

**ESTUDIO TÉCNICO – ECONÓMICO PARA LA REDUCCIÓN DE EMISIONES
FUGITIVAS DE METANO EN UNA ESTACIÓN DESHIDRATADORA DE GAS
UBICADA EN LA GUAJIRA (COLOMBIA)**

CARLOS FERNANDO LEÓN AVELLANEDA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS
BUCARAMANGA**

2015

**ESTUDIO TÉCNICO – ECONÓMICO PARA LA REDUCCIÓN DE EMISIONES
FUGITIVAS DE METANO EN UNA ESTACIÓN DESHIDRATADORA DE GAS
UBICADA EN LA GUAJIRA (COLOMBIA)**

CARLOS FERNANDO LEÓN AVELLANEDA

Monografía para optar al título de Especialista en Ingeniería del Gas

Director:

**JUAN MANUEL ORTIZ AFANADOR
Especialista en Ingeniería del Gas**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS
BUCARAMANGA**

2015

DEDICATORIA

Emiliano llegó y con él la esperanza de una vida diferente, llena de felicidad con mi naciente familia, al lado del amor de mi vida, Laura.

Mis padres por años dedicaron sus esfuerzos casi inhumanos para permitirme estar hoy aquí.

Para ellos, está dedicado este trabajo, pues son luz en días oscuros y brújula a seguir cuando estoy perdido.

AGRADECIMIENTO

A Juan Manuel por sus valiosos aportes en la construcción de este trabajo.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	15
1. ASPECTOS GENERALES.....	17
1.1. DESCRIPCIÓN DE LA ESTACIÓN EN ESTUDIO.....	17
1.1.1. Punto de entrada.	19
1.1.2. Etapa de deshidratación de gas.....	20
1.1.3. Bombeo de Glicol.....	20
1.1.4. Separador de líquidos.....	21
1.1.5. Proceso de Regeneración.....	21
1.2. ESPECIFICACIONES DEL SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN	22
1.3. ESPECIFICACIONES DE GAS Y PROCESO	24
2. LA DESHIDRATACIÓN Y LAS EMISIONES FUGITIVAS DEL PROCESO	26
2.1. GENERALIDADES DE LA DESHIDRATACIÓN	26
2.1.1. Deshidratación por Absorción.	27
2.2. TÉCNICAS DE DETECCIÓN DE EMISIONES FUGITIVAS	28
2.2.1. Método Basado En Hardware: Óptico.....	30
2.2.1.1. Métodos Ópticos Pasivos.....	30
2.3. INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DIRIGIDO – I&MD	31
2.4. CONTROL DE EMISIONES FUGITIVAS.....	32
2.4.1. En el Proceso de Deshidratación.....	32
2.4.1.1. Dispositivos Neumáticos	33
2.4.1.2. Bombas de Circulación de Glicol.	34
2.4.1.3. Venteos en el Procesos de Deshidratación.	35
2.4.1.4. Unidades de Recuperación de Vapor	36
3. RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO DE DATOS	38

3.1. DETECCIÓN Y MEDICIÓN DE LAS PRINCIPALES FUENTES DE EMISIONES FUGITIVAS MEDIANTE LA METODOLOGÍA I&MD EN LAS INSTALACIONES	38
4. PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS PARA LA ELIMINACIÓN/REDUCCIÓN DE EMISIONES FUGITIVAS EN LA ESTACIÓN DE DESHIDRATACIÓN Y SU ANÁLISIS COSTO/BENEFICIO.....	42
4.1. MANTENIMIENTO CORRECTIVO	43
4.2. CAMBIO ANTICIPADO DE COMPONENTES	48
4.3. RECONVERSIÓN TECNOLÓGICA.....	53
4.3.1. Comparación de Bombas de Glicol Pv Impulsadas por Gas Contra las Eléctricas.	55
4.3.1.1. Bombas Eléctricas.	59
4.3.1.2. Determinación de la viabilidad técnico – económica para el cambio del sistema de bombeo de impulsión por presión a eléctrico.	61
4.3.1.2.1. Determinación de Disponibilidad para l Fuente de Electricidad	61
4.3.1.2.2. Selección y Dimensionamiento de la Bomba Requerida de Acuerdo con la Condición de Operación.....	63
4.3.1.2.3. Determinación de Inversión y Costos de O&M.	66
4.3.2. Implementación de Unidades de Recuperación de Vapor (URV).	70
4.3.3. Sistemas de Deshidratación de “Cero” Emisiones.....	73
5. CONCLUSIONES	75
6. RECOMENDACIONES.....	78
BIBLIOGRAFIA.....	80

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Parámetros de operación de la Estación Deshidratadora	18
Tabla 2. Especificaciones de la Torre Contactora.....	22
Tabla 3. Especificaciones del Regenerador.....	23
Tabla 4. Especificaciones de la Bomba de glicol	23
Tabla 5. Especificaciones del Separador de líquidos flash	23
Tabla 6. Especificaciones del Sistema de Filtración	24
Tabla 7. Especificaciones de calidad de gas	24
Tabla 8. Cromatografía Gas Chuchupa	25
Tabla 9. Condiciones operacionales	25
Tabla 10. Inventario de emisiones fugitivas de las Estación Deshidratadora de Gas, con sus principales fuentes	41
Tabla 11. Valores de referencia técnico – económicos.....	43
Tabla 12. Equipos/componentes para mantenimiento correctivo.....	44
Tabla 13. Costos de Mantenimiento correctivo para actividades planteadas	45
Tabla 14. Costos anualizados y retorno de la inversión por mantenimiento	46
Tabla 15. Equipos/componentes para cambio	48
Tabla 16. Costos por cambio de componentes para actividades planteadas	50
Tabla 17. Costos anualizados y retorno de la inversión por cambio de componentes anticipado	51
Tabla 18. Especificaciones técnicas del Generador Eléctrico.....	63
Tabla 19. Costos anualizados y retorno de la inversión por reconversión tecnológica sistema de bombeo (USD).....	70
Tabla 20. Estimación de emisiones basado en la composición del gas.....	72

Tabla 21. Costos anualizados y retorno de la inversión por implementación de
URV (USD)73

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Diagrama de Flujo del proceso de deshidratación de la Estación Deshidratadora	17
Figura 2. Clasificación de las técnicas de detección de fugas basadas en su naturaleza técnica.....	30
Figura 3. Proceso de deshidratación con recuperación de vapor	36
Figura 4. Distribución del porcentaje de emisiones en las instalaciones del Sistema.....	39
Figura 5. Participación según componente/equipo.	42
Figura 6. Esquema de la bomba de glicol a gas	57
Figura 7. Bomba eléctrica Kimray para Glicol	60
Figura 8. Diagrama de contenido de agua en gas natural de McKEtta y Wehe.....	65
Figura 9. Sistema de Deshidratación de “cero emisiones”	74

LISTA DE IMÁGENES

	Pág.
Imagen 1. Ubicación de la Estación de Deshidratación	19
Imagen 2. Válvula de entrada con actuador	19
Imagen 3. Torre contactora del tren de deshidratación No. 1	20
Imagen 4. Bomba de glicol	21
Imagen 5. Etapa de regeneración de glicol.....	22
Imagen 6. Corrección conexiones roscadas/tubing en regenerador	46
Imagen 7. Cambio empaques condensador	47
Imagen 8. Corrección emisiones en conexión roscada.....	47
Imagen 9. Corrección fugas en conexiones roscadas/tubing de regenerador	47
Imagen 10. Cambio de la PSV del proceso de regeneración	51
Imagen 11. Cambio de la PSV del proceso de regeneración	51
Imagen 12. Cambio de la válvula reguladora de presión del rehervidor	52
Imagen 13. Cambio de la válvula reguladora de presión del rehervidor	52
Imagen 14. Cambio indicador de nivel del proceso de regeneración.....	52
Imagen 15. Cambio indicador de nivel del sistema de filtración	53
Imagen 16. Cambio indicador de nivel del scrubber	53
Imagen 17. Proceso de regeneración de la Estación y venteo de columna de despojo/Still.....	54
Imagen 18. Detección de la emisión fugitiva en el proceso de regeneración, captado por la cámara de detección óptica – infrarroja	55
Imagen 19. Planta de Generación Eléctrica de la Estación de Deshidratación	62

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO TÉCNICO – ECONÓMICO PARA LA REDUCCIÓN DE EMISIONES FUGITIVAS DE METANO EN UNA ESTACIÓN DESHIDRATADORA DE GAS UBICADA EN LA GUAJIRA (COLOMBIA)*

AUTOR: CARLOS FERNANDO LEÓN AVELLANEDA **

PALABRAS CLAVE: Deshidratación de gas natural, emisiones fugitivas, GEI, Inspección y Mantenimiento Dirigido.

DESCRIPCIÓN:

El presente trabajo de monografía presenta la recopilación de las diferentes alternativas estudiadas para la corrección y mitigación de las principales fuentes de emisión de metano en una estación deshidratadora de gas ubicada en La Guajira, y que contemplan principalmente: mantenimiento correctivo, reemplazo de componentes, actualización y reconversión tecnológica, selección de componentes y/o equipos, y finalmente, los costos estimados para cada alternativa propuesta así como su correspondiente análisis costo – beneficio de los cambios propuestos para el proceso.

El método usado para la determinación de las principales fuentes de emisión de metano en la estación fue el óptico (mediante detección con una cámara infrarroja), con el cual se logró clasificar las diferentes emisiones fugitivas de acuerdo al proceso y a su caudal, a partir de lo cual se definió su equivalencia en Dióxido de Carbono, lo que permitió estandarizar la afectación potencial, y así definir las fuentes críticas.

Finalmente, sumado a las alternativas planteadas, se recomienda establecer un programa de Inspección y Mantenimiento Dirigido (para la medición de emisiones fugitivas de metano) dentro de los programas de mantenimiento de la estación, que permitan hacer un seguimiento continuo dentro de la operación de la planta y la establecer la efectividad de las alternativas que sean ejecutadas.

* Monografía

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Juan Manuel Ortiz Afanador

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL & ECONOMIC REVIEW TO FUGITIVE METHANE EMISSION REDUCTIONS FROM DEHYDRATION GAS STATION LOCATED IN LA GUAJIRA (COLOMBIA)*

AUTHOR: CARLOS FERNANDO LEÓN AVELLANEDA **

KEYWORDS: dehydration of natural gas, fugitive methane emissions, GHG, Directed Inspection & Maintenance

DESCRIPTION:

This paper shows a compilation of different alternatives studied for correction and mitigation of main sources of fugitive methane emissions in a dehydration natural gas station located in La Guajira, which include mainly: corrective maintenance, replacement of components and technological upgrade, components and equipments selection and finally, the estimated costs for each alternative and its costs vs benefit analysis from proposed changes to process.

Used method to determine the main sources of methane emissions in the station was the optical (infrared camera detection), classified as a hardware - optical - passive method, with which it was possible to classify different fugitive emissions according to the process and its flow rate, from which is defined with its equivalent in carbon dioxide (in terms of environmental impact) that allowed us to standardize the potential affectation, and define critical sources.

Finally, added to alternatives proposed, it is recommended to establish a Directed Inspection & Maintenance Program (to measure fugitive methane emissions) within the plant maintenance programs, allowing continuous monitoring within operation and establish the effectiveness of the alternatives to be executed.

* Monograph

** School of Physic-Chemical Engineering. Gas Engineering Specialization. Director: Juan Manuel Ortiz Afanador

INTRODUCCIÓN

En la industria de *Oil & Gas*, durante los últimos tiempos se han generado iniciativas tendientes a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero – GEI, como base de sus políticas de responsabilidad empresarial y desarrollo sostenible del negocio. Es así como empresas del sector, participan activamente con su modelo de Responsabilidad Global, enmarcados en la iniciativa del Pacto Global de las Naciones Unidas y el cumplimiento de sus diez principios.

Estas empresas, llevan a cabo actividades encaminadas al cumplimiento de estos principios. Es así como en el año 2012, se inicia un proceso con el objetivo de gestionar y reducir emisiones de GEI, especialmente de metano que tiene un potencial de calentamiento global *GWP* relativo al CO₂ de 25 para un horizonte de 100 años, partiendo de la medición de emisiones del sistema de transporte de gas para el cual está en servicio la estación en estudio.

El objetivo de la medición, es el de evidenciar las principales fuentes de emisiones fugitivas y cuáles son las fuentes derivadas de la operación normal, de actividades de mantenimiento rutinario, o de condiciones de operación anormal.

Según lo evidenciado en campo, se determinó que estas emisiones principalmente se ubicaban en la Estación deshidratadora de gas, y sus diferentes procesos constitutivos: sistema de regeneración, separación flash, calentamiento, filtración, torre contactora y recolección de condensados, debido principalmente al uso del propio gas natural dentro del proceso de deshidratación (p.e., *stripping gas*).

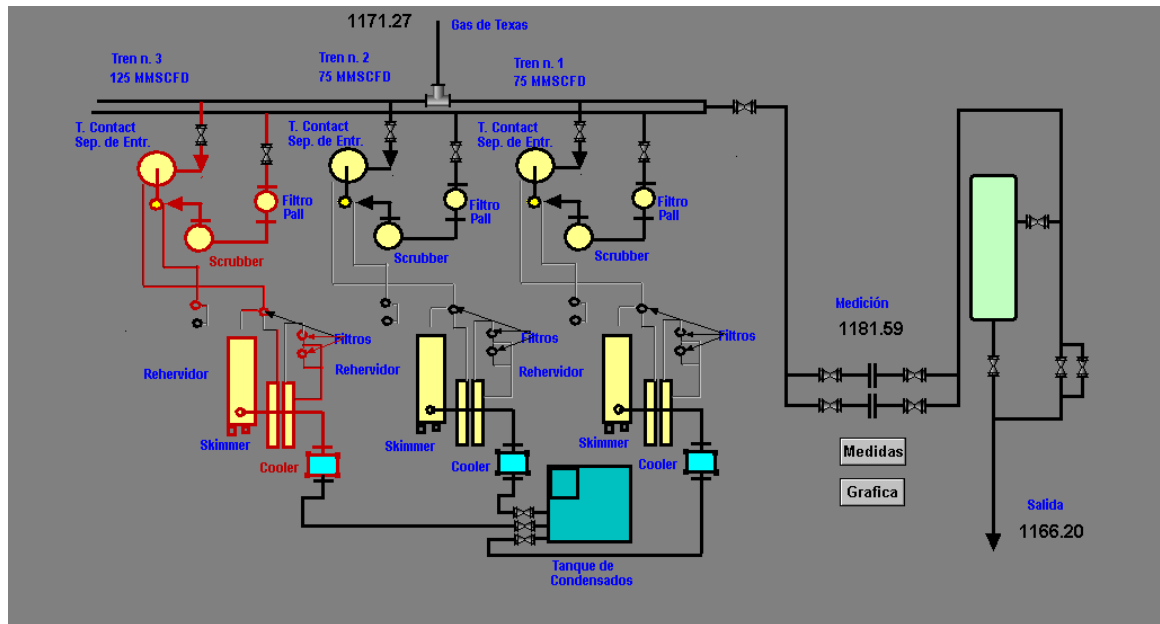
De continuar con la situación anteriormente mencionada, no se cumpliría con el objetivo de gestionar y reducir las emisiones de GEI, principalmente de metano, además se incurriría en la pérdida de oportunidad de optimización de proceso.

1. ASPECTOS GENERALES

1.1. DESCRIPCIÓN DE LA ESTACIÓN EN ESTUDIO

La Estación Deshidratadora de Gas, ubicada en la Guajira, está conformada por tres módulos con capacidad de 75 MMPCD cada uno, para una capacidad total de la planta de 225 MMPCD. La Planta, mostrada esquemáticamente en la Figura 1, consta de: separador de entrada, torre contactora, intercambiador de calor, separador de salida, filtro de sólidos, filtro de carbón activado, condensador regenerador, bombas de inyección, tuberías e instrumentación. Los parámetros de operación se muestran en la Tabla 1.

Figura 1. Diagrama de Flujo del proceso de deshidratación de la Estación Deshidratadora



Fuente: Operador

Tabla 1. Parámetros de operación de la Estación Deshidratadora

PARÁMETRO	POR MÓDULO	
PRESIÓN MÁXIMA DE ENTRADA	1200 psig	8275 kPa
PRESIÓN MÍNIMA DE ENTRADA	500 psig	3450 kPa
TEMPERATURA MÁXIMA DE ENTRADA	100 F	38 C
TEMPERATURA MÍNIMA DE ENTRADA	77 F	25 C
CAUDAL MÁXIMO	75 MMPCD	2123762,7 m3/d
CAUDAL MÍNIMO	22,5 MMPCD	637128,8 m3/d
CAÍDA DE PRESIÓN MÁXIMA	30 psig	240 kPa
PRESIÓN DE OPERACIÓN MÁXIMA	1200 psig	8275 kPa
PRESIÓN DE DISEÑO	1440 psig	9930 kPa
PUNTO DE ROCÍO A LA PRESIÓN MÁXIMA		(10 C)
HUMEDAD DEL GAS MÁXIMA A LA SALIDA	4 lb de H2O/MMPC	65 mg/m3
TEMPERATURA DEL REHERVIDOR	375 F a 400 F	190 C a 204 C

Fuente: Operador

La Planta se encuentra ubicada en el corregimiento de El Pájaro, en el municipio de Manaure (La Guajira). En este punto, se recibe el gas húmedo proveniente de los campos de Chuchupa, y se entrega deshidratado al Sistema Nacional de Transporte (Imagen 1).

Imagen 1. Ubicación de la Estación de Deshidratación



Fuente: Operador

1.1.1. Punto de entrada. En la imagen 2 se observa la válvula de entrada, en donde bajo condiciones operativas promedio, se reciben aproximadamente 140 MMPCD, para iniciar el proceso de deshidratación en la Estación.

Imagen 2. Válvula de entrada con actuador



Fuente: Operador

1.1.2. Etapa de deshidratación de gas. El gas entra inicialmente a un filtro coalescente y un *scrubber* para retención de líquidos e impurezas sólidas antes de pasar a las torres contactoras, en las cuales el gas asciende a través de los platos de burbujeo, entrando en contacto con el glicol pobre para el proceso de transferencia de masa.

El gas pobre (deshidratado) sale por la parte superior de la torre, y pasa a un intercambiador de calor en contraflujo para transferencia de calor con el glicol pobre, buscando el enfriamiento del fluido absorbedor. Finalmente, el gas se dirige hacia el sistema de medición, donde se contabiliza y se transfiere al Transportador como Gas Ventas. En la Imagen 3 se observa la Torre contactora uno de los trenes de deshidratación.

Imagen 3. Torre contactora del tren de deshidratación No. 1



Fuente: Operador

1.1.3. Bombeo de Glicol. El flujo de glicol rico que sale de la torre contactora, se dirige hacia el rehervidor donde se realiza el proceso de regeneración y sale como glicol pobre hacia una bomba impulsada por gas natural a alta presión, la cual

consta de unos pistones impulsados con gas para conducir el glicol pobre hacia la cima de la torre contactora (Imagen 4).

Imagen 4. Bomba de glicol



Fuente: Operador

1.1.4. Separador de líquidos. Para hacer más eficiente el proceso, el glicol rico pasa por un separador (*flash tank*), en el cual se remueven gases arrastrados en la torre.

1.1.5. Proceso de Regeneración. Por último, como ya se había mencionado anteriormente, se encuentra la etapa de regeneración, en la cual el glicol rico es despojado del vapor de agua removido del gas natural, mediante procesos de transferencia de calor, separación e inyección de gas de despojo (*stripping gas*), que para el caso de estudio se considera como una fracción del gas venta (Imagen 5).

Imagen 5. Etapa de regeneración de glicol



Fuente: Operador

1.2. ESPECIFICACIONES DEL SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN

El sistema fue diseñado y construido en 1992. En las tablas 2 a 6 se encontrarán las especificaciones del sistema de deshidratación:

Tabla 2. Especificaciones de la Torre Contactora

Fabricante	<i>Sivalls Inc</i>
Modelo	DHT – 6014 – TI – 8 – T
Diámetro torre contactora	60" (1,5 m)
Capacidad nominal	91 MMPCD (2,6 m ³ /d)
Presión de Operación	1200 psig (8275 kPa)
Presión de Diseño	1440 psig (9930 kPa)
Densidad relativa del gas	0,68
Temperatura de entrada	100 F (38 C)
Contenido requerido de agua a la salida	4 lb de H ₂ O/MMPC (65 mg/m ³)

Fuente: Manual de Operación

Tabla 3. Especificaciones del Regenerador

Fabricante	<i>Sivalss Inc</i>
Modelo	GCR – 750 – 2 (450) – T2
Capacidad	750000 BTU/hr (220 kW)
Pirotubos	8000 BTU/hr*ft ² (0,06 MJ/s)
Rehervidor	36" x 15' (0,91 m x 4,57 m)
Tanque de almacenamiento de glicol pobre (<i>surge drum</i>)	36" x 10' (0,91 m x 3,05 m)
Intercambiador de calor Glicol Rico/Glicol Pobre	12,75" x 12' (0,32 m x 3,66 m)

Fuente: Manual de Operación

Tabla 4. Especificaciones de la Bomba de glicol

Fabricante	<i>Kimray</i>
Modelo	45015 - PV

Fuente: Manual de Operación

Tabla 5. Especificaciones del Separador de líquidos *flash*

Fabricante	<i>Sivalss Inc</i>
Modelo	H – 3607
Tipo	Horizontal de tres fases, 36" x 7' (0,91 m x 2,13 m)

Fuente: Manual de Operación

Tabla 6. Especificaciones del Sistema de Filtración

Fabricante	<i>PECO</i>
Modelo	F4 – 84 – 336 (3" x 36") y FC4 – 84 – 336 (3" x 36") (0,06 m x 0,91 m)

Fuente: Manual de Operación

1.3. ESPECIFICACIONES DE GAS Y PROCESO

Según establece la Comisión de Regulación de Energía y Gas en el Reglamento Único de Transporte (Resolución 071 de 1999), se definen las especificaciones en las cuales el Agente debe entregar al Transportador en el Punto de Entrada del Sistema de Transporte, tal y como se muestra en la Tabla 7:

Tabla 7. Especificaciones de calidad de gas

ESPECIFICACIONES	SISTEMA INTERNACIONAL	SISTEMA INGLÉS
Máximo Poder Calorífico (<i>GHV</i>)	42,8 MJ/m ³	1150 BTU/PC
Mínimo Poder Calorífico (<i>GHV</i>)	35,4 MJ/m ³	950 BTU/PC
Contenido de líquido	libre	libre
Contenido total de H ₂ S máximo	6 mg/m ³	0,25 grano/100 PCS
Contenido total de azufre máximo	23 mg/m ³	1,0 grano/100 PCS
Contenido de CO ₂ , máximo en % volumen	2%	2%
Contenido de N ₂ , máximo en volumen	3%	3%
Contenido de inertes máximo en % volumen	5%	5%
Contenido de O ₂ , máximo en % volumen	0,10%	0,10%
Contenido máximo de vapor de agua	97 mg/m ³	6,0 lb/MMPCS
Temperatura de entrega máximo	49 C	120 F
Temperatura de entrega mínimo	7,2 C	45 F
Contenido máximo de polvos y material en suspensión	1,6 mg/m ³	0,7 grano/1000 PC

Fuente: Res CREG 054 de 2007

El gas natural procesado cuenta con las siguientes especificaciones (después de deshidratado), de acuerdo a su cromatografía (Tabla 8):

Tabla 8. Cromatografía Gas Chuchupa

	PODER CALORÍFICO DEL GAS (BTU/PC)	GRAVEDAD ESPECÍFICA	DENSIDAD (Lbm/PC)	COMPOSICIÓN DEL GAS (%)									
				N2	CO2	C1	C2	C3	I-C4	N-C4	I-C5	N-C5	C6+
La Guajira	0,997	0,565	0,042	1,507	0,078	98,061	0,258	0,048	0,017	0,007	0,006	0,002	0,0017

Fuente: Operador

Las condiciones de operación del proceso promedio/mes, son las mostradas en la Tabla 9.

Tabla 9. Condiciones operacionales

DESCRIPCIÓN (Promedio mes)	MINIMO		MAXIMO		TREN 1		TREN 2		TREN 3	
	Temperatura del Gas Entrada Torre	70 F	21 C	100 F	38 C	81 F	27 C	82 F	28 C	86 F
Presión del Gas de Entrada a la Torre	800 PSI	5516 kPa	1200 PSI	8274 kPa	970 PSI	6688 kPa	1016 PSI	7005 kPa	1051 PSI	7246 kPa
Temperatura del Rehervidor	380 F	193 F	395 F	202 F	387 F	197 F	382 F	194 C	391 F	199 C
Contenido de vapor de agua			< 6,0 lb/PC	< 97 mg/m3	4,54 lb/PC	73 mg/m3	4,54 lb/PC	73 mg/m3	4,54 lb/PC	73 mg/m3

Fuente: Operador

2. LA DESHIDRATACIÓN Y LAS EMISIONES FUGITIVAS DEL PROCESO

2.1. GENERALIDADES DE LA DESHIDRATACIÓN

La deshidratación es el proceso utilizado para eliminar el agua del gas natural¹ y es necesario para:

- Evitar la formación de hidratos y la condensación de agua en las facilidades de procesamiento y transporte.
- Cumplir con una especificación de contenido de agua (6 lb de H₂O/MMPC, De acuerdo a lo establecido en el RUT para el transporte de gas en Colombia).
- Evitar la corrosión, principalmente ante la presencia de CO₂ y H₂S.

El gas natural tal como está en la naturaleza contiene muchos contaminantes, el más común de ellos es el agua. Cuando un volumen de gas sale a la superficie para su procesamiento y finalmente transporte por tuberías, en el pozo ocurre, naturalmente, una reducción en presión y temperatura. Esto reduce la capacidad de absorción del gas natural para contener vapor de agua y el agua libre se condensa. El gas natural se encuentra saturado con vapor de agua a la temperatura y presión a la cual es producido, es necesario remover este vapor para prevenir la condensación del agua en el Sistema de Transporte y también para cumplir los requerimientos de contrato. Esta condensación puede resultar en pérdidas en eficiencia del flujo o la formación de hidratos que pueden llegar a detener el flujo completamente debido a la obstrucción de tuberías.

¹ GAS PROCESSORS SUPPLIERS ASSOCIATION. *Engineering Data Book, FPS, Volumes I&II, Sections 1-26. 12a Ed. United States of America. 2004, 20-1 p.*

Por consiguiente, para satisfacer especificaciones del gas y prevenir la formación de hidratos, es necesario llevar a cabo la deshidratación del gas natural. Previamente el agua condensada es removida por medios adecuados de separación, aguas arriba del sistema de deshidratación.

La deshidratación del gas natural es la remoción del agua en estado vapor que está asociada con el gas. La cantidad de agua removida depende sobre todo de los requerimientos técnicos, normativos, contractuales, limitaciones económicas y el tipo de deshidratación usado².

2.1.1. Deshidratación por Absorción. La absorción es un fenómeno de transferencia de masa desde una fase gaseosa hacia una fase líquida; Uno de los métodos más antiguos técnicamente probado, consiste en utilizar un líquido higroscópico (GLICOL en la mayoría de los casos) para disminuir el punto de rocío de las corrientes gaseosas. Una variedad de químicos pueden absorber el vapor de agua del gas. No obstante, muy pocos cumplen los requisitos para un adecuado proceso: Ser altamente higroscópico, no ser corrosivos, no formar precipitados con los constituyentes del gas, ser fácilmente regenerados a altas concentraciones, ser poco solubles en hidrocarburos, y ser relativamente estables en presencia de compuestos sulfurados y dióxido de carbono a condiciones de operación normal.

La deshidratación del gas natural con soluciones de glicol es atractiva por la confiabilidad de la operación, simplicidad de los equipos y bajos costos de los químicos y servicios. Existen muchos tipos de glicoles, pero los más utilizados en

² ROJAS SOLIS, Azucena de las N. Estudio y optimización del sistema de deshidratación del gas natural con Trietilén Glicol (TEG) en la planta de procesamiento de gas Malvinas. Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica, Universidad Nacional de Ingeniería, Lima, Perú. 2006.

la deshidratación del gas natural son: el etilenglicol (EG o MEG), dietilenglicol (DEG) y trietilenglicol (TEG), que por ser el que tiene mayor resistencia y mayor eficiencia es el más utilizado de los tres.

2.2. TÉCNICAS DE DETECCIÓN DE EMISIONES FUGITIVAS

Un estudio realizado por *Murway y Silea (2012)*³, considera varios criterios para la clasificación de las técnicas de detección, algunos de los cuales son: la cantidad de intervención humana necesaria, la magnitud física medida y la naturaleza técnica del método. Si se considera el grado de intervención del ser humano para llevar a cabo la detección, se distinguen tres categorías:

- Detección automatizada - sistemas de monitoreo completos que, pueden reportar la detección de una fuga de gas, sin la necesidad de un operador, una vez que se ha instalado (por ejemplo, fibra óptica o cable sensores).
- Detección semi-automática - soluciones que necesitan una cierta cantidad de entradas o de ayuda en la realización de algunas tareas (por ejemplo, estadística o los métodos de procesamiento de señales digitales).
- Detección manual - sistemas y dispositivos que sólo pueden ser operados directamente por una persona (por ejemplo, cámaras termográficas o dispositivos *LIDAR*).

Si la clasificación usada es según la medición de una magnitud física, existen varios parámetros usados: tasa acústica, flujo, presión, toma de muestras de gas,

³ MURVAY, PF and SILEA, I. A survey on gas leak detection and localization techniques. Department of Automatics and Applied Informatics, Faculty of Automatics and Computers, "Politehnica" University of Timisoara, Bd. Vasile Parvan 2, Timisoara, Romania. 2012. 2 p.

la óptica y, a veces una mezcla de éstos. Un ejemplo está disponible en relación con los métodos ópticos de detección. Debido a la gran variedad de estas soluciones de detección, las tecnologías pueden clasificarse en métodos ópticos y no ópticos (Batziias, F., Siontorou, C., & Spanidis, P.-M. 2011⁴; Sivathanu, 2003⁵).

Algunos autores encajan las tecnologías en dos grandes métodos: directos e indirectos (Folga, S M, 2007⁶; Liu, J., Yao, J., Gallaher, M., Coburn, J., & Fernandez, R. 2008⁷). La detección directa se realiza mediante el patrullaje a lo largo de las instalaciones usando cualquier método de inspección visual o dispositivos manuales para la medición de emanaciones de gas. Gracias a los avances tecnológicos ahora es común el uso de helicóptero o avión dotado de dispositivos ópticos, especial para tuberías de gran longitud (Liu et al., 2008). Los métodos indirectos detectan fugas midiendo el cambio de ciertos parámetros de operación de la tubería tales como caudal y la presión.

Quizás la forma más común de clasificar los métodos de detección de fugas es en función de su naturaleza técnica (Scott & Barrufet, 2003⁸), podemos distinguir dos categorías principales: métodos basados en hardware y software. Aunque no se presentan a menudo en la literatura reciente como una categoría aparte, hay una tercera clase que cubre los llamados métodos no técnicos que se muestran en la Figura 2 (Murvay y Silea, 2012), y hace referencia a los métodos sensoriales (visión, olfato, audición, tacto) de los operadores que realizan patrullajes sobre los derechos de vía o en las instalaciones, o la aplicación de sustancias, soluciones o aguas jabonosas.

⁴ BATZIAS, F., SIONTOROU, C., & SPANIDIS, P.-M. *Designing a reliable leak bio-detection system for natural gas pipelines. Journal of Hazardous Materials*, 186, 35 - 58. 2011

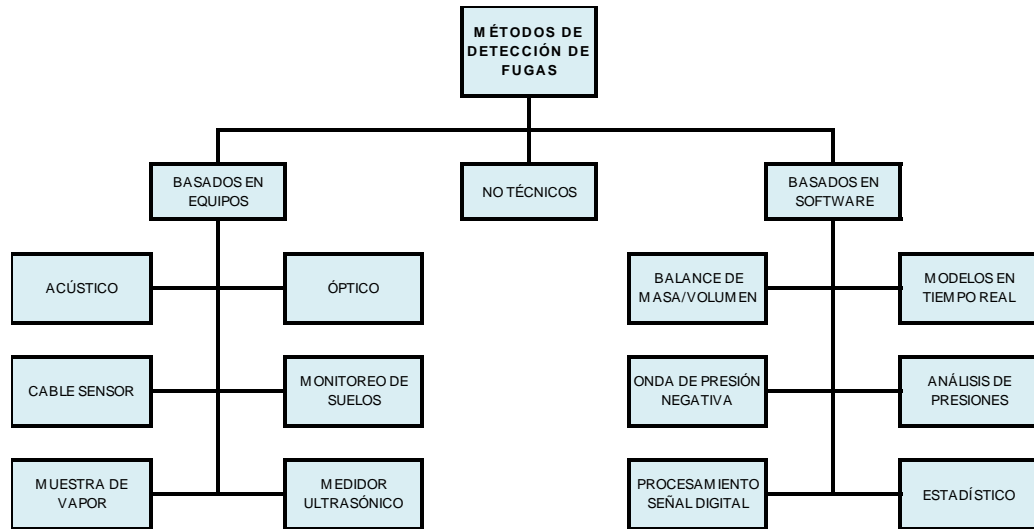
⁵ SIVATHANU, Y. . *Natural gas leak detection in pipelines. Tech. rep. EnUrga Inc..2003*

⁶ FOLGA, S. M. *Natural gas pipeline technology overview. Tech. rep.Argonne National Laboratory. Noviembre 2007*

⁷ LIU, J., YAO, J., GALLAHER, M., COBURN, J., & FERNANDEZ, R. *Study on methane emission reduction potential in China's oil and natural gas industry. (Tech. rep). April 2008.*

⁸ SCOTT, S., & BARRUFET, M.. *Worldwide assessment of industry leak detection capabilities for single & multiphase pipelines. Tech. rep. Dept. of Petroleum Engineering, Texas A&M University. 2003*

Figura 2. Clasificación de las técnicas de detección de fugas basadas en su naturaleza técnica.



Fuente: Murvay, PF and Silea, I. 2012

2.2.1. Método Basado En Hardware: Óptico. Los métodos ópticos utilizados para la detección de fugas se pueden dividir en dos categorías (Reichardt, Devdas, Kulp, y Einfeld, 2002⁹): pasiva o activa. Los métodos activos requieren iluminar el área explorada usando una fuente de radiación, mientras que los métodos pasivos no requieren una fuente y solo requiere la radiación emitida por el gas. Algunos de los beneficios generales de la utilización de métodos ópticos son su portabilidad, detección remota y capacidad de localización de fugas.

2.2.1.1. Métodos Ópticos Pasivos: Como ya se ha señalado, la principal diferencia entre el monitoreo pasivo y activo es que la vigilancia pasiva no requiere una fuente de radiación. Esto es una ventaja ya que significa un cierto ahorro en

⁹ REICHARDT, T., DEVDAS, S., KULP, T., & EINFELD, W.. Evaluation of active and passive gas imagers for transmission pipeline remote leak detection. (Tech. rep). 2002.

costos. Sin embargo, tiene que ser compensado con más rendimiento en los detectores y generadores de imágenes que son costosos. Hay varios tipos de sistemas de detección de fugas de pasivos: imágenes térmicas, imágenes multiespectrales y de radiometría.

2.3. INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DIRIGIDO – I&MD

Las inspecciones de emisiones fugitivas se desarrollan siguiendo la Metodología “Inspección y mantenimiento Dirigido” I&MD, que consiste en cinco (5) actividades principales, de las cuales las tres primeras se realizan directamente en cada una de las instalaciones operativas del gasoducto y las otras actividades se realizan durante la fase de análisis de resultados¹⁰:

- **Detección:** Esta actividad se realiza con la cámara infrarroja para visualización de emisiones de Compuestos Orgánicos Volátiles (COV), que permite encontrar fuentes de emisiones de manera práctica, a distancia y no invasiva, incluso en componentes que por su altura o ubicación restringida no son fácilmente asequibles. Igualmente, la cámara infrarroja permite el registro en video de las emisiones encontradas.
- **Medición:** Esta actividad se realiza con un muestreador de alto caudal, que permite tener una indicación del caudal de metano. Con esta tecnología se puede medir fácilmente una gran cantidad de componentes, incluyendo válvulas, bridas, venteos, uniones roscadas, de *tubing*, etc. con un resultado

¹⁰ ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY EPA - AIR AND RADIATION. *Directed Inspection and Maintenance at Gate Stations and Surface Facilities. EPA430-B-03-007. United States of America. October 2003*

más confiable que con las metodologías tradicionales, como por ejemplo el Método 21 de la *U.S. EPA*.

- Registro y Etiquetado: Una vez detectada y cuantificada la fuga, se procede a etiquetar la fuente por razones de seguridad, y registrarla en un formato apropiado, incluyendo datos como: fecha y hora, ubicación, tipo de componente, y caudal de fuga medido. Esto permite su posterior ubicación para seguimiento y reparación.
- Cálculo de ahorros potenciales de gas, y las emisiones de GEI generadas: A partir del caudal instantáneo medido, se estima el volumen potencial liberado anualmente en el gasoducto o facilidad, así como el ahorro potencial y las emisiones totales que se producen.
- Estrategias de reducción y mitigación: Una vez detectadas las fuentes potenciales de emisiones fugitivas se proponen alternativas y recomendaciones que permitan reducir fugas de gas natural.

2.4. CONTROL DE EMISIONES FUGITIVAS

2.4.1. En el Proceso de Deshidratación. Un gran número de deshidratadores de gas natural usan trietilenglicol (TEG) para eliminar el agua de la corriente de gas natural con el fin de cumplir con las especificaciones para transporte. A menudo, la tasa de circulación de glicol se fija en un valor mucho más alto de lo requerido con el fin de lograr satisfactoriamente su objetivo. No obstante, el exceso de

circulación o la “sobrecirculación” conduce a un aumento de las emisiones de metano. Los operadores pueden ajustar la velocidad de circulación, como una medida de control operativa y disminuir las emisiones de metano del sistema¹¹. Otra forma de reducir las emisiones de metano de los sistemas que usan TEG es instalar depósitos separadores tipo *Flash Tank*. Estos tanques capturan aproximadamente el 90% del metano arrastrado en los sistemas de TEG, e impiden que el metano se evapore en la atmósfera en el paso al regenerador.

Los deshidratadores desecantes pueden ser buenas alternativas a los sistemas de TEG bajo ciertas circunstancias. Los deshidratadores de glicol pueden ser sustituidos con deshidratadores desecantes a un costo más alto, eliminando casi totalmente las emisiones de gases y también ahorrando gas combustible utilizado en el rehervidor de glicol y en los demás dispositivos controlados neumáticamente con gas de poder. Sin regenerador, los deshidratadores desecantes producen emisiones de metano sólo cuando están siendo rellenados con desecante, y aun así los volúmenes son muy inferiores a las de los sistemas de trietilenglicol¹².

2.4.1.1. Dispositivos Neumáticos. En las instalaciones de procesamiento que no cuentan con suministro eléctrico, la tendencia es el uso de dispositivos neumáticos, que pueden funcionar con gas natural como medio de poder, para el accionamiento de bombas y equipos de instrumentación y control. Los dispositivos neumáticos con alta descarga (purga) pueden ser fuentes importantes de emisiones de metano.

¹¹ FERNANDEZ, R., PETRUSAK, R., ROBINSON, D., AND ZAVADIL, D., *Cost-effective methane emissions reductions for small and midsize natural gas producers. / Petr. Technol. 35^1 (June 2005b).*

¹² FERNANDEZ, R., PETRUSAK, R., ROBINSON, D., AND ZAVADIL, D., *Cost-effective methane emissions reductions for small and midsize natural gas producers. / Petr. Technol. 35^1 (June 2005b).*

Muchas empresas en todos los sectores del gas natural han logrado importantes ahorros y reducción de las emisiones de metano mediante sustitución o instalación de accesorios o también optimizando el mantenimiento de los dispositivos neumáticos. La experiencia de campo muestra que hasta el 80% de todos los dispositivos de alta descarga pueden ser reemplazados con equipos de baja descarga o repotenciados. Aunque los dispositivos de baja purga cuestan más, la mayoría de las plantas donde han sido instalados, logran el retorno de la inversión.

Otra opción disponible en las instalaciones con suministro eléctrico disponible es el de reemplazar sus sistemas de control neumáticos accionados con gas natural por sistemas de aire comprimido, lo que elimina el 100% de las emisiones de los sistemas neumáticos. Sin embargo, los sistemas de aire para instrumentación requieren energía eléctrica disponible en el lugar. En algunos casos, el nitrógeno (en cilindros) en lugar de aire puede utilizarse para menores prestaciones¹³.

2.4.1.2. Bombas de Circulación de Glicol. Las bombas de circulación de glicol son una fuente importante de emisiones inestables y representan un volumen de aproximadamente 11,1 bscf de las emisiones de metano en la industria del gas norteamericana¹⁴. Estas bombas utilizan la alta presión del glicol rico del absorbedor en los pistones de potencia de la bomba de baja presión, que transmite la energía al glicol pobre del regenerador.

Las bombas de circulación de glicol son comunes en toda la industria, incluso en los lugares donde las bombas eléctricas son el estándar para otros equipos. Los

¹³ SAEID MOKHATAB, WILLIAM A. POE, JAMES G. SPEIGHT. *Handbook of Natural Gas Transmission and Processing*. Gulf Professional Publishing, United States of America. 2006. 672 p.

¹⁴ DAVID A. KIRCHGESSNER, ROBERT A. LOTF, R. MICHAEL COWGILL P, MATTHEW R. HARRISON, THERESA M. SHIRES , "Estimate of methane emissions from the U.S. natural gas industry". U.S. Environmental Protection Agency Air Pollution Prevention and Control Division. Received in USA 1997

sistemas de deshidratación con frecuencia utilizan las bombas marca *Kimray* como su unidad de bombeo estándar. Las bombas son una parte integral de la unidad de deshidratación con glicol, y sus emisiones se producen a través del mismo punto. Sin embargo, las bombas son la causa de casi la mitad de las emisiones de metano de deshidratadores, por lo que deben ser consideradas por separado.

Los datos de diseño de *Kimray* se utilizaron para establecer la cantidad de gas utilizada por estas bombas. Las bombas de glicol se encuentran casi exclusivamente en los deshidratadores de las instalaciones de producción, y algunas en el procesamiento de gas. En la actualidad, las tecnologías de la mayoría de plantas usan bombas impulsadas con suministro eléctrico, para evitar las altas emisiones producto del uso de bombas *Kimray*¹⁵.

2.4.1.3. Venteos en el Proceso de Deshidratación. Los venteos del sistema de deshidratación por glicol son una fuente importante de emisiones de metano y representan un volumen de 4,8 bscf de las emisiones de metano en la industria del gas norteamericana¹⁶. Los deshidratadores de glicol eliminan el agua del gas natural a través de la absorción de glicol continua. El glicol rico se regenera, calentándolo y forzando al agua a salir del glicol. El glicol también absorbe algunos otros compuestos de la de gas, incluyendo una pequeña cantidad de metano. El metano es expulsado con el agua en el regenerador y se ventila a la atmósfera.

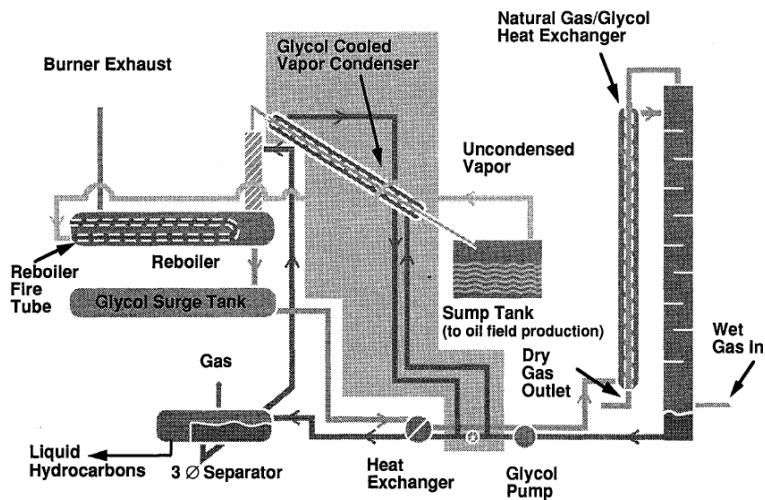
¹⁵ DAVID A. KIRCHGESSNER, ROBERT A. LOTF, R. MICHAEL COWGILL P, MATTHEW R. HARRISON, THERESA M. SHIRES (1997), "Estimate of methane emissions from the U.S. natural gas industry". U.S. Environmental Protection Agency Air Pollution Prevention and Control Division. Received in USA 1997

¹⁶ RADIAN CORPORATION, "Global emissions of carbon dioxide from petroleum sources", DR 141, American Petroleum Institute, Washington, D.C. (July 1991)

Las variables más importantes que afectan a las emisiones para los sistemas de deshidratación son: caudal de gas, uso de un tanque de evaporación instantánea (*Flash Tank*), el uso de *stripping gas*, y el uso de los controles de ventilación donde el gas se dirige a un quemador¹⁷.

2.4.1.4. Unidades de Recuperación de Vapor: Durante el almacenamiento de los condensados, el metano y otros gases se vaporizan y se acumulan en el espacio entre la superficie o nivel del líquido y el techo fijo del tanque. A medida que el nivel de líquido en el tanque fluctúa, estos vapores a menudo son liberados a la atmósfera. Una manera en la que las empresas del sector de producción pueden prevenir estas emisiones es la instalación de unidades de recuperación de vapores en los tanques de almacenamiento de condensado, como se presenta en la Figura 3.

Figura 3. Proceso de deshidratación con recuperación de vapor



Fuente: V.H. SCHIEVELBEIN (1993), "Hydrocarbon Recovery From Glycol Reboiler Vapor With Glycol-Cooled Condensers". Society of Petroleum Engineers, Inc. USA.

¹⁷ RADIAN CORPORATION, "Global emissions of carbon dioxide from petroleum sources", DR 141, American Petroleum Institute, Washington, D.C. (July 1991)

Una unidad de recuperación de vapor extrae más del 95% de los vapores de hidrocarburos de un tanque de almacenamiento o conjunto de tanques a baja presión. Los vapores son luego enviados a un lavador y luego se usa como una reserva o se recupera para la venta. Con este principio, se han realizado modificaciones en las plantas deshidratadoras. La condensación, seguida por la quema de gas no condensable es una práctica de control de emisiones de vapor. Los condensadores para glicol son especialmente apropiados para las operaciones de petróleo y de gas porque son simples, robustos y económicos de adquirir y operar. Los condensados pueden ser procesados en las plantas de separación de aceite y agua en campos petroleros¹⁸.

¹⁸ V.H. SCHIEVELBEIN (1993), "Hydrocarbon Recovery From Glycol Reboiler Vapor With Glycol-Cooled Condensers". Society of Petroleum Engineers, Inc. USA.

3. RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO DE DATOS

3.1. DETECCIÓN Y MEDICIÓN DE LAS PRINCIPALES FUENTES DE EMISIONES FUGITIVAS MEDIANTE LA METODOLOGÍA I&MD EN LAS INSTALACIONES

Durante el año 2012, se realizó una inspección usando la metodología establecida por la EPA en el programa *STAR: INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DIRIGIDO*. El objetivo de la inspección fue determinar las principales fuentes de emisiones de gas natural en las instalaciones del sistema para el cual opera el Sistema de Transporte del cual hace parte la Estación de Deshidratación. Los resultados obtenidos muestran que, las emisiones fugitivas de gas para el año 2012, corresponden a 148 MMPC/año (2943 tonCH₄/año), equivalentes a 73585 tonCO₂ equiv/año¹⁹ (Incluyendo emisiones de CO₂).

Las principales fuentes de emisiones fugitivas fueron encontradas en:

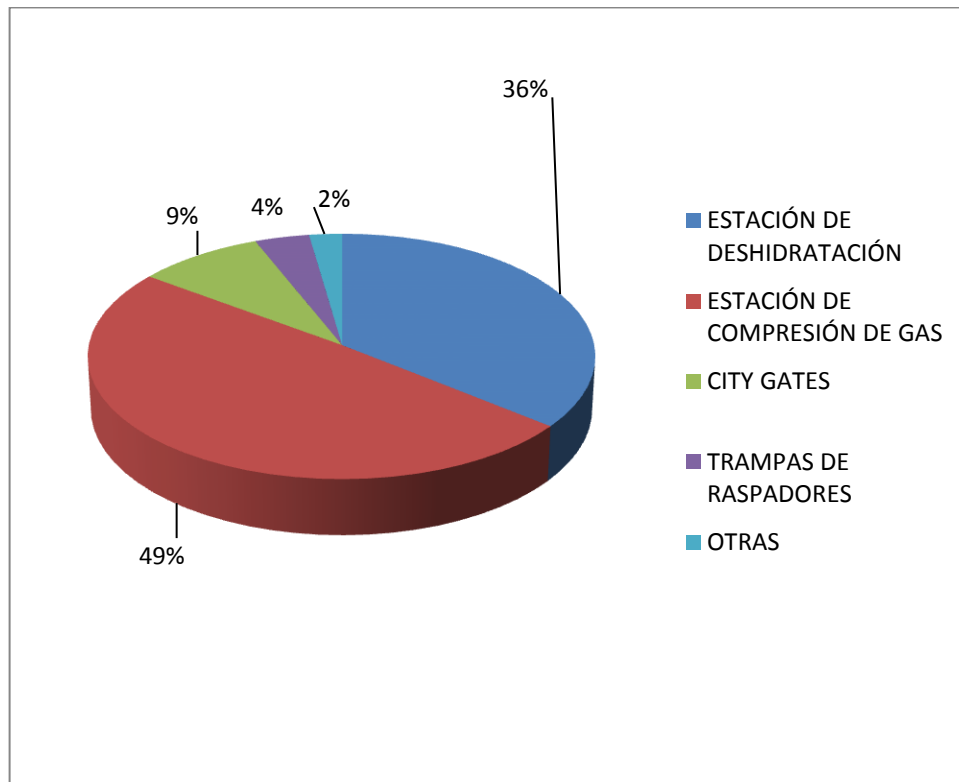
- Venteos de las unidades de regeneración de glicol, en la Planta Deshidratadora de gas. Estos venteos representan cerca del **33% de las emisiones fugitivas totales y el 93% de las emisiones de la Estación de Deshidratación.**

¹⁹ CENTRO DE DESARROLLO TECNOLÓGICO CDT DEL GAS, Inspección de emisiones fugitivas en las instalaciones operativas del Gasoducto Ballena - Barrancabermeja. INFG – 12 – VAR – 193 – 1703. Bucaramanga, Colombia. Diciembre de 2012.

- Venteos de las unidades compresoras de gas, generados por la fuga a través del sello del vástago (*rod-packing*).
- Emisiones en conexiones roscadas (bridas, *tubing*, roscas NPT), válvulas de instrumentos y dispositivos neumáticos, como controladores de nivel (en la Planta de Deshidratación) y actuadores de válvulas en los *city gates*.

La figura 4 presenta la distribución de las emisiones fugitivas de acuerdo con las instalaciones principales del Sistema de Transporte del cual hace parte la Estación de Deshidratación.

Figura 4. Distribución del porcentaje de emisiones en las instalaciones del Sistema.



Por lo anterior, el estudio planteó como alternativas para la reducción de estas emisiones tres principales acciones (adicional a la implementación constante del programa de I&MD):

- *Mantenimiento correctivo* para la reparación de fugas en bridas, roscas, conexiones *tubing*, el cual se realiza a muy bajo costo, y la recuperación de la inversión es a muy corto plazo.
- *Reemplazo anticipado del componente*, en el caso de válvulas de instrumentos, manómetros, reguladores de presión, válvulas de seguridad, etc. cuando no se pueden reparar, se considera que han llegado al final de su vida útil y se reemplaza de forma anticipada a la prevista por Mantenimiento Preventivo (aplica principalmente para elementos de las estaciones de compresión).
- *Reconversión tecnológica*, son las soluciones más intensivas en capital, y con una recuperación de la inversión a más largo plazo. Sin embargo, son las alternativas que tienen un mayor impacto en la reducción de emisiones.

Para el caso particular de la Estación de Deshidratación, se evidenció el impacto del proceso dentro de las emisiones totales, considerando que es una estación puntual (comparado contra 7 estaciones de compresión y 29 *city gates*), y especialmente los venteos del proceso de regeneración de glicol, resumido en la Tabla 10:

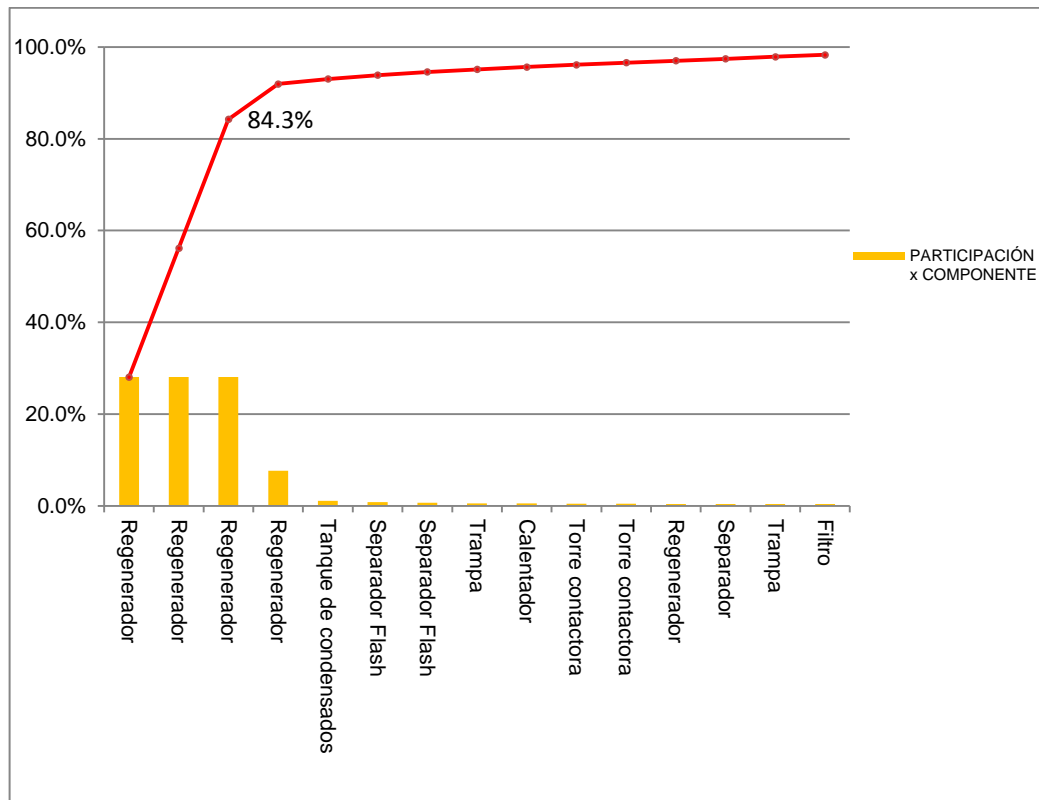
Tabla 10. Inventario de emisiones fugitivas de las Estación Deshidratadora de Gas, con sus principales fuentes

EQUIPO	COMPONENTE	PERDIDA ANUAL DE GAS KPC/AÑO	COSTO USD	COSTO COP	EMISIONES tonCH4	EMISIONES tonCO2eq	ALTERNATIVA PROPUESTA
Regenerador	Puerto de venteo	14,9	80.720	258.303.502	296,1	7.401,7	Reconversión tecnológica
Regenerador	Puerto de venteo	14,9	80.720	258.303.502	296,1	7.401,7	Reconversión tecnológica
Regenerador	Puerto de venteo	14,9	80.720	258.303.502	296,1	7.401,7	Reconversión tecnológica
Regenerador	PSV Válvula de Seguridad	4,1	22.091	70.691.894	81,0	2.025,7	Reconversión tecnológica
Tanque de condensados	Tanque Atmosférico	0,6	3.144	10.061.265	11,5	288,3	Reconversión tecnológica
Separador Flash	Controlador de nivel	0,4	2.415	7.726.788	8,9	221,4	Reconversión tecnológica
Separador Flash	Conexión Tubing	0,4	1.973	6.312.950	7,2	180,9	Mantenimiento y/o Reparación
Trampa	Instrumento /Manómetro	0,3	1.582	5.063.512	5,8	145,1	Mantenimiento y/o Reparación
Calentador	Regulador	0,3	1.562	4.997.752	5,7	143,2	Reconversión tecnológica
Torre contactora	Controlador de nivel	0,2	1.356	4.340.153	5,0	124,4	Reconversión tecnológica
Torre contactora	Controlador de nivel	0,2	1.284	4.109.994	4,7	117,8	Reconversión tecnológica
Regenerador	Controlador de nivel	0,2	1.254	4.011.354	4,6	114,9	Reconversión tecnológica
Trampa	Válvula de Instrumentos	0,2	1.243	3.978.474	4,6	114,0	Mantenimiento y/o Reparación
Separador	Controlador de nivel	0,2	1.243	3.978.474	4,6	114,0	Reconversión tecnológica
Filtro	Controlador de nivel	0,2	1.212	3.879.834	4,4	111,2	Reconversión tecnológica
Filtro	Controlador de nivel	0,2	1.089	3.485.275	4,0	99,9	Reconversión tecnológica
Separador Flash	Controlador de nivel	0,2	1.079	3.452.395	4,0	98,9	Reconversión tecnológica
Regenerador	Empaque	0,2	1.069	3.419.515	3,9	98,0	Mantenimiento y/o Reparación
Regenerador	Conexión Roscada	0,1	452	1.446.718	1,7	41,5	Mantenimiento y/o Reparación
Separador	Controlador de nivel	0,1	442	1.413.838	1,6	40,5	Reconversión tecnológica
	Conexión Bridada	0,1	319	1.019.278	1,2	29,2	Mantenimiento y/o Reparación
Filtro	Regulador	0,0	267	854.879	1,0	24,5	Reconversión tecnológica
Separador	Controlador de nivel	0,0	103	328.800	0,4	9,4	Reconversión tecnológica
Regenerador	Conexión Tubing	0,0	51	164.400	0,2	4,7	Mantenimiento y/o Reparación
TOTALES		52,9	287.390,0	919.648.047,6	1.054,1	26.352,6	

Fuente: Operaciones de la estación en estudio

Dentro de las principales fuentes de emisiones fugitivas encontradas en la Estación, se evidencia que más del 84 % son medidas en los venteos de las tres unidades de regeneración de glicol, tal y como se aprecia en el diagrama de Pareto (Figura 5). El total de emisiones fugitivas de la Estación se estima en un impacto económico cercano a los 300.000 USD, y un impacto ambiental estimado en aproximadamente 26.000 toneladas de CO₂ equivalente.

Figura 5. Participación según componente/equipo.



Fuente: Operaciones de la estación en estudio

4. PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS PARA LA ELIMINACIÓN/REDUCCIÓN DE EMISIONES FUGITIVAS EN LA ESTACIÓN DE DESHIDRATACIÓN Y SU ANÁLISIS COSTO/BENEFICIO

Para el análisis se tomarán los siguientes datos de referencia de la Tabla 11 para establecer los costos requeridos:

Tabla 11. Valores de referencia técnico – económicos

USD/COP	3200	COP
USD/MBTU GAS CAMPO BALLENA	5,45	USD
PODER CALORÍFICO	0,997	BTU/PC
USD/KPC	5,43	USD

Fuente: Alianza Valores y BEO TGI. [En línea] [Disponible en <http://beo.tgi.com.co/index.php/estadisticas/>]

4.1. MANTENIMIENTO CORRECTIVO

En algunos casos, las emisiones fugitivas son difíciles de detectar debido al bajo flujo, casi imperceptible incluso para los equipos de detección de atmósferas explosivas. Para las conexiones bridadas y roscadas (principalmente para los indicadores de proceso y *tubing*), se presentan desajustes normales o fallas de elementos de sello que generan desplazamientos de los elementos de junta, apareciendo las emisiones. En estas situaciones, se programan órdenes de

mantenimiento correctivo, en las cuales se disponen de recursos técnicos y materiales.

En la Tabla 12 se exponen los elementos sobre los cuales se plantea realizar estas actividades de mantenimiento.

Tabla 12. Equipos/componentes para mantenimiento correctivo

EQUIPO	COMPONENTE	COSTO USD	COSTO COP
Separador <i>Flash</i>	Conexión <i>Tubing</i>	\$ 1.973	\$ 6.312.950
Trampa	Instrumento/Manómetro	\$ 1.582	\$ 5.063.512
Trampa	Válvula de Instrumentos	\$ 1.243	\$ 3.978.474
Regenerador	Empaque	\$ 1.069	\$ 3.419.515
Regenerador	Conexión Roscada	\$ 452	\$ 1.446.718
	Conexión Bridada	\$ 319	\$ 1.019.278
Regenerador	Conexión <i>Tubing</i>	\$ 51	\$ 164.400
	TOTALES	\$ 6.689	\$ 21.404.848

En estos casos, las actividades se centran en ejecutar ajustes menores, cambios de elementos de instrumentación o cambios de partes blandas, que se plantean realizar con el personal contratistas que opera y mantiene la planta. Los costos de cuadrilla, herramienta y materiales/consumibles se relacionan en la Tabla 13.

Con los costos establecidos para la cuadrilla de reparación y materiales consumibles, se establece el retorno comparado con el costo del gas perdido por emisiones fugitivas de CH₄ de los elementos reparados (Tabla 14).

Tabla 13. Costos de Mantenimiento correctivo para actividades planteadas

OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

CUADRILLA DE MANTENIMIENTO CORRECTIVO - ESTACIÓN BALLENA

PLAN	ITEM	DESCRIPCION ACTIVIDAD	FRECUENCIA EN EL AÑO	MANO DE OBRA POR REPETICION		EQUIPOS POR REPETICION		VALOR MANO DE OBRA POR REPETICION		VALOR DE EQUIPOS POR REPETICION (Incluye Consumibles)		VALOR TOTAL POR AÑO
				PERSONAL	TIEMPO	DESCRIPCION	TIEMPO	Valor día	Vir Parcial	Valor día	Vir Parcial	
1		PLAN DE MANTENIMIENTO										
		Mantenimiento Correctivo										
	1.1.1	Inspección y Engrase de válvulas	1	T. Electromecánico	0,5	Engrasadora	0,5	120.000	60.000	60.000	180.000	240.000
	1.1.2	Calibración transmisores y válvula	1	T. Instrumentista	0,5	Herramienta Instrumentista	0,5	120.000	60.000	60.000	30.000	90.000
	1.1.3	Ajuste de conexión roscada/bridada/tubing	1	T. Instrumentista	0,5	Herramienta Instrumentista	0,5	120.000	60.000	60.000	30.000	90.000
			1	T. Electromecánico		Herramienta Electromecánico	0,5			100.000	50.000	50.000
	1.1.4	Calibración de manómetros	1	T. Instrumentista	3,5	Herramienta Instrumentista	3,5	120.000	420.000	60.000	210.000	630.000
			1			Peso muerto	0,5			100.000	50.000	50.000
	1.1.5	Mantenimiento general instalaciones Tipo 1 Limpieza.	1	T. Electromecánico	1	Herramienta general	0,5	120.000	120.000	80.000	40.000	160.000
			1	T. Instrumentista	1	Herramienta general	0,5	120.000	120.000	80.000	40.000	160.000
	1.1.6	Mantenimiento general instalaciones Tipo 2. Pintura	1	T. Electromecánico	1	Herramienta general	0,5	120.000	120.000	80.000	40.000	160.000
			1	T. Instrumentista	1	Herramienta general	0,5	120.000	120.000	80.000	40.000	160.000
2		PLAN INTEGRIDAD										
	2.1	Inspección Juntas de aislamiento y sistemas a tierra	1	T. Electromecánico	0,5	Herramienta Electromecánico	0,5	120.000	60.000	60.000	30.000	90.000
3		PLAN DE HSE										
	3.1	Acompañamiento Profesional HSEQ	1	Profesional			8	220.000	1.760.000			1.760.000
	3.2	Entrenamiento/aplicación del Plan HSE	1	Técnicos (2)			2	120.000	240.000			240.000
4		PLAN ADMINISTRACIÓN DE MATERIALES CONSUMIBLES										
	4.1	Gestión de compra, almacenamiento de Consumibles	1	Almacenista			2	120.000	240.000			240.000
5		OTROS COSTOS										
	5.1	VEHÍCULO	8			Promedio con conductor		300.000				2.400.000
	5.2	VIÁTICOS	8			Promedio con y sin pernoctada		120.000				1.920.000
											VALOR TOTAL MTTTO:	8.440.000

Tabla 14. Costos anualizados y retorno de la inversión por mantenimiento

COSTOS DE GAS PERDIDO	\$ 21.404.848
COSTOS DE REPARACIÓN	\$ 8.440.000
RETORNO (AÑOS)	0,4

Lo anterior, permite al Propietario de la Estación decidir en la conveniencia de la implementación del programa de mantenimiento correctivo propuesto, considerando la rápida recuperación del costo con relación al gas recuperado con la eliminación de las emisiones fugitivas. La actividad, por tanto se desarrolla en su programa de mantenimiento del año 2014, quedando recuperada la función de los elementos, principalmente la hermeticidad de las conexiones, como se evidencia en las imágenes 6 a 9.

Imagen 6. Corrección conexiones roscadas/tubing en regenerador



Fuente: Operador

Imagen 7. Cambio empaques condensador



Fuente: Operador

Imagen 8. Corrección emisiones en conexión roscada



Fuente: Autor

Imagen 9. Corrección fugas en conexiones roscadas/*tubing* de regenerador



Fuente: Operador

4.2. CAMBIO ANTICIPADO DE COMPONENTES

En la detección de emisiones, se han evidenciado falla en la funcionalidad de algunos elementos sobre los cuales no es viable el mantenimiento correctivo, requiriéndose por tanto el cambio de los componentes, principalmente válvulas de seguridad e indicadores de nivel, que ya no cumplen su función y en los cuales resulta conveniente el cambio total, debido al impacto operacional que en general (requiere suspensión en la operación de la etapa del proceso al cual pertenece), y requieren evaluación más precisa del componente, como es el caso de la PSV. Los componentes planteados para cambio anticipado se relacionan en la Tabla 15.

Tabla 15. Equipos/componentes para cambio

EQUIPO	COMPONENTE	COSTO USD	COSTO COP
Regenerador	PSV Válvula de Seguridad	\$ 22.091	\$ 70.691.894
Separador <i>Flash</i>	Controlador de nivel	\$ 2.415	\$ 7.726.788
Calentador	Regulador	\$ 1.562	\$ 4.997.752
Torre contactora	Controlador de nivel	\$ 1.356	\$ 4.340.153
Torre contactora	Controlador de nivel	\$ 1.284	\$ 4.109.994
Regenerador	Controlador de nivel	\$ 1.254	\$ 4.011.354
Separador	Controlador de nivel	\$ 1.243	\$ 3.978.474
Filtro	Controlador de nivel	\$ 1.212	\$ 3.879.834
Filtro	Controlador de nivel	\$ 1.089	\$ 3.485.275
Separador <i>Flash</i>	Controlador de nivel	\$ 1.079	\$ 3.452.395
Separador	Controlador de nivel	\$ 442	\$ 1.413.838
Filtro	Regulador	\$ 267	\$ 854.879
Separador	Controlador de nivel	\$ 103	\$ 328.800
	TOTALES	\$ 35.397	\$ 113.271.429

En estos casos, las actividades se centran en el retiro del componente y cambio por uno funcional. Se establecen los costos de cuadrilla, herramienta y materiales/consumibles para la cuadrilla de reparación y materiales consumibles, y posterior se determina el retorno comparado con el costo del gas perdido por emisiones fugitivas de CH₄ de los elementos reparados, teniendo en cuenta los recursos presentados en la Tabla 16.

Con los costos establecidos para la cuadrilla de cambios anticipados, se establece el retorno comparado con el costo del gas perdido por emisiones fugitivas de CH₄ de los elementos reparados (Tabla 17).

Lo anterior, permite al Propietario de la Estación decidir en la conveniencia de la implementación del programa de cambio propuesto, considerando la rápida recuperación del costo con relación al gas recuperado con la eliminación de las emisiones fugitivas.

La actividad, por tanto se desarrolla en su programa de mantenimiento del año 2014, quedando recuperada la función de los elementos, con los nuevos elementos, tal y como los muestran las imágenes 10 a 16.

Tabla 16. Costos por cambio de componentes para actividades planteadas

OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

CUADRILLA DE MANTENIMIENTO CORRECTIVO - ESTACIÓN BALLENA

PLAN	ITEM	DESCRIPCION ACTIVIDAD	FRECUENCIA EN EL AÑO	MANO DE OBRA POR REPETICION		EQUIPOS POR REPETICION		VALOR MANO DE OBRA POR REPETICION		VALOR DE EQUIPOS POR REPETICION (Incluye Consumibles)		VALOR TOTAL POR AÑO
				PERSONAL	TIEMPO	DESCRIPCION	TIEMPO	Valor día	Vir Parcial	Valor día	Vir Parcial	
1		PLAN DE MANTENIMIENTO										
		Mantenimiento Correctivo										
1.1	1.1.1	Cambio de válvulas	3	T. Instrumentista	1	Herramienta Instrumentista	1	120.000	120.000	60.000	60.000	540.000
			1	T. Electromecánico	1	Herramienta Electromecánico	1	120.000	120.000	60.000	60.000	180.000
	1.1.2	Cambio de indicadores de nivel	10	T. Instrumentista	1	Herramienta Instrumentista	1	120.000	120.000	60.000	60.000	1.800.000
			10	T. Electromecánico	1	Herramienta Electromecánico	1	120.000	120.000	60.000	60.000	1.800.000
	1.1.3	Calibración válvulas de seguridad	1	T. Instrumentista	0,5	Herramienta Instrumentista	0,5	120.000	60.000	60.000	30.000	90.000
3		PLAN DE HSE										
	3.1	Acompañamiento Profesional HSEQ	1	Profesional			15	220.000	3.300.000			3.300.000
	3.2	Entrenamiento y aplicación del Plan de HSE y SISO	1	Técnicos (2)			2	120.000	240.000			240.000
4		PLAN DE MATERIALES CONSUMIBLES										
	4.1	Gestión de compra, almacenamiento	1	Almacenista			1	12.000.000	12.000.000			12.000.000
5		OTROS COSTOS										
	5.1	VEHÍCULO	15			Promedio con conductor		300.000				4.500.000
	5.2	VIÁTICOS	15			Promedio con y sin pernoctada		120.000				3.600.000
										VALOR TOTAL MTTT:	28.050.000	

Tabla 17. Costos anualizados y retorno de la inversión por cambio de componentes anticipado

COSTOS DE GAS PERDIDO	\$ 113.271.429
COSTOS DE REPARACIÓN	\$ 28.050.000
RETORNO (AÑOS)	0,2

Imagen 10. Cambio de la PSV del proceso de regeneración



Fuente: Operador

Imagen 11. Cambio de la PSV del proceso de regeneración



Fuente: Operador

Imagen 12. Cambio de la válvula reguladora de presión del rehervidor



Fuente: Operador

Imagen 13. Cambio de la válvula reguladora de presión del rehervidor



Fuente: Operador

Imagen 14. Cambio indicador de nivel del proceso de regeneración



Fuente: Operador

Imagen 15. Cambio indicador de nivel del sistema de filtración



Fuente: Operador

Imagen 16. Cambio indicador de nivel del scrubber



Fuente: Operador

4.3. RECONVERSIÓN TECNOLÓGICA

Teniendo en cuenta que el 84% de las emisiones se generan en la etapa de regeneración, se plantea la revisión de las causas que generan el alto impacto en el venteo de la columna de despojo (*Still*), mostrado en la Imagen 17. Con el uso de la tecnología de detección de la emisión fugitiva, captado por la cámara de detección óptica – infrarroja, se evidencia la magnitud de la emisión fugitiva (Imagen 18).

Imagen 17. Proceso de regeneración de la Estación y venteo de columna de despojo/Still



Fuente: CDT de GAS

El alto contenido de metano en los venteos de los tres trenes de la etapa de regeneración, es debido, principalmente, a dos causas:

1. El arrastre en el glicol que es requerido para el aprovechamiento de la energía del gas natural que viene a alta presión desde la torre contactora, con el fin de transmitirla a la bomba de circulación. Lo anterior significa mayor transporte de metano hacia el regenerador de TEG, donde luego de su paso por el rehervidor es venteado a la atmósfera, junto con el vapor de agua.
2. La necesidad de introducir en el proceso un flujo de gas de despojo (*Stripping Gas*), que tiene como finalidad mejorar la regeneración del glicol, disminuyendo la fracción molar del agua en la fase vapor y por tanto su presión parcial. Aunque puede utilizarse un tipo de gas inerte (seco) como nitrógeno, su uso continuo en el proceso genera un alto costo, que es reducido si se usa una fracción de gas natural pobre que sale del proceso de deshidratación.

Imagen 18. Detección de la emisión fugitiva en el proceso de regeneración, captado por la cámara de detección óptica – infrarroja



Fuente: CDT de GAS

Estas dos condiciones son propias del proceso, por lo que se requiere plantear alternativas para su sustitución u optimización (reconversión tecnológica).

4.3.1. Comparación de Bombas de Glicol Pv Impulsadas por Gas Contra las Eléctricas. Las bombas propulsadas con gas (Figura 6) son las bombas de circulación más comunes en las áreas remotas que no tienen acceso a suministros de energía eléctrica. Son básicamente bombas neumáticas impulsadas por gas, especialmente diseñadas a aprovechar la energía del gas de alta presión arrastrado en el TEG enriquecido que sale del contactor de gas. Es necesario tener una producción de gas húmedo de alta presión para tener la ventaja mecánica, y por lo tanto se transporta más gas metano enriquecido al regenerador de TEG, en donde se ventila con el agua hervida del TEG enriquecido.

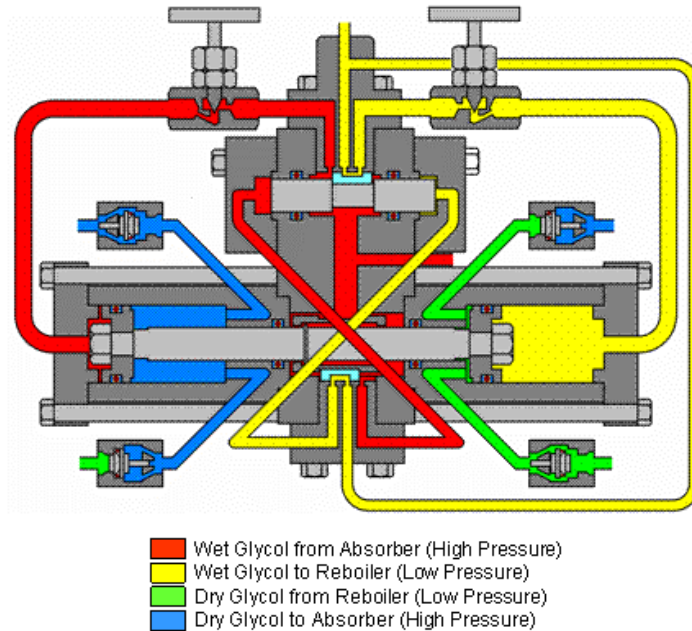
El diseño mecánico de estas bombas coloca TEG húmedo a alta presión opuesto a TEG seco a baja presión, separados solo por sellos de hule. Los sellos desgastados causan la contaminación del TEG puro lo que hace que sea menos eficiente para deshidratar el gas, lo cual requiere tasas más altas de circulación de glicol. Las emisiones típicas de metano son aproximadamente 1,000 pies cúbicos (KPC) por cada millón de pies cúbicos (MMPC) de gas tratado.

A continuación se describe una perspectiva general básica de la operación de la bomba²⁰:

- El gas natural a alta presión arrastrado en el TEG enriquecido del contactor (más gas húmedo a alta presión adicional) se expande de la presión de contactor (200 a 800 psig) reduciéndose a la presión del rehervidor (cero psig), empujando contra el lado del impulsor del pistón del cilindro principal.
- El otro lado de ese pistón empuja a un cilindro lleno de TEG puro a baja presión fuera del contactor a alta presión.
- El pistón impulsor está conectado a un pistón opuesto, el cual expelle simultáneamente TEG enriquecido a baja presión al regenerador, mientras extrae el TEG puro a baja presión del regenerador.

²⁰ *ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY, "Replacing Gas-Assisted Glycol Pumps with Electric Pumps", Washington, D.C. January 2004*

Figura 6. Esquema de la bomba de glicol a gas



Fuente: KIMRAY. Esquema de la bomba de glicol a gas [en línea] [citado 10 de agosto de 2014. Disponible en: http://kimray.com/portals/0/documents/G_10.23.pdf]

- Al final de la carrera, las válvulas deslizantes cambian la posición del pistón piloto, redirigiendo el TEG enriquecido a alta presión al cilindro impulsor opuesto. Las válvulas de retención de la succión y la descarga de los cilindros de TEG puro evitan el contraflujo.
- Después los pistones se impulsan en la otra dirección, uno expandiendo el gas del TEG enriquecido mientras que se presuriza el TEG puro al contactor, el otro expeliendo el TEG que ahora está enriquecido y a baja presión al regenerador mientras que llena el otro lado con el TEG puro a baja presión del regenerador.

- La mezcla de TEG enriquecido del lado del impulsor con gas natural a baja presión pasa al rehervidor en donde el gas arrastrado se separa y el agua se extrae de la solución con el TEG.
- El vapor de agua y la mezcla de gas separada del metano y otros contaminantes de gas de hidrocarburo (VOC y HAP) se ventilan a la atmósfera.
- Al final de cada carrera, se cambian los recorridos del flujo, y el TEG enriquecido a alta presión empuja los pistones de regreso.

Este tipo de bomba tiene el requisito inherente de diseño consistente en añadir gas adicional a alta presión para complementar la absorción del gas en el TEG enriquecido del contactor (aproximadamente dos volúmenes por uno), para proporcionar una ventaja mecánica en el lado del impulsor. Esto significa que la bomba propulsada con gas pasa aproximadamente tres veces más gas al regenerador que una bomba de motor eléctrico. Además, las bombas propulsadas con gas colocan TEG húmedo a alta presión opuesto a TEG seco a baja presión en cuatro lugares con anillos en los dos pistones o “arosellos” en la varilla conector del pistón central que los separa. Cuando los anillos del pistón se desgastan, se les hacen surcos o se desgastan los arosellos, las fugas de TEG enriquecido pasan, contaminando el TEG puro. Esta contaminación disminuye la capacidad del deshidratador para absorber el agua y reduce la eficiencia del sistema. Al final, la contaminación será tal que evitará que el gas cumpla con las especificaciones de tuberías (comúnmente 4 a 7 libras de agua por MMPC).

Con tan sólo 0.5 por ciento de contaminación de la corriente de TEG puro se puede duplicar la tasa de circulación que es necesaria para mantener la misma eficiencia de eliminación de agua. En algunos casos, los operadores pueden circular excesivamente el TEG conforme el deshidratador pierde eficiencia, lo cual a la vez, puede llevar a tener incluso mayores emisiones.

4.3.1.1. Bombas Eléctricas. En contraste con las bombas propulsadas con gas, las bombas impulsadas con motores eléctricos (Figura 7) tienen menos emisiones inherentes al diseño y no tienen forma para contaminar el TEG puro de la corriente rica. Las bombas eléctricas solamente mueven la corriente de TEG puro; el TEG enriquecido fluye por caída de presión directamente al regenerador, y contiene solamente hidrocarburos y metano disueltos.

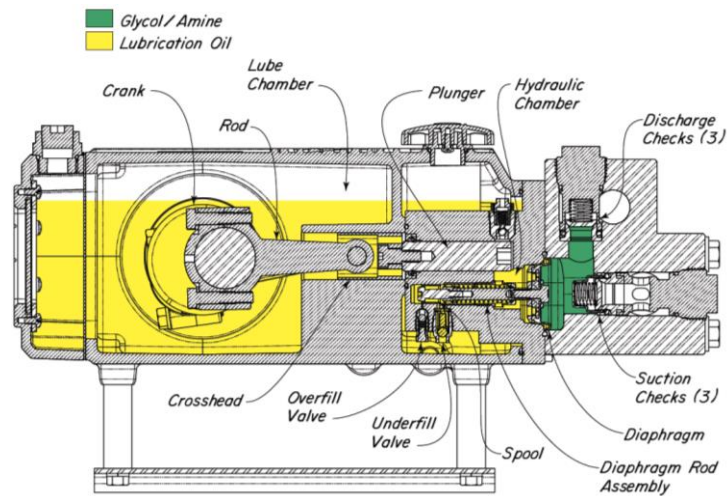
El uso de bombas eléctricas como alternativa a las bombas propulsadas con gas puede rendir importantes beneficios económicos y para el medio ambiente, incluyendo²¹:

- Rendimiento financiero de la inversión a través de la reducción de pérdidas de gas. Usando bombas de glicol propulsadas con gas reduce las emisiones de metano una tercera parte o más. Toda la producción de gas húmedo permanece en el sistema para deshidratarse y venderse como producto comercial. En muchos casos, el costo de implementación puede recuperarse en menos de un año.

²¹ ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY, "Replacing Gas-Assisted Glycol Pumps with Electric Pumps", Washington, D.C. January 2004

- Aumento de la eficiencia operativa. Los arosellos desgastados en las bombas de glicol propulsadas con gas pueden causar la contaminación de la corriente de TEG puro en el deshidratador, reduciendo la eficiencia del sistema y haciendo necesario el aumento de la tasa de circulación de glicol, aumentando las emisiones de metano. El diseño de las bombas eléctricas elimina el potencial de que ocurra esta contaminación y por lo tanto aumenta la eficiencia operativa del sistema.

Figura 7. Bomba eléctrica *Kimray* para Glicol



Fuente: *kimray*. Bomba eléctrica *Kimray* para Glicol [En línea] [citado 10 de agosto de 2014. Disponible en: http://kimray.com/Portals/0/Documents/G_20.2.pdf]

- Reducción de los costos de mantenimiento. El reemplazo de las bombas de glicol propulsadas con gas con frecuencia reduce los costos anuales de mantenimiento. Los arosellos del pistón flotante de las bombas propulsadas con gas deben reemplazarse cuando comienzan a tener fugas, generalmente cada 3 a 6 meses. Se elimina la necesidad de este reemplazo cuando se emplean bombas eléctricas.

- Reducción del costo del cumplimiento con los reglamentos. Por ejemplo, en el caso de Norteamérica, el costo de acatar los reglamentos federales de los contaminantes peligrosos del aire (*HAP*) puede reducirse mediante el uso de bombas eléctricas. Las emisiones de contaminantes peligrosos del aire del deshidratador, incluyendo los compuestos orgánicos volátiles como el benceno, tolueno, etilbenceno y xilenos (*BTEX*), son considerablemente menores en las unidades impulsadas con bombas eléctricas.

4.3.1.2. Determinación de la viabilidad técnico – económica para el cambio del sistema de bombeo de impulsión por presión a eléctrico. En Norteamérica, la *EPA* en su Programa *STAR* define la metodología aplicable para el análisis técnico-económico en la sustitución del sistema propulsor para la circulación de glicol. Se define en los siguientes pasos²²:

- Determinación de disponibilidad para la fuente de electricidad.
- Selección y dimensionamiento de la bomba requerida de acuerdo con la condición de operación.
- Determinación de inversión y costos de O&M.
- Cálculo del ahorro estimado por eliminación de emisiones fugitivas.
- Cálculo neto del beneficio.

4.3.1.2.1. Determinación de Disponibilidad para l Fuente de Electricidad: Actualmente no se cuenta con servicio comercial de energía eléctrica en el sitio, debido a la ubicación de la Estación. Sin embargo, por tratarse de un complejo

²² *ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY, "Replacing Gas-Assisted Glycol Pumps with Electric Pumps", Washington, D.C. (January 2004)*

industrial donde se desarrollan las actividades de importantes empresas del sector de *Oil & Gas* (*Chevron*, TGI, Promigas, Promisol) se han realizado acuerdos operativos de colaboración, que permiten disponer de servicios entre las empresas. Es el caso para la energía eléctrica, suministrada por uno de los operadores de la zona.

Adicionalmente, la Estación cuenta con su propia planta de generación de energía, la cual trabaja a gas natural, combustible disponible por el propietario de la Estación (Imagen 19).

Imagen 19. Planta de Generación Eléctrica de la Estación de Deshidratación



Fuente: Operador

En la Tabla 18 se encuentran las características del generador eléctrico instalada en la Estación de Deshidratación.

Tabla 18. Especificaciones técnicas del Generador Eléctrico

Marca	<i>Caterpillar</i>
Modelo	G3406
Motor	de cuatro tiempos. 6 cilindros en línea. 1800 rpm
Combustible	Gas Natural
Potencia del motor @100% carga	325 bhp
Potencia del motor @75% carga	244 bhp

4.3.1.2.2. Selección y Dimensionamiento de la Bomba Requerida de Acuerdo con la Condición de Operación. Se debe seleccionar la bomba para que cumpla con los requerimientos del proceso en la Estación de Deshidratación, principalmente con la tasa de circulación y la presión de operación.

Para la carga de la bomba, se usa la ecuación 1:

$$BHP = \frac{Q \times P}{1714} \times \frac{1}{E} \qquad \text{Ecuación 1}$$

Donde,

Q = Tasa de circulación (en gpm)

P = Presión de operación (en psig)

E = Eficiencia de la bomba

Para determinar la tasa de circulación Q , se asumirán algunas condiciones de diseño aceptadas en la industria:

Utilización de 2 – 6 galones de TEG por cada libra de agua removida. Para el caso, se usarán 3 galones/lb H_2O ²³.

Con las condiciones de gas que se recibe en las Estación, se usa el diagrama para determinar el contenido de agua en gas natural de *McKetta y Wehe* (Figura 8).

Para la condición operativa promedio del gas recibido del campo Chuchupa, se tiene:

Temperatura: 82 F

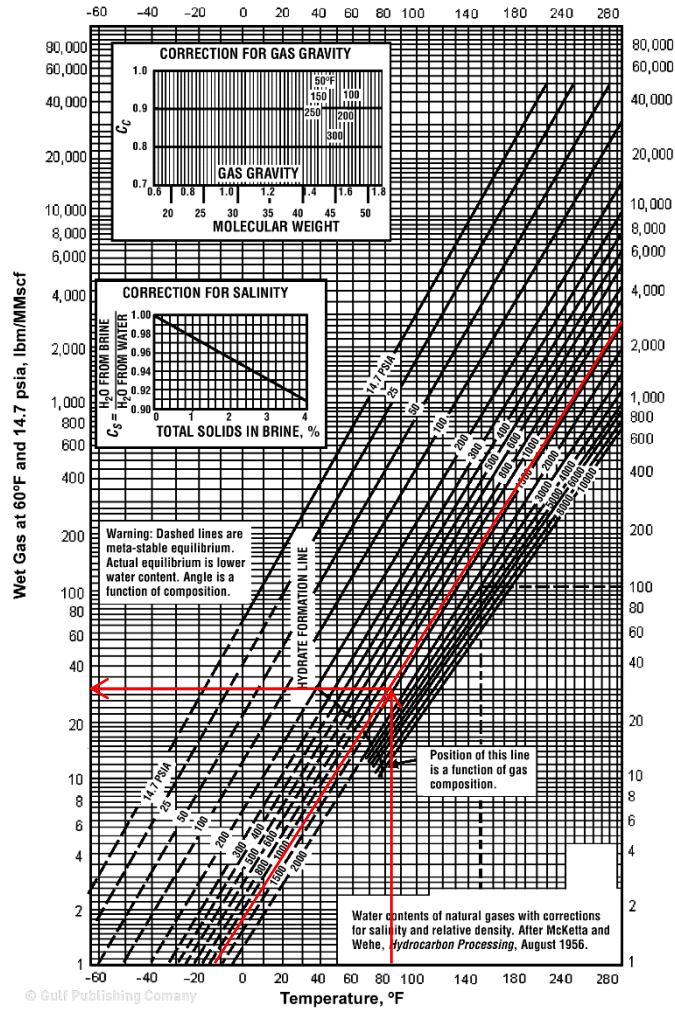
Presión máxima de operación: 1200 psig

Se estima un contenido de aprox. 38 lb de H_2O /MMPC, y esperando una remoción de agua en la cual el gas contenga 6 lb de H_2O /MMPC a condición estándar, se tiene que la cantidad de agua removida en el proceso de deshidratación deberá ser mínimo **32 lb de H_2O /MMPC**.

²³ SANTOS SANTOS, N., "Diseño y Operación de unidades de tratamiento y procesamiento del gas natural". Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia. 2013

Para cada tren de deshidratación, a capacidad máxima, la entrega es de 75 MMPCD, por lo cual al día se retiran del gas 2400 lb de H₂O, lo cual requerirá una carga de 7200 galones de TEG/día, o **5 galones de TEG/minuto**.

Figura 8. Diagrama de contenido de agua en gas natural de McKetta y Wehe



Usando una eficiencia de 0,85, se usa la ecuación 2 para determinar la carga de la bomba:

$$BHP = \frac{Q \times P}{1714} \times \frac{1}{E} = \left(\frac{5 \times 1200}{1714} \right) \times \left(\frac{1}{0,85} \right) \quad \text{Ecuación 2}$$

$$BHP = 4,11 \text{ BHP}$$

Se aproxima a **5 BHP** para obtener una bomba comercial. En total son requeridas tres bombas, una para cada tren de deshidratación.

4.3.1.2.3. Determinación de Inversión y Costos de O&M. Inversión: Los costos para una bomba de propulsión eléctrica de 5 *BHP*, tiene un costo aproximado de 3000 *USD*²⁴, para un total de 9000 *USD* en costo de capital o inversión inicial. Los costos de instalación y comisionamiento se estiman en un 30% sobre la inversión de adquisición.

Costo de energía eléctrica: Con un consumo aproximado de 6 kW/bomba y un valor de generación propia de energía eléctrica de 180 COP/kWh, y un factor de utilización de 100% (carga total por 365 días = 8760 horas, se tiene de la ecuación 3 que:

$$\text{Costo energía} = (\text{Consumo bomba}) \times (\text{Valor/kWh}) \times (\text{carga horas}) \times (\text{No. bombas}) \quad \text{Ecuación 3}$$

$$\text{Costo energía} = 6 \times 180 \times 8760 \times 3 = \mathbf{28.500.000 \text{ COP/año (8.900 USD/año)}}$$

²⁴ *ENVIROMENTAL PROTECTION AGENCY, "Replacing Gas-Assisted Glycol Pumps with Electric Pumps", Washington, D.C. January 2004)*

Costos de mantenimiento: Para una bomba propulsada por gas, se estiman 400 USD/bomba/anual. En el caso de bomba eléctrica, se estiman 300 USD.

Costo mantenimiento bomba gas = $400 \times 3 = 1.200 \text{ USD/año}$

Costo mantenimiento bomba eléctrica = $300 \times 3 = 900 \text{ COP/año}$

Costos en ahorro de gas natural emitido: Por su operación, la bomba eléctrica no requerirá impulsión con gas, por lo cual no generará emisiones en el venteo del regenerador, por lo que el costo asociado al ahorro será el que se determine de la eliminación de las bombas propulsadas con la energía del gas, en los tres trenes de deshidratación.

Cálculo de las emisiones de metano de la bomba propulsada por gas:

a) Cálculo del factor de emisiones

Se usa la ecuación 4:

$$EF = PGU \times G \times WR \times OC \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde,

EF = Factor de emisiones (PC de gas natural emitido/MMPC de gas procesado).

PGU = Uso de la bomba de gas (PC de gas natural emitido/galón de TEG). Como regla general de la industria se usa el valor de 3 PC/galón de TEG.

G = Proporción de glicol por agua (galones de TEG/lb de H₂O extraída). Se usará la misma relación para el cálculo de la bomba (3 galones de TEG/libra de H₂O)

WR = Tasa de agua extraída (lb de H₂O extraída/MMPC de gas procesado). Igualmente se usará el dato estimado para el cálculo de la bomba (32 lb de H₂O/MMPC).

OC = Proporción de sobrecirculación. Se usa un valor entre 1 y 2 dependiendo de los problemas de sobrecirculación que presente el sistema actual. Para el caso estudio, el historial de Operación no muestra problemas constantes con el tema en relación, por lo que se determina un valor de 1.

Se tiene, por la ecuación 4,

$$EF = 3 \times 3 \times 32 \times 1 = 288 \text{ PC / MMPC}$$

b) Cálculo de emisiones totales (Ecuación 5)

$$TE = EF \times AF \quad \text{Ecuación 5}$$

Donde,

TE: Emisiones totales

AF: Factor de Actividad (MMPC procesados al año). Para el caso, se usará un valor promedio de 140 MMPCD, dato cercano a las entregas reportadas para el año 2014.

$$\text{TE} = 288 \times 140 \times 365 = 14.716.800 \text{ PC/año} = 15 \text{ MMPC/año/tren}$$

$$\text{TE total (3 trenes)} = 15 \times 3 = 45 \text{ MMPC/año}$$

Teniendo en cuenta el dato anteriormente obtenido, se puede observar que, las emisiones fugitivas generadas por la propulsión de la bomba corresponden a aproximadamente el **85% de las emisiones totales de la Estación de Deshidratación** (total de emisiones fugitivas de la Estación es de aprox. 53 MMPC/año).

4.3.1.2.4. CÁLCULO DEL AHORRO ESTIMADO POR ELIMINACIÓN DE EMISIONES FUGITIVAS: Se calcula con el valor obtenido TE por el precio del gas del campo (TE x USD/KPC X 1000):

$$\text{Costo gas venteado por bomba glicol} = 45 \times 5,43 \times 1000 = 244.350 \text{ USD}$$

4.3.1.2.5. CÁLCULO NETO DEL BENEFICIO: Con el fin de realizar la viabilidad económica, se realiza el comparativo entre el valor anualizado de la implementación de las bombas eléctricas, que se obtiene de la suma de inversión

(sumando un 30% por costos de instalación de bombas), los costos de energía eléctrica y los costos de O&M. Este dato se analiza frente al ahorro generado por la eliminación de las emisiones, y se obtiene el tiempo de recuperación de los costos, resumido en la Tabla 19.

Costos por implementación = 11.700 + 8906 + 900 = 21.506 USD

Ahorro por eliminación de emisión fugitiva = 244.350 USD

Tabla 19. Costos anualizados y retorno de la inversión por reconversión tecnológica sistema de bombeo (USD)

COSTOS DE GAS AHORRADO	244.350
INVERSIÓN	21.506
RETORNO (AÑOS)	0,1

Para el caso de cambio de bombas propulsadas por gas a eléctrica, la relación costo/beneficio resulta altamente favorable para el Propietario de la Estación, tanto en recuperación de la inversión inicial como en mayores ingresos por aumento en gas venta.

4.3.2. Implementación de Unidades de Recuperación de Vapor (URV). Dentro de los componentes que hacen parte de las emisiones fugitivas, además de CH₄, se tienen otros tipos de GEI, dentro de los cuales destaca la presencia de CO₂.

Adicionalmente, se encuentran otros elementos como los compuestos orgánicos volátiles (COV), que generan igualmente un impacto sobre el ambiente, con el agravante de ser productos tóxicos para la salud.

También aparecen contaminantes peligrosos del aire (*HAP's* por sus siglas en inglés), los cuales pueden generar efectos serios e irreversibles sobre la salud, en ocasiones, llegando a ser cancerígenos.

Aunque la tecnología infrarroja utilizada para la detección de emisiones fugitivas no permite determinar la presencia de estos elementos en los venteos, si es posible estimar el contenido de estos componentes, mediante el uso de herramientas disponibles por algunos fabricantes de las URV²⁵. Para el caso estudio, y con base en la cromatografía disponible para el gas de Ballena, se determinan de manera aproximada COV's y *HAP's* (Tabla 20).

Teniendo en cuenta la considerable reducción de emisiones estimada con la implementación de bombas eléctricas, se propone la implementación de una unidad de recuperación de vapor que permita la eliminación casi total de emisiones de GEI, COV y *HAP*, mediante la recuperación de la mayor cantidad de gas en el venteo proveniente del rehervidor. Su proceso de condensación recupera elementos pesados que son dispuestos en los tanques de aguas aceitosas y llevados al proceso de *PTAR*. La URV se complementa con un sistema compresor que permite la recuperación de la energía de los gases no condensables, que puede ser llevado a la inyección del gas combustible del sistema de regeneración.

²⁵ *HY-BON VOC Calculator Spreadsheet - Free Giveaway*. Apr 2, 2015. [en línea] [citado agosto 15 de 2015] <http://blog.hy-bon.com/hy-bon-voc-calculator-spreadsheet-free-giveaway>

Tabla 20. Estimación de emisiones basado en la composición del gas

ENTER Total volume gas: scf
 Mass of total gas: lbs Mass of total gas: tons

Summary of Vented Emissions Based on Gas Analysis Input

Gases	ENTER Gas Mole %	Wt. %	Mole Weight (MW)	Mole% x MW	lbs	tons
carbon dioxide (CO2)	0,0775%	0,2090%	44,01	0,0341	4759,269	2,38
nitrogen (N2)	1,5066%	2,5863%	28,013	0,422	58894,246	29,447
hydrogen sulfide (H2S)	0,0000%	0,0000%	34,082	0	0	0
methane (C1)	98,0611%	96,3887%	16,04	15,729	2194927,033	1097,464
ethane (C2)	0,2579%	0,4752%	30,07	0,0776	10821,075	5,411
propane (C3)	0,0478%	0,1292%	44,096	0,0211	2942,094	1,471
butanes (C4)	0,0237%	0,0844%	58,122	0,0138	1921,925	0,961
pentanes (C5)	0,0081%	0,0358%	72,149	0,0058	815,224	0,408
hexanes (other - C6)	0,0000%	0,0000%	86,178	0	0	0
n-hexane (C6)	0,0173%	0,0914%	86,178	0,0149	2081,326	1,041
benzene	0,0000%	0,0000%	78,11	0	0	0
toluene	0,0000%	0,0000%	92,14	0	0	0
ethylbenzene	0,0000%	0,0000%	106,17	0	0	0
xylenes	0,0000%	0,0000%	106,17	0	0	0
2,2,4-trimethylpentane	0,0000%	0,0000%	114,231	0	0	0
heptanes (C7)	0,0000%	0,0000%	100,272	0	0	0
octanes (C8)	0,0000%	0,0000%	114,231	0	0	0
nonanes (C9)	0,0000%	0,0000%	128,258	0	0	0
*decanes (C10+)	0,0000%	0,0000%	142,3	0	0	0
Totals:	100,000%	100,000%	Total Gas MW=	16,3183		
Note: Gas Mole % and Wt. % must total 100.					Total VOC:	7760,569 3,881
					Total Federal Hazardous Air Pollutants (HAPs):	2081,326 1,041
					Total VOC (no HAPs):	5679,243 2,84
					Total GHG (mass):	2199686,302 1099,844
					Total CO2e:	54877935,09 27438,98

Fuente. *HY-BON VOC Calculator Spreadsheet - Free Giveaway. Apr 2, 2015.* [En línea] [citado agosto 15 de 2015 <http://blog.hy-bon.com/hy-bon-voc-calculator-spreadsheet-free-giveaway>]

La URV para el caso estudio, deberá recuperar aprox. 15% de las emisiones fugitivas, con la implementación de bombas eléctricas. El caudal es de 8 MMPC/año (aprox. 2,7 MMPC/año/tren). Con el costo del gas Ballena, se tiene un ahorro por emisiones de

$$8 \times 5,43 \times 1000 = 43.440 \text{ USD/año}$$

La URV con la capacidad de recuperación requerida por tren de deshidratación, requiere una inversión aproximada de 1.000 a 10.000 USD y costos de O&M por 1.100 USD aproximadamente. ²⁶

Con la información referente, se determinan los posibles escenarios de recuperación de la inversión inicial, como se muestra en la Tabla 21:

Tabla 21. Costos anualizados y retorno de la inversión por implementación de URV (USD)

COSTOS DE GAS RECUPERADO	43.440
INVERSION (CAPITAL + O&M)	2.100 A 11.100
RETORNO (AÑOS)	0,05 A 0,25

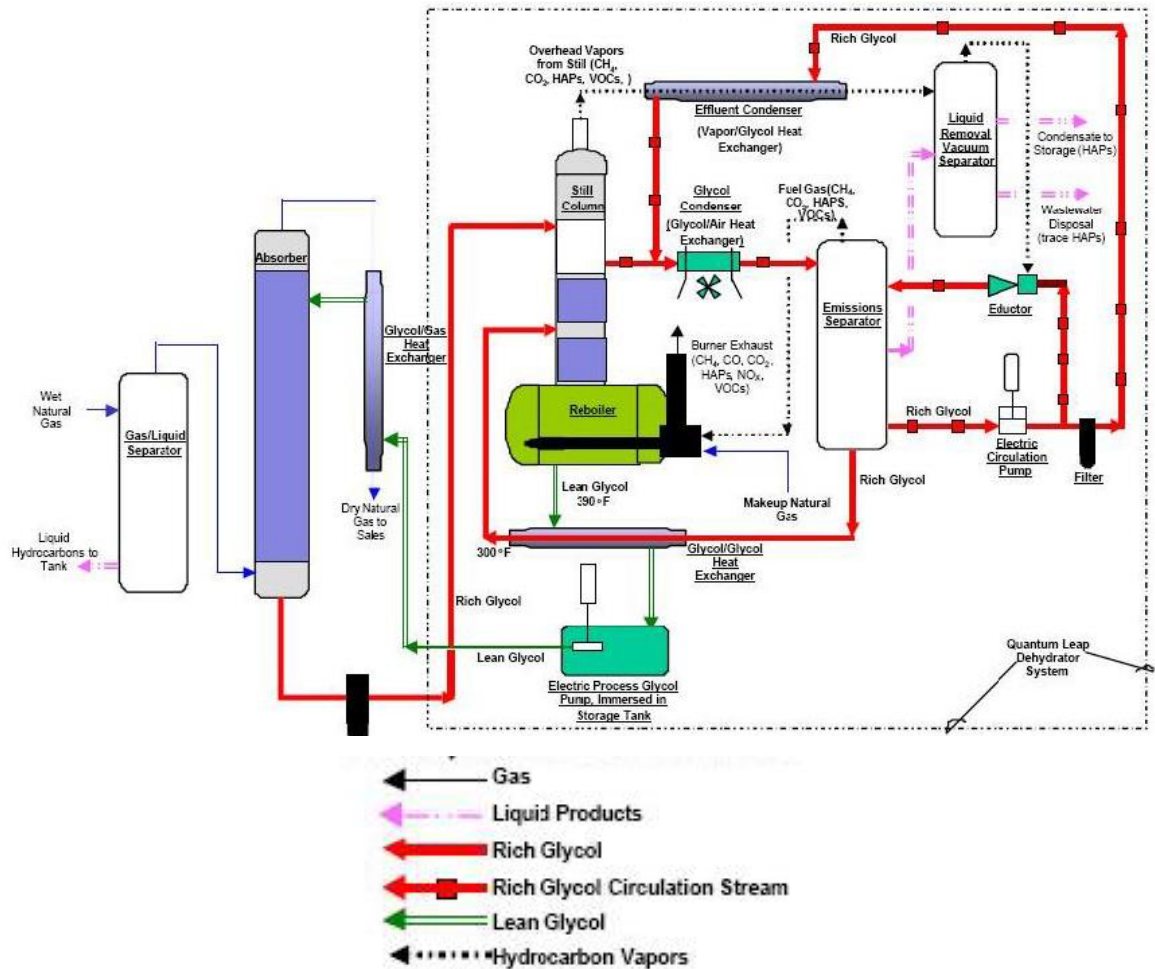
La recuperación de inversión es menor a un año, demostrando nuevamente que la relación costo/beneficio es favorable.

4.3.3. Sistemas de Deshidratación de “Cero” Emisiones. Con la implementación del nuevo sistema de bombeo y de recuperación de vapor, sumado al existente tanque separador de líquidos (*Flash Tank*), se logra un proceso de “cero emisiones” (Figura 9), en el cual se logra la reducción drástica de emisiones por la inclusión de bombas eléctricas, así como la eliminación de

²⁶ *ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY*, “Conectar el deshidratador de glicol a la unidad de recuperación de vapor”, Washington, D.C. Septiembre 2004

emisiones fugitivas de GEI, COV y HAP por recuperación mediante condensación y aprovechamiento en la combustión.²⁷

Figura 9. Sistema de Deshidratación de “cero emisiones”



Fuente: EPA, 2011

Para el caso estudio, la recuperación de 53 MMPCD/año (18 MMPC/tren) representa un ahorro cercano a **300.000 USD/año**.

²⁷ ENVIROMENTAL PROTECTION AGENCY, “Zero Emissions Dehydrators”, Washington, D.C. 2011

5. CONCLUSIONES

- Con la implementación del Programa de Inspección y Mantenimiento Dirigido, se logró determinar las principales fuentes de emisiones fugitivas, tanto de CH₄ como de CO₂, generando un inventario que permite la clasificación de las emisiones, volumen perdido y costos por fuente.
- El método óptico, a pesar de ser económico por la naturaleza del mismo (pasivo), demostró que la calidad en las detecciones dependerá de la calidad de los elementos de la cámara, que pueden ser costosos.
- De acuerdo con la clasificación obtenida, se logró definir un plan de intervención dividido en tres principales grupos: Mantenimiento correctivo, cambio temprano de componentes y reconversión tecnológica.
- El mantenimiento correctivo demostró ser el programa de corrección de emisiones sencillo, debido a la disponibilidad de los recursos técnicos y físicos. Sin embargo, debido a los bajos caudales de las fuentes, el número significativo de emisiones y por consiguiente, el bajo ahorro generado, hace que esta alternativa haya sido la de menor impacto tanto ambiental como económico, siendo además las del mayor tiempo de retorno de la inversión. Al ser la alternativa más sencilla, sin embargo, fue la de inmediata ejecución.
- Para el cambio temprano de componentes, al ser un número reducido de fuentes a corregir, con flujos de mayor impacto en cuanto a emisiones, genera

mayor reducción en caudal, logrando así los buenos retornos sobre la inversión. Para este caso, son los indicadores de nivel en donde se han encontrado las mayores fuentes de emisión.

- En cuanto al plan de reconversión tecnológica, se evidenció que el mayor impacto en caudal de emisiones se genera en los venteos de los trenes de regeneración, debido principalmente a:
 - El arrastre en el glicol que es requerido para el aprovechamiento de la energía del gas natural que viene a alta presión desde la torre contactora, con el fin de transmitirla a la bomba de circulación. Lo anterior significa mayor transporte de metano hacia el regenerador de TEG, donde luego de su paso por el rehervidor es venteado a la atmósfera junto con el vapor de agua.
 - La necesidad de introducir en el proceso un flujo de gas de despojo (*Stripping Gas*), que tiene como finalidad mejorar la regeneración del glicol, disminuyendo la fracción molar del agua en la fase vapor y por tanto su presión parcial. Aunque puede utilizarse un tipo de gas inerte (seco) como nitrógeno, su uso continuo en el proceso genera un alto costo, que es reducido si se usa una fracción de gas natural pobre que sale del proceso de deshidratación.
- Se propone el cambio en la tecnología de bombeo del glicol, pasando de los sistemas propulsados por la energía del gas, a sistema eléctrico. Esta propuesta está fundamentada en que se eliminaría directamente la principal

fuente de emisiones fugitivas, que representan el 85% del total de la Estación de Deshidratación.

- Se propone reducir el volumen restante de emisiones con la implementación de una unidad de recuperación de vapor, que además de mitigar el impacto de GEI, también genera la reducción sobre las emisiones de COV y *HAP*.
- En caso de implementar la totalidad de las modificaciones propuestas, se lograría alcanzar un nivel muy cercano a lo que se define como un sistema deshidratación de “cero emisiones”

6. RECOMENDACIONES

- Se recomienda incluir en las rutinas del Programa de Mantenimiento Predictivo las actividades de seguimiento de *DI&M (Direct Inspection & Maintenance)*, que permitan la detección de este tipo de emisiones y la planificación de los mantenimientos y programas de inversión requeridos para mitigar o minimizar las emisiones fugitivas, no solo en las instalaciones de la Estación de Deshidratación, pero en toda la Infraestructura de gas natural.
- Se recomienda revisar el plan de inversiones a ejecutar, ya que en el caso del sector del sector gas, estos cargos están regulados y sujetos a aprobación por parte de la CREG, para incluir en los expedientes tarifarios. Sin embargo, teniendo en cuenta que no son costos significativos, y la favorable relación costo/beneficio, tanto económico como ambiental, se sugiere revisar la posibilidad de asumir directamente las inversiones, ya que sus retornos están garantizados para periodos menores a un año.
- Se hace necesario determinar la disponibilidad de energía eléctrica para que los proyectos de reconversión tecnológica sean viables, especialmente en los casos de bombas de glicol y unidades de recuperación de vapor.
- En el desarrollo del *DI&M*, se recomienda la continua documentación, tanto de las fuentes eliminadas como de las encontradas posteriormente, generando así un programa de seguimiento y mejoramiento continuo, siempre abierto a nuevas alternativas que surjan con el desarrollo tecnológico.

- La implementación de estas alternativas serán poco efectivas si primero no se analizan las condiciones operativas actuales. Tal es el caso de las tasas de circulación de glicol, presiones, temperaturas de los sistemas, limpieza de recipientes a presión, que garanticen la eficiencia del proceso.

- Consultar las mejoras y cambios propuestos con el fabricante.

BIBLIOGRAFIA

BATZIAS, F., SIONTOROU, C., & SPANIDIS, P.-M. Designing a reliable leak bio-detection system for natural gas pipelines. Journal of Hazardous Materials, 186, 35 - 58. 2011.

CENTRAGAS. Informe Final de recibo BOMT Centragas – Contrato DIJ – (P) – 515).

CENTRO DE DESARROLLO TECNOLÓGICO CDT DEL GAS, Inspección de emisiones fugitivas en las instalaciones operativas del Gasoducto Ballena - Barrancabermeja. INFG – 12 – VAR – 193 – 1703. Bucaramanga, Colombia. Diciembre de 2012.

DAVID A. KIRCHGESSNER, ROBERT A. LOTF, R. MICHAEL COWGILL P, MATTHEW R. HARRISON, THERESA M. SHIRES. “Estimate of methane emissions from the U.S. natural gas industry”. U.S. Environmental Protection Agency Air Pollution Prevention and Control Division. Received in USA.1997.

ENVIROMENTAL PROTECTION AGENCY, “Conectar el deshidratador de glicol a la unidad de recuperación de vapor”, Washington, D.C. Septiembre 2004.

ENVIROMENTAL PROTECTION AGENCY, “Replacing Gas-Assisted Glycol Pumps with Electric Pumps”, Washington, D.C. January 2004.

ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY, "Zero Emissions Dehydrators", Washington, D.C. 2011.

ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY EPA - AIR AND RADIATION. Directed Inspection and Maintenance at Gate Stations and Surface Facilities. EPA430-B-03-007. United States of America. October 2003.

FERNANDEZ, R., PETRUSAK, R., ROBINSON, D., ANDZAVADIL, D., Cost-effective methane emissions reductions for small and midsize natural gas producers. /. Petr. Technol. 35¹ .June 2005b.

FERNANDEZ, R., ROBINSON, D., AND AGGARWAL, V., "Methane Emissions and Reduction Opportunities in the Gas Processing Industry." Paper presented at the 84th Annual GPA Convention, San Antonio, TX March 15, 2005a.

FOLGA, S. M. Natural gas pipeline technology overview. Tech. rep.Argonne National Laboratory. November 2007.

GAS PROCESSORS SUPPLIERS ASSOCIATION. Engineering Data Book, FPS, Volumes I&II, Sections 1-26. 12a Ed. United States of America. 2004.

GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ. Política Macro de Responsabilidad Corporativa. Última Actualización, 4 de abril de 2011.

HY-BON VOC Calculator Spreadsheet - Free Giveaway. Apr 2, 2015. [en línea] [citado agosto 15 de 2015] <http://blog.hy-bon.com/hy-bon-voc-calculator-spreadsheet-free-giveaway>.

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS Resolución No.054. (21 Jun. 2007). Por la cual se complementan las especificaciones de calidad del gas natural inyectado al Sistema Nacional de Transporte, definidas en la Resolución CREG 071 de 1999. - [en línea] [citado 12 de agosto de 2015] Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-2007-CREG054-2007>.

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución No. 071. (Diciembre 03 de 1999). Por la cual se establece el Reglamento Unico de Transporte de Gas Natural- [en línea] [citado 12 de agosto de 2015] Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1999-CREG071-99>.

LIU, J., YAO, J., GALLAHER, M., COBURN, J., & FERNANDEZ, R. Study on methane emission reduction potential in China's oil and natural gas industry. (Tech. rep). April 2008.

MURVAY, PF and SILEA, I. A survey on gas leak detection and localization techniques. Department of Automatics and Applied Informatics, Faculty of Automatics and Computers, "Politehnica" University of Timisoara, Bd. Vasile Parvan 2, Timisoara, Romania. 2012.

OFICINA DEL PACTO GLOBAL EN ARGENTINA. Guía del pacto global: una forma práctica para implementar los nueve principios en la gestión empresarial.- 1º ed.- Buenos Aires: Sistema de Naciones Unidas en Argentina, 2004.

RADIAN CORPORATION, "Global emissions of carbon dioxide from petroleum sources", DR 141, American Petroleum Institute, Washington, D.C. July 1991.

REICHARDT, T., DEVDAS, S., KULP, T., & EINFELD, W. Evaluation of active and passive gas imagers for transmission pipeline remote leak detection. (Tech. rep). 2002.

ROJAS SOLIS, AZUCENA DE LAS N. Estudio y optimización del sistema de deshidratación del gas natural con Trietilen Glicol (TEG) en la planta de procesamiento de gas Malvinas. Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica, Universidad Nacional de Ingeniería, Lima, Perú. 2006.

SAEID MOKHATAB, WILLIAM A. POE, JAMES G. SPEIGHT. Handbook of Natural Gas Transmission and Processing. Gulf Professional Publishing, United States of America. 2006. 672 p.

SANTOS SANTOS, N., "Diseño y Operación de unidades de tratamiento y procesamiento del gas natural". Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia. 2013.

SCOTT, S., & BARRUFET, M. Worldwide assessment of industry leak detection capabilities for single & multiphase pipelines. Tech. rep. Dept. of Petroleum Engineering, Texas A&M University. 2003.

SIVATHANU, Y. Natural gas leak detection in pipelines. Tech. rep. EnUrga Inc..2003.

U.S. EPA AND CLEARSTONE ENGINEERING LTD., "Identification and Evaluation of Opportunities to Reduce Methane Losses at Four Gas Processing Plants." GRI-02/0119. 2002.

V.H. SCHIEVELBEIN (1993), "Hydrocarbon Recovery From Glycol Reboiler Vapor With Glycol-Cooled Condensers". Society of Petroleum Engineers, Inc. USA.