

**REVISIÓN DE ALTERNATIVAS OPERATIVAS PARA EL CUMPLIMIENTO DE
ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DE GAS EN UN CAMPO PRODUCTOR**

MARY SOCORRO COTE FLÓREZ

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

2018

**REVISIÓN DE ALTERNATIVAS OPERATIVAS PARA EL CUMPLIMIENTO DE
ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DE GAS EN UN CAMPO PRODUCTOR**

MARY SOCORRO COTE FLÓREZ

**TRABAJO DE GRADO PRESENTADO PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE:
ESPECIALISTA EN INGENIERÍA DEL GAS**

DIRECTOR

ING. JUAN MANUEL ORTIZ AFANADOR

Profesor Especialización Ingeniería de Gas

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

2018

DEDICATORIA

*Doy gracias al Dios de la vida por permitirme vivir éstos momentos tan especiales
y por sus infinitas bendiciones que recibo día a día.*

A mi Madre Celestial, por su protección maternal y su infinito amor.

*A mis Padres, Ana Mary y Álvaro, quienes con su esfuerzo y dedicación me
formaron como una persona de bien.*

*A mis queridos hermanos Álvaro Augusto y César Antonio, por ser mis ángeles
quienes siempre están dispuestos a apoyarme y son mi ejemplo a seguir.*

*A mis hermosos sobrinos Sara Catalina y Cesar Emiliano, a quienes amo con todo
mi corazón.*

*A toda mi familia que me ha acompañado en los momentos significativos de mi
vida, en especial las metas que me he propuesto lograr.*

*A mis compañeros de clase, fue un placer haberlos conocido y haber compartido
ésta maravillosa experiencia.*

A todos mis amigos a quienes considero un regalo especial de la vida.

*Gracias a todos por hacer hecho de éstos momentos, recuerdos inolvidables
atesorados en mi corazón.*

Gracias Totales...!!!

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	13
1. PROCESOS DE TRATAMIENTO DE CALIDAD DE GAS, APLICABLES A CAMPOS PRODUCTORES, PARA OBTENER GAS EN ESPECIFICACIONES DE VENTA.....	15
1.1 TRATAMIENTO DE GAS NATURAL	19
1.1.1 Proceso de endulzamiento.....	20
1.1.2 Deshidratación del gas natural.....	25
1.1.3 Tratamiento de gas con membranas.....	34
1.1.4 Eliminación de mercurio.....	38
1.1.5 Eliminación de componentes traza.	42
1.2. PROCESAMIENTO GAS NATURAL	46
1.2.1 Absorción (desecante líquido).....	49
1.2.2 Adsorción (desecante sólido).....	49
1.2.3 Procesos de refrigeración.	50
1.2.4 Tecnología twister.....	72
2. DESCRIPCIÓN PARÁMETROS DE CALIDAD DEL GAS A CUMPLIR TENIENDO EN CUENTA REGULACIÓN COLOMBIANA Y DE OTROS PAÍSES	77
2.1. CALIDAD DEL GAS EN OTROS PAÍSES.....	78
2.2. CALIDAD DEL GAS EN COLOMBIA	83
2.3. MEDICIÓN DEL PUNTO DE ROCÍO Y PODER CALORÍFICO.....	86
2.3.1 Medición punto rocío.....	86
2.3.2. Medición poder calorífico.	87
2.4 INTERCAMBIALIDAD DEL GAS NATURAL	92
3. ALTERNATIVAS OPERATIVAS A TENER EN CUENTA AL MOMENTO DE PROCESAR GAS NATURAL PARA LLEVARLO A CONDICIONES DE VENTA QUE CUMPLA CON LO EXIGIDO EN LA NORMATIVIDAD COLOMBIANA.	96
4. CONCLUSIONES	107

5. RECOMENDACIONES.....110
BIBLIOGRAFIA.....111

LISTA DE TABLAS

Pág.

Tabla 1. Resumen campos de producción en Colombia.....	17
Tabla 2. Descripción componentes del gas natural	79
Tabla 3. Calidad de gas para varios países	81
Tabla 4. Especificaciones de Calidad del Gas Natural	85
Tabla 5. Métodos de intercambiabilidad	93
Tabla 6. Descripción componente, regulación y proceso gas natural	96

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Producción fiscalizada de gas natural en Colombia-2016-Gpc.....	16
Figura 2. Producción fiscalizada de gas natural en Colombia – 2016.....	16
Figura 3. Producción fiscalizada de gas natural – 2016.....	17
Figura 4. Diagrama general endulzamiento con aminas.....	23
Figura 5. Diagrama del proceso con Sulfinol-M.....	24
Figura 6. Estructura de los hidratos.....	28
Figura 7. Diagrama planta deshidratadora.....	31
Figura 8. Elementos de adsorción adsorción empleados en tamices moleculares	33
Figura 9. Estructura de las membranas permeables.....	36
Figura 10. Estructura de membranas usadas usadas en procesos de separación de gas por membrana. (a) membranas anisotrópicas Loeb-Sourirajan y (b) membranas compuestas.....	38
Figura 11. Nanotubo de carbono carbono abierto y un cristal de fullerita constituido por moléculas de fullereno.....	43
Figura 12. Procesos de recobro de líquidos de gas natural.....	48
Figura 13. Diagrama del experimento de Joule-Thomson.....	51
Figura 14. Líneas de entalpía constante de una sustancia en un diagrama T-P ...	54
Figura 15. Planta Joule-Thomson.....	56
Figura 16. Proceso J-T refrigerado.....	57
Figura 17. Vista de corte de un turboexpansor.....	61
Figura 18. Diagrama del funcionamiento de un turbo-expander.....	64
Figura 19. Planta de producción de LGN con turbo-expander.....	65
Figura 20. Ciclo de refrigeración de una sola etapa.....	68
Figura 21. Proceso de refrigeración en cascada.....	71
Figura 22. Concepto de un separador twister.....	72

LISTA DE ANEXOS

(Ver anexos adjunto en el CD y pueden visualizarlos en la Base de Datos de la Biblioteca UIS)

ANEXO A. ALTERNATIVAS OPERATIVAS PARA EL TRATAMIENTO Y PROCESAMIENTO DEL GAS NATURAL

RESUMEN

TÍTULO: REVISIÓN DE ALTERNATIVAS OPERATIVAS PARA EL CUMPLIMIENTO DE ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DE GAS EN UN CAMPO PRODUCTOR*

AUTOR: MARY SOCORRO COTE FLÓREZ**

PALABRAS CLAVES: Tratamiento, procesamiento, especificaciones de calidad, poder calorífico, intercambiabilidad.

RESUMEN: Para la comercialización de gas natural, es necesario considerar la calidad del gas además del volumen porque su valor se basa en el contenido de energía.

Para determinar la calidad del gas es importante analizar su composición. Por ejemplo, algunas impurezas o contaminantes pueden afectar el funcionamiento y la integridad de la infraestructura (plantas de gas, redes de gas, etc.) y, por lo tanto, la composición de estos elementos o componentes debe estar por debajo de los límites máximos permisivos; como es el caso del contenido de agua, hidrocarburos, sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono e inertes, entre otros, ya que estas sustancias pueden generar costos operativos adicionales relacionados con las reparaciones y el mantenimiento como paradas de planta no programadas.

Por lo tanto, es importante evaluar las diferentes alternativas disponibles para satisfacer las especificaciones de calidad requeridas por las regulaciones (particularmente en Colombia, todos los aspectos relacionados con el control de calidad del gas y las inversiones requeridas para llevarlo a cabo están regulados por la comisión de regulación de gas y energía (GREG)), para garantizar operaciones de procesos seguros y la satisfacción de los usuarios finales.

Los usuarios finales del gas natural, por ejemplo, los sectores industriales, residencial y de energía, se ven afectados por la calidad del gas en términos de la eficiencia de los procesos de combustión que utilizan el gas natural como fuente de energía.

* Monografía

** Facultad de Ingenierías Físico- Químicas. Especialización en Ingeniería del Gas. Director: Juan Manuel Ortíz Afanador

SUMMARY

TITLE: REVIEW OF OPERATING ALTERNATIVES FOR THE COMPLIANCE OF GAS QUALITY SPECIFICATIONS IN GAS FIELD OPERATIONS *

AUTHOR: MARY SOCORRO COTE FLÓREZ**

KEYWORDS: Treatment, processing, quality specifications, calorific value, interchangeability.

DESCRIPTION: For the commercialization of natural gas, it is necessary to consider the quality of the gas in addition to the volume because its value is based on the energy content.

To determine the quality of the gas it is important to analyze its composition. For instance, some impurities or contaminants can affect the operation and the integrity of the infrastructure (gas plants, gas networks, etc.) and therefore the composition of these elements or components should be below the maximum permissive limits; as is the case of the water content, hydrocarbons, hydrogen sulphide, carbon dioxide and inerts etc, among others, since these substances can generate additional operating cost related to repairs and maintenance as unscheduled plant stops.

Thus, it is important to evaluate the different alternatives available to satisfy with the quality specifications required by regulations (particularly in Colombia, all aspects related to the quality control of gas and the investments required to carry it out are regulated by the gas and energy regulation commission (GREG)), to guarantee safe processes operations and end users satisfaction.

The end-users of natural gas, e.g., industrial, residential, and power sectors, are affected by the quality of the gas in terms of the efficiency of the combustion processes that use natural gas as an energy source.

* Monograph

** Facultad de Ingenierías Físico- Químicas. Especialización en Ingeniería del Gas. Director: Juan Manuel Ortíz Afanador

INTRODUCCIÓN

El gas natural es un recurso no renovable formado por una mezcla de hidrocarburos: metano (alrededor de 80%), etano (6%), propano (4%), butano (2%), junto a algunas impurezas tales como vapor de agua, compuestos sulfurados, dióxido de carbono (CO_2), nitrógeno (N_2) y trazas de hidrocarburos más pesados. Su composición varía de acuerdo al yacimiento de donde fue extraído.

Una vez es extraído el gas, se debe controlar las características y/o composición del producto final para venta por parte de los productores, para lo cual se hace uso de las plantas de tratamiento y procesamiento del gas natural. Dependiendo de las condiciones de proceso, cualquier cambio en las variables de funcionamiento de las plantas presión, temperatura, etc., puede ocasionar una variación significativa en las corrientes de gas procesado hasta presentar incumplimientos regulatorios.

En el presente trabajo se describirán las diferentes alternativas operativas para obtener gas natural a condiciones de venta que cumpla con la normatividad vigente de cada zona o que cumpla con acuerdo entre las partes.

Se describirán procesos para el tratamiento del gas tales como endulzamiento, deshidratación, etc. así como procesamiento de gas natural para retirarle los líquidos contenidos en él.

Se describirán los parámetros de calidad del gas a cumplir en diferentes países y la importancia de alguno de ellos; también se describirán las especificaciones de calidad exigidas por la Resolución CREG 050 de 2018 (RUT).

Por último, se relacionarán algunos componentes del gas, realizando una breve descripción, identificando algunos inconvenientes que puede presentar, describiendo las especificaciones de calidad según la CREG a cumplir, visualizando las alternativas operativas para retirarlo del gas para así cumplir con regulaciones.

1. PROCESOS DE TRATAMIENTO DE CALIDAD DE GAS, APLICABLES A CAMPOS PRODUCTORES, PARA OBTENER GAS EN ESPECIFICACIONES DE VENTA.

El desarrollo del mercado del Gas Natural (GN) es relativamente reciente en Colombia. Comenzó a partir del descubrimiento de los yacimientos de La Guajira, que entraron en operación en 1977. En 1986 se decide masificar el uso energético y en 1993 se encargó Ecopetrol de liderar el desarrollo de la red de transporte. En 1997 se separa la actividad transportadora de gas Ecopetrol con la creación de Ecogas, que luego se transformó en la Transportadora de Gas del interior (Hoy Transportadora de Gas Internacional, TGI). En consecuencia, el GN aún se encuentra en proceso de penetración dentro del mercado nacional, señala el estudio " Proyección de demanda de gas natural en Colombia", realizado por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) a mediados del 2014.

En Colombia hay varios campos de producción de gas natural, las cuencas de la Guajira y de los Llanos Orientales son las de mayor producción. El gas natural se transporta desde las zonas de producción hasta las zonas de consumo por medio del Sistema Nacional de Transporte (SNT).

En el período en estudio 2012-2016 (según último informe de PROMIGAS, 2017), específicamente de 2014 en adelante, se confirmó la declinación sostenida en la producción de gas en La Guajira, que ya se presupuestaba en los escenarios de oferta que maneja la UPME (unidad de planeación minero energética). La producción de 2016, solo fue de 125 Gpc, un 57% de la de 2012, esto es, 220 Gpc.

El 3 de Julio de 2016, Ecopetrol comenzó a operar directamente el campo Cusiana, en el pie de monte llanero, como consecuencia de la finalización del contrato de asociación Tauramena. Este campo se encontraba en manos de la

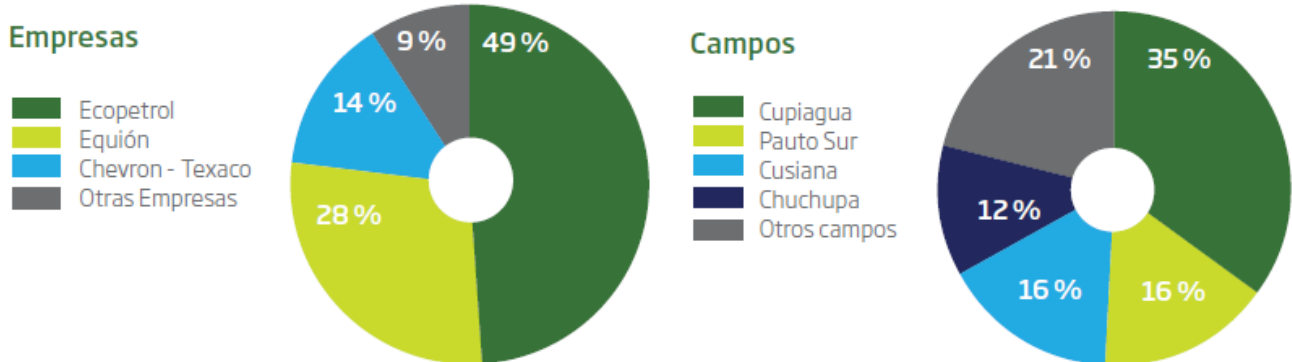
firma Equión, que lo operó por más de dos décadas y lo adquirió en 2011 al negociar los activos que la multinacional inglesa B.P. poseía en Colombia⁵.

Figura 1. Producción fiscalizada de gas natural en Colombia-2016-Gpc

Cuenca		2012	2013	2014	2015	2016	TACC 2012-2016	Variación 2015-2016
Llanos Orientales		735	735	684	634	678	(2%)	7%
La Guajira		220	219	187	160	125	(13%)	(22%)
Valle del Magdalena		78	78	74	69	82	1%	19%
	Superior	19	16	15	11	12	(11%)	4%
	Medio	31	32	30	27	27	(3%)	0%
	Inferior	29	29	29	31	43	10%	41%
Putumayo		6	8	8	8	6	(1%)	(24%)
Catatumbo		2	1	2	2	2	5%	16%
Cuencas menores		2	3	3	3	11	54%	271%
Total	Gpc	1.043	1.044	958	876	904	(4%)	3%
	Mpcd	2.859	2.860	2.624	2.400	2.476		

Fuente: Fenosa, G.N. (2017). Informe del sector Gas Natural 2017. Promigas

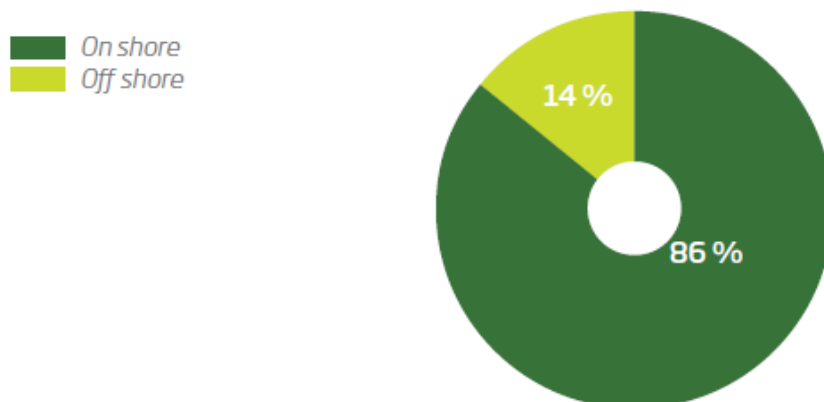
Figura 2. Producción fiscalizada de gas natural en Colombia – 2016



Fuente: Fenosa, G.N. (2017). Informe del sector Gas Natural 2017. Promigas

⁵ Fenosa, G.N. (2017). Informe del sector Gas Natural 2017. Promigas

Figura 3. Producción fiscalizada de gas natural – 2016



Fuente: Fenosa, G.N. (2017). Informe del sector Gas Natural 2017. Promigas

En la Tabla 1, se resumen los campos de producción que hacen parte de cada una de las cuencas sedimentaria que aportan gas natural a la oferta nacional conforme con la Resoluciones 31159 del 3 de abril de 2017 y 31385 del 7 de junio de 2017 del Ministerio de Minas y Energía.

Tabla 1. Resumen campos de producción en Colombia

CUENCA	CAMPO
Catatumbo	Cerrito, Oripaya, Sardinata, Tibú
Cesar Ranchería	La Loma
Cordillera Oriental	Gibraltar, Guaduas, Palagua
Guajira	Ballena, Chuchupa, Cardon IV – Ven. Imp. Petromil, Imp ECP/Ballena.
Llanos Orientales	Apiay, Calona, Campo Rico, Carmentea, Centauro Sur, Cupiagua, Cusiana, Cusiana Norte, Floreña, Kananaskis, La Estancia, La Punta,

	Pauto Sur, Ramiriquí, Santo Domingo Centro, Santo Domingo Juape, Santo Domingo Norte.
Valle Inferior del Magdalena	Arianna, Arjona, Bonga, Bullerengue, Clarinete, El Difícil, La Creciente, Mamey, Nelson Ciénaga de Oro, Nelson Porquero, Nispero, Oboe, Palmer, Pedernalito, Trambón, Planta Regasificación de Cartagena.
Valle Medio del Magdalena	Bonanza Incremental, Caramelo, Compae, Corazón, Corazón West, Gala, La Cira Infantas, La Salina, Liebre, Lisama, Lisama Norte, Lisama Profundo, Llanito, Nutria, Opón, Payoa, Payoa West, Provincia, Puli, Tesoro, Toposí, Toqui-Toqui, Yarigui Cantagallo.
Valle Superior del Magdalena	Cañada N., Dina Terciarios, La Hocha, Mana, Río Opía, Santa Clara.

Fuente: BALANCE DE GAS NATURAL, Documento de trabajo, Subdirección de hidrocarburos. Unidad de planeación minero energética, Octubre 2017.

Al momento de comercializar gas natural se debe tener en cuenta el cumplimiento de parámetros de calidad que están descritos en la Resolución CREG 050 de 2018 (RUT); ya que, en la mayoría de los casos, el gas que viene de pozo no cumple con lo exigido, requiriéndose de procesos posteriores a su separación, involucrando en el caso más simple realizar su deshidratación, procesos para llevarlo a condiciones óptimas que permitan su comercialización.

Por lo anterior, es necesario identificar alternativas operativas para asegurar el cumplimiento de las especificaciones de calidad de gas exigidas por la normatividad colombiana que sean idóneas al momento de ser aplicadas en campo, ya que las especificaciones de calidad establecidas en el RUT tienen como propósito contribuir a preservar la integridad de la infraestructura del Sistema Nacional de Transporte y de los consumidores.

El objetivo de las plantas de gas es convertir el gas de producción en gas de venta. Los procesos de separación, tratamiento y procesamiento de gas involucran diferentes condiciones operacionales de temperatura y presión. Por lo tanto, para un adecuado diseño se debe conocer cómo varían las propiedades de los fluidos a medida que son producidos desde el yacimiento y a través de su paso por las facilidades dispuestas en superficie para su tratamiento y procesamiento.

A continuación, se describirá una revisión de la información actual sobre las diferentes alternativas en operación y en tratamiento de gas, que permita identificar cuáles procedimientos y tecnologías podrían tener aplicación en campo para cumplir con lo exigido en la normatividad colombiana.

1.1 TRATAMIENTO DE GAS NATURAL

El tratamiento del gas natural consiste en retirarle las impurezas, como son el agua (deshidratación) y los contaminantes ácidos, como son el H₂S y el CO₂ (endulzamiento). Por otra parte, el procesamiento o fraccionamiento de gas tiene lugar cuando el gas es rico en hidrocarburos intermedios. Consiste en la obtención de líquidos a partir de gas natural, ya sea como productos puros como el propano, butano, pentano y componentes más pesados, o sus mezclas, como el GLP (gas licuado del petróleo) que es una mezcla de propano y butano. También se puede

obtener etano líquido en el caso de plantas criogénicas (temperaturas menores - 150°F).⁶

1.1.1 Proceso de endulzamiento. El gas natural debe ser sometido a diferentes tratamiento previos, uno de los procesos más importantes es el denominado endulzamiento, éste proceso se hace con el fin de remover el H₂S (ácido sulfhídrico) y el CO₂ (dióxido de carbono) del gas natural.⁷

La selección de un proceso de endulzamiento de gas, así como la inversión y estimación de los costos de operación, dependen de la información disponible sobre todos los componentes presentes en el gas, por lo tanto, es de gran importancia obtener análisis cromatográficos de las corrientes a procesar. El endulzamiento es uno de los procesos críticos a la hora de su selección; los parámetros básicos a considerar para su selección son el contenido de gases ácidos, la presión total del gas y presión parcial de los componentes ácidos, la relación H₂S/CO₂, la temperatura, el contenido de hidrocarburos pesados (C₃+) y el destino del gas tratado; éste último, rige las especificaciones que se deben cumplir con el proceso de tratamiento a ser aplicado. Entre otros aspectos a tener en cuenta se encuentran los ambientales, niveles de corrosión de las instalaciones, tamaño óptimo de los equipos y los menores costos de operación y mantenimiento.⁸

El ácido sulfhídrico (H₂S), también conocido como sulfuro de hidrógeno, tiene la característica de tener un desagradable olor y ser muy tóxico. Cuando es separado del gas natural mediante el proceso de endulzamiento, es enviado a

⁶ RIBÓN, Helena Margarita. Propiedades de los hidrocarburos. Bucaramanga, 2017. Módulo maestría en Ingeniería de petróleos y gas. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de petróleos.

⁷ GUTIÉRREZ, J. P., BENÍTEZ, L., RUIZ, L. A., ERDMANN, E., & TARIFA, E. (2012). Simulación del proceso de endulzamiento de gas natural con aminas. Análisis del uso de diferentes simuladores. XXVI Congreso Interamericano de Ingeniería Química.

⁸ DUARTE C, AMAYA M, GUERRA R, VALDERRAMA J. Uso integral del gas de los campos del putumayo para recuperación de condensados y autogeneración. Revista ION [serial online]. January 2010;23(1):111-124.

plantas recuperadoras de azufre en donde es vendido en forma líquida para sus diversos usos industriales.

El dióxido de carbono es un gas incoloro e inodoro, que a concentraciones bajas es tóxico, y que en concentraciones elevadas incrementa la frecuencia respiratoria y puede llegar a producir sofocación. El dióxido de carbono es soluble en agua, y la solución generada puede ser ácida como resultado de la formación de ácido carbónico (H_2CO_3), de aquí la propiedad corrosiva que el CO_2 presenta en presencia de agua.

Otros componentes indeseables de naturaleza ácida son el sulfuro de carbonilo (COS), el cual es un compuesto inestable, corrosivo y tóxico que normalmente se descompone en CO_2 y H_2S y los mercaptanos de fórmula general RSH, donde los más comunes son el metil y el etilmercaptano, reconocibles por su olor y el poder corrosivo.⁹

El CO_2 es un gas considerado como uno de los mayores contaminantes ambientales, debido al efecto invernadero. Desde el punto de vista de manejo y utilización del gas, el CO_2 tiene efectos negativos al disminuir el poder calorífico del gas y causar problemas de corrosión en instalaciones cuando hay presencia de agua líquida, por tal motivo, en las especificaciones RUT se estipula un límite máximo de 2% molar.¹⁰

1.1.1.1 Endulzamiento del gas natural con solventes químicos. Hasta la fecha se han desarrollado un sin número de procesos de endulzamiento caracterizados principalmente por el tipo de absorbente que se emplee, físicos o

⁹ Erdmann, E., Ale Ruiz, L., Martínez, J., Gutierrez, J. P., & Tarifa, E. (2012). ENDULZAMIENTO DE GAS NATURAL CON AMINAS. SIMULACIÓN DEL PROCESO Y ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PARAMÉTRICO. *Avances En Ciencias E Ingeniería*, 3(4), 89-101.

¹⁰ Duarte C, Amaya M, Guerra R, Valderrama J. USO INTEGRAL DEL GAS DE LOS CAMPOS DEL PUTUMAYO PARA RECUPERACIÓN DE CONDENSADOS Y AUTOGENERACIÓN. *Revista ION [serial online]*. January 2010;23(1):111-124.

químicos. En estos últimos, el gas que se va a tratar se pone en contacto en contracorriente con una solución de un componente activo que reacciona con los gases ácidos para formar compuestos inestables solubles en el solvente. El componente activo de la solución puede ser una alcanolamina o una solución básica, con o sin aditivos. El contacto se realiza en una torre conocida como contactora en la cual la solución ingresa por la parte superior, el gas por la parte inferior. Las reacciones que se presentan entre la solución y los gases ácidos son reversibles y, por lo tanto, la solución al salir de la torre se envía a regeneración. Los procesos con aminas son los más frecuentemente usados de esta categoría y en segundo lugar los procesos con carbonato. En estos procesos, la torre contactora debe trabajar en condiciones de baja temperatura y alta presión de manera que se favorezca la reacción entre el gas y el solvente químico.

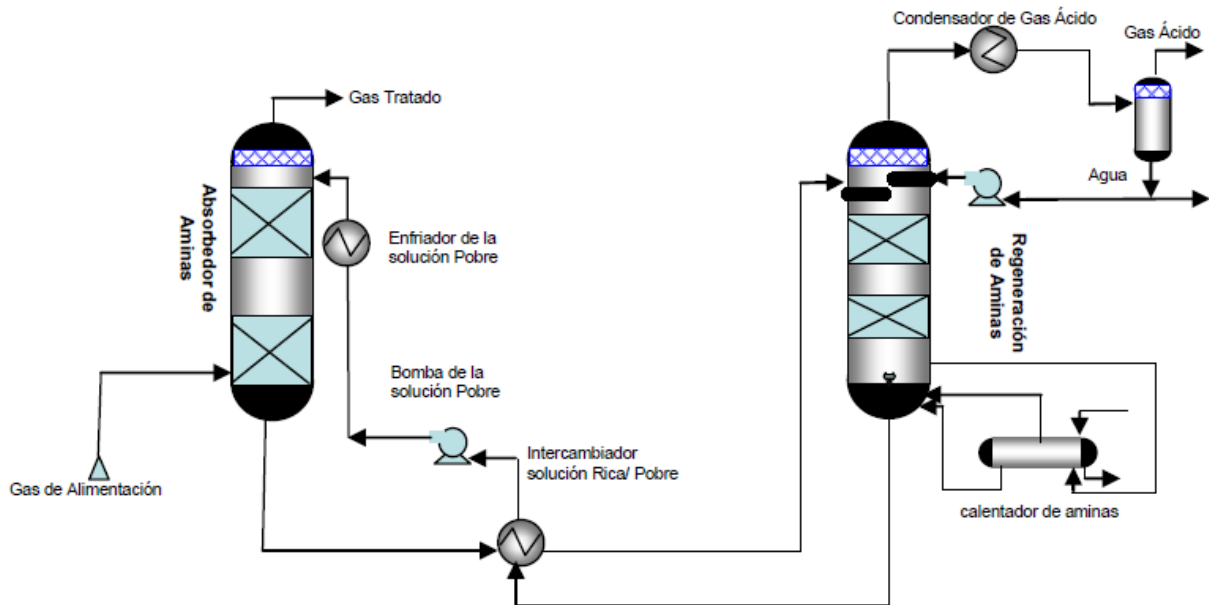
Por otro lado, en la regeneración se debe trabajar en condiciones contrarias a las mencionadas (alta temperatura y baja presión) de manera que se favorezca la liberación de los gases ácidos. Las principales desventajas de este método son la demanda de energía, la naturaleza corrosiva de las soluciones y la limitada carga de gas ácido en la solución, debido a la estequiometría de las reacciones.

En el tratamiento de gas se utilizan soluciones acuosas de aminas para remover H_2S y CO_2 . Las aminas son compuestos derivados de amoníaco (NH_3), son bases orgánicas donde uno, dos o tres grupos alquilo pueden sustituir los hidrógenos de la molécula de amoníaco para dar aminas primarias, secundarias y terciarias, respectivamente.

En un principio la monoetanolamina (MEA) era la más utilizada en cualquier aplicación de endulzamiento, de a poco fue sustituida por la dietanolamina (DEA) ya que daba mejores resultados y en los últimos años el uso de metildietanolamina (MDEA) así como las mezclas de aminas han ganado popularidad. El uso de estas

aminas depende de su grado de selectividad para la remoción de los contaminantes ácidos.¹¹

Figura 4. Diagrama general endulzamiento con aminas



Fuente: BENTON, A. (2006). Determination of hydrocarbon dew point in natural gas. Am Sch Gas Meas Technol, 1-8.

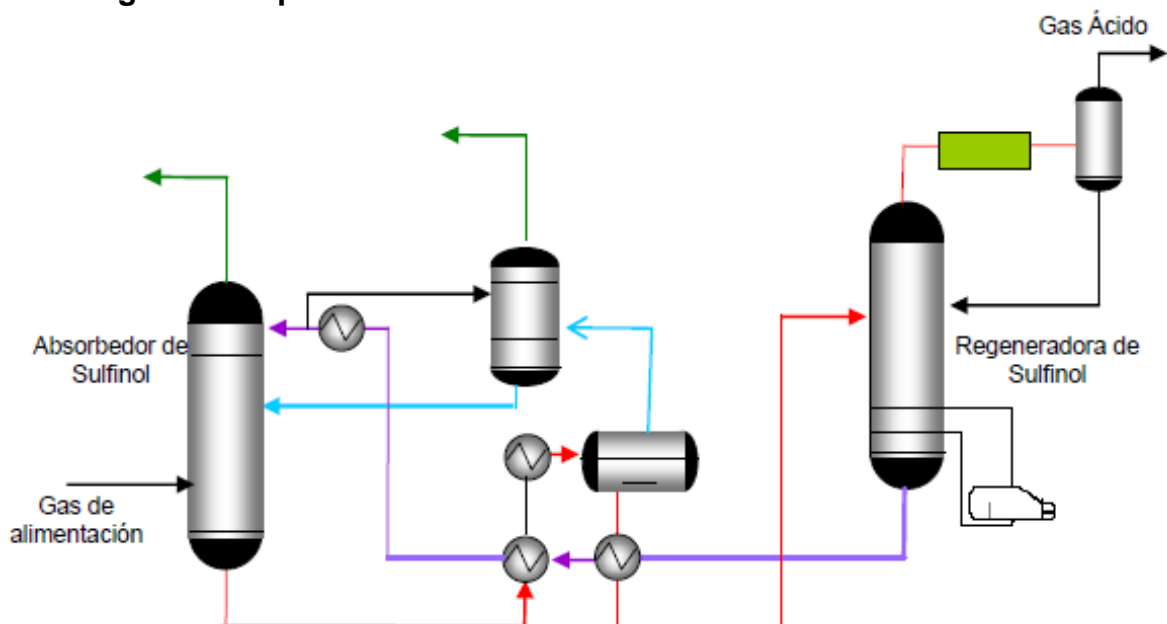
1.1.1.2 Endulzamiento del gas natural con solvente físico. El proceso con solvente físico se basa en la solubilidad del gas y no produce reacción química entre los contaminantes y el solvente, es comúnmente encontrado en aplicaciones para endulzamiento de gas de síntesis, su selección depende de la presión parcial del CO₂ en la corriente de gas ya que trabajan a altas presiones mayores de 500 psia, además depende de la temperatura, bajas temperaturas aumentan la solubilidad; sin embargo, la temperatura no es un factor que influya tanto como la presión. Entre sus desventajas se encuentra el arrastre de hidrocarburos (C₃+) el cual disminuye con el contenido de agua.

¹¹ GUTIERREZ, Op. Cit., p.3.

Entre las ventajas del solvente físico se encuentran que no es corrosivo, la adición de calor es poca o nula para despojar el gas absorbido. Entre los solventes más usados encontramos selexol, rectisol, pirisol, sulfinol, carbonato de propileno (Fluor Solvent Process).

La descripción del proceso es: entra gas amargo con contenido de CO_2 y H_2S a la torre absorbidora a las condiciones adecuadas de presión y temperatura dependiendo del solvente que se esté trabajando, el gas ácido se disuelve y sale por el fondo de la torre absorbidora mientras que el gas endulzado sale por el tope, luego al solvente rico en gas ácido se le disminuye la presión por medio de una válvula, al bajar presión entre el separador donde la diferencia de presiones el gas ácido escapa a la fase gaseosa se colocan dos separadores en serie para aumentar la capacidad de remoción del gas ácido, por último se bombea el solvente libre de gas ácido a la torre absorbidora.

Figura 5. Diagrama del proceso con Sulfinol-M



Fuente: BENTON, A. (2006). Determination of hydrocarbon dew point in natural gas. Am Sch Gas Meas Technol, 1-8.

1.1.2 Deshidratación del gas natural. Debido a la cantidad de agua que contiene el gas es necesario someterlo a un proceso de deshidratación, el cual se define como el proceso de remover el vapor de agua que está asociado al gas. El vapor de agua es probablemente la impureza más común en un flujo de gas. Este proceso cobra mayor importancia en campos donde se manejan altas presiones.

Las principales razones para remover el vapor de agua del gas natural son las siguientes:

- El agua líquida y el gas natural pueden formar hidratos que taponan los equipos y tuberías.
- El agua líquida del gas natural es corrosiva principalmente si contiene CO₂ y H₂S.
- El vapor de agua del gas natural puede condensarse en las líneas llegando a causar taponamiento.
- Para optimizar el funcionamiento de los compresores.
- Para cumplir con la calidad exigida para su transporte en tuberías y comercialización.

Los aspectos enunciados anteriormente evidencian la necesidad de retirar la presencia de agua en la corriente de gas, para lo cual se han desarrollado los siguientes métodos de deshidratación:

- Absorción
- Adsorción
- Delicuescencia
- Expansión-Refrigeración
- Permeación del gas
- Tecnología Twister

La deshidratación es un proceso fundamental en las facilidades de gas natural, por consiguiente, es muy importante conocer cada uno de los métodos disponibles y diferenciar bajo qué condiciones resulta viable implementarlos, así como cuáles son sus ventajas y desventajas.¹²

1.1.2.1 Formación de hidratos. La principal razón por lo que se desea eliminar agua de las corrientes de gas natural es evitar la formación de hidratos. Los hidratos son sólidos cristalinos que consisten en agua con moléculas de gas en una estructura de enrejado similar a la del hielo. El término general para este tipo de sólidos es clatrato. Las moléculas de agua forman una estructura reticular en la que muchos tipos de moléculas de gas pueden encajar. La mayoría de los gases, excepto el hidrógeno y el helio, pueden formar hidratos. Los hidrocarburos C_1 a nC_5 , el H_2S y el CO_2 forman hidratos con facilidad a baja temperatura y alta presión. Los hidrocarburos más pesados también pueden entrar en la estructura, pero no forman hidratos por sí mismos¹³.

Los hidratos fueron descubiertos por Sir Humphrey Davy en 1810. Sin embargo, fue hasta el año 1954 cuando Hammerschmidt reportó que los mismos se pueden formar en tuberías durante los procesos de producción y transporte del gas natural, obstruyendo el flujo de gas y ocasionando elevadas caídas de presión a lo largo de las mismas (Hammerschmidt, 1934). Este trabajo inicial motivó posteriores investigaciones sobre la formación de hidratos, y condujo al desarrollo de los primeros métodos predictivos y técnicas de inhibición de los hidratos de gas natural. Más de siete décadas después, el fenómeno de taponamiento de gasoductos a causa de la formación de hidratos sigue representando un problema para la industria del gas natural, ya que pone en riesgo la seguridad en operaciones de producción y puede ocasionar sustanciales pérdidas económicas.

¹² Ribón, H. M., Santos, N. S., & Cancino, O. P. O. (2010). Métodos de deshidratación de gas natural. REVISTA FUENTES, 8(2).

¹³ Ebeltoft H, Yousif M y Soergaard E: "Hydrate Control During Deep-water Drilling: Overview and New Drilling Fluids Formulations", artículo SPE 38567, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, San Antonio, Texas, EUA, 5-8 de octubre de 1997

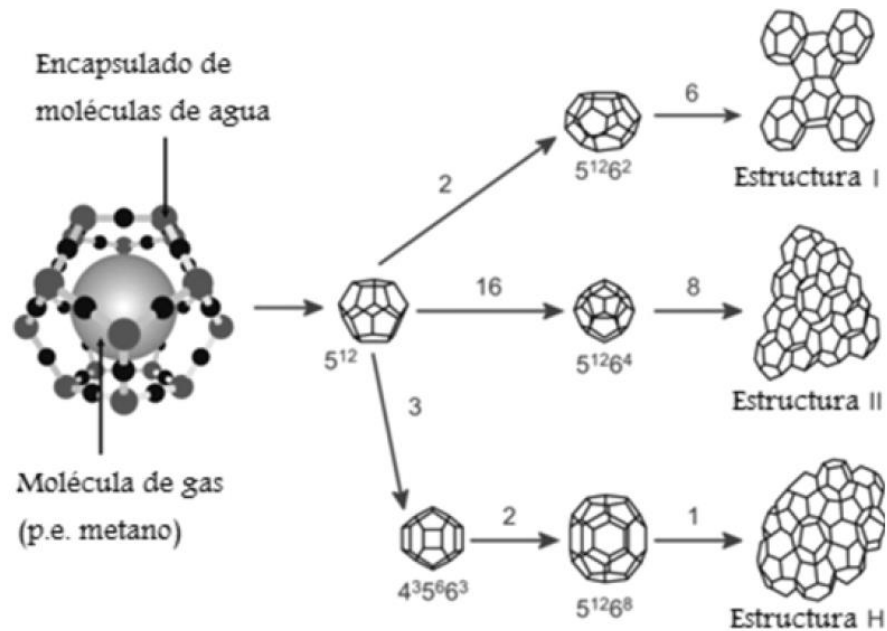
La composición del hidrato es aproximadamente un 10% de hidrocarburos y un 90% de agua. Su gravedad específica es de 0,98 y flotan en el agua, pero se hunden en los hidrocarburos líquidos.

La formación de hidratos se acelera debido a la agitación, pulsaciones de presión (altas velocidades o turbulencia), cristales de hidratos incipientes, y se favorecen en sitios tales como codos en una tubería, placas de orificio, termopozos e incrustaciones y productos de corrosión sólidos en tuberías.

La formación de hidratos en el gas natural ocurrirá si existe agua libre y se enfría el gas por debajo de la temperatura llamada “de formación de hidratos”. La unidad básica de un hidrato es una jaula de moléculas de agua, entre ellas se distinguen las estructuras I, II y H, las cuales difieren en el tipo y número de cavidades que contienen por unidad de celda. En estado puro, el metano, etano, CO₂ y H₂S forman hidratos de estructura I. Las moléculas de propano e isobutano pueden entrar sólo en cavidades grandes de la estructura II, por lo que un gas natural que contiene a estos hidratos forma hidratos de estructura II. El butano al estado puro no forma hidratos pero sí lo forma con otros compuestos¹⁴.

¹⁴ ERDMANN, E., ALE RUIZ, L., BENÍTEZ, L., & TARIFA, E. (2012). Análisis de sensibilidad por simulación del proceso de deshidratación de una planta de acondicionamiento de gas natural. Avances En Ciencias E Ingeniería, 3(3), 119-130.

Figura 6. Estructura de los hidratos



Fuente: ERDMANN, E., ALE RUIZ, L., BENÍTEZ, L., & TARIFA, E. (2012). Análisis de sensibilidad por simulación del proceso de deshidratación de una planta de acondicionamiento de gas natural. *Avances En Ciencias E Ingeniería*, 3(3), 119-130.

1.1.2.1 Proceso de absorción. Uno de los métodos más comunes de deshidratación de gas natural es el proceso de absorción, empleando como desecante líquido el glicol. En algunos sistemas de deshidratación se usa el trietilenglicol (TEG) como desecante líquido, debido a su facilidad de regeneración por su alto punto de ebullición, su alta temperatura de descomposición, menores pérdidas por vaporización que otros glicoles y menores costos de operación que otros sistemas de glicol.¹⁵

¹⁵ GRANADOS DEL TORO, Rafael David; GARCÍA OROZCO, José Manuel. Análisis de sensibilidad de parámetros de diseño para torres contactoras en plantas de deshidratación de gas natural. Bucaramanga, 2009. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Petróleos.

La temperatura del gas húmedo debe ser entre 60-120°F. Cuando la temperatura de la absorbidora está por debajo de 60°F, el incremento de la viscosidad del TEG puede reducir la eficiencia en la transferencia de masa. Las altas presiones favorecen la absorción, un rango común es 500-1000 psig.

Una planta deshidratadora con TEG se explica en dos zonas: la zona de deshidratación, favorecida por las altas presiones y bajas temperaturas y la zona de regeneración en la que las bajas presiones y altas temperaturas logran mejores eficiencias.

La corriente de gas húmedo entra en primer término a un separador vertical de gas, scrubber de entrada, con el propósito de remover los líquidos y sedimentos acumulados en la corriente de gas que posteriormente será alimentada por el fondo a una torre contactora. Su flujo ascendente pone el gas en contracorriente al flujo de glicol y en este punto se establece la superficie de contacto entre el gas y la solución de alta concentración de TEG, la cual absorberá el vapor de agua de la corriente de gas en una transferencia de masa que al mismo tiempo incrementará su temperatura.

El TEG rico sale por el fondo de la torre contactora y continúa su paso hacia el sistema de regeneración. La corriente de glicol rico antes de pasar al separador flash pasa por la columna despojadora que se encuentra en el tope del rehervidor, con la finalidad de favorecer la vaporización de cualquier hidrocarburo arrastrado por el glicol.

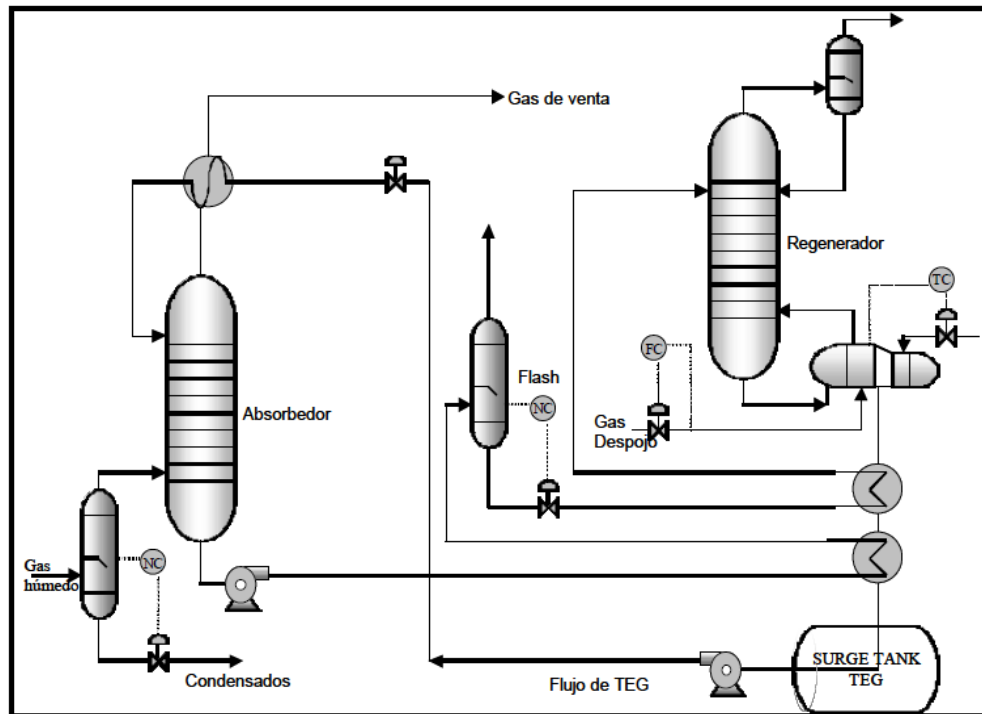
El separador flash está normalmente equipado con un controlador de nivel de líquidos y una válvula de control, para descargar la corriente de glicol rico a la entrada de la columna despojadora del rehervidor. La corriente de glicol rico caliente y filtrado entra por la parte inferior de la columna despojadora, la cual está empacada y aislada por cerámica, donde el vapor de agua generado en el rehervidor asciende y arrastra el vapor de agua contenido en el glicol diluido, que a su vez fluye hacia abajo, a través, de la selección empacada del despojador. En

el tope de la columna despojadora hay un condensador a condiciones atmosféricas que condensa cualquier vapor de glicol que pudiera haberse evaporado. El condensador de reflujo está también empacado con cerámica, para asegurar que el vapor que es venteado entre en contacto con las paredes frías del condensador, garantizando que las posibles trazas remanentes de vapor de glicol sean condensadas y no sean expulsadas con el vapor de agua. El glicol pobre regenerado fluye a través del intercambiador de calor glicol rico-glicol pobre y se recicla con bomba a la torre absorbadora. Entre tanto, el gas seco que sale por el tope de la torre absorbadora fluye por un intercambiador de calor glicol-gas en el cual el glicol pobre es enfriado antes de entrar nuevamente a la torre mientras que el gas pasa a la línea de entrega para ser vendido o usado como gas “lift” o inyectado.

La deshidratación con glicol es la más usada para la mayoría de las aplicaciones donde se requiere la deshidratación del gas natural para cumplir con las especificaciones de transporte en las tuberías.¹⁶

¹⁶ JERÉZ HERREÑO, Lida Marisol; PEÑA LÓPEZ, Yeison Andrés. Alternativas de acondicionamiento del gas natural de campo escuela Colorado-CEC como gas de venta. Bucaramanga, 2012. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Petróleos.

Figura 7. Diagrama planta deshidratadora



Fuente: MARIN DURÁN Hoover Leonardo; SÁNCHEZ JIMÉNEZ David Gonzalo. Evaluación de la aplicación de las técnicas de autorrefrigeración turboexpander y expansión Joule-Thomson para el recobro de líquidos a partir del gas natural, caso estudio. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Petróleos. Bucaramanga, 2012

1.1.2.2 Proceso de adsorción. La deshidratación con desecantes sólidos es un proceso que trabaja bajo el principio de adsorción. La adsorción involucra una forma de adhesión entre las partículas del desecante sólido y el vapor de agua en el gas. La deshidratación con sólidos es mucho más eficiente que la deshidratación con glicol, con esta técnica se alcanza un contenido de agua de 0,05 lb H₂O/MMPCS. Sin embargo, con el fin de reducir el tamaño de la adsorbedora, frecuentemente se usa una absorbedora con glicol para realiza una

deshidratación inicial, con lo que se reduce la masa de desecante sólido necesaria para la deshidratación final.¹⁷

La deshidratación con lecho sólido es una buena alternativa en aplicaciones como:

1. Deshidratación para conseguir puntos de rocío de agua menor que -40°C a -50°C (-40 a -58°F), tales como las requeridas en la corriente de entrada de las plantas de extracción de LGN utilizando expansores.
2. Unidades de control del punto de rocío de hidrocarburos donde se requiere la extracción simultánea de agua e hidrocarburos para alcanzar ambas especificaciones de venta. Esto se usa frecuentemente para controlar el punto de rocío de hidrocarburos en corrientes de alta presión de gas pobre.
3. Deshidratación y remoción simultánea de H_2S del gas natural.
4. Deshidratación de gases que contienen H_2S donde la solubilidad del H_2S en glicol puede causar problemas de emisión.
5. Deshidratación y remoción de componentes sulfurados (H_2S , COS , CS_2 , mercaptano) para las corrientes de LGN y GLP.

Un desecante comercial debe poseer afinidad por el agua, un área superficial por unidad de volumen grande, alta resistencia mecánica, resistencia a la abrasión, inerte químicamente y tener costos razonables. Los desecantes sólidos más usados son: gel de sílice, alúmina y tamiz molecular.

¹⁷ CAMPBELL, J.M. "Gas Processing in 1982". Society of petroleum Engineers of AIME (1982); p 465-467.

Figura 8. Elementos de adsorción empleados en tamices moleculares



Fuente: BENTON, A. (2006). Determination of hydrocarbon dew point in natural gas. Am Sch Gas Meas Technol, 1-8.

El proceso consiste en: el gas húmedo al entrar a la planta pasa inicialmente por un separador (Scrubber) para remover todos los sólidos y líquidos. Posteriormente, el gas fluye hacia la parte superior de la adsorbedora que contiene un lecho desecante. Mientras una torre adsorbedora está deshidratando, la otra se está regenerando mediante una corriente de gas caliente.

Durante la etapa de adsorción, el gas que va a ser procesado pasa a través del lecho adsorbente, en donde el agua es retenida selectivamente. Cuando el lecho se satura, se hace pasar una corriente de gas caliente en contra flujo al lecho adsorbente para su regeneración. Luego de la regeneración y antes de la adsorción, el lecho debe enfriarse, esto se logra circulando gas frío por el lecho de adsorción en la misma dirección de flujo; posteriormente el mismo gas puede ser empleado para el proceso de regeneración. El cambio de lecho se realiza mediante un controlador de tiempo, el cual ejecuta los cambios en las operaciones a determinados tiempos dependiendo del ciclo; sin embargo, la duración de las diferentes fases puede variar considerablemente. Ciclos de tiempo demasiado largos, requieren grandes lechos y una inversión de capital adicional, pero de esta

manera se incrementará la vida útil del lecho. Un ciclo normal de dos lechos, emplea alrededor de 8 horas para el ciclo de adsorción, 6 horas de calentamiento y 2 de enfriamiento para regeneración.¹⁸

El uso de una deshidratación con desecantes sólidos como otra alternativa a la deshidratación con Glicol puede generar beneficios ambientales y económicos importantes, entre los cuales se incluyen la reducción de costos de capital, operación y mantenimiento; así mismo se consigue un contenido mínimo de componentes orgánicos volátiles (VOC) y mínimos contaminantes peligrosos como benceno, tolueno, etil-benceno y xileno (BETEX)¹⁹.

1.1.3 Tratamiento de gas con membranas. Una membrana es una lámina porosa extremadamente delgada montada sobre una capa mucho más gruesa y altamente porosa que actúan como una barrera, permitiendo el paso selectivo y específico de los componentes bajo condiciones apropiadas para dicha función.

La separación de los componentes en una membrana se logra aprovechando las diferencias de solubilidad/difusividad de los componentes del gas, es decir, la membrana tiene alta afinidad para los componentes ácidos del gas permitiendo que estos se impregnen en la superficie de la membrana, éste proceso es conocido como solubilidad y el efecto de la difusividad es la velocidad con la que pasan estos componentes a través de esta. El agua (H₂O), el ácido sulfhídrico (H₂S) y el dióxido de carbono (CO₂) son altos difusores, por lo tanto, pasan a través de una membrana con mayor facilidad que los hidrocarburos, con la misma fuerza motriz. La fuerza impulsora para la separación de un componente de gas en una mezcla es la diferencia entre su presión parcial a través de la membrana. El material más usado son los polímeros orgánicos (poliamida y polisulfona), y el

¹⁸ RIBÓN, Op. Cit., p. 58.

¹⁹ JERÉZ HERREÑO, Lida Marisol; PEÑA LÓPEZ, Yeison Andrés. Alternativas de acondicionamiento del gas natural de campo escuela Colorado-CEC como gas de venta. Bucaramanga, 2012. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Petróleos.

acetato de celulosa, este último es el más empleado en las membranas fabricadas para el endulzamiento del gas.

En las aplicaciones de las membranas permeables se encuentra la deshidratación y el endulzamiento del gas.

Para deshidratar el gas, las membranas se pueden utilizar para separar los componentes de la corriente gaseosa del gas natural, como el vapor de agua, llegando a bajar el contenido de este a valores de 7 Lbs/MPCN, sin embargo, para cumplir con los requerimientos de transporte y venta es recomendable el uso de otro proceso de deshidratación.

Para el endulzamiento del gas, los sistemas de membranas han sido los más eficientes para la remoción de dióxido de carbono (CO_2), y la mayoría de ácido sulfhídrico (H_2S), aunque para la remoción de este último se debe realizar otro proceso de tratamiento. Es más confiable que otros métodos a base de solventes químicos como las aminas.

1.1.3.1. Estructuras de las membranas permeables. Se busca desarrollar una membrana con una capa porosa extremadamente delgada montada sobre una capa mucho más gruesa y altamente porosa del mismo material. Las estructuras más comunes son:

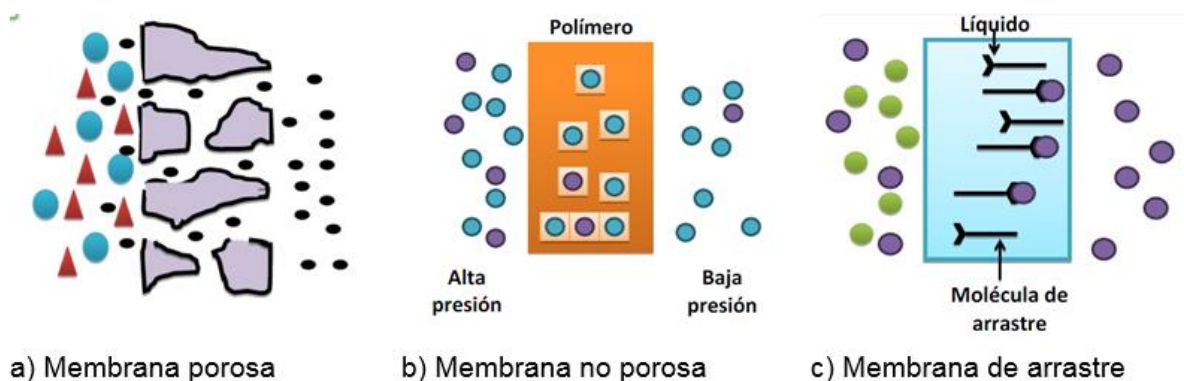
- Membranas porosas. Son membranas sólidas con micro poros en la cual la separación de los gases es dependiendo de su tamaño molecular por unos poros pequeños a través de la membrana. Este tipo de mecanismo de separación es muy restrictivo a la separación comercial del gas por membranas, por lo tanto, no es usada en el endulzamiento. Son usadas para la microfiltración y ultrafiltración. Figura 9a)
- Membrana no porosa. Estas membranas no tienen poros y la separación de los gases está en función de su solubilidad y difusividad a través del

material de la membrana (diferencia en la presión parcial de un lado a otro de esta). El transporte para estas membranas es gobernado por la ley de Fick.

Para alcanzar un alto flujo, se debe tener un material de la membrana y unas condiciones del proceso adecuados. Son las usadas en el endulzamiento de gas natural. Figura 9b).

- Membrana de arrastre. Para la separación en estas membranas se usa un líquido que tenga alta afinidad (moléculas de arrastre), es decir, se seleccionan las moléculas ácidas y estas son llevadas a un lugar aislado. Se usan gases y líquidos²⁰.

Figura 9. Estructura de las membranas permeables



Fuente: MANRIQUE CARDENAS, Jorge Luis; PINZON AGREDO, Genny Carolina; SILVA ALONSO, Katherine Lorena. ENDULZAMIENTO DE GAS CON MEMBRANAS PERMEABLES. Bucaramanga, 2012. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Petróleos.

²⁰ MANRIQUE CARDENAS, Jorge Luis; PINZON AGREDO, Genny Carolina; SILVA ALONSO, Katherine Lorena. ENDULZAMIENTO DE GAS CON MEMBRANAS PERMEABLES. Bucaramanga, 2012. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Petróleos.

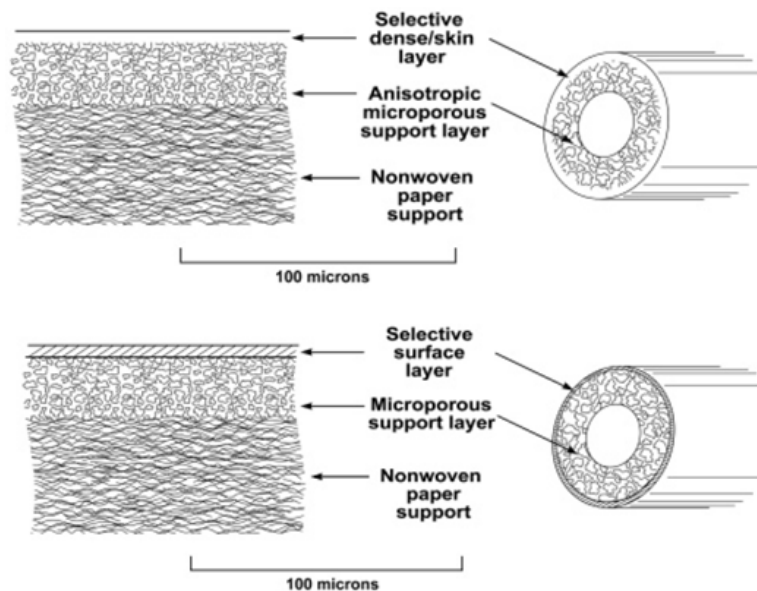
Actualmente, existen diferentes tipos de módulos de membrana (espiral y fibra hueca) que son producidos por diferentes compañías, y no ha surgido un ganador claro.

Una tendencia que ha surgido en las membranas de separación de gases comerciales es la migración a membranas compuestas, en el que se utiliza una membrana anisotrópica base como soporte altamente poroso (para proporcionar la resistencia mecánica requerida) y una capa delgada de material permselectivo (típicamente 0,2 – 1,0 m de grosor) que se deposita sobre el soporte para realiza la separación. Membranas de fibra hueca y membranas de hoja plana se pueden hacer en ésta forma de membrana compuesta. Las membranas compuestas (Figura 10a)) ofrecen dos ventajas clave sobre la membrana anisotrópica Loeb-Sourirajan convencional (Figura 10b)). En las membranas de Loeb-Sourirajan, la capa de soporte porosa que proporciona resistencia mecánica y la capa superficial relativamente densa que realiza la separación se forman al mismo tiempo del mismo material. Esto limita la cantidad de materiales que se pueden usar para fabricar la membrana. También significa que las propiedades de separación a menudo se ven comprometidas para fabricar membranas con suficiente resistencia mecánica.

Las membranas compuestas consisten en una capa de soporte microporosa recubierta con una o más capas delgadas de un polímero diferente que realiza la separación. Porque la función de separación y la función de soporte mecánico está separada, cada una se puede optimizar por separado y se puede usar el polímero más adecuado para cada función. Las membranas compuestas permiten un alto costo en el material polimérico para ser utilizados económicamente en las capas de separación. La membrana de soporte microporosa para la mayoría de

las aplicaciones de gas natural puede estar hecha de materiales convencionales de bajo costo²¹.

Figura 10. Estructura de membranas usadas usadas en procesos de separación de gas por membrana. (a) membranas anisotrópicas Loeb-Sourirajan y (b) membranas compuestas.



a) Membranas anisotrópicas
Hecho por un proceso de precipitación. El mismo polímero se usa para la capa selectiva y la capa de soporte microporosa.

b) Membranas compuestas
Hecho al recubrir un soporte microporoso preformado con una capa selectiva densa. La capa selectiva y la capa de soporte microporosa están hechas de diferentes materiales.

Fuente: BAKER, R. W., & LOKHANDWALA, K. (2008). Natural gas processing with membranes: an overview. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 47(7), 2109-2121.

1.1.4 Eliminación de mercurio. La mayoría de las fallas en intercambiadores criogénicos producidas por mercurio, que han sido reportadas, han ocurrido por FML (Fragilización por metal líquido) en tuberías y cabezales de aleaciones de aluminio que contienen magnesio, en la mayoría de los casos en soldaduras de aleaciones 5083, 5086. Las grietas producidas por contacto con mercurio se observan luego de 7 a 8 años de servicio. Todas se localizaron en las esquinas de los cabezales o en las soldaduras circunferenciales de las tuberías de salida de los cabezales, donde la aleación tenía precipitados en borde de grano.

²¹ BAKER, R. W., & LOKHANDWALA, K. (2008). Natural gas processing with membranes: an overview. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 47(7), 2109-2121.

Ocasionalmente las grietas se propagaron al cuerpo de los cabezales debido a la sensibilización ocasionada por la elevada temperatura de secado posterior a la prueba hidráulica.

En aquellos casos donde la aleación 5083 no tenía precipitados en borde de grano, el ataque por mercurio produjo un aumento de la rugosidad superficial o una disolución general de la superficie, con una penetración máxima de 0,1 mm luego de 6 años de servicio, posiblemente por un mecanismo de amalgamación. También se han informado fallas causadas por agrietamientos por mercurio líquido en turboexpansores de trenes criogénicos, fabricados en aleación de aluminio 6061 y 7075.

Una razón conocida para eliminar el mercurio en una planta de procesamiento de gas natural es proteger a los intercambiadores de calor de aluminio soldado (cajas frías). A principios de 1970, los niveles de trazas de mercurio que se acumularon en la sección de recuperación criogénica en una planta de producción de LNG en Skikda, Argelia provocaron una falla catastrófica en un intercambiador de calor de aluminio. Se encontró que una combinación de mercurio y agua a temperaturas alrededor de 0°C causó la corrosión en los tubos de aluminio construidas a partir de una aleación de aluminio 6061. Estudios posteriores revelaron muchos más datos sobre los detalles de cómo el mercurio reacciona con el aluminio.

La consecuencia es que el mercurio perfora el aluminio y compromete al equipo a fallar. El proceso denominado Fragilización por Metal Líquido (FML) ha sido responsable de una serie de fracasos en los años 40 desde el incidente de Skikda. La FML puede causar la iniciación y propagación de fisuras, especialmente en la proximidad de una soldadura. Con el fin de protegerse contra estas fallas catastróficas en los equipos criogénicos (cajas frías), ahora se requieren niveles máximos típicos de mercurio en el gas de entrada a un proceso criogénico.

El mercurio puede ser removido durante diferentes etapas de su proceso dependiendo de varios factores, incluyendo la composición del gas de entrada, los

niveles de mercurio de entrada, las preocupaciones ambientales del sitio y el capital disponible.

1.1.4.1 Aguas arriba de las unidades de amina y deshidratadores. Esta es una configuración ideal para la mayoría de las plantas de gas natural. El beneficio de esta opción es que la unidad de eliminación de mercurio (MRU) protege la unidad de amina y las torres de deshidratación. El mercurio es eliminado protegiendo los equipos de la planta.

1.1.4.2 Dentro de las deshidratadoras. El material adsorbente se añade a los deshidratadores existentes, esta opción no requiere de nuevos recipientes (torres deshidratadoras) y tuberías, además no se incrementa la caída de presión. En este caso, el deshidratador se regenera típicamente con una pequeña corriente de gas residual. El gas de regeneración se enfría para eliminar la mayor parte del agua y luego se coloca en la línea de gas de venta. Esencialmente todo el mercurio entra en la línea de gas de venta. El deshidratador actúa para desviar todo el mercurio y una parte del agua.

1.1.4.3 En los secadores y el gas de regeneración. En este caso, el gas de regeneración se trata con adsorbentes para la eliminación de mercurio antes de su puesta en la línea de gas de venta o el utilizado como gas combustible. Esta opción requiere un recipiente separado de tamaño mucho menor que el deshidratador, ya que esta corriente de regeneración es mucho más pequeña.

1.1.4.4 Aguas debajo de los deshidratadores. La colocación de la MRU aguas abajo del deshidratador, mientras que no es una ubicación preferida para la

mayoría de plantas de gas natural, significa que es poco probable que el gas tendrá cualquier arrastre de líquido, lo que resulta en buena capacidad de eliminación de mercurio y la vida del adsorbente. El inconveniente es que debido a que la MRU se encuentra aguas abajo del deshidratador, la caja fría estará protegida, pero habrá mercurio en el gas ácido, así como en el gas de regeneración de tamiz molecular. Además, esta opción requiere recipientes separados y se adiciona una caída de presión al proceso.

Estas opciones cumplen con las especificaciones requeridas de mercurio y cada una ofrece ventajas operativas. La opción de tamiz molecular se basa en una porción de la torre deshidratadora de tamiz molecular que contiene un secador de plata impregnada, que forma una amalgama con mercurio. Durante el ciclo de calentamiento de la torre de secado, el mercurio se desorbe en un flujo de regeneración y el mercurio no pasa a los equipos criogénicos aguas abajo.

En lugar de eliminar el mercurio en un punto situado inmediatamente aguas arriba de la unidad criogénica, algunos operadores han optado para purificar el gas que entra en la planta. En este caso, para cumplir con la especificación de mercurio se puede emplear un lecho absorbente más grande para la eliminación de mercurio, ya que el gas a tratar se encuentra sin separación inicial, por lo cual, el volumen es más grande.

Una variación reciente combina los dos enfoques, uso de un tamiz molecular impregnado de plata y un adsorbente no regenerable. La instalación de una pequeña vasija con adsorbente no regenerable para tratar el mercurio desorbido desde la unidad de tamiz molecular elimina el mercurio de los gases de ventas. La instalación de un sistema de remoción de mercurio varía mucho de acuerdo a las necesidades de una planta²².

²² SÁNCHEZ ÁLVAREZ, Jairo Andrés. PROPUESTA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE REMOCIÓN DE MERCURIO EN UNA PLANTA DE GAS EN EL DEPARTAMENTO DEL CASANARE. Bucaramanga, 2014. Especialización en Ingeniería del gas. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Petróleos.

La eliminación de mercurio de las corrientes de gas y líquido puede llevarse a cabo mediante procesos no regenerativos y regenerativos.

- Procesos no regenerativos. La mayoría de estos procesos usan azufre en forma de sulfuro de metal o como azufre impregnado en un soporte tal como carbón activado u óxidos de metal (por ejemplo, alúmina). En este proceso, el mercurio reacciona con el azufre, formando un compuesto estable. En algunos casos, se ha utilizado carbón activado promovido con yoduro de potasio.
- Procesos regenerativos: En este proceso, se utiliza un tamiz molecular promovido por plata, donde el mercurio reacciona con la plata formando una amalgama. Esta amalgama se descompone a través de un proceso de regeneración.

1.1.5 Eliminación de componentes traza.

1.1.5.1 Nitrógeno. El Nitrógeno debe eliminarse del gas producido porque una alta concentración de nitrógeno reduce el valor de calentamiento del gas natural. Se puede eliminar mediante destilación criogénica, adsorción por oscilación de presión o separación por membrana.

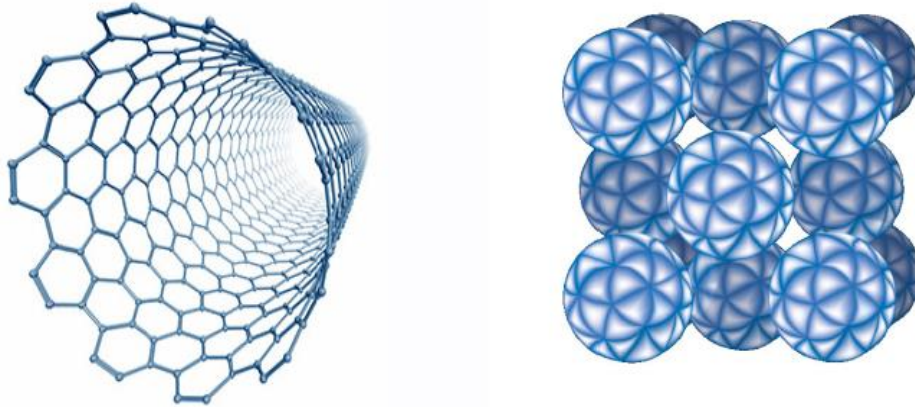
1.1.5.2 Helio. El helio es un producto valioso del procesamiento de gas natural. A diferencia del otro componente traza, es deseable una alta concentración de helio. Se puede eliminar también mediante inyección de nitrógeno.

El problema de la separación de helio del gas natural es extremadamente importante por una serie de razones. El helio es ampliamente utilizado en medicina, industria, además, es necesario para investigación científica. Una

pequeña concentración, que también depende mucho del campo, hace que las tecnologías usuales para su separación (destilación criogénica y adsorción de presión) no sean rentables en la mayoría de los campos de gas natural. Alternativamente, se proponen tecnologías de membrana para la separación de helio.

La nanomembrana para tales tecnologías se puede crear sobre la base de partículas de fullereno o nanotubos de carbono. Figura 11.

Figura 11. Nanotubo de carbono abierto y un cristal de fullerita constituido por moléculas de fullereno



Fuente: TARASOV, E. A. (2018). Comparison of Two Elementary Nanomembranes Cells for Gas Mixture Separation Problem. In Key Engineering Materials (Vol. 769, pp. 128-133). Trans Tech Publications.

Tarasov realizó un trabajo de investigación en el cual considera dos versiones de celdas elementales para crear una nanomembrana, que se usará para separar el gas natural en diferentes componentes. Presenta trayectorias calculadas de átomos de helio y moléculas de metano que interactúan con las unidades estructurales elementales de la membrana. El modelo se basa en una

aproximación discreta para describir la interacción de una estructura con átomos y moléculas.

En su trabajo, utiliza modelos matemáticos de materiales nanoporosos, que se convertirán en la base de membranas para la separación de mezclas de gases. Éstos modelos permitirán determinar teóricamente la productividad de las membranas de membranas diseñadas, así como también estimar el grado de separación de las mezclas de gases reales.

Para construir los modelos fueron utilizados:

- Las aproximaciones de la física molecular; el potencial de Lennard-Jones,
- Las aproximaciones de Maxwell a la descripción de la distribución de moléculas y átomos en términos de velocidades,
- La aproximación Hamilton-Jacobi
- Los métodos de matemáticas computacional.

Para la simulación seleccionó dos celdas elementales de nanomembrana para el modelado: cuatro nanotubos de carbono abiertos y ocho moléculas de fullereno separadas una de la otra por una distancia igual.

Los resultados del modelamiento permitieron evidenciar que, dentro de la aproximación discreta para describir la interacción, la celda elemental de una membrana basada en nanotubos es más conveniente de usar debido a la invariancia de la forma de obstrucción a la longitud del tubo, mientras que el material basado en fullereno tendrá una forma más complicada de obstrucción a medida que aumente su longitud²³.

1.1.5.3 Oxígeno. El oxígeno puede eliminarse mediante el uso de recogedores no regenerativos cuando existe a bajas concentraciones. A concentraciones más

²³ Tarasov, E. A. (2018). Comparison of Two Elementary Nanomembranes Cells for Gas Mixture Separation Problem. In Key Engineering Materials (Vol. 769, pp. 128-133). Trans Tech Publications.

altas, se puede extraer del gas mediante una reacción catalítica para producir agua, que luego se elimina en el proceso de deshidratación.

1.1.5.4 Componentes de Arsénico. Si están presentes en el gas natural los componentes de arsénico, deben eliminarse por las siguientes razones:

- Contaminación ambiental a través de la quema.
- Peligros de salud y seguridad.
- El envenenamiento de los catalizadores en una plata de procesamiento posterior (por ejemplo, catalizadores de paladio y platino).

Los componentes de arsénico se pueden eliminar del gas mediante el uso de un proceso de adsorción no regenerativo. También se pueden eliminar limpiando las tuberías para eliminar los depósitos, que son típicamente sulfuro de hierro.

1.1.5.5 Emisiones de material radiactivo de origen natural (NORM). Los NORM se inhiben mediante el uso de conjuntos de filtros en las líneas de gas para eliminar los productos de desintegración del radón. Otro método es mediante la inyección de inhibidores de incrustación en el sistema cuando comienza a producirse agua de formación²⁴.

Teniendo en cuenta los procesos anteriores el tratamiento del gas natural consiste en retirarle las impurezas, como son el agua (deshidratación), y los contaminantes ácidos, como son el H₂S y el CO₂ (endulzamiento), entre otros. Por otra parte, una vez son retirados los contaminantes al gas natural, éste es sometido a procesamiento o fraccionamiento que tiene lugar cuando el gas es rico en hidrocarburos intermedios. Consiste en la obtención de líquidos a partir del gas

²⁴ Faramawy, S., Zaki, T., & Sakr, A. E. (2016). Natural gas origin, composition, and processing: A review. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 34, 34-54.

natural, ya sea como productos puros como el propano, butano, pentano y componentes pesados, o sus mezclas, como el GLP (gas licuado del petróleo) que es una mezcla de propano y butano.

1.2. PROCESAMIENTO GAS NATURAL

Luego de haber realizado los procesos necesarios anteriormente nombrados para tratar el gas natural, es decir, cuando el gas ya se encuentra debidamente deshidratado y con cantidades insignificantes de compuestos contaminantes y ácidos que puedan formar hidratos o corrosión se realiza una operación que consiste en disminuir el valor del punto de rocío de hidrocarburos (*hydrocarbon dew point*) para retirar los componentes pesados del gas natural que son llevados a fase líquida y en español se denominan LGN (Líquidos de Gas Natural) o en inglés NLG (*Natural Gas liquids*).

Es necesario que el gas se encuentre deshidratado pues este es sometido a temperaturas bajas donde al formar hidratos se obstruyen las tuberías y los equipos de proceso, además también debe estar endulzado para evitar la corrosión principalmente en las unidades de intercambio de calor. Si hay presencia de mercurio, este también debe removerse pues ataca las soldaduras de los intercambiadores de calor (como se describe en el capítulo anterior).

Gran parte del gas natural se procesa para remover los líquidos (hidrocarburos pesados) de la corriente de gas natural LGN incluyen etano, propano, butanos y gasolina natural (condensados). La recuperación de los componentes de LGN no sólo es necesaria para el control del punto de rocío de hidrocarburos en la corriente de gas natural (lo cual evita la formación de la fase líquida durante el transporte), sino también porque proporciona una fuente adicional de ingresos. Los LGN tienen mayor valor si se comercializan por separado en lugar de formar

parte de la corriente de gas natural aportando un poder calorífico mayor. Las fracciones livianas de LGN, como etano, propano y butanos, pueden venderse como combustible o como carga para refinerías y plantas petroquímicas, mientras que la fracción pesada (C5+), puede usarse como mezcla para gasolina. La diferencia de costos en la venta del LGN como líquido o como gas combustible, hace referencia al “*shrinkage value*”, frecuentemente dado por el nivel del recobro deseado en los procesos de gas. Sin tener en cuenta el incentivo económico, el gas debe procesarse para encontrar las especificaciones de seguridad que lo hagan apto para su transporte y uso final (en especial su combustión). Por lo tanto, la rentabilidad del recobro de LGN no es el único factor para determinar el grado de extracción del LGN.

El término “Procesamiento de gas natural” se usa para referirse a la separación o recuperación de etano, propano, butano y componentes más pesados de una corriente de gas natural. Ellos pueden fraccionarse como un componente puro, o pueden venderse como una mezcla de líquidos, como es el caso del GLP, gases licuados del petróleo (mezcla de C3 y C4).

En muchas instancias, las plantas de procesamiento de gas se instalan porque es más económico extraer y vender los productos líquidos. Otro objetivo del procesamiento del gas natural es disminuir el poder calorífico y el punto de rocío de hidrocarburos al extraer los componentes más pesados. Si el gas es rico en componentes pesados, no trabajará apropiadamente en quemadores que están diseñados para poderes caloríficos más bajos. Igualmente, si el gas posee un alto punto de rocío de hidrocarburos, éstos se pueden condensar en las líneas de transporte o en los equipos donde haya caída de presión.

La primera operación en una planta de procesamiento de gas es separar los componentes que pueden ser recuperados del gas en una corriente líquida (a este proceso también se le llama disminución del punto de rocío de hidrocarburos). Posteriormente, se puede fraccionar esta corriente líquida en etano, propano,

isobutano o normal butano y gas licuado del petróleo (GLP). Los productos del fraccionamiento del gas natural generalmente están definidos por su presión de vapor. La selección del proceso para obtener una corriente líquida a partir del gas natural depende de la composición del gas, la tasa de flujo de gas, la economía de la extracción de GLP, economía de la recuperación de etano²⁵. Estos procesos se presentan en la figura 12.

Figura 12. Procesos de recobro de líquidos de gas natural



A continuación, se dará una explicación en qué consiste cada uno de los procesos:

²⁵ RIBÓN, Op. Cit., p.18.

1.2.1 Absorción (desecante líquido). En el método de absorción se emplea un aceite que cuenta con afinidad por los líquidos del gas natural, dicho aceite se denomina “aceite pobre” antes de entrar en contacto con el gas en una torre de absorción; una vez el aceite absorbe una alta proporción de líquidos del gas natural se denomina “aceite rico” y es evacuado de la torre por la parte inferior. En este momento, el producto es una mezcla entre aceite de absorción, propano, butano, pentano y otros hidrocarburos pesados. El “aceite rico” pasa a través de un proceso de destilación, donde la mezcla es calentada a una temperatura por encima del punto de ebullición del LGN, pero inferior al del aceite. Este proceso permite la recuperación de alrededor de 75% de butano, 85-90% de pentano y moléculas más pesadas de la corriente de gas natural²⁶.

1.2.2 Adsorción (desecante sólido). Los desecantes de tipo tamiz se usan frecuentemente en las plantas de recuperación de gas natural para recuperar etano. Estas plantas operan a muy bajas temperaturas y requieren el suministro de gas seco para prevenir la formación de hidratos. Estos desecantes son altamente porosos, con un estrecho rango de tamaños de poros, y por lo regular tienen mayor superficie expuesta, ya que los tamaños de poros son muy pequeños, los tamices moleculares presentan una baja o nula adsorción de moléculas grandes tal como las de los hidrocarburos pesados, además los tamices pueden contaminarse con el glicol arrastrado. Son los desecantes más caros de todos, poseen cargas polares en su superficie que actúan como zonas de adsorción, que son extremadamente eficaces para compuestos con cargas tales como agua y ácido sulfhídrico. Los tamices moleculares son alcalinos y están sujetos a agresiones por los ácidos. Cabe mencionar que los tamices moleculares

²⁶ MORENO DURÁN, Jorge Adalberto. Control de calidad de gas natural en redes de transporte. Bucaramanga, 2017. Trabajo de grado (Especialista en Ingeniería de Gas). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Petróleos.

ofrecen un medio simultáneo de deshidratación y desulfurización, por lo tanto, son la mejor opción para los gases amargos²⁷.

1.2.3 Procesos de refrigeración. El control del punto de rocío y los sistemas de refrigeración mecánica están dirigidos para aplicaciones desde moderadas a altas recuperaciones de propano. Con el fin de alcanzar el máximo recobro de propano y de etano, se requieren de temperaturas criogénicas. Generalmente, la industria de procesamiento del gas natural considera tratamientos criogénicos los procesos que operan por debajo de -50°F . A fin de lograr estas temperaturas, se usa una combinación de expansión y enfriamiento. Hay 3 métodos generales que pueden ser usados para obtener las condiciones necesarias que mantengan altos niveles de recuperación de etano:

- Expansión J-T
- Turboexpansores
- Refrigeración mecánica.

Cada uno de estos procesos ha sido usado exitosamente siendo el Turboexpansor el proceso predominante para facilitar el recobro del etano.

1.2.3.1 Expansión Joule-Thomson (J-T). El uso del efecto Joule-Thomson (J-T) para recuperar líquidos, es una alternativa atractiva en muchas aplicaciones. El concepto general es enfriar el gas por expansión a través de una válvula J-T. Con un apropiado intercambio de calor y una gran presión diferencial a través de la

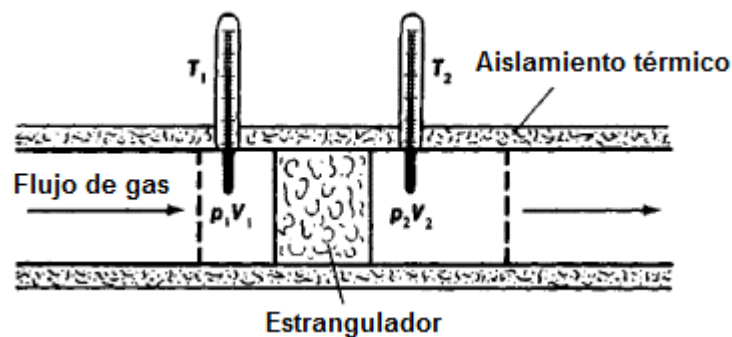
²⁷ ZAMORA TORRES, María de los Ángeles. Conceptos fundamentales de la Ingeniería de producción de gas natural. Ciudad Universitaria D.F. Trabajo de grado. Universidad Nacional autónoma de México. Facultad de Ingeniería.

válvula J-T se puede alcanzar temperaturas criogénicas que permiten obtener altas eficiencias en la extracción. La principal diferencia entre el diseño de la J-T y los turboexpansores, es que la expansión del gas es adiabática a través de la válvula. En un turboexpansor, la expansión se aproxima a un camino isentrópico. De este modo el diseño J-T tiende a ser menos eficiente por unidad de energía consumida que el turboexpansor. El proceso J-T ofrece algunas ventajas sobre el turboexpansor y los procesos de refrigeración bajo las siguientes condiciones:

- Estos procesos son comúnmente usados en el procesamiento de gas para control de punto de rocío de hidrocarburos.
- Es un proceso simple, robusto y económico que se ha utilizado por más de 50 años.
- Tiene baja eficiencia termodinámica y generalmente requiere alta presión en el gas de alimento (mayor de 1500 psia) para que sea económicamente viable.
- La caída de presión a través de una válvula J-T es un proceso isoentálpico.

El efecto Joule-Thomson fue descubierto y estudiado por los físicos británicos J. Joule y W. Thomson entre los años 1852 y 1862. En sus experimentos, midieron las temperaturas en dos secciones sucesivas de un flujo de gas continuo y constante (antes y después de la estrangulación). Figura 13.

Figura 13. Diagrama del experimento de Joule-Thomson



Fuente: Efecto Joule Thomson. [En línea]. Recuperado el 29 de mayo de 2018. Disponible en: <http://encyclopedia2.thefreedictionary.com/Joule-Thomson+effect>

Cuando un fluido pasa a través de una restricción tal como un tapón poroso, un tubo capilar o una válvula ordinaria, su presión disminuye, la entalpía del fluido permanece aproximadamente constante durante dicho proceso de estrangulamiento. Un fluido puede experimentar una gran caída en su temperatura como consecuencia del estrangulamiento, como la base de la operación de refrigeradores y aires acondicionados. Esto no es siempre el caso, sin embargo, la temperatura del fluido puede permanecer inalterada o incluso aumentar durante un proceso de estrangulamiento.

El comportamiento de temperatura de un fluido durante un proceso de estrangulamiento ($h=constante$) se describe mediante el coeficiente de Joule-Thomson, definido como:

$$\mu = \left(\frac{\partial T}{\partial P} \right)_h \quad \text{Ecuación 1}$$

Por lo tanto, el coeficiente de Joule-Thomson es una medida del cambio de temperatura con la presión durante un proceso de entalpía constante. Tener en cuenta que,

$$\mu_{JT} \begin{cases} < 0 \text{ la temperatura aumenta} \\ = 0 \text{ la temperatura permanece} \\ & \text{constante} \\ > 0 \text{ La temperatura disminuye} \end{cases}$$

durante un proceso de estrangulamiento.

Una mirada cuidadosa a la ecuación definida revela que el coeficiente Joule-Thomson representa la línea pendiente $h=constante$ en un diagrama T-P. Dichos diagramas se pueden construir fácilmente a partir de mediciones de temperatura y presión solamente durante los procesos de estrangulamiento.

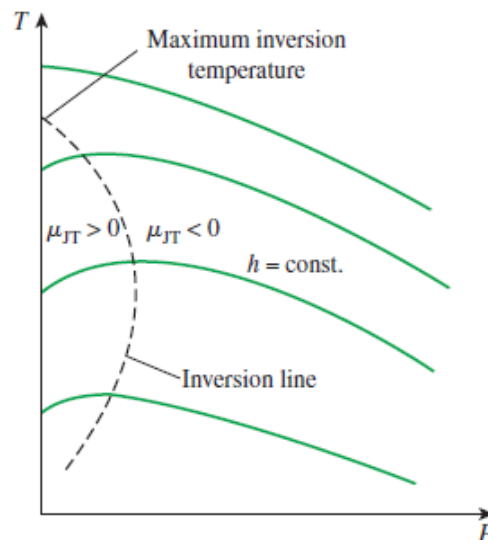
Un fluido a una temperatura y presión fijas T_1 y P_1 (por lo tanto, entalpía fija) es forzado a fluir a través de un tapón poroso, y se miden su temperatura y presión aguas abajo (T_2 y P_2).

El experimento se repite para diferentes tamaños de tapones porosos, cada uno dando un conjunto diferente de T_2 y P_2 . Al trazar las temperaturas contra las presiones nos da una línea $h=constante$ en un diagrama T-P.

Repitiendo el experimento para diferentes conjuntos de presión y temperatura de entrada y graficando los resultados, podemos construir un diagrama T-P para una sustancia con varias líneas $h=constante$ como se muestra en la Figura 14.

Algunas líneas de entalpía constante en el diagrama T-P pasan por un punto de pendiente cero o coeficiente Joule-Thomson cero. La línea que pasa por estos puntos se denomina línea de inversión, y la temperatura en un punto donde una línea de entalpía constante se cruza con la línea de inversión se denomina temperatura de inversión.

Figura 14. Líneas de entalpía constante de una sustancia en un diagrama T-P



Fuente: YUNUS A. Çengel; MICHAEL A. Boles. Thermodynamics: an engineering approach. Eighth Edition. McGraw-Hill Education. 2015.

La temperatura en la intersección de la línea (ordenada) $P=0$ y la parte superior de la línea de inversión se denomina temperatura máxima de inversión. Observe que las pendientes de las líneas $h=\text{constante}$ son negativas ($\mu_{JT} < 0$) para los estados a la derecha de la línea de inversión y positivos ($\mu_{JT} > 0$) a la izquierda de la línea de inversión.

Un proceso de estrangulamiento avanza a lo largo de una línea de entalpía constante en la dirección de que la presión decrece, es decir, de derecha a izquierda. Por lo tanto, la temperatura de un fluido aumenta durante un proceso de estrangulamiento que tiene lugar en el lado derecho de la línea de inversión. Sin embargo, la temperatura del fluido disminuye durante un proceso de estrangulamiento que tienen lugar en el lado izquierdo de la línea de inversión. A partir de este diagrama, queda claro que no se puede lograr un efecto de enfriamiento estrangulando a menos que el fluido esté por debajo de su

temperatura de inversión máxima. Esto presenta un problema para las sustancias cuya temperatura de inversión máxima es muy inferior a la temperatura ambiente. Para el hidrógeno, por ejemplo, la temperatura máxima de inversión es -68°C . Por lo tanto, el hidrógeno debe enfriarse por debajo de esta temperatura si se desea lograr un enfriamiento adicional mediante estrangulamiento²⁸.

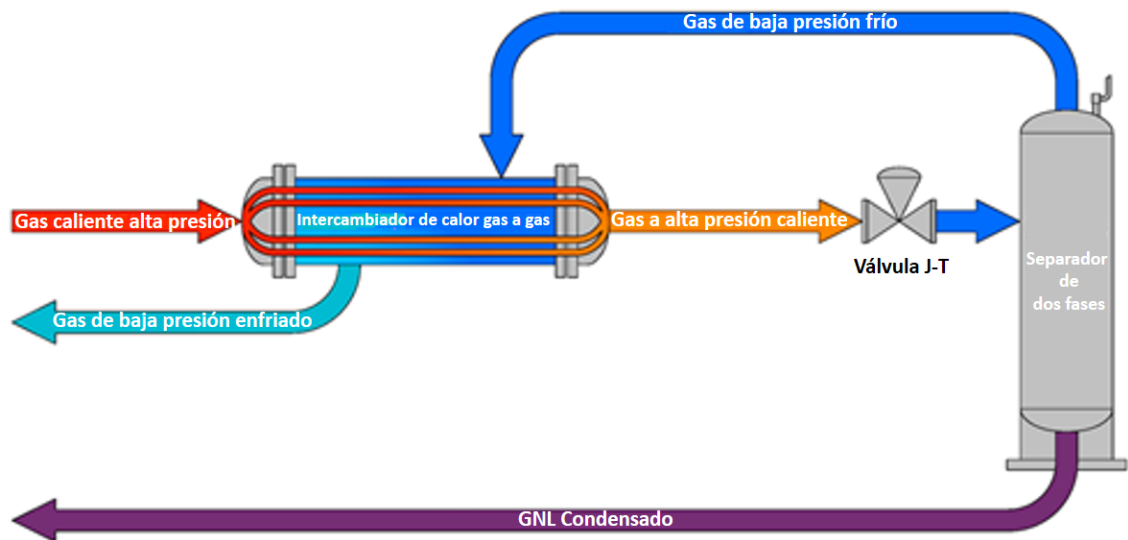
En el caso del gas natural, el gas seco que entra al proceso de recuperación de condensados después de un tratamiento de deshidratación, se encuentra a una alta presión. Primero entra a un intercambiador de calor donde el gas entrante es enfriado por la corriente del gas procesado. Posteriormente se produce una caída de presión a través de una válvula de expansión, de manera que la temperatura del gas se reduzca aún más. Los líquidos condensados son separados de la corriente de gas en un separador de bajas temperaturas. El gas frío es conducido a través de la entrada del intercambiador gas/gas para enfriar el gas entrante y luego enviarlo para venta. Debido al enfriamiento ocurren formaciones de hidratos que deben ser inhibidas, así que se inyecta etilenglicol corriente arriba del separador de baja temperatura en cantidades suficientes para disminuir la temperatura de formación de hidratos. (Ver figura 15).

Las plantas Joule Thomson son de simple y fácil operación, sin embargo, tienen la limitación de que la presión de gas que fluye de cabeza de pozo (presión con la que entra el gas de alimento del sistema) debe estar por lo menos en un rango de (300-500 psia) por encima de la presión de venta del sistema. Cuando el yacimiento decae al punto de que esta "condición" de presión no se cumple, el proceso deja de funcionar como un método de control del punto de rocío a menos que se instale un compresor de entrada para mantener la presión dentro de los rangos requeridos o también puede ser instalada una refrigeración mecánica para

²⁸ THERMODYNAMICS: AN ENGINEERING APPROACH. Eighth Edition. Authors: YUNUS A. ÇENGEL; MICHAEL A. BOLES. Published by McGraw-Hill Education 2015 ISBN 978-0-07-339817-4.

enfriar el gas. Estas unidades son más comúnmente usadas para procesos de alta presión y de bajo flujos (menos de 10 MMPCSD)²⁹.

Figura 15. Planta Joule-Thomson



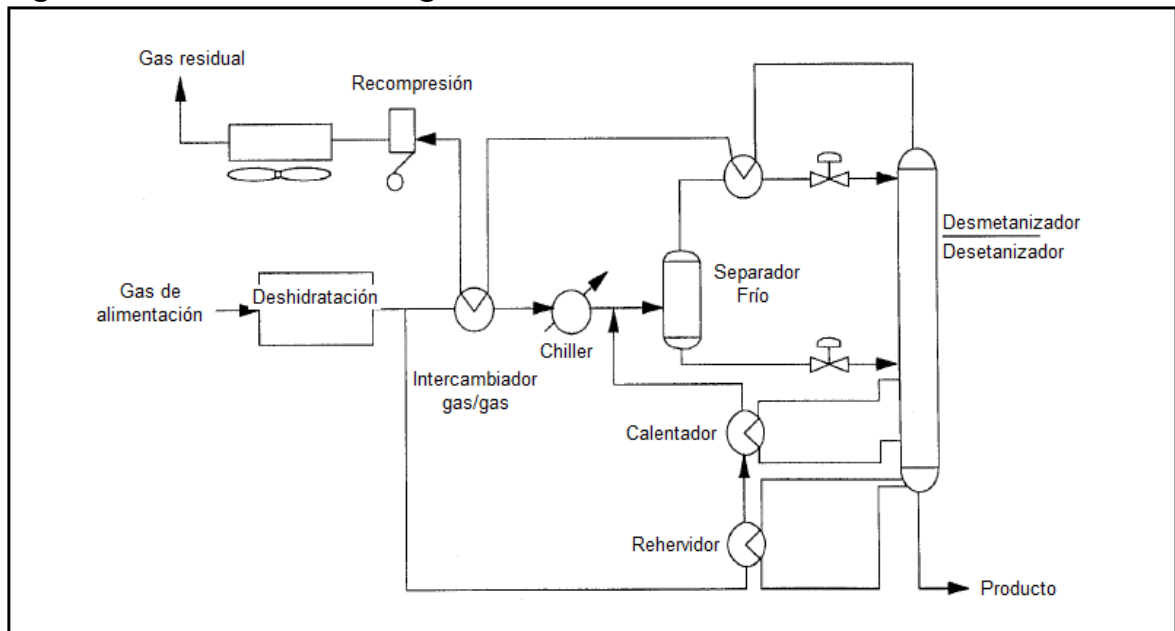
Fuente: Efecto Joule Thomson. [En línea]. Recuperado el 29 de mayo de 2018. Disponible en: <http://www.jouleprocessing.com/products/processing/jt-plants>

En los casos en el que el gas de alimentación no está a una presión lo suficientemente alta o el gas es rico en hidrocarburos licuables, se puede agregar refrigeración mecánica al proceso J-T para mejorar la eficiencia de recuperación. La Figura 16 muestra el proceso J-T con refrigeración añadida para ayudar a enfriar el gas de alimentación. Otra variación del proceso se muestra en esta figura. El gas en este diseño se expande aguas abajo del separador de baja temperatura. La ubicación de la válvula J-T depende de la presión del gas y la composición del mismo. La ventaja de la refrigeración es que se puede usar una

²⁹ MARIN DURÁN Hoover Leonardo; SÁNCHEZ JIMÉNEZ David Gonzalo. Evaluación de la aplicación de las técnicas de autorrefrigeración turboexpander y expansión Joule-Thomson para el recobro de líquidos a partir del gas natural, caso estudio. Bucaramanga, 2012. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Petróleos.

menor presión de alimentación o, alternativamente, el desmetanizador puede funcionar a una presión más alta, reduciendo así la compresión del residuo.

Figura 16. Proceso J-T refrigerado



Fuente: GPSA. (1998). Section 16, "Hydrocarbon Recovery."

El proceso J-T, ya sea refrigerado o no refrigerado, ofrece un proceso simple y flexible para la recuperación moderada de etano. Por lo general, se aplica a flujos de gas más pequeños donde se puede tolerar cierta ineficiencia para reducir el capital y los costos operativos³⁰.

1.2.3.2. Proceso de expansión criogénica (turboexpansor o turboexpander).

El posible uso de una máquina de expansión para la creación de bajas temperaturas isoentrópicas fue sugerido por Carl Wilhelm Siemens, un ingeniero alemán en 1857. En 1885, Ernest Solvay en Bélgica trató de usar una máquina de

³⁰ GPSA. (1998). Section 16, "Hydrocarbon Recovery."

expansión, pero no consiguió bajar de -98°C . En 1902, Georges Claude usó una máquina de expansión para licuar aire. El primer turboexpander parece haber sido diseñado por Guido Zerkowitz, un ingeniero italiano trabajando el Linde por 1935. En 1939, el físico ruso Pyotr Kapitsa perfeccionó el diseño de turboexpander centrífugos. Su primer prototipo tenía un diámetro de 8 cm, operaba a 40000 rpm y expandía 1000 m^3 de aire por hora. Los turboexpanders se han utilizado con éxito desde hace años en plantas de procesamiento de gas natural y GNL.

La primera aplicación de turbinas de expansión de gas natural que se llevó a cabo utilizando la tecnología de expansión de flujo radial de Roflow fue en Texas a principio de 1960. Se demostró la gran eficiencia con que la turbina de expansión podía condensar los componentes más pesados de la corriente de gas, mientras que al mismo tiempo proporcionaba alimentación para volver a comprimir el gas más ligero. La turbina y el compresor estaban acoplados en un mismo eje, de manera que el trabajo obtenido en la turbina por la expansión del gas se utilizaba como energía para mover el compresor.

Se demostró así que cantidades considerables de energía podían ser recuperadas de los calores residuales o de la disminución de presión de los gases en un proceso.

Los turboexpandores se adaptan bien a este tipo de sistemas de conservación de energía, y con los últimos desarrollos han aumentado su fiabilidad, pueden funcionar 24 horas al día, los 7 días de la semana.

Durante muchos años, los turboexpandores se han utilizado en plantas de procesamiento criogénico para proporcionar refrigeración a muy bajas temperaturas, sin embargo, la recuperación de energía tuvo siempre una importancia secundaria. La eficiencia del expansor determina la cantidad de refrigeración producida y, en plantas de procesamiento de gas, la cantidad de

producto generalmente depende de la refrigeración disponible. En consecuencia, existe una gran relación entre la eficiencia y por supuesto la confiabilidad³¹.

El proceso de absorción está enfocado en los hidrocarburos pesados, mientras que la extracción de hidrocarburos más livianos de la corriente del gas natural (como el etano), es más difícil. Dependiendo de la situación, en algunos casos es económicamente más conveniente dejar los hidrocarburos livianos en la corriente de gas natural, siempre y cuando no afecten ningún otro parámetro de calidad de gas.

Cuando es económicamente viable la recuperación del etano y otros hidrocarburos ligeros, se requiere la implementación de procesos criogénicos, lo cual en esencia consiste en la disminución de la temperatura de la corriente del gas a alrededor de -120°F.

Existen diferentes formas de enfriar el gas a estas temperaturas, pero una de las más efectivas es conocida como “turboexpansor”. En este proceso, mediante un refrigerante se disminuye la temperatura del gas natural antes de pasarlo por una turbina de expansión, donde la temperatura desciende significativamente. Este proceso de enfriamiento condensa el etano y otros hidrocarburos en la corriente de gas, mientras mantiene el metano en estado gaseoso. Este proceso permite la recuperación de alrededor del 90 a 95% del etano que se encuentra contenido originalmente en la corriente de gas. La implementación del turboexpansor trae consigo la posibilidad de recuperar parte de la energía mediante el aprovechamiento del trabajo disponible en el eje de la misma, generalmente se aprovecha dicha energía mediante la instalación de un sistema de compresión³².

³¹ DELGADO CALÍN, G. Ginés. Proyectos de eficiencia energética: aplicaciones de los turboexpanders para generación eléctrica. Cartagena, 2015. Tesis doctoral. Universidad Politécnica de Cartagena. Departamento Electrónica, Tecnología de Computadoras y proyectos.

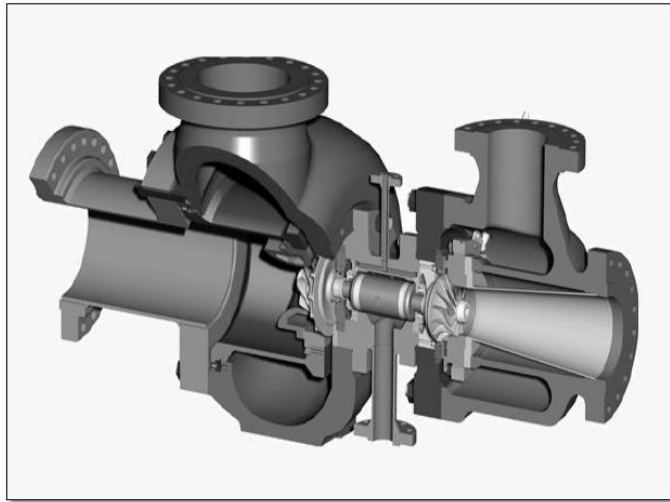
³² MORENO DURÁN, Jorge Adalberto. Control de calidad de gas natural en redes de transporte. Bucaramanga, 2017. Trabajo de grado (Especialista en Ingeniería de Gas). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Petróleos.

El proceso que domina el diseño de las facilidades de recobro de etano es el proceso de turboexpander. Este proceso utiliza la presión del gas de alimento para producir la refrigeración necesaria por expansión a través de una turbina (turboexpansor). Normalmente, el expansor está conectado a un compresor centrífugo que comprime el gas residual del proceso. Debido a que la expansión está muy cercana a la condición isoentrópica, el turboexpansor reduce la temperatura del gas mucho más que la expansión a través de una válvula J-T.

El corazón de una planta criogénica de gas es una máquina llamada turboexpansor; o expansor. El expansor es una turbina que usa gas a alta presión para girar un impulsor sobre un eje. El expansor emplea ciertos principios de termodinámica para producir temperaturas extremadamente frías, (-84 a -109°C [-120 a -165°F]) para plantas criogénicas normales. Cuando el gas pasa a través de la turbina, su presión es reducida en gran parte, causando una caída de temperatura significativa (cuando el gas se “expande” a través de los álabes de la turbina también realiza trabajo girando el eje). Cuando el gas hace este trabajo su energía interna es reducida, ocasionando que la temperatura baje aún más. Las bajas temperaturas producidas son lo suficientemente frías para condensar hidrocarburos LGN, incluyendo etano.

Un corte de un turboexpander o turboexpansor utilizado en el procesamiento de gas natural es mostrado en la figura 17.

Figura 17. Vista de corte de un turboexpansor



Fuente: RIBÓN, Helena Margarita. Propiedades de los hidrocarburos. Módulo maestría en Ingeniería de petróleos y gas. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de petróleos. Bucaramanga, 2017.

El expansor es la unidad de la derecha, y el compresor es la unidad de la izquierda. El gas entra en el expansor a través de la tubería en la parte superior derecha y es guiado hacia la rueda (turbina) por la forma aerodinámica de los álabes ajustables que rodean completamente la rueda y transfiere parte de su energía cinética a la rueda y al eje que conecta con el compresor y sale a través de la boquilla cónica localizada en el extremo derecho del expansor.

Debido a que parte de la energía cinética del gas se ha transferido a la rueda (impeller o impulsor), el gas que sale del expansor se encuentra a una temperatura y presión mucho menor que con la que entró al expansor. La rueda del expansor, acoplada directamente a la rueda del compresor, suministra el trabajo necesario para impulsar el compresor centrífugo de la izquierda. El gas que entra a la unidad izquierda (compresor) es comprimido y sale por el tope de la unidad. Cerca del 50% del cambio de entalpía ocurre en la turbina³³.

³³ RIBÓN, Op. Cit., p. 201.

En las plantas de procesamiento de hidrocarburos la mayoría de esas máquinas se diseñan generalmente para el servicio de recuperación de energía con un compresor accionado directamente por el propio expander. El gas normalmente se expande a partir de una presión de entrada en el rango de 100 bares a 50 bares, a presiones de salida en el rango de 50 a 15 bares. Esto resulta en una relación de expansión de 2:1 a 4:1; una expansión muy adecuada para un expander de una sola etapa, obteniéndose eficiencias en el rango del 80% al 90%.

La creciente demanda de los líquidos del gas natural (LGN), especialmente el etano que es utilizado como materia prima para la industria petroquímica, dio origen a la construcción de los procesos turboexpander que recuperan etano e hidrocarburos pesados a partir de corrientes de gas natural principalmente pobres a temperaturas criogénicas. Por más de treinta años el uso de las plantas turboexpander en la recuperación de líquidos, ha representado una mayor eficiencia en comparación con otros procesos.

Muchas plantas turboexpander utilizan un esquema convencional con una turbina de expansión de una sola etapa, la cual alcanza recuperaciones del 70-80% de etano; existen otros diseños mejorados que pueden lograr mayores recuperaciones de C₂+ y son más flexibles procesando las corrientes de gas con cierta cantidad de CO₂, además pueden operar ya sea en modo de recuperación de etano o de rechazo del mismo cuando las condiciones del mercado así lo requieran³⁴.

El principal mercado para los turboexpandores ha estado en las plantas de separación de gases, expandiendo por debajo de los 5 bar, y en plantas de procesamiento de hidrocarburos, donde la expansión de gas natural proviene de hasta 200 bar.

³⁴ BOGOYA CONTRERAS, Stephany Alejandra; DÍAZ RODRÍGUEZ, Sandra Marcela. Comparación del nivel de recuperación de etano de los procesos turboexpander: GSP, CRR, RSV Y RSVE, por medio del uso de un simulador numérico. Bucaramanga, 2014. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Petróleos

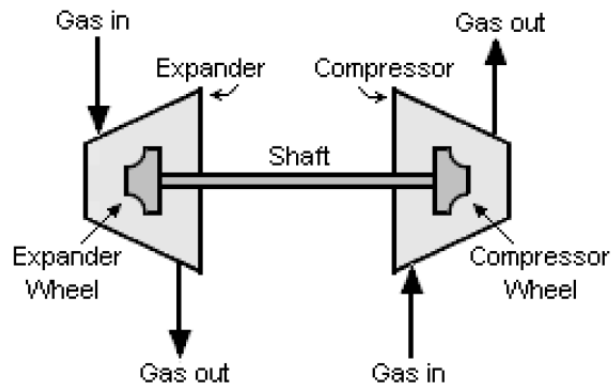
Existen instalaciones de grandes turboexpanders trabajando en el rango de presión de 120-200 bares, la mayoría de ellos en bocas de pozos de extracción de gas natural. Los expansores también se pueden utilizar para la purificación de gases, tales como hidrógeno o helio, por condensación de contaminantes.

Existen diversas aplicaciones de turbinas de expansión, dependiendo si el equipo es acoplado a un compresor o a un generador eléctrico. Estas aplicaciones son las siguientes:

- Recuperación de gas a alta presión para obtener energía eléctrica.
- Procesos criogénicos.
- Industrias químicas y petroquímicas (incluyendo el proceso FCC o proceso de refinación del petróleo, y la producción de ácido nítrico, ácido acético y ácido tereftálico).
- Industrias petrolíferas y que utilicen gas.
- Separación de los compuestos del aire.
- Licuefacción de gases (como por ejemplo el Helio).
- Componentes del gas natural separables por condensación.
- Generación de energía eléctrica a partir de energía geotérmica³⁵.

³⁵ DELGADO CALÍN, G. Ginés. Proyectos de eficiencia energética: aplicaciones de los turboexpanders para generación eléctrica. Cartagena, 2015. Tesis doctoral. Universidad Politécnica de Cartagena. Departamento Electrónica, Tecnología de Computadoras y proyectos.

Figura 18. Diagrama del funcionamiento de un turbo-expander

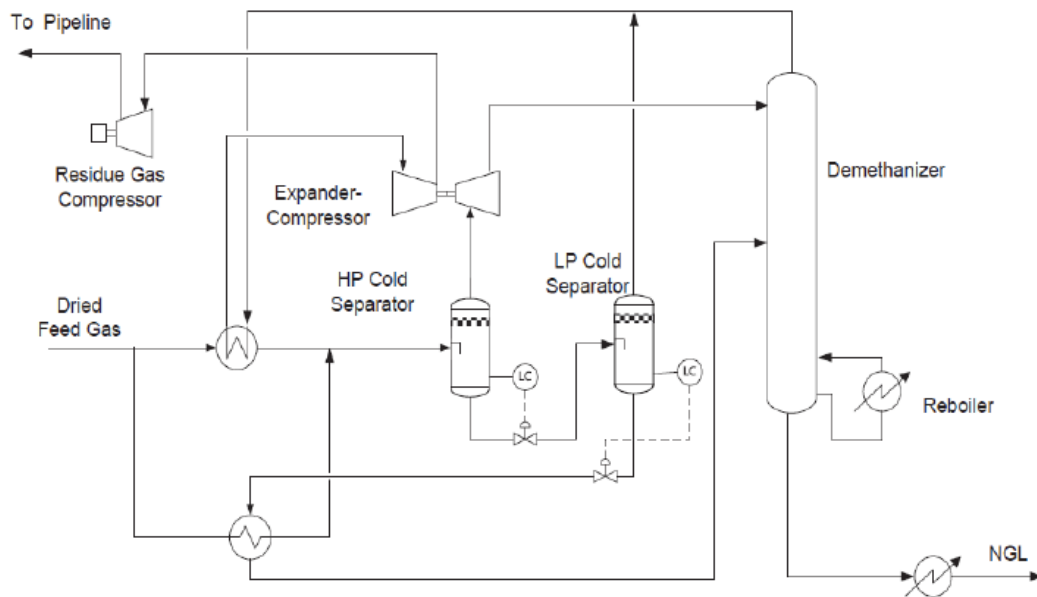


Fuente: Betancur Valbuena, L. P., & Lancheros Torres, P. A. (2017). Evaluación de dos alternativas con recuperación de condensados en el tratamiento de gas natural con respecto al método Joule Thomson (Bachelor's thesis, Fundación Universidad de América).

En la Figura 18 se observa el diagrama básico de un turbo-expander, con dos funciones, en la de la izquierda, expandir a partir de una turbina radial y en la de la derecha: comprimir con el compresor centrífugo. La turbina de expansión es la unidad de potencia y el compresor la unidad accionada.

La turbina de expansión hace que el gas se expanda isentrópicamente, reduciendo entalpía en la corriente de gas, lo que ocasiona el enfriamiento; también se usa la energía extraída para rodar el eje y hacer operar el compresor, que recomprime la corriente del gas residuo.

Figura 19. Planta de producción de LGN con turbo-expander



Fuente: Betancur Valbuena, L. P., & Lancheros Torres, P. A. (2017). Evaluación de dos alternativas con recuperación de condensados en el tratamiento de gas natural con respecto al método Joule Thomson (Bachelor's thesis, Fundación Universidad de América).

En la Figura 19 se describe el mecanismo de operación de una Planta de producción de LGN con turbo-expander. El gas que entra al proceso principalmente tiene que entrar como gas seco, (deshidratado); esto para que no se formen hidratos al disminuir la temperatura en el turbo expander.

El gas previamente tratado entra a la unidad de recuperación de líquidos. En la primera fase entra el gas de alimentación a los intercambiadores de calor de gas-gas y gas-líquido para un pre-enfriado, estos utilizan el gas de residuo y los líquidos recuperados que salen de la torre demetanizadora para hacer la correspondiente disminución de temperatura.

Este gas pre-enfriado entra a una torre de separación de dos fases donde se encarga de recuperar los primeros líquidos condensados y un gas seco, para así poder enviar al turbo-expander los gases y la parte media de la torre demetanizadora los líquidos condensados. En el turbo expander la energía es transferida al gas mediante la disminución de la presión del gas hacia su utilización en el compresor. En esa etapa el gas, ya debe estar a temperaturas de aproximadamente -160°F , que es la temperatura mínima que alcanza un turboexpander, esto depende de la composición y del flujo de entrada. El gas frío que sale del turbo expander se encuentra a unas condiciones donde el etano está en mayor parte líquido, este alimenta la parte superior de la torre demetanizadora como reflujo para el intercambiador gas-gas. Se añade calor a la parte inferior de la torre, esto para asegurar que los líquidos de fondo tengan un contenido aceptable de metano.

Existen varios tipos y maneras de montar un proceso con turbo-expander, esto depende de la composición del gas, del producto que se quiere obtener y el porcentaje de recuperación de líquidos³⁶.

1.2.3.3 Refrigeración mecánica. Este tipo de refrigeración consiste en forzar mecánicamente la circulación de un fluido en un circuito cerrado creando zonas de alta y baja presión con el propósito de que el fluido absorba calor en un lugar y lo disipe en otro. El efecto de la refrigeración se puede llevar a cabo por ciclos de compresión de vapor.

Los ciclos de compresión de vapor a su vez se clasifican de acuerdo con los componentes agregados al sistema los cuales pueden ir desde un ciclo sencillo de una sola etapa a los más complejos, algunos serán descrito posteriormente, de manera sencilla y precisa:

³⁶ Betancur Valbuena, L. P., & Lancheros Torres, P. A. (2017). Evaluación de dos alternativas con recuperación de condensados en el tratamiento de gas natural con respecto al método Joule Thomson (Bachelor's thesis, Fundación Universidad de América).

Algunas de las características de los sistemas de refrigeración mecánica para el gas natural son:

- El calor es removido por un fluido diferente
- Es un proceso simple y probado
- El refrigerante más común es el propano
- Aplica cuando la presión de entrada=salida
- Limitado a una mínima temperatura (típicamente -40°C)
- Pobre recobro de NGL
- La aplicación más común es para control de punto de rocío (DewPoint).

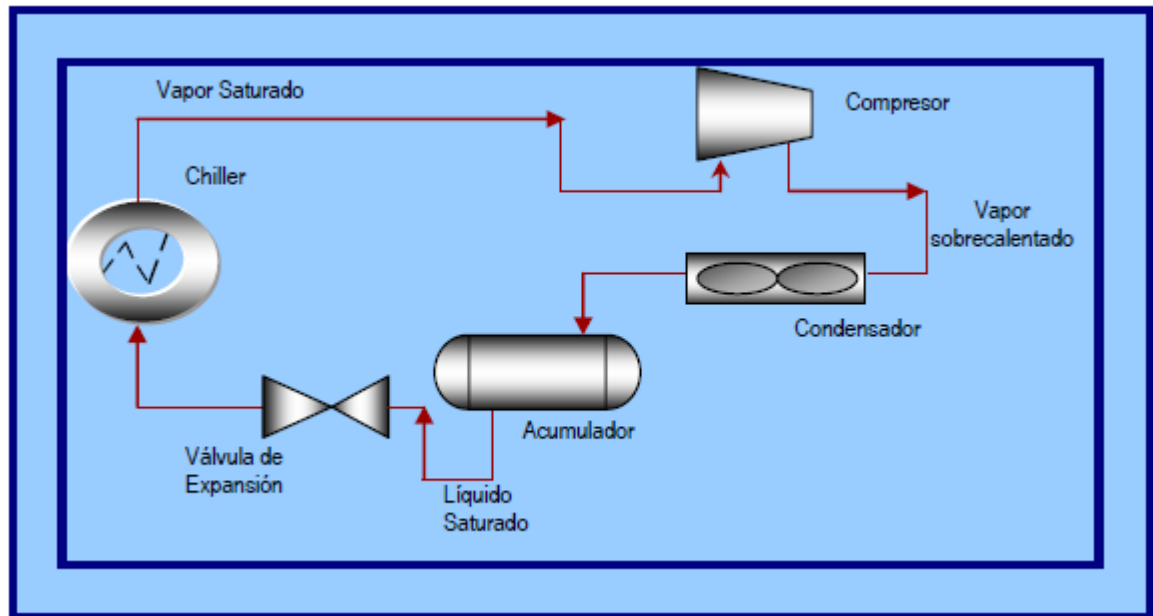
Algunas de las aplicaciones son:

- Enfriamiento del gas natural para extracción de líquidos.
- Enfriamiento del gas natural para control de punto de rocío de hidrocarburos
- Almacenamiento de productos GLP
- Condensación del reflujo en de-metanizadores y de-etanizadores.
- Licuefacción del gas natural (GNL)³⁷

1.2.3.3.1 Ciclo de refrigeración de una sola etapa. Los cuatro componentes básicos del ciclo son el compresor, el condensador, la válvula de expansión y el evaporador (también llamado chiller que es usualmente un intercambiador de tubo y carcasa, en el que el fluido de proceso circula por los tubos y el líquido refrigerante por la carcasa). En la Figura 32 se muestra una manera práctica de representar el ciclo teórico de refrigeración.

³⁷ CABARCAS, Manuel E. Refrigeración mecánica. Módulo maestría en Ingeniería de petróleos y gas. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de petróleos.

Figura 20. Ciclo de refrigeración de una sola etapa



Fuente: Benavides, C. (2009). Diseño conceptual del sistema de refrigeración mecánica de una planta de gas natural licuado en güiría, estado sucre (Doctoral dissertation, Universidad de Oriente).

Conforme el refrigerante líquido fluye por el evaporador, el calor se absorbe de un fluido en vías de enfriamiento y el refrigerante hierve a consecuencia de ello. Luego, el vapor a baja presión se comprime y los niveles de presión y temperatura se elevan hasta un punto en el que el vapor sobrecalentado se condensa utilizando el medio de enfriamiento disponible. Al comprimir el gas, el calor de compresión se agrega al vapor al aumentar la presión. Luego, el vapor pasa al condensador en donde el gas se licua. A continuación, el refrigerante líquido fluye de éste a una válvula de expansión en donde su presión y su temperatura se reduce a las que prevalecen en el evaporador, y con ello, el ciclo queda completo.

1.2.3.3.2 Ciclos de refrigeración de etapas múltiples. Las relaciones elevadas de compresión se pueden evitar empleando varias etapas de compresión. El sistema de refrigeración que consta de más de una etapa de compresión se define como sistema de varias etapas o de etapas múltiples y se clasifica en dos tipos básicos:

- Ciclos en cascada: Las consideraciones de índole económica y aquellas asociadas con el equipo mecánico son las que dictaminan el empleo de los sistemas de etapas múltiples por debajo de $-28,9$ a $-34,4$ °C (-20 a -30 °F), aproximadamente de temperaturas de succión. En este intervalo de temperatura, los sistemas de dos etapas permiten realizar ahorros de energía debido a la mayor eficiencia volumétrica del compresor con relaciones de compresión más bajas. Los ahorros de inversión se logran también con tamaños de compresor y motor más pequeños. Los ciclos en cascada están formados por dos sistemas de refrigeración por separado, que se interconectan de forma que, uno constituye el medio de rechazo de calor del otro. A diferencia de los ciclos compuestos, los ciclos en cascada facilitan el empleo de diferentes refrigerantes en cada uno de ellos, para producir temperaturas bajas. (ver figura 21)
- Ciclos compuestos: Un ciclo de refrigeración compuesto se puede formar al agregar un reforzador o compresor reciprocante de primera etapa y un enfriador interetapas gas-líquido a un ciclo de refrigeración básico. En el ciclo combinado sólo se utiliza un refrigerante. El compresor de la etapa baja descarga gas directamente en serie a la línea de succión del compresor de la etapa alta, después de reducir el sobrecalentamiento en un enfriador interetapas. Este contiene también un serpentín de enfriamiento sumergido para subenfriar el líquido del refrigerante hasta el nivel del evaporador de la etapa baja. Parte del líquido a alta presión se vaporiza a la presión intermedia para facilitar dicho enfriamiento. La diferencia básica

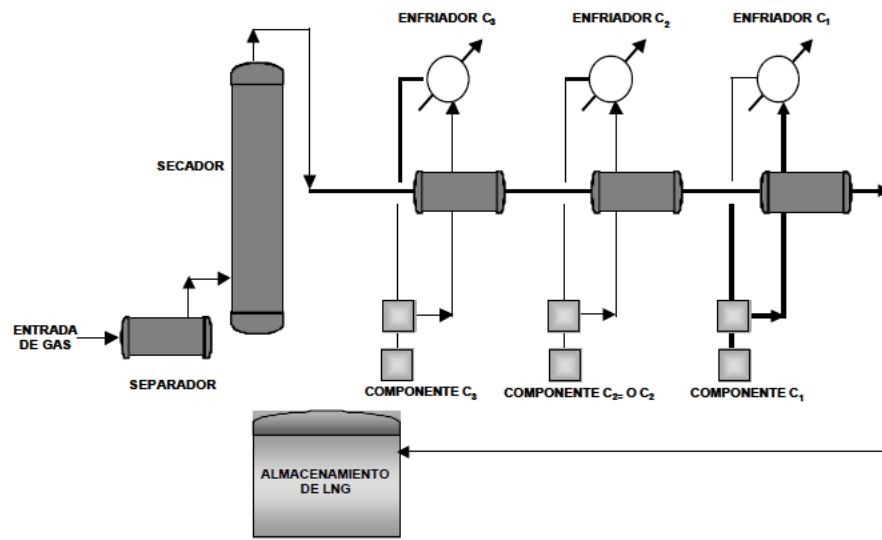
entre un ciclo compuesto que emplea un compresor reciprocante y uno que emplea un compresor centrífugo radica en que mientras en el primero se incluye un enfriador inter-etapas gas-líquido vertical, en el segundo emplea un eliminador de sobrecalentamiento del tipo evaporación instantánea.

Los servicios de compresión de alta relación de presión comúnmente se separan en etapas de compresión múltiples y casi siempre incluyen enfriadores entre etapas a fin de remover el calor generado en la compresión. La compresión se lleva a cabo por etapas, por las siguientes razones:

- Para limitar la temperatura de descarga de cada etapa a niveles que sean seguros desde el punto de vista de limitaciones mecánicas o tendencia de ensuciamiento del gas.
- Para tener disponibles corrientes laterales en la secuencia de compresión a niveles de presión intermedia, tales como en los sistemas de procesos de refrigeración.
- Para aumentar la eficiencia total de compresión (a fin de obtener una reducción en potencia) manteniendo la compresión tan isotérmica como sea posible, optimizando la inversión adicional en enfriamiento inter-etapas y los costos de operación del agua de enfriamiento contra el ahorro de potencia.
- Para enfriar las entradas a las etapas y de esta manera reducir los requerimientos de cabezal de compresión total suficientemente a fin de reducir el número de etapas de compresión requeridas. Esto resulta compresores más compactos con costos de construcción más bajos.
- Para fijar el aumento de presión por etapa a la limitación de presión diferencial del tipo de maquinarias: limitaciones en carga de empuje axial en los compresores centrífugos, limitaciones de tensión en la varilla del pistón

en los compresores recíprocos, deflexión del motor y empuje en los rotativos³⁸.

Figura 21. Proceso de refrigeración en cascada



Fuente: BARRIENTOS, Jorge. DE, P. D. R. E. I. CAPITULO 10 extracción LGN, control del punto de rocío e inhibición de hidratos.

En la figura 21 se muestra un típico proceso en cascada. Este consiste en varias etapas de refrigeración, por ejemplo, propano, etileno y metano. Cada refrigerante toma el gas de alimentación a la más baja temperatura. Los hidrocarburos pesados por ejemplo GLP (gas licuado de petróleo) pueden ser enviados a etapas intermedias si se requiere.

Las ventajas del proceso cascada utilizadas son:

- Bajo requerimientos de auxiliares y caballos de potencia para el compresor.

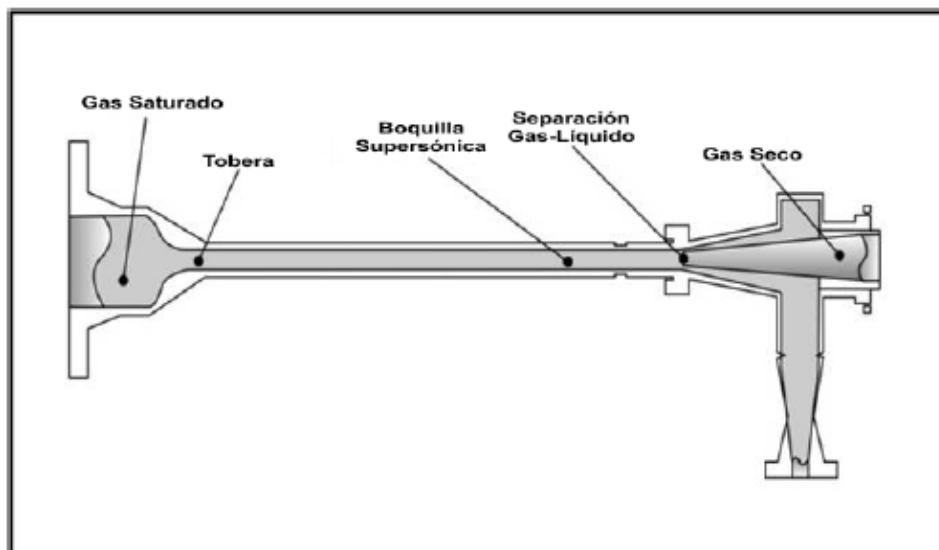
³⁸ Benavides, C. (2009). DISEÑO CONCEPTUAL DEL SISTEMA DE REFRIGERACIÓN MECÁNICA DE UNA PLANTA DE GAS NATURAL LICUADO EN GÜIRIA, ESTADO SUCRE (Doctoral dissertation, Universidad de Oriente).

- Compresores manejables con fluidos de peso molecular constante durante la puesta en marcha y las operaciones normales.
- Ausencia de problemas de distribución en 2 fases en el intercambiador de calor.
- Rápido arranque y parada³⁹.

1.2.4 Tecnología twister. Es muy atractiva en aplicaciones costa afuera debido a su simplicidad (no tiene partes móviles), su pequeño tamaño y bajo peso.

El separador twister supersónico, es una combinación única de procesos físicos, como la expansión, la separación ciclónica gas/líquido, y los pasos del proceso de recompresión, en un dispositivo compacto y tubular para condensar y separa agua e hidrocarburos pesados del gas natural. (Figura 22).

Figura 22. Concepto de un separador twister.



³⁹ BARRIENTOS, Jorge. DE, P. D. R. E. I. CAPITULO 10 extracción LGN, control del punto de rocío e inhibición de hidratos.

Fuente: RIBÓN, H. M., Santos, N. S., & Cancino, O. P. O. (2010). Métodos de deshidratación de gas natural. REVISTA FUENTES, 8(2).

La condensación y la separación a velocidad supersónica son claves para conseguir en un solo paso reducciones tanto en capital como en costos de mantenimiento. El tiempo de residencia dentro del separador twister supersónico es solamente de milésimas de segundo, lo cual no permite la deposición de sólidos ni la formación de hidratos, evitando así la aplicación de inhibidores químicos.

La eliminación de los sistemas de regeneración de químicos asociados evita las emisiones perjudiciales de benceno, tolueno y xileno al ambiente y evita el costo de sistemas de recuperación químicos. La sencillez y la confiabilidad de un dispositivo estático, sin piezas rotantes, que funciona sin químicos, aseguran una facilidad simple con una alta disponibilidad apropiada para operaciones costa afuera. Además, el diseño de sistema twister, compacto y de bajo peso lo hace llamativo para las plataformas costa afuera restringidas por peso y espacio⁴⁰.

El principio físico bajo el cual opera el separador supersónico es la generación de un flujo circular que se abre paso a lo largo de una tobera en cuya garganta se alcanzan las más bajas temperaturas y presiones, condiciones a las cuales se condensan los LGN de interés y se forman posibles sólidos. Las fuerzas generadas por el flujo circular (500000 g) hacen que las fases pesadas se concentren en las áreas alejadas del eje del equipo, tomando provecho de esto se ubica después de la garganta del equipo un recolector de fases pesadas y posteriormente un difusor que busca recuperar presión.

Este equipo debe operar a altas presiones por lo cual en muchas ocasiones se requiere de una etapa de compresión previa. Adicionalmente el equipo alcanza bajas temperaturas del orden de 45°F (7,2°C) de acuerdo a las especificaciones

⁴⁰ RIBÓN, Op. Cit., p. 61.

que deba cumplir el gas. Esto hace que la operación sea complicada, ya que se debe tener control preciso de la temperatura y presión del gas. Además, se deben implementar robustos sistemas de control que consideren el comportamiento dinámico altamente inestable del fluido de trabajo, ya que habrá un gran número de fluctuaciones e inestabilidades debidas a cambio en el comportamiento de los pozos y condiciones meteorológicas principalmente.

Debido a la complejidad del equipo se diseñan varios dispositivos para cargas pequeñas que oscilan entre 10 y 20 MMscfd (millones de pies cúbicos estándar por día) con el fin de operar varios en paralelo y así dar flexibilidad al proceso. Cada batería de estos equipos tiene entre 4 y 6 separadores supersónicos conectados en paralelo con un separador de fases central al cual llegan las corrientes de los recolectores, esto con el fin de recuperar el gas que se pierde como los LGN, el agua y los sólidos.

Twister BV cuenta con varias patentes en cuanto las piezas de los dispositivos de separación supersónica. Aun así, no hay información suficiente disponible sobre los detalles geométricos de los internos de los equipos ni como estos afectan la operación para diferentes condiciones de operación.

Debido a varios aspectos se hace necesario considerar nuevas tecnológicas que sean menos complejas y costosas en su operación y mantenimiento, así como más estables y compactas. Esto es posible aplicando los principios de la intensificación de procesos y modelamiento computacional, es el caso de CFD (Computational Fluid Dynamics).

(Guevara, 2015) en su trabajo de maestría representa un primer intento por llevar a cabo un diseño de equipos de proceso en Colombia empleando esta tecnología, ya que anteriormente esta alternativa de diseño no había sido explorada en este país para equipos de tratamiento de gas natural. En su trabajo se enuncia que desarrollos recientes muestran que es posible implementar un solo equipo capaz de realizar la deshidratación y el control de Dew Point en una misma unidad de

proceso, disminuyendo así la cantidad de equipos requeridos y el consumo energético asociado a la operación. La compañía holandesa Twister Bv ha desarrollado equipos supersónicos compactos de tratamiento de gas natural, pero se desconoce toda la información relacionada con la geometría de sus internos. En su trabajo de grado se empleó la información disponible para definir la geometría del equipo, a pesar de que esta es muy limitada. Se evaluaron varias geometrías posibles para este equipo considerando todos los detalles de sus internos, los resultados fueron comparados con la información experimental disponible correspondiente al perfil de presión del equipo. La modelación CFD se desarrolló en estado transitorio, incluyó el modelamiento multifásico de los fluidos, la turbulencia y la termodinámica.

Guevara concluye en su trabajo que es posible diseñar y mejorar el desempeño de este tipo de equipos empleando la tecnología CFD. Esto abre las puertas a procesos más eficientes, y por lo tanto ambientalmente más amigables, a la vez que representa oportunidades de desarrollo como temas de investigación futuras en áreas como procesos, mecánica, materiales y recubrimientos y control y automatización de procesos. La implementación de este tipo de procesos permitirá obtener ventajas competitivas frente a otras tecnologías de tratamiento de gas natural.

El uso de métodos numéricos empleando herramientas computacionales para dar solución a los problemas de fluidos de forma detallada considerando las ecuaciones de Navier-Stokes como principio es llamado CFD, por sus siglas en inglés Computational Fluid Dynamics. Este enfoque de solución de problemas complejos de mecánica de fluidos surgió debido a la necesidad de entender y predecir matemáticamente el comportamiento complejo de los sistemas reales que involucran fluidos.

Para describir cuantitativamente un sistema de fluidos es necesario solucionar sistemas de ecuaciones diferenciales parciales correspondientes a los fenómenos

involucrados (Ecuaciones de Navier-Stokes), estas ecuaciones no tienen solución analítica, salvo para algunos casos muy simplificados, razón por la cual es necesario el uso de herramientas de cómputo para dar solución numérica al problema⁴¹.

⁴¹ Guevara, M. (2015). Diseño de un equipo de recuperación de líquidos de gas natural empleando CFD (Doctoral dissertation, MS thesis, National University of Colombia, Bogotá, Colombia).

2. DESCRIPCIÓN PARÁMETROS DE CALIDAD DEL GAS A CUMPLIR TENIENDO EN CUENTA REGULACIÓN COLOMBIANA Y DE OTROS PAÍSES

Las especificaciones de calidad para gas natural han sido históricamente negociadas de manera individual y consideradas en los contratos entre el comprador o compañía de transporte y el productor o procesador del gas.

No obstante, debido a la importancia económica que tienen las especificaciones de calidad de gas natural para los diferentes agentes, así como el impacto en la salud y el medio, los gobiernos o agremiaciones han hecho esfuerzos para poder estandarizar dichos requerimientos, de tal forma que, independiente de los temas particulares de cada contrato, siempre se cuenten con especificaciones de calidad mínimas que garanticen, entre otros, la calidad del producto recibido y transportado, la integridad de las facilidades, la seguridad de las personas, la protección al medio ambiente, entre otros.

Los valores asociados a los parámetros de calidad de gas, así como los límites de variación para cada uno de ellos, van a depender de factores como: características del gas en el yacimiento, técnicas empleadas para el tratamiento y procesamiento del gas. Lo relacionado con la variación es de gran importancia en términos de eficiencia energética, ya que siempre se busca contar con fuentes de suministro estables, con muy poca variación en los parámetros de calidad, de tal forma que los procesos industriales que emplean el gas natural se vean afectados lo mínimo posible con respecto a su punto de óptimo desempeño. Particularmente en Colombia, en años recientes se ha presentado un aumento significativo de las fuentes convencionales de suministro de gas natural que ingresa a las redes de transporte, aspecto que trae consigo una amplia variación en los parámetros de calidad de gas monitoreado. Adicionalmente, el potencial de aumento en la variación de estos parámetros se ve incrementado por las nuevas fuentes de

suministro que están en proceso de implementación, tales como “shale gas” y “GNL”.

2.1. CALIDAD DEL GAS EN OTROS PAÍSES

Las especificaciones de calidad de gas pueden incluir límites para:

- Límites de intercambiabilidad: índice de Wobbe, velocidad de llama Weaver, índice de AGA, factor de combustión incompleta, índice de hollín.
- Punto de rocío de hidrocarburo y agua.
- Contaminantes sólidos y líquidos.
- Sulfuro de hidrógeno y azufre total.
- Dióxido de carbono, nitrógeno e inertes totales.
- Oxígeno e hidrógeno.
- Concentración para hidrocarburos especificados.
- Contaminantes, mercurio, arsénico, helio, argón, cloruros, metales.
- Olor.

Las especificaciones para las impurezas son normalmente prescriptivas sobre las concentraciones de las mismas, es decir, como los valores máximos para el oxígeno, el azufre total, el sulfuro de hidrógeno y los valores máximos para los puntos de rocío del agua y los hidrocarburos. Un número limitado de países ha introducido especificaciones para el contenido máximo de hidrógeno.

Estas especificaciones de impurezas son necesarias para proteger los sistemas de tuberías y/o las instalaciones del cliente contra la corrosión y daños mecánicos o de otro tipo. A menudo, las especificaciones de calidad del gas también incluyen una “cláusula de impureza” general dirigida a proscribir componentes que no son monitoreados pero que podrían, si están presentes en el gas, causar problemas operativos y/u otros al usuario final.

Tabla 2. Descripción componentes del gas natural

COMPONENTE DEL GAS	DESCRIPCIÓN	INCONVENIENTE
HIDROCARBUROS	<p>Proporciona el valor calorífico del gas natural cuando se quema.</p> <p>El hidrocarburo más abundante es el metano, pero se encuentran otros hidrocarburos en concentraciones decrecientes a medida que aumenta el número de átomos de carbono en las moléculas de hidrocarburo (o número de carbono).</p> <p>Los líquidos de hidrocarburos, una fase líquida rica en hidrocarburos, se forman a través de la condensación de la fase gaseosa.</p>	<p>Los hidrocarburos más pesados podrían formar fases líquidas en la red, causando problemas de bloqueo.</p> <p>El control del punto de rocío de hidrocarburo es el método preferido para controlar la formación de líquido.</p> <p>La especificación normalmente refleja la temperatura ambiente esperada y, por lo tanto, el riesgo de que se produzca una caída de hidrocarburos.</p>
DILUYENTES O GASES INERTES	<p>Los gases inertes típicos son dióxido de carbono, nitrógeno, helio y argón.</p> <p>No son combustibles y normalmente están presentes en cantidades relativamente pequeñas. Tanto el dióxido de carbono como el nitrógeno pueden usarse para reducir el poder calorífico de un gas.</p>	<p>Índices de Wobbe muy bajos si una gran cantidad de gas inerte está presente en el combustible, lo que afecta la eficiencia de la combustión.</p>
CONTAMINANTES	<p>Por lo general, están presentes en concentraciones muy bajas, pero pueden afectar las operaciones aguas abajo.</p> <p>Pueden existir implicaciones para la salud y la seguridad si las personas están expuestas a los contaminantes u otros productos de combustión.</p>	<p>Puede causar la corrosión de la red de tuberías y restringir el flujo de gas.</p> <p>Las turbinas son particularmente sensibles a las impurezas ya que el gas se quema a temperaturas muy altas. En estas condiciones, las impurezas metálicas, como el mercurio, pueden formar amalgamas con los componentes del motor, causando fragilidad, grietas y fallas prematuras.</p>
AGUA	<p>La cantidad de agua en el gas puede expresarse sobre una base molar o, usualmente, como una temperatura de rocío a la que se forma una fase líquida rica en agua.</p> <p>Los hidratos son sólidos similares al hielo que contienen hidrocarburos, y pueden formarse</p>	<p>La presencia excesiva de agua en el gas natural puede causar la corrosión de la tubería.</p> <p>La formación de hidratos puede bloquear las válvulas y, en caso extremos, la tubería misma.</p>

		<p>si la temperatura del gas disminuye (en una estación de reducción de presión, por ejemplo).</p> <p>La temperatura, presión y composición del gas natural en la tubería de transmisión están controladas para evitar la formación de gotas de agua e hidratos.</p>	
OXÍGENO		<p>El oxígeno está estrictamente controlado en el Reino Unido para proteger los tamices moleculares en los sitios de almacenamiento de GNL.</p> <p>En aquellos países que tienen puntos de entrada de biogás, por ejemplo, Alemania, se especifica un límite alto de típicamente 3%.</p>	<p>Puede promover la corrosión de la tubería en presencia de agua y azufre.</p> <p>En sitios de almacenamiento subterráneos, el oxígeno promueve la actividad bacteriana que produce sulfuro de hidrógeno.</p>
HIDRÓGENO		<p>El hidrógeno es inflamable y en el Reino Unido puede ser tolerado por la mayoría de los electrodomésticos hasta alrededor del 4% en moles.</p>	<p>Es asociado con el agrietamiento por corrosión bajo tensión de las tuberías de acero.</p>
SULFURO DE HIDRÓGENO	DE	<p>El sulfuro de hidrógeno es tóxico y se controla por motivos de salud y seguridad.</p> <p>El sulfuro de hierro se produce como resultado de la reacción del sulfuro de hidrógeno con el óxido de hierro, creado por la corrosión de metales ferrosos. El sólido, a menudo de color negro, puede encender espontáneamente cuando se expone al aire.</p>	<p>El sulfuro de hidrógeno reacciona con las tuberías de cobre comúnmente utilizadas en los sistemas domésticos para formar copos de sulfuro de cobre que forman un polvo negro y pueden provocar el bloqueo de los filtros y los chorros del quemador si se acumula.</p>
ESPECIES AZUFRE ORGÁNICO	DE	<p>Los compuestos orgánicos de azufre son mercaptanos (también conocidos como tioles) y sulfuros que pueden estar presentes naturalmente en el gas.</p>	<p>Limitado debido al olor altamente desagradable.</p> <p>También para reducir el posible efecto de enmascaramiento que puedan tener los aromatizantes añadidos al gas para ayudar a la detección pública de fugas de gas.</p>
LÍQUIDOS SÓLIDOS	O	<p>Generalmente solo se introduce en la red por fallas operativas.</p> <p>La mayoría de las regulaciones establecen que el gas natural debe estar comercialmente libre de materiales o polvo y otros materiales sólidos y líquidos para</p>	<p>Puede causar corrosión, fatiga o daño por abrasión en la tubería y restringir el flujo de gas.</p> <p>Tienen el potencial de causar daños severos a las cuchillas del medidor de turbina.</p>

	no interferir con la integridad o el funcionamiento de la red o los aparatos que queman gas.	Los líquidos pueden bloquear los filtros y las líneas de impulso de los equipos de medición de presión. La acumulación de líquidos en cualquier lado de un medidor de placa de orificio causará un grave sub-registro del volumen medido.
--	--	---

FUENTE: **Fuente:** Union, I. G. (2011). Petroleum B. guidebook to gas interchangeability and gas quality.

A continuación, se proporciona detalles sobre las limitaciones de calidad del gas para varios componentes en algunos países:

Tabla 3. Calidad de gas para varios países

PAIS	VALOR CALORÍFICO	INDICE WOBBE	DENSIDAD RELATIVA	H ₂ S	AZUFRE TOTAL	O ₂ /H ₂
REINO UNIDO		47,2 – 51,4 MJ/m ³		<5mg/m ³	<50mg/m ³	O ₂ <0,001%mol H ₂ <0,1%mol
FRANCIA	10,7 – 12,8 kWh/m ³ a 25°C de combustión			(H ₂ S+COS) <5mg/m ³	<30mg/m ³	O ₂ <100ppm H ₂ <6% (biogás)
ALEMANIA	30,2-47,2 a 0°C 1,0325 bar	46,1-56,5 MJ/m ³		<5mg/m ³	40mg/m ³	O ₂ <0,6%mol
ITALIA	34,95-45,28 a 15°C 1,01325 bar	47,31-52,33	0,5548-0,8	<6,6mg/m ³		O ₂ <0,2
ESPAÑA	36,83-44,03 MJ/m ³ a 25°C (0°C 1,01325 bar)	48,13-57,60 MJ/m ³ a 25°C (0°C 1,01325 bar)			<50mg/m ³	
EASEE-gas		48,32 a 54,0 MJ/m ³ a 15°C, V (15°C: 1,01325 bar)	0,65	H ₂ S + COS < 5 mg/m ³ como azufre	<30mg/m ³	
BRASIL	35-42 MJ/m ³ gas seco a 20°C, 101,325kPa	46,5-52,5 MJ/m ³		10,0 mg/m ³	<70mg/m ³	O ₂ <0,5%vol
USA		1,245-1,365				O ₂ <10ppm a 0,001 %vol
MÉXICO	35,42-41,53 MJ/m ³ secado bruto real @20/20°C, 101,33 kPa	45,8 – 50,6 @20/20 °C, 101,33 kPa		<6,1mg/m ³	150 mg/m ³	O ₂ <0,2 %mol
JAPON	45MJ/m ³ +/- 1 MJ					
KOREA	43,54 MJ/Nm ³	52,75 a 57,78 MJ/Nm ³		<6mg/m ³	<31,4 mg/m ³	

PAIS	INERTES (N ₂ , CO ₂)	IMPUREZAS	CONTENIDO DE HC Y H ₂ O	OLOR	TEMP.
REINO UNIDO	<2,5%	No debe contener sólidos o líquidos que puedan interferir con la integridad de la red o los dispositivos	Tal que los líquidos no interfieran con la integridad de la red o los dispositivos	Sin olor que pueda infringir requisitos legales	1-38°C
FRANCIA	<2,5%	Mercurio<1mg/m ³	Punto de rocío agua <-5°C, Punto de rocío de HC <-2°C entre 1-70 bar	<40mg equivalente a THT/m ³	0-60°C
ALEMANIA	<6% (biogas injection)	Técnicamente libre de niebla, polvo y líquido	Temperatura de fondo a presión de tubería	El gas debe tener un "olor de advertencia" a nivel de distribución	
ITALIA	<3%mol	Sin HC o agua líquida y sin sólidos o gases que puedan dañar el sistema		Debe ser aromatizado para clientes domésticos	Max 50°C
ESPAÑA	<2,5% mol	no contiene sólidos o líquidos	Punto de rocío HC <5°C a 1-70 bar; punto de rocío del agua 2°C a 70 bar.	22mg de THT/m ³ de gas en la estación de regulación	
EASEE-gas	<2,5%mol		Punto de rocío del agua <-8°C a 70 barg, punto de rocío de HC <-2°C a 1-70 bar		
BRASIL		El gas no debe contener partículas sólidas o líquidas visibles	Punto de rocío <-45°C a 1 atm		
USA	CO ₂ <2%vol, total inertes >3% y 4%	El gas no contendrá ningún material tóxico y peligroso	Punto de rocío cricondentérmico HC<-5°F, asumiendo C ₆₊ es 48% C ₆ , 35% C ₇ , 15% C ₈ y 2% C ₉ <1,5% C ₄₊		>35°F
MÉXICO	CO ₂ <3% vol, N ₂ <5%vol, Total inertes <5%vol	Libre de polvos, o cualquier sólido que pueda causar problemas en las tuberías y sus instalaciones. Libre de líquidos	Contenido de agua <112 mg/m ³ ; Pubto de rocío HC<2°C a 0-8000 kPa		10-50°C
JAPON					
KOREA	N ₂ <1,0%	No menos de 85% mol de C ₁			

Fuente: Union, I. G. (2011). Petroleum B. guidebook to gas interchangeability and gas quality.

Las especificaciones del Reino Unido incluyen parámetros como el índice de hollín y el factor de combustión incompleta necesarios para los calentadores de espacios de aparatos particulares del Reino Unido (por ejemplo, fuegos decorativos) y calentadores de agua.

La Corporación de Gas de Corea, KOGAS, importa GNL y suministra GNL vaporizado a los usuarios finales.

Con el costo cada vez mayor de GNL, KONAS está explorando la oportunidad de introducir gas de tubería (desde Rusia a través de China) a la red existente diseñada y operada con GNL vaporizado. Como paso inicial, KOGAS está desarrollando una especificación de calidad de gas que permitirá la introducción de gas de tubería sin comprometer la integridad de la red o la seguridad de los usuarios finales.

Las especificaciones europeas de gas al por mayor no incluyen especificaciones para las características de combustión incompleta, ya que se considera que las limitaciones del índice de Wobbe y de los gases inertes son suficientes⁴².

2.2. CALIDAD DEL GAS EN COLOMBIA

El gas natural normalmente está saturado con vapor de agua a las condiciones de presión y temperatura de operación. La mayoría de esta agua se encuentra en forma líquida y puede ser removida pasando el gas a través de separadores, sin embargo, aún después de pasar el gas por los separadores queda agua en forma de vapor. Si éste vapor se condensa parcialmente, por efecto de variaciones en la presión y la temperatura del gas, podrían producirse diversos problemas referentes al aseguramiento del flujo en tuberías y plantas de procesamiento, tales como:

a) Corrosión en tuberías: causadas por la presencia de H₂S y/o CO₂, los cuales se disuelven en el agua formando ácidos que son altamente corrosivos.

b) Reducción de la capacidad de transporte de gas en las tuberías: el agua líquida puede depositarse en las partes bajas de las tuberías e incrementar la caída de presión y/o producir tapones de líquidos. Por otro lado, la presencia de agua libre también ocasiona serios problemas en plantas de extracción de líquidos del gas

⁴² Union, I. G. (2011). Petroleum B. guidebook to gas interchangeability and gas quality.

natural y en equipos secundarios tales como intercambiadores de calor, compresores, instrumentos, etc.

c) Formación de hidratos: los hidrocarburos de bajo peso molecular (metano, etano, propano e isobutano) y otros gases (nitrógeno, CO₂, H₂S), al combinarse con el agua, en condiciones de alta presión (de 2500 hasta 11000 kPa) y baja temperatura (entre 35,33 y 53,33°F), pueden formar hidratos de gas, los cuales tienen una densidad media de 56,14 lb/pie³.⁴³

El gas natural que se recibe de los yacimientos se caracteriza también por ser amargo por los componentes ácidos que contiene, con fines de comercialización y uso se le debe realizar un acondicionamiento con un proceso llamado endulzamiento; éste proceso se hace con el fin de remover el H₂S y el CO₂ del gas natural, debido a que éstos compuestos son gases que pueden ocasionar problemas en el manejo y procesamiento del gas, así como también problemas de corrosión, olores perniciosos, emisiones de compuestos causantes de lluvia ácida, entre otros.

En Colombia, las especificaciones técnicas del gas natural para que pueda ser transportado y consumido por los usuarios, salvaguardando la salud humana y la integridad de los gasoductos y equipos, están definidas en el Reglamento Único de transporte de gas natural (RUT). Este reglamento lo expide la Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG) adscrita al Ministerio de Minas y Energía. Así, por ejemplo, el RUT establece un contenido máximo de 6 libras de agua por millón de pies cúbicos de gas natural, para evitar la formación de hidratos y de agua líquida dentro de los gasoductos y equipos de medición. Igualmente, define las condiciones del poder calorífico, así como los contenidos máximos de CO₂ y H₂S.

⁴³ ERDMANN, E., ALE RUIZ, L., BENÍTEZ, L., & TARIFA, E. (2012). Análisis de sensibilidad por simulación del proceso de deshidratación de una planta de acondicionamiento de gas natural. *Avances En Ciencias E Ingeniería*, 3(3), 119-130.

El gas natural entregado al Transportador por el Agente, en el Punto de Entrada del Sistema de Transporte y por el Transportador en el Punto de Salida, deberá cumplir con las especificaciones de calidad indicas en la Tabla 4.

Tabla 4. Especificaciones de Calidad del Gas Natural

Especificaciones	Sistema Internacional	Sistema Inglés
Máximo poder calorífico bruto (GHV) (Nota 1)	42.8 MJ/m ³	1.150 BTU/ft ³
Mínimo poder calorífico bruto (GHV) (Nota 1)	35.4 MJ/m ³	950 BTU/ft ³
Contenido de Líquido (Nota2)	Libre de líquidos	Libre de líquidos
Contenido total de H ₂ S máximo	6 mg/m ³	0.25 grano/100PCS
Contenido total de azufre máximo	23 mg/m ³	1.0 grano/100PCS
Contenido CO ₂ , máximo en % volumen	2%	2%
Contenido de N ₂ , máximo en % volumen	5%	5%
Contenido de inertes máximo en % volumen (Nota 3)	5%	5%
Contenido de oxígeno máximo en % volumen	0.1%	0.1%
Contenido máximo de vapor de agua	97 mg/m ³	6.0 Lb/MPCS
Temperatura de entrega máximo	49 °C	120°F
Temperatura de entrega mínimo	7.2 °C	45 °F
Contenido máximo de polvos y material en suspensión (Nota 4)	1.6 mg/m ³	0.7 grano/1000 pc
Número de Wobber (Nota 5)	Entre 46.6 MJ/m ³ y 52.7 MJ/m ³	Entre 1250.0 BTU/ft ³ y 1414.7 BTU/ft ³

Fuente: MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Resolución CREG 050 de 2018 (RUT). Bogotá: COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, Cuadro 7

Nota 1: Todos los datos sobre metro cúbico ó pie cúbico de gas están referidos a Condiciones Estándar.

Nota 2: Los líquidos pueden ser: hidrocarburos, agua y otros contaminantes en estado líquido.

Nota 3: Se considera como contenido de inertes la suma de los contenidos de CO₂, nitrógeno. El oxígeno se considera como un contaminante.

Nota 4: El máximo tamaño de las partículas debe ser 15 micrones.

Nota 5: Calculado con el poder calorífico superior en base volumétrica a condiciones estándar definidas en la presente resolución y con la densidad relativa real a las mismas condiciones⁴⁴.

2.3. MEDICIÓN DEL PUNTO DE ROCÍO Y PODER CALORÍFICO

2.3.1 Medición punto rocío. El PRHC se puede medir a través de equipos de espejo enfriado, ya sean manuales o automáticos. En estos equipos una muestra del gas a la presión de interés se enfría lentamente hasta que se observa aparición de condensado, registrándose la temperatura a la que esto ocurre lo cual se conoce como el Punto de Rocío de Hidrocarburo.

En el equipo manual, la detección del condensado es efectuada por un operador, y por consiguiente se requiere que éste posea la habilidad, un buen entrenamiento y criterio para que la medición sea adecuada.

Se han diseñado varios medidores ópticos y automáticos de punto de rocío en línea en los últimos treinta años. Todos estos instrumentos funcionan sobre el principio fundamental de la medición directa de la temperatura a la que los hidrocarburos líquidos comienzan a formarse en una superficie enfriada expuesta

⁴⁴ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Resolución CREG 050 de 2018 (RUT). Bogotá: COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, Cuadro 7

a la muestra de gas que se va a medir, por definición, el punto de rocío de hidrocarburos.

Las principales dificultades para hacer una medición fundamental tan directa, están asociadas con dos características de la formación de hidrocarburos líquidos en el gas natural. En primer lugar, la apariencia incolora y la baja tensión superficial de los condensados de gas natural significa que la película líquida, que se forma cuando la muestra se enfría a través de la temperatura del punto de rocío, es casi invisible para el ojo humano. Así mismo, es difícil de detectar utilizando los sistemas opti-electrónicos requeridos por un sistema de medición automático.

En segundo lugar, el gas natural tiene un espectro de componentes potencialmente condensables que contribuyen al líquido formado cuando el gas se enfría a través del punto de rocío del hidrocarburo. Este efecto es complejo ya que algunos de los compuestos de hidrocarburo presentan afinidad entre sí, mientras que otros se repelen, pero efectivamente el componente más pesado se condensa primero, seguido de los compuestos más ligeros en orden descendente de peso molecular. La dificultad aquí es que, a diferencia de la medición del punto de rocío del agua donde el objetivo es determinar la temperatura a la cual un único componente condensable (vapor de agua) se satura, el punto de rocío del hidrocarburo es, por su propia naturaleza, indistinto, ya que la condensación ocurre gradualmente en un rango de temperatura⁴⁵.

2.3.2. Medición poder calorífico. La comercialización del gas natural depende de su poder calorífico, que corresponde al principal indicador para establecer su precio y del cumplimiento de restricciones sobre el valor de ciertos parámetros que tienen impacto sobre la seguridad de los procesos de transporte y uso del gas

⁴⁵ BENTON, A. (2006). Determination of hydrocarbon dew point in natural gas. Am Sch Gas Meas Technol, 1-8.

natural y en ocasiones la legislación en diferentes zonas geográficas establece límites permisibles distintos para cada uno de ellos, razón por la cual, ha sido necesaria la creación de normas internacionales para contribuir a eliminar las barreras técnicas en el comercio y transporte del gas natural.

El poder calorífico se define como la cantidad de calor liberado por la combustión completa a condiciones estándar establecidas por cada país de una unidad de volumen del gas a condiciones de referencia, normal en el caso de Europa (273,15 K y 1013,25 mbar) y estándar para el caso de Estados Unidos (288,15 K y 1013,25 mbar).

Existen dos maneras de presentar esta propiedad: Poder calorífico superior (PCS), que es el poder calorífico que se calcula considerando que el agua resultante de la combustión se encuentra en estado líquido (condensado), y Poder Calorífico Inferior (PCI), que es el poder calorífico resultante al asumir que el agua producto de la combustión está en estado vapor, es decir, el poder calorífico superior considera que el vapor de agua generado en la combustión está condensado, y por lo tanto tiene en cuenta el calor generado por el cambio de fase; mientras que en el caso del poder calorífico inferior, no se tiene en cuenta el aporte de calor por la condensación del vapor de agua. Su determinación se puede realizar de manera directa midiendo el poder calorífico superior usando calorímetros o equipos de combustión catalítica, o de manera indirecta basándose en la identificación de la composición obtenida por análisis cromatográfico y se puede presentar diferencias en orden de magnitud al ser expresado el poder calorífico a condiciones normales (MJ/m^3) o estándar (kcal/m^3)⁴⁶.

En los usos industriales, el poder calorífico inferior es de mayor interés, ya que los gases de combustión suelen encontrarse a una temperatura de condensación del vapor de agua. Puesto que el poder calorífico representa la cantidad de energía

⁴⁶ Elizabeth Ayala, B., Adriana Alexandra Aparicio, A., & Carlos Eduardo García, S. (2016). Revisión del cálculo de poder calorífico y punto de rocío del gas natural, y de la estimación de sus incertidumbres. *Revista Ion*, Vol 29, Iss 2, Pp 87-99 (2016), (2), 87.

disponible en un gas, representa también la calidad del gas que se está utilizando. A mayor poder calorífico de un gas, será necesaria menor cantidad en masa o volumen para generar una determinada cantidad de energía de combustión, mientras que, a menor poder calorífico, la cantidad requerida será mayor. En la industria, el gas se suele facturar por unidad de volumen, lo que hace entonces necesario controlar que el poder calorífico sea lo más constante posible. En resumen, un gas de mayor poder calorífico se traducirá en un menor costo de operación del proceso en cuestión.

Existen diversos métodos para la determinación del poder calorífico de un gas combustible. Uno de los métodos más antiguos, aún utilizado en laboratorios, es el del calorímetro o bomba calorimétrica. El equipo consiste en un recipiente herméticamente cerrado, de volumen constante y perfectamente aislado, donde se introduce el gas cuyo poder calorífico desea medirse. Mediante una chispa se provoca la ignición del gas, registrándose entonces un cambio de temperatura con un termómetro externo conectado al recipiente, en base a lo cual se calcula el calor liberado por la reacción de oxidación o combustión. Este método, si bien es considerablemente exacto, tiene la desventaja de ser discontinuo y de que el gas a medir termina siendo destruido por la combustión. Por esta razón, no encuentra aplicación en la industria de producción de gas natural ni en las industrias consumidoras a gran escala.

Tradicionalmente, la medición industrial continua de poder calorífico se realiza con cromatógrafos de gas en línea. Esta técnica consiste en separar los componentes de la muestra de gas dentro de una columna cromatográfica, normalmente un tubo capilar, donde se encuentra un soporte o fase estacionaria, siendo la fase móvil el propio gas a analizar. Por fenómenos de adsorción, los componentes del gas son retenidos sobre la fase estacionaria, variando su tiempo de elución en la columna según su peso molecular. Los componentes de menor peso molecular tendrán un tiempo de elución menor, mientras que los de mayor peso molecular tendrán un tiempo mayor. A la salida de la columna se encuentra un detector selectivo a

hidrocarburos, generalmente del tipo de conductividad térmica. Como resultado del análisis, se obtiene un cromatograma, un gráfico que indica qué porcentaje de cada hidrocarburo se encuentra en el gas analizado. Esta información se utiliza luego para el cálculo del poder calorífico, y demás parámetros requeridos.

El método cromatográfico es uno de los más exactos y difundidos como estándar industrial, ya que puede analizar hasta nonano (C_9H_{20}) y superiores (C_9+). Presenta, sin embargo, algunas desventajas: el análisis no es completamente continuo, ya que existe un tiempo de elución de la columna cromatográfica o ciclos de análisis, que suele estar en los cinco a diez minutos, dependiendo de la cantidad de componentes a analizar. Asimismo, se requiere un gas de transporte o *carrier* para hacer fluir el analito a través de la columna cromatográfica y un gas patrón para calibración compuesto por concentraciones conocidas de cada componente analizado. Dichos gases de servicio representan un costo de operación elevado que, sumado al costo de adquisición del instrumento, se traduce en un alto costo total de propiedad.

Otros métodos de análisis que se pueden encontrar en la industria incluyen el de conductividad térmica y el de velocidad de propagación de una onda sonora en el gas. Con estos métodos se calcula el poder calorífico en forma directa, sin calcular el porcentaje de cada componente constituyente del gas analizado.

Un método de medición alternativo es el análisis mediante un analizador de gas fotométrico no dispersivo infrarrojo (o NDIR). El método se utiliza ampliamente a nivel industrial para la medición de gases activos en el espectro infrarrojo, que incluye monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO_2), óxido nítrico (NO), dióxido de azufre (SO_2), metano (CH_4), y otros hidrocarburos.

La fotometría y espectrometría NDIR son comúnmente utilizadas para el análisis químico debido a la capacidad de la radiación infrarroja de interactuar con una gran variedad de moléculas. Cuando la radiación infrarroja atraviesa un gas, parte de ella será absorbida disminuyendo así la intensidad de la radiación resultante. El

análisis cuantitativo se utiliza, entonces, para determinar la cantidad o concentración de un analito, basándose en la Ley de Lambert-Beer. Puesto que las moléculas absorben radiación infrarroja en bandas específicas a la molécula, comparar la radiación incidente y resultante a dichas longitudes de onda específicas permite la cuantificación de la concentración de la muestra.

Debido a que los hidrocarburos son activos en el espectro infrarrojo, es posible utilizar este método como una alternativa a los métodos tradicionales aplicando las ecuaciones de cálculo de la norma ISO 6976⁴⁷.

2.3.2.1 Cálculo del poder calorífico. De forma tal de utilizar siempre los mismos criterios de cálculo de parámetros, se aplican estándares de cálculo internacionalmente aceptados. Existen diversos estándares, uno de los más comunes es la norma ISO 6976. Dicha norma establece los métodos de cálculo para poder calorífico, densidad relativa e índice de Wobbe del gas natural, sustitutos de gas natural y otros gases combustibles. Como información inicial, la norma requiere conocer la fracción molar de cada uno de los componentes combustibles presentes en el gas de interés. Es entonces aquí que se hace necesaria la medición correcta de cada componente y, por consiguiente, la utilización de un analizador de gases.

La ecuación de cálculo general de poder calorífico de un gas real expresada por la ISO 6976 tiene la siguiente forma⁴⁸:

$$\tilde{H}[t_1, V(t_2, p_2)] = \frac{\sum_{j=1}^N x_j \cdot \tilde{H}_j^0[t_1, V(t_2, p_2)]}{Z_{min}(t_2, p_2)} \quad \text{Ecuación 2}$$

⁴⁷ MEDICIÓN CONTINUA DE PODER CALORÍFICO EN GAS NATURAL. Tecnología NDIR. Matías Hugo Clavin. Reporte especial Instrumentación analítica. AADECA REVISTA. Mayo-Junio 2017. Edición 5.

⁴⁸ ISO-6976:2016, "Natural gas – calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe index from composition".

Donde,

$$\tilde{H}[t_1, V(t_2, p_2)]$$

Es el poder calorífico real en base volumétrica

$$Z_{min}(t_2, p_2)$$

Es el factor de compresibilidad a las condiciones de medición

$$\tilde{H}_j^0[t_1, V(t_2, p_2)]$$

Es el poder calorífico ideal en base volumétrica para el componente j

$$x_j$$

Es la fracción molar del componente j

ISO-6976:2016

2.4 INTERCAMBIABILIDAD DEL GAS NATURAL

La intercambiabilidad se define como la habilidad para sustituir un combustible gaseoso por otro perteneciente a la misma familia, en una aplicación de combustión, sin cambiar la seguridad operativa, la eficiencia, garantizando la seguridad del usuario y desempeño en términos del incremento de emisiones contaminantes dentro del rango permisible, es decir, medida del grado en que las características de combustión de un gas son compatibles con las de otro gas. Se dice que dos gases son intercambiables cuando un gas puede ser sustituido por otro sin interferir con la operación de los equipos de combustión.

Todos los equipos de combustión a gas están diseñados para operar con un intervalo particular de especificaciones de gas. Si las propiedades del gas se salen de dicho intervalo esto puede representar problemas de combustión incompleta, daños en los equipos y una operación riesgosa, entre otros.

Es así como en la industria del gas surgió la necesidad de desarrollar el concepto de “intercambiabilidad”. En términos generales, la intercambiabilidad es la capacidad de sustituir un combustible gaseoso por otro en un equipo de combustión, de manera que, sin realizarle ningún ajuste, no se presenten diferencias desde el punto de vista de la seguridad operacional, la eficiencia, el desempeño o las principales características de las emisiones al medio ambiente.

En la actualidad existen diversos métodos para hallar la intercambiabilidad de gases combustibles, en un principio fueron establecidos para gases manufacturados y progresivamente incluyeron el gas natural y el GLP, se basan en el cálculo de magnitudes llamadas “índices de intercambiabilidad” las cuales relacionan las propiedades fisicoquímicas del gas y los fenómenos de combustión, permitiendo una mejor caracterización, y en consecuencia un tanto más ajustado y preciso de intercambiabilidad, asimismo, determinan el comportamiento de la combustión del gas sustituto. Estos métodos se agrupan:

Tabla 5. Métodos de intercambiabilidad

Grupo I Métodos de Índices simples	- Índice de Wobbe
	- Índice de Willien
	- Índice de Knoy
	- Índice de Schuster
	- Índice C de la AGA
Grupo II Métodos de Índices múltiples	- Índices de la AGA
	- Índice de puntas amarillas
	- Índices de Weaber
Grupo III Métodos con Diagramas	- El método de Delbourg
Grupo IV otros métodos	- Sommers-Ruhrigas

Fuente: MONTAÑA HERRERA, Daniel Dario. Determinación de las propiedades de combustión e identificación de problemas de intercambiabilidad de las mezclas de gas

natural con otros combustibles de refinería. Trabajo de grado (Magister en Ingeniería Química). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería Química. Bucaramanga. 2011

Los métodos simples, están relacionados con la intercambiabilidad en lo concerniente a la potencia térmica de entrada al artefacto y no se direccionan a otros parámetros como el retroceso y desprendimiento de llama puntas amarillas y combustión incompleta. Debido a éstas limitaciones se desarrollan otros métodos⁴⁹.

El parámetro para verificar la intercambiabilidad de gases inyectados al Sistema Nacional de Transporte será el Número de Wobbe, el cual deberá estar dentro del rango establecido por la resolución 050 de 16 de abril de 2018 del Ministerio de Minas y Energía, en el poder calorífico superior a condiciones estándar. El número de Wobbe se calculará de acuerdo con los estándares AGA Report No. 5 o ISO 6976, última edición.

El número de Wobbe del gas entregado en los puntos de entrada del sistema nacional de transporte será establecido por el transportador mediante mediciones de composición de gas a través de cromatógrafos en línea. En caso que el cromatógrafo no disponga de la capacidad para registrar directamente el valor del número de Wobbe, ese se calculará con base en los registros de poder calorífico y gravedad específica.

El intercambio de gases en Colombia empieza a tener relevancia a partir de la mezcla de cantidades importantes de gas natural de distintos campos (ejemplo: Cusiana y Cupiagua, La Guajira, La Creciente, Gibraltar), y ahora por la mezcla de gas local con gas natural importado.

⁴⁹ MONTAÑA HERRERA, Daniel Dario. Determinación de las propiedades de combustión e identificación de problemas de intercambiabilidad de las mezclas de gas natural con otros combustibles de refinería. Trabajo de grado (Magister en Ingeniería Química). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería Química. Bucaramanga. 2011.

La especificación de calidad relacionada con el intercambio de gases es una variable relevante para el gas importado que se inyecte al sistema nacional de transporte. Una vez definida esta especificación, el importador obtendrá el gas en el mercado internacional acorde con la calidad exigida o, antes de inyectar el gas en el sistema nacional de transporte, el importador realizará el tratamiento que corresponda para adecuar el gas a las condiciones de calidad requeridas.

3. ALTERNATIVAS OPERATIVAS A TENER EN CUENTA AL MOMENTO DE PROCESAR GAS NATURAL PARA LLEVARLO A CONDICIONES DE VENTA QUE CUMPLA CON LO EXIGIDO EN LA NORMATIVIDAD COLOMBIANA.

A continuación, se describen los diferentes componentes del gas natural, los inconvenientes que se pueden presentar en la operación si se encuentran presentes y las diferentes alternativas existentes para ser retirado del gas.

Tabla 6. Descripción componente, regulación y proceso gas natural

COMPONENTE DEL GAS NATURAL	DESCRIPCIÓN	LIMITANTE	REQUISITOS DE CALIDAD (RES. 050/2018 CREG)	ALTERNATIVA OPERATIVA PARA RETIRARLO DEL GAS
H ₂ S (ácido sulfhídrico) y el CO ₂ (dióxido de carbono)	<p>El dióxido de carbono es un gas incoloro e inodoro, que a concentraciones bajas es tóxico, y que en concentraciones elevadas incrementa la frecuencia respiratoria y puede llegar a producir sofocación.</p> <p>A TENER EN CUENTA: Los parámetros básicos a considerar para su selección son el contenido de gases ácidos, la presión total del gas y presión parcial de los componentes ácidos, la relación H₂S/CO₂, la temperatura, el contenido de hidrocarburos pesados (C₃+) y el destino del gas</p>	<p>El CO₂ es un gas considerado como uno de los mayores contaminantes ambientales, debido al efecto invernadero. Desde el punto de vista de manejo y utilización del gas, el CO₂ tiene efectos negativos al disminuir el poder calorífico del gas y causar problemas de corrosión en instalaciones cuando hay presencia de agua líquida, por tal motivo, en las especificaciones RUT se estipula un límite máximo de 2% molar.</p>	Contenido total de H ₂ S máximo: 6 mg/m ³	<p>- Endulzamiento con solventes químicos:</p> <p>El gas que se va a tratar se pone en contacto en contracorriente con una solución de un componente activo que reacciona con los gases ácidos para formar compuestos inestables solubles en el solvente.</p> <p>La absorción química utilizando alconoaminas forma parte de los procesos más frecuentemente usados y de los más eficientes. La monoetanolamina (MEA) es la más reactiva de las etanolaminas</p> <p>Con MEA, se logran concentraciones muy bajas de CO₂ / H₂S.</p>

	<p>tratado; éste último, rige las especificaciones que se deben cumplir con el proceso de tratamiento a ser aplicado.</p>		<p>La DEA (Dietanolamina) se usa para endulzar corrientes de gas natural que contengan un total de 10% o más de gases ácidos a presiones de operación de unos 2,4 kg/cm² o mayores.</p> <p>- Endulzamiento con solventes físicos:</p> <p>El proceso con solvente físico se basa en la solubilidad del gas y no produce reacción química entre los contaminantes y el solvente, es comúnmente encontrado en aplicaciones para endulzamiento de gas de síntesis, su selección depende de la presión parcial del CO₂ en la corriente de gas ya que trabajan a altas presiones mayores de 500 psia, además depende de la temperatura, bajas temperaturas aumentan la solubilidad; sin embargo, la temperatura no es un factor que influya tanto como la presión. Entre sus desventajas se encuentra el arrastre de hidrocarburos (C3+) el cual disminuye con el</p>
--	---	--	--

				<p>contenido de agua.</p> <p>- Endulzamiento de gas con membranas.</p> <p>Para el endulzamiento del gas, los sistemas de membranas han sido los más eficientes para la remoción de dióxido de carbono (CO₂), y la mayoría de ácido sulfhídrico (H₂S), aunque para la remoción de este último se debe realizar otro proceso de tratamiento. Es más confiable que otros métodos a base de solventes químicos como las aminas.</p>
AGUA	<p>El vapor de agua es probablemente la impureza más común en un flujo de gas. Este proceso cobra mayor importancia en campos donde se manejan altas presiones.</p>	<p>El agua líquida y el gas natural pueden formar hidratos que taponan los equipos y tuberías.</p> <p>El agua líquida del gas natural es corrosiva principalmente si contiene CO₂ y H₂S.</p> <p>El vapor de agua del gas natural puede condensarse en las líneas llegando a causar taponamiento.</p> <p>Se debe retirar el agua para optimizar el funcionamiento de</p>	<p>Contenido máximo de vapor de agua: 97 mg/m³ (6.0 Lb/MPCS)</p>	<p>- Deshidratación por absorción.</p> <p>La temperatura del gas húmedo debe ser entre 60-120°F. Cuando la temperatura de la absorbidora está por debajo de 60°F, el incremento de la viscosidad del TEG puede reducir la eficiencia en la transferencia de masa. Las altas presiones favorecen la absorción, un rango común es 500-1000 psig.</p> <p>- Deshidratación por adsorción (lecho sólido).</p>

		<p>los compresores y para cumplir con la calidad exigida para su transporte en tuberías y comercialización.</p>	<p>La deshidratación con lecho sólido es una buena alternativa en aplicaciones como:</p> <p>Deshidratación para conseguir puntos de rocío de agua menor que -40°C a -50°C (-40 a -58°F), tales como las requeridas en la corriente de entrada de las plantas de extracción de LGN utilizando expansores.</p> <p>La deshidratación con sólidos es mucho más eficiente que la deshidratación con glicol, con esta técnica se alcanza un contenido de agua de 0,05 lb H₂O/MMPCS.</p> <p>El uso de una deshidratación con desecantes sólidos como otra alternativa a la deshidratación con Glicol puede generar beneficios ambientales y económicos importantes, entre los cuales se incluyen la reducción de costos de capital, operación y mantenimiento; así mismo se consigue un contenido mínimo de componentes orgánicos volátiles (VOC) y mínimos contaminantes peligrosos como benceno, tolueno, etil-benceno y xileno (BETEX).</p> <p>- Deshidratación de</p>
--	--	---	--

				<p>gas con membranas.</p> <p>Para deshidratar el gas, las membranas se pueden utilizar para separar los componentes de la corriente gaseosa del gas natural, como el vapor de agua, llegando a bajar el contenido de este a valores de 7 Lbs/MPCN, sin embargo, para cumplir con los requerimientos de transporte y venta es recomendable el uso de otro proceso de deshidratación.</p>
MERCURIO	<p>El mercurio puede ser removido durante diferentes etapas de su proceso dependiendo de varios factores, incluyendo la composición del gas de entrada, los niveles de mercurio de entrada, las preocupaciones ambientales del sitio y el capital disponible.</p> <p>Una razón conocida para eliminar el mercurio en una planta de procesamiento de gas natural es proteger a los intercambiadores de calor de aluminio soldado (cajas frías)</p>	<p>La mayoría de las fallas en intercambiadores criogénicos producidas por mercurio, que han sido reportadas, han ocurrido por FML (Fragilización por metal líquido) en tuberías y cabezales de aleaciones de aluminio que contienen magnesio, en la mayoría de los casos en soldaduras de aleaciones 5083, 5086.</p> <p>Las grietas producidas por contacto con mercurio se observan luego de 7 a 8 años de servicio.</p>		<p>La eliminación de mercurio de las corrientes de gas y líquido puede llevarse a cabo mediante procesos no regenerativos y regenerativos:</p> <p>- Procesos no regenerativos. La mayoría de estos procesos usan azufre en forma de sulfuro de metal o como azufre impregnado en un soporte tal como carbón activado u óxidos de metal (por ejemplo, alúmina). En este proceso, el mercurio reacciona con el azufre, formando un compuesto estable. En algunos casos, se ha utilizado carbón activado promovido con yoduro de</p>

				<p>potasio.</p> <p>- Procesos regenerativos: En este proceso, se utiliza un tamiz molecular promovido por plata, donde el mercurio reacciona con la plata formando una amalgama. Esta amalgama se descompone a través de un proceso de regeneración.</p>
HELIO	<p>El helio es ampliamente utilizado en medicina, industria, además, es necesario para investigación científica.</p> <p>Alternativamente, se proponen tecnologías de membrana para la separación de helio.</p>	<p>Una pequeña concentración, que también depende mucho del campo, hace que las tecnologías usuales para su separación (destilación criogénica y adsorción de presión) no sean rentables en la mayoría de los campos de gas natural.</p>		<p>La nanomembrana para las tecnologías de membrana aplicadas a la separación de helio se puede crear sobre la base de partículas de fullereno o nanotubos de carbono.</p> <p>Se puede eliminar también mediante inyección de nitrógeno.</p>
NITRÓGENO	<p>El Nitrógeno debe eliminarse del gas producido porque una alta concentración de nitrógeno reduce el valor de calentamiento del gas natural.</p>	<p>El incremento de nitrógeno en el "gas seco" entregado a clientes modifica principalmente el "poder calorífico", que es la medida de la cantidad de energía liberada durante la combustión; ya que el nitrógeno es un gas inerte del cual no se obtiene energía alguna.</p>	<p>Contenido de N₂, máximo en % volumen: 5%.</p>	<p>Se puede eliminar mediante destilación criogénica, adsorción por oscilación de presión o separación por membrana.</p> <p>El producto final de la planta (destilación criogénica) contendrá como máximo 1.2% mol de Nitrógeno.</p>

OXÍGENO	El oxígeno se considera como un contaminante en el gas natural.	El oxígeno puede propiciar presencia de bacterias que pueden provocar corrosión en las tuberías.	Contenido de oxígeno máximo en % volumen: 0.1%.	El oxígeno puede eliminarse mediante el uso de recogedores no regenerativos cuando existe a bajas concentraciones. A concentraciones más altas, se puede extraer del gas mediante una reacción catalítica para producir agua, que luego se elimina en el proceso de deshidratación.
COMPONENTES DE ARSÉNICO	Material que es considerado tóxico.	Si están presentes en el gas natural los componentes de arsénico, deben eliminarse por las siguientes razones: - Contaminación ambiental a través de la quema. - Peligros de salud y seguridad. - El envenenamiento de los catalizadores en una plata de procesamiento posterior (por ejemplo, catalizadores de paladio y platino).		Los componentes de arsénico se pueden eliminar del gas mediante el uso de un proceso de adsorción no regenerativo. También se pueden eliminar limpiando las tuberías para eliminar los depósitos, que son típicamente sulfuro de hierro.
HIDRO-CARBUROS	Proporciona el valor calorífico del gas natural cuando se quema. Gran parte del gas natural se procesa para remover los líquidos (hidrocarburos pesados) de la corriente de gas natural LGN	Los componentes livianos del gas pueden condensar y causar taponamientos en las tuberías.	Contenido de líquidos: libre de líquidos.	- Proceso de absorción (desecante líquido). En el método de absorción se emplea un aceite que cuenta con afinidad por los líquidos del gas natural, dicho aceite se denomina "aceite pobre" antes de entrar en contacto

	<p>incluyen etano, propano, butanos y gasolina natural (condensados). La recuperación de los componentes de LGN no sólo es necesaria para el control del punto de rocío de hidrocarburos en la corriente de gas natural (lo cual evita la formación de la fase líquida durante el transporte), sino también porque proporciona una fuente adicional de ingresos.</p>		<p>con el gas en una torre de absorción; una vez el aceite absorbe una alta proporción de líquidos del gas natural se denomina "aceite rico" y es evacuado de la torre por la parte inferior.</p> <p>Este proceso permite la recuperación de alrededor de 75% de butano, 85-90% de pentano y moléculas más pesadas de la corriente de gas natural.</p> <p>- Adsorción (desecante sólido):</p> <p>Son los desecantes más caros de todos, poseen cargas polares en su superficie que actúan como zonas de adsorción, que son extremadamente eficaces para compuestos con cargas tales como agua y ácido sulfhídrico. Los tamices moleculares son alcalinos y están sujetos a agresiones por los ácidos. Cabe mencionar que los tamices moleculares ofrecen un medio simultáneo de deshidratación y desulfurización, por lo tanto, son la mejor opción para los gases amargos.</p> <p>- Expansión joule-thomson (J-T):</p>
--	--	--	---

			<p>El uso del efecto Joule-Thomson (J-T) para recuperar líquidos, es una alternativa atractiva en muchas aplicaciones. El concepto general es enfriar el gas por expansión a través de una válvula J-T.</p> <p>Las plantas Joule Thomson son de simple y fácil operación, sin embargo, tienen la limitación de que la presión de gas que fluye de cabeza de pozo (presión con la que entra el gas de alimento del sistema) debe estar por lo menos en un rango de (300-500 psia) por encima de la presión de venta del sistema. Estas unidades son más comúnmente usadas para procesos de alta presión y de bajo flujos (menos de 10 MMPCSD).</p> <p>Estos procesos son comúnmente usados en el procesamiento de gas para control de punto de rocío de hidrocarburos.</p> <p>- Turboexpansores.</p> <p>Este tipo de refrigeración consiste en forzar mecánicamente la circulación de un fluido en un circuito cerrado creando zonas de alta y baja</p>
--	--	--	---

			<p>presión con el propósito de que el fluido absorba calor en un lugar y lo disipe en otro. El efecto de la refrigeración se puede llevar a cabo por ciclos de compresión de vapor.</p> <p>Limitado a una mínima temperatura (típicamente -40°C), pobre recobro de NGL</p> <p>La aplicación más común es para control de punto de rocío (DewPoint). Proceso predominante para facilitar el recobro del etano.</p> <p>- Tecnología twister:</p> <p>La condensación y la separación a velocidad supersónica son claves para conseguir en un solo paso reducciones tanto en capital como en costos de mantenimiento. El tiempo de residencia dentro del separador twister supersónico es solamente de milésimas de segundo, lo cual no permite la deposición de sólidos ni la formación de hidratos, evitando así la aplicación de inhibidores químicos.</p> <p>Este equipo debe</p>
--	--	--	--

				<p>operar a altas presiones por lo cual en muchas ocasiones se requiere de una etapa de compresión previa.</p> <p>Adicionalmente el equipo alcanza bajas temperaturas del orden de 45°F (7,2°C) de acuerdo a las especificaciones que deba cumplir el gas. Esto hace que la operación sea complicada, ya que se debe tener control preciso de la temperatura y presión del gas. Debido a la complejidad del equipo se diseñan varios dispositivos para cargas pequeñas que oscilan entre 10 y 20 MMscfd (millones de pies cúbicos estándar por día) con el fin de operar varios en paralelo y así dar flexibilidad al proceso.</p>
--	--	--	--	--

4. CONCLUSIONES

Cuando el gas que viene de pozo contiene contaminantes requiere de procesos posteriores a la separación, ya que no cumple con lo exigido para su comercialización y se debe tener en cuenta el cumplimiento de parámetros de calidad que están descritos en la Resolución CREG 050 de 2018 (RUT).

El cumplimiento de parámetros de calidad del gas es tan importante, ya sea en Colombia o en otros países, ya que tienen como propósito contribuir a preservar la integridad de la infraestructura del sistema nacional de transporte y de los consumidores.

El tratamiento del gas natural consiste en retirarle las impurezas, como son el agua (deshidratación) y los contaminantes ácidos, como son el H₂S y el CO₂ (endulzamiento), entre otros, para posteriormente llevarlo a condiciones de venta, cumpliendo con normatividad vigente. El procesamiento o fraccionamiento de gas tiene lugar cuando el gas es rico en hidrocarburos intermedios, consiste en la obtención de líquidos a partir de gas natural, ya sea como productos puros como el propano, butano, pentano y componentes más pesados, o sus mezclas.

El CO₂ tiene efectos negativos al disminuir el poder calorífico del gas y causar problemas de corrosión en instalaciones cuando hay presencia de agua líquida, por tal motivo, en las especificaciones RUT se estipula un límite máximo de 2% molar. Según la resolución 050 de 2018 de la CREG, si el gas natural entregado por el Agente no se ajusta al contenido máximo de CO₂ establecido por el RUT, el Transportador podrá rehusarse a aceptar el gas en el Punto de Entrada, o podrá solicitar al Remitente el pago de los costos que demande transportar gas por fuera

de las especificaciones establecidas en la resolución. Dichos costos se establecerán respetando el principio de neutralidad que señala la Ley.

En un principio la monoetanolamina (MEA) era la más utilizada en cualquier aplicación de endulzamiento, de a poco fue sustituida por la dietanolamina (DEA) ya que daba mejores resultados y en los últimos años el uso de metildietanolamina (MDEA) así como las mezclas de aminas han ganado popularidad. El uso de estas aminas depende de su grado de selectividad para la remoción de los contaminantes ácidos.

La deshidratación con lecho sólido es una buena alternativa en aplicaciones como unidades de control del punto de rocío de hidrocarburos donde se requiere la extracción simultánea de agua e hidrocarburos para alcanzar ambas especificaciones de venta. Esto se usa frecuentemente para controlar el punto de rocío de hidrocarburos en corrientes de alta presión de gas pobre.

Una pequeña concentración de helio, que también depende mucho del campo, hace que las tecnologías usuales para su separación (destilación criogénica y adsorción de presión) no sean rentables en la mayoría de los campos de gas natural. Alternativamente, se proponen tecnologías de membrana para la separación de helio. La nanomembrana para tales tecnologías se puede crear sobre la base de partículas de fullereno o nanotubos de carbono.

Las plantas Joule Thomson son de simple y fácil operación, sin embargo, tienen la limitación de que la presión de gas que fluye de cabeza de pozo (presión con la que entra el gas de alimento del sistema) debe estar por lo menos en un rango de

(300-500 psia) por encima de la presión de venta del sistema. Cuando el yacimiento decae al punto de que esta "condición" de presión no se cumple, el proceso deja de funcionar como un método de control del punto de rocío a menos que se instale un compresor de entrada para mantener la presión dentro de los rangos requeridos o también puede ser instalada una refrigeración mecánica para enfriar el gas. Estas unidades son más comúnmente usadas para procesos de alta presión y de bajo flujos (menos de 10 MMPCSD).

La principal diferencia entre el diseño de la J-T y los turboexpansores, es que la expansión del gas es adiabática a través de la válvula. En un turboexpansor, la expansión se aproxima a un camino isentrópico. De este modo el diseño J-T tiende a ser menos eficiente por unidad de energía consumida que el turboexpansor.

La condensación y la separación a velocidad supersónica son claves para conseguir en un solo paso reducciones tanto en capital como en costos de mantenimiento. El tiempo de residencia dentro del separador twister supersónico es solamente de milésimas de segundo, lo cual no permite la deposición de sólidos ni la formación de hidratos, evitando así la aplicación de inhibidores químicos.

5. RECOMENDACIONES

Se recomienda realizar un estudio en donde se consideren los costos generales para la implementación de los diferentes procesos para llevar el gas natural a gas de venta.

Al momento de aplicar las membranas al tratamiento de gas natural se recomienda revisar las tecnologías más recientes pues a la fecha, ésta tecnología está en desarrollo, ejemplo, las nanomembranas.

BIBLIOGRAFIA

BAKER, R. W., & Lokhandwala, K. (2008). Natural gas processing with membranes: an overview. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 47(7), 2109-2121.

BALANCE DE GAS NATURAL, Documento de trabajo, Subdirección de hidrocarburos. Unidad de planeación minero energética, Octubre 2017.

BARRIENTOS, Jorge. DE, P. D. R. E. I. CAPITULO 10 EXTRACCIÓN LGN, CONTROL DEL PUNTO DE ROCIO E INHIBICIÓN DE HIDRATOS.

BENAVIDES, C. (2009). DISEÑO CONCEPTUAL DEL SISTEMA DE REFRIGERACIÓN MECÁNICA DE UNA PLANTA DE GAS NATURAL LICUADO EN GÜIRIA, ESTADO SUCRE (Doctoral dissertation, Universidad de Oriente).

BETANCUR VALBUENA, L. P., & Lancheros Torres, P. A. (2017). Evaluación de dos alternativas con recuperación de condensados en el tratamiento de gas natural con respecto al método Joule Thomson (Bachelor's thesis, Fundación Universidad de América).

BOGOYA CONTRERAS, Stephany Alejandra; DÍAZ RODRÍGUEZ, Sandra Marcela. Comparación del nivel de recuperación de etano de los procesos turboexpander: GSP, CRR, RSV Y RSVE, por medio del uso de un simulador numérico. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Petróleos. Bucaramanga. 2014

CABARCAS, Manuel E. Refrigeración mecánica. Módulo maestría en Ingeniería de petróleo y gas. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de petróleo.

Cadena de valor del gas natural: Desing Issues [en línea]. (consultado 16-09-2018). Disponible en web: <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol->

web/productos-y-servicios/productos/gasnatural/Informaci%C3%B3n%20General/
cadena-de-valor-del-gas-natural/transporte

CAMPBELL, J.M. "Gas Processing in 1982". Society of petroleum Engineers of AIME (1982); p 465-467.

DE MADRID, Comunidad. El gas natural, recorrido de la energía. Comunidad de Madrid y Gas Natural. Recuperado el, 2012, vol. 22.

DELGADO CALÍN, G. Ginés. Proyectos de eficiencia energética: aplicaciones de los turboexpanders para generación eléctrica. Cartagena, 2015. Tesis doctoral. Universidad Politécnica de Cartagena. Departamento Electrónica, Tecnología de Computadoras y proyectos.

Duarte C, Amaya M, Guerra R, Valderrama J. USO INTEGRAL DEL GAS DE LOS CAMPOS DEL PUTUMAYO PARA RECUPERACIÓN DE CONDENSADOS Y AUTOGENERACIÓN. Revista ION [serial online]. January 2010;23(1):111-124.

EBELTOFT H, YOUSIF M y SOERGAARD E: "Hydrate Control During Deep-water Drilling: Overview and New Drilling Fluids Formulations", artículo SPE 38567, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, San Antonio, Texas, EUA, 5-8 de octubre de 1997

AYALA, Elizabeth, B., Adriana Alexandra Aparicio, A., & Carlos Eduardo García, S. (2016). Revisión del cálculo de poder calorífico y punto de rocío del gas natural, y de la estimación de sus incertidumbres. Revista Ion, Vol 29, Iss 2, Pp 87-99 (2016), (2), 87.

ERDMANN, E., RUIZ A., L., BENÍTEZ, L., & Tarifa, E. (2012). ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD POR SIMULACIÓN DEL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN DE UNA PLANTA DE ACONDICIONAMIENTO DE GAS NATURAL. Avances En Ciencias E Ingeniería, 3(3), 119-130.

ERDMANN, E., RUIZ, Ale, L., MARTÍNEZ, J., GUTIERREZ, J. P., & TARIFA, E. (2012). ENDULZAMIENTO DE GAS NATURAL CON AMINAS. SIMULACIÓN DEL PROCESO Y ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PARAMÉTRICO. *Avances En Ciencias E Ingeniería*, 3(4), 89-101.

FARAMAWY, S., ZAKI, T., & SAKR, A. E. (2016). Natural gas origin, composition, and processing: A review. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 34, 34-54.

FENOSA, G.N. (2017). Informe del sector Gas Natural 2017. Promigas.

GPSA. (1998). Section 16, "Hydrocarbon Recovery.

GRANADOS DEL TORO, Rafael David; GARCÍA OROZCO, José Manuel. Análisis de sensibilidad de parámetros de diseño para torres contactoras en plantas de deshidratación de gas natural. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Petróleos. Bucaramanga, 2009.

GUEVARA, M. (2015). Diseño de un equipo de recuperación de líquidos de gas natural empleando CFD (Doctoral dissertation, MS thesis, National University of Colombia, Bogotá, Colombia).

GUTIÉRREZ, J. P., BENÍTEZ, L., RUIZ, L. A., ERDMANN, E., & TARIFA, E. (2012). Simulación del proceso de endulzamiento de gas natural con aminas. Analisis del uso de diferentes simuladores. XXVI Congreso Interamericano de Ingeniería Química.

ISO-6976:2016, "Natural gas – calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe index from composition".

JERÉZ HERREÑO, Lida Marisol; PEÑA LÓPEZ, Yeison Andrés. Alternativas de acondicionamiento del gas natural de campo escuela Colorado-CEC como gas de

venta. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Petróleos. Bucaramanga, 2012

MANRIQUE CARDENAS, Jorge Luis; PINZON AGREDO, Genny Carolina; SILVA ALONSO, Katherine Lorena. ENDULZAMIENTO DE GAS CON MEMBRANAS PERMEABLES. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Petróleos. Bucaramanga, 2012

MARIN DURÁN Hoover Leonardo; SÁNCHEZ JIMÉNEZ David Gonzalo. Evaluación de la aplicación de las técnicas de autorrefrigeración turboexpander y expansión Joule-Thomson para el recobro de líquidos a partir del gas natural, caso estudio. Bucaramanga, 2012. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Petróleos.

MEDICIÓN CONTINUA DE PODER CALORÍFICO EN GAS NATURAL. Tecnología NDIR. Matías Hugo Clavin. Reporte especial Instrumentación analítica. AADECA REVISTA. Mayo-Junio 2017. Edición 5.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Resolución CREG 050 de 2018 (RUT). Bogotá: COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, Cuadro 7

MONTAÑA HERRERA, Daniel Dario. Determinación de las propiedades de combustión e identificación de problemas de intercambiabilidad de las mezclas de gas natural con otros combustibles de refinería. Trabajo de grado (Magister en Ingeniería Química). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería Química. Bucaramanga 2011

MORENO DURÁN, Jorge Adalberto. Control de calidad de gas natural en redes de transporte. Trabajo de grado (Especialista en Ingeniería de Gas). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Petróleos. Bucaramanga, 2017

RIBÓN, H. M., Santos, N. S., & Cancino, O. P. O. (2010). Métodos de deshidratación de gas natural. REVISTA FUENTES, 8(2).

RIBÓN, Helena Margarita. Propiedades de los hidrocarburos. Módulo maestría en Ingeniería de petróleos y gas. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de petróleos. Bucaramanga, 2017.

SÁNCHEZ ÁLVAREZ, Jairo Andrés. Propuesta para la implementación de un sistema de remoción de mercurio en una planta de gas en el departamento del Casanare. Especialización en Ingeniería del gas. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Petróleos. Bucaramanga, 2014

STROUP, L. J. (2013). Natural gas. Salem Press Encyclopedia.

TARASOV, E. A. (2018). Comparison of Two Elementary Nanomembranes Cells for Gas Mixture Separation Problem. In Key Engineering Materials (Vol. 769, pp. 128-133). Trans Tech Publications.

YUNUS A. Çengel; MICHAEL A. Boles. Thermodynamics: an engineering approach. Eighth Edition. McGraw-Hill Education. 2015.

UNION, I. G. Petroleum B. guidebook to gas interchangeability and gas quality. 2011

ZAMORA TORRES, María de los Ángeles. Conceptos fundamentales de la Ingeniería de producción de gas natural. Ciudad Universitaria D.F. Trabajo de grado. Universidad Nacional autónoma de México. Facultad de Ingeniería.