

EVALUACIÓN DE LOS PROBLEMAS OPERACIONALES ASOCIADOS A LAS
UNIDADES DE ENDULZAMIENTO CON AMINAS DEL CAMPO CUSIANA Y SUS
POSIBLES SOLUCIONES

Edwin Manuel Suarez Tarazona

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALISTA EN INGENIERIA DE GAS
BUCARAMANGA

2019

EVALUACIÓN DE LOS PROBLEMAS OPERACIONALES ASOCIADOS A LAS
UNIDADES DE ENDULZAMIENTO CON AMINAS DEL CAMPO CUSIANA Y SUS
POSIBLES SOLUCIONES

Edwin Manuel Suarez Tarazona

TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE ESPECIALISTA EN
INGENIERIA DE GAS

DIRECTOR
JULIO CESAR PEREZ ANGULO
ESPECIALISTA EN INGENIERIA DEL GAS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALISTA EN INGENIERIA DE GAS
BUCARAMANGA

2019

DEDICATORIA

A mi esposa María Isabel y a mis hijos Paula Isabel, Samuel Felipe y María Manuela, por cada momento en familia sacrificado para ser invertido en el desarrollo de este trabajo, gracias por entender que el éxito demanda algunos sacrificios y por el aporte de cada uno para lograr alcanzar esta meta.

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por darme la oportunidad de vivir y por estar conmigo en cada paso que doy, por fortalecer mi corazón e iluminar mi mente y por haber puesto en mi camino a aquellas personas que han sido mi soporte y compañía durante esta etapa de mi vida.

A mis padres por ser el pilar fundamental en todo lo que soy, por el esfuerzo para mi formación académica, pero sobretodo por mi formación como persona.

A la Universidad por todo lo que pude aprender durante mi formación, a mis compañeros de clase por hacer más amena cada clase y cada momento lejos de casa, a mis profesores por su empeño en transmitir lo mejor de su conocimiento y experiencia en mi formación.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	18
 1. OBJETIVOS.....	 19
1.1. OBJETIVO GENERAL	19
1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	19
 2. MARCO DE REFERENCIA.....	 20
2.1. MARCO TEÓRICO	20
2.2. MARCO PRÁCTICO	22
2.2.1. Descripción del proceso CPF Cusiana.....	22
2.2.2. Diseño de las unidades de amina CPF Cusiana	24
2.3. MARCO LEGAL	26
 3. PROBLEMAS MÁS FRECUENTES.....	 27
3.1. EVENTOS DE FORMACIÓN DE ESPUMA	27
3.1.1. Características claves para formación de espuma.....	28
3.1.2. Causas de la formación de espuma.....	30
3.1.3. Consecuencias de la formación de espuma.....	33
3.2. EXCESO DE LIBERACIÓN DE GAS EN EL FLASH DE AMINA.....	33
3.2.1. Causas del aumento de liberación de gas en el flash de amina	33
3.2.2. Consecuencias de una alta liberación de gas en el flash de amina.	34
3.3. ALTAS VELOCIDADES DE CORROSIÓN EN ALGUNAS SECCIONES DE LA PLANTA	35
3.3.1. Causas del aumento de velocidades de corrosión	35
3.3.2. Consecuencias del aumento de velocidades de corrosión.....	36

3.4. INESTABILIDAD EN LOS SISTEMAS DE CONTROL DE LAS VARIABLES DE PROCESO	37
3.4.1. Temperatura.....	37
3.4.2. Nivel.	38
3.4.3. Presión.	38
3.4.4. Flujo.	39
3.5. EFECTO DE LAS CONDICIONES AMBIENTALES	39
3.6. AFECTACIÓN POR PRESENCIA DE RESIDUALES DE QUÍMICA DE OTROS PROCESOS.....	40
3.7. AFECTACIÓN POR PRESENCIA DE CONTAMINANTES GENERADOS POR FALLAS DE CONTROL DE PROCESO	40
3.7.1. Presencia de oxígeno.....	40
3.7.2. Sales térmicamente estables.	41
3.7.3. Hidrocarburos.....	43
3.7.4. Solidos no metálicos (partículas).....	43
3.7.5. Óxidos de Hierro.	43
 4. METODOLOGIA SISTEMATICA DE IDENTIFICACION DE LAS CAUSAS DE INESTABILIDAD OPERACIONAL	 44
4.1. DESVIACIÓN DE VARIABLES DE PROCESO	45
4.1.1. Desviación química del proceso.....	48
4.1.2. Desviación física del proceso.....	52
4.2. DESVIACIÓN POR FALLA DE CONTROL DE PROCESO	53
4.2.1. Falla en el control de Temperatura.....	55
4.2.2. Fallas en el control de flujo.....	55
4.2.3. Fallas en el control de presión	55
4.3. DESVIACIÓN POR CAUSAS EXTERNAS AL PROCESO DE ENDULZAMIENTO	56
4.3.1. Afectaciones por fallas en el proceso de separación de crudo.	57
4.3.2. Variaciones en la temperatura ambiente.....	57

4.3.3. Cambios en la composición del gas.....	58
5. ALTERNATIVAS PREVENTIVAS Y/O CORRECTIVAS	58
5.1. FORMAS DE MITIGAR LA FORMACIÓN DE ESPUMA.....	58
5.1.1. Control de la temperatura del gas de entrada	59
5.1.2. Control de la temperatura de la amina pobre	59
5.1.3. Mejorar la separación de hidrocarburos en las V-81101/201	59
5.1.4. Mejorar la eficiencia de los Filtros F-81104/204.....	59
5.2. CONTROL DE EXCESO DE GAS EN EL FLASH DE AMINA.....	60
5.3. COMO MINIMIZAR LOS EFECTOS DE CORROSIÓN EN LAS UNIDADES DE AMINA	62
5.3.1. Control de temperatura en la amina rica.	63
5.3.2. Caudal de recirculación de amina óptimo.	63
5.3.3. Revisión sistemática de los resultados de laboratorio.....	64
5.4. ASPECTOS A TENER EN CUENTA PARA MANTENER Y MEJOR LA ESTABILIDAD OPERACIONAL DE LAS UNIDADES DE AMINA	65
5.5. CONTROL DE RESIDUALES DE QUÍMICA APLICADA.....	66
5.5.1. Cambios en la composición de los fluidos de producción	66
5.5.2. Disminución de los volúmenes de producción	67
5.5.3. Cambios en la formulación de los productos químicos	67
5.6. REDUCCIÓN DE CONTAMINANTES EN EL PROCESO	68
5.6.1. Contaminantes de tipo químico	68
5.6.2. Contaminantes de tipo físico (sólidos).....	70
5.7. FALLAS DE INSTRUMENTACIÓN Y EQUIPOS	70
6. CONCLUSIONES	71
7. RECOMENDACIONES	73
BIBLIOGRAFÍA.....	74

ANEXOS.....	77
-------------	----

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Clasificación de tecnologías de endulzamiento.	21
Tabla 2. Variables críticas de proceso	47
Tabla 3. Análisis periódico condición amina pobre.	50
Tabla 4. Parámetros de calidad del agua desmineralizada.	51
Tabla 5. Parámetros de referencia análisis de laboratorio amina	52
Tabla 6. Cromatografía gas salida del flash de amina.	62

LISTA DE FIGURAS

Imagen 1. Esquema general del proceso de endulzamiento con amina.....	25
Imagen 2. Sección de P&ID Flash de Amina V-81102 CPF Cusiana.	34
Imagen 3. Muestra de amina afectada por ingreso de oxígeno al proceso.....	41
Imagen 4. Common sources of the anions of heat stable salts.....	42
Imagen 5. Diagrama de análisis operacional de identificación de causas de inestabilidad operacional - Sección A.	44
Imagen 6. Diagrama de análisis operacional de identificación de causas de inestabilidad operacional - Sección B.	46
Imagen 7. Diagrama de análisis operacional de identificación de causas de inestabilidad operacional - Sección C.....	54
Imagen 8. Diagrama de análisis operacional de identificación de causas de inestabilidad operacional - Sección D.....	56
Imagen 9. Carta de ajuste operacional recirculación de amina.	61
Imagen 10. Diagrama de planta de diálisis de amina pobre.	69

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. DIAGRAMA DE IDENTIFICACIÓN DE LAS CAUSAS DE INESTABILIDAD OPERACIONAL	77
---	----

GLOSARIO

Absorción: Operación unitaria en la cual ocurre una reacción química en el que un componente gaseoso se absorbe en un componente de la fase líquida y puede ser reversible e irreversible.

Aeroenfriador: Equipo en el cual se retira calor de una corriente de proceso (en una operación de enfriamiento y/o condensación) usando aire como medio refrigerante

Amina Pobre: Solución de amina que después de absorber los gases ácidos del gas natural en el proceso de endulzamiento es despojada de es ácidos en la torre de regeneración.

Amina Rica: Solución que ha absorbido todos los gases ácidos, es decir, sulfuro de hidrógeno (H_2S) y dióxido de carbono (CO_2) durante el proceso de tratamiento del gas amina del gas natural ácido.

Amina: Compuesto orgánico que contiene un átomo de nitrógeno de un solo par. Se deriva del amoníaco al sustituir uno o más átomos de hidrógeno por un grupo orgánico como un grupo alquilo o arilo.

Coalescedor: Es un contenedor que acelera la unión o la cohesión de dos o más partículas dispersas para formar partículas más grandes.

CPF: Central Processing Facilities

Deshidratación: La deshidratación del gas natural se define como la extracción del agua que está asociada, con el gas natural en forma de vapor y en forma libre.

Desorción: Es la operación unitaria contraria a la absorción, donde un gas disuelto en un líquido es arrastrado por otro gas inerte o se libera de la fase líquida a alta temperatura.

Endulzamiento: Proceso mediante el cual se ajusta el contenido de gases ácidos, como el CO_2 o H_2S , de las corrientes que salen de gas natural, a los valores permitidos por especificación requerida.

Flash de amina: Vasija de proceso donde ocurre la liberación de los gases livianos disueltos en la amina por disminución de presión

MMPCSD: Millones de pies cúbicos estándar por día

RUT: Reglamento Único de Transporte de Gas Natural en Colombia

Scrubber: Equipo de lavado de gases que elimina partículas contaminantes, polvos dañinos y gases de las corrientes industriales

Torre Absorbedora: Equipo del proceso donde ocurre la absorción del CO_2 presente en el gas en la amina pobre a ciertas condiciones de proceso

Torre Regeneradora: Equipo del proceso donde ocurre la desorción del CO_2 contenido en la amina rica "Regeneración de la amina" a baja presión y alta temperatura.

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DE LOS PROBLEMAS OPERACIONALES ASOCIADOS A LAS UNIDADES DE ENDULZAMIENTO CON AMINAS DEL CAMPO CUSIANA Y SUS POSIBLES SOLUCIONES*

AUTOR: EDWIN MANUEL SUAREZ TARAZONA **

PALABRAS CLAVE: CUSIANA, ENDULZAMIENTO DE GAS NATURAL, AMINA, CORROSION

DESCRIPCIÓN:

Actualmente existe una alta incertidumbre de las causas de los problemas de inestabilidad de las unidades de endulzamiento de gas natural con amina en la planta de gas Cusiana. Desde el inicio de la operación de las unidades de amina se han presentado diversos problemas de tipo operacional que han sido solucionados, en su gran mayoría, a través del aprendizaje práctico-experimental de las soluciones; algunos de ellos en forma definitiva y por el contrario, otros perduran en el tiempo o se presentan eventualmente sin que se asegure la forma de detectarlos y afrontarlos de la manera adecuada y definitiva.

Algunas de las posibles causas, de eventos de inestabilidad, son: exceso de carga de amina pobre a las unidades, presencia de hidrocarburos pesados y/o sólidos por falla en los sistemas de coalescencia y filtración, problemas de control de temperatura en el proceso, incompatibilidad del antiespumante, presencia de residuales de inhibidor de corrosión y/o sales térmicamente estables, entre otras.

Como consecuencia de dichos eventos de inestabilidad, se generan quemas de gas en teas, pare y arranque continuo de las unidades, mayores costos en análisis de laboratorio, continuos ajustes operacionales, alto costos por consumo de amina, baja confiabilidad de la operación, etc.

Este trabajo establece un modelo de revisión sistemática de los factores que afectan la estabilidad de las unidades de amina y la forma de solucionar cada uno de ellos con el objetivo de minimizar la ocurrencia y disminuir su impacto.

* Monografía

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. Julio Cesar Pérez Angulo, Especialista en Ingeniería del Gas

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF THE OPERATIONAL PROBLEMS ASSOCIATED WITH THE SWEETENING UNITS WITH AMINES FROM THE CUSIANA FIELD AND THEIR POSSIBLE SOLUTIONS *

AUTHOR: EDWIN MANUEL SUAREZ TARAZONA **

KEYWORDS: CUSIANA, NATURAL GAS SWEETENING, AMINE, CORROSION

DESCRIPTION:

There is currently a high uncertainty of the causes of the instability problems of the natural gas sweetening units with amine at the Cusiana gas plant. Since the beginning of the operation of the amine units, various operational problems have arisen which have been solved, for the most part, through practical-experimental learning of the solutions; some of them definitively and, on the opposite, others persist over time or are eventually presented without ensuring the way to detect them and face them in the appropriate and definitive way.

Some of the possible causes of instability events are: excess load of poor amine to the units, presence of heavy hydrocarbons and/or solid due to failure in the coalescence and filtration systems, problems of temperature control in the process, incompatibility of the defoamer, presence of residuals of corrosion inhibitor and/or thermally stable salts, among others.

Because of these events of instability, gas flarings are generated, stop and continuous start of the units, higher costs in laboratory analysis, continuous operational adjustments, high amine consumption costs, low reliability of the operation, etc.

This work establishes a model of systematic review of the factors that affect the stability of the amine units and the way to solve each one of them with the objective of minimizing the occurrence and reducing its impact.

* Monograph

** Faculty of Physical-Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Ing. Julio Cesar Pérez Angulo, Specialist in Gas Engineering

INTRODUCCIÓN

En la actualidad existe una alta incertidumbre en la causa de los problemas de inestabilidad de las unidades de amina de la planta de gas Cusiana, entre las principales evidencias de inestabilidad operacional está el alta diferencial en la torre regeneradora de amina rica, el aumento de caudal de gas liberado en la vasija flash de amina, los eventos de variación de nivel en los equipos de la unidad, los eventos de parada de la unidad por acción de las protecciones entre otras.

Dentro de las posibles causas, de eventos identificados como evidencias de inestabilidad, se pueden mencionar, sin que sean los únicos; el exceso de carga de amina pobre a la unidad, presencia de hidrocarburos pesados y/o solidos por falla en los sistemas de filtración y coalescencia, problemas de control de temperatura en las diferentes etapas del proceso, incompatibilidad del antiespumante utilizado y presencia de residuales de inhibidor de corrosión usado en el proceso de separación.

Como consecuencia de los eventos de inestabilidad operacional se generan altas quemas de gas en los sistemas de teas, pare y arranque continuo de las unidades, mayores costos en análisis de laboratorio por incertidumbre en la concentración de la amina pobre para ajustes operacionales en el proceso y alto consumo de amina. En este trabajo se propone establecer un plan de revisión sistemática de los factores que afectan la estabilidad de las unidades de amina y la forma de solucionar cada uno de ellos con el objetivo de minimizar la ocurrencia y disminuir su impacto.

1. OBJETIVOS

1.1. OBJETIVO GENERAL

Establecer un plan de revisión sistemática de los factores que afectan la estabilidad de las unidades de amina de la planta de gas del campo Cusiana y proponer las acciones preventivas y/o correctivas para minimizar la ocurrencia y/o disminuir su impacto.

1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Definir los problemas más frecuentes y su afectación sobre la estabilidad operacional en las unidades de amina del campo Cusiana.
- Elaborar una metodología sistemática de identificación de las causas de inestabilidad operacional mediante el análisis de las variables de proceso.
- Plantear las alternativas preventivas y/o correctivas de solución para cada causa de inestabilidad operacional identificada.

2. MARCO DE REFERENCIA

2.1. MARCO TEÓRICO

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos livianos en estado gaseoso, en su mayor parte compuesta por metano y etano, y en menor proporción por propano, butano, pentano e hidrocarburos más pesados. Si el contenido de metano es del 95% o superior se considera que el gas es seco, de lo contrario se conoce como gas húmedo, por su contenido de hidrocarburos más pesados como, propano, butano, pentano y más de 6 carbonos. Los principales contaminantes del gas son el vapor de agua, el dióxido de carbono, el nitrógeno, sulfuro de hidrógeno entre otros.

El gas natural se encuentra al igual que el petróleo en yacimientos en el subsuelo. Puede ser asociado (gas mezclado con crudo) o libre. Las propiedades del gas tales como: composición, gravedad específica, peso molecular promedio y poder calorífico varían de un yacimiento a otro. (Ecopetrol S.A., 2014)

El gas natural es considerado uno de los combustibles fósiles más limpios y por tal razón su uso se ha masificado en el sector industrial, en el sector doméstico y como combustible vehicular. Dentro del uso industrial lo encontramos en los procesos de combustión de cualquier industria; en cuanto al uso doméstico principalmente en los equipos para preparación de alimentos y en sistemas de calefacción y el uso vehicular se da como combustible de vehículos livianos principalmente; el gas ha

tenido una gran acogida en los últimos años en reemplazo de los hidrocarburos líquidos como diésel, el kerosene y la gasolina, por el hecho de ser menos contaminante y más económico.

En el existen diferentes tecnologías de endulzamiento de gas natural, entre las más usadas podemos mencionar las que se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1. Clasificación de tecnologías de endulzamiento.

Mecanismo de remoción de CO ₂	Tipo de proceso	Tecnología	Nombre comercial
Absorción química	Regenerativo continuo	Aminas	MEA, DEA, MDEA, DIPA, DGA, Solventes formulados
		Carbonato de potasio	Benfield, Catacarb, Giammarco-Vetrocoke, etc.
	No regenerativo, continuo (arreglo usual: lead/lag)	Hidróxido de sodio	-
Absorción física	Regenerativo continuo	Solventes físicos	Selexol, Rectisol, Purisol, Fluor Solvent, IFPexol, etc.
Absorción físico-química	Regenerativo continuo	Solventes físico-químicos	Sulfinol, Ucarsol LE 701, 702 & 703, Flexsorb PS, etc.
Adsorción física	Regenerativo continuo (secuencia de adsorción/desorción)	Tamices moleculares	Z5A (Zeochem), LNG-3 (UOP), etc
Permeación	Continuo	Membranas	Separex, Cynara, Z-top, Medal, etc.

Bergel, M. Mejoras Operacionales en Procesamiento de Gas. [En línea]. Caracas: Venezuelagas.net. (Recuperado el 7 de febrero de 2019). Disponible en: <http://www.venezuelagas.net/documents/2008-ST-18-spa.pdf>

2.2. MARCO PRÁCTICO

El campo de producción Cusiana está ubicado en el municipio de Tauramena, departamento de Casanare, en el centro oriente de Colombia, actualmente el campo Cusiana es operado por Ecopetrol y produce aproximadamente 4300 barriles de crudo liviano con 51°API; 320 MMPCSD de gas natural, 7600 barriles de Gas Licuado de petróleo y 2000 barriles de NGL (condensados estabilizados del gas natural).

2.2.1. Descripción del proceso: CPF Cusiana El campo de producción Cusiana suministra en promedio 210 MMPCSD de gas natural al sistema nacional de transporte de gas en especificaciones de calidad; el excedente de gas del proceso se reinyecta como soporte de presión en el yacimiento. El gas de yacimiento en su composición presenta un 4,5% de CO₂ que debe ser retirado parcialmente para poder cumplir con la especificación de gas de ventas.

En la planta de tratamiento de gas natural del Campo de producción Cusiana existe la tecnología de endulzamiento de gas por absorción de CO₂ con amina. Por ser uno de los mayores productores de Colombia en términos de gas natural la planta opera las 24 horas del día los 360 días del año y cualquier inconveniente en la operación de la misma coloca en riesgo el suministro de gas natural al país, por este motivo se trabaja fuertemente en identificar y solucionar los problemas más frecuentes que generan inestabilidad en el proceso de tratamiento de gas. En la planta de gas Cusiana, las unidades de amina –endulzamiento de gas natural- son el área más crítica en cuanto a estabilidad operacional se refiere.

Para dar cumplimiento a la especificación por contenido de CO₂ del Reglamento Único de Transporte; la sección de endulzamiento de gas de la planta de gas de Cusiana cuenta con dos unidades de absorción con amina cada una con capacidad nominal de endulzamiento de 160 MMPCSD. El contenido de CO₂ del gas a la salida de las unidades de amina es de 0%; por esta razón solo se endulza la cantidad requerida estequiometricamente para entregar el gas con 1,98% de CO₂; la salida del gas de las unidades de amina se mezcla con un volumen de gas ácido tal que se logre cumplir con la especificación, menos de 2% de contenido de CO₂ en volumen.

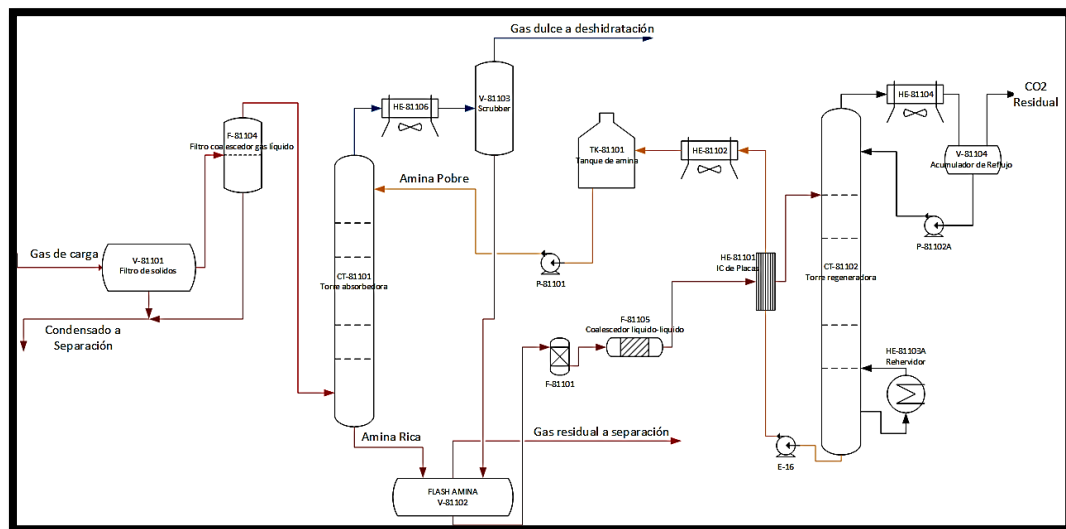
A pesar que todo el tiempo se cumple con las especificaciones de calidad, es necesario estudiar el comportamiento de las unidades para determinar los factores que afectan la estabilidad operacional y establecer la forma de identificar y actuar preventiva y/o correctivamente sobre dichos factores.

Para el desarrollo del trabajo se tiene disponible la información histórica del comportamiento de las variables de proceso (Temperatura, presión. Caudal, composición etc); los resultados de los análisis de laboratorio, la trazabilidad de los cambios ejecutados en el diseño desde que las unidades entraron en servicio, los cambios en la composición del gas y la amina de carga; también se cuenta con el soporte del proveedor de la amina y el servicio de análisis de laboratorio y las acciones de mantenimiento requeridas para lograr el objetivo propuesto.

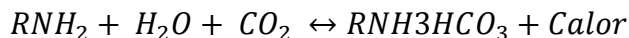
2.2.2. Diseño de las unidades de amina CPF Cusiana: Las unidades de amina del campo Cusiana se pueden considerar idénticas por lo que se describe de forma general un diseño válido para las dos unidades. El diseño de proceso inicia con la carga de gas saturado a una vasija horizontal que sirve como filtro de partículas presentes en el gas (Figura 1), en este primer sistema de filtración ocurre adicionalmente separación física de condensables (mayor proporción agua) que viajan con el gas de carga. El gas libre de partículas pasa a través de un filtro coalescedor cuya función es separar las trazas de hidrocarburos líquidos haciendo que las moléculas de hidrocarburos pesado se junten hasta formar gotas de mayor tamaño que caen en el fondo del filtro coalescedor y son enviadas a otra sección del proceso. El gas filtrado es cargado a la torre adsorbedora por la parte inferior de la misma, éste asciende por los orificios de los platos perforados y se encuentra en contracorriente con la amina pobre que desciende por los vertederos de los platos de la torre. En este contacto íntimo en los platos de la torre el CO_2 presente en el gas es absorbido por la amina diseñada para realizar dicha función. El gas despojado del CO_2 sale por la cima de la torre pasa por un aerofriador y posteriormente a un scrubber donde se condensa la amina arrastrada por el gas, la cima del scrubber es enviada con un contenido de 0% de CO_2 a la sección de deshidratación, la amina condensada en el scrubber se envía al separador flash de amina. Por su parte la amina enriquecida con CO_2 y algo de hidrocarburo que sale por el fondo de la torre adsorbedora pasa al separador flash de amina donde ocurre una liberación del hidrocarburo liviano presente en la amina rica, este gas liberado es enviado al proceso de separación de crudo. La amina rica pasa por los sistemas

de filtración e intercambio de calor donde obtiene la energía necesaria para ser cargada a la torre regeneradora de amina, en ella se ocurre el proceso de desorción del CO_2 a alta temperatura y baja presión, por el fondo se obtiene la amina pobre que es enfriada en los intercambiadores de calor y los aerofriadores, luego es enviada al tanque de surgencia y posteriormente regresa como carga a la torre absorbidora a través de los sistemas de bombeo. El CO_2 sale por la cima de la torre regeneradora con vapor de agua y con trazas de amina e hidrocarburos livianos, esta corriente va al acumulador de reflujo pasando por un sistema de enfriamiento en el cual se logra condensar el vapor de agua y la amina arrastrada por el CO_2 ; la fase gaseosa del acumulador de reflujo (CO_2 de 99% de pureza) se libera a la atmósfera, por su parte la fase líquida retorna al plato 1 de la torre a la sección de rectificación de la torre absorbidora.

Imagen 1. Esquema general del proceso de endulzamiento con amina.



Reacción química del proceso de endulzamiento:



Cuando la reacción es de izquierda a derecha se tiene el proceso de endulzamiento (absorción de CO₂ en la amina pobre) y hay producción de calor, o sea que la torre absorbidora se calienta. Para regenerar la amina se debe tener la reacción de derecha a izquierda, o sea que a la solución de amina en la torre regeneradora se calienta en el rehervidor utilizando agua caliente (345°F y 295 psig) para facilitar el despojo del CO₂ de la amina rica.

2.3. MARCO LEGAL

El campo de producción Cusiana pertenece a la Gerencia de desarrollo y producción Piedemonte de Ecopetrol. De acuerdo a la legislación nacional, Ecopetrol está sujeto, en lo que tiene que ver con entrega de gas natural para transporte y comercialización, al cumplimiento de la Resolución 071 de 1999 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas “Reglamento Único de Transporte de Gas Natural en Colombia”

La CREG “Comisión de Regulación de Energía y Gas” es una Unidad administrativa especial del Ministerio de Minas y Energía de acuerdo con lo previsto en los artículos 69 de la Ley 142 de 1994 y 21 de la Ley 143 de 1994.

Para entregar el gas en condiciones de venta al sistema nacional de transporte, éste debe cumplir todas las especificaciones de calidad estipuladas en el RUT; específicamente el desarrollo de este trabajo tiene que ver con el aseguramiento

del contenido máximo del CO₂ en el gas de ventas del campo de producción Cusiana.

3. PROBLEMAS MÁS FRECUENTES

Desde el inicio de la operación de los sistemas de endulzamiento con amina en la planta de gas de Cusiana se han presentado diversos problemas de tipo operacional que han sido en su gran mayoría superados a través del aprendizaje práctico-experimental de las soluciones; algunos han sido solucionados en forma definitiva y, por el contrario, otros perduran en el tiempo o se presentan eventualmente sin que se asegure la forma de detectarlos y afrontarlos de la manera adecuada y definitiva.

A continuación, se enumeran los principales eventos, su afectación al proceso y su manera de detectarse.

3.1. EVENTOS DE FORMACIÓN DE ESPUMA

La formación de espuma se define como "el resultado de una incorporación mecánica de un gas en un líquido, donde la película líquida rodea un volumen de gas que crea una burbuja"¹.

¹ G.P.A. Estudios y Servicios Petroleros S.R.L. Espumas en sistemas de hidrocarburos: origen, consecuencias y soluciones. [En línea]. Buenos Aires. (Recuperado el 5 de febrero de 2019). Disponible en: http://www.oilproduction.net/files/NOTA_TECNICA_33.pdf.

Características claves para formación de espuma

Existen dos características claves para presentar una preocupación relacionada con la formación de espuma; la facilidad con que una solución forma una burbuja de espuma y la resistencia de la espuma para romper en fase líquida continua.

- La tensión superficial.

Es la principal indicación de la tendencia a la formación de espuma, a menor tensión superficial existe una mayor susceptibilidad de la solución a formar espuma. La principal fuente reductora de tensión superficial de una solución de amina es la contaminación de la solución con agentes de superficie activa, que incluyen hidrocarburos líquidos. La tensión superficial también se ve afectada por las condiciones de operación; a mayor temperatura y presión tienden a reducir la tensión superficial. La temperatura tiene mayor impacto en la tensión superficial de una solución acuosa de amina que la presión; a presiones más altas, la solubilidad de los hidrocarburos líquidos en la solución de amina aumenta, cambiando así la estructura de la superficie de la solución acuosa y generando una menor tensión superficial y, por lo tanto, una mayor tendencia del sistema a formar espuma.

- La estabilidad.

Está relacionada con la naturaleza de la capa superficial, es el otro factor clave para tener un problema de formación de espuma. La estabilidad de la espuma depende de tres características

- Elasticidad

Al tener mayor elasticidad y, por lo tanto, resistencia al adelgazamiento, se genera una menor estabilidad de formación de espuma. La función principal de la mayoría de los antiespumantes es aumentar la elasticidad de la solución y, por lo tanto, reducir la estabilidad de la espuma.

- Formación de capa gelatinosa

La capa gelatinosa o plástica es una estructura superficial relacionada con la naturaleza de la composición molecular de la solución acuosa; las soluciones que tienden a formar capas gelatinosas tienden a tener una mayor estabilidad de formación de espuma.⁴ Las aminas secundarias (DEA) y terciarias (MDEA) forman esta capa más fácilmente que las aminas primarias (MEA y DGA). Son, por lo tanto, más susceptibles a la espuma. Los contaminantes, como los productos de degradación de aminas, inducen la formación de la capa gelatinosa.

- Drenaje de la película.

El drenaje más rápido de la película reduce la estabilidad de la espuma. Sin embargo, las partículas finas, como el sulfuro de hierro, tienden a retardar el drenaje de la película y, por lo tanto, aumentan la estabilidad de la espuma.

3.1.1. Causas de la formación de espuma: La amina limpia no contaminada no forma espuma estable. La espuma del sistema de amina se genera por los contaminantes introducidos en el sistema a través del gas de alimentación, el agua de reposición, corrientes recicladas o generados en el sistema, como los productos de degradación y corrosión. Las causas más comunes de formación de espuma son:

- El hidrocarburo líquido introducido por el gas de alimentación ácido

Es la causa principal de los problemas de formación de espuma en las plantas de endulzamiento de gas. Los líquidos pueden introducirse por arrastre de niebla o pueden formarse dentro de la columna si la amina pobre que ingresa a la columna tiene una temperatura menor al punto de rocío del gas ácido. El impacto del hidrocarburo líquido proviene de su solubilidad en la solución acuosa de amina, que por lo tanto reduce su tensión superficial. Las aminas secundarias y terciarias, más que las primarias, tienden a formar espuma en presencia de hidrocarburos líquidos debido a la mayor solubilidad del hidrocarburo líquido en las aminas secundarias y terciarias. Una de las tareas es la eliminación de gotitas de hidrocarburos líquidos de tamaño de aerosol. Los tamaños de gota mayores de 3 μ son generalmente controlables; los tamaños más pequeños requieren un cuidadoso filtro-separador y diseño coalescente. Algunas plantas pudieron reducir el arrastre de líquido instalando coalescentes de 0,3 μ aguas arriba de las columnas de absorción de aminas.

- La contaminación de partículas sólidas

Especialmente el sulfuro de hierro, es una de las principales causas de la formación de espuma. Los sulfuros de hierro, como partículas muy finas, son difíciles de eliminar mediante filtros mecánicos convencionales, tienden a concentrarse en la interfaz líquido-gas y, por lo tanto, aumentan la estabilidad de la formación de espuma.

- Los surfactantes solubles en agua

Como los inhibidores de la corrosión, los compuestos para tratamiento en pozos y el exceso de agentes antiespumantes tienden a disolverse en soluciones acuosas y reducen la tensión superficial. Tales contaminantes son a menudo mucho más problemáticos que los hidrocarburos líquidos, si existe una cantidad apreciable en el gas ácido, debido a su mayor solubilidad en solución de amina.

Los productos de degradación de aminas conducen a cambios en la estructura de la solución de amina y pueden aumentar la tendencia de formación de espuma. Los productos de degradación son compuestos formados ya sea por reacción directa de la amina y los constituyentes en el gas de alimentación (como CO₂, COS, CO, O₂ y CS₂) o por descomposición térmica de la amina. La conversión de la amina, independientemente del mecanismo, representa una pérdida de amina activa y valiosa.

- Las sales termoestables

No solo tienden a reducir la capacidad de endulzamiento del sistema, sino que también aumentan la corrosividad de la solución de amina. Los productos de

corrosión, principalmente sulfuro de hierro, y los cambios en las propiedades físicas de la solución tienden a aumentar la estabilidad y la tendencia de formación de espuma, respectivamente. Debido a que las sales termoestables no son regenerables térmicamente, se acumulan y contaminan la solución de amina circulante. Tales sales pesadas son productos de la reacción de la amina con otras especies aniónicas o componentes ácidos más fuertes (distintos del H_2S y el CO_2) presentes en el gas de alimentación ácido.

El ingreso de oxígeno en la solución de alimentación o amina, incluso a niveles de partes por millón, conduce a la formación de ácidos carboxílicos que reaccionan con la amina para formar sales termoestables y, por lo tanto, aumentan la tendencia del sistema a formar espuma. Siempre se requiere una presión positiva para evitar cualquier ingreso accidental de oxígeno al sistema. Un área que necesita ser monitoreada es el tanque de almacenamiento de aminas que normalmente debería estar protegido por una manta de gas inerte, generalmente de nitrógeno. (Dhafeeri, 2007)

Un cambio abrupto de la presión diferencial en la torre absorbidora podría indicar que se está empezando a formar espuma. Cuando esto ocurre, el contacto entre el gas y la solución es pobre, con lo cual se reduce la eficiencia del tratamiento o la capacidad de absorción del sistema.

Consecuencias de la formación de espuma

- Aumento de las pérdidas de amina
- Producto fuera de especificaciones
- Reducción de la eficiencia de la absorción.
- Aumenta el consumo de energía.
- Contaminación de los procesos aguas abajo de la unidad.

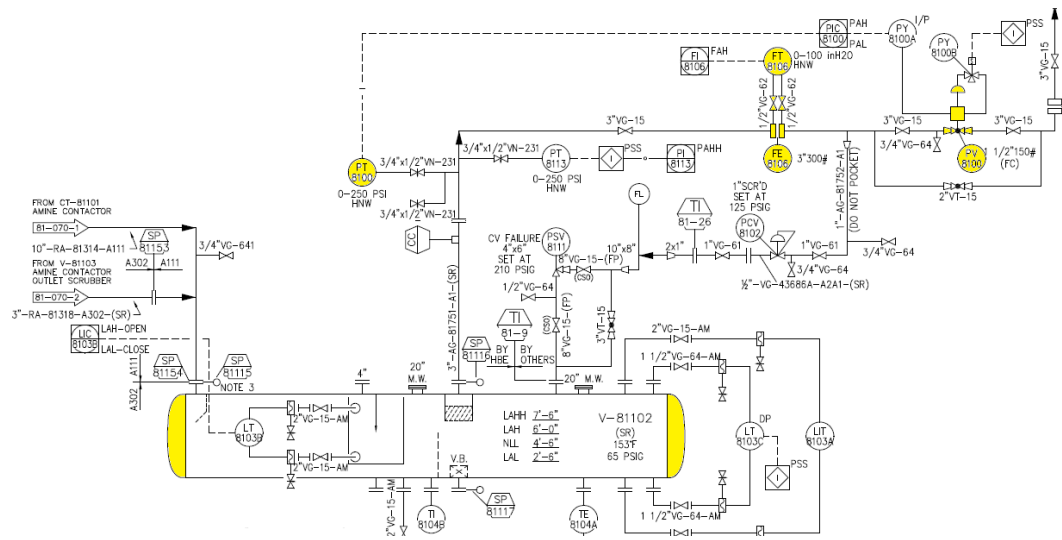
3.2. EXCESO DE LIBERACIÓN DE GAS EN EL FLASH DE AMINA

La cantidad de gas liberado en el flash de amina es un indicador indirecto de la estabilidad del proceso, el porcentaje de apertura de la válvula PV-8100 aumenta a medida que aumenta el contenido de HC en la corriente de amina.

Causas del aumento de liberación de gas en el flash de amina

Cuando hay exceso de amina para absorber el CO₂ presente en el gas, lo que ocurre es que se absorberá parte de los hidrocarburos livianos en la amina, esto genera una alta liberación de gas en el flash de amina al bajar la presión de la mezcla. Para el caso de Cusiana, si la concentración de Amina pobre es superior a 45% en peso, probablemente aumentará considerablemente la liberación de gas en el flash de amina.

Imagen 2. Sección de P&ID Flash de Amina V-81102 CPF Cusiana.



Los valores de caudal medidos en FE-8106/56, en operación normal, deben mantenerse entre 100 kpcsd y 500 kpcsd, valores por encima indican que el proceso está siendo afectado de alguna manera y el gas liviano saliendo del flash se debe a un incremento en la absorción de hidrocarburos livianos, probablemente por un exceso de amina. También puede presentarse liberación de CO₂ por alta temperatura en la amina rica.

Consecuencias de una alta liberación de gas en el flash de amina.

En una gran parte de los diseños de los procesos de endulzamiento con amina, el gas liberado en el flash de amina es enviado a los sistemas de tea, para el caso de Cusiana este gas es enviado al proceso de separación de crudo, agua y gas donde se aprovecha esta corriente; sin embargo, el exceso puede generar eventos de alta presión en el flash de amina por limitaciones en la capacidad de salida de las PV-

8106/56. Una alta presión en el flash de amina desestabiliza el control de nivel y este a su vez desestabiliza el control de nivel de la torre absorbedora.

3.3. ALTAS VELOCIDADES DE CORROSIÓN EN ALGUNAS SECCIONES DE LA PLANTA

Esta es quizás la principal preocupación en la operación de una planta de endulzamiento, los procedimientos planteados para controlar problemas de operación también sirven para controlar la corrosión. Una planta de aminas diseñada adecuadamente debe tener posibilidades de instalación de cupones que permitan monitorear el problema de corrosión. Algunas veces puede ser necesario el uso de inhibidores y en este caso se debe garantizar la compatibilidad del inhibidor con la solución del solvente para evitar problemas de espumas y degradación del solvente.

Causas del aumento de velocidades de corrosión

El principal problema operacional asociado a la corrosión tiene que ver con la desorción prematura del CO₂ de la amina rica. La desorción puede ocurrir por:

- Cambios de presión en el flash de amina.

Una disminución en la presión del flash de amina ocasiona una mayor liberación de gas, esto incluye mayor liberación de CO₂ y alta probabilidad de corrosión en las tuberías de salida del gas liberado.

- Baja recirculación de amina.

La relación flujo de amina / flujo gas debe mantenerse en su valor óptimo para que la solución de amina no se sature de CO₂ sino que tenga un exceso para transportar cómodamente el CO₂ a través del proceso hasta la torre regeneradora.

- Alta carga acida en la amina rica.

La amina rica debe absorber un máximo de CO₂ definido por el fabricante de la amina para que ésta haga su trabajo sin incurrir desprendimiento prematuro de CO₂ por alta carga del mismo en la amina rica. Para Cusiana el valor de máxima carga ácida de la amina rica es de 0,37 mol de CO₂ / mol de amina

- Presencia de contaminantes.

Contaminantes como hidrocarburos líquidos, ácidos carboxílicos, residuales de inhibidores de corrosión, oxígeno, entre otros degradan la amina y por ende esta pierde su capacidad de absorción, llegando a saturarse de CO₂ al punto que con cualquier cambio de las condiciones de proceso éste puede liberarse fácilmente antes de llegar a la torre regeneradora.

Consecuencias del aumento de velocidades de corrosión

Alto impacto económico por pérdidas de producción por parada de planta, reemplazo de tubería y accesorios; además del riesgo latente de pérdida de contención de fluidos por fallas de integridad. En años anteriores algunas secciones de tubería de las unidades de endulzamiento de Cusiana debieron ser

reemplazadas por el alto grado de corrosión debido a la desorción prematura del CO₂. Específicamente en la salida gaseosa del flash de amina y en la salida de los filtros de carbón activado antes de los intercambiadores de placas.

3.4. INESTABILIDAD EN LOS SISTEMAS DE CONTROL DE LAS VARIABLES DE PROCESO

El control de las variables de proceso, es un factor fundamental para mantener la estabilidad en el proceso, sin embargo existen factores de diseño y situaciones operativas que generan variaciones en las variables y afectan directamente la estabilidad.

Temperatura.: El perfil de temperatura del proceso debe mantenerse dentro de los rangos de operación definidos para no alterar las demás variables de proceso por cualquier causa; una temperatura del gas de carga a las unidades de endulzamiento por encima del límite operacional genera un cambio en la composición del gas, específicamente en el contenido de hidrocarburos más pesados de los que habitualmente ingresan al proceso de endulzamiento. Cuando esto sucede, en los filtros coalescedores de gas, en las expansiones en las diferentes vasijas y en la torre absorbedora, se presenta la condensación de los hidrocarburos pesados que viajan en el gas por la condición de alta temperatura y ellos contribuyen a la formación de espuma; este es uno de los problemas más frecuentes en estas unidades. La causa del aumento de temperatura en algunos de los fluidos se debe principalmente al diseño del sistema de control de temperatura, en el CPF Cusiana

los equipos que hacen el control de temperatura son aerofriadores que dependen totalmente de la temperatura ambiente, esta es la principal causa de no lograr bajar la temperatura a los valores requeridos durante el verano cuando la temperatura ambiente es muy alta en esta área geográfica.

3.4.1. Nivel: El control de nivel de fondo de las torres (tanto absorbidora como regeneradora), de la vasija flash de amina, del condensador de cima, del tanque de expansión de agua caliente y del tanque de retorno y bombeo de amina al proceso, es fundamental para no afectar otras variables de proceso como presión y flujo, pero por falla en un transmisor de nivel o un evento generado por cualquier otra variable que afecte uno o varios de los controles listados se presenta un disturbio operacional no deseado y puedes afectar en gran medida el desempeño óptimo de las unidades de endulzamiento.

3.4.2. Presión: La presión definida (mínima-máxima) para cada equipo del sistema de endulzamiento también requiere de un estricto control, por seguridad del proceso y por la afectación a otras variables de proceso que derivan en disturbios operacionales no deseados.

3.4.3. Flujo: Para el caso del flujo de fluidos, existen tres principales corrientes de flujo que eventualmente pueden fallar y generan una afectación importante en el proceso; estas son: las fallas en el control de flujo de agua caliente al rehervidor que afecta la temperatura en la torre regeneradora y su desempeño, también es muy importante mantener constantes los flujos de carga de gas y amina para no desestabilizar el proceso.

3.5. EFECTO DE LAS CONDICIONES AMBIENTALES

En el CPF de Cusiana, las unidades de proceso en general, se ven seriamente afectadas por los cambios en la temperatura ambiente; esta es una variable que si bien no se puede predecir con exactitud si se debe controlar al máximo para evitar muchos de los problemas ya identificados que desestabilizan las unidades de amina.

La repercusión de la temperatura ambiente en los procesos en el CPF Cusiana se debe principalmente al uso de aerofriadores en lugar de intercambiadores de calor de otro tipo, al cambiar las condiciones ambientales el aire se enfría o calienta dependiendo de la hora del día y la época del año, a pesar de contar con un sistema automático de control de temperatura que cambia la angularidad de las aspas de los aerofriadores, siempre se ve la afectación al proceso.

3.6. AFECTACIÓN POR PRESENCIA DE RESIDUALES DE QUÍMICA DE OTROS PROCESOS

Las trazas de inhibidores de corrosión utilizados en el proceso de recolección en pozos productores y en el proceso de separación de crudo, agua y gas, afectan el desempeño de las unidades de endulzamiento, específicamente en la formación de espuma. Por tanto, es necesario mantener un control estricto en la dosificación de los inhibidores de corrosión. También la presencia de química residual del tratamiento de agua desmineralizada utilizada en el sistema de endulzamiento genera problemas de espuma en las unidades. Así mismo las trazas de rompedores de emulsión utilizados agua arriba del proceso de endulzamiento tienen un efecto negativo que es necesario evitar.

3.7. AFECTACIÓN POR PRESENCIA DE CONTAMINANTES GENERADOS POR FALLAS DE CONTROL DE PROCESO

Se han identificado otros factores operativos y de proceso que afectan las unidades de endulzamiento de gas en Cusiana.

Presencia de oxígeno.

Las bicinas (bicina y otros aminoácidos similares) se forman en los sistemas de tratamiento de gas con amina como resultado de la degradación de amina debido a la presencia de oxígeno y/o dióxido de azufre. La presencia de bicina solo en el

sistema de amina no es necesariamente corrosivo, sin embargo, la bicina es un fuerte secuestrante de hierro y puede iniciar, en presencia de H₂S, un mecanismo de corrosión de acción rápida.² Entradas de aire fugitivo en los sistemas de baja presión dan lugar a la formación de bicina por presencia de oxígeno que degrada la amina y cambia su coloración, ver Imagen 3.

Imagen 3. Muestra de amina afectada por ingreso de oxígeno al proceso.

REGISTRO FOTOGRAFICO MUESTRAS DE AMINA CUSIANA			
UNIDAD I		UNIDAD II	
			
Amina Pobre	Amina Rica	Amina Pobre	Amina Rica

Sales térmicamente estables.

La degradación de la amina es originada por la presencia de contaminantes que reaccionan con la amina para formar ácidos carboxílicos y/o aminoácidos, los cuales

² GARY L, Lawson. Amine plant corrosion reduced by removal of bicine, Digital Refining Processing, Operations & Maintenance. [Base de datos en línea]. Agosto de 2012, Disponible en http://www.digitalrefining.com/article/1000373,Amine_plant_corrosion_reduced_by_removal_of_bicine.html#.W3rQUuhKjIV.

a su vez reaccionan con las moléculas de amina para formar las sales. Los enlaces formados hacen que las moléculas de amina pierdan la capacidad de absorción de CO₂ y la capacidad de regeneración. Los principales productos de degradación ácida que se detectan en las unidades de amina son el ácido fórmico, el ácido acético, el ácido oxálico, el tiosulfato y el tiocianato. Ocasionalmente se detectan productos de este tipo que generan inestabilidad en el proceso, facilitando la formación de espuma y aumentando los procesos corrosivos en líneas y equipos. En la Imagen 4 se muestran los aniones más comunes y las posibles fuentes de donde provienen.

Imagen 4. Common sources of the anions of heat stable salts.

Anion	Source
Chloride	Make-up water Brine with inlet gas Well treatment chemicals with inlet gas
Nitrate, nitrite	Make-up water Corrosion inhibitors
Sulphate, sulphite, thiosulphate	Sulphur species oxidation products Component in gas
Formate, oxalate, acetate	Acid in the feed gas Oxygen degradation Thermal degradation Oxygen from inadequate nitrogen blanket in amine sump/storage
Thiocyanate	Reaction product of H ₂ S and CN Coker Fluidized catalytic cracker
Phosphate	Hydrotreater Corrosion inhibitors Phosphoric acid activated carbon
Fluoride	Cotton filters Well treatment chemicals with inlet gas

N. Bord, G. Crétier, J.L. Rocca, C. Bailly, J.P. Souchez, Simultaneous determination of inorganic anions and organic acids in amine solutions for sour gas treatment by capillary electrophoresis with indirect detection, J. Chromatogr. 2005, p. 224.

3.7.1. Hidrocarburos: La tensión superficial es una indicación de la tendencia de una solución a formar espumas. Es probable que los hidrocarburos líquidos reduzcan sensiblemente la tensión superficial de la solución de amina, aumentando en consecuencia la tendencia a espumar; aunque los hidrocarburos solos no modifican substancialmente la estabilidad de las espumas de soluciones de amina, la presencia conjunta con otros contaminantes puede hacerlo. En los análisis de laboratorio de manera frecuente se puede observar que los hidrocarburos presentes están por encima del valor máximo.

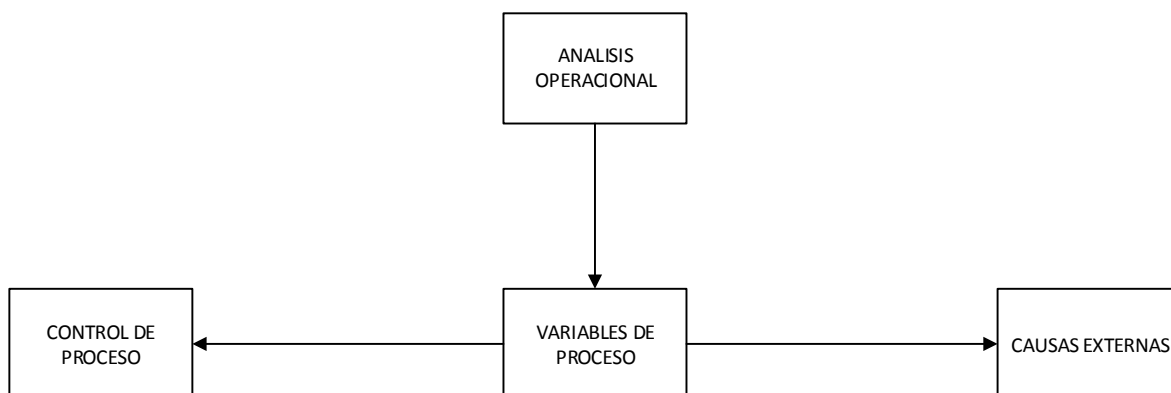
3.7.2. Sólidos no metálicos (partículas): En las rutinas de limpieza de los filtros de los sistemas de bombeo es frecuente encontrar partículas sólidas no metálicas que según las evaluaciones preliminares corresponden a desprendimiento de revestimientos cerámicos de los equipos del proceso; a pesar de que se dispone de los sistemas de filtración que deberían retener dichas partículas, parte de estos sólidos continúan en el proceso con presencia de hidrocarburos facilitan la formación de espuma y favorecen la estabilidad de la misma.

3.7.3. Óxidos de Hierro: En este proceso es normal encontrar sulfuro de hierro, partículas finas de metal, por la corrosión y erosión de las tuberías y equipos. Cualquiera de estos compuestos puede estar presente al mismo tiempo en un sistema que trabaje con amina, pero es su concentración la que puede hacer que pasen como insignificantes o ser limitantes si su concentración es elevada.

4. METODOLOGIA SISTEMATICA DE IDENTIFICACION DE LAS CAUSAS DE INESTABILIDAD OPERACIONAL

En toda planta de proceso es necesario realizar a diario análisis operacional, en éste se debe revisar el desempeño de las variables de proceso y las tendencias del comportamiento de las mismas en el tiempo; luego de este análisis es necesario identificar la causa probable de la desviación si la hay, clasificarla por el tipo de afectación; química, física, de control o externas al proceso, continuar hacia abajo en el diagrama para determinar la raíz y por ultimo definir las acciones a seguir en cada caso.

Imagen 5. Diagrama de análisis operacional de identificación de causas de inestabilidad operacional - Sección A.

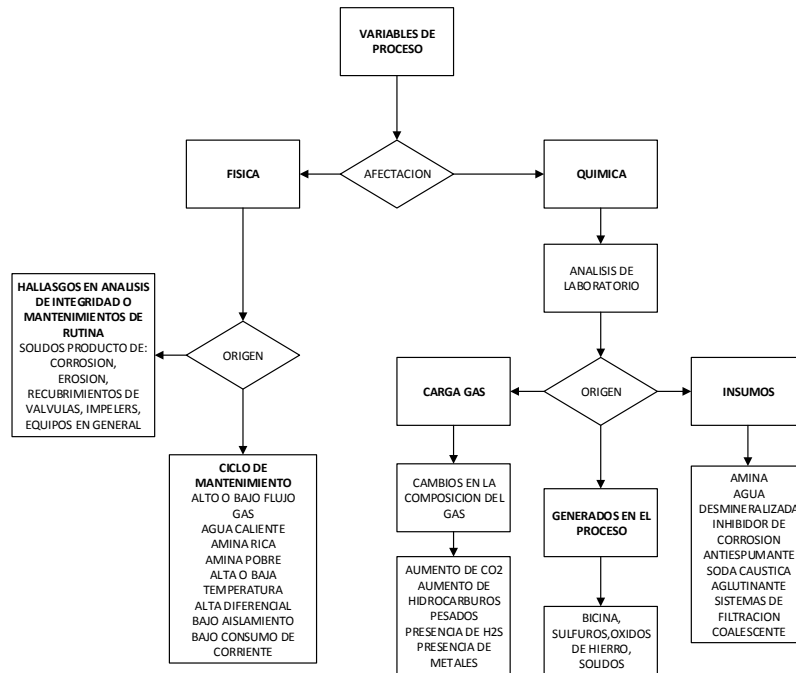


Una vez identificada la desviación se debe establecer su causa, pero en el caso particular de las unidades de endulzamiento de gas natural con aminas, hay que tener presente que las posibles causas o efectos tienen correlación unas con otras. Iniciaremos por verificar el desempeño de las variables de control que son quienes manifiestan una posible desviación del comportamiento normal del proceso.

4.1. DESVIACIÓN DE VARIABLES DE PROCESO

Una vez identificada la desviación de una variable de proceso, se debe establecer si la causa es química o física. Si es química se debe revisar los resultados de los análisis de laboratorio; pero si es física es necesario verificar si es por falla de un equipo o instrumento o si es por presencia de contaminantes derivados de una operación inadecuada o por condición normal del proceso.

Imagen 6. Diagrama de análisis operacional de identificación de causas de inestabilidad operacional - Sección B.



El diagrama busca establecer, mediante el análisis operacional, una metodología sistemática para análisis del tipo de falla que puede estar afectando las unidades de endulzamiento en un determinado momento y con ello definir las acciones a tomar por parte de quienes las operan.

En las unidades de amina del CPF Cusiana existen múltiples variables a controlar para mantener la estabilidad del proceso y lograr los resultados esperados. Sin embargo, aunque la mayoría son importantes, existen algunas plenamente identificadas que son las de tener en cuenta en todo momento. A continuación, se describe cada una de ellas y las posibles consecuencias si no se mantienen dentro de su rango óptimo de operación.

Tabla 2. Variables críticas de proceso

Tag	Descripción	Mín	Valor Operativo	Máx
TI-8101/50D	Temperatura de entrada de amina pobre a la CT-81101/201-Absorbedora	115°F	122°F	130°F
TI-8100/50ª	Temperatura de entrada de gas ácido a la CT-81101/201-Absorbedora	75°F	85°F	90°F
TI-8107/57ª	Temperatura de entrada de amina rica a la CT-81102/202-Regeneradora	200°F	207°F	210°F
TI-8102/52	Temperatura de salida de gas dulce de la CT-81101/201-Absorbedora	95°F	98°F	105°F
TI-8107/57B	Temperatura de cima de la CT-81102/202-Regeneradora	210°F	211°F	214°F
LIC-8101/51	Nivel de fondo de la CT-81101/201-Absorbedora		60%	
LIC-8105/55	Nivel de fondo de la CT-81102/202-Regeneradora		60%	
LIC-8103A/53A	Nivel V-81102/202 – Flash Amina		50%	
PIT-8101/51	Presión V-81102/202 – Flash Amina		70 psig	

Si se detectan desviaciones en las variables mencionadas, que no se pueden controlar con los ajustes normales de la operación se debe iniciar el análisis de variables de proceso. Para este caso iniciaremos por las desviaciones de tipo químico.

4.1.1. Desviación química del proceso: Los resultados de los análisis de laboratorio, reflejan en gran medida el estado operacional de las unidades, mediante las variaciones de estos resultados podemos detectar la mayoría de los problemas para actuar de manera preventiva o correctiva, sin embargo no es fácil determinar las causas. Por ejemplo, es frecuente que en los análisis de laboratorio, en una de las unidades se presente una altura de espuma por encima del valor de referencia, esto indica que se debe realizar ajustes a la operación; sin embargo las causas de la formación de espuma son diversas, a tal punto que pueden ser causas químicas, físicas o una combinación de las dos, lo que hace más complejo saber que variable del proceso debo ajustar. Para esto es necesario analizar la afectación de unas variables con otras. Por ejemplo, presencia de hidrocarburos con sólidos suspendidos totales o presencia de formatos con hierro libre, etc.

De acuerdo con el análisis de laboratorio podemos definir otra sub-clasificación que nos pueden conducir a la causa raíz del problema.

- Cambios en la carga de gas a tratar en las unidades de amina.

Mediante un análisis de cromatografía del gas agrio se debe verificar si la calidad del gas se mantiene dentro de sus parámetros normales o si por el contrario ha cambiado con respecto a los datos históricos recientes. También es importante tener en cuenta si se han realizado cambios recientes en los procesos aguas arriba del sistema de endulzamiento, ejemplo cambio de inhibidor de corrosión en el proceso de recolección o separación trifásica, cambio en los puntos de dosificación o en las dosis recomendadas; Cambios en el rompedor de emulsión o trabajos de

intervención de pozos entre otros, que puedan ingresar junto con el gas, residuales de química a las unidades de endulzamiento.

- Cambios en los insumos químicos utilizados en el proceso de endulzamiento de gas natural.

En Cusiana, los insumos utilizados en el proceso de endulzamiento son: MDEA (amina formulada), Agua desmineralizada, Antiespumante, Soda Caustica, Gas Combustible, Nitrógeno y elementos filtrantes de los diferentes sistemas de filtración. En caso de desviaciones en los resultados de los análisis de laboratorio es necesario verificar si alguno de los insumos ha experimentado algún cambio sea por llegada de un nuevo lote, cambios en las concentraciones, incorporación de nueva tecnología o cualquiera otro que pueda generar alguna alteración en el sistema.

La Amina pobre cuenta con un análisis riguroso mensual que permite identificar el estado del solvente. Se realizan: análisis de carga ácida (CO_2 mol/mol), concentración, Aniones, sales termoestables y metales, entre otros. En la Tabla 3 se pueden observar los resultados de uno de los análisis recientes.

Tabla 3. Análisis periódico condición amina pobre.

Sample Number	20182281A	Sample Date	8/01/2018
Amine Product	GAS/SPEC* CS-1160™	Received	08/14/2018
Sample Opacity	Clear	Completed	08/22/2018
Sample Color	Brown	Sample Source	Lean
Acid Gas Loadings		Upper Limit	Lower Limit
CO2 wt%	0.1557		
CO2 mol/mol	0.0091	High	0.008
H2S mol/mol	0	Low	0.005
Amine Concentration		Upper Limit	Lower Limit
Alkalinity, wt % amine	43.9806	Low	47
GC, wt% amine	42.6452	Low	47
Solvent Factor	9.5429		
Anions - ppmw		Upper Limit	Lower Limit
Bicine	< 50	OK	250
Acetate	200	OK	250
Formate	< 25	OK	500
Chloride	< 25	OK	250
Sulfate	< 25	OK	500
Oxalate	< 25	OK	250
Thiosulfate	< 25	OK	10,000.00
Thiocyanate	< 25	OK	10,000.00
Gas Chromatography		Upper Limit	Lower Limit
DEA	0.38402		
Additive Level % of Target CS-	81.026	OK	100
Heat Stable Salts		Upper Limit	Lower Limit
HSAS Neutralized, %	125.647		
HSAS, wt%	0		
IHSS, wt%	0.0426		
Total HSS, wt%	0.0426		
Soluble Metals - ppmw		Upper Limit	Lower Limit
Calcium	< 1		
Chromium	< 1	OK	1
Copper	< 1		
Iron	5	OK	5
Potassium	56		
Sodium	96		
Nickel	< 1	OK	1

También se realizan análisis al agua desmineralizada, al gas combustible de cobertura; a los productos adquiridos comercialmente como el antiespumante, la soda caustica, y el nitrógeno criogénico se hace seguimiento a la calidad entregada por el proveedor.

Tabla 4. Parámetros de calidad del agua desmineralizada.

CALIDAD AGUA PERMEADA OSMOSIS INVERSA	
Análisis	Especificación
pH	7 a 7,7
Conductividad	< 7 μ s/cm
Cloruros	< 2 ppm
Alcalinidad	< 3 ppm
Dureza total	< 1 ppm
Hierro	< 0,05 ppm
Sulfatos	< 1 ppm
Oxígeno	<= 10 ppb

- Contaminantes generados en el proceso por reacciones químicas

Cualquier presencia de contaminantes como hidrocarburos líquidos, sólidos suspendidos, carbonato de hierro, ácidos carboxílicos, bicina, sales térmicamente estables, identificados en los resultados de los análisis de laboratorio, y las evaluaciones de los cupones de corrosión deben ser controlados para minimizar afectaciones de las variables de proceso e inestabilidad del mismo.

En la Tabla 5 se presenta los principales análisis de laboratorio y sus valores de referencia.

Tabla 5. Parámetros de referencia análisis de laboratorio amina

Parametro	Valor	Unidad	Descripción
Carga ácida amina pobre	0.008	[mol de CO ₂ / mol de amina]	Cantidad de CO ₂ residual en la amina regenerada
Carga ácida amina rica	0.37	[mol de CO ₂ / mol de amina]	Cantidad de CO ₂ que se absorbe en la amina pobre en su paso por la torre absorbedora
Altura de espuma	200	milímetros	Altura de la espuma en una probeta despues de burbujear N ₂ por 5 minutos
Tiempo de colapso	10	segundos	Tiempo en que la espuma desaparece
Concentración de amina	44-46	% en peso	
Hidrocarburos amina rica	10	[mg/L]	
Hidrocarburos amina pobre	10	[mg/L]	

4.1.2. Desviación física del proceso: Durante la operación normalmente se identifican desviaciones que son controladas mediante ajustes a las variables de proceso, sin embargo cuando a pesar de los ajustes no entran en control dichas desviaciones, pasan a ser fallas de equipos o instrumentos que perdieron su funcionalidad parcial o totalmente y salen de esta clasificación; deben ser analizados desde el punto de control del proceso.

- Por ciclo de mantenimiento.

Así mismo existen variables físicas que están en control por ciclos, esto significa que en un periodo determinado de operación pierden su funcionalidad parcial o totalmente, mediante intervenciones de mantenimiento preventivo o correctivo retornan a su condición normal. Ejemplo, la diferencial de presión en un filtro de un sistema de bombeo, cuando la diferencial aumenta es necesario realizar

intervención por mantenimiento y limpiar el filtro para que la alta diferencial sea corregida; el mismo caso ocurre cuando el caudal de una bomba disminuye por baja eficiencia, ésta debe ser intervenida por mantenimiento para recuperar su eficiencia, otro ejemplo es la pérdida de eficiencia en los aerofriadores que por su operación continua requieren intervención por mantenimiento para recuperar su eficiencia. Todos los aspectos mencionados como ejemplos hacen parte del análisis de desviación de Control de las variables de proceso pero que mediante rutinas de mantenimiento retornan a su condición normal.

- Por hallazgos de análisis de integridad o mantenimiento de rutina.

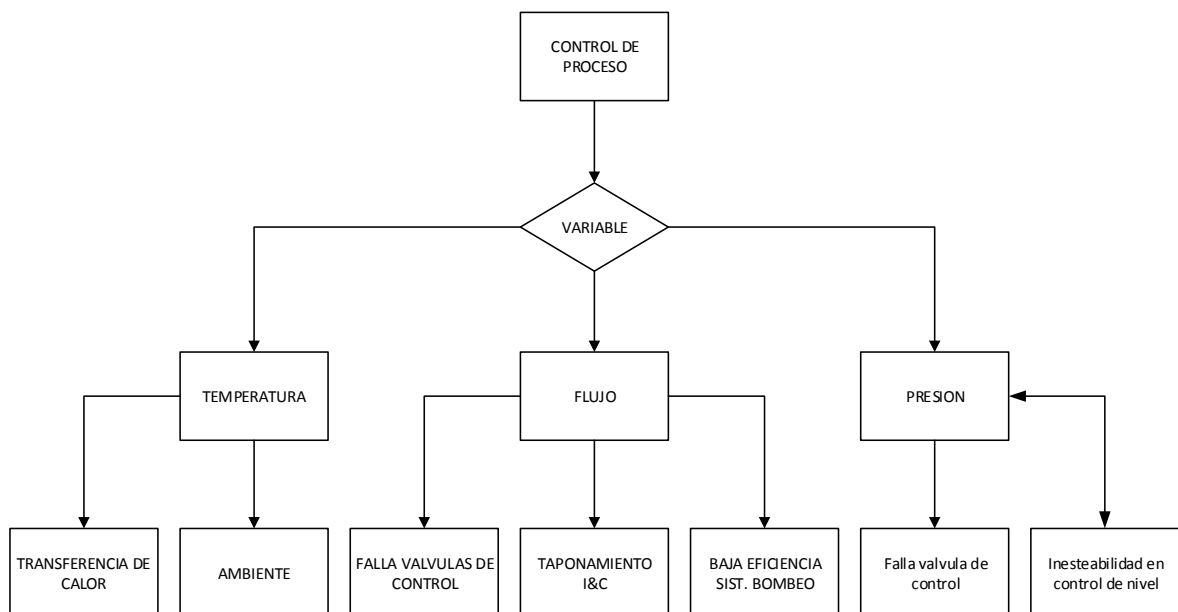
Cuando se revisan los cupones corrosión, o se realiza limpieza de los filtros de una bomba, o se cambian los elementos filtrantes de un sistema de filtración entre otras rutinas periódicas de mantenimiento y, en ellas aparecen residuos sólidos, vestigios de corrosión, daños en equipos por corrosión, erosión o cavitación, etc., tenemos evidencia física de las fallas en el control de las variables de control de proceso; un ejemplo es la temperatura de salida de amina rica del intercambiador de placas, esta alta temperatura facilita la desorción del CO₂ antes de entrar a la torre regeneradora y por las condiciones de proceso este fluido es altamente corrosivo.

4.2. DESVIACIÓN POR FALLA DE CONTROL DE PROCESO

Existen algunas fallas en el control de proceso que obedecen específicamente a equipos e instrumentación y que deben ser atendidas de manera prioritaria por la

afectación que dichas fallas generan en la estabilidad del proceso. Es necesario aclarar que dentro de la metodología se agota en primera instancia la solución desde los ajustes operacionales disponibles; a no ser que la falla esté plenamente identificada y corresponda a una condición, equipo o instrumento.

Imagen 7. Diagrama de análisis operacional de identificación de causas de inestabilidad operacional - Sección C.



En el CPF Cusiana todos los dispositivos de control y equipos en general, se encuentran configurados en el programa de mantenimiento preventivo, sin embargo, se presentan esporádicamente fallas inesperadas. En el diagrama se observan las tres variables más importantes en las que sucede este tipo de fallas en los equipos e instrumentos que las controlan, sin que sean las únicas.

4.2.1. Falla en el control de Temperatura: En el caso de la temperatura, cuando una variable no logra mantenerse dentro de su rango normal de operación, se analiza primero el conjunto de variables de proceso que la pueden estar afectando y se toma acción si es necesario; si con los ajustes del operador la variable no entra en control, es necesario verificar si existe una falla en el lazo de control de temperatura, en una válvula, en un intercambiador de calor o si la afectación es por temperatura ambiente o por falla de control en una reacción química entre otras posibilidades.

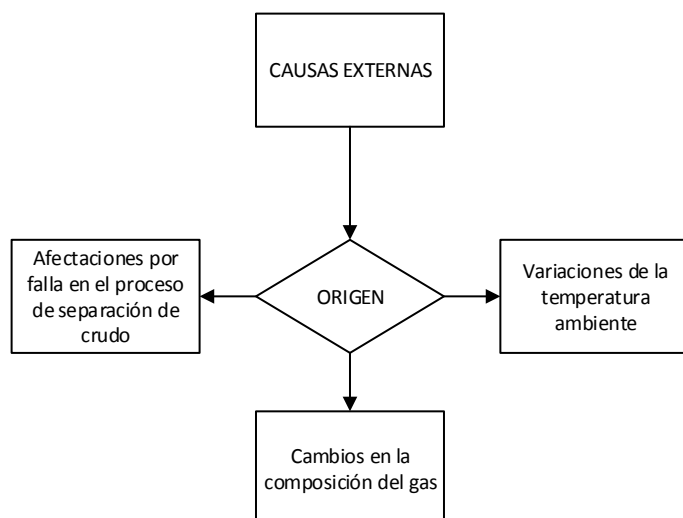
4.2.2. Fallas en el control de flujo: Las fallas en el control de flujo tienen su origen en diversos aspectos, aquí se mencionan los más comunes, falla en válvulas de control, des-calibración de los transmisores de flujo, baja eficiencia en el sistema de bombeo, taponamiento en tuberías y equipos, baja condensación, alta diferencial en filtros, daños en válvulas de corte, etc.

4.2.3. Fallas en el control de presión: Por su parte la presión es una variable un poco más delicada por el hecho de ser considerada una variable rápida. La falla más común obedece a los transmisores de presión, aunque también fallan comúnmente los lazos de control y las válvulas de control, de seguridad y de alivio. Como ya se mencionó esta metodología es general y solo abarca la descripción de las fallas más comunes para el caso del CPF Cusiana.

4.3. DESVIACIÓN POR CAUSAS EXTERNAS AL PROCESO DE ENDULZAMIENTO

Por último, si no se ha podido determinar las causas analizadas anteriormente, es muy conveniente revisar causas externas al proceso como las que se describen a continuación.

Imagen 8. Diagrama de análisis operacional de identificación de causas de inestabilidad operacional - Sección D.



Las causas externas que pueden afectar el proceso de endulzamiento son diversas, sin embargo, existen unas plenamente identificadas en el CPF Cusiana y que de alguna manera aplican para cualquier proceso de endulzamiento.

4.3.1. Afectaciones por fallas en el proceso de separación de crudo: Para el caso en que el gas de carga a las unidades de amina provenga de un yacimiento donde coexista con crudo y agua, y este fluido composicional sea sometido a un proceso de separación trifásica, como es el caso de Cusiana, un cambio en las condiciones del proceso de separación puede afectar la carga a las unidades de endulzamiento, específicamente el contenido de hidrocarburos pesados que generan degradación de la amina y generación de espuma.

4.3.2. Variaciones en la temperatura ambiente: Los cambios bruscos de temperatura ambiente afectan de forma directa a tuberías y equipos que no están provistos de aislamiento térmico, en el caso de Cusiana muy pocos equipos y líneas lo poseen, adicionalmente el gradiente de temperatura ambiente puede variar entre los 60 y 95 °F, esto por supuesto afecta la presión en los separadores trifásicos y en las tuberías. El control de temperatura que ejercen los aerofriadores sobre los fluidos de proceso no es el más adecuado por este mismo efecto.

Un cambio brusco de temperatura por lluvia, una noche muy fría, un día muy soleado, entre otros, son factores que afectan el proceso por el arrastre de hidrocarburos pesados, o por la imposibilidad de realizar ajustes finos al proceso, apagar un aerofriador hace que la temperatura del fluido de proceso aumente 12 o 15 grados y viceversa, por lo tanto una vez se descarten las posibles causas de las variables de proceso y de control de proceso, podemos revisar estos efectos de la temperatura ambiente sobre el proceso.

4.3.3. Cambios en la composición del gas: La estrategia de explotación de los yacimientos hace que la composición del gas de carga pueda variar significativamente de acuerdo con la alineación o cierre de pozos productores. Luego de analizar otras posibles causas de inestabilidad en el proceso de endulzamiento es necesario revisar este aspecto.

5. ALTERNATIVAS PREVENTIVAS Y/O CORRECTIVAS

En el capítulo 3 se describieron los problemas más frecuentes de la operación de las unidades de endulzamiento de gas natural con amina; en este capítulo se plantean algunas alternativas que disminuyen o eliminan la ocurrencia de dichos problemas desde la experiencia operacional de los últimos años en Cusiana.

5.1. FORMAS DE MITIGAR LA FORMACIÓN DE ESPUMA.

Desde el punto de vista de control operacional, se mencionan los siguientes aspectos que contribuyen a disminuir los eventos de formación de espuma:

5.1.1. Control de la temperatura del gas de entrada: Mantener en control la temperatura de entrada del gas a las unidades de amina entre 85 y 95 °F, idealmente en 90 °F, una mayor temperatura permite que trazas de hidrocarburos pesados ingresen a la torre absorbedora con el gas y al presentarse cambios de presión, se condensen y faciliten la formación de espuma.

5.1.2. Control de la temperatura de la amina pobre: Aumentar la temperatura de amina pobre de ingreso al regenerador, sin sobrepasar los 125°F, para ayudar a despojar los hidrocarburos pesados. Por el contrario una baja temperatura facilita la condensación de los hidrocarburos pesados del gas, y una temperatura más alta disminuye la tensión superficial y aumenta la tendencia a espumar de la solución.

5.1.3. Mejorar la separación de hidrocarburos en las V-81101/201: Mejorar la eficiencia en las vasijas V-81101/201, filtros de partículas del gas y a la vez separadores de hidrocarburos condensables a las condiciones de operación. Esto incluye control del nivel en las botas de la vasija a través de las LV-8100 A/B y LV-8150 A/B para evitar arrastre de líquidos por la velocidad del gas.

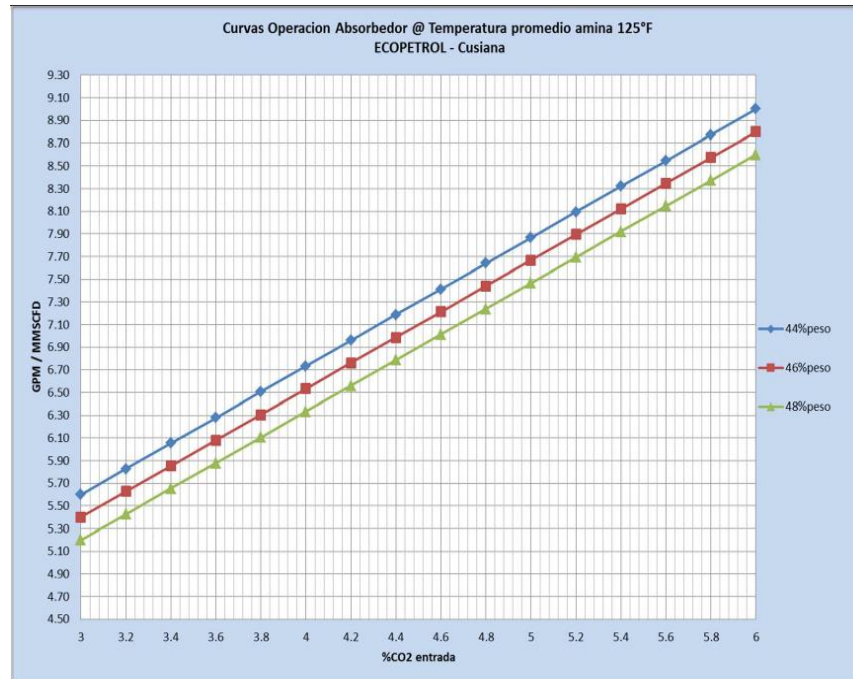
5.1.4. Mejorar la eficiencia de los Filtros F-81104/204: Mejorar la eficiencia de los filtros coalescedores (F-81104/204) de hidrocarburos pesados presentes en el gas en forma de aerosoles, que no fueron condensados y separados en las V-81101/201.

5.2. CONTROL DE EXCESO DE GAS EN EL FLASH DE AMINA.

El gas a la salida del flash de amina depende en gran medida de la carga de amina que tenga la torre absorbidora vs la concentración de CO₂ en el gas agrio. Es to significa que debo cargar la amina de manera que logre retener todo el CO₂ presente en el gas y es necesario incluir las moles de amina que lleva la amina pobre que debe estar alrededor de 0.008 moles de CO₂ por mol de amina. Además es necesario que se tenga un “volumen de amina en exceso” que me garantice que se absorbe todo el CO₂ y pueda absorber algo de hidrocarburos livianos pero se debe controlar dicho exceso para evitar un arrastre exagerado de hidrocarburos.

Para el caso de Cusiana se dispone de una carta elaborada por el proveedor de amina donde se relaciona la carga de amina por millón de pie cubico a tratar, en ella se tiene en cuenta el contenido del CO₂ en el gas y la carga ácida de la amina pobre. Este diagrama permite de manera rápida ajustar la recirculación de amina a la unidad; desde luego, mediante un cálculo estequiométrico es posible determinar la recirculación de amina adecuada para cada unidad.

Imagen 9. Carta de ajuste operacional recirculación de amina.



Por otra parte, cambios constantes en la presión del flash de amina ayudan a liberar mayor cantidad de gas. También, si la temperatura de la amina rica es muy alta a la salida de la torre absorbadora, esto favorece la desorción prematura del CO₂ en el flash; lo que genera problemas de corrosión adicionales al aumento del volumen de gas liberado.

Tabla 6. Cromatografía gas salida del flash de amina.

Componente	Unidad	Flash Amina I
Nitrógeno	% Mol	0,515
Metano	% Mol	69,885
Dióxido de Carbono	% Mol	7,401
Etano	% Mol	13,023
Propano	% Mol	6,388
Isobutano	% Mol	0,903
n-Butano	% Mol	1,249
Isopentano	% Mol	0,298
n-Pentano	% Mol	0,254
n-Hexano	% Mol	0,085
n-Heptano	% Mol	ND
n-Octano	% Mol	ND
n-Nonano	% Mol	ND
n-Decano	% Mol	ND

Como se puede observar en la Tabla 6. Cromatografía del gas a la salida del flash de amina, en el flash se libera principalmente metano, etano y dióxido de carbono. EL dióxido de carbono debería permanecer absorto en la amina y no empezar a liberarse antes de llegar a la torre regeneradora.

5.3. COMO MINIMIZAR LOS EFECTOS DE CORROSIÓN EN LAS UNIDADES DE AMINA

En el diseño de una planta de endulzamiento de gas natural es necesario incluir las facilidades para instalación de cupones de corrosión, la evaluación de los cupones periódicamente es fundamental para determinar el desempeño del proceso. En la

sección de endulzamiento del CPF Cusiana se encuentran instalados cupones de corrosión a la salida de la torre absorbedora y a la salida del F-81205, los resultados de la evaluación de los cupones de corrosión permiten identificar si se están presentando fenómenos de corrosión y tomar acción para minimizar el impacto.

5.3.1. Control de temperatura en la amina rica: El control del perfil de temperatura en la torre absorbedora es fundamental en la operación estable de la unidad de amina, la solubilidad de los gases en los líquidos varía inversamente con la temperatura. A baja temperatura aumenta la solubilidad y a altas temperaturas disminuye. Una alta temperatura en la salida de amina rica de la torre absorbedora necesariamente va a liberar parte del CO₂ antes de llegar a la torre regeneradora. La presencia de CO₂ en un medio acuoso tiene efectos corrosivos severos en las tuberías y equipos.

5.3.2. Caudal de recirculación de amina óptimo: Una baja recirculación de amina pobre hace que la solución de amina rica salga sobresaturada de CO₂, con los cambios de presión en el proceso aguas abajo de la torre absorbedora, parte del CO₂ se libera en el camino, antes de llegar a la torre regeneradora. Por esta razón es necesario calcular y mantener una concentración adecuada de la amina para el proceso y la recirculación mínima de la misma debe ser tal que logre absorber todo el CO₂ presente en el gas.

5.3.3. Revisión sistemática de los resultados de laboratorio: Realizar los análisis de laboratorio requeridos de forma sistemática y evaluar los resultados permite, mediante el análisis operacional, identificar desviaciones que afectan la estabilidad operacional de las unidades. Parámetros como concentración, color, pH; aniones como bicina, formatos, acetatos, oxalatos, tiosulfatos; metales solubles como hierro, cromo, níquel, potasio, sodio; sales térmicamente estables, entre otros, son un indicador del desempeño de las unidades.

- Bicina

la corrosión del sistema de amina puede reducirse cuando el sistema de amina se limpia mediante intercambio iónico

- PH

Una variación significativa en el PH normal de la amina me puede evidenciar degradación de la amina y acidificación de la solución por presencia de ácidos carboxílicos.

- Hierro soluble

el hierro en un reporte puede no ser un indicador de corrosión, pero el aumento de dicho parámetro entre un análisis y otro si puede ser un indicio de aumento de los procesos corrosivos.

En las unidades de amina del campo Cusiana, recientemente se presentó un cambio en la coloración de la amina en la Unidad 1, por medio de los análisis de laboratorio se logró evidenciar la presencia de bicina y mediante el análisis

operacional se pudo identificar la entrada de oxígeno por pérdida de presión en el gas de cobertura de los tanques de surgencia; tanques acumuladores de amina pobre regenerada del cual succionan las bombas de recirculación de amina al proceso. Existe otra posible entrada en los procesos de limpieza de filtros de los sistemas de bombeo y en general cuándo se hace apertura del proceso por intervenciones de mantenimiento preventivo y/o correctivo; por esta razón, los procedimientos de alineación de equipos después de un mantenimiento deben ser riguroso y tan efectivo que se logre eliminar totalmente el aire antes de alinear el proceso.

5.4. ASPECTOS A TENER EN CUENTA PARA MANTENER Y MEJOR LA ESTABILIDAD OPERACIONAL DE LAS UNIDADES DE AMINA

En general es necesario mantener todas las variables de proceso dentro de su guía de control operacional; variables como presión, temperatura, flujo, concentración, recirculación, relación de reflujo, diferenciales de temperatura, etc. Adicionalmente los cambios en volúmenes de carga, la reposición de amina, adición de agua desmineralizada, adición de antiespumante, rotación de equipos de bombeo, cambio de intercambiadores, cambio de elementos filtrantes, entre otros, deben realizarse gradualmente y se deben planear y analizar antes de ejecutarlos para no generar disturbios operacionales.

5.5. CONTROL DE RESIDUALES DE QUÍMICA APLICADA

Se debe establecer una evaluación periódica de presencia de residuales de química del proceso en las unidades de amina; con base en dicha evaluación realizar los ajustes requeridos para no contaminar el proceso de endulzamiento. Es normal que se presenten cambios en la dosificación y/o composición de productos químicos utilizados aguas arriba del proceso de endulzamiento por diferentes motivos, entre ellos:

5.5.1. Cambios en la composición de los fluidos de producción: Los pozos productores, en su declinación normal, tienden a aumentar la producción de agua y disminuir la producción de crudo y gas, así mismo a disminuir la concentración de contaminantes como el CO_2 , por esto, para mantener los mecanismos de corrosión en control, es necesario variar la dosificación de inhibidores de corrosión, estas dosificaciones suelen no ser estequiométricamente perfectas y pueden encontrarse residuales de dichos inhibidores en la sección de endulzamiento de gas que casi siempre generan problemas operacionales.

5.5.2. Disminución de los volúmenes de producción: Normalmente en un campo maduro como el campo Cusiana la producción de fluidos es decreciente y en ocasiones es necesario ajustar las dosis de química utilizada en el proceso de separación, pero esto no se hace a diario sino cada que se revisan los indicadores de corrosión o la eficiencia del proceso de separación, por tal razón es posible que se encuentren residuales de química en el proceso de endulzamiento que sean precursores de diversos problemas diversos como formación de espuma, geles, corrosión entre otros.

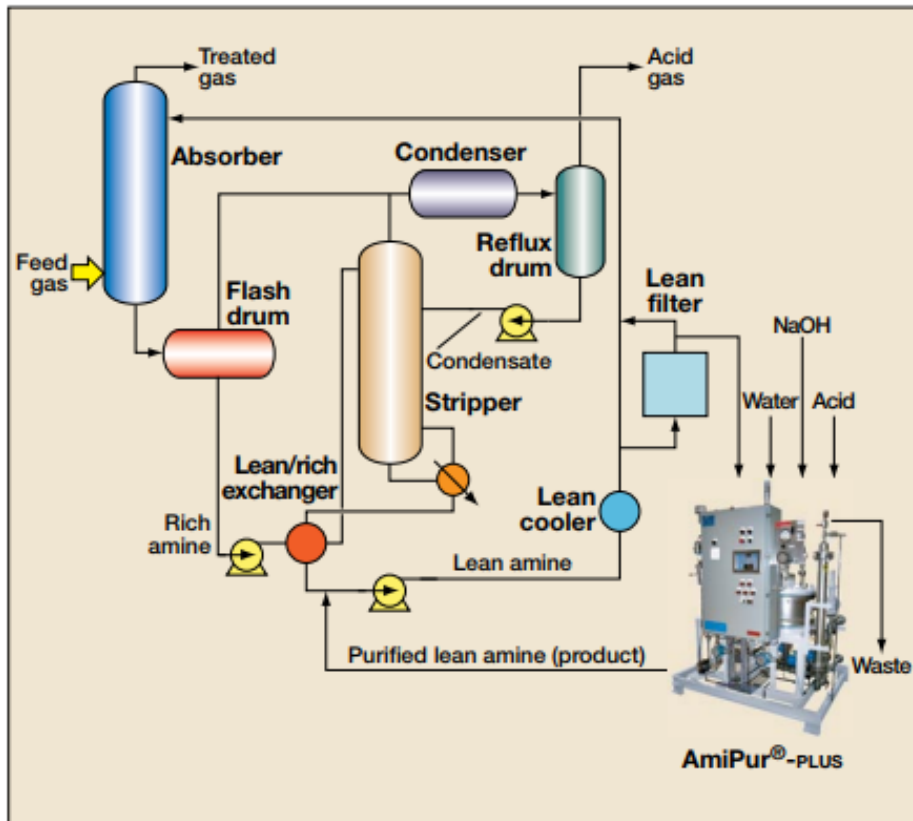
5.5.3. Cambios en la formulación de los productos químicos: Los procesos de optimización hacen que se presenten cambios en la composición y dosificación de los productos utilizados en el proceso de separación, por ejemplo los rompedores de emulsión e inhibidores de corrosión continuamente evolucionan con el objeto de ser más eficientes y cualquiera que sea el cambio realizado se debe evaluar el impacto en las unidades de amina. También pueden presentarse cambios en los insumos para tratamiento del agua desmineralizada en la planta de osmosis inversa y, es necesario evaluar el impacto que pueda generar sobre las unidades de amina. Incluso es posible que las unidades de amina se vean afectadas por el gas combustible de cobertura que tienen los tanques de surgencia de amina, el gas puede ser más pesado y/o más húmedo dependiendo de la operación de la red de gas combustible.

5.6. REDUCCIÓN DE CONTAMINANTES EN EL PROCESO

En la operación de las unidades de amina es frecuente encontrar diferentes tipos de contaminantes químicos y físicos que afectan de forma individual o en conjunto la estabilidad, el desempeño y la integridad de los equipos del proceso.

5.6.1. Contaminantes de tipo químico: Para disminuir la presencia de las sales térmicamente estables la utilización de un sistema de diálisis que consiste en bombear amina pobre a baja presión a través de un sistema de filtración de cartuchos para retener sólidos suspendidos, la amina filtrada entra en contacto con la resina de intercambio iónico que retiene las sales térmicamente estables, la amina purificada es enviada al tanque de almacenamiento de amina y por su parte la resina de intercambio iónico es enjuagada con agua, posteriormente se adiciona soda caústica diluida al 50% y esta se encarga de regenerar la resina, luego de esto se enjuaga nuevamente la resina con agua e inicia nuevamente el ciclo de purificación. Los ciclos son de aproximadamente 15 minutos, de esta manera se purifica la amina para prevenir todos los efectos negativos que tiene la presencia de sales térmicamente estables en el proceso de endulzamiento de gas con amina.

Imagen 10. Diagrama de planta de diálisis de amina pobre.



La eliminación continua de las sales HSS permite el rendimiento uniforme y óptimo de las unidades de amina con una mínima intervención del operador. El bajo contenido de sales HSS reduce sustancialmente la corrosión, prolongando así la vida útil del equipo de proceso y reduciendo también el mantenimiento y los requisitos de reemplazo de filtros. (Eco-Tech, 2011)

5.6.2. Contaminantes de tipo físico (sólidos): La presencia de hierro, carbonatos, polvos finos, residuos de revestimiento de las tuberías y equipos, residuos de los sistemas de filtración y precipitados de sales entre otros contaminantes sólidos, deben ser retirados periódicamente mediante los sistemas de filtración instalados en la planta de forma preventiva o correctiva, también en las paradas programadas se debe realizar lavado de las unidades para retirar en lo posible todos los contaminantes acumulados que no ha sido posible retirarlos en los sistemas de filtración.

5.7. FALLAS DE INSTRUMENTACIÓN Y EQUIPOS

En toda planta de proceso la instrumentación de control juega un papel muy importante para lograr el desempeño óptimo del proceso, la mayoría de afectaciones mencionadas anteriormente, con excepción de las fallas de control operacional y los cambios en productos químicos, composiciones o volúmenes de fluidos de producción, obedecen a fallas en la instrumentación y una porción muy pequeña parte a las fallas de equipos. Por esta razón lo más importante es disponer de una estrategia de mantenimiento preventivo a todos los instrumentos que hace parte del sistema de endulzamiento con el objetivo de minimizar la ocurrencia de los efectos adversos mencionados en el capítulo 3 que tienen como causa falla en uno o varios instrumentos. De igual manera la implementación de las rondas operativas estructuradas y el análisis operacional de cada desviación reduce y permite anticiparse a las consecuencias de las fallas de instrumentos y equipos.

6. CONCLUSIONES

En el desarrollo de este trabajo se identificaron los problemas más frecuentes que afectan la estabilidad operacional de las unidades de amina del CPF Cusiana: eventos de formación de espuma, exceso de liberación de gas en los flash tank de amina, altas velocidades de corrosión en algunas secciones de las unidades de amina, inestabilidad en los sistemas de control de las variables de proceso y afectación por presencia de contaminantes generados por fallas de control de proceso.

El análisis sistemático de las variables de proceso, los resultados de los análisis de laboratorio, los estudios de integridad y el análisis de causa raíz de cada falla de los equipos de proceso permite identificar las causas probables y las consecuencias en el proceso; de cada uno de los problemas identificados inicialmente.

Los avances en la solución de los problemas en las unidades de endulzamiento de gas natural por absorción con aminas están acotados por múltiples estudios a nivel mundial que permiten, mediante la investigación bibliográfica, el estudio riguroso de las evidencias del proceso, la experticia y experiencia del equipo de trabajo identificar, mitigar y corregir acertadamente los problemas en dichas unidades.

La identificación temprana de uno o más de los problemas presentes en las unidades de amina disminuye considerablemente la afectación al proceso y sus consecuencias potenciales; para ayudar en esta dispendiosa tarea que contiene múltiples aristas, se estableció una metodología sistemática de identificación de las causas de la inestabilidad operacional desde todos los puntos de vista, basados en

la experiencia operacional en las unidades de endulzamiento de gas natural de Cusiana

Este trabajo será de gran ayuda como guía para analizar sistemáticamente los eventos operacionales no deseados que se presentan en el día a día en las unidades de endulzamiento de gas natural del CPF Cusiana, es un buen punto de partida en búsqueda de las causas, las afectaciones y posibles formas de afrontarlos.

7. RECOMENDACIONES

En la búsqueda de la excelencia operacional, en este caso “endulzamiento de gas natural en el CPF Cusiana”, es de vital importancia realizar un análisis operacional sistemático de cada una de las variables del proceso, evaluar periódicamente el estado de los equipos y las líneas de flujo, realizar los análisis de laboratorio requeridos y analizar los resultados, investigar permanentemente los avances tecnológicos para estar actualizados e incentivar el aprendizaje colectivo del equipo de trabajos para lograr mantener en control cada una de las variables que pueden afectar la estabilidad operacional de las unidades de amina.

En un próximo estudio se debe revisar, mejorar y/o actualizar la metodología de sistemática de identificación de causas de inestabilidad operacional para el proceso de endulzamiento de gas natural en Cusiana, y se puede extender la filosofía a otras áreas operativas del CPF Cusiana buscando siempre la optimización del desempeño operacional de las unidades de proceso.

BIBLIOGRAFÍA

BERGEL, Mejia. Mejoras Operacionales en Procesamiento de Gas. [En línea]. Caracas: Venezuelagas.net. (Recuperado el 7 de febrero de 2019). Disponible en: <http://www.venezuelagas.net/documents/2008-ST-18-spa.pdf>.

BORD, N., CRÉTIER, G., ROCCA, J., BAILLY, C y SOUCHEZ, J. Simultaneous determination of inorganic anions and organic acids in amine solutions for sour gas treatment by capillary electrophoresis with indirect detection, J. Chromatogr. 2005, p. 223–229.

DANDEKAR, Sheikhaei y SHAO, Jou. Continuous removal of contaminants from amine solutions: A continuous purification system overcomes amine degradation and the formation of corrosion-promoting heat stable amine salts. En: Journal of Petroleum Science and Technology, vol.1, no.1, 2011, p. 34-40.

DHAFFEERI, Marchul. Identifying sources key to detailed troubleshooting of amine foaming. [Base de datos en línea]. Agosto 27 de 2007. Disponible en: <https://www.ogj.com/articles/print/volume-105/issue-32/processing/special-report-identifying-sources-key-to-detailed-troubleshooting-of-amine-foaming.html>.

ECOPETROL S.A. ¿Qué es gas natural? [En línea]. Bogotá D.C. (Recuperado el 8 de febrero de 2019). Disponible en:

http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/productos-y-servicios/productos/gas-natural/Informaci%C3%B3n%20General/que-es-el-gas-natural!/ut/p/z0/04_Sj9CPykssy0xPLMnMz0vMAfljo8ziLQIMHd09DQy9DZwt3QwcjTwsQxw9g4I8nlz0C7ldFQEONbdQ/.

G.P.A. Estudios y Servicios Petroleros S.R.L. Espumas en sistemas de hidrocarburos: origen, consecuencias y soluciones. [En línea]. Buenos Aires. (Recuperado el 5 de febrero de 2019). Disponible en: http://www.oilproduction.net/files/NOTA_TECNICA_33.pdf.

GARY, Lawson. Amine plant corrosion reduced by removal of bicine, Digital Refining Processing, Operations & Maintenance. [Base de datos en línea]. Agosto de 2012, Disponible en http://www.digitalrefining.com/article/1000373,Amine_plant_corrosion_reduced_by_removal_of_bicine.html#.W3rQUuhKjIV.

HAJILARY N., EHSANI Nejad., SHEIKHAEI S y FOROUGHIPOUR H., Amine Gas Sweetening System Problems Arising from Amine Replacement and Solutions to Improve System Performance. En: Journal of Petroleum Science and Technology. 2011, vol.2 no.3., p. 24-30.

ISLAM, Sakinul; DHANAVATH, Kotaiah; KOA, Nhol y BHATTACHARJEE, Pradipto. Carbon dioxide induced degradation of diethanolamine during absorption and

desorption processes. En: Chinese Journal of Chemical Engineering. Junio, 2017, vol. 1 no.26., p. 293-302.

PEREZ BALAGUERA, Carlos. Mejoramiento de la eficiencia de las plantas de endulzamiento de gas en Cusiana. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2013, 81p.

ANEXOS

Anexo A

Anexo A. DIAGRAMA DE IDENTIFICACIÓN DE LAS CAUSAS DE INESTABILIDAD OPERACIONAL

