

**ANÁLISIS DEL FENÓMENO DE CORROSIÓN PASIVA EN UNA PLANTA DE  
TRATAMIENTO DE GAS CON ALTO CONTENIDO DE CO<sub>2</sub>, HUMEDAD Y  
CLORUROS-ENFASIS EN INGENIRIA DE GAS Y PROCESOS**

**JORGE LUIS OSPINA CORREDOR**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
MAGISTER EN INGENIERIA DE PETROLEO Y GAS  
BUCARAMANGA**

**2020**

**ANÁLISIS DEL FENÓMENO DE CORROSIÓN PASIVA EN UNA PLANTA DE  
TRATAMIENTO DE GAS CON ALTO CONTENIDO DE CO<sub>2</sub>, HUMEDAD Y  
CLORUROS-ENFASIS EN INGENIRIA DE GAS Y PROCESOS**

**JORGE LUIS OSPINA CORREDOR**

**TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE MAGISTER EN  
INGENIERÍA DE PETRÓLEO Y GAS**

**DIRECTOR**

**JAVIER ENRIQUE GÓMEZ RAMÍREZ**

**M.SC. ING METALÚRGICO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2020**

## **DEDICATORIA**

Dedico este logro personal a:

A DIOS: Que me brindo la perseverancia y sabiduría en este camino.

A MIS PADRES Y HERMANOS: Javier Ospina Tovar, Sonia Rocio Corredor, Duban Ospina Corredor y Leonardo Ospina Corredor que con su apoyo incondicional y paciencia no me dejaron desfallecer hasta lograr mi meta.

A MIS COLEGAS DE TRABJO: Holger Camacho y Tatiana Leon por apoyarme en mi desarrollo y crecimiento corporativo y direccionar mi perfil profesional.

Finalmente, a mi Director de Tesis Javier Enrique Gomez Ramirez por su gran apoyo, orientacion, direccion y asesoria profesional para llevar a cabo mi objetivo.

## **AGRADECIMIENTOS**

El autor expresa sus agradecimientos a:

Las directivas de la Universidad Industrial de Santander, por su total colaboración para el desarrollo de este proyecto. A la Escuela de Ingeniería de Petroleos, por el acompañamiento y soporte para la realización del proyecto. Al P&HD Emiliano Ariza Leon, por su asesoría, dirección y persistencia para el desarrollo y culminación del proyecto, a Ecopetrol por facilitar la información

requerida y a Masa Stork por suministrar los recursos necesarios, para el desarrollo de la tesis.

## TABLA DE CONTENIDO

<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>12</b>
<b>1. ANTECEDENTES DE LA CORROSIÓN EN PLANTAS DE GAS</b> .....	<b>16</b>
<b>2.1 MARCO REFERENCIAL</b> .....	<b>16</b>
<b>2.2 MARCO TEÓRICO – CONCEPTUAL;</b> .....	<b>22</b>
<b>2.3 LA PASIVACIÓN DE METALES:</b> .....	<b>26</b>
<b>2.4 PLANTA DE GAS DEL CAMPO ORIPAYA:</b> .....	<b>27</b>
<b>2.4.1 Descripción Básica del Sistema:</b> .....	<b>27</b>
<b>2.4.1.1 Características del Fluido:</b> .....	<b>27</b>
<b>2.4.2 Sistemas de Protección:</b> .....	<b>49</b>
<b>2.4.3 Lazos de Control:</b> .....	<b>49</b>
<b>3. EVALUACIÓN DE LA CORROSIÓN EN LA PLANTA DE GAS MEDIANTE PRUEBAS DE LABORATORIO</b> .....	<b>51</b>
<b>3.1 DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO:</b> .....	<b>51</b>
<b>3.2 RESULTADO Y ANÁLISIS:</b> .....	<b>58</b>
<b>3.3 RESULTADOS METALOGRAFICOS:</b> .....	<b>73</b>
<b>4. CONCLUSIONES</b> .....	<b>78</b>
<b>5. RECOMENDACIONES</b> .....	<b>80</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	<b>82</b>
<b>ANEXOS</b> .....	<b>84</b>

## LISTA DE TABLAS

<i>Tabla 1. Cromatografía de Gas Oripaya.</i>	28
<i>Tabla 2. Características Calentador.</i>	31
<i>Tabla 3. Características Separador de Alta Presión (Scrubber)</i>	33
<i>Tabla 4. Equipos unidad de Endulzamiento.</i>	40
<i>Tabla 5. Equipos unidad de Deshidratación.</i>	45
<i>Tabla 6. Características KO Drum</i>	46
<i>Tabla 7. Características de la Tea.</i>	47
<i>Tabla 8. Características Tanques de Condensados.</i>	47
<i>Tabla 9. Condiciones de operación ensayo líquidos penetrantes.</i>	52
<i>Tabla 10. Condiciones de operación medición de espesores por ultrasonido.</i>	54
<i>Tabla 11. Resultados de espesores medidos y cálculo de velocidades de corrosión en equipos inspeccionados.</i>	64
<i>Tabla 12. Cálculo de vida remanente de equipos estáticos.</i>	65
<i>Tabla 13. Resultados de espesores medidos y velocidades de corrosión en líneas inspeccionadas en la planta de gas Oripaya.</i>	68
<i>Tabla 14. Listado de equipos no inspeccionados y técnicas de inspección.</i>	70
<i>Tabla 15. Ubicación puntos de monitoreo planta de gas Oripaya</i>	71
<i>Tabla 16. Resultados de análisis gravimétrico de los cupones de la planta de gas Oripaya.</i>	72
<i>Tabla 17. Composición química de la tubería, caso de estudio.</i>	74

## LISTA DE ILUSTRACIONES

<i>Ilustración 1. Análisis de Agua PGO.</i>	29
<i>Ilustración 2. Diagrama de Flujo PGO</i>	30
<i>Ilustración 3. Vista interna Scrubber (CSEP-1811)</i>	32
<i>Ilustración 4. Vista interna filtro de sólidos y líquidos Planta Extractora de CO2</i>	34
<i>Ilustración 5. Vista interna Torre Contactora de Amina - Planta Extractora de CO2</i>	35
<i>Ilustración 6. Vista interna de Amina Planta Extractora de CO2</i>	36
<i>Ilustración 7. Vista interna de Amina Planta Extractora de CO2.</i>	37
<i>Ilustración 8. Vista interna Columna de Absorción Planta Deshidratadora</i>	42
<i>Ilustración 9. Vista interna Separador Trifásico Planta Deshidratadora.</i>	43
<i>Ilustración 10. Diagrama general del Proceso.</i>	48
<i>Ilustración 11. Microscopio de Barrido Electrónico.</i>	55
<i>Ilustración 12 Cortadora Metalográfica.</i>	56
<i>Ilustración 13 Encapsuladora Metalografica</i>	57
<i>Ilustración 14. Tambor KOD; entalla mecánica ubicada en posición horaria 6.</i>	58
<i>Ilustración 15. Vista frontal del costado derecho del KOD.</i>	59
<i>Ilustración 16. Rehervidor de aminas después del proceso de limpieza mecánica.</i>	60
<i>Ilustración 17. Tubería del rehervidor de amina después de realizar tintas penetrantes.</i>	61
<i>Ilustración 18. Condición superficial del cupón de la facilidad a la llegada al calentador, antes y después de decapado.</i>	73
<i>Ilustración 19. Espectro de energía dispersiva obtenido del análisis de los productos de corrosión (cráteres).</i>	75
<i>Ilustración 20. Filtro de microelementos antes y después de usados respectivamente.</i>	76
<i>Ilustración 21. Filtro a la entrada del patín de amina.</i>	77

## **LISTA DE ANEXOS**

Los anexos están adjuntos en el CD y puede visualizarlos en base de datos de la biblioteca UIS.

ANEXO A: Reporte de Espesores Consolidado.

ANEXO B: Ingeniería de Detalle PGO.

## RESUMEN EN ESPAÑOL

**TITULO: ANÁLISIS DEL FENÓMENO DE CORROSIÓN PASIVA EN UNA PLANTA DE TRATAMIENTO DE GAS CON ALTO CONTENIDO DE CO<sub>2</sub>, HUMEDAD Y CLORUROS- ENFASIS EN INGENIRIA DE GAS Y PROCESOS. \***

**AUTOR: JORGE LUIS OSPINA CORREDOR\*\***

**PALABRAS CLAVE:** Corrosión localizada, cromatografía, microscopia de barrido electrónico, planta de gas, ensayos no destructivos, cupones de corrosión.

### **DESCRIPCION:**

El crecimiento de la demanda energética ha sido exponencial en las últimas décadas lo que implícitamente ha generado un incremento en la producción de gas para suplir la necesidad energética, lo cual ha enfocado al país en mejorar las técnicas de producción, tratamiento y transporte de gas y todo esto se logra mediante redes de tuberías que conectan los diferentes sistemas y equipos en las fases de la cadena desde su extracción hasta su comercialización y venta. Se estima que más del 80% en las fallas de los sistemas de transporte de gas ocurren a causa de la corrosión. El presente trabajo podría permitir conocer el efecto anticorrosivo generado por la producción de gas ácido de la formación “Aguardiente” perforada sobre mantos de carbón y establecer la composición química y morfología de los productos de corrosión que se generan durante esta evaluación.

En muestras tomadas en campo se evidenciaron altos valores de velocidad de corrosión obtenidos por método de análisis de integridad. Mediante la técnica de espectroscopía de energía dispersiva de rayos X (EDX) se obtuvo la composición metalográfica de los compuestos químicos y por difracción de rayos X las fases presentes tales como sulfuro de hierro y carburo de hierro. La microscopía electrónica de barrido (MEB) mostró diferentes fases, las cuales se componen principalmente por hierro y oxígeno. Se utilizó la radiación  $K\alpha$  de hierro y se filtró a través de manganeso. Se aplicó el voltaje de 32 KV y la corriente de 12 mA. El tiempo de medición que se empleó fue de 3 segundos en cada posición angular. El paso angular que se impuso es igual a  $0,005^\circ$ , desde  $6^\circ$  hasta  $70^\circ$ . Tras realizar los estudios no se evidencian métodos de acción pasivante sin embargo no se descarta esa posibilidad.<sup>1</sup>

---

\* Tesis de Maestría

\*\*Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniera de Petróleos. Director: Javier Enrique Gomez Ramirez, M.SC Ing. Metalúrgico.

## ABSTRACT

**TITLE: ANALYSIS OF THE PASSIVE CORROSION PHENOMENON IN A GAS TREATMENT PLANT WITH HIGH CONTENT OF CO<sub>2</sub>, HUMIDITY AND CHLORIDE-EMPHASIS IN GAS AND PROCESS ENGINEERING. \***

**AUTOR: JORGE LUIS OSPINA CORREDOR\*\***

**PALABRAS CLAVE:** Corrosión localizada, cromatografía, microscopia de barrido electrónico, planta de gas, ensayos no destructivos, cupones de corrosión.

### **DESCRIPCION:**

The growth in energy demand has been exponential in recent decades, which has implicitly generated an increase in gas production to meet energy demand, which has focused the country on improving gas production, treatment and transportation techniques and All this is achieved through pipe networks that connect the different systems and equipment in the phases of the chain from its extraction to its commercialization and sale. It is estimated that more than 80% in the failures of the gas transport systems occur due to corrosion because once this phenomenon occurs, the internal walls of the pipeline begin to deteriorate, manifesting themselves in a localized and generalized manner. This investigation could allow to know the anticorrosive effect generated by the production of acid gas of the "Aguardiente" formation drilled on carbon layers and establish the chemical composition and morphology of the corrosion products that are generated during this evaluation. High corrosion velocity values obtained by integrity analysis method were evidenced. Using the X-ray dispersive energy spectroscopy (EDX) technique, the metallographic composition of the chemical compounds was obtained and by X-ray diffraction the phases present such as iron sulfide and iron carbide. Scanning electron microscopy (SEM) showed different phases, which are mainly composed of iron and oxygen.  $K\alpha$  iron radiation was used and filtered through manganese. The voltage of 32 KV and the current of 12 mA were applied. The measurement time used was 3 seconds in each angular position. The angular pitch that was imposed is equal to  $0.006^\circ$ , from  $6^\circ$  to  $60^\circ$ . After carrying out the studies, passive action methods are not evident, however this possibility is not ruled out.

---

\* Master Degree.

\*\*Faculty of Physicochemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Javier Enrique Gómez Ramírez, M.SC Metallurgical Engineer.

## INTRODUCCIÓN

El pozo productor de gas de la planta de tratamiento objeto de investigación se encuentra perforado en la formación “Aguardiente” sobre mantos de carbón de acuerdo con la columna estratigráfica de la zona de interés y tiene la particularidad de permitir el arrastre de micropartículas de “carboncillo” proveniente de la formación.

Desde la elaboración de la ingeniería básica y de detalle para la construcción de la planta del actual caso de estudio se utilizaron diferentes modelos matemáticos para la predicción de la velocidad de corrosión de la tubería contemplada arrojando resultados alarmantes debido a la presencia de  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{H}_2\text{O}$  y cloruros, motivo por el cual se contempló el uso de un potente anticorrosivo para mitigar el impacto que podría generar la corrosión en la tubería de la planta.

Actualmente la planta no utiliza ningún tipo de inhibidor de corrosión y todos los resultados de las pruebas de integridad han entregado información muy positiva con relación a la velocidad de corrosión proyectada por ingeniería donde se ha evidenciado una reducción muy significativa con respecto a lo previsto por los cálculos iniciales debido a la aparición de un posible fenómeno natural que protege la tubería.

Las causas que generan la acción pasivante de la tubería ocasionado por el fluido circulante de la planta de gas usada como caso de estudio, son principalmente la naturaleza de los componentes del gas de producción de la formación Aguardiente, las condiciones fisicoquímicas ideales para la formación natural de un agente inhibidor de corrosión tales como presión, temperatura y reacciones químicas que puedan ocurrir como consecuencia de la interacción molecular de

los fluidos, las condiciones operativas que intervienen en la formación natural del anticorrosivo y el aporte de micro partículas generadas por los mantos de carbón sobre los cuales se encuentra la formación productora de gas.

Si se continúa generando este fenómeno pasivante se podrían generar hallazgos en términos de investigación muy importantes tales como la estructura química y comportamiento fisicoquímico e intermolecular que podrían contribuir positivamente para la creación de nuevos agentes pasivantes y evaluar la posibilidad de optimizar los costos de tratamientos anticorrosivos en otros proyectos de producción de gas con similares condiciones fisicoquímicas y operativas.

Se estima que más del 80% en las fallas de los sistemas de transporte de gas ocurren a causa de la corrosión generalizado y localizada debido a que una vez se presenta este fenómeno se empiezan a deteriorar las paredes internas de la tubería localizada y generalizadamente.

Es de aclarar que el crecimiento de la demanda energética en Colombia ha sido exponencial en las últimas décadas lo que implícitamente ha generado un incremento en la producción de gas para suplir la demanda energética, lo cual ha enfocado al país en mejorar las técnicas de producción, tratamiento y transporte de gas y todo esto se logra mediante redes de tuberías que conectan los diferentes sistemas y equipos en las fases de la cadena desde su extracción hasta su comercialización y venta.

Esta investigación permite conocer el efecto generado por los subproductos de la corrosión en la formación “Aguardiente” perforada sobre mantos de carbón. El resultado de esta investigación beneficiará principalmente a la industria del transporte de gas y a los dueños de activos para la producción, tratamiento de gas a través de la optimización de costos de inversión en técnicas de tratamiento

anticorrosiva para estaciones de tratamiento de gases compatibles o de similares condiciones del gas y tubería objeto de estudio (API 5L GR X60 PSL2).

Este análisis ayudará a entender con claridad la acción pasivante generada por los diferentes componentes del gas que mitigan el impacto de la corrosión en la tubería de la planta de gas, tomada como caso de estudio debido a que se establecerán cuáles son las condiciones adecuadas para la coexistencia y estabilidad de los factores que protegen la tubería mediante la aplicación de pruebas de campo y laboratorio tales como Scan A, EDX y MBE.

Con los resultados se espera identificar la explicación del impacto que genera el gas proveniente de la formación “Aguardiente” en la tubería y paquetes de tratamiento de la planta como agente anticorrosivo natural. Se espera comprender el fenómeno de anticorrosión natural mediante el análisis de la interacción fisicoquímica y operativa de los componentes del gas de producción de la planta utilizada como caso de estudio que permitirá generar un aporte en el ámbito investigativo para mitigar el impacto generado por la corrosión en las condiciones de operación de la planta tomada como caso de estudio y de igual forma permitirá optimizar los recursos en otros proyectos con similares condiciones.

La Hipótesis formulada para el proyecto consiste en la presentación de un fenómeno de corrosión pasiva en condiciones de alto contenido de CO<sub>2</sub>, humedad y cloruros en la planta de tratamiento de gas objeto de estudio se presenta debido a la interacción química que ocurre con el dióxido de carbono y el ambiente de flujo a las condiciones de presión y temperatura de operación de la planta lo que genera una reacción que produce como resultado carburo de hierro el cual se adhiere a las paredes adyacentes del metal y crea una capa protectora que anticorrosiva natural que aísla el contacto del metal con los agentes corrosivos de los fluidos de producción

# 1. ANTECEDENTES DE LA CORROSIÓN EN PLANTAS DE GAS

## 2.1 MARCO REFERENCIAL

**2.2.1 Antecedentes Investigativos:** La corrosión es un fenómeno de superficie que ocurre de manera espontánea y que afecta a casi todos los materiales y aleaciones como consecuencia de su propia inestabilidad termodinámica. La corrosión es el ataque que presenta material metálico por reacción con el medio que lo rodea con la consiguiente degradación en sus propiedades. (DAMBORENEA, 1998).

Los metales pueden llegar a disolverse lentamente y llegar a transformarse totalmente en otra especie (corrosión uniforme). Así mismo los metales, bajo ciertas condiciones pueden formar grietas cuando están sujetos simultáneamente a un medio agresivo y a un esfuerzo mecánico moderado (corrosión bajo tensión). También pueden ser atacadas localizadamente en forma de pequeños agujeros profundos que avanzan rápidamente, llegando a perforar gruesas secciones de estructuras metálicas, (corrosión por picado). Los metales también pueden sufrir fatiga con la consecuente pérdida de resistencia, cuando son sometidos a esfuerzos periódicos (corrosión fatiga) o fragilizarse y se inoperantes (fragilidad por hidrogeno). (GENESCA LLONGUERAS, 1994).

### 2.1.2 Clasificación De La Corrosión Según La Naturaleza Química:

**Corrosión Química:** Es la interacción espontánea del metal con el medio corrosivo, en la cual la oxidación del metal y la reducción del componente oxidante del medio corrosivo tienen lugar en un solo acto. Este tipo de corrosión se observa cuando sobre el metal actúan gases secos (el aire, productos de combustión, etc.)

y líquidos no electrolíticos (el petróleo, la gasolina y otros) .Este tipo de corrosión se produce durante la operación de muchos equipos y aparatos (armazones metálicos de los hornos, motores de combustión interna, turbinas de gas, equipos de síntesis de amoníaco y otros sistemas), así como durante muchos procesos de elaboración de los metales (en el calentamiento antes del laminado, estampado, forja y tratamiento térmico). (GIL, 2005)

**Corrosión Electroquímica:** La mayoría de los procesos de corrosión son de naturaleza electroquímica; esto es, una corriente eléctrica que circula entre determinadas zonas de la superficie del metal, conocidas con el nombre de ánodos y cátodos, y a través de un medio o solución llamada electrolito, capaz de conducir dicha corriente, el funcionamiento de esta pila produce la corrosión de las zonas anódicas. Cuando los átomos del ánodo se disuelven para formar iones, los electrones que dejan libres hacen al ánodo negativo con respecto a la solución, sus electrones pasan al cátodo a través del metal conductor y allí neutralizan a los iones positivos. La corrosión, por tanto, está sostenida por procesos simultáneos anódicos y catódicos. (LUGO, 2004).

### **2.1.3 Tipos de Corrosión Según el Ataque de Superficie:**

#### **Corrosión Uniforme:**

Es la forma más común de corrosión. Se caracteriza por una reacción química o electroquímica que ocurre uniformemente sobre toda la superficie metálica expuesta. En este tipo de corrosión no se distinguen áreas en el metal que puedan ser catódicas o anódicas, por lo que ánodos y cátodos son inseparables. Este tipo de corrosión representa la forma en que el 90% de los metales son destruidos. Se conoce como “Corrosión no peligrosa”, ya que es fácilmente detectable y al ocurrir uniformemente en toda la superficie del metal, la vida útil de los equipos o piezas

puede asegurarse fácilmente (se hacen pruebas sumergiendo el metal en el medio corrosivo y anotando la pérdida de peso en función del tiempo). (GIL, 2005)

**Corrosión localizada:** Se limita a una pequeña área y toma la forma de cavidades o porosidades. La corrosión localizada incluye lo que son las picaduras, que resultan en agujeros en el metal y corrosión por grietas. (NACE., 2004)

**Corrosión por Pitting o picadura:** La corrosión por picadura es una forma localizada de la corrosión, se produce cuando las áreas discretas de un material sufren un ataque rápido, mientras que la mayoría de la superficie adyacente permanece prácticamente integra formando cavidades, o "agujeros" en el material. La corrosión por picadura se considera que es más peligrosa que el daño por corrosión uniforme, porque es más difícil de detectar y predecir. Los productos de corrosión a menudo cubren las fosas o cavidades.

**2.1.4 Termodinámica de la Corrosión:** Criterio termodinámico para la factibilidad de ocurrencia de un proceso corrosivo: El estudio de la corrosión es esencialmente el estudio de la naturaleza de reacción del metal con su medio ambiente. La mayoría de los metales bajo condiciones atmosféricas son termodinámicamente inestables. La tendencia de los metales es volver a su estado estable, el cual en naturaleza para ellos es en forma de óxidos, por lo tanto, en modo general se presenta  $\Delta G < 0$ . El valor de  $\Delta G$  en términos electroquímicos puede ser calculado por la siguiente expresión:

$$\Delta G = -nF\Delta E$$

En donde:  $\Delta G$  (El cambio en la función de Gibbs, G: que es la disminución de la energía de un sistema en el que el único trabajo realizado por el sistema es contra una expansión externa constante de presión).  $n$  = números de electrones que

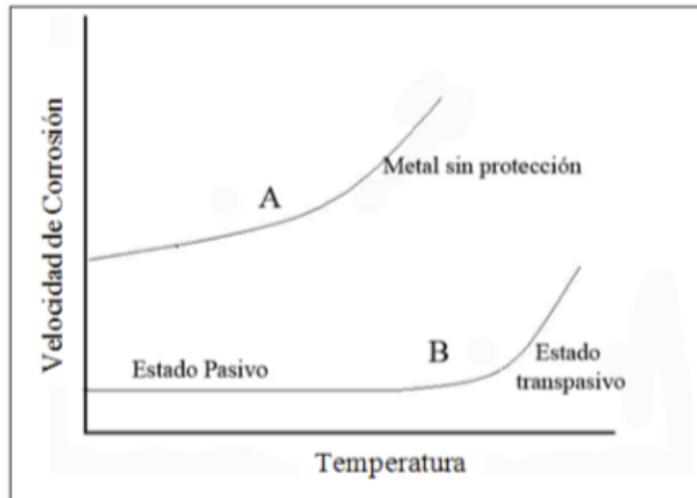
participan en la reacción electroquímica.  $F$  = constante de Faraday.  $\Delta E$  = fuerza electromotriz de la pila.

Si la energía libre de Gibbs es negativa significa una disminución de la energía libre del sistema y muestra la probabilidad de transición al estado iónico en el caso de un metal, la probabilidad es mayor cuando la diferencia es mayor. (La velocidad puede ser muy lenta, muy rápida o intermedia; la termodinámica no da información, pero la cinética sí). Si la energía libre es positiva indica un incremento de la energía libre del sistema, lo que implica que la reacción no se lleva a cabo en esa dirección.

Si la energía libre es IGUAL a cero, se considera equilibrio termodinámico, esto es, NO habrá aumento o disminución en la concentración de los productos de corrosión formados. (GIL, 2005).

**2.1.4 Factores que Influyen en la Corrosión:** Temperatura: La temperatura influye fuertemente en la velocidad de los procesos de Corrosión de los metales. Con el aumento de la temperatura, los procesos de oxidación de los metales tienen lugar mucho más rápidamente. en la ilustración N° 1 vemos que se pueden presentar dos casos, en el caso A, a medida que incrementa la temperatura aumenta la velocidad de corrosión, sin embargo, en el caso B no aumenta la velocidad de corrosión sino hasta cierto punto, observándose este comportamiento en metales que se encuentran en su estado pasivo y pasan a su estado transpasivo donde es fácilmente corroído. (PALACIOS, 1995).

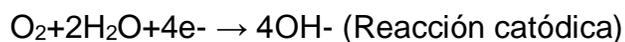
**Ilustración 1 Efecto de la Temperatura Sobre la Velocidad de Corrosión.**



Fuente: Libro de Corrosión. Puerto de la Cruz (PALACIOS, 1995).

Gases disueltos: La influencia de la composición del medio gaseoso sobre la velocidad de la corrosión de los metales es grande, es específica para diferentes metales y varía con la temperatura. La composición del medio gaseoso tiene una gran influencia sobre la velocidad de oxidación del hierro y aceros. Especialmente influyen el oxígeno, los compuestos de azufre y el vapor de agua. (PALACIOS, 1995), (Jimenez, 2015).

Oxígeno: El oxígeno disuelto puede causar corrosión severa aún en bajas concentraciones (desde 0,1ppm) y si hay presencia de CO<sub>2</sub> y/o H<sub>2</sub>S puede incrementar su corrosividad. El oxígeno acelera la corrosión debido a que es un rápido agente oxidante en las reacciones catódicas.



Dióxido de carbono: Cuando el dióxido de carbono se disuelve en agua, esta forma ácido carbónico lo cual disminuye el pH e incrementa la corrosividad del medio.

Sulfuro de hidrógeno: El sulfuro de hidrógeno es soluble en agua a presión y temperatura comunes en las operaciones petroleras y, cuando se disuelve, se comporta como un ácido débil y por lo general causa picaduras.

Ión cloruro: El electrolito más frecuente en la producción de petróleo es el agua, y uno de los iones más comunes en este electrolito es el ión cloruro. El ión cloruro tiene un efecto importante en las reacciones de corrosión y a continuación se nombran algunos de estos efectos:

Los productos de corrosión formados entre el metal y el ión cloruro son muy solubles en agua, en comparación con la herrumbre formada sin iones cloruros. Lo anterior indica que la capa de productos de corrosión formadas en ambientes salinos no tenderá a proteger al metal ya que tiene a disolverse con la humedad condensada y/o el agua presente, exponiendo metal fresco al medio ambiente respectivo. (GIL, 2005).

#### **PH de la solución:**

- Las variaciones en el pH afectan notablemente la velocidad de corrosión de los materiales metálicos.
- En el rango de pH ácidos, menores de 4, el  $\text{Fe}(\text{OH})_3$  se disuelve eliminando la película protectora, que conlleva a un contacto directo del metal con el medio corrosivo acuoso.
- La velocidad de corrosión aumenta puesto que ocurre la despolarización del oxígeno y el hidrógeno evoluciona, todo lo cual conduce a un aumento en la corrosión.

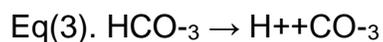
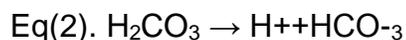
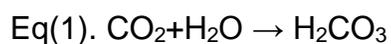
- Para pH mayores de 10, la alcalinidad del ambiente aumenta lo cual conduce a un aumento del pH en la superficie del metal.
- La velocidad de corrosión disminuye debido a que el hierro se pasiva en presencia de álcalis y oxígeno disuelto. A un pH extremadamente alto, el hierro es nuevamente atacado por el fenómeno conocido como rompimiento cáustico. (NALCO / EXXON ENERGY, 2002)

## 2.2 MARCO TEÓRICO – CONCEPTUAL;

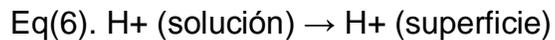
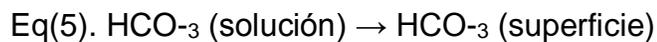
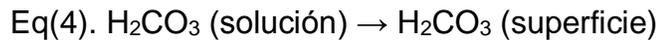
El CO<sub>2</sub> es altamente soluble en agua y reacciona formando un ácido débilmente ionizado, el ácido carbónico (H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>) que se combina con el hierro (ferroso) para formar Siderita (FeCO<sub>3</sub>) que es, tanto un producto de corrosión como una incrustación.

**Mecanismos de reacción:** El mecanismo de corrosión por CO<sub>2</sub> se desarrolla a través de una serie de etapas.

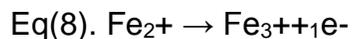
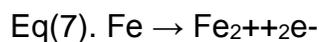
Etapa I: Disolución de CO<sub>2</sub> en agua para la formación de especies químicas que van a tomar parte en la reacción. El CO<sub>2</sub> se disuelve en presencia de agua formando un ácido débil (ácido carbónico), creándose un ambiente sumamente corrosivo. El H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> obtenido sufre una doble disociación formando en primer lugar iones bicarbonato y luego iones carbonatos.



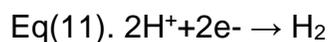
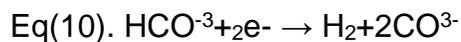
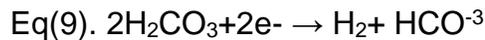
Etapa II: Transporte de los reactantes desde la solución hasta la superficie del metal.



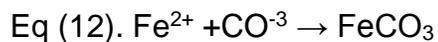
Etapa III: Reacciones electroquímicas (anódicas y catódicas) en la superficie del metal. El hierro de la tubería se oxida (reacción anódica).



Los iones  $\text{H}^+$  disociados se reducen al ganar dos electrones (reacción catódica).



Etapa IV: Se combinan los iones de carbonato producidos con el ion ferroso para finalmente producir carbonato de hierro.



El carbonato de hierro obtenido como producto de corrosión se precipita, depositándose sobre la superficie del metal, donde forma una capa que va proporcionando cierto grado de protección al acero contra una mayor corrosión. Esta capa retarda la velocidad de corrosión cuando no es removida (debido a la acción del flujo) de la superficie del metal. (PALACIOS, 1995)

**2.2.1 Descripción del Daño:** De acuerdo con estudios y observaciones realizados y basados en la configuración del ataque corrosivo en la superficie del metal, en el estado del producto de corrosión y en la tasa de corrosión, clasifican el mecanismo de corrosión por CO<sub>2</sub> dentro de tres tipos básicos:

**Tipo I:** La corrosión es homogénea, ocurre a temperaturas menores de 60 °C (140°F), en donde la disolución del hierro no es muy alta, pequeñas cantidades de FeCO<sub>3</sub>, se forman en la superficie, pero este tiene poca capacidad de adhesión y es arrastrado de la superficie del metal por el fluido en movimiento, pasando a la solución. La mayoría de los carbonatos en este rango de temperatura son estables a un pH por encima de 5, de esta manera los carbonatos formados en solución de pH menor de 5 no contribuyen a la formación de una película estable sobre la superficie del metal.

**Tipo II:** La corrosión es localizada, se define para temperaturas intermedias cercanas a los 100 °C (212°F), en este rango de temperaturas se produce la mayor tasa de corrosión, y se observan picaduras en el metal. Simultáneamente, comienza el crecimiento de cristales de FeCO<sub>3</sub>, sobre la superficie del metal, creándose gran cantidad de sitios de alta y baja densidad electrónica, de esta manera la capa de FeCO<sub>3</sub>, será heterogénea de lento crecimiento y porosa, los poros presentes actuarán como sitios anódicos en el proceso de corrosión, propiciando corrosión localizada.

**Tipo III:** Ocurre a temperaturas relativamente altas, superiores a los 150 °C (302°F), la corrosión disminuye por la formación de una capa delgada, compacta y adherente de FeCO<sub>3</sub>. La velocidad de disolución del hierro y la velocidad de formación del FeCO<sub>3</sub> son altas, de tal manera que la nucleación de cristales de FeCO<sub>3</sub> sobre la superficie es rápida y uniforme. Esto nos indica que la corrosión por CO<sub>2</sub> es controlada por la rápida formación y lenta disolución de esta capa protectora. (PALACIOS, 1995)

**Materiales Afectados:** Acero al Carbono y aceros de baja aleación.

**Factores Críticos:** El aumento de la presión parcial de CO<sub>2</sub> resulta en pH más bajos y mayores tasas de corrosión.

La corrosión ocurre en la fase líquida, a menudo en los lugares donde se condensa el CO<sub>2</sub> de la fase de vapor.

El incremento de la temperatura aumenta la tasa de corrosión hasta el punto en que se vaporiza el CO<sub>2</sub>. (API-RP-571, 2003).

### **2.3 LA PASIVACIÓN DE METALES:**

La pasivación de metales consiste en la formación de una película inerte sobre la superficie de un metal, que lo recubre como si fuera una especie de revestimiento interno aislándolo de la acción de agentes externos corrosivos, este tipo de revestimiento no permite la interacción entre el metal y los agentes externos que fluyen por la tubería con potencial corrosivo, de tal manera que la reacción química o electroquímica se ve reducida o completamente impedida.

De acuerdo con la literatura estos casos se han presentado a lo largo y ancho de las operaciones industriales ocasionado en algunos casos impactos positivos, alargando la vida útil de los metales o impactos negativos donde se presenta alta deposición de películas pasivantes que se convierten en incrustaciones generando obstrucción en la tubería para el flujo de los fluidos.

En el estado de Oklahoma en la planta que trata gas proveniente del pozo OKC-12 se registró presencia de pasivación resultante de precipitación del carburo de hierro a tal punto que se convirtió en una incrustación que genero un aislamiento parcial del contacto de la tubería con el fluido de la formación productora. (Dayalan, 2008).

## 2.4 PLANTA DE GAS DEL CAMPO ORIPAYA:



### 2.4.1 Descripción Básica del Sistema:

**2.4.1.1 Características del Fluido:** En la Tabla 1 se presenta el análisis cromatográfico hasta C13 plus del gas a tratar en la planta caso de estudio.

Tabla 1. Cromatografía de Gas Oripaya.

Componentes	% Molar					
	PVT			LabCRO		
	Cil. 4887	Cil. 4891	Cil. A00587	Cil. 4487cro	Cil. 4891cro	Cil. A00587cro
N2	0.648	0.698	0.606	0.657	0.619	0.623
CO2	9.079	9.387	9.580	9.302	9.290	9.163
C1	89.429	89.066	88.952	89.225	89.276	89.404
C2	0.609	0.607	0.620	0.606	0.606	0.596
C3	0.117	0.121	0.120	0.090	0.087	0.090
i-C4	0.044	0.044	0.044	0.038	0.037	0.038
n-C4	0.022	0.022	0.022	0.019	0.019	0.019
i-C5	0.020	0.020	0.020	0.018	0.018	0.018
n-C5	0.008	0.008	0.008	0.006	0.006	0.006
C6	0.012	0.014	0.012	0.010	0.011	0.010
C7	0.005	0.005	0.005	0.012	0.013	0.013
C8	0.002	0.003	0.003	0.004	0.004	0.004
C9	0.000	0.001	0.001	0.002	0.003	0.003
C10	0.000	0.000	0.000	0.002	0.002	0.002
C11	0.000	0.000	0.000	0.004	0.006	0.008
C12	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
C13+	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Benceno	0.003	0.003	0.003	0.003	0.003	0.003
Tolueno	0.001	0.001	0.002	0.002	0.002	0.002

En la ilustración 2 se determina mediante método S.M 4500 el contenido cloruros presente en el agua del gas del pozo Oripaya 2.

## Ilustración 1. Análisis de Agua PGO.

### INFORME DE LABORATORIO

INFORME N° 1702-0152-4F

Solicitante: LABORATORIO MICROBIOLÓGICO

Dirección: Avda. 0A N°12-05 B.La Playa Edif. Ingrid Cons 213 Tel: 5 715689

Muestras tomadas por: SOLICITANTE

Tipo de Muestra: Agua Cruda

Lugar de muestreo: CONFIPETROL

Protocolo de muestreo: SOLICITANTE

Identificación de la muestra: AGUA CRUDA  
POZO ORIPAYA 2 (172)

Condiciones de la muestra: Refrigerada

### ANÁLISIS FISCOQUÍMICO

ANÁLISIS	MÉTODO	RESULTADOS OBTENIDOS	UNIDADES
CLOURUROS	S.M. 4500 Cl B	1134	mg Cl/L

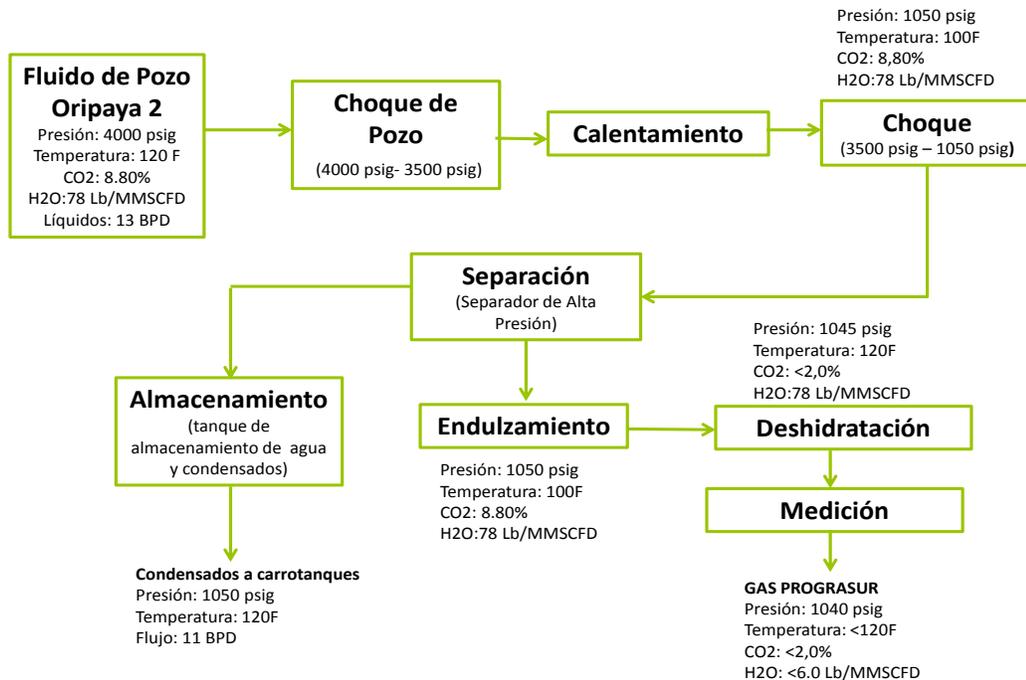
Fuente: Laboratorio Microbiológico Quimiproyectos S.A.S. Muestra de laboratorio para evaluar contenido de sal en agua aportada en el proceso.

Los fluidos de producción procedentes del pozo Oripaya 2 ingresan a la Estación de tratamiento de gas a través de una línea de 3". Inicialmente, el gas del pozo fluye a una presión de alrededor de 3950 psig y pasa por un choke que disminuye su presión hasta 3500 psig. Seguido a esto, el gas se dirige hacia un calentador (CH-1871), el cual cuenta con un choke interno que reduce la presión del gas hasta un valor cercano a 1100 psig. El calentador aumenta la temperatura del gas para evitar la formación de hidratos a la presión de operación. El gas que sale del calentador a una temperatura cercana a 100 °F y una presión de cerca de 1100 psig, se dirige hacia el scrubber (CSEP-1811) en el cual se realiza la separación de los sólidos y los líquidos libres que pueda traer asociados el gas. Los sólidos abandonan el scrubber disueltos en los líquidos libres y se dirigen hacia un sumidero cerrado, de donde después de cierto periodo de tiempo dichos líquidos son retirados para su tratamiento y disposición. La corriente de gas se dirige hacia la unidad de endulzamiento y posteriormente hacia la unidad de deshidratación para su acondicionamiento y finalmente se alinea al gasoducto para su venta. La

Planta de Gas Oripaya (PGO), cuenta con sistemas de alivio, los cuales dirigen el gas hacia la tea en caso de ser necesario. Ver ilustración 3.

La ilustración 3 presenta el diagrama de flujo de la PGO.

**Ilustración 2. Diagrama de Flujo PGO**



Fuente: El Autor.

A continuación, se presenta una descripción de los equipos utilizados en cada una de las secciones de la planta: Calentamiento, Separación, Endulzamiento, Deshidratación y Medición.

- **Calentamiento:** El calentador (CH-1871) es el equipo encargado de mantener la temperatura del gas por encima de la temperatura de formación de hidratos a la presión de operación (1100 psig). El calentador en su interior cuenta con un tubo de fuego, el cual se encuentra sumergido en agua desmineralizada. En el tubo de fuego ocurre la combustión de gas natural suministrado por el sistema de gas

combustible de la planta. Esta combustión genera una energía que se transfiere al agua circundante.

El agua entra en contacto con una serie de tuberías por cuyo interior circula el gas, calentándolo a una temperatura entre 134 y 150 °F, temperatura suficiente para que cuando se produzca la caída de presión de 3500 psig a 1050 psig no se produzca la formación de hidratos.

El gas abandona el calentador y se dirige hacia la sección de separación a una presión de 1050 psig y una temperatura de 100 °F. La Tabla 2 presenta las características del calentador.

**Tabla 2. Características Calentador**

Parámetro	Valor
Dimensiones	30" OD * 10' L
Capacidad	5 MMSCFD gas y 50 BPD de líquidos no asociados
Carga Térmica	500000 BTU/hr
Presión de Operación	1800 g

- **Separación:** En la sección de separación se encuentra el Scrubber (CSEP-1811), cuya función es separar los sólidos y líquidos libres que fluyen asociados al gas.

El gas proveniente del calentador ingresa al Scrubber (ver Ilustración 4), choca tangencialmente contra una platina deflectora que provoca que por cambio brusco

de dirección las partículas líquidas que el gas trae asociadas se separen y caigan por efecto de la gravedad. La corriente de gas asciende y sale por la parte superior, pasando previamente por un Demister que provoca la separación de las partículas líquidas que no fueron removidas por acción de la platina y que aún están presentes a las condiciones de presión y temperatura de la vasija.

Los líquidos separados, caen al fondo del scrubber, donde se acumulan y salen mediante el accionamiento de una válvula automática que actúa de acuerdo con los switch's de nivel que tiene la vasija.

**Ilustración 3. Vista interna Scrubber (CSEP-1811)**



Fuente: Manual del fabricante.

La Tabla 3 presenta las características del Scrubber.

**Tabla 3. Características Separador de Alta Presión (Scrubber)**

Parámetro	Valor
Dimensiones	56" ID x 180" WL-WL (6.5 m apx. De Altura)
Capacidad	15 MMSCFD <sup>2</sup>
Temperatura de diseño	110 °F
MAOP	1250 psig

El scrubber cuenta con válvulas motorizadas que pueden operar de manera manual motorizada o actuador mecánico (volanta), las cuales permite o restringen el flujo de gas dependiendo de los valores de presión que se tengan en el sistema. Adicionalmente, el scrubber cuenta con válvulas de control de nivel que actúan de manera manual (válvula bola), una válvula manual de despresurización en caso de emergencia (BDV-1103), la cual dirige el flujo hacia la tea y dos (2) válvulas de seguridad (sets: 1200 y 1250 psig) y una (1) válvula de control de presión (set: 1170 psig), las cuales dirigen el flujo de gas hacia la tea en caso de que la presión del sistema supere el set point establecido para cada una.

### **UNIDAD DE ENDULZAMIENTO DE GAS CSKD-1871A**

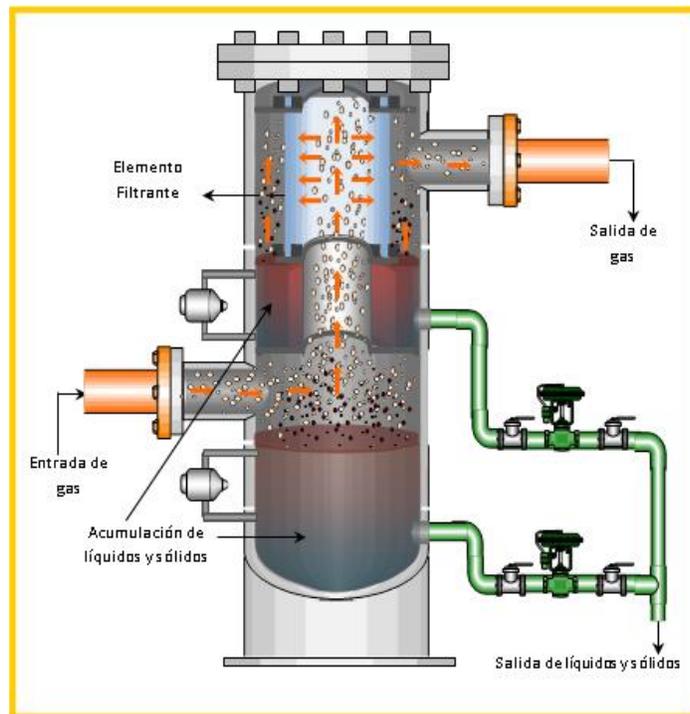
La función de esta unidad es reducir el contenido molar de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S a un valor menor de 2% y 4 ppm, respectivamente.

El gas proveniente del Scrubber, entra a la unidad por el Filtro Separador de Entrada (F-0701). El gas ingresa por la parte media-inferior del filtro y sale por la parte superior (Ilustración 5). Este filtro se encarga de retirar de la corriente de gas

---

los líquidos y sólidos presentes mayores a 1 micra, los cuales son acumulados en el fondo de la vasija y en la parte inferior del medio filtrante y salen hacia la cajilla de drenaje, a través de válvulas controladoras de nivel, que actúan de acuerdo a los settings de alto y bajo nivel.

**Ilustración 4. Vista interna filtro de sólidos y líquidos Planta Extractora de CO<sub>2</sub>**

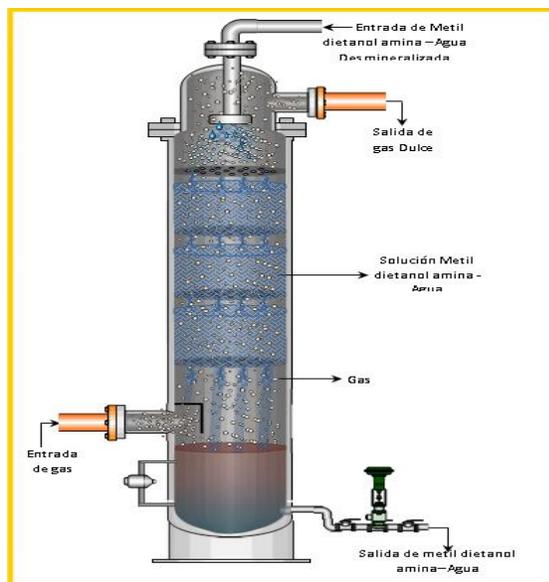


Fuente: Manual del fabricante.

Cuando el gas sale del Filtro Separador de Entrada, se dirige hacia la Torre Contactora de Amina (T-0701), pasando previamente por un medidor de flujo. La presión de operación de la torre Contactora es de 1050 psig. A esta torre, el gas ingresa por la parte inferior, choca contra una placa deflectora y asciende a través de un lecho empacutado aleatoriamente de 12 ft de longitud (Ilustración 6). En contra corriente al gas, fluye una solución acuosa al 50% en peso de metil dietanol amina reformulada (Amina pobre, bajo contenido de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S), que en contacto

íntimo con el gas absorbe el  $\text{CO}_2$  y el  $\text{H}_2\text{S}$ , permitiendo obtener un gas a la salida de la torre con un porcentaje de  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$  mínimo y con pequeñas trazas de la solución de metil dietanol amina – agua desmineralizada. La amina se va acumulando en el fondo de la Torre y sale de ésta a través de una válvula controladora de nivel que actúa de acuerdo a los settings de alto y bajo nivel y a la señal de un transmisor de nivel total. La solución de amina se dirige hacia el Flash Tank (V-0301) que hace parte de los equipos de la unidad de regeneración de amina. La amina que sale de la torre contactora hacia el Flash Tank, se denomina amina rica, por su contenido de  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$ .

**Ilustración 5. Vista interna Torre Contactora de Amina - Planta Extractora de  $\text{CO}_2$**

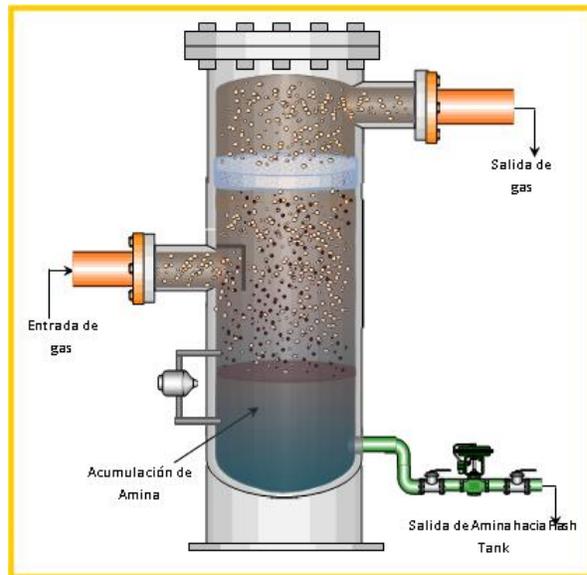


Fuente: Manual del fabricante.

Para retirar las trazas de amina arrastradas por el gas, después de salir de la Torre Contactora, éste pasa por un Separador de Salida (V-0701), que mediante un Demister, separa los líquidos (Solución metil dietanol amina - Agua desmineralizada) del gas, los cuales caen al fondo de la vasija (ver

ilustración 7) y se evacúan hacia el Flash Tank mediante una válvula controladora de nivel que actúa de acuerdo a los settings de alto y bajo nivel.

**Ilustración 6. Vista interna de Amina Planta Extractora de CO<sub>2</sub>**

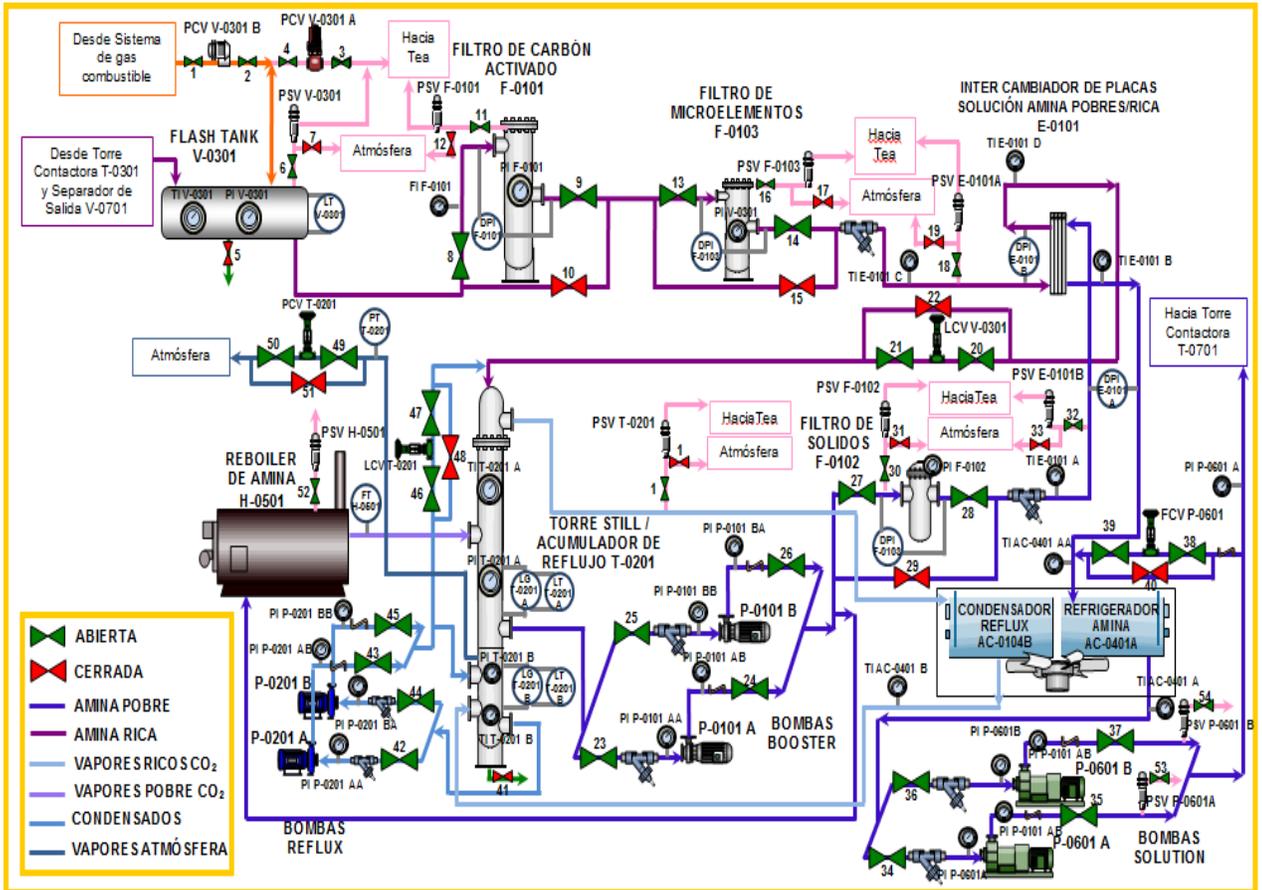


Fuente: Manual del fabricante.

### **UNIDAD DE REGENERACIÓN DE AMINA CSKD-1871B**

La función de la unidad de regeneración de amina es la eliminación del CO<sub>2</sub> retirado a la corriente de gas en la solución de amina-agua. (Ver ilustración 8).

**Ilustración 7. Vista interna de Amina Planta Extractora de CO<sub>2</sub>.**



Fuente: El Autor.

La amina rica (con alto contenido de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S) que sale de la Torre Contactora de Amina y el Separador de Salida, ingresa al Flash Tank por la parte superior a una presión cercana a 100 psig y sale por la parte inferior del otro extremo (P: 100 psig, T: 160 °F).

En el Flash Tank la presión se mantiene mediante dos válvulas reguladoras de presión, situadas en la parte superior de la vasija, una de ellas permite la entrada de gas blanket procedente del sistema de gas combustible, para mantener la presión en la vasija y la otra controla la presión de la vasija permitiendo la salida hacia la Tea de parte del gas blanket y de parte del metano, el CO<sub>2</sub> y el H<sub>2</sub>S absorbidos por la amina.

Luego del Flash Tank, la amina rica fluye hacia un Filtro de Carbón Activado que se encarga de retirarle los hidrocarburos disueltos y contaminantes, ayudando a prevenir y reducir la formación de espuma en la Torre Contactora, la cual puede afectar la absorción del  $\text{CO}_2$  y el  $\text{H}_2\text{S}$  por parte de la solución de amina pobre. Seguido al filtro de carbón activado se encuentra un Filtro de Micro-elementos que se encarga de retirarle los sólidos y cualquier partícula contaminante de 25-50 micras que pueda estar presente. Después del filtro de micro-elementos la amina rica se dirige hacia el lado rico del intercambiador de placas de amina rica/pobre, donde es precalentada.

Una vez la amina sale del intercambiador de placas, la amina rica fluye hacia la cima de la Torre Still, donde desciende a través de un lecho empaquetado aleatoriamente y por el cual, en contracorriente fluye un vapor compuesto por agua,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  y trazas de amina, proveniente del rehervidor. El contacto íntimo de estas 2 corrientes promueve la desorción del  $\text{CO}_2$  y el  $\text{H}_2\text{S}$  desde la fase líquida hacia la fase vapor. La presión de operación de esta torre debe estar en el rango de 10 a 14 psig.

La corriente de vapor llega a la cima de la torre Still y se alinea hacia un Aero-enfriador, en donde fluye por unos bancos de tubos que están en contacto con aire del medio ambiente impulsado por medio de un ventilador. La temperatura de estos vapores desciende a un valor cercano a 90 °F, el agua se condensa y el  $\text{CO}_2$  y el  $\text{H}_2\text{S}$  permanecen en estado gaseoso.

La corriente que sale del Aero-enfriador es una mezcla líquido/gas, la cual se dirige hacia el tanque de reflujó, en donde por medio de una válvula de control de presión se alinean los gases hacia el sistema de Tea y mediante una válvula de control de nivel y un juego de bombas se dirige el líquido hacia la cima de la torre Still (la línea de descarga de las bombas se une con la línea de amina rica

proveniente del intercambiador de placas y desde ese punto llega una sola línea hasta la cima de la torre Still).

La corriente de líquido desciende hasta el fondo de la torre en donde alcanza una carga acida de 0,004 mol/mol y se denomina amina pobre. Desde el fondeo de la torre Still la amina pobre se dirige hacia la succión de las bombas booster. La corriente de descarga de las bombas booster (P: 60 psi, T: 250 °F) se divide en 2, una parte se alinea hacia el rehervidor de la torre Still (aquí se produce el vapor que fluye en contracorriente a la amina rica en el interior de la torre Still) y otra parte se alinea hacia un filtro delgado de sólidos (F-0102) que remueve de la corriente partículas de 25-50 micras. Desde el filtro, la amina pobre se dirige hacia el intercambiador de placas.

En el intercambiador de placas la corriente de amina pobre intercambia energía con la corriente de amina rica, aprovechándose así el hecho de que la corriente de amina rica debe entrar lo más caliente posible a la torre Still y la corriente de amina pobre debe dirigirse a una temperatura baja hacia la torre contactora. Al salir del intercambiador de placas, la amina pobre se dirige hacia un aerofriador (el mismo que enfría la corriente de vapores de cima de la torre Still) donde, por la acción forzada de aire a condiciones ambiente, se reduce la temperatura a 140° F. De éste aerofriador, la amina pobre atraviesa un Strainer y entra en la succión de las bombas Solution, las cuales descargan la amina pobre a 25 gpm y una presión cercana a 1100 psig hacia la cima de la Torre Contactora, en la unidad de endulzamiento.

En la siguiente Tabla (Tabla 4) se presentan los equipos que componen la sección de endulzamiento de acuerdo a la necesidad del sistema.

**Tabla 4. Equipos unidad de Endulzamiento.**

<b>Equipo</b>	<b>Características</b>
<b>Endulzamiento CSKD-1871<sup>a</sup></b>	
Filtro Separador Vertical F-001	Dimensiones: 18" OD x 7'-5" F/S MAWP: 1440 psi @ 130 °F
Torre contactora de amina T-0701	Dimensiones: 18" OD x 30' S/S MAWP: 1140 psi
Scrubber de Amina V-0701	Dimensiones: 24" OD x 9' -5" F/S MAWP: 1440 psi @ 130 °F
Flash Tank de Amina V-0301	Dimensiones: 18" OD x 10' F/S MAWP: 150 psi @ 300 °F
<b>Regeneración de amina CSCK-1871B</b>	
Torre Acumuladora (Still /Reflux)	Dimensiones: 16" OD x 51'-1/8" S/S MAWP: 150 psi @ 300 °F
Filtro de carbón activado F-0101	Dimensiones: 18" OD x 6' S/S MAWP: 150 psi @ 300 °F
Bombas Booster P-0101 A/B	Tipo: Centrifugas Horizontales Capacidad: 100gpm Cabeza: 130 ft
Calentador H-0501	Duty: 2MM BTU/hr MAWP: 200 psi @ 300 °F
Filtros de solidos F-0102/03	Dimensiones: 8.625" OD x 5'-1 1/2" S/S MAWP: 150 psi @ 500 °F
Intercambiador de placas E-0101	Dimensiones: 5/16" / 1 1/4" MAWP: 150 psi @ 284 °F
Bombas de Reflujo P-0201 A/B	Tipo: Centrifugas Horizontales Capacidad: 25 gpm
Cooler de amina AC-0401 A	Haz de 76 tubos, 4 pasos MAWP: 150 psi

Equipo	Características
Bombas de Solución P-0601 A/B	Tipo: Desplazamiento positivo de engranes Potencia: 30 HP

Como sistema de protección las vasijas de la sección de endulzamiento (Filtros y separadores) cuentan con válvulas de seguridad que actúan cuando la presión en estas vasijas supera los límites a los cuales están seteadas, permitiendo el alivio de presión hacia la Tea. Cuando la presión se restablece, estas válvulas vuelven a su posición de cierre, cortando el flujo hacia la Tea.

### **UNIDAD DE DESHIDRATACIÓN CSKD-1872**

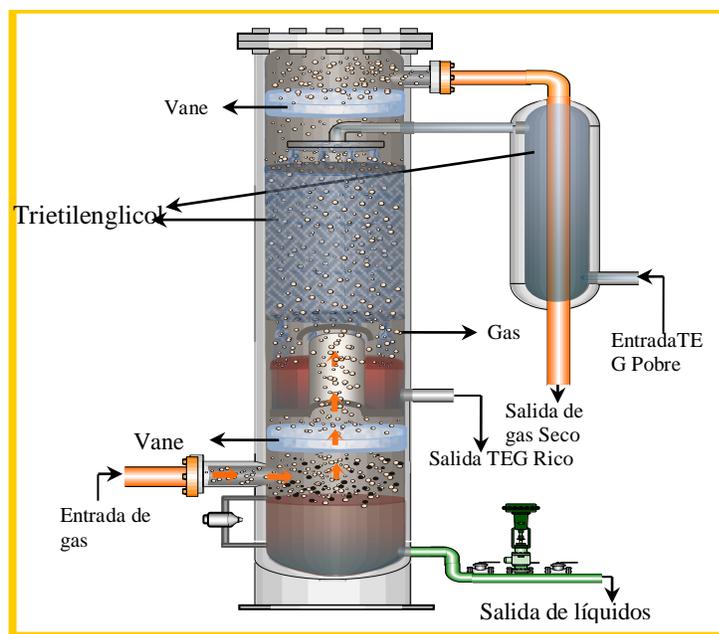
Tiene como función reducir el contenido de agua en el gas hasta una concentración máximo de 6 lb/MMSCFD. El gas que sale de la Planta Extractora de CO<sub>2</sub> ingresa a la parte inferior de la Columna de Absorción, donde se separan los líquidos que pueda tener presentes, los cuales caen al fondo y son evacuados a través de una válvula controladora de nivel que los envía hacia una cajilla de recolección de drenajes. Posteriormente, el gas asciende, atraviesa un eliminador de neblina tipo Vane e ingresa a la zona de absorción empaquetada tipo estructurada, donde se pone en contacto íntimo con la solución de Trietilenglicol (Glicol pobre) que le remueve, por absorción, el vapor de agua y lo deja con un contenido de agua menor a 6 lb/MMSCF (Valor establecido por el RUT).

Después, el gas pasa a través de otro eliminador de neblina tipo vane donde se separan las pequeñas gotas de glicol que puedan ser arrastradas y sale hacia el Intercambiador Gas Seco/TEG donde intercambia calor con el Glicol pobre que ingresa a la Columna fluye en contra corriente al gas. El intercambiador de calor Gas Seco/Glicol Pobre garantiza que el Glicol siempre ingrese a la Columna a una temperatura superior a la del Gas Seco que sale de ésta, evitando la posible

condensación, por enfriamiento de los componentes pesados del gas, que contaminan el Glicol.

El Glicol Pobre ingresa al intercambiador de calor Gas Seco/Glicol Pobre a una temperatura de 220° F y disminuye a 134 cuando sale de éste, ingresa a la columna por la parte superior, absorbe la humedad del gas, cae al plato de chimenea (zona inferior de la parte empaquetada de la columna) y sale como Glicol Rico, a una temperatura de 124° F, a través de un filtro, hacia el extremo de potencia de las bombas que utilizan este Glicol Rico de alta presión como fuente de potencia. (Ver ilustración 9).

**Ilustración 8. Vista interna Columna de Absorción Planta Deshidratadora**

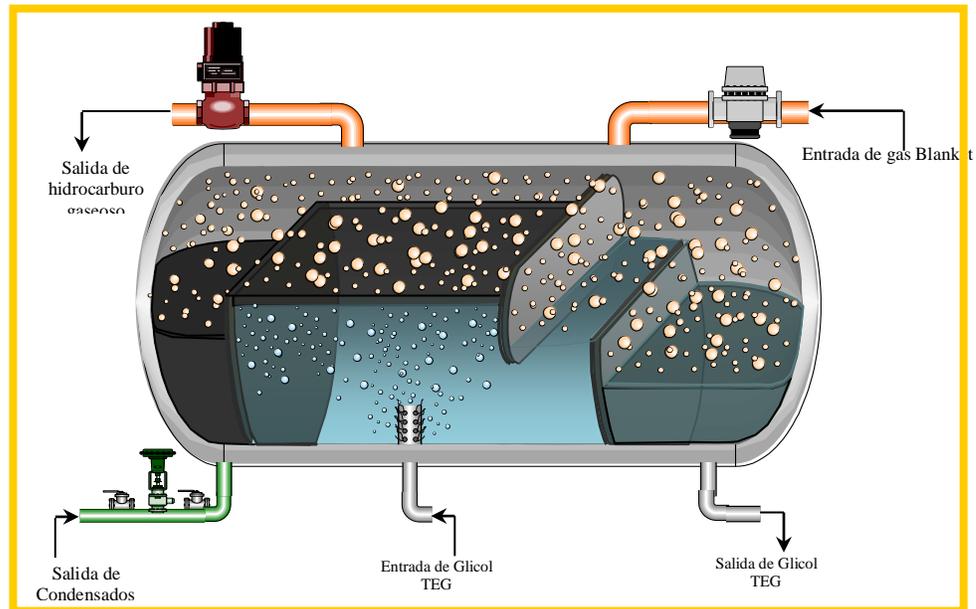


Fuente: Manual del fabricante.

De las bombas, el TEG rico sale a una presión de aproximadamente 75 psi hacia la zona de Regeneración de Glicol, pasando inicialmente al Intercambiador X-B31,

donde es precalentado a alrededor de 145° F a través del intercambio de calor que realiza con el vapor de agua y trazas de Glicol que provienen desde la parte inferior de la Columna Stripping y se envía hacia el Separador Trifásico V-B01 (ver ilustración 10), ingresando por la parte inferior. Aquí, los hidrocarburos livianos que pueden ser arrastrados por la corriente de Glicol rico en la Columna de Absorción son evaporados y fluyen, mediante una válvula reguladora de presión, hacia la Tea que mantiene 75 psi de presión en la vasija; los hidrocarburos pesados, que condensan, por ser más livianos que el Glicol, ascienden y pasan a través de un baffle de rebalse a uno de los extremos de la vasija, saliendo de ésta a través de una válvula reguladora de nivel, hacia las cajillas de drenaje. Cuando la presión en la vasija es menor a 75 psi, se dispone de otra válvula controladora de presión, que permite el ingreso de gas combustible, para mantener este valor constante. El Glicol rico, pasa por un baffle de rebalse al otro extremo de la vasija y fluye hacia dos filtros.

**Ilustración 9. Vista interna Separador Trifásico Planta Deshidratadora.**



Fuente: Manual del fabricante

El primer filtro (Filtro F-B20), es un filtro de malla que se encarga de retirar de la corriente de Glicol rico, las partículas sólidas, que pueda llevar consigo de hasta 5 micrones de tamaño, en tanto que el segundo, de carbón activado (Filtro F-B21), retira las trazas de hidrocarburos que aún estén presentes en la corriente.

Luego de los filtros, el Glicol rico fluye hacia el intercambiador de calor Glicol rico/Glicol pobre X-A30, donde se precalienta a una temperatura aproximada de 320° F e ingresa, mediante una válvula controladora de nivel que actúa de acuerdo al nivel de Glicol presente en el Separador Trifásico, a la parte inferior de la Columna de Stripping, fluye hacia el cuerpo principal del Reboiler V-B00 que opera a presión atmosférica, donde por medio del proceso de calentamiento de ésta vasija, que se encuentra a una temperatura constante de 390° F, el agua absorbida por el Glicol, es evaporada y sale, hacia la atmósfera, por la parte superior de la columna de Stripping pasando previamente por la zona rellena y el eliminador de niebla tipo Demister de ésta columna, que contribuyen a la reducción de las pérdidas de Glicol. El Glicol regenerado (Glicol pobre), sale por un extremo del Reboiler a 390° F de temperatura hacia el Intercambiador de calor X-A30, donde es enfriado mediante intercambio térmico con la corriente de Glicol rico, a una temperatura de 220° F y posteriormente fluye a la succión de las Bombas de TEG P-A40 A ó B que lo comprimen a una presión entre 700 y 1400 psi y lo envían al Intercambiador de Gas seco/Glicol pobre X-A31, para que posteriormente ingrese a la Columna de Absorción, completando así el ciclo de regeneración de Glicol.

El calor del Reboiler es suministrado por un calentador a fuego directo, que transmite el calor hacia la masa de Glicol acumulado en el cuerpo principal de esta vasija, a través de un tubo de fuego, en el que está instalado un quemador tipo tiro natural.

**Tabla 5. Equipos unidad de Deshidratación.**

Equipo	Características
Columna de absorción C-A10	Dimensiones: 24" OD x 9550 mm S/S MAWP: 1400 psi @ 160 °F
Separador Trifásico V-B01	Dimensiones: 24" OD x 2500 mm S/S MAWP: 150 psi @ 200 °F
Calentador V-B00	Duty: 400.000 BTU/hr Dimensiones: 30" OD x 4750 mm S/S MAWP: atm @ 550 °F
Filtro de carbón activado F-B21	Dimensiones: 8 5/8" OD x 1500 mm H MAWP: 150 psi @ 200 °F
Filtros de solidos F-B20	Dimensiones: 8 5/8" OD x 1500 mm H MAWP: 150 psi @ 200 °F
Bombas de glicol	Tipo: Desplazamiento positivo de doble efecto Capacidad: 450 GPH Presión de descarga: 1500 psig.
Intercambiador tipo Horquilla X – A30	Superficie de intercambio: 280 ft <sup>2</sup> Tipo: Coraza y tubos (Horquilla)

- **Knock Out Drum CD-1851:** Es una vasija previa al sistema de tea encargado de eliminar los líquidos en la corriente de gas debido a condensación por disminución de Presión y Temperatura. Todos los venteos provenientes de equipos y líneas de gas de proceso serán enviados hasta un tanque K.O.Drum desde el cabezal de alivio, para la posterior quema de los gases en la tea y disposición de los líquidos por medio del sistema de bombeo al tanque sumidero CTK-1861 A/B de la Planta de gas Oripaya.

**Tabla 6. Características KO Drum**

Parámetro			Valor
Tipo			Horizontal Bifásico
Capacidad			5 MMSCFD / 50 BPD
Dimensiones			38" OD x 9'- 6" L
Presión de Operación			61 psig
Temperatura de Operación			111 psig

- **Tea para quema de gas de alivios CTEA-1851:** La Planta de gas Oripaya dispone de una tea diseñada con capacidad para quemar el flujo máximo de relevo que corresponde a 5 MMSCFD provenientes del K.O.Drum, previa separación de líquidos.

**Tabla 7. Características de la Tea.**

Parámetro	Valor
Capacidad	5 MMSCFD
Dimensiones	4" OD x 80' H

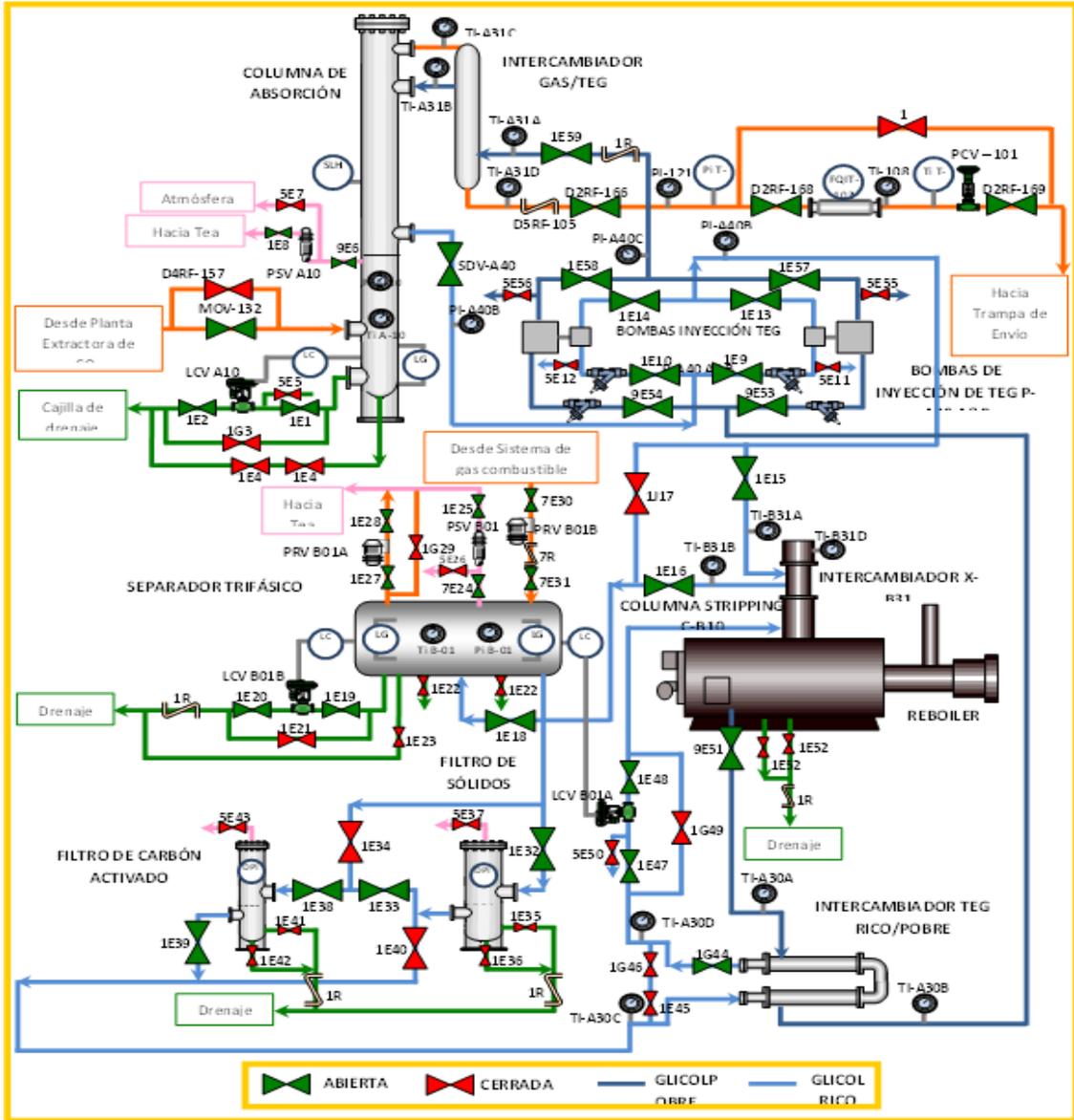
- **Tanques de almacenamiento de condensados provenientes del scrubber, plantas de tratamiento y KOD CP-1861 A/B:** La planta de gas Oripaya cuenta con dos tanques sumidero de condensados atmosféricos, estos tanques se ubicarán en una de las piscinas existentes en la locación, enterrados y cada uno cuenta con una bomba vertical centrífuga de sumidero.

Los condensados del separador bifásico, el paquete de endulzamiento y de regeneración de amina, el paquete de deshidratación y de las bombas K.O drum, son conducidos mediante un sistema cerrado de drenajes hasta los tanques sumidero, los cuales cuentan con un medidor de nivel que envían alarmas por nivel: alto-alto, alto, bajo y bajo-bajo, cuando se detecte bajo - bajo nivel en cualquiera de los tanques la operación de las bombas de sumidero será suspendida automáticamente.

**Tabla 8. Características Tanques de Condensados.**

Parámetro	Valor
Tipo	Horizontal
Capacidad	250 Bbl
Dimensiones	6' 7" OD x 39'- 6" L
Presión de Operación	Atm
Temperatura de Operación	110 psig

Ilustración 10. Diagrama general del Proceso.



Fuente: El autor.

#### **2.4.2 Sistemas de Protección:**

- Protecciones en cabeza de pozo.
- En la línea de gas de pozo hacia el calentador se cuenta con la válvula master hidráulica del árbol del pozo que cierra por alta alta y baja baja presión aguas abajo 4000-800 psig, por diferencial de presión en la misma, Luego del calentador, donde se encuentra el segundo choque, se cuenta con la PSV-7101 que libera presión con un set @1240 psig por sobrepresión aguas arriba.
- En el Scrubber se cuenta con dos PSV-1101/02 ubicadas en la parte superior del equipo para liberar presión y proteger integralmente el equipo, el set de estas es @1250 psig.
- En la línea de las bombas de condensados desde los tanques sumideros hacia carro tanque se cuenta con la TRV-6101 para alivio de presión con un set de 230 psig.
- En la línea de gas combustible, a continuación de las válvulas auto reguladoras de presión, se cuenta con la PSV-9102 que libera presión con un set de 175 psig.

#### **2.4.3 Lazos de Control:**

- La PV-7101B ubicada en la línea de gas hacia tea controla la presión en el cabezal de gas desde el Scrubber en un set de 1180 psig de acuerdo a la señal del PIT-7101 y del controlador PC1
- El nivel de condensados dentro del KOD CD-1851 se regula por medio del encendido y apagado de las bombas CP-1851 A/B manual, un alto nivel de 29.5 in enciende una bomba de modo manual de acuerdo a la señal del LIT-5101, un alto alto nivel establecido en 32.5 in enciende la segunda bomba de modo manual de acuerdo a la señal del switch LSHH-5101. Un alto – alto nivel

significa un riesgo de rebose del fluido por los cuellos de ganso pudiendo ocasionar problemas ambientales y un bajo – bajo nivel representa un riesgo de integridad de las bombas debido a que pueden cavitarse y ocasionar problemas desgaste prematuro en sus componentes internos.

- Los niveles de los sumideros se visualizan en campo en el transmisor de nivel

### **3. EVALUACIÓN DE LA CORROSIÓN EN LA PLANTA DE GAS MEDIANTE PRUEBAS DE LABORATORIO**

En este capítulo se describirán las diferentes técnicas utilizadas para determinar los análisis de integridad de la planta de gas de Oripaya (PGO) y la composición metalográfica de las muestras analizadas explicando brevemente los equipos y procedimiento realizados para determinar el comportamiento de la corrosión en los equipos de la planta y poder definir si realmente existe algún mecanismo pasivación presente en la muestras analizadas que este generando un impacto positivo en la velocidad de corrosión de la planta.

#### **3.1 DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO:**

**3.1.1 Descripción del Ensayo de Inspección Visual:** Este análisis busca determinar principalmente características a nivel macroscópico relacionadas con las características morfológicas de la superficie externa en busca de distorsiones, incrustaciones o deformaciones críticas de las láminas, fisuras, grietas, poros, indicaciones relevantes. La evaluación se desarrolla en condiciones de iluminación y humedad adecuadas.

Durante la evaluación el analista se vale de instrumentos como son; observación visual, luminosidad controlada y lupas para realizar la evaluación a escala macroscópica.

**3.1.2 Descripción del Ensayo de Líquidos Penetrantes:** La inspección por líquidos penetrantes es utilizada para encontrar discontinuidades abiertas a la superficie en un sólido, especialmente en materiales no porosos. Las indicaciones de agrietamiento pueden encontrarse independientemente del tamaño, configuración, estructura interna y composición química de la pieza inspeccionada, como también de la orientación de la grieta. La inspección por líquidos penetrantes depende principalmente de la habilidad del líquido de penetrar y mojar efectivamente la pieza. El fluido forma sobre la superficie de la pieza una capa continua y uniforme que lo cubre; el fluido migra dentro de las cavidades abiertas a la superficie. Las cavidades de interés son usualmente muy pequeñas; a menudo invisibles al ojo humano. La habilidad del líquido para que fluya sobre la superficie y penetre una cavidad depende principalmente de: limpieza de la superficie, configuración de la cavidad, tamaño de la cavidad, tensión superficial del líquido y mojabilidad. La técnica utilizada es penetrante soluble en agua y revelador suspendido en solvente acuoso.

Este ensayo se realiza bajo las especificaciones técnicas del código ASME Boiler & Pressure Vessel Code SEC V Article 6:2010 “Liquid Penetrant Examination” y el procedimiento técnico de ensayo UST-LIM-I-052 “Instructivo de ensayo para Líquidos Penetrantes”.

La inspección por líquidos penetrantes se realiza bajo las condiciones de operación como se observa en la Tabla 9.

**Tabla 9. Condiciones de operación ensayo líquidos penetrantes.**

Tipo de Limpiador	Spotcheck SKC-S
Tipo de Penetrante	Spotchek SKL-WP
Aplicación	Aeroso
Tiempo de Penetración	15 minutos
Remoción del penetrante	Papel absorbente

Tipo de Revelador	Spotchek SKD-S2
Aplicación	Aeroso

**3.1.3 Descripción del Ensayo de Medición de Espesores por Ultrasonido:** La prueba de medición de espesores por Ultrasonido (UT) es un procedimiento de inspección no destructiva de tipo mecánico, que se basa en la propiedad de impedancia acústica de los materiales, la que se manifiesta como el producto de la velocidad máxima de propagación del sonido entre la densidad de un material. Para ello se coloca sobre la superficie del material o elemento a inspeccionar un palpador, mediante este elemento se hacen pasar ondas a alta frecuencia, que son transmitidas al material, y al circular estas ondas sobre la superficie inician a propagarse sobre la superficie próxima al alcance y nivel de penetración de las ondas (Esto previamente calibrado sobre el equipo), en cada discontinuidad, defecto localizado o simplemente espesor del material, estas ondas son reflejadas y recibidas por el palpador para finalmente ser mostradas y medidas en el equipo de realización de esta prueba.

La medición de espesores por ultrasonido se realiza de acuerdo con las especificaciones técnicas de la norma ASTM E 797 - 2010 “Standard Practice for Measuring Thickness by Manual Ultrasonic Pulse.

Echo Contact Method” y el procedimiento técnico de ensayo UST-LIM-I-055 “Instructivo de Ensayo de Espesores por Ultrasonido”.

Para la medición de espesores de pared por ultrasonido se utilizó el equipo de ultrasonido portátil marca General Electric y el equipo marca Panametrics, utilizando las condiciones de operación como se presentan en la Tabla 10.

**Tabla 10. Condiciones de operación medición de espesores por ultrasonido.**

Palpador	DA 512	Panametrics D 790 SM
Patrón de referencia	Escalonado de acero al carbono AISI SAE 1020	Escalonado de acero al carbono AISI SAE 1020
Velocidad (m/s)	4805 m/s	4913 m/s

**3.1.4 Medición directa de la velocidad de corrosión:** Se realiza mediante la exposición periódica de cupones en las líneas de transporte para calcular la velocidad de corrosión basada en la pérdida de metal. En la línea se instalan cupones de corrosión de un material (acero al carbono) igual o similar a la línea o equipo en el cual se quiere censar la velocidad de corrosión, estos cupones están previamente dimensionados y medidos con el propósito de determinar la velocidad de corrosión después de un tiempo determinado de tiempo de exposición.

**3.1.5 Microscopía Electrónica de Barrido (SEM):** Este análisis se utiliza para la observación tridimensional de imágenes de alta resolución, análisis de superficie a altas magnificaciones de materiales orgánicos e inorgánicos suministrando una amplia información de relieve, textura, tamaño y forma de grano, y composición química (EDS); es una herramienta para caracterización microestructural de materiales metalúrgicos, materiales cerámicos, materiales compuestos, semiconductores, polímeros y minerales, y en ciencias biomédicas y análisis forenses (Andes, 2010). Para este caso de estudio se utiliza básicamente para conocer la composición química del material y comprobación de la hipótesis del proyecto para determinar si existe presencia de carburo de hierro en la composición del material.

El instrumento utilizado para este análisis es un Microscopio Tescan Vega 3 SB, el cual opera con un filamento de tungsteno a voltajes de aceleración de los 50 electrones desde 200V hasta 30kV y vacíos de 0,009 Pa a 2000 Pa. El microscopio posee actualmente tres detectores: electrones secundarios (SE),

electrones retrodispersados (BSE) para observación de imágenes y de espectroscopía de rayos X por energía dispersiva (EDX) para análisis elemental, el cual logra una resolución en la imagen de 3 nm. (VEGA, 2012). A continuación en la ilustración 12 se muestra el microscopio de barrido electrónico utilizado para realizar el SEM - EDS

**Ilustración 11. Microscopio de Barrido Electrónico.**



*Fuente: Fotografía tomada de laboratorio de integridad UNAL. Microscopio Tescan Vega 3 SB.*

**3.1.6 Preparación de la Muestra metalográfica:**

El proceso de preparación o muestra metalográfica consiste en el cortado, encapsulamiento, lijado, pulido y ataque.

**Cortado:** El cortado debe hacerse en forma transversal para poder observar los cambios microestructurales que haya sufrido la pieza de acuerdo con las dimensiones permitidas por el equipo para este paso se utilizó una cortadora metalográfica estándar. Ver ilustración 13.

**Ilustración 12 Cortadora Metalográfica.**



*Fuente: Fotografía tomada del manual del fabricante Buehler. Banco de Corte Abrasimet 250.*

**Encapsulamiento:** Para el encapsulamiento se utilizó una resina epoxica con el ánimo de garantizar que al pulir las muestras estas no pierdan sus fronteras, para realizar este proceso se realiza mediante una encapsuladora metalográfica. Ver ilustración 14.

### Ilustración 13 Encapsuladora Metalografica



*Fuente: Fotografía tomada del manual del fabricante Cientec. Prensa de Montaje Terapress TP7001B*

**Lijado:** Consiste en realizar un lijado uniforme en la muestra de estudio en una única dirección alternado los tipos de lija asegurando la eliminación de rayones e imperfecciones.

**Pulido:** El pulido debe realizarse utilizando un material abrasivo muy fino y se debe lubricar constantemente durante el proceso para garantizar el mejor acabado de la pieza.

**Ataque:** Es la aplicación de un ácido en la superficie de la muestra para revelar las estructuras microscópicas del metal.

## 3.2 RESULTADO Y ANÁLISIS:

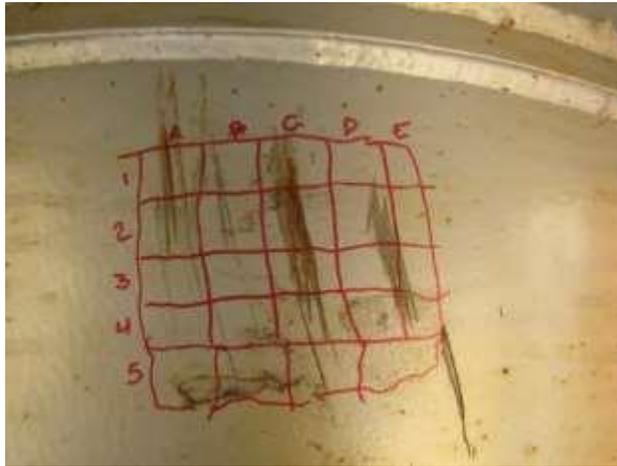
**3.2.1 Resultados Inspección Visual:** Durante la inspección visual realizada a la superficie externa de los equipos estáticos y líneas de proceso no se evidenciaron indicaciones de corrosión por picado, deformaciones o grietas o daños mecánicos, a excepción de una entalla en el tambor KOD. Ver Ilustración 15 y 16, donde se puede apreciar un leve picado en la superficie externa junto al entallado mecánico, el diagrama realizado a mano alzada en la superficie externa de la tapa del costado derecho fue realizada para indicar los puntos específicos de la medición realizada por el método de “Scan A” debido a que en esa zona se encontró un picado exterior leve.

**Ilustración 14. Tambor KOD; entalla mecánica ubicada en posición horaria 6.**



*Fuente: Informe de apoyo suministrado por COPCO encargado de realizar análisis de Integridad.*

**Ilustración 15. Vista frontal del costado derecho del KOD.**



*Fuente: Informe de apoyo suministrado por COPCO encargado de realizar análisis de integridad.*

**3.2.2 Resultados Líquidos Penetrantes:** En la ilustración 17 se presenta el estado de la superficie externa de la tubería del rehervidor de amina, en términos generales no se evidenció pérdida de material por fenómenos de corrosión sobre la superficie externa de la tubería. En la zona de unión de la tubería con el cabeza superior e inferior no se aprecian grietas a simple vista. En el sistema de sujeción de la tubería a los cabezales se evidenció algunas tuercas sueltas. Una vez realizado la inspección por líquidos penetrantes en la zona de unión de la tubería con los cabezales no se evidenció claramente la presencia de indicaciones tipo grietas en dicha zona. Ver ilustración 18.

**Ilustración 16. Rehervidor de aminas después del proceso de limpieza mecánica.**



*Fuente: Fotografía tomada en campo después de realizar limpieza mecánica.*

**Ilustración 17. Tubería del rehervidor de amina después de realizar tintas penetrantes.**



*Fuente: Fotografía de pruebas realizadas en planta después de realizar tintas penetrantes*

**3.2.3 Resultados De La Medición De Espesores Por Ultrasonido:** Los resultados del espesor mínimo y promedio encontrado en la inspección de equipos estáticos y tuberías de proceso se encuentran descritos en las Tablas 10 y 12. La información recopilada de los espesores medidos en cada uno de los equipos y líneas se encuentra detallada en el Anexo A.

De acuerdo con la información disponible, se cuenta con un informe de inspección de los equipos (registro de espesores) realizado la empresa ATP en abril del 2014. En este informe se encuentra el registro de los espesores nominales, el registro de espesor mínimo medido y el espesor promedio calculado de las diferentes lecturas.

Durante la presente inspección se realizaron las medidas de espesores de pared utilizando el equipo de ultrasonido mediante la técnica de Scan A. En la Tabla 11, se encuentra el resumen de los registros de espesores de pared mínimo y el promedio de diferentes lecturas realizadas.

El cálculo de la velocidad de corrosión fue determinado como la diferencia entre los espesores mínimos medidos por la empresa ATP y por el ICP, así como la diferencia entre los espesores promedios de ambas lecturas. El tiempo utilizado para determinar este cálculo fue de 0.2575 años (que corresponde al período comprendido entre el 20 de abril y el 23 de julio de 2019).

De acuerdo con los resultados y basados en la norma ASME B31G, se presentan las mayores velocidades de corrosión en el casco del separador de entrada (139.115 mpy) y casco separador de salida del patín de aminas (175.804 mpy), filtro de carbón activado (198.735 mpy) y torre contactora de Glicol (117.712 mpy), ver tabla 10. Sin embargo, estos valores presentan un grado de incertidumbre relacionado con la ubicación de los puntos de inspección, los cuales no necesariamente son los mismo entre la inspección de ATP y la del ICP, adicionalmente la presencia de recubrimiento sobre la superficie externa puede afectar el valor medido, el estado de los equipos de medición y su calibración.

Aunque las velocidades de corrosión calculadas para los equipos, con base en los espesores reportados por ATP y el tiempo de operación de estos, son altas,

se cuenta aún con “corrosion allowance”, por lo que los equipos presentan vida remanente, la cual se describe en la Tabla 12. Es importante resaltar que la vida residual fue calculada con base en corrosion allowance tomado del informe de inspección de la firma ATP y el espesor promedio medido, este cálculo es menos conservador que cuando se toma como referencia el espesor mínimo medido.

**Tabla 11. Resultados de espesores medidos y cálculo de velocidades de corrosión en equipos inspeccionados**

EQUIPOS	Material		Espesor Nominal (mm)		Espesor mínimo Inspección ATP (mm)		Espesor promedio Inspección ATP (mm)		Espesor mínimo medido ICP (mm)		Espesor promedio medido ICP (mm)		V Corr (mpy) (esp mín ATP - esp mín ICP)		V Corr (mpy) (esp prom ATP - esp prom ICP)		
	Cuerpo	Cap	Cuerpo	Cap	Cuerpo	Cap	Cuerpo	Cap	Cuerpo	Cap.	Cuerpo	Cap	Cuerpo	Cap	Cuerpo	Cap	
Patín Aminas																	
Separador de entrada	SA 106 Gr C	SA 516 Gr 70	23.799	23.799	23.95	ND	24.84	ND	23.04	26.17	23.59	26.76	139.115	N.A	191.091	N.A	
Torre contactora de amina	SA 106 Gr C	SA 516 Gr 70	23.799	23.291	23.06	22.76	23.64	23.06	22.92	23.37	23.81	26.24	21.402	N.A	N.A	N.A	
Separador de salida	SA 106 Gr C	SA 516 Gr 70	30.937	30.937	31.93	30.33	33.11	31.04	30.78	31.98	31.87	32.29	175.804	N.A	189.563	N.A	
Flash tank	SA 106 Gr B	SA 516 Gr 70	9.525	9.525	8.95	8.76	9.6	9.01	9.04	8.72	9.73	8.93	N.A	6.115	N.A	12.230	
Patín Regeneración de Aminas																	
Filtro de carbón activado	SA 106 Gr B	SA 516 Gr 70	9.525	9.525	9.25	ND	9.63	N.D.	7.95	9.68	9.58	9.97	198.735	N.A	7.644		
Filtro de sólidos amina rica	SA 53 Gr B CC	SA 516 Gr 70	4.775	2.794	4.50	1.98	4.55	1.98	5.12	4.56	5.4	4.83	N.A	N.A	N.A	N.A	
Filtro de sólidos de amina pobre	SA 53 Gr B CC	SA 516 Gr 70	4.775	2.794	4.14	2.79	4.7	2.79	5.32	N.M.	5.7	N.M.	N.A		N.A		
Rehervidor de Amina (tubos)			N.D.		N.D.		N.D.		1.61		1.75						
Patín de Deshidratación																	
Torre contactora de glicol	SA 516 Gr 70	SA 516 Gr 70	25.4	25.4	25.95	23.81	26.14	23.81	25.18	26.76	26.25	28.29	117.712	N.A	N.A	N.A	
Separador trifásico	SA 53 Gr B	SA 234 WPB	9.525	9.525	8.05	9.12	8.61	9.21	8.29	8.45	8.6	9.03	N.A	102.425	1.529	27.517	
Filtro de Carbón activado	SA 53 Gr B	SA 234 WPS	8.18	ND	7.85	N.D.	8.16	N.D.	8.51	N.M.	9.27	N.M.	N.A		N.A		
Equipos fuera de patines																	
Scrubber	SA 516 Gr 70 N	SA 516 Gr 70 N	50.8	50.8	50.2	55.39	50.37	55.58	49.7	54.01	50.48	54.99	76.437	110.965	N.A	90.195	
Tanque KOD	SA 516 Gr 70 N	SA 516 Gr 70 N	7,9375	9.398	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	7.59	8.49	7.83	8.97	53.123	138.809	16.434	65.430	

N.A: No aplica, porque los espesores medidos son superiores a los espesores reportados en la pasada inspección  
 N.D.: Dato no disponible  
 N.M.: Espesor no medido

**Tabla 12. Cálculo de vida remanente de equipos estáticos.**

EQUIPOS	Espesor Nominal		Corrosion Allowance (mm)	Espesor de retiro (in)		Vida Residual (años)	
	Cuerpo	Cap		Cuerpo	Cap.	Cuerpo	Cap.
Patín Aminas							
Separador de entrada	23.7998	23.7998	1.6	0.874	0.874	0.286	N.A
Torre contactora de	23.7998	23.2918	1.6	0.874	0.854	N.A	N.A
Separador de salida	30.9372	30.9372	1.6	1.155	1.155	0.526	N.A
Flash	9.525	9.525	1.6	0.312	0.312	N.A	3.235
Patín Regeneración de Aminas							
Filtro de carbón	9.525	9.525	1.6	0.312	0.312	8.524	N.C
Filtro de solidos amina	4.7752	2.794	0.8	0.157	0.079	N.A	N.A
Filtro de solidos de amina	4.7752	2.794	0.8	0.157	0.079	N.A	N.C
Rehervidor de Amina	ND						
Patín de Deshidratación							
Torre contactora de glicol	25.4	25.4	1.6	0.937	0.937	N.A	N.A
Separador trifásico	9.525	9.525	1.6	0.312	0.312	17.384	1.581
Filtro de Carbón	8.18	ND	1.6	0.259	N.C	N.A	N.C
Equipo fuera de patines							
Scrubb	50.8	50.8	1.6	1.937	1.937	N.A	2.527
Tanque KOD	7.9375	9.398	3.2*	0.187	0.244	7.409	1.668

N.A: No aplica, porque los espesores medidos son superiores a los espesores reportados en la pasada inspección

Los valores comprendidos entre los rangos de 100 y 200 mpy son correspondientes a corrosión por picado (pitting) y se encuentran dentro de los valores permisibles y rangos moderados y ligeramente mayores que aun no comprometen la integridad de los equipos.

Para el caso de las líneas el espesor nominal y el “corrosión allowance” fueron tomados de los isométricos de la planta, de igual manera en la Tabla 12, se encuentra reportados los valores mínimos y promedios de los espesores medidos. El cálculo de la velocidad de corrosión se realizó teniendo en cuenta la pérdida de material respecto a estos valores, en el periodo de 0.26 años.

La línea desde cabeza de pozo al calentador presentó espesores de pared superiores al valor especificado en los isométricos de la planta, por lo tanto, no es factible calcular la velocidad de corrosión, así como su vida remanente, la cual es superior a la establecida por diseño.

El niple de salida del calentador, tubería de 2.0" presentó espesores de pared bajos comparada con la línea de 3.0" FGA 18101-I2A1" que continua hacia el scrubber. El espesor inicial de este niple era de 0.405" y el espesor actual es de 0.212". Según información del isométrico la presión de diseño en la línea después del calentador es de 1,978 psi. Teniendo en cuenta que el material de la tubería corresponde a un acero al carbono ASTM A 106 Gr B se requiere un espesor de pared de 0.113" solo para soportar los esfuerzos generados por la presión interna, otro tipo de cargas no se tienen presentes. El espesor de este niple es superior al espesor requerido por presión de diseño, hay que tener presente que el espesor requerido por presión interna más el corrosion allowance sería de 0.238", esto indica que si bien en cierto el espesor de pared actual puede soportar la operación sin problema no garantiza seguridad debido a que se encuentra por debajo de los valores permitidos incluyendo el factor de seguridad del "corrosion allowance", ver tabla 12.

La línea 3 FGA-18003-D-GAS ACIDO en los puntos 54 y 55, ver registro reporte de espesores de pared consolidados, presentaron bajos valores de espesor que se encuentran cercanos al espesor de retiro, por tal motivo es necesario verificar la medida del espesor de pared en un tiempo no mayor a 2 meses. Debido a la geometría del codo de 25° la medida del espesor de pared puede tener un grado de incertidumbre relacionada con la ubicación de los puntos de medición, la condición y calibración de los equipos de medición y el tiempo de operación de la planta.

Las líneas después del Calentador hacia el scrubber, la de gas ácido después del scrubber y la Línea a Tea, presentaron velocidades de corrosión altas, pero aún cuenta con “corrosion allowance”, por lo que las líneas presentan vida remanente, la cual se describe en la Tabla 12

Para las líneas Amina Rica Torre Contactora - Flash Tank, línea del Flash Tank al patín de regeneración de amina, Línea amina rica Patín regeneración de Amina y Línea descarga bomba amina, no se cuenta con información de diseño ni de inspecciones previas que permitan determinar velocidad de corrosión y vida remanente, por tal motivo se hace necesario realizar una nueva inspección

**Tabla 13. Resultados de espesores medidos y velocidades de corrosión en líneas inspeccionadas en la planta de gas Oripaya.**

LÍNEAS	TAG	DIAMETRO (in)	ESPESOR NOMINAL (in)	CORROSION ALLOWANCE (in)	ESPESOR PROMEDIO (in)	ESPESOR MINIMO (in)	VELOCIDAD DE CORROSIÓN CON ESPESOR PROMEDIO (MPY)	VELOCIDAD DE CORROSIÓN CON ESPESOR MINIMO (MPY)	ESPESOR DE RETIRO (Esp Nominal - C.A) (in)	VIDA UTIL POR PERDIDA DE CORROSION ALLOWANCE (AÑOS)*	OBSERVACIONES
Cabeza de Pozo - Calentador	ACCESORIOS CODOS (2, 4 y 7) LINEA 3	3.0	0.534	0.125	0.633	0.579	-384.466	-174.757	0.409	N.A	Velocidad de corrosión negativa debido a que el espesor medido es mayor al espesor mínimo especificado en isométricos
	3 FGA-18100-I2A1-GAS	3.0	0.534	0.125	0.612	0.574	-302.913	-155.340	0.409	N.A	
Calentador – Scrubber (1 de 2)	2 FGA-18101-I2A-12- GAS ACIDO	2.0	0.405	0.125	0.429	0.424	N.A	N.A	0.280	N.A	El Niple a la salida del calentador presentó espesor de pared de 0,218". Verificar valor de espesor con inspección y evaluar su condición para el servicio.
	3 FGA-18101-I2A1-GAS ACIDO	3.0	0.534	0.125	0.594	0.569	N.A	N.A	0.409	N.A	
	ACCESORIOS - CODOS (35, 38 y 41)	2.0	0.405	0.125	0.428	0.314	N.A	353.398	0.280	N.A	Verificar valor de espesor mínimo medido (punto 38) por dificultad en la medición en la ubicación zona interna del codo.
	ACCESORIOS - CODOS (10, 14,	3.0	0.534	0.125	0.639	0.568	N.A	N.A	0.409	N.A	
	ACCESORIOS - CODOS	3.0	0.300	0.125	0.293	0.264	27.184	139.806	0.175	4.34	
Calentador – Scrubber (2 de 2)	3 FGA-18003-D-GAS ACIDO	3.0	0.300	0.125	0.284	0.248	62.136	201.942	0.175	1.75	
	ACCESORIOS	3.0	0.300	0.125	0.284	0.241	62.136	229.126	0.175	1.75	
	3 FGA-18003-D-GAS ACIDO (NIPLE 54)	3.0	0.300	0.125	0.213	0.202	337.864	380.583	0.175	0.11	Bajo espesor encontrado en la sección de cambio de dirección (ángulo de 25°). Verificar espesores en campo lo más pronto posible, y evaluar su condición para el servicio.
	ACCESORIOS - CODOS (55)	3.0	0.300	0.125	0.187	0.173	438.835	493.204	0.175	0.03	
Línea de gas ácido después de scrubber	4 FGA-18004-D-GAS ACIDO	4.0	0.337	0.125	0.308	0.278	112.621	229.126	0.212	0.85	Verificar espesores en campo y evaluar su condición para el servicio.
	ACCESORIOS - CODOS	4.0	0.337	0.125	0.335	0.305	7.767	124.272	0.212	15.84	

LINEAS	TAG	DIAMETRO (in)	ESPESOR NOMINAL (in)	CORROSION ALLOWANCE (in)	ESPESOR PROMEDIO (in)	ESPESOR MINIMO (in)	VELOCIDAD DE CORROSIÓN CON ESPESOR PROMEDIO (MPY)	VELOCIDAD DE CORROSIÓN CON ESPESOR MINIMO (MPY)	ESPESOR DE RETIRO (Esp Nominal - C.A) (in)	VIDA UTIL POR PERDIDA DE CORROSION ALLOWANCE (AÑOS)*	OBSERVACIONES
Amina Rica Torre Contactora - Flash Tank	LINEA	2.0	N.D.	N.D.	0.202	0.161	N.C.	N.C.	N.C.	N.C.	
	ACCESORIOS	2.0	N.D.	N.D.	0.221	0.191	N.C.	N.C.	N.C.	N.C.	
Flash Tank - Patín regeneración de amina	LINEA	2.0	N.D.	N.D.	0.202	0.159	N.C.	N.C.	N.C.	N.C.	
	ACCESORIOS	2.0	N.D.	N.D.	0.216	0.193	N.C.	N.C.	N.C.	N.C.	
Flash Tank - Patín regeneración de amina (29 - 36)	LINEA	1.5	N.D.	N.D.	0.275	0.260	N.C.	N.C.	N.C.	N.C.	
Línea amina rica Patín regeneración de Amina	LINEA	1.5	N.D.	N.D.	0.184	0.154	N.C.	N.C.	N.C.	N.C.	
	ACCESORIOS - CODOS	1.5	N.D.	N.D.	0.189	0.160	N.C.	N.C.	N.C.	N.C.	
Línea descarga bomba amina	LINEAS	1.0	N.D.	N.D.	0.197	0.174	N.C.	N.C.	N.C.	N.C.	
	ACCESORIOS - CODOS	1.0	N.D.	N.D.	0.212	0.168	N.C.	N.C.	N.C.	N.C.	
Línea a Tea	4 FLA-18044-B-TEA	4.0	0.237	0.125	0.247	0.226	N.A	42.718	0.112	N.A	
	ACCESORIOS-	4.0	0.237	0.125	0.234	0.206	11.650	120.388	0.112	10.47	

N.A: No aplica, porque los espesores medidos son superiores a los espesores reportados en la pasada inspección

N.D.: Información No Disponible

N.C.: No es posible realizar el cálculo

\* Vida Útil calculada con base en la velocidad de corrosión con el espesor promedio

En la Tabla 14 se relacionan los equipos que no fueron inspeccionados, así como la técnica de inspección sugerida para la siguiente parada general de la planta.

**Tabla 14. Listado de equipos no inspeccionados y técnicas de inspección.**

EQUIPOS	TECNICAS DE INSPECCIÓN					
	I.V Externa	U.T espesores	U.T Defectología	L.P	Corrientes de Eddy	P.H
Calentador de fluidos Tubos de fuego	100%	Spot - CML	N.A	Brida de unión	N.A	
Sistema de Regeneración						
Intercambiador de placas E- 0101	100%	N.A	N.A	N.A	N.A	
Columna despojadora/Acumulador T- 0201	100%	Spot -CML	50% uniones soldadas	N.A	100% si no es factible retiro de aislamiento	
Rehervidor de Amina H-0501 (Tubería)	100%	Spot Tubería	N.A	N.A	N.A	100% Tubería
Enfriador de Amina/Condensador de reflujo AC-0101 A/B	100%	N.A	N.A	N.A	100% tubería	
Filtro de sólidos de amina pobre	100%	Spot - CML	N.A	N.A	100% si no es factible retiro de aislamiento	N.A
Sistema de deshidratación						
Filtro de sólido F-B20	100%	Spot - CML	N.A	N.A	N.A	N.A
Intercambiador de calor gas/glicol X-A31	100%	Spot-CML	N.A	N.A	100% Tubería	N.A
Intercambiador de calor glicol/glicol X-A30	100%	Spot-CML	N.A	N.A	100% Tubería	N.A
Rehervidor de glicol V-B00	100%	Spot - CML	N.A	Brida de unión	N.A	N.A

La torre contactora de Glicol, el separador trifásico y el KOD debería ser inspeccionados por la técnica de ultrasonido por defectología en el 50% de las uniones soldadas con el objetivo de descartar agrietamiento en estas por H<sub>2</sub>S húmedo tomando como referencia los tipos de uniones expuestas en la ingeniería de detalle para aplicar la técnica.

Los valores negativos identificados en la línea de salida de pozo hacia la entrada del calentador, corresponden al punto ubicado antes del choque que tumba la presión de formación a la presión de operación de la planta debido a altas deposiciones causadas por el carboncillo generado por la estratigrafía de la formación Aguardiente que se encuentra ubicado sobre mantos de carbón cuya

característica es arrastrar carboncillo a superficie y por las restricción generada por el choque hace que haya una alta deposición del mismo dando como resultado acumulación localizada y valores altos y negativos en mpy. Estos tramos de tubería fueron cambiados por alerta de integridad.

**3.2.4 Resultados Análisis Gravimétrico:** En la planta de gas Oripaya se tienen instalados un total de 6 puntos de monitoreo de corrosión tipo disco, ubicados en la posición horaria de las 12, en función al fluido gaseoso transportado, donde se espera una mayor incidencia de la corrosión en los puntos altos de la tubería por efectos de la posible condensación de líquido como el agua.

Los puntos de monitoreo son facilidades de alta presión de acuerdo con las condiciones operacionales de la planta y están distribuidos en las siguientes ubicaciones descritas en la tabla 15.

**Tabla 15. Ubicación puntos de monitoreo planta de gas Oripaya**

ESTACIÓN	UBICACIÓN P&D	LÍNEA
Planta de gas Oripaya	3"-FGA-18100-12A1	Línea de entrada al calentador
	3" -FGA-18101-12A1	Línea salida del calentador
	3"- FGA-18003-D	Entrada al Scrubber
	2"-OEW-18024-D	Salida agua aceitosa Scrubber
	4"-FGA-18004-D	Salida Scrubber
	4"-NTG-18011-D	Salida Patín de endulzamiento

Los cupones analizados tienen un tiempo de exposición de 84 días (2016 horas) comprendidos desde el 01 de mayo de 2019 hasta 24 de junio de 2019, los resultados de análisis de velocidad de corrosión por pérdida de peso (análisis gravimétrico) se encuentran detallados en la tabla 16.

**Tabla 16. Resultados de análisis gravimétrico de los cupones de la planta de gas Oripaya.**

Línea	Área	Tiempo de exposición (h)	Peso inicial (g)	Peso Final (g)	Pérdida de masa (g)	Velocidad de corrosión General (mpy)	Clasificación corrosión General NACE SP0775-13.	Picado más profundo [µm]
Línea de entrada al calentador	10.018	2016	19.5289	19.5001	0.0288	0.63	BAJO	ND
Línea salida del calentador	10.267	2016	19.6967	19.6876	0.0091	0.19	BAJO	ND
Entrada al Scrubber	9.974	2016	17.9372	17.9294	0.0078	0.17	BAJO	ND
Salida agua aceitosa Scrubber	10.007	2016	18.2678	18.2366	0.0312	0.68	BAJO	ND
Salida Scrubber	9.964	2016	17.8906	17.8830	0.0076	0.17	BAJO	ND
Salida Patín de endulzamiento	10.004	2016	17.5967	17.5806	0.0161	0.35	BAJO	ND

De forma general se identificaron velocidades de corrosión (menores a 1mpy), lo cual de acuerdo con lo establecido por la norma NACE SP-0775-13, se cataloga como nivel de agresividad bajo.

En el cupón de la línea de llegada al calentador proveniente desde el pozo, se evidenció una capa superficial de color negro en áreas aleatorias de la superficie expuesta del cupón tal y como se evidencia en la ilustración 18, que puede estar relacionada con presencia de sulfuro de hierro (FeS) de acuerdo con los espectros obtenidos en el análisis de SEM-EDX. Ver Anexo A.

**Ilustración 18. Condición superficial del cupón de la facilidad a la llegada al calentador, antes y después de decapado.**



*Fuente: Pruebas de laboratorio realizadas en campo*

De acuerdo con los resultados de velocidad de corrosión por gravimetría, se refleja una condición de agresividad de fluido baja, sin embargo, es probable que la posición de los cupones principalmente los que están antes del Scrubber, no estén evaluando la condición más crítica, puesto que el fluido aguas arriba del Scrubber viene con un contenido alto de agua de acuerdo con la condición operativa de la planta donde se reportan entre 8 y 12 barriles de agua por día.

### **3.3 RESULTADOS METALGRÁFICOS:**

Se hizo uso del Microscopio Electrónico de Barrido (SEM) para hallar la composición y análisis elemental del material, haciendo uso de los detectores de espectroscopía de rayos X por energía dispersiva (EDX) del microscopio. El proceso de análisis elemental fue llevado a cabo en 1 pieza de material.

El estudio metalográfico fue enfocado únicamente en la composición del metal con el ánimo de evaluar la posible presencia de carburo de Hierro comprobando de esta manera la hipótesis inicial del proyecto.

En la siguiente tabla se puede apreciar los resultados obtenidos en su composición química:

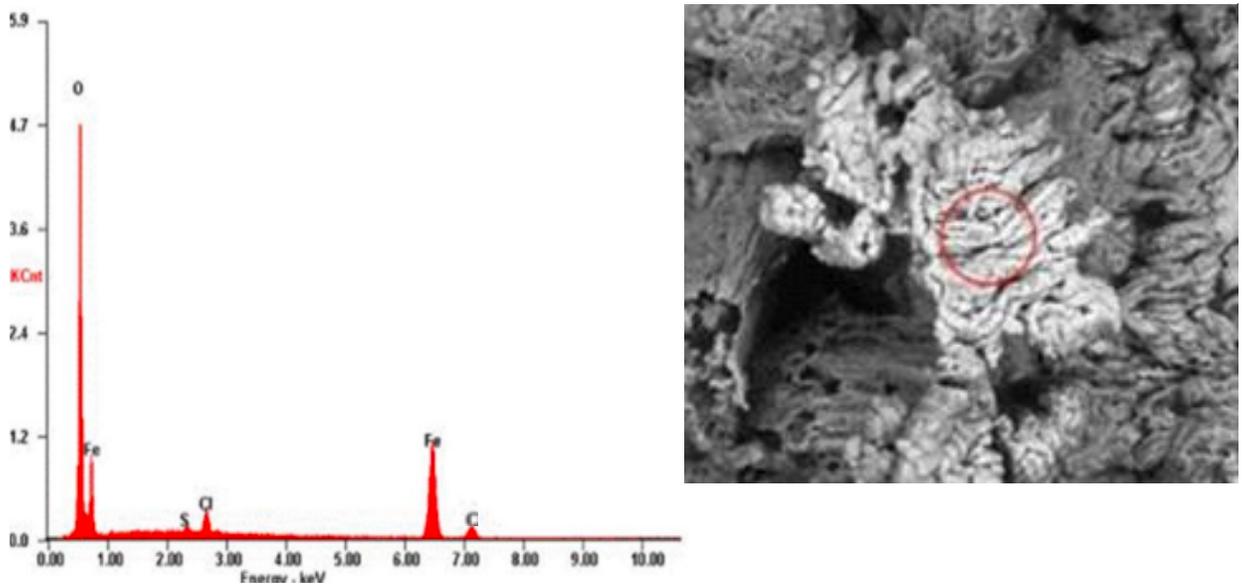
**Tabla 17. Composición química de la tubería, caso de estudio.**

Elemento	Peso (%)	Fracción (%)
C	15.3	0.26
Mn	60.2	1.20
P	1.8	0.03
S	1.2	0.02
Fe <sub>3</sub> C	17.1	0.12
FeS	4.4	0.08
Total	100	1.71

El análisis que se realizó con EDX, evidenció que los productos de corrosión del acero que se generan en presencia de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> a condiciones de campo, se componen por oxígeno y hierro. Se observó azufre y carbono de manera significativa, que indica la presencia de sulfuro de hierro (FeS) y carburo de hierro (Fe<sub>3</sub>C). La presencia de cloro (Cl), se atribuye a que es parte de la composición de los iones presentes en el agua de formación impregnada en la muestra analizada.

Las pruebas fueron realizadas variando la temperatura de 80 °F @ 120 °F y la presión 800 psi @ 1200 psi para evaluar cualquier cambio que se pudiera presentar durante esta variación.

**Ilustración 19. Espectro de energía dispersiva obtenido del análisis de los productos de corrosión (cráteres).**



*Fuente: Tomado de resultados SEM-EDS. Composición metalográfica mostrada a partir del espectro de energía dispersa donde se evidencia la presencia de carburo de hierro.*

La presencia de cloruros,  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$  incrementa la acidez de la muestra de modo que el pH alcanzó valores lo suficientemente ácido ( $\text{pH}=3$ ) como para que los oxihidróxidos de hierro se transformarán en un precipitado negro característico del sulfuro de hierro, lo que se comprobó mediante las determinaciones de SEM - EDS.

Las velocidades de corrosión que experimentó el acero API 5LX-60 en las condiciones ensayadas de  $80\text{ }^\circ\text{F}$  @  $120\text{ }^\circ\text{F}$  y  $800\text{ } @ 1200\text{ psi}$  son altas (Relación  $\text{H}_2\text{S}/\text{CO}_2=300/833\text{ ppm}$ ; Velocidad de Corrosión= $0,1803\text{ mm/año}$ ). Se evidenció la existencia de diversas morfologías en la investigación de los productos de corrosión a las temperaturas de ensayo evaluada: conglomerados, hojuelas y cráteres, las cuales se componen principalmente por hierro, oxígeno e hidrógeno. También se observó la presencia de azufre y carbono, pero en baja proporción. La correlación de las morfologías y de los espectros de SEM - EDS que se obtuvieron

del análisis de los productos de corrosión sugiere la presencia de oxi-hidróxidos de hierro y el sulfuro de hierro como principales constituyentes.

No se identificó ningún tipo de pasivación que pueda estar mitigando el impacto de la corrosión asociado a la presencia de carburo de hierro. Por otro lado, hay estudios que demuestran que la velocidad de corrosión disminuye en presencia de  $H_2S$  y  $CO_2$  simultáneamente en comparación con la presencia individual de cada uno de estos componentes disminuyendo así su agresividad con el metal motivo por el cual se estima que posiblemente esta mezcla menos agresiva sumado a al aporte de “carboncillo” de la formación pueda haber incrementado la vida útil de la planta. En la ilustración 21 y 22 se puede apreciar como los filtros de microelementos y solidos quedan sobresaturados por el aporte de “carboncillo” comportamiento tipo de mantos de carbón.

**Ilustración 20. Filtro de microelementos antes y después de usados respectivamente.**



*Fuente: El Autor. Ilustración tomada en la planta, evidencia de presencia de carboncillo de la formación aguardiente.*

**Ilustración 21. Filtro a la entrada del patín de amina.**



*Fuente: El autor. Evidencia de aporte de carboncillo de la formación "Aguardiente".*

#### 4. CONCLUSIONES

- De acuerdo con los estudios realizados, no se identificó ningún mecanismo de pasivación asociado a la presencia de carburo de hierro que pudiera estar impactando positivamente la velocidad de corrosión en la planta, caso de estudio. Tras consultar diferentes estudios realizados en el ICP y en la base de datos de Ecopetrol se logró corroborar que la velocidad de corrosión del acero en presencia de H<sub>2</sub>S, es muy agresiva mientras que en presencia de CO<sub>2</sub> disminuye considerablemente. Se pudiera establecer que con la presencia de CO<sub>2</sub> se favorece la formación de productos de corrosión con mejores propiedades protectoras, en comparación con los generados durante la corrosión del acero por H<sub>2</sub>S.
- Mediante el presente trabajo se logró establecer que las variables de operación de la planta (presión y temperatura) y sus variaciones a las condiciones ensayadas no evidencian ninguna variación apreciable y no intervienen en la formación y estabilidad de ninguno de los componentes identificados en la microscopia electrónica SEM - EDS.
- Dado que el alcance de las pruebas realizadas no logro determinar con precisión ninguna acción pasivante, no fue posible determinar la eficiencia de ésta.
- Los estudios realizados no evidenciaron ni determinaron la formación de algún agente anticorrosivo, sin embargo, no se descarta la posibilidad de esta hipótesis y para comprobarla se requiere de un análisis mas profundo que pueda determinar tal afirmación que incluya pruebas tales como DRX en al menos 50 puntos diferentes, Face and Race en las líneas principales de proceso y una prueba de ondas guiadas.

- La superficie externa de los equipos estáticos y línea de proceso no evidencia daños mecánicos ni afectación por procesos de corrosión exterior, sin embargo, la línea de salida del pozo hacia el calentador antes del choque que tumba la presión a la presión de operación de la planta, la línea de salida del calentador hasta la entrada del scrubber, la línea de gas ácido y los ferrule tubes del rehervidor de amina fueron cambiados por alerta de integridad .
- Los resultados de la medición de espesores de pared de los equipos estáticos muestran altas velocidades de corrosión con respecto a los espesores reportados por la firma ATP evidenciados en la ingeniería de detalle de la planta, sin embargo, existe incertidumbre relacionada con la ubicación de los puntos de medición, la condición y calibración de los equipos de medición y el tiempo de operación de la planta.
- Los espesores de pared medidos de la línea de cabeza de Pozo al Calentador son superiores al espesor nominal de acuerdo con los isométricos expuestos en la ingeniería de detalle.
- Se evidencia prolongación de la vida útil estimada de la planta en comparación con las predicciones simuladas por el modelo matemático de Waard & Milliams en la concepción de la ingeniería de detalle, sin embargo, este fenómeno no es atribuible a la presencia de carburo de hierro.
- El alcance de los estudios realizados no permite establecer ninguna acción pasivante por parte del carburo de hierro.

## 5. RECOMENDACIONES

- Con el propósito de obtener una mayor representación de la agresividad del fluido sobre los cupones de corrosión se recomienda realizar una modificación a los puntos de monitoreo, esta modificación consiste en instalar un weldolet de 2" de diámetro en la posición horaria de las 6 con una válvula de drenaje, que actuaría como especie de bota que acumularía el fluido líquido para garantizar la exposición de los cupones en ese ambiente. El diseño recomendado involucra el cambio del portacupón y los cupones que ahora serían planos con un portacupón más largo que permita el posicionamiento de los cupones en contacto con el fluido de la bota. .
- Con el objetivo de determinar la condición de agresividad de los fluidos se recomienda la realización de análisis fisicoquímicos en cabeza de pozo (CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S en fase gaseosa y líquida, pH, Fe, etc).
- Debido a que solo se cuenta con un punto de registro de espesores de pared y de velocidad de corrosión, lo cual no refleja una tendencia de la condición de agresividad del proceso, que no permite establecer de manera confiable la condición de integridad de la planta, se hace necesario realizar una nueva inspección en un periodo no mayor a seis meses.
- La línea 3 FGA-18003-D-GAS ACIDO en los puntos 54 y 55 presentaron bajos valores de espesor que se encuentran cercanos al espesor de retiro, por tal motivo es necesario verificar la medida del espesor de pared lo más pronto posible. Debido a la geometría del codo de 25° la medida del espesor de pared puede tener un grado de incertidumbre.

- Se recomienda realizar un análisis mas profundo que incluya pruebas SEM DRX, EDX en al menos 50 puntos diferentes para poder analizar y comparar los resultados para determinar con exactitud que puede estar desacelerando la velocidad de corrosión.
- Se recomienda realizar una modificación a la facilidad de monitoreo de los tres puntos aguas arriba del Scrubber con el objeto de obtener una mayor representación de la agresividad del agua que viene en el fluido transportado.

## BIBLIOGRAFÍA

Damborenea, J. (1998). *Aplicaciones Químicas De Los Recubrimientos: Protección Contra La Corrosión*. Madrid España: Ceentro Nacional De Investigaciones Metalúrgicas.

Genesca Llongueras, J. A.-C. (1994). *Mas Alla De La Herrumbre Iii: Corrosiøn Y Medio Ambiente*. Mexico: Fondo De Cultura Economica.

Gil, .. (2005). *Manual De Corrosión Básica*. Unexpo. Puerto Ordaz.

Hernández, R. F. (2014). *Metodología De La Investigación*. Mexico: Mcgrawhill, Sexta Edición.

Lugo, M. (2004). *Manual De Corrosión Y Protección Catódica En La Industria Petrolera*. Udo Programa De Actualización Profesional.

Nace. (2004). *Internal Corrosion For Pipelines*. Houston, Texas.

Nalco / Exxon Energy, C. (2002). *Corrosion In The Petroleum Industry*.

Palacios, C. (1995). *Corrosión*. Puerto La Cruz. Venezuela.

Roberge Pierre R. (1999). *Handbook Of Corrosion Engineering*. New York: Mcgraw-Hill: P. 736. Isbn 0070765162. 2.

Schweitzer P. (2010). *Fundamentals Of Corrosion. Mecanism, Causes, And Preventative Methods. United States Of America: Taylor And Francis Group: P. 83. Isbn 978-959-7107-33-9. 3.*

Adames Y, Rizo I, Davis J, Balmayor M, Alonso J, Cabrales M. (2013). *Corrosión Del Acero Al Carbono En Una Zona Cubana Muy Contaminada Por Iones Cloruros Y Compuestos De Azufre. Revista Cenic Ciencias Químicas; Vol. 44: P. 200-207. 4.*

Cueli A, Adames Y, Rivera Y, Davis J. (2013). *Efecto Corrosivo Del Agua Acompañante Del Petróleo Contaminada Con Co2 Sobre El Acero De Los Ductos. Revista Cubana De Ingeniería; Vol. Iv: No. 3: P. 47 - 52, Issn 2223 -1781. 5.*

Cueli A, Adames Y, Rivera Y, Davis J. (2010). *Efecto Corrosivo Del Agua Acompañante Del Petróleo, Contaminada Con H2s, Sobre El Acero Api 5l X\_60.*

Revista Cubana De Química. 2013; Vol.25: No. 2. Issn 2224-542. 6.

Rizo I, Adames Y, Rivera Y. *Estudio De La Corrosión Atmosférica Del Acero Al Carbono En Zonas Petrolíferas De La Costa Norte Occidental De Cuba.*

Revista Cnic Ciencias Químicas. 2013; Vol 44: P. 216-228. 7.

Biomorgi J; Hernández S Et Al. *Evaluación De Los Mecanismos De Corrosión Presentes En La Línea De Producción De Crudo Y Gas Ubicada En El Noreste De Venezuela.*

Dayalan, E. (2008). *Co<sub>2</sub> Corrosion Prediction In Pipe Line Flow Under FeCO<sub>3</sub> Scale Forming Conditions. Corrosion98, 19.*

Jimenez, J. A. (2015). *Introduccion Al Fenomeno De Corrosion. Tecnologia En Marcha, 10.*

## **ANEXOS**

Los anexos están adjuntos en el CD y puede visualizarlos en base de datos de la biblioteca UIS.

ANEXO A: Reporte de Espesores Consolidado.

ANEXO B: Ingeniería de Detalle