

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE RECUPERACIÓN DE LÍQUIDOS DE LA
CORRIENTE DE GAS EN LOS GASODUCTOS DEL CAMPO LISAMA QUE
LLEGAN A LA COMPRESORA LISAMA DE LA GERENCIA DE
OPERACIONES DE MARES GMA. BARRANCABERMEJA**

DANNY VARGAS GUTIERREZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALISTA EN INGENIERÍA DEL GAS
BUCARAMANGA**

2018

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE RECUPERACIÓN DE LÍQUIDOS DE LA
CORRIENTE DE GAS EN LOS GASODUCTOS DEL CAMPO LISAMA QUE
LLEGAN A LA COMPRESORA LISAMA DE LA GERENCIA DE
OPERACIONES DE MARES GMA. BARRANCABERMEJA**

DANNY VARGAS GUTIERREZ

**Trabajo de grado para optar al título de:
ESPECIALISTA EN INGENIERÍA DEL GAS**

Director:

**JAVIER ALBERTO SANABRIA CALA
MAGISTER EN INGENIERÍA QUÍMICA**

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

2018

DEDICATORIA

Primeramente a Dios, creador de todo y artífice de cada uno de mis logros.

*A mi esposa Liliana, que con su paciencia y apoyo ayudó a que este
proyecto se ejecutara con éxito.*

A mi madre querida, quien cada vez luce más hermosa y orgullosa.

A mis ángeles de inspiración, Juandi y Danna.

AGRADECIMIENTOS

A mis compañeros y jefes, quienes me permitieron poder asistir a cada una de las clases.

A mi director, por su orientación y guía en la elaboración del presente trabajo.

A todos y cada una de las personas que aportaron en este proyecto de vida.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	16
1. JUSTIFICACIÓN	19
1.1. ALCANCE	20
1.2. OBJETIVOS.....	20
1.2.1 Objetivo general	20
1.2.2 Objetivos específicos	20
2. GENERALIDADES	22
2.1. GAS NATURAL	22
2.2. COMPONENTES DEL GAS NATURAL.....	23
2.2.1 Metano.	23
2.2.2 Etano.....	24
2.2.3 Propano.....	25
2.2.4 Butano.....	25
2.2.5 Pentanos.	25
2.2.6 Otros	25
2.3. CLASIFICIACIÓN DEL GAS NATURAL	26
2.4. ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DEL GAS NATURAL	27
2.4.1 Contenido de agua.....	27
2.4.2 Contenido de h ₂ s, co ₂ y compuestos sulfurados.....	27
2.4.3 Valor calorífico.....	28
2.4.4 Punto de rocío de hidrocarburos.	28
2.5. TRATAMIENTOS APLICADOS AL GAS NATURAL.....	28
2.6. CONTENIDO DE VAPOR DE AGUA EN EL GAS NATURAL	30
2.7. ALTERNATIVAS PARA LA DESHIDRATACIÓN DEL GAS NATURAL	30

2.7.1	Absorción con glicoles.....	30
2.7.2	Adsorción con tamices moleculares.....	31
2.7.3	Combinación de refrigeración y adsorción.....	31
2.8.	PARÁMETROS ASOCIADOS A LOS LÍQUIDOS EXTRAÍDOS DEL GAS NATURAL.....	31
2.9.	GAS NATURAL EN COLOMBIA.....	32
3.	DESCRIPCIÓN DEL PROCESO	34
3.1.	DESCRIPCIÓN DE LA ESTACIÓN COMPRESORA DE GAS LISAMA 34	
3.2.	DESCRIPCIÓN DEL PROCESO EN LA COMPRESORA LISAMA.	38
4.	DIAGNÓSTICO DE LAS CONDICIONES ACTUALES DE LAS LÍNEAS DE TRANSPORTE DE GAS EN LA COMPRESORA LISAMA	45
4.1.	CABEZAL DE SUCCIÓN PRINCIPAL	45
4.2.	ETAPAS DE COMPRESIÓN Y SUMINISTRO DE GAS PARA OPERACIÓN DE LOS COMPRESORES	46
4.3.	INSPECCIÓN EXTERNA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS HACIA LA PLANTA DE PROCESO EL CENTRO	48
4.4.	INSPECCIÓN INTERNA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS HACIA LA PLANTA DE PROCESO EL CENTRO	52
4.4.1	Inspección interna mediante ultrasonido.....	52
4.4.2	Inspección interna mediante técnica ili.....	54
4.5.	ANÁLISIS DE RESULTADOS DE INSPECCIÓN	59
4.5.1	Efecto del tiempo y uso en la fricción de tuberías	60
4.5.2	Flujo isotérmico	61
4.5.3	Válvulas y accesorios.....	61
4.5.4	Resistencia al flujo en las curvas	62
4.5.5	Línea horizontal para el transporte de gas	62
4.5.6	Flujo anular y flujo anular de neblina.....	63

5. GENERACIÓN DE CONDENSADOS Y ALTERNATIVAS PARA SU RECUPERACIÓN.....	66
5.1. GENERACIÓN DE CONDENSADOS.....	66
5.2. ALTERNATIVAS PARA LA RECUPERACIÓN DE CONDENSADOS.....	74
5.2.1 Sistema de enfriamiento.....	74
5.2.2 Marrano inteligente.....	77
5.2.3 Deshidratación con glicol	79
5.2.4 Deshidratación con metanol.....	80
6. CONCLUSIONES	82
7. RECOMENDACIONES	83
BIBLIOGRAFÍA.....	84

LISTADO DE FIGURAS

Figura 1 Esquema general de los pozos de gas natural.	24
Figura 2 Clasificación del gas natural.	26
Figura 3 Tratamientos aplicados al gas natural.	29
Figura 4 Producción de gas natural en Colombia desde enero de 2016 a octubre de 2017.	33
Figura 5 Ubicación del campo Lisama.	35
Figura 6 Sistema de nodos del campo Lisama.	36
Figura 7 Estación de separación Central Lisama.	36
Figura 8 Estación de separación Peroles.	37
Figura 9 Estación de separación Satélite.	37
Figura 10 Estación de separación Sol.	38
Figura 11 Estación de separación Tesoro.	38
Figura 12 Proceso general realizado en la Compresora Lisama.	39
Figura 13 Diagrama esquemático de la Compresora Lisama.	40
Figura 14 Envoltorio del gas del campo Lisama.	42
Figura 15 Gasoductos Lisama de 6" y 8" de diámetro.	44
Figura 16 Línea del cabezal de succión de los compresores C3, C4, C6 y C7.	45
Figura 17 Vista aérea del trayecto del gasoducto entre la Compresora Lisama y la planta de proceso El Centro.	49
Figura 18 Cuerpos de agua observados en el trayecto de la línea de 8" de diámetro.	49
Figura 19 Punto de partida de la línea de 8" de diámetro.	50
Figura 20 Punto de llegada de la línea de 8" de diámetro.	50
Figura 21 Corrosión externa observada en el trayecto de la línea de 8" de diámetro.	52
Figura 22 Lanzamiento de la herramienta ILI.	55
Figura 23 Determinación de la profundidad de abolladura.	58

Figura 24 Ubicación y longitud de los tramos que se propone reponer en el gasoducto de 8" .	59
Figura 25 Formación de humo negro identificada durante la inspección del gasoducto de 8" .	60
Figura 26 Formación de hidratos identificada durante la inspección del gasoducto de 8" .	60
Figura 27 Simulación de la operación de la Compresora Lisama.	69
Figura 28. Diagrama de flujo de condensados.	72
Figura 29 Diagrama de flujo del modelo del sistema de enfriamiento.....	74
Figura 30 Vista lateral derecha del modelo del sistema de enfriamiento.	75
Figura 31 Vista superior del modelo del sistema de enfriamiento.....	76
Figura 32 Vista frontal del modelo del sistema de enfriamiento.....	76
Figura 33 Raspador o marrano inteligente.....	78
Figura 34 Proceso de deshidratación con glicol.....	79
Figura 35 Proceso de deshidratación con metanol.	81

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1 Composición del gas natural distribuido por Gas Natural Fenosa para uso doméstico.....	22
Tabla 2 Composición aproximada del gas natural de acuerdo con su origen.	26
Tabla 3 Pozos asociados a la Planta Compresora de Gas Lisama.	35
Tabla 4 Cromatografía característica del gas producido por el campo Lisama.	43
Tabla 5 Características de diseño y operación gasoducto de 8”.....	48
Tabla 6 Espesores de retiro calculados mediante el Código ASME B31.8... 54	
Tabla 7 Registro de datos y calidad de la inspección interna ILI.	55
Tabla 8 Anomalías identificadas con pérdida de espesor superior al 80 % . 57	
Tabla 9 Anomalías identificadas con reducción máxima de diámetro interno igual o mayor a 5 %.	58
Tabla 10 Resultados obtenidos por la simulación de la operación de la Compresora Lisama.....	67
Tabla 11 Medición de humedad en corrientes de gas de la Compresora Lisama.	70
Tabla 12 Inventario de líquidos condensados.....	71
Tabla 13 Análisis PIANO de los condensados transportados por carrotanque a la Deshidratadora Lisama.	73

LISTADO DE ECUACIONES

Ecuación 1 Espesor mínimo de tubería.	53
Ecuación 2 Pérdida de metal	56

RESUMEN

TÍTULO: DISEÑO DE UN SISTEMA DE RECUPERACIÓN DE LÍQUIDOS DE LA CORRIENTE DE GAS EN LOS GASODUCTOS DEL CAMPO LISAMA DE LA GERENCIA DE OPERACIONES DE MARES GMA. BARRANCABERMEJA*

AUTOR: DANNY VARGAS GUTIERREZ**

PALABRAS CLAVES: Gasoductos, Compresores, Condensación, Productos blancos.

DESCRIPCIÓN: Actualmente, en los gasoductos de entrada a la Compresora ubicada en el campo Lisama no existen mecanismos de recuperación de líquidos basados en su composición y características, lo que ocasiona diferentes inconvenientes técnicos y económicos: acumulación de líquidos en las líneas; incumplimiento de las especificaciones de calidad establecidas para las líneas de transporte de gas natural; incumplimiento en las condiciones de operación y disminución de la integridad física de compresores y líneas del campo Lisama; pérdida de tiempo por paradas no programadas de las estaciones y gasoductos para realizar la limpieza de las líneas; y el aumento de los índices por quema de gas y demás acciones que afectan una normal operación del campo.

La eliminación del contenido de estos líquidos en el gas permite obtener beneficios como: evitar la reducción de la capacidad de flujo del gas a través de las líneas de transporte; controlar y eliminar fenómenos de corrosión; evitar la interrupción del flujo por taponamiento en los casos en que la temperatura es demasiado baja; y evitar la formación de hidratos al interior de las tuberías. Cuando no existe un adecuado control de los líquidos en las corrientes de gas, estos se acumulan en la sección inferior de la tubería y ocasionan inconvenientes en las instalaciones del sistema, y finalmente pueden ocasionar incendios y explosiones.

Con base en esta situación, es necesario diseñar un sistema de recuperación de líquidos de la corriente de gas en los gasoductos del campo Lisama de la gerencia de operaciones de mares GMA, que permita cumplir con parámetros especiales para el transporte de gas, disminuir el factor de falla de los compresores y líneas de transporte, y reducir las pérdidas de producción por parada no programadas de las estaciones y gasoductos por obstrucciones en las líneas.

* Monografía

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc. Javier Alberto Sanabria Cala.

ABSTRACT

TITLE: DESIGN OF A SYSTEM FOR LIQUIDS RECOVERY FROM THE GAS CURRENT IN THE LISAMA FIELD GAS PIPELINES OF THE GERENCIA DE OPERACIONES DE MARES GMA. BARRANCABERMEJA*

AUTHOR: DANNY VARGAS GUTIERREZ**

KEYWORDS: Gas pipelines, Compressors, Condensation, White products.

DESCRIPTION: Currently, in the gas pipelines entering the Compressor located in the Lisama field, there are no liquid recovery mechanisms based on their composition and characteristics, which causes different technical and economic drawbacks: liquid accumulation in the lines; non-compliance with quality specifications established for natural gas transportation lines; failure to comply with operating conditions and physical integrity reduction of compressors and lines of the Lisama field; loss of time due to non-programmed shutdown of the stations and gas pipelines to clean the lines; and the increase of the indexes for gas burning and other actions that affect a normal operation of the field.

The elimination of these liquids content in the gas allows obtaining benefits such as: avoiding the reduction of the gas flow capacity through the transport lines; control and eliminate corrosion phenomena; avoid the interruption of the flow due to clogging in cases where the temperature is too low; and avoid the formation of hydrates inside the pipes. When there is no adequate control of the liquids in the gas streams, they accumulate in the lower section of the pipe and cause inconveniences in the installations of the system, and can eventually cause fires and explosions.

Based on this situation, it is necessary to design a liquid recovery system for the gas stream in the gas pipelines of the Lisama field of the Gerencia de operaciones de mares GMA, which allows compliance with special parameters for gas transport, reducing the factor of failure of the compressors and transport lines, and reduce production losses due to non-programmed shutdown of the stations and gas pipelines due to obstructions in the lines.

* Monograph

** Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: M.Sc. Javier Alberto Sanabria Cala.

INTRODUCCIÓN

La Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL S.A.) se ha posicionado como líder en la exploración, explotación, transporte, refinación, almacenamiento, distribución y comercialización de los hidrocarburos convencionales y no convencionales, así como los derivados de petróleo y sus productos. Su evolución empresarial hace énfasis en el marco de la responsabilidad social empresarial, e implementa como objetivo la reducción de los niveles de emisión de gas y quemas en los diferentes procesos. Para alcanzar este objetivo y ajustarse a los lineamientos establecidos por el Ministerio del Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible, la empresa ha fijado la meta “Barriles Limpios” que contempla: cero accidentes y cero incidentes ambientales, en armonía con las comunidades y demás grupos de interés.

Teniendo en cuenta estos lineamientos, al interior de la empresa ha tomado gran importancia la problemática causada por los accidentes asociados a la explosión de líneas de transporte de productos, como es el caso de los poliductos, gasoductos y oleoductos. Un claro ejemplo de esta situación fue el caso ocurrido en el año 2011 en el municipio de Dosquebradas, Risaralda, donde una falla en una de las líneas de transporte ocasionó una gran catástrofe con repercusiones sociales y ambientales.

Uno de los factores que aceleran en mayor medida el deterioro de las líneas de transporte, en especial los gasoductos, es la presencia de líquidos condensados al interior de las líneas. En este tipo de líneas se generan líquidos después de procesos de separación en estaciones, así como durante el transporte y la compresión. Además de esto, la cantidad y composición del líquido presente en las líneas de transporte depende en gran medida del grado de riqueza que tenga el gas que está siendo procesado.

La mayor problemática generada por la presencia de líquidos en los gasoductos es que estos sistemas están diseñados exclusivamente para el transporte de gases, por lo cual los condensados ocasionan graves inconvenientes en el suministro de gas a las plantas de procesamiento [23]. Las consecuencias de este fenómeno son de gran relevancia para la industria de los hidrocarburos y del gas, ya que obliga a que el gas producido sea sometido a diferentes tratamientos y procesos, para garantizar la correcta operación de aquellos equipos diseñados para trabajar con fluidos en una sola fase y evitar futuras fallas operacionales, así como para cumplir las especificaciones de calidad establecidas para transporte de fluidos [7].

La eliminación del contenido de líquidos en un gas conlleva una serie de beneficios operacionales, dentro de los cuales se encuentran: evitar la reducción de la capacidad de flujo del gas a través de las líneas de transporte; controlar o eliminar los fenómenos corrosivos que puedan causar los líquidos; evitar el taponamiento de la tubería en los casos en que la temperatura sea demasiado baja; así como eliminar otros problemas relacionados con la formación de hidratos [23]. Sin embargo, en ausencia de un control adecuado puede ocurrir la acumulación de los líquidos en la sección inferior de la tubería diseñada para el transporte de gas, que puede promover el daño de diferentes equipos en las instalaciones del sistema como los compresores, y finalmente ocasionar incendios y explosiones [4].

A manera de ejemplo, el fenómeno de generación de líquidos en líneas de transporte de gas ha sido documentado en la Planta de Gas El Centro, en la cual actualmente se han implementado diferentes sistemas de retención de líquidos como solución parcial a la problemática ocasionada en los gasoductos. Dentro de los sistemas implementados en esta planta se destacan los separadores de las diferentes inter-etapas de los moto compresores, el separador general de gas salida y el separador de gas al Centro. Sin embargo, estos sistemas no representan una solución definitiva al problema, debido a

que en condiciones de alta presión de descarga no se logra retener el condensado en las vasijas, sino que es arrastrado hacia las líneas de descargas de los diferentes puntos de recibo. Esta situación dificulta las mediciones efectuadas sobre el gas, ya que estos medidores están diseñados para medir productos una sola vez.

Por su parte, el presente trabajo está delimitado en el área de la Compresora Lisama ubicada en la región del Magdalena Medio, en donde actualmente se realiza la explotación de petróleo. El gas producido en esta región proviene de los yacimientos petrolíferos y llega a los anulares de los pozos, donde es conducido por líneas de transporte hacia las estaciones de recolección del campo con el fin de procesarlo, retirando impurezas y trazas que puedan generarse durante los procesos de extracción. Posteriormente, el gas es enviado a la Compresora Lisama, objeto del presente estudio, de la cual se retira comprimido a alta presión para ser enviado a la Planta de Gas El Centro.

Sin embargo, actualmente en las corrientes de gas que ingresan a la Compresora Lisama no existen mecanismos de recuperación de líquidos que tengan en cuenta sus características y composición. Esta situación ha llevado a la identificación de una serie de inconvenientes, como son: acumulación de líquidos en las líneas de transporte; incumplimiento de las especificaciones de calidad establecidas tanto para las líneas de transporte de gas natural como para los equipos asociados a su procesamiento; disminución de la integridad física de los compresores y líneas del campo Lisama; pérdidas económicas y de tiempo por la parada de las estaciones y gasoductos necesarias para la limpieza de las líneas; y aumento de los índices por quema de gas.

1. JUSTIFICACIÓN

El proceso de compresión de gas en el campo Lisama pueden ser realizado empleando 5 máquinas compresoras reciprocantes, denominadas con su TAG operacional como K-3, K-4, K-5, K-6 y K-7. De estas 5 unidades, en las condiciones operacionales actuales se encuentran en servicio 2 máquinas, mientras las otras 3 se encuentran en stand-by para relevo a causa de la disminución del flujo de gas del campo. El gas comprimido que sale de estas máquinas es enviado hacia la Planta de Gas El Centro para su procesamiento mediante dos líneas de transporte o gasoductos, las cuales tienen 6" y 8" de diámetro con una extensión aproximada de 52 km cada uno.

En condiciones operacionales normales la presión de descarga de las máquinas oscila entre 550 y 600 psi, lo cual es señal de que el gasoducto se encuentra libre de líquidos. Por el contrario, la detección de incrementos en las mediciones de presión refleja la aparición de una carga de líquidos, lo cual conlleva a la ejecución inmediata de la operación de limpieza interior mediante desplazamiento de un PIG, conocida en la industria como "operación de marraneo" [2].

Actualmente, este proceso de limpieza o "marraneo" se realiza de forma recurrente cada tres días, iniciando por línea de 8", continuando por la de 6" y nuevamente la de 8", para dar paso al día de descanso. Esta operación está arrojando el desplazamiento en la línea de 8" de 100 barriles de condensado en promedio cada pasada, y 60 barriles promedio de condensado por la línea de 6". La presencia de esta columna de líquidos en la línea genera el aumento de la presión en la descarga de los compresores, lo cual obliga a que la operación de estas máquinas se realice de forma forzada. Además de esto se produce un incremento de la quema de gas y del deterioro de la línea, debido a la acumulación de líquidos corrosivos en su interior, principalmente en los

puntos bajos donde se hace más difícil su desplazamiento en la operación de limpieza [6].

1.1. ALCANCE

En la presente monografía se plantea realizar el diseño de un sistema de recuperación de líquidos de la corriente de gas en los gasoductos del campo Lisama de la gerencia de operaciones de mares GMA, que permita cumplir con parámetros especiales para el transporte de gas, disminuir el factor de falla de los compresores y líneas de transporte, y reducir las pérdidas de producción por parada no programadas de las estaciones y gasoductos por obstrucciones en las líneas.

1.2. OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo general

Diseñar un sistema de recuperación de líquidos de la corriente de gas en los gasoductos del campo Lisama de la gerencia de operaciones de mares GMA.

1.2.2 Objetivos específicos

- Analizar las causas del proceso de condensación del gas y generación de líquidos en la línea de transporte del gas en la compresora de Lisama.
- Realizar un diagnóstico inicial para determinar las condiciones actuales de las líneas de transporte del gas en la compresora de Lisama.
- Proponer el diseño de un sistema de recuperación de líquidos de la corriente de gas en los gasoductos del campo Lisama de la gerencia de

operaciones de mares GMA para evitar la llegada de los líquidos al proceso de compresión y a los gasoductos 6" y 8" LIS – ELC.

2. GENERALIDADES

2.1. GAS NATURAL

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos ligeros compuesto principalmente por metano (C₁), etano (C₂), propano (C₃), butanos (C₄) y pentanos (C₅) [23]. Además de estos componentes, es posible encontrar en el gas natural trazas de dióxido de carbono (CO₂), sulfuro de hidrógeno (H₂S) y nitrógeno (N₂), entre otros, como se muestra en la Tabla 1 [26]. La composición del gas natural es muy variada, principalmente de acuerdo con el origen geográfico, aunque es posible afirmar que el componente principal (alrededor del 90 %) de la mezcla es el metano [17].

Tabla 1 Composición del gas natural distribuido por Gas Natural Fenosa para uso doméstico.

Constituyente	Fórmula química	Composición (%v/v)
Metano	CH ₄	81.86
Etano	C ₂ H ₆	11.61
Propano	C ₃ H ₈	1.92
I-Butano	C ₄ H ₁₀	0.23
N-Butano	C ₄ H ₁₀	0.22
Nitrógeno	N ₂	0.90
Dióxido de carbono	CO ₂	3.18

Fuente: Adaptado de Gas natural Fenosa, 2007 [26].

El gas natural se caracteriza por ser incoloro, inodoro, insípido, no tóxico y no corrosivo, con punto de ebullición a presión atmosférica cercano a los -161 °C [23]. Posee una densidad cercana a 0.6 g/cm³, menor a la densidad del aire, por lo cual tiende a elevarse y disiparse fácilmente del lugar en donde se encuentra [2]. Además de esto, el gas natural presenta una elevada temperatura de combustión, superior a los 650 °C, y es inflamable en un pequeño intervalo de concentración que va desde 4.5 % hasta 14.5 %

mezclado con aire, lo cual hace que el gas natural sea un combustible seguro comparado con otras fuentes fósiles de energía [8, 10].

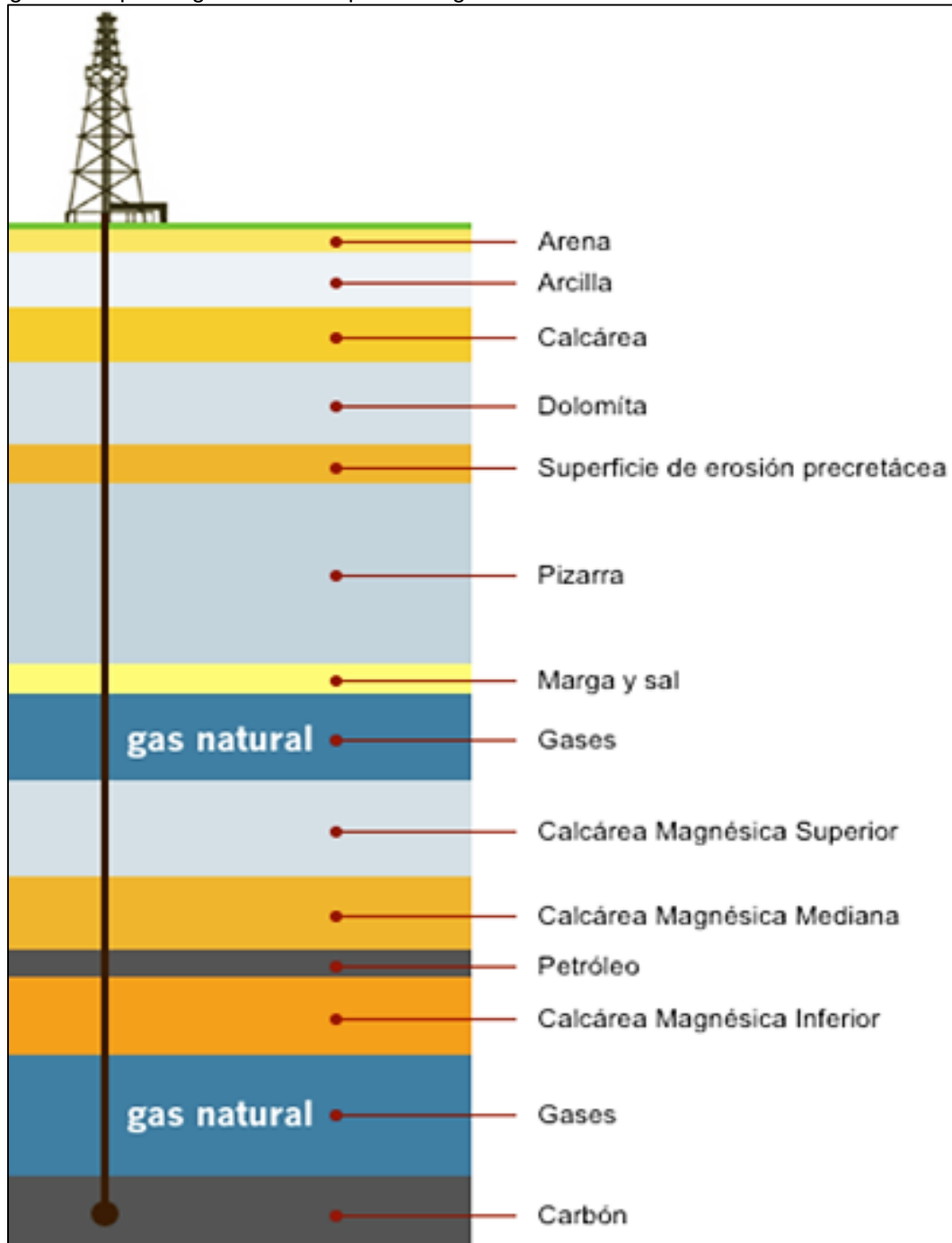
A presión atmosférica, cuando el gas natural se enfría por debajo de aproximadamente $-161\text{ }^{\circ}\text{C}$ se condensa, generando un líquido conocido como gas natural licuado (GNL) [26]. Este líquido es dos veces más ligero que el agua y ocupa un volumen alrededor de 600 veces menor que una masa equivalente del gas natural, por lo cual se emplea este formato para el almacenaje, transporte y comercialización [6].

El gas natural puede ser encontrado en una gran variedad de localizaciones geográficas alrededor de mundo, en depósitos ubicados en las profundidades de la superficie terrestre o bajo el lecho de los océanos [26]. De igual forma, las napas de gas pueden encontrarse sobre los yacimientos de petróleo o estar atrapadas en el seno de las rocas porosas, como se muestra en la Figura 1 [26]. Ya que es un gas inodoro, los estándares de seguridad indican que para permitir la detección de fugas se añade una cantidad menor a 50 ppm de etil mercaptano, que es un compuesto orgánico de azufre con un olor característico a huevo podrido, permitiendo así la manipulación y comercialización segura del gas natural [23].

2.2. COMPONENTES DEL GAS NATURAL

2.2.1 Metano. Este compuesto es el hidrocarburo con la estructura más sencilla, formado por un átomo de carbono enlazado a 4 átomos de hidrógeno. El metano se destaca por ser altamente inflamable, por lo cual se quema fácil y casi totalmente emitiendo niveles muy bajo de contaminación al medio ambiente [8, 13].

Figura 1 Esquema general de los pozos de gas natural.



Fuente: Adaptado de Mejía, 2010 [26].

2.2.2 Etano. En su estado natural es un gas incoloro, inodoro e insípido, ligeramente más pesado que el aire. Su temperatura de condensación a presión atmosférica es de $-88.6\text{ }^{\circ}\text{C}$, y sus límites de explosividad inferior y superior en el aire son 2.9 y 13.0 %v/v, respectivamente. Es el segundo

miembro de la serie de los alcanos, con fórmula condensada C_2H_6 , el cual se obtiene por fraccionamiento de los líquidos del gas natural [8, 13].

2.2.3 Propano. Es un gas incoloro e inodoro, más pesado que el aire, con temperatura de condensación a presión atmosférica equivalente a $-42.5\text{ }^{\circ}\text{C}$. Sus límites inferior y superior de explosividad en el aire son 2.4 y 9.5 %v/v, respectivamente. Es el tercer miembro de los alcanos, con fórmula condensada C_3H_8 . Este compuesto se obtiene por fraccionamiento de los líquidos condensados del gas natural y de varios procesos de refinación, como la destilación atmosférica del petróleo crudo, la desintegración catalítica y la reformación de naftas [8, 13].

2.2.4 Butano. Es un gas incoloro e inodoro, más pesado que el aire, con temperatura de ebullición de $-0.5\text{ }^{\circ}\text{C}$ a presión atmosférica. Sus límites inferior y superior de explosividad en el aire son 2.1 y 9.5 %v/v, respectivamente. Es el cuarto miembro de la serie de los alcanos y su fórmula condensada es C_4H_{10} [8, 10].

2.2.5 Pentanos. Es un conjunto de hidrocarburos saturados de fórmula empírica C_5H_{12} , de los cuales son posibles tres isómeros: n-pentano, isopentano (2-metilbutano) y neopentano (2, 2-dimetilpropano). Los pentanos son líquidos incoloros e inflamables, solubles en hidrocarburos y éteres e insolubles en agua. Por lo general se obtienen a partir de las fracciones de menor punto de ebullición de la destilación del petróleo [8, 13].

2.2.6 Otros. El gas natural puede contener una gran variedad de contaminantes, entre los cuales se destacan [8, 13]:

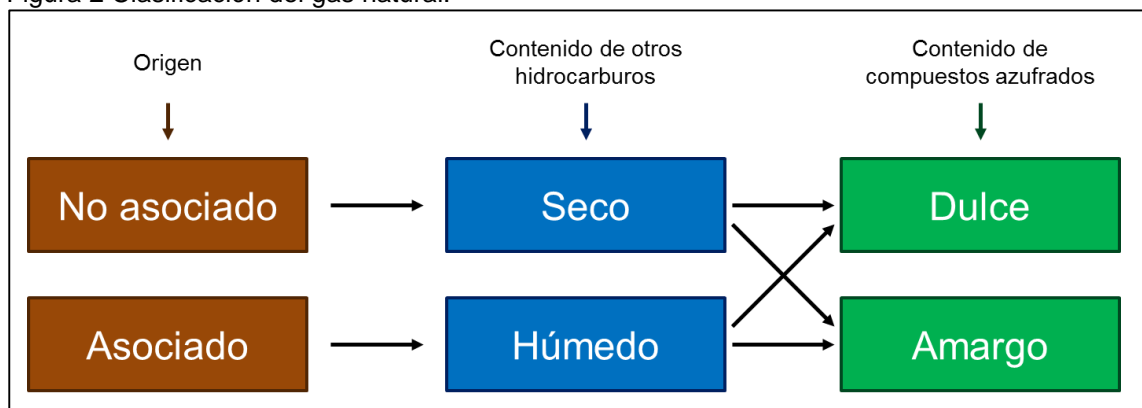
- Dióxido de carbono (CO_2).
- Sulfuro de hidrógeno (H_2S).
- Mercaptanos ($R - SH$).

- Sulfuro de carbonilo (O=C=S)
- Disulfuro de carbono (CS₂).
- Mercurio (Hg).
- Sales.
- Ceras y asfaltenos.
- Aromáticos BTEX.

2.3. CLASIFICACIÓN DEL GAS NATURAL

Como se muestra en la Figura 2, el gas natural puede ser clasificado de acuerdo con su origen o de acuerdo con su composición. De acuerdo con su origen, el gas natural puede ser: asociado, el cual se extrae en conjunto con el petróleo crudo y contiene grandes cantidades de hidrocarburos como etano, propano, butano y naftas; o no asociado, el cual se encuentra en depósitos exclusivamente de gas, los cuales no contienen petróleo crudo a las condiciones de presión y temperatura originales y presentan mayor contenido de metano, como se muestra en la Tabla 2 [8, 14].

Figura 2 Clasificación del gas natural.



Fuente: Adaptado de Reinking, 2014 [17].

Tabla 2 Composición aproximada del gas natural de acuerdo con su origen.

Componente	No asociado	Asociado
Metano	95 – 98%	60 – 80%
Etano	1 – 3%	10 – 20%

Propano	0.5 – 1%	5 – 12%
Butano	0.2 – 0.5%	2 – 5%
Pentano	0.2 – 0.5%	1 – 3%
Dióxido de carbono	0 – 8%	0 – 8%
Nitrógeno	0 – 5%	0 – 5%
Sulfuro de hidrógeno	0 – 5%	0 – 5%

Fuente: Adaptado de Reinking, 2014 [17].

Por su parte, de acuerdo con su composición puede clasificarse en función del contenido de compuestos azufrados y de otros hidrocarburos de mayor peso molecular que el metano. De esta forma, el gas se considera amargo cuando presenta una composición mayor al 1 % de compuestos azufrados como el sulfuro de hidrógeno, mercaptanos, sulfuros o disulfuros, de lo contrario se clasifica como gas dulce. Igualmente, cuando el contenido de hidrocarburos como el etano, propano, butano y pentanos sea superior al 10% se considera un gas húmedo, y composiciones menores se define como gas seco [8, 14]. Por último, el gas se define como ácido cuando presenta cantidades apreciables de sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono y agua, el cual se obtiene del tratamiento del gas amargo húmedo con bases fácilmente regenerables, tales como la monoetanolamina y dietanolamina [8, 14].

2.4. ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DEL GAS NATURAL

2.4.1 Contenido de agua. Expresada en $Lb_{H_2O}/MMPCE$, es un indicador de calidad del gas debido a que el alto contenido de agua líquida en los poliductos da lugar a la formación de hidratos y problemas de corrosión [2].

2.4.2 Contenido de H_2S , CO_2 y compuestos sulfurados. Expresado en ppm para el H_2S y %molar para el CO_2 , son los compuestos que ocasionan la acidez del gas. El H_2S no tiene color, es ligeramente más pesado que el aire y es uno de los gases más peligrosos debido a que es inflamable, venenoso, irritante, asfixiante y promueve en las tuberías la corrosión extendida o por

agrietamiento [2]. Por su parte, el CO₂ reduce el poder calorífico del gas, además de causar problemas de corrosión y de presencia de sólidos, ya que solidifica a bajas temperaturas como las empleadas en los procesos de extracción de líquidos o de licuefacción del gas natural [26].

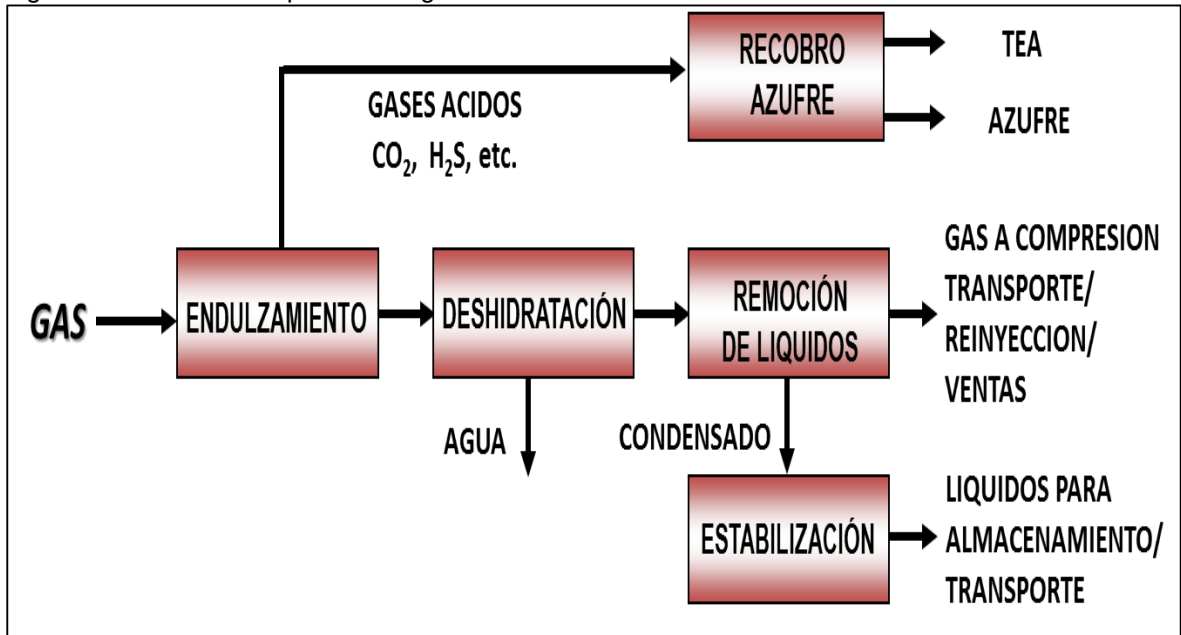
2.4.3 Valor calorífico. Expresado en Btu/PCE, es una especificación controlada ya que es necesario contar con el poder calorífico apropiado para las especificaciones de los equipos que usan este combustible, como hornos, calderas, turbinas y motores a gas, entre otros [15, 16].

2.4.4 Punto de rocío de hidrocarburos. Expresado en °F, corresponde a la temperatura de condensación a una presión específica de los hidrocarburos de la mezcla, y se utiliza como indicador de calidad del gas natural debido a que es necesario prevenir la condensación de hidrocarburos líquidos en las tuberías de transporte de gas y durante la comercialización [15, 16].

2.5. TRATAMIENTOS APLICADOS AL GAS NATURAL

Para llevar a cabo el transporte y comercialización del gas natural de forma segura y eficiente es necesario realizar los diferentes procesos que se muestran en la Figura 3, con el fin de cumplir las especificaciones de calidad del gas natural, los cuales tienen diferentes objetivos [7, 17]:

Figura 3 Tratamientos aplicados al gas natural.



Fuente: Adaptado de Reinking, 2014 [17].

- El endulzamiento permite remover los componentes ácidos arrastrados por la corriente de gas, tales como el sulfuro de hidrógeno y el dióxido de carbono. Para este proceso existen diferentes alternativas, como el tratamiento de gas con aminas, el proceso Benfield o por adsorción por oscilación de presión (PSA).
- La deshidratación tiene como objetivo remover el agua que se encuentra en forma de vapor junto al gas natural.
- La remoción de líquidos permite extraer los hidrocarburos pesados de la corriente de gas para evitar pérdidas económicas por reducciones en la calidad del gas.
- La estabilización se aplica sobre la mezcla de hidrocarburos líquidos condensados para eliminar los componentes más volátiles y reducir así la presión de vapor.

2.6. CONTENIDO DE VAPOR DE AGUA EN EL GAS NATURAL

Los métodos más utilizados para determinar la cantidad de agua contenida en el gas natural son el *Bureau of Mines Dew Point Tester* y el método *Dupont y Karl Fischer* [8, 18]. La remoción del agua contenida en el gas se realiza para: evitar la formación de hidratos, los cuales pueden interrumpir el flujo de gas en tuberías; cumplir los requerimientos de calidad del gas exigidos por los clientes y por las regulaciones nacionales; evitar el congelamiento del agua a su llegada a las plantas de recuperación de líquidos, las cuales operan a temperaturas entre -94 y -1 °C; y prevenir la condensación de agua en tuberías de transporte de gas que pudiese favorecer los mecanismos de corrosión interna en presencia de CO_2 y H_2S [8, 18].

2.7. ALTERNATIVAS PARA LA DESHIDRATACIÓN DEL GAS NATURAL

La deshidratación es el proceso utilizado para remover el contenido de agua en el gas, dado que ambos son siempre producidos desde el reservorio saturado en equilibrio y su presencia se hace crítica en combinación con el H_2S y CO_2 [8]. Generalmente, Un volumen de agua es producido desde el reservorio directo y otro volumen de agua es producida de la condensación de agua desde el gas natural, debido a cambios en la presión y temperatura durante las operaciones de producción. [7]. De forma general, existen 3 alternativas que se presentan a continuación.

2.7.1 Absorción con glicoles. Este proceso consiste en poner en contacto, en una torre absorbadora de platos o empacada, una solución de glicol con la corriente de gas a la cual se le desea retirar el agua. El gas entra por el fondo de la torre y la solución de glicol entra por la parte superior en contracorriente. A medida que el gas asciende hacia la parte superior de la torre el agua es retirada y se transfiere hacia el glicol, para que el gas sea retirado finalmente

de la torre con el contenido de agua adecuado de acuerdo con las especificaciones requeridas [8].

2.7.2 Adsorción con tamices moleculares. Este es uno de los procesos más frecuentes cuando se requieren niveles muy bajos de agua en el gas deshidratado, y consiste en pasar el gas a través de un lecho compuesto principalmente por aluminosilicatos. Al circular el gas, el vapor de agua es atrapado en las cavidades del material que conforma el lecho [7].

2.7.3 Combinación de refrigeración y adsorción. En algunas configuraciones de deshidratación de gas se puede encontrar una combinación de los procesos de refrigeración y adsorción para remover agua del gas. Mediante la aplicación de este esquema de procesos se remueve un alto porcentaje del agua contenida, enfriando el gas desde temperatura ambiente hasta temperaturas en el rango de 60 a 80 °F. Sin embargo, por debajo de este rango de temperatura se produce la formación de hidratos, lo cual implica la necesidad de inyectar etilenglicol como inhibidor. La aplicación de este arreglo combinado de procesos puede ser atractiva si el sistema de deshidratación está asociado a facilidades de extracción de líquidos del gas en donde se pueda disponer de corrientes frías [7].

2.8. PARÁMETROS ASOCIADOS A LOS LÍQUIDOS EXTRAÍDOS DEL GAS NATURAL

Existen tecnologías enfocadas en los condensados que pueden ser extraídos del gas natural y mantenidos en fase líquida, es decir, en la parte más pesada de la mezcla de hidrocarburos como el propano y los componentes más pesados [23]. Con base en esto, se define el término GPM como la cantidad de galones de líquido formado por hidrocarburos con 3 o más átomos de carbono en su cadena (C₃₊) que se pueden separar por cada 1000 ft³ de gas, medidos en condiciones estándar [23].

De esta forma, en la literatura se hace referencia a que cuando el GPM equivale a 3 se considera un gas rico. Por el contrario, el gas natural con valores de GPM menores a 3 se considera económicamente rentable en la actualidad, debido al alza del precio del petróleo y los demás hidrocarburos a nivel mundial. También es posible calcular los valores de GPM C₂₊ o GPM C₁₊ de acuerdo con los requerimientos de los clientes [22, 23].

Otros términos definidos en relación a estos líquidos son el punto de rocío de los hidrocarburos (PRH), el cual representa la temperatura a la cual se empiezan a condensar los hidrocarburos de la mezcla de gas para una presión determinada, y el punto de rocío al agua (PRA), el cual es la temperatura a la cual el vapor de agua se empieza a condensar de la mezcla gaseosa a una presión determinada [17].

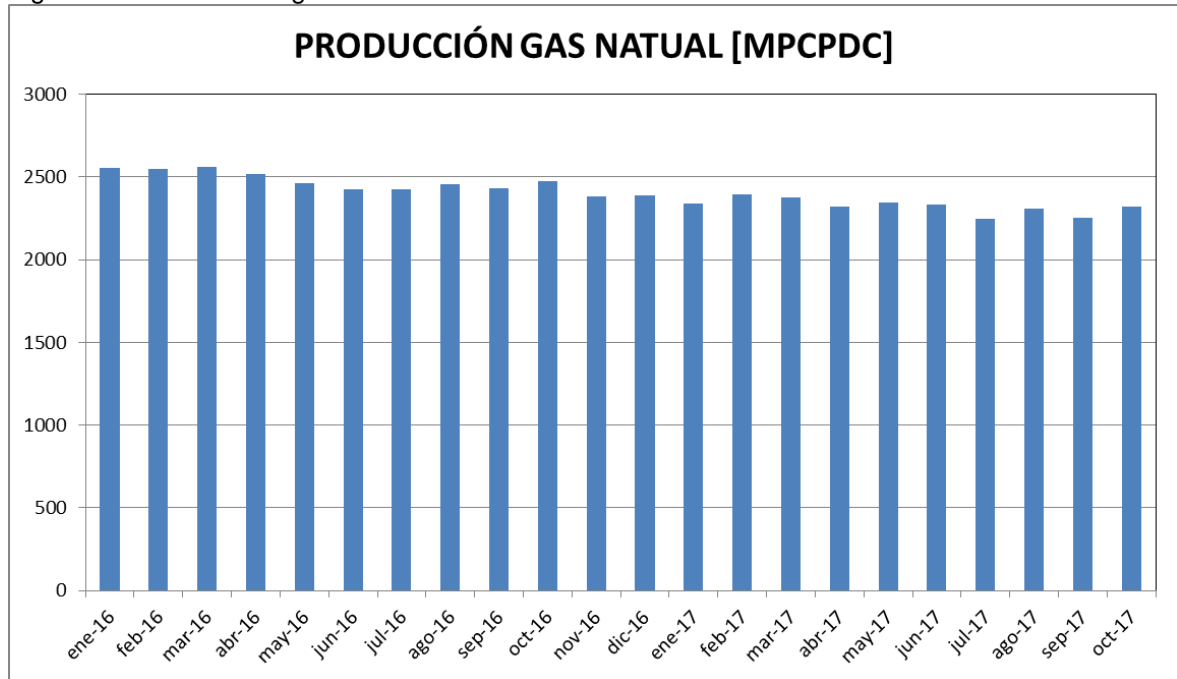
De estos dos términos, el PRH es el de mayor importancia debido a que corresponde a una de las principales especificaciones solicitadas para el gas natural que se comercializa, ya que permite asegurar que no se formen hidrocarburos líquidos en la tubería cuando la línea se enfría a la temperatura del suelo o cuando hay enfriamiento debido a la expansión [23]. El PRH varía con la composición, la presión y la temperatura. Así, generalmente se especifica este parámetro a una presión seleccionada, teniendo en cuenta la influencia de la temperatura ambiente sobre el valor calculado [23, 24].

2.9. GAS NATURAL EN COLOMBIA

Actualmente, el país cuenta con 14 campos principales de producción de gas natural ubicados en 4 regiones principales: Costa Atlántica, Santander, Llanos Orientales y en la región comprendida por los departamentos de Huila y Tolima [19].

Las estadísticas de la Agencia Nacional de Hidrocarburos indican que la producción mensual fiscalizada de gas en Colombia durante los últimos 2 años ha sido superior a los 2000 MPCPDC, como se observa en la Figura 4 [26, 27].

Figura 4 Producción de gas natural en Colombia desde enero de 2016 a octubre de 2017.



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2017 [1] y 2018 [2].

3. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

3.1. DESCRIPCIÓN DE LA ESTACIÓN COMPRESORA DE GAS LISAMA

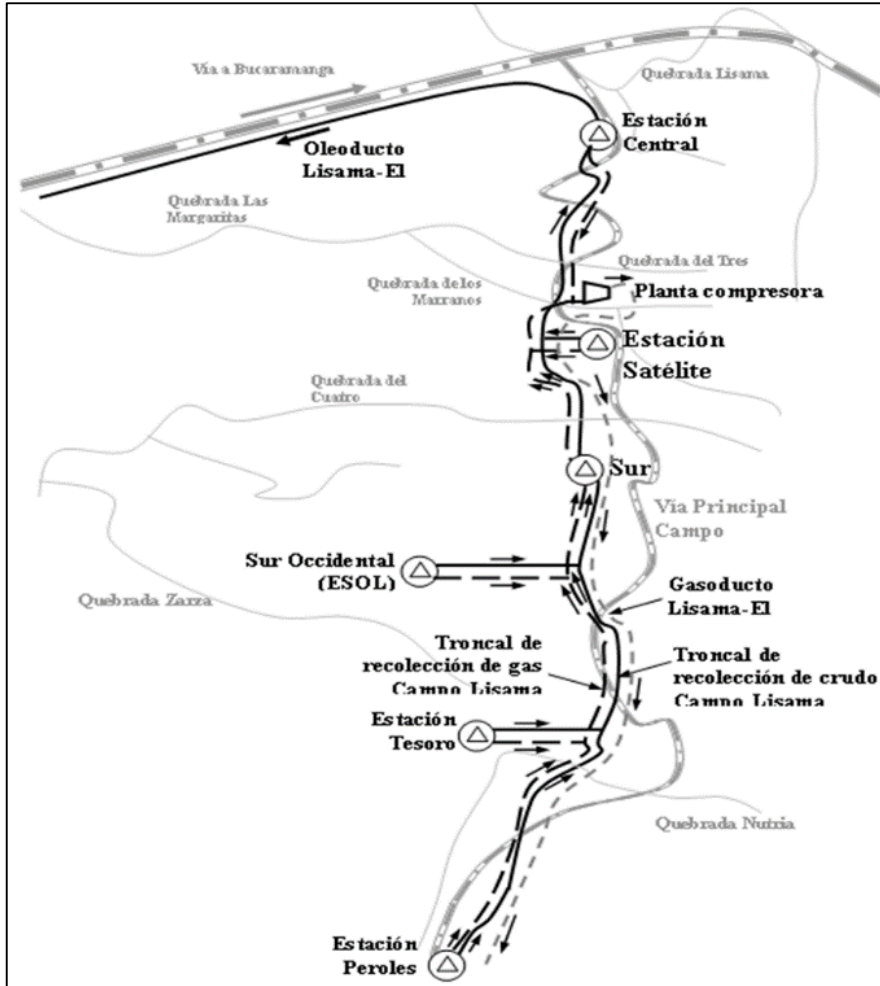
A finales de los años sesenta se observó la producción de gas asociada al petróleo crudo producido por el desarrollo de los campos Lisama, Nutria, Tesoro y Peroles, la cual no representaba un beneficio económico durante el proceso de extracción ya que este gas era quemado en las teas de las estaciones de recolección. Sin embargo, con la perforación de nuevos pozos se pronosticó que la producción de gas sería cercana a los 20 MPCED, lo cual motivó a que se realizaran diferentes estudios para conseguir el aprovechamiento de este recurso.

Como resultado de los estudios realizados se dio inicio a la construcción de lo que hoy se conoce como Estación Compresora de Gas Lisama, la cual entró en servicio el 20 de noviembre de 1979. La Planta Compresora de Gas Lisama está localizada en la cuenca del valle medio del Magdalena, en la esquina de la antigua concesión De Mares, y constituye el 60% de la base de la producción de refinados blancos de la Planta de Gas El centro. Esta planta abarca un área aproximada de 17 km² distribuida como se observa en la Figura 5, donde se ubican los pozos que se enumeran en la Tabla 3 y está compuesta por cuatro áreas estructurales y estratigráficas: Lisama, tesoro, Nutria y Peroles. La estructura del campo en los años 1925 y 1932 fue descrita y asociada a la falla “La Salina”, la cual es un elemento disipador de hidrocarburos, y a las formaciones Colorado (zona A) y Mugrosa (zona B y C) como productoras.

El gas que llega a la Planta Compresora de Gas Lisama proviene de 5 estaciones, encargadas de la separación de la mezcla de crudo, gas y agua proveniente de los pozos, las cuales se encuentran conectadas por el sistema

de nodos que se muestran en la Figura 6. A continuación se presenta el aporte aproximado de cada una de estas estaciones, así como su cantidad de equipos de separación.

Figura 5 Ubicación del campo Lisama.



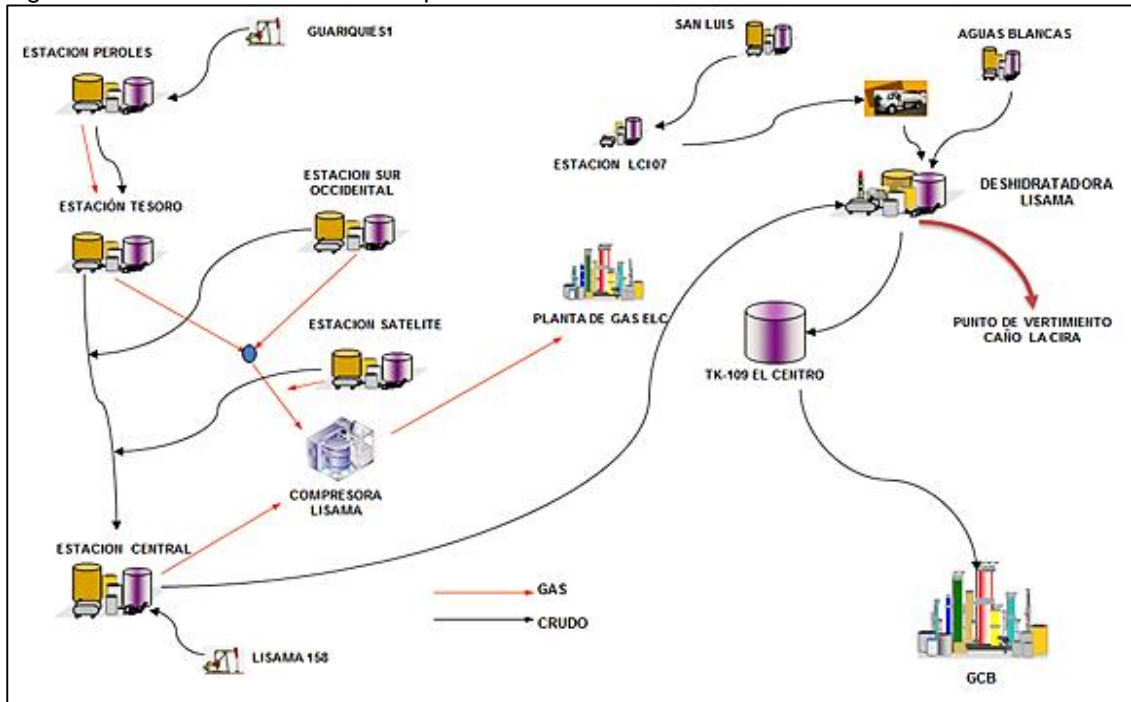
Fuente: Departamento de ingeniería de producción y confiabilidad de GMA Ecopetrol S.A.

Tabla 3 Pozos asociados a la Planta Compresora de Gas Lisama.

Campo	Activos	Inactivos	Terminados	Abandonados	Inyectores
Lisama	37	43	167	87	0
San Luis	1	9	10	0	0
Nutria	26	13	47	7	1 (inac)
Tesoro	13	12	43	18	0

Fuente: Departamento de ingeniería de producción y confiabilidad de GMA Ecopetrol S.A.

Figura 6 Sistema de nodos del campo Lisama.



Fuente: Departamento de ingeniería de producción y confiabilidad de GMA Ecopetrol S.A.

- Estación Central Lisama, con aporte de 1.2 MMSCFD, la cual cuenta con 2 separadores generales (158 y N°1) y 4 separadores de prueba (v2, v3, v4 y v5).

Figura 7 Estación de separación Central Lisama.



Fuente: Departamento de ingeniería de producción y confiabilidad de GMA Ecopetrol S.A.

- Estación Peroles, con aporte de 0.5 MMSCFD, la cual cuenta con 1 separador general y 2 separadores de prueba.

Figura 8 Estación de separación Peroles.



Fuente: Departamento de ingeniería de producción y confiabilidad de GMA Ecopetrol S.A.

- Estación Satélite, con aporte de 2 MMSCFD, la cual cuenta con 1 separador general y 2 separadores de prueba (Vn2 y Vn3).

Figura 9 Estación de separación Satélite.



Fuente: Departamento de ingeniería de producción y confiabilidad de GMA Ecopetrol S.A.

- Estación Sol, con aporte de 1.3 MMSCFD, la cual cuenta con 1 separador general (N°1) y 4 separadores de prueba (2, 3, 4 y 5).

Figura 10 Estación de separación Sol.



Fuente: Departamento de ingeniería de producción y confiabilidad de GMA Ecopetrol S.A.

- Estación Tesoro, con aporte de 2 MMSCFD, la cual cuenta con 1 separador general y 3 separadores de prueba.

Figura 11 Estación de separación Tesoro.



Fuente: Departamento de ingeniería de producción y confiabilidad de GMA Ecopetrol S.A.

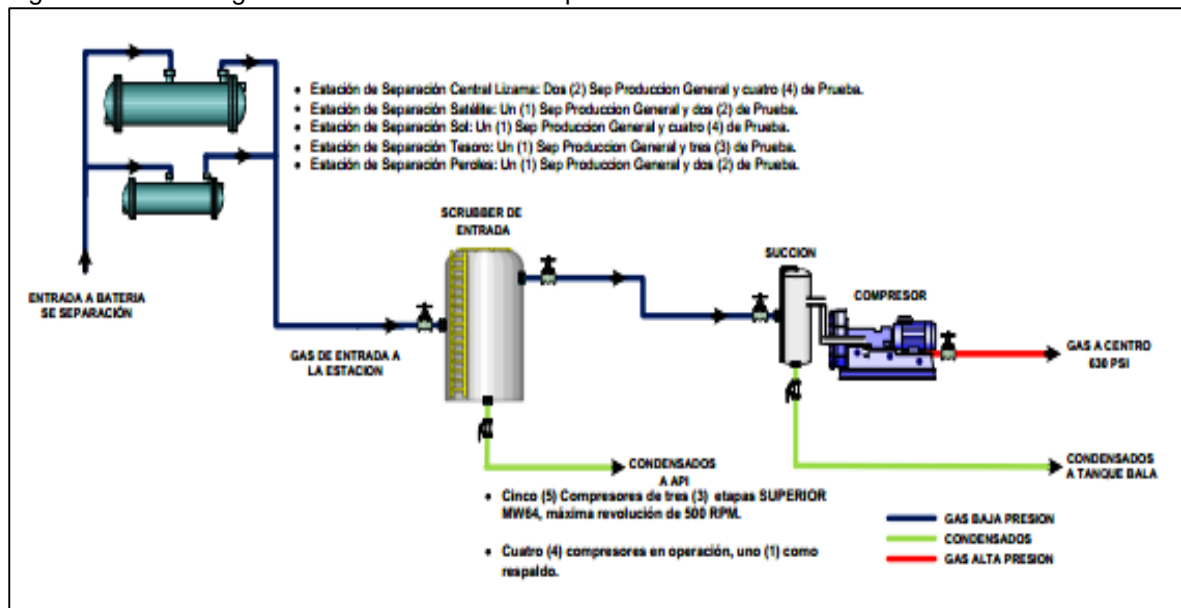
3.2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO EN LA COMPRESORA LISAMA

En la Figura 12 se describe el proceso general que se lleva a cabo en la Compresora Lisama, para el cual se emplea un Scrubber general de entrada

que recibe el gas proveniente de las 5 estaciones (Central, Peroles, Satélite, Sol y Tesoro), así como un cabezal en la succión y un conjunto de compresores de tres etapas. Por su parte, en la Figura 13 se observa que la Compresora Lisama cuenta con 5 compresores de tres etapas que dirigen el gas comprimido hacia la Planta de Gas, cada uno de los cuales se compone de los siguientes elementos:

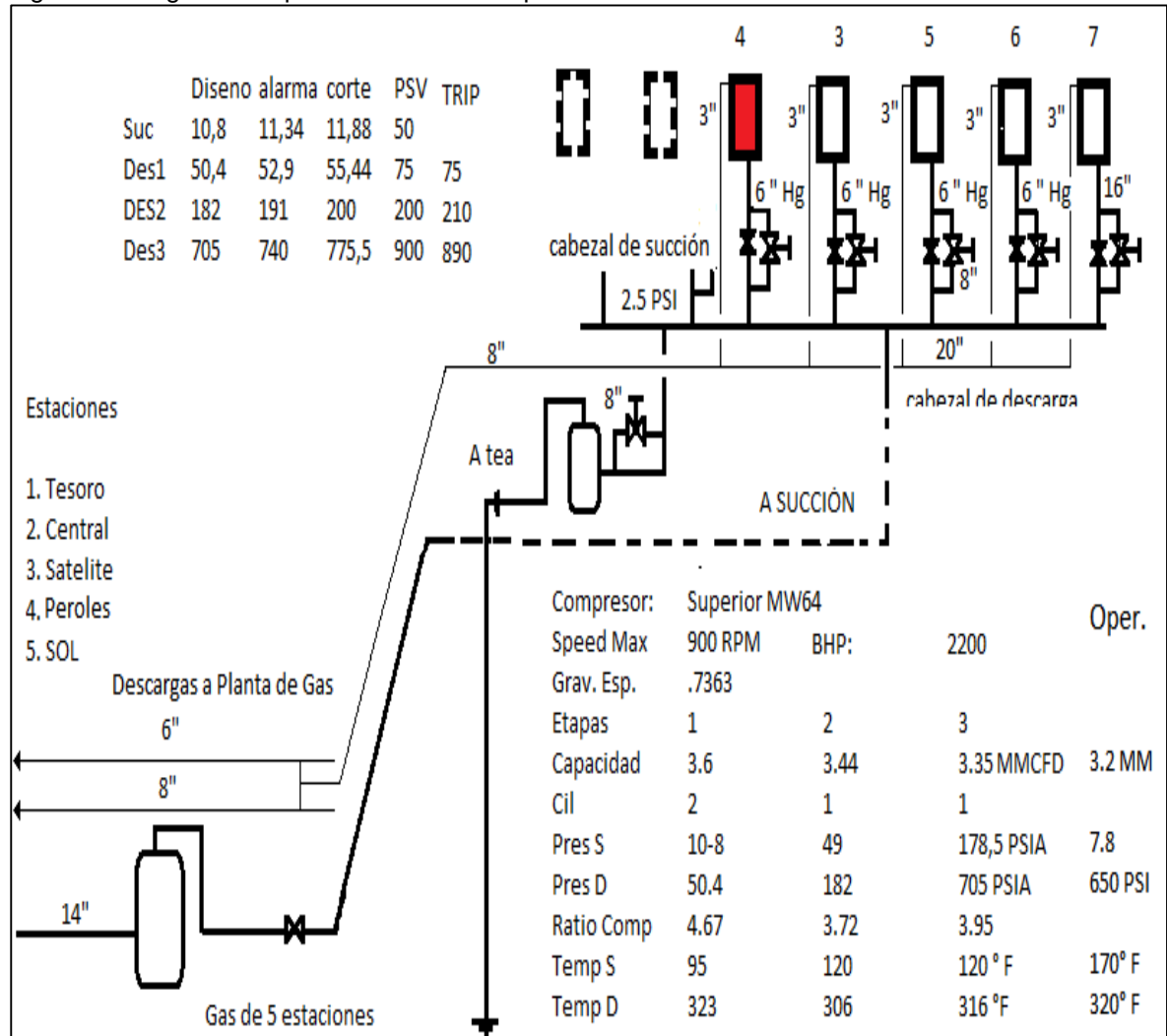
- Scrubber de succión.
- Supresor de presión a la entrada de cada etapa.
- Supresor de presión a la salida de cada etapa.
- Intercambiador de calor.
- Scrubber de descarga para cada etapa.
- Sistema de alivio de presión.

Figura 12 Proceso general realizado en la Compresora Lisama.



Fuente: Departamento de ingeniería de producción y confiabilidad de GMA Ecopetrol S.A.

Figura 13 Diagrama esquemático de la Compresora Lisama.



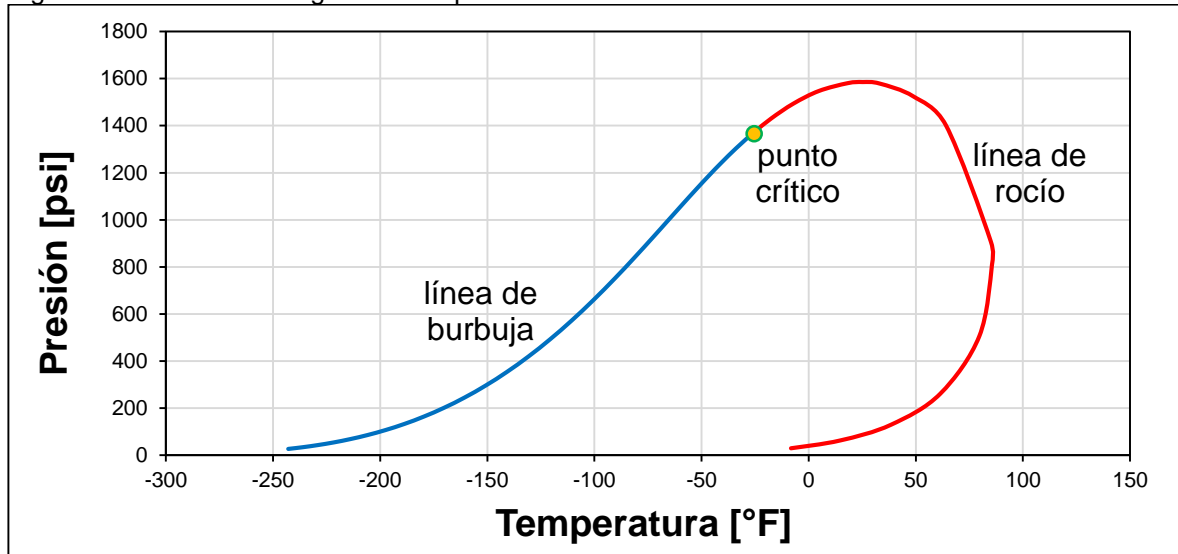
Fuente: Departamento de ingeniería de producción y confiabilidad de GMA Ecopetrol S.A.

El proceso de compresión que se lleva a cabo actualmente en la Compresora Lisama inicia con la llegada de las diferentes corrientes de gas al Scrubber general de entrada, el cual maneja un flujo total que oscila entre 6 a 7 MMSCFD. El gas se dirige desde allí hacia el conjunto de 5 compresores de 3 etapas, cada uno con capacidad de compresión de 3.0 MMSCFD, donde el Scrubber de succión recibe el flujo a una presión que oscila entre -5 y 5 psi. Finalmente, el gas es retirado por el Scrubber de descarga a una presión aproximada entre 650 y 750 psi, cuyo destino final es la planta de gas El Centro.

El proceso que se lleva a cabo al interior de cada uno de los compresores está dividido en 3 etapas secuenciales que elevan gradualmente la presión. Durante cada etapa, el gas es recibido por el Scrubber de succión con un flujo que varía entre 2.8 y 3.0 MMSCFD. Este flujo de gas es enviado a las cámaras de compresión para elevar su presión, seguido de lo cual se dirige al intercambiador de calor para reducir su temperatura. El gas que sale del intercambiador de calor se dirige hacia el Scrubber de descarga, donde son extraídos los líquidos generados por el aumento de presión. Mediante este proceso la presión se eleva a 30 psi para la primera etapa, 170 psi para la segunda y en el rango de 650 a 750 psi para la tercera etapa, presión a la cual es enviado finalmente hacia el cabezal de descarga. Los líquidos extraídos en el Scrubber general de entrada son enviados al API, mientras que los líquidos extraídos para los 5 compresores en la primera y segunda etapa son almacenados en un tanque bala con capacidad de 30.000 galones. Sin embargo, actualmente los líquidos condensados que se generan por el aumento de la presión en la tercera etapa son descargados directamente al gasoducto.

En la Figura 14 se presenta la envolvente del gas del campo Lisama en la corriente de entrada a la planta, donde la curva azul corresponde a la línea de burbuja. Esta línea indica la formación de la primera burbuja de gas de la mezcla hidrocarburo proveniente del campo Lisama, la cual inicia a condiciones de temperatura y presión de $-242.9\text{ }^{\circ}\text{F}$ y 26.17 psi , y finaliza en el punto crítico ubicado a condiciones máximas de $-25.22\text{ }^{\circ}\text{F}$ y 1375.3 Psi . De igual forma, la curva roja corresponde a la línea de rocío e indica el inicio del cambio de fase de líquido a gas, la cual se extiende desde el punto crítico hasta condiciones de temperatura y presión de $-8.3\text{ }^{\circ}\text{F}$ y 29.39 psi . Así, al interior de la envolvente se asegura la presencia en fase líquida y gaseosa de la mezcla de hidrocarburos, teniendo en cuenta que las condiciones máximas en las que coexisten gas y líquido son $85.6\text{ }^{\circ}\text{F}$ y 1585.6 psi .

Figura 14 Envoltente del gas del campo Lisama.



Fuente: Adaptado de Barrios Mejía y Siza Rey, 2017 [23].

De la Compresora Lisama sale una corriente de gas con un flujo promedio entre 4200 y 5000 KPCD hacia la planta de proceso El Centro. De acuerdo con los resultados del análisis por Cromatografía de Gases que se observan en la Tabla 4, este gas es clasificado como gas rico ya que predomina el metano (C_1) con un alto contenido de hidrocarburos de orden superior (C_2 , C_3 , IC_4 , NC_4 , IC_5 , NC_5 , C_6+), razón por la cual es posible encontrar en él grandes proporciones de productos blancos. De igual forma, en el gas se encuentran presentes en menor medida el dióxido de carbono y el nitrógeno, por lo cual el gas puede también ser considerado como gas dulce.

El gas que sale de la Compresora Lisama es enviado a la planta de proceso El Centro a través de dos gasoductos de 6" y 8" de diámetro que se muestran en la Figura 15. Este sistema de transporte se caracteriza por tener un trazado irregular, en la cual se encuentran cuerpos de agua, inestabilidad en el terreno, afectación de los derechos de vías, invasión de servidumbre y cruces con otras líneas, entre otros, lo que genera cambios de presión y temperatura durante el recorrido del gas.

Tabla 4 Cromatografía característica del gas producido por el campo Lisama.

	GERENCIA REGIONAL DEL MAGDALENA MEDIO
	CROMATOGRAFÍA GAS RICO LISAMA FE-344 ASTM D-1945
	LABORATORIO SUPERINTENDENCIA DE MARES
Presión base [psia]	14.65
Temperatura base [°F]	60
MUESTRA	PROMEDIO [%]
C ₁	77.736
C ₂	9.489
C ₃	5.351
IC ₄	0.841
NC ₄	1.495
IC ₅	0.597
NC ₅	0.579
C ₆₊	0.118
O ₂	0.000
N ₂	2.365
H ₂	0.000
CO	0.000
CO ₂	1.428
H ₂ S	0.000
Total	100 %
Gravedad específica	0.73743
Densidad [lbs/ft ³]	0.05628
Peso molecular	21.28356
GPM	3.03193
BTU neto ideal	1103.40081
BTU neto real	1107.25702
BTU bruto ideal	1212.74073
BTU bruto real	1216.97907
Factor de compresibilidad	0.99652
Densidad del aire (@S.C)	0.0763184

Fuente: Departamento de ingeniería de producción y confiabilidad de GMA Ecopetrol S.A.

Figura 15 Gasoductos Lisama de 6" y 8" de diámetro.



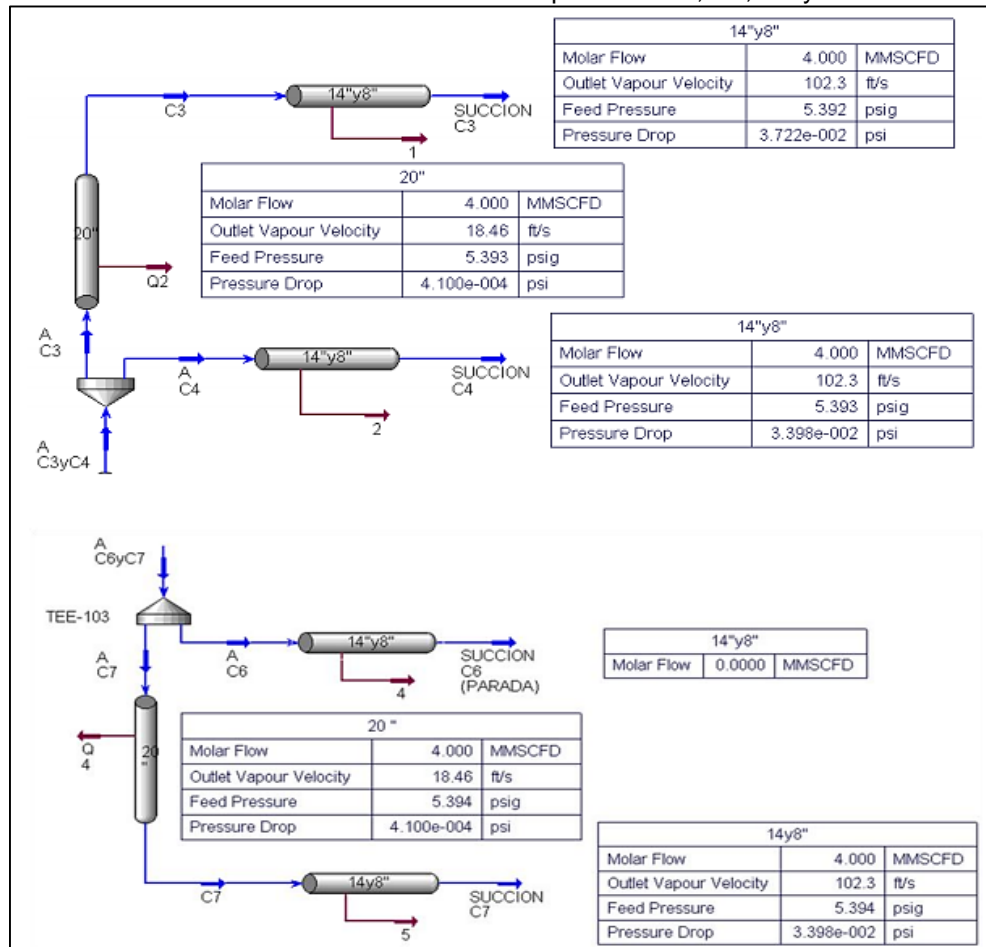
Fuente: Departamento de ingeniería de producción y confiabilidad de GMA Ecopetrol S.A.

4. DIAGNÓSTICO DE LAS CONDICIONES ACTUALES DE LAS LÍNEAS DE TRANSPORTE DE GAS EN LA COMPRESORA LISAMA

4.1. CABEZAL DE SUCCIÓN PRINCIPAL

En la Figura 16 se presentan las líneas de transporte de gas que se derivan desde el cabezal de succión principal de la estación hacia cada uno de los compresores.

Figura 16 Línea del cabezal de succión de los compresores C3, C4, C6 y C7.



Fuente: Autor, con apoyo del Departamento de ingeniería de producción y confiabilidad de GMA Ecopetrol S.A.

Actualmente, el flujo del gas que se procesa en la Compresora Lisama es relativamente menor al flujo para el cual fue diseñada, razón por la cual las tuberías de 20" de diámetro instaladas en el cabezal de succión principal se encuentran sobredimensionadas. Sin embargo, aunque la velocidad del gas es menor en estos tramos de tubería, la función hidráulica de la Compresora Lisama no se ve afectada de forma negativa por el sobredimensionamiento ya que la velocidad del gas no se encuentra por debajo del límite mínimo recomendado. Además de esto, en el bypass donde se produce la reducción abrupta del diámetro de la tubería de 20 a 8" la velocidad del gas aumenta, alcanzando valores de 102.3 [ft/s] para las líneas de succión de los compresores. Teniendo en cuenta que en este lugar se encuentra ubicada la válvula de control, la caída de presión producida por el cambio de diámetro de la tubería no afecta la presión de succión de los compresores.

Por estas razones, la alternativa que contempla la posibilidad de redimensionar el bypass tendría un bajo beneficio en comparación a la inversión económica requerida, estableciendo así que no es recomendable realizar la modificación del diámetro de la tubería de gas. Además de esto, también se debe tener en cuenta que la baja velocidad del gas se produce en un tramo corto de la línea y no afecta la operación de los instrumentos. Finalmente, la válvula que regula el bypass en la actualidad presenta una apertura entre el 20 y el 35 %, mientras que de ser remplazada por una de mayor diámetro se emplearía con una apertura menor.

4.2. ETAPAS DE COMPRESIÓN Y SUMINISTRO DE GAS PARA OPERACIÓN DE LOS COMPRESORES

Se realizó una inspección a la entrada de cada una de las etapas de compresión para determinar las condiciones actuales de la operación, teniendo en cuenta que el gas que ingresa a los compresores no debe contener partículas sólidas, ya que estas pueden ocasionar desgaste interno,

así como tampoco debe contener líquidos debido a que son fluidos incompresibles, lo cual puede generar daños irreversibles a las barras del pistón y al compresor en general. Sin embargo, durante la inspección se encontró un elevado contenido de líquidos condensados presentes a la entrada de las etapas de compresión, los cuales no pueden ser desplazados con facilidad por el lazo de control de nivel. Debido a los cambios de presión y temperatura que se producen durante la operación, estos líquidos afectan principalmente la segunda y tercera etapa de compresión. Así, como resultado se encontró el mal estado de diferentes válvulas compresoras, lo cual disminuye la eficiencia de los equipos y de la operación en general.

Con respecto al gas combustible utilizado para el suministro de energía eléctrica a los compresores, mediante la inspección se determinó la presencia constante de fallas en el sistema de ignición, las cuales son ocasionadas por la entrada de líquidos a las bujías. Inicialmente, la presencia de líquidos en las bujías ocasiona oscilaciones y detonaciones leves que perturban la estabilidad en los parámetros operacionales, ya que los cilindros contienen la mezcla de gas combustible pero no hay ignición. Posteriormente, cuando se produce la ignición del gas combustible se elevan las revoluciones del compresor, las cuales aumentan considerablemente hasta alcanzar el límite superior permitido por la protección por alta velocidad, que está encargada de regular la operación de los compresores.

Con base en los resultados de la inspección, se determinó que actualmente se están presentando pérdidas económicas elevadas en la producción y por mantenimiento de los compresores, algunos de los cuales se encuentran fuera de servicio, y se hace necesario llevar a cabo diferentes acciones como:

- Limpiar y drenar los filtros del separador de gas combustible.
- Limpiar las líneas de gas combustible.
- Limpiar y revisar las bujías de los compresores.

- Verificar las válvulas compresoras y reemplazar las que estén en mal estado.

4.3. INSPECCIÓN EXTERNA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS HACIA LA PLANTA DE PROCESO EL CENTRO

La Compresora Lisama cuenta con dos líneas de gasoductos de 8" y 6" de diámetro que permiten transportar el gas comprimido hacia la planta de proceso El Centro, de las cuales la línea de 8" de diámetro fue el objeto de estudio del presente trabajo. Las características de diseño y operación de esta línea se muestran en la Tabla 5.

Tabla 5 Características de diseño y operación gasoducto de 8".

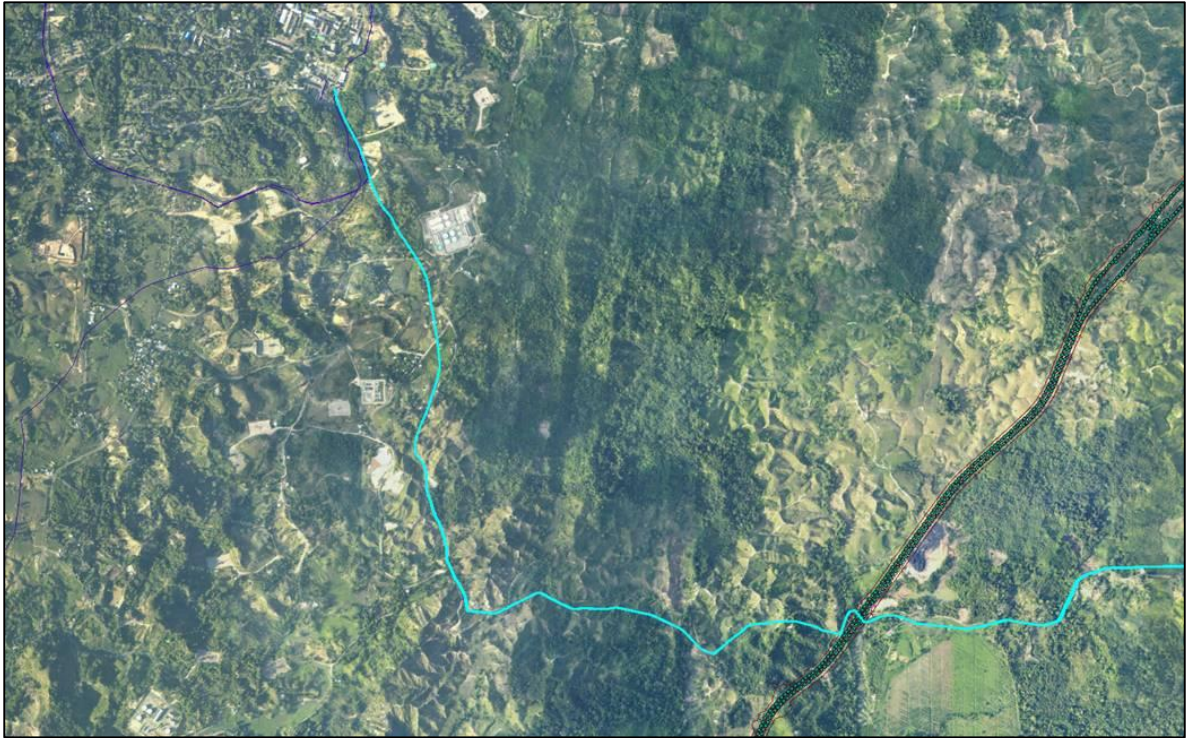
Parámetro	Descripción
Diámetro	8 pulgadas
Temperatura	Ambiente
Presión de trabajo	Entre 600 y 650 psi máximo
Soportería	Marco H, puente y apoyo en concreto
Derecho de vía	Borde de vía, zona boscosa y zona de ganadería
Año de construcción	1986 (según datos de RBI)
Longitud	51.493 km (51493 m)
Punto de partida	Salida de enterramiento en zona aledaña a la Compresora Lisama
Punto de llegada	Válvula de seguridad de 8" x 600 PTG

Fuente: Departamento de ingeniería de producción y confiabilidad de GMA Ecopetrol S.A.

El sistema de transporte entre la Compresora Lisama y la planta de proceso El Centro se caracteriza por desplazarse a través de un trayecto irregular, que se muestra en la Figura 17, en el cual se encuentran grandes cuerpos de agua y terrenos inestables como el que se presenta en la Figura 18. La inspección del gasoducto de 8" de diámetro se realizó desde la salida de enterramiento en zona aledaña a la Compresora Lisama, que se muestra en la Figura 19,

hasta la válvula de paso en la planta de proceso El Centro que se muestra en la Figura 20.

Figura 17 Vista aérea del trayecto del gasoducto entre la Compresora Lisama y la planta de proceso El Centro.



Fuente: Departamento de ingeniería de producción y confiabilidad de GMA Ecopetrol S.A.

Figura 18 Cuerpos de agua observados en el trayecto de la línea de 8" de diámetro.



Fuente: Autor, con apoyo del Departamento de mantenimiento de GMA Ecopetrol S.A.

Figura 19 Punto de partida de la línea de 8" de diámetro.



Fuente: Autor, con apoyo del Departamento de mantenimiento de GMA Ecopetrol S.A.

Figura 20 Punto de llegada de la línea de 8" de diámetro.



Fuente: Autor, con apoyo del Departamento de mantenimiento de GMA Ecopetrol S.A.

Mediante la inspección externa se identificó que la presencia de los cuerpos de agua a lo largo del trayecto es uno de los factores que influye en mayor medida sobre el comportamiento del gas que se transporta por medio de la línea de 8" de diámetro. Esto se debe a que los cuerpos de agua afectan las condiciones a las cuales se encuentra el gas transportado, especialmente la temperatura, cuya disminución produce la condensación de los productos blancos que generan problemas de corrosión y obstrucciones al interior de la tubería.

Además de esto, las irregularidades del terreno y la presencia de cuerpos de agua a lo largo del recorrido de la línea de 8" de diámetro ocasionan daños en la soportería del gasoducto, la cual se encuentra parcialmente funcional en la actualidad, aunque existen algunos casos en los que se requiere mantenimiento o remplazo de los sistemas de soporte. Además de esto, aproximadamente el 40% de la pintura externa que configura el sistema de protección contra la corrosión requiere mantenimiento debido al deterioro, como se observa en la Figura 21.

Figura 21 Corrosión externa observada en el trayecto de la línea de 8" de diámetro.



Fuente: Autor, con apoyo del Departamento de mantenimiento de GMA Ecopetrol S.A.

De esta forma, los resultados de la inspección visual del gasoducto de 8" de diámetro entre la Compresora Lisama y la planta de proceso El Centro indican que la línea de transporte de gas necesita de forma inmediata la ejecución de operaciones de mantenimiento y reparación.

4.4. INSPECCIÓN INTERNA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS HACIA LA PLANTA DE PROCESO EL CENTRO

4.4.1 Inspección interna mediante ultrasonido. De acuerdo con el Código ASME B31.8 "Tuberías de transporte y distribución de gas", para líneas de gas implementadas en procesos de transporte críticos, como es el caso del

gasoducto Lisama, se emplea la ecuación 1 para determinar el espesor mínimo de la tubería [2]:

Ecuación 1 Espesor mínimo de tubería.

$$t = \frac{P * D}{2 * S * F * E * T} \quad (4.1)$$

Dónde:

P es la presión de diseño, equivalente a 200 [psi].

D es el diámetro exterior de la tubería [in].

S es el esfuerzo de fluencia, equivalente a 35000 [psi].

F es el factor de diseño, equivalente a 0.72 (Tabla 841.114A del Código ASME B31.8).

E es el factor de unión longitudinal, equivalente a 1 para tubería sin costura (Tabla 841.115A del Código ASME B31.8).

T es el factor de reducción por temperatura, equivalente a 1 (Tabla 841.116A del Código ASME B31.8).

Adicional a esto, se realizó el cálculo de espesor adicional al determinado por el Código ASME B31.8 basado en los siguientes criterios, y se adicionó el criterio por el cual se halló el valor más alto de espesor de retiro:

- Sobre-espesor por expansión y contracción: Esfuerzos equivalentes de tensión para líneas no restringidas, el cual no excede el 72% del esfuerzo de fluencia del material.
- Sobre-espesor por esfuerzos longitudinales adicionales: Cuando la presión, el peso y otras cargas externas no excede el 75% del esfuerzo de fluencia del material.

- Margen por corrosión: De acuerdo con el tiempo que se quiera dar para mantener un estado seguro de la línea, teniendo en cuenta las velocidades de corrosión obtenidas.

Teniendo en cuenta las limitaciones de los equipos utilizados por técnica de ultrasonido para determinar espesores de pared por debajo de 1.27 mm (0.05 in), se establece un espesor mínimo de confiabilidad de 1.3 mm condicionando cualquier cálculo de espesor mínimo requerido por debajo a este valor. Los espesores de retiro calculados para los diferentes diámetros y presiones de diseño se encuentran en la Tabla 6.

4.4.2 Inspección interna mediante técnica ili. Con el apoyo de la empresa ROSEN, expertos a nivel mundial en corridas de raspadores e inspecciones internas de líneas, se realizó la inspección interna en el Gasoducto LIS – ELC de NPS 8, como se muestra en la Figura 22, mediante una corrida Geométrica (XT) y una corrida MFL–A. La ILI con herramienta geométrica identificó una toma ilícita en el PK 11+993 a las 2:00 horas, por lo cual fue necesario removerla previamente a la corrida de inspección MFL–A, ya que representaba una restricción para el paso de la herramienta MFL. De esta forma, las condiciones de la inspección realizada mediante la técnica ILI se muestran en la Tabla 7.

Tabla 6 Espesores de retiro calculados mediante el Código ASME B31.8.

DIÁMETRO	DIÁMETRO EXTERNO	Espesor nominal SCH 40	ESPESOR DE RETIRO				
			200	400	600	800	1000
2	2.375	3.91	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80
3	3.500	5.49	2.00	2.00	2.00	2.00	2.47
4	4.500	6.02	2.30	2.30	2.30	2.54	3.18
6	6.625	7.11	2.80	2.80	2.80	3.74	4.67
8	8.625	8.18	2.80	2.80	3.65	4.87	6.09

10	10.750	9.27	2.80	3.03	4.05	6.07	7.58
12	12.750	10.31	2.80	3.60	5.40	7.20	9.00
16	16.000	12.70	2.80	4.52	6.77	9.03	11.29

	Espesor de retiro para cargas estructurales según Tabla 6 de la Norma API 574 para aceros al carbono y de bajas aleaciones
	Espesor de retiro sugerido por presión interna para tubería según el Código ASME B31.8.

Fuente: Departamento de ingeniería de producción y confiabilidad de GMA Ecopetrol S.A.

Figura 22 Lanzamiento de la herramienta ILI.



Fuente: Informe ILI Gasoducto LIS – ELC de NPS 8 Rosen.

Tabla 7 Registro de datos y calidad de la inspección interna ILI.

INSPECCIÓN XT	
Condiciones de la inspección	
Corrida de inspección analizada	Corrida # 1
Dirección de la inspección	Lisama – El Centro
Propulsor	Gas
Presión máxima	700.53 psi (4.83 MPa)
Datos registrados	
Inicio de datos registrados	– 1.310 m
Fin de datos registrados	49563.946 m

Velocidad XT	Principalmente dentro de rango, excepto por áreas de alta velocidad, alta aceleración y paradas de la herramienta
--------------	---

INSPECCIÓN MFL-A	
Condiciones de la inspección	
Corrida de inspección analizada	Corrida # 1
Dirección de la inspección	Lisama – El Centro
Propulsor	Gas
Presión máxima	638.17 psi (4.40 MPa)
Datos registrados	
Inicio de datos registrados	– 1.310 m
Fin de datos registrados	49563.946 m
Nivel de magnetización	Principalmente dentro de rango
Velocidad XT	Principalmente dentro de rango, excepto por áreas de alta velocidad, alta aceleración y paradas de la herramienta

Fuente: Informe ILI Gasoducto LIS – ELC de NPS 8 Rosen.

De acuerdo con los registros de la inspección, los resultados obtenidos cumplen con las especificaciones de ROSEN, excepto en áreas afectadas por pérdida de sensores y en áreas donde la velocidad de la herramienta estuvo por encima del rango. En este caso, tanto la Probabilidad de Detección (POD) como la Probabilidad de Identificación (POI) pueden ser reducidas. Los datos recopilados muestran una elevada cantidad de puntos donde se ha producido la pérdida de metal. La cuantificación de estas pérdidas se realiza mediante la ecuación 2.

Ecuación 2 Pérdida de metal

$$\begin{aligned} \% Prof = \% Prof_{medida\ por\ ILI} & \qquad \qquad \qquad (4.2) \\ & + \% Prof_{Tolerancia\ de\ la\ herramienta} \end{aligned}$$

De esta forma, la mayor parte de las pérdidas de material han sido clasificadas en las categorías de “ligeras” a “más severas”, con pérdidas mayores o iguales a 10 % causadas principalmente por corrosión. Sin embargo, por medio de la inspección se identificaron 9 puntos donde se producen anomalías por corrosión externas los cuales se muestran en la Tabla 8, con pérdida de espesor crítica que alcanza valores superiores al 80 %, por lo cual se recomienda realizar la reposición de los tramos afectados.

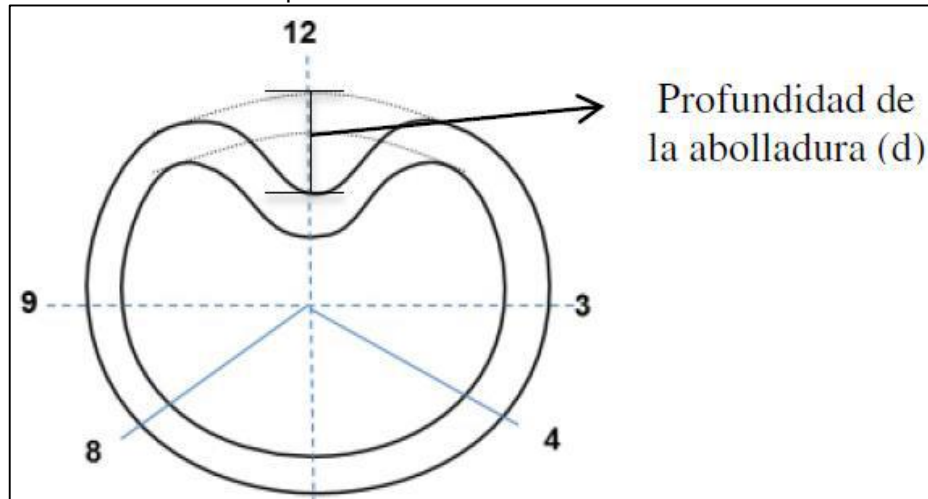
Tabla 8 Anomalías identificadas con pérdida de espesor superior al 80 %.

Distancia [m]	JJ NO	Latitud	Longitud	FEAT IDENT	SURF LOC	% Prof
9836	9000	N 07° 01' 25.626"	W 73° 33' 33.498"	Grupo	EXT	88 %
12971	11800	N 06° 59' 51.654"	W 73° 33' 34.523"	Grupo	EXT	95 %
15817.9	14310	N 06° 58' 27.005"	W 73° 33' 41.395"	Corrosión	EXT	95 %
18540	16690	N 06° 57' 03.722"	W 73° 33' 59.645"	Grupo	EXT	81 %
19585	17620	N 06° 56' 39.437"	W 73° 34' 21.179"	Grupo	EXT	85 %
28206	25200	N 06° 53' 43.480"	W 73° 36' 47.448"	Grupo	EXT	84 %
35306	31760	N 06° 54' 45.851"	W 73° 39' 44.470"	Grupo	EXT	95 %
35631	32150	N 06° 54' 36.388"	W 73° 39' 47.992"	Corrosión	EXT	95 %
40942	37050	N 06° 54' 31.125"	W 73° 42' 18.624"	Agrupación	EXT	88 %

Fuente: Informe ILI Gasoducto LIS – ELC de NPS 8 Rosen.

Además de esto, a lo largo de la línea de transporte de gas se identificó un alto número de abolladuras, las cuales representan alteraciones en el diámetro interno de la tubería y cuya profundidad se mide como se muestra en la Figura 23.

Figura 23 Determinación de la profundidad de abolladura.



Fuente: Informe ILI Gasoducto LIS – ELC de NPS 8 Rosen.

Dentro de este grupo de abolladuras se identificaron 4 anomalías donde la diferencia entre el diámetro nominal y el diámetro mínimo medido por la ILI es mayor o igual al 5 %, las cuales se presentan en la Tabla 9, y por lo tanto se recomienda la reposición de los tramos afectados por estas anomalías. Además de estos tramos, de acuerdo con las indicaciones del Código ASME B31.G y una MOP de 790 psi se establecieron 62 puntos donde el valor de ERF es mayor o igual a 1, por lo cual también se recomienda la reposición de los tramos afectados.

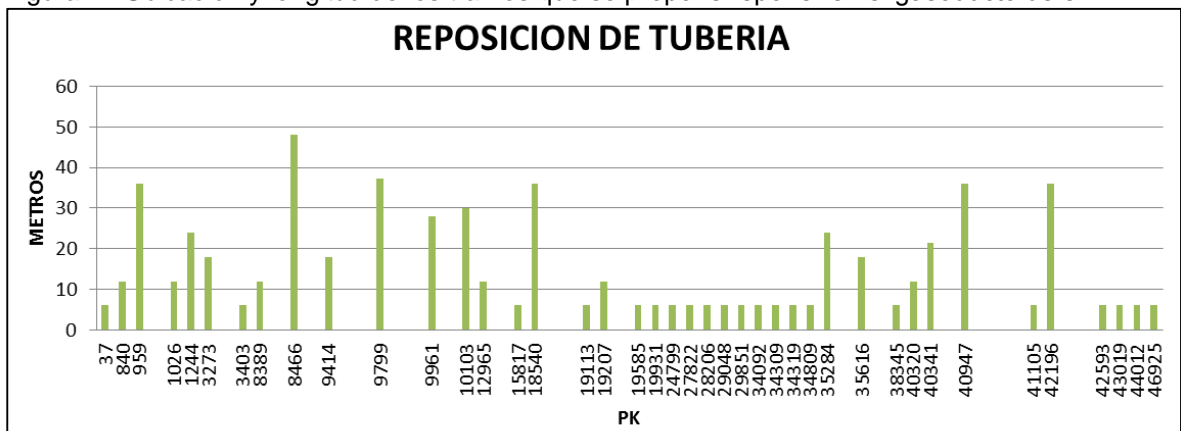
Tabla 9 Anomalías identificadas con reducción máxima de diámetro interno igual o mayor a 5 %.

Distancia [m]	JJ NO	Latitud	Longitud	Ancho [mm]	FEAT IDENT	% Reduc
3403.017	3310	N 07° 04' 36.404"	W 73° 33' 11.866"	62	Abolladura	6.3 %
27821.613	24840	N 06° 53' 44.135"	W 73° 36' 36.152"	75	Abolladura	5.0 %
29850.952	26690	N 06° 54' 17.132"	W 73° 37' 23.188"	125	Abolladura	5.5 %
34309.410	30700	N 06° 54' 51.957"	W 73° 39' 18.529"	105	Abolladura	7.4 %

Fuente: Informe ILI Gasoducto LIS – ELC de NPS 8 Rosen.

Con base en estos resultados, los puntos afectados por las diferentes anomalías se agruparon en 42 tramos donde se recomienda la reposición de la tubería del gasoducto de 8", los cuales se presentan en la Figura 24 Sin embargo, la reposición de estos tramos de tubería demanda una gran cantidad de tiempo, logística e inversión, por lo cual se propone como alternativa analizar el efecto que generaría disminuir la máxima presión de operación (actualmente equivale a 790 psi) y recalcular el ERF, ya que existe la posibilidad de que el número de anomalías con un valor igual o superior a 1 se reduzca, lo cual optimizaría el tiempo de ejecución de los remplazos requeridos por la tubería.

Figura 24 Ubicación y longitud de los tramos que se propone reponer en el gasoducto de 8".



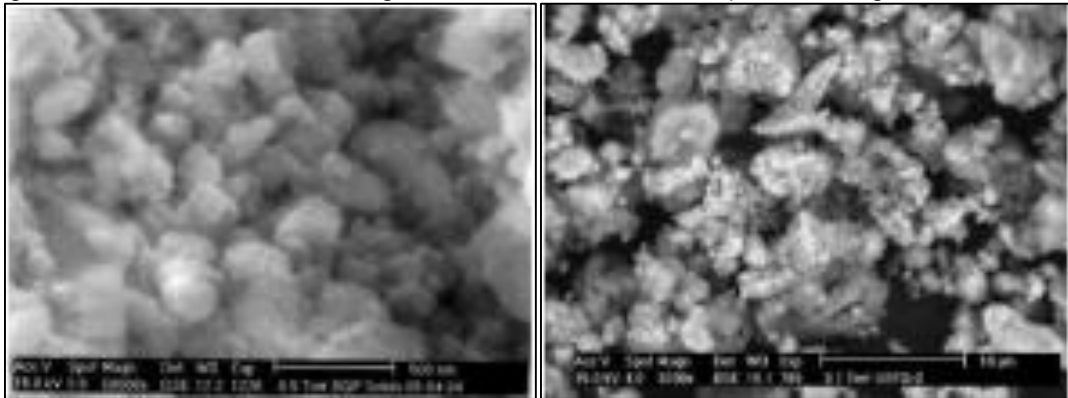
Fuente: Informe ILI Gasoducto LIS – ELC de NPS 8 Rosen.

4.5. ANÁLISIS DE RESULTADOS DE INSPECCIÓN

La inspección realizada a la línea de 8" del gasoducto que conecta la Compresora Lisama y la planta de proceso El Centro permitió la identificación de una serie de problemas e incidencias que se presentan en la actualidad, cuyas causas se describen a continuación.

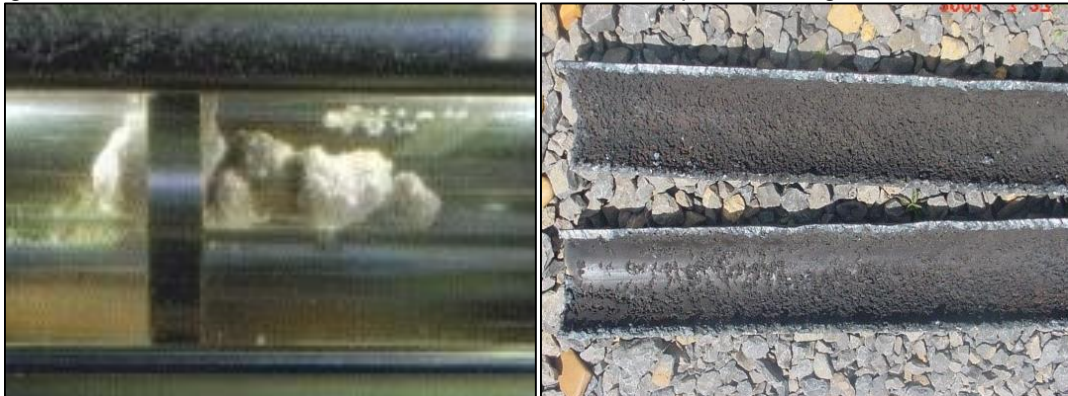
4.5.1 Efecto del tiempo y uso en la fricción de tuberías. La presencia constante de líquido en las líneas de gas, así como el paso del tiempo, generan al interior de las tuberías la formación de partículas como humo negro, hollín e hidratos, como los observados en las Figuras 25 y 26. Generalmente, durante el mantenimiento de las líneas se realiza la remoción de muchas de estas partículas, las cuales se desplazan a lo largo de toda la tubería.

Figura 25 Formación de humo negro identificada durante la inspección del gasoducto de 8".



Fuente: Departamento de ingeniería de producción y confiabilidad de GMA Ecopetrol S.A.

Figura 26 Formación de hidratos identificada durante la inspección del gasoducto de 8".



Fuente: Departamento de ingeniería de producción y confiabilidad de GMA Ecopetrol S.A.

Sin embargo, la presencia de las partículas causa incrustaciones en diferentes secciones de la línea, lo cual genera reducciones de diámetro, aumento de la rugosidad en las paredes, y finalmente se producen pérdidas por fricción en las líneas. Igualmente, la magnitud de estas pérdidas es altamente sensible a

los cambios de diámetro y rugosidad, los cuales varían en función del material y la naturaleza del fluido.

4.5.2 Flujo isotérmico. El flujo isotérmico, es decir, el flujo que se produce a temperatura constante se considera que ocurre usualmente en las líneas de gas de 6" y 8", y es producido por las altas presiones y grandes longitudes que se manejan en estos gasoductos. Esto causa que la pérdida de presión en tales líneas sea relativamente grande con relación a la presión de entrada [26].

4.5.3 Válvulas y accesorios. Cuando las líneas de transporte de gas son largas y de diámetro constante, el fluido se desplaza de manera uniforme y el perfil de distribución de la velocidad del gas con respecto al diámetro de la tubería adopta una forma característica. Sin embargo, cuando el gas encuentra obstáculos a lo largo de su desplazamiento se produce un cambio parcial o total en la dirección del flujo, alterando así la forma característica del perfil de velocidad y ocasionando turbulencia. Como resultado, la pérdida de energía que se produce al interior de la tubería es mayor de la que normalmente se produce en un flujo por una tubería sin obstáculos. Este fenómeno ocurre normalmente en los gasoductos, ya que la presencia de válvulas y accesorios que se instalan en las líneas altera la configuración de flujo y producen una pérdida de presión adicional.

Las pérdidas de presión total producidas por las válvulas que se encuentran en las líneas de transporte de gas hacia la planta de proceso pueden dividirse como:

- Pérdidas de presión al interior de las válvulas.
- Pérdidas de presión en la tubería de entrada, la cual es mayor de la que se produce normalmente si no existe válvula en la línea, aunque sea de pequeña magnitud.

- Pérdidas de presión en la tubería de salida, la cual es mayor a la que se produce normalmente si no existe válvula en la línea, y que puede ser de gran magnitud.

Además del efecto generado por las válvulas, los acoplamientos y accesorios para conexión de tramos de tubería también pueden generar pérdidas de presión a lo largo de las líneas de transporte de gas. En este grupo se encuentran los accesorios usados en las líneas para la reducción, ampliación, desviación o derivación en forma de té, cruz o codos con salida lateral, entre otros. Las pérdidas de presión en las tuberías ocasionadas por los accesorios dependen de las características del sistema, como:

- Cambios de dirección del flujo.
- Obstrucciones en el paso del flujo.
- Cambios repentinos o graduales en la superficie y contorno del paso del flujo.
- Fricción con las paredes de la tubería, que es función de la rugosidad, el diámetro interno de la tubería y de la velocidad, densidad y viscosidad del fluido.

4.5.4 Resistencia al flujo en las curvas. Dado que la línea de transporte de gas entre la Compresora Lisama y la planta de proceso El Centro se encuentra sobre un terreno irregular, en el trayecto de este gasoducto se presenta una gran cantidad de curvas, las cuales generan pérdidas de presión en la línea de acuerdo con diferentes variables como la longitud y el grado de curvatura.

4.5.5 Línea horizontal para el transporte de gas. Generalmente, los cambios de elevación a lo largo de las líneas de transporte de gas son relativamente pequeños, por lo cual la variación en la energía potencial del gas también es mínima y produce un efecto despreciable en el cálculo del flujo de gas. De igual forma, el peso específico del gas natural a las condiciones de

presión que se presentan normalmente en las líneas de transporte es relativamente pequeño comparado con el peso específico de los líquidos, por eso se hace importante la reducción en los índices de líquidos para que el peso específico al interior no se vea afectado.

Usualmente el flujo de gas a través de las líneas de transporte sufre considerables caídas de presión entre las secciones de entrada y salida, ocasionando un aumento del volumen que ocupa el gas mientras la temperatura se mantiene constante. Mientras el área transversal al flujo se mantiene constante, ese aumento en el volumen del gas genera un aumento de la velocidad lineal a la cual se desplaza, haciendo que el flujo sea más turbulento y, por lo tanto, las pérdidas de presión continúen aumentando.

4.5.6 Flujo anular y flujo anular de neblina. El flujo anular en un gasoducto se produce cuando el líquido que se ubica al interior de la tubería forma una película anular a lo largo de las paredes, mientras grandes cantidades de gas se transportan por el centro de la tubería a alta velocidad. Este flujo es altamente estable, y se caracteriza porque una pequeña fracción del líquido se desprende de la película anular y es transportado en forma de gotas junto con el gas. El flujo anular se ve afectado principalmente por las caídas de presión generadas por fricción, y en mucho menor medida por los cambios de elevación en la tubería. Por esta razón, la dirección del flujo y la orientación de la tubería tienen poca influencia en las condiciones bajo las cuales se produce el flujo anular.

Sin embargo, cuando la velocidad del gas transportado en forma de flujo anular llega a ser suficientemente alta, la película del líquido se desprende completamente de las paredes y es transportado en su totalidad por el gas en forma de pequeñas gotas. Este tipo de flujo se conoce como neblina anular o flujo de neblina, y ocurre cuando el líquido se encuentra totalmente disperso en la fase del gas que se mueve a alta velocidad. Cuando se produce este

régimen de flujo, las fases de gas y líquido están íntimamente mezcladas entre sí, por lo cual la mezcla bifásica se comporta como una fase homogénea.

El flujo de neblina es un régimen de flujo irreversible, lo cual indica que operacionalmente no es posible revertir la mezcla bifásica a otro tipo de régimen. En consecuencia, es altamente recomendable evitar alcanzar la velocidad del gas requerida para que este régimen de flujo se presente, y así reducir los daños ocasionados sobre los equipos diseñados para operar exclusivamente con gases.

Las altas velocidades en el transporte de gas dan paso a la formación del flujo neblina, el cual forma sistemas de flujo bifásico que están casi siempre asociados a fenómenos de erosión en la tubería. Teniendo en cuenta las condiciones de operación del campo y las diferentes variables del proceso, se evidencia que la mayor presencia de líquidos condensados y agua libre ocurre en los gasoductos de alta presión, es decir, en los gasoductos de 6" y 8" que transportan el gas comprimido desde la Compresora Lisama hacia la planta de proceso El Centro, acumulando la mayor cantidad de líquidos.

Por el contrario, en las succiones y líneas de llegada a la Compresora Lisama la acumulación de líquidos es mínima, dado que el agua permanece en suspensión o disuelta y no se deposita en las líneas de transporte de gases. Esto ocurre debido a las condiciones de operación que se encuentra en esta sección del proceso, que corresponden a bajas presiones (entre 5 y 10 psi), bajos flujos en cada estación (entre 1000 y 2550 KPCD) y grandes diámetros (entre 14" y 20").

Es posible predecir este fenómeno empleando la envolvente del gas del campo Lisama (Figura 14), donde a presiones entre 5 y 10 psi y temperaturas entre 80 y 100 °F, el fluido se comporta como gas y no se encuentra en zona de mezcla, por lo cual no se observa condensación. Esto permite corroborar que

las líneas de transporte de gas que se ven más afectadas por la presencia de líquidos son las líneas de alta presión o descarga de los compresores, correspondientes a las líneas que son objeto de estudio del presente trabajo.

5. GENERACIÓN DE CONDENSADOS Y ALTERNATIVAS PARA SU RECUPERACIÓN

5.1. GENERACIÓN DE CONDENSADOS

Durante el procesamiento del gas natural producido en el campo Lisama se obtienen productos condensados que son recolectados tanto en la Compresora Lisama como en la planta de gas El Centro, cuya disposición final se realiza en la Planta Dehidratadora Lisama, empleando tanques de transferencia que son custodiados hacia la Gerencia Refinería de Barrancabermeja (GRB).

Los líquidos condensados que son recolectados en la Compresora Lisama se obtienen como un subproducto de la operación de compresión, ya que son generados durante las interetapas de los compresores reciprocantes que elevan la presión del gas. Por su parte, los líquidos condensados recolectados en la planta de gas El Centro son generados en los gasoductos durante el transporte del gas proveniente de la Compresora Lisama. En promedio, el flujo de gas que sale de la Compresora a través de la línea de transporte de 8" es de aproximadamente 6000 KPCD a presión de 650 psi. Sin embargo, una vez transcurridos los cerca de 52 km de longitud del gasoducto, el flujo de gas que llega a la planta de proceso El Centro es de aproximadamente 4500 KPCD a presión de 520 psig.

Así, la topografía que atraviesa el recorrido del gasoducto produce una caída de presión que conlleva la aparición de líquidos condensados al interior de la tubería, haciendo necesaria la limpieza con raspador para retirar estos líquidos con una frecuencia de hasta 3 corridas por semana. De esta forma, la operación de transporte del gas hacia la planta de proceso El Centro se ve fuertemente afectada por esta problemática, reduciendo la utilidad económica

obtenida con la venta del gas a la GRB una vez que ha sido retirada el agua por deshidratación.

Teniendo en cuenta esta situación, en la Figura 27 se presenta la simulación realizada de la Compresora Lisama, incluyendo la línea de transporte hacia la planta de proceso El Centro, donde se modela el comportamiento del gas en las diferentes etapas de compresión y se calculan y caracterizan las corrientes del gas y de los subproductos que se tienen en las interetapas de compresion, los cuales se presentan en la Tabla 10.

Tabla 10 Resultados obtenidos por la simulación de la operación de la Compresora Lisama.

Corriente	Volumen de gas [KPCD]	Presión [psig]	Temperatura [°F]	Contenido de humedad [Lb _{H2O} /MMSCFD]
Gas de entrada al proceso de la Compresora Lisama	6492	0.004	100	2996
Vapores en tanque de almacenamiento de líquidos	82	5	61	–
Gas a la salida del proceso de la Compresora Lisama	5896	605	100	66
Gas a la llegada a la planta de proceso El Centro	5896	574	100	66

Corriente	Volumen de líquido [BPD]	Presión [psig]	Temperatura [°F]	BSW [%]
Líquidos obtenidos en el separador de primera etapa	37	30	100	100

Líquidos obtenidos en el separador de segunda etapa	66	175	95	23
Líquidos obtenidos en el separador de tercera etapa	100	605	92	3
Líquidos acumulados en tanque de almacenamiento	159	5	61	35

Con el fin de validar los resultados obtenidos por la simulación de la operación de la Compresora Lisama, se realizaron mediciones del contenido de humedad en las corrientes de gas de entrada y de salida, cuyos resultados se presentan en la Tabla 11.

Tabla 11 Medición de humedad en corrientes de gas de la Compresora Lisama.

	GERENCIA REGIONAL DEL MAGDALENA MEDIO		
	RESULTADOS MEDICIÓN DE HUMEDAD EN GAS		
	NATURAL		
EQUIPO HIGRÓMETRO PM880			
Entrada Compresora Lisama		Salida Compresora Lisama	
Fecha	13/mar/2018	Fecha	13/mar/2018
Hora	11:45 a.m.	Hora	11:15 a.m.
Dew Point [°C]	46.9	Dew Point [°C]	55.3
Presión [psig]	5.00	Presión [psig]	599.98
Humedad [Lb_{H2O}/MMSCF/N G]	3730.19	Humedad [Lb_{H2O}/MMSCF/N G]	210.21

Adicionalmente, se realizó la verificación empleando el registro del volumen de líquidos almacenados en la Bala D-01 de la compresora Lisama y la Bala D-106 de la planta de gas El Centro, así como el volumen de condensados despachados por carrotanque y recibido en la planta Deshidratadora Lisama, los cuales se presentan en la Tabla 12. Estos líquidos condensados se transportan entre la Compresora Lisama y la Deshidratadora Lisama de acuerdo con las rutas definidas en el diagrama de flujo que se presenta en la Figura 28, donde también se observa los puntos de distribución a los compradores del gas natural y la disposición final en los tanques de

transferencia de la Planta Deshidratadora Lisama. Por último, se realizó el análisis PIANO de los condensados transportados por carrotanque hacia la Deshidratadora Lisama, como se muestra en la Tabla 13.

Tabla 12 Inventario de líquidos condensados.

Transporte y almacenamiento de líquidos condensados entre Compresora Lisama y Deshidratadora Lisama				
Mes	balance Compresora	Almacenamiento Bala D – 01 Compresora	Despachado desde Compresora	Recibido en Deshidratadora
	[bls]	[bls]	[bls]	[bls]
Sep/17	43283	266	231	196
Oct/17	74558	793	643	546
Nov/17	40798	419	643	546
Dic/17	31178	508	534	454
Ene/18	38737	526	267	227
Feb/18	31888	303	402	342

Transporte y almacenamiento de líquidos condensados entre Compresora Lisama y Deshidratadora Lisama					
Mes	balance Gasoducto	Recibo raspador	Almacenamiento Bala D–106 El Centro	Despachado desde El Centro	Recibido en Deshidratadora
	[bls]	[bls]	[bls]	[bls]	[bls]
Sep/17	8634	1463	1385	1332	1172
Oct/17	9930	1245	1330	1398	1230
Nov/17	9372	1174	1355	896	788
Dic/17	19797	1104	1665	800	704
Ene/18	9661	1169	839	1252	1102

Fuente: Autor, con apoyo del Departamento de ingeniería de producción y confiabilidad de GMA Ecopetrol S.A.

Tabla 13 Análisis PIANO de los condensados transportados por carrotanque a la Deshidratadora Lisama.

ANÁLISIS PIANO: PROPIEDADES FÍSICAS		
API Avj @ 15.6C		70.669
GE Avj		0.7
Número de Bromo		0.258
PM Avj		93.141
RVP (psi)		9.762

ANÁLISIS PIANO: PUNTOS DE EBULLICIÓN		
IBP – % Volumen	GRC	-33.01
5 % – % Volumen	GRC	6.53
10 % – % Volumen	GRC	18.09
15 % – % Volumen	GRC	29.94
20 % – % Volumen	GRC	35.67
25 % – % Volumen	GRC	59.19
30 % – % Volumen	GRC	62.35
35 % – % Volumen	GRC	66.81
40 % – % Volumen	GRC	69.99
45 % – % Volumen	GRC	80.66
50 % – % Volumen	GRC	90.24
55 % – % Volumen	GRC	91.90
60 % – % Volumen	GRC	98.24
70 % – % Volumen	GRC	110.17
75 % – % Volumen	GRC	117.39
80 % – % Volumen	GRC	121.19
85 % – % Volumen	GRC	131.35
90 % – % Volumen	GRC	140.27
95 % – % Volumen	GRC	158.50
FBP – % Volumen	GRC	194.47

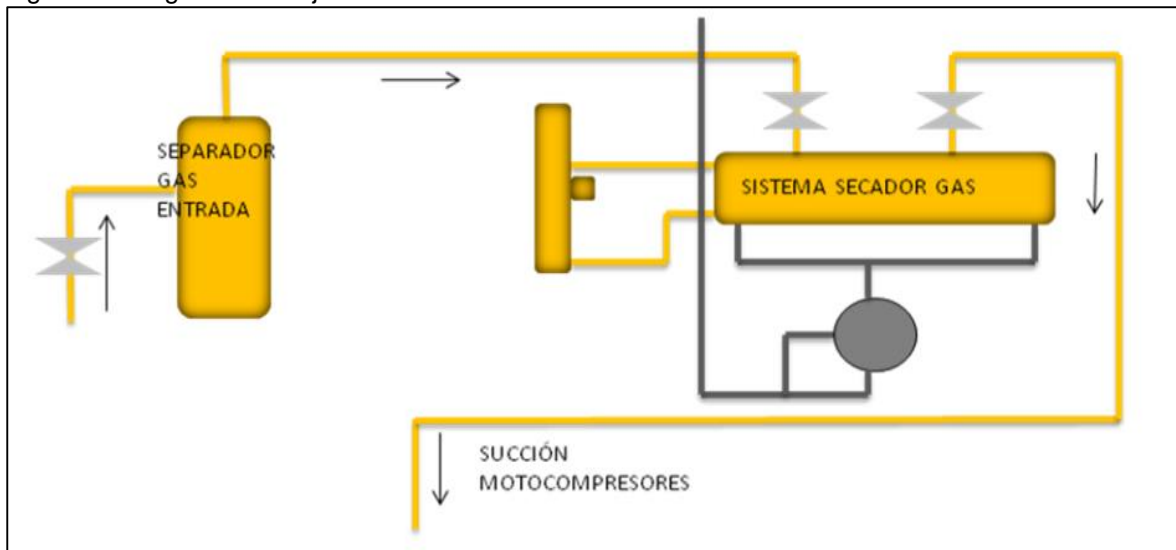
Fuente: Autor, con apoyo del Departamento de ingeniería de producción y confiabilidad de GMA Ecopetrol S.A.

5.2. ALTERNATIVAS PARA LA RECUPERACIÓN DE CONDENSADOS

Con el fin de reducir el contenido de líquidos condensados en las diferentes etapas de compresión y transporte de gas se plantean 4 alternativas: un sistema de enfriamiento o secador; el uso de un raspador (comúnmente conocido como marrano) inteligente; deshidratación mediante glicol y deshidratación mediante metanol.

5.2.1 Sistema de enfriamiento. Una de las posibles alternativas de uso consiste en hacer fluir el gas a través de un sistema de enfriamiento, de acuerdo con el diagrama de flujo de la Figura 29.

Figura 29 Diagrama de flujo del modelo del sistema de enfriamiento.

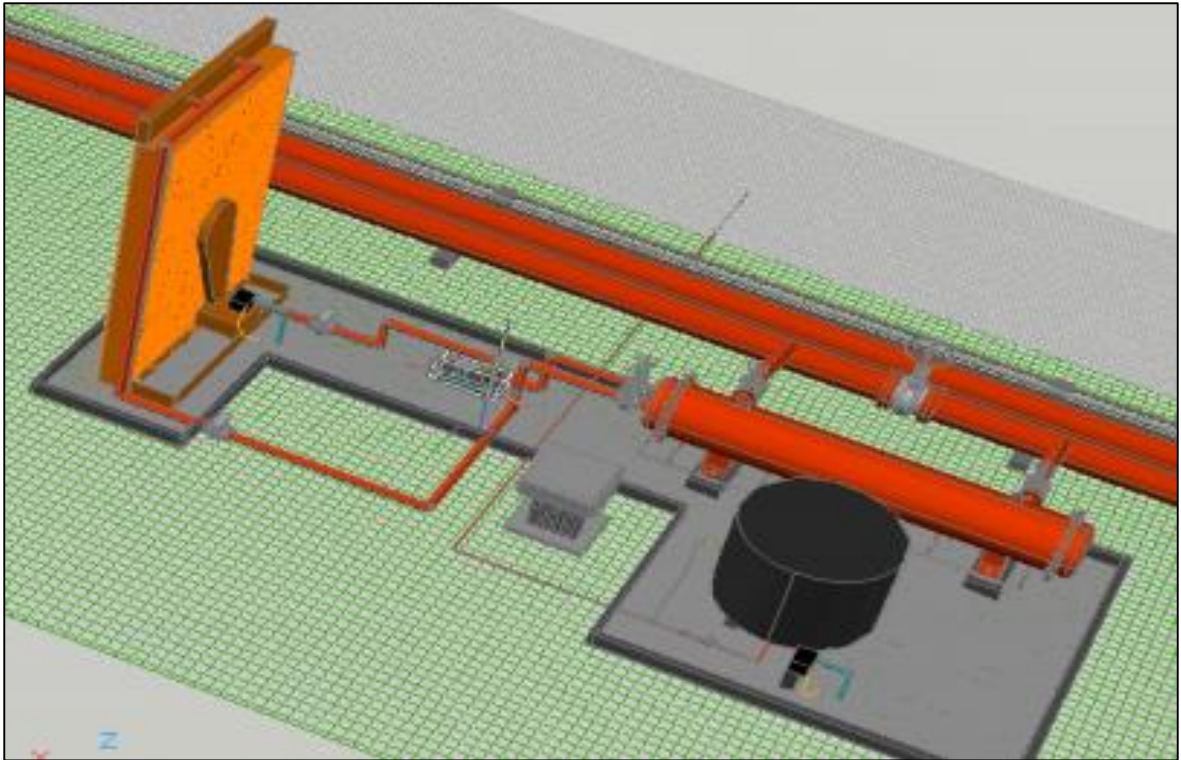


Fuente: Autor.

Este sistema, que se observa en las Figuras 30, 31 y 32, toma la totalidad del gas con elevado contenido de condensados que sale del separador de entrada y lo hace pasar a través de un intercambiador de calor. El líquido refrigerante, en este caso agua, se hace circular empleando una bomba centrífuga mientras un ventilador de aspas se encarga de enfriar el agua caliente y devolverla al intercambiador de calor, completando el ciclo de enfriamiento. De esta forma se logra reducir la humedad del gas hasta alcanzar las condiciones requeridas,

el cual se dirige hacia la succión de los compresores, permitiendo que las etapas de compresión se realicen con el gas en mejores condiciones para la operación y entrega a la planta de proceso El Centro.

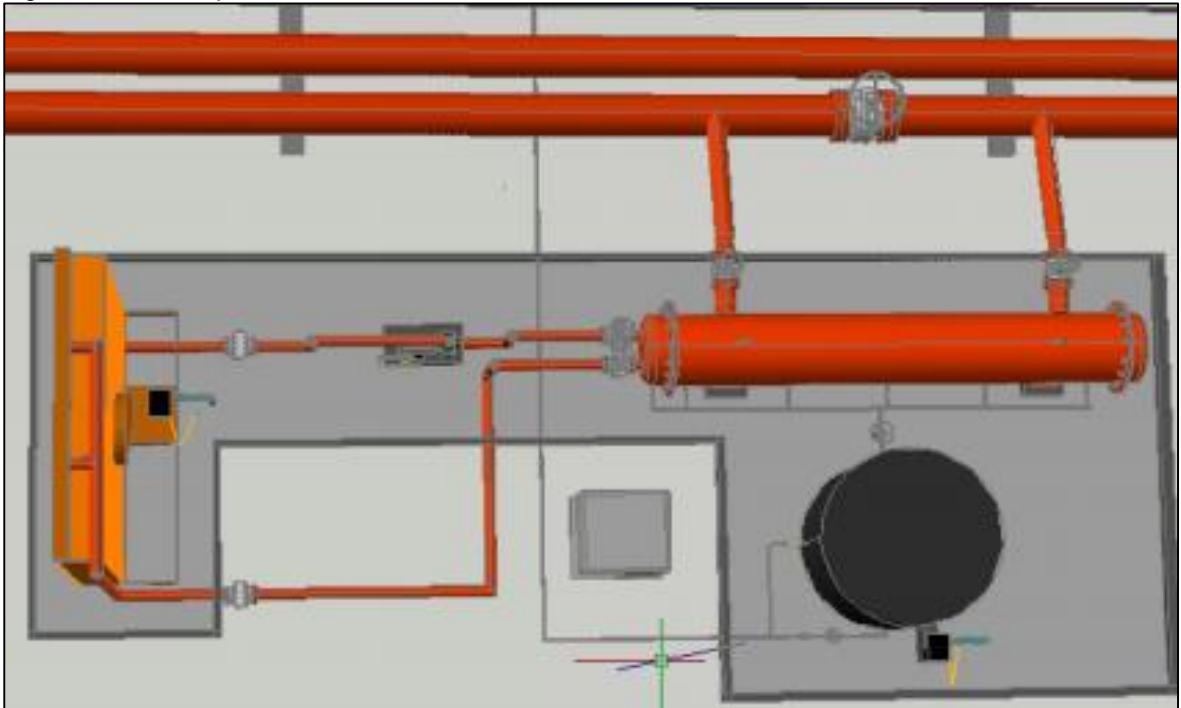
Figura 30 Vista lateral derecha del modelo del sistema de enfriamiento.



Fuente: Autor.

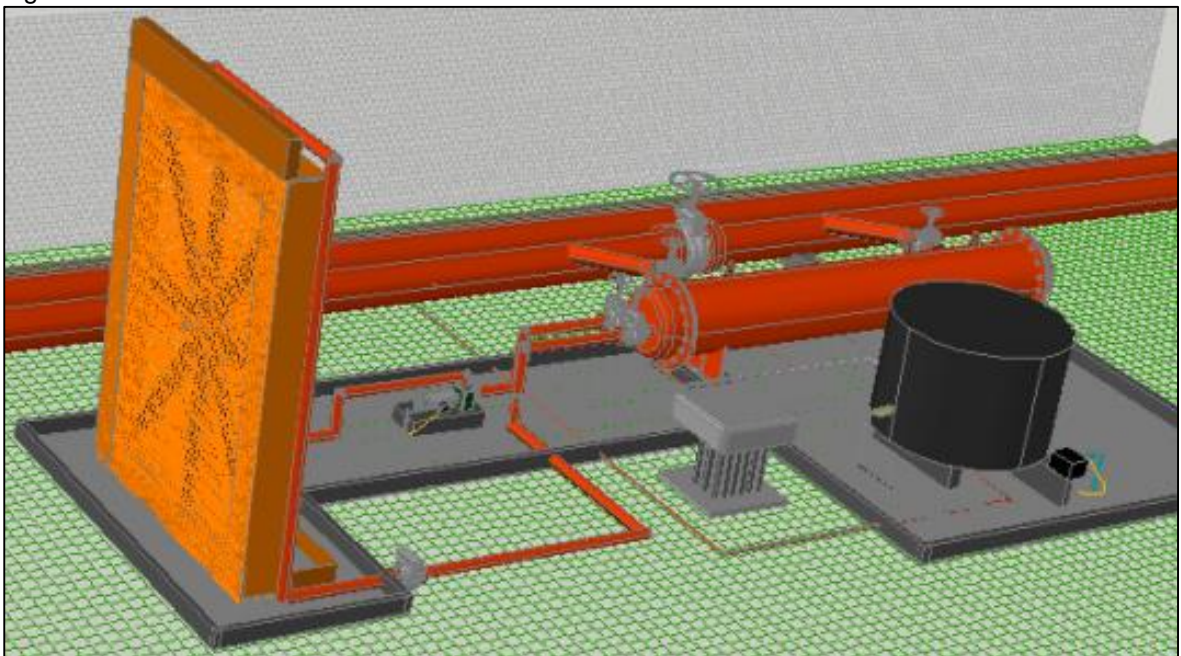
Los equipos requeridos para esta alternativa son una bomba centrífuga, un intercambiador de calor y el ventilador de aspas o radiador. Una de las mayores ventajas de esta alternativa es que la empresa ya cuenta con este equipo, que actualmente se encuentra fuera de operación, por lo cual estaría disponible para ser solicitado, trasladado e implementado en Compresora Lisama. Otras de las ventajas ofrecidas por esta alternativa son:

Figura 31 Vista superior del modelo del sistema de enfriamiento.



Fuente: Autor.

Figura 32 Vista frontal del modelo del sistema de enfriamiento.



Fuente: Autor.

- Reducción de la cantidad de humedad presente en las líneas de transporte hacia la planta de procesos El Centro, lo cual permite mantener la

integridad física de las tuberías de transporte debido a la reducción del ataque fisicoquímico ocasionado por los condensados sobre las líneas

- Aumento en la calidad del gas que es entregado por la Compresora Lisama, lo cual permitiría alcanzar las condiciones requeridas por el RUT.
- Aumento de la vida útil de los compresores, ya que la disminución del contenido de humedad del gas previo a la compresión requeriría menor esfuerzo mecánico por parte de las cabezas de control de las diferentes etapas, prolongando la vida útil de los sellos y reduciendo la sedimentación al interior de los equipos.
- Una vez se retire la mayor parte de la humedad contenida por el gas se generaría un subproducto líquido, el cual puede ser aprovechado como solvente o diluyente en los procesos de la Deshidratadora Lisama de acuerdo con el volumen de líquido recuperado.

5.2.2 Marrano inteligente. La alternativa que comprende la adquisición y uso de este sistema, como el que se observa en la Figura 33, se plantea debido a la necesidad de inspeccionar con frecuencia los gasoductos, ya que es indispensable conocer en la actualidad el estado físico, mecánico y de corrosión de la línea. Además de esto, la necesidad de esta herramienta se hace evidente debido a que las líneas del gasoducto han estado en funcionamiento por alrededor de 40 años y tienen antecedentes de roturas, por lo cual se deben predecir e identificar los mecanismos de falla mediante métodos de inspección.

Figura 33 Raspador o marrano inteligente.



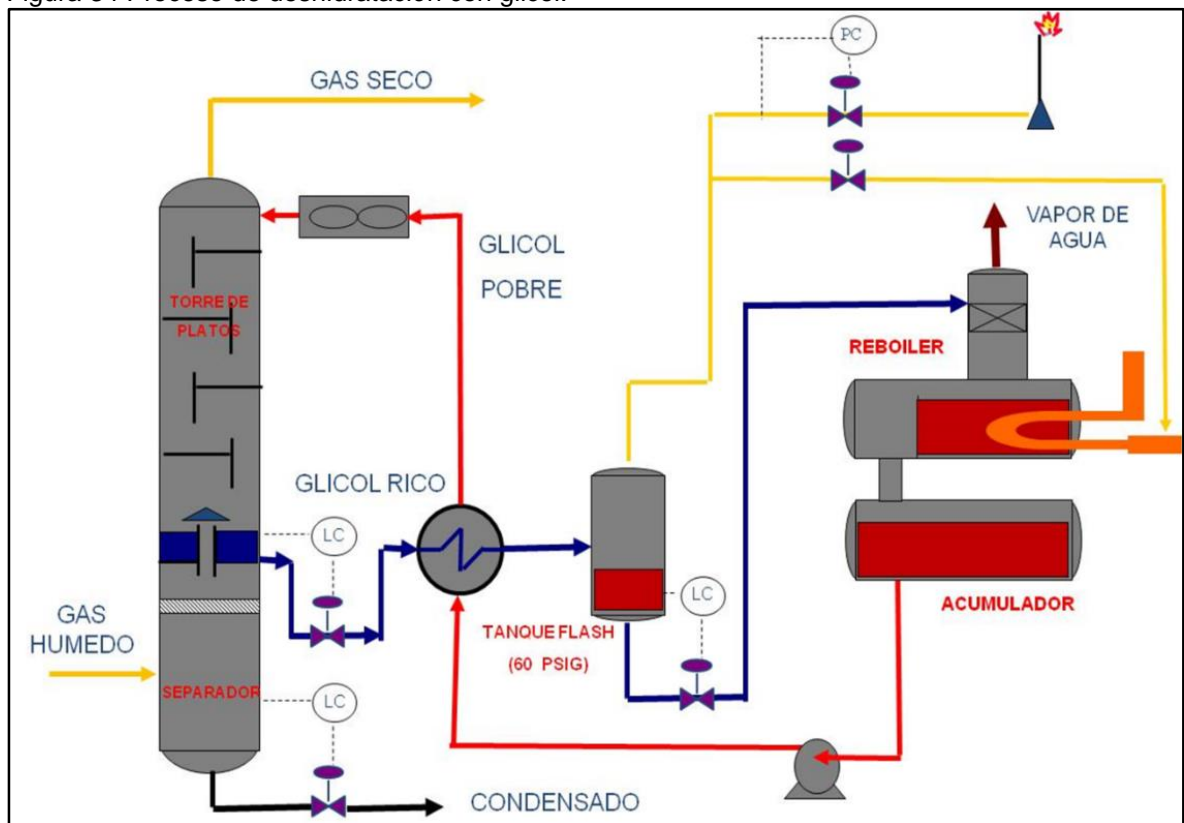
Fuente: Ecopetrol, 2007 [6].

Los métodos de inspección que se usan en la actualidad en los gasoductos que conectan la Compresora Lisama con la planta de proceso El Centro son ultrasonido, MFL e inspección visual, los cuales se aplican en puntos específicos de la línea y se proyectan mediante estadística. Por esta razón se sugiere la inspección mediante marrano inteligente, ya que es la mejor técnica que se encuentra actualmente en el mercado y permite conocer el estado interno real de los gasoductos, ya que evalúa la totalidad del perímetro del ducto a lo largo de toda la línea.

Esta técnica permite reducir las fugas y paradas no programadas, lo cual la hace más efectiva y permite ajustar los programas de mantenimiento, a pesar del hecho de ser alrededor de 4 veces más costosa. Este costo elevado se debe a la planeación necesaria para su implementación, ya que se requiere: instalar facilidades para el lanzamiento y recibo de herramientas inteligentes; adecuar las líneas para el pasó de las herramientas; contar con las condiciones operacionales para las inspecciones ILI; y establecer planes de contingencia para el rescate de herramientas atascadas. Sin embargo, estos requerimientos se aplican al inicio de la implementación, por lo cual no representan un costo fijo continuo en el tiempo, sino una inversión a largo plazo.

5.2.3 Deshidratación con glicol. Como se observa en la Figura 34, este proceso se lleva a cabo empleando un sistema de absorción que cuenta con una torre de platos donde se pone en contacto, a baja temperatura baja y presión elevada, una solución de glicol con bajo contenido de agua (glicol pobre) en contracorriente con el gas que se desea secar, donde los hidrocarburos que son absorbidos se llevan a un tambor de vaporización. El glicol con alto contenido de agua absorbida (glicol rico) se lleva a una torre regeneradora, donde se procesa a baja presión y alta temperatura para liberar el agua absorbida del gas húmedo. De esta forma, la solución de glicol pobre es recuperada y recirculada al proceso [7].

Figura 34 Proceso de deshidratación con glicol.



Fuente: Adaptado de Comité de administración de los recursos para capacitación, 2009 [7].

Este tipo de proceso es aplicable cuando se desea obtener un gas con un punto de formación de hidrato de hasta -80 °F. También es posible realizar este proceso por inyección directa de glicol en el gasoducto que transporta el

gas, lo cual evita la formación de hidratos, pero no permite la recuperación y recirculación del glicol al sistema.

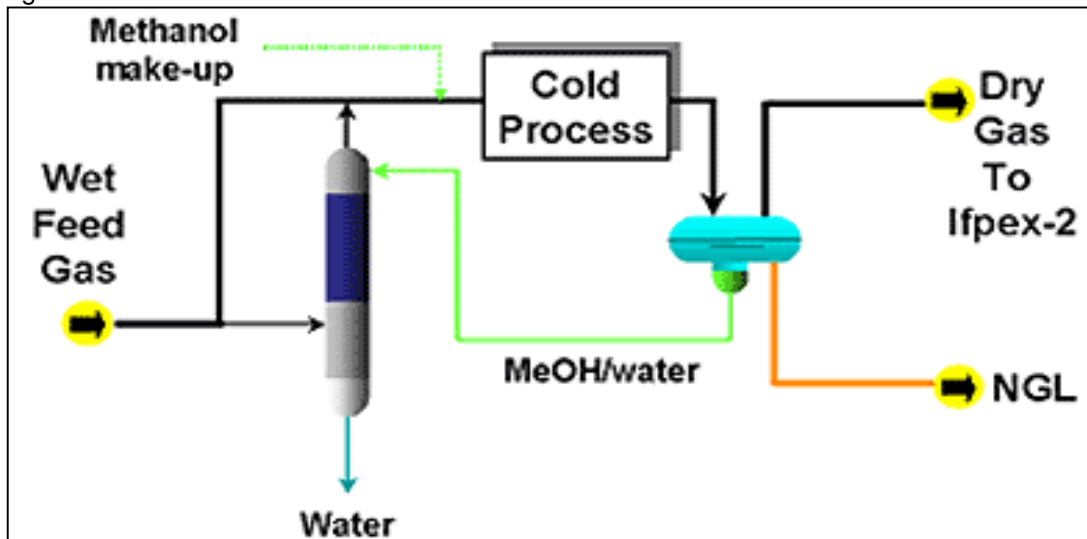
Existen tres tipos comerciales de glicol ampliamente utilizados en la industria, los cuales son: monoetilenglicol (MEG), dietilenglicol (DEG) y trietilenglicol (TEG). La selección del compuesto comercial más adecuado se basa en la composición del gas a deshidratar y en la cantidad de pérdidas por vaporización.

5.2.4 Deshidratación con metanol. Este proceso guarda grandes similitudes con el proceso anterior, modificando el agente empleado para la deshidratación. El metanol ha sido utilizado por muchos años en la industria petrolera y del gas para la inhibición de la formación de hidratos, desde el cabezal de pozo hasta plantas de procesamiento. Además de esto, también es utilizado para la disolución de hidratos en tuberías e instalaciones de proceso.

Su amplio uso se debe a que posee una habilidad única para distribuirse en ambas fases, vapor y líquido. Por esta razón es utilizado para deshidratar gas parcialmente saturado con agua hasta un punto de rocío de agua de $-120\text{ }^{\circ}\text{F}$, en un ciclo cerrado con recuperación del metanol mediante destilación. Sin embargo, este método no es económicamente atractivo cuando el gas que se desea deshidratar está totalmente saturado con agua, debido a los elevados requerimientos térmicos en el proceso de destilación.

Uno de los procesos de deshidratación de mayor implementación es el proceso IFPEXOL-1, mostrado en la Figura 35, el cual fue patentado por el Instituto Francés de Petróleo (IFP) y utiliza metanol como medio absorbente, el cual es recuperado mediante un proceso cerrado, e incluye el uso de refrigeración para reducir las pérdidas por vaporización [8].

Figura 35 Proceso de deshidratación con metanol.



Fuente: Adaptado de Comité de administración de los recursos para capacitación, 2009 [8].

6. CONCLUSIONES

El diagnóstico de las condiciones actuales de las líneas de transporte de gas en la compresora Lisama permitió identificar las condiciones de operación del sistema y las características del gas, las cuales conducen a la aparición de condensados en las líneas de transporte de gas.

Mediante la implementación de un sistema de recuperación de líquidos se garantiza el retiro de la mayor parte de humedad adherida al gas en los gasoductos del campo Lisama, de la gerencia de operaciones de mares GMA, los cuales pueden ser aprovechados como solvente o diluyente de acuerdo con el volumen de líquidos recuperados.

Se determinó la cantidad de humedad presente a la entrada de la Compresora Lisama y en las líneas que transportan el gas hacia la planta de proceso El Centro, la cual puede ser reducida empleando un sistema de recuperación de líquidos, mejorando la integridad física de las líneas tras la reducción del ataque provocado por la presencia de humedad.

La reducción de la humedad del gas procesado en la Compresora Lisama, previo al ingreso a los compresores, permite facilitar la operación de compresión debido a que el gas es de mayor calidad, por lo cual la operación se hace más eficiente y el producto resultante puede ser entregado a la planta de proceso El Centro en mejores condiciones.

Finalmente, la implementación de las diferentes alternativas propuestas permitirá la disminución en el tiempo de parada de las estaciones necesario para la limpieza de los gasoductos, reduciendo los índices por quema de gas y mejorando los índices de producción.

7. RECOMENDACIONES

Llevar a cabo la inversión necesaria en las plantas de separación y recuperación de líquidos que permitan la máxima eliminación posible de fluidos en las líneas, ya que al mezclarse con las impurezas del gas ocasionan la formación de partículas contaminantes que generan elevadas pérdidas económicas.

Realizar la reposición de los tramos de tubería del gasoducto de 8" identificados como los más críticos durante las inspecciones internas y externas, con el fin de garantizar la operación normal de las líneas de transporte de gas y así evitar posibles fallas.

Extrapolar el análisis resultante del presente estudio para los demás campos de producción donde se tengan problemas relacionados con la presencia de líquidos en el sistema de compresión y el transporte de gas.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Balance Producción de Gas 2016. [En línea]. Bogotá, Colombia, 2017. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/>
- [2] AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Balance Producción de Gas 2017. [En línea]. Bogotá, Colombia, 2018. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/>
- [3] BARRIOS MEJÍA, Iván Javier y SIZA REY, Roberto Andrés. Evaluación técnica y económica para actualizar y/o seleccionar el proceso de recuperación de LGN más apropiado para la planta de gas del Centro, Barrancabermeja. Tesis de grado en Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, 2017, 86p.
- [4] BRAVO, Oscar y SANCHEZ, Marleny. Gestión Integral de riesgos. 3er edición. Bogotá: Bravo & Sánchez. 2012, 258p.
- [5] CAMARGO, Faustino. Diseño, operación y mantenimiento de gasoductos. Monografía de Especialización en Ingeniería del Gas. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, 2009, 112p.
- [6] Código ASME B31.8. Tuberías de transporte y distribución de gas. 2010.
- [7] COMITÉ DE ADMINISTRACIÓN DE LOS RECURSOS PARA CAPACITACIÓN. Deshidratación (Glicol). [En línea]. Lima, Perú, 2009. Disponible en: <http://www.carec.com.pe/>
- [8] COMITÉ DE ADMINISTRACIÓN DE LOS RECURSOS PARA CAPACITACIÓN. Sistemas de adsorción. [En línea]. Lima, Perú, 2009. Disponible en: <http://www.carec.com.pe/>
- [9] Ecopetrol. Historia del campo Lisama. Informe recuperado del archivo del campo Lisama, 2006.
- [10] Ecopetrol. Manual de operaciones de la Compresora Lisama. Informe recuperado de Producción Lisama, 2007.

- [11] Ecopetrol. Manual de operaciones de la planta de procesos de gas El Centro, por Deivis Andersson Castrillón Andrade. 2007.
- [12] GAS NATURAL FENOSA. El gas natural. [En línea]. Bogotá, Colombia, 2007. Disponible en: <http://www.gasnaturalfenosa.com.co/>
- [13] GUERRERO SUÁREZ, Fernando y LLANO CAMACHO, Fernando. Caso de estudio: Gas natural en Colombia – Gas e.s.p., En: Estudios Gerenciales. 2003, vol.87, p. 115–146.
- [14] HUERTA, David. Quema de gas asociado. [En línea]. México D.F., México, 2011. Disponible en: <http://davidhuerta.typepad.com/>
- [15] INNERGY: SOLUCIONES ENERGÉTICAS. Gas natural. [En línea]. Hualpén, Chile, 2004. Disponible en: <http://www.innergy.cl/index.html>
- [16] MEJÍA, Teresa. ¿Qué es el gas natural?. [En línea]. Neiva, Colombia, 2010. Disponible en: <http://teresaworkingas.blogspot.com/>
- [17] MONTAGUTH ABREU, Kelly y MONTILLA ODDY, Montieldhi. Desarrollo de ingeniería conceptual para la infraestructura de superficie de un campo costa afuera. Tesis de grado en Ingeniería Química. Barcelona: Universidad de Oriente. Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, 2011, 148p.
- [18] MORENO GOMEZ, Carlos Javier. ¿Qué diferencias hay entre Ingeniería conceptual, básica y de detalle?. [En línea]. Versalles, Francia, 2013. Disponible en: <http://reliability-maintenance.blogspot.com/>
- [19] NATURGAS: ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE GAS NATURAL. El gas en Colombia. [En línea]. Bogotá, Colombia, 2016. Disponible en: <https://www.naturgas.com.co/>
- [20] PACHAURI, Rajendra y REISINGER, Andy. Cambio climático 2007: Informe de síntesis. Contribución de los Grupos de trabajo I, II y III al Cuarto Informe de evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático. Ginebra, Suiza: Organización Meteorológica Mundial. 2008, 104p.
- [21] PEMEX. Hoja de datos de seguridad para sustancias químicas – Gas Natural. [En línea]. Huasteca, México, 2000. Disponible en: <http://www.pemex.com/>
- [22] REINKING, Arturo. Gas natural. [En línea]. Ciudad de México, México, 2014. Disponible en: <http://profesores.fi-b.unam.mx/>

- [23] RENOVETEC. Ingeniería conceptual. [En línea]. Madrid, España, 2016. Disponible en: <http://renovetec.com/>
- [24] RIONDA, Rafael; GUERRERO, Luis; RODRÍGUEZ, Fabiola; UBALDO, Alain y RAMOS, Ana. Prospectiva de Gas Natural 2016–2030. México: Secretaría de Energía. 2016, 94p.
- [25] RIVERA MULETT, Juan Antonio y RODRIGUEZ DÍAZ, Edith. Adecuación de la planta de gas del campo Abanico. Monografía de Especialización en Ingeniería del Gas). Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, 2011, 98p.
- [26] ROA DUARTE, C.; MENESES AMAYA, M.; FERREIRA GUERRA, R. y CASTAÑO VALDERRAMA, J. Uso integral del gas de los campos del Putumayo para recuperación de condensados y autogeneración, En: Revista ION. 2010, vol.23, p. 111–124.
- [27] SANTOS SANTOS, Nicolás; PÉREZ ANGULO, Julio Cesar y CARBARCAS SIMANCAS, Manuel. Establecimiento de un valor adicional de Punto de Rocío de hidrocarburo para la zona cálida de Colombia, En: Revista Fuentes: El Reventón Energético. 2017, vol.15, p. 59–73.
- [28] SILVA BRACHO, Franklin José. Tratamiento y procesamiento del crudo y del gas natural, Tomo II. Colección Maestría en Gestión en la Industria de Hidrocarburos. 2012, 174p.
- [29] SISTEMA DE INFORMACIÓN ENERGÉTICA. Glosario de términos usados en el sector energético. [En línea]. México D. F., México, 2008. Disponible en: <http://sie.energia.gob.mx/>
- [30] STAKE, Robert. Investigación con estudio de casos. 2da edición. Madrid: Ediciones Morata, S. L. 1999, 155p.
- [31] TAYLOR, S. y BODGAN, R. Introducción a los métodos cualitativos de investigación. Nueva York: John Wiley and Sons. 1992, 343p.