



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Química

**PROPUESTA DE EVALUACIÓN DE EXTRACCIÓN DE SULFURO DE HIDRÓGENO POR
ABSORCIÓN CON UN ALCOHOL AMINADO A CONTRA CORRIENTE EN UNA TORRE
EMPACADA PARA ENDULZAMIENTO DE GAS, EN CAMPO PETROLERO XAN**

Sergio Vinicio Ortiz Aguilar

Asesorado por la Inga. Lorena Victoria Pineda Cabrera

Guatemala, octubre de 2015

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**PROPUESTA DE EVALUACIÓN DE EXTRACCIÓN DE SULFURO DE HIDRÓGENO POR
ABSORCIÓN CON UN ALCOHOL AMINADO A CONTRA CORRIENTE EN UNA TORRE
EMPAKADA PARA ENDULZAMIENTO DE GAS, EN CAMPO PETROLERO XAN**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

SERGIO VINICIO ORTIZ AGUILAR

ASESORADO POR LA INGA. LORENA VICTORIA PINEDA CABRERA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO QUÍMICO

GUATEMALA, OCTUBRE DE 2015

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. Angel Roberto Sic García
VOCAL II	Ing. Pablo Christian de León Rodríguez
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Narda Lucía Pacay Barrientos
VOCAL V	Br. Walter Rafael Véliz Muñoz
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
EXAMINADORA	Inga. Hilda Piedad Palma Ramos
EXAMINADORA	Inga. Mercedes Esther Roquel Chávez
EXAMINADORA	Inga. Lorena Victoria Pineda Cabrera
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

PROPUESTA DE EVALUACIÓN DE EXTRACCIÓN DE SULFURO DE HIDRÓGENO POR ABSORCIÓN CON UN ALCOHOL AMINADO A CONTRA CORRIENTE EN UNA TORRE EMPACADA PARA ENDULZAMIENTO DE GAS, EN CAMPO PETROLERO XAN

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Química, con fecha 8 de septiembre de 2014.



Sergio Vinicio Ortiz Aguilar



Guatemala, 13 de abril de 2015.
Ref.EPS.DOC.291.04.15.

Ing. Silvio José Rodríguez Serrano
Director Unidad de EPS
Facultad de Ingeniería
Usac.

Ing. Rodríguez Serrano:

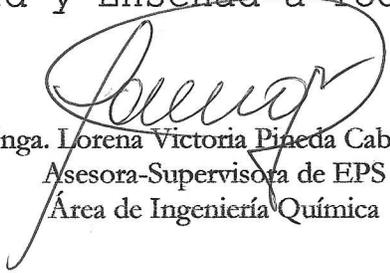
Por este medio atentamente le informo que como Asesora-Supervisora de la Práctica del Ejercicio Profesional Supervisado (E.P.S.), del estudiante universitario **Sergio Vinicio Ortiz Aguilar** de la Carrera de Ingeniería Química, con carné No. **9112237**, procedí a revisar el informe final, cuyo título es **“PROPUESTA DE EVALUACIÓN DE EXTRACCIÓN DE SULFURO DE HIDRÓGENO POR ABSORCIÓN CON UN ALCOHOL AMINADO A CONTRA CORRIENTE EN UNA TORRE EMPACADA PARA ENDULZAMIENTO DE GAS, EN CAMPO PETROLERO XAN”**.

En tal virtud, **LO DOY POR APROBADO**, solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

“Id y Enseñad a Todos”


Inga. Lorena Victoria Pineda Cabrera
Asesora-Supervisora de EPS
Área de Ingeniería Química

c.c. Archivo
LVPC/ra





Guatemala, 13 de abril de 2015.

Ref.EPS.D.166.04.15.

Ing. Victor Manuel Monzón Valdéz
Director Escuela de Ingeniería Química
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimado Ingeniero Monzón Valdéz.

Por este medio atentamente le envío el informe final correspondiente a la práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) titulado **"PROPUESTA DE EVALUACIÓN DE EXTRACCIÓN DE SULFURO DE HIDRÓGENO POR ABSORCIÓN CON UN ALCOHOL AMINADO A CONTRA CORRIENTE EN UNA TORRE EMPACADA PARA ENDULZAMIENTO DE GAS, EN CAMPO PETROLERO XAN"** que fue desarrollado por el estudiante universitario Sergio Vinicio Ortiz Aguilar, quien fue debidamente asesorado y supervisado por la Ingeniera Lorena Victoria Pineda Cabrera.

Por lo que habiendo cumplido con los objetivos y requisitos de ley del referido trabajo y existiendo la aprobación del mismo por parte de la Asesora-Supervisora de EPS, en mi calidad de Director apruebo su contenido solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,
"Id y Enseñad a Todos"

Ing. Silvio José Rodríguez Serrano
Director Unidad de EPS



SJRS/ra



Guatemala, 10 de agosto de 2015.
Ref. EIQ.TG-IF.047.2015.

Ingeniero
Víctor Manuel Monzón Valdez
DIRECTOR
Escuela de Ingeniería Química
Facultad de Ingeniería

Estimado Ingeniero Monzón:

Como consta en el registro de evaluación del informe final EIQ-PRO-REG-007 correlativo **064-2014** le informo que reunidos los Miembros de la Terna nombrada por la Escuela de Ingeniería Química, se practicó la revisión del:

**INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADUACIÓN
-Modalidad Ejercicio Profesional Supervisado-**

Solicitado por el estudiante universitario: **Sergio Vinicio Ortiz Aguilar**.
Identificado con número de carné: **91-12237**.
Previo a optar al título de **INGENIERO QUÍMICO**.

Siguiendo los procedimientos de revisión interna de la Escuela de Ingeniería Química, los Miembros de la Terna han procedido a **APROBARLO** con el siguiente título:

**PROPUESTA DE EVALUACIÓN DE EXTRACCIÓN DE SULFURO DE HIDRÓGENO POR
ABSORCIÓN CON UN ALCOHOL AMINADO A CONTRA CORRIENTE EN UNA TORRE
EMPAKADA PARA ENDULZAMIENTO DE GAS, EN CAMPO PETROLERO XAN**

El Trabajo de Graduación ha sido asesorado por la Ingeniera Química: **Lorena Victoria Pineda Cabrera**.

Habiendo encontrado el referido informe final del trabajo de graduación **SATISFACTORIO**, se autoriza al estudiante, proceder con los trámites requeridos de acuerdo a las normas y procedimientos establecidos por la Facultad para su autorización e impresión.

"ID Y ENSEÑAD A TODOS"


Inga. Mercedes Esther Roquel Chávez
COORDINADORA DE TERNA
Tribunal de Revisión
Trabajo de Graduación



C.c.: archivo



Ref.EIQ.TG.142.2015

El Director de la Escuela de Ingeniería Química de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer el dictamen del Asesor y de los Miembros del Tribunal nombrado por la Escuela de Ingeniería Química para revisar el Informe del Ejercicio Profesional Supervisado (**EPS final**) del estudiante **SERGIO VINICIO ORTIZ AGUILAR** titulado: **"PROPUESTA DE EVALUACIÓN DE EXTRACCIÓN DE SULFURO DE HIDRÓGENO POR ABSORCIÓN CON UN ALCOHOL AMINADO A CONTRA CORRIENTE EN UNA TORRE EMPACADA PARA ENDULZAMIENTO DE GAS, EN CAMPO PETROLERO XAN"** Procede a la autorización del mismo, ya que reúne el rigor, la secuencia, la pertinencia y la coherencia metodológica requerida.

"Id y Enseñad a Todos"


Ing. Víctor Manuel Monzón Valdez
DIRECTOR
Escuela de Ingeniería Química



Guatemala, octubre de 2015

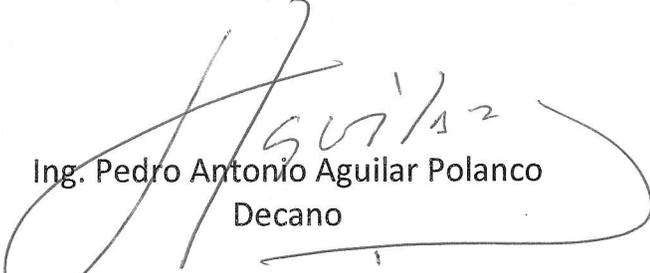
Cc: Archivo
VMMV/cle





El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Química, al Trabajo de Graduación titulado: **PROPUESTA DE EVALUACIÓN DE EXTRACCIÓN DE SULFURO DE HIDRÓGENO POR ABSORCIÓN CON UN ALCOHOL AMINADO A CONTRA CORRIENTE EN UNA TORRE EMPACADA PARA ENDULZAMIENTO DE GAS, EN CAMPO PETROLERO XAN**, presentado por el estudiante universitario: **Sergio Vinicio Ortíz Aguilar**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:


Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano

Guatemala, octubre de 2015

/gdech



ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Por su eterna misericordia hacia mi persona. Jesús yo confío en tí.
- Virgen María** Por protegerme y guiarme, mostrándome lo que es dar testimonio de fe.
- Mis padres** Salvador Ortiz López (q. e. p. d.) y Eva Aguilar de Ortiz, por su ardua e infatigable labor, sea esto un homenaje a su amoroso esfuerzo.
- Mis hermanos** Salvador, Pablo, Diana, Santos, Narda, Douglas y Gordon Scott (q. e. p. d.), quienes me han acompañado en todas las etapas de mi vida. A todos con mucho cariño, por ser mis segundos padres.
- Mi esposa** Carolina De Rosa de Ortiz, por querer recorrer este difícil camino a mi lado, siendo mi más firme apoyo, mi esposa y amiga.
- Mis hijos** José Rodrigo, Paulo Vinicio y Eva Natalia, por cambiar, sorprender, alegrar y completar mi vida. Son todo lo que he soñado. Los amo hijos.

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos de Guatemala	Gloriosa y tricentenaria. Grande entre las del mundo. Id y enseñad a todos.
Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas	Por brindarme la oportunidad única en Guatemala para el tema investigado.
Ing. Luis Ayala	Por gestionar las oportunidades para el desarrollo de todas las actividades.
Ing. Juan Pablo Argueta	Por su apoyo fundamental para iniciar el proceso.
Inga. Lorena Pineda	Quien asiste y apoya los trabajos de graduación.
Departamento de Explotación	A todo el personal que estuvo dispuesto a colaborar en todo momento. En especial a los ingenieros Edwin Olayo, Elvis Cifuentes, Armando Aníbal Alvarado, Julio Torres, Mario Miranda y Jorge Mario Ruano. A Zulma Schuur, Carlos Barrientos, Ezequiel Soto, Jorge Domínguez y Sandy Orozco.

Perenco Guatemala Ltd.

A todo el personal de la planta, en especial al Ing. Erick Guzmán, Mario Ixpatá, Manuel Arana, Haroldo Ortiz, Joel Barrios, Marco Chen, Manuel Góngora, Pedro Reyes y al Ing. Carlos Luna.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS	VII
GLOSARIO	IX
RESUMEN	XIII
OBJETIVOS.....	XV
Justificación.....	XVI
INTRODUCCIÓN	XVII
1. MARCO CONCEPTUAL.....	1
1.1. Concentración de un gas para considerarlo ácido.....	1
1.2. Endulzamiento de gas	1
1.2.1. Proceso de endulzamiento en campo Xan	1
1.2.2. Usos del gas dulce o endulzado	2
1.2.3. Toxicidad y corrosión del sulfuro de hidrógeno.....	2
1.3. Antecedentes de exploración y explotación petrolera.....	2
1.3.1. Pozos en campo Xan.....	3
1.3.2. Relación de crudo y gas ácido.....	3
1.4. Reacción de combustión de sulfuro de hidrógeno	3
1.5. Planta de amino.....	4
1.6. Determinación del problema	4
1.6.1. Delimitación	5
2. SULFURO DE HIDRÓGENO	7
2.1. Sulfuro de hidrógeno (H ₂ S).....	7

2.2.	Propiedades físicas y químicas del sulfuro de hidrógeno y otros procesos industriales en los que se genera	7
2.3.	Susceptibilidad por inhalación de sulfuro de hidrógeno	9
3.	GAS ASOCIADO Y PROCESO DE ENDULZAMIENTO	11
3.1.	Gas natural asociado y libre	11
3.2.	Concentración de sulfuro de hidrógeno en gas asociado en campo Xan	11
3.3.	Procesos de endulzamiento de gas	12
3.4.	Proceso de endulzamiento de gas con solventes químicos	12
3.5.	Fines del endulzamiento de gas.....	14
4.	ENDULZAMIENTO CON MDEA Y SU REGENERACIÓN.....	19
4.1.	Metildietanolamina (MDEA).....	19
4.2.	Absorción	20
4.3.	Proceso de endulzamiento con metildietanolamina (MDEA).....	21
4.4.	Procesos posteriores para el circuito cerrado de la solución de MDEA	22
5.	TORRE CONTACTORA EMPACADA DE ABSORCIÓN	25
5.1.	Flujos en torre contactora.....	25
5.2.	Hoja técnica de la torre contactora.....	26
6.	METODOLOGÍA	29
6.1.	Variables	29
6.2.	Delimitación del campo de estudio.....	30
6.3.	Recursos materiales disponibles.....	30
6.4.	Recolección y ordenamiento de la información.....	31

6.5.	Tabulación, ordenamiento y procesamiento de la información	32
6.6.	Análisis estadístico	32
6.7.	Plan de análisis de los resultados.....	33
6.7.1.	Métodos y modelos de los datos según tipo de variables	33
6.8.	Programa a utilizar para análisis de datos y gráficas.....	33
7.	RESULTADOS	35
7.1.	Caudales de entrada y salida en torre contactora	35
7.2.	Promedio de concentración de gas dulce en salida de torre contactora.....	36
7.3.	Influencia de la temperatura ambiente con respecto a las variables de caudal, temperatura y presión en entrada y salida de torre contactora	36
7.4.	Influencia sobre la concentración de gas dulce con respecto a las variables de caudal, temperatura y presión en entrada y salida de torre contactora	43
7.5.	Influencia de la temperatura ambiente en el galonaje de amino pobre en entrada de torre contactora.....	49
7.6.	Eficiencia de endulzamiento de la torre contactora	50
8.	INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.....	51
	CONCLUSIONES	55
	RECOMENDACIONES	57
	BIBLIOGRAFÍA	59
	APÉNDICES	61
	ANEXO	71

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Planta genérica de endulzamiento	15
2.	Planta de amino instalada en campo Xan	16
3.	Esquema de la torre contactora de la planta de amino	26
4.	Torre contactora C-401, campo Xan	27
5.	Relación temperatura ambiente y caudal de gas amargo (Q_A) en entrada de la torre	36
6.	Relación temperatura ambiente y temperatura de gas amargo (T_{GA}) en entrada de la torre	37
7.	Relación temperatura ambiente y presión de gas amargo (P_{GA}) en entrada de la torre	38
8.	Relación temperatura ambiente y caudal de gas dulce (Q_D) en salida de la torre.....	39
9.	Relación temperatura ambiente y temperatura de gas dulce (T_{GD}) en salida de la torre.....	40
10.	Relación temperatura ambiente y presión de gas dulce (P_{GD}) en salida de la torre.....	41
11.	Relación temperatura ambiente y concentración de gas dulce (C_{GD}) en salida de la torre.....	42
12.	Relación concentración de gas dulce (C_{GD}) y caudal de gas amargo (Q_{GA}).....	43
13.	Relación concentración de gas dulce (C_{GD}) y temperatura de gas amargo (T_{GA}).....	44

14.	Relación concentración de gas dulce (C_{GD}) y presión de gas amargo (P_{GA}).....	45
15.	Relación concentración de gas dulce (C_{GD}) y caudal de gas dulce (Q_D).....	46
16.	Relación concentración de gas dulce (C_{GD}) y temperatura de gas dulce (T_{GD}).....	47
17.	Relación concentración de gas dulce (C_{GD}) y presión de gas dulce (P_{GD}).....	48
18.	Relación temperatura ambiente y galones por minuto de amino pobre entrando a torre contactora.....	49

TABLAS

I.	Propiedades físicas y químicas del sulfuro de hidrógeno	7
II.	Alcanolaminas utilizadas en extracción de sulfuro de hidrógeno	13
III.	Propiedades físicas y químicas de la MDEA.....	19
IV.	Hoja técnica de la torre de absorción C-401	27
V.	Caudales promedio de entrada y salida en torre contactora.....	35
VI.	Porcentajes de gas total, tratado y endulzado	35
VII.	Tabla de covarianzas por figura.....	50

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
Q_{AP}	Caudal amino pobre (gpm)
Q_E	Caudal entrada (MPCD)
Q_A	Caudal gas amargo entrando a torre (MPCD)
Q_D	Caudal gas dulce saliendo de torre (MPCD)
Q_T	Caudal total de gas producido (MPCD)
C_{GD}	Concentración gas dulce (ppm)
SO_2	Dióxido de azufre
CO_2	Dióxido de carbono
gpm	Galones por minuto
°F	Grados Fahrenheit
ppm	Partes por millón
psi	<i>Pounds square inch</i> (libras por pulgada cuadrada)
P_{GA}	Presión gas amargo (psi)
P_{GD}	Presión gas dulce (psi)
H_2S	Sulfuro de hidrógeno
T_{AP}	Temperatura amino pobre (°F)
T_{AR}	Temperatura amino rico (°F)
T_{GA}	Temperatura gas amargo (°F)
T_{GD}	Temperatura gas dulce (°F)

GLOSARIO

Absorción	Transferencia de un componente soluble de una mezcla a otra.
Acumulador de reflujo	Equipo donde se produce una separación por caída de presión líquido–gas.
Alcanolamina	Compuesto químico con grupo funcional amino e hidroxilo.
Amina pobre	Solución de MDEA y agua sin presencia de sulfuro de hidrógeno o dióxido de carbono.
Amina rica	Solución de MDEA y agua con concentración alta de sulfuro de hidrógeno o dióxido de carbono.
Amina terciaria	Alcanolamina con tres sustituyentes.
Cogeneración	Aprovechamiento energético de gas dulce como combustible en motores de combustión interna.
Concentración	Relación entre la cantidad de soluto y solvente de una solución.
Contracorriente	Flujos paralelos y opuestos fluyendo dentro de un equipo.

Corrida	Toma de datos y muestras por intervalo de tiempo determinado.
Cuenca	Zona de la corteza terrestre donde se acumulan sedimentos.
Degradación	Proceso físico y químico en el cual la amina terciaria disminuye su concentración.
Depurador o <i>scrubber</i>	Equipo utilizado para eliminar impurezas o condensados de hidrocarburos.
Desacidificación	Proceso por el cual se remueve un componente ácido de un flujo gaseoso.
Enfriador o <i>cooler</i>	Enfriador de líquidos o gases por ventilación.
Exploración petrolera	Etapas en la cual se investiga si hay presencia de hidrocarburos en un área.
Explotación petrolera	Proceso extractivo-productivo de una zona petrolera.
Extracción	La extracción química es la separación de una sustancia que puede disolverse en dos disolventes no miscibles entre sí.
Gas amargo	Gas separado del petróleo con alta presencia de sulfuro de hidrógeno.

Gas asociado	Se le conoce así al gas que viene en solución con el petróleo en su proceso de extracción.
Gas dulce	Gas que siendo sometido a un proceso, disminuye principalmente su concentración de sulfuro de hidrógeno y también de dióxido de carbono.
Gas libre	Se encuentra atrapado o almacenado dentro de un yacimiento sin o baja presencia de un fluido líquido.
Insulación	Revestimiento de equipo o tuberías para minimizar la interacción con el medio ambiente.
Intercambiador de amina	Equipo de intercambio de calor de concha y tubos; por la concha fluye una solución de amina empobrecida y por los tubos la solución de amina enriquecida.
MDEA	Metildietanolamina.
Mol %	Medida de concentración igual a 10 000 ppm.
MPCD	Miles de pies cúbicos por día.
Múltiple de admisión	Equipo con un conjunto de válvulas que sirve para distribuir el fluido extraído de un yacimiento hacia una facilidad de superficie.

Operación unitaria	En una parte de un proceso de transformación donde hay intercambio de energía.
Planta de amino	Grupo de equipos utilizados en el proceso de eliminación de sulfuro de hidrógeno de una corriente gaseosa.
Rectificar	Corregir la concentración de una solución a su valor original.
Regeneración	Proceso de eliminación de sulfuro de hidrógeno de una solución de amina rica.
Rehervidor o <i>reboiler</i>	Equipo utilizado para generar vapor de una solución de amina-agua.
Sulfuro de hidrógeno	Compuesto químico, tóxico y ácido que es removido del fluido gaseoso extraído de un yacimiento petrolero.
Torre de absorción	Equipo donde se realiza la separación de componentes de una mezcla gaseosa con un solvente líquido.
Torre regeneradora	Equipo donde se realiza la separación de componentes de una mezcla líquida con un solvente gaseoso.
Yacimiento	Acumulación de hidrocarburos en el subsuelo.

RESUMEN

El presente trabajo da a conocer las características generales del proceso de extracción petrolera en Guatemala. Su enfoque, específicamente, es el tratamiento del gas asociado por medios químicos que permiten su reutilización para cogeneración de energía.

Se inicia con la descripción general, del gas asociado, sus propiedades y los distintos tratamientos a los cuales puede ser sometido para su reutilización. Además, se profundiza en sus características que se encuentra en la cuenca Petén norte y las operaciones unitarias involucradas durante el proceso de remoción de los componentes no deseados. Con base en esto se puede determinar la operación general utilizada y su funcionamiento.

En dicho contexto puede conocerse el propósito por el cual el gas debe ser tratado, y la proyección que puede esperarse con el aumento de la producción nacional petrolera.

La operación que permite la remoción de los componentes del gas es el objetivo principal de estudio. Con base al proceso expuesto, se presenta la forma de desecho de los componentes removidos.

OBJETIVOS

General

Evaluar la extracción de sulfuro de hidrógeno del gas natural asociado del petróleo, mediante absorción química en una torre empacada para endulzamiento de gas, en campo petrolero Xan.

Específicos

1. Verificar los caudales de entrada “ Q_e ” y salida “ Q_s ” en la torre empacada en miles de pies cúbicos por día (MPCD).
2. Determinar la concentración de salida del gas dulce en partes por millón [ppm].
3. Determinar las variables de operación temperatura ($^{\circ}\text{F}$) y presión (psi) en torre contactora.
4. Aprovechar el gas asociado que se endulza de acuerdo al artículo 63 de la Ley de Hidrocarburos, y los artículos 143 al 145, el 207 y 208 del Reglamento General de la Ley de Hidrocarburos.

Justificación

El endulzamiento de gas es importante en la industria para evitar la corrosión de equipos, disminuir los costos de producción, disminuir la toxicidad, aumentar el poder calorífico del gas, entre otros.

Al existir un incremento en la extracción petrolera, aumenta el caudal de gas que puede ser reutilizado y con ello tener emanaciones menores de dióxido de azufre si es endulzado, por consiguiente disminuyen los costos de operación y de mantenimiento preventivo o correctivo en los equipos.

Con el crecimiento actual de nuevas áreas de exploración y explotación petrolera, aumentará el gas producido no solo en el campo Xan.

Los campos actuales en fase de explotación, que tienen una baja producción de gas, aumentará su producción de gas ácido de acuerdo a los programas para extracción petrolera en el país. Esto tendrá un impacto cerca de las áreas de explotación.

Determinar y establecer el funcionamiento de una planta para endulzar gas, será de utilidad para empresas que crecen en el proceso de extracción, como para las poblaciones cercanas y su entorno.

El gas dulce es utilizado para combustión en generadores que permiten la combustión de diésel o bien una mezcla de diésel-gas. Esto proporciona ahorros de 25 % o más en combustible.

INTRODUCCIÓN

En todo proceso industrial, el factor económico es un tema prioritario. El aprovechamiento de los recursos naturales disponibles para la generación de energía es clave en dichos procesos. En la industria petrolera que actualmente se desarrolla en la cuenca Petén norte se ve aumentada esta variable por la situación geográfica donde se desarrolla el campo petrolero. Hacia fines de los años sesenta se permitió la exploración dentro de parques nacionales, dando paso luego a la explotación en dichas áreas. Los parques nacionales, al ser áreas protegidas, estos no cuentan con servicios de electricidad, agua potable o telecomunicaciones.

El uso de energía, por lo tanto, se convierte en un servicio básico y prioritario para el proceso de extracción de petróleo. Bajo dichas consideraciones es necesario tomar los recursos al alcance para optimizar la operación. Los campos petroleros funcionan con energía abastecida por generadores que funcionan con diésel. Para el aprovechamiento del gas, que se encuentra en grandes volúmenes, se hace necesario someterlo a procesos que permitan su reutilización en equipos.

El procedimiento a seguir es eliminar productos no deseados dentro del gas por medio de absorción. Los productos que se remueven son sulfuro de hidrógeno (H_2S) y dióxido de carbono (CO_2). El proceso para absorber el azufre de la corriente de gas es efectuado en una torre contactora, en la cual circulan dos fluidos a contracorriente. El primer fluido es un gas que desea tratarse. El segundo es un líquido, que al entrar en contacto con el gas, absorbe de la corriente el sulfuro de hidrógeno, así como el dióxido de carbono.

Dicho proceso es una desacidificación del gas, pero la traducción utilizada frecuentemente es endulzamiento.

El fluido líquido que endulza el gas es sometido a varias operaciones de cambio de temperatura, presión y estado. Con ello se logra regenerar la amina terciaria, alcohol aminado o alcanolamina, llamada metildietanolamina (MDEA). Con este circuito, que es cerrado, se logra mantener los costos y recuperar el agente extractor para usos consecutivos.

1. MARCO CONCEPTUAL

Se conoce como petróleo al fluido que se extrae de yacimientos subterráneos, dicho fluido es una mezcla líquida-gaseosa. La fase líquida es una mezcla de agua e hidrocarburos, al separarlo del agua se obtiene el llamado petróleo crudo, aceite o simplemente crudo. La fase gaseosa que se separa durante el proceso está compuesta por una mezcla de hidrocarburos, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno. La fase gaseosa del petróleo que se extrae de la cuenca Petén norte tiene un alto contenido de dióxido de carbono y mayormente sulfuro de hidrógeno.

1.1. Concentración de un gas para considerarlo ácido

Al gas con contenido mayor a 4 ppm de sulfuro de hidrógeno es considerado un gas ácido.

1.2. Endulzamiento de gas

Es el proceso donde el gas es tratado para eliminar la mayor cantidad de sulfuro de hidrógeno y dióxido de carbono que se encuentre presente.

1.2.1. Proceso de endulzamiento en campo Xan

En el campo petrolero Xan se utiliza el proceso de endulzamiento con solventes químicos.

El cual consta de la absorción del gas ácido en una torre empacada a contracorriente con una amina terciaria metildietanolamina (MDEA).

1.2.2. Usos del gas dulce o endulzado

Es utilizado en equipos de combustión que trabajan con mezcla de diésel y gas para reducir costos de operación.

1.2.3. Toxicidad y corrosión del sulfuro de hidrógeno

La eliminación del sulfuro de hidrógeno es importante, ya que es altamente tóxico, arriba de 10 ppm comienza a ser peligroso, a más de 100 ppm se pierde la sensibilidad olfativa y puede ser letal. Otro factor es la corrosión que actúa sobre los equipos que utilizan gas o mezcla de diésel-gas, para su combustión.

La evaluación consiste en determinar el funcionamiento de la planta de endulzamiento de gas, conocida como planta de amino y establecer la operación de la torre contactora dentro de dicho proceso.

1.3. Antecedentes de exploración y explotación petrolera

La exploración petrolera en Guatemala data de fines de los años 30. El primer pozo exploratorio fue perforado en 1958, y llamado Castillo Armas-1. En 1967, un decreto gubernamental permitió que las áreas de los parques nacionales fueran exploradas. Debido al auge exploratorio y el inicio de la producción petrolera, se instituye el Ministerio de Energía y Minas el 1 de julio de 1983 y se promulga la Ley General de Hidrocarburos. A inicios de los años 80 se perforan 4 pozos exploratorios, descubriéndose así el campo Xan.

1.3.1. Pozos en campo Xan

Actualmente, el campo Xan consta de 50 pozos, de los cuales 38 son productores y 12 son inyectores. El campo Xan es el único que cuenta con una planta de tratamiento de amino en Guatemala, dentro de la industria petrolera.

1.3.2. Relación de crudo y gas ácido

Con el aumento de pozos productores que se encuentran en extracción permanente de petróleo, ha aumentado la producción de gas ácido. El gas producido se utiliza en equipos de combustión y se trata para evitar corrosión en los equipos, toxicidad y disminución del poder calorífico, entre otros.

1.4. Reacción de combustión de sulfuro de hidrógeno

La combustión del sulfuro de hidrógeno (H₂S) produce agua y dióxido de azufre (SO₂) de acuerdo a la ecuación 1:



El dióxido de azufre es un gas incoloro y de olor asfixiante, irritante, tóxico y precursor de la lluvia ácida.

Debido a estas características, el gas amargo o con alto contenido de azufre, debe endulzarse. Esto quiere decir, que se debe eliminar la mayor cantidad de azufre y dióxido de carbono posible del gas.

1.5. Planta de amino

La planta de tratamiento de gas, conocida como planta de amino, consta de varios equipos para endulzar el gas y regenerar la amina terciaria.

Inicialmente se tiene una torre contactora, donde a contracorriente de gas amargo y la amina terciaria se elimina el azufre y dióxido de carbono. El gas dulce que sale de dicha torre, es enviado a equipos de combustión diésel-gas.

La amina, que es enriquecida durante el proceso, se regenera o empobrece. La regeneración del material se da por equipos de intercambio de calor, un *reboiler* o rehervidor, una torre regeneradora, enfriadores o *cooler*, *scrubber* o trampas de condensados y una serie de filtros. Con las operaciones en los distintos equipos se logra eliminar el azufre de la amina terciaria para poder reutilizarse en un ciclo cerrado.

Debido a la degradación que sucede durante el proceso de regeneración se monitorea diariamente el porcentaje de amina en solución, de ser necesario se rectifica para mantener el porcentaje adecuado para una apropiada absorción.

1.6. Determinación del problema

Determinar el funcionamiento de la planta de amino e identificar los flujos en la torre contactora, establecer la operación de la torre empacada utilizada para la extracción de sulfuro de hidrógeno.

1.6.1. Delimitación

Precisar la operación de endulzamiento de gas con la planta de amino instalada actualmente e inferir el comportamiento del gas debido a los cambios de temperatura y presión atmosféricos en la locación.

2. SULFURO DE HIDRÓGENO

2.1. Sulfuro de hidrógeno (H₂S)

Durante el proceso de extracción de petróleo y su separación trifásica hasta obtener el petróleo crudo, crudo o aceite (que son las tres formas en que se le conoce en el argot petrolero al hidrocarburo sin refinación) hay presencia de sulfuro de hidrógeno. Este es un gas altamente tóxico que puede matar a cualquier persona que no está protegida o informada de su toxicidad. El riesgo inmediato es muerte por inhalación.

El petróleo se produce por la descomposición biológica de materia fósil orgánica, y el sulfuro de hidrógeno se forma y libera como producto de esta descomposición y por migración de azufre de la roca sello hacia el hidrocarburo.

2.2. Propiedades físicas y químicas del sulfuro de hidrógeno y otros procesos industriales en los que se genera

Las propiedades físicas y químicas del sulfuro de hidrógeno se describen en la tabla I

Tabla I. **Propiedades físicas y químicas del sulfuro de hidrógeno**

Nombre	Sulfuro de hidrógeno. En solución acuosa ácido sulfhídrico (H ₂ S _{aq})
Fórmula	H ₂ S
Color	Incoloro
Olor	Odorífero
Peso molecular	Peso molecular : 34,08 g/mol

Continuación tabla I.

Fase gaseosa	Densidad del gas (1,013 bar en el punto de ebullición): 1,93 kg/m ³ . Densidad del gas (1,013 bar y 15 °C (59 °F)): 1,45 kg/m ³ . Factor de compresibilidad (Z) (1,013 bar y 15 °C (59 °F)): 0,9915. Gravedad específica (aire = 1) (1,013 bar y 15 °C (59 °F)): 1,189. Volumen específico (1,013 bar y 21 °C (70 °F)): 0,699 m ³ /kg. Capacidad calorífica a presión constante (Cp) (1 bar y 25 °C (77 °F)): 0,034 kJ/(mol.K). Viscosidad (1,013 bar y 0 °C (32 °F)): 0,0001179 Poise. Conductividad térmica (1,013 bar y 0 °C (32 °F)): 12,98 mW/(m.K).
Misceláneos	Solubilidad en agua (1,013 bar y 0 °C (32 °F)): 4,67 vol/vol. Temperatura de autoignición: 270 °C.

Fuente: Propiedades físicas y químicas del sulfuro de hidrógeno.

<http://encyclopedia.airliquide.com/encyclopedia.asp?languageid=9&GasID=59&CountryID=19>.

Consulta: septiembre de 2013.

Otros procesos industriales que también pueden generar sulfuro de hidrógeno son:

- Almacenamiento de asfalto
- Producción de cerveza
- Excavación y minería
- Fabricación de fertilizantes
- Producción de papel

Dentro de las características del gas están: su toxicidad, olor sumamente ofensivo, soluble en agua e hidrocarburos, más pesado que el aire, altamente explosivo; al oxidarse genera dióxido de azufre (SO₂), también tóxico, irrita la piel y mucosas y es corrosivo.

2.3. Susceptibilidad por inhalación de sulfuro de hidrógeno

Los efectos que puede causar en las personas dependen de diferentes factores, a saber:

- La duración de la exposición
- La frecuencia de los incidentes de exposición
- La concentración o intensidad de la exposición
- La susceptibilidad y constitución física de cada individuo

Es importante señalar también, que se genera susceptibilidad aumentada cuando:

- Hay exposición previa, no se genera tolerancia
- Existe consumo de alcohol antes de 24 horas de exposición

3. GAS ASOCIADO Y PROCESO DE ENDULZAMIENTO

3.1. Gas natural asociado y libre

El gas natural se puede encontrar en la naturaleza.

- Asociado: es cuando está mezclado con el crudo al ser extraído de su yacimiento.
- No asociado o libre: cuando se encuentra solo en su yacimiento.

El gas que se encuentra en Guatemala en la cuenca Petén norte es amargo y asociado, y se compone de una mezcla de hidrocarburos, alta presencia de sulfuro de hidrógeno y dióxido de carbono, entre otros. No se puede generalizar la composición del gas, ya que este varía entre uno y otro pozo del mismo yacimiento. La composición también varía de acuerdo a la explotación del yacimiento.

3.2. Concentración de sulfuro de hidrógeno en gas asociado en campo Xan

En el múltiple de admisión o manifold de entrada de la planta de proceso, se recibe la mezcla de los distintos pozos productores, y la concentración de sulfuro de hidrógeno es de 37,79 Mol %, según los certificados de análisis de laboratorio por cromatografía de gases. Este valor depende de la muestra analizada, la concentración no es constante, es una muestra de ese instante.

El factor de conversión de mol por ciento a partes por millón es el siguiente:

$$1 \text{ Mol } \% = 10\,000 \text{ ppm}$$

Por lo tanto, al convertir 37,79 Mol % a ppm, se obtiene una concentración de 377 900 ppm. Es un alto riesgo de manejo.

3.3. Procesos de endulzamiento de gas

Existen diferentes tipos de proceso para endulzar gas, dentro de ellos se pueden mencionar los siguientes:

- Solventes químicos
- Solventes físicos
- Solventes híbridos o mixtos
- Conversión directa
- De lecho sólido o seco
- Membranas
- Criogénicos

El proceso utilizado en este campo petrolero es por medios químicos.

3.4. Proceso de endulzamiento de gas con solventes químicos

En estos sistemas, los componentes ácidos del gas natural reaccionan químicamente con un componente activo, para formar compuestos inestables en un solvente que circula dentro de la planta. La solución rica en sulfuro de hidrógeno, inestable se puede separar en sus integrantes originales mediante la

aplicación de calor o por reducción de la presión de operación, para liberar los gases ácidos y regenerar el solvente. Una vez regenerada la solución se envía nuevamente a la torre contactora o unidad de absorción.

El componente activo en el solvente puede ser uno de los siguientes tipos: una alcanolamina o una solución básica (solución alcalina con sales), con o sin aditivos. En principio, las aminas muestran mayor afinidad con el dióxido de carbono y producen una reacción exotérmica apreciable. La afinidad hacia el dióxido de carbono se reduce con aminas secundarias o terciarias. En la práctica, esto significa que, por lo menos, parte de la solución en el proceso de regeneración puede ser afectada por la reducción de presión en la planta, con la correspondiente disminución de suministro de calor.

En general, los solventes químicos presentan alta eficiencia en la eliminación de gases ácidos, sus desventajas son la demanda de energía, la naturaleza corrosiva de las soluciones y la limitada carga de gas ácido en la solución.

La tabla II enumera las alcanolaminas utilizadas en distintos procesos comerciales para eliminación de sulfuro de hidrógeno.

Tabla II. **Alcanolaminas utilizadas en extracción de sulfuro de hidrógeno**

ABREVIACIÓN	NOMBRE
MEA	2,5 N monoetanolamina en agua
MEA (amina protegida) o MEA Gas/spec IT 1	5 N monoetanolamina en agua
MEA (amina protegida TS)	5 N monoetanolamina en agua con inhibidores
DGA	6 N diglicolamina en agua con inhibidores

Continuación tabla II.

DEA	2,5 dietanolamina en agua
DEA Snea	3 N dietanolamina en agua
DEA (amina protegida)	5 N dietanolamina en agua con inhibidores
DEA (amina protegida TS)	5 N dietanolamina en agua con inhibidores
DIPA o ADIP	4 N diisopropanolamina en agua
MDEA	4 N metildietanolamina en agua
MDEA activada, SNEA-P-MDEA con activador	4 N metildietanolamina en agua
Ucarsol	2 N metildietanolamina en agua
TEA	Trietanolamina en agua

Fuente: MARTÍNEZ, Marcias. *Endulzamiento del gas natural*. p. 21.

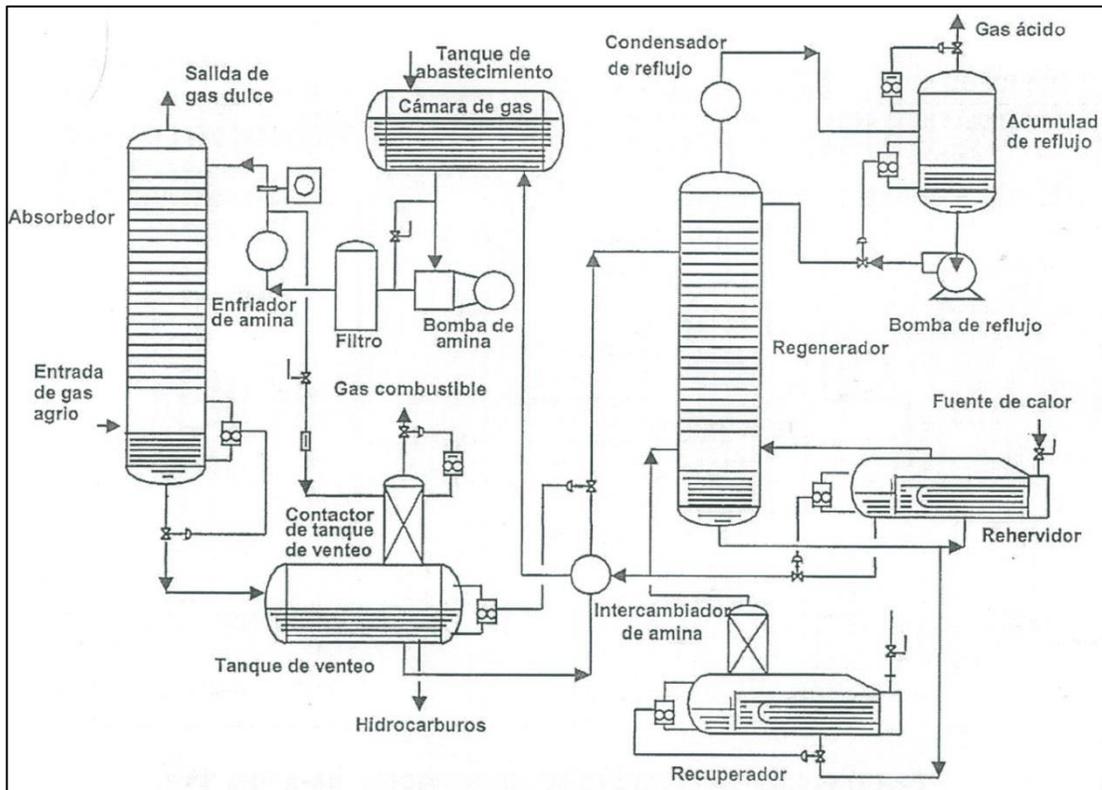
3.5. Fines del endulzamiento de gas

El propósito de endulzar el gas es para evitar problemas de:

- Toxicidad.
- Corrosión.
- En la combustión: evitar la formación de dióxido de azufre que también es tóxico y corrosivo.
- Disminución de poder calorífico, entre otros.

En la figura 1 se puede ver el diagrama de una planta genérica para endulzar gas.

Figura 1. **Planta genérica de endulzamiento**



Fuente: MARTÍNEZ, Marcias. *Endulzamiento del gas natural*. p. 13.

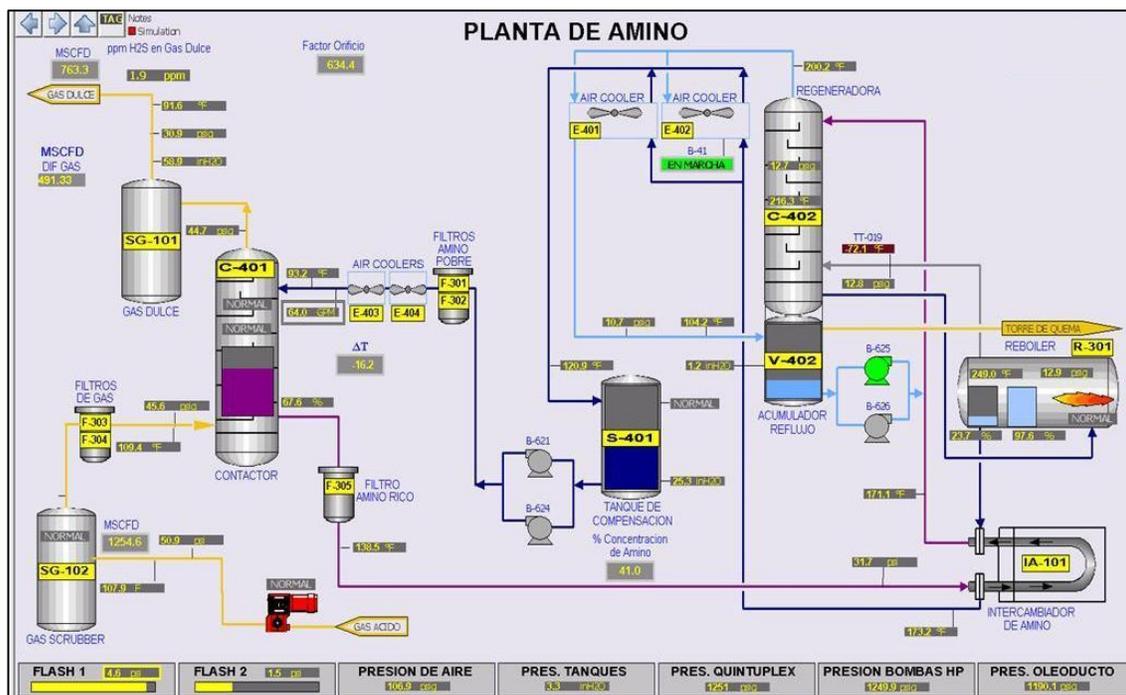
El equipo utilizado incluye:

- El absorbedor o torre contactora: donde entra en contacto el gas ácido y la solución de amina pobre o regenerada.
- El regenerador; es la columna en la cual se separa el gas ácido de la solución de amina.
- El acumulador de reflujo: donde se condensa el agua que regresa a la torre regeneradora y se desprende el gas que se dirige a la quema como gas ácido.

- El rehervidor o *reboiler* es una caldera que funciona con una mezcla de agua y amina para tener un flujo de vapor.
- El recuperador o *reclaimer* se utiliza para recuperar la solución.
- En el intercambiador de amina, la amina se evapora y retorna a la torre de regeneración, dejando en el recuperador los sólidos y demás elementos indeseables que dañan la solución.

En el caso de la planta de amina instalada en el campamento petrolero Xan, hay unas leves variaciones, pero el principio es el mismo. Ver figura 2.

Figura 2. Planta de amina instalada en campo Xan



Fuente: Campamento Xan, Perenco Guatemala.

La planta de amino del campo Xan consta de los siguientes equipos:

- Torre contactora.
- Intercambiador de amina.
- Torre regeneradora.
- Acumulador de reflujo, pero este está dentro de la torre regeneradora
- *Reboiler*.
- *Scrubber* o depurador que funcionan como una trampa de vapor, pero para condensados de hidrocarburos.
- Filtros y enfriadores.

4. ENDULZAMIENTO CON MDEA Y SU REGENERACIÓN

4.1. Metildietanolamina (MDEA)

Para endulzar el gas se usa una torre empacada a contracorriente con una solución de agua y alcohol aminado.

La fórmula molecular de la alcanolamina es:



La amina terciaria presenta las siguientes ventajas:

- Selectividad hacia el sulfuro de hidrógeno.
- Requerimiento de energía reducido.
- Alta estabilidad térmica.
- Bajo potencial de degradación.
- No requiere ser cambiada constantemente debido a su baja volatilidad y alta estabilidad.
- Menores problemas de corrosión.

Tabla III. **Propiedades físicas y químicas de la MDEA**

Nombre	Metildietanolamina
Fórmula	$\text{CH}_3\text{N}(\text{C}_2\text{H}_4\text{OH})_2$ $\text{C}_5\text{H}_{13}\text{NO}_2$
Color	Incoloro
Olor	Ligeramente amoniacal
Miscibilidad	Benceno y agua

Continuación tabla III.

Peso molecular	119,16 g/mol
Densidad experimental	1,037 g/cm ³
Peso específico	1,0418 a 20 °C
Punto de ebullición	247,2 °C a 760 mmHg
Punto de congelación	-21 °C
Toxicidad	Muy baja
Cuidados	Irritación al contacto con piel y mucosas
Usos	Absorción de gases ácidos, catalizador para espumas de poliuretano, agente de control de pH

Fuente: Propiedades físicas y químicas de la MDEA.

http://catarina.udlap.mx/u_dl_a/tales/documentos/leip/serrano_r_a/capitulo4.pdf.

Consulta: octubre de 2013.

4.2. Absorción

“La absorción es la transferencia de un componente soluble de una mezcla en fase gaseosa a un absorbente líquido, cuya volatilidad es baja en las condiciones de proceso”¹.

La absorción es el proceso que se efectúa en la torre contactora para extraer el sulfuro de hidrógeno del gas asociado.

“La absorción de gases es una operación en la cual: una mezcla de gas se pone en contacto con un líquido, para disolver de manera selectiva uno o varios componentes del gas, obteniendo una solución de estos líquidos”².

¹ PERRY, Robert H.; Green, Don W. *Perry's Chemical Engineers' handbook*. p.14-4.

² TREYBAL, Robert E. *Operaciones de Transferencia de Masa*. p. 306.

La columna empacada es un dispositivo simple, que consiste en un envolvente en forma de cilindro, en su interior tiene material de empaque, un dispositivo de distribución de líquido con un diseño que le proporciona una irrigación eficaz a través del mismo.

Existen diferentes tipos de empaques, cada cual posee ventajas para el contacto líquido–gas de acuerdo a los siguientes aspectos:

- Costos
- Disponibilidad de superficie
- Caída de presión
- Peso
- Resistencia a la corrosión

Las ventajas que ofrece utilizar una columna empacada son:

- Las espumas se pueden manejar debido al bajo grado de agitación
- La retención de líquidos es mínima, cuando hay líquidos termo sensibles

Las desventajas

- Si hay sólidos disueltos en líquido o gas, la limpieza se dificulta
- Los flujos bajos de líquido disminuyen la eficiencia de contacto

4.3. Proceso de endulzamiento con metildietanolamina (MDEA)

Siendo la metildietanolamina una amina terciaria que reacciona lentamente con el dióxido de carbono, con lo cual se requiere de un mayor número de etapas de equilibrio en la absorción del dióxido de carbono, su mejor

aplicación es en la remoción selectiva del sulfuro de hidrógeno, cuando ambos gases están presentes (dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno).

Una ventaja de la MDEA, para la remoción de dióxido de carbono, es que la solución contaminada o rica se puede regenerar por efectos de una separación instantánea (*flash*), reduciendo o eliminando la carga de gas ácido en el regenerador.

Con una alta relación $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ puede usarse MDEA, para mejorar la calidad de la corriente de alimentación de gas ácido hacia una planta Claus, para recuperación de azufre.

4.4. Procesos posteriores para el circuito cerrado de la solución de MDEA

La solución de amina rica fluye hacia unos filtros de amina rico para eliminar sólidos e impurezas arrastradas en el proceso, y luego se dirige hacia el intercambiador de calor. El propósito del intercambiador de calor es aprovechar una parte de la energía de la amina regenerada que sale del rehervidor o *reboiler*.

De esta manera, la solución de amina rica se calienta y la solución de amina pobre se enfría dentro del intercambiador de concha y tubos.

La amina rica pasa por los tubos del intercambiador y sale con una temperatura más alta, luego se envía a la parte alta de la torre regeneradora, en su camino se une con otro flujo proveniente del acumulador de reflujo.

En el *reboiler* o rehervidor se mantiene una solución de agua y amina, el vapor generado en esta unidad entra por la parte baja de la torre de regeneración y este vapor es el que limpia la amina rica que proviene del intercambiador de calor y condensador de reflujo. Por otro lado, la solución de amina regenerada que se encuentra en el *reboiler*, es el otro fluido que entra en contacto por la concha del intercambiador de calor y es enfriado. Luego de salir la solución enfriada del intercambiador de calor, es enviada a los *cooler* o enfriadores, para luego ser enviada al tanque de compensación o almacenamiento que enviará la amina empobrecida nuevamente a la torre contactora.

En la torre de regeneración se da el contacto entre amina rica con temperatura elevada a contracorriente con vapor de amina y agua. La solución de amina que pasa por el proceso de absorción se envía al *reboiler* o rehervidor para volver a crear vapor y también, para calentar de nuevo la amina rica. La fase gaseosa que se enriquece en sulfuro de hidrógeno sale por la parte superior de la torre y es enviada a unos enfriadores para que se condense. El condensado obtenido se dirige al acumulador de reflujo.

El acumulador de reflujo, para la planta de amina en el campo petrolero Xan, se encuentra ubicado dentro y en la parte baja de la torre de regeneración. En el acumulador de reflujo se recibe el condensado de los *cooler* y se produce una separación *flash* o instantánea, la fase líquida que sale del condensador de reflujo es la otra línea de flujo que se une a la línea de amina rica proveniente del intercambiador de calor. La fase gaseosa es todo el sulfuro de hidrógeno que se extrae o retira del gas asociado al petróleo y enviado a la torre de quema de alta presión.

5. TORRE CONTACTORA EMPACADA DE ABSORCIÓN

5.1. Flujos en torre contactora

Cuando el petróleo viene de los pozos, entra inicialmente a un múltiple de admisión, y luego se distribuye en una batería de separadores bifásicos o trifásicos. Estos separan la fase gaseosa (amarga o agria), la cual es enviada a la torre contactora para ser tratada.

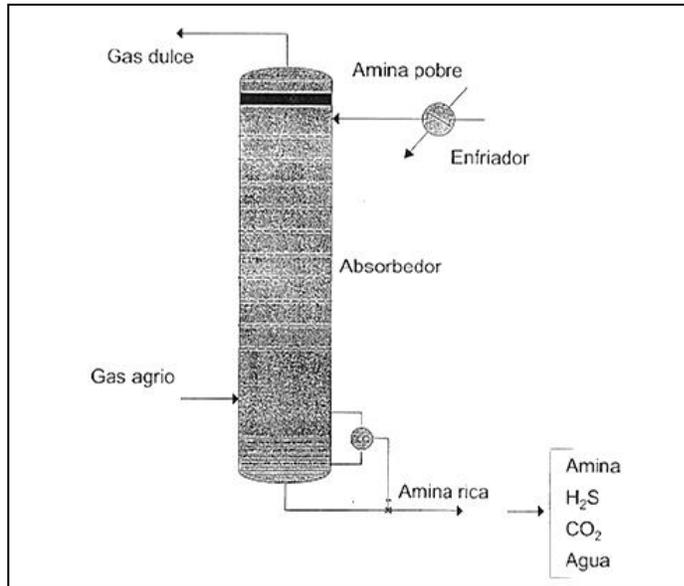
El gas amargo entra por el fondo de la torre y fluye hacia arriba para entrar en contacto con la solución de MDEA, que baja desde el tope de la torre.

El sulfuro de hidrógeno es más pesado que el aire, pero fluye a través de torre por el diferencial de presión desde la entrada a la salida.

En este contacto, el gas ácido es removido de la corriente gaseosa y transferido a la solución.

En la figura 3 se pueden observar los flujos en la torre de absorción o contactora. El gas entra amargo o agrio y sale dulce, el otro flujo se refiere a la solución de amina que, inicialmente entra pobre en sulfuro de hidrógeno y sale rica en sulfuro de hidrógeno y dióxido de carbono.

Figura 3. **Esquema de la torre contactora de la planta de amino**



Fuente: MARTÍNEZ, Marcias. *Endulzamiento del gas natural*. p. 86.

5.2. Hoja técnica de la torre contactora

En la torre contactora es donde se da el proceso de absorción. Debido a la concentración de gas agrio o amargo y de la solución de amina en agua, se debe conocer los materiales, dimensiones y cualquier otra información que pueda ser útil. En la tabla IV se encuentra la información relevante y una foto de la torre contactora en la figura 4.

Tabla IV. **Hoja técnica de la torre de absorción C-401**

Código	C-401			
Fabricante	National Tank Company			
MAWP (Maximum Allow Working Pressure)	300	psig @	200	F
MDMT (Minimum Design Metal Temperature)	-20	F	150	psi
Condiciones de diseño	75	psig @	200	F
Test de presión	450 psi			
Dimensiones	30 " diámetro X 58' 00" largo			
Espesor nominal de la coraza	0,375 "			
Material	SA-515-70			

Fuente: elaboración propia.

Figura 4. **Torre contactora C-401, campo Xan**



Fuente: campamento Xan, Perenco Guatemala.

6. METODOLOGÍA

6.1. Variables

Las variables cuantitativas a controlar en el proceso son las siguientes:

- Determinados por lecturas de medidores de orificio
 - Q_T = caudal total de gas producido al día en MPCD.
 - Q_A = caudal de gas agrio o amargo a la entrada de la torre contactora en MPCD.
 - Q_D = caudal de gas endulzado o dulce en MPCD.
 - Q_Q = caudal de gas incinerado total en MPCD.
 - Q_{AP} = caudal de amino pobre en gpm.

- Medición a través de termómetros
 - T_{AP} = temperatura de solución líquida de amino pobre en °F
 - T_{AR} = temperatura de solución líquida de amino rico en °F
 - T_{GA} = temperatura de gas agrio o amargo en °F
 - T_{GD} = temperatura de gas dulce en °F

- Con medidores de orificio y cartas Barton
 - P_{GA} = presión de gas agrio o amargo en psig a la entrada de la torre de absorción o contactora.

- P_{GD} = presión de gas dulce en psig a la salida de la torre de absorción o contactora.
- Medidor de concentración de sulfuro de hidrógeno
 - C_{GD} = concentración de sulfuro de hidrógeno en gas dulce en ppm cuando se dirige hacia los equipos de combustión

6.2. Delimitación del campo de estudio

En la propuesta de evaluación de extracción de sulfuro de hidrógeno en una torre empacada a contracorriente con un alcohol aminado, consiste en un estudio del fundamento teórico para la absorción en la torre y el proceso posterior para regeneración de amina rica.

De esta manera determinar la concentración de sulfuro de hidrógeno en el gas endulzado durante el proceso, conocer los caudales de gas amargo tratado y gas dulce producido. Asimismo, analizar el fenómeno ocurrido por cambio de temperatura ambiente sobre la torre contactora en el campo Xan.

6.3. Recursos materiales disponibles

El desarrollo de proyecto se divide en dos fases: de investigación y campo.

En las instalaciones se cuenta con:

- Oficinas del Departamento de Explotación Petrolera de la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas.

- Planta de proceso en el campo petrolero Xan.

Otros recursos utilizados para el desarrollo del proyecto son los siguientes:

- Material de laboratorio.
- Equipo de medición en planta de proceso, termómetro, detector de sulfuro de hidrógeno directo, cartas Barton.
- Transporte.
- Alimentación.
- Equipo de cómputo, papel, tinta e impresora.

6.4. Recolección y ordenamiento de la información

Para alcanzar el objetivo principal, asimismo, obtener la evaluación del tratamiento de gas amargo estructurado y organizado, es necesario disponer de la información necesaria y adecuada para el efecto, cuya denominación se reconocerá como parte documental.

Para este fin se constituye el transcurso de recolección y ordenamiento de la información a través de tablas, de la siguiente forma:

- Medir caudal total de gas amargo producido al día en campo Xan (Q_T) en MPCD.
- Calcular el caudal de gas a incinerar sin tratar (Q_Q) en MPCD.
- Obtener el diámetro de la torre contactora.
- Obtener la altura de la torre contactora.

6.5. Tabulación, ordenamiento y procesamiento de la información

Con la información de datos recolectada, la parte metodológica consiste en la clasificación de la información obtenida, evaluando las condiciones con las que trabaja actualmente el sistema. Se procederá, entonces, a realizar tablas para el análisis de datos respectivos a nivel estadístico.

6.6. Análisis estadístico

El método utilizado para la obtención de resultados es con histogramas del comportamiento de los fluidos en el sistema, la interacción con el sistema y efectos producidos.

- Realizar gráficos de comportamiento con datos recolectados y su relación con otras variables.
- Se realizarán mediciones cada dos horas durante 39 días, haciendo 468 mediciones en total.

Las mediciones se harán sobre el gas amargo entrante y el gas dulce en la salida. Además se tomarán datos del alcohol aminado. Ambos datos son para la torre contactora.

Con los datos obtenidos se obtendrá una correlación para determinar el comportamiento de la torre contactora. Se evaluará la eficiencia de la torre.

Con ello se puede determinar si se cumple con el proceso de quema de hidrocarburos que permite la Ley General de Hidrocarburos y su aprovechamiento en cogeneración de energía.

6.7. Plan de análisis de los resultados

A partir de los datos obtenidos de todas las corridas, se obtienen datos promedios de las producciones de los fluidos, así como las covarianzas para relacionar el comportamiento entre las variables.

6.7.1. Métodos y modelos de los datos según tipo de variables

- Descripción del proceso de regeneración de amina rica para empobrecerla.
- Definición del gas natural.
- Distinción de gas libre de un gas asociado.
- Identificar las propiedades del alcohol aminado
- Determinar los caudales de entrada y salida en la torre contactora.
- Determinar la concentración de gas dulce en la salida de la torre contactora.

6.8. Programa a utilizar para análisis de datos y gráficas

- Microsoft Office Excel 2010. Con dicho programa se realizarán las tablas y gráficos, de igual forma, el análisis estadístico para el cálculo de covarianzas entre las variables.

7. RESULTADOS

7.1. Caudales de entrada y salida en torre contactora

Se obtuvieron los siguientes promedios de las 468 corridas elaboradas para los caudales de entrada y salida en torre contactora.

El Q_T (caudal total) promedio obtenido del gas producido por el campo es de: 2 036,430 MPCD.

Tabla V. Caudales promedio de entrada y salida en torre contactora

VARIABLE	DIMENSIONALES	ENTRADA	SALIDA
Q_A	MPCD	1 123,261	
Q_D	MPCD		675,752
Q_{AP}	GPM	64,780	

Fuente: elaboración propia.

Tabla VI. Porcentajes de gas total, tratado y endulzado

VARIABLE	DIMENSIONALES	TOTAL	PORCENTAJE
Q_T	MPCD	2 036,430	100,00 %
Q_A	MPCD	1 123,261	55,16 %
Q_D respecto (Q_T)	MPCD	675,752	33,18 %
Q_D respecto (Q_A)	MPCD	675,752	60,16 %

Fuente: elaboración propia.

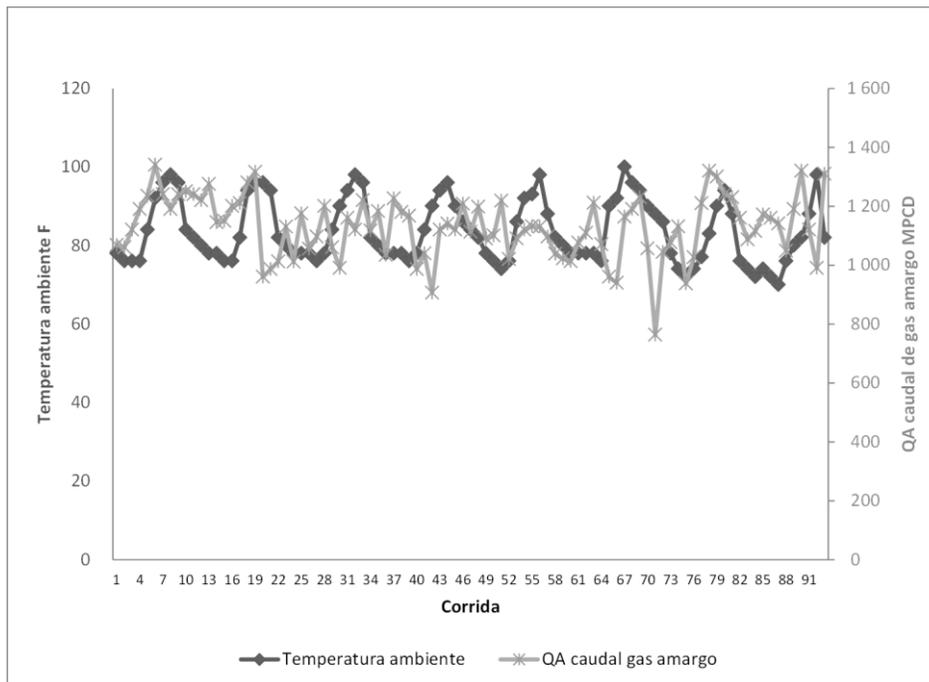
7.2. Promedio de concentración de gas dulce en salida de torre contactora

El promedio obtenido a través de todas la corridas para el gas dulce que sale de la torre contactora es de: 82.12 ppm.

7.3. Influencia de la temperatura ambiente con respecto a las variables de caudal, temperatura y presión en entrada y salida de torre contactora

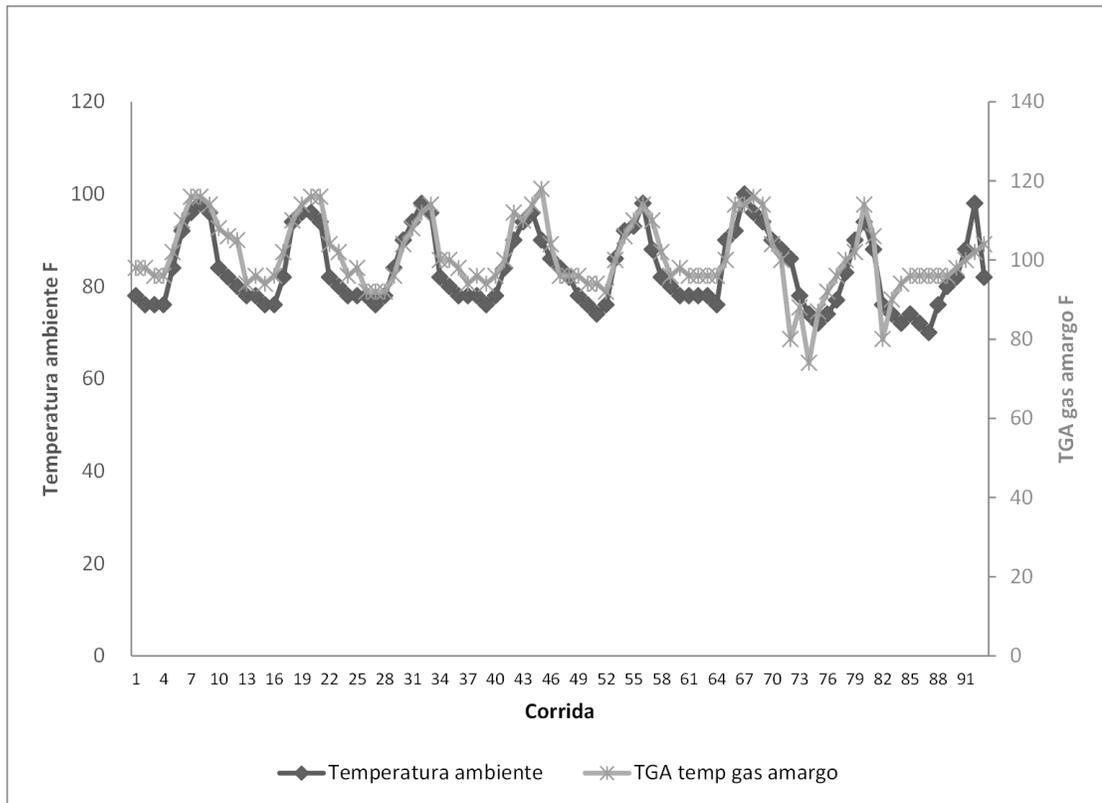
En las figuras de la 5 a la 11 se observa el comportamiento de la temperatura ambiente frente a otras variables.

Figura 5. **Relación temperatura ambiente y caudal de gas amargo (Q_A) en entrada de la torre**



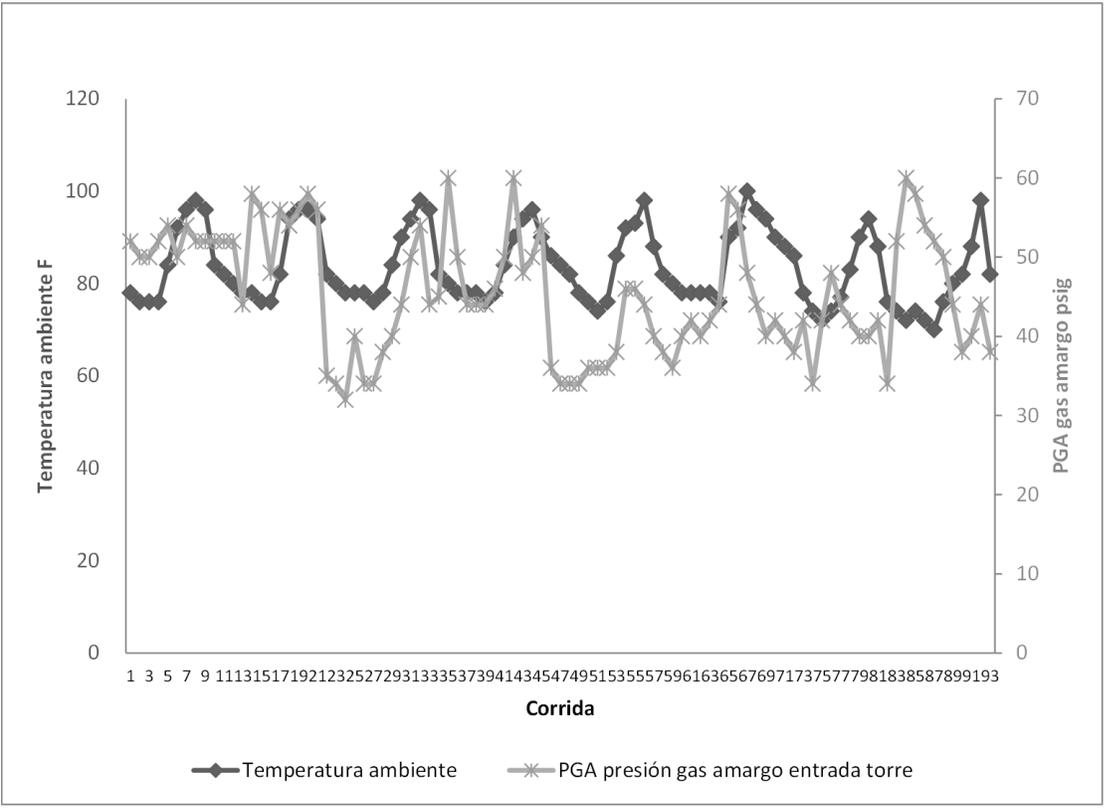
Fuente: elaboración propia.

Figura 6. **Relación temperatura ambiente y temperatura de gas amargo (T_{GA}) en entrada de la torre**



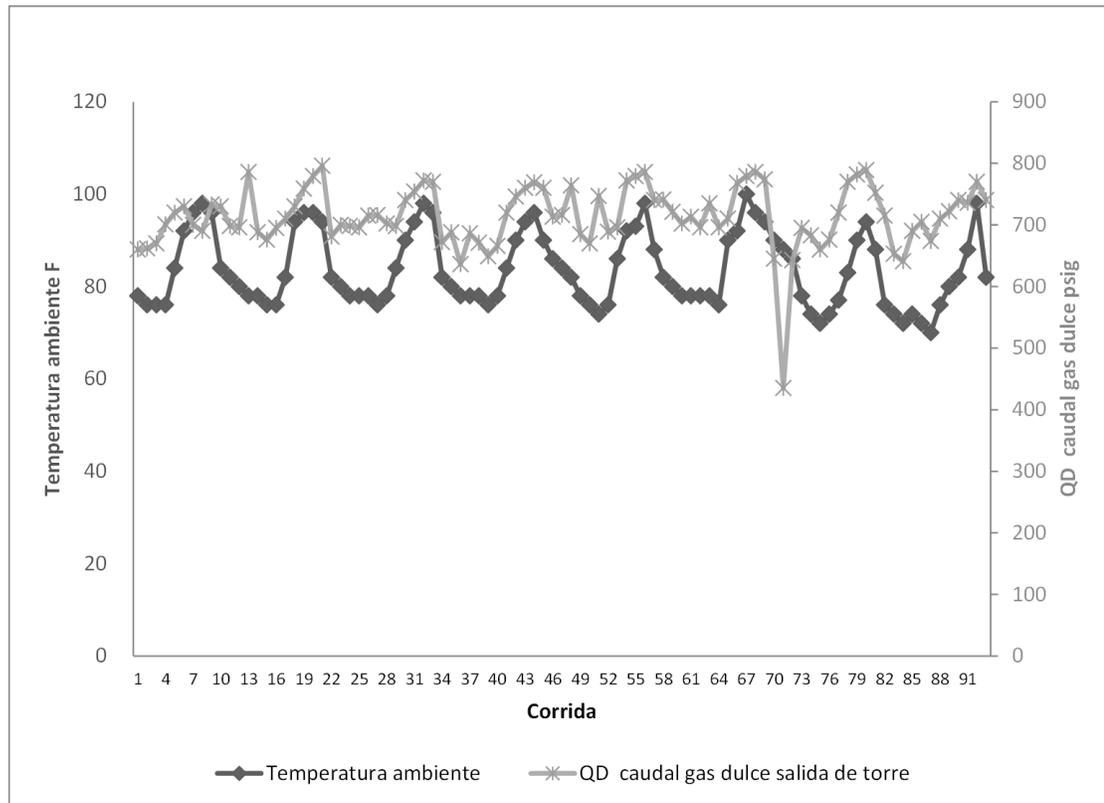
Fuente: elaboración propia.

Figura 7. Relación temperatura ambiente y presión de gas amargo (P_{GA}) en entrada de la torre



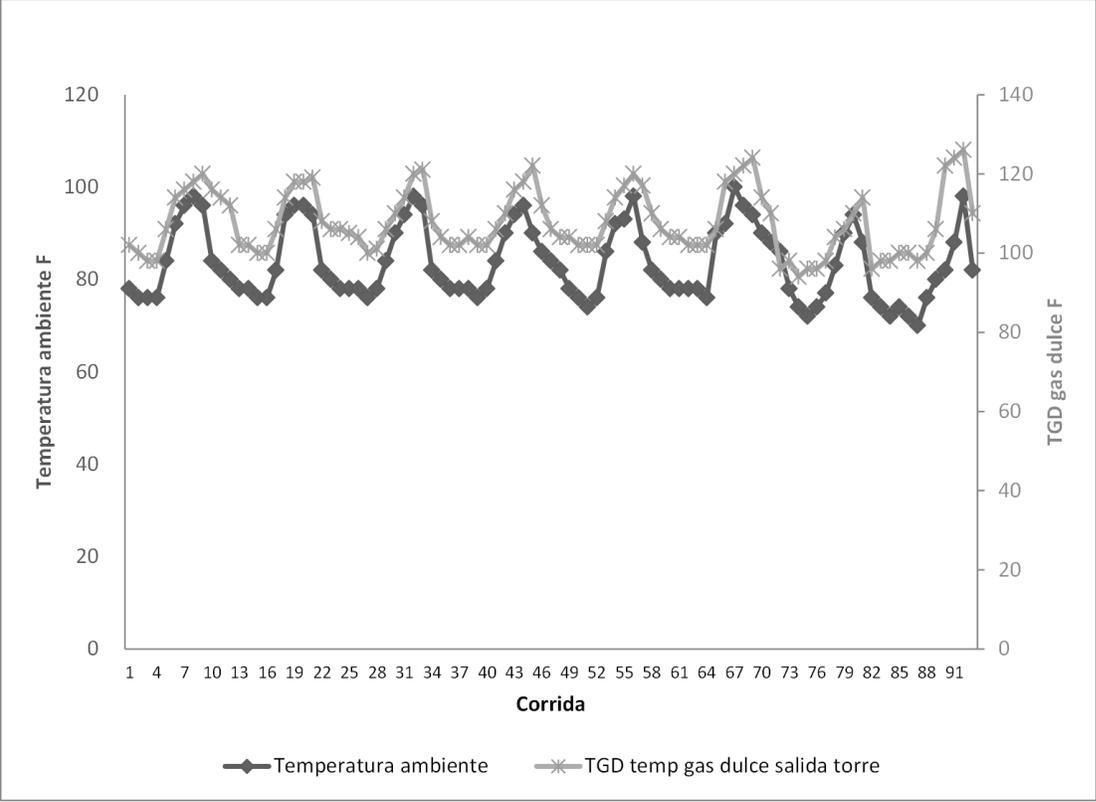
Fuente: elaboración propia.

Figura 8. **Relación temperatura ambiente y caudal de gas dulce (Q_D) en salida de la torre**



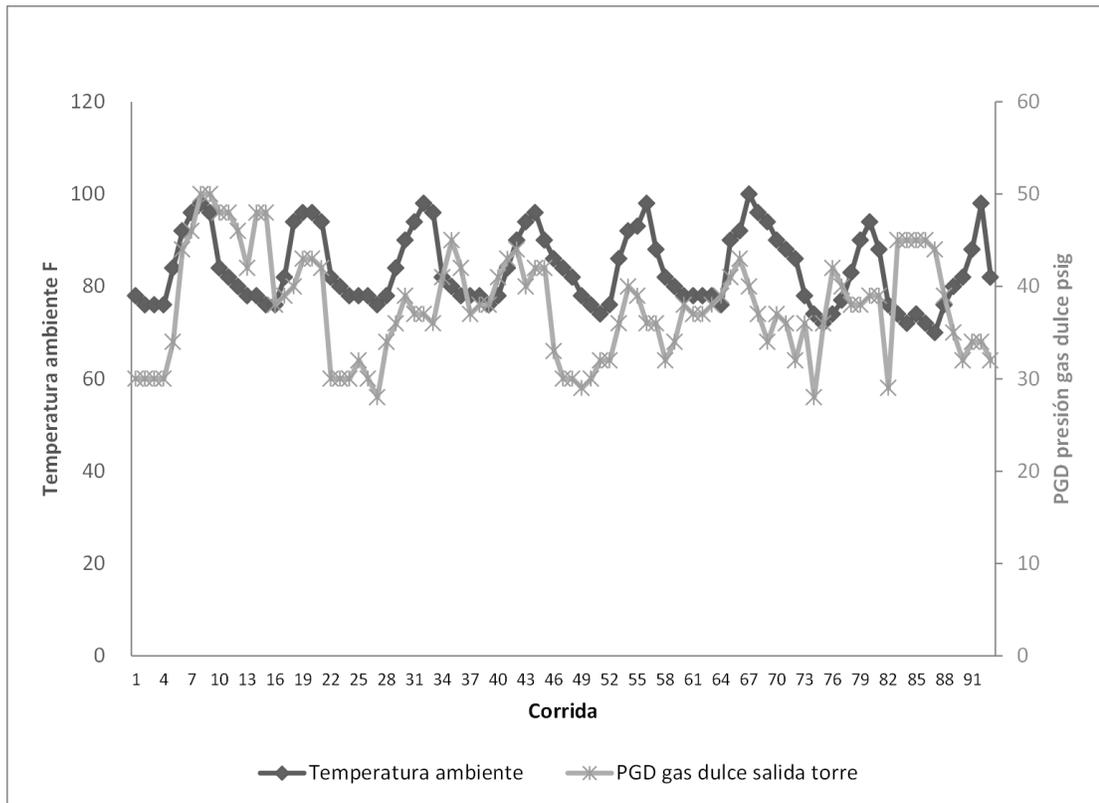
Fuente: elaboración propia.

Figura 9. **Relación temperatura ambiente y temperatura de gas dulce (T_{GD}) en salida de la torre**



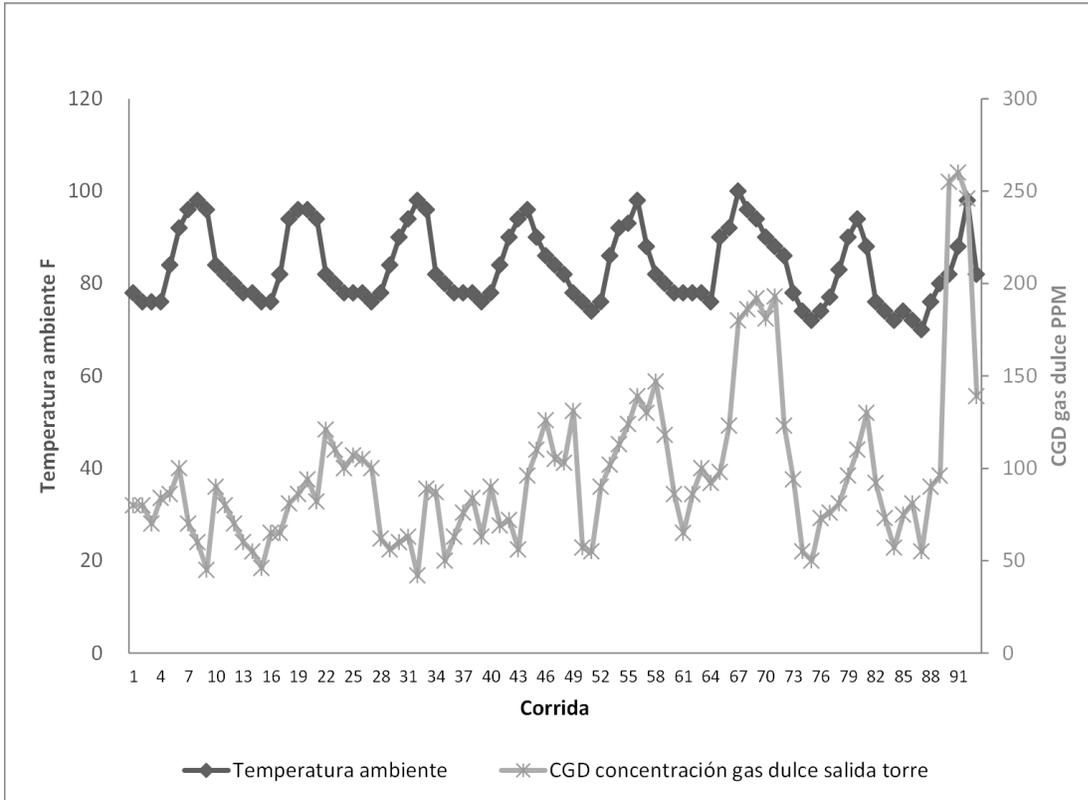
Fuente: elaboración propia.

Figura 10. **Relación temperatura ambiente y presión de gas dulce (P_{GD}) en salida de la torre**



Fuente: elaboración propia.

Figura 11. **Relación temperatura ambiente y concentración de gas dulce (C_{GD}) en salida de la torre**

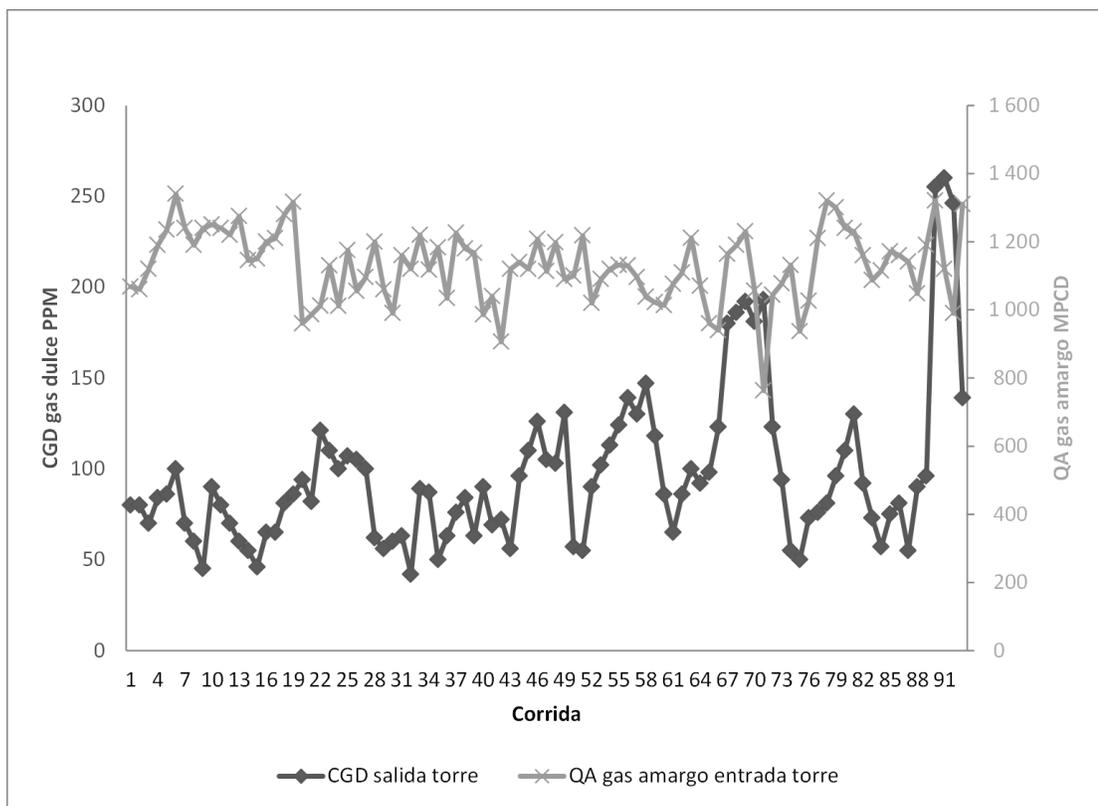


Fuente: elaboración propia.

7.4. Influencia sobre la concentración de gas dulce con respecto a las variables de caudal, temperatura y presión en entrada y salida de torre contactora

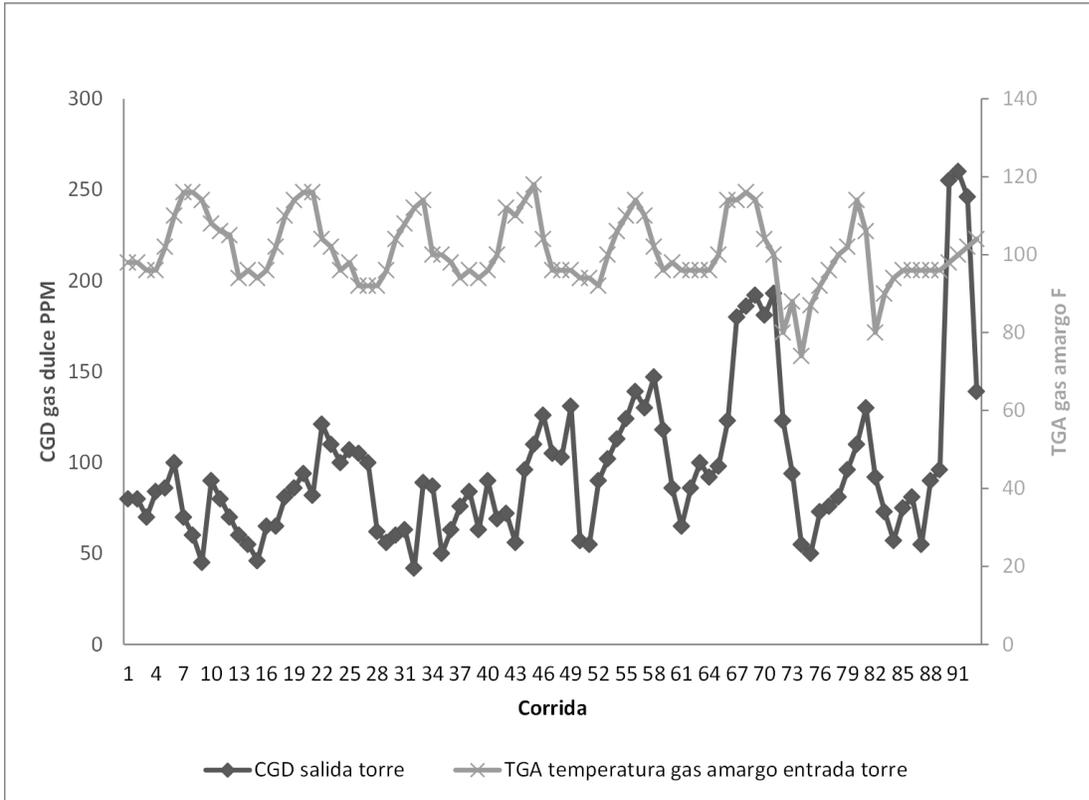
A continuación, de la figura 12 a la 17 puede observarse la influencia que presentan las distintas variables sobre la concentración de gas dulce.

Figura 12. Relación concentración de gas dulce (C_{GD}) y caudal de gas amargo (Q_{GA})



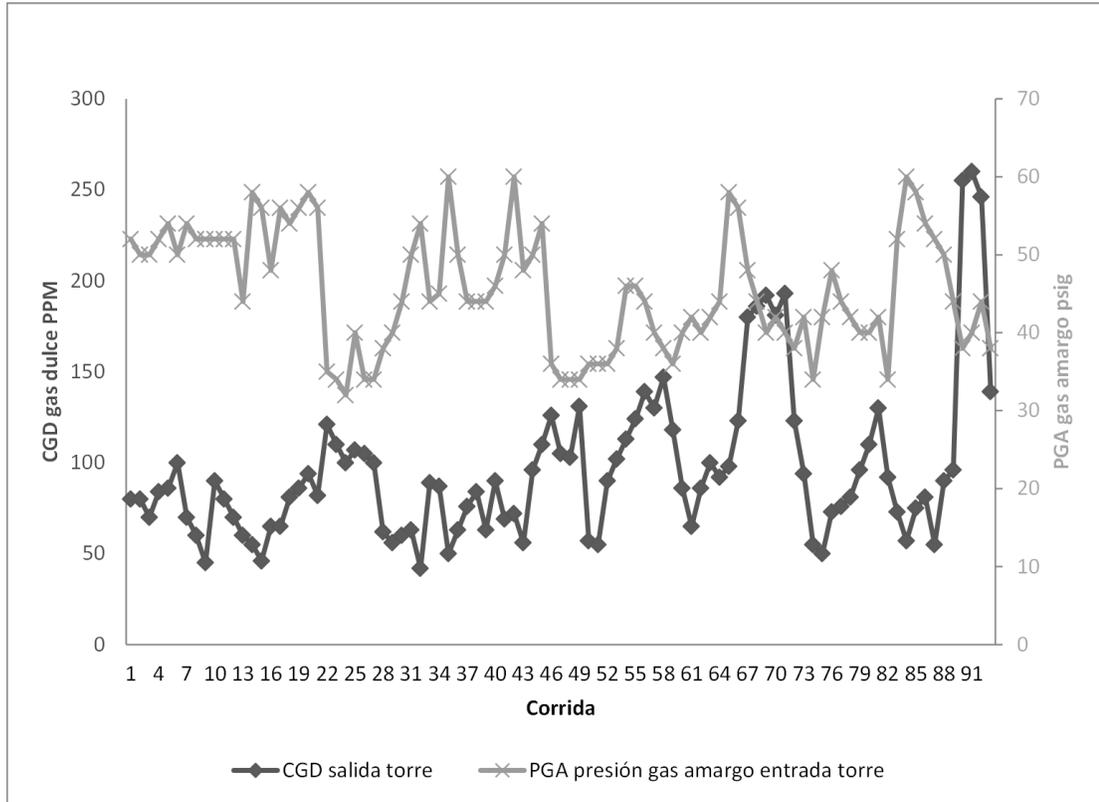
Fuente: elaboración propia.

Figura 13. Relación concentración de gas dulce (C_{GD}) y temperatura de gas amargo (T_{GA})



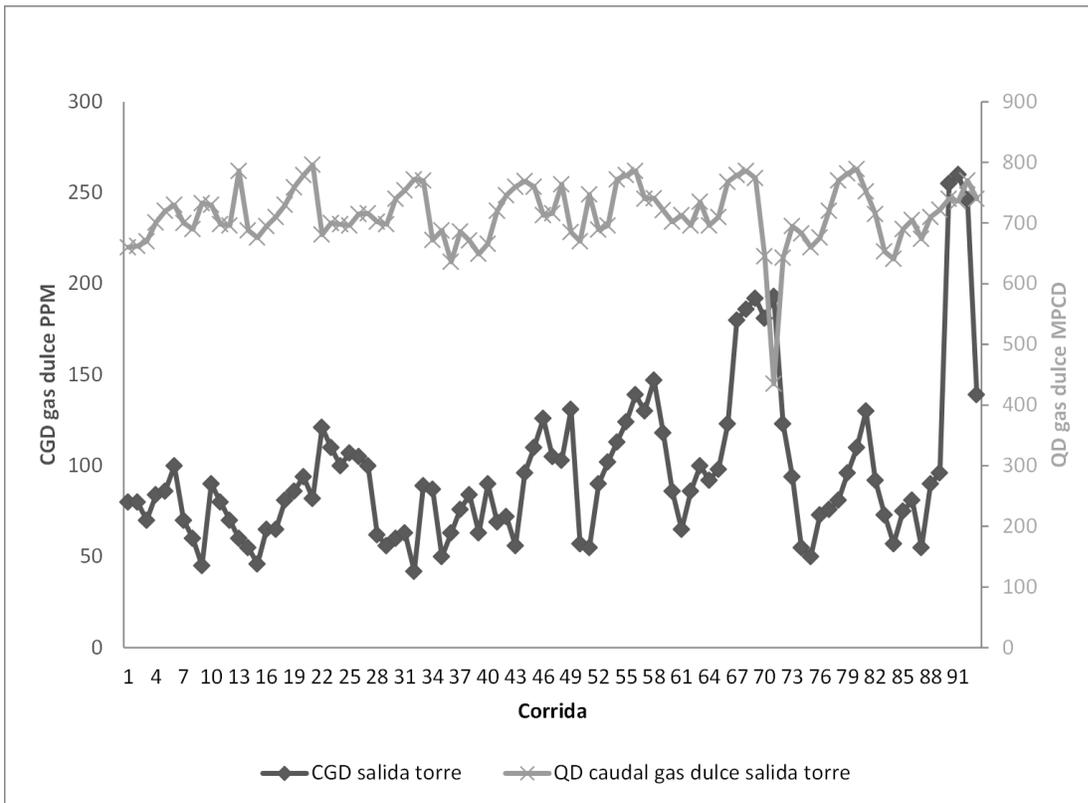
Fuente: elaboración propia.

Figura 14. Relación concentración de gas dulce (C_{GD}) y presión de gas amargo (P_{GA})



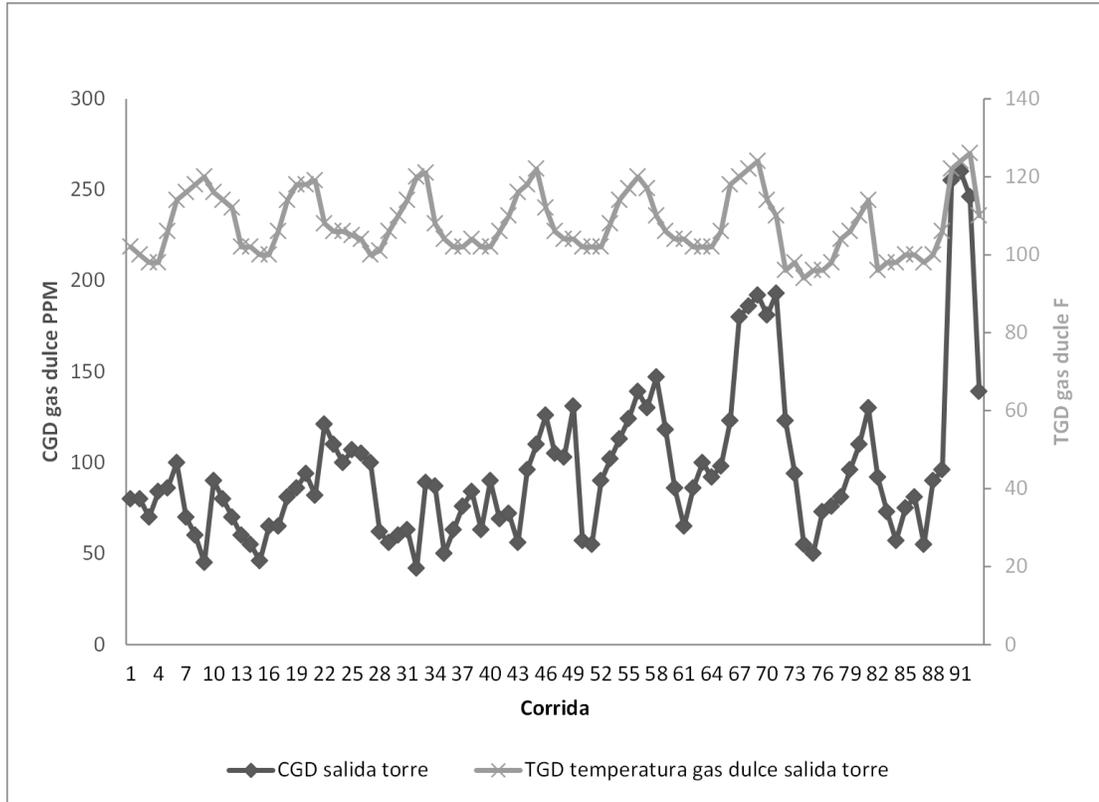
Fuente: elaboración propia.

Figura 15. Relación concentración de gas dulce (C_{GD}) y caudal de gas dulce (Q_D)



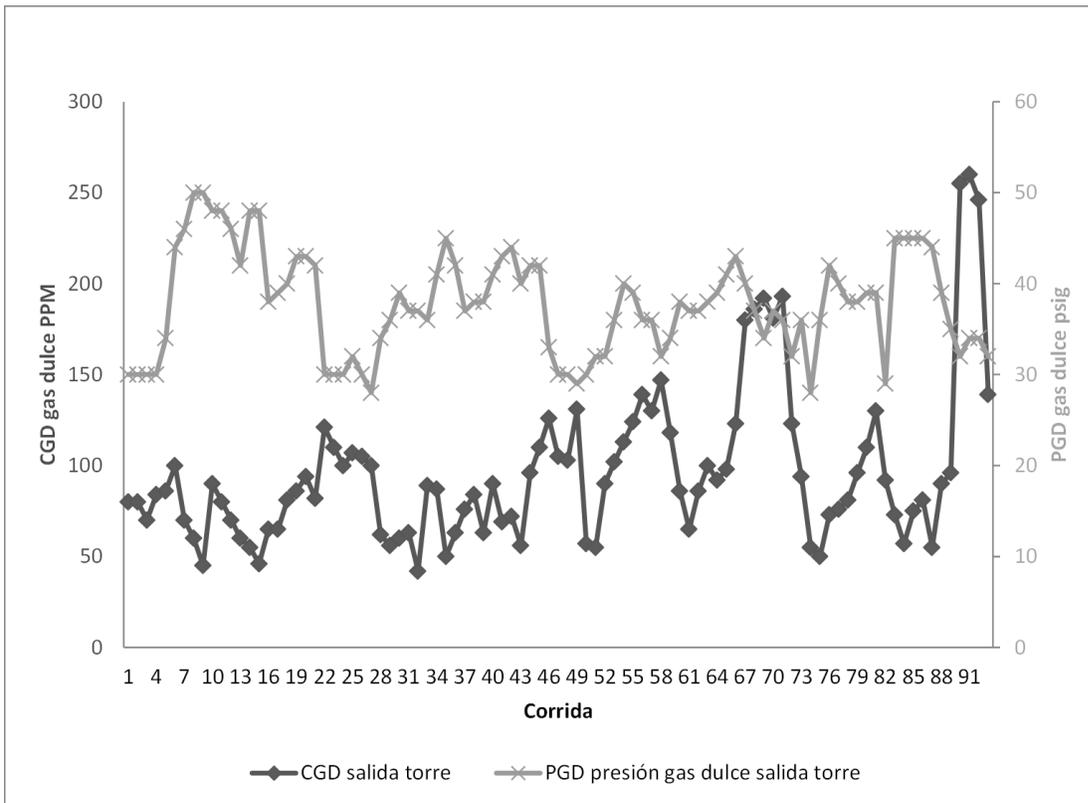
Fuente: elaboración propia.

Figura 16. Relación concentración de gas dulce (C_{GD}) y temperatura de gas dulce (T_{GD})



Fuente: elaboración propia.

Figura 17. Relación concentración de gas dulce (C_{GD}) y presión de gas dulce (P_{GD})

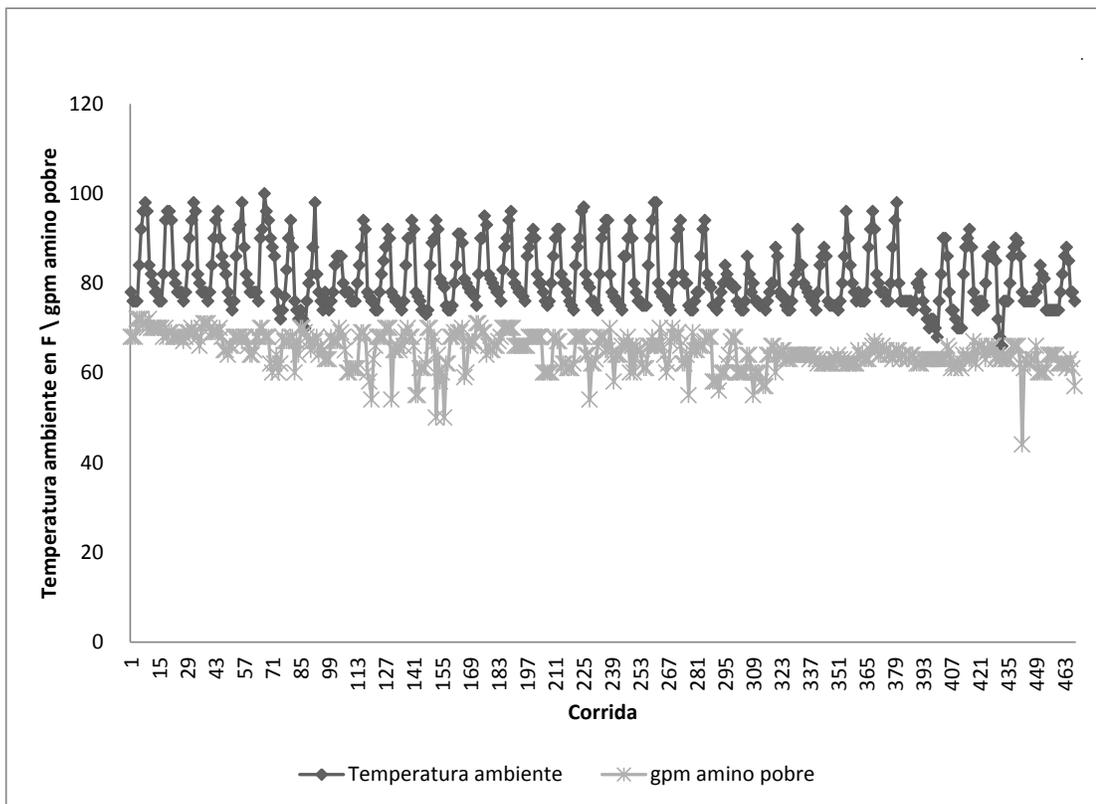


Fuente: elaboración propia.

7.5. Influencia de la temperatura ambiente en el galonaje de amino pobre en entrada de torre contactora

En la figura 18 puede observarse, para todas las corridas realizadas, el comportamiento del galonaje de amino pobre de acuerdo a la temperatura ambiente, así como en el apéndice 1 y 3.

Figura 18. Relación temperatura ambiente y galones por minuto de amino pobre entrando a torre contactora



Fuente: elaboración propia.

Tabla VII. **Tabla de covarianzas por figura**

FIGURA	COVARIANZA
5	314,93
6	45,52
7	-0,65
8	238,30
9	43,44
10	-0,85
11	68,22
12	856,48
13	66,50
14	-115,48
15	897,72
16	95,29
17	-81,84

Fuente: elaboración propia.

7.6. **Eficiencia de endulzamiento de la torre contactora**

La eficiencia del equipo viene dada por la concentración tomada de referencia del gas amargo (377 900 ppm), por la concentración de gas dulce promedio a la salida de la torre contactora (82,12 ppm).

$$\eta_{\text{absorción de H}_2\text{S}} = \frac{377\,900 - 82,12}{377\,900} \times 100 = 99,98 \%$$

8. INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

Los resultados de la sección anterior se dividen en seis partes que muestran las relaciones e influencias sobre la torre contactora, la primera y segunda parte hablan sobre los caudales de entrada y salida. La tercera se enfoca en la influencia que la temperatura ambiente tiene sobre las diferentes variables del proceso. La cuarta muestra las influencias sobre la concentración de gas dulce a la salida de torre. La quinta, la influencia de la temperatura sobre el galonaje de amino, y la última la eficiencia del equipo sobre el endulzamiento de gas.

Los caudales de entrada y salida en la torre contactora fueron promediados a partir de las 468 corridas realizadas. Se obtuvo el promedio del caudal total de gas producido por el campo petrolero Xan. Con estos datos se estableció el porcentaje de gas tratado por gas total producido que es del 55,16 %, siendo casi la mitad de la producción la que se deriva hacia el endulzamiento. Respecto a la fracción de gas que se endulza, se planteó a partir de lo reportado por el gas amargo tratado, siendo un 60,16 % su extracción y un aprovechamiento del 33,18 % sobre la producción total del campo. El promedio de la concentración de gas dulce utilizado en el campo es de 82,12 ppm.

La influencia de la temperatura ambiente y de las diferentes variables en la torre contactora es un tema tratado muy a menudo. Se verificó la relación de la temperatura ambiente y caudal de gas amargo. En la figura 5 se tiene una covarianza de 314,93, quiere decir, que a mayor temperatura ambiente, mayor caudal de gas amargo a la entrada de la torre y viceversa. La temperatura

ambiente alta propicia una menor solubilidad del gas en agua e hidrocarburos en un proceso previo en la sección de tratadores. La operación y funcionamiento de los tratadores están fuera de este estudio.

La figura 6 muestra la relación entre temperatura ambiente y temperatura de entrada del gas amargo a la torre contactora, con una covarianza de 45,52 y un coeficiente de correlación de 0,82, se puede ver un comportamiento muy similar entre ambas temperaturas. Esto se debe a que las tuberías que transportan el gas hacia la entrada de la torre no están insuladas.

La relación de temperatura ambiente y presión del gas amargo en la entrada de la torre contactora es independiente, ver figura 7, con covarianza de -0,65.

La relación existente entre temperatura ambiente y caudal de gas dulce es positiva con una covarianza de 238,30. Se puede decir, que a medida que aumenta la temperatura ambiente, aumenta el caudal de gas dulce que sale en la torre contactora, ver figura 8.

La temperatura ambiente y la temperatura del gas dulce en la salida de la torre contactora, ver figura 9, presenta un comportamiento muy similar al descrito por la temperatura ambiente y de entrada de gas amargo en torre contactora con covarianza de 43,44.

La relación temperatura ambiente y presión de gas dulce en la salida de la torre contactora, presenta una fluctuación similar, con un coeficiente de correlación cercano a cero y covarianza negativa de -0,85, lo que predice un comportamiento inverso en las corridas evaluadas. Figura 10.

La relación temperatura ambiente y concentración de gas dulce en la salida de la torre son dependientes, como se puede observar en la figura 11; la temperatura ambiente aumenta y la concentración de gas dulce aumenta con una covarianza de 68,22. Las variaciones de la concentración pueden variar de acuerdo al galonaje de alcohol para la absorción.

En la siguiente sección se analizarán los efectos que se tienen sobre la concentración de gas dulce en la salida de la torre contactora, con respecto a las variables del proceso.

La figura 12, con caudal de gas amargo en entrada de la torre; aunque guardan relación positiva de 0,22, es muy baja para considerar la influencia sobre la concentración del gas.

En la figura 13 se observa que la temperatura del gas a la entrada de la torre no modifica el comportamiento de la concentración de gas dulce en la salida, con un correlación de 0,25.

La presión de gas amargo en la entrada de la torre tiene una relación negativa de -0,40, aunque la independencia de una y otra variable tienen una covarianza de -115,48. La figura 14 muestra el comportamiento de dichas variables.

El caudal de gas dulce tiene una covarianza de 897,72 sobre la concentración de gas dulce, pero con una relación positiva baja de 0,29. Según la figura 15 puede observarse este comportamiento.

Figura 16: sin relación el efecto de la temperatura en la salida de gas dulce en la torre contactora con covarianza de 95,29 y correlación de 0,34.

El efecto de la presión de salida de gas dulce, tiene una relación de -0,34 y covarianza -81.84 negativa descrita en la figura 17.

La temperatura ambiente juega un papel muy importante, tal y como se observa en la figura 18. Esta relación entre ambas variables es debido al galonaje de amino empobrecido que se regula en la entrada de la torre contactora; se puede ver que, cuando hay bajas en la temperatura ambiente, existe una disminución del caudal que se suministra a la torre para evitar inundaciones del equipo. Esta disminución o aumento del caudal, también provoca fluctuaciones en la concentración de gas dulce en la salida de la torre. Se debe anotar que los movimientos en todo el sistema de válvulas, que no sean neumáticas, son manuales. No existe automatización para la apertura o cierre de estas válvulas. El sistema que se utiliza para control de los equipos, solo es de monitoreo. Debe avisarse a un operador para que ejecute la operación para regular los movimientos en la planta de amino. Esto a su vez ocasiona problemas para regular la presión dentro de todo el sistema de amino, convirtiéndolo en un estado no estacionario.

Por último se obtiene una eficiencia del 99,98% con respecto a la absorción de sulfuro de hidrógeno sobre la concentración de gas amargo en la entrada de la torre contactora.

CONCLUSIONES

1. Se obtiene una reducción drástica en la concentración de sulfuro de hidrógeno en la salida de gas dulce de la torre contactora, el proceso de absorción presenta una eficiencia del 99,98% en el tratamiento con MDEA a contra corriente.
2. La concentración promedio de gas dulce en la salida de la torre es de 82 ppm.
3. El gas obtenido del proceso de absorción no se considera gas dulce, debido a que normas internacionales sitúan un gas dulce por debajo de 4 ppm, pese a la alta eficiencia del proceso.
4. El caudal promedio de entrada para el gas amargo en la torre contactora es de 1 123,261 MPCD. El caudal promedio de gas dulce en la salida de la torre es de 675,752 MPCD. El galonaje promedio de amino en la torre es de 64,78 gpm.
5. La temperatura y presión promedio de operación en el equipo a la entrada de la torre es de 99,17 °F y 47,87 psi, en la salida 104,35 °F y 36,81 psi.
6. La temperatura ambiente no tiene efectos directos sobre el sistema delimitado, los procesos previos y posteriores afectan la operación de la torre contactora y el sistema se comporta como no estacionario.

7. El gas asociado, extraído del yacimiento, se endulza y aprovecha para cogeneración de energía, lo que contribuye a mejorar el proceso extractivo y reduce costos, y que legalmente está respaldado en la Ley y Reglamento General de la Ley de Hidrocarburos.

RECOMENDACIONES

1. El gas endulzado puede ser utilizado en los equipos para generación de energía dentro del campo Xan.
2. El sistema puede volverse estable, con una eficiencia mayor si se incorporan compresores que eleven y mantengan la presión dentro de la torre contactora. Los efectos observados sobre la torre contactora por la variación de la temperatura ambiente pueden ser mitigados con una presión mayor y constante.
3. Establecer un control permanente sobre el caudal de amino empobrecido en la entrada de la torre contactora, proveniente del tanque compensación, cuando existan cambios súbitos de temperatura ambiente o en presencia de lluvia.
4. Si se desea aumentar la producción de gas dulce, debe realizarse un estudio sobre el diseño y capacidad instalada del equipo contactor actual y todo el conjunto de la planta de amino.
5. Al ser una planta única instalada en Guatemala, la planta de amino, puede ser un tema de investigación para otros trabajos de EPS donde pueda evaluarse los diferentes equipos utilizados durante el proceso de endulzamiento.

BIBLIOGRAFÍA

1. American Petroleum Institute. *Manual of Petroleum Measurement Standards. Chapter 11.1 Volume Correction Factors API Standard*. 1980. 2540 p. ISBN-10: 0893640212
2. BARBERII, Efraín. *El pozo ilustrado I y II*. Ediciones PDVSA. Caracas: Ediciones FONCIED, 1998. 651 p.
3. *Enciclopedia de los gases Air Liquide*. [en línea].
<<http://encyclopedia.airliquide.com/encyclopedia.asp?languageid=9&GasID=59&CountryID=19>>. [Consulta: septiembre de 2013].
4. GEANKOPLIS, Christie J. *Procesos de transporte y operaciones unitarias*. 3a ed. México: Continental, 1998. 1024 p. ISBN-968-26-1316-7.
5. Guatemala. *Ley General de Hidrocarburos*. 16 de diciembre de 1983. 121 p.
6. MARTÍNEZ, Marcías J. *Endulzamiento del gas natural*. Venezuela: Ediciones Astro Data, 2001. 390 p. ISBN-980-296-420-4.
7. PERRY, Robert H.; GREEN, Don W. *Perry's Chemical Engineers' handbook*. 7a ed. USA: McGraw-Hill, 1997. 2582 p. ISBN-0-07-049841-5.

8. TREYBAL, Robert E. *Operaciones de Transferencia de Masa*. 2a ed.
México: McGraw-Hill, 1988. 858 p. ISBN-968-6046-34-8.

APÉNDICES

Apéndice 1. Variables de control de gas amargo en entrada de la torre contactora

Corrida	FECHA	HORA	Temperatura ambiente en	Caudal en	Temperatura en °F	Presión en
			(°F)	(Q _A)	(T _{GA})	(P _{GA})
1	01/11/2013	00:00	78	1,068	98	52
2	01/11/2013	02:00	76	1,060	98	50
3	01/11/2013	04:00	76	1,120	96	50
4	01/11/2013	06:00	76	1,190	96	52
5	01/11/2013	08:00	84	1,235	102	54
6	01/11/2013	10:00	92	1,340	110	50
7	01/11/2013	12:00	96	1,240	116	54
8	01/11/2013	14:00	98	1,190	116	52
9	01/11/2013	16:00	96	1,240	114	52
10	01/11/2013	18:00	84	1,250	108	52
11	01/11/2013	20:00	82	1,240	106	52
12	01/11/2013	22:00	80	1,220	105	52
13	02/11/2013	00:00	78	1,275	94	44
14	02/11/2013	02:00	78	1,145	96	58
15	02/11/2013	04:00	76	1,150	94	56
16	02/11/2013	06:00	76	1,200	96	48
17	02/11/2013	08:00	82	1,210	102	56
18	02/11/2013	10:00	94	1,280	110	54
19	02/11/2013	12:00	96	1,316	114	56
20	02/11/2013	14:00	96	960	116	58
21	02/11/2013	16:00	94	986	116	56
22	02/11/2013	18:00	82	1,012	104	35
23	02/11/2013	20:00	80	1,130	102	34
24	02/11/2013	22:00	78	1,011	96	32
25	03/11/2013	00:00	78	1,175	98	40
26	03/11/2013	02:00	78	1,055	92	34
27	03/11/2013	04:00	76	1,096	92	34
28	03/11/2013	06:00	78	1,200	92	38
29	03/11/2013	08:00	84	1,060	96	40

Continuación del apéndice 1.

30	03/11/2013	10:00	90	990	104	44
31	03/11/2013	12:00	94	1,160	108	50
32	03/11/2013	14:00	98	1,120	112	54
33	03/11/2013	16:00	96	1,220	114	44
34	03/11/2013	18:00	82	1,117	100	45
35	03/11/2013	20:00	80	1,183	100	60
36	03/11/2013	22:00	78	1,034	98	50
37	04/11/2013	00:00	78	1,226	94	44
38	04/11/2013	02:00	78	1,180	96	44
39	04/11/2013	04:00	76	1,167	94	44
40	04/11/2013	06:00	78	986	96	46
41	04/11/2013	08:00	84	1,040	100	50
42	04/11/2013	10:00	90	906	112	60
43	04/11/2013	12:00	94	1,120	110	48
44	04/11/2013	14:00	96	1,140	114	50
45	04/11/2013	16:00	90	1,120	118	54
46	04/11/2013	18:00	86	1,208	104	36
47	04/11/2013	20:00	84	1,113	96	34
48	04/11/2013	22:00	82	1,198	96	34
49	05/11/2013	00:00	78	1,090	96	34
50	05/11/2013	02:00	76	1,100	94	36
51	05/11/2013	04:00	74	1,218	94	36
52	05/11/2013	06:00	76	1,020	92	36
53	05/11/2013	08:00	86	1,090	100	38
54	05/11/2013	10:00	92	1,120	106	46
55	05/11/2013	12:00	93	1,132	110	46
56	05/11/2013	14:00	98	1,130	114	44
57	05/11/2013	16:00	88	1,096	110	40
58	05/11/2013	18:00	82	1,038	102	38
59	05/11/2013	20:00	80	1,022	96	36
60	05/11/2013	22:00	78	1,013	98	40
61	06/11/2013	00:00	78	1,076	96	42
62	06/11/2013	02:00	78	1,109	96	40
63	06/11/2013	04:00	78	1,211	96	42
64	06/11/2013	06:00	76	1,070	96	44
65	06/11/2013	08:00	90	960	100	58

Continuación del apéndice 1.

66	06/11/2013	10:00	92	940	114	56
67	06/11/2013	12:00	100	1,164	114	48
68	06/11/2013	14:00	96	1,190	116	44
69	06/11/2013	16:00	94	1,230	114	40
70	06/11/2013	18:00	90	1,056	104	42
71	06/11/2013	20:00	88	763	100	40
72	06/11/2013	22:00	86	1,044	80	38
73	07/11/2013	00:00	78	1,077	88	42
74	07/11/2013	02:00	74	1,131	74	34
75	07/11/2013	04:00	72	937	87	42
76	07/11/2013	06:00	74	1,026	92	48
77	07/11/2013	08:00	77	1,210	96	44
78	07/11/2013	10:00	83	1,320	100	42
79	07/11/2013	12:00	90	1,300	102	40
80	07/11/2013	14:00	94	1,240	114	40
81	07/11/2013	16:00	88	1,230	106	42
82	07/11/2013	18:00	76	1,160	80	34
83	07/11/2013	20:00	74	1,087	90	52
84	07/11/2013	22:00	72	1,115	94	60
85	08/11/2013	00:00	74	1,171	96	58
86	08/11/2013	02:00	72	1,160	96	54
87	08/11/2013	04:00	70	1,141	96	52
88	08/11/2013	06:00	76	1,048	96	50
89	08/11/2013	08:00	80	1,190	96	44
90	08/11/2013	10:00	82	1,320	98	38
91	08/11/2013	12:00	88	1,120	100	40
92	08/11/2013	14:00	98	990	102	44
93	08/11/2013	16:00	82	1,310	104	38

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 2. **Variables de control de gas dulce en salida de la torre contactora**

Corrida	Caudal en MPCD (Q_D)	Temperatura en °F (T_{GD})	Presión en PSIG (P_{GD})	Concentración en ppm (C_{GD})
1	660	102	30	80
2	662	100	30	80
3	670	98	30	70
4	701	98	30	84
5	720	106	34	86
6	730	114	44	100
7	700	116	46	70
8	690	118	50	60
9	733	120	50	45
10	730	116	48	90
11	698	114	48	80
12	696	112	46	70
13	786	102	42	60
14	688	102	48	55
15	676	100	48	46
16	695	100	38	65
17	710	106	39	65
18	730	114	40	81
19	759	118	43	86
20	779	118	43	94
21	796	119	42	82
22	681	108	30	121
23	700	106	30	110
24	698	106	30	100
25	696	105	32	107
26	715	104	30	105
27	716	100	28	100
28	702	101	34	62
29	698	106	36	56
30	740	110	39	60
31	754	114	37	63
32	772	120	37	42

Continuación del apéndice 2.

33	770	121	36	89
34	672	108	41	87
35	688	104	45	50
36	636	102	42	63
37	686	102	37	76
38	671	104	38	84
39	649	102	38	63
40	666	102	41	90
41	720	106	43	69
42	746	110	44	72
43	760	116	40	56
44	769	118	42	96
45	760	122	42	110
46	713	112	33	126
47	716	106	30	105
48	764	104	30	103
49	685	104	29	131
50	670	102	30	57
51	747	102	32	55
52	689	102	32	90
53	696	108	36	102
54	772	114	40	113
55	779	117	39	124
56	786	120	36	139
57	740	117	36	130
58	741	110	32	147
59	721	106	34	118
60	702	104	38	86
61	713	104	37	65
62	696	102	37	86
63	735	102	38	100
64	696	102	39	92
65	710	106	41	98
66	768	118	43	123
67	779	120	40	180
68	786	122	37	186

Continuación del apéndice 2.

69	774	124	34	192
70	645	114	37	181
71	435	110	36	193
72	643	96	32	123
73	695	98	36	94
74	683	94	28	55
75	660	96	36	50
76	676	96	42	73
77	720	98	40	76
78	770	104	38	81
79	782	106	38	96
80	789	110	39	110
81	752	114	39	130
82	715	96	29	92
83	653	98	45	73
84	641	98	45	57
85	690	100	45	75
86	705	100	45	81
87	674	98	44	55
88	710	100	39	90
89	722	106	35	96
90	740	122	32	255
91	736	124	34	260
92	770	126	34	246
93	740	110	32	139

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 3. Caudal de amino pobre en entrada de torre contactora

Corrida	Caudal en gpm (Q_{AP})
1	68
2	68
3	68
4	72
5	72
6	72
7	71
8	71
9	70
10	72
11	70
12	70
13	70
14	70
15	70
16	70
17	68
18	70
19	68
20	69
21	69
22	68
23	68
24	68
25	68
26	68
27	67
28	68
29	69
30	69
31	70
32	69
33	69

Continuación del apéndice 3.

34	68
35	66
36	70
37	71
38	71
39	71
40	70
41	69
42	69
43	69
44	69
45	70
46	68
47	65
48	65
49	64
50	66
51	66
52	68
53	68
54	68
55	68
56	67
57	68
58	68
59	66
60	64
61	64
62	65
63	68
64	68
65	70
66	70
67	68
68	68
69	68

Continuación del apéndice 3.

70	62
71	60
72	62
73	64
74	60
75	62
76	68
77	67
78	67
79	67
80	68
81	68
82	60
83	67
84	64
85	70
86	70
87	69
88	68
89	67
90	65
91	67
92	67
93	68

Fuente: elaboración propia.

ANEXO

1. Análisis de gas ácido



Certificate of Analysis
(Page 1 of 3)

Client : SGS GUATEMALA (SGS GUAT.)	Report No : 200062
Product : Various	SGS File No : 1935287

LIMS No : 200062 - 627683	Lab No : 10 DAY
Sample Description : Sampled on 14-Dec-2009. Sampled by Client. Contained in metal 100 cc cylinder.	✦ 10 DAY ✦
Sample Label : PERENCO GUATEMALA MUESTRA DE GAS ACIDO XAN TEMP: 100F PRESS: 55psig 12/14/09 @ 09:20	Tested On : 1/14/2010

METHOD	TEST	RESULT
ASTM D 3588	Ideal Net Heating Value (Lower)	
	Btu/lb-m	10124
	Btu/cubic foot	934
ASTM D 3588	Ideal Relative Density	
	Ideal Relative Density	1.2085
ASTM D 1945	Component Analysis by Gas Chromatography	
	Nitrogen	0.72 Mol%
	Oxygen	0.06 Mol%
	Carbon Monoxide	<0.01 Mol%
	Carbon Dioxide	19.46 Mol%
	Hydrogen	0.01 Mol%
	Methane	21.13 Mol%
	Ethane	5.51 Mol%
	Ethylene	<0.01 Mol%
	Propane	8.59 Mol%
	Propylene	<0.01 Mol%
	Isobutane	1.08 Mol%
	n-Butane	2.71 Mol%
	1-Butene	<0.01 Mol%
	Isobutylene	<0.01 Mol%
	trans-2-Butene	<0.01 Mol%
	cis-2-Butene	<0.01 Mol%
	1-3-Butadiene	<0.01 Mol%
	Propadiene	<0.01 Mol%
	MAcetylene	<0.01 Mol%
	Isopentane	0.78 Mol%
	n-Pentane	0.89 Mol%
	Hexane and Heavier	1.27 Mol%
	H2S	37.79 Mol%

Precision parameters apply to the determination of above test results. Also refer to ASTM D 3244-9702, IP 36796 and appendix E of IP standard methods for analysis and testing for utilization of test data to determine conformance with specifications.

Date printed: 01/29/2010 © Copyright SGS-LOGC 2004

SGS North America Inc.	Oil, Gas & Chemicals Services 1201 W 8th Street Deer Park, TX 77528 TEL: (281) 478-7170 FAX: (281) 478-2734
------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Fuente: campamento Xan, Perenco Guatemala.

