

TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO
Instituto Tecnológico de Tuxtla Gutiérrez

NOMBRE DEL DEPARTAMENTO ACADÉMICO:
Departamento de Ingeniería Química y Bioquímica

TÍTULO DEL PROYECTO:
“FORMACIÓN DE CAPA PASIVADORA EN LINEAS DE PROCESO EN
ENDULZAMIENTO DE GAS AMARGO UTILIZANDO AMINAS COMO
SOLVENTE”

REALIZADO EN:
LÍNEA DE NEGOCIO 1 DE ENDULZAMIENTO Y RECUPERACIÓN DE AZUFRE
DEL COMPLEJO PROCESADOR DE GAS CACTUS

NOMBRE DEL RESIDENTE: Gutiérrez de la Cruz Erika Jhanet

NÚMERO DE CONTROL: 12270558

CARRERA: Ingeniería Química

PERIODO DE REALIZACIÓN: Agosto - Diciembre 2016

ASESOR EXTERNO: Ing. Víctor Raúl Casados Mayo

ASESOR INTERNO: Ing. José Luis Escobar Villagrán

REVISORES: Ing. Jorge Ciro Jiménez Ocaña
Dr. Samuel Enciso Sáenz

TUXTLA GUTIÉRREZ CHIAPAS, DICIEMBRE 2016.

Carretera panamericana km. 1080, Terán, C.P. 29050
Tuxtla Gutiérrez, Chiapas, México. Tel. 01 961 615 0380
<https://www.ittg.edu.mx/>

CONTENIDO

	Página
ÍNDICE DE TABLAS	I
ÍNDICE DE ECUACIONES	I
ABREVIATURAS	II
GLOSARIO	IV
1. JUSTIFICACIÓN	10
2. OBJETIVOS	10
3. PROBLEMÁTICA A RESOLVER	11
4. ACTIVIDADES REALIZADAS	11
4.1. Búsqueda bibliográfica	11
4.1.1. Procesamiento del gas natural	11
4.1.2. Proceso de endulzamiento del gas natural	12
4.1.2.1. Técnica de eliminación de gases ácidos	14
4.1.2.1.1. Solventes físicos	14
4.1.2.1.2. Solventes químicos	15
4.1.2.1.3. Solventes mixtos	15
4.1.3. Propiedades de las aminas	16
4.1.4. Absorción química: proceso con alcanolaminas	17
4.1.4.1. Amina Metildietanolamina (MDEA)	18
4.1.4.2. Química de la amina	19
4.1.5. Corrosión	22
4.1.5.1. Corrosión en plantas de gas	23
4.1.6. Pasivación	26
4.1.6.1. Pasivado de los gases ácidos	28
4.1.7. Material utilizado en la industria del gas natural	31
4.2. Auditorias Efectivas (AE)	32
4.3. Análisis y Seguridad en el Trabajo (AST)	33
4.4. Sistema de Disciplina Operativa (SDO)	33
4.5. Indicador UpTime	34
4.6. Seguimiento a variables de proceso	35
5. RESULTADOS	36
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	37
6.1. Conclusiones	37
6.2. Recomendaciones	39
7. COMPETENCIAS DESARROLLADAS	41
8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS Y VIRTUALES	42
9. ANEXOS	48

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Especificaciones del gas natural según la NOM-001-SECRE-2010.

Tabla 2. Clasificación de alcanolaminas y sus características.

Tabla 3. Oxidación del Fe según su estado de oxidación.

Tabla 4. Procedimientos disponibles en el portal SDO.

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ec. 1. Reacción de un ácido débil con una base débil.

Ec. 2. Reacción de los gases (ácidos débiles) con la MDEA (base débil).

Ec. 3. Reacción del H₂S con MDEA.

Ec. 4. Reacción de CO₂ con MDEA.

Ec. 5. Disociación del ácido carbónico a bicarbonato.

Ec. 6. Reacción de regeneración.

Ec. 7. Formación de ácido carbónico.

Ec. 8. Disociación del ácido carbónico a iones bicarbonato.

Ec. 9. Disociación del ion bicarbonato a iones carbonatos.

Ec. 10. Reacción de oxidación del Fe.

Ec. 11. Reacción del ácido carbónico con Fe⁺².

Ec. 12. Primera disociación del H₂S.

Ec. 13. Segunda disociación del H₂S.

Ec. 14. Disociación final del H₂S.

Ec. 15. Reacción general de la disociación del H₂S.

Ec. 16. Reacción del anión sulfuro con el hierro ferroso.

ABREVIATURAS

CO₂: dióxido de carbono

COS: sulfuro de carbonilo

CPG: Complejo Procesador de Gas

CS₂: sulfuro carbónico

DEA: Dietanolamina

DGA: Diglicolamina

DIPA: Diisopropanolamina

Fe: hierro

F²⁺: hierro ferroso

F³⁺: hierro férrico

Fe (OH)₂: hidróxido de hierro II

FeO: óxido de hierro II

Fe₂C₂O₄: oxalato de hierro II

FeCO₃: carbonato de hierro II o carbonato ferroso

FeS: sulfuro de hierro II

FeS₂: pirita

Fe₉S₈: mackinawita

Fe₂O₃: óxido de hierro III

Fe (OH)₃: oxihidróxido de hierro III

Fe₂ (CO₃)₃: carbonato de hierro III

FePO₄: fosfato de hierro III

Fe₃O₄: óxido de hierro ferroso

H₂S: ácido sulfhídrico

H₂CO₃: ácido carbónico

H⁺: protón

HS⁻: amino hidrosulfuro

MDEA: Metildietanolamina

MEA: Monoetanolamina

NH₃: amoniaco

Psi: libras por pulgada cuadrada

S²⁻: anión sulfuro

GLOSARIO

A

Absorbedor: Una columna o torre donde el gas y la amina se ponen en contacto, puede ser de platos o empacada.

Absorción: proceso mediante el cual una sustancia es retenida por otra, por ejemplo, el ácido sulfhídrico y el bióxido de carbono contenido en el gas húmedo amargo, son retenidos en un compuesto absorbente que puede ser una amina y posteriormente liberados por temperatura.

Ácido: aquel que puede aceptar electrones y que tiene su octeto de electrones incompleto.

Ácido débil: aquel ácido que no está totalmente disociado en una disolución acuosa.

Amina: son compuestos químicos orgánicos que se consideran como derivados del amoniaco y resultan de la sustitución de los hidrógenos de la molécula por los radicales alquilo. Según se sustituyan uno, dos o tres hidrógenos, las aminas serán primarias, secundarias o terciarias, respectivamente. También son utilizadas como solventes químicos.

Amina pobre: denomina así antes de la absorción por tener deficiencia de moles de gas ácido; amina destinada a absorber los gases ácidos del gas natural.

Amina rica: es llamada así por contener al H₂S y el CO₂ como productos de la reacción entre absorbidos de la corriente de gas amargo en el absorbedor o torre absorbidora.

B

Base: aquel que puede donar un par de electrones (tiene algún par de electrones solitarios) o capaz de captar protones.

Base débil: cuando al mezclarse con agua es difícil de disociarse.

Basicidad: la capacidad del agua para neutralizar ácidos o aceptar protones.

C

Calor de reacción: Es la energía necesaria para romper el enlace químico de la sal de amina.

Capa pasiva: la denominada capa pasiva es una delgada capa de óxido que se forma en la superficie del acero inoxidable cuando éste entra en contacto con el oxígeno.

Entonces, los átomos de cromo del acero forman, junto con los átomos de oxígeno, una capa de óxido de reacción inerte (denominada por este motivo como "capa pasiva") que impide el avance de la oxidación y en consecuencia, la corrosión del acero.

Capa pasivante: es el resultado del proceso químico empleado por la industria de la manufactura durante la producción de algunos equipos, objetos o utensilios metálicos con el fin de protegerlos. Son aplicados generalmente en baños de inmersión casi siempre en las etapas finales y posteriores a la manufactura.

Corrosión: se define como el deterioro de un material a consecuencia de un ataque electroquímico por su entorno. La corrosión es una reacción química (oxido-reducción) en la que intervienen tres factores: la pieza manufacturada, el ambiente y el agua, o por medio de una reacción electroquímica.

Corrosión electroquímica: es un proceso espontáneo que denota siempre la existencia de una zona anódica (la que sufre la corrosión), una zona catódica y un electrolito, y es imprescindible la existencia de estos tres elementos. Involucran reacciones de oxidación que producen electrones y reacciones de reducción que los consumen. Ambas reacciones de oxidación y reducción deben ocurrir al mismo tiempo y a la misma velocidad global para evitar una concentración de carga eléctrica en el metal.

COS: Compuestos orgánicos de azufre.

D

Desorción: proceso inverso a la adsorción en el cual el material adsorbido es removido del adsorbente.

Disociación: es la separación de los iones de una sustancia con enlace iónico cuando se encuentra en solución acuosa.

G

Gas ácido: gas natural con alto contenido de H₂S (34% y 42% volumen) y CO₂ (37% y 45% volumen). También se aplica al gas amargo que ha pasado por un proceso de endulzamiento.

Gas dulce: gas natural sin contenido de H₂S. Gas natural que contiene cantidades muy pequeñas de ácido sulfhídrico y bióxido de carbono. El gas dulce reduce las emisiones de bióxido de azufre a la atmósfera.

Gas natural: gas metano que forma por la descomposición de materia orgánica atrapada en yacimientos y se consume como combustible en los procesos de combustión de Pemex gas.

H

Hidrocarburos líquidos: aquellos hidrocarburos que contienen dos o más moléculas de carbón.

N

Número de oxidación: Corresponde a la carga del elemento químico; es decir, corresponde a un valor arbitrario que se le ha asignado a cada elemento químico, el cual indica la cantidad de electrones que podría ganar, perder o compartir cuando se forma un compuesto.

M

Miscibilidad: propiedad de algunos líquidos para mezclarse en cualquier proporción, formando una disolución.

P

Pasivado: es la formación de una película relativamente inerte sobre la superficie de un material (frecuentemente un metal), que lo enmascara en contra de la acción de agentes externos.

Película pasiva: es la barrera que impide la interacción entre el metal y el agente externo actuante, de modo que cualquier reacción química o electroquímica se reduce o queda anulada.

Proceso de pasivación: usualmente se reserva para el proceso de formación de una capa externa al metal, con el fin de aislarlo del exterior. Esta capa externa está formada por una asociación del metal mismo (u otro metal agregado a la aleación para tal fin, como el cromo) con oxígeno, formando una cadena M-O-M.

Proceso electroquímico: es aquel en que se produce una reacción química con la intervención de una corriente eléctrica de corriente continua de bajo voltaje (5V). La corriente eléctrica puede ser la causa de la reacción, por ejemplo: la electrolisis del agua $2H_2O=2H_2+O_2$, o el resultado de la reacción química como en el caso de la pila de Volta (electrodos de cobre y zinc en electrolito).

R

Reacción electroquímica: reacción química donde hay transferencia de electrones y por tanto, son reacciones de óxido reducción (redox).

Reacción óxido - reducción: se caracteriza por que hay una transferencia de electrones; en donde una sustancia gana electrones y otra sustancia los pierde.

La sustancia que gana electrones disminuye su número de oxidación; este proceso se llama Reducción. Y la sustancia que pierde electrones aumenta su número de oxidación; este proceso se llama Oxidación.

Regenerador: una columna o una torre, donde la amina se calienta de tal forma que el gas ácido se remueve y la amina se regenera.

S

Solvente: se refiere a sustancias orgánicas en estado líquido, utilizadas para disolver sólidos o gases u otros líquidos. La mayoría de ellos son derivados del petróleo o sintéticos. Es importante mencionar que no hay ningún solvente 100% seguro, todos son tóxicos en distintos niveles. Es por ello que se deben de conocer las hojas de datos de seguridad del solvente a utilizar y elegir el menos riesgoso, o ver la forma de controlar el riesgo.

Solvente selectivo: disolvente que en determinadas condiciones de temperatura y proporciones, disuelve preferentemente mayor cantidad de uno de los componentes de una mezcla, permitiendo con ello su separación parcial.

1. JUSTIFICACIÓN

El presente proyecto se sustenta en la carestía de información de los métodos de conservación de la capa pasivadora en los procesos de endulzamiento de gas.

En los complejos procesadores de gas es de esperarse que se presenten problemas de corrosión, ya que se manejan gases ácidos en sus corrientes. Pero también, es posible que se genere un pasivado en los materiales gracias a reacciones electroquímicas, con el fin de formar una película protectora en las líneas de proceso. Queda claro que el pasivado se realiza para no dar lugar a la corrosión, al mantener el material en buenas condiciones, además de que contribuye a que la planta opere a su máxima capacidad y con un producto dentro de especificación.

Por ello, la descripción, análisis y caracterización de las causas que ocasionan que la película protectora se vea afectada y provoque el deterioro en los equipos de proceso, tiene la finalidad de proporcionar posibles soluciones estratégicas a la problemática de corrosión que afecta al Complejo Procesador de Gas Cactus.

2. OBJETIVOS

Objetivo general.

Conservar la capa pasivadora en líneas de proceso en endulzamiento de gas amargo mediante aminas como solvente.

Objetivos específicos.

- Analizar las reacciones que forman la capa pasivadora.
- Caracterizar los principales detractores de formación de la capa protectora en las líneas de proceso.
- Proponer alternativas para evitar el deterioro del material y aminorar la corrosión.

3. PROBLEMÁTICA A RESOLVER

La principal preocupación del Complejo Procesador de Gas Cactus en las plantas de endulzamiento es la presencia de corrosión debido a la ausencia o deterioro de una capa pasivante. Por ello es necesario conservar la capa que provee protección a los equipos y tuberías de acero al carbón y con ello preservar su vida útil en el complejo. Todo ello implica la importancia del conocimiento del método, tipos de solventes utilizados para la remoción de los gases ácidos y su selección. Por eso esta investigación ha sido realizada para analizar la formación de la capa protectora, detectar lo que impide su formación y las posibles alternativas a efectuar para aminorar el problema de corrosión.

4. ACTIVIDADES REALIZADAS

Durante mi estancia en las plantas endulzadoras del área norte en el CPG Cactus, tuve una serie de actividades que realizar en apoyo a la misma. Estas actividades se realizaban de forma diaria con el fin de dar seguimiento a los trabajos que se ejecutan durante la jornada y asegurarse de que sean cumplidos adecuadamente, además de ocuparme en la investigación para la conformación del proyecto.

Estas actividades se describen a continuación:

4.1. Búsqueda bibliográfica

4.1.1. Procesamiento del gas natural

El gas natural es encontrado en la naturaleza en yacimientos subterráneos, es un gas combustible formado por una mezcla de hidrocarburos, siendo el más abundante de ellos el metano (Escalona 2009). Su procesamiento incluye varias etapas; principalmente el endulzamiento, recuperación de azufre, recuperación de licuables y fraccionamiento de hidrocarburos (Heredia 2011).

En esta investigación nos centraremos en la etapa de endulzamiento, que consiste principalmente en eliminar compuestos ácidos (Heredia 2011) utilizando un solvente selectivo (Martínez 2000, Escalona 2009, Pino 2011) que permita la separación de los gases ácidos presentes en la corriente; estos gases son llamados así porque en agua o solución acuosa se disocian formando ácidos débiles.

4.1.2. Proceso de endulzamiento del gas natural

Los procesos para eliminar las sustancias ácidas del gas natural se conocen como “procesos de endulzamiento del gas natural”, y se realizan utilizando algún absorbente de las sustancias ácidas, por ejemplo las soluciones de aminas (Kohl *et al.* 1997). El gas alimentado a tratar se denomina “amargo”, el producto “gas dulce” y el proceso se conoce como endulzamiento (Pino 2011, Anónimo 2013).

El endulzamiento es llevado a cabo en un sistema compuesto fundamentalmente por una torre absorbidora y una torre regeneradora (Velázquez 2008). La primera unidad es en donde se lleva a cabo la totalidad de la absorción, es decir, donde se obtiene el gas dulce o tratado y la segunda unidad se hace necesaria para recuperar y reacondicionar la amina para realimentarla al ciclo, tal situación implica una disminución de costos y deriva en un menor impacto ambiental por la casi nula generación de efluentes contaminantes.

El proceso de endulzamiento se hace con el fin de remover los componentes ácidos del gas natural, especialmente el H_2S y el CO_2 , debido a que estos compuestos son gases que pueden ocasionar serios problemas; en el caso del H_2S , la exposición a muy bajas concentraciones puede irritar los ojos, nariz y garganta y si la exposición es prolongada a altas concentraciones (200 a más de 1000 ppm) podría ocasionar la muerte por ser un gas altamente tóxico, además de que favorece la corrosión en el acero al carbón. En el caso del CO_2 , debido a la presencia de humedad (1000 ppm) también se producen altas velocidades de corrosión en el acero al carbón a $37.7^\circ C$. Asimismo, es importante eliminarlos ya que ocasiona daños al ambiente por las emisiones de compuestos causantes de lluvia ácida y gases de efecto invernadero.

Formación de capa pasivadora en líneas de proceso en endulzamiento de gas amargo

Ahora bien, el proceso de endulzamiento está regido bajo el cumplimiento de la Norma Oficial Mexicana: NOM-001-SECRE-2010 Especificaciones del gas natural (cancela y sustituye a la NOM-001-SECRE-2003, Calidad del gas natural y la NOM-EM-002-SECRE-2009, Calidad del gas natural durante el periodo de emergencia severa), donde se establece que el gas natural que se inyecte en los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución y el que sea entregado a permisionarios (el que disfruta de permiso) y usuarios debe cumplir con las especificaciones indicadas en la Tabla 1, salvo en algunas excepciones (emergencia operativa, mantenimiento de la planta, etc.).

Tabla 1. Especificaciones del gas natural según la NOM-001-SECRE-2010.

Propiedad	Unidades	Zona Sur			Resto del País
		Hasta el 31 de diciembre de 2010	Del 1 de enero de 2011 al 31 de diciembre de 2012	A partir del 1 de enero de 2013	
Metano (CH ₄)-Min.	% vol	NA	NA	83,00	84,00
Oxígeno (O ₂)-Max.	% vol	0,20	0,20	0,20	0,20
Bióxido de Carbono (CO ₂)-Max.	% vol	3,00	3,00	3,00	3,00
Nitrógeno (N ₂)-Max	% vol	9,00	8,00	6,00	4,00
Nitrógeno. Variación máxima diaria	% vol	±1.5	±1.5	±1.5	±1.5
Total de inertes (CO ₂ y N ₂)-Max.	% vol	9,00	8,00	6,00	4,00
Etano-Max.	% vol	14.00	12.00	11.00	11.00
Temperatura de rocío de hidrocarburos-Max.	K (°C)	NA	271.15 (-2)	271.15 (-2)	271.15 (-2)
Humedad (H ₂ O)-Max.	mg/m ³	110.00	110.00	110.00	110.00
Poder calorífico superior-Min.	MJ/m ³	35.30	36.30	36.80	37.30
Poder calorífico superior-Max.	MJ/m ³	43.60	43.60	43.60	43.60
Índice Wobbe-Min.	MJ/m ³	45.20	46.20	47.30	48.20
Índice Wobbe-Max.	MJ/m ³	53.20	53.20	53.20	53.20
Índice Wobbe-Variación máxima diaria	%	± 5	± 5	± 5	± 5
Ácido sulfhídrico (H ₂ S)-Max.	mg/m ³	6.00	6.00	6.00	6.00
Azufre total (S)-Max	mg/m ³	150.00	150.00	150.00	150.00

4.1.2.1. Técnica de eliminación de gases ácidos

Debido a las exigencias legales, ambientales y de calidad en el proceso de endulzamiento, existe una demanda alta en los procesos de remoción y se eligen desde el punto de vista operacional y económico.

La absorción es la técnica más empleada para la remoción de H₂S mediante un solvente que se pone en contacto a contracorriente con el gas a tratar (López 2011); esta operación se realiza generalmente en torres verticales (absorbedor) que en su interior tienen platos que aumentan el contacto entre ambas fases las cuales fluyen en dirección opuesta (Perry 2002). Los solventes utilizados pueden ser físicos, químicos o una combinación de ambos, es decir, mixtos (López 2011).

4.1.2.1.1. Solventes Físicos

Los solventes físicos no reaccionan con el soluto, sino que los gases ácidos presentan solubilidad con ellos, y debido a que la solubilidad de los gases ácidos aumenta al disminuir la temperatura, la absorción se lleva a cabo a bajas temperaturas (López 2011). Asimismo son capaces de absorber mercaptanos y otros compuestos de azufre y se requiere de menor energía para regenerar el solvente (Martínez 2000), cabe mencionar que no existe la degradación del disolvente al no producirse reacciones químicas.

El uso de los disolventes físicos para el endulzamiento se recomienda cuando la concentración de propano o componentes pesados es baja y no se requiere la eliminación de ácido sulfhídrico hasta concentraciones de ppm. Un ejemplo que destaca el uso de esta tecnología es el proceso Selexol, que utiliza dimetil éter de poli etilenglicol (DMPEG) como solvente (Daza 2014).

4.1.2.1.2. Solventes Químicos

Por lo general, se utiliza alcanolaminas en solución acuosa que reaccionan química y reversiblemente con los gases ácidos y se caracterizan por la necesidad de regeneración del solvente químico al elevar la temperatura para recuperarlo (Martínez 2000, López 2011). Debido a que la solución es acuosa, la absorción de hidrocarburos es mínima y las reacciones con los gases ácidos son exotérmicas, es decir, liberan energía en forma de calor, además forman una unión química débil, lo que hace que mantengan la forma de estructuras de manera reversible y el enlace se rompa al disminuir la presión (de 3 kg/cm² a 0.5 kg/cm²) y al aumentar la temperatura (de 104°C a 124°C) en el regenerador, por ello es posible la regeneración quedando así el solvente listo para su reutilización (CPG Cd. Pemex 2001, López 2011).

El uso de mezclas de alcanolaminas ha demostrado tener excelentes características de absorción entre los solventes disponibles para remover H₂S y CO₂ de una corriente de gas natural; son generalmente las más aceptadas y mayormente usadas que los otros solventes existentes en el mercado.

4.1.2.1.3. Solventes Mixtos

Son aquellos que combinan solventes químicos con solventes físicos. Utilizan las ventajas de ambos; de los procesos químicos aprovechan la alta capacidad de absorción y reducen los niveles de los contaminantes, especialmente el H₂S y de los procesos físicos el bajo nivel de energía en los procesos de regeneración (López 2011). La regeneración se logra por separación en múltiples etapas y fraccionamiento. Dependiendo de la composición del solvente, puede remover CO₂, H₂S, COS, CS₂ y mercaptanos.

Algunos de los procesos utilizados son Sulfinol[®] (mezcla de sulfolane MDEA y agua), Flexsorb PS[®] y Ucarsol LE[®]. (López 2011).

En resumen y de acuerdo al análisis de la información anterior acerca de los solventes utilizados para la remoción de gases ácidos, la absorción con solventes químicos es la mejor opción, ya que forma parte de los procesos más frecuentemente utilizados y de los más eficientes.

4.1.3. Propiedades de las Aminas

Las aminas son compuestos derivados del amoniaco (NH_3), son bases orgánicas débiles donde uno, dos o tres grupos alquilo ($-\text{CH}_3$) pueden ser sustituidos en lugar de los hidrógenos en el amoniaco (Pine 1987), es por eso que las aminas se clasifican principalmente en 3 tipos: aminas primarias, secundarias y terciarias.

Asimismo, para que una amina se considere una alcanolamina debe poseer 3 grupos funcionales (Medellín 2013):

- Un nitrógeno amino. Brinda la basicidad necesaria en las soluciones acuosas para promover la reacción con los gases ácidos.
- Un grupo hidroxilo. Ayuda reduciendo la presión de vapor, modificando la fuerza de la base e incrementando la miscibilidad en agua.
- (Al menos) Un grupo alcano. Separa a los grupos amino e hidroxil y le da estabilidad química a la molécula.

Algunos ejemplos de aminas pertenecientes al grupo de las alcanolaminas son las siguientes: en las aminas primarias se encuentran la Monoetanolamina (MEA) y Diglicolamina (DGA), en las secundarias la Dietanolamina (DEA) y Diisopropanolamina (DIPA) y en la terciaria la Metildietanolamina (MDEA), principalmente (Erdmann *et al.* 2008, López 2011).

4.1.4. Absorción química: proceso con alcanolaminas

La absorción química juega un papel muy importante en el proceso de endulzamiento de gas, y las alcanolaminas son generalmente las más aceptadas y mayormente usadas en comparación con los otros solventes existentes en el mercado (Domenech *et al.* 2001), pues mejoran la absorción de los gases ácidos en la solución al reaccionar con estos, el costo de operación es relativamente bajo y la composición puede prepararse de acuerdo a la composición del gas ácido.

A continuación en la Tabla 2 se ilustra la estructura y las características de alcanolaminas pertenecientes a la clasificación de amina primaria, secundaria y terciaria. (Heredia 2011, López 2011, Medellín 2015).

Tabla 2. Clasificación de alcanolaminas y sus características.

Monoetanolamina (MEA)	<ul style="list-style-type: none">• Es una amina primaria• Es una base fuerte• Muy corrosiva• Remueve H₂S, CO₂• No se recomienda cuando hay presencia de impurezas como COS; CS₂ y O₂• Concentración máxima 20% p/p• Calor de reacción alto
Dietanolamina (DEA)	<ul style="list-style-type: none">• Es una amina secundaria• Es una base débil• Corrosion media• Remueve H₂S, CO₂ en corrientes con 10% de su contenido y un poco de COS y CS₂ porque la reacción con estos compuestos es lenta• Concentración máxima 30% p/p• Calor de reacción moderado• No existe sistema de recuperación (Se degrada y los productos de degradación hierven a la misma temperatura que la DEA y es muy difícil separarlos)
Metildietanolamina (MDEA)	<ul style="list-style-type: none">• Es una amina terciaria• Es una base débil• Baja corrosión• Remueve principalmente H₂S en presencia de CO₂• Concentración máxima 50% p/p• Calor de reacción bajo• La solución contaminada se puede regenerar

Estas aminas han sido ilustradas principalmente porque son las que más se han empleado comercialmente como solventes en el endulzamiento del gas natural y su uso depende de su grado de selectividad para la remoción de los contaminantes ácidos, la ventaja es que todas son de utilidad en el proceso de endulzamiento.

Otra característica de las alcanolaminas es que incluso puede quitar compuestos de sulfuros orgánicos cuando se añade un solvente físico a la solución de amina (Balderrama *et al.* 2014), esto con el fin de mejorar su desempeño (cuando la alcanolamina sola no es la más apropiada), algunos ejemplos son: Amine Guard[®], Ucarsol[®] y Flexsorb[®], (Pino 2011, Balderrama *et al.* 2014) por mencionar algunos. Y de las soluciones acuosas de alcanolaminas comúnmente usadas para la desulfuración por absorción particularmente son: Monoetanolamina (MEA), Dietanolamina (DEA), Diisopropanolamina (DIPA), Metildietanolamina (MDEA) y Diglicolamina (DGA) (Kumar 1987). No obstante, en los últimos años el uso de la MDEA ha demostrado tener mayor capacidad de absorción en comparación con el resto.

4.1.4.1. Amina Metildietanolamina (MDEA)

La MDEA es una amina terciaria, es un líquido de color claro, con un olor a amoníaco, también es miscible con agua, alcohol y benceno. La fórmula química de este compuesto es $(CH_3)_3N(CH_2CH_2OH)_2$ (Heredia 2011, López 2011) y se utiliza ampliamente en refino de petróleo, la industria química y en la producción de gas de síntesis y gas natural (Erdmann *et al.* 2008, Medellín 2015).

Su mejor aplicación en la absorción es la separación selectiva del H_2S (Morales 2005) de las líneas de flujo en presencia de CO_2 , esto convierte a la MDEA en un compuesto selectivo de alta efectividad y más favorable para remover al ácido sulfhídrico, otra ventaja de la MDEA para la remoción de CO_2 , es que la solución contaminada o rica se puede regenerar fácilmente por efectos de una separación instantánea (separación flash), reduciendo o eliminando la carga del gas ácido que entra en la torre de regeneración (regenerador).

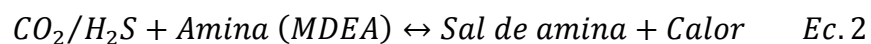
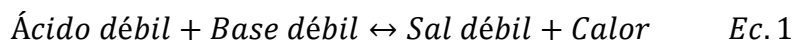
Asimismo se incluye su bajo calor de reacción (energía necesaria para romper el enlace químico entre los gases ácidos y la amina), es decir, bajo requerimiento de energía para su regeneración, por lo que tiene la característica de no ligarse fuertemente al gas ácido debido a que se trata de una base débil, e incluso en cierta medida no es fácilmente degradable (Medellín 2013 y 2015).

Por todo lo anteriormente mencionado, la MDEA ocupa los primeros lugares en el mercado como solvente químico, ya sea solo o combinado con un solvente físico, así como la fórmula del Ucarsol®.

4.1.4.2. Química de la amina

Reacción de Absorción.

El gas natural sometido a proceso entra por el fondo de una torre de absorción (absorbedor) donde se pone en contacto en contracorriente con la solución de amina pobre (pobre porque está deficiente de moles de gas ácido) que fluye en sentido descendente con los componentes ácidos del gas y que reaccionan químicamente con la amina formando una sal regenerable (Martínez 2000). Para comprender esto, recordemos que al reaccionar un ácido débil como es el CO₂ y el H₂S con una alcanolamina terciaria como la MDEA que es una base débil se tiene en consecuencia una sal débil, además de un desprendimiento de energía en forma de calor (Ec. 1 y Ec. 2) que aumenta la temperatura de la amina rica a la salida del absorbedor (de 46°C a 70°C) y por lo tanto se trata de una reacción exotérmica, así como de una reacción reversible.

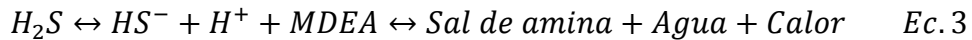


El absorbedor trabaja en condiciones de baja temperatura (46°C en la solución MDEA) y alta presión (70 kg/cm²) de manera que se favorece la reacción entre el gas y el solvente químico.

Formación de capa pasivadora en líneas de proceso en endulzamiento de gas amargo

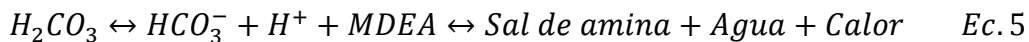
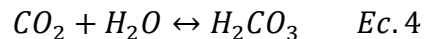
Por tanto, las reacciones individuales de absorción de los gases ácidos se presentan en las siguientes ecuaciones (Ec. 3, Ec. 4 y Ec. 5) al igual que su explicación (Medellín 2015):

Reacción de H₂S con MDEA:



- El H₂S se disocia a un amino hidrosulfuro (HS⁻) y un protón (H⁺).
- El amino HS⁻ reacciona con la MDEA y forma una sal de amina y agua junto con un desprendimiento de calor.
- Esta reacción se da del mismo modo y de forma rápida con todas las moléculas de MDEA.

Reacción de CO₂ con MDEA:

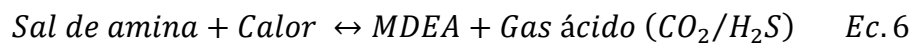


- En la Ec. 4 las moléculas de CO₂ se hidrolizan al disolverse en agua y se forma ácido carbónico (H₂CO₃).
- En la Ec. 5 el ácido carbónico se disocia lentamente a bicarbonato (HCO₃⁻) y un protón (H⁺).
- A su vez el bicarbonato reacciona con la MDEA y forma la sal de amina y agua junto con un desprendimiento de calor.
- Cabe mencionar que la hidrólisis se da de forma lenta, mientras que la reacción entre el bicarbonato con la amina si es de manera rápida. Es por eso que la remoción de CO₂ es menor comparado con la del H₂S.

Reacción de regeneración.

La amina rica (abundante en moles de gases ácidos) que sale por el fondo de la torre absorbadora, después de pasar por otros equipos, entra por cabeza a una torre de regeneración a una temperatura de 104°C aproximadamente y mientras la solución desciende por la columna, los enlaces que formaba la amina con los gases ácidos se van rompiendo proporcionalmente con el aumento de la temperatura de la solución (de 104°C a 124°C aproximadamente, temperatura en la que se logran vaporizar los gases), al entrar en contacto con vapor de baja presión proporcionado por un rehervidor que ayuda a controlar la temperatura en la amina (Velásquez 2008, Balderrama 2014).

El regenerador trabaja en condiciones contrarias a la torre absorbadora, es decir a alta temperatura (124°C aproximadamente) y baja presión (3.5 kg/cm²) de manera que se favorezca la liberación de los gases ácidos. Por tanto, la reacción de regeneración se describe en la Ec. 6 (Macías 2007, Medellín 2015).



- La reacción que dio formación a la sal de amina en la absorción de los gases ácidos es una reacción reversible y en consecuencia, la reacción de regeneración de la MDEA se da de forma inversa.
- La sal de amina formada en el absorbador se rompe al disminuir la presión y aumentar la temperatura en la torre de regeneración, es decir, al proporcionarle calor, logrando con ello el desprendimiento de los gases ácidos y quedando la MDEA a disposición para una nueva absorción en el absorbador.

4.1.5. Corrosión

Para nuestros propósitos, la corrosión se puede caracterizar como una reacción química (si la reacción es directa) o electroquímica (cuando requiere de un proceso de oxidación y reducción) entre un metal y su ambiente, que produce un deterioro del material y de sus propiedades (Ávila *et al.* 1986). La corrosión de los metales es un proceso electroquímico, ya que las reacciones corrosivas del metal normalmente involucran reacciones químicas y un flujo de electrones (Castro 2016). Así pues, cuando la corrosión está originada por una reacción electroquímica (oxidación), la velocidad depende en cierta medida de la temperatura, porque hace que se aceleren las reacciones y depende también de las propiedades de los metales en cuestión.

Por otra parte, la corrosión puede presentarse de diferentes formas y pueden clasificarse de acuerdo a tres factores (Tirzo 2016); uno de ellos es la apariencia del metal afectado, donde se puede percibir corrosión de manera uniforme en toda la región material o localizada cuando solo se encuentra en algunas áreas. Otro factor es la naturaleza de la solución (electrolito) capaz de conducir electricidad, que puede ser húmeda o seca dependiendo si se requiere de una solución líquida o si involucra una reacción con gases. Y el último factor es el mecanismo de corrosión, es decir, si implica reacciones químicas directas o reacciones electroquímicas.

Los efectos de la corrosión son muchos; por ejemplo el que se observa en herramientas metálicas, en los protectores, en el ambiente, por mencionar algunos, pero es posible que una de las complicaciones más delicadas sea el que ocurre en las plantas industriales que involucran procesos químicos, sumando la presencia de agua que es esencial para desencadenar el proceso de corrosión.

4.1.5.1. Corrosión en plantas de gas

La corrosión que se presenta en las plantas de gas es de naturaleza electroquímica (Pino 2011), debido a la combinación de los gases ácidos que se manejan (H_2S y CO_2) junto con la presencia de agua, que ocasiona la proliferación de condiciones corrosivas sobre los metales dañando su estructura, provocando alteración física, deterioro o en su defecto la destrucción del material (Peña 2007). Por esta razón, es una condición operacional que se debe manejar en todas las instalaciones de una planta de endulzamiento de gas natural.

Al hablar de corrosión electroquímica, significa que hay un flujo de corriente eléctrica en el proceso de corrosión y para que esto fluya tiene que existir una fuerza impulsora (en este proceso es la energía almacenada por el metal durante el proceso de transformación, es decir, cuando la herrumbre es convertido a hierro metálico mediante el empleo de energía) y este valor se relaciona con la energía que se libera cuando el metal se corroe.

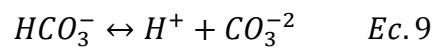
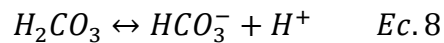
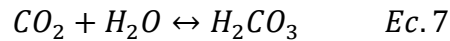
Cabe mencionar que la mayoría de los metales ingenieriles que se usan: el cobre, el cinc, el níquel, el cromo, el hierro, el aluminio, el plomo, el estaño, entre otros, sufren la tendencia de crear herrumbre después de ser obtenidos en su forma libre por la energía empleada para convertirlos, por eso generalizando se puede decir que cuanto mayor haya sido la cantidad de energía (térmica, eléctrica o de otro tipo) invertida en la obtención del metal a partir de su mineral, mayor será su tendencia a volver a combinarse para estabilizarse.

La corrosión electroquímica se compone por un ánodo, que es la porción de la superficie del metal que se está corroyendo (lugar donde el metal se disuelve y pasa a la solución debido a que los átomos metálicos pierden electrones y pasan a la solución como iones), un cátodo, que es la parte de la superficie metálica que no se disuelve y quien consume los electrones liberados del ánodo (reacción de reducción) y el electrolito que es la solución conductora de electricidad (conduce la corriente del ánodo al cátodo y luego vuelve al ánodo a través del metal, completando el circuito eléctrico) (Pino 2011, Tirzo 2016).

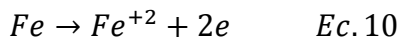
Ahora bien, el CO_2 si está seco no es corrosivo, sin embargo, en presencia de humedad (de 60 – 70 %) o en pequeñas cantidades de ella (1000 ppm) a $37^\circ C$ resulta muy corrosivo para el acero al carbón (López 2011).

Formación de capa pasivadora en líneas de proceso en endulzamiento de gas amargo

Por otro lado, el CO₂ es altamente soluble en agua y el mecanismo de corrosión por CO₂ envuelve una serie de reacciones químicas (Peña 2007, Pino 2011) que se pueden dividir en varias etapas; la primera es la formación de ácido carbónico (H₂CO₃) por la reacción entre el CO₂ y el agua (Ec. 7), este a su vez, sufre una doble disociación formando en primer lugar iones bicarbonato (HCO₃⁻) y luego iones carbonatos (CO₃⁻²) ilustrados en las ecuaciones 8 y 9 respectivamente.



En la segunda etapa ocurre el transporte de las sustancias que interactuaron en la reacción, desde la solución a la superficie del metal. Y en la tercera etapa, el hierro (Fe) de la tubería se oxida liberando electrones (reacción de oxidación, Ec. 10).



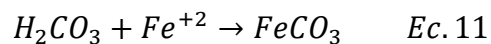
En efecto, cuando se oxida el hierro se pueden obtener diferentes productos, dependiendo si el hierro se ha oxidado a la forma ferrosa (Fe⁺²) o férrica (Fe⁺³), aunque al tratarse de una industria petrolera o bien una planta procesadora de gas natural, sin lugar a dudas la forma es ferrosa (Marcía 1995). En todo caso, los productos que se forman dependiendo de la oxidación y el color característico que lucen se presentan en la Tabla 3 (Pino 2011).

Tabla 3. Oxidación del Fe según su estado de oxidación.

Forma de oxidación	Producto de formación	Color característico
Ferroso (Fe ⁺²)	Fe(OH) ₂	Verde
	FeO	Negro
	Fe ₂ C ₂ O ₄	Amarillo
	FeCO ₃	Verde
	FeS	Negro
Férrico (Fe ⁺³)	Fe ₂ O ₃	Rojo
	Fe(OH) ₃	Pardo
	Fe ₂ (CO ₃) ₃	Negro

	FePO ₄	Amarillo
--	-------------------	----------

Como se había mencionado anteriormente, el producto de la oxidación del hierro en una planta de gas normalmente es ferroso y uno de ellos es el FeCO₃ del cual hablaremos; que se produce por la reacción entre el ácido carbónico (formado en la disolución del CO₂) y el hierro ferroso (Fe⁺²) descrito en la Ec. 11 y que es un producto tanto de corrosión como de incrustación (DuPart 1993), he aquí la propiedad corrosiva que el CO₂ exhibe en presencia de agua (Martínez *et al.* 2006, Peña 2007).



La capa de carbonato ferroso en la superficie del metal se puede dar en 3 tipos y depende de las propiedades físicas y la temperatura para que se produzca la reacción de formación, así pues estas son (Pino 2011):

1. Si la reacción se da a una temperatura menor de 60°C y a un pH menor de 5, la formación de la película sobre el metal no es estable y la corrosión es homogénea ya que se forman pequeñas cantidades de FeCO₃ y por ende el producto de corrosión no cubre enteramente la superficie, además posee poca capacidad de adhesión lo que hace que sea arrastrado de la superficie del metal por el fluido en movimiento y que pase a la solución de amina.
2. Se presenta corrosión localizada si la reacción se produce a temperaturas intermedias cercanas a los 100°C, ya que en este rango de temperatura se produce la mayor tasa de corrosión y se observan picaduras en el metal. Incluso, simultáneamente, comienza el crecimiento de cristales de FeCO₃ sobre la superficie del metal, siendo la capa de lento crecimiento y porosa, al mismo tiempo los poros presentes actuarán como sitios anódicos (sitio donde ocurre la reacción de oxidación) en el proceso de corrosión y con ello favorecen la corrosión localizada.

3. A temperaturas superiores a los 200°C, la corrosión disminuye por la formación de una capa delgada, maciza y bien fijada formada por el carbonato ferroso que cambia de estado al colocarse en forma de cristales sobre la superficie, porque tiene una alta velocidad de formación y que actúa como una capa de pasivación que brinda estabilidad y protección al metal. Pero si se observa un nuevo incremento de temperatura, podría darse la formación de un óxido de hierro (Fe_3O_4) que acabaría con dicha capa protectora.

En resumen, se puede decir que la corrosión por dióxido de carbono alcanza su máximo nivel cuando la temperatura está por debajo de 100°C.

El H_2S por su parte también crea un ambiente corrosivo formando una capa negra de sulfuro de hierro (FeS) sobre la superficie metálica y este tipo de ataque es conocido como corrosión general por H_2S , además de que en presencia de agua puede reaccionar con el CO_2 para formar sulfuro de carbonilo (COS).

En ese sentido, los equipos más propensos a la corrosión en una planta endulzadora, son el rehervidor (equipo que provee calentamiento al regenerador por medio de vapor de baja presión), el intercambiador de calor amina-amina (funciona como calentador de la amina rica y enfriador de la amina pobre a consecuencia de una transferencia de calor) y el regenerador, debido a las temperaturas elevadas que se manejan (Pino 2011). Este fenómeno se detecta mediante la presencia de productos de corrosión y estas sustancias a su vez se producen durante la reacción de corrosión (Martínez 2000).

4.1.6. Pasivación

La pasivación es la formación de una capa protectora inactiva sobre la superficie de un metal, ésta tiene la función de cubrir al metal de agentes externos que lo pueden dañar y por lo general está conformada por óxidos del metal que se está protegiendo (Raichev *et al.* 2008).

Formación de capa pasivadora en líneas de proceso en endulzamiento de gas amargo

En ese sentido, el fenómeno de la pasivación puede ser consecuencia de (Hernández 2013):

- La formación de una capa de productos oxidados de muy pequeño espesor, pero compacta, adherente y de muy baja porosidad, que prácticamente aísla al metal del medio agresivo. (Caso más habitual).
- La presencia de capas de cuerpos simples cuya molécula generalmente es de oxígeno, absorbidas sobre la superficie metálica. (Caso menos común).

En muchos casos se sabe que inicialmente se forman pequeños núcleos del producto oxidado pasivante y posteriormente, crecen extendiéndose a lo largo de toda la superficie, o como ocurre en el caso de las aleaciones de mayor interés tecnológico, como los aceros inoxidable, el proceso transcurre a través de la formación de una mono capa de óxido que se genera simultáneamente a lo largo de toda la superficie expuesta y la presencia de agua influye a menudo que se forme o no la capa pasiva.

Así pues, en el caso de las superficies del acero inoxidable cuando posee una capa “pasiva” se conoce como “estado pasivo”. Esta capa está compuesta por un óxido rico en cromo que se forma espontáneamente en su superficie cuando están limpios y expuestos a un entorno con suficiente oxígeno. Dicha capa aumenta de grosor durante cierto tiempo después de su formación inicial y ciertas condiciones naturales como por ejemplo, el contacto con el aire o con agua aireada, de tal manera que crean y mantienen la condición pasiva de la superficie frente a la corrosión; por ello, la resistencia que presentan los aceros inoxidable a la corrosión se debe a esta capa pasiva, que además posee la propiedad de auto regenerarse (Copyright 2007).

En el caso del acero inoxidable existen dos tipos de pasivado de acuerdo con el contenido del ácido principal utilizado en la concentración química, estos pueden ser: pasivado nítrico y pasivado cítrico. El pasivado que utiliza ácido cítrico es considerado un proceso más ecológico, pero el que usa ácido nítrico como agente oxidante es el más popular (Copyright 2007).

Ahora, en el caso del acero al carbón, cuando se le realiza un pasivado se genera una capa molecular estable de acero y se elimina el óxido ferroso (compuesto derivado de la corrosión, que se manifiesta para distintas estructuras hechas con elementos de hierro), mediante un tratamiento químico para incrementar su resistencia a la corrosión y evitar la re oxidación inmediata (CEPROSE), no como en el caso del acero inoxidable que no requiere de ningún recubrimiento o protección porque ya posee una capa protectora, su capa pasiva.

Es importante considerar que antes de realizar el tratamiento de pasivado de cualquier material, se debe asegurar que las superficies estén libres de cascarilla de óxido, así como estar limpias de contaminación orgánica, lubricantes, aceites o grasas para que el proceso sea efectivo.

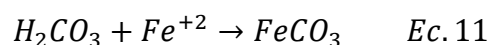
4.1.6.1. Pasivado de los gases ácidos

Los gases ácidos con los que se trabaja en una planta de endulzamiento de gas natural (H₂S y CO₂) además de efectuar corrosión en los materiales que están en contacto con estas sustancias, también tienen la capacidad de formar una película protectora sobre el material (en este caso hablamos del acero al carbono) para conservarlos. Pero esta protección es dada siempre y cuando se cumplan ciertas condiciones para que se forme la película pasiva y para que se mantenga.

A continuación se describen las reacciones de pasivación que desencadenan los gases para brindar protección al acero al carbono, los cuales se generan dentro de los equipos y tuberías en las instalaciones de una planta de endulzamiento (Medellín 2013).

Pasivación por CO₂:

La reacción entre el ácido carbónico formado cuando el CO₂ se disuelve en agua y reacciona con el hierro ferroso (Fe⁺²) de la tubería o equipo en contacto, origina uno de los productos de oxidación del hierro como el FeCO₃, el cual es un carbonato ferroso (Ec. 11).



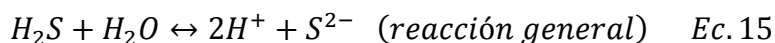
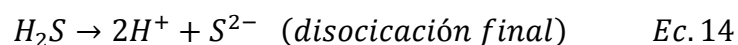
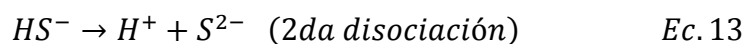
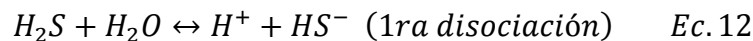
Formación de capa pasivadora en líneas de proceso en endulzamiento de gas amargo

Este compuesto tiene la ventaja de actuar como una capa de pasivación que brinde estabilidad y protección al metal a temperaturas superiores a los 200°C (Pino 2011). Haciendo posible a su vez, que la corrosión disminuya por la formación de una capa delgada, maciza y bien fijada, formada por el carbonato ferroso que cambia de estado al colocarse en forma de cristales sobre la superficie, porque tiene una alta velocidad de formación.

Sin embargo, en contraste con lo anterior, si se observa un nuevo incremento de temperatura, podría darse la formación de un óxido de hierro por ejemplo el Fe_3O_4 que acabaría con dicha capa protectora (Feliu *et al.* 1991).

Pasivación por H_2S :

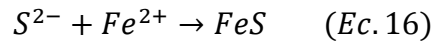
El H_2S también puede proteger al acero al carbón cuando forma sulfuro de hierro II (FeS). Pero para llegar a ese producto, primeramente el H_2S sufre una doble disociación al entrar en contacto con el agua del medio, estas disociaciones se ilustran en las ecuaciones 12 y 13 respectivamente y en la Ec. 14 se indica el producto de ambas disociaciones, así mismo en la Ec. 15 se expresa la reacción general (DuPart 1993).



- En la primera disociación (Ec. 12) el H_2S entra en contacto con el agua y se disocia en él formando un protón (H^+) y un amino hidrosulfuro (HS^-).
- En la segunda disociación (Ec. 13) el HS^- se descompone en otro protón y un anión sulfuro (S^{2-}).
- Por último en la Ec. 14 se denota el producto final de la disociación del H_2S al sumar los subproductos de las Ec. 12 y 13.

Formación de capa pasivadora en líneas de proceso en endulzamiento de gas amargo

Por su parte, el anión sulfuro que se formó de la disociación anterior entrará en contacto con el hierro ferroso (Fe^{2+}) del acero al carbono, que al reaccionar forma sulfuro de hierro II (Ec. 16) que se adhiere a la base metálica para favorecerla y prevenir una corrosión futura.



La capacidad protectora de la capa de sulfuro de hierro dependerá de las propiedades físicas y homogeneidad de la misma; varios productos del tipo (Fe_xS_y) pueden formarse dependiendo de la presión parcial del H_2S gaseoso.

A presiones parciales de H_2S por debajo de 0.1 psi (libras por pulgada cuadrada) se forman los productos más protectores, que son el sulfuro de hierro II (FeS) y pirita (FeS_2), mientras que por encima de este valor, se forman productos más imperfectos, como por ejemplo el Fe_9S_8 (mackinawita), que son compuestos que permiten la difusión del ion ferroso (Fe^{2+}) y son menos protectores de la corrosión ya que se desprenden más rápidamente de la tubería (Pino 2011).

Por lo anterior, se sabe entonces que los gases ácidos que viajan por las tuberías y equipos durante el proceso de endulzamiento del gas natural, pueden incluso proteger al material que los conduce y no solo corroerlos. No obstante, como se mencionó inicialmente, los equipos se verán favorecidos cuando los gases formen los productos indicados en las condiciones adecuadas.

Así mismo, el grado en que el óxido protegerá al material para que no se corra, depende si la película formada tiene buena adherencia, si el coeficiente de expansión es casi igual al del Metal y si la película formada tiene plasticidad a alta temperatura para que no se rompa o cuartee (West 1986).

4.1.7. Material utilizado en la industria de gas natural

El gas natural se transporta en largos ductos de acero y los ductos fabricados de acero al carbono juegan un papel importante en la economía mundial por su empleo para el transporte y conducción de muchos tipos de fluidos, tales como agua potable, petróleo crudo y combustibles derivados, lodos de minerales de hierro y en particular para la transmisión de gas natural. Así pues, los materiales más importantes utilizados en la industria del gas natural son los aceros al carbono (So *et al.* 2013), en particular los del grupo 5L, especificados por el American Petroleum Institute (API), donde señala que se emplean en las tuberías de transporte de gas natural.

De igual manera, se cuenta con la información de la Norma de Referencia de Petróleos Mexicanos NRF-032-PEMEX-2012 donde se mencionan las dimensiones y requerimientos que debe cumplir la tubería de acero al carbono para ser utilizado en el transporte de gas natural o la Norma de Referencia NRF-053-PEMEX-2006 que es para sistemas de protección anticorrosiva a base de recubrimientos para instalaciones superficiales.

Por otro lado, organismos internacionales como NACE (National Association of Corrosion Engineers) han dedicado mucho esfuerzo para combatir y/o mitigar la corrosión en tuberías de gas natural, preparando y publicando estándares con el fin de controlar el fenómeno. Los resultados de sus investigaciones se publican y actualizan periódicamente en numerosos medios como estándares NACE-Standards, donde la sede de este organismo es en Houston, Texas USA.

En ese sentido, se pueden mencionar por ejemplo, la especificación NACE 37519:1985 donde se indica la tolerancia que se debe incluir para desgaste por corrosión, la especificación NACE SP0110 donde se describe la metodología para evaluar la corrosión interna en tuberías que transportan gas húmedo para determinar qué zonas de éste están corroídas, por mencionar algunas.

4.2. Auditorías Efectivas (AE)

Es un sistema electrónico para el control y seguimiento de las Auditorías Efectivas que se realizan en los Complejos Procesadores de Gas (CPG's).

Las auditorías efectivas son una de las 12 mejores prácticas internacionales, que tiene como objetivo detener los actos y condiciones inseguras para evitar los incidentes en las áreas de trabajo de Pemex, mediante la modificación del comportamiento de los trabajadores basado en la seguridad, salud en el trabajo y protección ambiental, para reducir la probabilidad de lesiones o deterioro de la salud.

Este procedimiento cubre los sitios de trabajo donde llevan a cabo actividades los trabajadores de Pemex, así como contratistas, transportistas, proveedores y/o visitantes; para identificar y corregir actos inseguros y las condiciones inseguras generadas por dichos actos.

Así pues, para fines de cumplimiento, el llenado del formato de la auditoría se realiza conforme la ejecución de cinco pasos:

- ✓ El primero es ingresar a la liga de AE para obtener la hoja de campo con el número de folio correspondiente a la fecha. Ver anexo 6, 7 y 8.
- ✓ El segundo es ir al área y detenerse cerca de las personas para poder observar lo que están haciendo, principalmente en los trabajos clasificados como peligrosos y considerando el horario donde pueda estar el mayor número de trabajadores realizando actividades.
- ✓ El tercer paso es observar a las personas en forma cuidadosa y sistemática, analizando el trabajo que realizan, centrandó la atención en las categorías definidas en el formato ("posición y reacción de las personas", "equipo de protección personal", "herramientas y equipo", "procedimientos" y "orden y limpieza").
- ✓ El cuarto paso es actuar, es decir, interactuar con el trabajador corrigiendo el acto inseguro induciéndolo a buscar y determinar las posibles formas de hacer el trabajo o actividades en forma segura.

- ✓ Y finalmente, el quinto paso es registrar en la hoja de campo las observaciones y posteriormente cargar el resultado de la Auditoría Efectiva en el sistema de AE. Ver anexo 9.

4.3. Análisis y Seguridad en el Trabajo (AST)

Son las reglas de trabajo que deben ayudar a identificar, entender, evaluar, controlar o eliminar los riesgos y ayudar a proteger a todos los trabajadores contra las lesiones y los riesgos asociados con la instalación durante la realización de los trabajos, de manera que: se utilice un enfoque organizado, metódico y sistemático, se busque y obtenga un consenso entre las diversas disciplinas participantes y se documenten los resultados para su uso posterior en el seguimiento de las recomendaciones. Ver anexo 10.

4.4. Sistema de Disciplina Operativa (SDO)

Es el cumplimiento riguroso y continuo de todos los procedimientos e instrucciones de trabajo, tanto operativos, administrativos y de mantenimiento del centro de trabajo, a través del proceso de tenerlos disponibles con la mejor calidad y cumplimiento, comunicarlos de forma efectiva a quienes lo aplican y de exigir su estricto apego.

En este portal se encuentran registrados todos los procedimientos críticos y procedimientos específicos con los que cuenta la planta para la ejecución de los trabajos de manera segura, para consultarlos en formato digital las veces que sea necesario. Ver anexo 11.

En la siguiente tabla (Tabla 4) se anotan las prácticas seguras, los procedimientos críticos y el procedimiento de excepción disponibles en el portal SDO.

Tabla 4. Procedimientos disponibles en el portal SDO.

Procedimiento	Código y nombre
Prácticas seguras	SP-PE-200; Análisis, verificación y autorización de permisos de trabajo
	SP-PE-900; Principios y criterios para elaborar el análisis de seguridad del trabajo.
Procedimientos críticos	SP-PC-010; Entrada segura a espacios confinados
	SP-PC-021; Bloqueo de energía y materiales peligrosos (Tarjeta - Candado - Despeje y Prueba)
	SP-PC-030; Apertura de líneas y equipos de proceso
	SP-PC-040; Prevención de caídas en trabajos en altura
	SP-PC-041; Izaje de cargas
	SP-PC-050; Equipo de protección personal específico
	SP-PC-060; Obtención de condiciones de trabajo eléctricamente seguras, libranzas simples y complejas
	SP-PC-061; Procedimientos de trabajo en o cerca de partes energizadas expuestas
	SP-PC-070; Protección contra incendio (sistemas fijos)
SP-PC-080; Delimitación de áreas de riesgo (Barricadas)	
Procedimiento de excepción	SP-PE-202; Bloqueo por excepción de dispositivos de seguridad

4.5. Indicador UpTime

Se utiliza para garantizar la óptima utilización de la infraestructura productiva de la empresa. Para lograrlo se fomenta un proceso de mejora continua; una disponibilidad del 100% de los activos; una cultura de eliminación de defectos; una cultura de menos desperdicio – más producto; una práctica de controlar, medir y mejorar; y la utilización de “la planta oculta” (es decir, eliminar las pérdidas por paro programado y no programado, de proceso, de calidad y de transición; todo ello con el fin de aumentar el tiempo operativo valioso de las plantas). Ver anexo 12 y 13.

Esta actividad se realiza por medio de un sistema informático con el que cuenta Pemex, el cual se le conoce como “SAP”. Que es una empresa multinacional alemana dedicada al diseño de productos informáticos de gestión empresarial, tanto para empresas como para organizaciones y organismos públicos.

4.6. Seguimiento a variables de proceso

Diariamente se envía por correo un “Reporte de Variables” al Ingeniero de producción del área y al Superintendente de las plantas endulzadoras del área Norte y Sur, en donde se incluye la siguiente información:

1. Concentraciones de solvente (amina).

Esta información se encuentra en una hoja de cálculo de Excel, que brinda el porcentaje de concentración de amina utilizada en las plantas endulzadoras (Planta 9, 10, 11 y 12) al igual que el porcentaje de regeneración, por medio un gráfico para cada planta. Esto con el fin de saber si las concentraciones de amina en ambos casos se encuentran dentro de los límites permisibles, y de no ser así, actuar de manera conveniente. Ver anexo 14.

2. Concentraciones de H₂S y CO₂ en el gas amargo.

Esta información también está disponible en una hoja de cálculo de Excel en forma de gráficos donde se distingue si el gas amargo que se está recibiendo no rebasa los límites admitidos de concentración de gas ácido. Dicho gráfico es específico para cada área de endulzamiento; éstas son Norte y Sur, en el caso del área Norte, las plantas endulzadoras son de la planta 9 a la planta 12. Ver Anexo 15.

3. Condiciones del sistema de filtración.

En una tabla se da a conocer como se encuentra el sistema de filtración de las 4 plantas endulzadoras, detallando si se encuentran operando o no y de qué manera, si con válvulas controladoras o por directo, de igual manera el flujo de amina y la medida del indicador de presión. Ver anexo 16.

4. Indicador Global de IAS (Índice de Actos Seguros).

Este indicador es de la Línea de mando 1 en donde pertenecen las plantas endulzadoras y se encuentra disponible para corroborar el cumplimiento de la realización de las auditorías efectivas (AE) en el periodo comprendido a partir del día 1 a la fecha del mes en curso. Ver Anexo 17.

5. RESULTADOS

De acuerdo a la investigación realizada se tienen los siguientes resultados:

Primeramente, se estima que la mejor técnica de eliminación de los gases ácidos presentes en el gas natural, es por medio de la absorción que se realiza en torres verticales de platos, utilizando solventes químicos que tienen la ventaja de regenerarse para utilizarlo continuamente y hacer económico el proceso; teniendo como el principal a las alcanolaminas y entre las que existen, a la Metildietanolamina (MDEA), ya que ha demostrado tener una mayor capacidad de absorción en comparación con el resto. Además de que puede manejarse solo o combinado para mejorar su desempeño.

De igual manera se describieron las reacciones que dan lugar a la absorción mediante el uso del solvente utilizado (MDEA), con el fin de esclarecer el proceso, tanto de absorción como de regeneración de la técnica elegida como la mejor para lograr la remoción de los componentes ácidos.

Por otro lado, queda claro que la corrosión siempre estará presente en cualquier espacio y lugar y que se manifiesta de distintas formas; más aún en una planta procesadora de gas natural, pues los gases ácidos que se manejan contribuyen a reflejar una severa corrosión en los materiales donde hacen contacto, dañando su estructura, provocando una alteración física, deterioro del equipo e incluso la destrucción completa del material.

Así mismo, se caracterizó el tipo de corrosión que se presenta en las plantas endulzadoras, siendo este de tipo electroquímico, por ser un proceso de óxido reducción.

También en esta investigación se analizaron las reacciones que desencadenan los gases ácidos para proliferar la corrosión, detallando cada una de ellas e indicando las condiciones que la favorecen.

A su vez, en contraste con lo anterior, se menciona que los gases ácidos no sólo pueden originar reacciones de corrosión, sino incluso brindar protección al formar una película pasiva para el material en contacto, respetando ciertas condiciones, de temperatura por ejemplo, favoreciendo su conservación.

Destacamos también, que debido al bajo costo del acero al carbono, este es el material de construcción mayormente utilizado, y como pudimos darnos cuenta, es altamente susceptible a ser corroído. Por ello es necesario entender el proceso de corrosión para poder predecir, prevenir y atacar sus efectos de manera efectiva.

Finalmente, se expone que existe un organismo internacional (NACE) que ofrece publicaciones de estándares que contribuyen al conocimiento para combatir y controlar el fenómeno de corrosión, así como Normas de Referencia de Petróleos Mexicanos para su ejecución dentro del mismo.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. Conclusiones

Mediante la investigación realizada se obtuvo un análisis del problema de corrosión que se presentan en las plantas endulzadoras, por lo que con ello concluimos que tanto el oxígeno, como el dióxido de carbono y el ácido sulfhídrico disuelto en agua aumentan la corrosividad de la corriente contra el acero; por lo tanto, los gases son la principal causa de los problemas de corrosión y son un problema muy común en las plantas que además de generar corrosión reducen significativamente la vida operativa segura de las tuberías y acorta la vida útil de los equipos, a la vez que trae consigo un incremento técnico - económico.

Así mismo, la corrosión es la principal causa de falla en la conducción y transporte de fluidos, pues el fallo de una tubería puede tener múltiples consecuencias como pérdida del fluido, daño en las instalaciones, contaminación e incluso puede llegar a suponer un riesgo para las vidas humanas.

Sin embargo, la corrosión provocada puede manifestar la formación de una película sobre el material que frene la corrosión y llegue a ocultar el daño producido al material que sólo puede ser descubierto durante las tareas de limpieza. Este aspecto importante, es el fenómeno de pasividad que como se estudió es una consecuencia de la formación de una capa de óxidos, de pequeño espesor, compacta y adherente que aísla al metal del medio y el análisis de las reacciones que se presentaron han permitido conocer la constitución de la capa pasiva establecida espontáneamente por los gases sobre el acero así como sus condiciones de formación.

Por otro lado, está la selección del absorbente que es un punto focal en el proceso de absorción y también se debe considerar por el grado de corrosión que puede evitar o en su defecto provocar, teniendo con ello resultados que permitirán disminuir a su vez costos de operación, conociendo de forma más íntima el comportamiento de las condiciones de temperatura, presión y concentración en los equipos utilizados.

De esta forma se logra sintetizar que la aplicación eficiente de métodos de protección y control de la corrosión contribuirá a conservar la capa pasivadora del material y favorecerá la seguridad del personal, además de que evitará en cierta medida la contaminación ambiental y la economía de operación de las tuberías y equipos del complejo se verán reducidas por reparación o reemplazo total. Además se concluye que se cumplieron los objetivos planteados inicialmente.

6.2. Recomendaciones

Para disminuir y controlar la corrosión en bajos niveles en las plantas endulzadoras que utilizan aminas como solvente se recomienda:

- Sustituir el uso de rehervidores a fuego directo por rehervidores que operen con vapor (de baja presión, 4.5 kg/cm²): esto con ayuda de controladores de temperatura para ajustarla, evitará ocasionar un sobrecalentamiento que provoque una alta corrosión en el equipo. Por otro lado, este tipo de rehervidores tienen la ventaja de ahorrar energía además de no causar contaminación al medio ambiente.
- Asegurarse de que la concentración de la solución endulzadora permanezca a los niveles requeridos para el tratamiento: con ello se aminora la carga ácida de amina rica, el nivel de corrosión, la energía consumida, el riesgo de reducir la eficiencia y tener un producto fuera de especificación.
- Controlar la carga ácida en la amina rica: al procurar no exceder la carga ácida recomendada, la tasa de corrosión se verá reducida ya que ésta depende del contenido de gas ácido en la solución, es decir, cuanto más alto es el contenido de gas ácido mayor es la tasa de corrosión.
- Mantener las temperaturas adecuadas en todos los equipos: de lo contrario, el uso excesivo de calor puede causar degradación térmica y con ello reducir la función del solvente, además de incrementar la corrosividad de la solución debido a que la velocidad de corrosión aumenta generalmente con la temperatura.
- Realizar limpieza periódica en los equipos de proceso: esto ayuda a incrementar la eficiencia de la planta y así disminuir el gasto energético ya que se eliminan contaminantes que disminuyen el coeficiente de transferencia térmica y la vida útil de los equipos.
- Minimizar lo más que se pueda los sólidos y productos de degradación: esto se logra con un buen sistema de filtración, con el fin de preservar en buen estado el solvente y en consecuencia mantener la concentración requerida para una buena absorción.

Formación de capa pasivadora en líneas de proceso en endulzamiento de gas amargo

- Disminuir la velocidad de los fluidos corrosivos, de tal manera que se eviten problemas de erosión y/o corrosión. Sin embargo, para metales y aleaciones que se pasivan, es más importante evitar las disoluciones estancadas.
- Trabajar el solvente rico con caudales equivalentes a la mitad de los que se utilizarían para fluidos dulces: es decir si por ejemplo se tiene un caudal de 200 galones de gas dulce, se recomienda un caudal de 100 galones para la solución rica.

Éstas son algunas medidas para reducir el efecto, ya que muchos problemas de corrosión pueden solventarse realizando algunas prácticas operacionales como estas.

Por otro lado está el uso de inhibidores que son inyectados por el tope de la torre de regeneración y que aporta una modificación en el medio, porque son esencialmente catalizadores de retardo que obstaculizan las reacciones del metal con el medio. De ahí que hay dos tipos de inhibidores que se prefieren para los sistemas de aminas; dentro de ellos se pueden encontrar los inhibidores de tipo adsorción que son adsorbidos por la superficie y forman una película protectora o los inhibidores pasivadores que pueden formar barreras entre el metal y el medio agresivo. También, cabe mencionar que inducen a la formación de espuma pero pueden ser retenidos en los filtros de carbón. Además algunos productos comerciales patentados de aminas traen anticorrosivos en su formulación.

No obstante, para la protección interior y exterior de equipos y tuberías, la familia de inhibidores más utilizada es la de los inhibidores que actúan por adsorción o de película. Este tipo de compuestos se adsorbe sobre la superficie del metal formando una película delgada que resulta de la atracción física o química entre el compuesto y la superficie de metal y su nivel de protección depende tanto de su concentración que conduzca a una cobertura de la superficie, como de la fuerza de atracción entre el metal y el compuesto.

Las barreras de inhibidor formadas son hidrofóbicas, las cuales rechazan la fase acuosa que contiene las especies corrosivas.

Acciones para la rápida detección de la corrosión:

- Reunir información para que el experto en la materia sepa cómo responden los equipos y materiales antes del proceso y establecer un método de control apropiado.
- En general, utilizar aparatos y fluxómetros, para poder determinar en forma más o menos precisa las velocidades de corrosión y poder actuar oportunamente para corregir anomalías.
- Verificar si los condensadores, enfriadores y en general el sistema de agua presentan problemas que causen corrosión o que formen incrustaciones.

7. COMPETENCIAS DESARROLLADAS

- ✓ Capacidad de búsqueda de información bibliográfica contundente que sustente el proyecto de investigación.
- ✓ Capacidad de análisis de la información recabada; destacando lo primordial y esencial de la misma.
- ✓ Capacidad de síntesis de información y asimilación del conocimiento para redactar posteriormente.
- ✓ Capacidad para aprender por cuenta propia.
- ✓ Desarrollo de habilidades: trabajo individual y colaborativo con los ingenieros y con el personal de plantas, manejo de conflictos, comunicación efectiva.
- ✓ Fortalecimiento del liderazgo, la eficiencia y la responsabilidad dentro del complejo y en todas las actividades desarrolladas.

8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS Y VIRTUALES

Referencias bibliográficas:

Ávila, J., & Genescá, J. (1999). Más allá de la herrumbre. México: Fondo de Cultura Económica (Col. La Ciencia para Todos). Otero H., E. (1997). Corrosión y degradación de los materiales. Madrid: Síntesis.

Beavers, J. A., & Thompson, N. G. (2006). External Corrosion of Oil and Natural Gas Pipelines. ASM Handbook, Vol. 13C. Corrosion: Environments and Industries. Materials Park, OH: ASM International. 2006: 1.015-1.025. 13.

Binder, G. G., Carlton, L. A., & Garrett, R. L.: "Evaluating Barite as a Source of Soluble Carbonate and Sulfide Contamination in Drilling Fluids", Journal of Petroleum Technology 33, no. 12 (December de 1981): 2371-2376.

Chemical engineering professional service, S. De R.L. de C.V. (CEPROSE).

Copyright. (2007). Vernet Vernet y Asociados- Todos los derechos reservados.

Criado, M., Fajardo, S., Valdez, B. & Bastidas, J. M. Aspectos cinéticos de la corrosión y fenómenos de pasividad. En Valdez Salas B., & Schorr Wiener M. (Eds.). Corrosión y preservación de la infraestructura industrial. Barcelona, España: OmniaScience; 2013. pp. 23,26 y 27.

Díaz, R. C. (2016). Directorio de Normas Oficiales. Diario Oficial de la Federación, 36. 2016, diciembre 07, De Base de datos de Ejemplares del Diario Oficial.

DuPart, M. S., Bacon, T. R., & Edwards, D. J. (1993). Understanding corrosion in alkanilamine gas treating plants. Gas/Spec Technology Group. Texas, USA.

Erdmann, E., Ruiz, L., Campos, N., Kostrencic, D., Martínez, J. & Mercado, L. (2008). Simulación del endulzamiento del gas natural con aminas. I Reunión Interdisciplinaria de Tecnología y Procesos Químicos-RITeQ. Complejo Vaquerías – Valle Hermoso – Córdoba – Argentina. 19 – 22 de octubre de 2008. Publicado en formato digital.

Formación de capa pasivadora en líneas de proceso en endulzamiento de gas amargo

Feliu, S., & Andrade, M. C. (1991) "Corrosión y protección metálicas", C.S.I.C., Madrid, España.

Gómez, R., & Lana, T. (2008). Cinética de la corrosión. En Corrosión (35). RUA_ Repositorio Institucional de la Universidad de Alicante.

Hernández, A. (2013). Estudio del uso del líquido iónico Tetrafluoroborato de 1-hexil-3-metilimidazolio, como inhibidor del acero S355. Universidad Politécnica de Cartagena. Cartagena, Colombia.

Kohl, A. & Nielsen, R. (1997). "Gas Purification", 5a edition, 40-174. Gulf Publishing Company, Houston, Texas, USA.

Macías R. I. (2007). Degradación biológica de aminas gastadas provenientes de los procesos de endulzamiento de gas de una refinería.

Marcías J. Martínez, (1995). "Endulzamiento del Gas Natural", Ingenieros Consultores, S.R.L, Maracaibo, Venezuela.

Martínez, M. (2000). Ingeniería de Gas, Principios y Aplicaciones. Endulzamiento del Gas Natural. Ingenieros Consultores SRL. Maracaibo, Venezuela, pp. 8-281.

Medellín, A. (2013). Principios de tratamiento de gas. Technical Service & Development Dow Oil, Gas y Mining.

Medellín, A. (2015). El proceso de endulzamiento de gases. Teoría y aspectos operacionales. Dow Gas y Petróleo.

Morales, G.V., Tirado, G.M., Cabrera, D.E. & Mercado, L. (2005). Simulación del Proceso de Endulzamiento de Gas Natural. SciElo Chile, 16, 33 - 36. Noviembre 2016, De Información Tecnológica La Serena Base de datos.

NACE. (1984). Corrosions Basics. Houston: NACE publications.

NACE Standard SP0110. Wet Gas International Corrosion Direct Assessment Methodology for Pipelines. Houston, TX: NACE; 1998.

NACE 37519:1985. Corrosion Data Survey - Metal Section. Houston, TX: NACE; 1985.

NOM-001-SECRE-2003. Norma Oficial Mexicana. Calidad del gas natural (cancela y sustituye a la NOM-001-SECRE-1997, Calidad del gas natural).

NRF-032-PEMEX-2012. Sistemas de Tubería en plantas industriales - Diseño y especificaciones de Materiales.

NRF-053-PEMEX-2006. Sistemas de protección anticorrosiva a base de recubrimientos para instalaciones superficiales.

Peña, D. (2007). Predicción de la corrosión por CO₂ + H₂S en tuberías de acero al carbono. Universidad Tecnológica de Pereira.

Perry, R. (1992). "Manual del ingeniero químico", Sexta Edición en Español, Editorial McGraw-Hill, México.

Perry, R. H. & Green, D. W. (2002). Manual de Ingeniero Químico. Edit. McGraw-Hill. 6a Edición. Nueva York.

Pine, S. H. (1987). Química Orgánica. Editorial Mc Graw Hill. Quinta edición. Singapur.

Rauchl, F., & Díaz, M. I. (1989). Pasivación y pasividad. Revista de Química, Vol. III, pp. 45, 47.

So, Á., Valdez, B., Schorr, Wiener, M., Carrillo, M., Ramos, R., & Curiel, M. Materiales y corrosión en la Industria de gas natural. En Valdez, B., & Schorr, M. (Eds.). Corrosión y preservación de la infraestructura industrial. Barcelona, España: OmniaScience; 2013. pp. 87-102.

Souza, R. C. (2004). Operación de plantas endulzadoras de gas. Dow Gas y treating.

Srinivassar, S., & Eden, D. C. Natural Gas Internal Pipeline Corrosion. ASM Handbook, Vol. 13C. Corrosion: Environments and Industries. Materials Park, OH: ASM Internatonal. 2006: 1.026-1.036.

Uhlig, H. (1970). Corrosión y control de corrosión. Ed. Urmo, Bilbao.

Velázquez, O. (2008). Endulzamiento de Gas Natural, Eliminación de Contaminantes o Proceso de Endulzado. Tesis. Facultad de Ciencias Naturales. Ing. En Perforaciones. Universidad Nacional de Salta. Salta, Argentina.

West, J. M. (1986). Fundamentos. Corrosión y Oxidación. Ed. Limusa, México. D. F.

Referencias virtuales:

Anónimo. (2013). Optimización del Proceso de endulzamiento del gas natural en las plataformas marinas de la zona de Campeche. Agosto 19, 2016, de Biblioteca unmsm Sitio web:

<http://biblioteca.unmsm.edu.pe/redlieds/proyecto/publicacioneselectro/monografias/OPTIMIZACION%20DEL%20%20PROCESO%20DE%20ENDULZAMIENTO%20DEL%20GAS%20NATURAL.pdf>

Balderrama, E., Cruz, M., Daher, C., & Navarro E. (2014). Endulzamiento del gas natural. Septiembre 18, 2016, de SlideShare Sitio web: http://es.slideshare.net/carlita_daher/endulzamiento-del-gas-natural

Castro, L. (2016). La-Corrosión. 2016, de blog wikispaces Sitio web: <https://la-corrosion.wikispaces.com/QUE+ES+LA+CORROSION+Y+POR+QUE+SUCEDE%3F>

CPG Ciudad Pemex. (2001). Filosofía de control planta endulzadora de gas. Diciembre 05, 2016, de Ica Flúor Daniel, S. DE R. L. DE C. V. Sitio web: <http://www.gas.pemex.com/NR/rdonlyres/AE90AFC9-5370-4FBC-AA57-4D4D51F4AEF7/0/Filosof%EDadeControlEndulzadoradeGas1.pdf>.

Daza, M. (2014). Proceso selexol. Diciembre 01, 2016, de universidad mayor de San Andrés Facultad de Ingeniería Sitio web: <https://es.scribd.com/doc/307366098/Proceso-Selexol>

Dirección General de Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB). (2015). Glosario de Pemex. 2016, de Pemex Gas y Petroquímica Básica Sitio web: <http://www.gas.pemex.com/pgpb/glosario>

Formación de capa pasivadora en líneas de proceso en endulzamiento de gas amargo

Domenech, X., Jardim, W.F. & Litter, M.I. (2001). Procesos Avanzados de Oxidación para la Eliminación de Contaminantes. Ciencia y Tecnología para el Desarrollo (CYTED). Libro Electrónico. Buenos Aires, Argentina. Sitio Web: <http://www.cnea.gov.ar/xxi/ambiental/CYTED/06cap01.pdf>

Dow Chemical Co. (2007). Gas Sweetening. Disponible en: http://www.dow.com/PublishedLiterature/dh_0039/0901b803800391f8.pdf?filepath=gas_sweetening/pdfs/noreg/170-01395.pdf&fromPage=GetDoc

Escalona, V. (2009). Gas Natural. Noviembre 14, 2016, de SlideShare Sitio web: <http://es.slideshare.net/exarkunmx/gas-natural-2142777>

Filinox-Flexinox. (2016). Tipos de corrosión. Noviembre 18, 2016, de Flexinox Pool Sitio web: <http://www.flexinoxpool.com/es/tipos-de-corrosion-del-acero-inoxidable>

G. (2015). Pasivado, un proceso controlado para restaurar la resistencia a la corrosión. 2016, de Blog IMINOX Sitio web: <http://www.sagitariobienesraices.com/497/>

Gillis, G. (2016). Sulfuro de hierro. Noviembre 22, 2016, de Schlumberger Sitio web: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/i/iron_sulfide.aspx

Giudice, C. A. & Pereyra A. M. (2012). Protección de materiales. Protección anódica. Septiembre 20, 2016, de Universidad Tecnológica Nacional Sitio web: <http://www.frlp.utn.edu.ar/materias/protecmat/proteccionanodica.pdf>.

Gutiérrez, J. P., Sosa, T. S., Ruiz, L., Riveros, A., & Erdmann E. (2013). Diseño del proceso de endulzamiento de gas natural. Simulación y comparación. Diciembre 06, 2016., de AAIQ, Asociación Argentina de Ingenieros Químicos - CSPQ Sitio web: http://www.aaiq.org.ar/SCongresos/docs/04_025/papers/05f/05f_1423_589.pdf

Heredia, M. E. (2011). Simulación del proceso de endulzamiento del gas natural. Agosto 20, 2016, de Facultad de Ciencias Químicas. Universidad Veracruzana Sitio web: <http://cdigital.uv.mx/bitstream/123456789/32462/1/herediamoctezuma.pdf>.

Formación de capa pasivadora en líneas de proceso en endulzamiento de gas amargo

López, P. (2011). Tratamiento con solventes para el proceso de endulzamiento de gas natural. Diciembre 06, 2016, de Facultad de Ciencias Químicas. Universidad Veracruzana Sitio web: <http://cdigital.uv.mx/bitstream/123456789/29545/1/TESINA.pdf>

Pacheco, H. (2016). Formación de espuma en plantas de aminas. Octubre 14, 2016, de Scribd Sitio web: <https://es.scribd.com/document/88299401/Formacion-de-Espuma>

Pemex Gas y Petroquímica Básica. (2006). Procesos Industriales. Noviembre 26, 2016, de Pemex Sitio web: <http://www.gas.pemex.com.mx/NR/rdonlyres/05E98E6D-E390-4A3D-AAC7-5E170558FA20/0/PROCESOSINDUSTRIALESnoviembre06.pdf>

Pino, F. (2011). Endulzamiento del Gas Natural. Agosto 23, 2016, de Cartelera electrónica Wordpress Sitio web: <https://carteleraelectronica.files.wordpress.com/2011/12/endulzamiento-de-gas-natural.pdf>

Real Academia de Ingeniería. (2002). Búsqueda por índice alfabético. En DEI (Diccionario Español de Ingeniería) (Vol. I) <http://diccionario.raing.es/>; Technosite, Tecnologías de la información y la comunicación.

Salazar F. J. (2010). NORMA Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del gas natural. Diciembre 05, 2016, de Diario Oficial Sitio web: <http://www.cre.gob.mx/documento/1724.pdf>

Tirzo, A. (2016). Factores que provocan la corrosión. Noviembre 19, 2016, de Scribd Sitio web: <https://es.scribd.com/doc/92736147/Factores-Que-Provocan-La-Corrosio>

Zúñiga A. (2012). Propuestas y soluciones a problemas de operación en campos productores de gas natural. Diciembre 01, 2016, de UNAM Facultad de Ingeniería Sitio web: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/2177/Tesis%20Completa.pdf?sequence=1>

9. ANEXOS

Anexo 1. Equipos del Sistema de Acondicionamiento de Gas Amargo.



- a. Enfriadores EA-105 X1/2
- b. Filtro separador de gas amargo 103-F
- c. Tanques separadores de líquidos V-4 A/C/, V-111

Anexo 2. Equipos de la Sección de Absorción.



- a. Filtro Coalescedor FC-01
- b. Torre Absorbedora T-1
- c. Tanque separador de Gas Dulce V-6
- d. Bombas de amina pobre P-1 A/B

Anexo 3. Equipos de la Sección de Flasheo.



- a. Tanque Flash V-5
- b. Torre Lavadora T-3
- c. Filtro de cartuchos F-4
- d. Bombas booster de amina pobre P-10 A/B

Formación de capa pasivadora en líneas de proceso en endulzamiento de gas amargo

Anexo 4. Equipos de la Sección de Regeneración.



Formación de capa pasivadora en líneas de proceso en endulzamiento de gas amargo



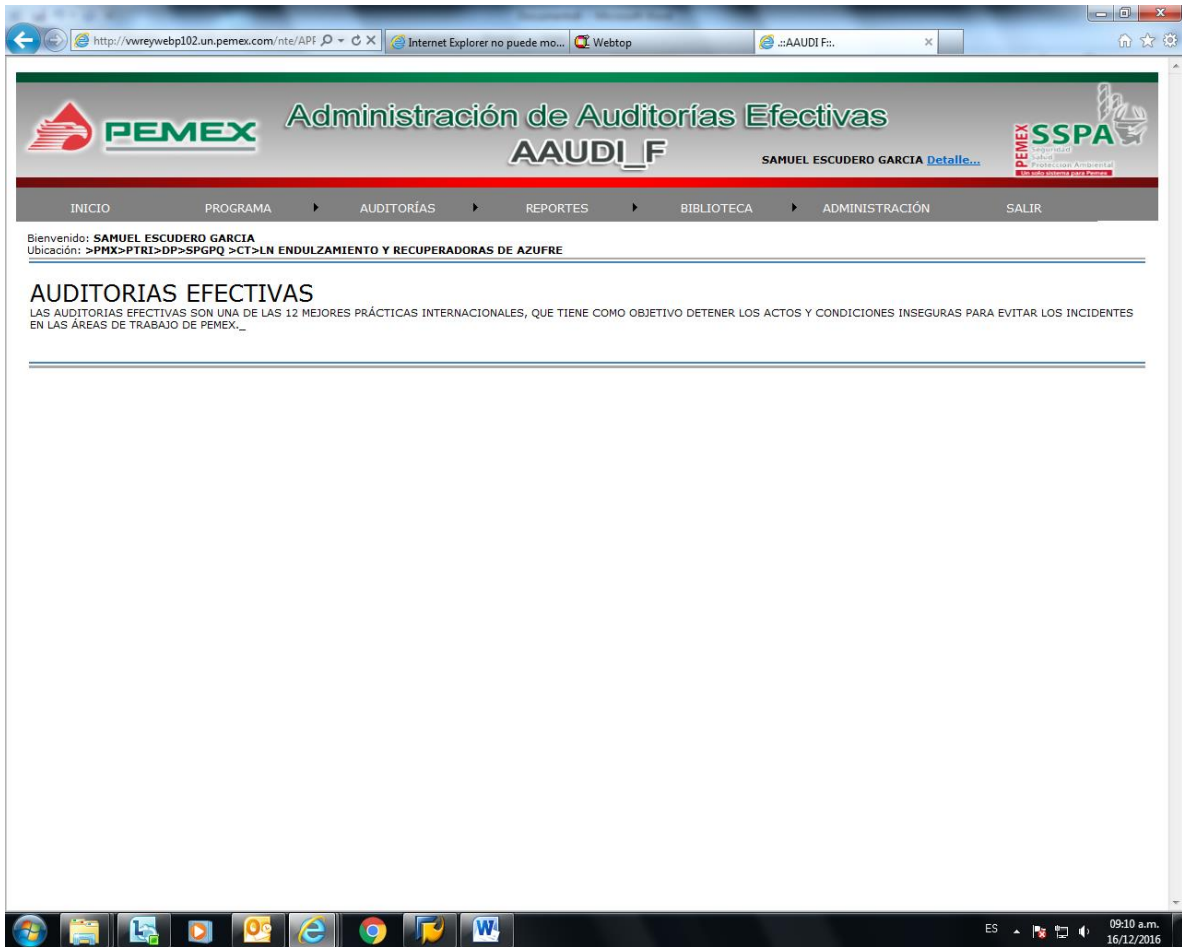
- a. Torre Regeneradora T-2
- b. Intercambiadores de calor de solvente pobre/rico E-1 A/B
- c. Condensador de reflujo E-3
- d. Tanque acumulador de reflujo V-4
- e. Bombas de manejo de amina pobre P-2 A/B de fondos de la T-2
- f. Bombas de reflujo de condensado P-3 A/B
- g. Rehervidores E-4 y E-4N

Anexo 5. Equipos de la Sección de Filtración.



- a. Enfriador de solvente pobre E-2
- b. Filtro de cartuchos de solvente pobre F-3
- c. Filtro de carbón activado F-2
- d. Filtro de cartuchos F-2A
- e. Filtro de bolsas F-1B

Anexo 6. Página principal de la ventana de AE.



Anexo 7. Ventana para programar auditorías del día correspondiente.

Administración de Auditorías Efectivas
AAUDI_F

SAMUEL ESCUDERO GARCIA [Detalle...](#)

INICIO PROGRAMA AUDITORÍAS REPORTES BIBLIOTECA ADMINISTRACIÓN SALIR

Programación de Auditorías

Fecha programada: 16/12/2016 Clase de auditoría: Seleccionar...

Selecciona un auditor: Yo

>PETROLEOS MEXICANOS>PEMEX TRANSFORMACION INDUSTRIAL>DIRECCIÓN DE PRODUCCIÓN>SUBDIRECCIÓN DE PROCESO DE GAS Y PETROQUÍMICOS>CPG CACTUS >LN ENDULZAMIENTO Y RECUPERADORAS DE AZUFRE

Selecciona un Auditor:
SAMUEL ESCUDERO GARCIA

Auditoría periódica

Selecciona una instalación:

>PETROLEOS MEXICANOS>PEMEX TRANSFORMACION INDUSTRIAL>DIRECCIÓN DE PRODUCCIÓN>SUBDIRECCIÓN DE PROCESO DE GAS Y PETROQUÍMICOS>CPG CACTUS >LN ENDULZAMIENTO Y RECUPERADORAS DE AZUFRE

Selecciona ubicación:
Selecciona...

Instalación: [Buscar instalaciones en subsidiarias \[27\]](#)
Selecciona...

DICIEMBRE 2016

Programa Anual: Programa a detalle: Realizadas:

A continuación se muestran las auditorías programadas para el auditor: SAMUEL ESCUDERO GARCIA

	FOLIO	INSTALACIÓN	AUDITOR	FECHA PROGRAMADA	CLASE DE AUDITORÍA
	S3223	ENDULZADORAS DE GAS 10	SAMUEL ESCUDERO GARCIA	23/11/2016	LINEA DE MANDO
	S9903	ENDULZADORAS DE GAS 12	SAMUEL ESCUDERO GARCIA	16/12/2016	LINEA DE MANDO
	S9904	RECUPERADORA DE AZUFRE 5	SAMUEL ESCUDERO GARCIA	16/12/2016	LINEA DE MANDO

Formación de capa pasivadora en líneas de proceso en endulzamiento de gas amargo

Anexo 8. Hoja de campo para realizar auditoria.

Petróleos Mexicanos

Formato de Auditorías Efectivas

Fecha: 23/11/2016 Hora: FOLIO: 53223

Tipo de auditoría: LINEA DE MANDO

Nombre de la instalación: ENDULZADORAS DE GAS 10

Parte de la instalación: PLANTA DE PROCESO

Ubicación de la instalación: >PMO>PTRI>OP>SPGQ >CT>CTEN>ENDULZADORAS DE GAS 910. PLANTA RECUPERADORA DE AZUFRE 4

Compañía(s):

EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO EN SEGURIDAD

Caso	Actos Inseguros (AI)	Factor de Severidad (FS)	AI * FS								
			13	1	3	13	1	3			
Potencial a lesión bajo		1/3									
Potencial a lesión Medio		1									
Potencial a lesión Alto		3									
Totales											

Registro de actos inseguros

	PEMEX			COMPAÑIA		
	13	1	3	13	1	3
Acciones y Reacciones de las Personas						
Alcanzan su equipo de protección personal						
Ordenan su posición						
Reacomodan su trabajo						
Dejan de trabajar						
Atentan su equipo						
Colocan bloques						
Colocan cuerdas						
Dejan de transferir debido a que usan dispositivos móviles						
Equipo de Protección Personal						
Cables						
Ojos y cara						
Oídos						
Apósito Respiratorio						
Brazos y Manos						
Tórax						
Piernas y pies						
Herramientas y Equipo						
Uso de equipo y herramientas incorrectas para el trabajo						
Uso de equipo y herramientas empalmados en forma incorrecta						
Uso de equipo y herramientas en condiciones inseguras						
No cuentan con herramienta y/o equipo adecuado						
Orden y Limpieza						
Orden y limpieza adecuada para el trabajo						
Falta de acomodo de equipos y materiales						
Orden y limpieza trabajándose en condiciones inseguras						
Practicaciones de las Personas						
Colapsar contra obstáculos o ser golpeados por objetos						
Quedar atrapado en, dentro de, entre o sobre objetos y equipos						
Cables						
Contacto con temperaturas extremas						
Contacto con corriente eléctrica						
Inhalación, absorción, ingestión de una sustancia peligrosa						
Sobreesfuerzos						
Movimientos repetitivos						
Posiciones incómodas y posturas estáticas						
Caida al estar trabajando debido al uso de dispositivos móviles						
Procedimientos						
Procedimientos no disponibles						
Procedimientos no conocidos ni entendidos						
Procedimientos que no se aplican						
Manejo inadecuado de desechos						
CASOS TOTALES						

Petróleos Mexicanos

Formato de Auditorías Efectivas

Actos Inseguros

Título de actos inseguros:

Título de recomendaciones:

Recomendación	Responsable	Fecha Compromiso	Acción correctiva realizada

No. de personas observadas:

PEMEX: Segura Insegura

Compañía:

Totales:

No. de personas contactadas:

PEMEX:

Compañía:

Totales:

Índice de Actos Inseguros (AI):

=(Suma de (AI*FS)¹+(AI*FS)²+...+(AI*FS)ⁿ)/No. de Personas Observadas/100

Índice de Actos Seguros (AS):

=100-AI

Desempeño en seguridad:

Seguro mayor que 90%

Preventivo desde 80% hasta 90%

Inaceptable menor que 80%

Factor de Severidad:

0.33= Actos Inseguros bajo potencia a lesión

1= Actos Inseguros medio potencia a lesión

3= Actos Inseguros alto potencia a lesión

Observaciones:

Auditor secundario: **SAMUEL ESCUDERO GARCIA**
49470

Responsable del departamento:

Título de la auditoría: >PMO>PTRI>OP>SPGQ >CT>CTEN>ENDULZAMIENTO Y RECUPERADORAS DE AZUFRE

Formación de capa pasivadora en líneas de proceso en endulzamiento de gas amargo

Anexo 9. Auditoría Efectiva con datos capturados.

Formato de Auditorías Efectivas

PEMEX Mexicanos | Fecha: 14/12/2016 Hora: 14:00 FOLIO: 59169 | SSPA

Tipo de auditoría: LINEA DE MANDO
 Nombre de la instalación: ENDULZADORAS DE GAS 11
 Parte de la instalación: TODO
 Ubicación de la instalación: 1960PFB-04PFBQ -CHOTEN-ENLULZADORAS DE GAS 11/2, PLANTA RECUPERADORA DE AZÚCAR E, PAGA NORTE

Compañía(s): PETROLEOS MEXICANOS-HONEYWELL S.A. DE C.V.

Registro de actos inseguros	PEMEX				COMPAÑIA			
	13	1	3	3	13	1	3	3
Acciones y Reacciones de las Personas								
1. Actos en riesgo de protección personal								
Cambian de posición								
Reacomoda su trabajo								
Dejan de trabajar								
Alertan su equipo								
Cuelgan líneas								
Cuelgan Guantes								
Dejan de trazar datos a que usan dispositivos móviles								
Equipo de Protección Personal								
Cascos	1	0	0					
Ojos y cara								
Oídos								
Aparato Respiratorio								
Brazos y Manos								
Tronco								
Piernas y pies								
Normalización y Equipo								
Uso de equipo y herramientas inactivas para el trabajo								
Uso de equipo y herramientas empleados en forma incorrecta								
Uso de equipo y herramientas en condiciones inseguras								
No cuentan con herramienta y/o equipo adecuado								
Orden y Limpieza								
1. Orden y limpieza inadecuado para el trabajo								
Falta de acomodo de equipos y materiales								
Cables e impedios malcolocados en condiciones inseguras								
Posiciones de las Personas								
Cojean contra cables o sus grapados por cables								
Cuelgan alambre en ductos de arena o sobre equipos y equipos								
Cuelgan								
Contacto con temperaturas extremas								
Contacto con corriente eléctrica								
Inhalación, absorción, ingestión de una sustancia peligrosa								
Estrés/temores								
Movimientos repetitivos								
Posiciones incómodas y posturas estáticas								
Cables e impedios malcolocados que ajen de dispositivos móviles								
Procedimientos								
Procedimientos no disponibles								
Procedimientos no conocidos ni entendidos								
Procedimientos que no se aplican								
Mapa malcolocado de avisos								
CARDIO TOTALES	1							

EVALUACION DEL DESEMPEÑO EN SEGURIDAD			
Casos	Actos inseguros (AI)	Factor de severidad (FS)	AI * FS
Potencial a lesión bajo	1	1/3	0.33
Potencial a lesión Medio	0	1	0
Potencial a lesión Alto	0	3	0
Totales	1		0.33

No. de personas observadas:

	Segura	Insegura
PEMEX:	4	1
Compañía:	10	0
Total:	14	1

No. de personas contactadas:

	PEMEX	Compañía
PEMEX:	1	0
Compañía:	0	1
Total:	1	1

Índice de Actos Inseguros (AI): 2.20
 = (Suma de (AI*FS) / (AI*FS)) / No. de Personas Observadas / 100

Índice de Actos Inseguros (AI): 07.60
 = 100/AI

Desempeño en seguridad:
 Según mejor que 90%
 Preventivo desde 90% hasta 95%
 Inadecuado menor que 90%

Perfil de Severidad:
 0=0 Actos Inseguros bajo potencial a lesión
 1= Actos Inseguros medio potencial a lesión
 3= Actos Inseguros alto potencial a lesión

Observaciones:
 Los permisos de trabajo no especifican bien el cargo de trabajo en el que nos encontramos.

Formato de Auditorías Efectivas

PEMEX Mexicanos | Actos Inseguros | SSPA

1. Un trabajador se encontraba con el casco puesto pero no estaba bien sujetado por lo que se le estaba rebaldando mientras hacía maniobras en el 11-F2A

Condiciones Inseguras

Actos Inseguros corregidos	Suma
Acciones y Reacciones de las Personas	0
Equipo de Protección Personal	1
Posiciones de las Personas	0
Herramientas y Equipo	0
Procedimientos	0
Orden y Limpieza	0

Totales de actos Inseguros: 1
 Total de recomendaciones: 1

Num	Recomendaciones	Responsable	Fecha Cierre	Acción correctiva tomada
1		NO REGISTRADO		Se aborizó y se le indicó que utilizara su barbijo.

SAMUEL ESCUDERO GARCIA 494700
 Petrolero que realiza la auditoría


CARLOS A. GARCIA RODRIGUEZ 372627
 Auditor encargado

Samuel Escudero Garcia 494700
 Responsable del departamento

Ubicación: 1960PFB-04PFBQ -CHOTEN-ENLULZADORAS DE GAS 11/2, PLANTA RECUPERADORA DE AZÚCAR E, PAGA NORTE


Formación de capa pasivadora en líneas de proceso en endulzamiento de gas amargo

Anexo 10. Ejemplo de un formato de AST elaborado.



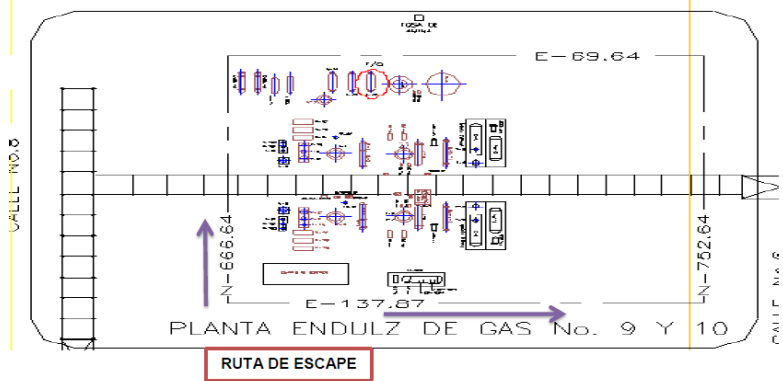
Complejo Procesador de Gas Cactus **Subdirección de Producción**

Fecha de elaboración: 16 de diciembre de 2016		No. de Folio del AST: TRL-PGP-CAC-1END09/10-1134-2016		No. de Orden de Trabajo: 6747535			
Análisis de Seguridad del Trabajo (AST)			Trabajo a realizar: Medición de Amperaje a Motores Endulzadora 9/10/11/12				
			Sistema/Sección de la Planta: Endulzadora 9/10/11/12		Departamento: Mantenimiento Eléctrico.		
No. de Opn.	Fecha Ejecución No. PPT	Categoría Trabajador que realiza la actividad	Secuencia de los pasos o actividades básicos del trabajo	Riesgos Potenciales	Procedimiento Recomendado para el trabajo seguro y recomendaciones específicas para el mismo	LV	Iniciales y Firma del Verificador
N/A <small>(actividad Previa al trabajo)</small>	25/10/2016	Supervisor	Entrega-Recepción Segura del Trabajo	<ol style="list-style-type: none"> Caídas y tropiezos a nivel de piso Verificar el cumplimiento en la documentación para la ejecución del trabajo. 	<ol style="list-style-type: none"> Verificación y autorización de permisos de trabajo (PPT/CIPAL-FICHA SEGUIDORA SAP, GRAFO) de acuerdo a Procedimiento SP-PE-200 Análisis, verificación y autorización de Permisos de Trabajo. Utilizar el EPP (guantes de camaza, zapato tipo industrial antideslizante, casco, lentes, tapones, ropa de algodón de acuerdo a PROCEDIMIENTO: SP-PC-050 (uso de equipo de protección personal) 		
010	25/10/2016	Operario Especialista Eléctrica de Mantenimiento.	<p>Actividades En El Com: Medición de Amperaje a Motores Endulzadora 9/10/11/12</p> <ol style="list-style-type: none"> Abir Tapa De Cubículo lateral (Salida De Cables A Motor) Toma De Amperaje Con Equipo De Medición (Fluke) O Tomar La Lectura Del Multímetro Cerrar Puerta De Cubículo Lateral (Salida De Cables A Motor) 	<ol style="list-style-type: none"> Caídas al mismo nivel por resbalones Lesiones, Golpes en manos y/o Cuerpo por manejo de Herramientas Lesión Por Uso de Herramienta Inadecuada Para El Trabajo. Lesión por Uso indebido del equipo Medición. Choque Eléctrico / Exposición A Arco Eléctrico por falta de integridad de algún circuito de alimentación. 	<ol style="list-style-type: none"> Utilizar el EPP (Casco, Lentes, Ropa para electricista, Zapato Dieléctrico) de acuerdo a Procedimiento SP-PC-050 "Equipo de protección personal específico" Realizar la actividad de acuerdo a Procedimiento CC-TE-IT-013 INSPECCIÓN PREDICTIVA A ARRANCADORES (MOTORES) TOMA DE AMPERAJES Aplicar Procedimiento SP-PC-000 Delimitación de Áreas de Riesgo (Barreras de Seguridad). Colocar Barricada alrededor del cubículo para prevenir que personal ajeno a la actividad se acerque. <p>Recomendaciones de Seguridad:</p> <ol style="list-style-type: none"> Norma para la Seguridad Eléctrica en Lugares de Trabajo (NFPA70E Edición vigente). Cumplir estrictamente con las directrices 5 y 6 de Cero Tolerancia. Practica segura: Al realizar los trabajos se deberá tener especial atención en las actividades (mente y ojos en la tarea) 		



Complejo Procesador de Gas Cactus **Subdirección de Producción**

Fecha de elaboración: 16 de diciembre de 2016		No. de Folio del AST: TRL-PGP-CAC-1END09/10-1134-2016		No. de Orden de Trabajo: 6747535			
Análisis de Seguridad del Trabajo (AST)			Trabajo a realizar: Medición de Amperaje a Motores Endulzadora 9/10/11/12				
			Sistema/Sección de la Planta: Endulzadora 9/10/11/12		Departamento: Mantenimiento Eléctrico.		
No. de Opn.	Fecha Ejecución No. PPT	Categoría Trabajador que realiza la actividad	Secuencia de los pasos o actividades básicos del trabajo	Riesgos Potenciales	Procedimiento Recomendado para el trabajo seguro y recomendaciones específicas para el mismo	LV	Iniciales y Firma del Verificador



PLANTA ENDULZ DE GAS No. 9 Y 10

RUTA DE ESCAPE

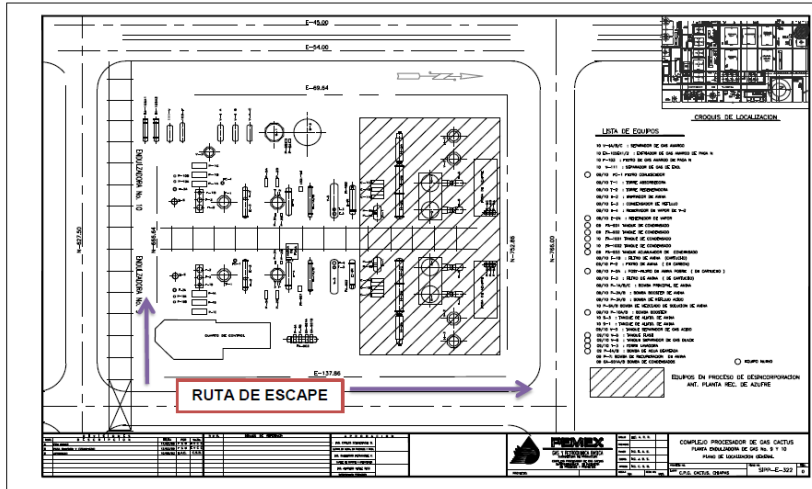
Formación de capa pasivadora en líneas de proceso en endulzamiento de gas amargo



Complejo Procesador de Gas Cactus

Subdirección de Producción

Fecha de elaboración: 16 de diciembre de 2016		No. de Folio del AST: TRLPGP-CAC-1END09/10-1134-2016		No. de Orden de Trabajo: 6747535			
Análisis de Seguridad del Trabajo (AST)			Trabajo a realizar: Medición de Amperaje a Motores Endulzadora 9/10/11/12		Departamento: Mantenimiento Eléctrico.		
			Sistema/Sección de la Planta: Endulzadora 9/10/11/12				
No. de Opm.	Fecha Ejecución No. PPT	Categoría Trabajador que realiza la actividad	Secuencia de los pasos o actividades básicos del trabajo	Riesgos Potenciales	Procedimiento Recomendado para el trabajo seguro y recomendaciones específicas para el mismo	LV	Iniciales y Firma del Verificador



Complejo Procesador de Gas Cactus

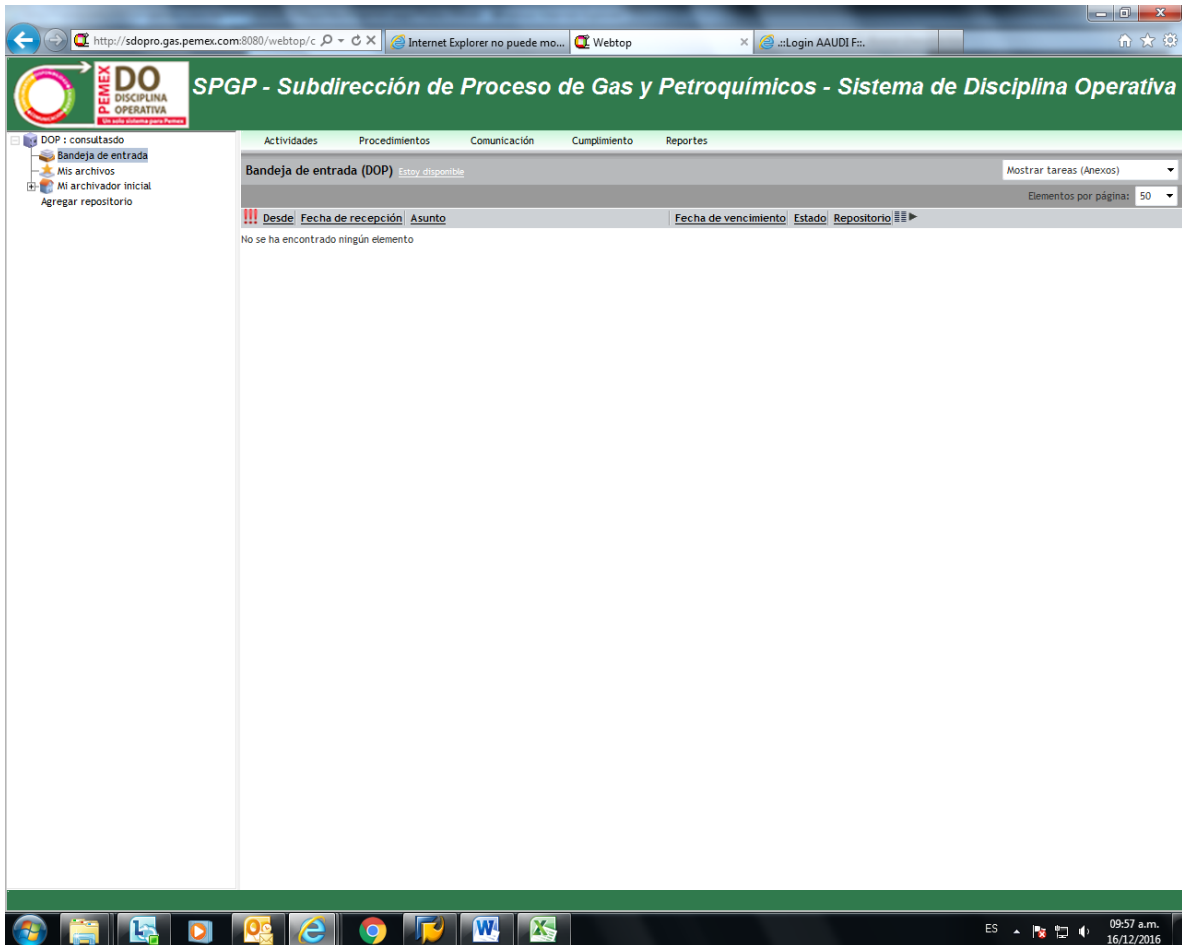
Subdirección de Producción

Fecha de elaboración: 16 de diciembre de 2016		No. de Folio del AST: TRLPGP-CAC-1END09/10-1134-2016		No. de Orden de Trabajo: 6747535			
Análisis de Seguridad del Trabajo (AST)			Trabajo a realizar: Medición de Amperaje a Motores Endulzadora 9/10/11/12		Departamento: Mantenimiento Eléctrico.		
			Sistema/Sección de la Planta: Endulzadora 9/10/11/12				
No. de Opm.	Fecha Ejecución No. PPT	Categoría Trabajador que realiza la actividad	Secuencia de los pasos o actividades básicos del trabajo	Riesgos Potenciales	Procedimiento Recomendado para el trabajo seguro y recomendaciones específicas para el mismo	LV	Iniciales y Firma del Verificador

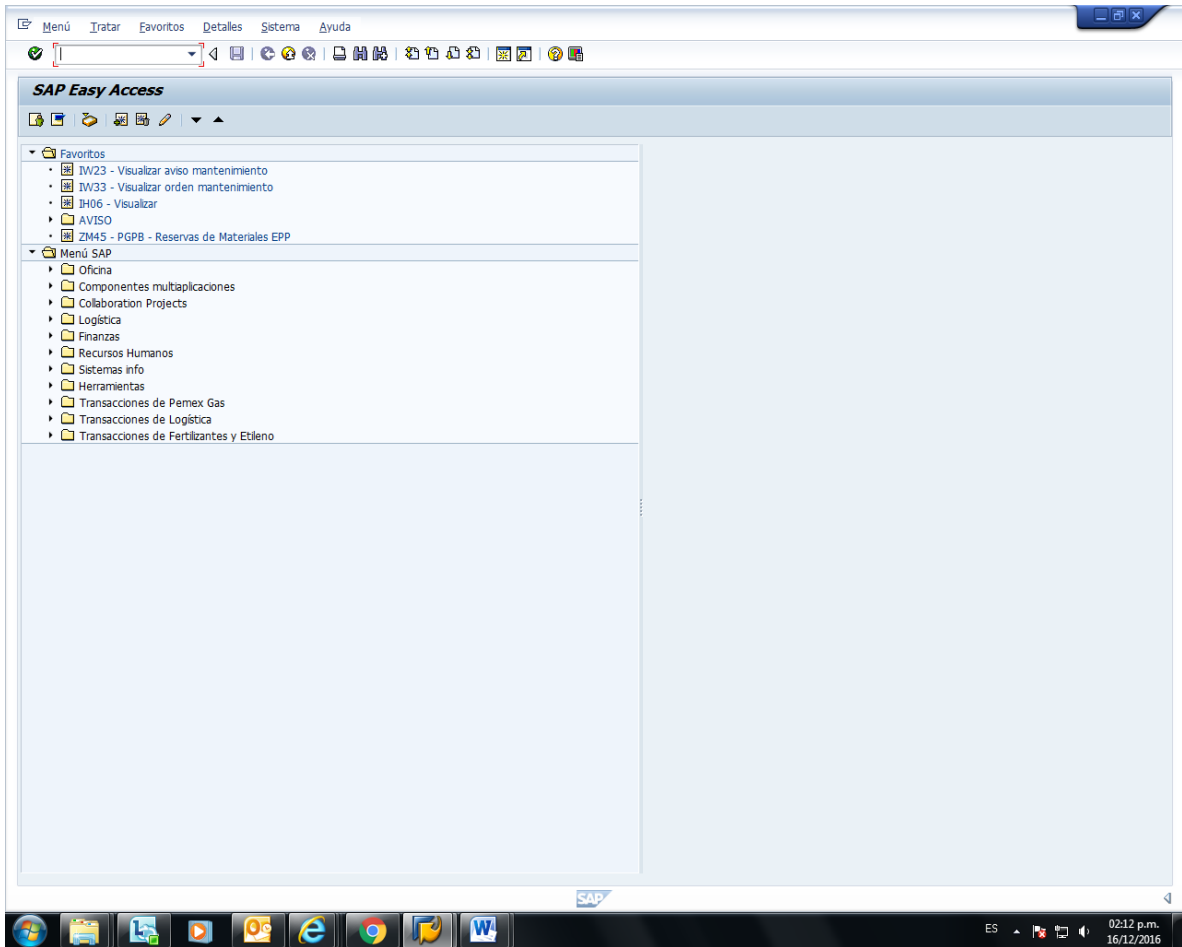
Participantes del Análisis

01	Ing. Samuel Escudero García			05	Sr.		
	Coordinador de Producción	Firma			Operario Especialista Electricista	Firma	
02	Ing. Emir Argüelles Castillo			06	Sr. Hector Perez Alejo		
	Ing. De Operación	Firma			Mando Medio eléctrico	Firma	
03	Ing. David Zarate Cortes			07	Sr.		
	Especialista en A.S.P.	Firma			Supervisor "A"	Firma	
04	Ing. Juan Gabriel Ortega Narro			08			
	Especialista de Mantenimiento Eléctrico	Firma					

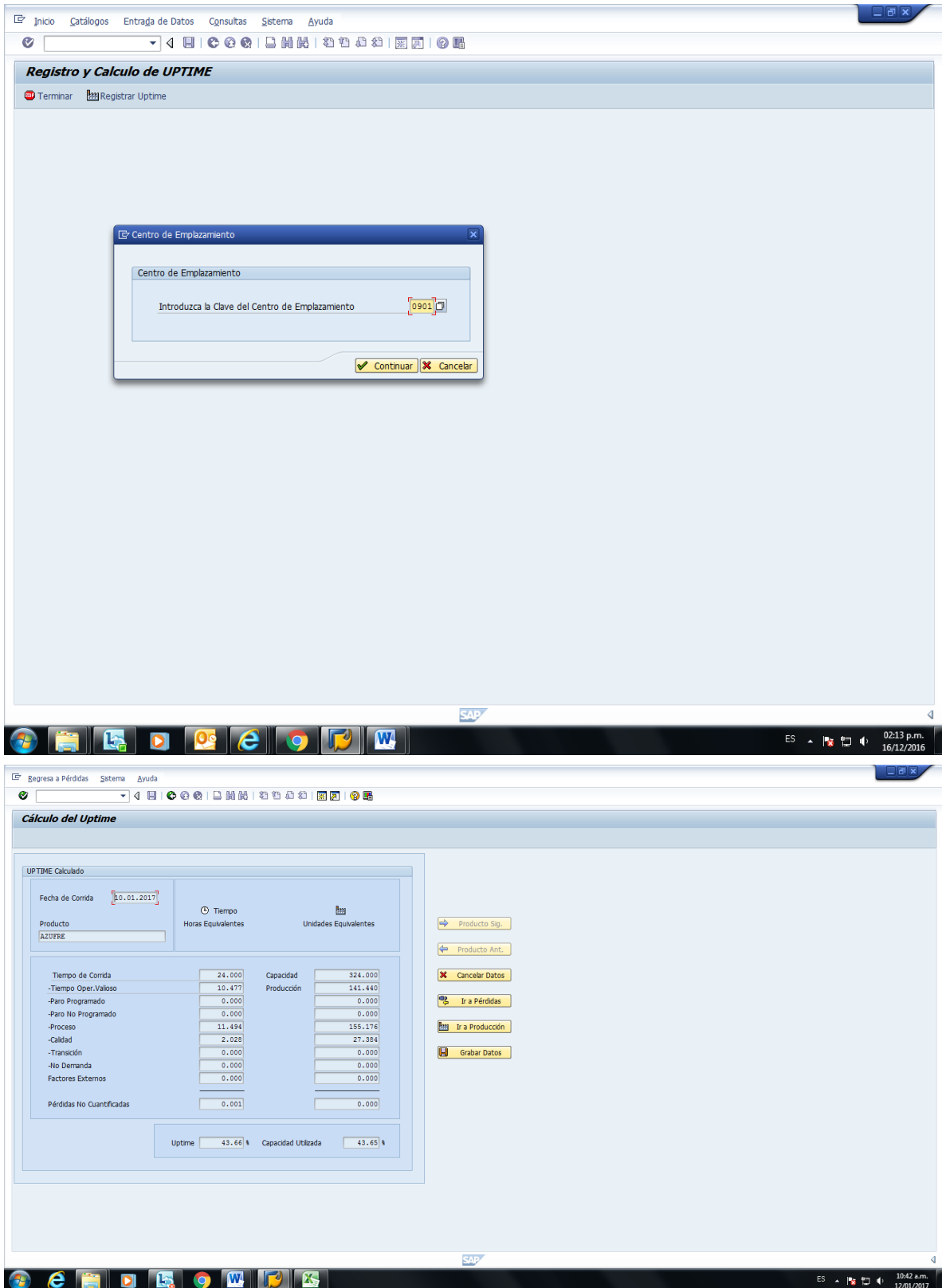
Anexo 11. Página principal del Sistema de Disciplina Operativa (SDO).



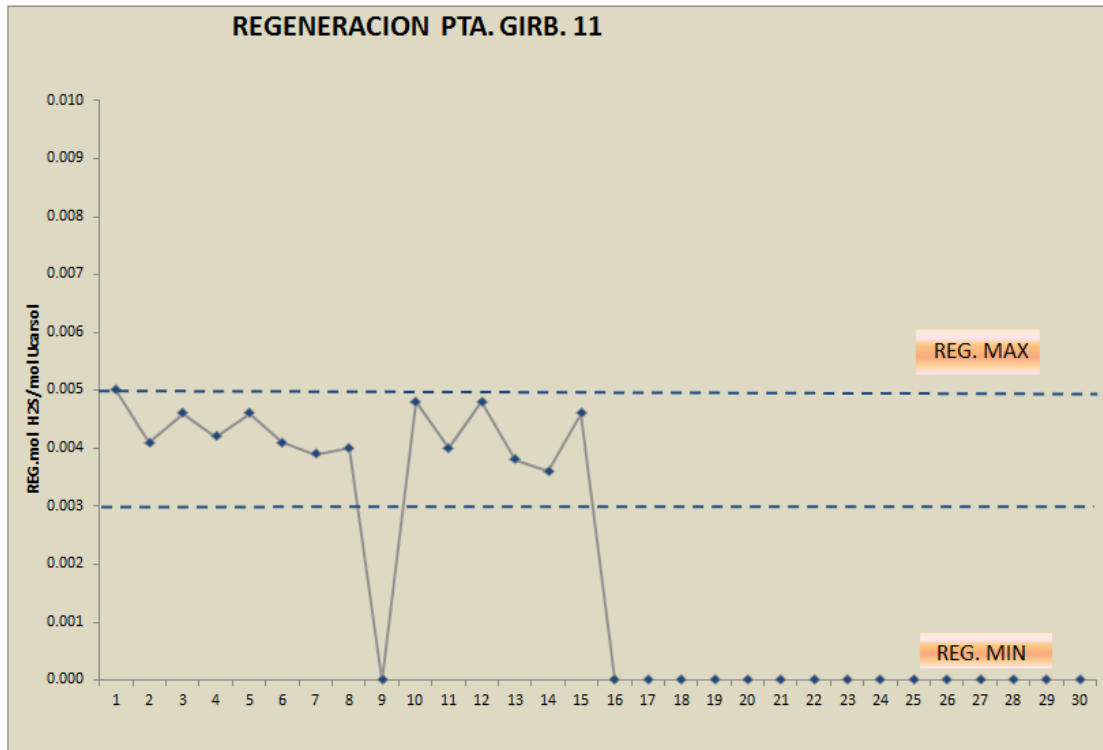
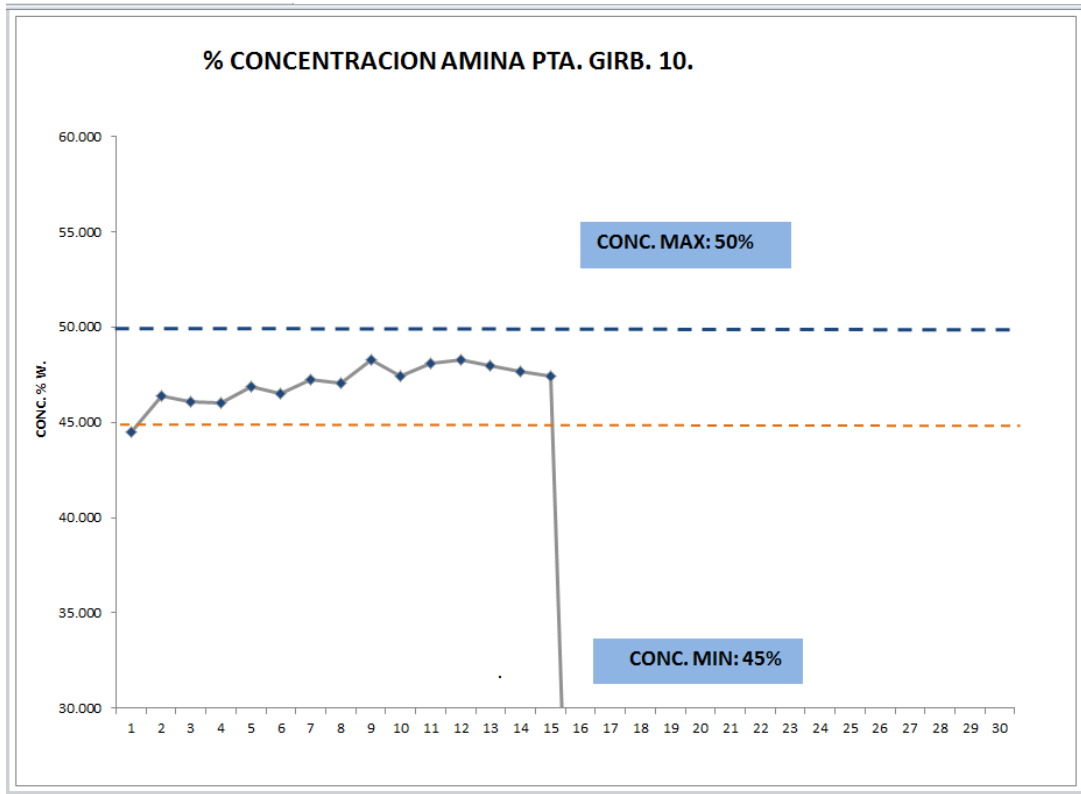
Anexo 12. Ventana principal del SAP donde se registra el UpTime.



Anexo 13. Ventana para ingresar el registro y cálculo de UpTime.

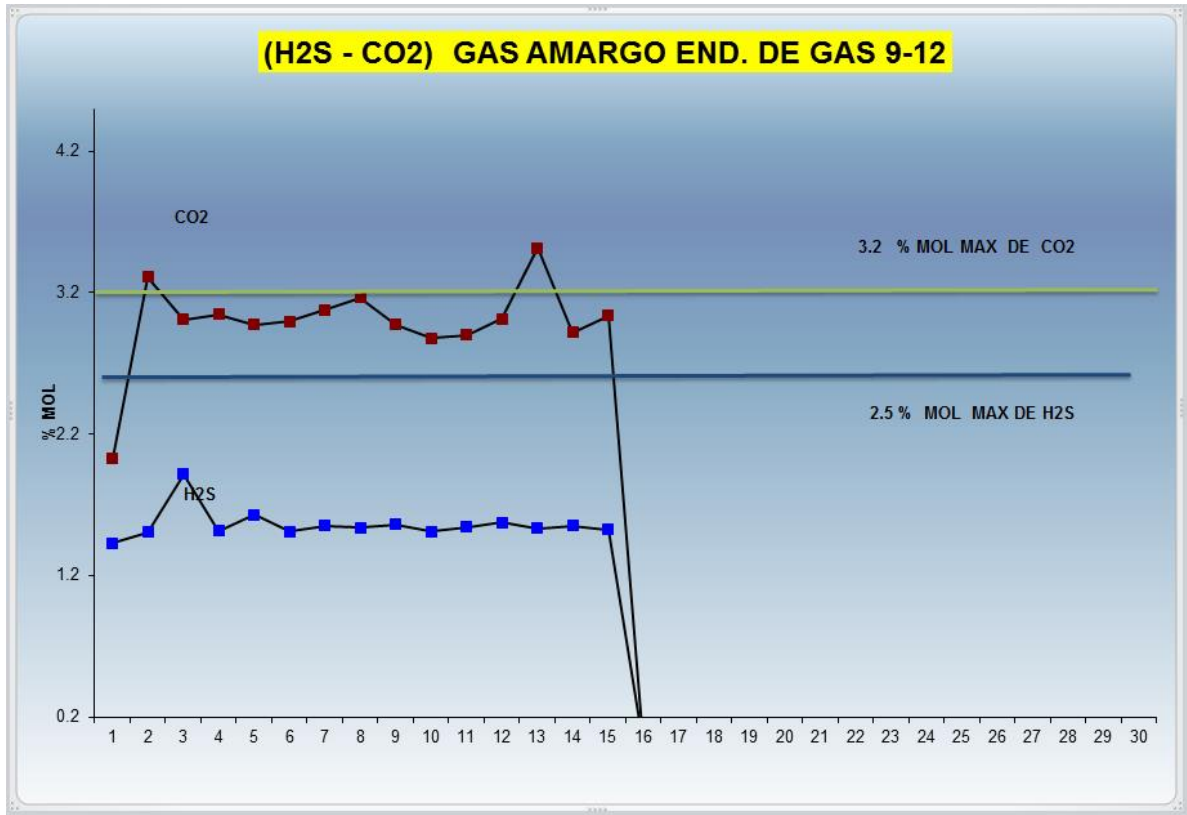


Anexo 14. Concentraciones de solvente (amina) utilizados y regenerados.



Formación de capa pasivadora en líneas de proceso en endulzamiento de gas amargo

Anexo 15. Concentraciones de H₂S y CO₂ en el gas amargo.



Formación de capa pasivadora en líneas de proceso en endulzamiento de gas amargo

Anexo 16. Condiciones del sistema de filtración.

CONDICIONES DEL SISTEMA DE FILTRACIÓN DE LAS PLANTAS END. 9-12								
	END-9		END-10		END-11		END-12	
PDF-2	F/O Espera para cambio de carbón (se cambiará tubería de vaciado por fuga)		3.5		F/O		F/O	
Flujo MDEA a F-2	F/O		44		F/O		F/O	
F-2A	F/O		OPERANDO		F/O ULTIMO CAMBIO EL DIA 10.08.2016		F/O Ultimo cambio de elementos 29.08.2016	
F-1B	DISPONIBLE ULTIMO CAMBIO 22/08/2016		OPERANDO En espera de cambio el día de hoy 31.08.2016		F/O ULTIMO CAMBIO 25/08/2016		F/O ULTIMO CAMBIO 01/08/2016	
F-3	OPERANDO ULTIMO CAMBIO EL DIA 09/08/2016		DISPONIBLE		F/O ÚLTIMO CAMBIO 25/08/2016		F/O	
DIRECTO	CERRADO		CERRADO		F/O		F/O	
F-4	0.02 ULTIMO CAMBIO 17/08/2016		OPERANDO		F/O ULTIMO CAMBIO 14/07/2016		F/O Cambio de elementos 19/08/2016	
DIRECTO	30 % ABIERTO		20% ABIERTO		F/O		F/O	
LIMPIEZA DE STRAINER'S P-2's	9P-2A SE REALIZALIMPIEZA DE STRAINER EL DÍA 25/08/2016	9P-2B SE REALIZALIMPIEZA DE STRAINER EL DÍA 25/08/2016	10P-2A SE REALIZALIMPIEZA DE STRAINER EL DÍA 26/08/2016	10P-2B SE REALIZALIMPIEZA DE STRAINER EL DÍA 26/08/2016	11P-2A SE REALIZALIMPIEZA DE STRAINER EL DÍA 19/07/2016	11P-2B SE REALIZALIMPIEZA DE STRAINER EL DÍA 19/07/2016	12P-2A NO SE PUEDE ENTREGAR, SE PASA LA SUCCIÓN.	12P-2B SE REALIZA LIMPIEZA DE STRAINER EL DÍA 20/07/2016

Formación de capa pasivadora en líneas de proceso en endulzamiento de gas amargo

Anexo 17. Indicador Global de IAS de un mes en curso.

Indicador Global de IAS - Línea de Mando

Area	Aud. programadas	Aud. realizadas	Actos Inseguros detectados				IAS	Referenciales				
			1/3	1	3	TPO		IAS Gerencial	IAS Cruzada	IAS Seguridad	IAS Global	
			Almacén	6	3	3		0	0	113	99.12%	--
Contraincendio	6	3	3	0	0	60	98.33%	--	--	--	98.33%	
Aseguramiento de la Calidad del Producto	6	2	3	0	0	41	97.56%	--	--	--	97.56%	
Servicios Auxiliares	6	5	5	0	0	99	98.32%	--	--	97.78%	98.19%	
Contratistas	6	13	14	0	0	246	98.10%	--	--	--	98.10%	
Planta Fraccionadora, Movimiento de Productos e Integración	6	5	6	0	0	106	98.11%	--	--	94.44%	97.58%	
Planta Criogénica 1, Criogenicas Modulares 4, 5 y 6	6	6	6	0	0	109	98.17%	--	--	97.51%	97.92%	
Plantas Endulzadoras de Gas y Azufre area sur	6	3	3	0	0	47	97.87%	--	--	96.46%	97.05%	
Plantas Endulzadoras de Gas de Azufre area norte	6	6	3	0	0	79	98.73%	--	--	--	98.73%	
Plantas Endulzadoras de Líquidos 1/2, oxidación, efluentes	6	3	3	0	0	55	98.18%	--	--	--	98.18%	
Depto. de Inspección Técnica	6	3	3	0	0	49	97.96%	--	97.78%	95.45%	97.36%	
Mantenimiento Civil	6	4	4	0	0	78	98.29%	--	--	--	98.29%	
Mantenimiento de Instrumentos	6	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	
Mantenimiento de Plantas	6	1	1	0	0	13	97.44%	--	--	--	97.44%	
Mantenimiento Eléctrico	6	9	8	0	0	99	97.31%	--	--	--	97.31%	
Mantenimiento Mecánico	6	2	2	0	0	36	98.15%	--	--	--	98.15%	
Centro de Trabajo	96	68	67	0	0	1230	98.18%	0	97.87%	96.72%	97.97%	

Anexo 18. Corrosión presentada en equipos y tuberías del CPG.

