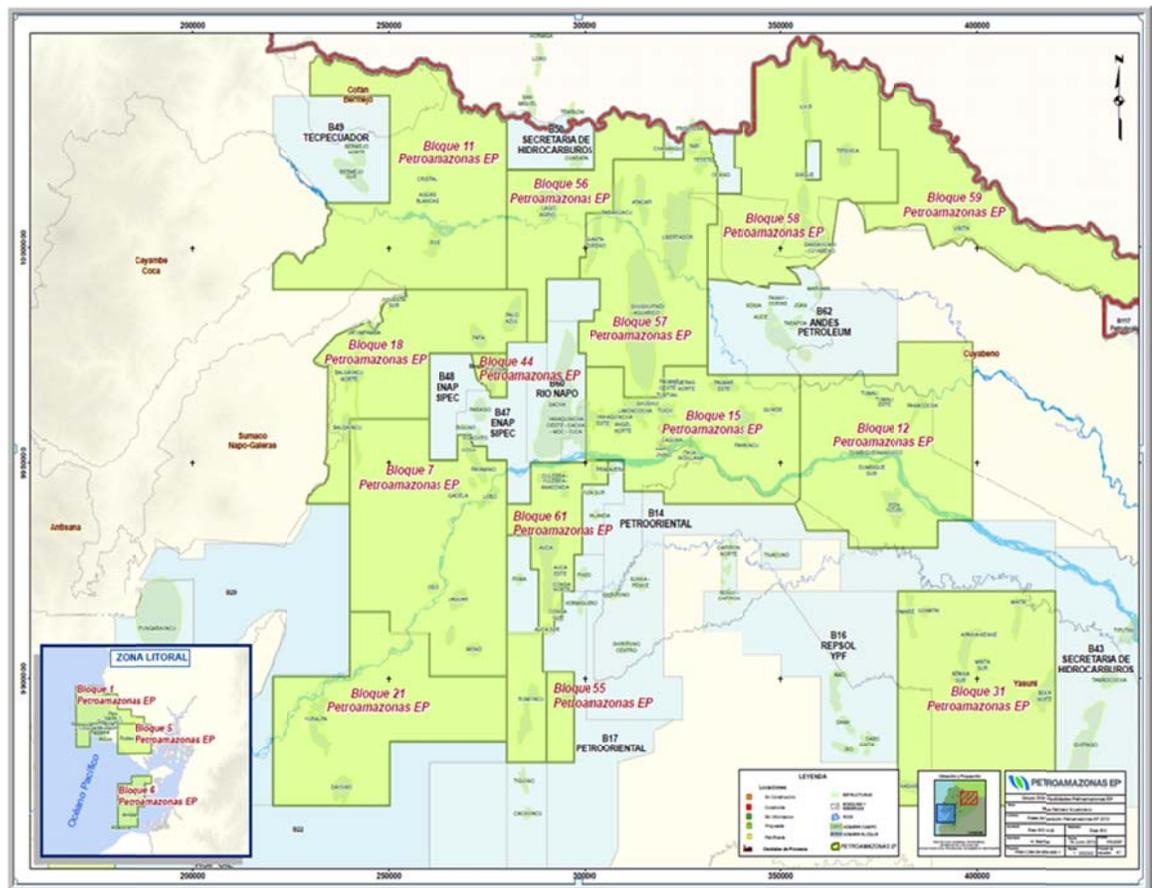
Chapter 4 has been made a template with the tasks performed during the maintenance phase separators, list of materials needed and possible parts to use in conjunction with an estimated time schedule for the full realization of the work.

In Chapter 5, there have been some recommendations that could be identified during the development and completion of this work.

# **INTRODUCCIÓN**

# 1. INTRODUCCIÓN

El presente proyecto de plan de titulación, consiste en Desarrollar un Plan de Mantenimiento para ser aplicado en los Separadores Trifásicos de las facilidades de procesos del Edén Yuturi. (EPF), del Bloque 12 el cual se encuentra ubicado al noroeste de la Cuenca Oriente del Ecuador, entre las provincias de Sucumbíos y Francisco de Orellana. Tiene 7 campos productores: Edén Yuturi, Dumbique Norte, Tumali, Yanahurco, Dumbique Sur, Tangay y Pañacocha, como muestra en la Fig. 1.



**Figura 1:** Bloque 12 ubicación en el mapa Petrolero Ecuatoriano (PETROAMAZONAS, 2013)

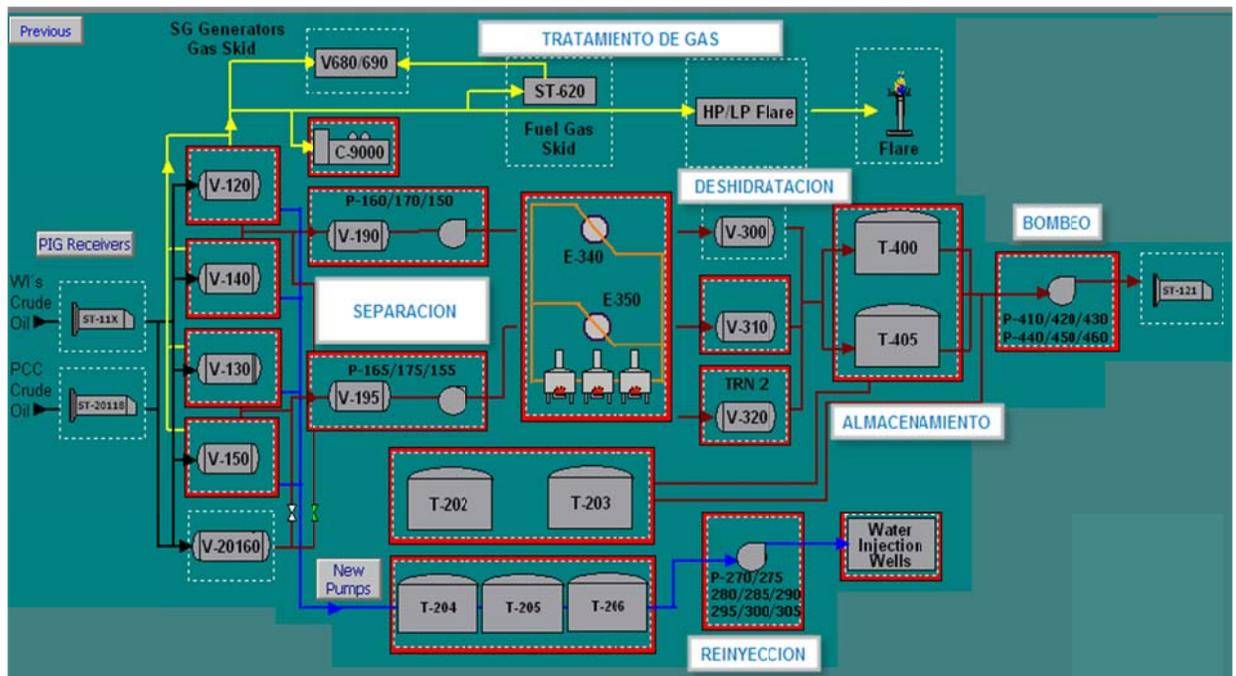
Esta instalación de producción tiene una capacidad de tratamiento de de:

<b>Crudo:</b>	90000 BOPD.
Producción Actual:	64500 BOPD.
<b>Agua:</b>	310000 BWPD
Producción Actual:	288000 BWPD.
<b>Gas:</b>	10.8 MMSCFD
Producción Actual:	8.6 MMSCFD

La planta de procesos consta de las siguientes etapas para el tratamiento del fluido proveniente de los pozos de producción:

- SEPARACIÓN
- DESHIDRATACIÓN
- ALMACENAMIENTO
- BOMBEO
- INYECCIÓN DE AGUA
- TRATAMIENTO DEL GAS

Estos procesos los podemos apreciar en la Fig. 2.



**Figura 2:** Planta de procesos EPF

(HMI, Procesos PETROAMAZONAS, 2013)

Durante las intervenciones realizadas a los Separadores Trifásicos en el año 2013, se pudo identificar que no existía una descripción de tareas a realizar, al llevar a cabo las inspecciones internas y externas así como de sus accesorios, se evidenció daños ocultos, los cuales debían ser corregidos pero no todos pudieron ser solventados en su totalidad, al no contar con un stock de repuestos, así como los equipos y/o materiales necesarios para su correcta rehabilitación. Esto hizo que los tiempos de parada fueran más largos de los planificados.

El contar con una plantilla de descripción de tareas a realizar, durante el mantenimiento a estos equipos, una lista estimada de repuestos, materiales consumibles, equipos y personal, disminuirá el tiempo de parada, además que mejorará la confiabilidad y disponibilidad de dichos equipos.

Esta planta al ser operada por una empresa estatal, su misión es la de entregar el producto (crudo) de acuerdo a las exigencias de terceros (OCP/SOTE) con un BS&W menor a 0.5%, además está regulada por entidades estatales de control como la ARCH.

Actualmente el Gobierno Ecuatoriano ha impulsado el desarrollo de las empresas estatales y su cometido es que esta “Sea un referente de las Empresas Estatales Petroleras”. Es así que los equipos dentro de la planta de procesos deben ser confiables para poder mantener los índices de calidad del producto (crudo).

## **1.1 OBJETIVOS**

Los Separadores Trifásicos son el corazón del proceso de deshidratación del crudo dentro de la planta de tratamiento, es por esta razón que este trabajo de titulación se ha enfocado en tratar de mantener la confiabilidad y disponibilidad de estos equipos mediante el desarrollo de un plan de mantenimiento, es así que este proyecto se planteó con los siguientes objetivos:

### **1.1.1 OBJETIVO GENERAL**

Desarrollar un Plan de Mantenimiento para los separadores trifásicos de una planta de tratamiento ubicada en el bloque 12 del Oriente Ecuatoriano.

### **1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Investigar los antecedentes de fallas, intervenciones, y mantenimientos realizados a los Separadores Trifásicos de dicha planta.
- Establecer una descripción de tareas, personal y tiempos de duración para la realización del mantenimiento de los Separadores Trifásicos.
- Realizar una plantilla con la descripción de los trabajos (Job Plan) a realizar durante el mantenimiento a los Separadores Trifásicos.

# **MARCO TEÓRICO**

## **2 MARCO TEÓRICO**

El objetivo del presente capítulo es conocer los principios básicos de separación y deshidratación de crudo así como los principales componentes de las facilidades de producción o estaciones de flujo de una industria petrolera. Conocer los tipos de separadores, sus diferentes aplicaciones, ventajas, desventajas y sus componentes internos y externos.

Finalmente realizaremos un repaso de la norma API 510 (Pressure Vessel Inspection Code: In-Service Inspection, Rating, Repair, And Alteration) ya que este código cubre las inspecciones en servicio, reparación, modificaciones y las actividades para la recalificación de los recipientes a presión, esto nos ayudara a tener un mejor discernimiento del alcance que va a tener el presente trabajo y de esta forma poder realizar un plan de mantenimiento acorde a las necesidades de los Separadores Trifásicos motivo de nuestro estudio.

### **2.1 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN**

El objetivo fundamental de las operaciones de producción petrolera consiste en separar a las presiones óptimas los fluidos provenientes de los pozos en sus tres componentes básicos: petróleo, gas y agua, para la posterior disposición de cada uno de ellos.

#### **2.1.1 ETAPAS DE PRODUCCIÓN**

- **FLUJO EN EL YACIMIENTO**, - Esta fase refiere a la trayectoria que sigue el fluido a miles de metros de profundidad a través de los micro canales de las rocas porosa y permeables hasta llegar al fondo del pozo, gracias a la presión natural existente en el yacimiento.

- PRODUCCIÓN EN EL POZO,- Una vez que el petróleo ha llegado al fondo del pozo, continua su recorrido por la tubería de producción hasta llegar a superficie, a medida que este asciende ya sea por flujo natural o ayudado por medios artificiales.
- RECOLECCIÓN.- Una vez que el fluido alcanza la superficie es recolectado desde el cabezal del pozo y enviado a través de tuberías y/o tanqueros hasta la planta de procesos para su tratamiento (separación del gas, agua y crudo).

### 2.1.2 PLANTA DE PROCESOS

Una vez que el fluido llega aquí, el proceso de tratamiento en la estación se realiza mediante una serie de sub-procesos; entre ellos tenemos separación, deshidratación, almacenamiento, bombeo, reinyección, etc. Aquí comprenden los procesos, equipos y materiales requeridos en superficie para la recolección, separación y tratamiento de fluidos y disposición final, así como la caracterización y medición de cada uno de ellos, bien sea crudo, gas o agua. En la Fig. 3 podemos ver este proceso.

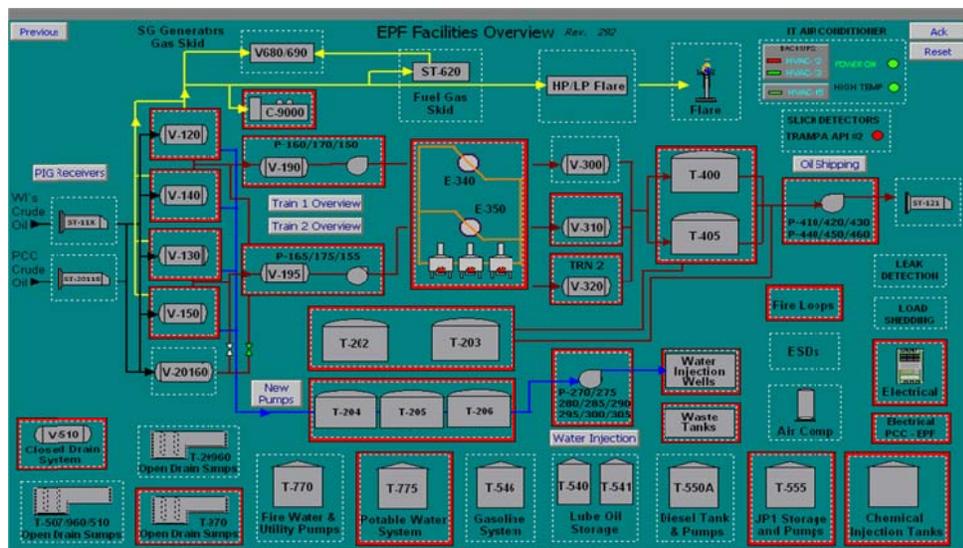


Figura 3: Vista del proceso de una facilidad petrolera

(HMI DE PROCESOS PETROAMAZONAS, 2013)

## 2.2 SEPARADORES

El término “SEPARADOR” en la terminología del argot petrolero es designado a un recipiente presurizado que es utilizado para separar los fluidos producidos de pozos de petróleo y gas en componentes líquidos y gaseosos.

Adicionalmente este recipiente permite aislar los hidrocarburos de otros componentes indeseables como la arena y el agua.

Un recipiente de separación puede ser llamado de las siguientes formas:

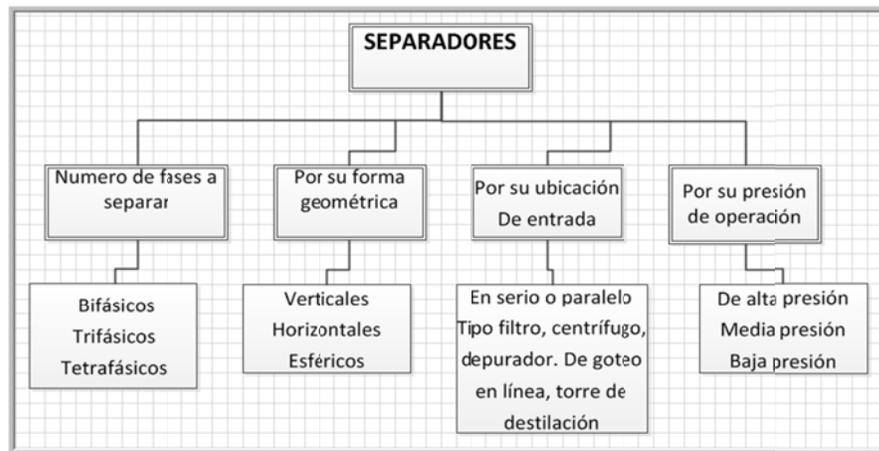
- Vessel.
- Deshidratador.
- Eliminador.
- Depurador, Etc.

Para realizar la separación del gas, agua y petróleo se emplean separadores cuya capacidad sea la adecuada para manejar ciertos volúmenes diarios de crudo y de gas, a unas determinadas presiones y etapas de separación. Estos separadores se fabrican de acero y sus características corresponden a las normas establecidas para funcionar en etapas específicas de alta, mediana o baja presión.

En la separación del gas y del petróleo es importante considerar la expansión producida por el gas al desprenderse del petróleo y la función que desempeña esta presión. Además, en el interior del separador, a través de diseños apropiados, debe procurarse el mayor despojo de petróleo del gas, de manera que el gas salga lo más limpio posible y se pueda lograr la mayor cantidad posible de petróleo.

## 2.2.1 TIPOS DE SEPARADORES

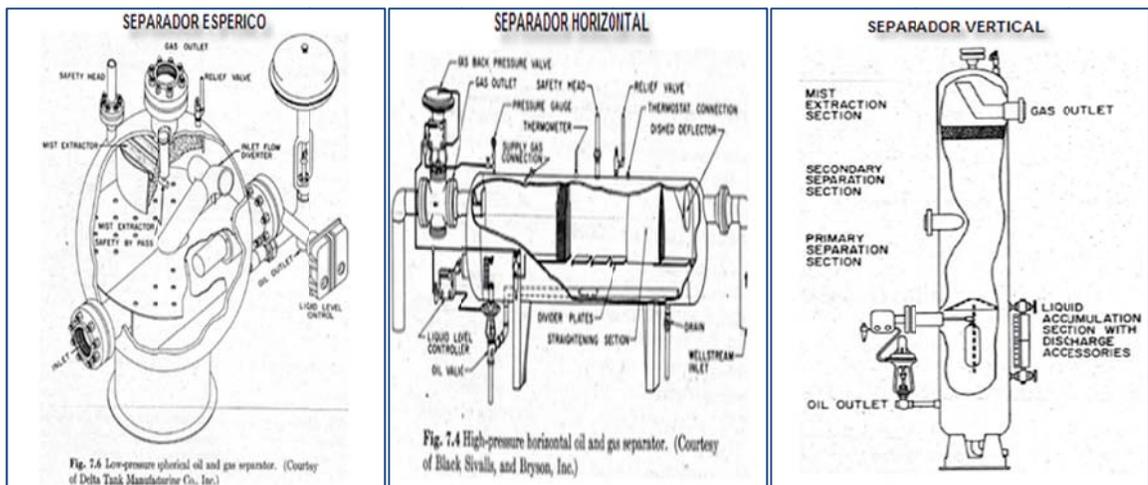
Existen varios tipos de separadores los cuales podemos clasificarlos en función a su aplicación (número de fases a separar), forma geométrica, ubicación y presión de operación, en la siguiente Fig. 4 podemos ver esta clasificación.



**Figura 4:** Clasificación de separadores de hidrocarburos

(KARELYS MARTINEZ 2010)

En la Fig. 5, podemos ver una clasificación de separadores de acuerdo a su forma:



**Figura 5:** Clasificación de separadores de acuerdo a su forma

(KARELYS MARTINEZ 2010)

## 2.2.2 PRINCIPIOS DE SEPARACIÓN DE FLUIDOS

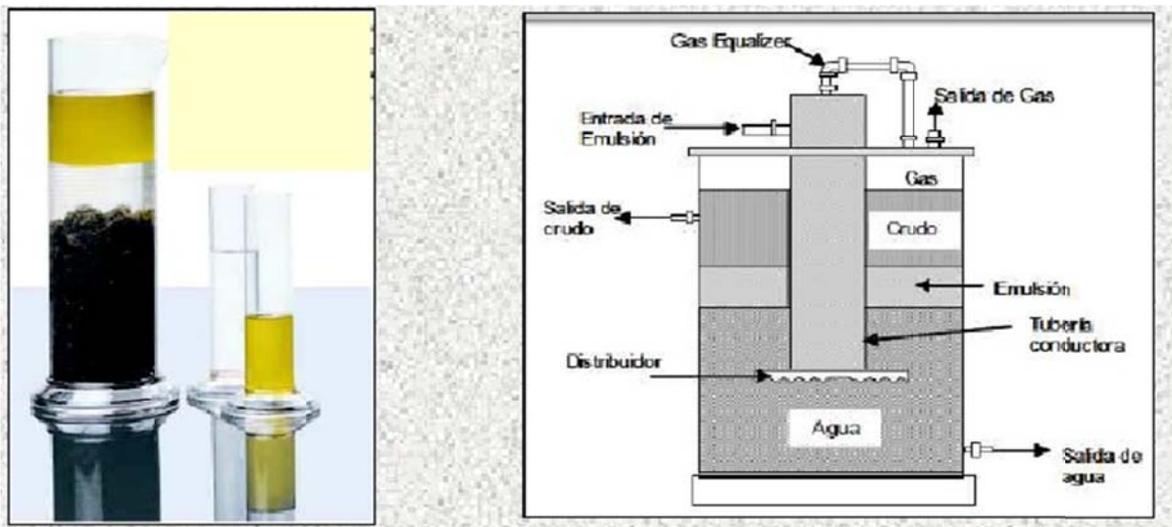
### ➤ Momentum (Cantidad de Movimiento)

Fluidos con diferentes densidades tienen diferentes momentum. Si una corriente de dos fases se cambia bruscamente de dirección, el fuerte momentum o la gran velocidad adquirida por las fases, no permiten que las partículas de la fase pesada se muevan tan rápidamente como las de la fase liviana, este fenómeno es causante de la separación.

### ➤ Fuerza de gravedad

Las gotas de líquido son separadas de la fase gaseosa, cuando la fuerza gravitacional que actúa sobre las gotas de líquido es mayor que la fuerza de arrastre del fluido de gas sobre la gota. Como podemos ver en la Fig. 6. Estas fuerzas definen la velocidad terminal, la cual matemáticamente se presenta usando la siguiente ecuación (Perry, 5ta. Ed.)

$$V_t = \frac{\sqrt{4 * g * d_p (P_l - P_g)}}{3 * P_g * C'}$$

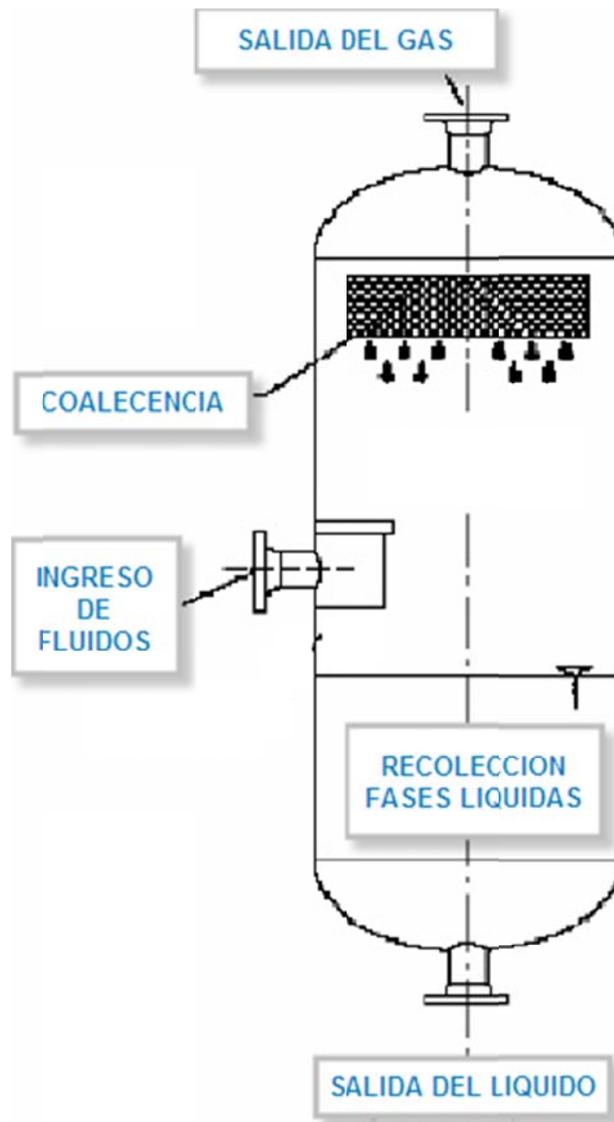


**Figura 6:** Fuerza de gravedad en un Separador FWKO

(KARELYS MARTINEZ 2010)

➤ Coalescencia

Las gotas muy pequeñas no pueden ser separadas por gravedad. Estas gotas se unen, por medio del fenómeno de coalescencia que lo podemos identificar en la Fig. 7, para formar gotas mayores, las cuales se acercan lo suficientemente como para superar las tensiones superficiales individuales y poder de esta forma separarse por gravedad.



**Figura 7:** Coalescencias  
(KARELYS MARTINEZ 2010)

## 2.2.3 DESCRIPCIÓN DE UN SEPARADOR

Un separador consta varias secciones, estas las podemos ver en el Fig. 8.



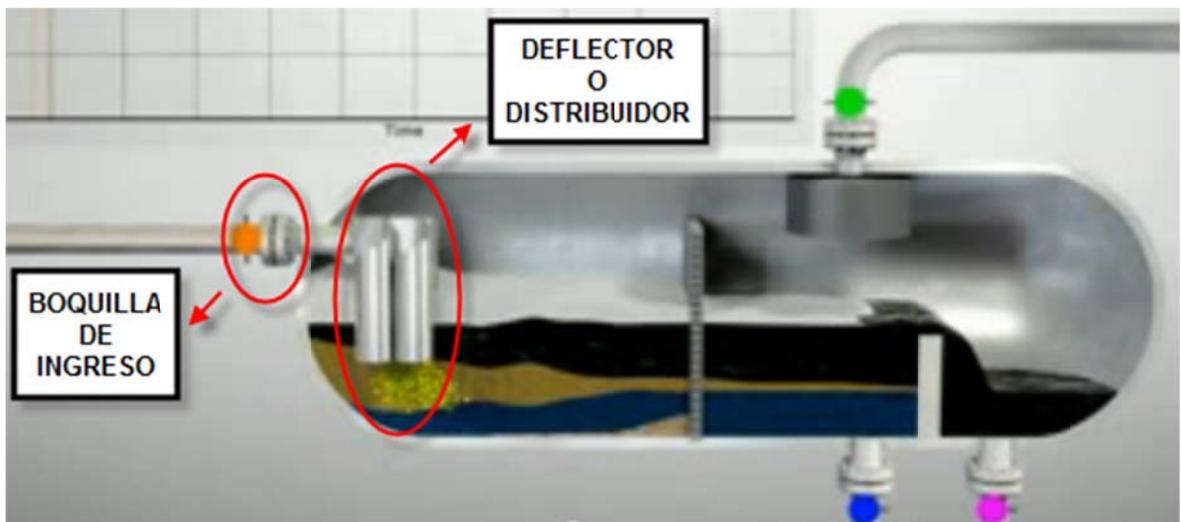
**Figura 8:** Secciones de un separador  
(TRACERCO, 2012)

- a) Sección de separación primaria
- b) Sección de separación secundaria o de fuerzas gravitacionales
- c) Sección de extracción de niebla
- d) Sección de recolección o almacenamiento de líquidos.

### 2.2.3.1 Sección de separación primaria

Esta sección comprende el ingreso del fluido multifásico proveniente de los yacimientos, hacia el separador, es aquí donde se separa la fase líquida de la corriente de gas, reduciendo así la turbulencia del fluido.

Posee un deflector el cual obliga al fluido que ingresa chocar bruscamente produciendo una reducción violenta del movimiento y de esta forma la separación del gas que se encontraba diluido en el fluido. En la Fig. 9 podemos identificar la sección de separación primaria del separador.



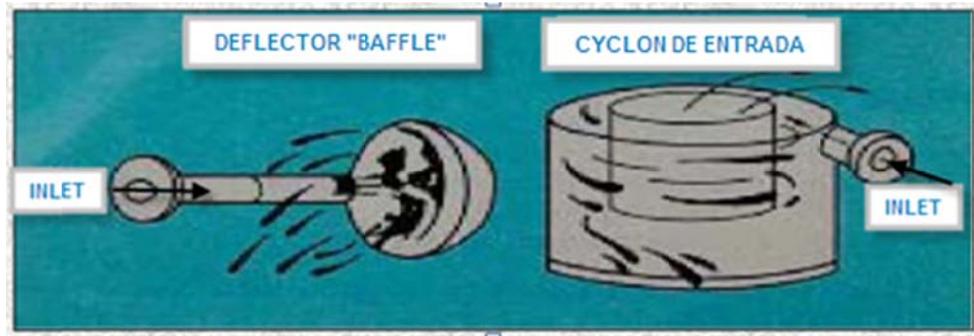
**Figura 9:** Sección de separación primaria  
(TRACERCO, 2012)

Esta sección incluye la boquilla de entrada y aditamentos de entrada, tales como deflectores o distribuidores.

### **2.2.3.1.1 Deflectores o distribuidores**

La función del deflector “Baffle” es lograr un cambio rápido en la dirección de la corriente de entrada, puede ser un plato plano o esférico un cono o algo que le permita obstruir el flujo e iniciar la separación del fluido.

El ciclón de entrada funciona mediante fuerzas centrifugas en lugar de la agitación mecánica, la entrada de los fluidos es mediante una chimenea ciclónica y se logran los mismos resultados. Estos los podemos identificar en la Fig. 10.



**Figura 10:** Deflector “BAFFLE” y Ciclón de entrada  
(PARAGON ENGINEERING SERVICE, 2007).

### 2.2.3.2 Sección de separación secundaria o fuerzas gravitacionales

Es en esta sección donde se separa la mayor cantidad de líquidos por efectos de la gravedad por lo que la turbulencia del fluido debe ser mínima. El separador debe tener la suficiente longitud para lograr este propósito.

Algunos diseños se utilizan placas deflectoras para reducir al máximo la turbulencia, estas las podemos ver en la Fig. 11.



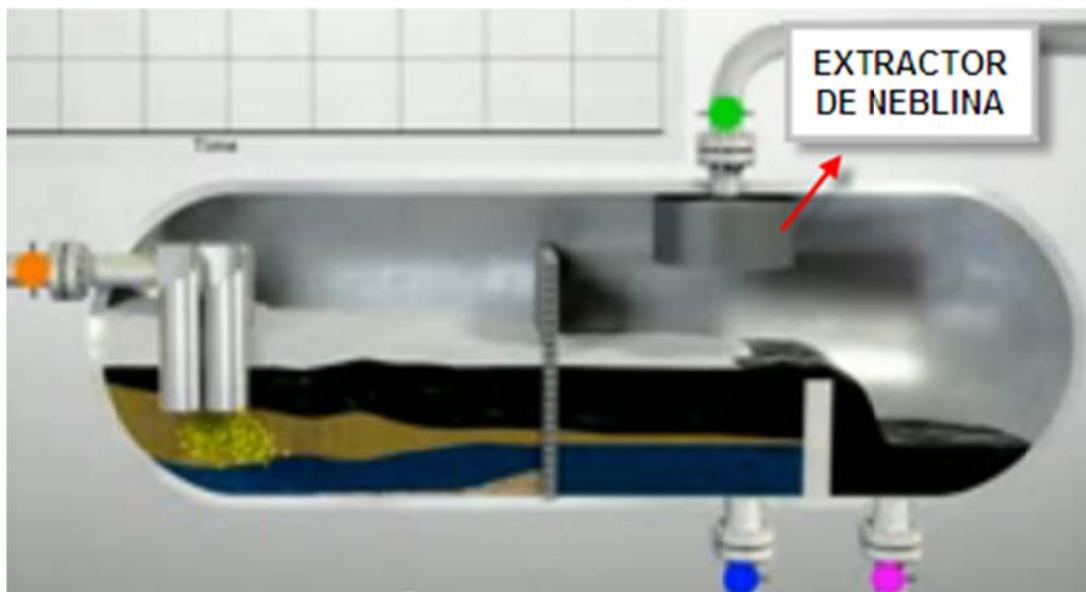
**Figura 11:** Sección de separación secundaria  
(TRACERCO, 2012)

La eficiencia de la separación en esta sección depende principalmente de las propiedades físicas del gas y del líquido, del tamaño de las gotas de líquido suspendidas en el flujo de gas y del grado de turbulencia.

### 2.2.3.3 Sección de extracción de neblina

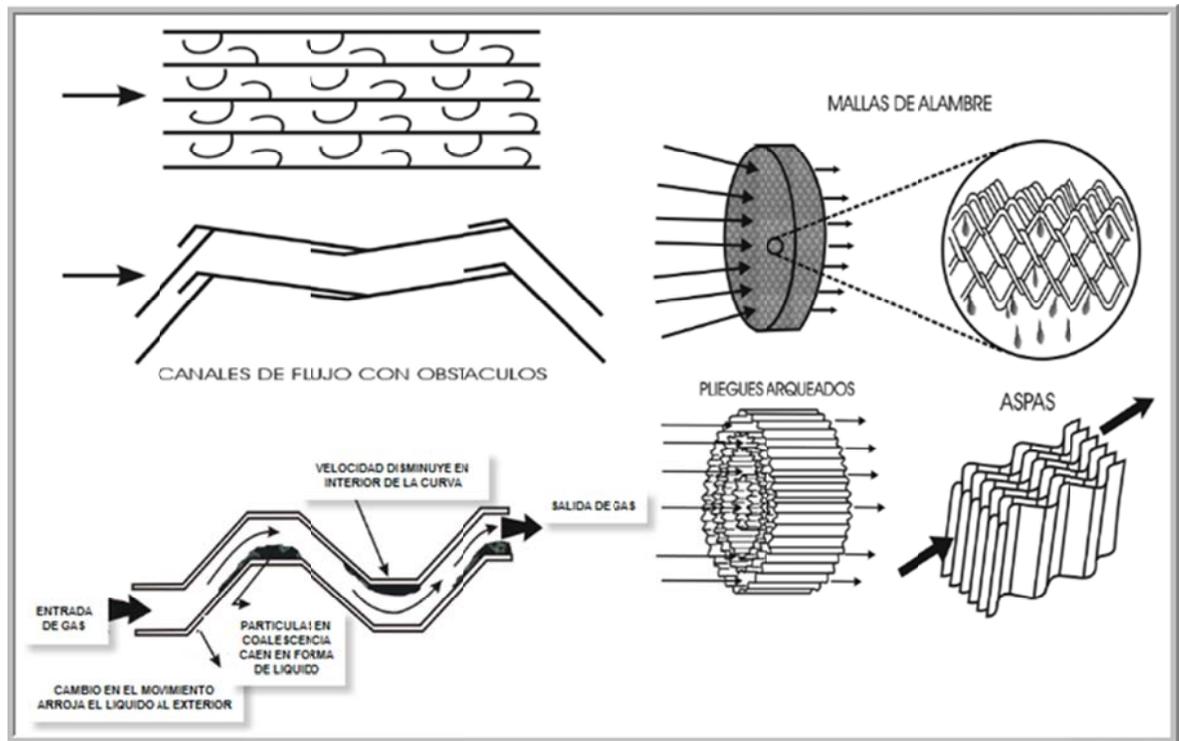
Esta sección tiene como función eliminar el flujo tipo neblina es decir las gotas de líquido que no se eliminaron en las 2 secciones anteriores. Aquí se utilizan los efectos de choque y/o fuerza centrífuga para acumular las pequeñas gotas de líquido hasta que aumenten su tamaño logrando drenarlas a la sección de acumulación de líquidos o también pueden caer contra la corriente de gas a la sección de separación primaria.

En la Fig. 12 podemos ver la sección de extracción de niebla.



**Figura 12:** Sección de extracción de neblina  
(TRACERCO, 2012)

El dispositivo utilizado para este propósito es conocido como extractor de niebla el cual está construido por un conjunto de aspas, por alambre entretrejido o por tubos ciclónicos. Como lo podemos ver en la Fig. 13.



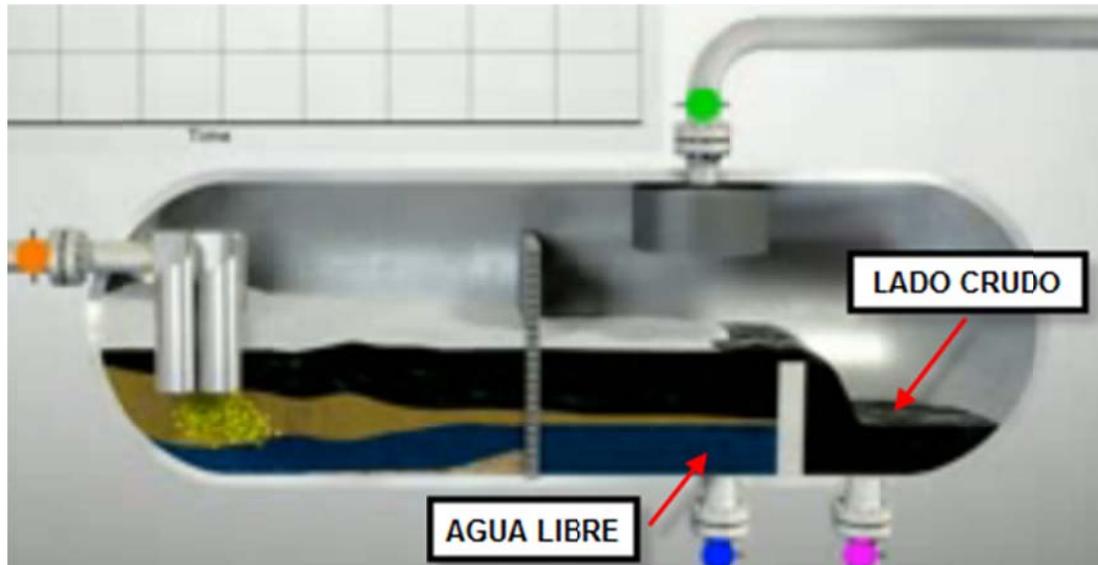
**Figura 13:** Extractor de niebla

(ASOCIACIÓN CENTRO DE ESTUDIOS INGENIERÍA DE PETRÓLEOS, 2007)

#### 2.2.3.4 Sección de recolección o almacenamiento de las fases líquidas

Esta sección se constituye por la parte inferior del separador que actúa como un colector, debe tener la capacidad suficiente para manejar los posibles baches de líquido que pueden presentarse en una operación normal. Cuenta con elementos de medida que sirven para manejar los niveles de líquidos (agua y crudo) obtenidos durante la operación.

En la Fig. 14 podemos diferenciar las fases agua y crudo separado.



**Figura 14:** Sección de recolección o almacenamiento de fases líquidas  
(TRACERCO, 2012)

### 2.3 SEPARADOR TRIFÁSICO DE TIPO HORIZONTAL

Vamos a centrar nuestra atención en este tipo de separadores, ya que son de este tipo los separadores motivo de nuestro estudio.

El separador trifásico de tipo horizontal es un Recipiente que está diseñado para separar tres fases formadas por la fase gaseosa y las 2 fases de los líquidos no miscibles (petróleo y agua). Sus ejes cilíndricos están paralelos al suelo.

Entre las principales ventajas y desventajas de este tipo de separadores podemos nombrar lo siguientes:

#### **Ventajas:**

- Presentan una mayor capacidad para el manejo de gas que los otros tipos de separadores.
- Su costo es menor en comparación con los separadores verticales.

- Su instalación es mucho más fácil que el resto de separadores.
- Son adecuados para el manejo de aceite con alto contenido de espuma, ya que en la interfaz gas-líquido se instalan placas rompedoras de espuma.

**Desventajas:**

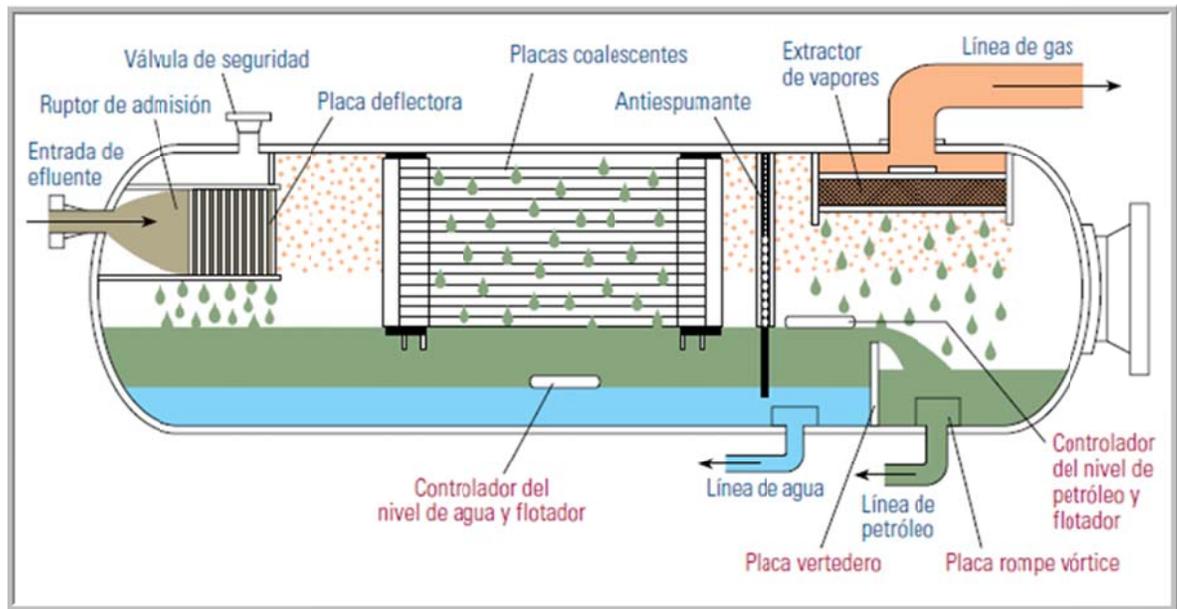
- Su uso no es adecuado para manejar fluidos con alto contenido de sólidos por el difícil acceso que se tiene para realizar la limpieza interna de este tipo de separadores.
- Llevar el control de nivel del líquido es mucho más crítico que en los separadores de tipo vertical.

A un separador trifásico también se lo denomina, separador de agua libre. El separador de agua libre se abrevia FWKO, por sus siglas en inglés. En la Fig. 15 podemos identificar un separador FWKO.



**Figura 15:** FREE WATER KNOCKOUT  
(PETROAMAZONAS, 2013)

Generalmente un separador trifásico suele venir en forma paquetizada, es decir con todos sus elementos montados dentro de un único skid. En la Fig. 16 podemos identificar los elementos internos que componen un separador trifásico de tipo horizontal.

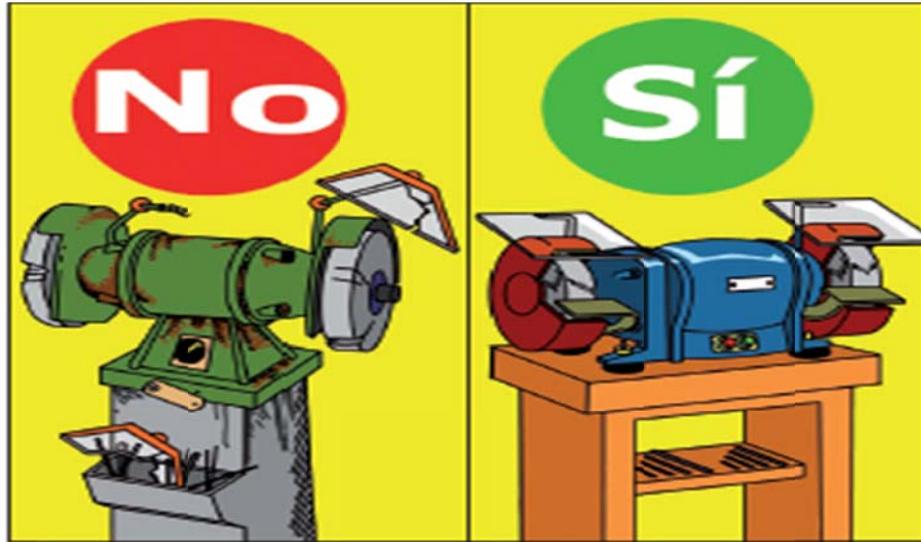


**Figura 16:** Separador trifásico de Tipo Horizontal  
(SCHLUMBERGER OILFIELD GLOSSARY EN ESPAÑOL, 2013)

## 2.4 MANTENIMIENTO

El mantenimiento se define como el conjunto de acciones y/o intervenciones que se llevan a cabo en un equipo de trabajo para conservarlo en condiciones óptimas de productividad y seguridad. La seguridad de un puesto de trabajo y el mantenimiento que se lleve a cabo en los equipos de trabajo que lo componen están directamente relacionados.

El mantenimiento tiene que participar en la mejora continua de los procesos productivos, teniendo en cuenta siempre la evolución de la tecnología. La Fig. 17 nos da un claro ejemplo de lo que queremos lograr con el mantenimiento.



**Figura 17:** Objetivos del Mantenimiento  
(Olives Masip, R, 2013)

## 2.4.1 OBJETIVOS DEL MANTENIMIENTO

Dentro de los objetivos de un plan de mantenimiento podemos nombrar:

- Evitar las paradas de las máquinas o equipos por averías

El anticiparse a la aparición de las averías favorece que se reduzcan significativamente las paradas de producción.

- Evitar anomalías causadas por un mantenimiento insuficiente y minimizar la gravedad de las averías.

Una planificación y unos niveles de concreción adecuados de los puntos a revisar reducen significativamente la aparición de posibles fallas y en consecuencia, la aparición de fallas más graves.

- Conservar toda la maquinaria en condiciones óptimas de seguridad y productividad.

El mantenimiento a realizar debe ser adecuado y ajustarse a las características particulares de cada equipo. Se tiene que evitar la estandarización de los puntos de revisión y potenciar las comprobaciones específicas en función del uso, el ritmo y el ambiente de trabajo.

- Alcanzar o alargar la vida útil de los bienes productivos.

Establecer calendarios de revisión adecuados para cada equipo de trabajo como mínimo, alcanzar el rendimiento óptimo para el cual se diseñó y en la mayoría de los casos, lograr sobrepasa la vida útil del equipo.

- Innovar, tecnificar y automatizar el proceso productivo

El mantenimiento no se tiene que limitar sólo a conservar los bienes productivos, sino que tiene que participar en la mejora continua de la empresa.

- Reducción de los costos de la empresa

El hecho de tener un mantenimiento correctamente implantado en la empresa se traduce en una reducción de costos directos e indirectos, como las horas de paro de producción, las pérdidas de ventas o los costos de reparaciones, entre otros.

- Integración de los departamentos de mantenimiento, producción.

El trabajo en grupo es la mejor herramienta para la integración de los diferentes departamentos, entre los cuales el de mantenimiento, que intervienen de forma directa e indirecta en la fabricación del producto con calidad y seguridad.

## **2.4.2 FACTORES QUE INFLUYEN EN EL ÉXITO DEL MANTENIMIENTO**

- Recursos de la empresa.

El objetivo básico de una empresa tiene que ser producir más y mejor en una sociedad que cada vez es más competitiva y globalizada, por lo cual es preciso disponer de los recursos necesarios para alcanzar dichos objetivos.

➤ Organización, estructura, responsabilidad.

La estructura más habitual de las empresas es la de tipo funcional, que se organiza por departamentos o secciones con funciones determinadas y dirigidas cada una por un jefe. Con la finalidad de evitar que cada departamento actúe de forma independiente hay que establecer mecanismos de comunicación para conseguir una producción óptima y segura.

➤ Formación

Todo el personal que hace posible que una organización funcione tiene que haber recibido una formación mínima en prevención de riesgos laborales.

El personal que realiza tareas de mantenimiento, además de estar formado en las intervenciones que normalmente se hacen en las máquinas y/o instalaciones, también tiene que conocer cómo se utilizan.

➤ Implantación y gestión

Se tiene que definir un departamento responsable de implantar el plan de mantenimiento de toda la maquinaria, con la finalidad básica de garantizar una capacidad de producción con calidad, rentabilidad y seguridad.

➤ Coordinación

Para que la interrelación entre los departamentos de una empresa sea satisfactoria se tienen que establecer mecanismos para favorecer su integración y conseguir que la coordinación entre ellos sea eficaz, potenciando la mejora continua.

### **2.4.3 TIPOS DE MANTENIMIENTO**

En mantenimiento, se exhiben dos formas de ejecución para evitar la ocurrencia de un evento, o después de la ocurrencia del evento. Es decir que el Mantenimiento se reduce al enfoque PROACTIVO (antes de) y REACTIVO (después de), donde es evidente la referencia a la ocurrencia o no de la una falla. A partir de aquí, es necesario identificar

acciones de Mantenimiento, realizadas antes de una NO CONFORMIDAD, o después de su ocurrencia. Si ocurriera una falla.

Esto simplemente demuestra la necesidad de diferenciar las acciones Proactivas basadas fundamentalmente en Tarea Preventivas (Frecuencia de Intervención), Predictivas (Basada en la Condición) y de Evaluación (Inspección, Búsquedas de Fallos y Errores), de las acciones Reactivas, caracterizadas fundamentalmente por el Mantenimiento Correctivo. Es correcto incorporar estos elementos cuando se realiza el análisis, puesto que de esto depende que se entienda la diferencia, similitudes y coincidencias que existen entre estos “Tipos de Mantenimiento”. Pasaremos entonces a analizar cada Tipo de Mantenimiento, bajo este enfoque, pero con el fin de establecer bajo qué criterios utilizo cada uno, dentro de un Programa de Mantenimiento.

#### **2.4.3.1 Mantenimiento preventivo**

El mantenimiento preventivo es aquel que está destinado a la conservación de equipos o instalaciones mediante realización de revisiones y reparaciones que garanticen su correcto funcionamiento, este tipo de mantenimiento se lo realiza en equipos en condiciones de funcionamiento.

El mantenimiento preventivo consiste en una revisión periódica de ciertos aspectos, tanto de hardware como de software. Estos influyen en el desempeño y la fiabilidad del sistema, en la integridad de los datos almacenados y en un intercambio de información correcta, a la máxima velocidad posible dentro de la configuración óptima del sistema.

Dentro del mantenimiento preventivo existen diferentes tipos de software que permiten al usuario vigilar constantemente el estado de su equipo, así como también realizar pequeños ajustes de una manera fácil, económica y rápida.

#### VENTAJAS:

- Bajo costo en relación con el mantenimiento predictivo
- Reducción importante del riesgo por fallas o fugas.
- Reduce la probabilidad de paros imprevistos.
- Permite llevar un mejor control y planeación sobre el propio mantenimiento a ser aplicado en los equipos.

#### DESVENTAJAS:

- Se requiere tanto de experiencia del personal de mantenimiento como de las recomendaciones del fabricante para hacer el programa de mantenimiento a los equipos.
- No permite determinar con exactitud el desgaste o depreciación de las piezas de los equipos.

Conceptualmente, siempre se establece que se basa en la ejecución de tareas de Mantenimiento, según una frecuencia de intervención, en la cual se supone que el equipo y/o sistema trabaja libre de fallas, y la que increíblemente, están relacionadas con el Indicador TMEF (Tiempo Medio Entre Fallas) que tantos problemas nos da, si no es calculado y analizado correctamente. También es posible que la frecuencia de intervención sea establecida por el fabricante del equipo y/o sistema, pero nunca se piensa en que se previó este tiempo de trabajo libre de fallo para condiciones específicas, algunas de ellas casi ideales en laboratorios de pruebas. Es por esto que el éxito fundamental del Mantenimiento Preventivo, está en definir esta frecuencia de intervención correctamente, para que no sorprenda ninguna falla.

Otro punto crítico es la definición del MEDIDOR que caracteriza la caída del desempeño, para el cual se define una frecuencia de intervención. Estos medidores son los que rigen el comportamiento de los equipos. Si es un Medidor Calendario: Hora, Día, Mes, Año, Semanas, etc, hay que cuidar que no se estén ejecutando acciones fuera del tiempo real, puesto que un equipo que no trabaje 24 horas en el día, no coincidirá con una frecuencia de

intervención. Para este caso, se prevé un Medidor Tecnológico, que sí hace corresponder la intervención del equipo y/o sistema, en función de la Caída del Desempeño.

### **2.4.3.2 Mantenimiento predictivo**

El mantenimiento predictivo es aquel que se basa en la determinación del estado de la máquina en operación. Este concepto se basa en que las máquinas darán un tipo de aviso antes de que fallen y este tipo de mantenimiento trata de percibir los síntomas y de esta manera predecir las fallas para después tomar acciones antes de que ocurra una el falla, esto podría ser: cambiar o reparar la máquina en una parada, detectar cambios anormales en las condiciones del equipo y subsanarlos, etc.

El Mantenimiento Predictivo está mal interpretado por mucho mantenedores. Primero, no se habla de Mantenimiento Predictivo cuando se ejecutan acciones de Inspección. Tampoco es Predictivo el hecho de medir las variables de Vibraciones con el mejor equipo del Mundo. Es por esto que el Mantenimiento Predictivo es muy complejo.

#### **Ventajas**

- Da más continuidad en la operación, puesto a que si en la primera revisión se detecta algún cambio necesario, se programa otra pequeña pausa para instalarlo, además se puede mantener una continuidad entre revisiones.
- Aumenta la confiabilidad, el hecho de utilizar aparatos y personal calificado, hace que los resultados deban ser más exactos.
- Requiere menos personal, esto genera una disminución en el costo de personal y en los procesos de contratación.
- Los repuestos duran más, como las revisiones son en base a resultados, y no a percepción o reportes de operadores, se busca que los repuestos duren exactamente el tiempo que el fabricante indica.

## Desventajas

- Siempre que hay un daño, se necesita una programación. Si al dueño le urge que se repare, es posible que tenga que esperar hasta la fecha que se defina como segunda revisión, por lo que las urgencias también deben darse mediante programaciones.
- Se requiere de equipos especiales y costosos. Al buscarse medir todo con precisión, los equipos y aparatos suelen ser costosos, por lo que se necesita buscar las mejores opciones para su adquisición.
- Es importante contar con personal calificado. Aunque el personal necesario es menor, éste debe contar con conocimientos especiales y calificados, lo que eleva a su vez el costo y quizá, dependiendo del área, disminuyan las opciones.
- Su implementación inicial es costosa. Por lo mismo de manejarse mediante programaciones de trabajo, si se unen los costos de todas las veces que se paró la máquina y se revisó por cuestiones que se identificaron la primera vez, el costo es considerablemente alto.

Ya que se tiene la información sobre este tipo de mantenimiento programado, lo más recomendable es identificar cuáles ventajas son realmente importantes para el lugar donde se vaya a implantar, y qué desventajas no nos causarían grandes preocupaciones. La decisión será en base a las características de nuestra forma de trabajar y los recursos con los que se cuenten.

### **2.4.3.3 Mantenimiento correctivo**

El Mantenimiento Correctivo es conocido como aquellas acciones ya sean planificadas o no, que tienen como objetivo restablecer el nivel de desempeño de un Equipo y/o Sistema, después de que ocurriera una falla que puede ser esperada o no. En función de este concepto, podemos identificar dos factores. Primero, que las acciones y sus elementos pueden ser planificadas o no, lo que implica esperar la ocurrencia de la falla, con todos los recursos disponibles para su solución, pero no está programada, lo cual marca una diferencia.

El segundo factor, es que la ocurrencia de la falla puede ser esperada o no, puesto que se trabaja en este caso, el equipo/sistema hasta que entre en estado de falla, bajo determinadas condiciones específicas que así lo identifican, fundamentalmente el criterio costo; donde los costos de evitar la falla (Planificar una acción Preventiva o Predictiva) son mucho mayores que el costo de indisponibilidad en que se incurre si ocurriera la falla. Está claro que esto incluye una ausencia de riesgos operacionales y a la vida humana.

#### VENTAJAS:

- Confiabilidad, los equipos operan en mejores condiciones de seguridad, ya que se conoce su estado, y sus condiciones de funcionamiento.
- Mayor duración de los equipos e instalaciones.
- Uniformidad en la carga de trabajo para el personal del mantenimiento debido a una programación de actividades.
- Menor costo de reparaciones.

#### DESVENTAJAS:

- Es muy probable que se originen algunas fallas al momento de la ejecución, lo que ocasiona que este sea más tardado.
- El precio puede ser muy costoso, lo cual podría afectar a la hora de comprar los repuestos de recursos en el momento que se necesiten.
- No podemos asegurar el tiempo que tardara en repararse dichas fallas.

Sintetizando: las acciones de Mantenimiento Preventivo son todas aquellas “Tareas” que se ejecutan en función de una frecuencia de intervención, identificando un medidor Calendario o Tecnológico que identifique a la falla que se quiere evitar. Del mismo modo, el Mantenimiento Predictivo, está caracterizado por la ejecución de inspecciones (preventivo) para medir o no una variable, que identifica a un Parámetro Síntoma, y que a su vez establece criterios de alarma para intervenir al equipo/sistema, antes que ocurra la falla, ya sea por acciones preventivas, o de forma urgente (correctivas). Finalmente, el

Mantenimiento Correctivo comprende aquellas acciones planificadas o no, que implican trabajar al equipo hasta su estado de falla, para ejecutar entonces las acciones ya previstas.

Estas diferencias establecen una correlación entre lo que es Planificación y Programación del Mantenimiento. No obstante, es inevitable tener presente aquellas fallas no previstas y que seguro ocurrirán dentro del transcurso diario de operación de los equipos.

Un ejemplo claro de esto, lo podemos encontrar en una bomba de suministro de agua, en la cual, según su Función Objetivo, se pueden establecer estos grupos de acciones:

- A. Mantenimiento Preventivo: Limpieza de filtro, ajuste de Fijaciones, pintura de exterior. Inspecciones.
- B. Mantenimiento Predictivo: Comprobar estado de las sujeciones, comprobar cavitación, Comprobar estado de Rodamientos.
- C. Mantenimiento Correctivo: Sustitución de Rodamientos, rotura de impelente, sustitución de ejes partidos.

Todas estas acciones, en sus diferentes formas, son tratadas bajo tipos de Mantenimiento Diferentes. Ahora bien, ¿cuál de ellos utilizar? Para esto, se presenta un Diagrama de Decisión.

Con el objetivo de poder decidir de forma coherente que tipo de acción de Mantenimiento se ejecutará, se establece el siguiente diagrama de Decisión, Fig. 18 a fin de facilitar los enfoques a ejecutar, y sin olvidar que estamos preparando el camino para el RCM, puesto que se utilizará este Diagrama siempre y cuando no esté implantada una Metodología de Mantenimiento Basado en Confiabilidad.

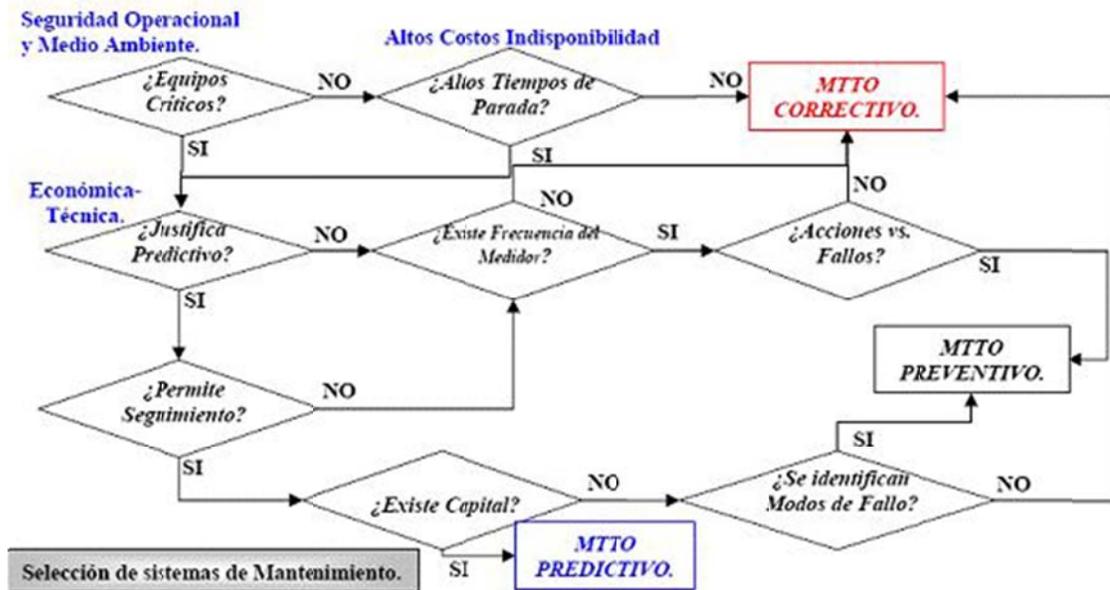


Figura 18: Diagrama de Decisión

(Ing. EROL I. ZABISKI DUARDO (MSc.), 2010)

## 2.4.4 RCM - MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD

¿Qué es el mantenimiento centrado en Confiabilidad (RCM)?

El mantenimiento centrado en Confiabilidad (MCC), o Reliability-centred Maintenance (RCM), ha sido desarrollado para la industria de la aviación civil hace más de 30 años. El proceso permite determinar cuáles son las tareas de mantenimiento adecuadas para cualquier activo físico. El RCM ha sido utilizado en miles de empresas de todo el mundo, desde grandes empresas petroquímicas hasta las principales fuerzas armadas del mundo utilizan RCM para determinar las tareas de mantenimiento de sus equipos, incluyendo la gran minería, generación eléctrica, petróleo y derivados, metal-mecánica, etc. La norma SAE JA1011 especifica los requerimientos que debe cumplir un proceso para poder ser denominado un proceso RCM. Según esta norma, las 7 preguntas básicas del proceso RCM son:

1. ¿Cuáles son las funciones deseadas para el equipo que se está analizando?
2. ¿Cuáles son los estados de falla (fallas funcionales) asociados con estas funciones?

3. ¿Cuáles son las posibles causas de cada uno de estos estados de falla?
4. ¿Cuáles son los efectos de cada una de estas fallas?
5. ¿Cuál es la consecuencia de cada falla?
6. ¿Qué puede hacerse para predecir o prevenir la falla?
7. ¿Qué hacer si no puede encontrarse una tarea predictiva o preventiva adecuada?

#### **2.4.4.1 Conceptos del RCM**

El RCM muestra que muchas de los conceptos del mantenimiento que se consideraban correctos son realmente equivocadas. En muchos casos, estos conceptos pueden ser hasta peligrosos. Por ejemplo, la idea de que la mayoría de las fallas se producen cuando el equipo envejece ha demostrado ser falsa para la gran mayoría de los equipos industriales. A continuación se explican varios conceptos derivados del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad, muchos de los cuales aún no son completamente entendidos por los profesionales del mantenimiento industrial.

#### **2.4.4.2 El contexto operacional**

Antes de comenzar a redactar las funciones deseadas para el activo que se está analizando, se debe tener un claro entendimiento del contexto en el que funciona el equipo. Por ejemplo, dos activos idénticos operando en distintas plantas, pueden resultar en planes de mantenimiento totalmente distintos si sus contextos de operación son diferentes. Un caso típico es el de un sistema de reserva, que suele requerir tareas de mantenimiento muy distintas a las de un sistema principal, aun cuando ambos sistemas sean físicamente idénticos. Entonces, antes de comenzar el análisis se debe redactar el contexto operacional y una breve descripción donde se debe indicar: el régimen de operación del equipo, la disponibilidad de mano de obra y repuestos, consecuencias de indisponibilidad del equipo (producción perdida, recuperación de producción en horas extra, tercerización), objetivos de calidad, seguridad y medio ambiente, etc.

### **2.4.4.3 Funciones**

El análisis de RCM comienza con la redacción de las funciones deseadas. Por ejemplo, la función de una bomba puede definirse como “Bombear no menos de 500 litros/ minuto de agua”. Sin embargo, la bomba puede tener otras funciones asociadas, como por ejemplo “Contener al agua”. En un análisis de RCM, todas las funciones deseadas deben ser listadas.

### **2.4.4.4 Fallas funcionales o estados de falla**

Las fallas funcionales o estados de falla identifican todos los estados indeseables del sistema. Por ejemplo, para una bomba dos estados de falla podrían ser “Incapaz de bombear agua”, “Bombea menos de 500 litros/minuto”, “No es capaz de contener el agua”. Notar que los estados de falla están directamente relacionados con las funciones deseadas. Una vez identificadas todas las funciones deseadas de un activo, identificar las fallas funcionales es un problema trivial.

### **2.4.4.5 Modos de falla**

Un modo de falla es una posible causa por la cual un equipo puede llegar a un estado de falla. Por ejemplo, “impulsor desgastado” es un modo de falla que hace que una bomba llegue al estado de falla identificado por la falla funcional “bombea menos de lo requerido”. Cada falla funcional suele tener más de un modo de falla. Todos los modos de falla asociados a cada falla funcional deben ser identificados durante el análisis de RCM.

Al identificar los modos de falla de un equipo o sistema, es importante listar la “causa raíz” de la falla. Por ejemplo, si se están analizando los modos de falla de los rodamientos de una bomba, es incorrecto listar el modo de falla “falla rodamiento”.

La razón es que el modo de falla listado no da una idea precisa de porqué ocurre la falla. Es por falta de lubricación? Es por “desgaste y uso normal”? Es por “instalación inadecuada”? Notar que este desglose en las causas que subyacen a la falla sí da una idea precisa de porqué ocurre la falla, y por consiguiente que podría hacerse para manejarla adecuadamente (lubricación, análisis de vibraciones, etc.).

#### **2.4.4.6 Los efectos de falla**

Para cada modo de falla deben indicarse los efectos de falla asociados. El “efecto de falla” es una breve descripción de “qué pasa cuando la falla ocurre”. Por ejemplo, el efecto de falla asociado con el modo de falla “impulsor desgastado” podría ser el siguiente: “a medida que el impulsor se desgasta, baja el nivel del tanque, hasta que suena la alarma de bajo nivel en la sala de control. El tiempo necesario para detectar y reparar la falla (cambiar impulsor) suele ser de 6 horas. Dado que el tanque se vacía luego de 4 horas, el proceso aguas abajo debe detenerse durante dos horas. No es posible recuperar la producción perdida, por lo que estas dos horas de parada representan un pérdida de ventas”. Los efectos de falla deben indicar claramente cuál es la importancia que tendría la falla en caso de producirse.

#### **2.4.4.7 Categorical de consecuencias**

La falla de un equipo puede afectar a sus usuarios de distintas formas:

- Poniendo en riesgo la seguridad de las personas (“consecuencias de seguridad”)
- Afectando al medio ambiente (“consecuencias de medio ambiente”)
- Incrementando los costos o reduciendo el beneficio económico de la empresa (“Consecuencias operacionales”)
- Ninguna de las anteriores (“consecuencias no operacionales”)

Además, existe una quinta categoría de consecuencias, para aquellas fallas que no tienen ningún impacto cuando ocurren salvo que posteriormente ocurra alguna otra falla. Por

ejemplo, la falla del neumático de auxilio no tiene ninguna consecuencia adversa salvo que ocurra una falla posterior (pinchadura de un neumático de servicio) que haga que sea necesario cambiar el neumático. Estas fallas corresponden a la categoría de fallas ocultas.

Cada modo de falla identificado en el análisis de RCM debe ser clasificado en una de estas categorías. El orden en el que se evalúan las consecuencias es el siguiente: seguridad, medio ambiente, operacionales, y no operacionales, previa separación entre fallas evidentes y ocultas. El análisis RCM bifurca en esta etapa: el tratamiento que se le va a dar a cada modo de falla va a depender de la categoría de consecuencias en la que se haya clasificado, lo que es bastante razonable: no sería lógico tratar de la misma forma a fallas que pueden afectar la seguridad que aquellas que tienen consecuencias económicas. El criterio a seguir para evaluar tareas de mantenimiento es distinto si las consecuencias de falla son distintas.

#### **2.4.4.8 Diferencia entre efectos y consecuencias de falla**

El efecto de falla es una descripción de qué pasa cuando la falla ocurre, mientras que la consecuencia de falla clasifica este efecto en una de 5 categorías, según el impacto que estas fallas tienen.

#### **2.4.4.9 Diferencia entre falla funcional y modos de falla**

La falla funcional identifica un estado de falla: incapaz de bombear, incapaz de cortar la pieza, incapaz de sostener el peso de la estructura... No dice nada acerca de las causas por las cuales el equipo llega a ese estado. Eso es justamente lo que se busca con los modos de falla: identificar las causas de esos estados de fallas (eje cortado por fatiga, filtro tapado por suciedad, etc.).

#### **2.4.4.10 Fallas ocultas**

Los equipos suelen tener dispositivos de protección es decir, dispositivos cuya función principal es reducir las consecuencias de otras fallas (fusibles, detectores de humo, dispositivos de detención por sobre velocidad / temperatura / presión, etc.).

Muchos de estos dispositivos tienen la particularidad de que pueden estar en estado de falla durante mucho tiempo sin que nada ni nadie ponga en evidencia que la falla ha ocurrido. (Por ejemplo, un extintor contra incendios puede ser hoy incapaz de apagar un incendio, y esto puede pasar totalmente desapercibido (si no ocurre el incendio).

Una válvula de alivio de presión en una caldera puede fallar de tal forma que no es capaz de aliviar la presión si esta excede la presión máxima, y esto puede pasar totalmente desapercibido (si no ocurre la falla que hace que la presión supere la presión máxima). Si no se hace ninguna tarea de mantenimiento para anticiparse a la falla o para ver si estos dispositivos son capaces de brindar la protección requerida, entonces puede ser que la falla solo se vuelva evidente cuando ocurra aquella otra falla cuyas consecuencias el dispositivo de protección esta para aliviar.

(Por ejemplo, es posible que nos demos cuenta que no funciona el extintor recién cuando ocurra un incendio, pero entonces ya es tarde: se produjo el incendio fuera de control. Es posible que nos demos cuenta que no funciona la válvula de seguridad recién cuando se eleve la presión y esta no actué, pero también ya es tarde: se produjo la explosión de la caldera.) Este tipo de fallas se denominan fallas ocultas, dado que requieren de otra falla para volverse evidentes.

#### **2.4.4.11 ¿Cómo seleccionar el tipo de mantenimiento adecuado?**

En el RCM, la selección de políticas de mantenimiento está gobernada por la categoría de consecuencias a la que pertenece la falla.

- Para fallas con consecuencias ocultas, la tarea óptima es aquella que consigue la disponibilidad requerida del dispositivo de protección.
- Para fallas con consecuencias de seguridad o medio ambiente, la tarea óptima es aquella que consigue reducir la probabilidad de la falla hasta un nivel tolerable.
- Para fallas con consecuencias económicas (operacionales y no operacionales), la tarea óptima es aquella que minimiza los costos totales para la organización.

Aun hoy, mucha gente piensa en el mantenimiento preventivo como la principal opción al mantenimiento correctivo. Sin embargo, el RCM muestra que en el promedio de las industrias el mantenimiento preventivo es la estrategia adecuada para menos del 5% de las fallas. Qué hacer con el otro 95 %?. En promedio, al realizar un análisis RCM se ve que las políticas de mantenimiento se distribuyen de la siguiente forma: 30% de las fallas manejadas por mantenimiento predictivo (a condición), otro 30% por mantenimiento defectivo, alrededor de 5% mediante mantenimiento preventivo, 5% de rediseños, y aproximadamente 30% mantenimiento correctivo. Esto muestra efectivamente que una de las máximas del TPM (Total Productive Maintenance) que dice que “todas las fallas son malas y todas deben ser prevenidas”, es de hecho equivocada: solo deben ser prevenidas aquellas que convenga prevenir, en base a un cuidadoso análisis costo-beneficio.

#### **2.4.4.12 Frecuencia de tareas a condición (Mantenimiento Predictivo)**

Para que una tarea a condición sea posible, debe existir alguna condición física identificable que anticipe la ocurrencia de la falla. Por ejemplo, una inspección visual de un elemento solo tiene sentido si existe algún síntoma de falla que pueda detectarse visualmente. Además de existir un claro síntoma de falla, el tiempo desde el síntoma hasta la falla funcional debe ser suficientemente largo para ser de utilidad. La frecuencia de una tarea a condición se determina entonces en función del tiempo que pasa entre el síntoma y la falla.

Por ejemplo, si se está evaluando la conveniencia de chequear ruido en los rodamientos de un motor, entonces la frecuencia va a estar determinada por el tiempo entre que el ruido es

detectable, y que se produce la falla del rodamiento. Si este tiempo es de por ejemplo, dos semanas, entonces la tarea debe hacerse a una frecuencia menor, para asegurarse de esta forma que la falla no ocurra en el tiempo entre chequeos sucesivos. El mismo razonamiento debe seguirse para cualquier otra tarea predictiva.

#### **2.4.4.13 Frecuencia de tareas de sustitución cíclica (Mantenimiento Preventivo)**

Una tarea de sustitución cíclica solo es válida si existe un patrón de desgaste. Es decir, si existe “una edad en la que aumenta rápidamente la probabilidad condicional de la falla”. La frecuencia de la tarea de sustitución depende de esta edad, llamada vida útil. Por ejemplo, si la vida útil de un neumático es de 40.000 km, entonces la tarea de sustitución cíclica debería realizarse cada menos de 40.000 km, para de esta forma evitar entrar en la zona de alta probabilidad de falla.

#### **2.4.4.14 Frecuencia de tareas detectivas (Búsqueda de fallas)**

El intervalo con el que se realiza la tarea de búsqueda de fallas (mantenimiento detectivo) se denomina FFI (Failure Finding Interval). Existe una relación entre este intervalo y la disponibilidad del dispositivo de protección. Pueden utilizarse herramientas matemáticas para calcular esta relación, y fijar el FFI que logre la disponibilidad objetivo.

#### **2.4.4.15 El lugar del rediseño en el mantenimiento**

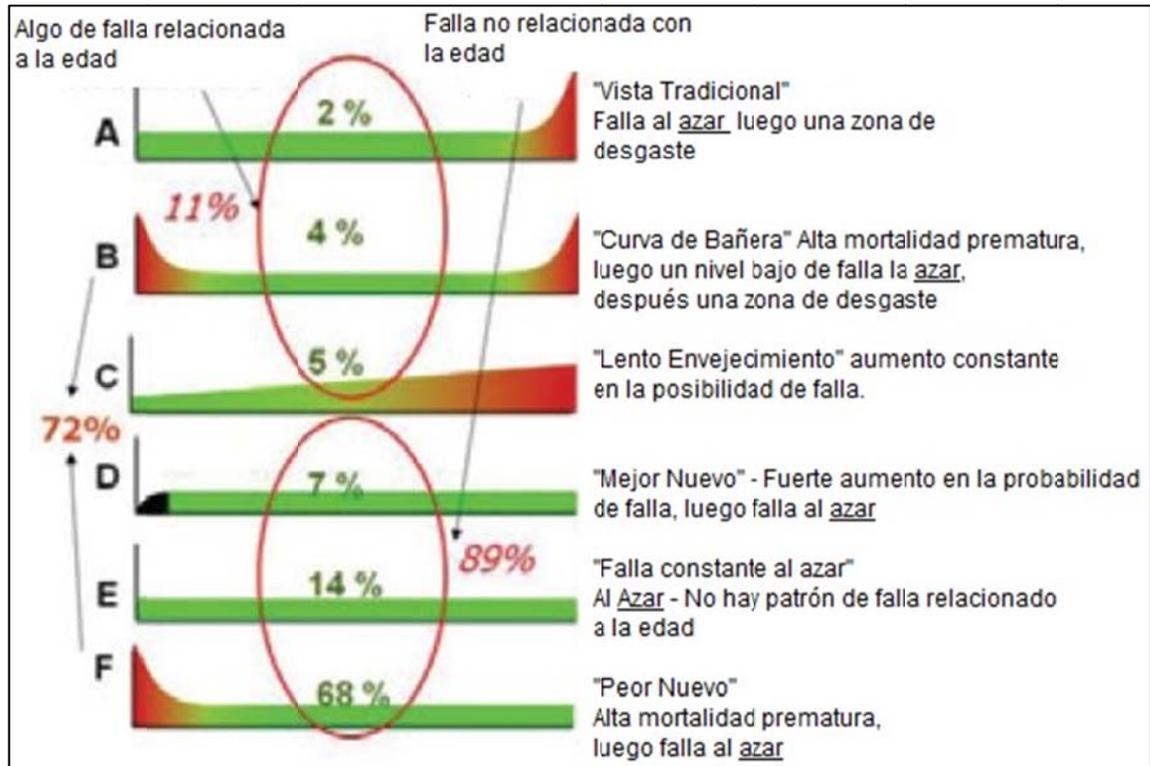
Una empresa de rodamientos tenía la siguiente política: si una falla ocurría más de una vez, se rediseñaba el equipo para eliminar la causa de la falla. Como consecuencia de esta política, la planta funcionaba de manera cada vez más confiable, pero los costos del departamento de ingeniería crecían aceleradamente. Como ilustra este ejemplo, en la mayoría de las empresas las sugerencias de cambios de diseño suelen sobrepasar la capacidad de la empresa de llevar adelante estos cambios. Por lo tanto, debe existir un filtro que permita distinguir aquellos casos donde el rediseño es justificado y recomendable de

aquellos casos donde no lo es. Es por esto que para aquellos cambios de diseño cuyo objetivo es evitar fallas, suele ser más conveniente evaluar previamente si existe alguna otra forma de manejar las fallas sin necesidad de recurrir al cambio de diseño. Por ejemplo, algunos años después la empresa de rodamientos se dio cuenta que solo en el 20% de los rediseños realizados este realmente valía la pena, y que para el resto había otras formas de manejar las fallas que eran más costo-eficaces. Debe también tenerse en cuenta que los cambios de diseño suelen llevar tiempo y ser costosos, y que no siempre se sabe con certeza si los mismos serán eficaces en aliviar las consecuencias de las fallas. A su vez, en muchos casos los rediseños introducen otras fallas cuyas consecuencias también deben ser evaluadas. Es por todo esto que generalmente el rediseño debe ser seleccionado como última opción.

#### **2.4.4.16 Patrones de falla en función del tiempo**

¿Cuál es la relación entre la probabilidad de falla y el tiempo? Tradicionalmente se pensaba que la relación era bien simple: a medida que el equipo es más viejo, es más probable que falle. Sin embargo, estudios realizados en distintas industrias muestran que la relación entre la probabilidad de falla y el tiempo u horas de operación es mucho más compleja. No existen uno o dos patrones de falla, sino que existen 6 patrones de falla distintos.

La Fig. 19 muestra los 6 patrones de falla. Cada patrón representa la probabilidad de falla en función del tiempo.



**Figura 19:** Patrón de comportamiento de falla en los activos  
(Industrial Press, Inc, 2011)

- Patrón A, o “curva de desgaste”.
- Un patrón B, donde la falla tiene alta probabilidad de ocurrir al poco tiempo de su puesta en servicio (mortalidad infantil), y al superar una vida útil identificable.
- Patrón C, donde se ve un continuo incremento en la probabilidad condicional de la falla.
- Patrón D, donde superada una etapa inicial de aumento de la probabilidad de falla el elemento entra en una zona de probabilidad condicional de falla constante.
- Patrón E, o patrón de falla aleatorio.
- Patrón F, con una alta probabilidad de falla cuando el equipo es nuevo seguido de una probabilidad condicional de falla constante y aleatoria.

#### **2.4.4.17 Beneficios del RCM**

La implementación del RCM debe llevar a equipos más seguros y confiables, reducciones de costos (directos e indirectos), mejora en la calidad del producto, y mayor cumplimiento de las normas de seguridad y medio ambiente. El RCM también está asociado a beneficios humanos, como mejora en la relación entre distintas áreas de la empresa, fundamentalmente un mejor entendimiento entre mantenimiento y operaciones.

### **2.4.5 DISEÑO DEL PLAN DE MANTENIMIENTO**

Para diseñar el plan de mantenimiento de una empresa hay que valorar primeramente, el alcance del plan y si el mantenimiento se hará con personal propio, externo o mixto. Para hacer el plan de mantenimiento de una máquina o de todo un centro de trabajo se debe tomar en cuenta:

- Relación de maquinaria, diferenciada por zonas o secciones.
- Recopilación, revisión y análisis de los manuales de mantenimiento de los equipos.
- Confección de fichas de mantenimiento, con anotación de los puntos de revisión y la periodicidad de los controles.
- Previsión de recambios.
- Dotación de los recursos humanos en función de la estructura de la empresa y su productividad.
- Actuación por puntos críticos.
- Revisión y actualización.

### **2.4.6 PROGRAMAS O FICHAS DE MANTENIMIENTO**

Son aquellos programas o fichas que contiene el plan de mantenimiento de la empresa y que son la herramienta de trabajo para la revisión de las máquinas o instalaciones.

El contenido básico de estas fichas es el siguiente:

- Datos de identificación del equipo a revisar.

- Autorización del responsable.
- Puntos a comprobar y/o piezas a sustituir según la intervención que se tenga que hacer.
- Lista de control (check list).
- Referencias de recambios específicos.
- Tiempo invertido por tareas.
- Apartado de observaciones.
- Identificación y firma personal del operario que ha intervenido.

Las Fig. 20, y Fig. 21 nos dan un ejemplo de fichas técnicas y de mantenimiento.

FICHA TÉCNICA		
<b>DATOS TÉCNICOS</b>		
REF. EQUIPO:	UBICACIÓN:	
MODELO:	Nº SERIE:	
FABRICANTE:	TELÉFONO:	
OBSERVACIONES:		
<b>CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS</b>		
DENOMINACIÓN:		
TENSIÓN:		
INTENSIDAD:		
POTENCIA:		
REV.:		
<b>DOCUMENTACIÓN Y PLANOS ASOCIADOS</b>		
CÓDIGO	DENOMINACIÓN	CARPETA

FICHA TÉCNICA		
<b>HISTORIAL DEL EQUIPO</b>		
FECHA DE FABRICACIÓN:		
FECHA DE INSTALACIÓN:		
TIEMPO DE FUNCIONAMIENTO:		
PUNTOS DE REVISIÓN DEL EQUIPO	PERIODICIDAD	
<b>RECAMBIOS</b>		
CÓDIGO	DENOMINACIÓN	CARPETA

**Figura 20:** Ejemplo de ficha técnica  
(Olives Masip, R, 2013)

FICHA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO						
DESCRIPCIÓN			CÓDIGO EQUIPO	PERIODICIDAD	HOJA ____ DE ____	
				HORAS	TRABAJADORES	
CÓDIGO	PARTE DEL EQUIPO	UBICACIÓN	OPERACIÓN	ACCIONES A REALIZAR	FECHA	HORAS
OBSERVACIONES				REALIZADO (fecha / firma)		

**Figura 21:** Ejemplo de ficha de mantenimiento preventivo  
(Olives Masip, R, 2013)

## 2.4.7 MEDICIÓN DE LAS ACCIONES DE LOS PROGRAMAS

Se debe hacer un tratamiento de datos de los resultados obtenidos en las revisiones efectuadas en cada programa de mantenimiento, con la finalidad de valorar el tiempo invertido en cada intervención y el estado de los elementos que fueron revisados.

## 2.4.8 BASES DE DATOS

Se recomienda hacer la gestión del mantenimiento con medios informáticos y con un software específico. De esta manera se puede llevar un control exhaustivo de todas las revisiones que se hacen en el centro de trabajo y obtener datos referentes al mantenimiento, como por ejemplo:

- Coste de revisión.
- Horas invertidas en las operaciones.

- Recambios utilizados.
- Operaciones no previstas.
- Histórico de revisiones.
- Generación de fichas de mantenimiento.

## **2.5 API 510 EDICIÓN JUNIO 2006**

Recipientes a presión inspección. Inspección en servicio, evaluación, reparación y alteración.

### **2.5.1 ÁMBITO DE APLICACIÓN**

Este código de inspección cubre la inspección en servicio, reparación, modificación, y las actividades de recalificación para recipientes a presión, se aplica a todos los recipientes de refinación y de procesos químicos que se han puesto en servicio a menos que estén excluidos por:

- Recipientes contruidos de acuerdo con otro código de construcción aplicable.
- Recipientes contruidos sin un código de construcción.
- Un recipiente no estándar.

#### **2.5.1.1 Intención**

Este código se aplica a propietarios / usuarios que tienen acceso a organizaciones técnicamente calificadas:

- Un organismo de control autorizado
- Una organización de reparación
- Un ingeniero
- Un inspector y
- Examinadores.

Los inspectores deben estar certificados como se indica en el código de inspección.

### **2.5.1.2 Limitaciones**

La adopción de este código no permite su utilización en los conflictos con reglamentos vigentes. Sin embargo, si los requisitos de este código son más estrictos, regirán los requisitos de este código.

## **2.5.2 APLICACIONES ESPECÍFICAS**

Los recipientes a presión utilizados para Exploración y Producción (E & P) pueden ser inspeccionados bajo las reglas alternativas de la Sección 9. A excepción de la Sección 6, todas las secciones de este código de inspección son aplicables a los recipientes a presión en el servicio de E & P.

## **2.5.3 ORGANIZACIÓN DE INSPECCIÓN**

El propietario debe ejercer control general de las actividades relacionadas, es responsable de ejecutar el plan de inspección que incluye el horario establecido, es responsable de la función de una Agencia de Inspección Autorizada de acuerdo con las disposiciones de este código de inspección.

### **2.5.3.1 Responsabilidades del propietario**

Un propietario es responsable de desarrollar, documentar, implementar, ejecutar y evaluar los sistemas de inspección y requisitos de este código de inspección.

Estos sistemas y procedimientos estarán contenidos y mantenidos en un sistema de gestión de la inspección de control de calidad / reparación e incluirá lo siguiente:

- a) Organización y Estructura de información para el personal de inspección
- b) Documentación de inspección y procedimientos de garantía de calidad.

- c) Documentación y presentación de informes de inspección y los resultados de las pruebas.
- d) Desarrollar y documentar los planes de inspección.
- e) Desarrollar y documentar las evaluaciones basadas en el riesgo.
- f) Establecer y documentar los intervalos de inspección apropiados.
- g) La acción correctiva para la inspección y los resultados de pruebas.
- h) La auditoría interna para el cumplimiento del manual de inspección de control de calidad.
- i) Revisión y aprobación de planos, cálculos de diseño y especificaciones para las reparaciones, alteraciones y recalificación.
- j) Asegurar que todos los requisitos jurídicos para la inspección de recipientes a presión, reparaciones, reformas, y recalificación son continuamente revisados.
- k) Presentación de informes al inspector cualquier cambio de proceso o de otras condiciones que puedan afectar la integridad del recipiente.
- l) Los requisitos de capacitación para el personal de inspección en relación con herramientas de inspección, técnicas y base de conocimientos técnicos.
- m) Controles necesarios de manera que sólo los soldadores y procedimientos cualificados se utilizan para todas las reparaciones y alteraciones.
- n) Controles necesarios para que todas las reparaciones y alteraciones se realizan de acuerdo con este código de inspección y especificaciones aplicables.
- o) Controles necesarios a fin de que sólo se utilizan materiales, conforme al código de construcción aplicable a las reparaciones y reformas.
- p) Controles necesarios para que la obra de inspección contrato o las organizaciones de reparación cumple con los mismos requisitos de inspección como la organización propietario / usuario.
- q) Los requisitos de auditoría interna para el sistema de control de calidad para los dispositivos de alivio de presión.

### **2.5.3.2 Ingeniero**

El ingeniero es responsable ante el propietario de las actividades relacionadas con el diseño, revisión de ingeniería, análisis, o evaluación de los recipientes a presión y los dispositivos de alivio de presión cubiertos por este código.

### **2.5.3.3 La organización de reparación**

Todas las reparaciones y modificaciones deben ser realizadas por una organización de reparación. Esta es responsable ante el propietario / usuario y proporcionará los materiales, equipos, control de calidad y mano de obra que es necesaria para mantener y reparar el recipiente de acuerdo con los requisitos de este código de inspección.

### **2.5.3.4 Inspector**

El inspector es responsable ante el propietario / usuario para asegurar que la inspección, y las actividades de prueba de presión cumplen con los requisitos de la API 510. El inspector deberá participar directamente en las actividades de inspección, que en la mayoría de los casos requerirán actividades de campo para asegurarse de que se siguen los procedimientos, pero podrá ser asistido en la realización de inspecciones por otros individuos debidamente capacitados y cualificados. Sin embargo, todos los resultados deben ser evaluados y aceptados por el inspector.

### **2.5.3.5 Los examinadores**

- Deberá realizar las pruebas NDE de acuerdo con los requisitos del trabajo.
- El examinador no necesita certificación API 510 y no tiene que ser un empleado del propietario / usuario. Pero necesita estar entrenado y competente en los procedimientos NDE.

El empleador del inspector deberá mantener registros de certificación de los examinadores empleados, incluidas las fechas y los resultados de las calificaciones del personal. Estos registros deberán estar a disposición del inspector.

#### **2.5.3.6 Otro personal**

Servicio, mantenimiento, u otro personal que tienen conocimientos especiales relacionados con determinados recipientes a presión serán responsables de comunicar de inmediato al inspector o un ingeniero de las condiciones inusuales que se pueden desarrollar.

### **2.5.4 PLANES DE INSPECCIÓN**

Se establecerá un plan de inspección para todos los recipientes a presión y los dispositivos de alivio de presión dentro del ámbito de este código.

#### **2.5.4.1 Desarrollo de un plan de inspección**

El plan de inspección debe ser elaborado por el inspector o un ingeniero. Un especialista en corrosión será consultado cuando sea necesario para aclarar los mecanismos de daño potencial y lugares específicos en los que pueden producirse.

El plan de inspección se desarrollara a partir del análisis de diversas fuentes de datos. El equipo debe ser evaluado en base a los tipos actuales o posibles de los mecanismos de daño. Las pruebas se programan a intervalos que consideran el:

- a) Tipo de daño;
- b) Tasa de progresión del daño;
- c) Tolerancia del equipo para el tipo de daño;
- d) Probabilidad de que el método de NDE para identificar el daño;
- e) Los intervalos máximos definidos en los códigos y normas.

Los planes de inspección deberán ser revisados y modificados según sea necesario cuando se identifican las variables que pueden influir en los mecanismos de daño y / o las tasas de deterioro.

#### **2.5.4.2 Contenido mínimo de un plan de inspección**

El plan de inspección deberá contener las tareas de inspección y el calendario necesarios para supervisar los mecanismos de daño y asegurar la integridad mecánica de los equipos.

El plan debe:

- a) Definir los tipos de inspección necesarios, por ejemplo, interna, externa;
- b) Identificar la próxima fecha de inspección para cada tipo de inspección;
- c) Describir la inspección y técnicas de NDE
- d) Describir el alcance y los lugares de inspección y NDE;
- e) Describir los requisitos de limpieza de superficie necesarios para la inspección y exámenes;
- f) Describa los requerimientos de cualquier prueba de presión necesario, por ejemplo, tipo de prueba, presión de prueba, y la duración, y
- g) Describir las reparaciones necesarias.

Se pueden usar los planes de inspección genéricos basados en las normas y prácticas de la industria. El plan de inspección puede o no puede existir en un solo documento, sin embargo el contenido del plan debe estar fácilmente accesible desde los sistemas de datos de inspección.

#### **2.5.4.3 Contenido adicional de un plan de inspección**

Los planes de inspección también pueden contener otros detalles para ayudar en la comprensión de la justificación del plan y en la ejecución del plan.

Algunos de estos detalles pueden incluir:

- a) Describir los tipos de daños anticipado o experimentado en el equipo;
- b) Definición de la localización del daño;
- c) Definición de los requisitos de acceso especiales.

### **2.5.5 INSPECCIÓN BASADA EN RIESGOS (RBI)**

RBI se puede utilizar para determinar los intervalos de inspección y el tipo y la extensión de las futuras inspecciones. Una evaluación RBI determina el riesgo mediante la combinación de la probabilidad y la consecuencia de fallas en los equipos.

Cuando un propietario / usuario decide realizar una evaluación de RBI, debe incluir una evaluación sistemática, tanto de la probabilidad de fallo y la consecuencia de la falta de acuerdo con API 580. La API 581 detalla una metodología RBI que tiene todos los elementos clave definidos en la API 580.

Identificar y evaluar los mecanismos de daño potencial, la condición del equipo actual y la efectividad de las últimas inspecciones son pasos importantes en la evaluación de la probabilidad de un fallo de recipientes de presión.

#### **2.5.5.1 Evaluación de probabilidad**

La evaluación de la probabilidad debe ser de acuerdo con API 580, Sección 9, y debe estar basada en todas las formas de daño que se podría razonablemente esperar que afecten a los recipientes en cualquier servicio en particular. Ejemplos de esos mecanismos de daño incluyen: pérdida interna o externa metal de la corrosión localizada o general, todas las formas de craqueo, y cualquier otra forma de metalúrgica, la corrosión, o daño mecánico, (por ejemplo, fatiga, fragilización, etc.).

Otros factores que deben ser considerados en una evaluación de la probabilidad son:

- a) Adecuación de los materiales de construcción.

- b) Condiciones de diseño de los recipientes, en relación con las condiciones de funcionamiento.
- c) Adecuación de los códigos de diseño y estándares utilizados.
- d) Eficacia de los programas de monitoreo de corrosión.
- e) La calidad de la inspección de los programas de control / garantía de calidad y mantenimiento.
- f) Datos de la falla del equipo también, será información importante para esta evaluación.

#### **2.5.5.2 Evaluación de las consecuencias**

La consecuencia de una liberación depende del tipo y la cantidad de fluido de proceso contenido en el equipo. La evaluación de las consecuencias debe ser de acuerdo con API 580, Sección 10 y debe tener en cuenta las posibles incidencias que pudieran producirse como consecuencia de la liberación de fluido, el tamaño de una posible liberación, y el tipo de una posible liberación, (incluye explosiones, incendios, o exposición tóxica).

La evaluación también debe determinar las posibles incidencias que pudieran producirse como consecuencia de la liberación de fluidos, que pueden incluir: efectos sobre la salud, daños al medio ambiente, daños al equipo, y tiempo muerto del equipo.

#### **2.5.5.3 Frecuencia de las evaluaciones RBI**

Cuando se utilizan las evaluaciones impulsadas para establecer los intervalos de inspección de recipientes, la evaluación se actualizará después de cada inspección. La evaluación RBI también se actualizará si cambia el proceso o se hacen cambios de hardware que pueda afectar de manera significativa los costos por daños o mecanismos de daño.

## **2.5.6 PREPARACIÓN PARA LA INSPECCIÓN**

Las precauciones de seguridad son importantes en las actividades de inspección recipiente de presión y de mantenimiento, ya que algunos fluidos de proceso son perjudiciales para la salud humana. Además, los recipientes a presión son espacios cerrados, y las actividades internas implican la exposición a todos los peligros de entrada a espacios confinados.

### **2.5.6.1 Equipo**

Todas las herramientas, y el equipo de protección personal usado durante el trabajo debe ser comprobado antes de su uso. Otro equipo que puede ser necesaria para el trabajo del recipiente, como tabloneros, andamios y escaleras de mano, debe ser revisado antes de ser utilizados.

### **2.5.6.2 Comunicación**

Antes de iniciar cualquier actividad de inspección y mantenimiento de recipientes (NDE, pruebas de presión, reparación o alteración) el personal debe obtener un permiso para trabajar. Cuando las personas están en el interior de un recipiente, todas las personas que trabajan alrededor deben ser informadas. Las personas que trabajan en el interior deben ser informados cuando una obra se va a realizar en el exterior del recipiente.

### **2.5.6.3 Entrada a recipientes**

Antes de entrar en un recipiente, este deberá estar aislado de cualquier fuente de líquidos, gases, vapores, radiación y electricidad. El recipiente debe ser drenado, purgado, limpiado, ventilado, y probado de gas antes de que se introduzca. Los procedimientos para garantizar una ventilación segura continua y las precauciones necesarias para garantizar la seguridad de evacuación de emergencia de personal deben ser claros. Se requiere documentación de

estas precauciones antes de cualquier entrada. Antes de entrar, las personas deben obtener el permiso del personal de operaciones.

#### **2.5.6.4 Revisión de registros**

Antes de realizar cualquiera inspección, los inspectores deberán familiarizarse con la historia previa de los recipientes que son responsables. En particular, se deben revisar los resultados de la inspección, reparaciones anteriores, el plan de inspección vigente, y otras inspecciones de servicios similares.

#### **2.5.6.5 Inspección de tipos de daños del deterioro y ruptura**

Los recipientes a presión son susceptibles a diversos tipos de daño por varios mecanismos.

a. Pérdida general y/o local de metales:

1. Oxidación
2. Corrosión inducida microbiológicamente
3. La corrosión por ácidos nafténicos;
4. Erosión / erosión-corrosión;
5. Corrosión Galvánica.

b. Superficie conectadas con agrietamiento:

1. Fatiga;
2. Corrosión bajo tensión cáustica craqueo;
3. Sulfuro corrosión bajo tensión.

c. Subsuelo agrietamiento:

1. El hidrógeno agrietamiento inducido.

d. Microfisuración (formación de micro poros)

1. Ataque de hidrógeno de alta temperatura;

2. Fricción.

e. Cambios metalúrgicos:

1. Grafitización;
2. Fragilización.

f. Ampollas:

Formación de ampollas de hidrógeno.

La presencia o potencial de daño en un recipiente depende de su material de construcción, el diseño, la construcción y las condiciones de operación. El inspector debe estar familiarizado con estas condiciones y con las causas y características de los defectos potenciales y mecanismos de daño.

### **2.5.7 TIPOS GENERALES DE INSPECCIÓN Y VIGILANCIA**

Los diferentes tipos de inspecciones y exámenes son apropiados en función de las circunstancias y de los recipientes a presión. Estos incluyen los siguientes:

- a. La inspección interna.
- b. Inspección corriente
- c. Inspección externa.
- d. Inspección de Espesores.
- e. Inspección de corrosión bajo el aislamiento.

#### **2.5.7.1 Inspección interna**

La inspección interna será realizada por un inspector de acuerdo con el plan de inspección. Una inspección interna se lleva a cabo en el interior del recipiente y proporcionará un control minucioso de las superficies limitadoras de presión interna en busca de daños. El

objetivo principal es encontrar daños que no se puede encontrar mediante el control periódico externo.

Para el equipo que no está diseñado para el ingreso del personal, los puertos de inspección serán abiertos para el examen de las superficies. Técnicas de inspección visual remota pueden ayudar a la verificación de estas superficies internas del equipo.

### **2.5.7.2 Inspección corriente**

La inspección en funcionamiento puede ser requerida por el plan de inspección. Todas las inspecciones sobre corriente deben llevarse a cabo por cualquiera sea un inspector o examinador. Todo el trabajo de inspección en funcionamiento realizada por un examinador estará autorizado y aprobado por el inspector. Cuando se especifican las inspecciones sobre la corriente de la barrera de presión, deberán estar diseñados para detectar los mecanismos de daño identificados en el plan de inspección.

La inspección puede incluir varias técnicas de NDE para detectar diversos tipos de daños. Técnicas utilizadas en las inspecciones de la corriente se eligen por su capacidad para identificar determinados mecanismos de daño interno desde el exterior y su capacidad para actuar en las condiciones de la corriente de la vasija de presión (por ejemplo, temperaturas de metal).

### **2.5.7.3 Inspección externa**

Las inspecciones externas se realizan normalmente por un inspector, sin embargo, otro personal cualificado puede realizar la inspección externa cuando sea aceptable para el inspector. En tales casos, las personas que realizan la inspección externa de acuerdo con API 510 deben estar calificadas con formación adecuada.

Las inspecciones externas se llevan a cabo para comprobar el estado de la superficie exterior de los sistemas de los recipientes, sistemas de aislamiento, pintura y revestimiento, soportes, estructura asociada, y para comprobar que no haya fugas, puntos calientes, la vibración, la previsión para la expansión y la alineación general. Durante la inspección externa, especial atención se debe dar a las soldaduras que se utilizan para fijar los componentes.

Cualquier signo de fugas debe ser investigado de manera que las fuentes se pueden establecer.

#### **2.5.7.4 Inspección de espesores**

Se toman mediciones de espesores para verificar el espesor de los componentes de los recipientes. Estos datos son utilizados para determinar las velocidades de corrosión y la vida restante del recipiente.

Aunque no se requieren medidas de espesor que se obtiene mientras que el recipiente a presión está en funcionamiento, la verificación del espesor en funcionamiento es una buena herramienta para el monitoreo de la corrosión y la evaluación del daño potencial debido a procesos o cambios operativos.

El inspector debe consultar con un especialista en corrosión cuando en corto plazo encuentre cambios en las tasas de corrosión significativas para determinar la causa.

El propietario / usuario es responsable de asegurar que todas las personas que toman las lecturas de espesor están capacitados y calificado, de acuerdo con el procedimiento aplicable utilizado durante el examen.

### **2.5.7.5 Inspección de corrosión bajo el aislamiento (CUI)**

Inspección por CUI se considerará para los recipientes externamente con aislamiento y las que están en servicio intermitente o funcionan entre:

- a. 10°F (-12°C) and 350°F (175°C) para los aceros al carbono y de baja aleación
- b. 140°F (60°C) and 400°F (205°C) para los aceros inoxidables auténticos.

Aunque el aislamiento externo puede parecer estar en buenas condiciones, la CUI todavía puede estar ocurriendo. Esta inspección puede requerir la extirpación de parte o de todo el aislamiento. Si los revestimientos externos están en buenas condiciones y no hay razón para sospechar daño detrás de ellos, no es necesario eliminarlos.

### **2.5.7.6 Ubicaciones de monitorización de estado (CMLs)**

Son áreas designadas en recipientes a presión donde se realizan exámenes periódicos para controlar la presencia y la tasa de daño. Ejemplos de CML incluyen ubicaciones para la medición de espesores, lugares para medición de estrés, agrietamiento, y lugares de alta temperatura donde puede ocurrir ataque por hidrógeno.

Cada recipiente a presión deberá controlarse mediante la realización de un número representativo de los exámenes en CMLs para satisfacer los requisitos de una inspección interna o en funcionamiento. Las tasas de corrosión, los intervalos de la vida y la próxima inspección restantes deben ser calculados para determinar el componente limitante.

### **2.5.7.7 Métodos de medición de espesores**

La corrosión puede causar una pérdida uniforme o puede causar una apariencia picada. La corrosión uniforme puede ser difícil de detectar visualmente, y las mediciones de espesores puede ser necesario para determinar su extensión. Superficies picadas pueden ser más

delgadas y aparecen visualmente, cuando hay incertidumbre acerca de la localización de la superficie original, determinaciones de espesor también pueden ser necesarias. Las mediciones se pueden obtener de la siguiente manera:

a. Cualquier NDE, tal como el examen radiográfico de ultrasonidos o perfil, puede ser utilizado siempre que proporcionará las determinaciones de espesor mínimo. Cuando un método de medición produce una incertidumbre considerable, otras técnicas de medición de espesor no destructivos, tales como ultrasonidos A-scan, B -scan o C -scan, pueden ser empleadas.

b. La profundidad de la corrosión puede ser determinado por medición de las superficies no corroídas dentro del recipiente cuando tales superficies están en la vecindad de la zona corroída.

Los inspectores y examinadores deben ser conscientes de las posibles fuentes de imprecisiones de medición y hacer todo lo posible para eliminar su incidencia. Como regla general, cada una de las técnicas NDE tendrán límites prácticos con respecto a la precisión.

Los factores que pueden contribuir a reducir la precisión de las mediciones ultrasónicas son las siguientes:

- a. Calibración inadecuada del instrumento.
- b. Revestimientos o escala externas.
- c. Rugosidad excesiva.
- d. El exceso de "rocking" de la sonda (en superficies curvas).
- e. Defectos materiales de subsuelo, tales como laminaciones.
- f. Efectos de la temperatura (a temperaturas superiores a 65 ° C).
- g. La duplicación de la respuesta de espesor en los materiales más finos.

### **2.5.7.8 Inspección de brida de articulaciones**

Uniones bridadas deben ser examinadas para pruebas de fuga, tales como manchas, depósitos, o goteos. Las fugas del proceso en los sujetadores de bridas pueden provocar corrosión o agrietamiento ambiental. Este examen debe incluir esas pestañas cerradas con brida o salpicaduras.

Caras de las bridas accesibles deben ser examinadas por la distorsión y para determinar la condición de las superficies de junta de asiento. Si las bridas están excesivamente dobladas o deformadas, sus marcas y espesores se cotejarán con los requisitos de ingeniería antes de tomar una acción correctiva.

Perno de brida deben ser examinados visualmente para la corrosión. Las marcas en una muestra representativa de los sujetadores y juntas recién instalados deben ser examinadas para determinar si cumplen con las especificaciones del material. Sujetadores cuestionables deben ser verificados o renovarse.

## **2.6 INTERVALO/FRECUENCIA Y ALCANCE DE LA INSPECCIÓN**

Para garantizar la integridad de los recipientes a presión y dispositivos de alivio de presión deberán ser inspeccionados en las frecuencias de los intervalos previstas en esta sección.

La inspección adecuada debe proporcionar la información necesaria para determinar que todas las secciones esenciales o componentes de los equipos son seguros para operar hasta la próxima inspección programada. Los riesgos asociados con el cierre operacional y de puesta en marcha y la posibilidad de aumento de la corrosión debido a la exposición de las superficies al aire y la humedad deben ser evaluados cuando se está planificando una inspección interna.

## **2.6.1 INTERVALO DE INSPECCIÓN**

A menos que lo justifique una evaluación RBI, el período entre inspecciones internas o sobre - corriente no excederá de la mitad de la vida útil restante del recipiente o 10 años, lo que sea menor. Cuando la vida útil restante es inferior a cuatro años, el intervalo de inspección puede ser la vida restante completo, hasta un máximo de dos años. El intervalo se establece por el inspector o un ingeniero, de acuerdo con el sistema de aseguramiento de la calidad propietario / usuario.

## **2.6.2 DISPOSITIVOS DE ALIVIO DE PRESIÓN**

Los dispositivos de alivio de presión deberán ser probados y reparados por una organización de reparación con experiencia en el mantenimiento de válvulas.

### **2.6.2.1 Sistema de control de calidad**

Cada organización de reparación tendrá un sistema de control de calidad totalmente documentado. Como mínimo, el siguiente deberá incluirse en el manual de control de calidad:

- a. Página del título.
- b. Registro de revisiones.
- c. Página Contenido.
- d. Declaración de la autoridad y la responsabilidad.
- e. Organigrama.
- f. Alcance del trabajo.
- g. Dibujos y controles de especificación.
- h. Requisitos para los materiales y el control parcial.
- i. Reparación y programa de inspección.
- j. Requisitos para la soldadura, NDE, y el tratamiento térmico.

- k. Requisitos para la comprobación de la válvula, ajuste, pruebas de estanqueidad y sellado.
- l. Ejemplo general de la placa de identificación de la reparación de la válvula.
- m. Requisitos para la calibración de la medición y medidores de prueba.
- n. Requisitos para la actualización y el control de las copias del manual de control de calidad.
- o. Formularios de ejemplo.
- p. La formación y las cualificaciones requeridas para el personal de reparación.
- q. Requisitos para el uso de las no conformidades.

#### **2.6.2.2 Intervalos de prueba e inspección**

Los dispositivos de alivio de presión deben ser ensayados e inspeccionados a intervalos que son lo suficientemente frecuentes para verificar que las válvulas funcionan de forma fiable en las condiciones particulares de los servicios. Otros dispositivos de alivio de presión, (por ejemplo, discos de ruptura y válvulas de vacío automático) deberán ser inspeccionados en intervalos basados en las condiciones de servicio. El intervalo de inspección para todos los dispositivos de alivio de presión se determina ya sea por el inspector, ingeniero, u otra persona calificada por el sistema de aseguramiento de la calidad del propietario / usuario

Cuando un dispositivo de alivio de presión se encuentra muy sucio o pegado, la inspección y el ensayo de intervalo se reducirán a menos que una revisión muestra que se garantiza el funcionamiento fiable en el intervalo actual. El examen debe tratar de determinar la causa de las incrustaciones o las razones de que el dispositivo de alivio de presión no funcione correctamente.

### **2.7 TASA DE DETERMINACIÓN DE CORROSIÓN**

La tasa de corrosión para el adelgazamiento mecanismos de daño se determina por la diferencia entre dos lecturas de espesor dividido por el intervalo de tiempo entre las

lecturas. La determinación de la tasa de corrosión puede incluir datos de espesor recogidas en más de dos veces diferentes. Uso adecuado de corto plazo frente a índices de corrosión a largo plazo se determinará por el inspector.

Velocidades de corrosión a corto plazo son típicamente determinados por las dos lecturas de espesor más recientes, mientras que los tipos a largo plazo utilizan la lectura más reciente y una tomada a principios de la vida útil del equipo. Estos tipos diferentes ayudan a identificar mecanismos de corrosión recientes de los que actúan en el largo plazo.

El largo plazo (LT) velocidad de corrosión se calculará con la siguiente fórmula:

$$\text{Corrosion rate(LT)} = \frac{t_{\text{initial}} - t_{\text{actual}}}{\text{time between } t_{\text{initial}} \text{ and } t_{\text{actual}} (\text{year})}$$

El corto plazo (ST) la velocidad de corrosión se calculará con la siguiente fórmula:

$$\text{Corrosion rate(ST)} = \frac{t_{\text{previous}} - t_{\text{actual}}}{\text{time between } t_{\text{previous}} \text{ and } t_{\text{actual}} (\text{year})}$$

Donde:

t inicial = espesor inicial al mismo CML como táctil. Es ya sea la primera medición de espesor en este CML o el espesor en el inicio de un nuevo entorno de la tasa de corrosión, en pulgadas (mm).

t actual = el espesor real de un CML, en pulgadas (mm), medido durante la inspección más reciente.

t previous = espesor anterior medido durante la inspección previa. Es en la misma ubicación que táctil mide una inspección anterior, en pulgadas (mm).

Las tasas de corrosión a largo plazo y a corto plazo deben ser comparados como parte de la evaluación de los datos. El inspector, deberá consulta con un especialista en corrosión, quien deberá seleccionar la velocidad de corrosión que mejor refleja las condiciones actuales.

### **2.7.1 CÁLCULOS DE RESTO DE VIDA ÚTIL**

La vida útil restante de los recipientes (en años) se calculará a partir de la siguiente fórmula:

$$\text{Remaining life} = \frac{t_{\text{actual}} - t_{\text{required}}}{\text{corrosion rate}}$$

Donde

t actual = el espesor real de un CML, en pulgadas (mm), medido durante la inspección más reciente.

t required = el espesor requerido en el mismo CML o componente, en (mm), como la medición táctil. Se calcula por las fórmulas de diseño (por ejemplo, presión y estructurales) y no incluye la tolerancia de corrosión o tolerancias del fabricante.

Un análisis estadístico se puede utilizar en la velocidad de corrosión y los cálculos de vida útil restante de las secciones de recipientes a presión. Este enfoque estadístico puede ser aplicado para la evaluación de la sustitución de una inspección interna o para determinar el intervalo de inspección interna. Se debe tener cuidado para asegurar que el tratamiento estadístico de los resultados de los datos refleja el estado real de la sección del recipiente en particular los sometidos a la corrosión localizada.

### **2.7.2 DETERMINACIÓN DEL ESPESOR REQUERIDO**

El espesor requerido se basa en la presión, mecánica, y las consideraciones estructurales utilizando las fórmulas apropiadas de diseño y código de tensión admisible. Para los

servicios con altas posibles consecuencias si el fallo se produjera, el ingeniero debe considerar el aumento del espesor requerido por encima del espesor mínimo calculado para proporcionar cargas imprevistas o desconocidas, la pérdida de metal por descubrir, o la resistencia al abuso normal.

# **METODOLOGÍA**

### 3 DISEÑO DEL PLAN DE MANTENIMIENTO

Se entiende por mantenimiento al conjunto de acciones que se llevan a cabo en un equipo con la finalidad de conservarlo en condiciones óptimas de productividad y seguridad. El mantenimiento a un equipo no debe limitarse a realizar intervenciones de conservación, sino que se debe trabajar en la mejora continua utilizando la tecnología que evoluciona día con día.

Los cinco separadores trifásicos existentes en las facilidades EPF son considerados como equipos vitales de la planta de procesos, aquí se realiza la mayor separación entre los tres fluidos provenientes de los yacimientos de las distintas islas de producción:

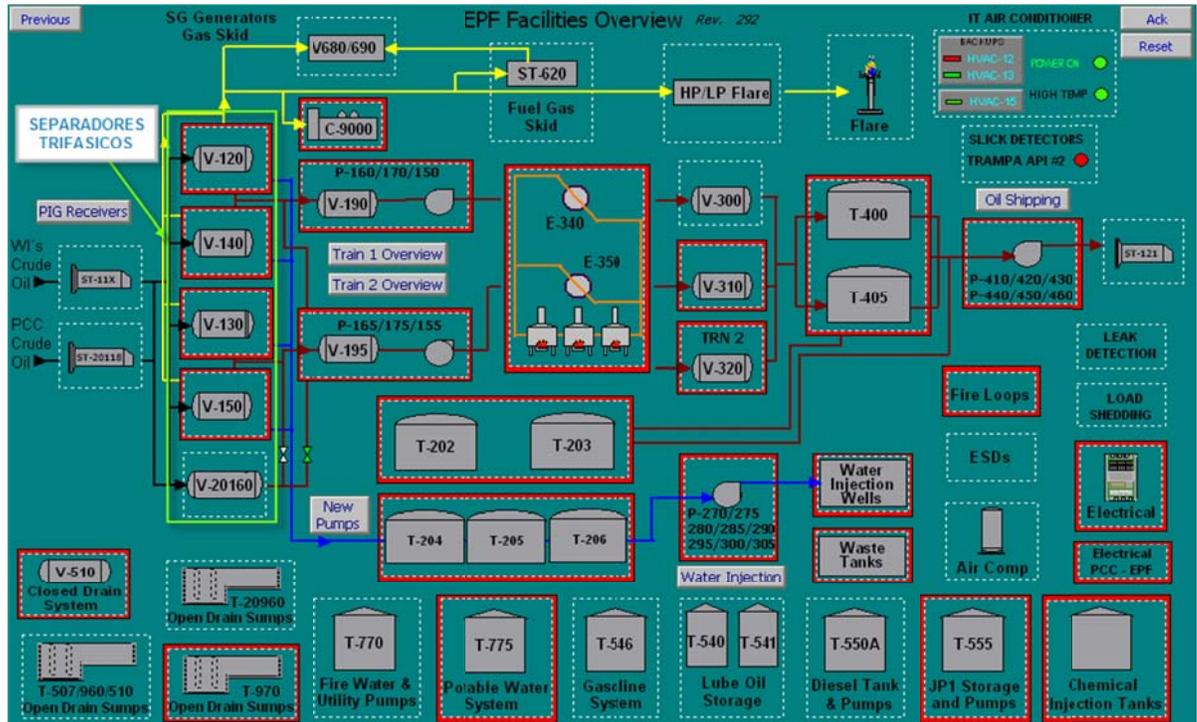
- Ga.
- Emulsión (mezcla agua-petróleo) y
- Agua.

Los principales objetivos de estos equipos son:

- Separar la mayor cantidad de gas, agua libre y emulsión crudo/agua.
- Maximizar la recuperación de hidrocarburos líquidos.
- Producir un caudal estable de petróleo.
- Minimizar el espacio dentro de la plataforma.

Vamos a realizar una breve introducción para identificar los TAG de los separadores trifásicos, así como su ubicación y funcionabilidad dentro del proceso.

En la Fig. 22, podemos identificar los separadores trifásicos V-120, V-130, V-140, V-150, V-20160.



**Figura 22:** Separadores trifásicos V-120, V-130, V-140, V-150, V20160  
(HMI, Procesos PETROAMAZONAS, 2013)

### 3.1 TRENES DE PROCESOS

Los separadores trifásicos trabajan divididos en 2 trenes de procesos, con la finalidad de tener disponibilidad en caso de presentarse la falla de alguno de estos separadores.

En la Fig. 23, identificamos el tren 1. En este tren se encuentran los separadores V-120, V-140 y el V-20160 este último trabaja de forma paralela con ambos trenes.

En la Fig. 24, identificamos el tren 2.

En este tren se encuentran los separadores trifásicos, V-130, V-150, nuevamente el V-20160 este último como ya mencionamos anteriormente trabaja de forma paralela con ambos trenes.

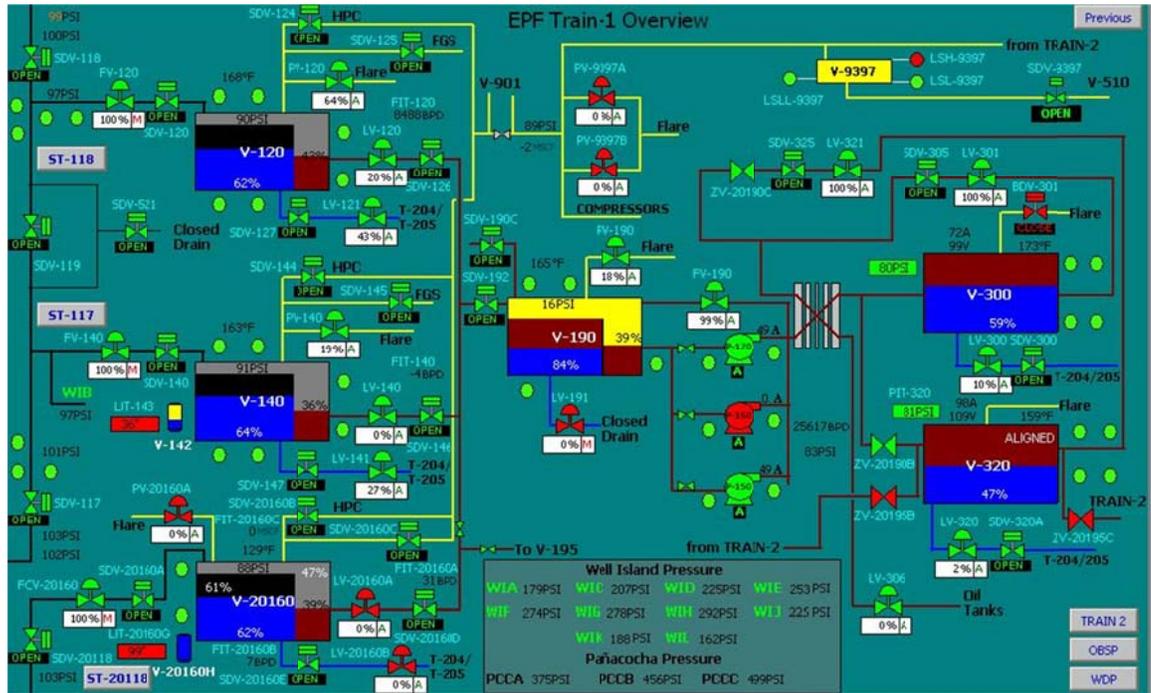


Figura 23: EPF Train-1 Overview  
(HMI DE PROCESOS EPF PETROAMAZONAS, 2013)

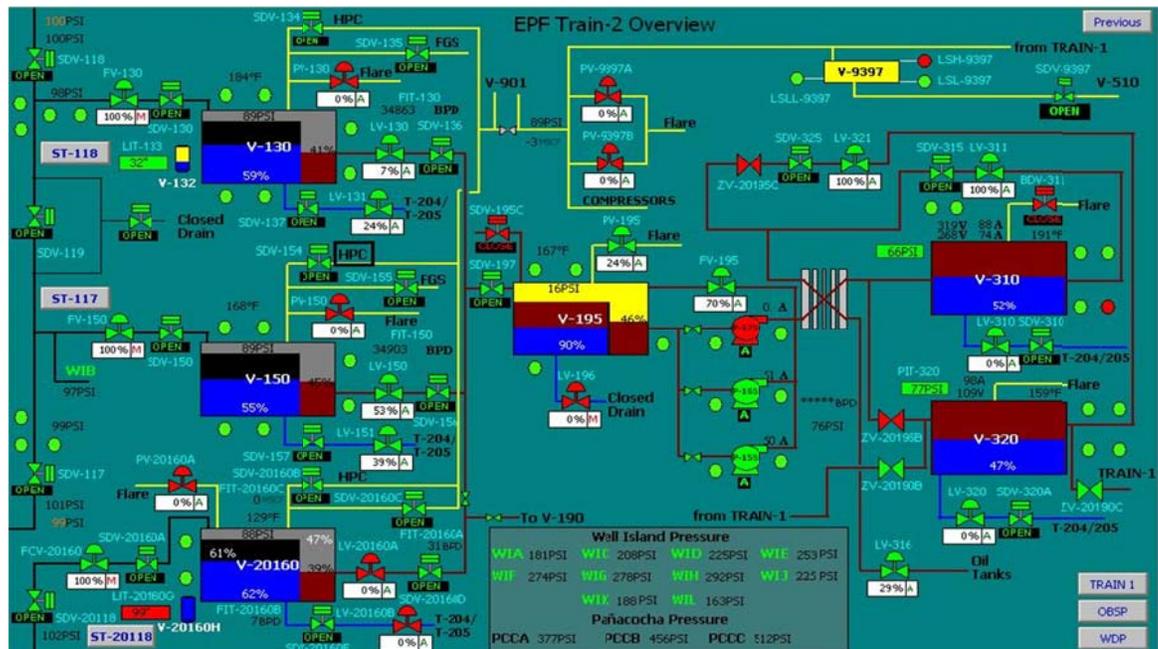


Figura 24: EPF Train-2 Overview  
(PLANTA DE PROCESOS EPF PETROAMAZONAS, 2013)

### 3.2 LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN

Las especificaciones constructivas de los separadores V-120, V-130, V-140, V-150, V-20160 así como las especificaciones de la pintura interna las podemos identificar en las tablas 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10 y en las Fig. 25, 26, 27, 28, 29 tenemos una vista general de los equipos.

**Tabla 1:** Especificaciones generales del separador V-120.

<b>ESPECIFICACIONES GENERALES</b>			
<b>Tipo:</b>	Horizontal	<b>Presión de diseño:</b>	200PSI
<b>Capacidad:</b>	45000 BPD (CRUDO)  64000 BPD (AGUA)	<b>Material:</b>	SA-516-GR 70
<b>interior - longitud</b>	108'' – 540''	<b>Presión de operación:</b>	1 PSI
<b>Temperatura Operación.:</b>	176 °F	<b>Diseño:</b>	ASME VIII div.  1
<b>Corrosión permisible:</b>	0.125''	<b>Año de fabricación:</b>	2002
<b>Espesor Cabeza:</b>	0.675''	<b>Espesor Cuerpo:</b>	0.750''

**Tabla 2:** Especificaciones de recubrimiento interno del Separador V-120

<b>ESPECIFICACIONES RECUBRIMIENTO INTERNO</b>		
<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>MATERIALES UTILIZADOS</b>	<b>Espesores (mils)</b>
<b>LIMPIEZA ABRASIVA</b>	SSPC – SP5	2.5
<b>PINTURA PRIMERA CAPA</b>	AMERCOAT 91	5-6
<b>PINTURA SEGUNDA CAPA</b>	AMERCOAT 91	5-6
	<b>TOTAL</b>	<b>10-12</b>

Vista frontal y vista trasera del separador V-120



**Figura 25:** Separador V-120

(FACILIDADES EPF, PETROAMAZONAS, 2013)

**Tabla 3:** Especificaciones generales del Separador V-130

<b>ESPECIFICACIONES GENERALES</b>			
<b>Tipo:</b>	Horizontal	<b>Presión de diseño:</b>	200 PSI
<b>Capacidad:</b>	45000 BPD (CRUDO)  64000 BPD (AGUA)	<b>Material:</b>	SA-516-GR 70
<b>interior - longitud</b>	108'' – 540''	<b>Presión de operación:</b>	1 PSI
<b>Temperatura Operación.:</b>	176 °F	<b>Diseño:</b>	ASME VIII div. 1
<b>Corrosión permisible:</b>	0.125''	<b>Año de fabricación:</b>	2002
<b>Espesor Cabeza:</b>	0.675''	<b>Espesor Cuerpo:</b>	0.750''

**Tabla 4:** Especificaciones de recubrimiento interno del Separador V-130

<b>ESPECIFICACIONES RECUBRIMIENTO INTERNO</b>		
<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>MATERIALES UTILIZADOS</b>	<b>Espesores (mils)</b>
<b>LIMPIEZA ABRASIVA</b>	SSPC – SP5	2.5
<b>PINTURA PRIMERA CAPA</b>	AMERCOAT 91	5-6
<b>PINTURA SEGUNDA CAPA</b>	AMERCOAT 91	5-6
	<b>TOTAL</b>	<b>10-12</b>

Vista frontal y vista trasera del separador V-130



**Figura 26:** Vista frontal y vista trasera del separador V-130

(FACILIDADES EPF, PETROAMAZONAS, 2013)

**Tabla 5:** Especificaciones generales del Separador V-140

<b>ESPECIFICACIONES GENERALES</b>			
<b>Tipo:</b>	Horizontal	<b>Presión de diseño:</b>	200 PSI
<b>Capacidad:</b>	45000 BPD (CRUDO)  64000 BPD (AGUA)	<b>Material:</b>	SA-516-GR 70
<b>interior - longitud</b>	108'' – 540''	<b>Presión de operación:</b>	1 PSI
<b>Temperatura Operación.:</b>	176 °F	<b>Diseño:</b>	ASME VIII div. 1
<b>Corrosión permisible:</b>	0.125''	<b>Año de fabricación:</b>	2004
<b>Espesor Cabeza:</b>	0.675''	<b>Espesor Cuerpo:</b>	0.750''

**Tabla 6:** Especificaciones de recubrimiento interno del Separador V-140

<b>ESPECIFICACIONES RECUBRIMIENTO INTERNO</b>		
<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>MATERIALES UTILIZADOS</b>	<b>Espesores (mils)</b>
<b>LIMPIEZA ABRASIVA</b>	SSPC – SP5	2.5
<b>PINTURA PRIMERA CAPA</b>	AMERCOAT 91	5-6
<b>PINTURA SEGUNDA CAPA</b>	AMERCOAT 91	5-6
	<b>TOTAL</b>	<b>10-12</b>

Vista frontal y vista trasera del separador V-140



**Figura 27:** Separador V-140

(FACILIDADES EPF, PETROAMAZONAS, 2013)

**Tabla 7:** Especificaciones generales del Separador V-150

<b>ESPECIFICACIONES GENERALES</b>			
<b>Tipo:</b>	Horizontal	<b>Presión de diseño:</b>	200 PSI
<b>Capacidad:</b>	45000 BPD (CRUDO)  64000 BPD (AGUA)	<b>Material:</b>	SA-516-GR 70
<b>interior - longitud</b>	108'' – 540''	<b>Presión de operación:</b>	1 PSI
<b>Temperatura Operación.:</b>	176 °F	<b>Diseño:</b>	ASME VIII div. 1
<b>Corrosión permisible:</b>	0.125''	<b>Año de fabricación:</b>	2004
<b>Espesor Cabeza:</b>	0.675''	<b>Espesor Cuerpo:</b>	0.750''

**Tabla 8:** Especificaciones de recubrimiento interno del Separador V-150

<b>ESPECIFICACIONES RECUBRIMIENTO INTERNO</b>		
<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>MATERIALES UTILIZADOS</b>	<b>Espesores (mils)</b>
<b>LIMPIEZA ABRASIVA</b>	SSPC – SP5	2.5
<b>PINTURA PRIMERA CAPA</b>	AMERCOAT 91	5-6
<b>PINTURA SEGUNDA CAPA</b>	AMERCOAT 91	5-6
	<b>TOTAL</b>	<b>10-12</b>

Vista frontal y vista trasera del separador V-150



**Figura 28:** Separador V-150

(FACILIDADES EPF, PETROAMAZONAS, 2013)

**Tabla 9:** Especificaciones generales del Separador V-20160

<b>ESPECIFICACIONES GENERALES</b>			
<b>Tipo:</b>	Horizontal	<b>Presión de diseño:</b>	200 PSI
<b>Capacidad:</b>	45000 BPD (CRUDO)  64000 BPD (AGUA)	<b>Material:</b>	SA-516-GR 70
<b>interior - longitud</b>	108'' – 540''	<b>Presión de operación:</b>	1 PSI
<b>Temperatura Operación.:</b>	176 °F	<b>Diseño:</b>	ASME VIII div. 1
<b>Corrosión permisible:</b>	0.125''	<b>Año de fabricación:</b>	2009
<b>Espesor Cabeza:</b>	0.675''	<b>Espesor Cuerpo:</b>	0.750''

**Tabla 10:** Especificaciones de recubrimiento interno del Separador V-20160

<b>ESPECIFICACIONES RECUBRIMIENTO INTERNO</b>		
<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>MATERIALES UTILIZADOS</b>	<b>Espesores (mils)</b>
<b>LIMPIEZA ABRASIVA</b>	SSPC – SP5	2.5
<b>PINTURA PRIMERA CAPA</b>	AMERCOAT 91	5-6
<b>PINTURA SEGUNDA CAPA</b>	AMERCOAT 91	5-6
	<b>TOTAL</b>	<b>10-12</b>

Vista frontal y vista trasera del separador V-20160



**Figura 29:** Separador V-20160

(FACILIDADES EPF, PETROAMAZONAS, 2013)

### **3.3 INSPECCIÓN EXTERNA**

Actualmente existe un plan de inspección externa para todos los equipos considerados críticos dentro de la planta de procesos la cual se realiza de forma trimestre, los separadores trifásicos son considerados críticos y forman parte de esta inspección.

En estas inspecciones se realizan observaciones y se llena un formato para ser reportado como un trabajo correctivo a realizar, los cuales son reportados a los diferentes departamentos dependiendo del alcance que estos tengan (mantenimiento, construcciones, SSA), para llevar a cabo las acciones correctivas.

Hay que notar que, no todas las observaciones reportadas pueden ser solventadas con el equipo en funcionamiento. Así que estas observaciones pasarían también a formar parte de una actividad más en el plan de mantenimiento de los separadores trifásicos.

En la tabla 11, se presentan el reporte de la inspección realizada en el mes de Abril/2013 de los equipos críticos, se ha filtrado los resultados solamente de los separadores V-120, V-130, V-140, V-150, V-20160. En el ANEXO I, podemos ver el reporte completo.

**Tabla 11:** Reporte de inspección externa de los separadores trifásicos

OT- INSPECCIÓN	VESSEL	DESCRIPCIÓN	TRABAJOS CORRECTIVOS			REPORTE
			ÁREA	TAREA	DPTO. RESPONSABLE	
OT-130152215	V-120	HORIZONTAL	MISCELÁNEOS:	PINTAR DUCTOS ENTRADA/SALIDA, BRIDAS Y ACCESORIOS	OPERACIONES	<a href="#">V-120</a>
			MISCELÁNEOS:	REPARAR AISLAMIENTO TÉRMICO DE CUERPO Y ACCESORIOS	OPERACIONES	
			0	0		
OT-130152218	V-130	HORIZONTAL	MISCELÁNEOS:	PINTAR DUCTOS ENTRADA/SALIDA, BRIDAS Y ACCESORIOS	OPERACIONES	<a href="#">V-130</a>
			MISCELÁNEOS:	REPARAR AISLAMIENTO TÉRMICO DE CUERPO Y ACCESORIOS	OPERACIONES	
			0	0		
OT-130152227	V-140	HORIZONTAL	MISCELÁNEOS:	PINTAR DUCTOS ENTRADA/SALIDA, BRIDAS Y ACCESORIOS	OPERACIONES	<a href="#">V-140</a>
			0	0		
			0	0		
OT-130152230	V-150	HORIZONTAL	MISCELÁNEOS:	PINTAR DUCTOS ENTRADA/SALIDA, BRIDAS Y ACCESORIOS	OPERACIONES	<a href="#">V-150</a>
			MISCELÁNEOS:	REPARACIÓN DE AISLAMIENTO TÉRMICO.	OPERACIONES	
			0	0		
OT-130152272	V-20160	HORIZONTAL	MISCELÁNEOS:	PINTAR TAG Y ACCESORIOS QUE NO TIENEN RECUBRIMIENTO	OPERACIONES	<a href="#">V-20160</a>
			0	0		
			0	0		

(PETROAMAZONAS, Reporte de inspección externa de los Separadores trifásicos del mes de abril, 2013)

Comparando este reporte, con archivos de reportes anteriores y reportes más recientes, se identifica que el daño más recurrente es la presencia de óxido en accesorios por deterioro de la pintura externa, si bien la realización de una limpieza externa y la aplicación de una nueva capa de pintura ayudan a retrasar el proceso corrosivo de los accesorios, no tenemos certeza del estado interno de los mismos. El plan de mantenimiento va a considerar la inspección interna y mantenimiento de los accesorios, es importante también considerar que accesorios tales como válvulas son acoplados a través de bridas y se deberá considerar su stock antes de la realización del mantenimiento para poder realizar el cambio en caso de ser requerido.

### **3.4 INSPECCIÓN INTERNA**

Los 5 separadores trifásicos existentes, tienen diferentes antecedentes de inspecciones y reparaciones, esta diferencia ha dependido principalmente de su puesta en servicio. En un inicio de las operaciones existían solamente 2 separadores el V-120 y el V-130 divididos en 2 trenes del proceso, luego ingresaron los separadores V-140 y V-150, cada uno a trabajar en forma paralela en los 2 trenes existentes, finalmente el ultimo separador que ingreso al proceso es el V-20160. Los datos de puestas en marcha nos indica que cada separador ingreso en funcionamiento un año después de su año de fabricación.

En la tabla 12, podemos identificar los históricos de las inspecciones realizadas a estos equipos así como una proyección de la siguiente fecha para su intervención.

El sistema MÁXIMO que es el software que PAM EP ocupa para la gestión de mantenimiento de sus activos nos indica que la inspección se debe realizar cada 4 años, esto por recomendación del fabricante, Pero esta frecuencia no se ha cumplido al no ajustarse a la realidad de la operación, en la Tabla 13, podemos identificar la determinación de la frecuencia de inspección, realizada por el Ing. de Confiabilidad.

**Tabla 12:** Histórico y frecuencia de intervención de los separadores trifásicos V-120, V-130, V-140, V-150, V-20160

VESSELS EPF														COMENTARIOS
ESPECIFICACIONES										MAXIMO	FRECUENCIA DE INSPECCION			
Item	Tipo	Función	Descripción	MAOP (psi)	Temp. (F)	Presión de Pueba (psi)	Año de Fabricación	Diámetro (pies)	Longitud (pies)	Frecuencia de Inspección (años)	Frecuencia de Inspección calculada (años)	Ultima Inspección (año)	Siguiente Inspección (Año)	
1	Vessel	V-120	TRAIN 1 INLET SEPARATOR	200	250	330	2002	9	45	4	1,84	2011	2013	2011 - Pintura interna, cambio de ánodos
2	Vessel	V-140	TRAIN 1 INLET SEPARATOR B	100	180	330	2005	9	45	4	1,84	2011	2013	2011 - cambio de ánodos, pendiente pintura interna 2012 - Se cambia drenaje de 4" por corrosión (pierna muerta)
3	Vessel	V-130	TRAIN 2 INLET SEPARATOR	100	180	200	2002	9	45	4	1,84	2005	2013	Se detecta corrosión en drenaje de 4". Se realiza inspección y mantenimiento en 2013
4	Vessel	V-150	TRAIN 2 INLET SEPARATOR B	100	180	200	2005	9	45	4	1,84	2011	2013	2011 - corrosión galvánica interna en válvula, cambio de válvula, pintura interna, cambio ánodos 2012 - Se detecta corrosión en drenaje de 4" (pierna muerta), 2013 - Se realiza Mantenimiento
25	Vessel	V-20160	INLET SEPARATOR PCC	100	200	150	2009	9	45	4	2,16	SR	2013	

(PETROAMAZONAS, Departamento de Mantenimiento "HISTÓRICOS INTERVENCIÓN EN VESSELS", 2013)

**Tabla 13:** Determinación de Frecuencia para inspección interna en VESSELS EPF

DETERMINACION DE FRECUENCIA											
Item	Tipo	Función	Descripción	Frecuencia (Años)	Indice Total	Indice de Protección Catódica Interna	Indice de Protección Catódica Externa	Indice de Aislamiento Térmico	Indice de Servicio	Indice de Recubrimiento Interno	Indice de Criticidad Operativa
<b>VESSELS - EPF</b>											
1	Vessel	V-120	TRAIN 1 INLET SEPARATOR	1,84	0,46	1,00	1,00	0,80	0,75	0,85	0,90
2	Vessel	V-140	TRAIN 1 INLET SEPARATOR B	1,84	0,46	1,00	1,00	0,80	0,75	0,85	0,90
3	Vessel	V-130	TRAIN 2 INLET SEPARATOR	1,84	0,46	1,00	1,00	0,80	0,75	0,85	0,90
4	Vessel	V-150	TRAIN 2 INLET SEPARATOR B	1,84	0,46	1,00	1,00	0,80	0,75	0,85	0,90
5	Vessel	V-190	TRAIN 1 OIL FLASH VESSEL	<b>2,08</b>	<b>0,52</b>	1,00	1,00	0,80	0,85	0,85	0,90
6	Vessel	V-195	TRAIN 2 OIL FLASH VESSEL	<b>2,08</b>	<b>0,52</b>	1,00	1,00	0,80	0,85	0,85	0,90
7	Vessel	V-300	ELECTROSTATIC OIL DESALTER	<b>2,08</b>	<b>0,52</b>	1,00	1,00	0,80	0,85	0,85	0,90
8	Vessel	V-310	ELECTROSTATIC OIL DESALTER	<b>2,08</b>	<b>0,52</b>	1,00	1,00	0,80	0,85	0,85	0,90
9	Vessel	V-320	ELECTROSTATIC OIL DESALTER	<b>2,45</b>	<b>0,61</b>	1,00	1,00	0,80	0,85	1,00	0,90
10	Vessel	V-401	CRUDE OIL VAPOR SEPARATOR	<b>2,60</b>	<b>0,65</b>	1,00	1,00	1,00	0,85	0,85	0,90
11	Vessel	V-406	CRUDE OIL VAPOR SEPARATOR	<b>2,60</b>	<b>0,65</b>	1,00	1,00	1,00	0,85	0,85	0,90
12	Vessel	V-560A	L.P. SCRUBBER	<b>2,08</b>	<b>0,52</b>	1,00	1,00	0,80	0,85	0,85	0,90
13	Vessel	V-500A	H.P. FLARE SCRUBBER	<b>2,08</b>	<b>0,52</b>	1,00	1,00	0,80	0,85	0,85	0,90
14	Vessel	V-565	HP FLARE LIQUID SEAL	<b>2,60</b>	<b>0,65</b>	1,00	1,00	1,00	0,85	0,85	0,90
15	Vessel	V-575	LP FLARE LIQUID SEAL	<b>2,60</b>	<b>0,65</b>	1,00	1,00	1,00	0,85	0,85	0,90
16	Vessel	V-590	FLARE HEADER CONDENSATE VESSEL	<b>2,60</b>	<b>0,65</b>	1,00	1,00	1,00	0,85	0,85	0,90
17	Vessel	V-510	CLOSED DRAIN	<b>2,60</b>	<b>0,65</b>	1,00	1,00	1,00	0,85	0,85	0,90
18	Vessel	V-710	STARTING AIR RECEIVER	<b>2,60</b>	<b>0,65</b>	1,00	1,00	1,00	0,85	0,85	0,90
19	Vessel	V-830	UTILITY AIR RECEIVER	<b>2,60</b>	<b>0,65</b>	1,00	1,00	1,00	0,85	0,85	0,90
20	Vessel	V-840	DRY AIR RECEIVER	<b>2,60</b>	<b>0,65</b>	1,00	1,00	1,00	0,85	0,85	0,90
21	Vessel	V-630	FUEL GAS SCRUBBER	<b>2,60</b>	<b>0,65</b>	1,00	1,00	1,00	0,85	0,85	0,90
22	Vessel	V-635	FUEL GAS SCRUBBER SEPARATOR	<b>2,08</b>	<b>0,52</b>	1,00	1,00	0,80	0,85	0,85	0,90
23	Vessel	V-640	FUEL GAS VOLUME TANK	<b>2,08</b>	<b>0,52</b>	1,00	1,00	0,80	0,85	0,85	0,90
24	Vessel	V-880	HEAT MEDIA EXPANSION DRUM	<b>2,08</b>	<b>0,52</b>	1,00	1,00	0,80	0,85	0,85	0,90
25	Vessel	V-20160	INLET SEPARATOR	2,16	0,54	1,00	1,00	0,80	0,75	1,00	0,90

INDICE PROTECCION CATODICA INTERNA (VIDA UTIL)	
0 años	0,7
1 año	0,75
2 años	0,85
3 años	1
INDICE AISLAMIENTO TÉRMICO	
POSEE	0,8
NO POSEE	1
INDICE DE SERVICIO (TIPO DE FLUIDO)	
AGUA	0,75
FLUIDO / GAS	0,85
CRUDO	0,9
INDICE DE RECUBRIMIENTO INTERNO (EFICIENCIA)	
70% - 95%	1
30% - 69%	0,85
0% - 29%	0,65
INDICE DE CRITICIDAD OPERATIVA	
Shut Down de Planta con Incendio / Derrame	0,5
Shut Down Parcial con Incendio / Derrame	0,7
Shut Down Parcial sin Incendio con Derrame	0,9
INDICE IDEAL (NUEVO O TOTALMENTE REPARADO)	
VESSEL	4 AÑOS

(PETROAMAZONAS, Departamento de Mantenimiento “TABLA PARA DETERMINAR FRECUENCIAS DE INSPECCIÓN INTERNA EN TANQUES Y VESSELS”, 2012)

Podemos notar que de acuerdo a ciertos factores la frecuencia de inspección debe ser cada 1,8 años para los separadores V-120, V-130, V-140, V-150 y de 2,16 años para el separador V-20160.

En todos estos casos, solo se habla de “Frecuencia de Inspección” pero la realidad es que esta inspección se ha convertido en la realización de un trabajo de mantenimiento correctivo, pues se han encontrado novedades que debieron ser solventadas aprovechando la parada del equipo, pero las mismas al no estar preparados no fueron solventadas en su totalidad quedando reportadas para una futura intervención. Estas novedades están documentadas en los comentarios de Tabla 11. Pues bien sea cual fuere definitivamente la frecuencia de inspección a respetar, a inicios de este año se programó la inspección del separador V-130.

Con los antecedentes de las inspecciones y novedades encontradas anteriormente en los separadores V-120, V-140 y V-150, y que fueron realizados en el año 2011, se programó además de la inspección, la realización del mantenimiento del separador V-130. Al ser todos los separadores de las mismas características constructivos y estar expuestos a las mismas condiciones tanto ambientales como del proceso, se realizó un seguimiento detenido de todos los trabajos realizados a este separador y serán estas actividades las que nos ayuden a la realización de la descripción de las tareas del plan de mantenimiento, el mismo que podrá ser aplicable para los cinco separadores trifásico.

### **3.5 MANTENIMIENTO DEL V-130**

Siguiendo el cronograma de la tabla 12, en el mes de enero del año 2013, se procede con la inspección y mantenimiento del separador V-130. Notamos que la última inspección realizada a este fue en el año 2005, y los antecedentes indican presencia de corrosión en una de las válvulas de drenaje de 4”.

### 3.5.1 ACTIVIDADES PREVIAS

A inicios del mes de enero del 2013, se reúnen las superintendencias de los departamentos de: Operaciones, Mantenimiento, FIC y SSA. Para la generación del MOC para el mantenimiento del separador V-130, esto se realiza puesto que el equipo saldrá de servicio por aproximadamente 60 días, durante este tiempo los demás separadores (V-120/140/150/20160) recibirán más fluido, esto afectara al tiempo de residencia de los fluidos y principalmente habrá cambios de presión en los ductos provenientes de las diferentes Islas de producción, para lo cual se procederá a realizar una distribución de flujos a los demás separadores y mantener la presión de trabajo de los ductos mediante la modificación de los set de presión en cada uno de los separadores.

Previo a este trabajo se aislara el V-130 por algunos días para monitorear el comportamiento del proceso y la calidad del tratamiento de fluidos. Una vez y luego de asegurar que el comportamiento del proceso es óptimo, se procederá a retirar de servicio el V-130 para los trabajos respectivos.

De acuerdo a los puntos anteriormente acordados, el departamento de Operaciones con fecha 14/ENERO/2013 procede a realizar pruebas operativas sacando de servicio el separador V-130.

Cinco días más tarde el 19/ENERO/2013, el supervisor de planta, emite el informe de las condiciones operativas de los trenes de procesos, esto lo podemos ver en la tabla 14.

**Tabla 14:** Condiciones operativas de los separadores trifásicos con el V-130 fuera de servicio

<b>EQUIPO</b>	<b>VOLUMEN DE PROCESO</b>	<b>BSW</b>
V-120	121000 BFPD	90 %
V-140	121000 BFPD	90 %
V-150	121000 BFPD	90 %
V-20160	38700 BFPD	60 %

Con esta información se procede a aprobar el procedimiento para aislamiento Master para el V-130, el mismo que dará inicio con el aislamiento mecánico, lógico, y colocación de candados y tarjetas de aislamiento.

### **3.5.2 AISLAMIENTO DEL SEPARADOR V-130**

Para la realización de todo tipo de trabajos dentro o fuera de las instalaciones, de acuerdo con el manual de seguridad de PAM EP, Se requiere de un Permiso de trabajo. En este documento se establecen las precauciones necesarias para proteger al personal involucrado, el medioambiente y las instalaciones, de acuerdo con la actividad a realizarse. Además es un sistema de comunicación, control y consulta que garantiza el conocimiento de la actividad a realizar por parte de todos los involucrados, de tal manera que garantiza que el equipo intervenido retorne a sus condiciones normales de operación una vez terminado el trabajo.

El día 20/ENERO/2013, se procede con la apertura del primer permiso de trabajo el cual es un “Permiso de trabajo en frio” para comenzar con el drenaje y venteo del separador V-130, y posterior ejecución del aislamiento Master.

#### **3.5.2.1 Procedimiento de Aislamiento Master**

Este procedimiento contempla la ejecución de las siguientes actividades:

- Realizar los “by-pass” lógicos de los instrumentos LSL-131/LSL-131A, LSL-130/LSH-130, PSH-132, GD-902, GD-915, GD-901.
- El operador de sala de control desde el HMI cierra la FV-130 AL 80% en condición manual y coloca el “set point” del PIT-130 en 100 psi, cierra las SDV-134 y 135.
- Subir el “set point” del LIT-131 al 100% y bajar el “set point” del LIT-130 al 10% en Automático.
- Se suspende la inyección de químicos al separador
- Se cierra desde el HMI la SDV-130, en condición manual.

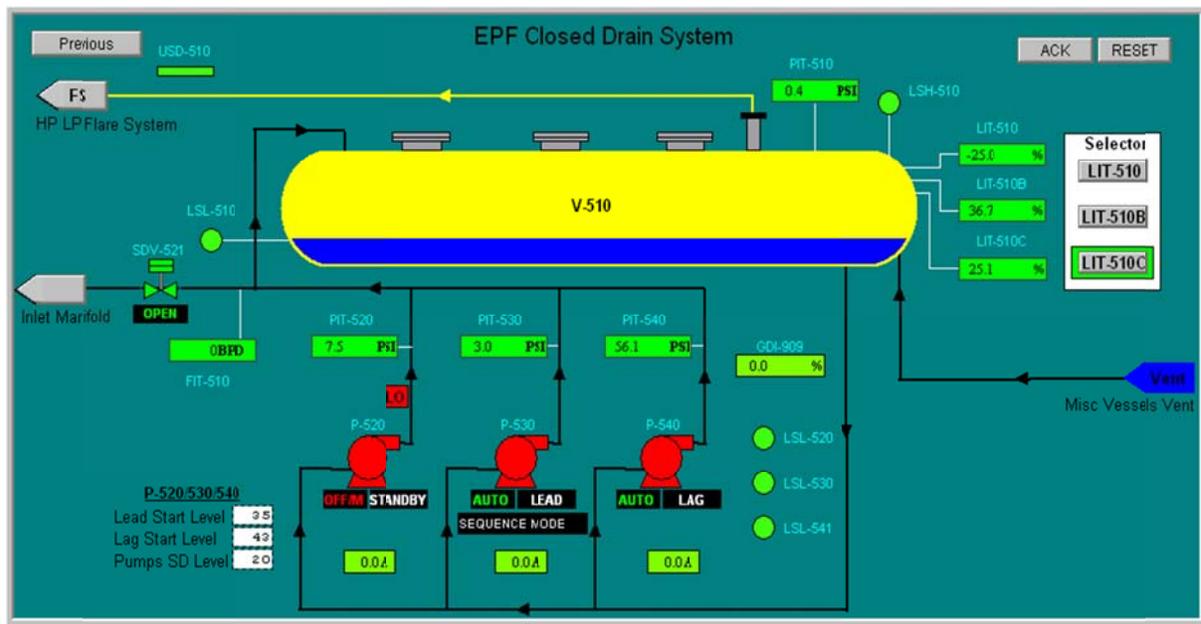
- Se cierra la válvula de bloqueo manual que se encuentra antes de la FV-130.
- Se cierran totalmente desde el HMI las válvulas de control LV-130 / LV-131 en manual.
- Se cierran las válvulas manuales de bloqueo de las LV-130 / LV-131.
- Mantener el “by-pass” de las válvulas de control LV-130 / LV-131, totalmente cerrados.
- Cerrar las SDV-136 y SDV-137.
- Cerrar las PV-130 en modo manual desde el HMI y sus respectivas válvulas manuales.
- Se comienza a drenar el fono del separador solo por el lado del “weir”
- Se cierran todas las válvulas manuales existentes y se colocan candados de aislamiento debidamente identificados.

En el ANEXO II vemos el P&D del separador V-130, donde podemos ubicar las válvulas y demás elementos de control.

### **3.5.3 DRENAJE Y VENTEO**

Para la realización de esta actividad se coordina con los departamentos de Operaciones de islas de producción, para que faciliten la utilización de un camión Vaccum.

Se comienza introduciendo 250 barriles de agua de formación hacia el separador con ayuda del camión Vaccum a una presión de 20 psi con la finalidad de drenar el fluido existente al interior del separador. Para estos procedemos a alinear las válvulas manuales de los drenajes de fondo que van hacia el Separador V-510 del sistema “Close Drain. La Fig. 30 nos indica la disposición que a continuación tiene el fluido drenado del separador.



**Figura 30:** Close Drain System

(HMI DE PROCESOS PETROAMAZONAS, 2013)

Una vez que todo el fluido del interior del separador ha sido drenado, el día 21/ENERO/2013 se procede con colocación de bridas ciegas en las líneas de ingreso de fluido, salida de agua, salida de crudo.

Se realiza el venteo por la línea de 2" de la parte superior del separador, con la finalidad de evacuar los gases inflamables existentes en el interior, por un lapso de 24 horas.

### 3.5.4 APERTURA DE MANHOLE PARA INSPECCIÓN Y MONITOREO DE ATMOSFERA

El día 22/ENERO/2013, se procede con la apertura del manhole, para visualizar la cantidad de solidos existentes al interior del separador. En la Fig. 31 podemos ver la cantidad de solidos e hidrocarburos remanentes en el interior.



**Figura 31:** Solidos e hidrocarburos al interior del separador

(V-130, PETROAMAZONAS, 2013)

Posterior a la inspección visual, personal de SSA realiza el monitoreo de la atmosfera al interior de separador.

Los resultados del monitoreo fueron los siguientes.

- O<sub>2</sub>: 19,5 %
- Explosividad: >10 %
- H<sub>2</sub>S: >10 ppm

De acuerdo con el manual de seguridad, con los resultados obtenidos en el monitoreo de gases, el interior del separador es considerado un “Espacio confinado tipo B”. Es decir que aún no es posible el ingreso de personal para la realización de la limpieza interna.

Para acelerar el proceso de evacuación de los gases contenidos al interior, se procede a realizar ventilación forzada con ayuda de un compresor portátil, así lo podemos ver en la Fig. 32.



**Figura 32:** Ventilación forzada con compresor portátil

(V-130, PETROAMAZONAS, 2013)

La ventilación forzada se realizó por el lapso de 24 horas. Luego de este periodo personal de SSA realiza un nuevo monitoreo de la atmosfera al interior de separador.

Los resultados de este segundo monitoreo fueron los siguientes.

- O<sub>2</sub>: 20,9 %
- Explosividad: 0 %
- H<sub>2</sub>S: 0 ppm

### 3.5.5 INGRESOS DE CUADRILLA PARA RETIRAR SÓLIDOS ACUMULADOS

El día 23/ENERO/2013, una vez comprobada que la atmosfera dentro del separador cumple con las condiciones de seguridad para ingreso de personal y siguiendo el procedimiento, se realiza la apertura de un “Permiso para espacio confinado tipo A”.

El inspector de construcciones, es el ejecutor de dicho trabajo, por tanto el coordina con el departamento médico y el departamento de SSA, la realización de un chequeo médico al personal de cuadrilla que va a ingresar al interior del separador.

Se procede con la colocación y encendido de un equipo des humificador de aire, con la finalidad de mejorar la ventilación en el interior del separador y mejorar el confort del personal de obra civil durante la limpieza de los sólidos al interior del separador. Fig. 33.



**Figura 33:** Ingreso de cuadrilla y limpieza de sólidos

(V-130, PETROAMAZONAS, 2013)

Los sólidos una vez retirados son acumulados en tanques plásticos, los mismos que son transportados por personal de SSA, hacia el relleno sanitario para ser colocados en piscinas de biorremediación para darles el debido tratamiento antes de que sean evacuados al medio ambiente. Estas piscinas las podemos identificar en la Fig. 34.



**Figura 34:** Piscinas de Biorremediación  
(RELLENO SANITARIO, PETROAMAZONAS, 2013)

El 25/ENERO /2013 en horas de la tarde se termina con el retiro de sedimentos, en total se retiraron 2-1/2 m<sup>3</sup> de sólidos, acumulados al interior del separador.

### **3.5.6 LIMPIEZA INTERNA DEL SEPARADOR**

EL 26/ENERO/2013 se continúa con los trabajos de limpieza al interior del separador, esta vez el personal de cuadrilla procede a realizar una limpieza al interior con desengrasante OIL CLEANER PLUS con la finalidad de retirar los hidrocarburos remanente en las paredes y accesorios internos del separador.

Una vez realizada la limpieza con el desengrasante, se procede a realizar un lavado a presión con agua del sistema contra incendios. El fluido resultante de la limpieza es evacuado con el camión Vacuum y llevado nuevamente hacia el “Close Drain”, para que

luego regrese al proceso. En la Fig. 35 podemos ver la limpieza realizada al interior del separador con el desengrasante y agua del sistema contra incendios.



**Figura 35:** Lavado con desengrasante y agua al interior del separador

(V-130, PETROAMAZONAS, 2013)

### 3.5.7 INSPECCIÓN VISUAL

Una vez que se ha terminado de realizar la limpieza interna del separador, el día 27/ENERO/2013, personal del departamento de Integridad mecánica ingresa al interior para realizar una inspección visual con la finalidad de encontrar daños relevantes que pueden afectar la integridad del separador. La Fig. 36 podemos ver el estado de las paredes y algunos accesorios al interior del separador.



**Figura 36:** Inspección visual al interior del separador

(V-130, PETROAMAZONAS, 2013)

Los resultados de la inspección visual fueron:

- Los ánodos de sacrificio se en consumido en un su totalidad.
- Se identificaron grupos de fallas en el recubrimiento.
- Existe solidos acumulados en el interior.
- Una de las salidas de los drenajes de 3” están taponadas con sólidos.

Los resultados de esta inspección visual los podemos identificar en la Fig. 37.



**Figura 37:** Resultados de la Inspección visual al interior del separador

(V-130, PETROAMAZONAS, 2013)

### 3.5.8 MANTENIMIENTO A LOS ACCESORIOS DEL SEPARADOR

Una vez terminada la inspección visual al interior del separador, se procede con los trabajos de mantenimiento del equipo y de todos sus accesorios.

En estos trabajos intervienen algunos departamentos repartidos de la siguiente manera.

- Departamento Eléctrico Instrumentación: realiza el mantenimiento en todo lo referente a instrumentación, actuadores, mirillas, etc.
- Departamento Mecánico de proceso: realiza el desmontaje y mantenimiento de todas las válvulas manuales, de control y bridas.
- Departamento de construcciones: realiza el mantenimiento de los accesorios internos del separador, tubos bortex, placas coalescentes, eliminador de neblina, etc.

Todos los accesorios que pueden ser retirados son llevados a las diferentes áreas de trabajo de los respectivos departamentos para la realización del debido mantenimiento. En las Fig. 38 y 39 vemos el estado de las platinas coalescentes y algunos de los accesorios internos del separador.



**Figura 38:** Estado en que se encontraron las platinas coalescentes

(V-130, PETROAMAZONAS, 2013)



**Figura 39:** Retiro de accesorios internos para mantenimiento

(V-130, PETROAMAZONAS, 2013)

### 3.5.8.1 Reporte de inspección en válvulas y bridas

El días 1/FEBRERO/2013, una vez que todas las válvulas y bridas fueron retiradas, el departamento mecánico realiza la limpieza y antes de proceder con el mantenimiento y/o reparación de las mismas se llama al Ingeniero de integridad mecánica para que realice una inspección visual del su estado.

En el ANEXO III podemos ver el informe fotográfico emitido por el Ingeniero de integridad mecánica, donde se concluye que existe corrosión moderada en el cuerpo de las válvulas, y se recomienda realizarles mantenimiento y posteriores pruebas de hermeticidad antes de ser montadas.



**Figura 40:** Corrosión severa en bridas

(V-130, PETROAMAZONAS, 2013)

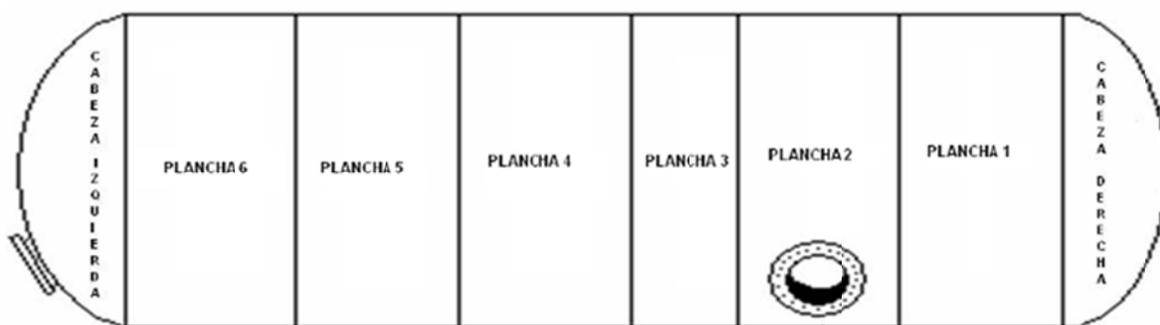
En cuanto a la inspección en las bridas se concluye que existe corrosión severa en las bridas 3, 6, 7 y 8, por lo cual se recomienda que estas sean reemplazadas. La Fig. 40 nos indica el resultado de la inspección y por qué se recomienda su cambio.

### **3.5.9 INSPECCIÓN DE PINTURA INTERNA**

El día 29/ENERO/2013 una vez que se ha terminado con el retiro de los accesorios internos del separador, y mientras se realiza el mantenimiento de estos, el Ingeniero de integridad mecánica ingresa nuevamente al separador con la finalidad de realizar la medición de espesores de la pintura interna. De acuerdo a las especificaciones del recubrimiento interno,

las mismas que se encuentra ya descritas en la tabla 4, el espesor mínimo requerido por la SSPC-PA2-96 una vez realizadas las mediciones, debe ser del 80% del valor inicial, es decir que para que el recubrimiento este en óptimas condiciones este debería ser de 8 millas.

En la fig. 41 podemos ver el esquema que se siguió para la toma de las mediciones de espesores utilizando el método de ultrasonido.



**Figura 41:** Esquema para medición de película seca por ultrasonido  
(V-130, PETROAMAZONAS, 2013)

Terminada la medición de espesores, se realiza el correspondiente reporte, donde se puede identificar que existe zonas con bajo espesor en la plancha número 6 (6,9 y 7.3 mills). Los resultados de esta mediciones las podemos ver en el ANEXO IV, La recomendación en este caso es que el departamento de construcciones debe realizar sandblasting y pintura interna en el tercio inferior del separador, y de no ser esto posible por compatibilidad de esquemas de pintura, se deberá pintar totalmente el interior del separador.

En la Fig. 42 podemos ver el equipo de ultrasonido utilizado para la medición de espesor de la película seca de pintura, así como el resultado de la medición en la plancha 6.



**Figura 42:** Equipo para medición de espesor por ultrasonido

(PETROAMAZONAS, 2013)

### **3.5.10 MEDICIÓN DE ESPESOR POR ULTRASONIDO**

El día 30/ENERO/2013 Se realiza la medición de espesores por ultrasonido, empleando un instrumento ultrasónico detector de fallas del tipo pulso eco con presentación A-scan, lectura digital directa. A continuación se procede a medir los espesores siguiendo el mismo esquema de la Fig. 41.

Durante la medición también se realiza una inspección de las soldaduras del cuerpo y las interconexiones para determinar posibles zonas con discontinuidades que puedan afectar la vida útil del recipiente. Los resultados de esta medición nos indican que no existe pérdida de material ocasionado por corrosión, en la Fig. 43 podemos ver el equipo de medición por ultrasonido A-scan y su forma de utilización.



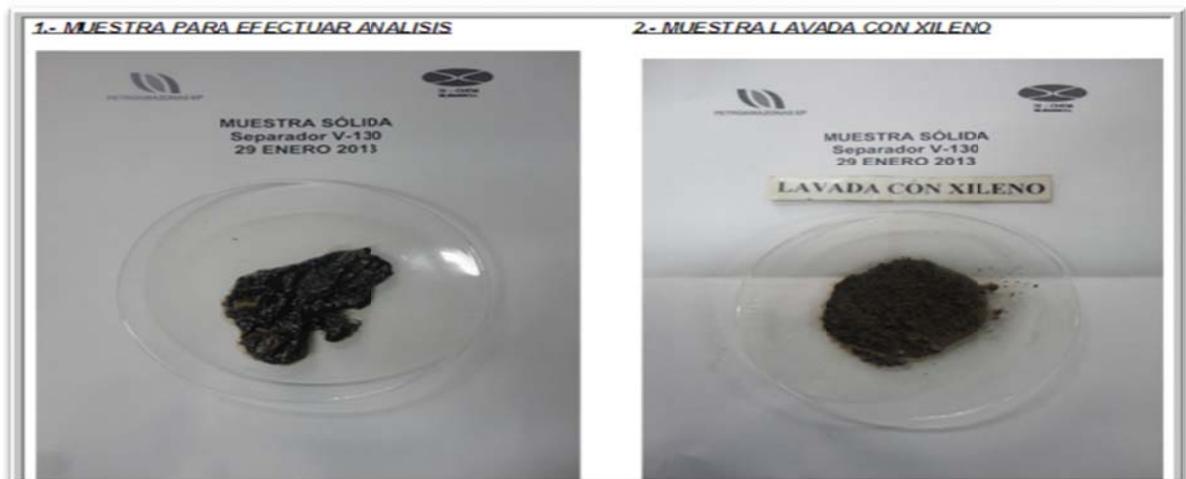
**Figura 43:** Medición de espesores por ultrasonido con Scan A.

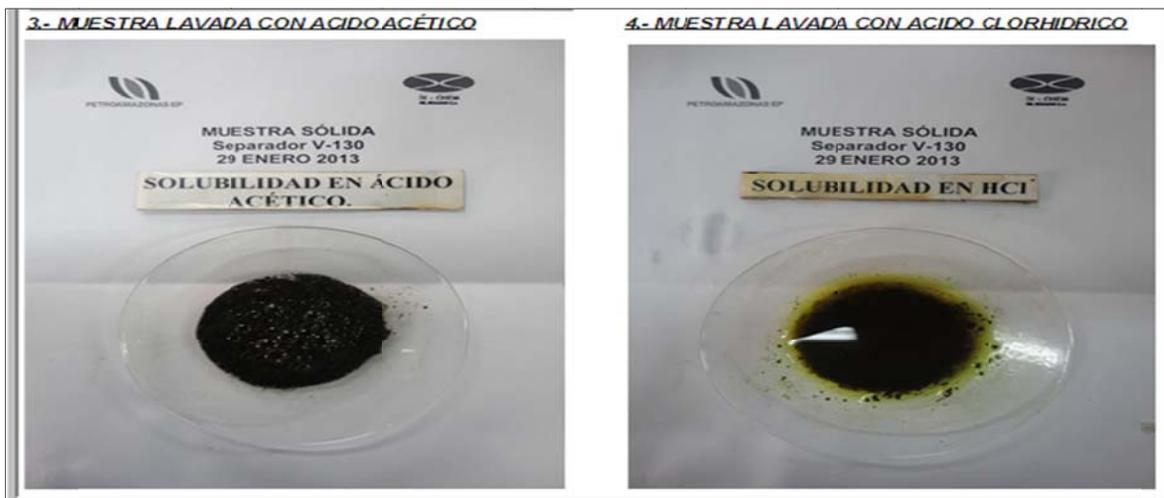
(V-130, PETROAMAZONAS, 2013)

### 3.5.11 ANÁLISIS QUÍMICO DE SÓLIDOS ENCONTRADOS

El día 31/ENERO/2013 Se tomaron muestra de los sólidos encontrados el interior del separador para ser enviados departamento de Químico, con la finalidad de realizar un análisis de la composición de la muestra.

En la Fig. 44 podemos ver las pruebas realizadas a las muestras. Finalmente en la tabla 15 podemos ver los resultados de los análisis de las muestras.





**Figura 44:** Análisis de muestra solida del interior del V-130  
(V-130, PETROAMAZONAS, 2013)

**Tabla 15:** Resultado del análisis de solidos al interior del V-130



### ANALISIS DE LAS MUESTRAS SÓLIDAS

#### MUESTRA SOLIDA V-130

**Fecha de toma de muestra:**  
**Fecha de realización del análisis:**

**27-Jan-13**  
**27-Jan-13**

PARÁMETROS	MUESTRA SOLIDA V-130
Cantidad de sólidos (Kg)	ND
Cantidad de sólidos entregados a Lab. (g)	100.00
Cantidad de muestra analizada (g.)	1.98
% Humedad y Volátiles	39.6%
% Contenido de Hidrocarburos	27.0%
% Solubles en Ac. acético (Carbonatos )	16.0%
% Solubles en HCl (Sulfuros y otros)	1.6%
% Insolubles en HCl (arena, sílice, etc)	16.2%
% Materia calcinable	0.0%
% Materia inorgánica no calcinable	16.2%
% Presencia de material magnéticos	0.0%
Presencia de H <sub>2</sub> S	No

**Observaciones y Comentarios:** La muestra es obtenida en el mantenimiento del separador V-130, los resultados obtenidos eson los siguientes: Humedad y volatiles 39.6 %, hidrocarburo 27%, carbonatos 16.0 % , sulfuros 1.6% e insolubles 16.2 %.

(PETROAMAZONAS, Laboratorio de Químicos, 2013)

### 3.5.12 MANTENIMIENTO DE LA PARTE EXTERIOR DEL SEPARADOR

El día 1/FEBRERO/2013 se procede a la realización del mantenimiento de las bridas externas del separador y se identifica que la brida de la salida de gas que se ubica en la parte superior del separador, presenta corrosión severa y requiere ser reparada en la Fig. 45 se puede identificar el daño. Al tener que realizar esta reparación en el sitio, este trabajo queda postergado hasta que se genere el respectivo permiso de trabajo.

El día 05/FEBRERO/2013 se realiza la apertura de un permiso de trabajo en caliente por parte del supervisor de construcciones, para realizar la reparación de la brida de salida de gas, este trabajo es realizado bajo la supervisión del ingeniero de integridad mecánica. En el ANEXO V podemos ver el proceso de reparación de la brida.



**Figura 45:** Corrosión severa en la salida de gas del separador

(V-130, PETROAMAZONAS, 2013)

La Válvula de 2 vías de la salida de gas y hacia la PSV también se encontró con corrosión severa en el cuerpo. Esto lo podemos identificar en la Fig. 46. La recomendación por parte del ingeniero de integridad mecánica fue la de reemplazar toda la Válvula, lastimosamente no se contaba con stock de esta válvula en bodega, razón por la cual se procedió a entregarla al departamento mecánico para que se le realice una reparación mecánica, preparación de la superficie y aplicación de pintura de forma temporal, hasta realizar el cambio definitivo de la misma. Hasta mientras se va a realizar un monitoreo trimestral con ultrasonido para detectar la exagerada pérdida de espesor en el cuerpo de la válvula.



**Figura 46** Corrosión severa en la válvula de 2 vías

(V-130, PETROAMAZONAS, 2013)

En el ANEXO VI se puede ver el proceso de reparación temporal de la válvula de 2 vías.

### **3.5.13 PROTECCIÓN CATÓDICA**

El día 02/FEBRERO/2013, se procede con el retiro de los espárragos que sostenían los ánodos de sacrificio del sistema de protección catódica para proceder a su reemplazo, en la Fig. 47 podemos identificar estos espárragos con los ánodos de sacrificio consumidos en su totalidad.

Antes de realizar esto es necesario realizar un nuevo cálculo para el sistema de protección catódica (SPC) interna del equipo, y de esta manera determinar la cantidad de nuevos ánodos a instalar.



**Figura 47:** Ánodos de sacrificio consumidos en su totalidad  
(V-130, PETROAMAZONAS, 2013)

El nuevo cálculo para el SPC interna para el equipo determina que se debe instalar 5 ánodos de Galvalum III de 47 libras para un tiempo de vida de 3 años. Este cálculo fue realizado por el ingeniero de integridad mecánica y su resultado lo podemos ver en la Tabla 16. En la Fig. 48 podemos ver el tipo de ánodo a instalar



**Figura 48:** Ánodo de Galvalum III  
(PETROAMAZONAS, 2013)

**Tabla 16:** Cálculo para el SPC interna V-130

<b>INTERNAL CATHODIC PROTECTION CALCULATION SHEET</b>			
		<b>V-130</b>	
Date:	<b>28-Enero-13</b>		
			<u>REFERENCE:</u>
<b>1</b>	<b>VESSEL DESIGN INPUTS :</b>		
1.1	PRODUCT:	CRUDE / WATER	
1.2	NOMINAL DIAMETER (D):	2.74 m	
1.3	LENGHT (L):	13.72 m	
1.4	PRESSURE:	100 PSI	
1.5	VACUUM:		
1.6	TEMPERATURE:	200 °F	
<b>2</b>	<b>DESIGN CATHODIC PARAMETERS, INTERNAL CATHODIC PROTECTION:</b>		
2.1	<b>CURRENT DENSITY (di),</b>	<b>0.4 A/m<sup>2</sup></b>	SP0575-2007 NACE STANDARD Item 4.1.6 (Current Density)
	<b>CONSPUMPTION RATE</b>		
2.2	<b>ALUMINUM GALVALUM III</b>	7.62 lb/(A*Yr)	Manufacturer
<b>3</b>	<b>AREA TO BE PROTECTED PER VESSEL (A<sub>T</sub>):</b>		
	A <sub>T</sub> = A*(1+% Accessories Area)	143.03 m <sup>2</sup>	
	% Accessories Area=	10.0%	Asumido por cantidad de  placas coalescentes y tubería
<b>4</b>	<b>PROTECTION CURRENT (I<sub>p</sub>)</b>		
	<b>I<sub>p</sub> = di·A<sub>T</sub>(1 - E<sub>c</sub>)</b>	<b>2.32 A</b>	
	d <sub>i</sub> = CURRENT DENSITY	0.40 A/m <sup>2</sup>	
	A <sub>T</sub> = TOTAL AREA TO BE PROTECTED	143.03 m <sup>2</sup>	
	E <sub>c</sub> = COATING EFFICIENCY	96.0%	Asumido. El estado de la pintura es

				aceptable, luego de la inspección
<b>5</b>	<b>ANODES WEIGHT (W)</b>			
	$W = C_R * L_f * I_p / f_u$ [ 2 ]	68.55	lb	
	<b>OR</b>			
	$W = 8760 * L_f * I_p / (F_u * C_i)$	<b>197.00</b>	<b>lb</b>	
	$C_R =$ CONSUMPTION RATE	7.62	lb/(A*Yr)	Manufacturer
	$L_f =$ <b>DESIGN LIFE</b>	<b>3</b>	<b>YEAR</b>	Required
	$I_p =$ REQUIRED CATHODIC PROTECTION CURRENT	2.32	A	
	$f_u =$ UTILIZATION FACTOR	85.0%		Manufacturer
	$C_i =$ ANODE CURRENT CAPACITY (BRINE + OIL),	400	A-h/lb	SP0575-2007 NACE STANDARD
<b>6</b>	<b>ANODES QUANTITY (N<sub>a</sub>)</b>			
	$N_a = W/w_a$	<b>4.19</b>	<b>ANODES</b>	Calculated
	$W =$ TOTAL WEIGHT, lb	197.00	lb	
	$w_a =$ NOMINAL ANODE WEIGHT PER UNIT	47	lb	
	<b>ANODES TO BE INSTALLED:</b>	<b>5.00</b>	<b>ANODES</b>	To be installed
	<b>ANODE TYPE:</b>	<b>ALUMINUM GALVALUM III</b>		
	<b>TOTAL WEIGHT PER ANODE:</b>	<b>47</b>	<b>lb</b>	

(PETROAMAZONAS, Departamento de Integridad Mecánica, 2013)

Los ánodos quedan listos para ser instalados una vez que se terminen los trabajos de pintura dentro del separador.

### 3.5.14 REPARACIÓN DEL RECUBRIMIENTO INTERNO

El día 03/FEBRERO/2013 se comienza con los trabajos de Sandblasting, para comenzar con la preparación de la superficie y posterior colocación de recubrimiento interno. Se toma

la decisión de realizar el cambio total de pintura interna tomando en cuenta que por esquema de pintura no se cuenta con el mismo tipo de recubrimiento original.

Estos trabajos se realizan siguiendo la recomendación del documento interno de PAM-EC-50-SP-001 (Especificación de recubrimientos). En el ANEXO VII podemos encontrar esta recomendación.

En la Fig. 49 podemos ver la preparación de la superficie interna del separador.



**Figura 49:** Preparación de superficie interna del separador  
(V-130, PETROAMAZONAS, 2013)

Siguiendo la recomendación del documento de especificación de recubrimientos, una vez terminados los trabajos de samblasting se procede con la colocación de la primera capa de pintura, etapa de curado, colocación de la segunda capa de pintura y nuevamente otra etapa de curado, como lo podemos ver en la Fig. 50.



**Figura 50:** Trabajos de pintura y curado al interior del separador  
(V-130, PETROAMAZONAS, 2013)

El día 15/FEBRERO/2013 el departamento de construcciones termina con los trabajos de pintura al interior del separador.

Se deja en proceso de curado hasta el día 20/FEBRERO/2013, de acuerdo a la recomendación del fabricante de la pintura.

### **3.5.15 INSTALACIONES DE ÁNODOS DE SACRIFICIO**

El 21/febrero/2013, personal de integridad mecánica ingresa a realizar la colocación de los ánodos de sacrificio y realización de pruebas de continuidad. Estas pruebas se las realiza de 2 maneras, la primera medición es de cada ánodo con relación al recipiente y la otra, de ánodo a ánodo. La finalidad de estas pruebas es comprobar que exista un buen contacto en relación del material de los ánodos con toda la estructura del recipiente.

En la Fig. 51 podemos ver el proceso de instalación y las pruebas de continuidad.



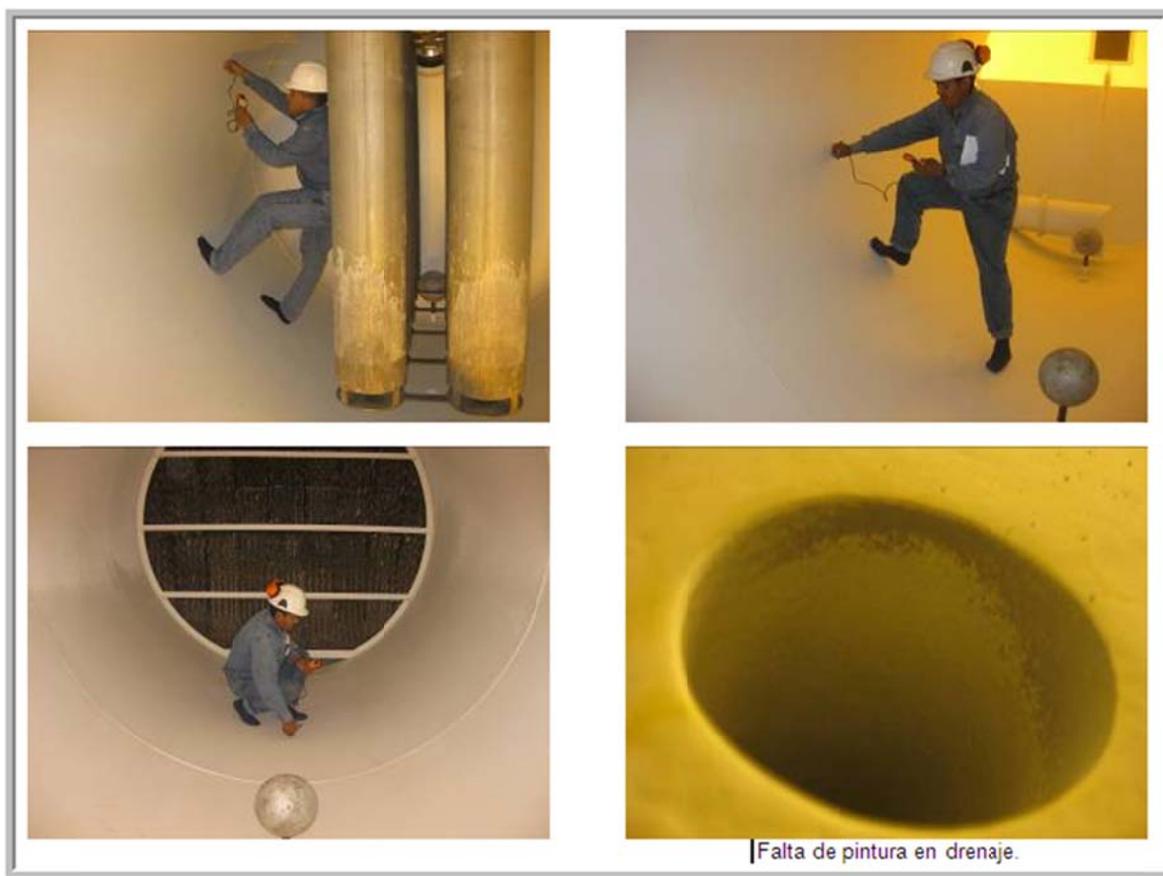
**Figura 51:** Instalación de ánodos de sacrificio y medición de continuidad

(V-130, PETROAMAZONAS, 2013)

### **3.5.16 CONTROL DE CALIDAD DE LA PINTURA**

Terminada la instalación de los ánodos y antes de comenzar con la reinstalación de los accesorios, el día 22/FEBRERO/2013, el ingeniero de integridad mecánica ingresa para realizar una nueva medición de la capa de pintura con la finalidad de detectar zonas con bajos espesores.

En esta medición se encontró que el espesor de pintura en todas las planchas del tanque se encuentra dentro del límite establecido (10-12 mills), pero en una de las válvulas de drenaje falta pintura. En la Fig. 52 podemos ver al ingeniero de integridad mecánica realizando estas mediciones, así como el drenaje donde falta pintura.



**Figura 52:** Control de calidad de pintura dentro del separador

(V-130, PETROAMAZONAS, 2013)

Personal del departamento de construcciones ingresa nuevamente para completar la falta de pintura en el drenaje.

Cerrada esta observación, el ingeniero de integridad mecánica da su aprobación para poder empezar con la reinstalación de los accesorios internos y externos.

### 3.5.17 REINSTALACIÓN DE ACCESORIOS INTERNOS

El día 23/FEBRERO/2013, se empieza con la reinstalación de los accesorios al interior del separador, en la Fig. 53 podemos ver la reinstalación de los mismos.



**Figura 53:** Reinstalación de accesorios internos  
(V-130, PETROAMAZONAS, 2013)

Es muy importante notar que la realización de todos los trabajos posteriores a la pintura del interior del separador, estos se los deben realizar con bastante cuidado de no producir ralladuras, en las figuras 51, 52 y 53 podemos notar que el personal que ingresa lo hace sin calzado para no dañar la pintura.

### 3.5.18 REINSTALACIÓN DE ACCESORIOS EXTERNOS

Una vez terminados los trabajos al interior del separador, nuevamente ingresan los departamentos: eléctricos instrumentación, mecánico, construcciones para proceder con la reinstalación de los accesorios externos que se retiraron para su mantenimiento. Esto lo podemos ver en la Fig. 54.



**Figura 54:** Trabajos al exterior del separador

(V-130, PETROAMAZONAS, 2013)

En la Fig. 55, podemos observar de forma general, la finalización de los trabajos al exterior del separador.



**Figura 55:** Vista general del mantenimiento externo al separador

(V-130, PETROAMAZONAS, 2013)

### 3.5.19 FINALIZACIÓN DE TRABAJOS

Una vez terminados los trabajos de mantenimiento se procede con la realización de pruebas hidrostáticas en busca de fugas por bridas y válvulas, luego se procede con la limpieza

general del área, se cierran todos los permisos de trabajo, retiro de los aislamientos y se comunica al supervisor de operaciones planta que la actividad ha concluido para que ellos procedan con el ingreso en línea del separador.

### **3.5.20 INGRESO EN LÍNEA DEL SEPARADOR**

El día 26/FEBRERO/2013, en horas de la tarde aproximadamente a las 16:40 comienza a ingresar carga controlando el flujo con la válvula FV-130, y aproximadamente una hora se estabiliza el nivel del fluido en el separador con los parámetros normales de operación, se le da seguimiento hasta el siguiente día sin presentar novedades.

# **RESULTADOS Y DISCUSIÓN**

## **4 RESULTADOS**

En los mantenimientos realizados en el año 2013, se logró realizar un levantamiento total de información referente a los separadores trifásicos y de esta manera, poder realizar una predicción de los requerimientos para los futuros mantenimientos, también se realizó un levantamiento de información referente a materiales, equipos y repuestos para tener la previsión y reposición de estos en el almacén para futuras intervenciones o intervenciones emergentes.

### **4.1 LISTAS DE CHEQUEO**

Durante la realización del mantenimiento se evidencio la falta de un sistema que permita adelantarse a la realización de las diferentes actividades, por esta razón se realizaron unas listas de chequeo previas a la actividad del mantenimiento.

#### **4.1.1 LISTA DE CHEQUE DE AVANCE DE LOS TRABAJOS DE MANTENIMIENTO.**

La tabla 17 constituye la lista de chequeo de avance de los trabajos de mantenimiento, servirá para llevar el cronograma de avance de las diferentes tareas relaciones al mantenimiento de los separadores y deberá ser llenada por el encargado del equipo, que en este caso es el supervisor de operaciones de la planta de procesos.

**Tabla 17:** Lista de cheque de avance de los trabajos de mantenimiento

<b>AVANCE DE TRABAJOS DE MANTENIMIENTO DE SEPARADORES TRIFÁSICOS.</b>				
<b>TAG DEL SEPARADOR A INTERVENIR</b>				
<b>RESPONSABLE</b>				
<b>FECHA</b>				
<b>DESCRIPCIÓN DE TAREAS Y DELEGACIÓN DE RESPONSABLES:</b>				
	<b>TAREAS A REALIZAR</b>	<b>DEPARTAMENTO</b>	<b>NOMBRE Y FIRMA</b>	<b>FECHA CUMPLIMIENTO</b>
1	Realización de MOC, aprobaciones y realización de permisos de trabajo.			
2	Pruebas funcionales con equipo fuera de servicio y confirmación para inicio de trabajos de mantenimiento.			
3	Implementación de aislamiento Master en equipo.			
4	Chequeos ocupacionales del personal que va a ingresar al equipo.			
5	Inicio de trabajos de limpieza.			
6	Ejecución de trabajos de mantenimiento de accesorios internos.			
7	Mantenimiento de accesorios externos (Válvulas, bridas, etc)			
8	Mantenimiento de la instrumentación			
9	Listado de accesorios que requieren cambio.			
10	Inspecciones internas y generación de informes.			
11	Trabajos de samblasting y pintura interna			
12	Manejo de desechos generados (recolección y traslado hacia el relleno sanitario).			
13	Pruebas hidrostáticas.			
14	Retiro de aislamientos.			
15	Inspección previa al arranque.			
16	Puesta en marcha del separador			

#### **4.1.2 LISTA DE CHEQUEO DE HERRAMIENTAS Y EQUIPOS NECESARIOS**

La tabla 18 constituye la lista de chequeo de equipos y herramientas, servirá para tener un control de los equipos y herramientas especiales necesarias para la realización del mantenimiento, la misma deberá ser llenada por los encargados de las actividades de todos los departamentos involucrados.

**Tabla 18:** Lista de chequeo de herramientas y equipos necesarios

<b>LISTA DE CHEQUEO DE EQUIPOS Y HERRAMIENTAS NECESARIOS EN EL MANTENIMIENTO DE LOS SEPARADORES TRIFÁSICOS</b>			
<b>DEPARTAMENTO</b>	<b>NOMBRE Y FIRMA DEL RESPONSABLE</b>		
CONSTRUCCIONES			
OPERACIONES			
MANTENIMIENTO			
SSA			
FECHA:			
<b>EQUIPO O MATERIAL</b>	<b>SI</b>	<b>NO</b>	<b>OBSERVACIÓN</b>
<b>OPERACIONES</b>			
Candados y cadenas para aislamiento			
Panquecas			
Camión vacuum			
<b>CONSTRUCCIONES</b>			
Trajes desechables			
Sacos de yute			
Palas de madera			
Drumps para colocación de desechos			
Rollos de paño absorbente			
Mangueras para alta presión			
<b>MANTENIMIENTO</b>			
Compresor de aire portátil			
Des humificador de aire			
Llaves anti chispas			
Luminarias para áreas clasificadas			
Campanas de aire			
<b>SSA</b>			
Detector de gas portátil.			
Extintores portátiles			
Autobomba			
Equipo contra incendios (mangueras, llaves, (Bifurcadoras)			

### **4.1.3 LISTA DE CHEQUEO PREVIO AL ARRANQUE.**

La tabla 19 constituye la lista de chequeo previo al arranque, deberá ser llenada una vez terminado los trabajos del mantenimiento, y servirá para tener un control de todas las actividades, cambios y salvaguardas que se realizaron e implementaron en el equipo una vez terminadas las actividades así como los planes de acción a realizar si se encontraran novedades. Además servirá para tener la aprobación o no de la gerencia para la puesta en línea del separador intervenido.

**Tabla 19:** Lista de chequeo previo al arranque.

LISTA DE CHEQUEO PREVIO AL ARRANQUE						
TAG DE EQUIPO INTERVENIDO						
RESPONSABLE						
FECHA						
DESCRIPCIÓN DE TAREAS REQUERIDAS:						
	ITEMS REQUERIDO	DEPARTAMENTO	SI	NO	NOMBRE Y FIRMA DEL RESPONSABLE	PLAN DE ACCIÓN
1	Se tienen disponibles los procedimientos de: Seguridad, Operación y Mantenimiento.					
2	El equipo ha sufrido modificaciones en su diseño luego del mantenimiento.					
3	Se tienen disponibles los diagramas, planos, P&IDS, etc.					
4	Se realizaron pruebas de presión de tuberías, equipos, empaques, sellos, etc.					
5	Se verificaron y/o realizaron pruebas del setting de las válvulas de alivio, seguridad.					
6	Se realizaron pruebas de funcionamiento de las válvulas de control y manuales.					
7	Se realizó la calibración de los instrumentos y confirmación de los settings.					
8	Se realizó el chequeo de la lógica de control y las paradas de emergencia.					
9	Realización de pruebas de funcionamiento del sistema de control de fuego y gas.					
10	Se ha realizado el análisis de riesgos de equipos críticos.					
11	Se ha contemplado el entrenamiento para los empleados involucrados en la operación.					
12	Se tienen disponibles y operables los equipos contra incendios (extintores, monitores).					
13	Las rutas de escape están libres y correctamente identificadas.					
14	Todos los aislamientos han sido correctamente reinstalados.					
15	Realización de un recorrido físico para verificar todos los cambios realizados.					
16	Otros					
GRUPO DE TRABAJO						
NOMBRE		DEPARTAMENTO	POSICIÓN		FIRMA	FECHA
		OPERACIONES				
		CONSTRUCCIONES				
		MANTENIMIENTO				
		SSA				
APROBACIÓN PARA PUESTA EN MARCHA DEL EQUIPO						
TODOS LOS ITEMS HAN SIDO COMPLETADOS (SI/NO)		ACCIONES A TOMAR	SE APRUEBA EL ARRANQUE (SI/NO)	GERENTE DE CAMPO (NOMBRE Y FIRMA)		FECHA

## **4.2 PLAN DE MANTENIMIENTO**

El seguimiento realizado durante el año 2013 a las actividades del mantenimiento de los separadores V-120/130/140/150 ha servido para desarrollar el plan de mantenimiento con la estimación de tiempo en la realización de cada actividad. La tabla 20 contempla todas las actividades y será llamada “PLAN DE MANTENIMIENTO PARA LOS SEPARADORES TRIFÁSICOS EPF”.

**Tabla 20:** Plan de mantenimiento para los separadores trifásicos del EPF

<b>PLAN DE MANTENIMIENTO PARA LOS SEPARADORES TRIFÁSICOS DEL EPF</b>			
<b>TAREA</b>	<b>DESIGNACIÓN</b>	<b>DESCRIPCIÓN DE TAREA</b>	<b>TIEMPO</b>
1	CR-EY-SP	****RETIRAR DE LÍNEA EL SEPARADOR SIGUIENDO EL RESPECTIVO PROCEDIMIENTO	:12:00
2	CR-EY-SP/AP	**** IMPLEMENTACIÓN DE AISLAMIENTO MASTER EN SEPARADOR	:06:00
3	CR-EY-AP	****DRENAR FLUIDO HACIA EL V-510 HASTA LLEGAR A UNA PRESIÓN DE 20 PSI	:24:00
4	CR-EY-SP/AP	****INTRODUCIR AGUA DE FORMACIÓN CON EL CAMIÓN VACUMM A PRESIÓN MÁXIMA DE 20 PSI	:12:00
5	CR-EY-SP	****IMPLEMENTACIÓN DE AISLAMIENTO MASTER AL SEPARADOR	:06:00
6	CR-EY-AP	****DRENAR EL FLUIDO A TRAVÉS DE VÁLVULAS MANUALES HACIA EL V-510	:06:00
7	CR-EY-IC/AC	****REALIZAR VENTEO CON AYUDA DEL COMPRESOR PORTÁTIL	:06:00
8	CR-EY-ES	****MONITOREO DE RADIOACTIVIDAD Y ATMOSFERA AL INTERIOR DEL SEPARADOR	:03:00
9	CR-EY-IC/AC	****COLOCAR DES HUMIFICADOR DE AIRE PARA CONFORT DE PERSONAL QUE INGRESA AL SEPARADOR	:03:00
10	CR-EY-MD	****CHEQUEO MEDICO DE PERSONAL QUE VA A INGRESAR AL SEPARADOR	:06:00
11	CR-EY-IC/AC	****INGRESO DE PERSONAL DE OBRA CIVIL PARA RETIRO DE SEDIMENTOS	:36:00
12	CR-EY-AC/ES	****RECOPIRAR SEDIMENTOS EN TANQUES Y TRASLADO HACIA PISCINAS DE BIORREMEDIACIÓN	:12:00
13	CR-EY-IQ	****TOMA DE MUESTRA DE SOLIDOS PARA REALIZAR ANÁLISIS EN LABORATORIO DE QUÍMICOS	:06:00
14	CR-EY-AC	****LIMPIEZA DEL INTERIOR DEL SEPARADOR CON DESENGRASANTE Y AGUA A PRESIÓN DEL SCI	:12:00
15	CR-EY-TIM/AIM	****INSPECCIÓN VISUAL DEL INTERIOR DEL SEPARADOR	:03:00
16	CR-EY-TIM	****GENERAR REPORTE DE INSPECCIÓN VISUAL INTERNA DEL SEPARADOR	:03:00
17	CR-EY-IC/AC	****RETIRO DE ACCESORIOS INTERNOS PARA REALIZAR MANTENIMIENTO	:36:00

18	CR-EY-IC/AC	****MANTENIMIENTO GENERAL DEL EXTERIOR DEL SEPARADOR	:24:00
19	CR-EY-TM/AM	****RETIRO DE ACCESORIOS EXTERNOS PARA REALIZAR MANTENIMIENTO	:24:00
20	CR-EY-TI/AI	****RETIRO DE INSTRUMENTACIÓN PARA REALIZAR MANTENIMIENTO	:24:00
21	CR-EY-TIM/AIM	****MEDICIÓN DE ESPESOR DE PINTURA INTERNA	:12:00
22	CR-EY-TIM	****GENERAR REPORTE DE MEDICIÓN DE ESPESOR DE PINTURA INTERNA	:06:00
23	CR-EY-TIM/AIM	****MEDICIÓN DE ESPESOR DE MATERIAL DEL CUERPO DEL SEPARADOR	:12:00
24	CR-EY-TIM	****GENERAR REPORTE DE MEDICIÓN DE ESPESOR DE MATERIAL DEL CUERPO DEL SEPARADOR	:06:00
25	CR-EY-PS	***REALIZAR TRABAJOS DE SAMBLASTING AL INTERIOR DEL SEPARADOR	:36:00
26	CR-EY-PS	****COLOCACIÓN DE PRIMERA CAPA DE PINTURA	:12:00
27	CR-EY-PS	****ESPERAR TIEMPO DE CURADO DE PINTURA DE ACUERDO A RECOMENDACIÓN DEL FABRICANTE	:00:00
28	CR-EY-PS	****COLOCACIÓN DE SEGUNDA CAPA DE PINTURA	:12:00
29	CR-EY-PS	****ESPERAR TIEMPO DE CURADO DE PINTURA DE ACUERDO A RECOMENDACIÓN DEL FABRICANTE	:00:00
30	CR-EY-TIM/IQ	****REALIZAR CALCULO PARA DIMENSIONAR ÁNODOS DE SACRIFICO	:06:00
31	CR-EY-IC/AC	****COLOCACIÓN DE ACCESORIOS AL INTERIOR DEL SEPARADOR	:36:00
32	CR-EY-TM/AM	****COLOCACIÓN DE ACCESORIOS EXTERNOS DEL SEPARADOR	:36:00
33	CR-EY-TI/AI	****COLOCACIÓN DE INSTRUMENTACIÓN	:36:00
34	CR-EY-SP	****RETIRO DE AISLAMIENTO MASTER DEL SEPARADOR	:03:00
35	CR-EY-IC/AC	****RETIRO DE HERRAMIENTAS, EQUIPOS, PERSONAL Y LIMPIEZA GENERAL DEL ÁREA	:12:00
36	CR-EY-SP	****PUESTA EN LÍNEA DEL SEPARADOR	:00:00

Las abreviaturas que se utilizaron para la descripción de los cargos de todos los que intervienen en el mantenimiento son las siguientes:

CR-EY-SP	SUPERVISOR DE PLANTA
CR-EY-AP	AYUDANTE DE PLANTA
CR-EY-IC	INSPECTOR DE CONSTRUCCIONES
CR-EY-AC	AYUDANTE DE CUADRILLA
CR-EY-TIM	TÉCNICO DE INTEGRIDAD MECÁNICA
CR-EY-AIM	AYUDANTE DE INTEGRIDAD MECÁNICA
CR-EY-TM	TÉCNICO MECÁNICO
CR-EY-AM	AYUDANTE MECÁNICO
CR-EY-TI	TÉCNICO INSTRUMENTISTA
CR-EY-AI	AYUDANTE DE INSTRUMENTACIÓN
CR-EY-ES	ESPECIALISTA DE SEGURIDAD
CR-EY-PS	PINTOR SAMBLASTEADOR
CR-EY-MD	MEDICO
CR-EY-IQ	INGENIERO QUÍMICO

### 3 REPUESTOS

Finalmente se realizó un levantamiento de los repuestos necesarios que se deben tener en stock durante la realización del mantenimiento de los separadores, así como las cantidades que se requerirían en cada intervención, esto lo podemos identificar en la tabla 21.

Este listado de repuestos ayudara para no retrasar las tareas del mantenimiento así como mejorar la realización de trabajos correctivos en elementos que deban ser reemplazados, evitando dejar pendientes futuros que pudieran ocasionar paradas inesperadas.

**Tabla 21: Stock de repuestos necesarios para el mantenimiento de los separadores trifásicos EPF**

REPUESTOS REQUERIDOS PARA EL MANTENIMIENTO DE LOS SEPARADORES TRIFÁSICOS				
Descripción	Unidad Medida	Fabricante	Número de Parte	Cant. Req.
MONITOR, TYPE: ROTARY POSITION, VOLTAGE: 6.5V, CURRENT TYPE: DC, W/ 2SPDT EXPLOSION PROOF.	EA	WESTLOCK	2007NBY2B2M0200	2
TRANSMITTER, UNIVERSAL II, WITH TIME DELAY, CHASSIS ONLY, F/LIT-120/130 & LIT 121/131, "DREXELBROOKS".	EA	AMETEK DREXELBROOK	408-8202-001-00	2
MODULE ELECTRONIC, F/PRESSURE INDICATOR TRANSDUCER 120/130 3051TG3A2B21AS5E5M5Q4, "ROSEMOUNT".	EA	ROSEMOUNT	03031-0001-0002	2
MODULE ELECTRONIC, F/TEMPERATURE INDICATOR TRANSDUCER 120/130 3144D1E5M5X1Q4, "ROSEMOUNT".	EA	ROSEMOUNT	03144-3011-0007	1
SENSOR, RTD, F/MODULE ELECTRONIC, F/TEMPERATURE INDICATOR TRANSDUCER 120/130 3144D1E5M5X1Q4.	EA	ROSEMOUNT	0068N21N00N120E5	2
BUTTERFLY VALVE 16",BETTIS G SERIES ACT,1/2" 64R,64 MTG,252 1/4".	EA	FISHER	V111653X012	2
PLUG STEM ASSEMBLY, F/PY/PV-120 & 130, 2" 657-ET, 150# RF VALVE, "FISHER".	EA	FISHER	1V657X0062	2
BEARING,THRUST,KF PART No. 04503-20024; TAG No. OR MODEL: 4"A22R, 4" RP BALL VALVES.	EA	KF INDUSTRIES	04503-20024	2
BALL, 3/4" BORE SS SER B/BH & 8300, ABSLTS 1006104/1006309, KF MS 316000.	EA	KF INDUSTRIES	03309-007192	2
BALL, 3" FP-4" RP CS FLOATING, KF MS-1215001, 1018001, 0350401, F/4" RP BALL VALVE, A22R, 2155-12311.	EA	KF INDUSTRIES	01948-001	1
BALL, 6" BORE CL 150 CS SER F BLV, KFMS-0350401, REPLACES 1006801, F/8" RP BALL VALVE, A2R.	EA	KF INDUSTRIES	01708-001	1
STEM ASSY, 4RP 150 CS FLTG BLV; KF PART No. N2052-001, TAG No. OR MODEL: 4"A22R, 4" RP BALL VALVES.	EA	KF INDUSTRIES	N2052-001	1
STEM PKF, FS 6" BORE, 150 SER F, F/8" RP BALL VALVE, A2R.	EA	KF INDUSTRIES	03948-219	2
STEM, 6" BORE CL 150 CS SER F BLV, KF MAT SPEC 1018001; TAG No. OR MODEL: 8"A2RF, 8" FP BALL VALVES.	EA	KF INDUSTRIES	01750-001	2
STEM PKG, WRAPPED, FS/8" BORE FA, F/8" FP BALL VALVE, A2RF, 3766-1111213.	EA	KF INDUSTRIES	03944-008	2
GASKET, FLEX STYLE CG, 304SS WINDINGS CS OUTER RING, 1/8", F/3" 150#, RF VALVE "TAYLOR".	EA	TAYLOR	N/D	2
GASKET, FLEX STYLE CG, 304SS WINDINGS CS OUTER RING, 1/8", F/4" 150#, RF VALVE "TAYLOR".	EA	TAYLOR	N/D	3
SEAT, SUB SEAL, FS-8" BORE T BLV, F/8" FP BALL VALVE, A2RF, 3766-1111213.	EA	KF INDUSTRIES	03900-008	2
SEAT, TEFLON 2" ALL SERIES, KF MAT SPEC TFE0002, F/2" RP BALL VALVE, A22R & A2R, 2150-12911.	EA	KF INDUSTRIES	01462-002	2
SEAT, TEFLON 2" FP 3" RP, KF MAT SPEC TFE0002, F/3" RP BALL VALVE, A22R & A2R, 2153-12311.	EA	KF INDUSTRIES	01471-002	2
SEAT, TEFLON 3" FP 4" RP, KF MAT SPEC TFE0002, F/4" RP BALL VALVE, A22R, 2155-12311.	EA	KF INDUSTRIES	01472-002	1
SPRING, WAVE, 14" BORE CS SER P, KF MAT SPEC 1075001, F/16" RP BALL VALVE, C2R, AA-6185-099.	EA	KF INDUSTRIES	05740-003	2
O-RING, BUNA, N70 DURO, KF MAT SPEC NBR-0031, F/8" FP BALL VALVE, A2RF, 3766-1111213.	EA	KF INDUSTRIES	04508-269	2

O-RING, BUNA, N70 DURO, KF MAT SPEC NBR-0031, F/8" FP BALL VALVE, A2RF, 3766-1111213.	EA	KF INDUSTRIES	04508-278	1
O-RING, F/4" 150#, RF, SWING CHECK VALVE, 7779-1139KB3221 "KF".	EA	KF INDUSTRIES	04509-244	1
O-RING, VITON 75 DURO, KF MAT SPEC VTN-0032; TAG No. OR MODEL: 4"A22R, 4" RP BALL VALVES.	EA	KF INDUSTRIES	04509-248	2
O-RING, VITON 75 DURO, KF MAT SPEC VTN0032, F/3" RP BALL VALVE, A22R & A2R, 2153-12311.	EA	KF INDUSTRIES	04509-151	2
O-RING, VITON 75 DURO, KF MAT SPEC VTN0032, F/8" RP BALL VALVE, A2R.	EA	KF INDUSTRIES	04509-219	2
O-RING, BUNA, N90 DURO, KF MAT SPEC NBR-0035, F/16" RP BALL VALVE, C2R, AA-6185-099 & AA-6186-099.	EA	KF INDUSTRIES	04608-340	2
O-RING, BUNA, N90 DURO, KF MAT SPEC NBR-0035, F/16" RP BALL VALVE, C2R, AA-6185-099 & AA-6186-099.	EA	KF INDUSTRIES	04608-467	2
SEAL RING / SPRING, RADIAL P/N: 10A3261X012 , "FISHER" FOR VALVE MODEL ET, 8" CLASS 150, SERIAL 17018833.	EA	FISHER	10A3261X012	2
SEAT RING P/N: 20A3260X012 , "FISHER" FOR VALVE MODEL ET, 8" CLASS 150, SERIAL 17018833.	EA	FISHER	20A3260X012	2
PLUG / STEM ASSEMBLY P/N: 21A5356X052 , "FISHER" FOR VALVE MODEL ET, 8" CLASS 150, SERIAL 17018833.	EA	FISHER	21A5356X052	1
GASKET, SET, F/LY/LV-120 & 130, 6"X4" 667-EWT, SZ 45 VALVE, "FISHER".	SET	FISHER	RGASKETX212	2
GASKET, SET, F/PY/PV-120 & 130, 2" 657-ET, 150# RF VALVE, "FISHER".	SET	FISHER	RGASKETX182	2
GAUGE, F/POSITIONER 3582i, F/LY/LV-120 & 130, 6"X4" 667-EWT, SZ 45 VALVE, "FISHER".	EA	FISHER	11B4040X022	2
SEAL, RING, 16 CL300, PTFE, FGS, 13H2, FOR TYPE 8532 HIGH PERFORMANCE BUTTERFLY VALVE 16", BETTIS.	EA	FISHER	V111629X012	1
SERVICE KIT, MAJOR, DRIVE MODULE, F/PNEU, SPRG-RETRN ACTUATOR, G4016-SR4, F/SDV-120 & 130, "BETTIS".	KIT	BETTIS	122489	2
GASKET, BONNET, F/2" 150#, RF, GLOVE VALVE, A4R, MODEL 5275F, "WALWORTH".	EA	WALWORTH	N/D	2
STEM PACKING SET, F/2" 150#, RF, GLOVE VALVE, A4R, MODEL 5275F, "WALWORTH".	SET	WALWORTH	N/D	2
O-RING, VITON BODY SEAL, KF MAT SPEC VTN0032, F/2" RP BALL VALVE, A22R & A2R, 2150-12911.	EA	KF INDUSTRIES	04509-144	2
SEAT, ASSY, 14" BORE CS/NYL C P2, KF MAT SPEC NBR-0032, F/16"	EA	KF INDUSTRIES	05794-091	1
O-RING, BONNET, F/4" 150#, RF, SWING CHECK VALVE, 7779-1139KB3221 "KF".	EA	KF INDUSTRIES	04509-255	1
O-RING, BUNA 70 DURO WEATHER SEAL, KF MS NBR0031, F/3" RP BALL VALVE, A22R & A2R, 2153-12311.	EA	KF INDUSTRIES	04406-01701	2
O-RING, BUNA 70 DURO WEATHER SEAL, KF MS NBR0031, F/4" RP BALL VALVE, A22R, 2155-12311.	EA	KF INDUSTRIES	04406-12001	1
BEARING, THRUST, 1.570/1.580 x 2-1/8, F/8" RP BALL VALVE, A2R.	EA	KF INDUSTRIES	04503-25034	2
BEARING, THRUST, 1/16" THK, 3-3/4" OD, F/16" RP BALL VALVE, C2R, AA-6185-099 & AA-6186-099.	EA	KF INDUSTRIES	04501-00060	1
BEARING, THRUST, NYLON, 1/16" THK, F/16" RP BALL VALVE, C2R, AA-6185-099 & AA-6186-099.	EA	KF INDUSTRIES	04501-47060	1

O-RING, BUNA, N70 DURO, KF MAT SPEC NBR-0031, F/16" RP BALL VALVE, C2R, AA-6185-099 & AA-6186-099.	EA	KF INDUSTRIES	03235-036	2
O-RING, BUNA, N70 DURO, KF MAT SPEC NBR-0031, F/16" RP BALL VALVE, C2R, AA-6185-099 & AA-6186-099.	EA	KF INDUSTRIES	04508-332	2
O-RING, BUNA, N70 DURO, KF MAT SPEC NBR-0031, F/16" RP BALL VALVE, C2R, AA-6185-099 & AA-6186-099.	EA	KF INDUSTRIES	04508-336	1
O-RING, BUNA, N70 DURO, KF MAT SPEC NBR-0031, F/16" RP BALL VALVE, C2R, AA-6185-099 & AA-6186-099.	EA	KF INDUSTRIES	04508-340	2
O-RING, BUNA, N70 DURO, KF MAT SPEC NBR-0031, F/16" RP BALL VALVE, C2R, AA-6185-099 & AA-6186-099.	EA	KF INDUSTRIES	04508-382	2
O-RING, BUNA, N70 DURO, KF MAT SPEC NBR-0031, F/16" RP BALL VALVE, C2R, AA-6185-099 & AA-6186-099.	EA	KF INDUSTRIES	04508-383	2
GASKET, FLEX STYLE CG, 304SS WINDINGS CS OUTER RING, 1/8", F/6" 150#, RF VALVE "TAYLOR".	EA	TAYLOR	N/D	2
BEARING,STEM,NYLON 3FP 4RP, KF MAT SPEC NYL0001; KF PART No. 04501-20028; TAG No. OR MODEL: 4"A22R, 4" .	EA	KF INDUSTRIES	04501-20028	2
GASKET, FLEX STYLE CG, 304SS WINDINGS CS OUTER RING, 1/8", F/8" 150#, RF VALVE "TAYLOR".	EA	TAYLOR	N/D	2
DISC SEAT, P/N: 20A4467X012, "FISHER" FOR VALVE MODEL ET, 8" CLASS 150, SERIAL 15810764.	EA	FISHER	20A4467X012	2
DISC RETAINER, P/N: 10A4466X012, "FISHER" FOR VALVE MODEL ET, 8" CLASS 150, SERIAL 15810764.	EA	FISHER	10A4466X012	2
CAGE, EQ%, P/N: 20A3245X012, "FISHER" FOR VALVE MODEL ET, 8" CLASS 150, SERIAL 15810764.	EA	FISHER	20A3245X012	2
STEM, PLUG, P/N: 1K588035162, "FISHER" FOR VALVE MODEL ET, 8" CLASS 150, SERIAL 15810764.	EA	FISHER	1K588035162	3
BOLT,U,PENBERTHY PART No. REF #100;TAG No. OR MODEL: LG-120, LG-130, 3RL8.	EA	PENBERTHY	REF #100	2
SWITCH, PRESSURE LOW, MINI-HERMET, SPDT, EXPL-PRF, SS, VITON O-RING, ADJ, F/PSL-120&130, "SOR".	EA	SOR	OEM 9013-103	2
REPAIR KIT, MAIN VALVE, F/PSV-120A/B & PSV-A30A/B, PRESSURE STEAM VALVE, 45305R68/S1 "AGCO".	KIT	AGCO	06.3365.017	2
REPAIR KIT, PILOT, F/PSV-120A/B & PSV-A30A/B, PRESSURE STEAM VALVE, 45305R68/S1 "AGCO".	KIT	AGCO	04.4749.764	2
CAGE, F/LY/LV-120 & 130, 6"X4" 667-EWT, SZ 45 VALVE, "FISHER".	EA	FISHER	2U741348932	2
CAGE, F/PY/PV-120 & 130, 2" 657-ET, 150# RF VALVE, "FISHER".	EA	FISHER	2U741048932	2
GASKET,16 CL300,GARLOCK 3300,FOR TYPE 8532 HIGH PERFORMANCE BUTTERFLY VALVE 16".	EA	FISHER	V139033X022	1
PACKING, SET, F/LY/LV-120 & 130, 6"X4" 667-EWT, SZ 45 VALVE, "FISHER".	SET	FISHER	RPACKX00022	4
PACKING SET,V-RING,2-1/4 X 3,7RINGS+1M+1F,PTFE,FMS 17D7	SET	FISHER	V110631X012	1
RING, BACK-UP, F/LY/LV-120 & 130, 6"X4" 667-EWT, SZ 45 VALVE, "FISHER".	EA	FISHER	1V659805292	2

RING, BACK-UP, F/PY/PV-120 & 130, 2" 657-ET, 150# RF VALVE, "FISHER".	EA	FISHER	1V550705292	2
RING, SEAL, F/LY/LV-120 & 130, 6"X4" 667-EWT, SZ 45 VALVE, "FISHER".	EA	FISHER	1V659805092	2
RING, SEAL, F/PY/PV-120 & 130, 2" 657-ET, 150# RF VALVE, "FISHER".	EA	FISHER	1V550805092	2
RING, SEAT, F/LY/LV-120 & 130, 6"X4" 667-EWT, SZ 45 VALVE, "FISHER".	EA	FISHER	1V676433092	1
RING, SEAT, F/PY/PV-120 & 130, 2" 657-ET, 150# RF VALVE, "FISHER".	EA	FISHER	1U222635072	2
DISC, F/4" 150#, RF, SWING CHECK VALVE, 7779-1139KB3221 "KF".	EA	KF INDUSTRIES	15676-1521	1
GASKET, BNT-FS, 14" BORE, 150/300 P, F/16" RP BALL VALVE, C2R, AA-6185-099 & AA-6186-099.	EA	KF INDUSTRIES	03897-246	2
GASKET, SPRL W/GRFOIL SS 6" BORE F, OBSOLETES 1102321, KF MAT SPEC 1018001, F/8" RP BALL VALVE, A2R.	EA	KF INDUSTRIES	03888-154210822	2
PACKING, STM-FS, 14" BORE 150/300, F/16" RP BALL VALVE, C2R, AA-6185-099 & AA-6186-099.	EA	KF INDUSTRIES	03942-332	2
RING, RETAINER, .081, F/3" RP BALL VALVE, A22R & A2R, 2153-12311.	EA	KF INDUSTRIES	04100-087	2
RING, RETAINER, 1.250 .050/.002, F/4" RP BALL VALVE, A22R, 2155-12311.	EA	KF INDUSTRIES	04100-125	1
SEAL, BODY, 3/4" BORE, PTFE B/BH, ABSLTS 1102065, KF MS TFE0011, F/1.	EA	KF INDUSTRIES	4498-1341471371	2
SEAT, PTFE 3/4" BORE SER B/RN, ABSLTS 1016427, KF MS TFE 6, F/1".	EA	KF INDUSTRIES	05281-006	2
SEAT, F/4" 150#, RF, SWING CHECK VALVE, 7779-1139KB3221 "KF".	EA	KF INDUSTRIES	15781-151	1
SEAT, 8" BORE CS/NYL FA BLV, F/8" FP BALL VALVE, A2RF, 3766-1111213.	EA	KF INDUSTRIES	05945-011	2
SPRING, WAVE, 8" BORE FA BLV, KF MATSPEC 1770001, F/8" FP BALL VALVE, A2RF, 3766-1111213.	EA	KF INDUSTRIES	02632-001	2
STEM ASSY, 2" BORE 150 CS FLTG BLV, F/3" RP BALL VALVE, A22R & A2R, 2153-12311.	EA	KF INDUSTRIES	N1982-001	2
STEM ASSY, 3/4" FP 1" RP SS SER B BLV, KF MS 3160002, F/1" RP BALL VALVE, J2S & A22R 6104-21221 AND 3/4".	EA	KF INDUSTRIES	05259-092	1
O-RING, VITON STEM SEAL, KF MAT SPEC VTN0032, F/4" RP BALL VALVE, A22R, 2155-12311.	EA	KF INDUSTRIES	04509-214	2

**CONCLUSIONES**  
**Y**  
**RECOMENDACIONES**

## 5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

### 5.1 CONCLUSIONES

- Al finalizar este trabajo se pudo concluir que las actividades que se realizaron en los separadores intervenidos fueron muy puntuales y hace falta la aplicación de mayores tecnologías y técnicos especializados en ensayos no destructivos. PETROAMAZONAS ha pedido que para futuras intervenciones se contrate a empresas especializadas en la realización de estos trabajos, dicho así el plan de mantenimiento deberá ser revisado en las próximas intervenciones, para que pueda ser de utilidad y tener un estimado más real de las tareas y tiempos de duración en la realización del mantenimiento.
- Al finalizar los trabajos se hizo un análisis de las fallas más recurrentes, y se encontró que el factor común en los cuatro separadores intervenidos fue:  
En la parte interna:  
Pérdida de espesor en la capa de pintura interna.  
El consumo total de los ánodos de sacrificio.  
La oxidación de accesorios en la salida de gas.  
En la parte externa:  
Presencia de óxido en pernos de bridas.  
Presencia de oxidación leve en válvulas y bridas por pérdida de la pintura.  
Daños en el recubrimiento del aislamiento del recipiente.  
Oxidación en juntas de válvulas, especialmente en las de descarga de agua.
- El análisis realizado con relación a la pérdida de espesor de la pintura, revelo que está relacionado a la presión y temperatura de trabajo al interior del separador y a la acción abrasiva del fluido que ingresa al separador.

- La presencia de óxido en la mayoría de juntas y válvulas, y pernos es causada por la pérdida de la pintura externa, la misma que es ocasionada por las condiciones climáticas características del lugar donde están ubicados los separadores. Pero la presencia de corrosión, en las juntas de las bridas y válvulas es ocasionada por corrosión galvánica, este efecto ya fue precedido con anterioridad en el ANEXO VIII podemos ver un reporte realizado el año 2010, donde hay recomendaciones que no se siguieron y que pueden ocasionar fallas graves en los separadores.

## **5.2 RECOMENDACIONES**

- El próximo mantenimiento deberá ser en 3 años de acuerdo al cálculo de tiempo de vida útil de los ánodos de sacrificio.
- Se debe evitar el contacto directo entre bridas y válvulas de los separadores V-120, V-130, V-140, V150 y V-20160 con el fin de minimizar los procesos de corrosión galvánica. Para esto se deberá instalar juntas de aislamiento dieléctrico con el fin de evitar los fenómenos de corrosión galvánica.
- Se debe realizar un procedimiento de operación que permita el drenaje mediante los Bleed Ring con el fin de minimizar la acumulación de electrolitos en las juntas de las bridas y de esta manera minimizar el efecto corrosivo.
- El seguimiento realizado durante las tareas de mantenimiento a los separadores durante el año 2013 ayudo a la elaboración de este plan de mantenimiento, este plan ayudara a mejorar la organización de las tareas durante futuros mantenimientos, pero deberá ser sometido a una revisión periódica a medida que se realicen nuevas intervenciones ya que en cada intervención se realizan mejoras en los procesos de mantenimiento para poder alargar el tiempo entre fallas.

## NOMENCLATURA

**RGP:** Relación gas-petróleo

**SPC:** Sistema de protección catódica.

**API:** Instituto americano del petróleo

**ACFM:** Alternar medición de corriente de campo.

**ASME:** American Society of Mechanical Engineers.

**CUI:** Corrosión bajo aislamiento. (Corrosion under insulation)

**CMLs:** Localizaciones de monitorización condición. (Condition monitoring locations)

**NDE:** Examen no destructivo.

**MT:** técnica de examen de partículas magnéticas.

**PT:** técnica de examen líquidos penetrantes.

**RBI:** Inspección basada en riesgo.

**LEL:** Limite de explosividad inferior.

**H2S:** Azufre.

**SCBA:** Equipo de protección respiratoria auto asistida.

**PPM:** Partes por millón.

**MSDS:** Hoja de datos de materiales (Material Safety Data Sheet).

**MOC:** Manejo Operativo de Cambios (Management of Operational Changes)

## GLOSARIO

**Alteración:** Cambio físico en los componentes que tienen implicaciones de diseño que afectan a la capacidad de contención de la presión de un recipiente de presión más allá del alcance se describe en los informes de datos existentes.

**Código ASME:** se refiere a la ASME para Calderas y Recipientes a Presión Código incluidas sus adiciones, y los casos de código.

**Autorización:** Aprobación / acuerdo para llevar a cabo una actividad específica (por ejemplo, la reparación) antes de la actividad que se realiza.

**Autorizada inspector de recipientes a presión:** un empleado de una agencia de inspección autorizada que esté calificado y certificado para llevar a cabo las inspecciones previstas en este código de inspección.

**Localizaciones de monitorización condición (CMLs):** Áreas Designadas sobre recipientes a presión donde se realizan los exámenes periódicos. Anteriormente, se les conocía normalmente como "lugares de monitoreo de espesores (TMLS)".

**Código de construcción:** El código o norma de un recipiente que fue construido originalmente como API / ASME, API, o Especial del Estado / no ASME.

**Velocidad de corrosión:** La tasa de pérdida de metal debido a la reacción con su medio ambiente.

**Especialista en corrosión:** Una persona que sea aceptable para el propietario / usuario, que tenga conocimientos y experiencia en daños por corrosión mecanismos, la metalurgia, la selección de materiales y técnicas de monitoreo de corrosión.

**Corrosión bajo aislamiento (CUI):** Se refiere a todas las formas de corrosión bajo aislamiento incluyendo corrosión bajo tensión.

**Defecto:** Una imperfección, cuyo tipo o tamaño, excede los criterios de aceptación aplicables.

**Documentación:** Los registros que contienen descripciones de la formación específica, la inspección, la ECM, y las actividades de pruebas de presión, o procedimientos para llevar a cabo estas actividades.

**Ingeniero:** Ingeniero de recipientes de presión.

**Examinador:** Una persona que asiste al inspector al realizar el examen no destructivo específico (NDE) en los componentes de recipientes a presión, pero no evalúa los resultados de los exámenes de acuerdo con API 510, al no ser entrenado y autorizado para ello por el propietario / usuario en concreto.

**Inspección externa:** Una inspección visual realizado desde el exterior de un recipiente a presión para encontrar condiciones que podrían afectar a la capacidad del recipiente para mantener la integridad de la presión o condiciones que comprometen la integridad de las estructuras de soporte, por ejemplo, escaleras, plataformas.

**Evaluación aptitud para el servicio:** Una metodología mediante el cual los defectos y condiciones contenidos en un artículo del equipo son evaluados para determinar la integridad de los equipos para el servicio continuo.

**Corrosión general:** a la corrosión que se distribuye más o menos uniformemente sobre la superficie del metal.

**Imperfecciones:** fallos u otras discontinuidades observadas durante la inspección que pueden o no podrán sobrepasar los criterios de aceptación aplicables.

**Inspección en servicio:** Todas las actividades de inspección asociadas a un recipiente a presión una vez que ha sido puesto en servicio.

**Inspección:** El, o la evaluación interna externa sobre-corriente (o cualquier combinación de los tres) de la condición de un recipiente a presión.

**Código de inspección:** Título abreviado para API 510.

**Plan de inspección:** Una estrategia que define cómo y cuándo un recipiente a presión o un dispositivo de alivio de presión serán inspeccionados, reparados y / o mantenidos.

**Inspector:** Un título abreviado para un inspector de recipientes a presión autorizados.

**Inspección interna:** Una inspección realizada desde el interior de un recipiente a presión utilizando técnicas visuales y / o NDE.

**Corrosión localizada:** la corrosión que se limita a un área limitada de la superficie del metal.

**Recipiente de presión:** Un contenedor diseñado para soportar la presión interna o externa.

**Procedimientos:** Un documento que especifica o describe cómo una actividad se va a realizar. Puede incluir métodos que han de emplearse, equipos o materiales que se utilizarán, las calificaciones del personal involucrado y la secuencia de trabajo.

**Reparación:** El trabajo necesario para restaurar un recipiente a una condición adecuada para un funcionamiento seguro en las condiciones de diseño.

**Espesor requerido:** El espesor mínimo sin tolerancia de corrosión para cada elemento de un recipiente a presión sobre la base de los cálculos de códigos de diseño adecuados y código de tensiones admisibles que consideran la presión, mecánica y cargas estructurales.

**Inspección basada en riesgo (RBI):** Un proceso de evaluación y gestión de riesgos que se centra en la planificación de la inspección de la pérdida de la contención de los equipos a presión en las instalaciones de procesamiento, debido al deterioro del material.

**Reparaciones temporales:** Las reparaciones a los recipientes a presión para restaurar la integridad suficiente para continuar la operación segura hasta que las reparaciones permanentes se pueden realizar

**Permiso De Trabajo:** Política de PETROAMAZONAS EP para la realización de actividades dentro de sus operaciones.

**Permiso de trabajo en frío:** Actividad que no requiere ni generar fuentes de ignición pero necesitan aislamiento mecánico o eléctrico dentro o fuera de áreas de riesgo.

**Permiso de trabajo en caliente:** Actividad que requiere o genera fuentes de ignición (soldadura, esmerilado, martilleo) y se ejecuta preferentemente en áreas de riesgo.

**Permiso de trabajo en espacio confinado:** Actividad en la cual personal debe ingresar a espacios cerrados o de difícil acceso.

**Espacio confinado tipo “A”:** Lugar que no demanda el uso de SCBA y sus contaminantes de aire estén por debajo del TLV.

**Espacio confinado tipo “B”:** Lugar que demanda el uso de SCBA y sus contaminantes de aire estén por encima del TLV.

**Vacuum:** Camión Tanquero provisto de un equipo de presión y vacío que sirve para succionar líquidos y luego evacuarlos en distintas locaciones de acuerdo a la necesidad.

## BIBLIOGRAFÍA

1. 2010 ASME. (2011). *Boiler & Pressure Vessel Code*. New York, NY.
2. API 58. (2009). *Risk-Based Inspection*. Washington, DC.
3. API 510. (2006). *Pressure Vessel Inspection Code: In-Service Inspection, Rating, Repair, and Alteration*. Washington, DC.
4. Calle, H. (2010). *Coalescencia, Aplicaciones en la Producción de Petróleo y Gas*.  
Obtenido de <http://www.scribd.com/doc/25027026/Coalescencia-Aplicaciones-en-la-Produccion-de-Petroleo-y-Gas>
5. Creus, S. (1991). *Fiabilidad y seguridad de procesos industriales*. Barcelona: Marcombo S.A.
6. Drake, Donald. (1996). *Curso de corrosión*. Quito: Petroproducción
7. Erol, I. (2010). *¿Preventivo, predictivo o correctivo?* Obtenido de <http://confiabilidad.net/articulos/preventivo-predictivo-o-correctivo/>
8. Geller, E. (2007). *Dictionary Of Engineering*. Second Edition: Managing Editor.
9. Gonzalo, F. Francisco, J. (2005). *Teoría Práctica Del Mantenimiento Industrial Avanzado*. 2da edición, Fundación Confemetal, Madrid.
10. Granja, B. (1987). *Estudio y diseño de separadores de dos y tres fases*. Escuela Superior Politécnica del Ejército, Institucional, Guayaquil.

11. Howard, B. B. (1987). *Petroleum Engineering Handbook*. Third Printing Society of Petroleum Engineers Richardson, TX, U.S.A.
12. Juan. (2005) *RCM - Mantenimiento Centrado en Confiabilidad*. Obtenido de <http://www.gestiopolis.com/operaciones/mantenimiento-centrado-en-confiabilidad-rcm.htm>
13. LeFeber R. B. and y otros. (1974). *Treating Oil Field Emulsions*. API Manual, Dallas, Texas.
14. Marfisi S. y Salager J, (2004). *Deshidratación de Crudo; Principios y Tecnologías*. Universidad de los Andes, Venezuela.
15. Masip, O. (2013). *Mantenimiento preventivo*. Obtenido de <http://www20.gencat.cat/docs/empresaiocupacio/03%20-%20Centre%20de%20documentacio/Documents/01%20-%20Publicacions/06%20-%20Seguretat%20i%20salut%20laboral/Arxius/QP%20Manteniment%20Preventiu%20CAST.pdf>
16. Mora G. (2009). *Mantenimiento planeación, ejecución y control*. Bogotá, Colombia: Alfaomega.
17. Petroamazonas. (2012). *Reglamento interno de seguridad y salud de los trabajadores*.
18. Petroamazonas. (2013). *Operaciones*. Obtenido de <http://www.petroamazonas.gob.ec/operaciones/>
19. Petroamazonas. (2013). *Sistema de normativa interna*. Obtenido de <http://cpfdom1.petroamazonas.ecpetro.corp/IT/NormativaInterna.nsf/>

20. Schlumberger. (2014). *Oilfield Glossary*. Obtenido de [http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/t/three-phase\\_separator.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/t/three-phase_separator.aspx)
21. Smith, V. (2001). *Oil and Gas Separators*. Petroleum Engineering Handbook, Meriand Corp, Houston.
22. Woodruff, J. (1968). *Crude Oil Tanks: Construction, Strapping, Gauging and Maintenance*. API Manual, The University of Texas at Austin, Texas.

# **ANEXOS**

# ANEXO I Resultados de inspección externa en separadores trifásicos

PETROAMAZONAS EP		RESUME	
<b>PETROAMAZONAS EP</b>			
<b>INTEGRIDAD MECÁNICA</b>			
<b>LISTA DE CHEQUEO PARA INSPECCIÓN DE VESSELS</b>			
<b>DATOS GENERALES</b>			
<b>ÓRDEN DE TRABAJO</b>	OT-130152215		
<b>FECHA DE INSPECCIÓN</b>	28-Apr-13		
<b>NUMERO DE VESSEL</b>	V-120		
<b>UBICACIÓN</b>	EPF- INLET SEPARADOR SKID 120		
<b>CAPACIDAD DE PROCESO</b>	45000 BBPD / 64000 BWPD		
<b>DIMENSIONES (Diam-Alt.)</b>	9' OD X 45 'S/S		
<b>TIPO</b>	HORIZONTAL		
<b>SERVICIO</b>	INLET SEPARATOR		
<b>CIMENTOS</b>			
-	Cimentación del suelo en buenas condiciones	SI	<input checked="" type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> NA <input type="checkbox"/>
-	Diques y/o sistemas de contención de tamaño adecuado y bien mantenidos	SI	<input checked="" type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> NA <input type="checkbox"/>
-	Recipiente bien asentado sobre la estructura base	SI	<input checked="" type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> NA <input type="checkbox"/>
-	Soportes o fundación libres de corrosión, distorsión, agrietamiento	SI	<input checked="" type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> NA <input type="checkbox"/>
-	Pernos de anclaje en buenas condiciones y sujetos	SI	<input checked="" type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> NA <input type="checkbox"/>
-	Hay adecuado drenaje y limpieza exterior	SI	<input checked="" type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> NA <input type="checkbox"/>
	OBSERVACIONES		
<b>CABEZA INFERIOR / IZQUIERDA*</b>			
-	Ausencia de fugas visibles	SI	<input checked="" type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> NA <input type="checkbox"/>
-	Cordones de soldadura en buenas condiciones (sin deterioro o corrosión)	SI	<input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> NA <input checked="" type="checkbox"/>
-	Buena condición de la pintura (sin ampollas, desprendimiento o deterioro)	SI	<input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> NA <input checked="" type="checkbox"/>
-	Superfície sin corrosión externa	SI	<input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> NA <input checked="" type="checkbox"/>
-	Superfície de las planchas uniforme (sin distorsiones)	SI	<input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> NA <input checked="" type="checkbox"/>
	OBSERVACIONES		
	<b>EQUIPO CON AISLAMIENTO TÉRMICO</b>		
	Visto desde GENERADORES		
<b>CUERPO</b>			
-	Superfície de las planchas uniforme (sin distorsiones)	SI	<input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> NA <input checked="" type="checkbox"/>
-	Cordones de soldadura en buenas condiciones (sin deterioro o corrosión)	SI	<input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> NA <input checked="" type="checkbox"/>
-	Ausencia de fugas visibles	SI	<input checked="" type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> NA <input type="checkbox"/>
-	Estructura de la escalera en buenas condiciones	SI	<input checked="" type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> NA <input type="checkbox"/>
-	Buena condición de la pintura (sin ampollas, desprendimiento o deterioro)	SI	<input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> NA <input checked="" type="checkbox"/>
-	Superfície sin corrosión externa	SI	<input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> NA <input checked="" type="checkbox"/>
-	Anclajes y soportes de las tuberías en buenas condiciones	SI	<input checked="" type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> NA <input type="checkbox"/>
-	Ausencia de fugas en bridas, manhole y planchas de refuerzo	SI	<input checked="" type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> NA <input type="checkbox"/>
-	Pernos pintados y sin corrosión	SI	<input checked="" type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> NA <input type="checkbox"/>
-	Válvulas de muestreo en buenas condiciones	SI	<input checked="" type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> NA <input type="checkbox"/>
-	Válvulas de drenaje en buenas condiciones	SI	<input checked="" type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> NA <input type="checkbox"/>
-	Líneas entrantes y salientes al vessel en buenas condiciones	SI	<input checked="" type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> NA <input type="checkbox"/>
	OBSERVACIONES		
	<b>EQUIPO CON AISLAMIENTO TÉRMICO / PERNOS DE MAN-HOLE PRESENTAN DESPRENDIMIENTO DE PINTURA</b>		
	<b>PERNOS DE BRIDAS CON CORROSIÓN / FALLA EN AISLAMIENTO TÉRMICO</b>		
<b>CABEZA SUPERIOR / DERECHA*</b>			
-	Ausencia de fugas visibles	SI	<input checked="" type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> NA <input type="checkbox"/>
-	Cordones de soldadura en buenas condiciones (sin deterioro o corrosión)	SI	<input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> NA <input checked="" type="checkbox"/>
-	Buena condición de la pintura (sin ampollas, desprendimiento o deterioro)	SI	<input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> NA <input checked="" type="checkbox"/>
-	Superfície sin corrosión externa	SI	<input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> NA <input checked="" type="checkbox"/>
-	Superfície de las planchas uniforme (sin distorsiones)	SI	<input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> NA <input checked="" type="checkbox"/>
	OBSERVACIONES		
	<b>EQUIPO CON AISLAMIENTO TÉRMICO</b>		
	<b>EXISTE FALLA EN AISLAMIENTO TÉRMICO</b>		
<b>MISCELÁNEOS</b>			
-	Aislamiento térmico en buenas condiciones	SI	<input checked="" type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> NA <input type="checkbox"/>
-	Medidores calibrados y operativos (temperatura, presión, nivel, interfase)	SI	<input checked="" type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> NA <input type="checkbox"/>
-	Válvulas de alivio inspeccionadas y calibradas	SI	<input checked="" type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> NA <input type="checkbox"/>
-	Sistema contra incendios operativo	SI	<input checked="" type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> NA <input type="checkbox"/>
-	Sistema de conexión a tierra en buenas condiciones	SI	<input checked="" type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> NA <input type="checkbox"/>
-	Resultado de las mediciones de ultrasonido (si hay indique ubicación)	SI	<input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> NA <input checked="" type="checkbox"/>
	OBSERVACIONES		
	<b>CORROSIÓN LEVE EN PERNOS Y ENTOMA MUESTRAS</b>		

**REGISTRO FOTOGRÁFICO**



FOTO 1. VISTA PANORÁMICA V-120



FOTO 2. AISLAMIENTO EN MAL ESTADO



FOTO 3. GOLPE EN AISLAMIENTO



FOTO 4. DESPRENDIMIENTO DE PINTURA



FOTO 5. DESPRENDIMIENTO DE PINTURA



FOTO 6. CORROSIÓN EN ACCESORIOS

**REPORTE DE MANTENIMIENTOS CORRECTIVOS VESSEL-120**

Área	ACCIONES A SEGUIR			
MISCELÁNEOS:	PINTAR DUCTOS ENTRADA/SALIDA, BRIDAS Y ACCESORIOS			
MISCELÁNEOS:	REPARAR AISLAMIENTO TERMICO DE CUERPO Y ACCESORIOS			
Representante del Dpto. Responsable	Rubén Naranjo	_____	PAM	28-Apr-13
Representante de SSA	Jorge Torres	_____	PAM	28-Apr-13
Ingeniero Integridad Mecánica	Carlos Melo	_____	PAM	28-Apr-13
	NOMBRE	FIRMA	COMPANÍA	FECHA



RESUME

**PETROAMAZONAS EP**  
**INTEGRIDAD MECÁNICA**  
**LISTA DE CHEQUEO PARA INSPECCIÓN DE VESSELS**

<b>DATOS GENERALES</b>	
<b>ORDEN DE TRABAJO</b>	OT-130152218
<b>FECHA DE INSPECCIÓN</b>	28-Apr-13
<b>NUMERO DE VESSEL</b>	V-130
<b>UBICACIÓN</b>	EPF - INLET SEPARATOR SKID 130
<b>CAPACIDAD DE PROCESO</b>	45000 BOPD / 64000 BWPD
<b>DIMENSIONES (Diam-Alt.)</b>	9' x 45'-0 S/S
<b>TIPO</b>	HORIZONTAL
<b>SERVICIO</b>	INLET SEPARATOR

<b>CIMENTOS</b>		<b>SATISFACTORIO</b>					
-	Cimentación del suelo en buenas condiciones	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	NO	<input type="checkbox"/>	NA	<input type="checkbox"/>
-	Diques y/o sistemas de contención de tamaño adecuado y bien mantenidos	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	NO	<input type="checkbox"/>	NA	<input type="checkbox"/>
-	Recipiente bien asentado sobre la estructura base	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	NO	<input type="checkbox"/>	NA	<input type="checkbox"/>
-	Soportes o fundación libres de corrosión, distorsión, agrietamiento	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	NO	<input type="checkbox"/>	NA	<input type="checkbox"/>
-	Pernos de anclaje en buenas condiciones y sujetos	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	NO	<input type="checkbox"/>	NA	<input type="checkbox"/>
-	Hay adecuado drenaje y limpieza exterior	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	NO	<input type="checkbox"/>	NA	<input type="checkbox"/>
	<b>OBSERVACIONES</b>						

<b>CABEZA INFERIOR / IZQUIERDA*</b>		<b>SATISFACTORIO</b>					
-	Ausencia de fugas visibles	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	NO	<input type="checkbox"/>	NA	<input type="checkbox"/>
-	Cordones de soldadura en buenas condiciones (sin deterioro o corrosión)	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	NO	<input type="checkbox"/>	NA	<input checked="" type="checkbox"/>
-	Buena condición de la pintura (sin ampollas, desprendimiento o deterioro)	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	NO	<input type="checkbox"/>	NA	<input checked="" type="checkbox"/>
-	Superficie sin corrosión externa	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	NO	<input type="checkbox"/>	NA	<input checked="" type="checkbox"/>
-	Superficie de las planchas uniforme (sin distorsiones)	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	NO	<input type="checkbox"/>	NA	<input checked="" type="checkbox"/>
	<b>OBSERVACIONES</b>						
	<b>EQUIPO CON AISLAMIENTO TÉRMICO</b>						
*	Visto desde V-120						

<b>CUERPO</b>		<b>SATISFACTORIO</b>					
-	Superficie de las planchas uniforme (sin distorsiones)	SI	<input type="checkbox"/>	NO	<input type="checkbox"/>	NA	<input checked="" type="checkbox"/>
-	Cordones de soldadura en buenas condiciones (sin deterioro o corrosión)	SI	<input type="checkbox"/>	NO	<input type="checkbox"/>	NA	<input checked="" type="checkbox"/>
-	Ausencia de fugas visibles	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	NO	<input type="checkbox"/>	NA	<input type="checkbox"/>
-	Estructura de la escalera en buenas condiciones	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	NO	<input type="checkbox"/>	NA	<input type="checkbox"/>
-	Buena condición de la pintura (sin ampollas, desprendimiento o deterioro)	SI	<input type="checkbox"/>	NO	<input type="checkbox"/>	NA	<input checked="" type="checkbox"/>
-	Superficie sin corrosión externa	SI	<input type="checkbox"/>	NO	<input type="checkbox"/>	NA	<input checked="" type="checkbox"/>
-	Anclajes y soportes de las tuberías en buenas condiciones	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	NO	<input type="checkbox"/>	NA	<input type="checkbox"/>
-	Ausencia de fugas en bridas, manhole y planchas de refuerzo	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	NO	<input type="checkbox"/>	NA	<input type="checkbox"/>
-	Pernos pintados y sin corrosión	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	NO	<input type="checkbox"/>	NA	<input type="checkbox"/>
-	Válvulas de muestreo en buenas condiciones	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	NO	<input type="checkbox"/>	NA	<input type="checkbox"/>
-	Válvulas de drenaje en buenas condiciones	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	NO	<input type="checkbox"/>	NA	<input type="checkbox"/>
-	Líneas entrantes y salientes al vessel en buenas condiciones	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	NO	<input type="checkbox"/>	NA	<input type="checkbox"/>
	<b>OBSERVACIONES</b>						
	<b>EQUIPO CON AISLAMIENTO TÉRMICO</b>						
	<b>PERNOS DE BRIDAS CON CORROSIÓN LEVE/ EXISTE TUBERÍA SIN PINTURA.</b>						

<b>CABEZA SUPERIOR / DERECHA*</b>		<b>SATISFACTORIO</b>					
-	Ausencia de fugas visibles	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	NO	<input type="checkbox"/>	NA	<input type="checkbox"/>
-	Cordones de soldadura en buenas condiciones (sin deterioro o corrosión)	SI	<input type="checkbox"/>	NO	<input type="checkbox"/>	NA	<input checked="" type="checkbox"/>
-	Buena condición de la pintura (sin ampollas, desprendimiento o deterioro)	SI	<input type="checkbox"/>	NO	<input type="checkbox"/>	NA	<input checked="" type="checkbox"/>
-	Superficie sin corrosión externa	SI	<input type="checkbox"/>	NO	<input type="checkbox"/>	NA	<input checked="" type="checkbox"/>
-	Superficie de las planchas uniforme (sin distorsiones)	SI	<input type="checkbox"/>	NO	<input type="checkbox"/>	NA	<input checked="" type="checkbox"/>
	<b>OBSERVACIONES</b>						
	<b>EQUIPO CON AISLAMIENTO TÉRMICO</b>						

<b>MISCELÁNEOS</b>		<b>SATISFACTORIO</b>					
-	Aislamiento térmico en buenas condiciones	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	NO	<input type="checkbox"/>	NA	<input type="checkbox"/>
-	Medidores calibrados y operativos (temperatura, presión, nivel, interfase)	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	NO	<input type="checkbox"/>	NA	<input type="checkbox"/>
-	Válvulas de alivio inspeccionadas y calibradas	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	NO	<input type="checkbox"/>	NA	<input type="checkbox"/>
-	Sistema contra incendios operativo	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	NO	<input type="checkbox"/>	NA	<input type="checkbox"/>
-	Sistema de conexión a tierra en buenas condiciones	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	NO	<input type="checkbox"/>	NA	<input type="checkbox"/>
-	Resultado de las mediciones de ultrasonido (si hay indique ubicación)	SI	<input type="checkbox"/>	NO	<input type="checkbox"/>	NA	<input checked="" type="checkbox"/>
	<b>OBSERVACIONES</b>						
	<b>PRESENCIA DE CORROSIÓN LEVE EN BRIDAS Y PERNOS, AISLAMIENTO EN MAL ESTADO</b>						

**REGISTRO FOTOGRÁFICO**



**FOTO 1. VISTA PANORÁMICA V-130**



**FOTO 2. FALTA DE LIMPIEZA**



**FOTO 3. AISLAMIENTO EN MAL ESTADO**



**FOTO 4. CORROSIÓN EN ACCESORIOS**



**FOTO 5. DECOLORACIÓN DE LA PINTURA**



**FOTO 6. CORROSIÓN EN PERNOS**

**REPORTE DE MANTENIMIENTOS CORRECTIVOS VESSEL-130**

Área	ACCIONES A SEGUIR			
MISCELÁNEOS:	PINTAR DUCTOS ENTRADA/SALIDA, BRIDAS Y ACCESORIOS			
MISCELÁNEOS:	REPARAR AISLAMIENTO TÉRMICO DE CUERPO Y ACCESORIOS			
Representante del Dpto. Responsable	Rubén Naranjo	_____	PAM	28-Apr-13
Representante de SSA	Jorge Torres	_____	PAM	28-Apr-13
Ingeniero Integridad Mecánica	Carlos Melo	_____	PAM	28-Apr-13
	NOMBRE	FIRMA	COMPANÍA	FECHA



PETROAMAZONAS EP

[RESUME](#)

**PETROAMAZONAS EP**  
**INTEGRIDAD MECÁNICA**  
**LISTA DE CHEQUEO PARA INSPECCIÓN DE VESSELS**

**DATOS GENERALES**

ORDEN DE TRABAJO

OT-130152227

FECHA DE INSPECCIÓN

28-Apr-13

NUMERO DE VESSEL

V-140

UBICACIÓN

EPF INLET SEPARATOR SKID 140

CAPACIDAD DE PROCESO

45000 BBPD / 64000 BWPD

DIMENSIONES (Diam-Alt.)

9' OD X 45'S/S

TIPO

HORIZONTAL

SERVICIO

INLET SEPARATOR

**CIMENTOS**

		SATISFACTORIO			
		SI	NO	NA	
-	Cimentación del suelo en buenas condiciones	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Diques y/o sistemas de contención de tamaño adecuado y bien mantenidos	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Recipiente bien asentado sobre la estructura base	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Soportes o fundación libres de corrosión, distorsión, agrietamiento	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Pernos de anclaje en buenas condiciones y sujetos	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Hay adecuado drenaje y limpieza exterior	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
OBSERVACIONES		<b>DESPRENDIMIENTO DE MATERIAL</b>			

**CABEZA INFERIOR / IZQUIERDA\***

		SATISFACTORIO			
		SI	NO	NA	
-	Ausencia de fugas visibles	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Cordones de soldadura en buenas condiciones (sin deterioro o corrosión)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Buena condición de la pintura (sin ampollas, desprendimiento o deterioro)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Superficie sin corrosión externa	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Superficie de las planchas uniforme (sin distorsiones)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
OBSERVACIONES		<b>EQUIPO CON AISLAMIENTO TÉRMICO</b>			

\* Visto desde GENERADORES

**CUERPO**

		SATISFACTORIO			
		SI	NO	NA	
-	Superficie de las planchas uniforme (sin distorsiones)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Cordones de soldadura en buenas condiciones (sin deterioro o corrosión)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Ausencia de fugas visibles	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Estructura de la escalera en buenas condiciones	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Buena condición de la pintura (sin ampollas, desprendimiento o deterioro)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Superficie sin corrosión externa	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Anclajes y soportes de las tuberías en buenas condiciones	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Ausencia de fugas en bridas, manhole y planchas de refuerzo	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Pernos pintados y sin corrosión	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Válvulas de muestreo en buenas condiciones	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Válvulas de drenaje en buenas condiciones	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Lineas entrantes y salientes al vessel en buenas condiciones	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
OBSERVACIONES		<b>EQUIPO CON AISLAMIENTO TÉRMICO / VÁLVULAS CON CORROSIÓN LEVE DECOLORACIÓN EN TUBERÍAS DEL SISTEMA CONTRA INCENDIOS</b>			

**CABEZA SUPERIOR / DERECHA\***

		SATISFACTORIO			
		SI	NO	NA	
-	Ausencia de fugas visibles	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Cordones de soldadura en buenas condiciones (sin deterioro o corrosión)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Buena condición de la pintura (sin ampollas, desprendimiento o deterioro)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Superficie sin corrosión externa	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Superficie de las planchas uniforme (sin distorsiones)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
OBSERVACIONES		<b>EQUIPO CON AISLAMIENTO TÉRMICO</b>			

**MISCELÁNEOS**

		SATISFACTORIO			
		SI	NO	NA	
-	Aislamiento térmico en buenas condiciones	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Medidores calibrados y operativos (temperatura, presión, nivel, interfase)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Válvulas de alivio inspeccionadas y calibradas	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Sistema contra incendios operativo	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Sistema de conexión a tierra en buenas condiciones	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Resultado de las mediciones de ultrasonido (si hay indique ubicación)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
OBSERVACIONES		<b>CORROSIÓN EN PERNOS Y BRIDAS / DECOLORACIÓN DE PINTURA EN LINEA DEL SISTEMA CONTRA INCENDIO</b>			

**REGISTRO FOTOGRÁFICO**



FOTO 1. VISTA PANORÁMICA V-140



FOTO 2. DECOLORACIÓN DE PINTURA EN TUBERÍAS



FOTO 3. CORROSIÓN LEVE POR FALTA DE PINTURA



FOTO 4. GOLPES EN EL AISLAMIENTO



FOTO 5. AISLAMIENTO EN MAL ESTADO



FOTO 6. FALTA DE LIMPIEZA

**REPORTE DE MANTENIMIENTOS CORRECTIVOS VESSEL- 140**

Área	ACCIONES A SEGUIR			
<u>MISCELÁNEOS:</u>	<u>PINTAR DUCTOS ENTRADA/SALIDA, BRIDAS Y ACCESORIOS</u>			
Representante del Dpto. Responsable	Rubén Naranjo	_____	PAM	28-Apr-13
Representante de SSA	Jorge Torres	_____	PAM	28-Apr-13
Ingeniero Integridad Mecánica	Carlos Melo	_____	PAM	28-Apr-13
	NOMBRE	FIRMA	COMPANÍA	FECHA



**PETROAMAZONAS EP**  
**INTEGRIDAD MECÁNICA**  
**LISTA DE CHEQUEO PARA INSPECCIÓN DE VESSELS**

**DATOS GENERALES**

ORDEN DE TRABAJO	OT-130152230
FECHA DE INSPECCIÓN	28-Apr-13
NUMERO DE VESSEL	V-150
UBICACIÓN	EPF INLET SEPARATOR SKID 150
CAPACIDAD DE PROCESO	45000 BBPD / 64000 BWPD
DIMENSIONES (Diam-Alt.)	9' X 45'-0"/S/S
TIPO	HORIZONTAL
SERVICIO	INLET SEPARATOR

**CIMENTOS**

		SATISFACTORIO			
		SI	NO	NA	
-	Cimentación del suelo en buenas condiciones	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Diques y/o sistemas de contención de tamaño adecuado y bien mantenidos	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Recipiente bien asentado sobre la estructura base	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Soportes o fundación libres de corrosión, distorsión, agrietamiento	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Pernos de anclaje en buenas condiciones y sujetos	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Hay adecuado drenaje y limpieza exterior	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
OBSERVACIONES:					
<b>PRESENCIA DE CORROSIÓN LEVE EN SOPORTES</b>					
<b>EL EQUIPO SE ENCUENTRA EN MANTENIMIENTO</b>					

**CABEZA INFERIOR / IZQUIERDA\***

		SATISFACTORIO			
		SI	NO	NA	
-	Ausencia de fugas visibles	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Cordones de soldadura en buenas condiciones (sin deterioro o corrosión)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
-	Buena condición de la pintura (sin ampollas, desprendimiento o deterioro)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
-	Superficie sin corrosión externa	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
-	Superficie de las planchas uniforme (sin distorsiones)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
OBSERVACIONES:					
<b>EQUIPO CON AISLAMIENTO TÉRMICO</b>					
<b>DESPRENDIMIENTO DE PINTURA EN SOPORTES</b>					
Visto desde V-510					

**CUERPO**

		SATISFACTORIO			
		SI	NO	NA	
-	Superficie de las planchas uniforme (sin distorsiones)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
-	Cordones de soldadura en buenas condiciones (sin deterioro o corrosión)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
-	Ausencia de fugas visibles	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Estructura de la escalera en buenas condiciones	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Buena condición de la pintura (sin ampollas, desprendimiento o deterioro)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
-	Superficie sin corrosión externa	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
-	Anclajes y soportes de las tuberías en buenas condiciones	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Ausencia de fugas en bridas, manhole y planchas de refuerzo	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Pernos pintados y sin corrosión	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Válvulas de muestreo en buenas condiciones	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Válvulas de drenaje en buenas condiciones	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Líneas entrantes y salientes al vessel en buenas condiciones	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
OBSERVACIONES:					
<b>EQUIPO CON AISLAMIENTO TÉRMICO / PERNOS Y BRIDAS CON CORROSIÓN GENERALIZADA</b>					
<b>EL EQUIPO SE ENCUENTRA EN MANTENIMIENTO</b>					

**CABEZA SUPERIOR / DERECHA\***

		SATISFACTORIO			
		SI	NO	NA	
-	Ausencia de fugas visibles	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Cordones de soldadura en buenas condiciones (sin deterioro o corrosión)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
-	Buena condición de la pintura (sin ampollas, desprendimiento o deterioro)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
-	Superficie sin corrosión externa	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
-	Superficie de las planchas uniforme (sin distorsiones)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
OBSERVACIONES:					
<b>EQUIPO CON AISLAMIENTO TÉRMICO</b>					

**MISCELÁNEOS**

		SATISFACTORIO			
		SI	NO	NA	
-	Aislamiento térmico en buenas condiciones	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Medidores calibrados y operativos (temperatura, presión, nivel, interfase)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Válvulas de alivio inspeccionadas y calibradas	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Sistema contra incendios operativo	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Sistema de conexión a tierra en buenas condiciones	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Resultado de las mediciones de ultrasonido (si hay indique ubicación)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
OBSERVACIONES:					
<b>EL EQUIPO SE ENCUENTRA EN MANTENIMIENTO</b>					

**REGISTRO FOTOGRÁFICO**



**FOTO 1. VISTA PANORÁMICA V-150**



**FOTO 2 . DECOLORACIÓN DE LA PINTURA**



**FOTO 3 . DESPRENDIMIENTO DE PINTURA EN SOPORTE**



**FOTO 4. PRESENCIA DE CORROSIÓN**

**REPORTE DE MANTENIMIENTOS CORRECTIVOS VESSEL- 150**

Área	ACCIONES A SEGUIR			
MISCELÁNEOS:	PINTAR DUCTOS ENTRADA/SALIDA, BRIDAS Y ACCESORIOS			
MISCELÁNEOS:	REPARACIÓN DE AISLAMIENTO TÉRMICO.			
Representante del Dpto. Responsable	Rubén Naranjo		PAM	28-Apr-13
Representante de SSA	Jorge Torres		PAM	28-Apr-13
Ingeniero Integridad Mecánica	Carlos Méo		PAM	28-Apr-13
	NOMBRE	FIRMA	COMPANIA	FECHA



PETROAMAZONAS EP

PETROAMAZONAS EP  
INTEGRIDAD MECÁNICA  
LISTA DE CHEQUEO PARA INSPECCIÓN DE VESSELS

RESUME

DATOS GENERALES

ORDEN DE TRABAJO

OT-130152272

FECHA DE INSPECCIÓN

28-Apr-13

NUMERO DE VESSEL

V-20160

UBICACIÓN

EPF- INLET SEPARADOR SKID 20160

CAPACIDAD DE PROCESO

45000 B5PD / 64000 BWPD

DIMENSIONES (Diam-Alt.)

9' OD X 45 'S/S

TIPO

HORIZONTAL

SERVICIO

INLET SEPARADOR

CIMENTOS

		SATISFACTORIO			
		SI	NO	NA	
-	Cimentación del suelo en buenas condiciones	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Diques y/o sistemas de contención de tamaño adecuado y bien mantenidos	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Recipiente bien asentado sobre la estructura base	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Soportes o fundación libres de corrosión, distorsión, agrietamiento	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Pernos de anclaje en buenas condiciones y sujetos	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Hay adecuado drenaje y limpieza exterior	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

OBSERVACIONES

CABEZA INFERIOR / IZQUIERDA\*

		SATISFACTORIO			
		SI	NO	NA	
-	Ausencia de fugas visibles	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Cordones de soldadura en buenas condiciones (sin deterioro o corrosión)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
-	Buena condición de la pintura (sin ampollas, desprendimiento o deterioro)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
-	Superficie sin corrosión externa	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
-	Superficie de las planchas uniforme (sin distorsiones)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

OBSERVACIONES

EQUIPO CON AISLAMIENTO TÉRMICO

\* Visto desde FLARE

CUERPO

		SATISFACTORIO			
		SI	NO	NA	
-	Superficie de las planchas uniforme (sin distorsiones)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
-	Cordones de soldadura en buenas condiciones (sin deterioro o corrosión)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
-	Ausencia de fugas visibles	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Estructura de la escalera en buenas condiciones	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Buena condición de la pintura (sin ampollas, desprendimiento o deterioro)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
-	Superficie sin corrosión externa	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
-	Anclajes y soportes de las tuberías en buenas condiciones	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Ausencia de fugas en bridas, manhole y planchas de refuerzo	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Pernos pintados y sin corrosión	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Válvulas de muestreo en buenas condiciones	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Válvulas de drenaje en buenas condiciones	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Lineas entrantes y salientes al vessel en buenas condiciones	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

OBSERVACIONES

DECOLORACIÓN EN ACCESORIOS

FALTA PINTAR TAG /PERNOS DE MANHOLE SIN PINTURA Y CORROSIÓN LEVE EN ACCESORIOS

CABEZA SUPERIOR / DERECHA\*

		SATISFACTORIO			
		SI	NO	NA	
-	Ausencia de fugas visibles	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Cordones de soldadura en buenas condiciones (sin deterioro o corrosión)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
-	Buena condición de la pintura (sin ampollas, desprendimiento o deterioro)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
-	Superficie sin corrosión externa	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
-	Superficie de las planchas uniforme (sin distorsiones)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

OBSERVACIONES

EQUIPO CON AISLAMIENTO TÉRMICO

MISCELÁNEOS

		SATISFACTORIO			
		SI	NO	NA	
-	Aislamiento térmico en buenas condiciones	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Medidores calibrados y operativos (temperatura, presión, nivel, interfase)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Válvulas de alivio inspeccionadas y calibradas	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Sistema contra incendios operativo	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Sistema de conexión a tierra en buenas condiciones	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-	Resultado de las mediciones de ultrasonido (si hay indique ubicación)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

OBSERVACIONES

**REGISTRO FOTOGRÁFICO**



FOTO 1. VISTA PANORÁMICA V-20169



FOTO 2. FALTA PINTURA EN PERNOS



FOTO 3. CORROSION LEVE EN PERNOS

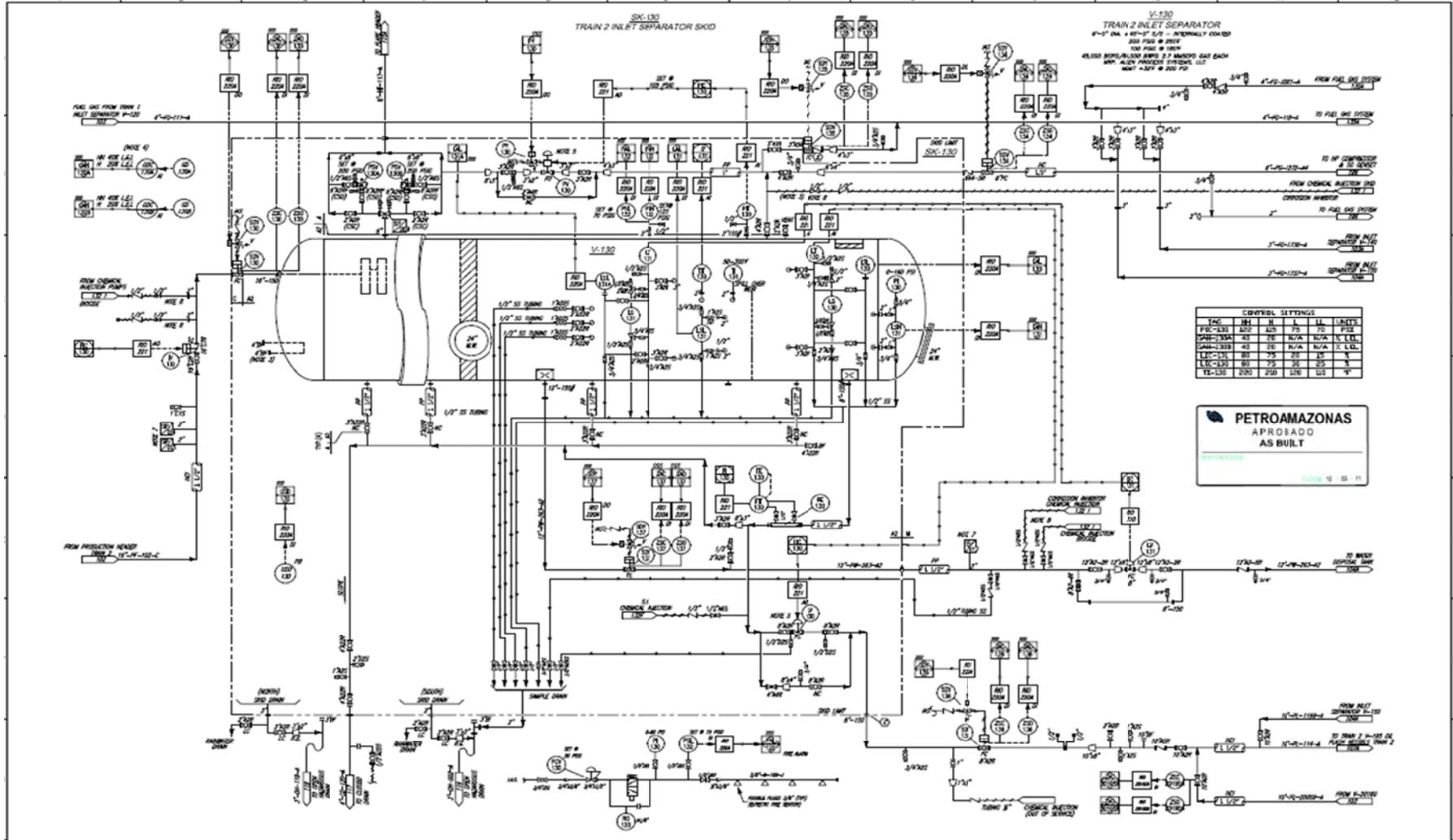


FOTO 4. FALTA DE LIMPIEZA

**REPORTE DE MANTENIMIENTOS CORRECTIVOS VESSEL- 20160**

Área	ACCIONES A SEGUIR			
MISCELÁNEOS:	PINTAR TAG Y ACCESORIOS QUE NO TIENEN RECUBRIMIENTO			
Representante del Dpto. Responsable	Rubén Naranjo		PAM	28-Apr-13
Representante de SSA	Jorge Torres		PAM	28-Apr-13
Ingeniero Integridad Mecánica	Carlos Melo		PAM	28-Apr-13
	NOMBRE	FIRMA	COMPANIA	FECHA

# ANEXO II P&D del separador V-130



### ANEXO III Reporte fotográfico del estado de válvulas y bridas

 <p><b>PETROAMAZONAS EP</b></p>	Departamento: Mantenimiento
	Área: Integridad Mecánica
	Documento: 059-13-B12
	Elaborado por: Franklin Muenala
	Revisado/Aprobado por: Carlos Mejo
	OT: 130048305
	Fecha: viernes, 01 de febrero de 2013
<b>REPORTE FOTOGRAFICO INSPECCION VALVULAS Y BRIDAS V-130</b>	
 <p><b>VÁLVULA 1</b></p>	 <p><b>PRESENCIA DE CORROSIÓN INTERNA EN LA VÁLVULA</b></p>
 <p><b>PRESENCIA DE CORROSIÓN INTERNA GENERALIZADA</b></p>	 <p><b>PRESENCIA DE CORROSIÓN EN LA VÁLVULA</b></p>
 <p><b>CORROSIÓN EN EL INTERIOR DE LA VÁLVULA</b></p>	 <p><b>CORROSIÓN EN EL INTERIOR Y BOLA DE LA VÁLVULA</b></p>
	



PRESENCIA DE CORROSIÓN INTERNA



PRESENCIA DE CORROSIÓN



VÁLVULA 2



PRESENCIA DE CORROSIÓN



PRESENCIA DE CORROSIÓN



CORROSIÓN GENERALIZADA EN PARTE INTERNA DE VÁLVULA



PRESENCIA DE CORROSIÓN EN LA BOLA Y VÁLVULA



PRESENCIA DE CORROSIÓN





**CORROSIÓN INTERNA EN LA VÁLVULA**



**CORROSIÓN EN VÁLVULA**



**CORROSIÓN EN VÁLVULA**



**CORROSIÓN EN VÁLVULA**



**INSTRUMENTACIÓN V-130**



**BRIDA 1 CON CORROSIÓN MODERADA**



**BRIDA 2 EN CONDICIONES OPERATIVAS**



**BRIDA 3 CON CORROSIÓN SEVERA**





INSTRUMENTACIÓN V-130



BRIDA 6 OPERATIVA



BRIDA 6 CON CORROSIÓN SEVERA



ACCESORIOS V-130



CORROSIÓN SEVERA EN BRIDA 7



CORROSIÓN SEVERA EN BRIDA 7



CORROSIÓN SEVERA EN BRIDA 8



CORROSIÓN SEVERA EN BRIDA 8





Departamento: Mantenimiento  
 Área: Integridad Mecánica  
 Documento: 009-13-B12  
 Elaborado por: Franklin Muanala  
 Revisado/Aprobado por: Carlos Melo  
 OT: 1300-48305  
 Fecha: viernes, 01 de febrero de 2013



ACCESORIOS V-130



CORROSIÓN SEVERA EN BRIDA 9



CORROSIÓN SEVERA EN BRIDA 10

**CONCLUSIONES**

Presencia de corrosión moderada en válvulas.

Presencia de corrosión severa en bridas 3, 6, 7 y 8.

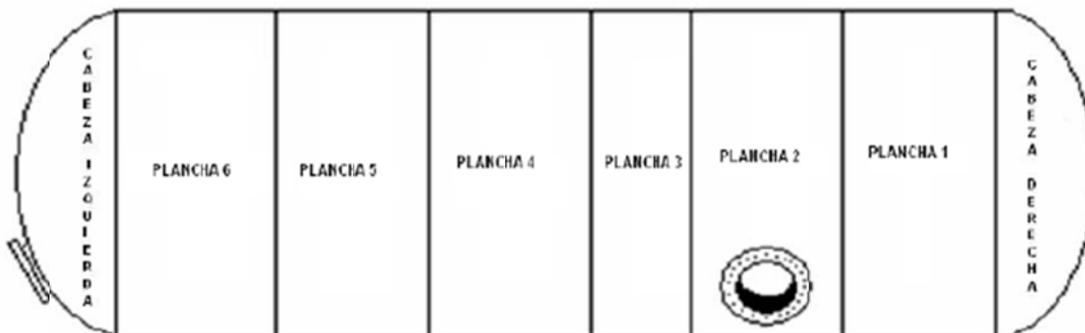
**RECOMENDACIONES**

Realizar mantenimiento y prueba de sello de válvulas antes de que sean montadas.

Realizar el cambio de las bridas 3, 6, 7 y 8.

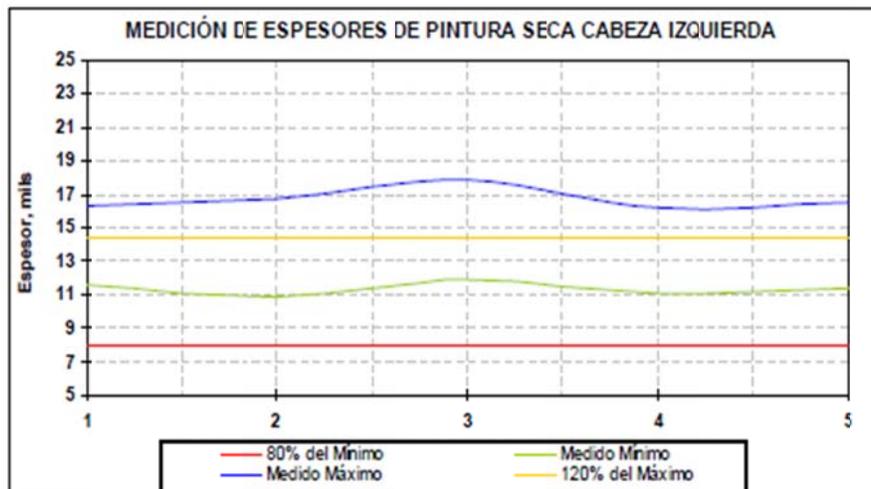
**ANEXO IV** Resultados medición de espesor de película seca por el método de ultrasonido.

	<b>DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO INTEGRIDAD MECÁNICA BLOQUE 12</b>	Informe No. 082-13-B12
		Orden de Trabajo No. 130038306
<b>INSPECCION PINTURA INTERNA V-130</b>		



**MEDICIÓN DE ESPESOR DE PINTURA SECA CABEZA IZQUIERDA**

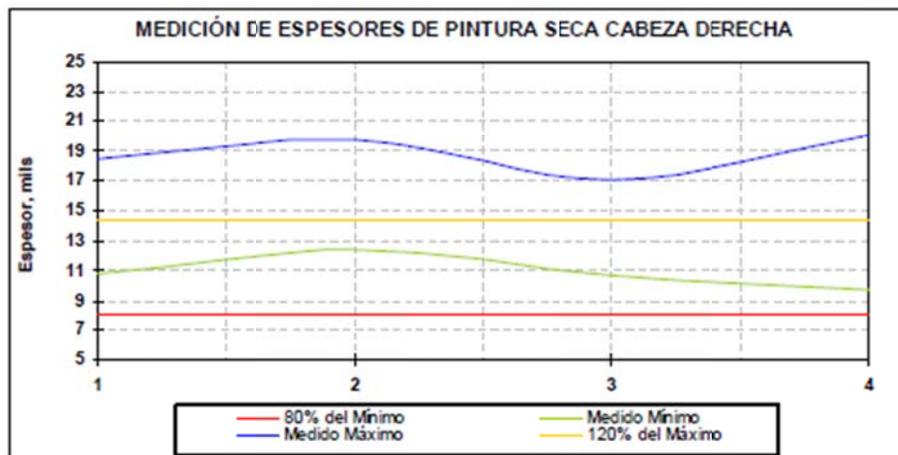
NODO	80% del Mínimo	120% del Máximo	Medido Mínimo	Medido Máximo
1	8	14.4	11.6	16.4
2	8	14.4	10.8	16.7
3	8	14.4	11.9	17.9
4	8	14.4	11.1	16.3
5	8	14.4	11.4	16.5



	<b>DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO INTEGRIDAD MECÁNICA BLOQUE 12</b>	Informe No. 082-13-B12
		Orden de Trabajo No. 130038306
<b>INSPECCION PINTURA INTERNA V-130</b>		

**MEDICIÓN DE ESPESOR DE PINTURA SECA CABEZA DERECHA**

NODO	80% del Mínimo	120% del Máximo	Medido Mínimo	Medido Máximo
1	8	14.4	10.8	18.5
2	8	14.4	12.4	19.8
3	8	14.4	10.7	17.1
4	8	14.4	9.8	20.0



**MEDICIÓN DE ESPESOR DE PINTURA SECA PLANCHA 1**

NODO	80% del Mínimo	120% del Máximo	Medido Mínimo	Medido Máximo
1	8	14.4	10.1	14.1
2	8	14.4	10.5	19.9
3	8	14.4	9.7	17.6
4	8	14.4	11.4	15.1
5	8	14.4	11.8	15.3
6	8	14.4	11.2	19.9

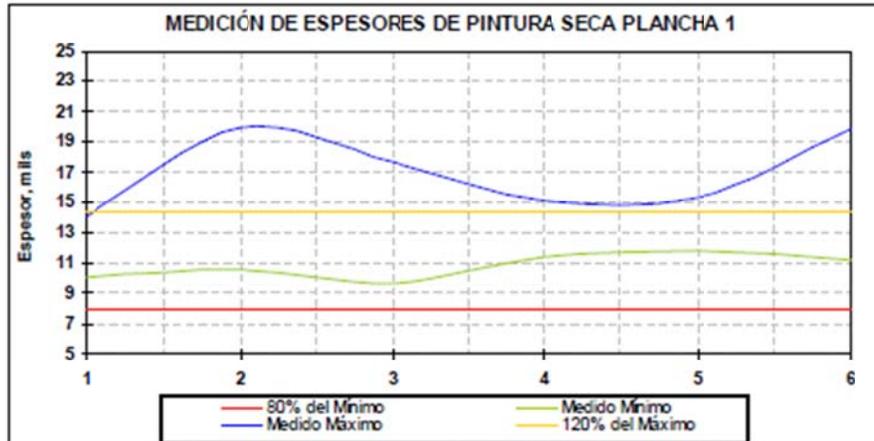


DEPARTAMENTO DE  
MANTENIMIENTO  
INTEGRIDAD MECÁNICA  
BLOQUE 12

Informe No.  
082-13-B12

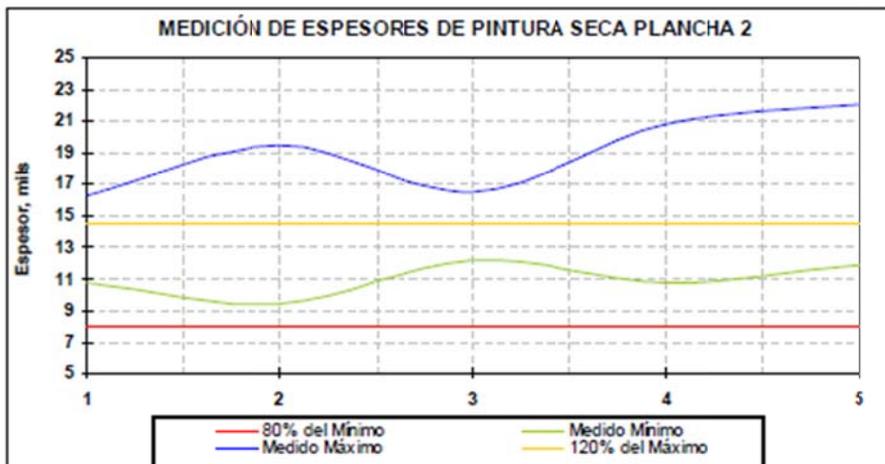
Orden de Trabajo  
No. 130038306

INSPECCION PINTURA INTERNA V-130



MEDICIÓN DE ESPESOR DE PINTURA SECA PLANCHA 2

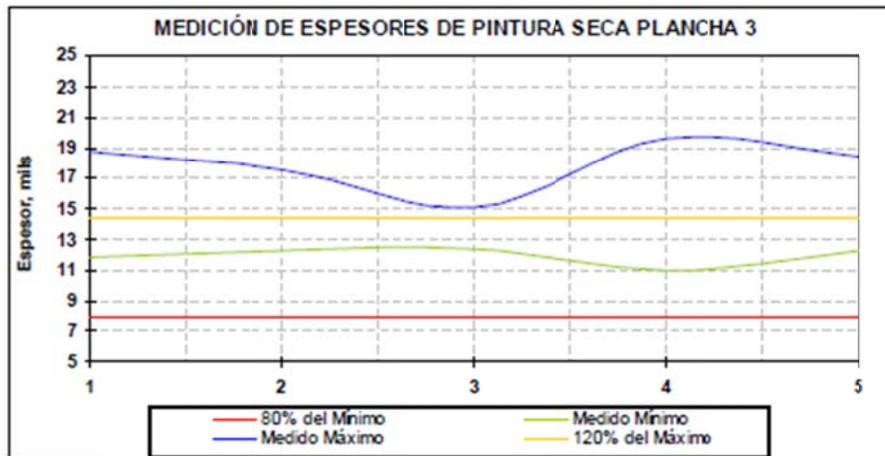
NODO	80% del Mínimo	120% del Máximo	Medido Mínimo	Medido Máximo
1	8	14.4	10.8	16.3
2	8	14.4	9.4	19.5
3	8	14.4	12.2	16.5
4	8	14.4	10.7	20.8
5	8	14.4	11.9	22.0



	<b>DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO INTEGRIDAD MECÁNICA BLOQUE 12</b>	Informe No. 082-13-B12
		Orden de Trabajo No. 130038306
<b>INSPECCION PINTURA INTERNA V-130</b>		

**MEDICIÓN DE ESPESOR DE PINTURA SECA PLANCHA 3**

NODO	80% del Mínimo	120% del Máximo	Medido Mínimo	Medido Máximo
1	8	14.4	11.9	18.8
2	8	14.4	12.3	17.6
3	8	14.4	12.4	15.1
4	8	14.4	11.1	19.6
5	8	14.4	12.3	18.5



**MEDICIÓN DE ESPESOR DE PINTURA SECA PLANCHA 4**

NODO	80% del Mínimo	120% del Máximo	Medido Mínimo	Medido Máximo
1	8	14.4	10.8	17.3
2	8	14.4	9.8	17.7
3	8	14.4	10.6	18.5
4	8	14.4	10.3	20.5
5	8	14.4	8.7	17.0

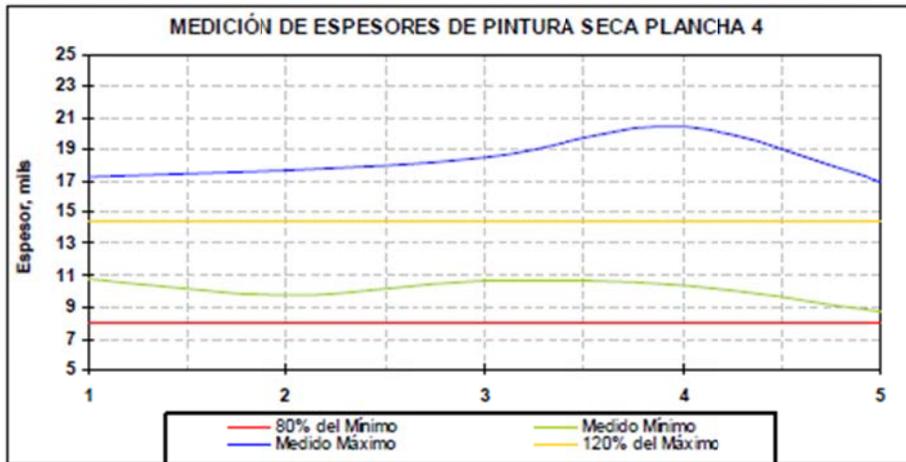


**DEPARTAMENTO DE  
MANTENIMIENTO  
INTEGRIDAD MECÁNICA  
BLOQUE 12**

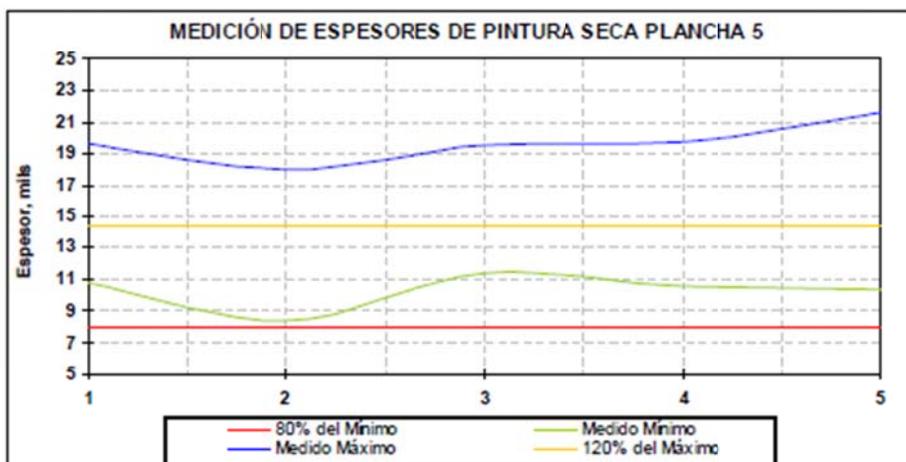
Informe No.  
082-13-B12

Orden de Trabajo  
No. 130038306

**INSPECCION PINTURA INTERNA V-130**



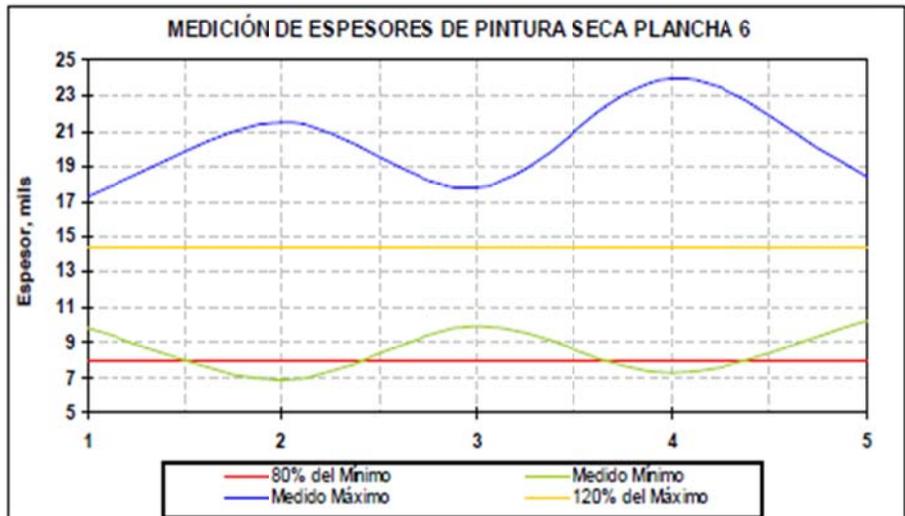
NODO	80% del Mínimo	120% del Máximo	Medido Mínimo	Medido Máximo
1	8	14.4	10.8	19.6
2	8	14.4	8.4	18.0
3	8	14.4	11.4	19.5
4	8	14.4	10.6	19.7
5	8	14.4	10.4	21.6



	<b>DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO INTEGRIDAD MECÁNICA BLOQUE 12</b>	Informe No. 082-13-B12
		Orden de Trabajo No. 130038306
<b>INSPECCION PINTURA INTERNA V-130</b>		

**MEDICIÓN DE ESPESOR DE PINTURA SECA PLANCHA 6**

NODO	80% del Mínimo	120% del Máximo	Medido Mínimo	Medido Máximo
1	8	14.4	9.8	17.2
2	8	14.4	6.9	21.5
3	8	14.4	10.0	17.8
4	8	14.4	7.3	24.0
5	8	14.4	10.2	18.4



**ANEXO V** Proceso de reparación de la brida de salida de gas del V-130

	Departamento:	Mantenimiento
	Área:	Integridad Mecánica
	Documento:	Reparación V-130
	Elaborado por:	Luis Mejía
	Revisado/Aprobado por:	Alejandro Aleman
	OT:	OT-130048305
Fecha:	05-Febrero del 2013	
<b>REPORTE FOTOGRAFICO DE REPARACION EN EL VESSEL 130</b>		
V-130		
		
Pintura sobre corrosión en brida del V-130	Corrosión severa	
		
Corrosión generalizada	No es aceptable corrosión.	
		
Reparación	Amolado de la brida	

Departamento:	Mantenimiento
Área:	Integridad Mecánica
Documento:	Reparación V-130
Elaborado por:	Luis Mejía
Revisado/Aprobado por:	Alejandro Aleman
OT:	OT-130048305
Fecha	05-Febrero del 2013



Reparación con motortool



Limpieza final



Limpieza Final



Reparación



Reparación terminada



Reparación terminada



Departamento:	Mantenimiento
Área:	Integridad Mecánica
Documento:	Reparación V-130
Elaborado por:	Luis Mejía
Revisado/Aprobado por:	Alejandro Aleman
OT:	OT-130048305
Fecha:	05-Febrero del 2013



Aplicación de Pintura



Aplicación de primera capa de pintura



Reubrimiento



Pendiente segunda capa.

**CONCLUSIONES**

Se realiza desvaste de corrosión, bajo supervisión IM

**RECOMENDACIONES**

Aplicar segunda capa y Realizar QC pintura

## ANEXO VI Proceso de reparación de válvula de dos vías del V-130

 <p><b>PETROAMAZONAS EP</b></p>	Departamento:	Mantenimiento
	Area:	Integridad Mecánica
	Documento:	DE-13-B-12
	Elaborado por:	Franklin Muenala
	Revisado/Aprobado por:	Carlos Meio
	OT:	130048305
Fecha:	Friday, February 15, 2013	
<b>REPORTE FOTOGRAFICO</b>		
 <p style="text-align: center;"><b>VÁLVULA DE DOS VÍAS V-130</b></p>	 <p style="text-align: center;"><b>CORROSIÓN INTERNA EN VÁLVULA</b></p>	
 <p style="text-align: center;"><b>PRESENCIA DE CORROSIÓN GENERALIZADA</b></p>	 <p style="text-align: center;"><b>PRESENCIA DE CORROSIÓN EN LA VÁLVULA</b></p>	
 <p style="text-align: center;"><b>CORROSIÓN SEVERA EN LA VÁLVULA</b></p>	 <p style="text-align: center;"><b>CORROSIÓN SEVERA EN LA VÁLVULA</b></p>	
 <p style="text-align: center;"><b>CORROSIÓN SEVERA EN EL SELLO</b></p>	 <p style="text-align: center;"><b>CORRECCION DE DEFECTO</b></p>	

Departamento:	Mantenimiento
Area:	Integridad Mecánica
Documento:	067-13-B-12
Elaborado por:	Franklin Muerala
Revisado/Aprobado por:	Carlos Melo
OT:	130048305
Fecha:	Friday, February 15, 2013



**CORRECCION DE DEFECTO**



**DEFECTO CORREGIDO**



**LIMPIEZA ABRASIVA**



**LIMPIEZA ABRASIVA**



**LIMPIEZA ABRASIVA**



**LIMPIEZA ABRASIVA**



**PINTURA APLICADA EN EL INTERIOR DE LA VALVULA**



**PINTURA APLICADA EN LA VALVULA**



PINTURA APLICADA EN EL INTERIOR DE LA VALVULA



PINTURA APLICADA EN LA VALVULA



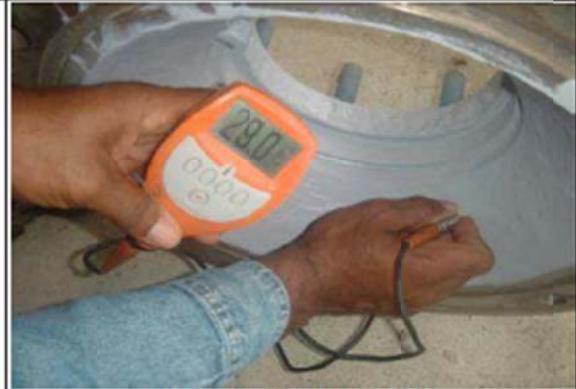
PINTURA APLICADA



PINTURA APLICADA



CONTROL DE CALIDAD



TOMA DE ESPESORES DE PINTURA SECA

**CONCLUSIONES**

Existe presencia de corrosión severa en varias partes de la válvula.

Se realiza el proceso de reparación mecánica, preparación de superficie y aplicación de pintura en la parte interna de la válvula.

**RECOMENDACIONES**

Realizar el montaje de la válvula de manera temporal hasta que se pueda realizar el cambio.

Realizar el monitoreo trimestral con ultrasonido de la válvula hasta que se pueda realizar el cambio.

**ANEXO VII** Extracto del documento “Especificación de Recubrimientos” de Petroamazonas es utilizado en el mantenimiento del V-130

 <b>ESPECIFICACIÓN DE RECUBRIMIENTOS</b>	Departamento:	FIC
	Código No.:	PAM-EC-50-SP-001
	Revisión :	4
	Página No.:	36 de 45

<b>COATING SYSTEM N° 12 (1/2): <i>Linings for Storage Tanks and Vessels</i></b> <i>Internal Coating for Ethanol, Gasoline + Ethanol, Crude Oil, Production Water, Piping - Steel.</i>		
Applications	Internal surface of storage tanks and vessels.	
Coating System Temperature	250 °F (121 °C) max.	250 °F (121 °C) max.
Surface Temperature (for application)	125 °F (52°C) max.	122 °F (50 °C) max.
<b>Substrates &amp; Surface Preparation: New or Maintenance</b>		
Initial Preparation	Employ adequate methods to remove dirt, dust, oil and other contaminants that could interference with adhesion of coating, in accordance with SSPC-SP1.	
Surface Preparation	SSPC-SP 5	
Surface Profile	3.2 – 4.0 mils; (80-100 µm)	
Visual Acceptation	SSPC-VIS 1 & VIS 3	
Primer	Plasite 7159	Sigmaguard 260 (don't use it as shop primer)
Generic type	Epoxy Polyamine Novolac	Epoxy Phenolic
Dry mil thickness	6.0 – 7.0 mils; (150 - 175 µm)	3.0 - 3.5 mils (75 - 88 µm)
Color	Ivory	Pink
Recommended Thinner	PLASITE Thinner #2 is recommended for normal application temperatures and conditions.	Sigma Thinner 91-92
Application Method	Conventional Spray, Airless Spray & Brush and Roller	Airless, spray and brush
<b>Second Coat</b>		
Generic type		
Dry mil thickness		
Color		
Recommended Thinner		
Application Method		
Top Coat	Plasite 7159	Sigmanovaguard 840
Generic type	Epoxy Phenolic	Epoxy Phenolic
Dry mil thickness	6.0 – 7.0 mils; (150 - 175 µm)	12.0 - 24.0 mils (300 - 600 µm)
Color	Light Grey	Cream
Recommended Thinner	PLASITE Thinner #2 is recommended for normal application temperatures and conditions.	Not thinner should be added
Application Method	Conventional Spray, Airless Spray & Brush and Roller	Airless spray and brush
<b>Total DFT</b>		
Dry mil thickness	12 – 14 mils; (300 - 350 µm)	15.0 - 27.5 mils (381 - 688 µm)

 <b>ESPECIFICACIÓN DE RECUBRIMIENTOS</b>	Departamento:	FIC
	Código No.:	PAM-EC-50-SP-001
	Revisión :	4
	Página No.:	37 de 45

<b>COATING SYSTEM N° 12 (2/2) <i>Linings for Storage Tanks and Vessels</i></b> <i>Internal Coating for Ethanol, Gasoline + Ethanol, Crude Oil, Production Water, Piping - Steel.</i>	
Applications	Internal surface of storage tanks and vessels.
Coating System Temperature	250°F (121°C) max.
Surface Temperature (for application)	122 °F (50 °C) max.
<b>Substrates &amp; Surface Preparation: New or Maintenance</b>	
Initial Preparation	Employ adequate methods to remove dirt, dust, oil and other contaminants that could interference with adhesion of coating, in accordance with SSPC-SP1.
Surface Preparation	SSPC-SP 5
Surface Profile	2.0 – 4.0 mils; Rz(50-100 µm)
Visual Acceptation	SSPC-VIS 1 & VIS 3
Primer	<b>Sigma Phenguard 930</b>
Generic type	Phenolic Epoxy
Dry mil thickness	4.0 - 4.5 mils (100 -112 µm)
Color	Offwhite-eggshell
Recommended Thinner	Sigma Thinner 91-92
Application Method	Airless, spray and brush
Second Coat	<b>Sigma Phenguard 935</b>
Generic type	Phenolic Epoxy
Dry mil thickness	4.0 – 4.5mils (100 - 112µm)
Color	Pink-eggshell
Recommended Thinner	Sigma Thinner 91-92
Application Method	Airless, spray and brush
Top Coat	<b>Sigma Phenguard 940</b>
Generic type	Phenolic Epoxy
Dry mil thickness	4.0 – 4.5 mils (100 - 112 µm)
Color	Offwhite-eggshell
Recommended Thinner	Sigma Thinner 91-92
Application Method	Airless, spray and brush
Total DFT	
Dry mil thickness	12.0 – 13.5 mils (300 - 338 µm)

## ANEXO VIII Reporte de falla en líneas de descarga

	DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO INTEGRIDAD MECÁNICA EPF	Informe No. (231-10-EPF) Orden de Trabajo No. 101155549
INSPECCION POR FUGA LINEA DE 8" DESCARGA V-130		

### INDICE

1.	ANTECEDENTES.....	2
2.	PRUEBAS REALIZADAS Y RESULTADOS OBTENIDOS.....	6
3.	CONCLUSIONES.....	9
4.	RECOMENDACIONES.....	9
5.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	12

Revision	Elaborado por:	Fecha	Revisado por:	Fecha	Aprobado por:	Fecha
0	Carlos Melo	09/22/10				

	DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO INTEGRIDAD MECÁNICA EPF	Informe No. (231-10-EPF)
		Orden de Trabajo No. 101155549
INSPECCION POR FUGA LINEA DE 8" DESCARGA V-130		

## 1. ANTECEDENTES

Desde el 31 de octubre de 2009 se tiene registro de falla la descarga de crudo de 8" del separador V-120. En esta fecha se produjo una fuga y se procedió simplemente con el cambio del empaque asumiendo que este era el problema (Fotografía 1).



Fotografía No. 1. Fuga Detectada en Octubre de 2009 (V-120).

El 20 de noviembre de 2009 se produce la falla en la descarga de crudo 8" del V-120 a un lado de la LV-120 en el mismo sitio donde se detectó la fuga en el mes de octubre. La falla se genera en la parte inferior de la cara válvula y brida por corrosión interna severa como se puede observar en las fotografías 2 y 3.



Fotografía No. 2. Falla Válvula por Corrosión severa Interna Noviembre de 2009 (V-120)



Fotografía No. 3. Falla Brida por Corrosión severa Interna Noviembre de 2009 (V-120)

	DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO INTEGRIDAD MECÁNICA EPF	Informe No. (231-10-EPF)
		Orden de Trabajo No. 101155549
INSPECCION POR FUGA LINEA DE 8" DESCARGA V-130		

En el mes de febrero de 2010 se produce el primer fallo similar en la descarga de crudo de 8" del separador V-130 en la parte inferior como se puede observar en las fotografías 4 y 5.



**Fotografía No. 4. Falla Brida por Corrosión severa Interna  
Febrero de 2010 (V-130)**



**Fotografía No. 5. Falla Brida por Corrosión severa  
Interna Febrero de 2010 (V-130)**

En el mes de mayo de 2010 se vuelve a producir un fallo en la descarga de 8" del V-120 que genera daños en la válvula automática como se puede observar en las fotografías 6 y 7.



**Fotografía No. 6. Falla Brida por Corrosión severa Interna  
Mayo de 2010 (V-120)**



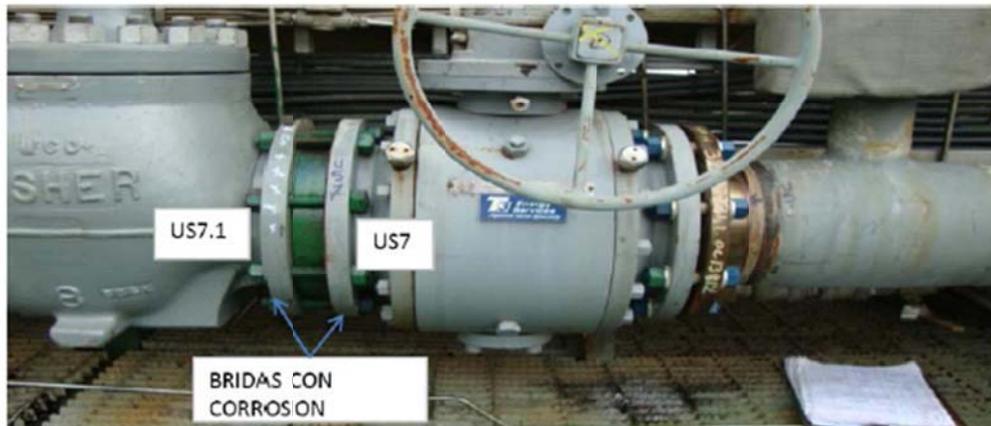
**Fotografía No. 7. Falla Brida Válvula por Corrosión  
severa Interna Mayo de 2010 (V-120)**

En el mes de mayo se Integración mecánica realiza la inspección por arreglo de fases de las bridas de los separadores en EPF y se detecta corrosión en las bridas de la descarga del V-130 y en la línea de 12" de agua del V-150. Referirse a fotografías 8,9 y 10.

INSPECCION POR FUGA LINEA DE 8" DESCARGA V-130



Fotografía No. 8. Bidas Defectuosas detectadas por arreglo de fases en Mayo de 2010 (V-130)



Fotografía No. 9. Brida con Corrosión Interna Detectadas en inspección Mayo de 2010 (V-130)

INSPECCION POR FUGA LINEA DE 8" DESCARGA V-130



Brida US8, que tiene inicios de corrosión en parte interna de la cara

Fotografía No. 10. Brida con Corrosión Interna detectada en Inspección Mayo de 2010 (V-150)

Finalmente el 19 de septiembre de 2010 se produce el fallo de las bridas del V-130 que fueron inspeccionadas en mayo de 2010 por corrosión interna severa en la parte inferior de las mismas. Referirse a fotografías 11 y 12.



Fotografía No. 11. Falla acople metálico por Corrosión severa Interna Septiembre de 2010 (V-130)



Fotografía No. 12. Corrosión Interna en Brida, falla Septiembre de 2010 (V-130)

A continuación una tabla de resumen de todos los fallos ocurridos en las líneas de descarga de crudo de 8" del V-120 y V-130. Todos los fallos son por corrosión interna severa en la parte inferior.

Tabla No. 1. Detalle de fallas V-120.

Item (No. Falla Reg.)	Fecha	Sitio	Tiempo desde Falla Anterior (días)	Equipo
1	1/11/2009	Parte Inferior		V-120
2	1/5/2010	Parte Inferior	181	V-120

	DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO INTEGRIDAD MECÁNICA EPF	Informe No. (231-10-EPF)
		Orden de Trabajo No. 101155549
INSPECCION POR FUGA LINEA DE 8" DESCARGA V-130		

Tabla No. 2. Detalle de fallas V-130.

Item (No. Falla Reg.)	Fecha	Sitio	Tiempo desde Falla Anterior (días)	Equipo
1	1/2/2010	Parte Inferior		V-130
2	19/9/2010	Parte Inferior	230	V-130

El tiempo promedio de fallas en los dos recipientes es de 200 días.

## 2. PRUEBAS REALIZADAS Y RESULTADOS OBTENIDOS.

En noviembre de 2009 y en septiembre de 2010 el laboratorio de Químicos realiza el análisis para determinar presencia de bacterias sulfato reductoras, los resultados del último estudio se detallan a continuación.

### ANÁLISIS DE MUESTRA SÓLIDA DE LA JUNTA BRIDADA DE LA VÁLVULA LV-130

#### ANÁLISIS REALIZADOS

- Se realiza cultivo de bacterias de la parte afectada de la corrosión el día 18 septiembre del 2010  
La botella con tapa púrpura es del sólido  
La botella con tapa verde se del sólido diluido en agua destilada



INSPECCION POR FUGA LINEA DE 8" DESCARGA V-130

2.- Se realiza prueba con HCl al 15% para determinación de sulfuros o carbonatos



**CONCLUSIONES**

1.- Se debe esperar al tiempo de cultivo de bacterias de 28 días, la presencia agresiva de bacterias las botellas pintan hasta el tercer día, lo que no ha ocurrido hasta el momento.

2.- Se procedió a reaccionar en distintos puntos de la junta brida con HCl al 15% no existiendo reacción ni desprendimiento de olor característico a H<sub>2</sub>S

INSPECCION POR FUGA LINEA DE 8" DESCARGA V-130

En Febrero de 2010 Integridad Mecánica realiza pruebas en donde se determina que existe una diferencia en los potenciales en los elementos que fallaron en el V-120, es decir, se estaba produciendo corrosión galvánica por presencia de materiales disímiles en un electrolito (agua de formación)

Fotografía 1 y 2. Elementos conjugados válvula - brida de tubería que fallaron



Fotografía 3 - 4 y 5. Pruebas realizadas

5.

REGISTRO DE DATOS

POTENCIALES ELECTROQUÍMICOS EN ELEMENTOS CONJUGADOS QUE FALLARON EN V-130 (mV NEGATIVOS)					
JUEVES					
ESTABLE	VALVULA	TUBO	AGITADO	VALVULA	TUBO
8 H 00	480	550	8 H 00	---	---
8 H 00	495	225	8 H 00	---	---
VIERNES					
ESTABLE	VALVULA	TUBO	AGITADO	VALVULA	TUBO
8 H 00	493	254	8 H 00	---	---
9 H 00	289	272	9 H 00	---	---
10 H 00	412	299	10 H 00	---	---
11 H 00	287	267	11 H 00	---	---
12 H 00	425	356	12 H 00	255	254
13 H 00	362	268	13 H 00	201	243
15 H 00	410	308	15 H 00	345	279
16 H 00	412	304	16 H 00	268	228
17 H 00	385	255	17 H 00	345	254
18 H 00	425	263	18 H 00	321	235
SÁBADO					
ESTABLE	VALVULA	TUBO	AGITADO	VALVULA	TUBO
11 H 00	345	267	11 H 00	275	251
14 H 00	287	258	14 H 00	254	192
15 H 00	345	335	15 H 00	261	232

4.

CONCLUSIONES

- Podemos ver que hay una tendencia a estabilizar de los potenciales de la válvula en aproximadamente 400 mV negativos tanto en agua en reposo como agitada y de la brida del tubo en aproximadamente 200 mV negativos, en agua agitada y aproximadamente 250 mV negativos en agua en reposo.
- Se verifica que existe una diferencia de potencial electroquímica que se estabiliza en el tiempo (entre 150 y 200 mV) y que marca la existencia de una celda galvánica entre el material de la válvula (acero K-768) el material de la tubería (A 106 GB1) resultando ser la válvula el material anódico o más activo electroquímicamente, por lo que se presume en esto se inicia el proceso corrosivo.
- No se verificó la existencia de este problema en la junta tubería tubería, lo que ayuda a complementar esta hipótesis.
- El tipo de proceso corrosivo se debe entonces a celda galvánica agravado con celda de concentración de oxígeno en hendidura.

5.

RECOMENDACIONES

- La mejor práctica es la selección adecuada de materiales desde el diseño, pero en este caso se recomienda iniciar un programa de inspección y mantenimiento de todas las juntas de este tipo, para prevenir nuevas fallas.

Se envía una muestra de la válvula que falla del V-120 al laboratorio de Metalografía de la Escuela Politécnica Nacional y se recibe un informe preliminar donde se detallan lo siguiente:

	DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO INTEGRIDAD MECÁNICA EPF	Informe No. (231-10-EPF)
		Orden de Trabajo No. 101155549
INSPECCION POR FUGA LINEA DE 8" DESCARGA V-130		

#### 8. CONCLUSIÓN.

La falla de la válvula se debe a la no homogeneidad de la microestructura del material, pues presenta dos tipos diferentes de microestructura, en la zona cercana a la corrosión presenta una microestructura de tipo ferrítico acicular y perlita entre los granos de ferrita, microestructura que es mucho mas susceptible de ser corroída, en zonas alejadas a la falla la ferrita es de tipo equiaxial con perlita entre los granos de ferrita, los valores de dureza del material así lo confirman.

**Atentamente**

Ing. Patricio Estupiñán, MSc.  
**Jefe del Laboratorio de Metalografía.**

#### 3. CONCLUSIONES

- Los materiales de las válvulas y bridas instaladas en las descargas de los V-120, V-130, V-140, V-150 y V-20160 al estar en contacto con un electrolito (agua de formación) pueden generar celdas de corrosión galvánica que a futuro va a causar fallos como se han evidenciado en las líneas de descarga del V-120 y V-130.
- El tiempo promedio de falla de los elementos del V-120 y V-130 es de 200 días.
- La presencia de corrosión interna en las bridas puede ser detectada por la técnica de inspección por ultrasonido con arreglo de fases.
- No se ha evidenciado presencia de bacterias en los sitios donde se han producidos los fallos en las bridas y válvulas del V-120 y del V-130.
- Los drenajes existentes en los acoples Bleed Ring no se han utilizado de manera regular para evitar la acumulación de electrolitos entre los elementos que han fallado.

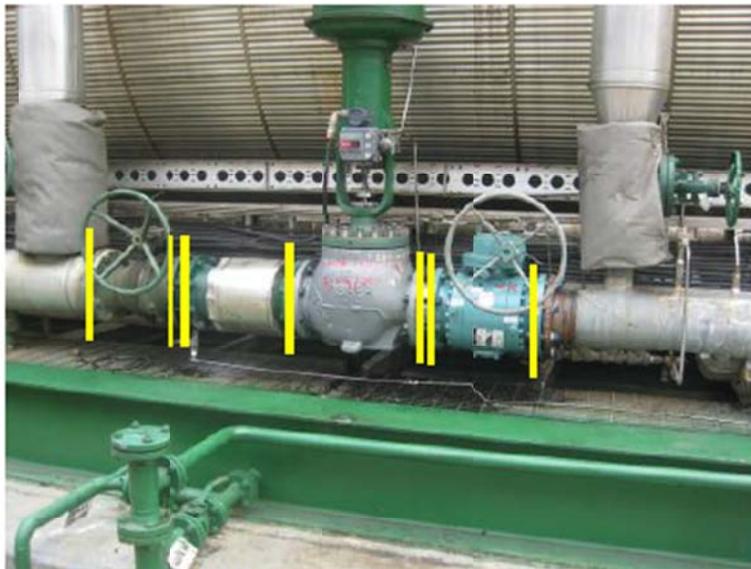
#### 4. RECOMENDACIONES

- Evitar el contacto directo entre bridas y válvulas de los separadores V-120, V-130, V-140, V150 y V-20160 con el fin de minimizar los procesos de corrosión galvánica. A continuación un detalle de los sitios en los que se va a instalar las juntas de aislamiento dieléctrico con el fin de evitar los fenómenos de corrosión galvánica.
- Realizar un procedimiento de operación que permita el drenaje mediante los Bleed Ring con el fin de minimizar la acumulación de electrolitos en estos sitios.
- Se debe monitorear la brida del V-150 que se detectó con inicios de corrosión durante la inspección de mayo de 2010. Si es posible realizar el cambio programado de la misma e instalar junta de aislamiento dieléctrico para evitar que se vuelva a producir este proceso.

INSPECCION POR FUGA LINEA DE 8" DESCARGA V-130



Fotografía No. 13. Sitios recomendados para instalación de JAD V-120



Fotografía No. 14. Sitios recomendados para instalación de JAD V-130

INSPECCION POR FUGA LINEA DE 8" DESCARGA V-130



Fotografía No. 15. Sitios recomendados para instalación de JAD V-140



Fotografía No. 16. Sitios recomendados para instalación de JAD V-150

INSPECCION POR FUGA LINEA DE 8" DESCARGA V-130



Fotografía No. 17. Sitios recomendados para instalación de JAD V-20160

#### 5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Reporte de Falla V-120, Alejandro Alemán, Petroamazonas EP, Mantenimiento, Integridad Mecánica, Noviembre 2009.
- (045-10-EPF) Reporte de Falla V-130, Alejandro Alemán, Petroamazonas EP, Mantenimiento, Integridad Mecánica, Febrero 2010.
- Reporte de Inspección de Bidas Separadores EPF por Arreglo de Fases, Hugo Aguirre, ENDE, Mayo 2010.
- Informe Técnico Preliminar Fala Válvula V-120, Patricio Estupiñán, EPN.
- Análisis de Muestra Sólida de Junta Bridada V-130, Martín Morales, Dichem, Septiembre, 2010.