



Paper Number: 2021-01

Assessment of Shuara 09 Mini Station Using Combination of API 580 and 5-M Methodology

Luis Vicuña

Ecuador

Email: miguelvic1@yahoo.com

Abstract

The whole paper is in Spanish. Only abstract is in English

This paper describes the assessment of Shuar 09 Mini Station in Ecuador using a combination of American Petroleum Institute (API) standard 580 and 5-M Methodology. This combination allowed us to define the actual situation of the system, through the guidelines of API 580 risk-based inspection guidelines and through the Key Performance Indicator (KPI) defined in the 5-M Methodology. This asset had many deficiencies with respect to internal and external corrosion, mainly because this asset is not critical to the operation of the overall field; in other words, the corrosion problems in this asset may have no or little influence of the operation. However, using the combination of API 580 and KPI defined in 5-M Methodology the current corrosion conditions of the system was established so that appropriate remedial actions may be taken when required.

Antecedentes

Como parte del curso de “Corrosión en la Industria del Petróleo” se ha coordinado la realización de un proyecto aplicativo en el área que tenga interés el alumno o en al campo en el cual se desenvuelva actualmente.

Como proyecto inicialmente se consideró el análisis de una tubería del campo libertador, pero luego de la consulta realizada dentro del campo, se solicitó por parte de las autoridades del campo que sería más efectivo la implementación del método RBI en una mini estación del Campo Libertador.

A continuación, se detalla todo el desarrollo realizado para la implementación de este método.

Resumen.

En forma general el presente informe tiene una relación directa con el curso de corrosión en industria del petróleo, ya que nos permite definir la situación actual del sistema evaluado, por medio de la definición de los KPIs en las distintas fases del análisis, tal es el caso del sistema analizado en el presente informe, el cual, al no tratarse de un sistema prioritario, posee muchas deficiencias con respecto a los indicadores de corrosión interna y externa, pero posee considerables ventajas, ya que justamente se considera no prioritario, por el hecho de no afectar grandemente a la operación del campo, es decir que los problemas de corrosión que pueda tener este sistema no causan un efecto crítico en la operación, lo cual reduce drásticamente el resultado de los indicadores.

Desarrollo.

La información a ser levantada en el presente proyecto se basa en un análisis cualitativo permitido por la norma API 581, debido a que se trata del primer análisis RBI a ser realizado y según la normativa detalla las directrices para desarrollar este análisis, el cual permite establecer una jerarquía entre las unidades pertenecientes a un proceso.

Este análisis cualitativo se caracteriza por requerir información menos detallada, por realizarse de manera más rápida y por tener un costo más bajo. Tiene un enfoque basado en el juicio y opinión de expertos en el que un valor numérico no se calcula sino que es asignado.

Listado de equipos.

Revisión y elaboración del listado de equipos estáticos que se encuentran en la Mini Estación Shuara 09.

Se realiza la inspección en campo para verificar los equipos existentes dentro de la Miniestación Shuara 09 y que sean parte de su proceso de operación.

Del levantamiento realizado se encuentra que la Miniestación Shuara 09 se encarga de realizar un pre-proceso de desgasificación del fluido trifásico ingresado para enviar básicamente fluido bifásico (Agua - Crudo) a la estación SHUARA.

Para cumplir dicho pre-proceso la miniestación Shuara 09 cuenta con los siguientes equipos:

DUCTOS

Tabla 1. Listado de ductos de flujo que ingresan a la miniestación Shuara 09.

Item	Descripción	Función	Servicio	Locación	Díámetro nominal	Díámetro externo	Espesor Nominal	Cédula
					["]	["]	["]	
1	LF SHA-006	Tubería de Flujo	Fluido Trifásico	SHUARA 09	4	4.5	0.237	STD
2	LF SHA-009	Tubería de Flujo	Fluido Trifásico	SHUARA 09	4	4.5	0.237	STD
3	LF PYA-004	Tubería de Flujo	Fluido Trifásico	SHUARA 09	4	4.5	0.237	STD
4	LF PYA-002	Tubería de Flujo	Fluido Trifásico	SHUARA 09	4	4.5	0.237	STD
5	LF SHA-025	Tubería de Flujo	Fluido Trifásico	SHUARA 09	4	4.5	0.237	STD
6	LF PYA-006	Tubería de Flujo	Fluido Trifásico	SHUARA 09	4	4.5	0.237	STD
7	LT (SHA-09 - SRP)	Oleoducto	Crudo	SHUARA 09	4	4.5	0.237	STD

TANQUES

Tabla 2. Listado de tanques del proceso de la miniestación Shuara 09.

Item	Función	Locación	Servicio	TAG	Asset	Capacidad	Diámetro	Longitud
							[ft]	[ft]
1	Tanque de crudo	SHA-009	Crudo	T-0371	EQ-202655	500		
2	Tanque de crudo	SHA-009	Crudo	T-0509	EQ-212860	500		
3	Tanque de crudo	SHA-009	Crudo	T-0651	EQ-219445	500	12	15

RECIPIENTES

Tabla 3. Listado de recipientes del proceso de la miniestación Shuara 09.

Item	Función	Locación	Servicio	TAG	Asset
1	Separador de Producción	SHA-009	Bifásico	V-0120	EQ-165276
2	Separador de Prueba	SHA-009	Bifásico	V-0126	EQ-165276
3	Depurador de Gas	SHA-009	Gas	CAF0147674	
4	TEA	SHA-009	Gas		
5	TEA	SHA-009	Gas		
6	Bota de gas	SHA-009	Gas	V-1715	EQ-215326
7	Pulmon recolector	SHA-009	Crudo	CAF0147671	

BOMBAS

Tabla 4. Listado de bombas del proceso de la miniestación Shuara 09.

Item	TAG	Asset	Locación	Función	Servicio
1	MEL-3415	EQ-165255	SHA-009	Bomba de transferencia electrica	Crudo
2	PPD-0279	EQ-165258	SHA-009	Bomba de transferencia duplex	Crudo
3	MEL-2798	EQ-165261	SHA-009	Bomba de transferencia electrica	Crudo

El proceso de operación de estos equipos se encuentra a continuación:

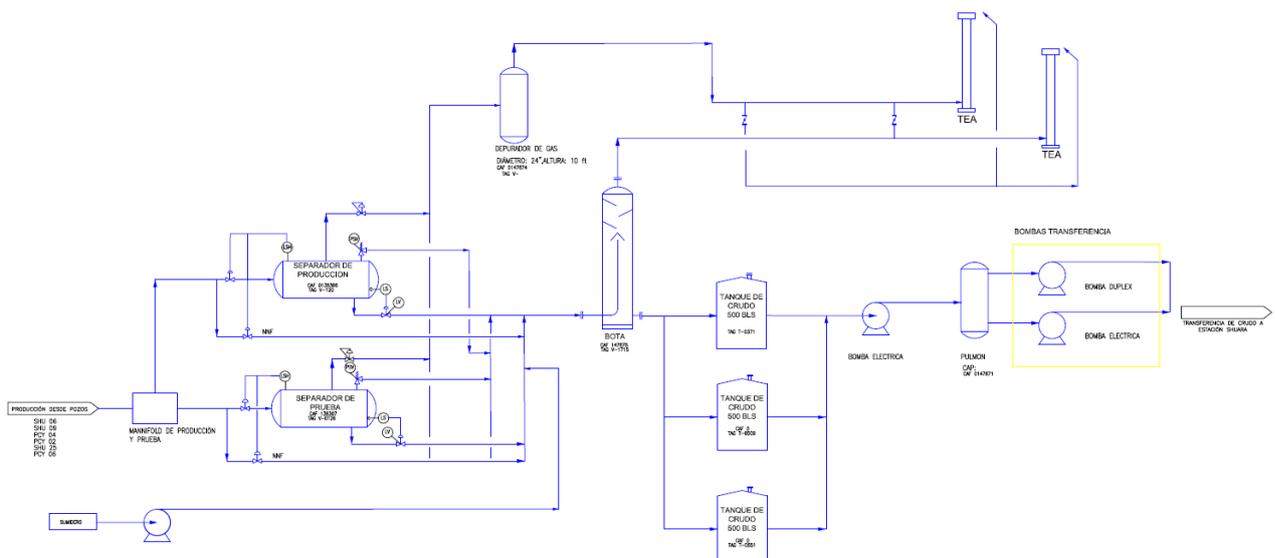


Figura 1. Diagrama proceso Shuara 09.

Recopilación de información constructiva y de inspección de los equipos.

Adicional al levantamiento en campo realizado se adjunta la información referente a cada equipo en la siguiente ruta:

Determinación de sistemas o subsistemas de proceso..

La planta de procesos de la miniestación Shuara 09, básicamente está conformada de los siguientes sistemas clasificados en base al tipo de fluido transportado y a las condiciones de presión y temperatura:

a. Sistema de recolección.

Conformado por las tuberías de flujo de llegada a la estación, el manifold de prueba y distribución y las líneas de ingreso a los separadores, hasta la última brida de conexión con el separador.

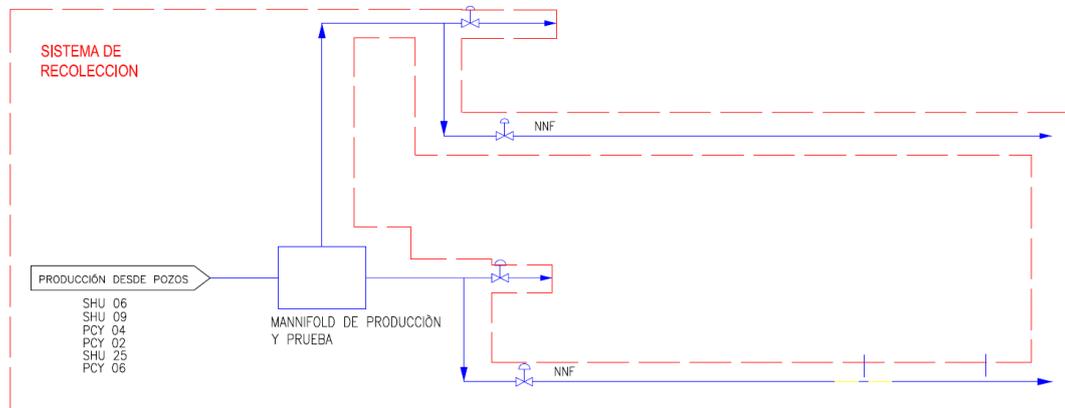


Figura 2. Sistema de recolección Shuara 09.

b. Sistema de separación

En este sistema se ha incluido los separadores de producción y de prueba, las líneas de conducción y la bota desgasificadora

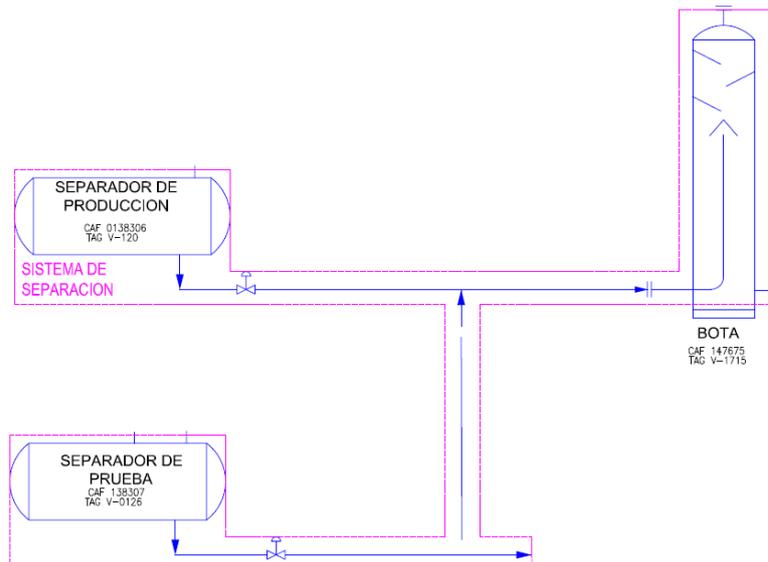


Figura 3. Sistema de separación Shuara 09.

c. Sistema de drenaje.

Corresponde a la tubería de drenaje y la respectiva trampa API.



Figura 4. Sistema de drenaje Shuara 09.

d. Sistema de gas

Tomado desde las salidas de gas de los separadores y de la bota desgasificadora hasta las dos Tea existentes.

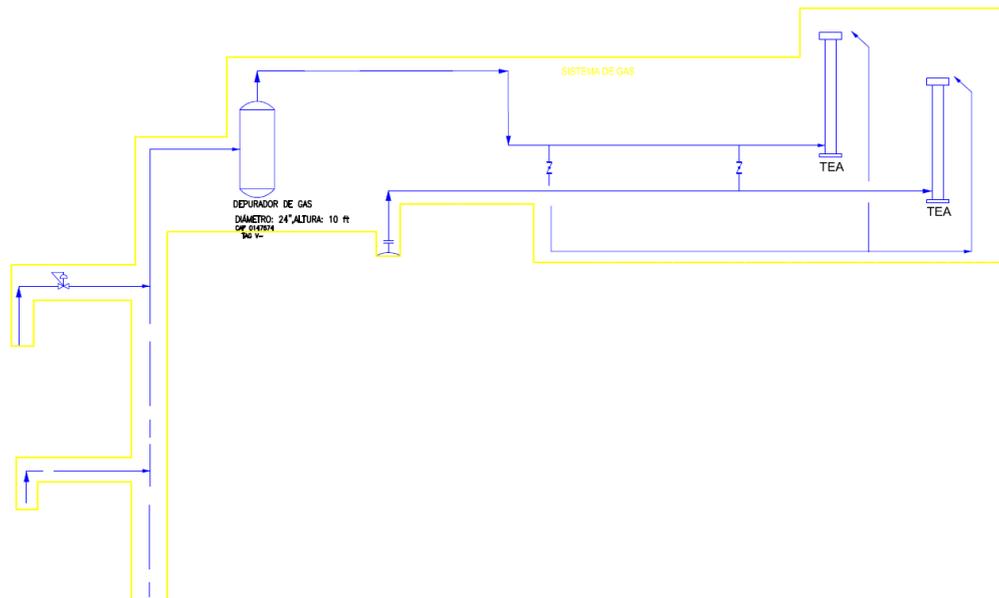


Figura 5. Sistema de gas Shuara 09.

e. Sistema de almacenamiento

Corresponde a los tanques de almacenamiento e interconexiones hasta el inicio de las bombas de transferencia.

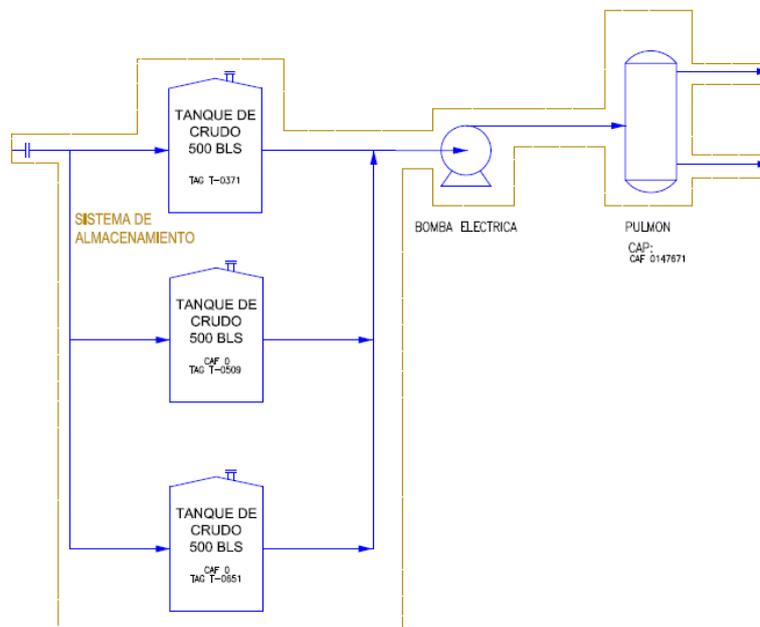


Figura 6. Sistema de almacenamiento Shuara 09.

f. Sistema de distribución

Es el último sistema determinado para este proceso y corresponde a las bombas de transferencia, manifold de interconexión, tuberías y tubería de transporte hacia estación Shuara.

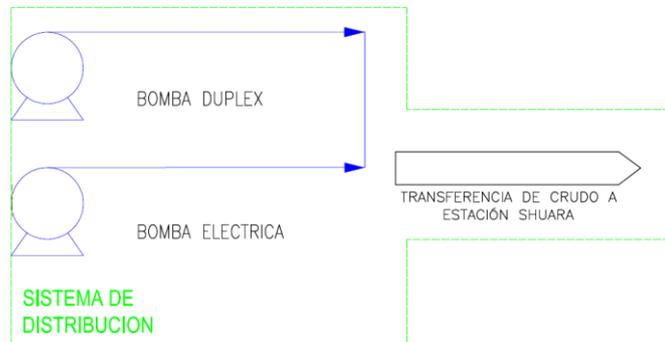


Figura 7. Sistema de distribución Shuara 09.

En forma general dentro de la miniestación Shuara 09 se han definidos seis sistemas de análisis:

- a. Sistema de recolección.
- b. Sistema de separación
- c. Sistema de drenaje.
- d. Sistema de gas.
- e. Sistema de almacenamiento.
- f. Sistema de distribución.

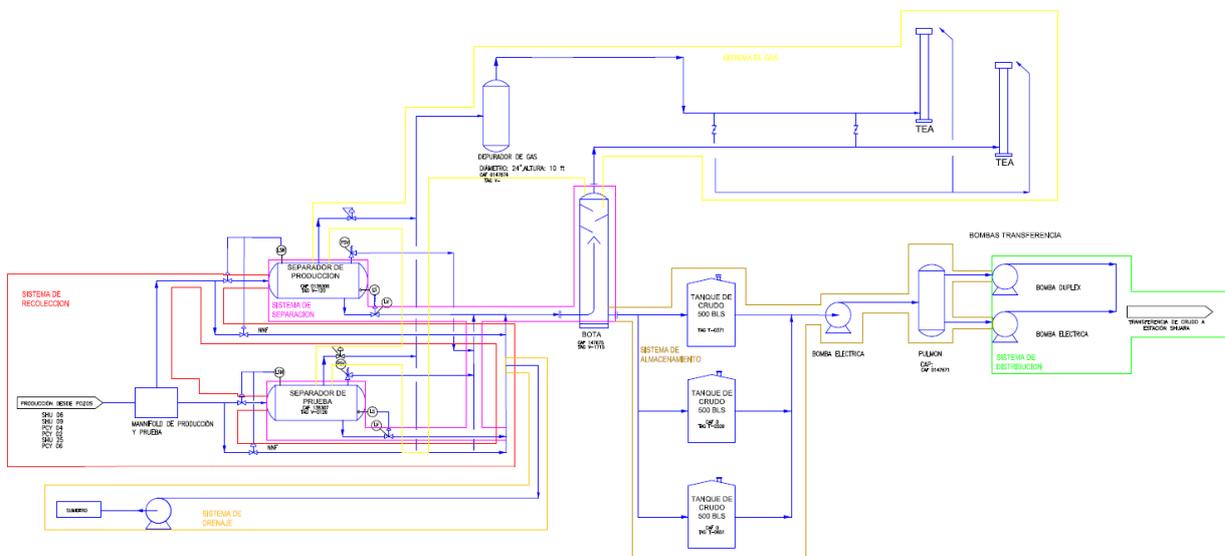


Figura 8. Diagrama de sistemas definidos para la miniestación Shuara 09.

Definición de factores de probabilidad según API 580.

Lista de mecanismos de falla de forma general.

Los mecanismos de falla determinados por API 580 para la industria hidrocarburífera y de procesos químicos son los siguientes:

1. Pérdida de espesor interna y externa.
 - a. Corrosión por Ácido Clorhídrico (HCl).
 - b. Corrosión Galvánica.
 - c. Corrosión por Bisulfuro de Amoniac.
 - d. Corrosión por Dióxido de Carbono
 - e. Corrosión por Ácido Sulfúrico.
 - f. Corrosión por Ácido Fluorhídrico (HF).
 - g. Corrosión por Ácido Fosfórico.
 - h. Corrosión por Fenol (Ácido Carbólico).
 - i. Corrosión por Amina.
 - j. Corrosión Atmosférica.
 - k. Corrosión Bajo Aislamiento.
 - l. Corrosión por contacto con el suelo.
 - m. Corrosión Sulfídica a alta temperatura sin H₂.
 - n. Corrosión Sulfídica a alta temperatura con H₂.
 - o. Corrosión por Ácido Nafténico.
 - p. Oxidación.
 - q. Corrosión Inducida Microbiológicamente (MIC).
 - r. Corrosión cáustica.
 - s. Corrosión de grafitización.
 - t. Corrosión por agua amarga (ácida).

2. Stress Corrosion Cracking.
 - a. Agrietamiento por Cloruro (Cl-SCC).
 - b. Agrietamiento por cáustico (Fragilidad cáustica).
 - c. Agrietamiento por Ácido Polythionic.
 - d. Agrietamiento por Amina.
 - e. Agrietamiento por Amoniac.
 - f. Agrietamiento inducido por hidrogeno/Agrietamiento inducido por hidrogeno orientado por esfuerzos.
 - g. Agrietamiento por esfuerzos de sulfuros.
 - h. Ampollamiento por Hidrogeno.
 - i. Agrietamiento por Cianuro de Hidrogeno.

3. Ambiente Metalúrgico.
 - a. Ataque de hidrógeno por alta temperatura.
 - b. Crecimiento de grano.
 - c. Grafitización.
 - d. Fase de fragilización SIGMA.
 - e. Fragilización a los 885°F (474° C).
 - f. Fragilización por temple.

- g. Fragilización por metal líquido (LME).
- h. Carburización.
- i. Descarburización.
- j. Polvo metálico.
- k. Lixiviación Selectiva.
- l. Envejecimiento por tensión.
- m. Sobrecalentamiento a corto plazo / ruptura por esfuerzo.
- n. Erosión / Erosión – corrosión.
- o. Agrietamiento por recalentamiento.
- p. Ablandamiento (esferoidización).
- q. Degradación refractaria.
- r. Sulfuración.
- s. Nitruración.

4. Mecánico.

- a. Fatiga Mecánica.
- b. Corrosión Por Fatiga.
- c. Cavitación.
- d. Deterioro Mecánico.
- e. Sobre carga.
- f. Sobre presión.
- g. Fractura Frágil.
- h. Deformación Plástica Continua (Creep).
- i. Ruptura por esfuerzos.
- j. Choque Térmico.
- k. Fatiga Térmica.
- l. Fatiga de vibración inducida.
- m. Fluencia / Ruptura por tensión.

Aplicabilidad de cada mecanismo de falla.

Pérdida de espesor interna y externa.

Las pérdidas de espesor interna y externa son las más comunes debido a que no requieren condiciones muy complejas para producirse, básicamente se forman en rangos de temperatura comunes y en condiciones de contacto directo metal-electrolito.



Imagen 1. Corrosión externa por ambiente salino.



Imagen 2. Corrosión externa bajo aislamiento.

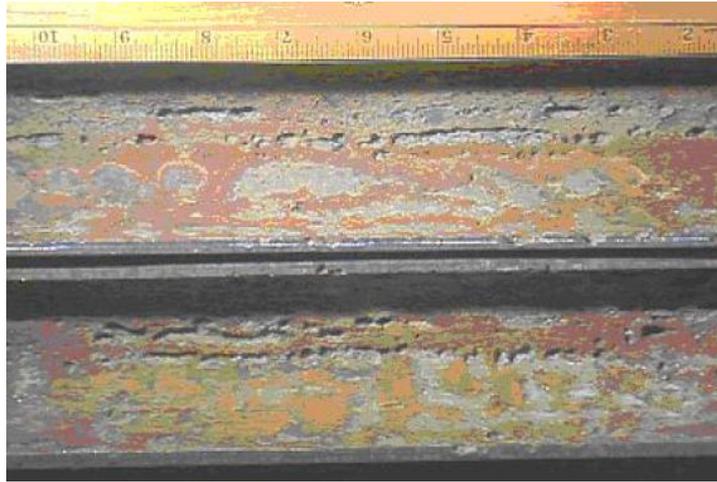


Imagen 3. Corrosión interna por CO₂.



Imagen 4. Corrosión interna por Bacterias.

Stress corrosión cracking.

Estos mecanismos de falla en cambio se generan cuando en el material afectado se producen básicamente dos fuentes de deterioro que son a presencia de un concentrador de esfuerzos (Crack) y una carga cíclica (Stress). Se presenta normalmente en elementos sometidos a vibraciones y que presenten defectos con formas geométricas planas.

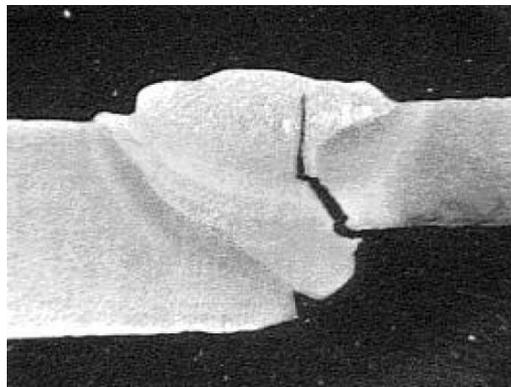
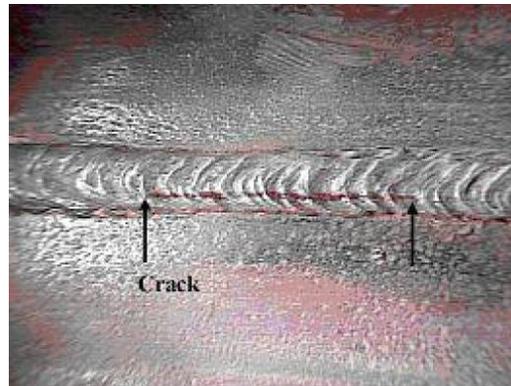


Imagen 5. Grieta en cordón de soldadura.



Imagen 6. Falla por agrietamiento y fatiga.

Ambiente Metalúrgico.

Las fallas por ambiente metalúrgico se presentan básicamente en materiales cuyas temperaturas de operación sobrepasan los 600F (315 °C).



Imagen 7. Falla de un quemador en operación.



Imagen 8. Falla en caldera por alta presión y temperatura.

Mecánico.

Este tipo de mecanismo de falla en cambio de produce cuando el elemento se encuentra expuesto a fluidos dinámicos.



Imagen 9. Erosión en impulsor de una bomba.



Imagen 10. Cavitación en válvula de mariposa.

Selección de los mecanismos de falla aplicables.

En base a los principios de corrosión encontrados, los mecanismos de falla aplicables son los siguientes:

Para sistemas con ambientes corrosivos se aplican los mecanismos de falla por corrosión interna y externa.

Para sistemas con materiales expuestas a altas temperaturas se aplican los mecanismos de falla por ambiente metalúrgico.

Para sistemas expuestos a vibraciones se aplican los mecanismos de falla por stress corrosión cracking.

Para sistemas dinámicos se aplican los mecanismos de falla mecánicos.

Por tanto los mecanismos de falla aplicables a cada sistema son los siguientes:

Tabla 5. Mecanismos de falla aplicables a los sistemas de la miniestación Shuara 09.

SISTEMA	MECANISMO DE FALLA
a. Sistema de recolección.	1. Pérdida de espesor interna y externa.
b. Sistema de separación	1. Pérdida de espesor interna y externa.
c. Sistema de drenaje.	1. Pérdida de espesor interna y externa.
d. Sistema de gas.	1. Pérdida de espesor interna y externa. 3. Ambiente Metalúrgico.
e. Sistema de almacenamiento.	1. Pérdida de espesor interna y externa.
f. Sistema de distribución.	1. Pérdida de espesor interna y externa. 2. Stress Corrosion Cracking. 4. Mecánico.

Definición de factores de consecuencia según API 580.

Ingreso de factores de consecuencia.

Existen dos grandes peligros asociados a operaciones de refinerías y petroquímicas:

- Riesgo de fuego y explosión (Siniestros)
- Riesgo toxico (Salud).

Siniestros

Está formado por los siguientes elementos, los cuales determinan la magnitud del peligro de fuego y explosión.

- **Factor químico**
Es la tendencia inherente del fluido para encenderse, es derivado de la combinación del factor de inflamabilidad y reactividad. Se determina con el rombo de peligros de la NFPA.
- **Factor de cantidad**
Representa la mayor cantidad de material que podría ser liberado desde un equipo en un solo evento.
- **Factor de estado**
Depende del punto de ebullición normal del fluido, es una indicación de la tendencia a evaporarse y dispersarse cuando ha sido liberado al ambiente.

- **Factor de autoignición**

Es una penalidad aplicada al fluido que es procesado a una temperatura por encima de su temperatura de autoignición.

- **Factor de presión**

Representa la tendencia del fluido a ser libreado rápidamente, provocando una variedad de efectos instantáneos.

- **Factor de dispositivos de seguridad**

Es el producto de muchos subfactores de sistemas de ingeniería en el lugar que pueden reducir el daño en producirse de un evento.

Dependiendo de los valores obtenidos se puede determinar la categoría de consecuencia con la ayuda de la siguiente tabla.

Tabla 6. Categorización de consecuencia Siniestros.

Siniestros	Categoría de Consecuencia
0-19	A
20-34	B
35-49	C
50-79	D
>70	E

Salud

Formado por la combinación de los siguientes elementos:

- **Factor de cantidad y toxicidad.**

Es una medida de la cantidad y toxicidad del material. La cantidad es estimada y la toxicidad es determinada del rombo de peligros de la NFPA según sea el tipo de fluido.

- **Factor de dispersibilidad.**

Es una medida de la habilidad del material para dispersarse, es determinada directamente por el punto normal de ebullición del material.

- **Factor de dispositivos de seguridad.**

Al igual que en Siniestros, es el producto de muchos subfactores de sistemas de ingeniería en el lugar que pueden reducir el daño en caso de un evento.

- **Factor de población.**

Es una medida del número de personas que podrían ser afectadas por el fluido de presentarse un evento.

Dependiendo de los valores obtenidos se puede determinar la categoría de consecuencia con la ayuda de la siguiente tabla.

Tabla 7. Categorización de consecuencia Salud.

Salud	Categoría de Consecuencia
<10	A
10-19	B
20-29	C
30-39	D
>40	E

Adicional a ello es importante definir los factores de probabilidad, los cuales se describen a continuación:

Factor de equipo

Relaciona del número de componentes presentes en el equipo que tienen el potencial de fallar. Tiene un máximo valor de 15 puntos.

Factor de daño

Proporciona una medida del riesgo asociado con mecanismos de daños conocidos en el equipo, tiene un máximo valor de 20 puntos. La norma API 580 edición 2000 establece cuatro grandes grupos de mecanismos de daño, estos son:

- Pérdida de espesor (Thinning)
- Stress corrosion cracking
- Ambiente Metalúrgico (Metallurgical and environmental)
- Mecánico (Mechanical)

Factor de inspección

Proporciona una medida de la efectividad del programa de inspección actual y su habilidad para identificar mecanismos de daño activos o de forma anticipada. Este factor se pondera con valores negativos y tiene un valor máximo de -15 puntos.

Factor de condición

Estima la condición física del equipo desde el punto de vista del mantenimiento y limpieza. Tiene un máximo valor de 15 puntos.

Factor de proceso

Es una medida del potencial que existe para operar en condiciones anormales o condiciones subestandar que conduzcan a la pérdida de la capacidad de contención de la presión. Es una función del número de apagones o interrupciones del proceso (programadas o no), la estabilidad del proceso y el potencial de falla de los dispositivos de seguridad. Tiene un máximo valor de 15 puntos.

Factor de diseño mecánico

Es una medida del factor de seguridad con el que ha sido diseñado el equipo, tiene un valor máximo de 15 puntos.

Dependiendo de los valores obtenidos se puede determinar la categoría de probabilidad con la ayuda de la siguiente tabla.

Tabla 8. Categorización de factores de probabilidad.

Probabilidad	Categoría de Probabilidad
0-15	1
16-25	2
26-35	3
36-50	4
51-75	5

Análisis de valores obtenidos para cada factor.

En base a los requerimientos y recomendaciones de las normas API 580 y API 581 los valores a ser estimados según las condiciones de probabilidad y consecuencia para cada factor son las siguientes:

PROBABILIDAD

Factor de equipo

Tabla 9. Puntuación probabilidad Equipo.

Descripción	Puntuación
Sistema completo (típicamente mayor a 150 componentes)	15
Sección del sistema (típicamente 20-150 componentes)	5
Componente del sistema (típicamente 5-20 componentes)	0

Factor de daño

Tabla 10. Puntuación probabilidad Daño.

Pérdida de espesor	Puntuación
Corrosión por Ácido Clorhídrico (HCl)	3
Corrosión Galvánica	3
Corrosión por Bisulfuro de Amoniac	3
Corrosión por Dióxido de Carbono	3
Corrosión por Ácido Sulfúrico	3
Corrosión por Ácido Fluorhídrico (HF)	3
Corrosión por Ácido Fosfórico	3
Corrosión por Fenol (Ácido Carbólico)	3
Corrosión por Amina	3
Corrosión Atmosférica	2
Corrosión Bajo Aislamiento	3
Corrosión por contacto con el suelo	3
Corrosión Sulfídica a alta temperatura sin H ₂	2
Corrosión Sulfídica a alta temperatura con H ₂	2
Corrosión por Ácido Nafténico	3
Oxidación	2
Corrosión Inducida Microbiológicamente (MIC)	2
Corrosión cáustica	2
Corrosión de grafitización	2
Corrosión por agua amarga (ácida)	2

1Tabla 11. Puntuación probabilidad SCC.

Stress Corrosión Cracking	Puntuación
Agrietamiento por Cloruro (Cl-SCC)	5
Agrietamiento por cáustico (Fragilidad cáustica)	5
Agrietamiento por Ácido Polythionic	5
Agrietamiento por Amina	5
Agrietamiento por Amoniacó	5
Agrietamiento inducido por hidrógeno/Agrietamiento inducido por hidrógeno orientado por esfuerzos.	5
Agrietamiento por esfuerzos de sulfuros.	5
Ampollamiento por Hidrógeno	5
Agrietamiento por Cianuro de Hidrógeno	5

Tabla 12. Puntuación probabilidad Metalúrgico.

Ambiente Metalúrgico	Puntuación
Ataque de hidrógeno por alta temperatura	3
Crecimiento de grano	1
Grafitización	1
Fase de fragilización SIGMA	1
Fragilización a los 885°F (474° C)	1
Fragilización por temple	4
Fragilización por metal líquido (LME)	4
Carburización	1
Descarburización	1
Polvo metálico	1
Lixiviación Selectiva	1
Envejecimiento por tensión	3
Sobrecalentamiento a corto plazo / ruptura por esfuerzo	1
Erosión / Erosión - corrosión	1

Ambiente Metalúrgico	Puntuación
Agrietamiento por recalentamiento	4
Ablandamiento (esferoidización)	1
Degradación refractaria	4
Sulfuración	1
Nitruración	1

Tabla 13. Puntuación probabilidad Mecánico.

Mecánico	Puntuación
N/A	0
Fatiga Mecánica	4
Corrosión Por Fatiga	4
Cavitación	1
Deterioro Mecánico	1
Sobre carga	1
Sobre presión	1
Fractura Frágil	4
Deformación Plástica Continua (Creep)	1
Ruptura por esfuerzos	1
Choque Térmico	1
Fatiga Térmica	3
Fatiga de vibración inducida	1
Fluencia / Ruptura por tensión	1

Factor de inspección

Tabla 14. Puntuación probabilidad Programa de inspección.

Programa de Inspección	Puntuación
Extenso, se utiliza una variedad de métodos de inspección.	-5
Formal (Visual y UT)	-2
No existe	0

Tabla 15. Puntuación probabilidad Efectividad Programa de inspección.

Efectividad del Programa de Inspección	Puntuación
Los mecanismos de deterioro han sido identificados y el programa de inspección es modificado en base a los resultados del programa usando un inspector competente o ingeniero de materiales.	-5
El programa de inspección diseñado excluye los mecanismos de deterioro o no incluye una evaluación crítica de todos los resultados de inspección.	-2
El programa de inspección no reúne ninguno de los criterios anteriores.	0

Factor de condición

Tabla 16. Puntuación probabilidad Limpieza.

Limpieza	Puntuación
Significativamente mejor que los estándares industriales.	0
Alrededor de los estándares industriales.	2
Por debajo de los estándares industriales.	5

Tabla 17. Puntuación probabilidad calidad diseño y construcción.

Calidad en el diseño y la construcción	Puntuación
Significativamente mejor que los estándares industriales.	0
Alrededor de los estándares industriales.	2
Por debajo de los estándares industriales.	5

Tabla 18. Puntuación probabilidad efectividad mantenimiento.

Efectividad del programa de mantenimiento	Puntuación
Significativamente mejor que los estándares industriales.	0
Alrededor de los estándares industriales.	2
Por debajo de los estándares industriales.	5

Factor de proceso

Tabla 19. Puntuación probabilidad interrupciones.

Número de interrupciones promedio por año	Puntuación
De 0 a 2	0
De 2 a 4	1
De 5 a 8	3
De 9 a 12	4
Mayores 12	5

Tabla 20. Puntuación probabilidad condiciones extremas.

Condiciones extremas en las variables claves del proceso (presión, temperatura, etc.)	Puntuación
El proceso es extremadamente estable y ninguna combinación de condiciones irregulares se sabe que existen, las cuales podrían causar una reacción descontrolada u otra condición insegura.	0
Solo circunstancias inusuales podrían causar condiciones irregulares que deriven en situaciones inseguras.	1
Existen condiciones irregulares que pueden resultar en un daño acelerado del equipo u otras condiciones inseguras.	3
La posibilidad de pérdida de control es inherente del proceso.	5

Tabla 21. Puntuación probabilidad protección.

Dispositivos de protección	Puntuación
Dispositivos operativos, sin problemas.	0
Obstrucción de los dispositivos, requieren limpieza leve.	1
Obstrucción crítica de los dispositivos, requieren mantenimiento emergente.	3
Dispositivos de protección dañados, estando el equipo en servicio.	5

Factor de diseño mecánico

Tabla 22. Puntuación probabilidad estándares.

Códigos y Estándares	Puntuación
Se puede identificar que el equipo no ha sido diseñado bajo normas o estándares actuales.	5
Todos los equipos considerados fueron diseñados y mantenidos por códigos vigentes en el momento que se construyeron.	2
Todos los equipos considerados fueron diseñados y mantenidos por códigos actuales.	0

Tabla 23. Puntuación probabilidad Proceso.

Características del proceso	Puntuación
El proceso es inusual o único o alguna de las condiciones de diseño son extremas.	5
El proceso es común, con condiciones de diseño normales.	0

Para determinar la categoría de probabilidad se utiliza la siguiente tabla:

Tabla 24. Categorías de probabilidad.

Probabilidad	Categoría de Probabilidad
0-15	1
16-25	2
26-35	3
36-50	4
51-75	5

CONSECUENCIA

Siniestros

Factor químico

Tabla 25. Factores químicos.

Factor de Inflamabilidad (#Filas)	Factor de Reactividad (#Columnas)
1	1
2	2
3	3
4	4

Tabla 26. Matriz de factor químico.

Matriz Factor Químico			
7	9	12	15
10	12	15	20
12	15	18	25
13	15	20	25

Factor de cantidad

Tabla 27. Puntuación consecuencia cantidad.

Cantidad de material liberado	Puntuación
Menor a 1000 lb	15
Desde 1000 lb hasta 2000 lb	20
Desde 2000 lb hasta 10000 lb	25
Desde 10000 lb hasta 30000 lb	28
Desde 30000 lb hasta 80000 lb	31
Desde 80 000 lb hasta 200 000 lb	34
Desde 200 000 lb hasta 700 000 lb	37
Desde 700 000 lb hasta 1000 000 lb	39
Desde 1 000 000 lb hasta 2 000 000 lb	41
Desde 2 000 000 lb hasta 10 000 000 lb	45
Mayor a 10 000 000 lb	50

Factor de estado

Tabla 28. Puntuación consecuencia Temperatura.

Temperatura de ebullición	Puntuación
Bajo los -100 °F	8
Desde -100 °F hasta 100 °F	6
Desde 100 °F hasta 250 °F	5
Desde 250 °F hasta 400 °F	1
Superior a los 400 °F	-3

Factor de autoignición

Tabla 29. Puntuación consecuencia Autoignición.

Temperatura de autoignición	Puntuación
El fluido es procesado bajo su temperatura de autoignición.	-10
El fluido es procesado sobre su temperatura de autoignición y la temperatura de ebullición normal es menor a 100 °F.	3
El fluido es procesado sobre su temperatura de autoignición y la temperatura de ebullición normal del fluido esta entre 0 °F y 300 °F.	7
El fluido es procesado sobre su temperatura de autoignición y la temperatura de ebullición normal del fluido está por encima de los 300 °F.	13

Factor de presión

Tabla 30. Puntuación consecuencia Fluido.

Tipo de fluido	Puntuación
Si el fluido dentro del equipo es un líquido.	-10
Si el fluido dentro del equipo es un gas y la presión es mayor a 150 psig.	-10
Si ninguna de las condiciones anteriores es correcta.	-15

Factor de dispositivos de seguridad

Tabla 31. Puntuación consecuencia Protección de contención.

Muros de protección	Puntuación
Existen muros de protección alrededor del equipo más crítico.	-1
No existen muros de protección.	0
Sistema de evacuación	Puntuación
Existe un sistema de tiradero, drenaje o purga que realiza una evacuación del 75% o más del material derramado en 5 minutos o menos, con una confiabilidad del 90%.	-1
No existe un sistema de evacuación.	0

Tabla 32. Puntuación consecuencia Protección de fuego.

Resistencia al fuego	Puntuación
Estructuras y cables son a prueba de fuego.	-1
Estructuras o cables son a prueba de fuego.	1
Estructuras y cable no son a prueba de fuego.	0
Agua contra incendios	Puntuación
Existe un suministro de agua contra incendios que dura al menos 4 horas.	-1
No existe un suministro de agua contra incendios.	0
Sistema de espuma	Puntuación
Existe un sistema de espuma fijo en el lugar.	-1
No existe un sistema de espuma.	0
Monitores de agua	Puntuación
Existen monitores de agua contra incendios que pueden llegar a todas las áreas del equipo afectado.	-1
No existen monitores de agua contra incendios.	0

Salud

Factor de cantidad y cantidad

- **Cantidad**

Tabla 33. Puntuación consecuencia Cantidad.

Material liberado	Puntuación
Menor a 1000 lb	15
Desde 1000 lb hasta 10 000 lb	20
Desde 10 000 lb hasta 100 000 lb	27
Mayor a 1 000 000 lb	35

- **Toxicidad**

Tabla 34. Puntuación consecuencia Toxicidad.

NFPA-Riesgo a la salud	Puntuación
1	-20
2	-10
3	0
4	20

Factor de dispersibilidad

Tabla 35. Puntuación consecuencia Dispersabilidad.

Punto de ebullición	Puntuación
Menor a 30 °F	1
Desde 30 °F hasta 80 °F	0,5
Desde 80 °F hasta 140 °F	0,3
Desde 140 °F hasta 200 °F	0,1
Desde 200 °F hasta 300 °F	0,05
Mayor a 300 °F	0,03

Factor de dispositivos de seguridad

Tabla 36. Puntuación consecuencia Control.

Detectores de fugas	Puntuación
Existen detectores en el lugar para el fluido de interés y estos pueden detectar el 50% o más de fugas iniciales.	-1
No existen	0
Aislamiento de equipos	Puntuación
Los recipientes requieren un aislamiento automático debido a la criticidad del contenido y el aislamiento se inicia a partir de una lectura alta de un detector.	-1
El aislamiento es remoto, con una iniciación manual a cierta criticidad de fluido.	-5
El aislamiento es operado manualmente debido a la baja criticidad del fluido.	-25
No existe	0
Sistemas de mitigación	Puntuación
Existe un sistema en el lugar que puede mitigar al menos el 90% del fluido.	-5
No existe	0

Factor de población

Tabla 37. Puntuación consecuencia Población.

Número de personas	Puntuación
Menor a 10	0
Desde 10 hasta 100	7
Desde 100 hasta 1000	15
Desde 1000 hasta 10 000	20

Como se puede observar existen dos tipos de consecuencias, siniestros y salud. La norma API 581 especifica que para determinar la categoría de consecuencia se escoge la mayor entre ambas según sea el caso.

Tabla 38. Categorización consecuencias.

Siniestros	Salud	Categoría de Consecuencia
0-19	<10	A
20-34	10-19	B
35-49	20-29	C
50-79	30-39	D
>70	>40	E

Una vez determinada la categoría de probabilidad y consecuencia se realiza la evaluación del riesgo con la ayuda de la matriz 5x5 que proporciona la norma API-580.

Tabla 39. Matriz Probabilidad/Consecuencia.

Probabilidad	5	Medio - Alto	Medio - Alto	Medio - Alto	Alto	Alto
	4	Medio	Medio	Medio - Alto	Alto	Alto
	3	Bajo	Bajo	Medio	Medio - Alto	Alto
	2	Bajo	Bajo	Medio	Medio	Medio - Alto
	1	Bajo	Bajo	Medio	Medio	Medio - Alto
		A	B	C	D	E
		Consecuencia				

Registro en matriz recomendada.

Una vez definidos los valores para los factores de probabilidad y consecuencia se establece una matriz que permita definir para cada equipo de cada sistema el valor cualitativo del riesgo asociado, obteniéndose la siguiente matriz:

Tabla 40. Matriz RBI generada.

PETROAMAZONAS EP		LOCALIDAD:	MINIESTACION SHUARA 09
		FECHA EVALUACIÓN:	12/17/2018
		EVALUACIÓN:	CUALITATIVA
		Inicial	<input checked="" type="checkbox"/>
		Paralela	<input type="checkbox"/>
DATOS BASICOS			
ITEM	CA	DESCRIPCIÓN	TAC
1			
2			

PETROAMAZONAS EP		LOCALIDAD:	MINIESTACION SHUARA 09
		FECHA EVALUACIÓN:	12/17/2018
		EVALUACIÓN:	CUALITATIVA
		Inicial	<input checked="" type="checkbox"/>
		Paralela	<input type="checkbox"/>
MATRIZ DE RIESGOS (REF: API 581)			
CONSECUENCIA (C.)			
ITEM	CA	DESCRIPCIÓN	TAC
1			
2			

PETROAMAZONAS EP		LOCALIDAD:	MINIESTACION SHUARA 09
		FECHA EVALUACIÓN:	12/17/2018
		EVALUACIÓN:	CUALITATIVA
		Inicial	<input checked="" type="checkbox"/>
		Paralela	<input type="checkbox"/>
DATOS BASICOS			
ITEM	CA	DESCRIPCIÓN	TAC
1			
2			

Una vez ingresados los equipos en la respectiva matriz se han tenido los siguientes resultados:

Tabla 41. Riesgos asociados a ductos de miniestación Shuara 09.

ITEM	EQ	DESCRIPCIÓN	TAG	Σ PROBABILIDAD	Σ CONSECUENCIA-SINIESTROS	CATEGORÍA CONSECUENCIA	Σ CONSECUENCIA-SALUD	CATEGORÍA CONSECUENCIA	CATEGORÍA PROBABILIDAD	CATEGORÍA CONSECUENCIA	RIESGO INMEDIATO (API 581)
1	EQ-246419	LF SHA-006	4-OP-200114-AA1	23	20	B	5	A	2	B	BAJO
2	EQ-246423	LF SHA-009	4-OP-200115-AA1	23	20	B	5	A	2	B	BAJO
3	EQ-246440	LF PYA-004	4-OP-200109-AA1	23	20	B	5	A	2	B	BAJO
4		LF PYA-002		23	20	B	5	A	2	B	BAJO
5	EQ-246452	LF SHA-025	4-OP-200121-AA1	23	20	B	5	A	2	B	BAJO
6	EQ-246451	LF PYA-006	4-OP-200111-AA1	23	20	B	5	A	2	B	BAJO
7	EQ-246437	LT (SHA-09 - SRP)	4-OP-200127-AA1	30	25	B	-5	A	3	B	BAJO

Tabla 42. Riesgos asociados a tanques de miniestación Shuara 09.

ITEM	EQ	DESCRIPCIÓN	TAG	Σ PROBABILIDAD	Σ CONSECUENCIA-SINIESTROS	CATEGORÍA CONSECUENCIA	Σ CONSECUENCIA-SALUD	CATEGORÍA CONSECUENCIA	CATEGORÍA PROBABILIDAD	CATEGORÍA CONSECUENCIA	RIESGO INMEDIATO (API 581)
1	EQ-202655	Tanque de crudo	T-0371	23	20	B	-5	A	2	B	BAJO
2	EQ-212860	Tanque de crudo	T-0509	23	20	B	-5	A	2	B	BAJO
3	EQ-219445	Tanque de crudo	T-0651	23	20	B	-5	A	2	B	BAJO

Tabla 43. Riesgos asociados a recipientes de miniestación Shuara 09.

ITEM	EQ	DESCRIPCIÓN	TAG	Σ PROBABILIDAD	Σ CONSECUENCIA-SINIESTROS	CATEGORÍA CONSECUENCIA	Σ CONSECUENCIA-SALUD	CATEGORÍA CONSECUENCIA	CATEGORÍA PROBABILIDAD	CATEGORÍA CONSECUENCIA	RIESGO INMEDIATO (API 581)
1	EQ-165276	Separador de Producción	V-0120	23	20	B	35	D	2	D	MEDIO
2	EQ-165276	Separador de Prueba	V-0126	23	20	B	35	D	2	D	MEDIO
3		Depurador de Gas	CAF0147674	23	20	B	35	D	2	D	MEDIO
4		TEA		23	20	B	35	D	2	D	MEDIO
5		TEA		23	20	B	35	D	2	D	MEDIO
6	EQ-215326	Bota de gas	V-1715	23	20	B	35	D	2	D	MEDIO
7		Pulmon recolector	CAF0147671	30	25	B	5	A	3	B	BAJO

Tabla 44. Riesgos asociados a bombas de miniestación Shuara 09.

ITEM	EQ	DESCRIPCIÓN	TAG	Σ PROBABILIDAD	Σ CONSECUENCIA-SINIESTROS	CATEGORÍA CONSECUENCIA	Σ CONSECUENCIA-SALUD	CATEGORÍA CONSECUENCIA	CATEGORÍA PROBABILIDAD	CATEGORÍA CONSECUENCIA	RIESGO INMEDIATO (API 581)
1	EQ-165255	Bomba de transferencia electrica	MEL-3415	22	7	A	5	A	2	A	BAJO
2	EQ-165258	Bomba de transferencia duplex	PPD-0279	22	7	A	5	A	2	A	BAJO
3	EQ-165261	Bomba de transferencia electrica	MEL-2798	22	7	A	5	A	2	A	BAJO

En forma general se ha determinado un valor de riesgo bajo para los equipos de la miniestación Shuara 09, a excepción de lo referente a recipientes cuyas condiciones de riesgo con un nivel mayores, llegando a alcanzar un valor de riesgo medio.

- 1 Definición de planes de inspección según API 580.
- 2 Definición de lugares de inspección.

Al ser un primer análisis RBI para la miniestación se considera la necesidad de realizar una primera inspección completa del estado de equipos de cada sistema, a fin de mantener una línea base que permita definir sectores de inspección específicos.

3 Definición de técnicas de inspección.

La técnica de inspección es seleccionada en base a la habilidad para identificar el mecanismo de daño, aunque muchas pueden identificar el mismo mecanismo de daño unas son más efectivas que otras, aprovechando esta característica se crea una matriz en la cual se priorizan las técnicas mediante una ponderación. La ponderación va desde el 1 hasta el 5, siendo la numero 1 la mejor. A continuación se presenta las matrices creadas para los cuatro grupos de mecanismos de daño.

Tabla 45. Técnicas de inspección recomendadas para fallas por pérdida de espesor.

		PERDIDA DE ESPESOR																			
		A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	
		Inspección Visual	Ultrasonido Haz Recto SCAN A	Ultrasonido Haz Recto SCAN B/C	Ultrasonido Haz Angular	Partículas Magnéticas Normales	Partículas Magnéticas fluorescente	Tintas Penetrantes Normales	Tintas Penetrantes fluorescente	Emisión Acústica	Corrientes de Eddy	Técnica Electromagnética de campo remoto	Ondas Guiadas	Flujo magnético (MFL)	Radiografía	Electromagnetismo de baja frecuencia	Metalografía	ECDA	ICDA	Termografía	
1	Corrosión por Ácido Clorhídrico (HCl).	4	1							2				3							
2	Corrosión Galvánica.	2	1	4	3									5							
3	Corrosión por Bisulfuro de Amoniac.																				
4	Corrosión por Dióxido de Carbono.	2	1	4	3									5							
5	Corrosión por Ácido Sulfúrico.	4		1						2				3							
6	Corrosión por Ácido Fluorhídrico (HF).																				
7	Corrosión por Ácido Fosfórico.																				
8	Corrosión por Fenol (Ácido Carbólico).																				
9	Corrosión por Amina.	4		1						2				3							
10	Corrosión Atmosférica.	1	2	3																	4
11	Corrosión Bajo Aislamiento.	1									3			2		4					
12	Corrosión por contacto con el suelo.	2											4	3				1			
13	Corrosión Sulfídica a alta temperatura sin H2.																				
14	Corrosión Sulfídica a alta temperatura con H2.																				
15	Corrosión por Ácido Nafténico.																				
16	Oxidación.	1	2	3							4										
17	Corrosión Inducida Microbiológicamente (MIC).	2	3	1										4							5
18	Corrosión cáustica.	4		1						2			3								
19	Corrosión de grafitización.															1					
20	Corrosión por aqua amarga (ácida).	3	1	2						5											4

Tabla 46. Técnicas de inspección recomendadas para fallas por Stress Corrosion Cracking.

	STRESS CORROSION CRACKING																			
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R		
	Inspección Visual	Ultrasonido Haz Recto SCAN A	Ultrasonido Haz Recto SCAN B/C	Ultrasonido Haz Angular	Partículas Magnéticas Normales	Partículas Magnéticas fluorescente	Tintas Penetrantes Normales	Tintas Penetrantes fluorescente	Emisión Acústica	Corrientes de Eddy	Técnica Electromagnética de campo remoto	Ondas Guiadas	Flujo magnético (MFL)	Radiografía	Electromagnetismo de baja frecuencia	Metatografía	ECDA	ICDA		
Agrietamiento por Cloruro (Cl-SCC).	1		1	5	2	3	4													
Agrietamiento por cáustico (Fragilidad cáustica).	2		1	5	2	3	4													
Agrietamiento por Ácido Polythionic.	3		1	5	2	3	4													
Agrietamiento por Amina.	4		1	5	2	3	4													
Agrietamiento por Amoniaco.	5		1	5	2	3	4													
Agrietamiento inducido por hidrogeno/Agrietamiento inducido por hidrogeno orientado por esfuerzos.	6		1	5	2	3	4													
Agrietamiento por esfuerzos de sulfuros.	7		1	5	2	3	4													
Ampollamiento por Hidrogeno.	8		1	5	2	3	4													
Agrietamiento por Cianuro de Hidrogeno.	9		1	5	2	3	4													

Tabla 47. Técnicas de inspección recomendadas para fallas por Ambiente Metalúrgico.

	AMBIENTE METALURGICO																			
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R		
	Inspección Visual	Ultrasonido Haz Recto SCAN A	Ultrasonido Haz Recto SCAN B/C	Ultrasonido Haz Angular	Partículas Magnéticas Normales	Partículas Magnéticas fluorescente	Tintas Penetrantes Normales	Tintas Penetrantes fluorescente	Emisión Acústica	Corrientes de Eddy	Técnica Electromagnética de campo remoto	Ondas Guiadas	Flujo magnético (MFL)	Radiografía	Electromagnetismo de baja frecuencia	Metatografía	ECDA	ICDA		
Ataque de hidrógeno por alta temperatura.	1			2								5	4	3	1					
Crecimiento de grano.	2			2								5	4	3	1					
Grafitización.	3			2								5	4	3	1					
Fase de fragilización SIGMA.	4			2								5	4	3	1					
Fragilización a los 885°F (474° C).	5			2								5	4	3	1					
Fragilización por temple.	6			2								5	4	3	1					
Fragilización por metal líquido (LME).	7			2								5	4	3	1					
Carburización.	8			2								5	4	3	1					
Descarburización.	9			2								5	4	3	1					
Povo metálico.	10			2								5	4	3	1					
Lixiviación Selectiva.	11			2								5	4	3	1					
Envejecimiento por tensión.	12			2								5	4	3	1					
Sobrecalentamiento a corto plazo/ruptura por esfuerzo.	13			2								5	4	3	1					
Erosión/Erosión-corrosión.	14			2								5	4	3	1					
Agrietamiento por recalentamiento.	15			2								5	4	3	1					
Ablandamiento (esferoidización).	16			2								5	4	3	1					
Degradación refractaria.	17			2								5	4	3	1					
Sulfuración.	18			2								5	4	3	1					
Nitruración.	19			2								5	4	3	1					

Tabla 48. Técnicas de inspección recomendadas para fallas por factor Mecánico.

		MECÁNICO																				
		A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	
		Inspección Visual	Ultrasonido Haz Recto SCAN A	Ultrasonido Haz Recto SCAN B/C	Ultrasonido Haz Angular	Partículas Magnéticas Normales	Partículas Magnéticas fluorescente	Tintas Penetrantes Normales	Tintas Penetrantes fluorescente	Emisión Acústica	Corrientes de Eddy	Técnica Electromagnética de campo remoto	Ondas Guiadas	Flujo magnético (MFL)	Radiografía	Electromagnetismo de baja frecuencia	Metalografía	ECDA	ICDA	Vibraciones	Termografía	
Fatiga Mecánica.	1	1		3	4							6		4	3		1				2	
Corrosión Por Fatiga.	2			2								5	4	3								
Cavitación.	3	1	3	2						5			4									
Deterioro Mecánico.	4	1	3	2						5			4									
Sobre carga.	5	1																				
Sobre presión.	6	1																				
Fractura Frágil.	7	1																				
Deformación Plástica Continua (Creep).	8	1																				
Ruptura por esfuerzos.	9	1																				
Choque Térmico.	10	2																				1
Fatiga Térmica.	11	2																				1
Fatiga de vibración inducida.	12	1																			2	
Fluencia/Ruptura por tensión.	13	1																				

Definición de frecuencias de inspección.

La frecuencia de inspección es determinada de manera cualitativa en base a la experiencia de los ingenieros de Integridad Mecánica y recomendaciones internacionales.

Las frecuencias de inspección definidas para los equipos de los sistemas de la miniestación Shuara 09 son los siguientes:

Tabla 49. Plan de inspección de ductos definido para la estación Shuara 09 según API 580.

ITEM	EQ	DESCRIPCIÓN	TAG	RBI		PLAN DE INSPECCIÓN																						
				CATEGORÍA	CONSECUENCIA	TIPOS DE MECANISMOS DE DAÑO EXISTENTES						LUGAR DE INSPECCIÓN						TÉCNICAS DE INSPECCIÓN RECOMENDADAS EN BASE AL MECANISMO DE DAÑO						FRECUENCIA DE INSPECCIÓN				
						PERDIDA DE ESPESOR			STRESS CORROSION CRACKING	AMBIENTE METALURGICO	MECANICO	PERDIDAS DE ESPESOR			STRESS CORROSION CRACKING	AMBIENTE METALURGICO	MECANICO	PÉRDIDA DE ESPESOR			STRESS CORROSION CRACKING	AMBIENTE METALURGICO	MECANICO	ULTIMA INSPECCIÓN	INTERVALO DE FRECUENCIA		PRÓXIMA INSPECCIÓN	
						MECANISMO 1	MECANISMO 2	MECANISMO 3				MECANISMO 1	MECANISMO 2	MECANISMO 3				TÉCNICAS MECANISMO 1	TÉCNICAS MECANISMO 2	TÉCNICAS MECANISMO 3					TÉCNICA	TÉCNICA		TÉCNICA
1	EQ-246419	LF SHA-006	4-OP-200114-AA	2	B	BAJO	Corrosión Atmosférica	Oxidación	Corrosión por contacto con el suelo	N/A	N/A	N/A	Cordones de soldaduras, bridas.	Cualquier punto de la zona afectada.	Bridas y codos.	N/A	N/A	N/A	1. Inspección Visual 2. Ultrasonido Haz Recto SCAN A 3. Ultrasonido Haz Recto SCAN B/C 4. ICDA 5.	1. Inspección Visual 2. Ultrasonido Haz Recto SCAN A 3. Ultrasonido Haz Recto SCAN B/C 4. Corrientes de Eddy 5.	1. ECDA 2. Inspección Visual 3. Flujo magnético (MFL) 4. Ondas Guiadas 5.	N/A	N/A	N/A	ND	0	3	2-Jan-19
2	EQ-246423	LF SHA-009	4-OP-200115-AA	2	B	BAJO	Corrosión Atmosférica	Oxidación	Corrosión por contacto con el suelo	N/A	N/A	N/A	Cordones de soldaduras, bridas.	Cualquier punto de la zona afectada.	Bridas y codos.	N/A	N/A	N/A	1. Inspección Visual 2. Ultrasonido Haz Recto SCAN A 3. Ultrasonido Haz Recto SCAN B/C 4. ICDA 5.	1. Inspección Visual 2. Ultrasonido Haz Recto SCAN A 3. Ultrasonido Haz Recto SCAN B/C 4. Corrientes de Eddy 5.	1. ECDA 2. Inspección Visual 3. Flujo magnético (MFL) 4. Ondas Guiadas 5.	N/A	N/A	N/A	ND	0	3	2-Jan-19
3	EQ-246440	LF PYA-004	4-OP-200109-AA	2	B	BAJO	Corrosión Atmosférica	Oxidación	Corrosión por contacto con el suelo	N/A	N/A	N/A	Cordones de soldaduras, bridas.	Cualquier punto de la zona afectada.	Bridas y codos.	N/A	N/A	N/A	1. Inspección Visual 2. Ultrasonido Haz Recto SCAN A 3. Ultrasonido Haz Recto SCAN B/C 4. ICDA 5.	1. Inspección Visual 2. Ultrasonido Haz Recto SCAN A 3. Ultrasonido Haz Recto SCAN B/C 4. Corrientes de Eddy 5.	1. ECDA 2. Inspección Visual 3. Flujo magnético (MFL) 4. Ondas Guiadas 5.	N/A	N/A	N/A	ND	0	3	2-Jan-19
4		LF PYA-002		2	B	BAJO	Corrosión Atmosférica	Oxidación	Corrosión por contacto con el suelo	N/A	N/A	N/A	Cordones de soldaduras, bridas.	Cualquier punto de la zona afectada.	Bridas y codos.	N/A	N/A	N/A	1. Inspección Visual 2. Ultrasonido Haz Recto SCAN A 3. Ultrasonido Haz Recto SCAN B/C 4. ICDA 5.	1. Inspección Visual 2. Ultrasonido Haz Recto SCAN A 3. Ultrasonido Haz Recto SCAN B/C 4. Corrientes de Eddy 5.	1. ECDA 2. Inspección Visual 3. Flujo magnético (MFL) 4. Ondas Guiadas 5.	N/A	N/A	N/A	ND	0	3	2-Jan-19
5	EQ-246452	LF SHA-025	4-OP-200121-AA	2	B	BAJO	Corrosión Atmosférica	Oxidación	Corrosión por contacto con el suelo	N/A	N/A	N/A	Cordones de soldaduras, bridas.	Cualquier punto de la zona afectada.	Bridas y codos.	N/A	N/A	N/A	1. Inspección Visual 2. Ultrasonido Haz Recto SCAN A 3. Ultrasonido Haz Recto SCAN B/C 4. ICDA 5.	1. Inspección Visual 2. Ultrasonido Haz Recto SCAN A 3. Ultrasonido Haz Recto SCAN B/C 4. Corrientes de Eddy 5.	1. ECDA 2. Inspección Visual 3. Flujo magnético (MFL) 4. Ondas Guiadas 5.	N/A	N/A	N/A	ND	0	3	2-Jan-19
6	EQ-246451	LF PYA-006	4-OP-200111-AA	2	B	BAJO	Corrosión Atmosférica	Oxidación	Corrosión por contacto con el suelo	N/A	N/A	N/A	Cordones de soldaduras, bridas.	Cualquier punto de la zona afectada.	Bridas y codos.	N/A	N/A	N/A	1. Inspección Visual 2. Ultrasonido Haz Recto SCAN A 3. Ultrasonido Haz Recto SCAN B/C 4. ICDA 5.	1. Inspección Visual 2. Ultrasonido Haz Recto SCAN A 3. Ultrasonido Haz Recto SCAN B/C 4. Corrientes de Eddy 5.	1. ECDA 2. Inspección Visual 3. Flujo magnético (MFL) 4. Ondas Guiadas 5.	N/A	N/A	N/A	ND	0	3	2-Jan-19
7	EQ-246437	LT (SHA-09 -	4-OP-200127-AA	2	B	BAJO	Corrosión Atmosférica	Corrosión por contacto con el suelo	N/A	N/A	N/A	Fatiga Mecánica	Cordones de soldaduras, bridas.	Bridas y codos.	N/A	N/A	N/A	Inspección de cordones de soldadura.	1. Inspección Visual 2. Ultrasonido Haz Recto SCAN A 3. Ultrasonido Haz Recto SCAN B/C 4. ICDA 5.	1. ECDA 2. Inspección Visual 3. Flujo magnético (MFL) 4. Ondas Guiadas 5.	N/A	N/A	N/A	1. Inspección Visual 2. Vibraciones 3. Ultrasonido 4. Partículas Magnéticas Normales 5.	ND	0	3	2-Jan-19

Tabla 50. Plan de inspección de tanques definido para la estación Shuara 09 según API 580.

ITEM	EQ	DESCRIPCIÓN	TAG	RBI			PLAN DE INSPECCIÓN																					
				CATEGORÍA PROBABILIDAD	CATEGORÍA CONSECUENCIA	RIESGO INMEDIATO (API 581)	TIPOS DE MECANISMOS DE DAÑO EXISTENTES						LUGAR DE INSPECCIÓN						TÉCNICAS DE INSPECCIÓN RECOMENDADAS EN BASE AL MECANISMO DE DAÑO						FRECUENCIA DE INSPECCIÓN			
							PERDIDA DE ESPESOR			STRESS CORROSION CRACKING	AMBIENTE METALÚRGICO	MECÁNICO	PERDIDAS DE ESPESOR			STRESS CORROSION CRACKING	AMBIENTE METALÚRGICO	MECÁNICO	PÉRDIDA DE ESPESOR			STRESS CORROSION CRACKING	AMBIENTE METALÚRGICO	MECÁNICO	ÚLTIMA INSPECCIÓN	INTERVALO DE FRECUENCIA		PRÓXIMA INSPECCIÓN
							MECANISMO 1	MECANISMO 2	MECANISMO 3				MECANISMO 1	MECANISMO 2	MECANISMO 3				TÉCNICAS MECANISMO 1	TÉCNICAS MECANISMO 2	TÉCNICAS MECANISMO 3					TÉCNICA	TÉCNICA	
1	EQ-202655	Tanque de crud	T-0371	2	B	BAJO	Corrosión Atmosférica	Corrosión por contacto con el suelo	N/A	N/A	N/A	Cordones de soldaduras, bridas.	Bridas y codos.	N/A	N/A	N/A	1. Inspección Visual 2. Ultrasonido Haz Recto SCAN A 3. Ultrasonido Haz Recto SCAN B/C 4. ICDA 5.	1. ECDA 2. Inspección Visual 3. Flujo magnético (MFL) 4. Ondas Guiadas 5.	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	ND	0	5	2-Jan-19
2	EQ-212860	Tanque de crud	T-0509	2	B	BAJO	Corrosión Atmosférica	Corrosión por contacto con el suelo	N/A	N/A	N/A	Cordones de soldaduras, bridas.	Bridas y codos.	N/A	N/A	N/A	1. Inspección Visual 2. Ultrasonido Haz Recto SCAN A 3. Ultrasonido Haz Recto SCAN B/C 4. ICDA 5.	1. ECDA 2. Inspección Visual 3. Flujo magnético (MFL) 4. Ondas Guiadas 5.	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	ND	0	5	2-Jan-19
3	EQ-219445	Tanque de crud	T-0651	2	B	BAJO	Corrosión Atmosférica	Corrosión por contacto con el suelo	N/A	N/A	N/A	Cordones de soldaduras, bridas.	Bridas y codos.	N/A	N/A	N/A	1. Inspección Visual 2. Ultrasonido Haz Recto SCAN A 3. Ultrasonido Haz Recto SCAN B/C 4. ICDA 5.	1. ECDA 2. Inspección Visual 3. Flujo magnético (MFL) 4. Ondas Guiadas 5.	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	ND	0	5	2-Jan-19

Tabla 51. Plan de inspección de bombas definido para la estación Shuara 09 según API 580.

ITEM	EQ	DESCRIPCIÓN	TAG	RBI			PLAN DE INSPECCIÓN																							
				CATEGORÍA PROBABILIDAD	CATEGORÍA CONSECUENCIA	RIESGO INMEDIATO (API 581)	TIPOS DE MECANISMOS DE DAÑO EXISTENTES						LUGAR DE INSPECCIÓN						TÉCNICAS DE INSPECCIÓN RECOMENDADAS EN BASE AL MECANISMO DE DAÑO						FRECUENCIA DE INSPECCIÓN					
							PERDIDA DE ESPESOR			STRESS CORROSION CRACKING	AMBIENTE METALÚRGICO	MECÁNICO	PERDIDAS DE ESPESOR			STRESS CORROSION CRACKING	AMBIENTE METALÚRGICO	MECÁNICO	PÉRDIDA DE ESPESOR			STRESS CORROSION CRACKING	AMBIENTE METALÚRGICO	MECÁNICO	ÚLTIMA INSPECCIÓN	INTERVALO DE FRECUENCIA		PRÓXIMA INSPECCIÓN		
							MECANISMO 1	MECANISMO 2	MECANISMO 3				MECANISMO 1	MECANISMO 2	MECANISMO 3				TÉCNICAS MECANISMO 1	TÉCNICAS MECANISMO 2	TÉCNICAS MECANISMO 3					TÉCNICA	TÉCNICA		TÉCNICA	MESES
1	EQ-165255	Bomba de trans	MEL-3415	2	B	BAJO	Corrosión Atmosférica	Corrosión por contacto con el suelo	N/A	N/A	N/A	Fatiga Mecánica	Cordones de soldaduras, bridas.	Bridas y codos.	N/A	N/A	N/A	Inspección de cordones de soldadura.	1. Inspección Visual 2. Ultrasonido Haz Recto SCAN A 3. Ultrasonido Haz Recto SCAN B/C 4. ICDA 5.	1. ECDA 2. Inspección Visual 3. Flujo magnético (MFL) 4. Ondas Guiadas 5.	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	ND	0	2	2-Jan-19
2	EQ-165258	Bomba de trans	PPD-0279	2	B	BAJO	Corrosión Atmosférica	Corrosión por contacto con el suelo	N/A	N/A	N/A	Fatiga Mecánica	Cordones de soldaduras, bridas.	Bridas y codos.	N/A	N/A	N/A	Inspección de cordones de soldadura.	1. Inspección Visual 2. Ultrasonido Haz Recto SCAN A 3. Ultrasonido Haz Recto SCAN B/C 4. ICDA 5.	1. ECDA 2. Inspección Visual 3. Flujo magnético (MFL) 4. Ondas Guiadas 5.	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	ND	0	2	2-Jan-19	
3	EQ-165261	Bomba de trans	MEL-2798	2	B	BAJO	Corrosión Atmosférica	Corrosión por contacto con el suelo	N/A	N/A	N/A	Fatiga Mecánica	Cordones de soldaduras, bridas.	Bridas y codos.	N/A	N/A	N/A	Inspección de cordones de soldadura.	1. Inspección Visual 2. Ultrasonido Haz Recto SCAN A 3. Ultrasonido Haz Recto SCAN B/C 4. ICDA 5.	1. ECDA 2. Inspección Visual 3. Flujo magnético (MFL) 4. Ondas Guiadas 5.	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	ND	0	2	2-Jan-19	

Tabla 52. Plan de inspección de recipientes definido para la estación Shuara 09 según API 580.

ITEM	EQ	DESCRIPCIÓN	TAG	RBI		PLAN DE INSPECCIÓN																							
				CATEGORÍA PROBABILIDAD	CATEGORÍA CONSECUENCIA	TIPOS DE MECANISMOS DE DAÑO EXISTENTES							LUGAR DE INSPECCIÓN					TÉCNICAS DE INSPECCIÓN RECOMENDADAS EN BASE AL MECANISMO DE DAÑO					FRECUENCIA DE INSPECCIÓN						
						PERDIDA DE ESPESOR			STRESS CORROSION CRACKING	AMBIENTE METALURGICO	MECÁNICO	PERDIDAS DE ESPESOR			STRESS CORROSION CRACKING	AMBIENTE METALURGICO	MECÁNICO	PÉRDIDA DE ESPESOR					ÚLTIMA INSPECCIÓN	INTERVALO DE FRECUENCIA		PRÓXIMA INSPECCIÓN			
						MECANISMO 1	MECANISMO 2	MECANISMO 3				MECANISMO 1	MECANISMO 2	MECANISMO 3				TÉCNICAS MECANISMO 1		TÉCNICAS MECANISMO 2		AS MECAN		TÉCNICA	TÉCNICA		TÉCNICA	MESES	AÑOS
																		TÉCNICA	TÉCNICA	TÉCNICA	TÉCNICA	TÉCNICA							
1	EQ-165276	Separador de Producción	V-0120	2	B	BAJO	Corrosión Atmosférica	Oxidación	N/A	N/A	N/A	N/A	Cordones de soldaduras, bridas.	Cualquier punto de la zona afectada.	N/A	N/A	N/A	N/A	1. Inspección Visual 2. Ultrasonido Haz Recto SCAN A 3. Ultrasonido Haz Recto SCAN B/C 4. ICDA 5.	1. Inspección Visual 2. Ultrasonido Haz Recto SCAN A 3. Ultrasonido Haz Recto SCAN B/C 4. Corrientes de Eddy 5.	N/A	N/A	N/A	N/A	ND	0	3	2-Jan-19	
2	EQ-165276	Separador de Prueba	V-0126	2	B	BAJO	Corrosión Atmosférica	Oxidación	N/A	N/A	N/A	N/A	Cordones de soldaduras, bridas.	Cualquier punto de la zona afectada.	N/A	N/A	N/A	N/A	1. Inspección Visual 2. Ultrasonido Haz Recto SCAN A 3. Ultrasonido Haz Recto SCAN B/C 4. ICDA 5.	1. Inspección Visual 2. Ultrasonido Haz Recto SCAN A 3. Ultrasonido Haz Recto SCAN B/C 4. Corrientes de Eddy 5.	N/A	N/A	N/A	N/A	ND	0	3	2-Jan-19	
3		Depurador de Gas	CAF0147674	2	B	BAJO	Corrosión Atmosférica	Oxidación	N/A	N/A	N/A	N/A	Cordones de soldaduras, bridas.	Cualquier punto de la zona afectada.	N/A	N/A	N/A	N/A	1. Inspección Visual 2. Ultrasonido Haz Recto SCAN A 3. Ultrasonido Haz Recto SCAN B/C 4. ICDA 5.	1. Inspección Visual 2. Ultrasonido Haz Recto SCAN A 3. Ultrasonido Haz Recto SCAN B/C 4. Corrientes de Eddy 5.	N/A	N/A	N/A	N/A	ND	0	3	2-Jan-19	
4		TEA		2	B	BAJO	Corrosión Atmosférica	Oxidación	N/A	N/A	Crecimiento de grano.	N/A	Cordones de soldaduras, bridas.	Cualquier punto de la zona afectada.	N/A	N/A	Inspección al 100%.	N/A	1. Inspección Visual 2. Ultrasonido Haz Recto SCAN A 3. Ultrasonido Haz Recto SCAN B/C 4. ICDA 5.	1. Inspección Visual 2. Ultrasonido Haz Recto SCAN A 3. Ultrasonido Haz Recto SCAN B/C 4. Corrientes de Eddy 5.	N/A	N/A	N/A	N/A	ND	0	3	2-Jan-19	
5		TEA		2	B	BAJO	Corrosión Atmosférica	Oxidación	N/A	N/A	Crecimiento de grano.	N/A	Cordones de soldaduras, bridas.	Cualquier punto de la zona afectada.	N/A	N/A	Inspección al 100%.	N/A	1. Inspección Visual 2. Ultrasonido Haz Recto SCAN A 3. Ultrasonido Haz Recto SCAN B/C 4. ICDA 5.	1. Inspección Visual 2. Ultrasonido Haz Recto SCAN A 3. Ultrasonido Haz Recto SCAN B/C 4. Corrientes de Eddy 5.	N/A	N/A	N/A	N/A	ND	0	3	2-Jan-19	
6	EQ-215326	Botia de gas	V-1715	2	B	BAJO	Corrosión Atmosférica	Oxidación	N/A	N/A	Crecimiento de grano.	N/A	Cordones de soldaduras, bridas.	Cualquier punto de la zona afectada.	N/A	N/A	Inspección al 100%.	N/A	1. Inspección Visual 2. Ultrasonido Haz Recto SCAN A 3. Ultrasonido Haz Recto SCAN B/C 4. ICDA 5.	1. Inspección Visual 2. Ultrasonido Haz Recto SCAN A 3. Ultrasonido Haz Recto SCAN B/C 4. Corrientes de Eddy 5.	N/A	N/A	N/A	N/A	ND	0	3	2-Jan-19	
7		Pulmon recolector	CAF0147671	2	B	BAJO	Corrosión Atmosférica	Oxidación	N/A	N/A	N/A	Fatiga Mecánica	Cordones de soldaduras, bridas.	Cualquier punto de la zona afectada.	N/A	N/A	N/A	Inspección de cordones de soldadura.	1. Inspección Visual 2. Ultrasonido Haz Recto SCAN A 3. Ultrasonido Haz Recto SCAN B/C 4. ICDA 5.	1. Inspección Visual 2. Ultrasonido Haz Recto SCAN A 3. Ultrasonido Haz Recto SCAN B/C 4. Corrientes de Eddy 5.	N/A	N/A	N/A	N/A	ND	0	3	2-Jan-19	

Definición de KPI para el control de corrosión.

En base a la realidad de la mini estación SHUARA 09 se ha categorizado cada KPI de la siguiente manera:

Tabla 53. Categorización de KPIs para mini estación SHUARA 09.

KPI	RECOLECCION	SEPARACION	DRENAJE	GAS	ALMACENAMIENTO	DISTRIBUCION	Definición
1	2	2	2	2	2	2	0-1: Segmentacion por accesorio. 2-3: Segmentacion por metro. 4-5: Segmentacion variable o no definida.
2	2	2	4	1	1	1	0-1: Sin riesgo o riesgo bajo de corrosión. 2-3: Riesgo considerable de corrosión. 4-5: Alto riesgo de corrosión.
3	1	1	1	1	1	1	0-1: Baja consecuencia de falla. 2-3: Media consecuencia de falla. 4-5: Alta consecuencia de falla.
4	1	1	2	1	1	1	0-1: Riesgo general bajo. 2-3: Riesgo general medio. 4-5: Riesgo general alto.
5	4	4	4	4	4	4	0-1: Operación entre 0-5 años. 2-3: Operación entre 5-10 años. 4-5: Operación mayor a 10 años.
6 CI	2	2	2	2	2	2	0-1: Material en base a la corrosión. 2-3: Material adecuado para control de corrosión. 4-5: Material inapropiado para control de corrosión.
6 CE	2	2	2	2	2	2	0-1: Material en base a la corrosión. 2-3: Material adecuado para control de corrosión. 4-5: Material inapropiado para control de corrosión.
7 CI	2	2	2	2	2	2	0-1: Pérdida por corrosión apropiada. 2-3: Pérdida por corrosión en base a un control. 4-5: Pérdida por corrosión inapropiada.
7 CE	2	2	2	2	2	2	0-1: Pérdida por corrosión apropiada. 2-3: Pérdida por corrosión en base a un control. 4-5: Pérdida por corrosión inapropiada.
8	1	1	1	1	1	1	0-1: Condiciones operativas normales. 2-3: Condiciones operativas con un 10% fuera de lo normal. 4-5: Condiciones operativas normalmente irregulares.
9 CI	4	4	4	4	4	4	0-1: Plan de control de segmentos aguas arriba implementado. 2-3: Plan de control de segmentos aguas arriba sin implementar. 4-5: No se tiene un plan de control de segmentos aguas arriba.
9 CE	4	4	4	4	4	4	0-1: Plan de control de segmentos aguas arriba implementado. 2-3: Plan de control de segmentos aguas arriba sin implementar. 4-5: No se tiene un plan de control de segmentos aguas arriba.
10 CI	4	4	4	4	4	4	0-1: Plan de control de segmentos aguas abajo implementado. 2-3: Plan de control de segmentos aguas abajo sin implementar. 4-5: No se tiene un plan de control de segmentos aguas abajo.
10 CE	4	4	4	4	4	4	0-1: Plan de control de segmentos aguas abajo implementado. 2-3: Plan de control de segmentos aguas abajo sin implementar. 4-5: No se tiene un plan de control de segmentos aguas abajo.

KPI	RECOLECCION	SEPARACION	DRENAJE	GAS	ALMACENAMIENTO	DISTRIBUCION	Definicion
11 CI	2	2	2	2	2	2	0-1: Se tiene conocimiento adecuado de los mecanismos de corrosión. 2-3: Se conocen algunos mecanismos de corrosión. 4-5: Se desconocen los mecanismos de corrosión.
11 CE	2	2	2	2	2	2	0-1: Se tiene conocimiento adecuado de los mecanismos de corrosión. 2-3: Se conocen algunos mecanismos de corrosión. 4-5: Se desconocen los mecanismos de corrosión.
12	2	2	2	2	2	2	0-1: La tasa de corrosión se basa en un modelo. 2-3: No se dispone de bases para determinar la tasa de corrosión. 4-5: No existe tasa de corrosión.
13	3	3	3	3	3	3	0-1: La tasa de corrosión se basa en un modelo. 2-3: No se dispone de bases para determinar la tasa de corrosión. 4-5: No existe tasa de corrosión.
14 CI	4	4	4	4	4	4	0-1: Los profesionales se involucraron en todas las fases constructivas. 2-3: Los profesionales se involucraron en algunas las fases constructivas. 4-5: Los profesionales no se involucraron en las fases constructivas.
14 CE	4	4	4	4	4	4	0-1: Los profesionales se involucraron en todas las fases constructivas. 2-3: Los profesionales se involucraron en algunas las fases constructivas. 4-5: Los profesionales no se involucraron en las fases constructivas.
15	4	4	4	4	4	4	0-1: Fue establecido un comisionado y linea base del sistema. 2-3: Fue establecido un comisionad pero no una linea base del sistema. 4-5: No fue comisionado.
16	4	4	4	4	4	4	0-1: No requiere mitigación según diseño. 2-3: Requiere mitigación según diseño. 4-5: La mitigación se basa en las condiciones operativas.
17	3	3	3	3	3	3	0-1: No requiere mitigación o está adecuadamente implementada. 2-3: La mitigación se implementa por las condiciones operativas. 4-5: La mitigación es inapropiada para las condiciones operativas.
18	4	4	4	4	4	4	0-1: El manejo de mitigación tiene una linea base. 2-3: No existen bases para el manejo de la mitigación. 4-5: Se desconoce del manejo de la mitigación.
19	4	4	4	4	4	4	0-1: La mitigación es al menos 99% efectiva. 2-3: La mitigación es entre el 95% y 99% efectiva. 4-5: La mitigación es menor al 95% de efectiva.
20	2	2	2	2	2	2	0-1: Estrategias de mitigación apropiadas establecidas en el diseño. 2-3: Estrategias de mitigación establecidas por conocimientos actuales. 4-5: Estrategias de mitigación establecidas por conocimientos antiguos.
21	4	4	4	4	4	4	0-1: Control de corrosión y linea base desde el primer año. 2-3: Se tiene control de corrosión desde el primer año pero no una linea base. 4-5: Se tiene implementado un control de corrosión pero no linea base.
22	4	4	4	4	4	4	0-1: Se tiene en la linea base la tasa de control de corrosión. 2-3: No se tiene en la linea base la tasa de corrosión. 4-5: Se desconoce la tasa de corrosión.
23	3	3	3	3	3	3	0-1: La mitigación es al menos 99% efectiva. 2-3: La mitigación es entre el 95% y 99% efectiva. 4-5: La mitigación es menor al 95% de efectiva.
24	4	4	4	4	4	4	0-1: Se tienen dos o mas tecnicas de monitoreo. 2-3: Se tiene una tecnica de monitoreo no probada. 4-5: No se tienen tecnicas de monitoreo.
25	4	4	4	4	4	4	0-1: Se tienen puntos de control en todos los sectores críticos. 2-3: Se tienen puntos de control en algunos los sectores críticos. 4-5: No se tienen puntos de control los sectores críticos.

KPI	RECOLECCION	SEPARACION	DRENAJE	GAS	ALMACENAMIENTO	DISTRIBUCION	Definicion
26	4	4	4	4	4	4	0-1: Las tasas de corrosión de dos monitoreos están dentro del 10%. 2-3: Las tasas de corrosión de dos monitoreos están entre el 11-25%. 4-5: Las tasas de corrosión de dos monitoreos son mayores al 25%..
27	4	4	4	4	4	4	0-1: La mitigación de dos tasas de corrosión están dentro del 10%. 2-3: La mitigación de dos tasas de corrosión están entre el 11-25%. 4-5: La mitigación de dos tasas de corrosión son mayores al 25%..
28	4	4	4	4	4	4	0-1: Se tienen dos o más técnicas de monitoreo. 2-3: Se tiene una técnica de monitoreo no probada. 4-5: No se tienen técnicas de monitoreo.
29	4	4	4	4	4	4	0-1: Se tienen puntos de control en todos los sectores críticos. 2-3: Se tienen puntos de control en algunos de los sectores críticos. 4-5: No se tienen puntos de control en los sectores críticos.
30	4	4	4	4	4	4	0-1: Las tasas de corrosión de dos monitoreos están dentro del 10%. 2-3: Las tasas de corrosión de dos monitoreos están entre el 11-25%. 4-5: Las tasas de corrosión de dos monitoreos son mayores al 25%..
31	4	4	4	4	4	4	0-1: La mitigación de dos tasas de corrosión están dentro del 10%. 2-3: La mitigación de dos tasas de corrosión están entre el 11-25%. 4-5: La mitigación de dos tasas de corrosión son mayores al 25%..
32 CI	4	4	4	4	4	4	0-1: Frecuencia de inspección basada en RBI. 2-3: Frecuencia de inspección basada en la ingeniería. 4-5: Más de 10 años sin inspección.
32 CE	4	4	4	4	4	4	0-1: Frecuencia de inspección basada en RBI. 2-3: Frecuencia de inspección basada en la ingeniería. 4-5: Más de 10 años sin inspección.
33	4	4	4	4	4	4	0-1: Las tasas de corrosión de monitoreos están dentro del 10%. 2-3: Las tasas de corrosión de monitoreos están entre el 11-25%. 4-5: Las tasas de corrosión de monitoreos son mayores al 25%..
34	4	4	4	4	4	4	0-1: Las tasas de corrosión de monitoreos están dentro del 10%. 2-3: Las tasas de corrosión de monitoreos están entre el 11-25%. 4-5: Las tasas de corrosión de monitoreos son mayores al 25%..
35	1	1	1	1	1	1	0-1: Toda la información de corrosión es válida y utilizable. 2-3: Toda la información de corrosión es válida, pero no utilizable. 4-5: No toda la información de corrosión es válida.
36	4	4	4	4	4	4	0-1: La información es validada en base a un procedimiento. 2-3: La información no es correctamente validada pero sí es utilizada. 4-5: La información no es validada y es utilizada como guía de tasa de corrosión.
37	4	4	4	4	4	4	0-1: Mantenimiento preventivo establecido a tiempo. 2-3: Mantenimiento preventivo establecido según altos niveles de riesgo. 4-5: Mantenimiento correctivo.
38	4	4	4	4	4	4	0-1: Las frecuencias de mantenimiento están correctamente implementadas. 2-3: Algunas frecuencias de mantenimiento son modificadas. 4-5: Normalmente se modifican las frecuencias de mantenimiento.
39	3	3	3	3	3	3	0-1: La tasa de corrosión disminuyó con las actividades de mantenimiento. 2-3: La tasa de corrosión se mantuvo con las actividades de mantenimiento. 4-5: La tasa de corrosión se incrementó con las actividades de mantenimiento.
40	1	1	1	1	1	1	0-1: La tasa de corrosión está dentro del 10% de lo esperado. 2-3: La tasa de corrosión está bajo el 10% de lo esperado. 4-5: La tasa de corrosión está sobre el 10% de lo esperado.

KPI	RECOLECCION	SEPARACION	DRENAJE	GAS	ALMACENAMIENTO	DISTRIBUCION	Definicion
41	1	1	1	1	1	1	0-1: La tasa de corrosión disminuyó con las actividades de mantenimiento. 2-3: La tasa de corrosión se mantuvo con las actividades de mantenimiento. 4-5: La tasa de corrosión se incrementó con las actividades de mantenimiento.
42	1	1	1	1	1	1	0-1: La tasa de corrosión está dentro del 10% de lo esperado. 2-3: La tasa de corrosión está bajo el 10% de lo esperado. 4-5: La tasa de corrosión está sobre el 10% de lo esperado.
43	4	4	4	4	4	4	0-1: El personal es suficiente y capacitado frecuentemente. 2-3: El personal es suficiente y capacitado no frecuentemente. 4-5: El personal es insuficiente.
44	3	3	3	3	3	3	0-1: Todo el personal posee mas de 5 años de experiencia en corrosión. 2-3: Solo personal clave posee mas de 5 años de experiencia en corrosión. 4-5: No se tiene personal con experiencia en corrosión.
45	3	3	3	3	3	3	0-1: Recolección automática de datos. 2-3: Medición de datos y recolección manual. 4-5: No existe un adecuado manejo de los datos.
46	4	4	4	4	4	4	0-1: Los datos son verificados, almacenados y utilizados proactivamente. 2-3: Los datos son verificados, almacenados pero no utilizados proactivamente. 4-5: No existe un adecuado manejo de los datos.
47	4	4	4	4	4	4	0-1: Adecuada comunicación interna. 2-3: Poca comunicación interna. 4-5: Inadecuada comunicación interna.
48	4	4	4	4	4	4	0-1: Adecuada comunicación externa. 2-3: Poca comunicación externa. 4-5: Inadecuada comunicación externa.
49	4	4	4	4	4	4	0-1: Revisión anual de KPIs. 2-3: Revisión de KPIs cada 2-5 años. 4-5: No existe revisión de KPIs.
50	2	2	2	2	2	2	0-1: Cero fallas en durante la revisión de KPIs. 2-3: Menos de 5 fallas entre cada revisión de KPIs. 4-5: Más de 5 fallas entre cada revisión de KPIs.

En base a la categorización establecida se han generado las siguientes gráficas resultantes:

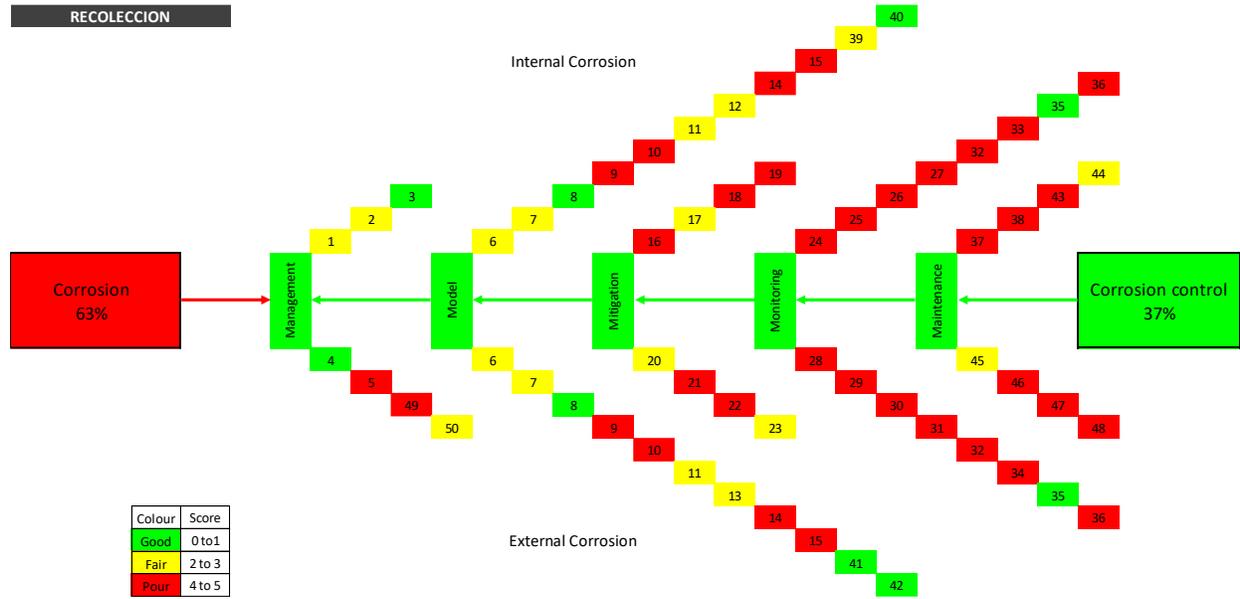


Figura 9. Estado de los KPIs para sistema de recolección de mini estación SHUARA 09, PAM.

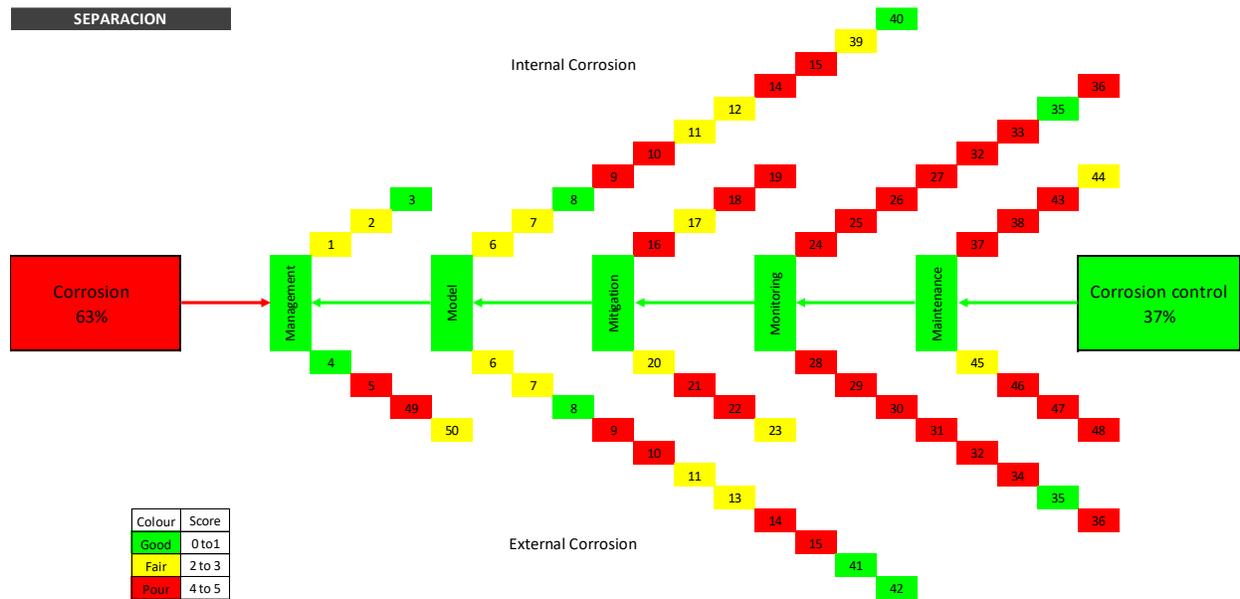


Figura 10. Estado de los KPIs para sistema de separación de mini estación SHUARA 09, PAM.

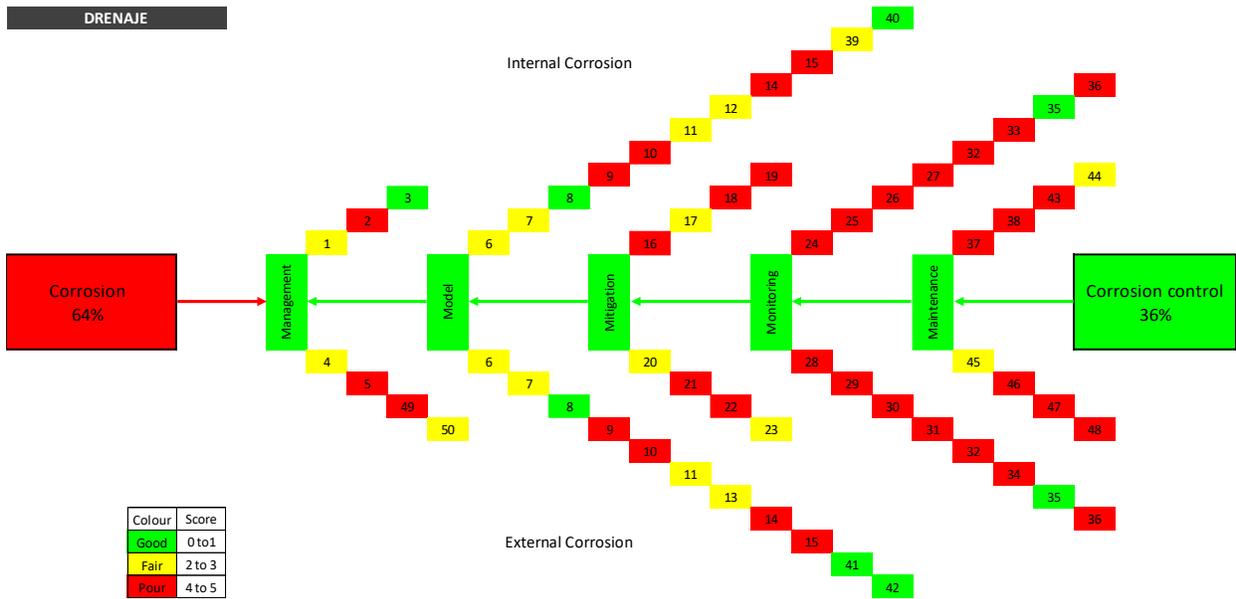


Figura 11. Estado de los KPIs para sistema de drenaje de mini estación SHUARA 09, PAM.

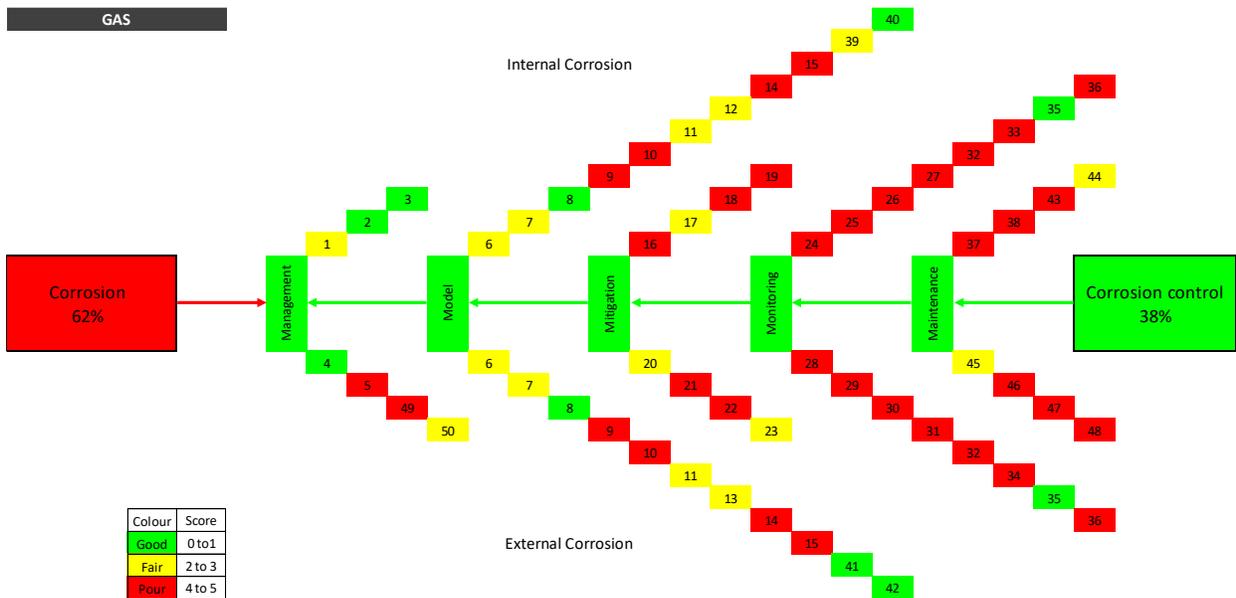


Figura 12. Estado de los KPIs para sistema de gas de mini estación SHUARA 09, PAM.

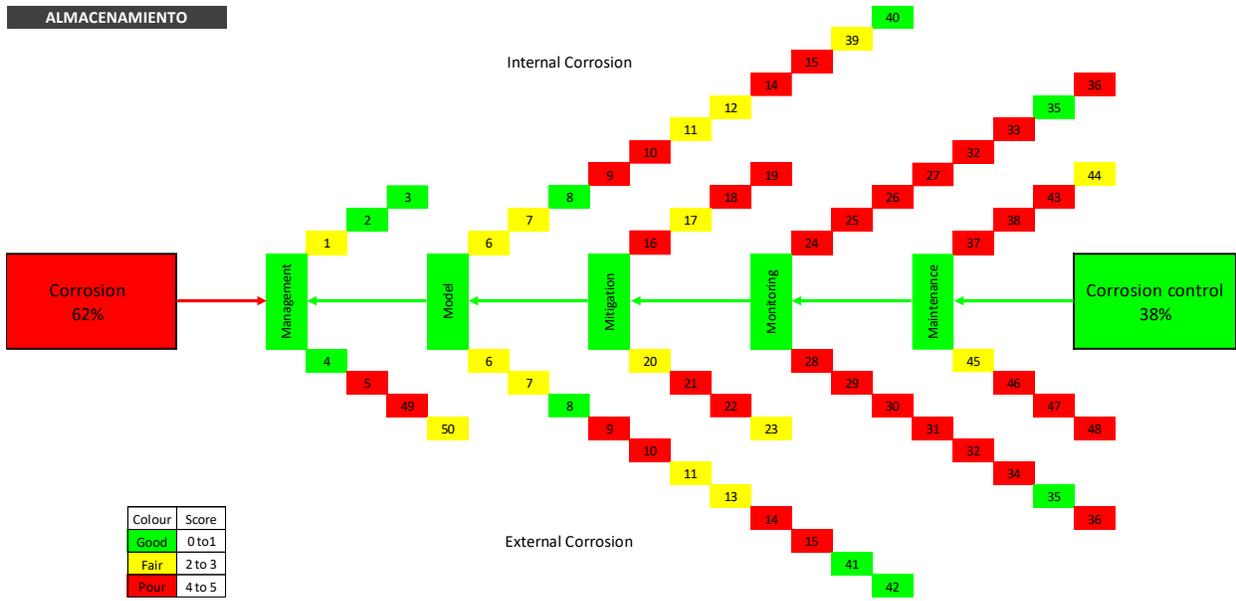


Figura 13. Estado de los KPIs para sistema de almacenamiento de mini estación SHUARA 09, PAM.

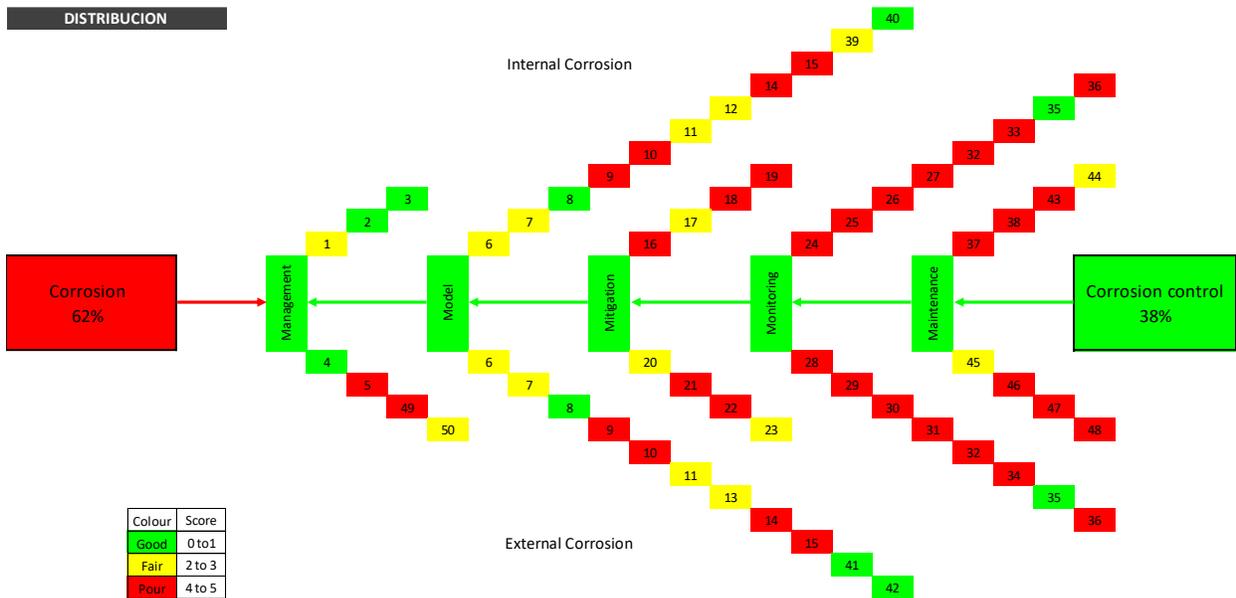


Figura 14. Estado de los KPIs para sistema de distribución de mini estación SHUARA 09, PAM.

Resultados.

- Al tratarse de un proceso de mejora continua, a más de esta implementación inicial del método, es necesaria la retroalimentación continua tal como describe la normativa y en base al flujo continuo de este proceso.

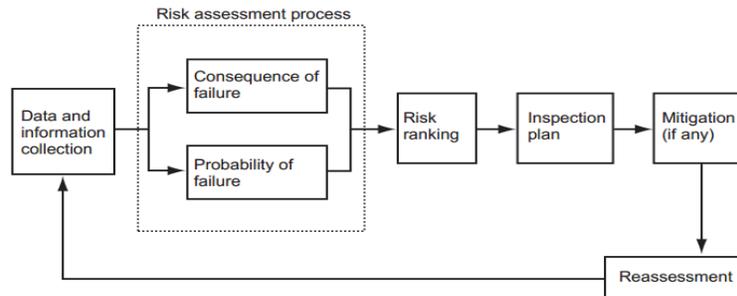


Figura 15. Diagrama simplificado del proceso RBI.

- En la medida que se pone en marcha el método de Inspección Basada en Riesgo, se requiere el aporte de personal con experiencia y criterio para ir ajustando las puntuaciones de cada factor de riesgo, hasta tener una matriz cualitativa completamente definida.
- Los factores involucrados en RBI según API 580 no contemplan el hecho de tener una instalación cerca a áreas medioambientalmente delicadas, por lo cual se debería definir algún tipo de factor que contemple estos puntos.
- Para los niveles de operación contemplados dentro de la miniestación Shuara 09, es justificable el hecho de tener niveles bajo de criticidad en los equipos, ya que en forma general la miniestación Shuara 09 no debería definir una criticidad muy alta en relación a estaciones de mayor capacidad dentro del campo Libertador como son Shuara o Secoya Estación.
- Sería recomendable previa a la implementación del método RBI en otros sistemas y subsistemas del Campo Libertador, probar por un período de dos años la eficacia del método.

ANEXOS.

- API RP 580 – Risk Based Inspection, 1st Edition, May 2002.
- API 581 – Risk Based Inspection Base Resource Document, 1st Edition, May 2000.
- API 571 – Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry, 2nd Edición, April 2011.
- B57L-12172018-MNT-Matriz Cualitativa RBI-V1R1.
- B57L-12172018-MNT-Matriz Cualitativa Inspección-V1R1
- Sankara Papavinasam, Corrosion Control in the Oil and Gas Industry, 2013 (Elsevier).