



UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL POLITÉCNICA
“ANTONIO JOSÉ DE SUCRE”
VICE-RECTORADO PUERTO ORDAZ
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA INDUSTRIAL
TRABAJO DE GRADO

**DISEÑO DE SISTEMA DE MANTENIMIENTO PARA LA PLANTA
COMPRESORA PJ2 DEL COMPLEJO OPERACIONAL JUSEPÍN BASADO
EN EL SISTEMA DE INSPECCIÓN DE LAZOS PARA CONFIABILIDAD
OPERACIONAL (SILCO) DE PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A.,
DISTRITO FURRIAL.**

MARTÍNEZ BELLORÍN ALEJANDRA REBECA

PUERTO ORDAZ, MAYO DE 2010

**DISEÑO DE SISTEMA DE MANTENIMIENTO PARA LA PLANTA
COMPRESORA PJ2 DEL COMPLEJO OPERACIONAL JUSEPÍN BASADO
EN EL SISTEMA DE INSPECCIÓN DE LAZOS PARA CONFIABILIDAD
OPERACIONAL (SILCO) DE PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A.,
DISTRITO FURRIAL.**



UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL POLITÉCNICA

“ANTONIO JOSÉ DE SUCRE”

VICE-RECTORADO PUERTO ORDAZ

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO DE GRADO

**DISEÑO DE SISTEMA DE MANTENIMIENTO PARA LA PLANTA
COMPRESORA PJ2 DEL COMPLEJO OPERACIONAL JUSEPÍN BASADO
EN EL SISTEMA DE INSPECCIÓN DE LAZOS PARA CONFIABILIDAD
OPERACIONAL (SILCO) DE PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A.,
DISTRITO FURRIAL.**

Trabajo de Grado presentado ante el Departamento de Ingeniería Industrial de la UNEXPO Vicerrectorado Puerto Ordaz como requisito para la obtención del título de Ingeniero Industrial.

PhD. Mayra D' Armas
Tutor Académico

Ing. Melvin López
Tutor Industrial

PUERTO ORDAZ, MAYO DE 2010

MARTÍNEZ BELLORÍN, ALEJANDRA REBECA.

“Diseño de Sistema de Mantenimiento para la Planta Compresora PJ2 del Complejo Operacional Jusepín basado en el Sistema de Inspección de Lazos para Confiabilidad Operacional (SILCO) de Petróleos de Venezuela, S. A., Distrito Furrrial”, 2010.

Págs. 118

Trabajo de Grado.

Universidad Nacional Experimental Politécnica “Antonio José de Sucre”. Vicerrectorado Puerto Ordaz. Departamento de Ingeniería Industrial.

Tutor Académico: PhD. Mayra D’ Armas.

Tutor Industrial: Ing. Melvin López.

Referencias Pág. 105

Capítulos: I. El Problema. II. Generalidades de la Empresa. III. Marco Teórico. IV. Marco Metodológico. V. Resultados. Conclusiones. Recomendaciones. Anexos.

UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL POLITÉCNICA
“ANTONIO JOSÉ DE SUCRE”
VICERRECTORADO PUERTO ORDAZ
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA INDUSTRIAL
TRABAJO DE GRADO

ACTA DE APROBACIÓN

Quienes suscriben, miembros del Jurado Evaluador designados por la Comisión de Trabajos de Grado del Departamento de Ingeniería Industrial de la Universidad Nacional Experimental Politécnica “Antonio José de Sucre”, Vicerrectorado Puerto Ordaz, para evaluar el Trabajo de Grado presentado por el (la) ciudadano(a): **ALEJANDRA REBECA MARTÍNEZ BELLORÍN**, portador de la Cédula de Identidad N^o **V-16.162.844**, titulado: **DISEÑO DE SISTEMA DE MANTENIMIENTO PARA LA PLANTA COMPRESORA PJ2 DEL COMPLEJO OPERACIONAL JUSEPÍN, BASADO EN EL SISTEMA DE LAZOS PARA CONFIABILIDAD OPERACIONAL (SILCO) DE PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A., DISTRITO FURRIAL**, para optar al título de **INGENIERO INDUSTRIAL**, consideramos que este cumple con los requisitos exigidos para tal efecto y por lo tanto lo declaramos **APROBADO**.

PhD. Mayra D' Armas
Tutor Académico

Ing. Melvin López
Tutor Industrial



Ing. Emerson Suárez
Jurado Evaluador

Msc. Iván Turmero
Jurado Evaluador

Dedicado a:

Dios Todopoderoso.

Mi madre y hermanos.

Mis amigos.

*A una persona muy especial, Tía Yazmín, se que desde el cielo nos
acompañas y cuidas a todos los que te queremos!*

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por haberme regalado el milagro de la vida y llenarme de fe, voluntad y constancia para lograr todos mis objetivos y alcanzar esta anhelada meta y también por rodearme de personas que han estado dispuestas a brindarme su apoyo.

A mi madre, Del Valle Bellorín por su lucha constante para motivarme a formarme como profesional y como persona. Igualmente a mis hermanos y a mi familia por su valiosa ayuda.

A mis tutores, Ing. Melvin López por su amistad y asesoría técnica en la realización de mi trabajo de grado, a PhD. Mayra D' Armas por su orientación, sus enseñanzas y por haber tenido la oportunidad de trabajar como preparadora.

A PDVSA, por ofrecerme la oportunidad de realizar mi trabajo de Grado, formarme a nivel profesional y por todo lo aprendido durante mi estadía en esta empresa.

Al personal que labora en las Plantas Compresoras y al personal de ICCEE: Guillermo, Víctor, José C., Moisés, Ramón C., Pablo, Edward, María S., Morelia y Wilmar por toda su colaboración.

A la UNEXPO Vice-rectorado Puerto Ordaz, mi casa de estudios y a todos los profesores con quienes tuve la oportunidad de compartir, aprender todo lo relacionado a mi carrera y a formarme académica e integralmente.

A mis amigos y compañeros: Leo, Andrea, Carlitos, Vanessa, Lili, Anghi, Oscar, Gaby, Emely, Jhoanna, Paola, Daniel, Armando, César F y a todos mis compañeros de Ingeniería Industrial que siempre han estado conmigo a lo largo de mi carrera y con quienes he compartido muchos momentos y experiencias que de una u otra manera nos han dejado algún aprendizaje. A Marbelis, Dolianna, Raquel, Leyddy, Meyris y Aleyda quienes siempre han estado pendiente de mis estudios y sobretodo por mantener durante tanto tiempo una amistad muy grande.

A mis compañeros tesisistas: Neyla, Mirvis, Luisana, Kasandra, Rafael, Ramón S., Orlando y a mi hermanito Diego, nuestra integración y equipo de trabajo fue excelente, gracias a ustedes por hacer todos estos meses más llevaderos y brindarme su amistad, espero siempre nos mantengamos unidos.

A todos, muchísimas Gracias!



UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL POLITÉCNICA
“ANTONIO JOSÉ DE SUCRE”
VICERRECTORADO PUERTO ORDAZ
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA INDUSTRIAL
TRABAJO DE GRADO

**DISEÑO DE SISTEMA DE MANTENIMIENTO PARA LA PLANTA
COMPRESORA PJ2 DEL COMPLEJO OPERACIONAL JUSEPÍN BASADO
EN EL SISTEMA DE INSPECCIÓN DE LAZOS PARA CONFIABILIDAD
OPERACIONAL (SILCO) DE PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A.,
DISTRITO FURRIAL.**

Autor: Martínez Bellorín, Alejandra Rebeca.

Tutor Académico: PhD. Mayra D' Armas.

Tutor Industrial: Ing. Melvin López.

RESUMEN

En el siguiente trabajo se desarrolló un sistema de mantenimiento para la Planta Compresora PJ2 del Complejo Operacional Jusepín basado en el Sistema de Inspección de Lazos para Confiabilidad Operacional (SILCO) de Petróleos de Venezuela, S.A., Distrito Furrial. La investigación es de tipo documental, descriptiva y de campo. Los resultados obtenidos fueron: quince (15) lazos de corrosión, cincuenta y cinco (55) circuitos y trescientos sesenta y cinco (365) puntos de inspección. Mediante el análisis de jerarquización se obtuvo que los lazos más críticos son los 2, 4, 6, 8, 9, 10, 12, 13 y 14 respectivamente debido a que la información sobre los mismos es muy limitada y no poseen inspecciones. Las mediciones con Ultrasonido se realizarán en Enero de 2011 y en Septiembre de 2011 para garantizar la integridad mecánica de la Planta.

Palabras clave: Corrosión, Mecanismo de Corrosión, Lazos de Corrosión, Análisis de Criticidad, Silco.

ÍNDICE GENERAL

	DEDICATORIA	vi
	AGRADECIMIENTOS	vii
	RESUMEN	ix
	INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO		
I	EL PROBLEMA	
	1.1 Planteamiento del Problema	3
	1.2 Objetivos	
	1.2.1 Objetivo General	5
	1.2.2 Objetivos Específicos	5
	1.3 Alcance	6
	1.4 Limitaciones	6
	1.5 Justificación	6
II	GENERALIDADES DE LA EMPRESA	
	2.1 Antecedentes de la Empresa	8
	2.2 Ubicación de la Empresa	9
	2.3 Visión de la Gerencia de Mantenimiento	11
	2.4 Misión de la Gerencia de Mantenimiento	11
	2.5 Política de la Calidad de la Gerencia de Mantenimiento	11
	2.6 Descripción del Complejo Operacional Jusepín	11
	2.6.1 Descripción del proceso de la Planta Compresora Jusepín 2	14
III	MARCO TEÓRICO	
	3.1 Antecedentes	16
	3.2 Bases Teóricas	
	3.2.1 Corrosión	17

3.2.2 Características de la Corrosión	17
3.2.3 Factores que afectan la Corrosión	18
3.2.4 Clasificación y Tipos de Corrosión	20
3.2.4.1 Corrosión Uniforme	20
3.2.4.2 Corrosión Galvánica	20
3.2.4.3 Picaduras “Pitting”	22
3.2.4.4 Hendiduras (Crevices)	23
3.2.4.5 Ataque selectivo (Leaching)	24
3.2.4.6 Esfuerzos (“Stress Corrosion Craking”)	25
3.2.4.7 Corrosión Intergranular	25
3.2.4.8 Erosión/Corrosión	26
3.2.4.9 Fatiga	27
3.2.4.10 Corrosión dulce o corrosión por CO ₂	28
3.2.4.11 Corrosión agria o corrosión por H ₂ S	29
3.2.4.12 Corrosión por oxígeno	30
3.2.4.13 Biológica	30
3.2.5 Inhibidores de Corrosión	31
3.2.5.1 Clases de Inhibidores	31
3.2.6 Ensayos No Destructivos (END)	32
3.2.6.1 Objetivos de los ensayos no destructivos	32
3.2.6.2 Métodos de ensayos no destructivos	33
3.2.7 Mecanismos de Corrosión	35
3.2.8 Análisis referencial de jerarquización de líneas y equipos de proceso del lazo	36
3.2.9 Sistema de Inspección de Lazos para Confiabilidad Operacional (SILCO)	37
3.2.9.1 Objetivos del SILCO	38
3.2.9.2 Alcance del SILCO	39
3.2.9.3 Variable SILCO	39
3.2.9.4 Ventana SILCO	39
3.2.9.5 Diseño de plan selectivo de inspección	41

IV	MARCO METODOLÓGICO	
	4.1 Tipo De Estudio De La Investigación	45
	4.2 Población y Muestra	46
	4.3 Recursos	
	4.3.1 Recursos Humanos	46
	4.3.2 Recursos Materiales	47
	4.4 Técnicas y/o instrumentos de recolección de datos	
	4.4.1 Revisión Documental	47
	4.4.2 Observación Directa no Participante	48
	4.4.3 Entrevistas no Estructuradas	48
	4.5 Procedimiento	48
V	RESULTADOS	
	5.1 Descripción de los Lazos de Corrosión establecidos	51
	5.2 Jerarquización de los lazos PCJ-2	89
	5.3 Determinación de la mano de obra, duración y costos de las actividades de inspección	89
	5.4 Análisis de los resultados	92
	5.5 Plan de Mantenimiento para planta compresora Jusepín 2	94
	CONCLUSIONES	102
	RECOMENDACIONES	104
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	105
	ANEXOS	106

LISTA DE TABLAS

N°		Pág.
3.1	Serie galvánica Vs. fem.	22
3.2	Rangos de Corrosión por CO ₂	28
3.3	Severidad de Corrosión por H ₂ S	30
3.4	Matriz de criticidad para líneas y equipos de proceso de lazo	37
5.1	Valores operacionales para el Lazo - 1	52
5.2	Equipos estáticos correspondiente al PJ2 – Lazo - 1	52
5.3	Líneas de proceso correspondiente al PJ2 – Lazo - 1	53
5.4	Valores operacionales para el Lazo - 2	54
5.5	Especificación de los Equipos Estáticos del Lazo de Corrosión N° 2	55
5.6	Especificación de las Líneas de Proceso del Lazo de Corrosión N° 2	55
5.7	Valores operacionales para el Lazo - 3	57
5.8	Especificación de los Equipos Estáticos del Lazo de Corrosión N° 3	57
5.9	Especificación de las Líneas de Proceso del Lazo de Corrosión N° 3	57
5.10	Valores operacionales para PJ2 – Lazo – 4	59
5.11	Especificación de los Equipos Estáticos del Lazo de Corrosión N° 4	59
5.12	Especificación de las Líneas de Proceso del Lazo de Corrosión N° 4	59
5.13	Valores operacionales del PJ2 – Lazo – 5	61
5.14	Especificación de los Equipos Estáticos del Lazo de Corrosión N° 5	61
5.15	Especificación de las Líneas de Proceso del Lazo de Corrosión N° 5	62
5.16	Valores operacionales para el PJ2 – Lazo – 6	63
5.17	Equipos estáticos correspondiente al PJ2 – Lazo – 6	64
5.18	Especificación de las Líneas de Proceso del Lazo de Corrosión N° 6.	64
5.19	Valores operacionales para el PJ2 – Lazo – 7	66

5.20	Equipos estáticos para el PJ2 – Lazo – 7	66
5.21	Líneas de proceso para el lazo de corrosión 7	67
5.22	Valores operacionales para PJ2 – Lazo – 8	68
5.23	Especificación de los Equipos Estáticos del Lazo de Corrosión N° 8.	69
5.24	Especificación de las Líneas de Proceso del Lazo de Corrosión N° 8	69
5.25	Valores operacionales para el PJ2 – Lazo – 9.	71
5.26	Especificación de los Equipos Estáticos del Lazo de Corrosión N° 9	71
5.27	Especificación de las Líneas de Proceso del Lazo de Corrosión N° 9	72
5.28	Valores operacionales para el PJ2 – Lazo – 10.	73
5.29	Especificación de los Equipos Estáticos del Lazo de Corrosión N° 10	74
5.30	Especificación de las Líneas de Proceso del Lazo de Corrosión N° 10.	74
5.31	Valores operacionales para el PJ2 – Lazo – 11	76
5.32	Especificación de los Equipos Estáticos del Lazo de Corrosión N° 11	76
5.33	Especificación de las Líneas de Proceso del Lazo de Corrosión N° 11	77
5.34	Valores operacionales para el PJ2 – Lazo – 12	79
5.35	Especificación de los Equipos Estáticos del Lazo de Corrosión N° 12	79
5.36	Especificación de las Líneas de Proceso del Lazo de Corrosión N° 12	80
5.37	Valores operacionales para el PJ2 – Lazo – 13	82
5.38	Especificación de las Líneas de Proceso del Lazo de Corrosión N° 13	82
5.39	Valores operacionales para el PJ2 – Lazo – 14	84
5.40	Especificación de las Líneas de Proceso del Lazo de Corrosión N° 14	85
5.41	Valores operacionales para el PJ2 – Lazo – 15	86
5.42	Especificación de las Líneas de Proceso del Lazo de Corrosión N° 15	87
5.43	Puntos inspeccionados por período	96

LISTA DE FIGURAS

N°		Pág.
2.1	Ubicación Geográfica de PDVSA Jusepín, Distrito Furrrial	10
2.2	Diagrama de Flujo de Proceso Complejo Operativo Jusepín	10
2.3	Esquema de proceso compresores C1 y C2 de PCJ 2	15
2.4	Esquema de proceso compresores C-3 y C-4 de la PCJ 2	15
3.1	Corrosión uniforme	20
3.2	Corrosión galvánica	21
3.3	Corrosión por picaduras	23
3.4	Corrosión crevice	24
3.5	Corrosión selectiva	24
3.6	Corrosión SCC	25
3.7	Corrosión intergranular	26
3.8	Corrosión erosión	27
3.9	Corrosión por fatiga	28
3.10	Flujograma de acciones SILCO	40
5.1	Lazos de corrosión de la Planta Compresora Jusepín (PCJ-2)	50
5.2	Diagrama de Proceso Simplificado del Lazo de Corrosión N° 1	52
5.3	Diagrama de Proceso Simplificado del Lazo de Corrosión N° 2	54
5.4	Diagrama de Proceso Simplificado del Lazo de Corrosión N° 3	56
5.5	Diagrama de Proceso Simplificado del Lazo de Corrosión N° 4	58
5.6	Diagrama de Proceso Simplificado del Lazo de Corrosión N° 5	61
5.7	Diagrama de Proceso Simplificado del Lazo de Corrosión N° 6	63
5.8	Diagrama de Proceso Simplificado del Lazo de Corrosión N° 7	66
5.9	Diagrama de Proceso Simplificado del Lazo de Corrosión N° 8	68

5.10	Diagrama de Proceso Simplificado del Lazo de Corrosión N° 9	70
5.11	Diagrama de Proceso Simplificado del Lazo de Corrosión N° 10	73
5.12	Diagrama de Proceso Simplificado del Lazo de Corrosión N° 11	75
5.13	Diagrama de Proceso Simplificado del Lazo de Corrosión N° 12	79
5.14	Diagrama de Proceso Simplificado del Lazo de Corrosión N° 13	81
5.15	Diagrama de Proceso Simplificado del Lazo de Corrosión N° 14	84
5.16	Diagrama de Proceso Simplificado del Lazo de Corrosión N° 15	86
5.17	Resultados de la jerarquización de los lazos de corrosión de PJ2	89

GRÁFICOS

5.1	Plan de inspección actual vs plan de inspección propuesto (Costos)	91
5.2	Plan de inspección actual vs plan de inspección propuesto (H-H)	92
5.3	Avance de inspección de PJ2	95
5.4	Puntos a inspeccionar Enero 2011	99
5.5	Puntos a inspeccionar Septiembre 2011	101

LISTA DE ANEXOS

ANEXO	Pág.
A Posiciones de medición mediante ultrasonido en tuberías y accesorios	107
B Formato para el análisis de criticidad de líneas y equipos de proceso	108
C Características más resaltantes de los quince (15) lazos de corrosión establecidos por la metodología SILCO para la Planta Compresora Jusepín 2 (PJ2)	112
D Análisis cromatográfico del Gas Natural para PCJ 2	112
E Resumen de circuitos PCJ 2 y codificación de isométricos	113
F Características de los circuitos PJ2 cargados en SILCO	114
G Isométrico del circuito 001P2	115
H Tabla de medición de espesores circuito 001P2, inspección año 2009	116
I Tabla de medición de espesores circuito 001P2, inspección año 2007	116
J Reporte SILCO: Espesores de retiro del circuito 001P2	117
K Reporte SILCO: Gráfica de puntos del circuito 001P2	118

ANEXOS DIGITALIZADOS

Isométricos de Planta Compresora Jusepín 2

Tablas de medición de espesores año 2009

Tablas de medición de espesores año 2007

Reporte SILCO:

 Espesores de retiro

 Gráfica de puntos por circuito

 Puntos que requieren medición original

 Programación Enero 2011 PJ2

 Programación Septiembre 2011 PJ2



INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera los daños causados por un problema de corrosión pueden ser muy amplios, ya sea por la ruptura de una pieza, fuga u otro, la reparación de una falla, aparte del costo inherente a la sustitución de un tramo de tubería dañado, hay que tener en cuenta el daño causado al ambiente, muchas veces irreversibles, puede provocar accidentes de importante magnitud, así como el posible paro en la industria y los consiguientes problemas de desabastecimiento que puede llegar a acarrear.

La Planta Compresora Jusepín 2 maneja un gas que contiene agentes corrosivos como el sulfuro de hidrógeno (H_2S) y el dióxido de carbono (CO_2) presentes en las líneas y equipos, que en combinación con el agua que el gas arrastra, pueden originar la activación de distintos mecanismos de corrosión, provocando así problemas de degradación por corrosión interna en las líneas y equipos que conforman esta planta compresora. Esta corrosión es resultado de las condiciones operacionales del proceso. Por tal motivo es importante llevar un control de las mismas a través de un plan de inspección. Actualmente, no se cuenta con ello por lo que las frecuencias de las inspecciones implementadas no es la óptima y a su vez es difícil estimar el tiempo de vida útil de los equipos que conforman esta planta, además se debe tener en cuenta que todo esto se traduce en costos.

Basado en lo anterior, el Departamento de Inspección y Control de Corrosión de Equipos Estáticos (ICCEE), de la Gerencia de Mantenimiento de PDVSA Distrito Furrial, como una forma de optimizar los recursos pone en marcha el presente proyecto a fin de implementar el software llamado Sistema de Inspección de Lazos de corrosión (SILCO), el cual combina las metodologías:



Lazos de Corrosión, Inspección Basada en Riesgos (IBR) y el Sistema de Inspección en Marcha (SIEM), para realizar seguimiento de las variables operacionales a manera de establecer frecuencias óptimas de inspección de acuerdo a las condiciones operacionales y a su vez estimar el tiempo de vida útil de los equipos y líneas, este sistema también permitirá establecer los rangos de operación así como mantener una base de datos actualizada sobre la integridad mecánica de las instalaciones.

La información para desarrollar la investigación, se apoyará en la documentación acerca del proceso de la planta, historiales de fallas, isométricos, mediciones de espesores por ultrasonido y visitas a la planta. La investigación consiste básicamente en identificar las variables y determinar los mecanismos de corrosión predominantes de acuerdo a los lazos de corrosión seleccionados, una vez cargada toda la data en el sistema se podrá monitorear cada lazo con el fin de garantizar la confiabilidad de las instalaciones.

La estructura del informe se presenta de la siguiente manera: en el capítulo I se expone el problema, el capítulo II contiene los aspectos generales de PDVSA Jusepín, en el capítulo III se presentan las bases teóricas de la investigación, el capítulo IV es el marco metodológico, en el capítulo V se muestran los resultados y el plan de mantenimiento para PJ2. Posteriormente se presentan las conclusiones, recomendaciones y anexos que dan soporte de la información obtenida.



CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

Este capítulo describe la problemática y los objetivos que persigue la investigación que se emprende para implementar SILCO en PJ2 de Jusepín.

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

PDVSA, como empresa dedicada a la exploración y producción de energía, necesita establecer líneas de transferencia de gas y crudo hacia los distintos Centros de Operación que conforman la geografía nacional; normalmente, estos productos dependiendo de su procedencia, contienen impurezas que influyen en la corrosión de los materiales y en las propiedades de los productos tratados.

La corrosión tiene efectos no deseados como fugas y fallas que traen como consecuencia paradas de plantas no programadas que se traducen en costos elevados, e incluso pueden provocar accidentes fatales y daños al ambiente, razón por la cual resulta necesario que la empresa aproveche las bondades de la tecnología, para desarrollar proyectos que contribuyan a mantener bajo control y reducir en lo posible los efectos negativos que se desprenden de la corrosión.

En la Planta Compresora 2 ubicada en el Complejo Operacional Jusepín de PDVSA, se maneja un flujo de gas de aproximadamente 20 MMPCND compuesto básicamente por CO₂ y H₂S que al hacer contacto con el agua se



convierte en un agente altamente corrosivo y en esta instalación no se inyecta actualmente algún producto para tratamiento químico que minimice este problema. Además la frecuencia de inspección sistemática establecida es bianual para todas las plantas que conforman el complejo sin considerar la condición de las mismas, adicionalmente no se tiene al alcance información suficiente sobre los equipos ni registros históricos sobre los mantenimientos y fallas ocurridas en dicha planta. De esto se deriva que el tiempo de vida útil remanente de las líneas no se puede determinar, así como la frecuencia óptima para realizar las inspecciones acorde a la criticidad de los equipos y líneas de transferencia, todo esto acarrea mayor cantidad de mantenimientos correctivos efectuados y por ende se generan mayores costos.

De acuerdo a lo anteriormente expuesto, el Departamento de Inspección y Control de Corrosión de Equipos Estáticos (ICCEE), adscrito a la Gerencia de Mantenimiento, en búsqueda de mejorar la utilización de los recursos propone facilitar el seguimiento de las condiciones operacionales mediante la definición de lazos de corrosión, circuitos y puntos de control para predecir fallas y desviaciones en los mismos. De esta manera, se podrá optimizar la frecuencia de las inspecciones y garantizar la confiabilidad en las instalaciones de las plantas a evaluar, por lo cual emprendió la presente investigación proponiendo aplicar el Sistema de Inspección de Lazos de Corrosión (SILCO), el cual ha sido implementado con éxito en otras instalaciones de PDVSA. SILCO es un software que sirve de herramienta para la predictibilidad de corrosión interna, que combina las metodologías: Lazos de Corrosión, Inspección Basada en Riesgos (IBR) y el Sistema de Inspección en Marcha (SIEM), utilizados para planes de inspección y mantener bajo monitoreo las variables operacionales que necesiten ser evaluadas.



1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

Para llevar a cabo el estudio planteado se formularon los objetivos siguientes:

1.2.1 OBJETIVO GENERAL

Diseñar un Sistema de Mantenimiento para la Planta Compresora PJ2 del Complejo Operacional Jusepín basado en el Sistema de Inspección de Lazos para Confiabilidad Operacional (SILCO) de Petróleos de Venezuela, S.A., Distrito Furrial.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

1. Identificar las variables operacionales y corrosivas de las instalaciones.
2. Establecer los lazos y circuitos de corrosión.
3. Determinar los mecanismos de degradación que afectan las líneas y equipos de las plantas.
4. Clasificar los Lazos de Corrosión basado en el análisis referencial de jerarquización (análisis de criticidad).
5. Calcular la frecuencia óptima de inspección para cada punto de control de acuerdo a su condición mediante el software SILCO.
6. Determinación de mano de obra, recursos, duración y costos de las actividades de inspección.
7. Programación de las actividades de inspección para la Planta Compresora PJ2 basado en SILCO.



1.3 ALCANCE

El estudio se realizará en el Departamento Inspección y Control de Corrosión de Equipos Estáticos y contempla la descripción de los lazos de corrosión establecidos en la planta compresora PJ2 desde las facilidades de entrada, compresión y facilidades de salida, incluyendo los sistemas de alivio y venteo, drenaje y gas combustible de la planta. En estas se estudian las características y variables del proceso de compresión, mecanismos de corrosión, especificaciones de equipos y líneas, verificación de isometrías, tablas de mediciones de ultrasonido y asignación de códigos para uso en el sistema de Inspección de Lazos de Corrosión para Confiabilidad Operacional.

1.4 LIMITACIONES

Los inconvenientes que se presentan durante la realización del proyecto se deben a la falta de equipos computadores, lo cual retrasa el proceso de obtención de información, redacción del informe y carga de data. Otra limitación encontrada es precisamente la falta de documentación de historiales de fallas y especificaciones técnicas de los equipos que forman parte de las instalaciones de la planta, este es precisamente uno de los motivos por los cuales se emprende la presente investigación.

1.5 JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA DEL ESTUDIO

La ejecución del proyecto permitirá a la Gerencia de Mantenimiento programar las inspecciones por puntos de control de los equipos y líneas de acuerdo a su condición mecánica y monitoreo de variables operacionales con el propósito de realizar las acciones oportunas al costo óptimo y estudios necesarios según sea el tipo de falla, para reducir los mantenimientos



correctivos que generan riesgos operacionales y costos mayores por concepto de paradas de plantas.

La aplicación del software SILCO permitirá estimar el comportamiento de las velocidades de corrosión de las líneas y equipos de la Planta Compresora 2 del Complejo Operacional Jusepín, con lo cual se podrá contar un monitoreo de las condiciones de las mismas, además definirá rangos recomendados de operación para evitar la pérdida de material y/o propiedades mecánicas, se podrá determinar la vida útil de los equipos y las líneas de proceso y gracias a esto se obtendrá una data actualizada, por tanto la operación de estas instalaciones aumentará la confiabilidad y productividad.



CAPÍTULO II

GENERALIDADES DE LA EMPRESA

En este capítulo se abordarán aspectos relevantes como; ubicación, antecedentes, misión, visión, políticas de calidad, objetivos, estructuras organizativas, tanto de la empresa como de la Gerencia donde se realiza el trabajo de investigación.

2.1 ANTECEDENTES DE LA EMPRESA

Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) fue constituida como empresa del Estado Venezolano en el año 1.976. Desde entonces, se ha convertido en una de las corporaciones energéticas más importantes del mundo, siendo la Casa Matriz que se encarga del desarrollo de la industria petrolera, petroquímica y carbonífera.

PDVSA está orientada a planificar, coordinar, supervisar y controlar las actividades operativas de sus divisiones; tanto a nivel nacional como internacional, con el fin de motorizar el desarrollo armónico del país, afianzar el uso soberano de los recursos, potenciar el desarrollo endógeno y propiciar una existencia digna y provechosa para el pueblo venezolano.

Desde sus inicios, PDVSA estuvo encaminada hacia la producción de sedimentos para la exportación y actualmente ocupa una destacada posición entre los refinadores mundiales y la red de manufactura. Además; realiza actividades en las áreas de petroquímica, investigación y desarrollo



tecnológico, educación y adiestramiento en sectores vinculados con la industria energética.

Para la comercialización de los productos, petróleos y derivados; PDVSA forma parte de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), donde se asigna una cuota determinada para colocar productos finales en mercados internacionales. Asegura la capacidad de las refinerías en Venezuela, la exportación de crudo y la capacidad de las refinerías venezolanas en el exterior.

En la actualidad; también se encarga de la comercialización de otros productos como Carbón, Gases Combustibles y Orimulsión, y como resultado del cambio de patrón de depuración y la modernización de las refinerías, se purifica buena parte de los residuales y un gran volumen de crudos pesados y extrapesados.

2.2 UBICACIÓN DE LA EMPRESA

Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) está presente a lo largo y ancho de la geografía nacional, encontrándose en los estados: Falcón, Zulia, Lara, Barinas, Anzoátegui, Monagas, Sucre, entre otros.

Para el mejor desarrollo y gestión la Corporación Energética Venezolana cuenta con PDVSA Exploración y Producción (E&P), la cual está dividida de la siguiente manera: División Oriente, División Occidente y División Centro Sur.

La División Oriente en particular, dispone de diversas áreas operacionales que se subdividen en distritos operacionales, entre los cuales se encuentran los distritos: Anaco, Costa Afuera, Punta de Mata, Furrial y San Tomé.



La empresa donde se llevó a cabo el proyecto pertenece al Distrito Furrrial; el cual abarca todos los campos petroleros ubicados en el noroeste del estado Monagas. El área de estudio se encuentra en el Complejo Jusepín, ubicado en las inmediaciones de la población de Jusepín (ver figura 2.1). Este complejo está formado por las siguientes unidades: La Planta de Recuperación Secundaria de Oriente (RESOR), Planta de Extracción de Líquidos Jusepín (antigua ACOGAS), Planta de Tratamiento Sistema de Agua Efluente Norte (SAEN), Sistema Deshidratador de Crudo, Tanque de Estabilización, siete (7) Módulos de Producción ubicados en la Estación Principal Jusepín y el Módulo Adicional JOM (Jusepín-Orocual-Manresa), Planta Recuperadora de Vapor (REVA) integrada por cuatro (4) unidades (RV-1, 2, 3 y 4) y la Planta Compresora Jusepín integrada nueve (9) unidades compresoras modulares PC-JUS-2, 6, 8, 9,10,43 y MP-JUS-3, 4 y 5.

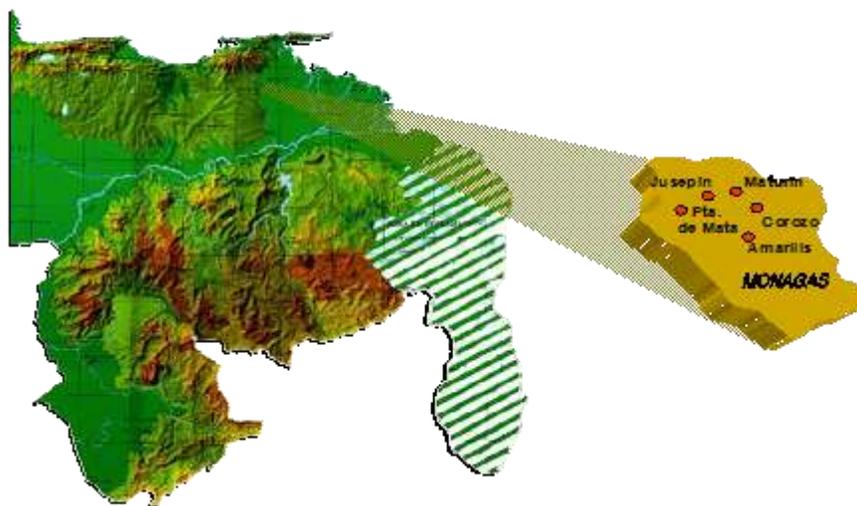


Figura 2.1: Ubicación Geográfica de PDVSA Jusepín, Distrito Furrrial

Fuente: Intranet www.PDVSA.com.ve



2.3 VISIÓN DE LA GERENCIA DE MANTENIMIENTO

Ser una organización líder mundial por su excelencia en el mantenimiento de equipos e instalaciones de la industria petrolera.

2.4 MISIÓN DE LA GERENCIA DE MANTENIMIENTO

Mantener los equipos e instalaciones ubicadas en el Distrito Norte de la División Oriente, en forma confiable y segura, mediante la aplicación de las mejores prácticas de mantenimiento clase mundial, con trabajadores altamente capacitados y motivados, con responsabilidad social, en armonía con el medio ambiente y contribuyendo a la creación del máximo valor para el accionista.

2.5 POLÍTICA DE LA CALIDAD DE LA GERENCIA DE MANTENIMIENTO

Planificar, Programar y Ejecutar el mantenimiento de los equipos e instalaciones del Distrito Norte de la División Oriente, basado en su condición, con personal altamente calificado, mejorando continuamente los procesos y prestando un servicio en forma segura, al menor costo y de calidad, a fin de lograr la satisfacción de los clientes.

2.6 DESCRIPCIÓN DEL COMPLEJO OPERACIONAL JUSEPÍN

En este centro operativo se procesan cuatrocientos cincuenta mil barriles por día (450 MBPD) de crudos livianos y medianos provenientes de los yacimientos del campo el Furrial. La explotación de los yacimientos de este campo trae asociado a la producción de crudo un volumen de gas, el cual es separado en la Estación Principal Jusepín, donde operan siete módulos de



producción y un módulo adicional conocido como JOM (Jusepín-Orocual-Manresa).

El gas separado en la Estación Principal JUSEPIN es comprimido en el Centro Operativo JUSEPIN el cual está constituido por nueve (9) plantas compresoras y cuatro (4) plantas recuperadoras de vapor, las cuales suman una capacidad operacional de 460 MMPCND y una capacidad instalada de 500 MMPCND.

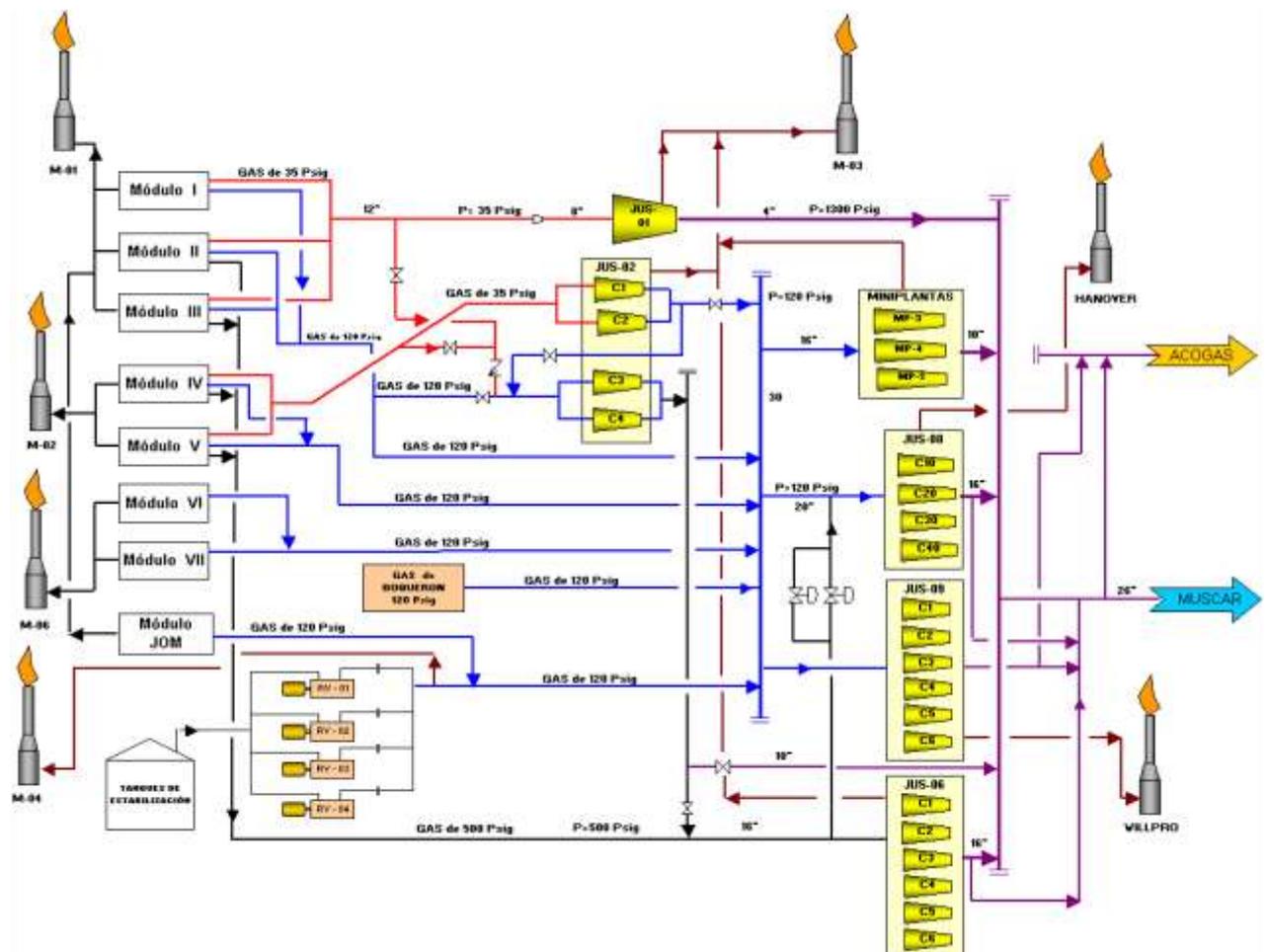


Figura 2.2: Diagrama de Flujo de Proceso Complejo Operativo JUSEPIN.

Fuente: Manual de Contextos Operacionales de las Instalaciones de PDVSA, Dtto. Norte.



El proceso de compresión está definido para realizar la separación de los líquidos del gas, depuración, enfriamiento, tratamiento químico y compresión del gas a tres (3) niveles de presión. En la primera etapa la presión se eleva hasta 120 psi, en la segunda hasta 500 psi y en la última etapa hasta 1300 psi.

El sistema de compresión de gas está compuesto por los siguientes sistemas principales:

Compresión de Alta: 500 a 1300 Lppcm. PC-JUS-6.

Compresión de Media: 100 a 1300 Lppcm.

- PC-JUS-8 (Operada y Mantenido por HANOVER).
- PC-JUS-9 (Operada y Mantenido por WILPRO).
- MINIPLANTAS 120 a 1300 Lppcm.
- JUS-10 (Operada y Mantenido por HANOVER).

Compresión de Baja: 40 a 120 Lppcm. PC-JUS-2A.

120 a 1300 Lppcm. PC-JUS-2B.

El gas antes de entrar a las etapas de compresión, pasa primero por un separador general de succión (SG) donde se separan los líquidos de arrastre del gas, luego pasa por una etapa de depuración interetapas (DG), el gas descargado por estas unidades es enviado hacia la etapa de enfriamiento, luego el gas es comprimido y descargado por las plantas compresoras aproximadamente a 1300 Lppcm, es transferido hacia la succión de la Planta de Extracción JUSEPIN (Antiguo Acogas) y hacia Muscar, donde es reprocesado para su posterior uso (Ver figura 2.2).



2.6.1 CARACTERÍSTICAS DE LAS INSTALACIONES A EVALUAR

Para efectos del proyecto se evalúa la Planta Compresora Jusepín 2.

2.6.1.1 Planta Compresora JUSEPIN 2 (PCJ-2)

Está constituida por cuatro unidades compresoras: C-1, C-2, C-3 y C-4, con compresores reciprocantes. A las unidades C-1 y C-2 entra gas de baja presión procedente de los Módulos de Producción, con un flujo de aproximadamente 20 MMPCND en cada una. En la primera etapa la presión se eleva desde 40 hasta 80 psi, y en la segunda hasta 120 psi. El gas antes de entrar a estas unidades, pasa por el depurador general de succión DG02, donde se separan los líquidos de arrastre del gas. Cada unidad está provista de un depurador general de succión, uno interetapa DII y uno de descarga DD, además de un enfriador tipo ventilador cuyo arreglo provee enfriamiento al gas de proceso, al agua del motor y al agua para enfriamiento del aceite.

El gas descargado, una vez enfriado y depurado, es enviado hacia las Miniplantas Compresoras JUSEPIN 3, 4 y 5 ó a los compresores C-3 y C-4 de PCJ-2. (Ver figura 2.3).

A las unidades C-3 y C-4 entra gas de media presión (120 psig) procedente del campo Boquerón, con un flujo de aproximadamente 10 MMPCND. Estas unidades constan de tres etapas de compresión (ver figura 2.4). En la primera etapa, la presión del gas se eleva hasta 360 psig, en la segunda a 680 psig y en la tercera hasta 1300 psig. Cada unidad está provista de un depurador de succión DS, dos depuradores interetapas DII y DIII, respectivamente y un depurador de descarga DD, además del enfriador. El gas descargado por estas unidades es enviado a PDVSA Gas.

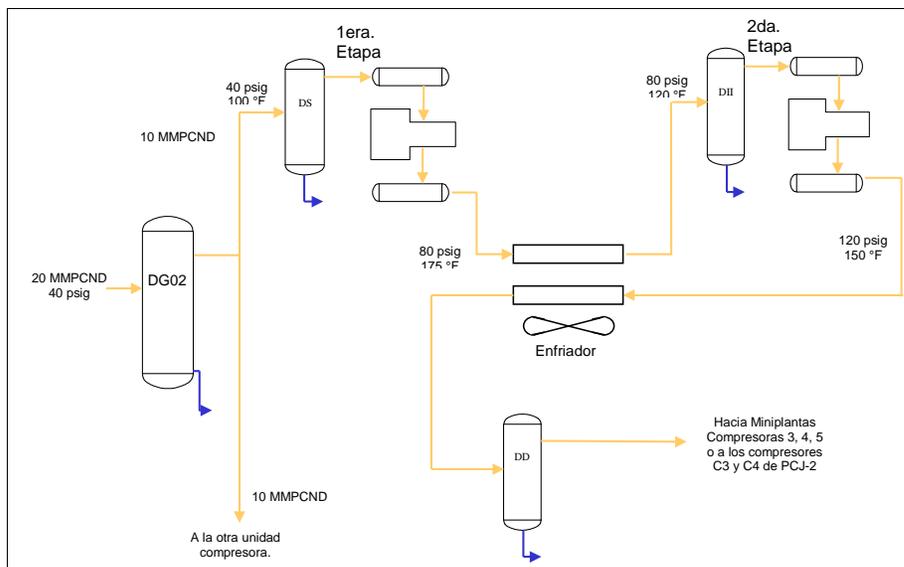


Figura 2.3: Esquema de proceso compresores C1 y C2 de PCJ 2.

Fuente: Manual de Contextos Operacionales de las Instalaciones de PDVSA, Dtto. Norte.

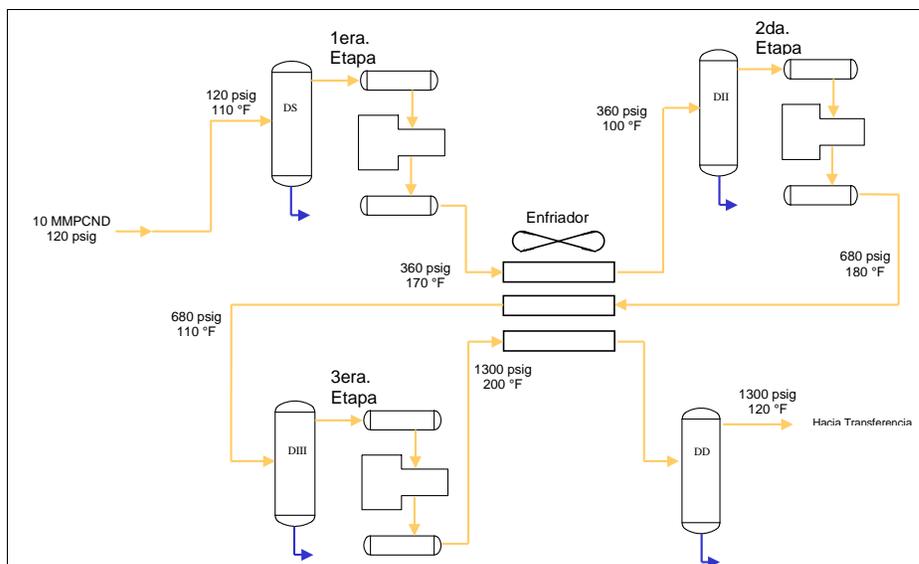


Figura 2.4: Esquema de proceso compresores C-3 y C-4 de la PCJ 2.

Fuente: Manual de Contextos Operacionales de las Instalaciones de PDVSA, Dtto. Norte.



CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

3.1 ANTECEDENTES

García, H (2006). Este trabajo consistió en la aplicación de la técnica de los lazos de corrosión la cual se puede definir como una filosofía basada en control de riesgo y condiciones o un sistema de mantenimiento preventivo dedicado a controlar los mecanismos de degradación de las unidades de proceso de la industria petrolera, con la finalidad de optimizar el funcionamiento de los equipos mejora la frecuencia de inspección y disminuir los costos de mantenimiento e inspección de las plantas.

Martínez, C (2006). Realizó un proyecto de análisis de la influencia de las variables operacionales y factores que generan corrosión interna en la Planta Compresora Jusepín 2 (PJ2), PDVSA, Distrito Norte, para predecir y prevenir posibles fallas por corrosión interna en las líneas de proceso y equipos estáticos de la planta. Se seleccionaron once secciones o lazos de corrosión considerando los criterios de similitud operacional, material de fabricación y tipo de fluido en servicio. Se estudiaron tres sistemas auxiliares: *drenaje*, *venteo* y *gas combustible*. La información obtenida en informes del departamento de procesos; de los P&ID y entrevistas al personal; mostró el comportamiento de las condiciones operacionales con los factores que propician la corrosión y que los mecanismos de corrosión que pueden suscitarse en cada lazo y sistema de la PJ2 son por H₂S y por CO₂, siendo éste predominante.



3.2 BASES TEÓRICAS

3.2.1 CORROSIÓN

La **corrosión** es definida como la destrucción o deterioro de un material (generalmente metales o aleaciones) debido a su reacción con el medio ambiente al cual esta expuesto. Siempre que la corrosión esté originada por una reacción química (oxidación), la velocidad a la que tiene lugar dependerá en alguna medida de la Temperatura, la salinidad del fluido en contacto con el metal y las propiedades de los metales en cuestión.

Los más conocidos son las alteraciones químicas de los metales a causa del aire, como la herrumbre del hierro y el acero o la formación de pátina verde en el cobre y sus aleaciones (bronce, latón).

Los efectos corrosivos sobre los materiales se manifiestan de diversas maneras: ataque químico, pérdida de peso, desgaste, agrietamiento, reducción de las propiedades mecánicas, ampollamiento y decoloración.

3.2.2 CARACTERÍSTICAS DE LA CORROSIÓN

- Son reacciones que ocurren en regiones plenamente identificadas, llamadas anódicas y catódicas.
- Reacción anódica es una reacción de oxidación, la cual libera electrones que se dirigen a la región catódica, aumentando así la valencia o producción de electrones.
- Es un proceso que sólo ocurre en presencia de un electrolito.
- En la región anódica se produce la disolución del metal (corrosión).
- En la reacción catódica se produce la inmunidad del metal, consiste en la disminución de valencia o consumo de electrones.



3.2.3 FACTORES QUE AFECTAN LA CORROSIÓN

Entre los factores tenemos:

- Temperatura: La velocidad de corrosión es directamente proporcional a la temperatura, tiende a aumentar con el incremento de la temperatura.

La temperatura juega un doble proceso de deterioro, por un lado su incremento proporciona la movilidad de las moléculas facilitando el transporte de sustancias, por su disminución puede dar lugar a condensaciones que, a su vez, pueden producir incrementos locales importantes del contenido de humedad del material. Además la cantidad absoluta de vapor de agua en la atmósfera varía con la temperatura.

- Concentración: La concentración de la corriente puede tener efectos importantes sobre las velocidades de corrosión, ya que al cambiar constantemente es más difícil la predicción de los grados de corrosión.
- Efecto del oxígeno disuelto: Para que un metal sufra corrosión apreciable en agua neutra o casi neutra, a temperaturas ordinarias, es necesario la presencia de oxígeno (O_2) disuelto en agua saturada con aire. La velocidad de corrosión del hierro es proporcional a la concentración de oxígeno.

En ausencia del oxígeno disuelto, la velocidad de corrosión a temperatura ambiente es inapreciable tanto para el hierro puro como para el acero.



- Velocidad: Un aumento de la velocidad del movimiento relativo entre una solución corrosiva y una superficie metálica tiende a acelerar la corrosión, debido a la rapidez con que los productos químicos corrosivos llegan a la superficie que se corroe, y a la mayor rapidez con que los productos de la corrosión podrían acumularse en la superficie y disminuir la corrosión.

Mientras mayor sea la velocidad serán más delgadas las películas a través de las cuales deben penetrar las sustancias corrosivas y por las cuales se tiende a difundir los productos de corrosión, que son solubles.

Se produce resistencia a la corrosión, debido a la acumulación de capas de productos de corrosión insolubles en la superficie del metal, el efecto de la alta velocidad puede evitar su formación normal o retirarlos después que se forman.

- Películas: Las impurezas en una corriente pueden actuar como inhibidor y retrasar en realidad la corrosión. Al retirar estas impurezas por algún cambio de proceso, el resultado puede ser un aumento resaltante en el proceso de corrosión.

Las impurezas en un material corrosivo pueden ser tanto buenas como malas desde el punto de vista de la corrosión, y sus efectos son variados y complejos. Por supuesto, otras impurezas pueden tener efectos perjudiciales sobre los materiales.

Iniciado el proceso de corrosión, su avance puede ser controlado con mucha frecuencia, por la naturaleza de las películas, como las pasivas que se forman o acumulan en la superficie del metal.



- PH de la solución: La velocidad de corrosión en la mayoría de los metales es afectada por el pH, el efecto varía según la combinación del metal y del ambiente.

3.2.4 CLASIFICACIÓN Y TIPOS DE CORROSIÓN

La corrosión ha sido clasificada de diferentes maneras. Un método la divide en corrosión por combinación directa u oxidación y corrosión electroquímica, y otro la divide en corrosión húmeda y seca. Sin embargo Fontana, indica la conveniencia de clasificar la corrosión de acuerdo a la forma en que se manifiesta, obteniéndose bajo este criterio, la siguiente clasificación:

3.2.4.1 Corrosión Uniforme: Es la más común y menos peligrosa, caracterizada por un ataque y desgaste parejo del metal hasta que ocurre la fuga/falla. Es más fácil de monitorear y predecir la vida remanente de los equipos afectados, mediante ensayos de corrosión. Sin embargo, es la que genera mayores cantidades de pérdida de metal (ver figura 3.1).

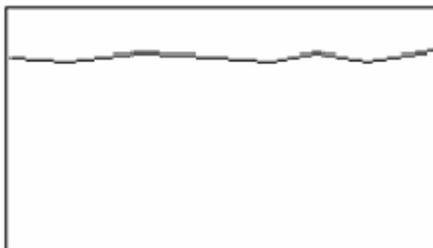


Figura 3.1: Corrosión uniforme.

Fuente: <http://materias.fi.uba.ar/>

Se previene a través de la selección apropiada de materiales, uso de pinturas, inhibidores de corrosión, etc.

3.2.4.2 Corrosión Galvánica: Se origina entre dos metales de diferente actividad química (diferente potencial, fuerza electromotriz), conectados



mediante un conductor metálico o por contacto directo entre ellos o entre distintas zonas de un mismo metal, en presencia de un electrolito o ambiente corrosivo (ver figura 3.2).



Figura 3.2: Corrosión galvánica.

Fuente: <http://materias.fi.uba.ar/>

Factores que influyen en la corrosión galvánica.

- Tiempo: La diferencia de potencial generado por el acople galvánico puede cambiar con el tiempo.
- Ambiente: La humedad atmosférica juega un papel muy importante. Diferencias entre ambientes.
- Distancia: Generalmente la corrosión galvánica es más severa cerca de las juntas y el ataque disminuye a medida que se aleja de ellas.
- Área: La relación de área es quizás el segundo factor más importante, mientras menor sea el área o superficie anódica o activa, en comparación con el área del metal noble o catódico, mayor será la densidad de la corriente de corrosión y mayor la velocidad de corrosión del metal anódico. Esta relación se define:

$$\frac{\text{Área Catódica}}{\text{Área Anódica}} \geq 1 \text{ Desfavorable} \quad (\text{Ecuación 3.1})$$

$$\frac{\text{Área Catódica}}{\text{Área Anódica}} < 1 \text{ Favorable} \quad (\text{Ecuación 3.2})$$



Tabla 3.1: Serie galvánica Vs. fem.

Serie Galvánica vs Electromotriz	
Platino	
Oro	
Grafito	
Titanio	
Plata	
Cihorimet 3 (62 Ni, 18 Cr, 18 Mo)	
Hastelloy C (62 Ni, 17 Cr, 15 Mo)	
Aceros Inoxidables (Pasivos)	
Niquel	
Cuproniquel	
Bronce	
Cobre	
Inconel	
Estaño	
Plomo	
Aceros Inoxidables (Activos)	
Acero	
Aluminio	
Cadmio	
Magnesio	
	@ 25°C y Agua de Mar

$Au = Au^{3+} + 3e^{-}$	Volts
$Cl_2 + 2e^{-} = 2Cl^{-}$	1.498
$O_2 + 4H^{+} + 4e^{-} = 2H_2O$	1.229
$Pt = Pt^{2+} + 2e^{-}$	1.2
$Ag = Ag^{+} + e^{-}$	0.799
$2Hg = Hg_2^{2+} + 2e^{-}$	0.788
$Fe^{3+} + e^{-} = Fe^{2+}$	0.771
$O_2 + 2H_2O + 4e^{-} = 4OH^{-}$	0.401
$Cu = Cu^{2+} + 2e^{-}$	0.337
$2H + 2e^{-} = H_2$	0
$Ni = Ni + 2e^{-}$	-0.250
$Fe = Fe^{2+} + 2e^{-}$	-0.440
$Cr = Cr^{3+} + 3e^{-}$	-0.744
$Zn = Zn^{2+} + 2e^{-}$	-0.763
$Zr = Zr^{4+} + 4e^{-}$	-1.53
$Ti = Ti^{2+} + 2e^{-}$	-1.63
$Al = Al^{3+} + 3e^{-}$	-1.662
$Mg = Mg^{2+} + 2e^{-}$	-2.363

Fuente: Curso de corrosión CELADE.

Para la prevención de este tipo de corrosión se deberá:

- Seleccionar metales o aleaciones cercanos en la serie galvánica.
- Evitar la relación desfavorable ánodo pequeño/cátodo grande.
- De ser posible, aislar eléctricamente los metales/aleaciones que van a estar en contacto.
- Evitar el uso de uniones roscadas entre metales diferentes.
- Aplicar pinturas anticorrosivas protectoras.

3.2.4.3 Picaduras “Pitting”: Es uno de los tipos de corrosión más agresivos. Se manifiesta como ataque localizado intenso y la falla/fuga ocurre de manera repentina, sin pérdida significativa de material, es difícil de detectar y cuantificar. Se observan puntos aislados cubiertos con productos de corrosión, bajo los cuales se ha propagado una perforación y son más comunes en aleaciones que poseen una capa invisible, adherente y resistente a la corrosión (películas pasivas), tales como los aceros inoxidables austeníticos y el aluminio (ver figura 3.3).

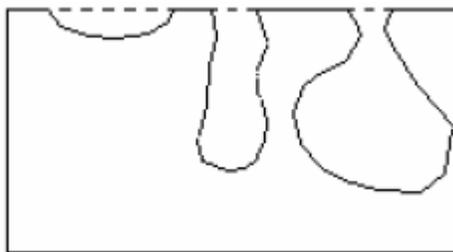


Figura 3.3: Corrosión por picaduras.

Fuente: <http://materias.fi.uba.ar/>

Métodos de control:

- Inhibidores de corrosión.
- Pinturas
- Revestimientos.

3.2.4.4 Hendiduras (Crevices): El ataque es muy similar al de las picaduras. Ocurre debido a la presencia de celdas de concentración de oxígeno (aireación diferencial), presentes en áreas muy confinadas, que favorecen el estancamiento del fluido, debajo de depósitos de sólidos, tales como en las superficies de las empacaduras de las uniones bridadas, en las juntas solapadas y en ensamblajes de tornillos/tuercas o en remaches (ver figura 3.4).

Métodos para prevenir la corrosión por hendiduras:

- Utilizar empacaduras sólidas, no absorbentes de humedad (“teflón”, metálicas).
- Usar juntas soldadas en lugar de remachadas.
- Especificar penetración completa en las soldaduras y evitar juntas punteadas.
- Evitar sitios de estancamiento del fluido y acumulación de sólidos extraños.
- Instalar drenajes adecuados en recipientes y equipos.

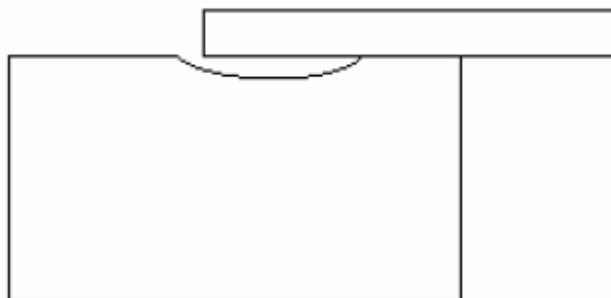


Figura 3.4: Corrosión crevice.

Fuente: <http://materias.fi.uba.ar/>

3.2.4.5 Ataque selectivo (Leaching): Es un proceso de selección en el cual uno de los elementos de una aleación sólida es removido (ver figura 3.5).

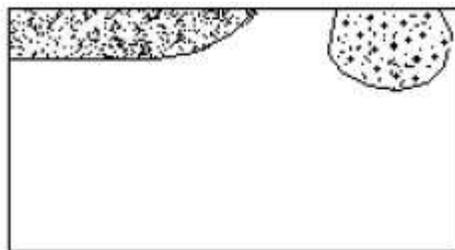


Figura 3.5: Corrosión selectiva.

Fuente: <http://materias.fi.uba.ar/>

Para prevenir la corrosión se deberá:

- Utilizar latones con contenido de cinc inferior a 15% y/o aleaciones de latón inhibidas, tales como “admiralty metal” y elementos como estaño y pequeñas adiciones de antimonio y fósforo (entre 0.02% y 0.05%) u otras aleaciones que no contengan cinc (cobre, níquel, bronce, etc).
- En el caso de hierro fundido, se recomienda emplear hierro dúctil y hierro maleable, pues la forma y disposición del grafito, los hacen prácticamente inmunes a este tipo de ataque selectivo.



3.2.4.6 Esfuerzos (“Stress Corrosion Cracking”): Es un proceso de corrosión en el cual el material está sometido a esfuerzos, generalmente tensión y se fractura en presencia de un medio corrosivo. Las fallas ocurren repentinamente, de modo frágil, sin deformación, desgaste ni pérdida de peso y suelen ser prematuras, muy costosas y a veces, catastróficas (ver figura 3.6).

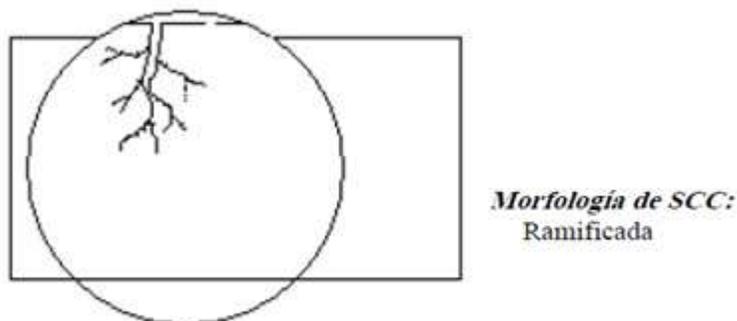


Figura 3.6: Corrosión SCC.

Fuente: <http://materias.fi.uba.ar/>

Métodos de control:

- Reducir los esfuerzos. Ej.: cabillas.
- Eliminar contaminantes críticos (humedad, CO₂, H₂S, etc).
- Uso de inhibidores de corrosión.
- Uso de revestimientos.

3.2.4.7 Corrosión Intergranular: Consiste en un ataque localizado en los límites o bordes de los granos de la microestructura cristalina de una aleación. No se aprecia visualmente de manera significativa, pero este tipo de corrosión reduce drásticamente las propiedades mecánicas de la aleación, sin desgaste apreciable (ver figura 3.7).

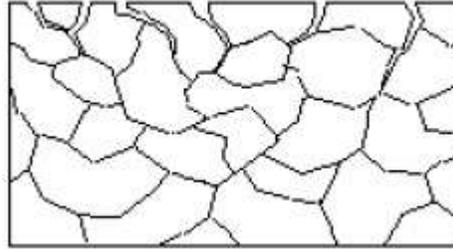


Figura 3.7: Corrosión intergranular.

Fuente: <http://materias.fi.uba.ar/>

Métodos de control:

- Tratamientos térmicos.
- Materiales con elementos estabilizadores de carburos tales como columbio + tantalio, titanio.
- Aceros con contenido de carbono $< 0.03\%$.

3.2.4.8 Erosión/Corrosión: Es el daño severo en las aleaciones, originado por la acción conjunta y movimiento relativo del ambiente corrosivo y la superficie metálica, acelerado por la acción física de desgaste y pérdida de material, por efecto de la velocidad del fluido. Su apariencia física se caracteriza por la presencia de ranuras, surcos, canales en las superficies metálicas, orientados en la dirección del fluido (ver figura 3.8).

Para prevenir este tipo de corrosión se deberá:

- Seleccionar apropiadamente los materiales metálicos y los no metálicos.
- Utilizar revestimientos duros depositados con soldadura de elastómeros y con refractarios monolíticos, reforzados con fibras/aguja metálicas.
- Reducir la agresividad del ambiente (control de contaminantes como O_2 , Cl^- , H_2S , etc.).



- Mejorar el diseño metálico y de proceso: mejorando la geometría global del sistema; evitando cambios bruscos de velocidad, caudal del fluido y controlando su régimen (laminar en lugar de turbulento); aumentando el espesor del material en zonas críticas; instalando insertos en los extremos de la entrada de la tubería de intercambiadores de calor.

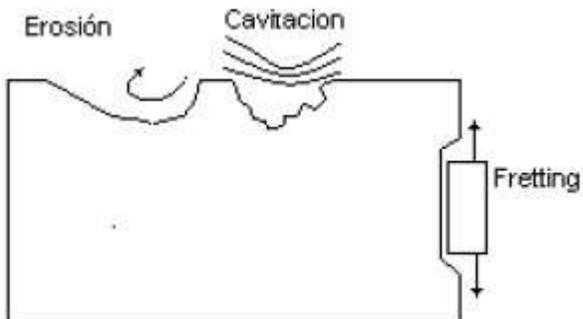


Figura 3.8: Corrosión erosión.

Fuente: <http://materias.fi.uba.ar/>

3.2.4.9 Fatiga: Se caracteriza por la reducción significativa del límite de resistencia a la fatiga de una aleación, debido al efecto del ambiente corrosivo al cual está expuesto (ver figura 3.9).

Para controlar la corrosión por fatiga se deberá:

- Utilizar tratamientos térmicos superficiales que generan capas muy finas endurecidas sobre la superficie del metal para aumentar la resistencia a la fatiga.
- Reducir la magnitud de los esfuerzos cíclicos aplicados y reducir la agresividad del ambiente corrosivo.
- Controlar e inspeccionar la calidad de los procesos de fabricación, maquinado y de acabado superficial. Una superficie pulida es mucho más resistente a la fatiga que una rugosa.



- Aplicar revestimientos electrolíticos sobre la superficie metálica (cromado, niquelado, etc.).

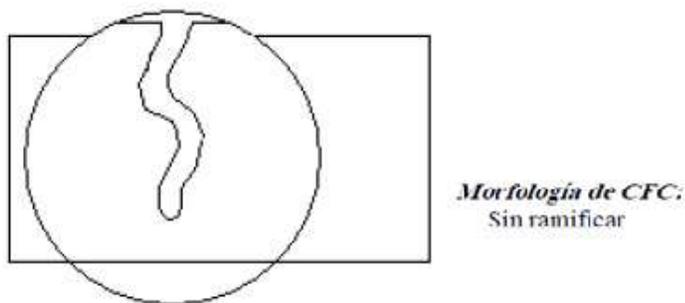


Figura 3.9: Corrosión por fatiga.

Fuente: <http://materias.fi.uba.ar/>

Adicionalmente la “American Petroleum Institute”, cita cuatro formas de corrosión comunes en la industria de petróleo y gas:

3.2.4.10 Corrosión dulce o corrosión por CO₂: El Dióxido de Carbono (CO₂) disuelto en agua corroe el acero al carbono. Si el vapor de agua condensa en las tuberías o líneas de flujo, el ácido carbónico (N₂CO₃) formado produce corrosión por picaduras en el metal expuesto. La porción desde una cierta profundidad hacia la tubería de producción y las líneas de flujo de superficie son más susceptibles a este tipo de corrosión. Para aceros al carbono y de baja aleaciones, a temperaturas por debajo de 350 °F existe corrosión activa por CO₂ bajo los rangos siguientes:

Tabla 3.2: Rangos de Corrosión por CO₂.

PpCO ₂ (Psi)	Característica
< 7	Levemente corrosivo
7 < Pp < 30	Moderadamente corrosivo
> 30	Severa

Fuente: Curso de corrosión CELADE.



Por otra parte, el incremento de la temperatura eleva la tasa de corrosión hasta el punto donde el CO₂ es vaporizado. El ataque a la superficie del metal por medio de este fenómeno de corrosión puede presentarse en tres tipos:

- Tipo I: La corrosión es homogénea y ocurre típicamente por debajo de los 60 °C (140 °F) a pH menores de 5 mpy. La disolución del hierro es pobre y por ende el producto de corrosión no cubre enteramente la superficie; la adhesión de este producto a la superficie metálica no es muy buena, facilitando la remoción de la misma por el fluido en movimiento.
- Tipo II: La corrosión es localizada y ocurre típicamente alrededor de los 100 °C (212 °F), aquí la tasa de corrosión es mayor y se observan picaduras en el metal. La capa de carbonato de hierro formada, es porosa y heterogénea lo que produce la formación de picaduras.
- Tipo III: Ocurre a temperaturas superiores a 150 °C (302 °F), la corrosión disminuye dado la formación de una capa de carbonato de hierro homogénea, adherente y de buenas propiedades mecánicas, lo cual disminuye la disolución del hierro.

3.2.4.11 Corrosión agria o corrosión por H₂S: El Sulfuro de Hidrógeno (H₂S) disuelto en agua, a partir de niveles muy bajos, puede crear un ambiente sumamente corrosivo. Este ataque esta caracterizado por la formación de una capa de Sulfuro de Hierro negro sobre la superficie metálica, la cual es conocida como corrosión general por H₂S.



Tabla 3.3: Severidad de Corrosión por H₂S.

Condición	Severidad según Nace MR-0175
$PpH_2S < 0,0125$	Baja probabilidad de Corrosión por H ₂ S
$0.015 < PpH_2S < 0.05$	Susceptible a Agrietamiento por Hidrogeno
$0.05 < PpH_2S < 0.10$	Susceptible Bajo Tensión Inducida por Azufre
$PpH_2S > 0.10$	Corrosión General

Fuente: Curso de corrosión CELADE.

3.2.4.12 Corrosión por oxígeno: Ocurre cuando el oxígeno está disuelto en agua, lo cual incrementa muy rápido la velocidad de corrosión. En un sistema de inyección de agua, el aire puede entrar en la corriente del fluido en muchas partes del sistema. En pozos productores, este tipo de corrosión es causado usualmente cuando el aire entra en el anillo entre el revestidor y la tubería de producción.

3.2.4.13 Biológica: El metal o aleación se deteriora debido a procesos de corrosión, los cuales ocurren directa o indirectamente, como resultado de la actividad de organismos vivos (bacterias, algas, caracoles, etc.).

Estos organismos viven y se reproducen en ambientes de pH variables entre 2 y 11, temperaturas desde 5 a 75 °C y presiones tan elevadas de 1000 Kg/cm², en ambientes tales como suelos, agua natural y salada, sedimentos, productos petroleros y fluidos rompedores de emulsiones.

Los microorganismos podrían ser clasificados en dos grandes familias:



- Bacterias aeróbicas que requieren la presencia de oxígeno para reproducirse.
- Bacterias anaeróbicas, las cuales se reproducen y viven en ausencia de oxígeno. Las más conocidas son las BSR o Bacterias Sulfatos Reductoras, capaces de reducir los iones sulfatos o sulfitos presentes en el agua a iones sulfuro, resultando H_2S como subproducto. Se nutren de: carbón, nitrógeno y fósforo.

Para prevenir este tipo de daño se deberá:

- Utilizar biocidas, tales como el cloro gaseoso o compuestos clorados, hipoclorito de sodio, $NaOCl$ usado en sistemas de agua de enfriamiento con agua salada, en agua dulce, etc.).
- Usar sustancias venenosas como las sales cuaternarias de amonio, pinturas con compuestos de cobre para el control biológico (para evitar el taponamiento o “fouling” en equipos y componentes), tales como algas y caracoles.
- Utilizar revestimientos y protección catódica.
- Evitar acumulación de sólidos y condiciones anaeróbicas, manteniendo limpia las superficies.

3.2.5 INHIBIDORES DE CORROSIÓN

Se definen inhibidores de corrosión como todas aquellas sustancias químicas que adicionadas al medio corrosivo en pequeñas cantidades producen una disminución sensible de la velocidad de corrosión.

3.2.5.1 Clases de Inhibidores

Existen muchos tipos y composiciones de inhibidores. La mayoría han sido desarrollados por experimentación empírica y muchos están patentados sin



conocerse su composición exacta. Por estas razones, los mecanismos de operación de los inhibidores no se conocen completamente. Básicamente existen 5 grupos:

- Inhibidores de tipo absorción.
- Inhibidores que retardan evolución de hidrógeno.
- Depuradores (“scavengers”).
- Oxidantes o pasivadores.
- Inhibidores del tipo fase- vapor.

3.2.6 ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS (END)

En términos mas generales posibles, un método de ensayo no destructivo (END) consiste en aplicar un campo de energía o un medio de prueba a la pieza o material bajo ensayo, detectar las modificaciones sufridas en el campo de energía o medio de prueba en su interacción con la pieza o material, evaluar el significado de dichas modificaciones y, finalmente, relacionarlas con la presencia de discontinuidades, variaciones de descomposición, estructura y/o propiedades.

3.2.6.1 Objetivos de los ensayos no destructivos

Los END son métodos que permiten detectar y evaluar discontinuidades, estructuras o propiedades de materiales, componentes o piezas, sin modificar sus condiciones de uso o aptitud de servicio.

Los END tienen por objetivo:

- Asegurar la calidad y confiabilidad.
- Prevenir fallas y accidentes.
- Producir beneficios económicos.
- Contribuir al desarrollo de la ciencia de los materiales.



3.2.6.2 Métodos de ensayos no destructivos

Los diferentes métodos son específicos para un determinado tipo de problema. En muchos casos existe la posibilidad de aplicar más de un método con iguales resultados en cuanto a la información que se pueda obtener. En otros casos, entre los varios métodos aplicables, uno puede tener ventajas sobre los demás. Puede ocurrir también que la información que se desea se obtenga utilizando en forma complementaria más de un método aplicable o que sea necesario pensar en el desarrollo de un método específico para obtener la información que se necesita.

Cada especificación de END debe estar basada en un correcto conocimiento de la naturaleza y función del material o parte a ser ensayada, y de las condiciones en que prestará servicio, a fin de poder seleccionar el método más apropiado.

- a) Ensayo Visual: Se aplica para detectar defectos superficiales (macro) o deterioros estructurales en los materiales y para la determinación de cantidad, forma, tamaño, estado superficial, reflectividad, color de la pieza a ensayar. Este método tiene como ventaja que puede ser usado en áreas donde otros métodos son imprácticos, además ayuda a conocer cual será el otro método a aplicar. Sin embargo, solo detecta defectos superficiales y la confiabilidad depende de la habilidad y experiencia del operador, la facilidad de acceso o el uso de instrumentos auxiliares.

- b) Ensayo de Fugas: Tiene como objetivo garantizar la estanqueidad en recipientes destinados a la contención y transporte de gases y líquidos, con el fin de evitar accidentes o contaminación del medio ambiente.



- c) Ensayo de Partículas Magnéticas: Es aplicado para la detección de discontinuidades superficiales y subsuperficiales en materiales ferromagnéticos.
- d) Ensayo Corrientes Inducidas: Es usado para detección de grietas, clasificación de materiales y tomar medidas de recubrimiento. Es aplicable solo para aleaciones de aluminio, pues su penetración es limitada a 1/4" como máximo y su aplicación en materiales ferromagnéticos a veces es difícil.
- e) Radiografía: El objeto de la radiografía es obtener información de la macroestructura interna de una pieza o componente. La inspección radiográfica se utiliza cuando el ultrasonido no es aplicable, por ejemplo tuberías de bajo diámetro (menores a 2 pulg.). La aplicación del ensayo requiere el uso de:
- Una fuente productora de radiación.
 - Obtención de una Imagen radiante que sensibiliza la película radiográfica.
 - La formación de una imagen latente en la película.
 - Revelado que pone de manifiesto la imagen fotográfica del objeto observable visualmente por transparencia.
- f) Líquidos Penetrantes: Este método es muy sensible para la detección de discontinuidades abiertas a la superficie, tales como grietas y poros en materiales metálicos y no metálicos. El procedimiento de ensayo es similar para todos los tipos de penetrantes considerando de seis pasos fundamentales:
- Limpiado y secado de la superficie a inspeccionar.
-



- Aplicación del penetrante sobre la superficie, el cual debe permanecer un tiempo adecuado, a fin de que penetre en las discontinuidades del material.
- Remoción del penetrante remanente sobre la superficie, sin eliminar el mismo de las discontinuidades.
- Aplicación del líquido revelador para ayudar a extraer el penetrante de las discontinuidades.
- Examen visual de la superficie, para detectar indicaciones sobre la capa de revelador y tinte penetrante.

g) Ultrasonido: El método se usa básicamente para:

- Medir espesores.
- Detectar discontinuidades internas.
- Detectar propiedades físicas, estructura, tamaño de grano y constantes elásticas de los materiales. En la figura mostrada en el anexo A se indican las posiciones de medición con ultrasonido para diferentes tipos de accesorios en una tubería.

3.2.7 MECANISMOS DE CORROSIÓN

Es el factor que influye directamente en la alteración química de un metal debido principalmente a su entorno, produciendo generalmente la degradación de sus condiciones físicas y mecánicas.

Los mecanismos de degradación por corrosión que más usualmente coexisten son:

- Dióxido de carbono (CO₂).
- Acido sulfúrico (H₂S).

Los criterios de KANE y DALTON, permiten determinar el mecanismo de degradación predominante.



El criterio de Dalton establece un cálculo de la presión parcial del (CO_2) y del (H_2S) según las siguientes ecuaciones:

$$P_{p\text{CO}_2} = \frac{\% \text{CO}_2 \times P_t}{100} \quad (\text{Ecuación 3.3})$$

$$P_{p\text{H}_2\text{S}} = \frac{(\text{ppm } \text{H}_2\text{S} \times P_t)}{10^6} \quad (\text{Ecuación 3.4})$$

Donde:

P_t = Presión total del sistema.

De acuerdo al criterio de Kane y aplicando el cálculo anteriormente indicado, el mecanismo predominante se obtiene según las siguientes condiciones:

- $P_{p\text{CO}_2} / P_{p\text{H}_2\text{S}} > 200$ Corrosión por CO_2
- $P_{p\text{CO}_2} / P_{p\text{H}_2\text{S}} < 200$ Corrosión por H_2S

Cabe destacar que aparte de estos mecanismos de degradación por corrosión, existe otro fenómeno de degradación conocido como erosión, el cual puede presentarse en menor proporción.

3.2.8 ANÁLISIS REFERENCIAL DE JERARQUIZACIÓN DE LÍNEAS Y EQUIPOS DE PROCESO DEL LAZO

Para el análisis de criticidad de las líneas de proceso del lazo se recomienda seguir la evaluación de criticidad mostrada en el formato indicado en el Anexo B, la cual está basada en análisis de criticidad de API-581 Nivel I. El llenado de esta encuesta requiere de información de campo, análisis de historial de fallas y manejo de normas, para lo cual se recomienda seguir su instructivo de llenado. Los resultados de este análisis se ubican en una matriz como la descrita en la tabla 3.4, la cual permite establecer comparaciones cuantitativas entre las líneas de proceso que conforman un



lazo, y sirven de sustento para la toma de decisiones sobre la inclusión/exclusión de la misma en el SILCO. El valor del factor de criticidad obtenido para una línea, debe incluirse en el listado de líneas de proceso del lazo. Un ejemplo de matriz de criticidad para líneas de proceso se muestra en la Tabla 3.4.

Para los equipos de proceso del lazo se debe realizar el análisis de historial de falla para ello se recopila cronológicamente la información asociada a reportes de inspección en operación normal y en reparación general y/o parcial, resultados de investigaciones especializadas, y cualquier otro tipo de fuente de información asociada al historial de falla de los mismos.

Tabla 3.4: Matriz de criticidad para líneas y equipos de proceso de lazo.

		Consecuencia de Falla			Factor de Criticidad
		Baja 0,9	Media 0,7	Alta 0,6	
Predicibilidad de Falla	Deficiente 0,5	0,5	0,4	0,3	
	Regular 0,7	0,6	0,5	0,4	
	Buena 0,9	0,8	0,6	0,5	
	Muy Buena 1,0	0,9	0,7	0,6	

Fuente: Manual de Inspección en Marcha PDVSA.

3.2.9 SISTEMA DE INSPECCIÓN DE LAZOS DE PARA CONFIABILIDAD OPERACIONAL (SILCO)

Es una filosofía de trabajo que integra de igual manera la metodología de Lazos de Corrosión e Inspección Basada en Riesgo (IBR) con el Sistema de Inspección en Marcha (SIEM) para diseñar y llevar a cabo planes preventivos óptimos de inspección de líneas de proceso y equipos estáticos en servicio, mediante la aplicación de ensayos no destructivos (visual, ultrasonido, rayos X, etc.) en lugares previamente seleccionados, denominados puntos de



control. También realiza un seguimiento al comportamiento de las variables operacionales específicas que afectan la degradación por corrosión u otros mecanismos de deterioro en los equipos y líneas contenidos dentro de un lazo, mediante el monitoreo continuo.

3.2.9.1 Objetivos del SILCO

El principal objetivo del SILCO es alertar tempranamente las desviaciones de las variables operacionales y las condiciones de integridad mecánica de líneas de procesos y equipos críticos para evitar fallas potenciales que impactan la confiabilidad operacional de las instalaciones o plantas.

Entre los objetivos específicos se tienen los siguientes:

- Mantener el monitoreo de las variables operacionales.
- Ejecutar el programa de inspecciones tanto en régimen por condición como en régimen por frecuencia.
- Dar alerta temprana al equipo de trabajo (operaciones, mantenimiento, procesos, inspección, planta) de las desviaciones detectadas en las variables operacionales.
- Generar planes selectivos de inspección en las instalaciones afectadas por las variaciones de dichas variables.
- Detectar y analizar los cambios de diseño actual que puedan incidir en zonas no controladas y que requieran el establecimiento de puntos de control nuevos, y proveer de insumos para la elaboración de los alcances de las paradas de plantas programadas, así como para el mantenimiento de rutina.
- Generar un informe gerencial mensual donde se especifican las desviaciones detectadas y recomendaciones emitidas para mantener la disponibilidad de las plantas, así como el seguimiento a las acciones planificadas en el módulo de frecuencia.



3.2.9.2 Alcance del SILCO

El Sistema de Inspección de Lazos para Confiabilidad Operacional (SILCO) abarca inspecciones por criticidad y por frecuencia determinadas en los lazos de corrosión, así como el monitoreo de las variables de operación en lazos, de plantas definidas por su riesgo.

En el caso de inspecciones por criticidad, SILCO cubre las líneas y equipos de proceso que manejen servicios críticos como: Hidrocarburos con altas temperaturas y tuberías con productos corrosivos (o mezcla de ellos con productos no corrosivos).

3.2.9.3 Variable SILCO

Son variables operacionales que producen la corrosión en los materiales de las líneas de proceso y equipos, ejemplo de ellos son: ácidos, agua, bases fuertes, temperatura, sales, cloruros, PH, entre otros, que incrementa la tasa de corrosión e influye sobre la integridad mecánica de los sistemas, a la cual se establece un rango para su monitoreo.

3.2.9.4 Ventana SILCO

Es la representación tabulada de los parámetros claves de los procesos de operación de cada uno de los lazos de corrosión, que están relacionados directamente con la degradación de las líneas y equipos estáticos que forman parte de la instalación o planta en estudio (ver figura 3.10).

En la realización de esta ventana, se establece un rango máximo y mínimo de las variables precursoras de mecanismos de corrosión, que deben mantenerse para que no se originen mecanismos de corrosión en dicho lazo.



Esta ventana está formada por: las variables y parámetros a monitorear, el lugar donde se debe medir estas variables o parámetros, la frecuencia de esta medición, la unidad del parámetro o variable a medir, el valor máximo y mínimo de esta variable o parámetro, y por último las observaciones, la razón de este monitoreo.

FLUJOGRAMA

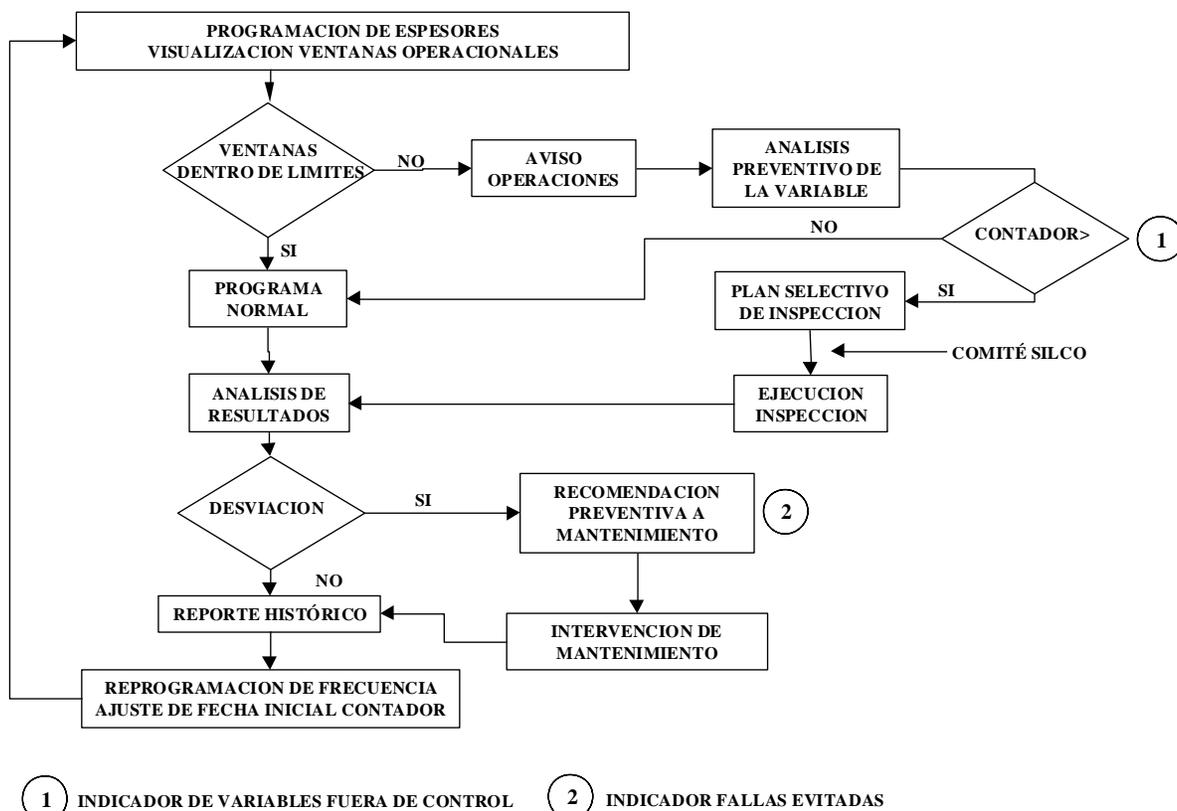


Figura 3.10: Flujograma de acciones SILCO.

Fuente: Manual SILCO.

Este es un punto muy importante en la elaboración del Manual SILCO ya que en esta ventana se tabulan los valores que garantizan el adecuado funcionamiento de las líneas y equipos pertenecientes a la planta. En la figura 3.10 se muestra gráficamente los lineamientos básicos a seguir por SILCO.



3.2.9.5 Diseño de plan selectivo de inspección

El plan selectivo de inspección comprende la verificación de la integridad mecánica de los componentes del lazo, estableciendo frecuencias de inspección que dependen de la criticidad de los mismos. Esta etapa comprende cronológicamente, varias fases:

- a) Selección de Líneas a Incluir en el Programa SILCO: Basado en los resultados del análisis referencial de jerarquización, en el historial de fallas y en las recomendaciones del equipo multidisciplinario, se realiza la selección de las líneas a monitorear por SILCO.

- b) Selección de Esquemáticos: Definidas las líneas a ser incluidas en SILCO, es necesario preparar un mecanismo para ubicar con facilidad los puntos de control a inspeccionar en las líneas especificadas. Los mecánicos o isométricos de control, cumplen esta función, los cuales son dibujos referenciales de una o varias líneas de proceso a tener en seguimiento.

- c) Inspección Visual y Levantamiento de Esquemáticos: Los isométricos de control deben contar como mínimo con lo siguiente:
 - Servicio (líquido, gas).
 - Presión y temperatura de diseño.
 - Presión y temperatura de operación.
 - Presión de prueba hidrostática (donde aplica).
 - Diámetros (donde aplique).
 - Espesor nominal y de retiro (donde aplique).
 - Material.
 - Aislamiento (donde aplique).
 - Planos de referencia.



- d) Definición de Inspección y Facilidades: Se debe determinar si se requiere la utilización de andamios (su altura en caso de ser positivo), y si se requiere retirar aislamiento térmico (su tipo en caso de ser positivo), en las diferentes secciones del isométrico de control.
- e) Selección de Puntos de Control: Se designan los puntos de control que se consideren necesarios en los isométricos de control, para ello se usa como referencia la norma API 570 Sección V.
- f) Cálculo de Frecuencias de Inspección para Líneas: Cada uno de los componentes del lazo, requiere de inspecciones internas y externas con una frecuencia que depende de su criticidad:
- Líneas incluidas en SILCO: La frecuencia de inspección (F.I) se determina por la siguiente expresión:

$$F.I = V.U_{min} \times F_c \quad \text{(Ecuación 3.5)}$$

donde:

$V.U_{min}$ = mínima vida útil calculada para la sección más crítica de la línea de proceso (de mayor rata de corrosión detectada).

F_c = factor de criticidad de la línea (obtenido del análisis ver..)

Por su parte, $V.U_{min}$. se calcula a partir de la expresión:

$$V.U_{min} = \frac{(E_{actual} - E_{retiro})}{(R_{cmax})} \quad \text{(Ecuación 3.6)}$$

donde:

E_{actual} : espesor medido a tiempo actual.

E_{retiro} : espesor de retiro en la línea de proceso.



$R_{\text{cmáx}}$: rata de corrosión máxima detectada históricamente en la línea de proceso.

En caso de no poseer este valor, puede tomarse como referencia $R_{\text{cmáx}}$ de otras unidades similares o por bibliografía, como base de inicio.

- Líneas no incluidas en SILCO: Se recomiendan sean inspeccionadas con la frecuencia recomendada por la API-570 Sección VI. para Inspecciones Visuales, Medición de Espesores y Verificación de Corrosión Bajo Aislamiento Térmico (cuando aplique).

g) Análisis y Selección Particular de Equipos: Para el caso de equipos de proceso, el análisis y selección de los componentes a ser incluidos en SILCO debe ser realizado por el equipo multidisciplinario. Las frecuencias de inspección estarán definidas como:

- Equipos incluidos en SILCO: La frecuencia y extensión de inspección se recomienda sea determinada.
- Equipos no incluidos en SILCO: Se recomiendan sean inspeccionados con la frecuencia recomendada por API-510 Sección VI. para Inspecciones Visuales, Medición de Espesores y Verificación de Corrosión Bajo Aislamiento Térmico (cuando aplique).

h) Plan Selectivo de Inspección: Finalmente, definidos los equipos de proceso a incluir en SILCO, se establecen las condiciones que regirán el Plan Selectivo de Inspección cuando existan desviaciones de relevancia en las Ventanas SILCO correspondientes a cada lazo. Cuando alguna de las ventanas SILCO se encuentre fuera de rangos recomendados un



número de veces superior al Contador, se considera en régimen de alarma SILCO y se activa el proceso de análisis para definir un Plan Selectivo de Inspección, teniendo en cuenta en primer termino las líneas del lazo que cumplan con los siguientes criterios:

- Vida útil menor a 10 años.
- Velocidad de corrosión mayor a 10mpy.
- Número de inspecciones mayor a 4.



CAPÍTULO IV

MARCO METODOLÓGICO

En el marco metodológico se define el tipo de estudio, las técnicas, recursos y procedimientos a ejecutar para llevar a cabo los objetivos de la investigación.

4.1 TIPO DE ESTUDIO DE LA INVESTIGACIÓN

El tipo de estudio aplicado es no experimental, pues no se hace variar intencionalmente las variables independientes. Lo que se hace en la investigación es observar los procesos para después analizarlos. El diseño de la investigación puede ser de diversos tipos de acuerdo a la problemática, y variables a estudiar. De igual forma su determinación se ve influenciada en función de los objetivos de la investigación, en este caso se tienen los siguientes tipos:

Descriptiva: Se logra caracterizar un objeto de estudio o una situación concreta, señalar sus características y propiedades. Combinada con ciertos criterios de clasificación sirve para ordenar, agrupar o sistematizar los objetos involucrados en el trabajo indagatorio. Esta estrategia permite que se realice un estudio de todos los elementos que intervienen en el proceso de corrosión; y de esta manera ayuda a tener una idea más amplia sobre el problema a estudiar, especificando las características del entorno que rodea la situación actual de dichos procesos.



De campo: La investigación se apoya en informaciones que provienen de entrevistas, cuestionarios, encuestas y observaciones directas que entornan el seguimiento de los procesos; sirviendo de base para el desarrollo del diagnóstico.

Aplicada: Se caracteriza porque busca la utilización de los conocimientos que se adquieren, brindando así respuestas a necesidades existentes sobre los mecanismos de corrosión en la Planta Compresora 2 de acuerdo a su nivel de criticidad, y a su vez generar conocimientos o métodos dirigidos a controlarlos de manera más eficiente.

4.2 POBLACIÓN Y MUESTRA

Para esta investigación la población es igual a la muestra, conformada por las actividades de inspección realizadas a los equipos estáticos y líneas de la Planta Compresora 2 del Complejo Jusepín, las cuales abarca básicamente la medición de espesores por ultrasonido e inspección visual, además de levantamiento de isométricos. La planta esta constituida por cuatro unidades motocompresoras, un depurador de succión general, 10 depuradores interetapa y 4 depuradores de descarga, 4 enfriadores y las respectivas líneas de proceso de PJ2, incluyendo los tres sistemas auxiliares: gas combustible, drenaje de condensado y alivio y venteo.

4.3 RECURSOS

4.3.1 RECURSOS HUMANOS

Este proyecto contará con el apoyo del personal profesional de la Gerencia Mantenimiento de PDVSA, específicamente del personal del Departamento Inspección y Control de Corrosión de Equipos Estáticos, el personal



operativo de las áreas de estudio. Además, del grupo profesoral que compone la Especialidad de Ingeniería Industrial de la Universidad Nacional Experimental Politécnica “Antonio José de Sucre” Vice-rectorado Puerto Ordaz.

4.3.2 RECURSOS MATERIALES

Dentro de los recursos materiales a utilizar se tiene:

- Bibliografías referentes al tema (libros, informes, manuales, normas y demás fuentes de información).
- Equipos de oficina (computadoras, impresoras, fotocopiadoras, entre otros).
- Medidor de Ultrasonido DMS.
- Software SILCO, programas office (Word, Excel, Project, etc.).
- Equipos de protección personal.

4.4 TÉCNICAS Y/O INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

Representan al conjunto de procedimientos y actividades que permiten al investigador obtener la información necesaria para dar respuesta a su pregunta de investigación.

4.4.1 REVISIÓN DOCUMENTAL

Esta técnica consiste en una revisión bibliográfica de documentos, manuales, procedimientos, entre otros, relacionados con el tema estudiado, incluyendo Internet, con el objeto de obtener información sobre los procesos operacionales llevados a cabo en las áreas estudiadas de la empresa, los mecanismos de corrosión y el Sistema de Inspección de Lazos de Corrosión (SILCO).



4.4.2 OBSERVACIÓN DIRECTA NO PARTICIPANTE

Por medio de esta técnica se conoce la realidad y permite definir los datos más significativos para la investigación realizando visitas al área de estudio.

4.4.3 ENTREVISTAS NO ESTRUCTURADAS

Consiste en diálogos permanentes con el personal, ingenieros de procesos y operadores de campo que laboran en la Planta Compresora 2 del Complejo Jusepín.

4.5 PROCEDIMIENTO

El proyecto se llevará a cabo manteniendo la siguiente secuencia:

- Recolección de información a través de material bibliográfico tomado de textos y archivos pertenecientes a PDVSA, así como datos técnicos para revisar los antecedentes de los equipos (reportes, informes, etc.), con el propósito de conocer e identificar fácilmente los sistemas, subsistemas y componentes que conforman la instalación al momento de hacer el recorrido.
 - Realización de recorridos en la Planta Compresora Jusepín 2 e identificación de los procesos de operación.
 - Evaluación preliminar, cuya información debe contener un resumen del proceso e información sobre los equipos estáticos y líneas de proceso pertenecientes a las instalaciones de PCJ 2.
 - Identificación de las variables operacionales asociadas al proceso de corrosión, apoyándose con el uso de diagramas e isométricos.
-



- Selección preliminar de los lazos de corrosión y circuitos, estos sistemas consisten en áreas que poseen similares condiciones de operación, materiales de construcción y por ende, similares mecanismos de degradación, los cuales se determinan mediante los criterios de Kane y Dalton. (Ver Capítulo III).
- Evaluación de cada lazo establecido, mediante la realización de diagramas de flujo de lazo y listado de los equipos y líneas que lo conforman.
- Análisis de criticidad, que consiste en la jerarquización de lazos para dar prioridad a los más críticos.
- Verificar los resultados obtenidos para hacer las correcciones pertinentes y validarlos para pasar a la siguiente etapa.
- Carga de datos al software, tomando en cuenta básicamente las variables operacionales y las condiciones de diseño de los circuitos que conforman cada lazo y las mediciones de espesores por ultrasonido.
- Corrida del software, este arroja como resultado la frecuencia óptima de inspección, calcula las velocidades de corrosión en los puntos de control, espesor de retiro de la tubería, entre otros.
- Estimación de costos, mano de obra y duración de las actividades de inspección.
- Diseño de plan de inspección de acuerdo a las condiciones de operación de la planta evaluada.

CAPÍTULO V

RESULTADOS

Del estudio para la aplicación de la metodología “Sistema de Inspección de Lazos para Confiabilidad Operacional (SILCO)” en la Planta Compresora Jusepín 2, se revisó el proceso de compresión, las condiciones operacionales (presión y temperatura), características corrosivas de los fluidos, características de equipos estáticos y tuberías; partiendo de esta información se obtuvo lo siguiente:

1. Quince (15) lazos de corrosión y cincuenta y cinco (55) circuitos. Ver Anexo E.
2. La degradación predominante en todos los lazos obtenidos es la corrosión por Dióxido de Carbono (CO_2). Ver Anexo C.

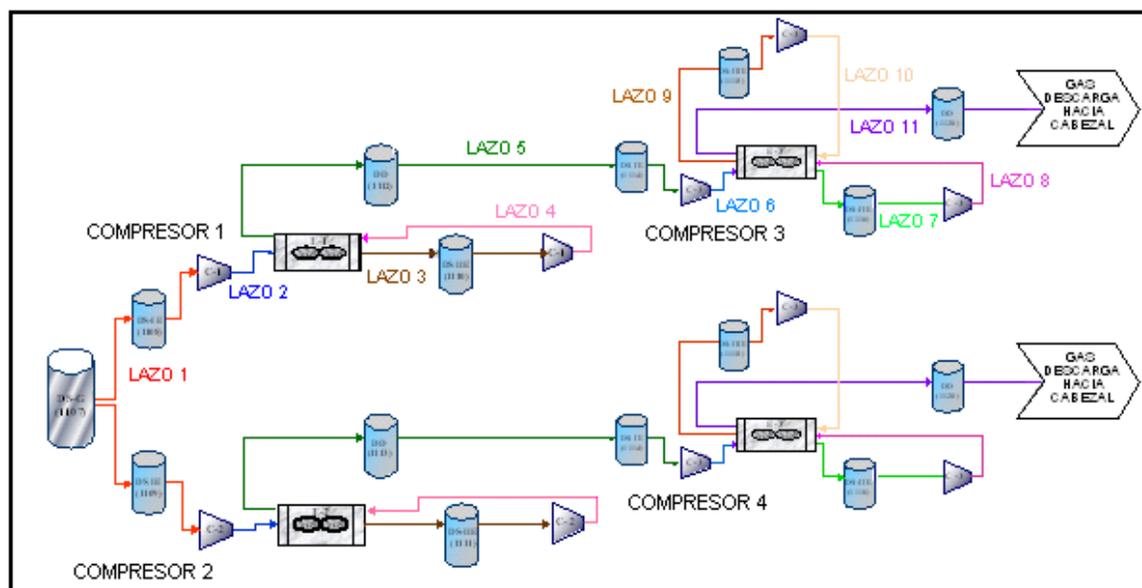


Figura 5.1: Lazos de corrosión de la Planta Compresora Jusepín (PCJ-2).

Fuente: elaboración propia.



En la Figura 5.1 se muestra la planta compresora seccionada por los once lazos de corrosión, que corresponden al proceso de gas. Los lazos restantes están conformados por los sistemas auxiliares: alivio y venteo, drenaje de líquidos condensados y gas combustible.

5.1 DESCRIPCIÓN DE LOS LAZOS DE CORROSIÓN ESTABLECIDOS

A continuación se describen los lazos de corrosión establecidos, según las características del proceso y los mecanismos de corrosión.

- **PJ2 – LAZO - 1:** Facilidades de entrada de 40 Psi.

Este lazo de corrosión comprende la entrada del gas de proceso a la Planta Compresora Jusepín 2A (C1 y C2), pasa primeramente por un proceso de depuración general de la planta, con la finalidad de retirar la mayor cantidad de líquidos o condensados, que pudiera traer el gas proveniente de los módulos de producción de baja I, II, III, IV, V, VI y VII.

El volumen del gas de entrada a la planta compresora es de 20 MMPCND, siendo 10 MMPCND para C1 y 10 MMPCND para C2, pasa por esta línea a una temperatura de 110 °F y una presión de 40 psi. Este gas posee 4,972 % Molar de CO₂, 47 ppm de H₂S. Luego de esta depuración general el gas de proceso sigue a otro depurador, que pertenece a la succión de primera etapa (DS-IE) de compresión de C1, donde se termina de extraer los condensados o líquidos remanentes del proceso de depuración general.

Al salir el gas de este depurador pasa a la botella de pulsación (BP-S), que amortigua el flujo para la succión de los cilindros. Este amortiguador envía el gas de proceso a los dos cilindros compresores que comprenden la primera etapa de compresión (ver figura 5.2).

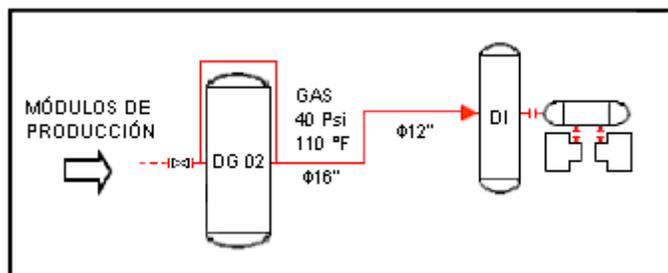


Figura 5.2: Diagrama de Proceso Simplificado del Lazo de Corrosión N° 1.
Fuente: elaboración propia.

Condiciones operacionales.

En la tabla 5.1 se presentan las condiciones operacionales para el Lazo – 1, basado en análisis de cromatografía de gas natural (Anexo D).

Tabla 5.1: Valores operacionales para el Lazo - 1.

P (Psi)	T (°F)	CO ₂ (%)	H ₂ S (ppm)	PpCO ₂ (Psi)	PpH ₂ S (Psi)	$\frac{PpCO_2}{PpH_2S}$
40-60	90-110	4,972	47	2,9832	0,0028	1057,8723

Fuente: elaboración propia.

Mecanismo de corrosión.

Predomina la Corrosión por Dióxido de Carbono (CO₂) leve (PpCO₂ es menor a 7), del tipo I (temperatura del sistema es inferior a 140 ° F).

Equipos Estáticos.

Tabla 5.2: Equipos estáticos correspondiente al PJ2 – Lazo - 1.

EQUIPO	SERVICIO	DIMENSIONES	CONDICIONES DE OPERACIÓN	CONDICIONES DE DISEÑO	MATERIAL
Depurador de Succión General DG02	GAS	∅ Externo: 52"	60 Psi @ 110°F	160 Psi @ 300°F	SA 516 Gr 70
Depuradores de Succión DS C1/C2	GAS	∅ Externo: 42"	60 Psi @ 110°F	150 Psi @ 200°F	SA 516 Gr 70
Botellas de Pulsación de Succión BP-S C1/C2	GAS	∅ Externo: 2'8"	60 Psi @ 110°F	150 Psi @ 200°F	SA 516 Gr 70

Fuente: elaboración propia



En la tabla 5.2 se muestran los recipientes asociados al lazo 1, se hace referencia del Depurador de Succión General DG 02, sin embargo este se inspecciona con otra técnica.

Líneas.

Tabla 5.3: Líneas de proceso correspondiente al PJ2 – Lazo - 1.

Ø	ORIGEN	DESTINO	SERVICIO	MATERIAL
16"	Salida DG 02	Cañón de succión de los depuradores DS C1 y DS C2	GAS	API-5L-Gr B
12"	Cañón de succión de los depuradores DS C1 y DS C2	Depurador de succión DS C1	GAS	API-5L-Gr B
12"	Cañón de succión de los depuradores DS C1 y DS C2	Depurador de succión DS C2	GAS	API-5L- Gr B

Fuente: elaboración propia

La tabla 5.3 muestra las líneas del lazo 1. Las presiones de diseño de las líneas se determinaron mediante la norma ASME B31.3. Sin embargo, en el software se cargaron las mismas presiones de diseño de los recipientes, debido a que por las líneas no circulan presiones mayores a la de los equipos.

Historial de Fallas.

Hasta la fecha no se han encontrado registros de fallas, ni problemas por corrosión interna de estas líneas de proceso y equipos que conforman este lazo de corrosión. Esta planta compresora está puesta en servicio desde el año 1979.

Circuitos Asociados.

- ✓ Circuito 001P2: Válvula de compuerta hasta entrada de succión de Depurador de Succión General DG02 (incluye by pass).



- ✓ Circuito 002P2: Salida del Depurador General de Succión DG02 hasta cañón de succión C1 y C2.
- ✓ Circuito 003P2: Cañón de succión C1/C2 hasta depurador de succión C1/C2 (incluye botella de pulsación de succión y compresores C1/C2).

- **PJ2 – LAZO - 2:** Primera etapa de compresión en 2A (C1/C2).

El gas de proceso se comprime en una primera etapa, incrementando la presión a 80 psi y su temperatura a 175 °F, el volumen de gas comprimido por cada cilindro compresor es 5 MMPCND para un total entre los dos de 10 MMPCND, con 4,972 % Molar de CO₂ y 47 ppm de H₂S. Después de comprimido el gas de proceso, pasa por la botella de pulsación de descarga BP-D y luego es enviado al enfriador E-1 del motocompresor 1.

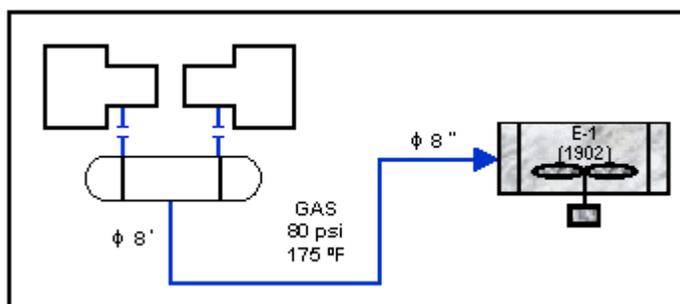


Figura 5.3: Diagrama Simplificado del Lazo de Corrosión N° 2.
Fuente: elaboración propia.

Condiciones operacionales.

La tabla 5.4 muestra las condiciones operacionales para el Lazo – 2, basado en análisis de cromatografía de gas natural.

Tabla 5.4: Valores operacionales para el Lazo - 2.

P (Psi)	T (°F)	CO ₂ (%)	H ₂ S (ppm)	PpCO ₂ (Psi)	PpH ₂ S (Psi)	$\frac{PpCO_2}{PpH_2S}$
80-90	175	4.972	47	4.4748	0.00423	1057.8723

Fuente: elaboración propia



Mecanismos de degradación.

El mecanismo predominante es Corrosión por Dióxido de Carbono (CO₂) leve del tipo II.

Equipos Estáticos.

Equipos asociados al lazo 2, ver tabla 5.5:

Tabla 5.5: Especificación de los Equipos Estáticos del Lazo de Corrosión N° 2.

EQUIPO	SERVICIO	DIMENSIONES	CONDICIONES DE OPERACIÓN	CONDICIONES DE DISEÑO	MATERIAL
Botella de Pulsación de Descarga BP-D C1/C2	GAS	Ø Externo: 1'8"	90 Psi @ 175°F	235 Psi @ 300°F	SA 516 Gr 70
Enfriadores E-1/E-2	GAS	22'x3'5" 87 TUBOS	60 Psi @ 175°F	235 Psi @ 300°F	CABEZALES RECTANGULARES SA 516 Gr 70 HAZ DE TUBOS SA 179

Fuente: elaboración propia

Líneas.

La tabla 5.6 muestra las líneas de proceso pertenecientes al lazo 2.

Tabla 5.6: Especificación de las Líneas de Proceso del Lazo de Corrosión N° 2.

Ø	ORIGEN	DESTINO	SERVICIO	MATERIAL
8"	Botella de Descarga	Enfriador I Etapa	GAS	API-5L-Gr B

Fuente: elaboración propia

Historial de Fallas.

No se tiene registros de fallas, ni problemas por corrosión interna de las líneas de proceso y equipos que conforman este lazo de corrosión. La planta compresora está puesta en servicio desde el año 1979.



Circuitos Asociados.

- ✓ Circuito 004P2: Salida de botella de descarga C1 hasta enfriador C1.
- ✓ Circuito 005P2: Salida de botella de descarga C2 hasta enfriador C2.

- **PJ2 – LAZO - 3:** Enfriamiento de la primera etapa de compresión.

Este lazo de corrosión representa el proceso de enfriamiento del gas, después de la primera etapa de compresión el gas es enviado al E-1 que pertenece al motocompresor 1, disminuyendo la temperatura a 120 °F, mientras que la presión se mantiene en el mismo valor, 80 psi. Las cantidades de CO₂ y H₂S son 4,972 % Molar y 47 ppm. Este gas enfriado se dirige al DS-II-E para el siguiente proceso de depuración de la segunda etapa de compresión, el gas que sale de este equipo posee una temperatura de 120 °F y una presión de 80 psi. Después de depurado el gas, este pasa a la BP-S interetapa y luego al motocompresor para aumentar la presión del gas (ver figura 5.4).

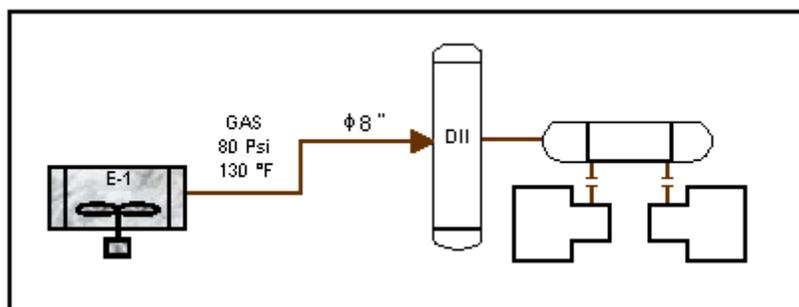


Figura 5.4: Diagrama Simplificado del Lazo de Corrosión N° 3.
Fuente: elaboración propia.

Condiciones operacionales.

A continuación la tabla 5.7 presenta las condiciones operacionales para el lazo PJ2 – Lazo – 3, basado en el análisis de cromatografía de gas natural.



Tabla 5.7: Valores operacionales para el Lazo - 3.

P (Psi)	T (°F)	CO ₂ (%)	H ₂ S (ppm)	PpCO ₂ (Psi)	PpH ₂ S (Psi)	$\frac{PpCO_2}{PpH_2S}$
80-90	120-130	4.972	47	4.4748	0.00423	1057.8723

Fuente: elaboración propia

Equipos Estáticos.

En la tabla 5.8 se observan los equipos asociados al lazo 3.

Tabla 5.8: Especificación de los Equipos Estáticos del Lazo de Corrosión N° 3.

EQUIPO	SERVICIO	DIMENSIONES	CONDICIONES DE OPERACIÓN	CONDICIONES DE DISEÑO	MATERIAL
Depuradores de Succión Interetapa DS IIE	GAS	Ø Externo: 30"	90 Psi @ 130°F	235 Psi @ 200°F	SA 516 Gr 70
Botella de Pulsación de Succión Interetapa BP-S C1/C2	GAS	Ø Externo: 1'4"	90 Psi @ 130°F	235 Psi @ 200°F	SA 516 Gr 70

Fuente: elaboración propia

Líneas.

Las líneas correspondientes al lazo 3 se muestran en la tabla 5.9:

Tabla 5.9: Especificación de las Líneas de Proceso del Lazo de Corrosión N° 3.

Ø	ORIGEN	DESTINO	SERVICIO	MATERIAL
8"	E-1 I Etapa	DS-IIE	GAS	API-5L-Gr B

Fuente: elaboración propia

Mecanismo de degradación.

La Corrosión predominante en este lazo es por Dióxido de Carbono (CO₂) leve del tipo I.



Historial de Fallas.

No se encontraron registros de fallas por corrosión en las líneas de proceso y equipos estáticos que conforman este lazo.

Circuitos Asociados.

- ✓ Circuito 006P2: Salida del enfriador C1 hasta depurador interetapa DII C1 (incluye botella de pulsación de succión y motocompresor).
- ✓ Circuito 007P2: Salida del enfriador C2 hasta depurador interetapa DII C2 (incluye botella de pulsación de succión y motocompresor).

- **PJ2 – LAZO - 4:** 2^{da} Etapa de compresión en planta 2A.

Este lazo de corrosión lo conforma la segunda etapa de compresión del gas. Debido a la segunda etapa de compresión el gas incrementa su presión a 120 psi a un máximo de 140 psi, y por lo tanto aumenta de igual manera su temperatura a 150 °F. Este gas posee una cantidad de 4,972 %M de CO₂ y 47 ppm de H₂S. Debido al aumento de la temperatura del gas, este se envía al E-1 para disminuir la temperatura para la siguiente compresión (ver figura 5.5).

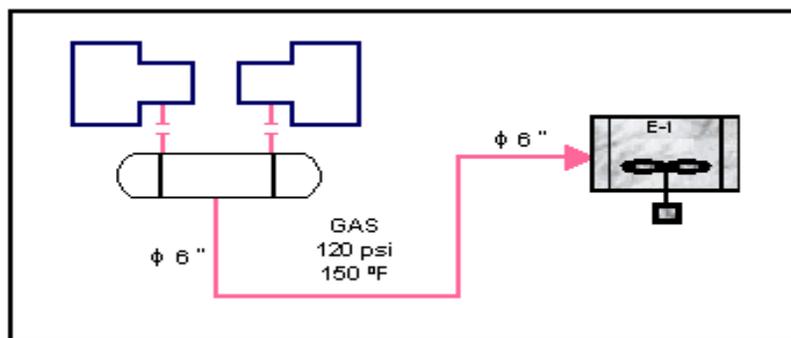


Figura 5.5: Diagrama Simplificado del Lazo de Corrosión N° 4
Fuente: elaboración propia.



Condiciones operacionales.

En la tabla 5.10 se presentan las condiciones operacionales para el lazo PJ2 – Lazo – 4, basado en análisis de cromatografía de gas natural.

Tabla 5.10: Valores operacionales para PJ2 – LAZO – 4.

P (Psi)	T (°F)	CO ₂ (%)	H ₂ S (ppm)	PpCO ₂ (Psi)	PpH ₂ S (Psi)	$\frac{PpCO_2}{PpH_2S}$
120-140	150	4,972	47	6,9608	0,00658	1057,8723

Fuente: elaboración propia

Equipos Estáticos.

Los equipos estáticos del lazo 4 se muestran en la tabla 5.11.

Tabla 5.11: Especificación de los Equipos Estáticos del Lazo de Corrosión N° 4.

EQUIPO	SERVICIO	DIMENSIONES	CONDICIONES DE OPERACIÓN	CONDICIONES DE DISEÑO	MATERIAL
Botella de Pulsación de Descarga BP-D C1/C2	GAS	Ø Externo: 1'2"	140 Psi @ 150°F	430 Psi @ 300°F	SA 516 Gr 70
Enfriadores E-1/E-2 Etapa II	GAS	22'x3'5" 73 TUBOS	150 Psi @ 150°F	450 Psi @ 300°F	CABEZALES RECTANGULARES SA 516 Gr 70 HAZ DE TUBOS SA 179

Fuente: elaboración propia

Líneas.

Las líneas de proceso que corresponden al lazo 4 se muestran en la tabla 5.12.

Tabla 5.12: Especificación de las Líneas de Proceso del Lazo de Corrosión N° 4.

Ø	ORIGEN	DESTINO	SERVICIO	MATERIAL
6"	Botella de Descarga	E-1/E-2 Etapa II	GAS	API-5L-Gr B

Fuente: elaboración propia



Mecanismo de degradación.

Predomina la Corrosión por Dióxido de Carbono (CO₂) leve del tipo II.

Historial de Fallas.

Hasta la fecha no se han encontrado registros de fallas, ni problemas por corrosión interna de estas líneas de proceso y equipos que conforman este lazo de corrosión. Esta planta compresora está en servicio desde el año 1979.

Circuitos Asociados.

- ✓ Circuito 008P2: Salida de botella de descarga C1 II etapa hasta enfriador C1.
- ✓ Circuito 009P2: Salida de botella de descarga C2 II etapa hasta enfriador C2.

- **PJ2 – LAZO - 5:** 2da etapa de enfriamiento.

El gas que sale de la segunda etapa de enfriamiento del E-1 posee una temperatura máxima de 120 °F y la presión se mantiene a 120 psi. Después del enfriamiento del gas de proceso, este circula al DD que pertenece al motocompresor 1, luego el gas circula por el DS-IE de la unidad C-3 para retener los líquidos y mantiene las mismas condiciones operacionales, este gas posee 5,263 %M de CO₂, 48 ppm de H₂S; al salir el gas del DS-IE se traslada a la BP-S de C-3 para el proceso de compresión. Cabe destacar que actualmente, mediante un arreglo de válvulas el gas que succiona los depuradores de primera etapa de C3 proviene de boquerón y el gas de descarga de C1 es enviado a las recuperadoras de vapor (ver figura 5.6).

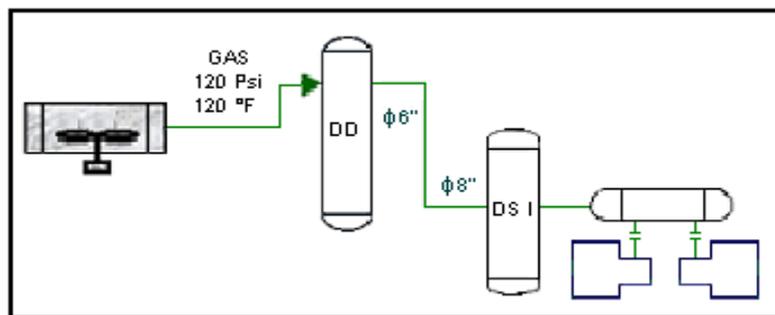


Figura 5.6: Diagrama simplificado del PJ2 – LAZO – 5.
Fuente: elaboración propia.

Condiciones operacionales.

En la tabla 5.13 se presentan las condiciones operacionales para el lazo PJ2 – Lazo – 5, basado en el informe de análisis de cromatografía de gas natural.

Tabla 5.13: Valores operacionales del PJ2 – LAZO – 5.

P (Psi)	T (°F)	CO ₂ (%)	H ₂ S (ppm)	PpCO ₂ (Psi)	PpH ₂ S (Psi)	$\frac{PpCO_2}{PpH_2S}$
120-150	110-120	5.263	48	7.8945	0.0072	1096.4583

Fuente: elaboración propia

Equipos Estáticos.

Los equipos correspondientes al lazo 5 se muestran en la tabla 5.14:

Tabla 5.14: Especificación de los Equipos Estáticos del Lazo de Corrosión N° 5.

EQUIPO	SERVICIO	DIMENSIONES	CONDICIONES DE OPERACIÓN	CONDICIONES DE DISEÑO	MATERIAL
Depurador de Descarga DD C1/C2	GAS	Ø Externo: 24"	150 Psi @ 120°F	500 Psi @ 300°F	SA 516 Gr 70
Depurador de Succión Etapa I DS C3/C4	GAS	Ø Externo: 24"	150 Psi @ 120°F	500 Psi @ 300°F	SA 516 Gr 70
Botella de Pulsación de Succión BP-S C3/C4	GAS	Ø Externo: 18"	140 Psi @ 120°F	820 Psi @ 300°F	SA 516 Gr 70

Fuente: elaboración propia



Líneas.

Los equipos correspondientes al lazo 5 se muestran en la tabla 5.15:

Tabla 5.15: Especificación de las Líneas de Proceso del Lazo de Corrosión N° 5.

Ø	ORIGEN	DESTINO	SERVICIO	MATERIAL
6"	Enfriador E-1 Etapa II	Depurador de descarga	GAS	API-5L-Gr B
6"	Depurador de descarga	Cañón de succión de los depuradores DS C3 y DS C4	GAS	API-5L-Gr B
8"	Cañón de succión de los depuradores DS C3 y DS C4	Depurador de succión DS C3/C4	GAS	API-5L- Gr B

Fuente: elaboración propia

Mecanismo de degradación.

Para este lazo de corrosión el mecanismo de degradación predominante es la corrosión por CO₂, con tendencia a moderada (presión parcial del CO₂ es mayor a 7 y menor a 30 psi) y del Tipo I porque la temperatura del sistema es inferior a 140 ° F.

Historial de Fallas.

Hasta la fecha no se han encontrado registros de fallas, ni problemas por corrosión interna de estas líneas de proceso y equipos que conforman este lazo de corrosión. Esta planta compresora está en servicio desde el año 1979.

Circuitos Asociados.

- ✓ Circuito 010P2: Salida del enfriador C1 hasta DDC1.
- ✓ Circuito 011P2: Salida del enfriador C2 hasta DDC2.
- ✓ Circuito 012P2: Salida DD C1/C2 hasta línea de succión C3/C4.



- ✓ Circuito 013P2: Línea de succión C3/C4 hasta depurador de succión C3/C4 (incluye botellas de pulsación de succión y motocompresores).

- **PJ2 – LAZO - 6:** Primera etapa de compresión en 2B.

Una vez realizada la compresión, el gas de proceso incrementa su presión a 360 psi y su temperatura también aumenta a 170 °F, al salir de estos cilindros compresores el gas es trasladado a la BP-D y luego al E-3 que pertenece al motocompresor 3. El gas que circula por estas líneas y equipos posee 5.263 %Molar de CO₂, 48 ppm de H₂S (ver figura 5.7).

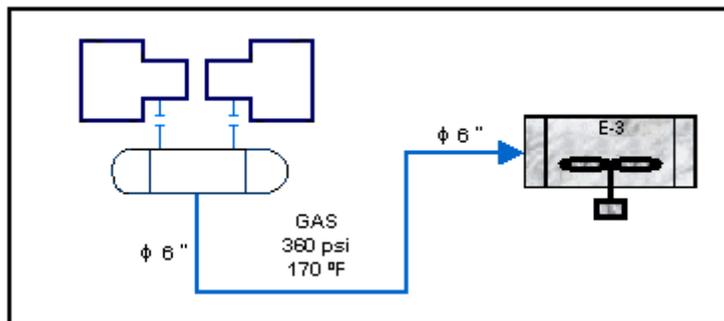


Figura 5.7: Diagrama simplificado del PJ2 – LAZO – 6.
Fuente: elaboración propia.

Condiciones operacionales.

En la tabla 5.16 se muestran las condiciones operacionales para el lazo PJ2 – Lazo – 6, basado en el informe de análisis de cromatografía de gas natural.

Tabla 5.16: Valores operacionales para el PJ2 – LAZO – 6.

P (Psi)	T (°F)	CO ₂ (%)	H ₂ S (ppm)	PpCO ₂ (Psi)	PpH ₂ S (Psi)	$\frac{PpCO_2}{PpH_2S}$
350-360	170	5,263	48	18,9468	0,01728	1096,4583

Fuente: elaboración propia



Equipos Estáticos.

En la tabla 5.17 se muestran los equipos estáticos del lazo 6.

Tabla 5.17: Equipos estáticos correspondiente al PJ2 – LAZO – 6.

EQUIPO	SERVICIO	DIMENSIONES	CONDICIONES DE OPERACIÓN	CONDICIONES DE DISEÑO	MATERIAL
Botella de Pulsación de Descarga BP-D C3/C4	GAS	Ø Externo: 16"	360 Psi @ 170°F	820 Psi @ 300°F	SA 516 Gr 70
Enfriadores E-3/E-4 Etapa I	GAS	21'40"x 3' 86 TUBOS	360 Psi @ 170°F	2500 Psi @ 300°F	CABEZALES RECTANGULARES SA 516 Gr 70 HAZ DE TUBOS SA-179

Fuente: elaboración propia

Líneas.

En la tabla 5.18 se muestran los equipos estáticos del lazo 6.

Tabla 5.18: Especificación de las Líneas de Proceso del Lazo de Corrosión N° 6.

Ø	ORIGEN	DESTINO	SERVICIO	MATERIAL
6"	Botella de descarga	E-3/E-4 Etapa I	GAS	API-5L-Gr B

Fuente: elaboración propia

Mecanismos de degradación.

Para este lazo de corrosión el mecanismo de degradación predominante es la corrosión por CO₂, con tendencia a moderada (presión parcial del CO₂ es menor a 30 psi) y del Tipo II porque la temperatura del sistema es superior a 140 ° F.

Historial de Fallas.

Se tiene registro de fecha 22/08/2004 del informe Inspección de enfriador C-3 Planta Compresora Jusepín 2, N°: IM-IEE-01-053-04, que el enfriador de este motocompresor presentó problemas de corrosión interna en los haces



tubulares, por lo tanto fue puesto en mantenimiento para esa fecha, donde se le realizaron las respectivas inspecciones.

Se presentó corrosión severa en forma de picadura en dos tubos de $\frac{1}{2}$ " y $\frac{3}{4}$ " de diámetro, pertenecientes al panel de enfriamiento de gas de la segunda y tercera etapa. También se observó corrosión generalizada en forma leve en el resto de los paneles de enfriamiento. Este problema fue ocasionado por el paso directo de agua de lluvia hacia el interior del cuerpo y también a la falta de un drenaje adecuado para la estructura.

En las estructuras horizontales tipo viga "UPN" que conforman los paneles, se encontró acumulación de agua de lluvia, generando corrosión severa en la parte interna de los mismos.

Circuitos Asociados.

- ✓ Circuito 014P2: Salida botella de descarga C3 hasta enfriador C3.
- ✓ Circuito 015P2: Salida botella de descarga C4 hasta enfriador C4.
- **PJ2 – LAZO - 7:** Enfriamiento de la primera etapa de compresión del gas en 2B.

La finalidad de enviar el gas de proceso al E-3 es para disminuir la alta temperatura después de su compresión, por lo tanto su temperatura se reduce a 100 °F hasta un máximo de 120 °F y mantiene su presión a 360 psi. Este gas que circula por estas líneas tiene 5.263 %Molar de CO₂, 48 ppm de H₂S. Al salir el gas de proceso del enfriamiento, pasa al DS-IIIE para extraerle los condensados generados en el enfriamiento. Después del proceso de depuración del gas, este es enviado a las BP-S de la 2da etapa (ver figura 5.8).

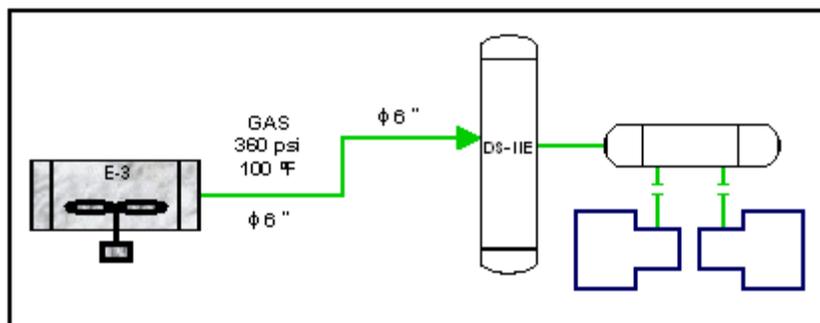


Figura 5.8: Diagrama Simplificado del Lazo de Corrosión N° 7.
Fuente: elaboración propia.

Condiciones operacionales.

Condiciones operacionales del lazo-7, basado en el análisis cromatográfico año 2008 (ver tabla 5.19).

Tabla 5.19: Valores operacionales para el PJ2 – LAZO – 7.

P (Psi)	T (°F)	CO ₂ (%)	H ₂ S (ppm)	PpCO ₂ (Psi)	PpH ₂ S (Psi)	$\frac{PpCO_2}{PpH_2S}$
350-360	100 - 120	5,263	48	18,9468	0,01728	1096,4583

Fuente: elaboración propia

Mecanismos de degradación.

Para este lazo de corrosión el mecanismo de degradación predominante es la corrosión por CO₂, con tendencia moderada (presión parcial del CO₂ es mayor a 30) y del tipo I (la temperatura del sistema es inferior a 140 ° F).

Equipos Estáticos.

Tabla 5.20: Equipos estáticos para el PJ2 – LAZO – 7.

EQUIPO	SERVICIO	DIMENSIONES	CONDICIONES DE OPERACIÓN	CONDICIONES DE DISEÑO	MATERIAL
Depuradores de Succión 2da Etapa DS-II C3/C4	GAS	Ø Externo: 24"	400 Psi @ 120°F	820 Psi @ 200°F	SA 516 Gr 70
Botella de Pulsación de Succión BP-S 2da Etapa	GAS	Ø Externo: 14"	360 Psi @ 100°F	820 Psi @ 200°F	SA 516 Gr 70

Fuente: elaboración propia



Los equipos estáticos que conforman el lazo 7 se observan en la tabla 5.20.

Líneas.

Tabla 5.21: Líneas de proceso para el lazo de corrosión 7.

Ø	ORIGEN	DESTINO	SERVICIO	MATERIAL
6"	Enfriadores E-E-4 Etapa I	DS II	GAS	API-5L-Gr B

Fuente: elaboración propia

En la tabla 5.21 se describen las líneas del lazo 7.

Historial de fallas.

En la fecha 22/08/2004 se tiene registro del informe Inspección de enfriador C-3 Planta Compresora Jusepín 2, N°: IM-IEE-01-053-04, que el enfriador de este motocompresor presentó problemas de corrosión interna en los haces tubulares, por lo tanto fue puesto en mantenimiento para esa fecha, donde se le realizaron las respectivas inspecciones.

Circuitos Asociados.

- ✓ Circuito 016P2: Salida del enfriador de C3 hasta DII C3 (incluye botella de pulsación de succión y motocompresor).
- ✓ Circuito 017P2: Salida del enfriador de C4 hasta DII C4 (incluye botella de pulsación de succión y motocompresor).

- **PJ2 – LAZO - 8:** 2da etapa de compresion en planta 2B.

En este lazo de corrosión el gas de proceso proviene de la primera etapa de enfriamiento, luego se comprime por segunda vez, en donde el gas sale de la BP-D de 2da etapa con una presión a 680 psi y su temperatura aumenta a 180 °F. El gas de este lazo contiene 5,263 %M de CO₂, 48 ppm de H₂S. Al



finalizar la compresión del gas de proceso prosigue la etapa de enfriamiento en el E-3.

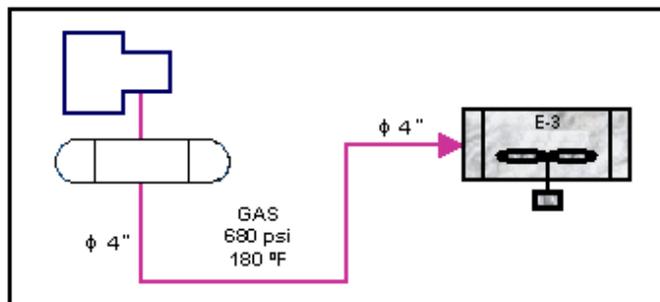


Figura 5.9: Diagrama Simplificado del Lazo de Corrosión N° 8.
Fuente: elaboración propia.

Condiciones operacionales.

Condiciones operacionales del lazo-8, basado en el análisis cromatográfico año 2008 (ver tabla 5.22).

Tabla 5.22: Valores operacionales para PJ2 – LAZO – 8.

P (Psi)	T (°F)	CO ₂ (%)	H ₂ S (ppm)	PpCO ₂ (Psi)	PpH ₂ S (Psi)	$\frac{PpCO_2}{PpH_2S}$
670-680	180	5,263	48	35,7884	0,03264	1096,4583

Fuente: elaboración propia

Mecanismo de degradación.

Para este lazo de corrosión el mecanismo de degradación predominante es la corrosión por CO₂, con tendencia a severa (presión parcial del CO₂ mayor a 30 psi) y del Tipo II porque la temperatura del sistema es mayor a 140 ° F.

Equipos Estáticos.

Los equipos estáticos que conforman este lazo se describen en la tabla 5.23.



Tabla 5.23: Especificación de los Equipos Estáticos del Lazo de Corrosión N° 8.

EQUIPO	SERVICIO	DIMENSIONES	CONDICIONES DE OPERACIÓN	CONDICIONES DE DISEÑO	MATERIAL
Botella de Pulsación de Descarga BP-D	GAS	Ø Externo: 12"	680 Psi @ 180°F	1250 Psi @ 300°F	SA 516 Gr 70
E-3/E-4 Etapa II	GAS	21'40"x 3' 86 TUBOS	680 Psi @ 180°F	2500 Psi @ 300°F	CABEZALES RECTANGULARES SA 516 Gr 70 HAZ DE TUBOS SA-179

Fuente: elaboración propia

Líneas.

Las líneas del lazo 8 se muestran en la tabla 5.24:

Tabla 5.24: Especificación de las Líneas de Proceso del Lazo de Corrosión N° 8.

Ø	ORIGEN	DESTINO	SERVICIO	MATERIAL
4"	Botella de descarga	E-3/E-4 Etapa II	GAS	API-5L-Gr B

Fuente: elaboración propia

Historial de fallas.

En la fecha 22/08/2004 se tiene registro del informe Inspección de enfriador C-3 Planta Compresora Jusepín 2, N°: IM-IEE-01-053-04, que el enfriador de este motocompresor presentó problemas de corrosión interna en los haces tubulares, por lo tanto fue puesto en mantenimiento para esa fecha, donde se le realizaron las respectivas inspecciones.

Se presentó corrosión severa en forma de picadura en dos tubos de $\frac{1}{2}$ " y $\frac{3}{4}$ " de diámetro, pertenecientes al panel de enfriamiento de gas de la segunda y tercera etapa. También se observó corrosión generalizada en forma leve en el resto de los paneles de enfriamiento. Este problema fue ocasionado por el paso directo de agua de lluvia hacia el interior del cuerpo y también a la falta de un drenaje adecuado para la estructura.



En las estructuras horizontales tipo viga “UPN” que conforman los paneles, se encontró acumulación de agua de lluvia, generando corrosión severa en la parte interna de los mismos.

Circuitos Asociados.

- ✓ Circuito 018P2: Salida de botella de descarga C3 II etapa hasta enfriador C3.
- ✓ Circuito 019P2: Salida de botella de descarga C4 II etapa hasta enfriador C4.

- **PJ2 – LAZO - 9:** Enfriamiento de la segunda etapa de compresión.

Al salir el gas del E-3 la temperatura se reduce a 120 °F y la presión se mantiene a 680 psi. Este gas contiene 5,263 %M de CO₂, 48 ppm de H₂S. Luego de finalizado este enfriamiento del gas de proceso viene la depuración del mismo en el DS-III E, extrayendo los posibles condensados generados en el proceso anterior, la mayoría de las veces, el condensado arrastrado por el gas de proceso en este depurador contiene poca cantidad de agua, después de la depuración del gas sigue el último proceso de compresión, pasando primeramente por la BP-S de la tercera etapa (ver figura 5.10).

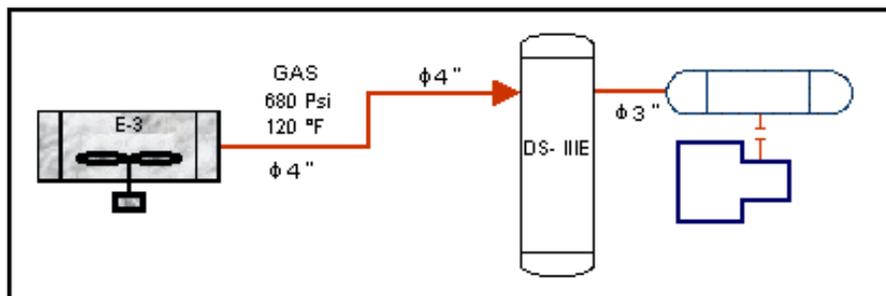


Figura 5.10: Diagrama simplificado del PJ2 – LAZO – 9.
Fuente: elaboración propia.



Condiciones operacionales.

Las condiciones operacionales para el lazo PJ2 – Lazo – 9, basado en el informe de análisis de cromatografía de gas se muestran en la tabla 5.25.

Tabla 5.25: Valores operacionales para el PJ2 – LAZO – 9.

P (Psi)	T (°F)	CO ₂ (%)	H ₂ S (ppm)	PpCO ₂ (Psi)	PpH ₂ S (Psi)	$\frac{PpCO_2}{PpH_2S}$
670-680	110-120	5,263	48	35,7884	0,03264	1096,4583

Fuente: elaboración propia

Mecanismo de degradación.

Para este lazo de corrosión el mecanismo de degradación predominante es la corrosión por CO₂, con tendencia a severa (presión parcial del CO₂ es mayor a 30 psi) y del Tipo I porque la temperatura del sistema es alrededor de 120° F.

Equipos Estáticos

En la tabla 5.26 se muestran los equipos pertenecientes al lazo 9.

Tabla 5.26: Especificación de los Equipos Estáticos del Lazo de Corrosión N° 9.

EQUIPO	SERVICIO	DIMENSIONES	CONDICIONES DE OPERACIÓN	CONDICIONES DE DISEÑO	MATERIAL
Depuradores de Succión III ETAPA DS III C3/C4	GAS	∅ Externo: 24"	680 Psi @ 120°F	1250 Psi @ 200°F	SA 516 Gr 70
Botella de Pulsación de Succión	GAS	∅ Externo: 12"	680 Psi @ 120°F	1250 Psi @ 200°F	SA 516 Gr 70

Fuente: elaboración propia

Líneas de Proceso

Las líneas que conforman este lazo se describen en la tabla 5.27:



Tabla 5.27: Especificación de las Líneas de Proceso del Lazo de Corrosión N° 9.

Ø	ORIGEN	DESTINO	SERVICIO	MATERIAL
4"	E-3/E-4	DS IIIE	GAS	API 5L Gr B
3"	DS IIIE	Botella de succión BP-S	GAS	API 5L Gr B

Fuente: elaboración propia

Historial de fallas.

En la fecha 22/08/2004 se tiene registro del informe Inspección de enfriador C-3 Planta Compresora Jusepín 2, N°: IM-IEE-01-053-04, que el enfriador de este motocompresor presentó problemas de corrosión interna en los haces tubulares, por lo tanto fue puesto en mantenimiento para esa fecha, donde se le realizaron las respectivas inspecciones.

Se presentó corrosión severa en forma de picadura en dos tubos de $\frac{1}{2}$ " y $\frac{3}{4}$ " de diámetro, pertenecientes al panel de enfriamiento de gas de la segunda y tercera etapa. También se observó corrosión generalizada en forma leve en el resto de los paneles de enfriamiento. Este problema fue ocasionado por el paso directo de agua de lluvia hacia el interior del cuerpo y también a la falta de un drenaje adecuado para la estructura.

En las estructuras horizontales tipo viga "UPN" que conforman los paneles, se encontró acumulación de agua de lluvia, generando corrosión severa en la parte interna de los mismos.

Circuitos Asociados.

- ✓ Circuito 020P2: Salida del enfriador de C3 hasta DIII C3 (incluye botella de pulsación de succión y motocompresor).
- ✓ Circuito 021P2: Salida del enfriador de C4 hasta DIII C4 (incluye botella de pulsación de succión y motocompresor).



- **PJ2 – LAZO - 10:** Tercera etapa de compresión 2B.

En este lazo el gas aumenta su presión a 1300 psi y su temperatura a 200 °F debido a la tercera etapa de compresión, el gas comprimido por este cilindro posee 5,263 % Molar de CO₂, 48 ppm de H₂S. Al culminar la compresión del gas de proceso continúa a la botella de pulsación de descarga BP-D de la tercera etapa, para amortiguar el flujo comprimido, luego es enviado al E-3 para disminuir la temperatura (ver figura 5.11).

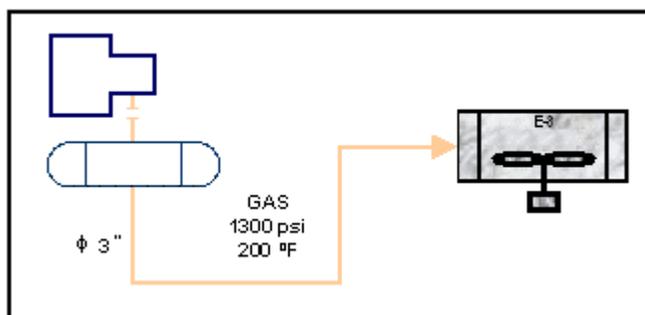


Figura 5.11: Diagrama simplificado del PJ2 – LAZO – 10.
Fuente: elaboración propia.

Condiciones operacionales.

A continuación se presentan las condiciones operacionales para el lazo PJ2 – Lazo – 10, (ver tabla 5.28).

Tabla 5.28: Valores operacionales para el PJ2 – LAZO – 10.

P (Psi)	T (°F)	CO ₂ (%)	H ₂ S (ppm)	PpCO ₂ (Psi)	PpH ₂ S (Psi)	$\frac{PpCO_2}{PpH_2S}$
1290-1300	200	5,263	48	68,419	0,0624	1096,4583

Fuente: elaboración propia

Equipos Estáticos

A continuación se presentan los equipos asociados al lazo PJ2 – Lazo – 10, (ver tabla 5.29).



Tabla 5.29: Especificación de los Equipos Estáticos del Lazo de Corrosión N° 10.

EQUIPO	SERVICIO	DIMENSIONES	CONDICIONES DE OPERACIÓN	CONDICIONES DE DISEÑO	MATERIAL
Botella de Pulsación de Descarga III Etapa BP-D	GAS	Ø Externo: 10"	1300 Psi @ 200°F	1250 Psi @ 300°F	SA 516 Gr 70
Enfriadores E-3/E-4 Etapa III	GAS	21'40"x 3' 86 TUBOS	1300 Psi @ 200°F	2500 Psi @ 300°F	CABEZALES RECTANGULARES SA 516 Gr 70 HAZ DE TUBOS SA-179

Fuente: elaboración propia

Líneas de Proceso

La tabla 5.30 describe las líneas del lazo de corrosión 10.

Tabla 5.30: Especificación de las Líneas de Proceso del Lazo de Corrosión N° 10.

Ø	ORIGEN	DESTINO	SERVICIO	MATERIAL
3"	BP-D C3/C4	E-3/E-4	GAS	API 5L Gr B

Fuente: elaboración propia

Mecanismos de degradación.

Para este lazo de corrosión el mecanismo de degradación predominante es la corrosión por CO₂, con tendencia severa del tipo II.

Historial de fallas.

En la fecha 22/08/2004 se tiene registro del informe Inspección de enfriador C-3 Planta Compresora Jusepín 2, N°: IM-IEE-01-053-04, que el enfriador de este motocompresor presentó problemas de corrosión interna en los haces tubulares, por lo tanto fue puesto en mantenimiento para esa fecha, donde se le realizaron las respectivas inspecciones.

Se presentó corrosión severa en forma de picadura en dos tubos de ½ " y ¾ " de diámetro, pertenecientes al panel de enfriamiento de gas de la segunda



y tercera etapa. También se observó corrosión generalizada en forma leve en el resto de los paneles de enfriamiento. Este problema fue ocasionado por el paso directo de agua de lluvia hacia el interior del cuerpo y también a la falta de un drenaje adecuado para la estructura.

En las estructuras horizontales tipo viga “UPN” que conforman los paneles, se encontró acumulación de agua de lluvia, generando corrosión severa en la parte interna de los mismos.

Circuitos Asociados.

- ✓ Circuito 022P2: Salida de botella de descarga C3 III etapa hasta enfriador C3.
- ✓ Circuito 023P2: Salida de botella de descarga C4 III etapa hasta enfriador C4.
- **PJ2 – LAZO - 11:** Enfriamiento tercera etapa de compresión.

El gas de proceso que pasa por esta línea se encuentra a 120 °F y 1300 psi, la temperatura se reduce en el E-3. Este gas contiene 5,263 % molar de CO₂, 48 ppm de H₂S (ver figura 5.12).

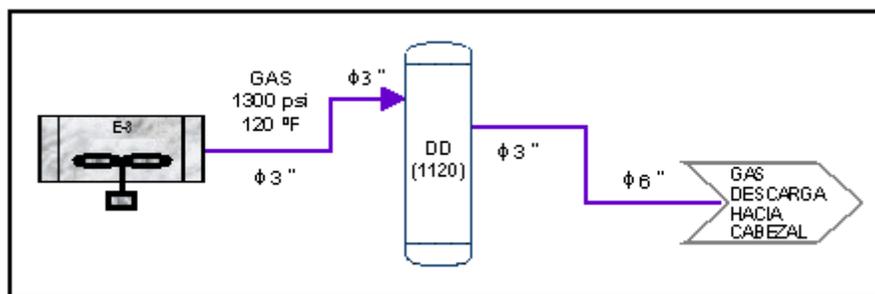


Figura 5.12: Diagrama Simplificado del Lazo de Corrosión N° 11.
Fuente: elaboración propia.



Al culminar este proceso el gas continúa su depuración final en el DD, donde se extraen los posibles condensados originados en el enfriamiento, con la finalidad de descargar este gas libre de líquidos o condensados. Después de culminar la depuración se envía este gas de proceso al cabezal de descarga que luego será enviado a la planta de extracción de líquidos y al múltiple de Muscar.

Condiciones operacionales.

Condiciones operacionales del lazo-11, basado en el análisis cromatográfico año 2008 (ver tabla 5.31).

Tabla 5.31: Valores operacionales para el PJ2 – LAZO – 11.

P (Psi)	T (°F)	CO ₂ (%)	H ₂ S (ppm)	PpCO ₂ (Psi)	PpH ₂ S (Psi)	$\frac{PpCO_2}{PpH_2S}$
1290-1300	110-120	5,263	48	68,4190	0,0624	1096,4583

Fuente: elaboración propia

Equipos Estáticos.

La descripción de los equipos estáticos del lazo 11 se observan en la tabla 5.32:

Tabla 5.32: Especificación de los Equipos Estáticos del Lazo de Corrosión N° 11.

EQUIPO	SERVICIO	DIMENSIONES	CONDICIONES DE OPERACIÓN	CONDICIONES DE DISEÑO	MATERIAL
Depuradores de Descarga DD C3/C4	GAS	Ø Externo: 24"	1320 Psi @ 120°F	2500 Psi @ 200°F	SA 516 Gr 70

Fuente: elaboración propia

Líneas de Proceso

Las características de las líneas del lazo 11 se observan en la tabla 5.33:



Tabla 5.33: Especificación de las Líneas de Proceso del Lazo de Corrosión N° 11.

Ø	ORIGEN	DESTINO	SERVICIO	MATERIAL
3"	Enfriadores E-3/E-4 Etapa III	Depuradores de descarga DD C3/C4	GAS	API-5L-Gr B
3"	Depuradores de Descarga DD C3/C4	Cañón de descarga de los depuradores DD C3 y C4	GAS	API-5L-Gr B
6"	Cañón de Descarga de los Depuradores DD C3 y DD C4	Cabezal alta presión 1300 Psi	GAS	API-5L- Gr B

Fuente: elaboración propia

Mecanismos de Corrosión que pueden presentarse en el Lazo

Se determinó predominante la Corrosión por Dióxido de Carbono (CO₂) severa del tipo I.

Historial de Fallas de los Equipos y Líneas del Lazo de Corrosión

En la fecha 22/08/2004 se tiene registro del informe Inspección de enfriador C-3 Planta Compresora Jusepín 2, N°: IM-IEE-01-053-04, que el enfriador de este motocompresor presentó problemas de corrosión interna en los haces tubulares, por lo tanto fue puesto en mantenimiento para esa fecha, donde se le realizaron las respectivas inspecciones.

Se presentó corrosión severa en forma de picadura en dos tubos de ½ " y ¾ " de diámetro, pertenecientes al panel de enfriamiento de gas de la segunda y tercera etapa. También se observó corrosión generalizada en forma leve en el resto de los paneles de enfriamiento. Este problema fue ocasionado por el paso directo de agua de lluvia hacia el interior del cuerpo y también a la falta de un drenaje adecuado para la estructura.

En las estructuras horizontales tipo viga "UPN" que conforman los paneles, se encontró acumulación de agua de lluvia, generando corrosión severa en la parte interna de los mismos.



Circuitos asociados.

- ✓ Circuito 024P2: Salida del enfriador de C3 hasta DD C3.
 - ✓ Circuito 025P2: Salida del enfriador de C4 hasta DD C4.
 - ✓ Circuito 026P2: Descarga depurador DD C3/ DD C4 hasta gasoducto de transferencia.
-
- **PJ2 – LAZO - 12:** Sistema de gas combustible.

Los motores de las cuatro unidades compresoras de PCJ- 2 son puestos en marcha mediante la inyección de un gas combustible. El proceso general comienza con el gas que proviene de la Planta de Extracción Jusepín, debido a que en esta planta el gas es acondicionado y le retiran la humedad por lo cual es útil para esta función, la presión es de 1300 psi luego pasa por unas válvulas reguladoras de presión donde se reduce hasta 150 psi, el gas pasa por un depurador cuya función es expandir el gas y separar los líquidos generados por la caída de presión, luego el gas se dirige a un calentador para que la temperatura se iguale a la temperatura ambiente, la descarga de este intercambiador de calor es enviada las plantas compresoras donde la línea destinada a la PCJ-2 es enviado a los filtros de gas combustible, luego a una válvula que baja a 40 psi con esta presión llega al cañón de las unidades compresoras, en cada unidad se encuentra un depurador y luego otra válvula que también reduce la presión hasta 6" H₂O esta es la adecuada para poner en marcha el motocompresor (ver figura 5.13).

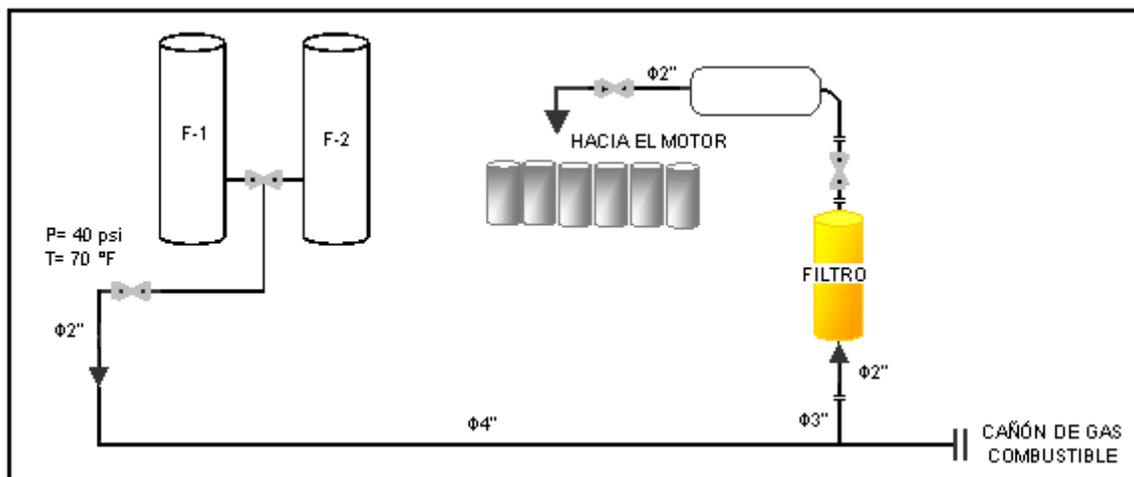


Figura 5.13: Diagrama Simplificado del Lazo de Corrosión N° 12.
Fuente: elaboración propia.

Condiciones operacionales.

Condiciones operacionales del lazo-12, basado en el análisis cromatográfico de succión general año 2006 (ver tabla 5.34).

Tabla 5.34: Valores operacionales para el PJ2 – LAZO – 12.

P (Psi)	T (°F)	CO ₂ (%)	H ₂ S (ppm)	PpCO ₂ (Psi)	PpH ₂ S (Psi)	$\frac{PpCO_2}{PpH_2S}$
40	70	3.691	20	1.4764	0.0008	1845.5000

Fuente: elaboración propia.

Se tomaron estos datos para determinar el mecanismo de degradación debido a que no se tenían cromatografías actualizadas de gas combustible.

Equipos estáticos.

La descripción de los equipos se muestra en la tabla 5.35:

Tabla 5.35: Especificación de los Equipos Estáticos del Lazo de Corrosión N° 12.

EQUIPO	SERVICIO	DIMENSIONES	CONDICIONES DE OPERACIÓN	CONDICIONES DE DISEÑO	MATERIAL
Filtros de gas combustible	GAS COMBUSTIBLE	∅ Externo: 10"	40 Psi @ 70°F	275 Psi @ 100°F	SA 516 Gr 70

Fuente: elaboración propia.



Líneas de proceso.

Las líneas de este lazo se describen en la tabla 5.36:

Tabla 5.36: Especificación de las Líneas de Proceso del Lazo de Corrosión N° 12.

Ø	ORIGEN	DESTINO	SERVICIO	MATERIAL
2"	Descarga de filtros de gas combustible	Válvula reguladora de presión (40 psi)	GAS COMBUSTIBLE	API-5L-Gr B
2"/4"	Salida de válvula reguladora de presión (40 psi)	Cañón de gas combustible	GAS COMBUSTIBLE	API-5L-Gr B
4"/3"	Cañón de gas combustible	Filtro	GAS COMBUSTIBLE	API-5L- Gr B
2"	Descarga botella	Válvula (6" H ₂ O)/ Motocompresor	GAS COMBUSTIBLE	API-5L- Gr B

Fuente: elaboración propia.

Mecanismos de degradación.

El sistema de gas combustible para PCJ-2 tiene un mecanismo predominante de corrosión por CO₂ leve del tipo I.

Historial de fallas.

Hasta la fecha no se han encontrado registros de fallas, ni problemas por corrosión interna de estas líneas de proceso y equipos que conforman este lazo de corrosión. Esta planta compresora está en servicio desde el año 1979.

Circuitos asociados.

- ✓ Circuito 027P2: Descarga de filtros de gas combustible hasta válvula reguladora de presión (40 psi).
- ✓ Circuito 028P2: Salida de válvula reguladora de presión hasta cañón de gas combustible PCJ 2.
- ✓ Circuito 029P2: Salida de cañón de gas combustible a filtro. C1



- ✓ Circuito 030P2: Descarga de depurador hasta motocompresor C1.
- ✓ Circuito 031P2: Salida de cañón de gas combustible a filtro. C2
- ✓ Circuito 032P2: Descarga de depurador hasta motocompresor C2.
- ✓ Circuito 033P2: Salida de cañón de gas combustible a filtro. C3
- ✓ Circuito 034P2: Descarga de depurador hasta motocompresor C3.
- ✓ Circuito 035P2: Salida de cañón de gas combustible a filtro. C4
- ✓ Circuito 036P2: Descarga de depurador hasta motocompresor C4.

- **PJ2 – LAZO - 13:** Sistema de drenaje de condensado de baja.

Los depuradores de succión y descarga retienen los líquidos contenidos en el gas a ser comprimido por la planta, los condensados son acumulados en estos recipientes de tal forma que cuando alcanzan el nivel máximo se abre una válvula reguladora de las líneas de drenaje y estos líquidos se envían al block case que recolecta los líquidos provenientes de los depuradores de C1/C2 y DG 02 y luego se dirigen a la línea de drenaje general. El depurador de succión general posee una línea de drenaje adicional en el fondo del recipiente, esta es la línea de servicio, destinada para drenar el líquido condensado remanente de manera tal que facilite el acceso al realizarse trabajos de inspección o mantenimiento en el interior del mismo (ver figura 5.14).

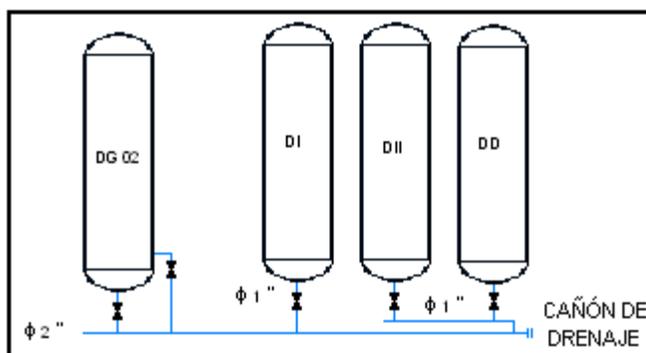


Figura 5.14: Diagrama Simplificado del Lazo de Corrosión N° 13.
Fuente: elaboración propia.



Condiciones operacionales.

Condiciones operacionales del lazo-13, basado en el análisis cromatográfico año 2008 (ver tabla 5.37).

Tabla 5.37: Valores operacionales para el PJ2 – LAZO – 13.

P (Psi)	T (°F)	CO ₂ (%)	H ₂ S (ppm)	PpCO ₂ (Psi)	PpH ₂ S (Psi)	$\frac{PpCO_2}{PpH_2S}$
40- 140	130	4,972	47	6,9608	0,00658	1057,8723

Fuente: elaboración propia.

Equipos estáticos.

Los equipos asociados a este lazo corresponden a los depuradores de succión y descarga pertenecientes a los compresores C1 y C2, las características de estos están descritas en los lazos anteriores.

Líneas de proceso.

Los equipos correspondientes a este lazo se muestran en la tabla 5.38:

Tabla 5.38: Especificación de las Líneas de Proceso del Lazo de Corrosión N° 13.

Ø	ORIGEN	DESTINO	SERVICIO	MATERIAL
1"	Salida DG 02	Cañón de drenaje de baja (proceso)	GAS	API-5L-Gr B
2"	Salida DG 02	Cañón de drenaje de baja (servicio)	GAS	API-5L-Gr B
1"	Salida DS C1/ DS C2	Cañón de drenaje de baja	GAS	API-5L-Gr B
1"	Salida DII/DD C1- DII/DD C2	Cañón de drenaje de baja	GAS	API-5L-Gr B
2"	Cañón de drenaje de baja	Block case	GAS	API-5L- Gr B

Fuente: elaboración propia.



Mecanismos de degradación.

Para el sistema de drenaje de condensado de baja presión, el mecanismo de corrosión predominante es corrosión por CO₂ leve del tipo I.

Historial de fallas.

Hasta la fecha no se han encontrado registros de fallas, ni problemas por corrosión interna de estas líneas de proceso y equipos que conforman este lazo de corrosión. Esta planta compresora está en servicio desde el año 1979.

Circuitos asociados.

- ✓ Circuito 037P2: DG 02 al cañón de drenaje de baja (línea de drenaje de proceso).
 - ✓ Circuito 038P2: DG 02 al cañón de drenaje de baja (línea de drenaje de servicio).
 - ✓ Circuito 039P2: DS C1/DD al cañón de drenaje de baja.
 - ✓ Circuito 040P2: DII C1 al cañón de drenaje de baja.
 - ✓ Circuito 041P2: DS C2/DD al cañón de drenaje de baja.
 - ✓ Circuito 042P2: DII C2 al cañón de drenaje de baja.
 - ✓ Circuito 043P2: Cañón de drenaje de baja.
-
- **PJ2 – LAZO - 14:** Sistema de drenaje de condensado de alta.

Los depuradores de succión y descarga retienen los líquidos contenidos en el gas a ser comprimido por la planta, los condensados son acumulados en estos recipientes de tal forma que cuando alcancen el nivel máximo se abre una válvula reguladora de las líneas de drenaje y estos líquidos se envían a



la línea de drenaje general, para este lazo se dice que el drenaje es de alta, pues al cabezal de drenaje llegan los condensados provenientes de los depuradores que trabajan sobre los 1300 psi (ver figura 5.15).

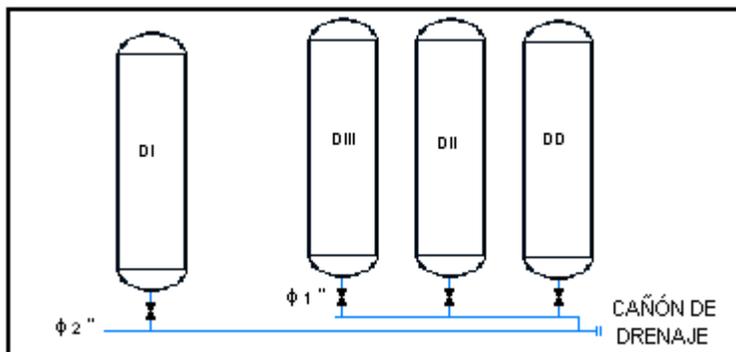


Figura 5.15: Diagrama Simplificado del Lazo de Corrosión Nº 14.
Fuente: elaboración propia.

Condiciones operacionales.

Condiciones operacionales del lazo-14, basado en el análisis cromatográfico año 2008 (ver tabla 5.39).

Tabla 5.39: Valores operacionales para el PJ2 – LAZO – 14.

P (Psi)	T (°F)	CO ₂ (%)	H ₂ S (ppm)	PpCO ₂ (Psi)	PpH ₂ S (Psi)	$\frac{PpCO_2}{PpH_2S}$
1300	120	5,263	48	68,419	0,0624	1096,4583

Fuente: elaboración propia.

Equipos estáticos.

Los equipos asociados a este lazo corresponden a los depuradores de succión y descarga pertenecientes a los compresores C3 y C4, las características de estos están descritas en los lazos anteriores.



Líneas de proceso.

Las líneas pertenecientes a este lazo se describen en la tabla 5.40:

Tabla 5.40: Especificación de las Líneas de Proceso del Lazo de Corrosión N° 14.

Ø	ORIGEN	DESTINO	SERVICIO	MATERIAL
1"	Salida DS C3- DS C4	Cañón de drenaje de alta	GAS	API-5L-Gr B
1"	Salida DII/DII/DD C3- DII/DII/DD C4	Cañón de drenaje de alta	GAS	API-5L-Gr B
2"	Cañón de drenaje de alta	Línea de drenaje general	GAS	API-5L- Gr B

Fuente: elaboración propia.

Mecanismos de degradación.

Para el sistema de drenaje de alta predomina la corrosión por CO₂ severa del tipo I.

Historial de fallas.

Hasta la fecha no se han encontrado registros de fallas, ni problemas por corrosión interna de estas líneas de proceso y equipos que conforman este lazo de corrosión. Esta planta compresora está en servicio desde el año 1979.

Circuitos asociados.

- ✓ Circuito 044P2: Salida del DS C3 al cañón de drenaje de 2".
- ✓ Circuito 045P2: Salida de DIII/DII/DD C3 al cañón de drenaje de 2".
- ✓ Circuito 046P2: Salida del DS C4 al cañón de drenaje de 2".
- ✓ Circuito 047P2: Salida de DIII/DII/DD C4 al cañón de drenaje de 2".
- ✓ Circuito 048P2: Cañón de drenaje de alta.



- **PJ2 – LAZO - 15: Sistema de alivio y venteo.**

El sistema de alivio y venteo es un sistema intermitente, opera cuando el gas de proceso no se encuentra en condiciones normales de operación o cuando se realiza mantenimiento a la unidad compresora para despresurizar la máquina y efectuar las actividades correspondientes. El venteo funciona cuando la presión sobrepasa su nivel máximo permisible (150 psi en la planta 2A y 1300 psi en 2B) se abre automáticamente la válvula de seguridad para ventear el gas por las líneas del cañón de venteo que continúan hasta el mechurrio M-03, ubicado en el Complejo Jusepín (ver figura 5.16).

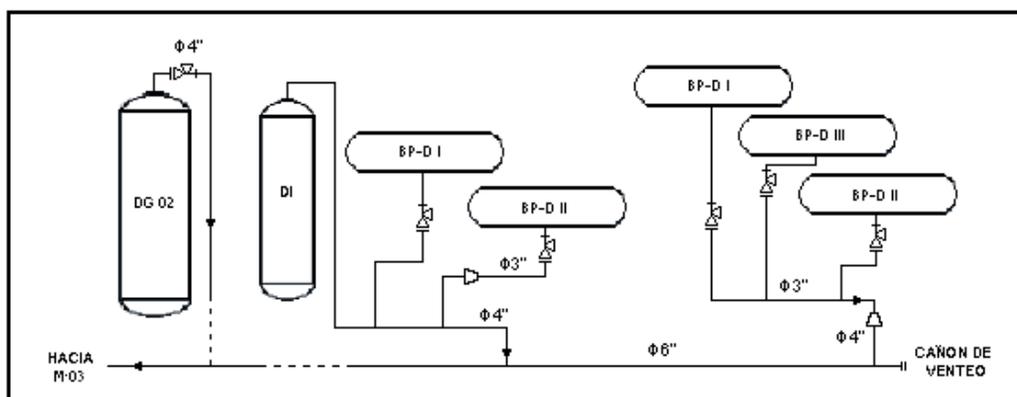


Figura 5.16: Diagrama Simplificado del Lazo de Corrosión N° 14.
Fuente: elaboración propia.

Condiciones operacionales.

Condiciones operacionales del lazo-15, basado en el análisis cromatográfico año 2008 (ver tabla 5.41).

Tabla 5.41: Valores operacionales para el PJ2 – LAZO – 15.

P (Psi)	T (°F)	CO ₂ (%)	H ₂ S (ppm)	PpCO ₂ (Psi)	PpH ₂ S (Psi)	$\frac{PpCO_2}{PpH_2S}$
1320	120	5,263	48	69,4716	0,0634	1096,4583

Fuente: elaboración propia.



Equipos estáticos.

Los equipos correspondientes a este lazo son: depurador de succión general, depurador de succión pertenecientes a los compresores C1 y C2 y las botellas de pulsación de descarga de primera y segunda etapa, para C3 y C4 las botellas de pulsación de descarga de cada etapa tiene su línea de alivio, las características de estos equipos están descritas en los lazos anteriores.

Líneas de proceso.

Las líneas de este lazo se describen en la tabla 5.42:

Tabla 5.42: Especificación de las Líneas de Proceso del Lazo de Corrosión N° 15.

Ø	ORIGEN	DESTINO	SERVICIO	MATERIAL
3"	Salida BPD 1era etapa C3- C4	Línea de venteo	GAS	API-5L-Gr B
3"	Salida BPD 3era etapa C3- C4	Línea de venteo	GAS	API-5L-Gr B
3"	Salida BPD 2 da etapa C3- C4	Línea de venteo	GAS	API-5L- Gr B
3"/4"	Línea de venteo	Cañón de venteo	GAS	API-5L- Gr B
3"/4"	Salida BPD 2 da etapa C1-C2	Línea de venteo	GAS	API-5L- Gr B
4"	Salida BPD 1era etapa C1-C2	Línea de venteo	GAS	API-5L- Gr B
4"	Descarga DS C1- C2	Línea de venteo	GAS	API-5L- Gr B
4"	Línea de venteo	Cañón de venteo	GAS	API-5L- Gr B
4"	Descarga DG 02	Cañón de venteo	GAS	API-5L- Gr B

Fuente: elaboración propia.

Para las presiones de diseño las líneas que conforman este lazo se cargaron en SILCO, las presiones a las cuales se activan las válvulas de seguridad (1500 psi), en este caso se toman las condiciones de operación más críticas del sistema (1300 psi y 120°F).



Mecanismos de degradación.

El sistema de alivio y venteo PCJ-2 opera eventualmente, por esto se asumen las variables críticas, es decir la presión y temperatura máxima, resultando predominante para este lazo corrosión por CO₂ severa del tipo I.

Historial de fallas.

Hasta la fecha no se han encontrado registros de fallas, ni problemas por corrosión interna de estas líneas de proceso y equipos que conforman este lazo de corrosión. Esta planta compresora está en servicio desde el año 1979.

Circuitos asociados.

- ✓ Circuito 049P2: Válvulas de seguridad de BPD I/BPD III/BPD II (C4) a cañón de venteo.
- ✓ Circuito 050P2: Válvulas de seguridad de BPD I/BPD III/BPD II (C3) a cañón de venteo.
- ✓ Circuito 051P2: Cañón de venteo (ISO CJ-PCJ2-VENTEO-6-03).
- ✓ Circuito 052P2: Válvulas de seguridad DI/BPD I/BPD II (C2) a cañón de venteo.
- ✓ Circuito 053P2: Válvulas de seguridad DI/BPD I/BPD II (C1) a cañón de venteo.
- ✓ Circuito 054P2: Cañón de venteo (ISO CJ-PCJ2-VENTEO-6-04).
- ✓ Circuito 055P2: Válvula de seguridad DG- 02 a cañón de venteo (parte de la tubería está enterrada).



5.2 JERARQUIZACIÓN DE LOS LAZOS PCJ- 2

Para el análisis de jerarquización de los lazos de corrosión de la Planta Compresora Jusepín 2 se empleó la evaluación de criticidad mostrada en el formato indicado en el Anexo B, basado en el análisis de criticidad de la norma API-581 Nivel I (ver figura 5.17).

PREDICTIBILIDAD ↓	CONSECUENCIA →		
	BAJA (0.3)	MEDIANA (0.7)	ALTA (0.6)
DEFICIENTE (0.5)			
REGULAR (0.7)			LC 2, 4, 6, 8, 9, 10, 12, 13, 14
BUENA (0.9)			LC 1,3, 5, 7, 11, 15
MUY BUENA (1.0)			

LEYENDA:

- CRITICIDAD ALTA
- CRITICIDAD MEDIA
- CRITICIDAD BAJA

Figura 5.17: Resultados de la jerarquización de los lazos de corrosión de PJ2.
Fuente: elaboración propia.

5.3 DETERMINACIÓN DE MANO DE OBRA, DURACIÓN Y COSTOS DE LAS ACTIVIDADES DE INSPECCIÓN.

Los costos para servicio contratado se estiman en base al precio por punto de control de los años anteriores (2007- 2010) según información suministrada por el Departamento de Inspección de Equipos Estáticos,



mediante un promedio móvil simple se calcula el porcentaje de aumento del costo de los puntos para el año 2011.

Costos de Inspección por pto

Costo año 2007 por pto	Bs 50,00
Costo año 2008 por pto	Bs 70,00
Costo año 2009 por pto	Bs 100,00
Costo año 2010 por pto	Bs 120,00

Variación de costos en años anteriores (%)

Var. 2007-2008 (%)	40,00%
Var. 2008-2009 (%)	42,86%
Var. 2009-2010 (%)	20,00%

De lo anterior se tiene que el porcentaje promedio de aumento de costo en los últimos años es igual a **34,29%** para cada punto de control, es decir se estima que el costo por punto será de **Bs. 161,14** para el año 2011.

$$\text{Costos de Insp. PJ2 por año} = \text{N}^{\circ} \text{ de Ptos} \times \text{Precio por Pto del año}$$

Según el plan propuesto en Enero 2011 se evaluarán 197 puntos a un costo de **Bs. 31.745,14**; en Septiembre se realizarán las mediciones de los puntos restantes con un costo estimado de **Bs. 27.072,00**. Por lo tanto, el costo estimado para inspeccionar el 100% de la planta Compresora Jusepín 2 (365 puntos de inspección establecidos), a fin de garantizar su integridad mecánica es de **Bs. 58.817, 14**. (Ver gráfico 5.1).

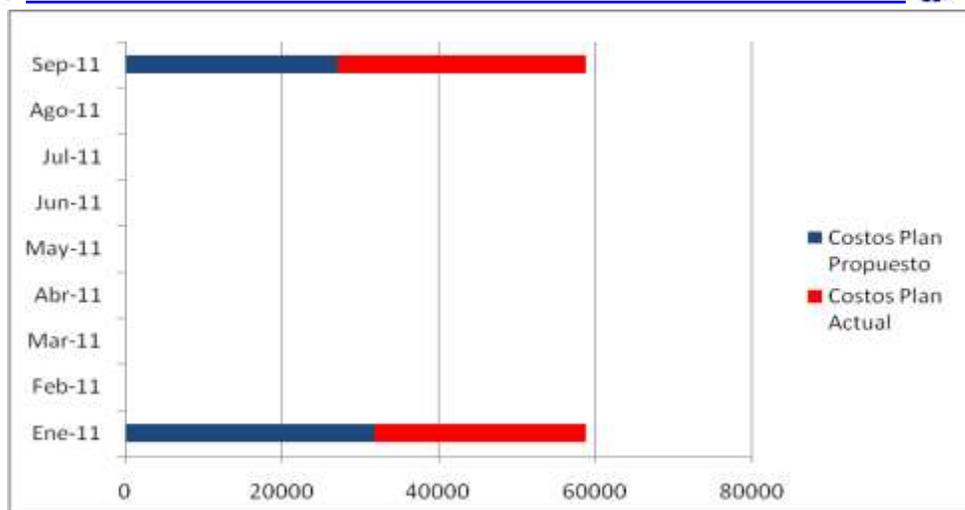


Gráfico 5.1: Plan de inspección actual vs plan de inspección propuesto (Costos).
Fuente: elaboración propia.

En cuanto a la duración de las actividades se conoce que en promedio un punto mide en 4 min, a través de la ecuación $H-H = 1 \text{ Min} / 60 \text{ Min. H-H}$, resulta equivalente a 0,07 H-H, implementando el plan selectivo en enero se requieren 13,1 H-H y en Septiembre 11,2 H-H; por lo que el total de horas hombre requeridas para inspeccionar los 365 puntos es de **24,3 H-H** (ver gráfico 5.2). Cabe resaltar que este tiempo es considerando la medición como tal en condiciones óptimas, es decir no se toma en cuenta si el punto requiere de facilidades para medición ni el tiempo que toma proporcionarlas.

Para el caso de la Planta Compresora Jusepín 2 los equipos y/o facilidades requeridas son:

- Andamios de 2 cuerpos para nueve (9) puntos.
- Escaleras para cuatro (4) puntos.
- Remover rejillas para veintisiete (27) puntos.

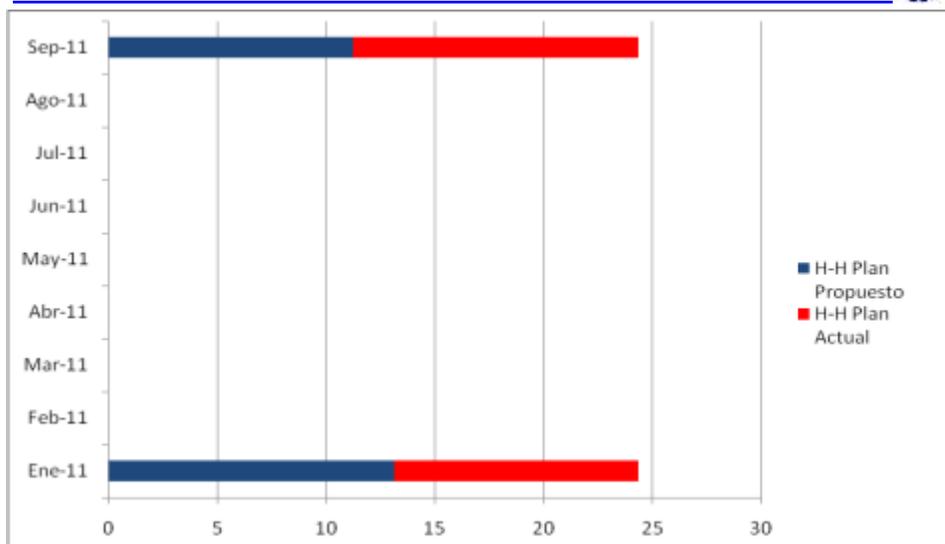


Gráfico 5.2: Plan de inspección actual vs plan de inspección propuesto (H-H).
Fuente: elaboración propia.

De acuerdo a los estándares del Departamento de Inspección de Equipos Estáticos y a la experiencia, se establece que un inspector mide en promedio 20 puntos por día, para el plan de inspección se consideran tres personas, es decir se evaluarán en promedio 60 puntos/día.

5.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Los resultados obtenidos por este estudio se deben a la aplicación de la metodología “Sistema de Inspección de Lazos de Corrosión para Confiabilidad Operacional”, en la Planta Compresora Jusepín 2. Tal como establece esta metodología los quince lazos obtenidos poseen similitudes en cuanto a material de fabricación, variables operacionales y mecanismos de corrosión, en donde las condiciones operacionales varían en las etapas de compresión y enfriamiento.

En cuanto al material de fabricación de las líneas es de acero al carbono, siendo la designación ASTM API-5L-Gr.B; mientras que los equipos también son fabricados de acero al carbono, con la designación ASTM SA-516-Gr.70,



los haces de tubos del enfriador son de SA-179 y las aletas son fabricadas de aluminio.

El mecanismo de degradación predominante es la corrosión por CO_2 en los quince lazos, basado en las ecuaciones de Dalton y Kane, los cuales se calcularon tomando las condiciones operacionales en campo y mediante las cromatografías realizadas en el año 2008 para la succión de 2A (40 psi) y en la descarga de 2A (120 psi), para el caso del Gas Combustible se utilizó la cromatografía del año 2006, debido a que es la información más reciente que se tiene para este gas. Las tendencias obtenidas fueron: severa para los lazos PJ2 8, 9, 10, 11, 14 y 15 tendencia moderada para PJ2 5, 6 y 7, y tendencia leve para los lazos PJ2 1,2, 3, 4, 12 y 13.

Cabe destacar que para el lazo PJ2-15 la tendencia es severa debido a que fueron tomadas las condiciones operacionales más críticas, sin embargo, este sistema al ser intermitente deberá ajustarse posteriormente su tendencia real y por tanto deberá ajustarse la frecuencia de inspección.

Mediante el análisis de jerarquización se obtuvo que los lazos más críticos son los 2, 4, 6, 8, 9, 10, 12, 13 y 14 debido a que la información sobre los mismos es muy limitada y no poseen inspecciones.

Las presiones de diseño de las líneas se determinaron mediante la ecuación 3 de la sección 304.1.2 de la norma ASME B31.3 "Process Piping", estas se observan en la tabla de medición de espesores de la inspección más reciente (efectuada en Septiembre de 2009), no obstante en SILCO se cargaron las mismas presiones de diseño de los equipos estáticos, pues la presión de las líneas está limitada por la presión de los recipientes, para el caso del lazo correspondiente al Sistema de Alivio y Venteo la presión de diseño cargada es la misma de las válvulas de seguridad (Ver Anexo F). En la tabla A-1 de la



misma norma, señala que para el material de las tuberías empleadas la temperatura máxima es de 400 °F.

Existen tramos de tubería que no se les realiza inspección como es el caso de las líneas de drenaje que tienen juntas roscadas y por ello la medición de UT no aplica, al igual para el DG 02 que se inspecciona con otra técnica.

Es importante resaltar, que la metodología SILCO necesita realizar en la planta al menos dos mediciones de UT por cada punto de control de cada isométrico y estudiar los cambios generados entre cada inspección para poder establecer una frecuencia por condición adecuada. Para el presente informe se toman las mediciones correspondientes a las inspecciones del año 2007 y 2009. En los anexos G, H, I, J y K se observan los isométricos para cada circuito y las tablas de los espesores cargados en el software, así como los reportes de espesores de retiro y las gráficas de puntos por circuitos arrojadas por SILCO.

5.5 PLAN DE MANTENIMIENTO PARA PLANTA COMPRESORA JUSEPÍN 2.

En función a los datos cargados (básicamente las mediciones de espesores de las últimas inspecciones) y a la programación obtenida por el software SILCO, se estableció realizar las inspecciones para Enero 2011 los puntos que requieren inspección inmediata y aquellos puntos que requieren medición original, pues esto permitirá garantizar que la instalación se inspeccione en su totalidad; aquellos puntos que tienen dos o más inspecciones y los que necesitan facilidades como andamios serán medidos en Septiembre de 2011 pues para ello se requiere realizar un proceso de contratación que proporcione los equipos y facilidades que permitan ejecutar el plan de inspección.



Se definieron en total trescientos sesenta y cinco (365) puntos de inspección, de los cuales sólo ciento ochenta y tres (183) han sido inspeccionados con Ultrasonido, esto corresponde a un 50,14% de la totalidad de la instalación. En el gráfico 5.3 se muestra el avance de inspección de la Planta, la primera serie indica cuando se alcanza el 100% de inspección, en la segunda serie se observan los puntos que tienen una sola medición y en la otra los puntos que alcanzarán dos mediciones, que es el mínimo requerido para establecer la frecuencia óptima de inspección.

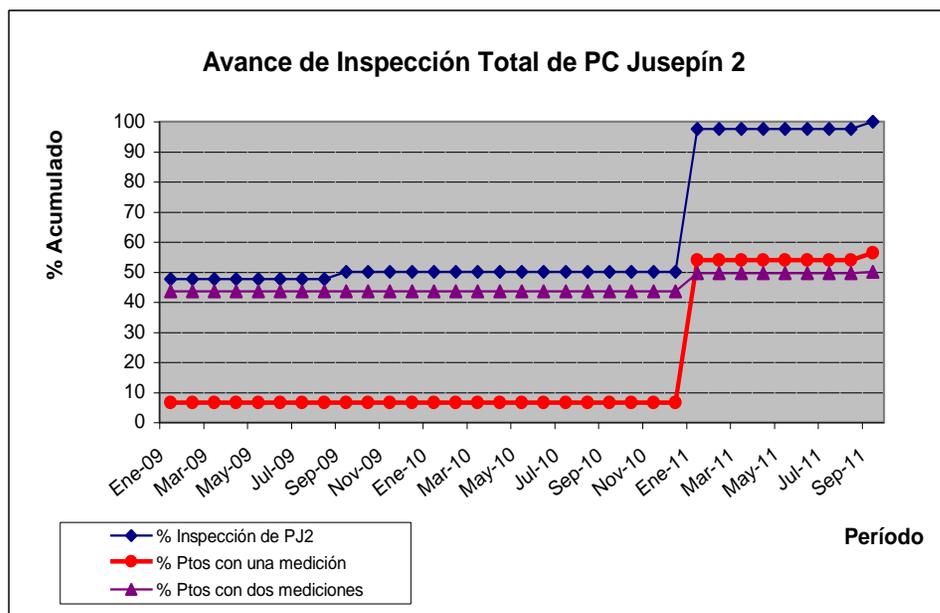


Gráfico 5.3: Avance de inspección de PJ2.

Fuente: elaboración propia.

Antes del año 2009 se tenía inspeccionado 174 puntos de control, en Septiembre de 2009 se miden 183 puntos, es decir 9 puntos de control nuevos para alcanzar un equivalente al 50,14% en vista de la necesidad de garantizar la integridad mecánica de la instalación, se totalizó los puntos de control a 365, de los cuales 182 necesitan ser medidos por primera vez, en Enero de 2011 se inspeccionarán 173 puntos (47,39%) conjuntamente con 23 puntos que requieren evaluación prioritaria, para los puntos que requieren



facilidades (9 puntos equivalente a 2,47%), se realizará un proceso de contratación, debido al tiempo que este se toma, se plantea sean inspeccionados en Septiembre del mismo año. En la tabla 5.43 se resume la cantidad de puntos a inspeccionar:

AÑO	% INSPECCIÓN PJ2				% PTOS CON UNA MEDICIÓN				% PTOS CON DOS MEDICIONES			
	PTOS NUEVOS	PTOS MEDIDOS	%	% ACUMULADO	PTOS NUEVOS	PTOS MEDIDOS	%	% ACUMULADO	PTOS NUEVOS	PTOS MEDIDOS	%	% ACUMULADO
2009	9	183	2.47	50.14	5	24	1.37	6.58	9	159	2.47	43.56
2010	0	183	0.00	50.14	0	24	0.00	6.58	0	159	0	43.56
Ene-11	173	356	47.40	97.53	173	197	47.40	53.97	22	181	6.03	49.59
Sep-11	9	365	2.47	100.00	9	206	2.47	56.44	2	183	0.55	50.14

Tabla 5.43: Puntos inspeccionados por período.

Fuente: elaboración propia.

De acuerdo a los resultados se tiene el siguiente plan selectivo para ejecutar las actividades de inspección en la Planta Compresora Jusepín 2 para el año 2011 (ver gráficos 5.4 y 5.5):

Puntos a inspeccionar Enero 2011.

Id	Nombre de línea	Duración	Comienzo	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre
1	Enero 2011	180 días	Jan 03/011									
2	Enero	8 días	Jan 03/011									
3	Planta Compresora Jusepín 2	4 días	Jan 03/011									
4	Inspección Programada	1 día	Jan 03/011									
5	102 - 45 puntos	1 día	Jan 03/011									
6	000892 7 98	1 día	Jan 2 2011									
7	000892 7 99	1 día	Jan 2 2011									
8	000892 7 910	1 día	Jan 2 2011									
9	000892 7 911	1 día	Jan 2 2011									
10	000892 7 912	1 día	Jan 2 2011									
11	000892 7 98	1 día	Jan 2 2011									
12	000892 7 91	1 día	Jan 2 2011									
13	000892 7 92	1 día	Jan 2 2011									
14	000892 7 93	1 día	Jan 2 2011									
15	000892 7 94	1 día	Jan 2 2011									
16	000892 7 95	1 día	Jan 2 2011									
17	000892 7 96	1 día	Jan 2 2011									
18	000892 7 91	1 día	Jan 2 2011									
19	000892 7 92	1 día	Jan 2 2011									
20	000892 7 93	1 día	Jan 2 2011									
21	000892 7 94	1 día	Jan 2 2011									
22	000892 7 95	1 día	Jan 2 2011									
23	000892 7 96	1 día	Jan 2 2011									
24	000892 7 97	1 día	Jan 2 2011									
25	000892 7 911	1 día	Jan 2 2011									
26	000892 7 912	1 día	Jan 2 2011									
27	000892 7 912	1 día	Jan 2 2011									



20	300	CO04P2 / P14	1 dia	Jun 200111	
20	300	Inspeccion de Medicion	4 dias	Jun 030111	
20	300	IU 2 - 10 puntos	1 dia	Jun 030111	
21	300	CO03P2 / P4	1 dia	Jun 200111	
22	300	CO03P2 / P5	1 dia	Jun 200111	
23	300	CO03P2 / P11	1 dia	Jun 200111	
24	300	CO03P2 / P12	1 dia	Jun 200111	
25	300	CO04P2 / P1	1 dia	Jun 200111	
26	300	CO04P2 / P2	1 dia	Jun 200111	
27	300	CO04P2 / P3	1 dia	Jun 200111	
28	300	CO04P2 / P4	1 dia	Jun 200111	
29	300	CO04P2 / P5	1 dia	Jun 200111	
30	300	CO05P2 / P1	1 dia	Jun 200111	
31	300	CO05P2 / P2	1 dia	Jun 200111	
32	300	CO05P2 / P3	1 dia	Jun 200111	
33	300	CO05P2 / P4	1 dia	Jun 200111	
34	300	CO05P2 / P5	1 dia	Jun 200111	
35	300	CO05P2 / P1	1 dia	Jun 200111	
36	300	CO05P2 / P2	1 dia	Jun 200111	
37	300	CO05P2 / P3	1 dia	Jun 200111	
38	300	CO05P2 / P4	1 dia	Jun 200111	
39	300	CO05P2 / P5	1 dia	Jun 200111	
40	300	IU 2 - 10 puntos	1 dia	Jun 030111	
41	300	CO06P2 / P1	1 dia	Jun 200111	
42	300	CO06P2 / P2	1 dia	Jun 200111	
43	300	CO06P2 / P3	1 dia	Jun 200111	
44	300	CO06P2 / P4	1 dia	Jun 200111	
45	300	CO06P2 / P5	1 dia	Jun 200111	
46	300	CO06P2 / P1	1 dia	Jun 200111	
47	300	CO06P2 / P2	1 dia	Jun 200111	
48	300	CO06P2 / P3	1 dia	Jun 200111	
49	300	CO06P2 / P4	1 dia	Jun 200111	
50	300	CO06P2 / P5	1 dia	Jun 200111	
51	300	IU 2 - 10 puntos	1 dia	Jun 030111	
52	300	CO07P2 / P1	1 dia	Jun 200111	
53	300	CO07P2 / P2	1 dia	Jun 200111	
54	300	CO07P2 / P3	1 dia	Jun 200111	
55	300	CO07P2 / P4	1 dia	Jun 200111	

56	300	CO08P2 / P5	1 dia	Jun 200111	
56	300	CO10P2 / P1	1 dia	Jun 200111	
57	300	CO10P2 / P2	1 dia	Jun 200111	
58	300	CO10P2 / P3	1 dia	Jun 200111	
59	300	CO10P2 / P4	1 dia	Jun 200111	
60	300	CO10P2 / P5	1 dia	Jun 200111	
61	300	CO10P2 / P6	1 dia	Jun 200111	
62	300	CO10P2 / P7	1 dia	Jun 200111	
63	300	CO11P2 / P1	1 dia	Jun 200111	
64	300	CO11P2 / P2	1 dia	Jun 200111	
65	300	CO11P2 / P3	1 dia	Jun 200111	
66	300	CO11P2 / P4	1 dia	Jun 200111	
67	300	CO11P2 / P5	1 dia	Jun 200111	
68	300	CO11P2 / P6	1 dia	Jun 200111	
69	300	CO11P2 / P7	1 dia	Jun 200111	
70	300	IU 2 - 10 puntos	1 dia	Mar 040111	
71	300	CO12P2 / P3	1 dia	Mar 040111	
72	300	CO12P2 / P4	1 dia	Mar 040111	
73	300	CO12P2 / P10	1 dia	Mar 040111	
74	300	CO12P2 / P14	1 dia	Mar 040111	
75	300	CO12P2 / P1	1 dia	Mar 040111	
76	300	CO12P2 / P2	1 dia	Mar 040111	
77	300	CO12P2 / P3	1 dia	Mar 040111	
78	300	CO12P2 / P4	1 dia	Mar 040111	
79	300	CO12P2 / P5	1 dia	Mar 040111	
80	300	CO12P2 / P1	1 dia	Mar 040111	
81	300	CO12P2 / P2	1 dia	Mar 040111	

82	300	CO13P2 / P3	1 dia	Mar 040111	
83	300	CO13P2 / P4	1 dia	Mar 040111	
84	300	CO13P2 / P5	1 dia	Mar 040111	
85	300	CO13P2 / P1	1 dia	Mar 040111	
86	300	CO13P2 / P2	1 dia	Mar 040111	
87	300	CO13P2 / P3	1 dia	Mar 040111	
88	300	CO13P2 / P4	1 dia	Mar 040111	
89	300	CO13P2 / P1	1 dia	Mar 040111	
90	300	CO13P2 / P2	1 dia	Mar 040111	
91	300	CO13P2 / P3	1 dia	Mar 040111	
92	300	CO13P2 / P4	1 dia	Mar 040111	
93	300	IU 2 - 10 puntos	1 dia	Mar 040111	
94	300	CO20P2 / P1	1 dia	Mar 040111	
95	300	CO20P2 / P2	1 dia	Mar 040111	
96	300	CO20P2 / P3	1 dia	Mar 040111	
97	300	CO20P2 / P4	1 dia	Mar 040111	
98	300	CO21P2 / P1	1 dia	Mar 040111	
99	300	CO21P2 / P2	1 dia	Mar 040111	
100	300	CO21P2 / P3	1 dia	Mar 040111	
101	300	CO21P2 / P4	1 dia	Mar 040111	
102	300	CO22P2 / P1	1 dia	Mar 040111	
103	300	CO22P2 / P2	1 dia	Mar 040111	
104	300	CO22P2 / P3	1 dia	Mar 040111	
105	300	CO22P2 / P4	1 dia	Mar 040111	
106	300	CO22P2 / P5	1 dia	Mar 040111	
107	300	CO23P2 / P1	1 dia	Mar 040111	
108	300	CO23P2 / P2	1 dia	Mar 040111	



109	388		C039P2 / P3	1 dia	mar 06/01/11
110	388		C039P2 / P4	1 dia	mar 06/01/11
111	388		C039P2 / P5	1 dia	mar 06/01/11
112	388		P12 - 30 puntas	1 dia	mar 06/01/11
113	388		C039P2 / P1	1 dia	mar 06/01/11
114	388		C039P2 / P3	1 dia	mar 06/01/11
115	388		C039P2 / P5	1 dia	mar 06/01/11
116	388		C039P2 / P4	1 dia	mar 06/01/11
117	388		C039P2 / P4	1 dia	mar 06/01/11
118	388		C039P2 / P6	1 dia	mar 06/01/11
119	388		C039P2 / P7	1 dia	mar 06/01/11
120	388		C039P2 / P6	1 dia	mar 06/01/11
121	388		C039P2 / P9	1 dia	mar 06/01/11
122	388		C039P2 / P10	1 dia	mar 06/01/11
123	388		C039P2 / P11	1 dia	mar 06/01/11
124	388		C039P2 / P2	1 dia	mar 06/01/11
125	388		C039P2 / P3	1 dia	mar 06/01/11
126	388		C039P2 / P4	1 dia	mar 06/01/11
127	388		C039P2 / P5	1 dia	mar 06/01/11
128	388		C039P2 / P6	1 dia	mar 06/01/11
129	388		C039P2 / P7	1 dia	mar 06/01/11
130	388		C039P2 / P8	1 dia	mar 06/01/11
131	388		C039P2 / P9	1 dia	mar 06/01/11
132	388		C039P2 / P10	1 dia	mar 06/01/11
133	388		P13 - 34 puntas	1 dia	mar 06/01/11
134	388		C039P2 / P2	1 dia	mar 06/01/11
135	388		C039P2 / P1	1 dia	mar 06/01/11

136	388		C039P2 / P2	1 dia	mié 05/01/11
137	388		C039P2 / P3	1 dia	mié 05/01/11
138	388		C039P2 / P4	1 dia	mié 05/01/11
139	388		C039P2 / P5	1 dia	mié 05/01/11
140	388		C039P2 / P6	1 dia	mié 05/01/11
141	388		C039P2 / P7	1 dia	mié 05/01/11
142	388		C039P2 / P8	1 dia	mié 05/01/11
143	388		C039P2 / P9	1 dia	mié 05/01/11
144	388		C039P2 / P10	1 dia	mié 05/01/11
145	388		C039P2 / P11	1 dia	mié 05/01/11
146	388		C039P2 / P12	1 dia	mié 05/01/11
147	388		C039P2 / P13	1 dia	mié 05/01/11
148	388		C039P2 / P14	1 dia	mié 05/01/11
149	388		C039P2 / P15	1 dia	mié 05/01/11
150	388		C039P2 / P16	1 dia	mié 05/01/11
151	388		C039P2 / P17	1 dia	mié 05/01/11
152	388		C039P2 / P18	1 dia	mié 05/01/11
153	388		C039P2 / P19	1 dia	mié 05/01/11
154	388		C039P2 / P20	1 dia	mié 05/01/11
155	388		C039P2 / P21	1 dia	mié 05/01/11
156	388		C039P2 / P22	1 dia	mié 05/01/11
157	388		C039P2 / P23	1 dia	mié 05/01/11
158	388		P14 - 19 puntas	1 dia	mié 05/01/11
159	388		C039P2 / P1	1 dia	mié 05/01/11
160	388		C039P2 / P2	1 dia	mié 05/01/11
161	388		C039P2 / P3	1 dia	mié 05/01/11
162	388		C039P2 / P4	1 dia	mié 05/01/11

163	388		C039P2 / P5	1 dia	mié 05/01/11
164	388		C039P2 / P6	1 dia	mié 05/01/11
165	388		C039P2 / P7	1 dia	mié 05/01/11
166	388		C039P2 / P1	1 dia	mié 05/01/11
167	388		C039P2 / P2	1 dia	mié 05/01/11
168	388		C039P2 / P3	1 dia	mié 05/01/11
169	388		C039P2 / P4	1 dia	mié 05/01/11
170	388		C039P2 / P5	1 dia	mié 05/01/11
171	388		C039P2 / P6	1 dia	mié 05/01/11
172	388		C039P2 / P7	1 dia	mié 05/01/11
173	388		C039P2 / P1	1 dia	mié 05/01/11
174	388		C039P2 / P2	1 dia	mié 05/01/11
175	388		C039P2 / P3	1 dia	mié 05/01/11
176	388		C039P2 / P4	1 dia	mié 05/01/11
177	388		C039P2 / P5	1 dia	mié 05/01/11
178	388		P15 - 18 puntas	1 dia	mié 05/01/11
179	388		C039P2 / P1	1 dia	mié 05/01/11
180	388		C039P2 / P2	1 dia	mié 05/01/11
181	388		C039P2 / P3	1 dia	mié 05/01/11
182	388		C039P2 / P4	1 dia	mié 05/01/11
183	388		C039P2 / P5	1 dia	mié 05/01/11
184	388		C039P2 / P1	1 dia	mié 05/01/11
185	388		C039P2 / P2	1 dia	mié 05/01/11
186	388		C039P2 / P3	1 dia	mié 05/01/11
187	388		C039P2 / P4	1 dia	mié 05/01/11
188	388		C043P2 / P7	1 dia	mié 05/01/11
189	388		C043P2 / P6	1 dia	mié 05/01/11



190	MI	CO4P2 / P9	1 día	mié 05/01/11					
191	MI	CO4P2 / P8	1 día	mié 05/01/11					
192	MI	CO4P2 / P9	1 día	mié 05/01/11					
193	MI	CO4P2 / P10	1 día	mié 05/01/11					
194	MI	CO4P2 / P11	1 día	mié 05/01/11					
195	MI	IJ2 - 18 puntos	1 día	jue 09/01/11					
196	MI	CO5P2 / P1	1 día	jue 09/01/11					
197	MI	CO5P2 / P2	1 día	jue 09/01/11					
198	MI	CO5P2 / P3	1 día	jue 09/01/11					
199	MI	CO5P2 / P4	1 día	jue 09/01/11					
200	MI	CO5P2 / P5	1 día	jue 09/01/11					
201	MI	CO5P2 / P6	1 día	jue 09/01/11					
202	MI	CO5P2 / P7	1 día	jue 09/01/11					
203	MI	CO5P2 / P8	1 día	jue 09/01/11					
204	MI	CO5P2 / P9	1 día	jue 09/01/11					
205	MI	CO5P2 / P10	1 día	jue 09/01/11					
206	MI	CO5P2 / P11	1 día	jue 09/01/11					
207	MI	CO5P2 / P12	1 día	jue 09/01/11					
208	MI	CO5P2 / P13	1 día	jue 09/01/11					
209	MI	CO5P2 / P14	1 día	jue 09/01/11					
210	MI	CO5P2 / P13	1 día	jue 09/01/11					
211	MI	CO5P2 / P14	1 día	jue 09/01/11					

Gráfico 5.4: Plan selectivo Enero 2011.
Fuente: elaboración propia.

Puntos a inspeccionar Septiembre 2011.

Id	Moneda de base	Descripción	Comentarios	Inicio	Fin	Inicio	Fin	Inicio	Fin	Estado
504		Septiembre		Sáb	Jun 05/09/11					
505		Plan de Comprensión Juvenil 2		Sáb	Jun 05/09/11					
506		Inspección de Medición		1 día	Jun 05/09/11					
507		IJ2 - 9 puntos		1 día	Jun 05/09/11					
508	MI	CO1P2 / P4		1 día	Jun 05/09/11					
509	MI	CO1P2 / P5		1 día	Jun 05/09/11					
510	MI	CO1P2 / P6		1 día	Jun 05/09/11					
511	MI	CO1P2 / P7		1 día	Jun 05/09/11					
512	MI	CO2P2 / P1		1 día	Jun 05/09/11					
513	MI	CO2P2 / P2		1 día	Jun 05/09/11					
514	MI	CO2P2 / P3		1 día	Jun 05/09/11					
515	MI	CO3P2 / P1		1 día	Jun 05/09/11					
516	MI	CO3P2 / P2		1 día	Jun 05/09/11					
517		Inspección Programada		Sáb	Jun 05/09/11					
518		IJ2 - 20 puntos		1 día	Jun 05/09/11					
519	MI	CO1P2 / P1		1 día	Jun 05/09/11					
520	MI	CO1P2 / P2		1 día	Jun 05/09/11					
521	MI	CO1P2 / P3		1 día	Jun 05/09/11					
522	MI	CO1P2 / P4		1 día	Jun 05/09/11					
523	MI	CO1P2 / P5		1 día	Jun 05/09/11					
524	MI	CO1P2 / P10		1 día	Jun 05/09/11					
525	MI	CO2P2 / P4		1 día	Jun 05/09/11					
526	MI	CO2P2 / P5		1 día	Jun 05/09/11					
527	MI	CO2P2 / P6		1 día	Jun 05/09/11					
528	MI	CO2P2 / P7		1 día	Jun 05/09/11					
529	MI	CO3P2 / P1		1 día	Jun 05/09/11					
530	MI	CO3P2 / P2		1 día	Jun 05/09/11					
531	MI	CO3P2 / P3		1 día	Jun 05/09/11					
532	MI	CO3P2 / P4		1 día	Jun 05/09/11					
533	MI	CO3P2 / P5		1 día	Jun 05/09/11					
534	MI	CO3P2 / P6		1 día	Jun 05/09/11					
535	MI	CO3P2 / P9		1 día	Jun 05/09/11					
536	MI	CO3P2 / P10		1 día	Jun 05/09/11					
537	MI	CO3P2 / P13		1 día	Jun 05/09/11					
538	MI	CO3P2 / P14		1 día	Jun 05/09/11					
539	MI	IJ2 - 24 puntos		1 día	Jun 05/09/11					
540	MI	CO6P2 / P1		1 día	Jun 05/09/11					
541	MI	CO6P2 / P2		1 día	Jun 05/09/11					
542	MI	CO6P2 / P3		1 día	Jun 05/09/11					
543	MI	CO6P2 / P4		1 día	Jun 05/09/11					
544	MI	CO6P2 / P5		1 día	Jun 05/09/11					
545	MI	CO6P2 / P6		1 día	Jun 05/09/11					
546	MI	CO6P2 / P7		1 día	Jun 05/09/11					
547	MI	CO6P2 / P8		1 día	Jun 05/09/11					
548	MI	CO7P2 / P1		1 día	Jun 05/09/11					
549	MI	CO7P2 / P2		1 día	Jun 05/09/11					
550	MI	CO7P2 / P3		1 día	Jun 05/09/11					
551	MI	CO7P2 / P4		1 día	Jun 05/09/11					
552	MI	CO7P2 / P5		1 día	Jun 05/09/11					
553	MI	CO7P2 / P6		1 día	Jun 05/09/11					
554	MI	CO7P2 / P7		1 día	Jun 05/09/11					
555	MI	CO7P2 / P8		1 día	Jun 05/09/11					
556	MI	CO13P2 / P1		1 día	Jun 05/09/11					
557	MI	CO13P2 / P2		1 día	Jun 05/09/11					



839	399		CO54P2 / P2	1 dia	mié 07/09/11		
840	399		CO54P2 / P4	1 dia	mié 07/09/11		
841	399		CO54P2 / P5	1 dia	mié 07/09/11		
842	399		CO54P2 / P6	1 dia	mié 07/09/11		
843	399		CO54P2 / P7	1 dia	mié 07/09/11		
844	399		CO54P2 / P5	1 dia	mié 07/09/11		
845	399		CO54P2 / P6	1 dia	mié 07/09/11		
846	399		CO54P2 / P10	1 dia	mié 07/09/11		
847	399		CO54P2 / P15	1 dia	mié 07/09/11		
848	399		CO54P2 / P16	1 dia	mié 07/09/11		
849	399		CO54P2 / P17	1 dia	mié 07/09/11		
850	399		RJ 2 - 20 puntos	1 dia	mié 07/09/11		
851	399		CO54P2 / P7	1 dia	mié 07/09/11		
852	399		CO54P2 / P2	1 dia	mié 07/09/11		
853	399		CO54P2 / P3	1 dia	mié 07/09/11		
854	399		CO54P2 / P4	1 dia	mié 07/09/11		
855	399		CO54P2 / P5	1 dia	mié 07/09/11		
856	399		CO54P2 / P6	1 dia	mié 07/09/11		
857	399		CO54P2 / P7	1 dia	mié 07/09/11		
858	399		CO54P2 / P5	1 dia	mié 07/09/11		
859	399		CO54P2 / P9	1 dia	mié 07/09/11		
860	399		CO54P2 / P10	1 dia	mié 07/09/11		
861	399		CO54P2 / P11	1 dia	mié 07/09/11		
862	399		CO54P2 / P15	1 dia	mié 07/09/11		
863	399		CO54P2 / P16	1 dia	mié 07/09/11		
864	399		CO54P2 / P17	1 dia	mié 07/09/11		
865	399		CO54P2 / P1	1 dia	mié 07/09/11		
866	399		CO54P2 / P2	1 dia	mié 07/09/11		
867	399		CO54P2 / P3	1 dia	mié 07/09/11		
868	399		CO54P2 / P4	1 dia	mié 07/09/11		
869	399		CO54P2 / P5	1 dia	mié 07/09/11		
870	399		CO54P2 / P6	1 dia	mié 07/09/11		
871	399		RJ 2 - 14 puntos	1 dia	mié 07/09/11		
872	399		CO54P2 / P7	1 dia	mié 07/09/11		
873	399		CO54P2 / P5	1 dia	mié 07/09/11		
874	399		CO54P2 / P9	1 dia	mié 07/09/11		
875	399		CO54P2 / P10	1 dia	mié 07/09/11		
876	399		CO54P2 / P11	1 dia	mié 07/09/11		
877	399		CO54P2 / P12	1 dia	mié 07/09/11		
878	399		CO54P2 / P13	1 dia	mié 07/09/11		
879	399		CO54P2 / P15	1 dia	mié 07/09/11		
880	399		CO54P2 / P16	1 dia	mié 07/09/11		
881	399		CO54P2 / P17	1 dia	mié 07/09/11		
882			CO54P2 / P18	1 dia	mié 07/09/11		
883			CO54P2 / P15	1 dia	mié 07/09/11		
884			CO54P2 / P2	1 dia	mié 07/09/11		
885			CO54P2 / P4	1 dia	mié 07/09/11		
886	399		RJ 2 - Otras puntas	1 dia	jué 08/09/11		
887	399		RJ 2 - Otras puntas	1 dia	vé 09/09/11		

Gráfico 5.5: Plan selectivo Septiembre 2011.
Fuente: elaboración propia.



CONCLUSIONES

En función a los resultados obtenidos se puede deducir lo siguiente:

1. Las variables operacionales que inciden directamente en la determinación de los lazos de corrosión son la presión y temperatura, las cuales varían en las diversas etapas de compresión y enfriamiento.
2. En la Planta Compresora Jusepín 2 se establecieron quince (15) lazos de corrosión, cincuenta y cinco (55) circuitos y trescientos sesenta y cinco (365) puntos de control.
3. El mecanismo de degradación predominante es por corrosión debido a dióxido de carbono (CO_2), con tendencia de leve a moderada o severa a medida que se incrementa la presión de trabajo de 40 a 1300 psi y de tipo I a Tipo II cuando es comprimido el gas aumentando su temperatura de 100 a 200 ° F.
4. El análisis de jerarquización arrojó que los lazos con mayor criticidad son 2, 4, 6, 8, 9, 10, 12, 13 y 14, estos corresponden a los lazos con data muy limitada o nula y los lazos 1, 3, 5, 7, 11 y 15 poseen criticidad media, estos son los que ya han sido inspeccionados.
5. La fecha de la siguiente inspección es dentro de dos años, salvo algunos puntos que poseen una sola medición y requieren inspección inmediata, tomando en cuenta que las inspecciones se realizarán de acuerdo a la condición de los puntos la frecuencia variará a medida que estos se vayan tornando más críticos.



-
6. De los 365 puntos de control establecidos sólo 183 han sido medidos, esto representa el 50,14% de la totalidad de la instalación.

 7. En vista de que la planta fue inspeccionada en Septiembre de 2009 la misma no esta contemplada en la programación del año 2010, por lo tanto los puntos que se consideran prioritarios se programaron para Enero de 2011 y el resto para Septiembre del mismo año tal como lo arroja el Sistema de Inspección de Lazos para Confiabilidad Operacional SILCO.



RECOMENDACIONES

Para garantizar la integridad mecánica de la Planta Compresora 2 se recomienda:

1. Aplicar tratamiento anticorrosivo en la planta para mitigar los efectos de los mecanismos de corrosión, pues en aquellos puntos donde la presión y temperatura se incrementa la corrosión tiende a ser más agresiva.
 2. Actualizar las cromatografías de tal forma que al calcular los mecanismos de degradación el resultado sea más preciso.
 3. Mantener control sobre los registros diarios de las variables operacionales (presión, temperatura), para de esta manera poseer un historial de los mismos y poder acceder a ésta información y mejorar la predictibilidad de falla.
 4. Tener al alcance un soporte de los registros de historiales de fallas, inspecciones y trabajos de mantenimiento realizados, con el fin de respaldar la información que se tenga en SILCO.
 5. Implantar el plan de inspección propuesto y estudiar estrategias como por ejemplo servicios contratados para realizar las inspecciones faltantes, sobre todo para los puntos que necesitan facilidades a fin de garantizar la continuidad operacional de la planta.
 6. Identificar los puntos de medición en las líneas de la planta, para que las mediciones posteriores sean más precisas, es decir se mida siempre el mismo lugar y reducir errores en la medición.
-

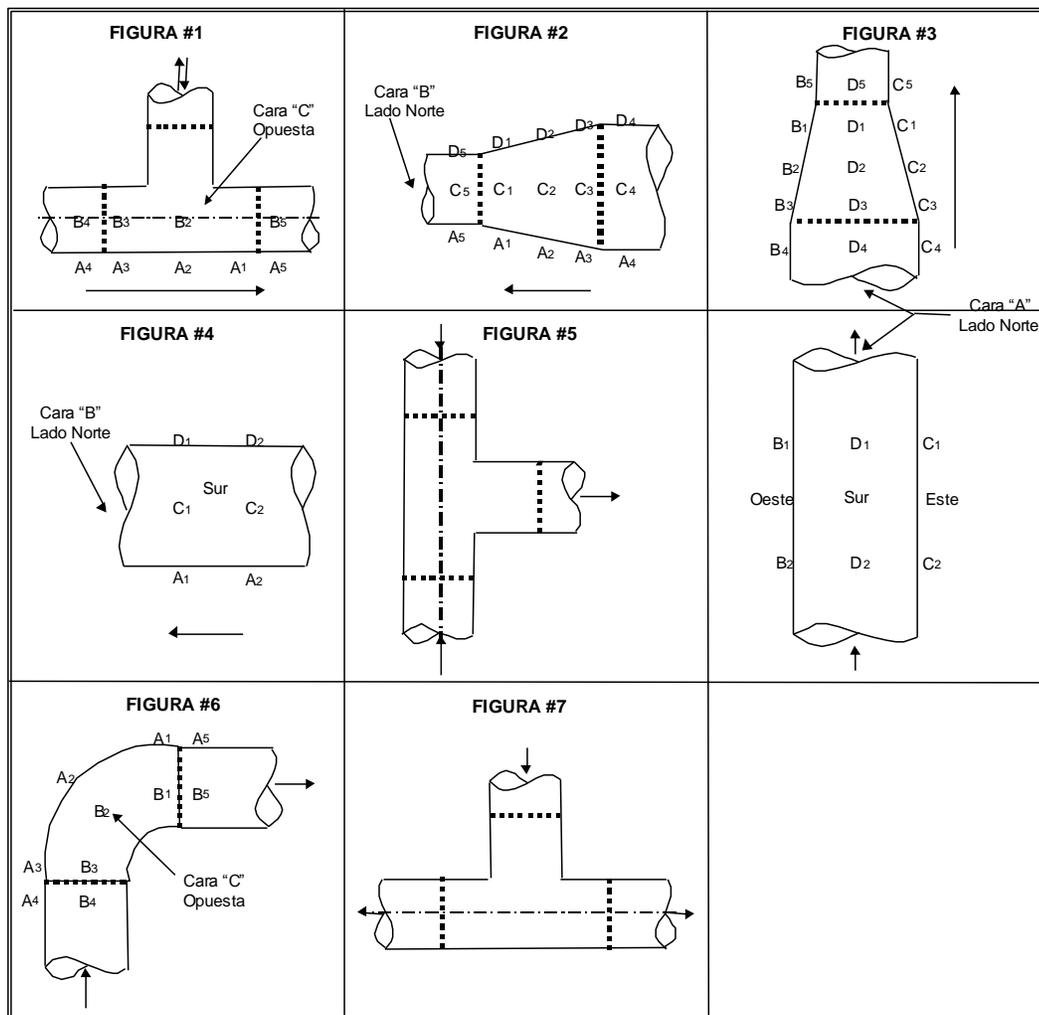


REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ✓ API RP 571, Mecanismo de Daños que afectan Equipos Estáticos en la Industria de la Refinación. “Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry”,
- ✓ API RP 581, “Risk-based Inspection Base Resource Document”.
- ✓ API 5L, “Specification for Line Pipe”. (2000). USA.
- ✓ ASME B31.3, “Code For Pressure Piping, Process Piping”. (1996). USA.
- ✓ GARCÍA, H. Elaboración del Manual para la implementación del Sistema de Inspección y Lazos de Corrosión (SILCO) en la Planta Compresora Amana, PDVSA Distrito Norte. Tesis de Grado (2006). Venezuela.
- ✓ Martínez, C. Análisis de la influencia de las variables operacionales y factores que generan corrosión interna en la Planta Compresora Jusepín 2. Tesis de Grado. (2006). Venezuela.
- ✓ PDVSA CIED, Manual Básico de Corrosión.
- ✓ PDVSA, PI-02-09-01 Manual de Inspección en Marcha de Equipos Estáticos. (2008). Venezuela.
- ✓ PDVSA, Manual Sistema de Inspección y Lazos de Corrosión (SILCO). (2001). Venezuela.
- ✓ PDVSA, Sistema de Inspección de Lazos de Corrosión para Confiabilidad Operacional en la Planta Compresora Muscar de Media Presión. (2009). Venezuela.



ANEXOS



Anexo A: Posiciones de medición mediante ultrasonido en tuberías y accesorios.



ANÁLISIS DE CRITICIDAD PARA LÍNEAS Y EQUIPOS DE PROCESO (BASADO EN ANÁLISIS NIVEL I API-581)

COMPLEJO

ÁREA

UNIDAD

Fecha

	CIRCUITO O EQUIPO	TAG	TAG
	VALOR	VALOR	VALOR
1. PREDICTIBILIDAD DE FALLA			
A. Corrosión Interna			
1. ¿Existe corrosión y la predictibilidad es muy buena ?			
Si no existe corrosión, pasar al punto B	0		
Si existe corrosión, pasar al punto 2	1		
2. ¿Existe alguna investigación por especialistas?			
Sí, investigaciones detalladas	0		
Sí, investigaciones de rutina	1		
Investigación sin profundidad	2		
No, desconocida	3		
3. ¿El proceso de degradación está bien conocido?			
Sí, muy bien	0		
Razonablemente bien	1		
Dudoso	2		
No, desconocida	3		
4. ¿Existe algún riesgo por algún cambio en las velocidades de corrosión?			
No	0		
Ducoso	1		
Factible	2		
Sí	3		
5. ¿La ubicación exacta de la degradación es predecible?			
Sí	0		
Razonablemente	1		
Difícultoso	2		
No, desconocido	3		
6. ¿La corrosión es detectable durante la operación?			
Sí	0		
Razonablemente	1		
Difícilmente	2		
No, desconocida	3		

Anexo B: Formato para el análisis de criticidad de líneas y equipos de proceso.



7. ¿Existe riesgo de corrosión bajo tensión (SCC)?			
Sí			
7a. ¿Existe riesgo por H ₂ S húmedo?			
Sí			
7b. ¿Existe riesgo por HIC?			
Sí			
8. ¿ Hay data histórica de inspección disponible?			
Sí en cantidad	0		
Suficiente	1		
Limitada	2		
Insuficiente, desconocida	3		
9. ¿La condición de monitoreo es factible y confiable?			
Sí	0		
Razonablemente	1		
No siempre es confiable	2		
No es confiable	3		
B. Corrosión Externa			
1. Es la vida remanente:			
¿Mayor de 15 años?	0		
¿Mayor de 10 años?	1		
¿Mayor de 5 años?	2		
¿Menor de 5 años?	3		
2. ¿Existe riesgo de corrosión por Creep?			
No	0		
Factible	1		
Muy eventualmente, dudoso	2		
Si	3		
C. Fallas Mecánicas			
1. ¿Existe riesgo de fatiga?			
Diámetro < 2", vibraciones	3		
Diámetro 2"-3", vibraciones	2		
Diámetro > 4", vibraciones	1		
No vibraciones	0		
2. ¿Existe riesgo de corrosión por Creep?			
No	0		
Si	2		

Anexo B: Formato para el análisis de criticidad de líneas y equipos de proceso (Cont).



3. ¿Existe riesgo de erosión/cavitación?			
¿Velocidad del gas sobre el diseño?	3		
¿Velocidad del líquido sobre el diseño?	3		
¿Efectos de evaporación/condensación?	3		
No	0		
4. ¿Existe riesgo por factura frágil?			
Temperatura por debajo de -20°C, no acceso	3		
No	0		
5. ¿Existe riesgo por taponamiento severo?			
Ha ocurrido en otras oportunidades	3		
No	0		
Contador			
PROMEDIO			
Predictibilidad (Valor)			
PREDICTIBILIDAD DE LA FALLA (categoría)			
2. CONSECUENCIA DE FALLA		VALOR	VALOR
1. ¿Existe alta probabilidad de riesgo severo?			
Si	3		
No	0		
2. ¿El sistema contiene productos tóxicos?			
No	0		
Sí, pequeñas cantidades	2		
Sí, grandes cantidades	3		
3. ¿Hay algún riesgo ambiental si los productos salen a la atmósfera?			
No	0		
Sí, dentro de la cerca	2		
Sí, fuera de la cerca	3		
4. ¿Existe pérdida financiera atribuible a la falla?			
No	0		
Sí, menor	1		
Sí, mediana	2		
Sí, grande	3		
5. ¿Existe algún problema operacional atribuible a la falla?			
No	0		
Dudoso	1		
Serio	2		
Sí, muy serio	3		

Anexo B: Formato para el análisis de criticidad de líneas y equipos de proceso (Cont).



6. ¿Existen problemas legales de ambiente y seguridad?			
Si	3		
No	0		
7. ¿Pueden surgir reclamos y/o demandas si los productos salen al ambiente?			
No	0		
Razonablemente	1		
Sí, el mecurrio, olores, contaminación	2		
Sí, otros impredecibles	3		
8. ¿Existen otros factores que contribuyen a la consecuencia de falla?			
No	0		
Sí, muy limitados	1		
Sí, extensivamente	2		
Severamente	3		
Contador			
PROMEDIO			
Consecuencia (Valor)			
CONSECUENCIA DE LA FALLA (cualidad)			
FACTOR DE CRITICIDAD			

Anexo B: Formato para el análisis de criticidad de líneas y equipos de proceso (Cont).



LAZO	CONDICIONES				MECANISMO DE CORROSION		
	Número	Pmax (Psi)	T (°F)	%CO2	H2S (ppm)	PREDOMINANTE	TENDENCIA
PJ2 1	60	110	4.972	47	CO2	Leve	I
PJ2 2	90	175	4.972	47	CO2	Leve	II
PJ2 3	90	130	4.972	47	CO2	Leve	I
PJ2 4	140	150	4.972	47	CO2	Leve	II
PJ2 5	150	120	5.263	48	CO2	Moderada	I
PJ2 6	360	170	5.263	48	CO2	Moderada	II
PJ2 7	360	120	5.263	48	CO2	Moderada	I
PJ2 8	680	180	5.263	48	CO2	Severa	II
PJ2 9	680	120	5.263	48	CO2	Severa	I
PJ2 10	1300	200	5.263	48	CO2	Severa	II
PJ2 11	1320	120	5.263	48	CO2	Severa	I
PJ2 12	40	70	3.691	20	CO2	Leve	I
PJ2 13	140	110	4.972	47	CO2	Leve	I
PJ2 14	1300	120	5.263	48	CO2	Severa	I
PJ2 15	1320	120	5.263	48	CO2	Severa	I

Anexo C: Características más resaltantes de los quince (15) lazos de corrosión establecidos por la metodología SILCO para la Planta Compresora Jusepín 2 (PJ2), incluye los valores operacionales y elementos de corrosión.

INGENIERIA DE PRODUCCION ORIENTE SUPERINTENDENCIA DE INGENIERIA DE PRODUCCION UNIDAD TRATAMIENTO Y LABORATORIO CENTRO DE ANALISIS PUNTA DE MATA									
INFORME DE ANALISIS CROMATOGRAFICOS DE GAS NATURAL									
N° DE INF:CG-2008-01-0233			CLIENTE: PDVSA				ATT: EULICES MILLA		
REQUERIDO POR:.....Eulices Millan			MODULO DE ENSAYO:.....Cromatografías				TECNICO RESPONSABLE:..... Cruz Idrogo/Eleazar Sala		
AREA O CAMPO:.....Planta Compresora Jusepín			APROBADO POR:.....C.J.Martínez				FECHA DE MUESTREO:.....17/01/08		
LUGAR DE ANALISIS:.....CAPDM			MUESTRA DE:.....Gas Natural						
FECHA EMISION DE REPORTE:.. 25/01/08									
Componentes	Gas Descarga PCJ-8	Gas Succion PCJ-8	Gas Descarga PCJ-6	Gas Succion PCJ-6	Gas Descarga PCJ-10	Gas Succion PCJ-10	Gas Descarga PCJ-2 (C1,C2)	Gas Succion PCJ-2 (C1,C2)	Cañon Succ. PCJ-9
NITROGENO	0.341	0.257	0.215	0.228	0.335	0.244	0.174	0.371	0.319
METANO	72.830	67.260	78.990	79.370	74.340	72.870	59.390	57.330	73.050
CO2	4.988	4.933	4.563	4.597	4.804	4.717	5.263	4.972	4.727
ETANO	11.280	11.962	9.526	9.565	10.306	10.515	14.561	13.591	10.401
PROPANO	6.054	7.292	3.128	3.171	5.417	5.702	9.891	10.068	5.835
I-BUTANO	1.085	1.565	0.573	0.570	0.984	1.120	2.190	2.386	1.132
N-BUTANO	1.977	3.120	1.086	1.060	1.835	2.175	4.372	4.931	2.174
I-PENTANO	0.664	1.430	0.505	0.459	0.719	0.957	1.873	2.451	0.921
N-PENTANO	0.454	1.087	0.400	0.353	0.534	0.734	1.363	1.896	0.688
HEXANOS	0.230	0.858	0.452	0.344	0.433	0.669	0.805	1.583	0.536
HEPTANOS	0.032	0.155	0.257	0.105	0.141	0.178	0.091	0.301	0.107
OCTANOS	0.026	0.036	0.228	0.086	0.086	0.070	0.017	0.082	0.066
NONANOS	0.020	0.022	0.048	0.043	0.033	0.028	0.005	0.017	0.020
DECANOS	0.013	0.020	0.027	0.043	0.028	0.016	0.004	0.017	0.020
UNDECANOS +	0.005	0.003	0.002	0.006	0.006	0.005	0.001	0.003	0.004
GPM TOTAL	3.19	4.88	2.18	1.97	3.17	3.65	6.37	7.53	3.57
P. C. (Btu/pcs)	1249	1383	1191	500	1250	1290	1495	1585	1280
Grav. Esp. a 60°F	0.792	0.876	0.746	0.734	0.790	0.813	0.953	1.009	0.807
PM . Prom. a 60°F	22.93	25.38	21.61	21.25	22.87	23.55	27.60	29.21	23.37
Presión (Psig)	1300	110	1300	500	1300	140	145	42	140
Temperatura (°F)	120	-	-	100	119	100	100	100	-
Flujo (MMPcd)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
H2S (ppm)	33	40	14	16	30	30	48	47	22
Hora	*	*	*	*	*	*	*	*	*

OBSERVACIONES...: * Sin datos

Anexo D: Análisis cromatográfico del Gas Natural para PCJ 2.



LAZO	CIRCUITO	ISOMÉTRICO	CODIF. NUEVA
1	001P2 002P2 003P2	CJ-PCJ2-GAS-SUC-16-26 CJ-PCJ2-GAS-SUCC-16-05 CJ-PCJ2-GAS-SUC-12-25	PJ2-FE-DP4-EG-001P2 PJ2-FE-DP4-SG-002P2 PJ2-C1C2-DP4-EG-003P2
2	004P2 005P2		PJ2-C1-ENF4-EG-004P2 PJ2-C2-ENF4-EG-005P2
3	006P2 007P2	CJ-PCJ2-SAL-ENFC1-8-31 CJ-PCJ2-SAL-ENFC2-8-30	PJ2-C1-ENF4-SG-006P2 PJ2-C2-ENF4-SG-007P2
4	008P2 009P2		PJ2-C1-ENF3-EG-008P2 PJ2-C2-ENF3-EG-009P2
5	010P2 011P2 012P2 013P2	CJ-PCJ2-GAS-DESC-8-01A CJ-PCJ2-GAS-SUCC-8-01	PJ2-C1-ENF3-SG-010P2 PJ2-C2-ENF3-SG-011P2 PJ2-C1C2-SG-012P2 PJ2-FE-C3C4-EG-013P2
6	014P2 015P2		PJ2-C3-ENF3-EG-014P2 PJ2-C4-ENF3-EG-015P2
7	016P2 017P2	CJ-PCJ2-SAL-ENFC3-6-29 CJ-PCJ2-SAL-ENFC4-6-28	PJ2-C3-ENF3-SG-016P2 PJ2-C4-ENF3-SG-017P2
8	018P2 019P2		PJ2-C3-ENF2-EG-018P2 PJ2-C4-ENF2-EG-019P2
9	020P2 021P2		PJ2-C3-ENF2-SG-020P2 PJ2-C4-ENF2-SG-021P2
10	022P2 023P2		PJ2-C3-ENF1-EG-022P2 PJ2-C4-ENF1-EG-023P2
11	024P2 025P2 026P2	CJ-PCJ2-GAS-DESC-6-02	PJ2-C3-ENF1-SG-024P2 PJ2-C4-ENF1-SG-025P2 PJ2-FS-DP1-SG-026P2
12	027P2 028P2 029P2 030P2 031P2 032P2 033P2 034P2 035P2 036P2		PJ2-LGC-EG-028P2 PJ2-C1-LGC-EG-029P2 PJ2-C2-LGC-EG-031P2 PJ2-C3-LGC-EG-033P2 PJ2-C4-LGC-EG-035P2
13	037P2 038P2 039P2 040P2 041P2 042P2 043P2		PJ2-LDJ-038P2 PJ2-LDJ-043P2
14	044P2 045P2 046P2 047P2 048P2		 PJ2-LDJ-048P2
15	049P2 050P2 051P2 052P2 053P2 054P2 055P2	CJ-PCJ2-VENTEO-03-24 CJ-PCJ2-VENTEO-6-03 CJ-PCJ2-VENTEO-4-23A CJ-PCJ2-VENTEO-4-23B CJ-PCJ2-VENTEO-6-04 CJ-PCJ2-GAS-SUC-16-26	PJ2-C4-LV-SG-049P2 PJ2-C3-LV-SG-050P2 PJ2-FS-LV-SG-051P2 PJ2-C2-LV-SG-052P2 PJ2-C1-LV-SG-053P2 PJ2-FS-LV-SG-054P2 PJ2-FS-LV-SG-055P2

Anexo E: Resumen de circuitos PCJ 2 y codificación de isométricos. Algunos circuitos no poseían isométricos y los mismos fueron elaborados durante el proyecto.



Planta	Lazo	Circuito	Descripción	Servicio	Material	Corrosión Permisible (")	Temperatura de Diseño (°F)	Temperatura Operacional (°F)	Presión de Diseño (PSI)	Presión Operacional (PSI)	
PCJ2	PCJ2-LAZO-1	001P2	Facilidades de entrada de 40 psi	SFM GAS DE PROCESO	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	110	160	60	
		002P2		SFM GAS DE PROCESO	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	110	160	60	
		003P2		SFM GAS DE PROCESO	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	110	160	60	
PCJ2-LAZO-2		004P2	1era etapa de compresión 2A	SFM GAS DE PROCESO	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	175	235	90	
				005P2	SFM GAS DE PROCESO	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	175	235	90
PCJ2-LAZO-3		006P2	Enfriamiento 1era etapa 2A	SFM GAS DE PROCESO	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	130	235	90	
				007P2	SFM GAS DE PROCESO	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	130	235	90
PCJ2-LAZO-4		008P2	2da etapa de compresión 2A	SFM GAS DE PROCESO	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	150	430	140	
				009P2	SFM GAS DE PROCESO	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	150	430	140
PCJ2-LAZO-5		010P2	Enfriamiento 2da etapa 2A	SFM GAS DE PROCESO	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	120	500	150	
				011P2	SFM GAS DE PROCESO	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	120	500	150
				012P2	SFM GAS DE PROCESO	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	120	500	150
				013P2	SFM GAS DE PROCESO	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	120	500	150
PCJ2-LAZO-6		014P2	1era etapa de compresión 2B	SFM GAS DE PROCESO	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	170	820	360	
				015P2	SFM GAS DE PROCESO	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	170	820	360
PCJ2-LAZO-7		016P2	Enfriamiento 1era etapa 2B	SFM GAS DE PROCESO	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	120	820	360	
				017P2	SFM GAS DE PROCESO	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	120	820	360
				018P2	SFM GAS DE PROCESO	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	180	1250	680
PCJ2-LAZO-8		019P2	2da etapa de compresión 2B	SFM GAS DE PROCESO	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	180	1250	680	
				020P2	SFM GAS DE PROCESO	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	120	1250	680
PCJ2-LAZO-9		021P2	Enfriamiento 2da etapa 2B	SFM GAS DE PROCESO	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	120	1250	680	
				022P2	SFM GAS DE PROCESO	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	200	2500	1300
PCJ2-LAZO-10		023P2	3ra etapa de compresión 2B	SFM GAS DE PROCESO	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	200	2500	1300	
				024P2	SFM GAS DE PROCESO	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	120	2500	1300
				025P2	SFM GAS DE PROCESO	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	120	2500	1300
PCJ2-LAZO-11		026P2	Enfriamiento 3ra etapa 2B	SFM GAS DE PROCESO	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	120	2500	1300	
				027P2	SFM GAS DE PROCESO	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	120	2500	1300
				028P2	SFM GAS DE PROCESO	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	70	275	40
				029P2	SFM GAS DE PROCESO	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	70	275	40
PCJ2-LAZO-12		030P2	Sistema de Gas Combustible	SFM GAS DE PROCESO	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	70	275	40	
				031P2	SFM GAS DE PROCESO	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	70	275	40
				032P2	SFM GAS DE PROCESO	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	70	275	40
				033P2	SFM GAS DE PROCESO	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	70	275	40
				034P2	SFM GAS DE PROCESO	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	70	275	40
				035P2	SFM GAS DE PROCESO	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	70	275	40
				036P2	SFM GAS DE PROCESO	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	70	275	40
				037P2	S75 CONDENSADO DE GAS	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	110	160	140
				038P2	S75 CONDENSADO DE GAS	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	110	160	140
				039P2	S75 CONDENSADO DE GAS	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	110	160	140
PCJ2-LAZO-13		040P2	Drenaje de Condensado de baja	S75 CONDENSADO DE GAS	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	110	160	140	
				041P3	S75 CONDENSADO DE GAS	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	110	160	140
				042P4	S75 CONDENSADO DE GAS	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	110	160	140
				043P5	S75 CONDENSADO DE GAS	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	110	160	140
				044P2	S75 CONDENSADO DE GAS	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	130	2500	1300
PCJ2-LAZO-14		045P2	Drenaje de Condensado de alta	S75 CONDENSADO DE GAS	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	130	2500	1300	
				046P2	S75 CONDENSADO DE GAS	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	130	2500	1300
				047P2	S75 CONDENSADO DE GAS	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	130	2500	1300
PCJ2-LAZO-15		048P2	Sistema de alivio y venteo	S75 CONDENSADO DE GAS	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	120	2500	1300	
				049P2	SFM GAS DE PROCESO	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	120	1500	1320
				050P2	SFM GAS DE PROCESO	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	120	1500	1320
				051P2	SFM GAS DE PROCESO	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	120	1500	1320
				052P2	SFM GAS DE PROCESO	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	120	1500	1320
				053P2	SFM GAS DE PROCESO	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	120	1500	1320
				054P2	SFM GAS DE PROCESO	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	120	1500	1320
				055P2	SFM GAS DE PROCESO	M020 API 5L GR. B CARBON STEEL SEAMLESS.	0.005	300	120	1500	1320

Anexo F: Características de los circuitos PJ2 cargados en SILCO.



Sistema de Inspección y Lazos de Corrosión

Fecha: 30/04/2010
Página: 1 / 1
4_esp002_0000

Espesores de Retiro del Sistema

Planta	PJ2	Material	API 5L GR.B CARBON STEEL SEAMLESS.
Circuito	001P2	Servicio	GAS DE PROCESO
Condiciones de Operación		Condiciones de Diseño	
Temp.	110 °F	Presión	60.0 PSI
		Temp.	300 °F
		Presión	150.0 PSI

Punto	Diámetro Tubería	Schedule	Espesor Nominal	Fitting	Espesor Calculado	Espesor de Retiro
1	16.000	XS	0.5	CODO 90°	0.064	0.125
2	16.000	XS	0.5	TEE	0.064	0.125
3	16.000	STD	0.375	SECCION RECTA	0.064	0.125
4	16.000	STD	0.375	CODO 90°	0.064	0.125
5	16.000	STD	0.375	SECCION RECTA	0.064	0.125
6	16.000	STD	0.375	CODO 90°	0.064	0.125
7	16.000	STD	0.375	REDUCCION	0.064	0.125
8	16.000	STD	0.375	SECCION RECTA	0.064	0.125
9	16.000	STD	0.375	CODO 90°	0.064	0.125
10	16.000	STD	0.375	SECCION RECTA	0.064	0.125

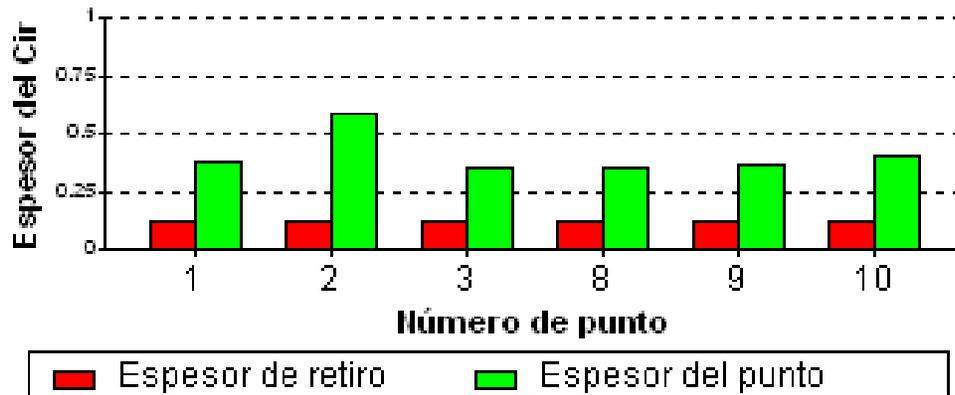
Total General : 10

Anexo J: Reporte SILCO: Espesores de retiro del circuito 001P2.



Planta: P.2	Circuito: 001P2	Corrosión promedio: 0.018 "	Corrosión Máxima: 0.022 "
Temperatura de diseño: 300.00 °F	Presión de diseño: 180.00 PSI		
Temperatura de operación: 110.00 °F	Presión de operación: 180.00 PSI		

Gráfica de espesores de punto de un circuito



Especificaciones de los puntos activos

<u>Punto:</u>	<u>Ultima fecha de Inspección</u>	<u>Especor:</u>	<u>Especor de retiro:</u>
1	30/09/2009	0.391 "	0.125 "
2	30/09/2009	0.581 "	0.125 "
3	30/09/2009	0.392 "	0.125 "
8	30/09/2009	0.392 "	0.125 "
9	30/09/2009	0.398 "	0.125 "
10	30/09/2009	0.398 "	0.125 "

Anexo K: Reporte SILCO Gráfica de puntos del circuito 001P2.