

UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NUCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA



**CRITERIOS DE CONTROL ASOCIADO AL SISTEMA DE TRATAMIENTO  
DE GAS NATURAL, COMO ETAPA INVOLUCRADA EN EL NEGOCIO DE  
GENERACIÓN DE GNL**

**REALIZADO POR:**

DIGNA DE JESUS RATI RODRIGUEZ  
YURILU DARLENE CAMPOS LÓPEZ

Trabajo de Grado presentado ante la Universidad de Oriente como requisito  
parcial para optar al título de:

**INGENIERO QUÍMICO**

BARCELONA, ABRIL DE 2011

UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NUCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA



**CRITERIOS DE CONTROL ASOCIADO AL SISTEMA DE TRATAMIENTO  
DE GAS NATURAL, COMO ETAPA INVOLUCRADA EN EL NEGOCIO DE  
GENERACIÓN DE GNL**

**ASESOR ACADEMICO**

---

**Ing. ISVELIA AVENDAÑO**

BARCELONA, ABRIL DE 2011

## RESOLUCIÓN

De Acuerdo al Artículo 41 del Reglamento de Trabajos de Grado:

**“Los Trabajos de Grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente, y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización”**

## DEDICATORIA

Este proyecto se lo dedico primeramente a **DIOS**, por darme la dicha de disfrutar éste logro con mi familia y también con las personas que me rodean, dándome las fuerzas para seguir adelante.

A mi mama **María** esta meta alcanzada te la obsequio, por darme el apoyo y el amor en todo momento, eres lo más hermoso que dios me pudo dar como madre. Te amo por ser muy especial conmigo.

A mi hijo, **Juan Eduardo** por ser lo más bello que me ha pasado en mi vida y que me impulsa cada día para seguir alcanzando mis metas. Te amo mi niño lindo.

A mis hermanos Vilma, Mercedes, Lisbeth, Roselin, Kervin, Keyni, Denni, Keudis, Betanea, Luis Enrique, María, Lauri, Jesús y a todos mis sobrinos que cada día me dan mucha alegría cuando me abrazan y me sonrían los quiero mucho ustedes son un regalo de DIOS.

A mi esposo **Ali Gabriel**, por ser tan especial en mi vida y cumplir mi sueño de ser madre te dedico este tercer logro que alcanzamos juntos con sacrificios y esfuerzo, con alegría y tristeza, con debilidades y fortaleza pero sobre todo con mucho amor. iiii Te quiero mucho mi vida!!!!

Le dedico esto al resto de mi familia y amigos. Dios concede la victoria a la constancia.

**DIGNA RATI**

*Este proyecto se lo dedico primeramente a DIOS y a la VIRGEN del VALLE por darme la dicha de disfrutar éste logro junto a mi familia, con salud física y espiritual, en armonía perfecta y en orden divino. Tu bendición la recibo cada día que despierto y vivo a plenitud otro día de mi vida.*

- ❖ Madre, esta meta alcanzada te la obsequio a ti, por brindarme el apoyo y el amor cada momento de mi vida, eres el mejor ejemplo a seguir y lo más bello que dios me pudo dar como madre. Por eso y muchas cosas más te quiero mucho.*
- ❖ Padre, por estar pendiente en todo lo que necesitaba.*
- ❖ A mis hermanos María Angélica, y Erwin José por estar presente en cada momento de mi vida y darme toda la ayuda posible para alcanzar mis objetivos, los quiero mucho.*
- ❖ A mi hijo, Fabián José por ser todo en mi mundo y la razón que me impulsa a seguir alcanzando metas junto a ti.*
- ❖ A ti Freddy José, por ser tan especial conmigo. Llegaste a mi vida invadiéndola de alegría y de bendiciones con lo más hermoso que gobierna nuestras vidas. MI AMOR, te dedico con todo mi corazón este primer logro que alcanzamos juntos con sacrificios, esfuerzo, alegrías, tristezas, debilidades y fortaleza pero sobre todo con mucha amor en nuestros corazones. Te amo gordo !!!*
- ❖ Le dedico esto al resto de mi familia y amigos.*

*YURI LU CAMPOS*

## RESUMEN

En el siguiente trabajo se evaluó los criterios de control asociados al sistema de tratamiento del gas natural, como etapa involucrada en el negocio de generación de GNL. Para ello se estudio a detalle en que consiste cada etapa de tratamiento lo que permitió visualizar los factores que intervienen directa e indirectamente en el proceso.

Posteriormente se identificaron las variables criticas que controlan cada etapa, con el propósito de conocer como éstas influyen en el funcionamiento y rendimiento del proceso, seguidamente se establecieron los criterios de control que mejor se adapten a las características del gas de alimentación y a las exigencias de calidad para el gas tratado con el objeto de disminuir los problemas que se puedan tener por la presencia de impurezas. A su vez se localizaron los problemas analizando sus causas y consecuencias. Todo este estudio dio la oportunidad elaborar estrategias que permitan mejorar la eficiencia en el proceso; ya que conociendo las variables criticas que gobiernan cada una de las etapas y la sensibilidad de la cadena de valor, se pueden establecer los criterios de control adecuados. Sin embargo debido a la estrecha relación entre las diferentes etapas de la cadena de valor, la toma de decisiones siempre estará precedida por la observación de las consecuencias que aguas arriba y aguas abajo se producirán. A esto se le debe sumar la búsqueda de un propósito común, que es obtener mejor calidad en los productos, rentabilidad en el proceso y minimizar los problemas operacionales.

## TABLA DE CONTENIDO

RESOLUCIÓN .....	iii
DEDICATORIA .....	iv
RESUMEN .....	vi
TABLA DE CONTENIDO .....	vii
CAPITULO I .....	1
INTRODUCCIÓN .....	1
1.1 Introducción .....	1
1.2 Planteamiento del problema .....	2
1.3 Objetivos .....	4
1.3.1 Objetivo general .....	4
1.3.2 Objetivos específicos .....	4
CAPITULO II .....	6
MARCO TEÓRICO .....	6
2.1 Definición del gas natural .....	6
2.1.1 Origen del gas natural .....	7
2.1.2 Componentes del gas natural .....	8
2.2 Gases ácidos .....	11
2.3 Conceptos Básicos .....	11
2.3.1 Gas natural licuado (GNL) .....	13
2.3.2 Contenido de agua en el Gas Natural .....	14
2.3.3 Etapas de la cadena del GNL .....	18
2.3.3.1 Exploración .....	18
2.3.3.2 Extracción .....	19
2.3.3.3 Tratamiento .....	20
2.3.3.4 Licuefacción .....	20

2.3.3.5 Almacenamiento del gas natural licuado.....	23
2.3.3.6 Regasificación .....	25
2.3.3.7 Transporte y distribución .....	27
2.3.3.8 Los usos más comunes del gas natural son: .....	32
2.4 Impurezas del Gas Natural.....	39
2.4.1 Efectos de la presencia de Impurezas en el Gas Natural .....	39
2.4.1.1 Impacto en el Gas .....	39
2.4.1.2 Impacto sobre las Instalaciones y Equipos .....	39
2.4.1.3 Impacto Ambiental y social.....	40
2.4.1.4 Principales razones para remover las Impurezas del Gas Natural.....	40
CAPITULO III .....	41
METODOLOGÍA .....	41
3.1 Tipo de investigación.....	41
3.2 Etapas de la investigación.....	41
3.2.1 Recopilación de Información.....	41
3.2.2 Describir las diferentes etapas que conforman el proceso de producción de GNL.....	42
3.2.3 Identificar las variables críticas involucradas en cada etapa de los procesos.....	42
3.2.4 Señalar los diferentes criterios de control presentes en el tratamiento de gas natural para la generación de GNL. ....	42
3.2.5 Especificar las características de cada uno de los criterios de control.....	43
3.2.6 Estudiar los problemas operacionales más comunes en las etapas de tratamiento.....	43
3.2.7 Establecer oportunidades de mejora en los sistemas involucrados. .....	43
3.3 REDACCIÓN DEL TRABAJO DE GRADO .....	43



CAPITULO IV.....	44
DESARROLLO DEL PROYECTO .....	44
4.1 Descripción de las diferentes etapas que conforman el proceso de producción de GNL. ....	44
4.1.1 Etapa de Producción .....	45
4.1.2 Etapa de Acondicionamiento del Gas Natural .....	52
4.1.2.1 Proceso de endulzamiento .....	53
4.1.2.2 Procesos que se utilizan para el Endulzamiento del Gas Natural.....	53
4.1.2.2.1 Procesos con Solventes Químicos .....	54
4.1.2.2.2 Proceso con Solventes Físicos.....	58
4.1.2.2.3 Procesos con Solventes híbridos o mixtos .....	60
4.1.2.2.4 Procesos de Conversión directa .....	61
4.1.2.2.5 Procesos de Lecho sólido o seco .....	62
4.1.3 Proceso de Deshidratación.....	63
4.1.3.1 Métodos de Deshidratación.....	64
4.1.3.1.1 Deshidratación por Absorción.....	65
4.1.3.1.2 Deshidratación por Adsorción.....	68
4.1.4 Filtración .....	72
4.1.4.1 Teoría de la filtración.....	73
4.1.4.2 Clasificación .....	75
4.1.4.3 El filtro ante del contactor de glicol.....	76
4.1.5 Desasfaltenización:.....	78
4.2 Identificar las variables críticas involucradas en cada etapa de los procesos.....	80
4.2.1 Proceso de Endulzamiento. ....	80
4.2.1.1 Variables críticas del proceso.....	80
4.2.2 Proceso de Deshidratación.....	81
4.2.2.1 Variables críticas del proceso.....	81

4.2.3	Proceso de Filtración .....	82
4.2.3.1	Variables críticas del proceso.....	82
4.2.4	Proceso de Desasfaltenización.....	82
4.2.4.1	Variables críticas del proceso.....	83
4.3	Señalar los diferentes criterios y características de control presentes en el tratamiento de gas natural para la generación de GNL. ....	83
4.3.1	Variables controladas en el gas dulce: .....	85
4.3.1.1	Temperatura.....	85
4.3.1.2	Presión .....	86
4.3.1.3	Flujo de Alimentación .....	87
4.3.1.4	Nivel de líquido en la Torre Absorbedora .....	88
4.3.2	Variables controladas en la planta de Deshidratación: .....	88
4.3.2.1	Temperatura.....	88
4.3.2.2	Presión .....	89
4.3.2.3	Flujo de Alimentación .....	90
4.3.2.4	Nivel de Líquido.....	90
4.3.2.5	Concentración de glicol .....	91
4.3.3	Filtración .....	91
4.3.3.1	Variables controladas en el proceso de Filtración: .....	91
4.3.3.1.1	Presión.....	91
4.3.3.2	Criterios en el proceso de Filtración .....	92
4.3.3.3	Criterios de selección de equipos de filtración .....	94
4.3.4	Desasfaltenización.....	96
4.4	Estudiar los problemas operacionales más comunes en las etapa de tratamiento .....	96
4.4.1	Filtración .....	100
4.4.2	Desasfaltenización.....	100
4.5	ESTABLECER LAS OPORTUNIDAD DE MEJORA EN LOS SISTEMAS INVOLUCRADOS.....	101

4.5.1 Oportunidades de mejora en los procesos de Endulzamiento y Deshidratación.....	102
4.5.2 Filtración .....	103
4.5.3 Desasfaltenización.....	103
CAPITULO V.....	104
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	104
CONCLUSIONES.....	104
RECOMENDACIONES .....	105
BIBLIOGRAFÍA.....	106
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:.....	107

# CAPITULO I

## INTRODUCCIÓN

### 1.1 Introducción

El gas natural que proviene de los pozos perforados durante la explotación de un yacimiento, generalmente posee características que lo hacen inadecuado para su distribución y consumo, ya que arrastra compuestos indeseables para su procesamiento como son el sulfuro de hidrógeno ( $H_2S$ ), dióxido de carbono ( $CO_2$ ), agua en fase gaseosa (vapor de agua) y otros, por lo que se define un gas como húmedo, ácido, e hidratado; ácido por los contaminantes que contiene, húmedo por la presencia de hidrocarburos líquidos e hidratado por la presencia de agua que arrastra desde los yacimientos.

El dióxido de carbono ( $CO_2$ ) y el sulfuro de hidrógeno ( $H_2S$ ), forman ácidos o soluciones acidas en presencia de agua asociada a el gas, por otra parte el agua favorece la formación de sólidos, ocasionando taponamientos en las tuberías, etc. Por tal motivo estas sustancias son muy indeseables y deben eliminarse del gas natural.

En el tratamiento del gas existen una amplia variedad de procesos disponibles para la remoción de agua,  $H_2S$  y/o  $CO_2$  y en muchos casos, dependiendo de la situación particular se hace necesaria la elección del proceso óptimo que mejor se adapte a las características del gas de alimentación y a las exigencias de calidad para el gas tratado. Tomando en consideración lo antes mencionado se cuenta con plantas de

endulzamientos, que permiten remover los gases ácidos, disminuyendo los problemas que se puedan tener por la presencia de impurezas (corrosión, disminución del poder calorífico, toxicidad, etc.) y plantas de deshidratación con el objeto de prevenir la corrosión en las tuberías y equipos de acero, la pérdida de eficiencia en los gasoductos, la formación de cristales sólidos (hidratos), etc.

Razón por la que se hace en este caso un estudio de evaluar los criterios de control asociado al sistema de tratamiento del gas natural, como etapa involucrada en el negocio de generación de GNL.

Y para esto se hace una revisión de las diferentes etapas que conforman el proceso de producción de GNL, variables críticas involucradas en cada etapa de Los procesos, criterios de control, características, problemas operacionales y oportunidades de mejora presentes en las etapas de tratamiento.

## **1.2 Planteamiento del problema**

Para poder conseguir gas natural se maneja la posibilidad de importar o exportar este combustible en estado líquido, conocido como Gas Natural Licuado o GNL. Diversos países han invertido millones de dólares en plantas de licuefacción de gas y en transporte marítimo para poder comercializar este recurso fuera de sus fronteras. Hoy en día hay muchas naciones que ya comercializan su gas en estado líquido a través del mundo. Entre estos se encuentran Argelia, Indonesia y Qatar, que son grandes exportadores. En el caso de los países Latinoamericanos, como Venezuela ya evalúa esta posibilidad, para vender al resto del mundo su producción nacional. El proceso a realizar para la comercialización es relativamente simple pero

requiere de una manipulación rigurosa, por lo que se requiere una inversión bastante considerable, por eso es necesario satisfacer nuestra demanda interna antes de pensar en comercializar este recurso.

El gas se extrae, se limpia de impurezas y se enfría a temperaturas (-160° C bajo cero). A presión atmosférica, alcanzando su estado líquido, tiene la propiedad de comprimirse 600 veces en volumen. Permitiendo que el gas pueda ser transportado a través de barcos debidamente acondicionados. La ventaja de la compresión es que permite entregar volúmenes más pequeños en comparación si el gas estuviese en su estado gaseoso.

Por ejemplo, un barco carguero normal puede transportar entre 125 y 128 miles de metros cúbicos de GNL, lo que correspondería a trasladar entre 73,6 y 79,3 millones de metros cúbicos de gas en estado normal.

Con esto ya no es necesario construir grandes gasoductos, ni depender de países vecinos para abastecer la demanda de un país, sino que ahora se puede salir al mundo a comprar o vender este combustible. Hay que agregar que el cliente debe incurrir en inversiones bastante importantes, como es el caso de la construcción de la planta regasificadora, estanques de almacenamiento, etc. Dependiendo del contrato, el cliente podría también asumir los gastos en transporte o la construcción de barcos especiales de gas natural.

La posibilidad de importar o exportar GNL es bastante real para cualquier país medianamente desarrollado. Sin embargo los costos fijos asociados a la planta regasificadora y al transporte son elevados, y mucho mayores al costo de hacer un gasoducto. Para el caso de nuestro país, la posición geográfica da muchas alternativas, y como se sabe actualmente, los

países Sur americanos no son abastecedores de gas o no dan una confianza como para depender de ellos.

Todos estos procesos representan características y condiciones de trabajo muy exigentes y de gran riesgo, razón por la que requieren de grandes inversiones en sistema de control para asegurar operaciones confiables.

En este trabajo se evaluarán los criterios de control asociados al sistema de tratamiento del gas natural, como etapa involucrada en el negocio de generación de GNL y para esto se enumeran los 6 objetivos específicos mediante el proceso de producción de GNL, en el cual se va a determinar las variables críticas, criterios de control, características y los posibles problemas que se encuentran en la venta de este producto a nivel nacional e internacional.

### **1.3 Objetivos**

#### **1.3.1 Objetivo general**

Evaluar los criterios de control asociados al sistema de tratamiento del gas natural, como etapa involucrada en el negocio de generación de GNL.

#### **1.3.2 Objetivos específicos**

1. Describir las diferentes etapas que conforman el proceso de producción de GNL.
2. Identificar las variables críticas involucradas en cada etapa de los procesos.
3. Señalar los diferentes criterios de control presentes en el tratamiento de gas natural para la generación de GNL.

4. Especificar las características de cada uno de los criterios de control.
5. Estudiar los problemas operacionales más comunes en las etapas de tratamiento.
6. Establecer oportunidades de mejora en los sistemas involucrados.



## **CAPITULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **2.1 Definición del gas natural**

El gas natural es un combustible que se obtiene de rocas porosas del interior de la corteza terrestre y se encuentra mezclado con el petróleo crudo cerca de los yacimientos. Como se trata de un gas, puede encontrarse sólo en yacimientos separados. La manera más común en que se encuentra este combustible es atrapado entre el petróleo y una capa rocosa impermeable. En condiciones de alta presión se mezcla o disuelve aceite crudo.

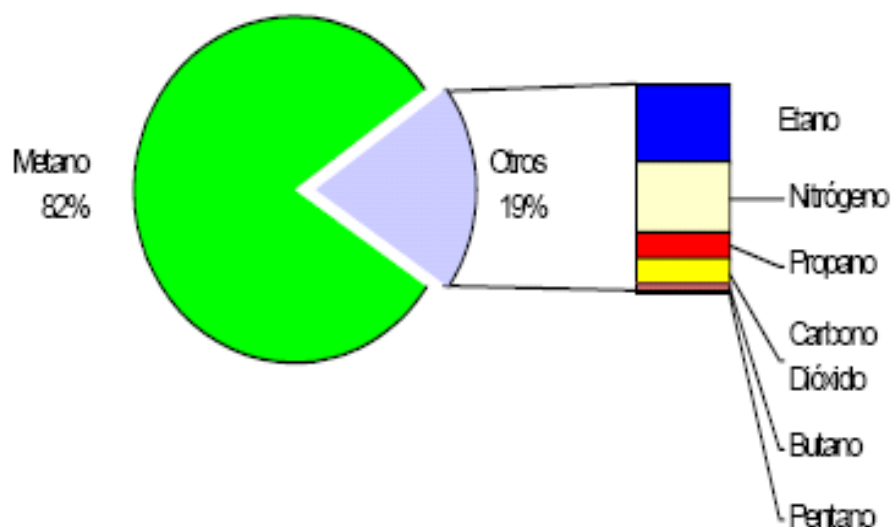
El gas natural arrastra desde los yacimientos componentes indeseables como son: el ácido sulfhídrico ( $H_2S$ ), bióxido de carbono ( $CO_2$ ) y agua en fase gaseosa, por lo que se dice que el gas que se recibe es un gas húmedo, amargo e hidratado; amargo por los componentes ácidos que contiene, húmedo por la presencia de hidrocarburos líquidos e hidratado por la presencia de agua que arrastra desde los yacimientos.

Existen diversas denominaciones que se le al gas natural y por lo general se asocia a los compuestos que forman parte de su composición. Por ejemplo cuando en el gas natural hay  $H_2S$  a nivel por encima de 4ppm por cada pie cúbico de gas se dice que es un gas “amargo” y cuando la composición desciende a menos de 4ppm se dice que es un gas “dulce”.

### **2.1.1 Origen del gas natural**

Se formó bajo la superficie terrestre por la descomposición de orgánicos marinos. Los restos de animales minúsculos que habitaban en los antiguos mares y, en menor proporción, de organismos terrestres arrastrados al mar por los ríos y plantas que crecían en los fondos marinos se mezclaron en las finas arenas y limos que cayeron al fondo de las cuencas marinas tranquilas. Con el tiempo, estos depósitos ricos en orgánicos, se convierten en rocas generadoras de crudo. Los sedimentos se fueron haciendo más gruesos y pesados lo que provocó que se hundieran bajo el suelo marino bajo su propio peso dando espacio a la formación de otros sedimentos y a que se repitiera el proceso.

A medida que se fueron acumulando depósitos adicionales, la presión sobre los situados más abajo se multiplicó, al igual que la temperatura. El cieno y la arena se endurecerían y se convertirían en areniscas; los carbonatos precipitados y los restos de caparzones se convirtieron en caliza, y los tejidos blandos de los organismos muertos dieron origen al petróleo y el gas natural. Estos por poseer una densidad menor a la salmuera fluyen hacia arriba a través de la corteza terrestre y saturan los intersticios de arena y rocas de carbonato que la constituyen. El petróleo y el gas natural acabaron encontrando una capa de roca densa quedando atrapados, formando un yacimiento. Con el tiempo el mar se retiró de algunas zonas dejando al descubierto áreas ricas en hidrocarburos, figura 2.1.



**Figura 2.1 Composición del gas natural**

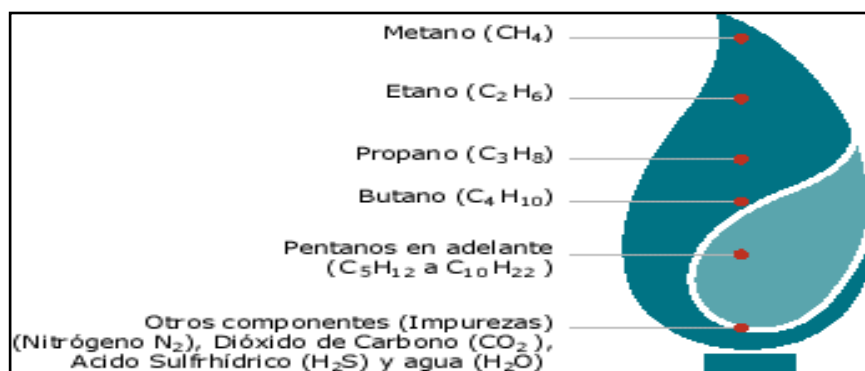
### **2.1.2 Componentes del gas natural.**

No existe una composición o mezcla que se pueda tomar para generalizar la composición del gas natural. Cada gas tiene su propia composición, de hecho dos pozos de un mismo yacimiento puede tener una composición diferente entre si. También la composición del gas varía conforme el yacimiento va siendo explotado, es por eso que se deberá hacer un análisis periódico al gas que es extraído, para adecuar los equipos de explotación a la nueva composición y evitar

Problemas operacionales. Cuando el gas natural es extraído de los yacimientos presenta impurezas las cuales hay que eliminar ya que pueden provocar daños al medio ambiente, corrosión en equipos o disminuir el valor comercial del gas. Normalmente se compone de hidrocarburos con muy bajo punto de ebullición.

El Metano es el principal constituyente de este combustible, con un punto de ebullición de  $-154^{\circ}\text{C}$ , el etano con un punto de ebullición de  $-89^{\circ}\text{C}$ , puede estar presente en cantidades de hasta 10%; el propano cuyo punto de ebullición es de hasta  $-42^{\circ}\text{C}$ , representa un 3%. El butano, pentano, hexano y octano también pueden estar presentes.

La composición de una mezcla de gas natural puede ser expresada tanto en fracción mol, fracción volumen o fracción peso de sus componentes, aunque también puede ser expresada en por ciento mol, en por ciento volumen o por ciento peso, ver figura 2.2.



**Figura 2.2 Combustión de los componentes del gas natural**

En la tabla 2.1 se presenta los componentes que a menudo son encontrados en la composición del gas natural.

**Tabla 2.1 Componentes del gas natural.**

CLASE	COMPONENTE	FORMULA
Hidrocarburos	Metano	CH <sub>4</sub>
	Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>
	Propano	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>
	i-Butano	i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>
	n-Butano	n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>
	i-Pentano	i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>
	n-Pentano	n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>
	Ciclo-pentano	C <sub>5</sub> H <sub>10</sub>
	Hexanos y pesados	
	Gases inertes	Nitrógeno
Helio		He
Argón		Ar
Hidrógeno		H <sub>2</sub>
Oxígeno		O <sub>2</sub>
Gases ácidos	Acido sulfhídrico	H <sub>2</sub> S
	Dióxido de carbono	CO <sub>2</sub>
Compuestos de azufre	Mercaptanos	R-SH
	Sulfuros	R-S-R
	Di sulfuros	R-S-S-R
Otros	Vapor de agua	

## 2.2 Gases ácidos

El  $H_2S$  y al  $CO_2$  se les denomina gases ácidos del gas natural. En muchos campos de donde es extraído el gas natural la presencia de estos compuestos es

Elevada los cuales le dan la denominación de “amargo” al gas natural. El ácido sulfhídrico, 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 plantas recuperadoras de azufre en donde es vendido en forma líquida para sus diversos usos industriales (producción de pólvora o sus médicos).

Por su parte el dióxido de carbono es un gas incoloro e inodoro, que a concentraciones bajas no es tóxico pero en concentraciones elevadas incrementa la frecuencia respiratoria y puede llegar a producir sofocación. Se puede licuar fácilmente por compresión, sin embargo, cuando se enfría a presión atmosférica se condensa como sólido en lugar de hacerlo como líquido. El dióxido de carbono es soluble en agua y la solución resultante puede ser ácida como resultado de la formación de ácido carbonilo, he aquí la propiedad corrosiva que el  $CO_2$  presenta en presencia de agua.

## 2.3 Conceptos Básicos.

La licuefacción del gas natural se remonta al siglo XIX, cuando el químico y físico inglés Michael Faraday experimentó con el licuado de diferentes tipos de gases, incluyendo el gas natural. El ingeniero alemán Kart Von Linde construyó la primera máquina práctica de refrigeración en Munich en 1873. La primera planta de GNL fue construida en “West Virginia” en 1873.

La primera planta comercial de licuefacción fue construida en “Cleveland, Ohio”, en 1941. La licuefacción del gas natural creó la posibilidad de su transporte a lugares remotos. En enero de 1959, el transportador de GNL del mundo, con el nombre “The Methan Pioneer”, un buque de carga de la segunda guerra mundial reconstruido, cargando cinco tanques prismáticos de aluminio de 7.000 barriles de capacidad con soportes de madera balsa y aislamiento de madera contra enchapada y uretano, transportó una carga de GNL desde “Lake Charles en Louisiana” hasta “Canvey Island” en el Reino Unido. Esto demostró que grandes cantidades de gas natural licuado podían ser transportadas de manera segura a través de los mares.

¿Es el GNL un combustible seguro? El GNL ha sido manejado con éxito por muchos años. La industria no está libre de incidentes, pero ha mantenido un record de seguridad industrial envidiable, especialmente durante los últimos 40 años. Actualmente hay alrededor de 200 instalaciones de Peak-shaving y almacenamiento de GNL alrededor del mundo, algunas en funcionamiento desde mediados de los años sesenta. En general la industria del GNL ha tenido un record de seguridad industrial excelente comparado con refinerías y plantas petroquímicas. A nivel mundial, en el año 2003, había 17 plantas de licuación, 40 plantas de regasificación y 136 buques metaneros, todos juntos manejando aproximadamente 120 millones de toneladas métricas de GNL por año. Este combustible ha sido transportado de manera segura a través de los mares por más de 40 años. Durante este tiempo, los transportadores de GNL han realizado más de 33.000 viajes cubriendo más de 111 millones de kilómetros, sin grandes accidentes o problemas de seguridad ni en puertos ni en alta mar. Los transportadores de GNL usualmente atraviesan áreas de mucho tráfico.

GNL: Líquido incoloro de baja viscosidad que pasa del estado gaseoso a líquido a  $-161^{\circ}\text{C}$ .

EL punto crítico del metano es de  $-82,5^{\circ}\text{C}$  y  $45,8\text{ atm}$ ; esto significa que por encima de esa temperatura es posible licuarlo aun aumentando la presión. Por esta razón la licuefacción del metano para su transporte y/o almacenaje no fue económicamente posible hasta que se lograron considerables avances en la tecnología del frío. Fue alrededor de 1960 que se comenzó a considerar la licuefacción del metano a presión atmosférica y a  $-161^{\circ}\text{C}$  de temperatura, como posible solución para poder transportarlo y almacenarlo. La licuefacción del metano, así como mantenerlo en este estado, requiere un notable gasto de energía para alcanzar la temperatura adecuada. Por otra parte las inversiones en planta de licuefacción, almacenaje refrigerado, plantas de recepción y plantas de regasificación también son considerables, ver figura 2.3.



**Figura 2.3 Planta de licuefacción y Almacenamiento del GNL.**

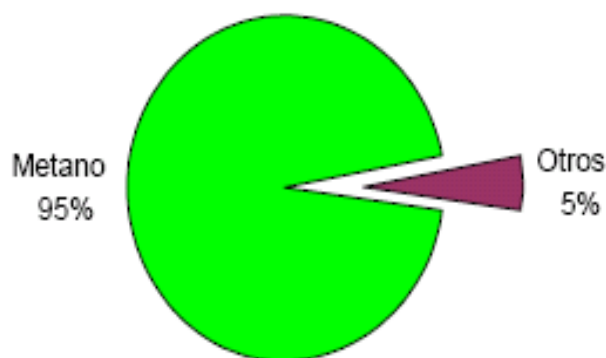
### **2.3.1 Gas natural licuado (GNL)**

El GNL es gas natural que ha sido sometido a un proceso de licuefacción, que consiste en llevarlo a una temperatura aproximada de



-160 ° C con lo que se consigue reducir su volumen en 600 veces. Esto permite transportar una cantidad importante de gas en buques llamados metaneros. El GNL se halla en estado líquido mientras que el gas seco (que viaja por gasoducto) se encuentra en estado gaseoso.

El proceso de licuefacción requiere la extracción de componentes como el agua, dióxido de carbono y otros. Como resultado, el GNL está compuesto en su mayoría de metano, ver figura 2.4.



**Figura 2.4 Esquema de la distribución del GNL**

### **2.3.2 Contenido de agua en el Gas Natural**

El gas que viene del yacimiento se considera saturado con vapor de agua, es decir, toda corriente de gas natural proveniente de los pozos de producción contiene agua en forma de vapor, junto con otros componentes que integran la mezcla de hidrocarburos.

La presión y temperatura de los hidrocarburos inciden en la cantidad de agua que éste puede retener; por tal razón cualquier incremento en la temperatura del sistema aumentará la presión de vapor del agua en el mismo, aumentando así, el contenido de vapor en la corriente gaseosa. Si

éste es enviado a un sistema de transporte; el agua condensa y se deposita en forma líquida en las tuberías (gasoducto) lo que reduce la capacidad de flujo o de transmisión y aumento en la caída de presión.

Además la presencia de agua e hidrocarburos permite a condiciones favorables de presión y temperatura la formación de hidratos, permitiendo taponamiento, roturas en piezas rotatorias y además de otros problemas operacionales. Por otra parte la presencia de componentes ácidos en presencia de agua genera compuestos corrosivos que atacan la metalurgia y reducen la vida útil de tuberías, equipos y accesorios.

Para gases naturales dulces que contienen alrededor de 70 % de metano y pequeñas cantidades de hidrocarburos pesados, existen correlaciones generalizadas de la presión – temperatura aplicada para muchos usos en la industria del gas natural. La figura 2.5 es un ejemplo de una correlación que ha sido ampliamente utilizada durante muchos años en el diseño de plantas de deshidratación en el negocio del gas natural.

En el caso de que el gas contenga gases ácidos como son  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$ , se deberá determinar el contenido de agua disuelta que pueden contener estos componentes, y con ello determinar el contenido total de agua en el gas. El contenido de agua que contienen, el  $\text{CO}_2$  se presenta en la figura 2.6, mientras que la figura 2.7 representa el contenido de agua en el  $\text{H}_2\text{S}$ . Luego para determinar la cantidad total de agua en la mezcla de gas natural, se suman la cantidad de agua obtenida en la grafica del gas dulce y la cantidad de agua que se obtienen en las figuras 2.6 y 2.7 ( $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$  respectivamente) para la obtención del contenido total de agua, para ello se utiliza la siguiente ecuación:

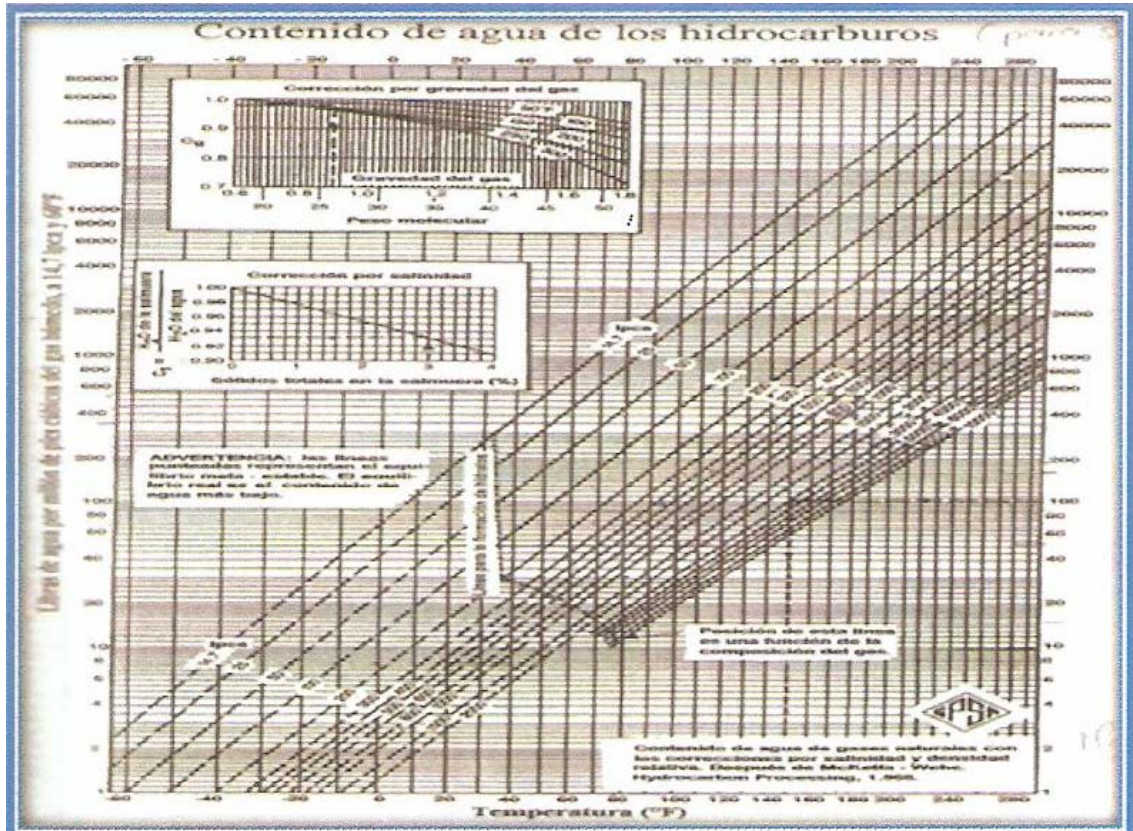


Figura 2.5 Contenido de agua en hidrocarburos (Mcketta – Webe).

$$W_{GA} = Y_{HCS} W_{CHCS} + Y_{CO2} W_{CCO2} + Y_{H2S} W_{CH2S}$$

Donde:

$W_{GA}$  = Contenido de agua en la mezcla ácida.

$Y_{HCS}$  = Fracción molar de los hidrocarburos en el gas dulce.

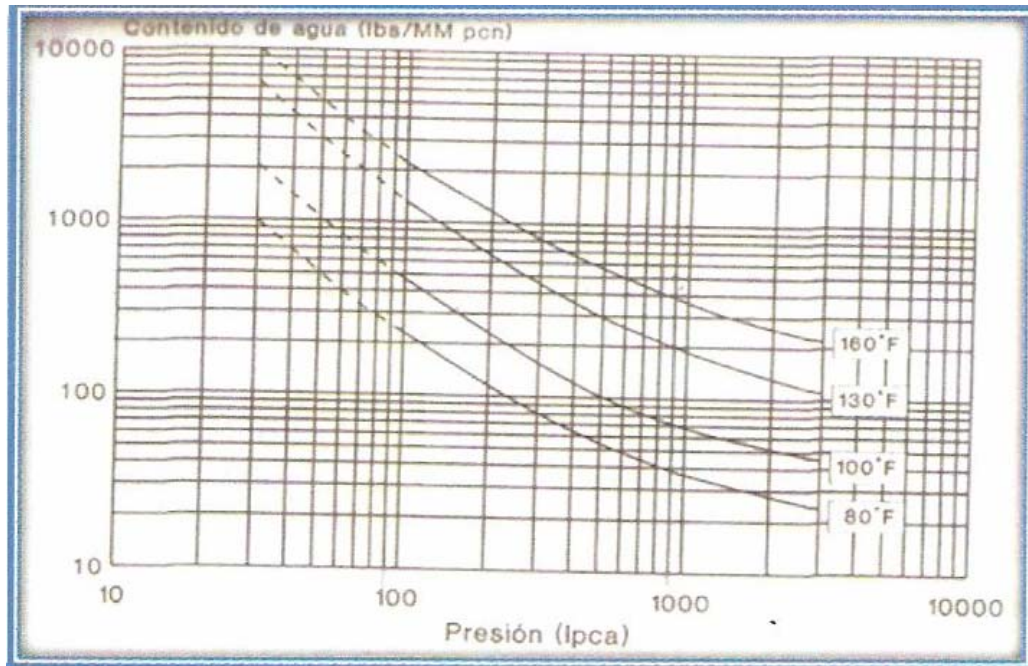
$W_{CHCS}$  = Contenido de agua en el gas dulce.

$Y_{CO2}$  = Fracción molar del dióxido de carbono en el gas.

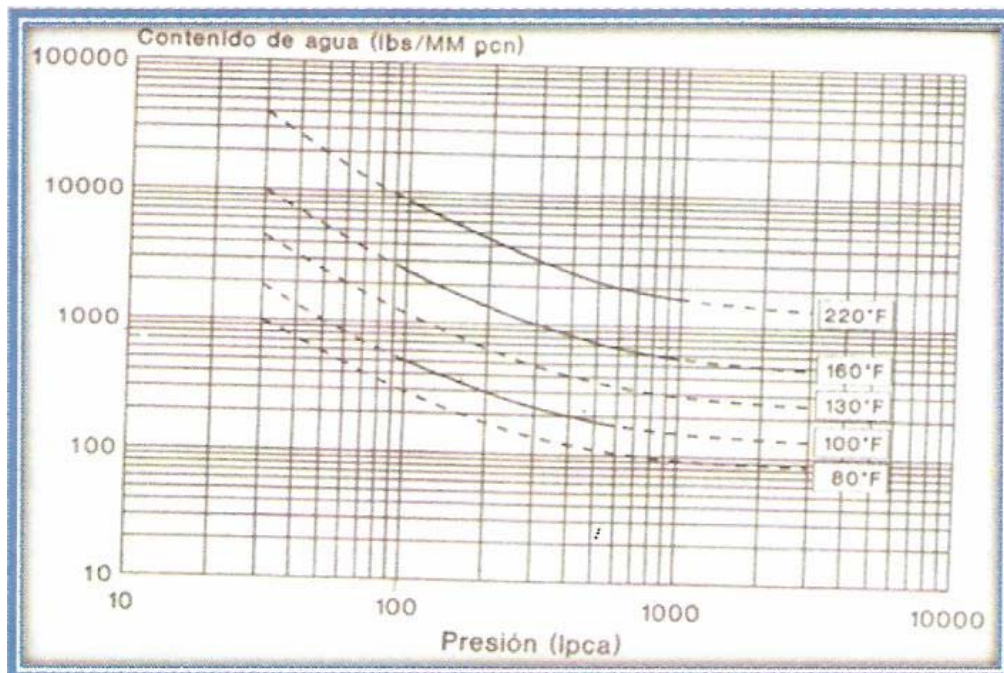
$W_{CCO2}$  = Contenido de agua en dióxido de carbono.

$Y_{H2S}$  = Fracción molar del sulfuro de hidrógeno en el gas natural.

$W_{CH2S}$  = Contenido de agua en el sulfuro de hidrógeno.



**Figura 2.6** Contenido de agua presente en  $\text{CO}_2$  en una mezcla de Gas Natural.



**Figura 2.7** Contenido de agua presente en  $\text{H}_2\text{S}$  en una mezcla de Gas Natural.

### 2.3.3 Etapas de la cadena del GNL

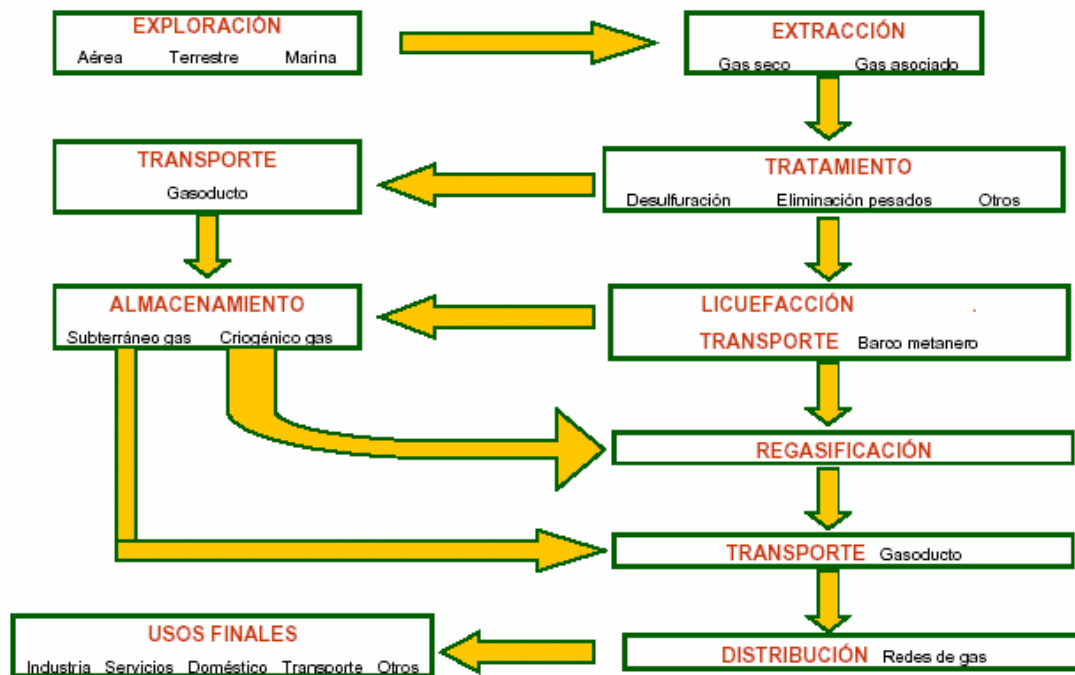


Figura 2.8 Esquema de las etapas del GNL.

Excluyendo la producción del gas, los procesos incluidos dentro de la cadena de GNL son:

#### Procesos – etapas

##### 2.3.3.1 Exploración

La exploración es una etapa muy importante del proceso. En el transcurso de los primeros años de la industria del gas natural, cuando no se conocía muy bien el producto, los pozos se perforaban de manera intuitiva. Sin embargo, hoy en día, teniendo en cuenta los elevados costos de extracción, las compañías no pueden arriesgarse a hacer excavaciones en

cualquier lugar. Los geólogos juegan un papel importante en la identificación de capas de gas. Para encontrar una zona donde es posible descubrir gas natural, analizan la composición del suelo y la comparan a las muestras sacadas de otras zonas donde ya se ha encontrado gas natural. Posteriormente llevan a cabo análisis específicos como el estudio de las formaciones de rocas a nivel del suelo donde se pudieron haber formado capas

De gas natural. Las técnicas de prospección han evolucionado a lo largo de los años para proporcionar valiosas informaciones sobre la posible existencia de depósitos de gas natural. Cuanto más precisas sean las técnicas, mayor será la posibilidad de descubrir gas durante una perforación.

### **2.3.3.2 Extracción**

El gas natural se extrae cavando un hueco en la roca. La perforación puede efectuarse en tierra o en mar. El equipamiento que se emplea depende de la localización de la capa de gas y de la naturaleza de la roca. Si es una formación poco profunda se puede utilizar perforación de cable. Mediante este sistema una broca de metal pesado sube y baja repetidamente en la superficie de la tierra. Para proporciones a mayor profundidad, se necesitan plataformas de perforación rotativa. Este método es el más utilizado en la actualidad y consiste en una broca puntiaguda para perforar a través de las capas de tierra y roca.

Una vez que se ha encontrado el gas natural, debe ser extraído de forma eficiente. La tasa de recuperación más eficiente representa la máxima cantidad de gas natural que puede ser extraída en un período de tiempo dado sin dañar la formación. Varias pruebas deben ser efectuadas en esta

etapa del proceso. Lo más común es que el gas natural esté bajo presión y salga de un pozo sin intervención externa. Sin embargo, a veces es necesario utilizar bombas u otros métodos más complicados para obtener el gas de la tierra. El método de elevación más difundido es el bombeo de barra.

### **2.3.3.3 Tratamiento**

El proceso de tratamiento es un paso previo a la fase de procesamiento, la cual consiste en eliminar las impurezas que trae el gas natural, como agua, dióxido de carbono, y sulfuro de hidrógeno. El agua se elimina con productos químicos que absorben la humedad en plantas de deshidratación. El sulfuro de hidrógeno y el dióxido de carbono se eliminan en plantas de endulzamiento. Estas impurezas se

Recuperan y pueden ser comercializadas para otros fines. Una vez que el gas rico se le ha eliminado las impurezas son llevados a la fase de procesamiento siendo su primer proceso, la extracción de sus líquidos.

### **2.3.3.4 Licuefacción**

Es el proceso destinado a licuar el gas natural, y se realiza en módulos de procesamiento llamados *trenes*:

El tamaño de un tren depende de los compresores y su capacidad anual se expresa en millones de toneladas métricas (1T = 1336 m<sup>3</sup> aprox. de gas). Su capacidad ronda los 4MMT que equivale a procesar más de 14 millones de m<sup>3</sup> por día.

Aunque los principios de licuefacción no cambien mucho suelen variar los métodos usados para el ciclo de refrigeración. Uno de los más usados es el que emplea propano pre-enfriado por su bajo costo específico, eficiencia y flexibilidad. El calor extraído es llevado por el propano y mezcla de refrigerantes a un ambiente de agua o aire. Hasta hace un tiempo se utilizaban turbinas de vapor para mover los compresores de refrigeración. El vapor que mueve las turbinas es posteriormente condensado, típicamente usando agua fría / fresca, que es, a su vez, la que permite extraer el calor del gas natural. El problema era la gran demanda de agua que precisaban.

En muchos diseños posteriores las turbinas de vapor fueron reemplazadas por turbinas de gas para el movimiento de los compresores. También se empezó a usar aire como refrigerante.

La nueva generación de plantas se va a ver beneficiada por la reducción en los costos debido a mejoramientos en el intercambio de calor.

Dado que la licuefacción del gas natural implica trabajar a temperaturas en el entorno de  $-160^{\circ}\text{C}$ , es necesario eliminar cualquier componente susceptible de congelarse (agua, gases ácidos e hidrocarburos pesados) durante el proceso de enfriamiento y obstruir el circuito de éste o producir daños (corrosión, picaduras, etc.) así como compuestos que puedan resultar nocivos para la instalación, como es el caso del mercurio. También es necesario eliminar la presencia de

Compuestos que excedan el límite permitido por las especificaciones del gas comercial obtenido en el punto de recepción una vez vaporizado en GNL.



➤ **El proceso de licuefacción del gas natural**

El gas natural puede obtenerse directamente de la tierra como un flujo de fluido que debe ser procesado antes de su uso comercial. Normalmente el gas requiere primero un pre-tratamiento para quitar o reducir el contenido de impurezas tales como dióxido de carbono, agua, sulfuro de hidrógeno, mercurio, etc. Antes de ser transportado a su punto de uso el gas debe ser licuado (GNL), y de esa forma el volumen se reduce unas 600 veces. Puesto que el gas natural es una mezcla de gases, licua en un rango de temperaturas. A presión atmosférica, el rango de temperaturas usual en el que ocurre la licuefacción ocurre entre  $-165^{\circ}\text{C}$  y  $-155^{\circ}\text{C}$ .

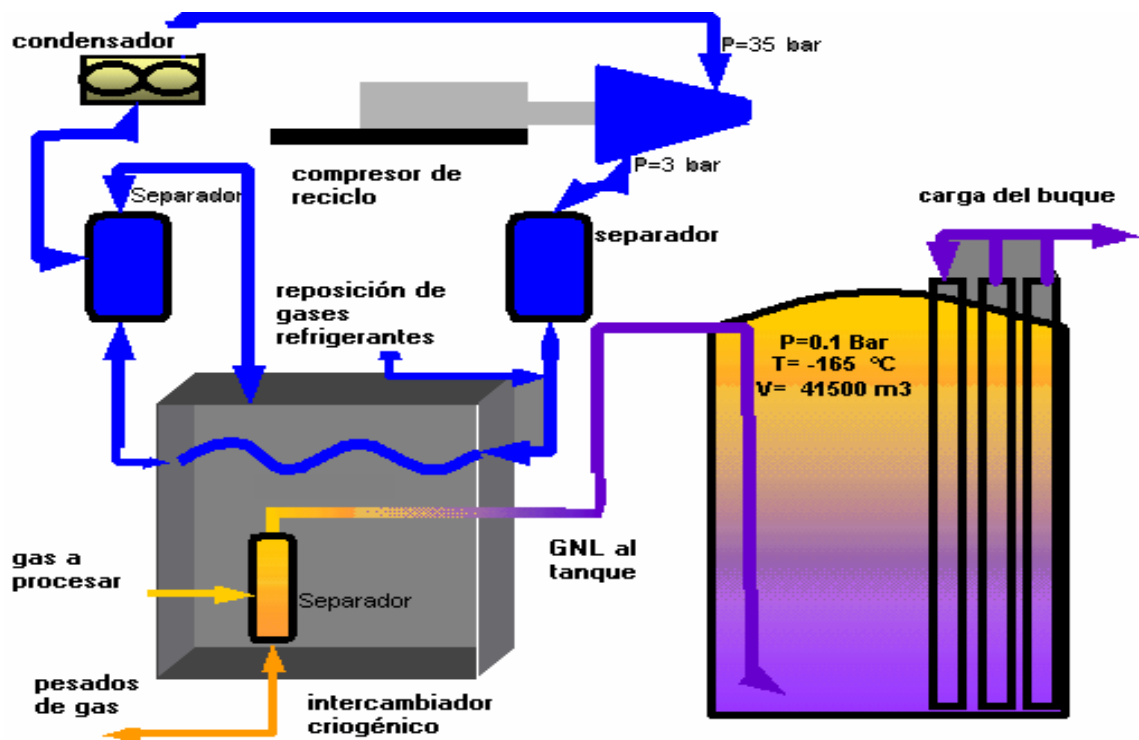
Por otra parte, ya que la temperatura crítica del gas natural está entre  $-80^{\circ}\text{C}$  y  $-90^{\circ}\text{C}$ , el gas no puede licuarse solamente por compresión, es por lo tanto necesario usar procesos de enfriamiento. La tecnología de licuefacción del gas natural está en pleno desarrollo, y son muchos los avances en los últimos años. En este artículo revisamos los más recientes, y para ello hemos estudiado las últimas veinte patentes aprobadas en Estados Unidos. Sólo las últimas veinte, porque hay más de mil patentes que tratan sobre este proceso de enfriamiento.

➤ **Recuperación de azufre:**

Los procesos hasta aquí mencionados tienen como objetivo eliminar los componentes no deseados y aquellos susceptibles de congelarse. La licuefacción se completa con otros dos pasos: Un solvente remueve  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{COS}$  y otros componentes de azufre (y parte de  $\text{CO}_2$ ). El sulfuro elemental es recuperado del gas solvente de regeneración a partir de una combinación de los procesos Claus y Scot. Si el gas natural contiene un alto contenido en

nitrógeno, éste debe ser eliminado. Esta operación generalmente se realiza en la expansión final. A continuación se presenta un esquema de una parte del proceso, donde se ubica el intercambiador criogénico principal: en él se produce la transferencia de calor

Desde el gas pre-tratado y la mezcla de refrigerantes. Luego, el gas, ya Licuado, se dirige al tanque de almacenamiento. Ver figura 2.8.



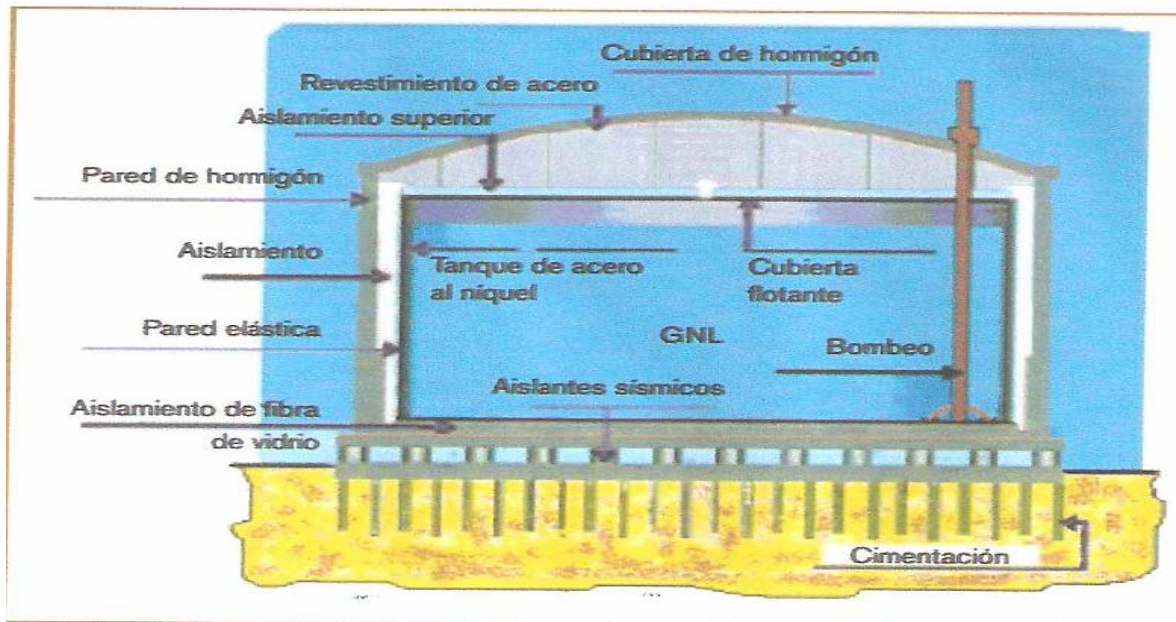
**Figura 2.9 Licuefacción y Almacenamiento**

### 2.3.3.5 Almacenamiento del gas natural licuado

Los depósitos de GNL poseen tanque interior metálico y tanque exterior hormigón pretensado entre los cuales existe un material aislante a fin de

minimizar la entrada de calor desde el ambiente. Los depósitos de GNL poseen tanque interior metálico (acero al 9% de Ni) y tanque exterior de hormigón pretensado. Este es capaz de contener una eventual fuga de GNL desde el tanque interior. Entre los dos tanques existe un material aislante, con el fin de minimizar la entrada de calor desde el ambiente. La losa de hormigón del fondo del depósito exterior está atravesada por una serie de tubos que contienen resistencias de calefacción, cuyo objeto es mantener el terreno a temperatura superior a la de congelación. La tapa del depósito interior la constituye un techo suspendido de la cúpula del exterior por medio de tirantes. Este techo suspendido permite la comunicación

Entre los vapores presentes sobre la superficie del líquido y el gas contenido bajo la cúpula. El techo suspendido está aislado, por el lado cúpula, con una manta de fibra de vidrio. Todas las conexiones de entrada y salida de líquido y gas del tanque, así como las conexiones auxiliares para nitrógeno y tomas de instrumentación, se hacen a través de la cúpula, con lo que se tiene una medida de seguridad pasiva consistente en evitar posibles fugas de GNL. Ver figura 2.9.



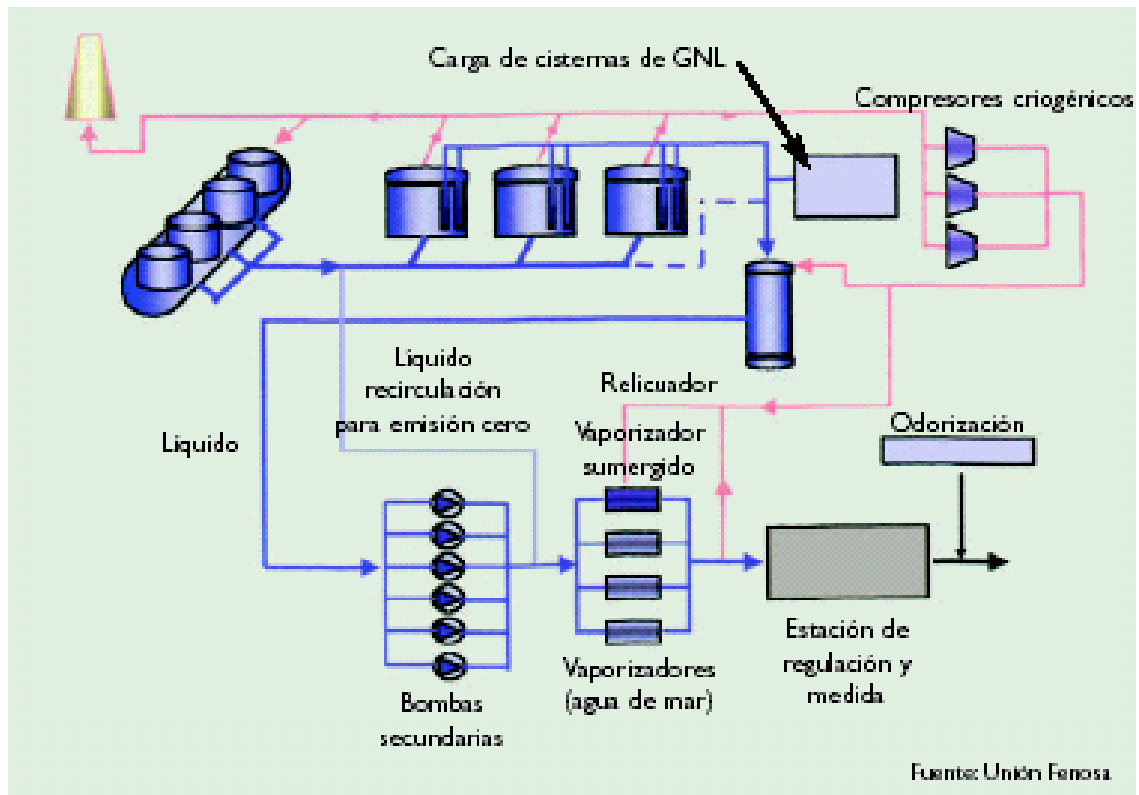
Esquema del diseño conceptual de los tanques de almacenamiento de GNL.

**Figura 2.10 Tanque de almacenamiento de GNL**

### 2.3.3.6 Regasificación

Consiste en llevar el gas natural nuevamente a su estado gaseoso, devolviéndole el calor removido en el proceso de licuefacción. Esto se realiza en vaporizadores que utilizan agua de mar como fluido intercambiador y se alimentan de GNL a través de tuberías provenientes de los grandes tanques donde es almacenado.

Esquema de procesos en una terminal importadora de GNL. Ver figura 2.10.



**Figura 2.11 Terminal importadora de GNL**

➤ **Infraestructura portuaria**

El embarcadero debe ser diseñado para atraque y descarga de buques metaneros. Los mismos son acomodados con botes remolcadores. Se debe poder descargar tanqueros con capacidades desde 70 hasta 145 mil m<sup>3</sup>, siendo estos últimos los que tendrán mayor incidencia en el comercio futuro.

➤ **Recepción y almacenamiento de GNL**

A lo largo del embarcadero se colocan los brazos de descarga que comunican los depósitos del buque con los tanques de almacenamiento. Luego de ser bombeado hasta estos últimos, operación que puede tardar

alrededor de 12 horas, se almacena a una temperatura de  $160^{\circ}\text{C}$  bajo cero en tanques que miden cerca de 44 metros de altura y 73 metros de diámetro. Estos tanques

Tienen doble pared: la primera es de acero al níquel para prevenir pérdidas de temperatura, mientras que la segunda es de concreto.

### ➤ Vaporización

Cada tanque de almacenamiento posee tuberías que lo conectan con los vaporizadores. Estos últimos utilizan en la mayoría de los casos agua de mar, cuya temperatura es de  $15^{\circ}\text{C}$ , como fluido intercambiador. Existen también algunos buques que cuentan con una estación regasificadora a bordo que permite entregar directamente el gas a tierra por gasoductos. La desventaja es que se necesitan mayores espacios de almacenamiento en tierra ya que recordemos que el gas natural ocupa 600 veces más volumen que su homónimo licuado. Además, hay que tener en cuenta que no todos los buques cuentan con esta posibilidad y que el tiempo necesario para hacer la descarga se ve incrementado. Las dimensiones del buque también son mayores para un determinado volumen de gas. La ventaja es que no se precisa una planta regasificadora en tierra, ahorrándose ésta inversión.

### 2.3.3.7 Transporte y distribución

El gas es presurizado (suele inyectarse en el gasoducto a una presión de 80 bar) e introducido a las gasoductos para su transporte. No hay que hacer ningún proceso de descontaminación ya que el gas fue liberado de contaminantes previo a su licuefacción.

El gas natural licuado (GNL) en los llamados buques metaneros y camiones criogénicos, asimismo se puede transportar en cilindros de alta presión (como gas natural comprimido-GNC).

En un carguero moderno el sistema de almacenamiento consiste en dos barreras, líquidas y capas de aislamientos alternados entre sí. De esta manera, si ocurriese un daño en la primera barrera, la segunda evitaría una pérdida. Los espacios de aislación son permanentemente monitoreados para detectar cualquier caso de pérdida.

Una pequeña cantidad de GNL se deja evaporar durante el viaje con dos motivos: 1) mantener la temperatura del GNL y 2) usarlo como fuente de combustible para los motores el buque.



**Figura 2.12 Buque Metanero**

➤ **Características básicas de los buques metaneros**

Son buques de casco doble que usan materiales especiales para aislamiento ya que deben mantener el gas a temperaturas de  $-160^{\circ}\text{C}$  a presión Atmosférica. En función del aislamiento de los tanques se clasifican en:

➤ **Diseño esférico autosostenido (MOSS)**

Tiene depósitos independientes del barco. Representa el 52% de la flota mundial.

➤ **Diseño de membrana**

Pared delgada estanca, utilizan la estructura del barco. 43% de la flota. Los buques utilizan gas natural como propulsión, consumiendo de 0,15% a 0,30% del volumen transportado por día. La mayoría de las capacidades de los barcos varían entre 19 mil y 145 mil  $\text{m}^3$ , estando los más comunes entre 125 y 140 mil  $\text{m}^3$  (58 y 65 mil toneladas). En la actualidad y hacia el futuro se prevé la utilización de

Buques cada vez más grandes de tal manera de reducir la influencia del costo de transporte.

Grandes cantidades de gas se requieren para sostener un proyecto de exportación de GNL convencional –cerca de 5 trillones de pies cúbicos para 20 años, 5 m de toneladas por planta al año y los hallazgos en esta escala son cada vez más raros. Una gran parte de las reservas mundiales de gas está en campos con 0.5 - 5.0 trillones de pies cúbicos, por lo cual el FLNG



podría aumentar considerablemente la disponibilidad de los recursos a disposición para el suministro de GN **Royal Dutch Shell dará valor agregado a la industria del GNL.**

Royal Dutch Shell anunció a finales de 2009 planes para desplegar la primera facility flotante de gas natural licuado en el mundo, cerca de las costas del noroeste de Australia, en un movimiento que tuvo repercusiones importantes para la industria del gas natural global. El proyecto Land Mark – que Shell definió como el navío más grande del mundo, mucho más grande que un porta a aviones será contemplado de cerca por otras súper mejores, que durante mucho tiempo consideraron el potencial para un facility flotante.

La facility de GNL desplegada en Prelude tendrá 480 metros, o cerca de 500 yardas, de largo, y 75 metros de ancho; pesará 600.000 toneladas métricas, lo suficientemente pesada para hacerla resistente a los ciclones. Producirá 3,5 millones de toneladas métricas de GNL por año, aunque los funcionarios de Shell reafirmen que el proyecto está todavía en fase de diseño e ingeniería y la decisión de inversión final se encuentra todavía en un estadio lejano.

En julio, Shell firmó un acuerdo con la francesa Technip y la surcoreana Samsung para ingeniería front-end y el diseño para una embarcación de FLNG por 3,5 m toneladas al año. El acuerdo implica un programa para construir e instalar más facilities de FLNG durante un período de 15 años. Shell piensa usar su diseño de navíos de FLNG, que se parece a un petrolero de 450 metros de largo, en Irak y en el Mediterráneo; Egipto y Chipre son también considerados como locaciones. La empresa dijo en 2008 que esperaba tener operacional un FLNG para 2012,

Pero no reveló cuándo será completado su primer navío Samsung Heavy Industries (SHI).



**Figura 2.13 Buque Especializado**



**Figura 2.14 Cisterna para el Transporte de Gases Licuados**

### **2.3.3.8 Los usos más comunes del gas natural son:**

Entre las fuentes de energía, el gas se caracteriza por su eficiencia, limpieza y competitividad. El gas natural es también una energía versátil, que se puede emplear tanto en el hogar como en el comercio y la industria.

#### **➤ En el hogar**

El gas puede utilizarse en los hogares para cocinar, lavar, secar y obtener agua caliente, calefacción y climatización. Y en el jardín, el gas natural permite cocinar en barbacoas y calentar patios y terrazas. En la cocina, las vitrocerámicas son, en la actualidad, los más modernos equipos de cocción. A su limpieza y comodidad se añade la economía del gas natural. Los casos domésticos para cocinar con gas, están equipadas ahora con los dispositivos más modernos: encendido electrónico y sistemas termopar que cortan el paso del gas si se apaga la llama. Los hornos de gas son programables, autolimpiables y disponen de un encendido automático.

El vapor de agua de la combustión del gas permite, en estos hornos, que los alimentos no se resequen. El gas natural también se aplica a las lavadoras y a los lavavajillas, que usan el agua calentada por la caldera o calentador de agua y consiguen sustanciales ahorros de tiempo y dinero. Las secadoras pueden instalarse aisladas o en columna con la lavadora. Su rapidez y eficacia les permite ahorrar más de un 60 % del costo en cada carga.

Los calentadores de gas natural, denominados de paso, producen agua caliente al instante y sin límite. Estos calentadores funcionan sólo cuando se necesita agua caliente, lo que permite un máximo ahorro de energía. Los

calentadores llamados de acumulación, almacenan agua caliente para cuando se necesite en varios puntos a la vez y en grandes cantidades. El gas natural también permite calentar los hogares alcanzando el máximo confort. Las calderas de calefacción mixtas (calefacción más agua caliente) pueden ser para una sola vivienda (individuales) o para todo un edificio o urbanización (colectivas). Las chimeneas de gas natural tienen una llama real, no producen cenizas ni rescoldos y se encienden automáticamente.

El gas natural ofrece la máxima economía en la climatización de los hogares, con equipos modulares que pueden adaptarse a gran parte de las necesidades existentes.

#### ➤ **En el comercio y la Industria**

En el comercio y en la industria, el gas natural puede utilizarse en cualquier proceso de generación de calor o frío, en la cogeneración de energía térmica y eléctrica, y en la generación de electricidad. La combustión del gas natural permite regular mejor la temperatura de las cámaras de combustión de una extensa gama de equipos y aplicarla directamente al tratamiento de múltiples productos. Como combustible, el gas natural se utiliza en los sectores industriales que necesitan energía térmica limpia, eficaz y económica: hornos, fundiciones, tratamientos térmicos, cubas de galvanizado y calefacción de grandes locales (polideportivos y naves industriales o comerciales).

El gas natural también permite climatizar y generar frío para edificios y cámaras industriales o producir hielo para las pistas de patinaje.

Otra aplicación de actualidad y con un gran futuro es la cogeneración. La cogeneración con gas natural produce conjuntamente energía eléctrica (o mecánica) y calor útil para fábricas, centros sanitarios y hoteleros, y grandes complejos urbanísticos. La cogeneración con gas natural reduce en gran medida la emisión de contaminantes.

El gas natural se utiliza cada vez más en la generación de electricidad en centrales térmicas convencionales o de ciclo combinado. Este proceso permite ahorrar energía, y además disminuir los niveles de contaminación. Por su alto contenido en hidrógeno, el gas natural es la materia prima más utilizada en la producción de amoníaco para fertilizantes, así como en otras aplicaciones petroquímicas.

➤ **Sector Petroquímico**

Materia prima, fertilizantes, plásticos, MTBE, alcoholes, aldehídos, acetileno, etc. (figura 2.14).

➤ **Sector transporte**

Las características de funcionamiento limpio y eficiente, su rendimiento y precio económico han logrado que cada día se expanda el mercado de Gas Natural para vehículos (GNV). Se ha comprobado que como combustible el gas metano es muchísimo menos contaminante del ambiente que otros, como la gasolina y el Diesel. (Figura 2.15).



**Figura 2.15 Uso del Gas Natural en el sector Petroquímico**

- **Sector eléctrico**
  - turbogeneradores
  - turbinas a vapor
  - plantas de cogeneración
  - ciclo combinado
  
- **Ventajas del Gas Natural**

El desarrollo y perfeccionamiento de la tecnología del gas han contribuido decididamente a que esta fuente natural de energía sea factor importante en la vida moderna, tanto para las industrias como para el hogar.



**Figura 2.16 Uso del Gas Natural en el Sector Transporte**

Si se enumeran las razones por las cuales este combustible tiende a imponerse con respecto a las otras facilidades energéticas, se tendría que es el combustible más económico, fácilmente transportable y con menor grado de impacto ambiental negativo.

Para fines domésticos es un combustible limpio, que se emplea con facilidad en la preparación de los alimentos. En los países acostumbrados a gas, la línea blanca domestica puede ser hecha con base en el gas natural (secadores de ropa acondicionadores de aire, etc.).

El gas puede convertir en electricidad con mucha facilidad y, en este caso, ofrece otra alternativa energética.

Cuando se comprime para ser utilizado en el automovilismo, sustituye la gasolina de motor, disminuye el impacto ambiental que produce la gasolina que utiliza tetraetilo de plomo y prolonga la vida de los motores.

➤ **Agua (H<sub>2</sub>O):**

El agua es uno de los elementos que mayor importancia tiene para la industria del gas. La factibilidad de predecir cuándo se evapora de ordinario significa la vida de la planta. Muchas explosiones se producen porque el operario no tiene presente esta característica. También es bueno recordar que, cuando el agua se evapora, aumenta su volumen mil setecientos (1700) veces, de donde, el lector podrá formarse una idea del impacto sobre las instalaciones a consecuencias de un descuido.

Unas cuantas consideraciones adicionales nos indicarán la importancia de estos razonamientos:

- El gas natural, por lo general, sale de los pozos saturado con agua, con lo cual podemos advertir su presencia en estado líquido en las tuberías y demás instalaciones.
- Dado que el gas es un combustible, cuando los depósitos de líquido llegan a las calderas y / o quemadores que alimentan, generan explosiones. Los daños deben ser cubiertos por aquel que produjo el accidente.
- Cuando se deshidrata el gas natural, no siempre se elimina completamente el agua contenida en la mezcla de hidrocarburos, de tal manera que aún en el caso que haya sido deshidratado se puede producir depósitos de agua, con las respectivas consecuencias.



- Todo esto nos conduce a tener absoluta claridad en lo relativo al comportamiento de estos fluidos, con el fin de prevenir las consecuencias desagradables.
- Sobre la misma figura antes descrita se ha marcado el comportamiento del agua, a presión atmosférica. Esto nos indica que, a 14,7 lpca (1,03

$\text{Kg/cm}^2$ ), el agua se evapora al alcanzar la temperatura de  $100^\circ\text{C}$  ( $212^\circ\text{F}$ ). El agua no se evapora y, por lo general, se obvia el efecto de la presión sobre el comportamiento del producto. Ver figura 2.16.

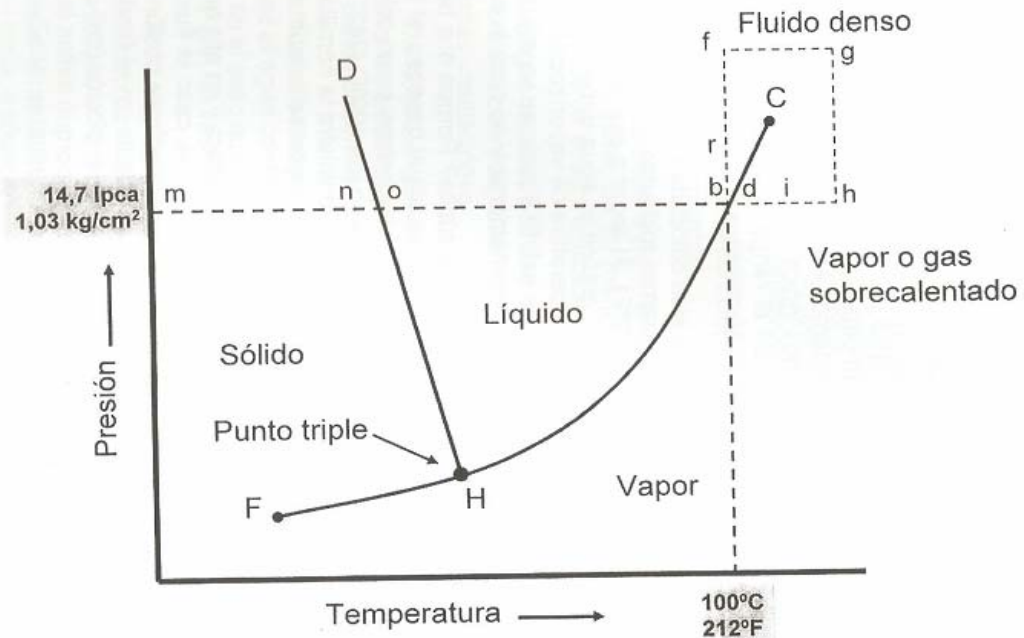


Fig. No. 1-2. Diagrama de fases para un componente puro (agua).

Figura 2.17 Diagrama de fase para un componente puro / (agua)

## **2.4 Impurezas del Gas Natural**

Estas impurezas representan aproximadamente un 10 % de la muestra, sin embargo este porcentaje puede variar. Están simbolizados normalmente por sólidos, desasfáltenos y agua (dependiendo de las condiciones de presión y temperatura en que se encuentra el gas).

### **2.4.1 Efectos de la presencia de Impurezas en el Gas Natural**

#### **2.4.1.1 Impacto en el Gas**

- Disminución de la calidad del gas.
- En la combustión se puede formar  $\text{SO}_2$  que es también altamente tóxico y corrosivo.
- Disminución del poder calorífico del gas.
- Cuando el gas se va a someter a proceso criogénicos es necesario remover el  $\text{CO}_2$  porque de lo contrario se solidifica.
- Promoción de la formación de hidratos.

#### **2.4.1.2 Impacto sobre las Instalaciones y Equipos**

- Corrosión por presencia de  $\text{H}_2\text{S}$  y  $\text{CO}_2$ .
- Los compuestos sulfurados (mercaptanos, sulfuros de carbonilo y disulfuro de carbono) tienen olores bastantes desagradables y tienden a concentrarse en los líquidos que se obtienen en las plantas de gas; estos compuestos se deben remover antes de que los productos se puedan usar.

- El mercurio contamina los catalizadores e impacta notablemente sobre los equipos que se utilizan en la tecnología criogénica.

#### **2.4.1.3 Impacto Ambiental y social**

- Toxicidad del H<sub>2</sub>S.
- El CO<sub>2</sub> en altas concentraciones incrementa la frecuencia cardiaca y puede llegar a producir sofocación.
- Los mercaptanos son compuestos peligrosos o tóxicos para la salud humana, ejemplo claro de esto es el gas licuado.
- La exposición prolongada a vapores de disulfuro de carbono lleva a síntomas de intoxicación que van desde el enrojecimiento de la cara, euforia, pérdida de conocimiento, el coma hasta un paro respiratorio.
- Contaminación del aire, aguas y plantas.

#### **2.4.1.4 Principales razones para remover las Impurezas del Gas Natural**

- Seguridad del proceso que se realiza.
- Control del proceso de corrosión.
- Cumplir con las especificaciones del gas tratado.
- Impedir la formación de hidratos.
- Disminuir los costos del proceso de compresión.
- Satisfacer las normas ambientales.
- Evitar el envenenamiento de los catalizadores.
- Mantenimiento

## **CAPITULO III**

### **METODOLOGÍA**

#### **3.1 Tipo de investigación**

El presente proyecto, se cataloga como una investigación de carácter documental, ya que se utilizan estrategias donde se observa y se analiza sistemáticamente sobre realidades (teóricas o no) usando para ellos diferentes tipos de documentos con la finalidad de obtener resultados que pudiesen ser base para el desarrollo de la creación científica.

Según Arias, Fidias G. 2006 la investigación documental es un proceso basado en la búsqueda, recuperación, análisis, e interpretación de datos secundarios, es decir, los obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes documentales: impresas, audiovisuales o electrónicas. Como en toda investigación, el propósito de este diseño es el aporte de nuevos conocimientos.

#### **3.2 Etapas de la investigación**

##### **3.2.1 Recopilación de Información**

La búsqueda de información se inicio vía electrónica a través de Internet, seguidamente de bibliografías referentes al proceso del gas natural, producción, acondicionamiento, procesamiento y distribución relacionados con el tema en estudio. Este proceso de búsqueda de información se hace continuo a lo largo de todo el desarrollo del proyecto, de manera de ir

engranando todas las etapas que representan esta investigación, para así establecer cada objetivo planteado.

Se realizaron entrevistas con personas de experiencia en la industria del gas natural. Además se contó con la asesoría de catedráticos con conocimientos del tema.

### **3.2.2 Describir las diferentes etapas que conforman el proceso de producción de GNL.**

En esta etapa se describió de forma general en qué consiste cada proceso, con la finalidad de entender a fondo el funcionamiento de cada planta y lograr así localizar los factores que intervienen de forma directa e indirectamente en cada uno de ellos.

### **3.2.3 Identificar las variables críticas involucradas en cada etapa de los procesos.**

En esta fase se establecieron las variables más importantes que deben controlar en cada etapa que permitan mantener los rangos de diseños exigidos por la planta dentro de los límites máximos y mínimos para obtener una operación eficiente y calidad en los productos

### **3.2.4 Señalar los diferentes criterios de control presentes en el tratamiento de gas natural para la generación de GNL.**

Se establecieron comparaciones en las diferentes etapas del proceso en función a los criterios, con el propósito de conocer la relación que tiene una cosa con otra para lograr la eficiencia del mismo.

### **3.2.5 Especificar las características de cada uno de los criterios de control.**

Esto depende de cada fluido o propiedad química a tratar en cada proceso también de las presiones, temperaturas y de los requerimientos establecidos en la industria; a los parámetros o complejidad de factores a considerar que puedan causar algunos problemas en los equipos; por lo tanto cada tratamiento debe considerar los criterios establecidos en ese momentos.

### **3.2.6 Estudiar los problemas operacionales más comunes en las etapas de tratamiento.**

Se estudiaron por etapa los problemas operacionales más frecuentes que se presentan, con el propósito de conocer los responsables que inciden de forma negativa en la rentabilidad del negocio

### **3.2.7 Establecer oportunidades de mejora en los sistemas involucrados.**

Después de haber estudiado a detalle todo el proceso, se hizo la selección de las variables que más predominan en cada etapa, con la finalidad de considerarla como una estrategia para mejorar la eficiencia del proceso.

## **3.3 REDACCIÓN DEL TRABAJO DE GRADO**

# CAPITULO IV

## DESARROLLO DEL PROYECTO

### 4.1 Descripción de las diferentes etapas que conforman el proceso de producción de GNL.

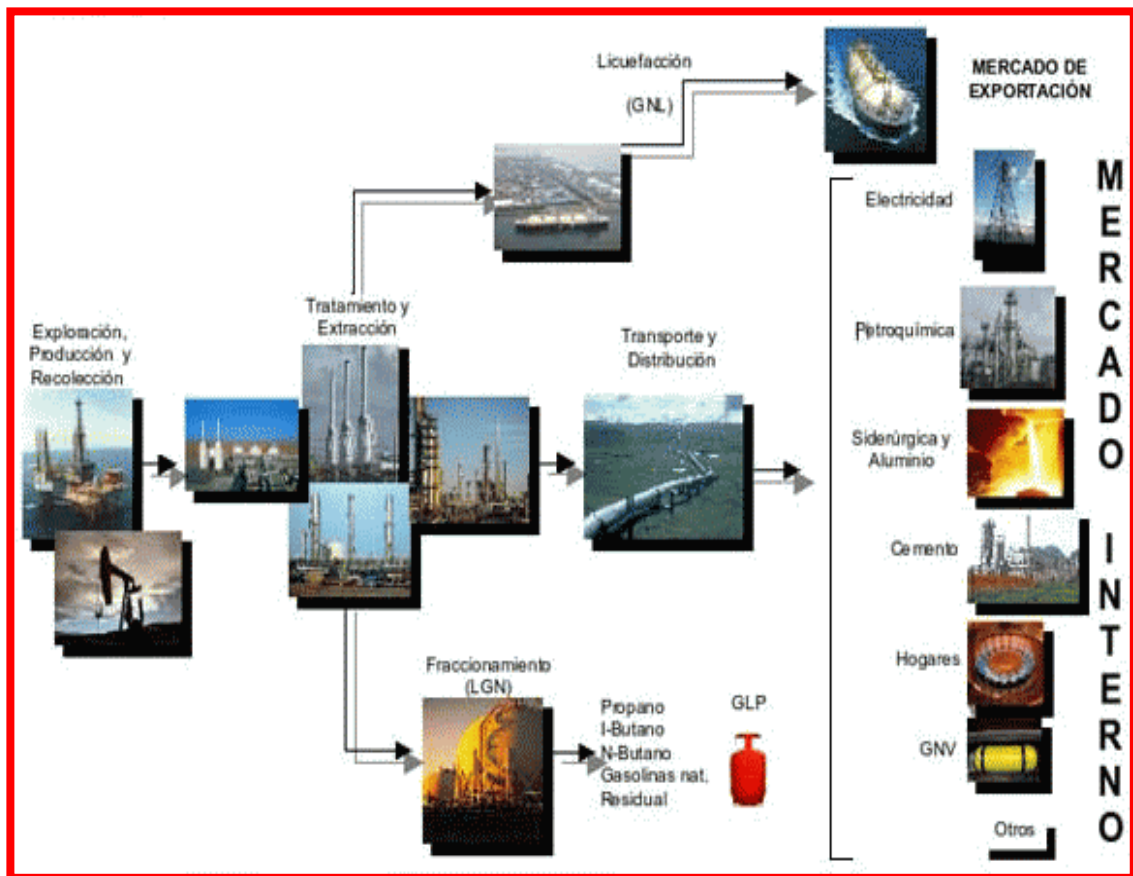


Figura 4.1 Etapas de producción de GNL

#### 4.1.1 Etapa de Producción

La primera etapa del negocio del gas natural es la actividad de producción, que consiste en llevar el gas desde los yacimientos hasta la superficie a través de los pozos productores. En el subsuelo, el gas natural se encuentra disuelto o en la capa de gas en los yacimientos de petróleo; en estado gaseoso en los yacimientos de condensado (“Gas no asociado”).

La identificación del prototipo de gas (asociado ó no asociado) es la base para la toma de decisiones de las diferentes rutas o recorrido que este va tener dentro del

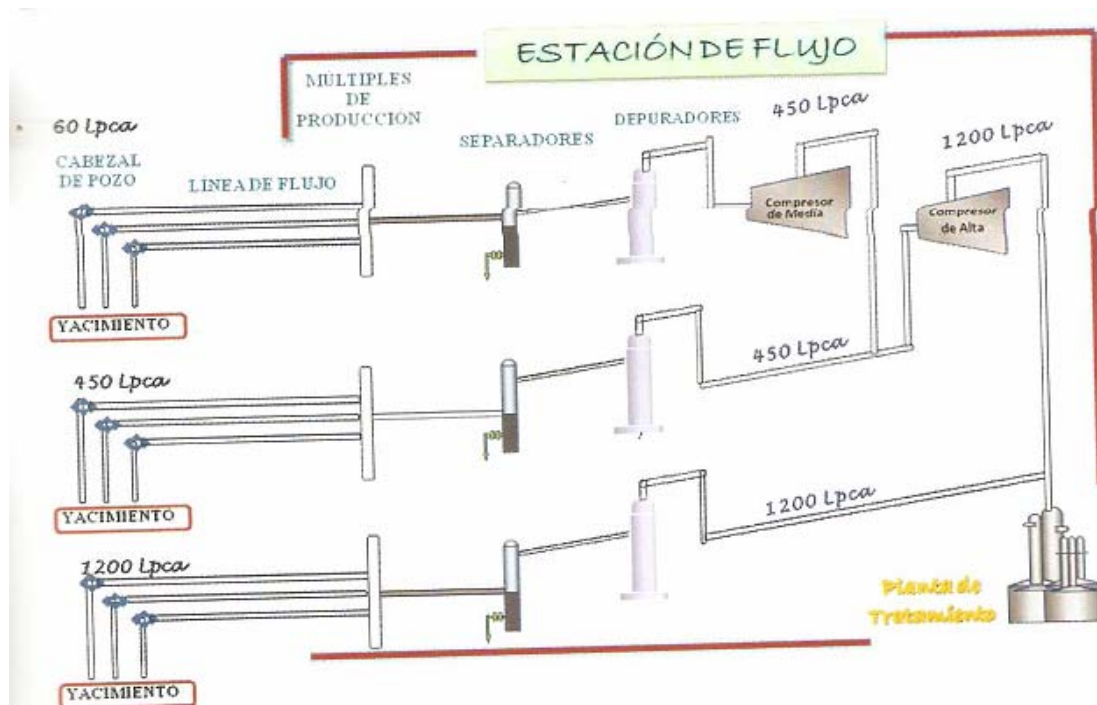
Negocio, siendo éste un criterio muy importante a precisar en vista de que el Estudio del tratamiento en el proceso del gas natural tiene su fundamento en el tipo de fluido a manejar.

Una vez extraído el gas en superficie, es transportado a través de líneas de flujo que no es más que una tubería que conecta al cabezal del pozo con el múltiple de producción de su correspondiente estación de flujo, donde es necesario separarlo del petróleo, del condensado y/o del agua asociada a él. Cuando se trata de un gas libre es decir, no asociado, éste no requiere etapa de separación, por lo cual va directo a tratamiento. En Venezuela se pueden encontrar tres prototipos de gas, que son: el gas condensado, el gas húmedo y en menor proporción gas seco.

La estación de flujo o descarga es una instalación compuesta por tuberías, múltiples de producción, separadores, tanques, compresores, entre otras, donde se recolecta la producción de varios pozos para enviarla



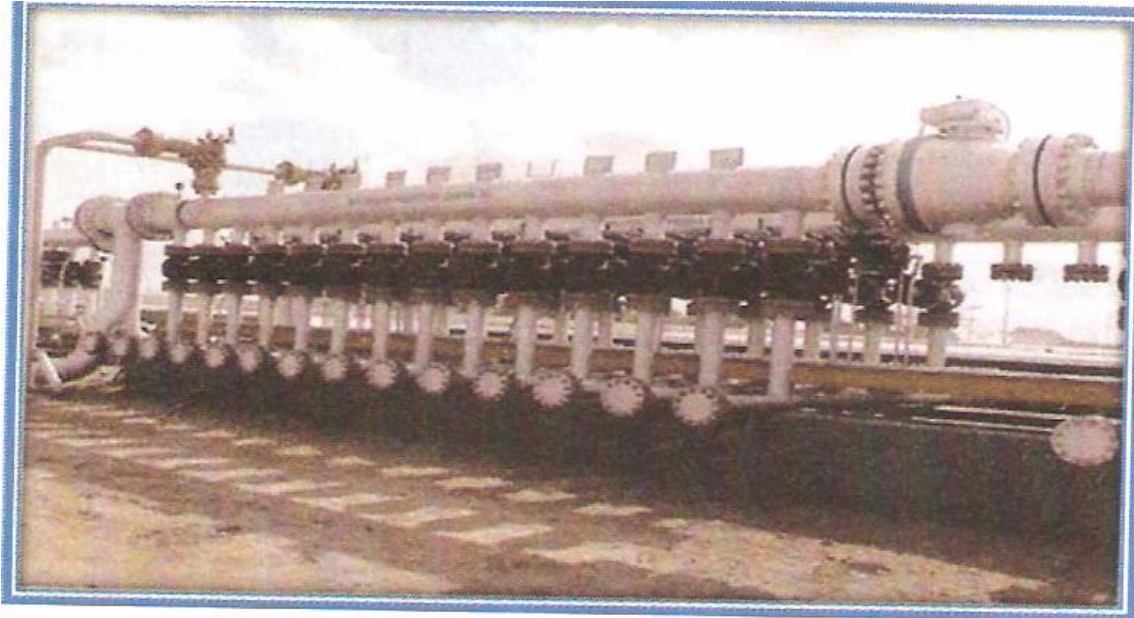
posteriormente a otros sitios según las operaciones que se realicen. Ver figura 4.2



**Figura 4.2 Esquema de una estación de flujo.**

Cada pozo produce a rangos de presiones diferentes, dependiendo de la vida productiva del yacimiento entre otros factores. Actualmente en Venezuela se manejan presiones de 60, 450, y 1200 Lpc lo que se denominan niveles de baja, media y alta presión. En efecto en las estaciones de flujo existen múltiples de producción para cada uno de estos niveles.

Los múltiples de producción son un conjunto de válvulas y tuberías donde convergen las líneas de flujo provenientes de los pozos, recolectando de esta forma los fluidos producidos en una planta centralizada donde los pozos pueden ser colocados individualmente en producción y/o prueba como se muestra en la figura 4.3.



**Figura 4.3 Múltiples de producción.**

El gas asociado proveniente de los múltiples de producción entra a los separadores dependiendo de la presión a la que venga, cabe destacar que de igual manera los separadores están diseñados para manejar diferentes niveles de presión, como lo son de baja, media y alta.

El flujo entra al separador a gran velocidad y choca con una lámina dispersante en donde se separan la fase líquida del gas, aprovechando su densidad, el crudo cae al fondo del separador, mientras que el gas sube al tope del separador. Debido a que el gas retiene ciertas partículas líquidas, se ubica en la parte superior del separador una laminilla, que permite el paso del gas y retiene al líquido el cual al juntarse y ganar peso, desciende al lugar ocupado por el resto del líquido.

También es importante señalar que en la industria se utilizan diferentes tipos de separadores como son:

### ➤ Separadores Verticales

Son los más usados, históricamente ha sido el equipo instalado en tierra ya que ocupa menos espacio. El control de nivel es menos crítico debido a su mayor altura, menor manejo de partículas sólidas y mayor facilidad de incrementar su capacidad debido a su forma constructiva. (Ver figura 4.4).



**Figura 4.4 separador vertical**

### ➤ Separadores Horizontales

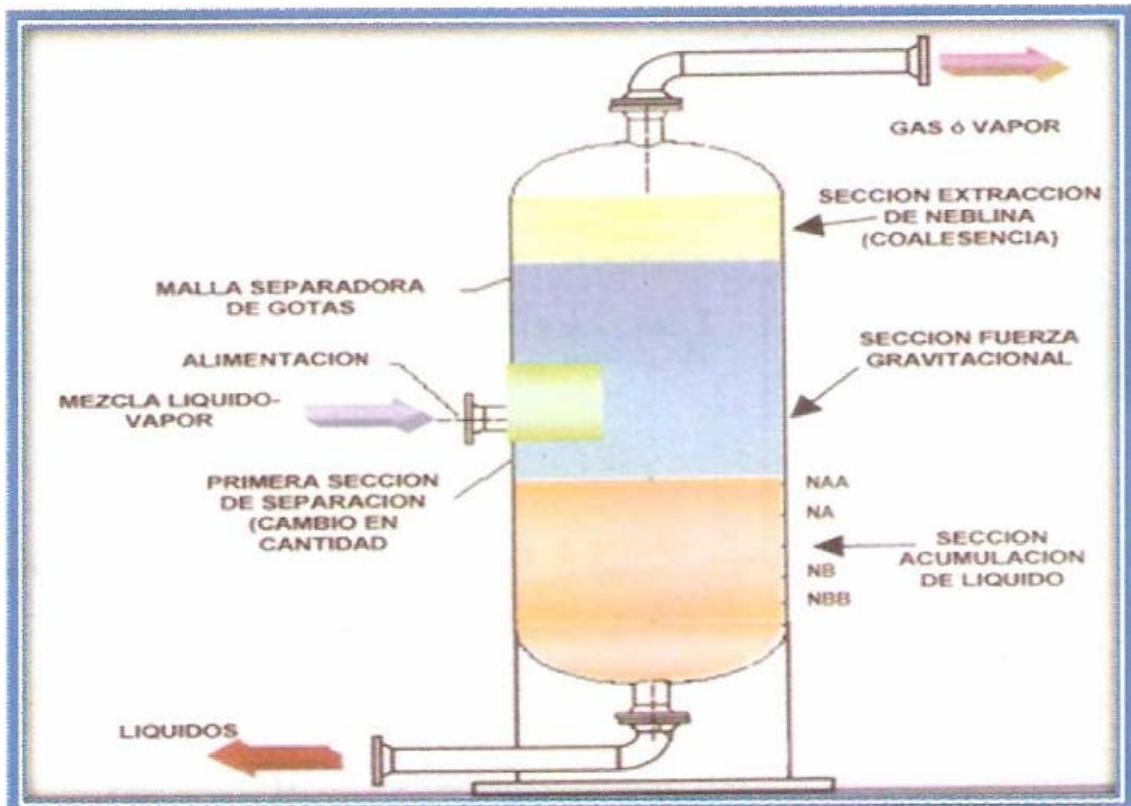
Se usa frecuentemente en los casos que se tenga una alta relación de gas – petróleo, cuando el crudo sea espumoso y cuando exista presencia de emulsiones. Una de las grandes ventajas de estos separadores es que permite una mayor superficie de contacto entre la interfase gas/liquido, proporcionando mayor eficiencia al proceso de separación.

Los separadores horizontales normalmente son más eficientes en el manejo de grandes volúmenes de gas que los tipos verticales porque las gotas líquidas caen de manera perpendicular al flujo de gas en la sección de asentamiento de gravedad, y se asientan más fácilmente de la fase de gas continua. Además, debido a que el área de interfaz es más grande en un separador horizontal, es más fácil que las burbujas de gas, que salen de la solución cuando el líquido se aproxima al equilibrio, alcancen el espacio de vapor.

En términos de un proceso de separación de gas – líquido, los separadores horizontales serían preferidos. Sin embargo, tienen desventajas que podrían llevar a la preferencia de un separador vertical en ciertas situaciones. (Ver figura 4.5)



**Figura 4.5 Separador Horizontal**

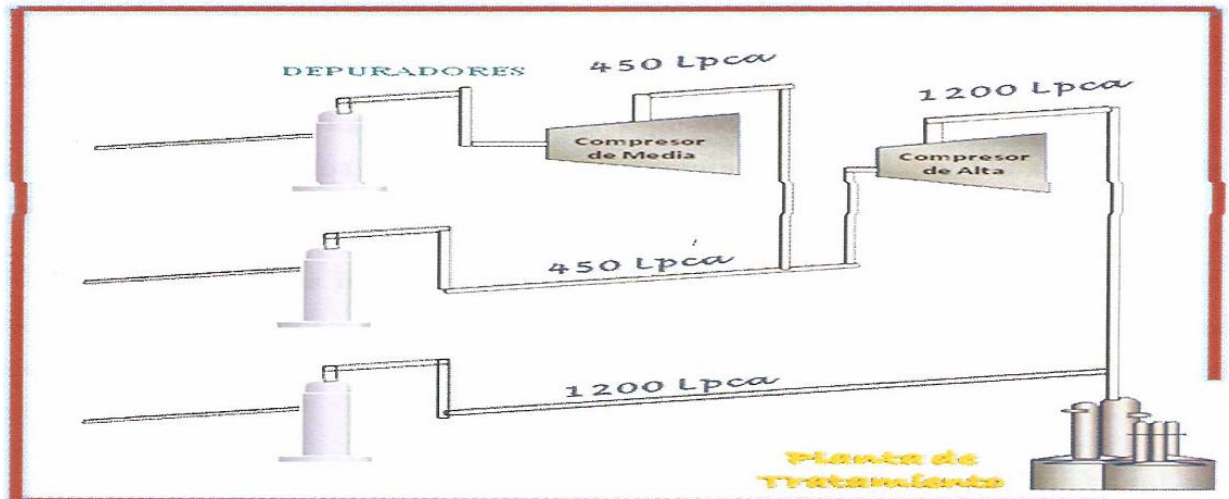


**Figura 4.6 depurador de gas.**

Para que el gas pueda ser transferido hacia sistemas de inyección en proyectos de recuperación secundaria, plantas de procesamiento y extracción de líquidos o al sistema de ventas, debe pasar por plantas compresoras, que son aquellas que se encargan de recibir el gas proveniente de las estaciones de flujo (menor de 1200 lpc), para comprimirlo y elevar su presión hasta un nivel de 1200lpc que es la presión de operación requerida por dichas plantas.

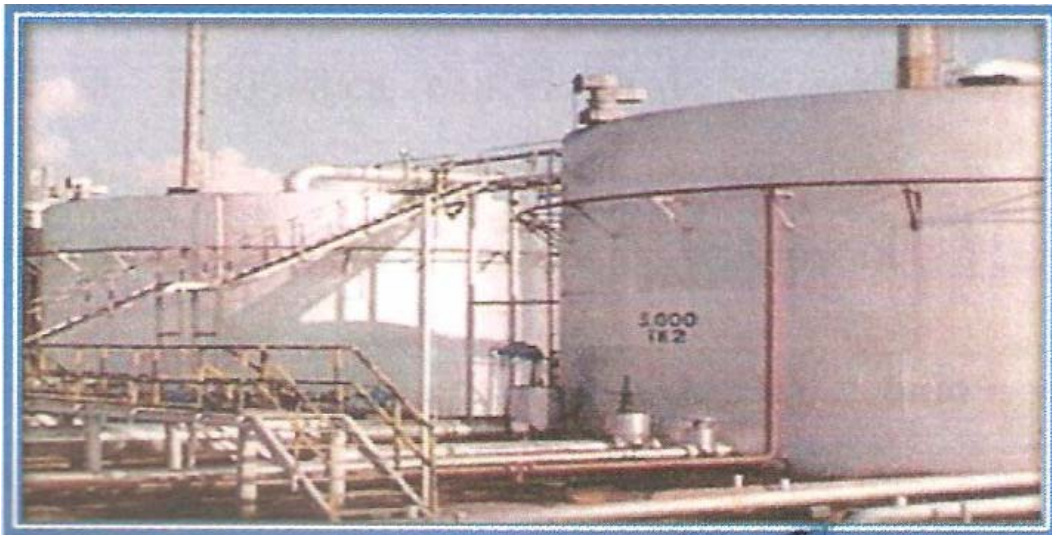
Por ejemplo, el gas que proviene del separador a 60 lpc se envía a una etapa de compresión para llevarlo a un nivel de 45 lpc, y así unirla con las líneas de flujo que vienen del separador de 450 lpc, de igual manera esta línea se envía a la última etapa de compresión para llevarla a un nivel de

1200 lpc, por último es enviado a las plantas de tratamiento y de extracción de líquidos ver figura 4.7



**Figura 4.7 Esquema del sistema de compresión.**

El líquido que sale por el fondo de cada uno de los separadores utilizados se envía a los tanques colectores luego de pasar a través de dispositivos para reducir la presión hasta la atmosférica.



**Figura 4.8 Tanques de Almacenamiento**

#### **4.1.2 Etapa de Acondicionamiento del Gas Natural**

El acondicionamiento del gas natural consta de dos procesos fundamentales: la deshidratación y el endulzamiento. El primero consiste en la eliminación del excedente de agua presente en la corriente gaseosa y el segundo proceso consiste en la eliminación parcial de los gases ácidos contenidos en gas natural como lo son: Dióxido de Carbono, Sulfuro de Hidrógeno, entre otros.

El parámetro más importante que exigen las plantas de acondicionamiento es una presión de alimentación en un rango de 1200 lpc. Así como también es importante tener el control de la temperatura, flujo y composición del gas aceptable para la cual fue diseñada la planta.

El acondicionamiento es la etapa más importante del negocio del gas natural, ya que de esto depende, la calidad que debe tener el gas para ser enviado a las plantas de extracción de líquidos, a ventas y/o reinyección de pozos, y evitar problemas operacionales.

Al llegar las diferentes composiciones de gas a la etapa de acondicionamiento, cada composición de gas toma un destino diferente que dependerá de las condiciones y características que éste posea.

El gas seco es enviado a la planta de deshidratación para extraerle el agua que posee y luego es comprimido a 1000 lpca, con el fin de ser reinyectado en los pozos para mantenimiento de presión de los yacimientos, hay que destacar que esta presión de inyección depende de las exigencias de ingeniería de yacimientos.

El gas rico es enviado a una planta de endulzamiento, debido a su alto contenido de  $H_2S$  y  $CO_2$ . Al salir de la planta de endulzamiento es transportado a la planta de extracción de líquidos para extraerle su riqueza. Por otro lado el gas seco es transportado directamente a venta de ser comprimido.

Hay que destacar que existen fuentes de gas que poseen bajo o mediano GPM que no cumplen los parámetros exigidos por la planta de extracción, por tal motivo, en esta etapa se hacen mezclas de diferentes fuentes uniendo flujos de bajos GPM con flujos de GPM medios, con la finalidad de lograr las especificaciones requeridas por la planta de extracción.

#### **4.1.2.1 Proceso de endulzamiento**

El proceso de endulzamiento o desacidificación consiste en remover del gas natural los contaminantes, principalmente el  $H_2S$  (sulfuro de hidrógeno) y  $CO_2$  (dióxido de carbono) por algún mecanismo de contacto. Esto se realiza en una unidad de endulzamiento y de ella sale el gas libre de estos contaminantes, o al menos con un contenido de estos igual o por debajo de los rangos aceptables.

#### **4.1.2.2 Procesos que se utilizan para el Endulzamiento del Gas Natural**

- ❖ Procesos con Solventes Químicos.
- ❖ Procesos con Solventes Físicos.
- ❖ Procesos con Solventes Híbridos o Mixtos.
- ❖ Procesos de Conversión Directa.



- ❖ Procesos de Lecho sólido o seco.

#### **4.1.2.2.1 Procesos con Solventes Químicos**

En este proceso los componentes ácidos del gas natural se ponen en contacto a contracorriente con una solución que tiene un componente activo que reacciona químicamente con los gases ácidos que circula dentro del sistema. El contacto se realiza en una torre contactara o absorbedora en el cual la solución entra por la parte superior y el gas entra por la parte inferior. Las reacciones que se presentan en 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 conocidos de esta categoría y luego los procesos con carbonato. El punto clave en los procesos de absorción química es que la torre de absorción sea operada a condiciones que permitan la reacción entre los componentes ácidos del gas y el solvente (bajas temperaturas y altas presiones), y que el regenerador sea operado a condiciones que propicien la reacción para liberar los gases ácidos (bajas presiones y altas temperaturas).

Dentro de las principales desventajas se tiene la alta demanda de energía, la naturaleza corrosiva de las soluciones y la limitada carga de gas ácido en solución, ya que las reacciones químicas son reguladas por la estequiométrica. Ver (tabla 2.2).

**Tabla 2.2 Procesos con Solventes Químicos**

ALCANOLAMINAS	SALES DE CARBONATO DE POTASIO	SALES BÁSICAS
<b>MEA</b>	Carbonato de Potasio Caliente	Sénico
<b>DEA</b>	Benfield	Alkazid – M
<b>DIPA</b>	Benfiel – Hipure	Alkazid – M
<b>MDEA</b>	Catacard	Flexsord
<b>URCASOL</b>		
<b>TEA</b>		

➤ **Procesos con Aminas**

Los procesos con aminas son los más usados, consisten en la absorción selectiva de los contaminantes, principalmente H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>, mediante una solución acuosa a base de una formulación de amina, la cual circula en un circuito cerrado donde es regenerada para su continua utilización. Las alcalonaminas más usadas son: Monoetanolamina (**MEA**), dietanolamina (**DEA**), diglicolamina (**DGA**), diisopropanolamina (**DIPA**), y metildietanolamina (**MDEA**).

Los procesos con aminas son aplicables cuando los gases ácidos tienen baja presión parcial y se requieren bajas concentraciones del gas ácido en el gas de salida (gas residual).

➤ **Ventajas del proceso con aminas**

- Proceso conocido y abierto.
- Amplio rango de presión y temperatura en el gas de entrada y salida.
- Remueve CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S hasta los rangos permisibles.

- Flexibilidad en el diseño y operación.
- Bajo costo.

➤ **Desventajas del proceso con aminas**

- Altos requerimientos de energía.
- Implica el uso de múltiples equipos.
- Problemas por corrosión.
- Degradación del solvente.
- Formación de espumas.

**Tabla 2.3 Concentración de la solución y cantidad del gas ácido removido**

Solución de Amina	Concentración (p/p)	Gas Ácido Removido (Pie <sup>3</sup> /Gal)
<b>MEA(Monoetanolamina)</b>	15 – 20 %	<b>3 – 4</b>
<b>DEA(Dietalonamina)</b>	20 – 30 %	<b>3 – 4</b>
<b>DGA(Diglicolamina)</b>	50 – 70 %	<b>5 – 6</b>
<b>MDEA <sup>†</sup>(Metildietalonamina)</b>	<b>45 – 55 %</b>	<b>3,85</b>

➤ **Descripción de una Planta de Amina**

La corriente de gas ácido entra por el fondo del contactor donde se pone en contracorriente con el flujo de la solución de amina que entra por el tope de la columna, este contacto íntimo entre los componentes ácidos del gas natural y la amina provoca una reacción química que tiene como producto una sal regenerable en estado líquido, por lo que es arrastrada por la corriente que sale por el fondo de la torre. Como el gas continúa subiendo por el absorbedor, más gases ácidos reaccionan químicamente con la amina.

El gas dulce deja el tope del absorbedor pasando primero a través de una malla antineblina para retener cualquier cantidad de solución que este lleve. El gas dulce que abandona la torre de absorción está saturado con agua para deshidratación. La solución de amina rica que abandona el absorbedor fluye a través de un tanque de venteo para remover los hidrocarburos absorbidos. Desde el tanque de venteo, la solución rica pasa a través del intercambiador amina rica/pobre donde el calor es absorbido desde la solución pobre.

La amina rica entra al despojador donde fluye hacia abajo por la columna, siendo despojada del  $H_2S$  y del  $CO_2$  por acción térmica del gas caliente que fluye a contracorriente desde el rehervidor. La solución de amina deja el fondo del absorbedor como una solución pobre, es decir, baja en concentraciones de  $H_2S$  y  $CO_2$ . Esta solución pobre pasa a través del intercambiador amina rica/amina pobre cediendo parte del calor con el que sale del regenerador, luego pasa al tanque de abastecimiento donde se combina con agua y amina fresca para compensar las pérdidas y así mantener su concentración en los niveles adecuados. Luego una pequeña corriente de amina pobre es filtrada y el resto es bombeado directamente a un enfriador para reducir la temperatura aproximadamente a sólo  $10^\circ F$  por encima de la temperatura del gas de alimentación. En este punto la solución pobre es retornada a la torre de absorción para repetir el ciclo.

El gas ácido despojado por la amina sale por el tope de la torre regeneradora, pasa a través de un condensador y luego por un separador para enfriar la corriente y recuperar el agua. El agua recobrada usualmente se retorna como

Reflujo al despojador. El gas ácido que sale del acumulador de reflujo es dependiendo de su composición, venteado, incinerado o enviado a las instalaciones para el recobro de azufre, a partir de procesos como el Claus o bien comprimido para la venta. (Figura 4.9)

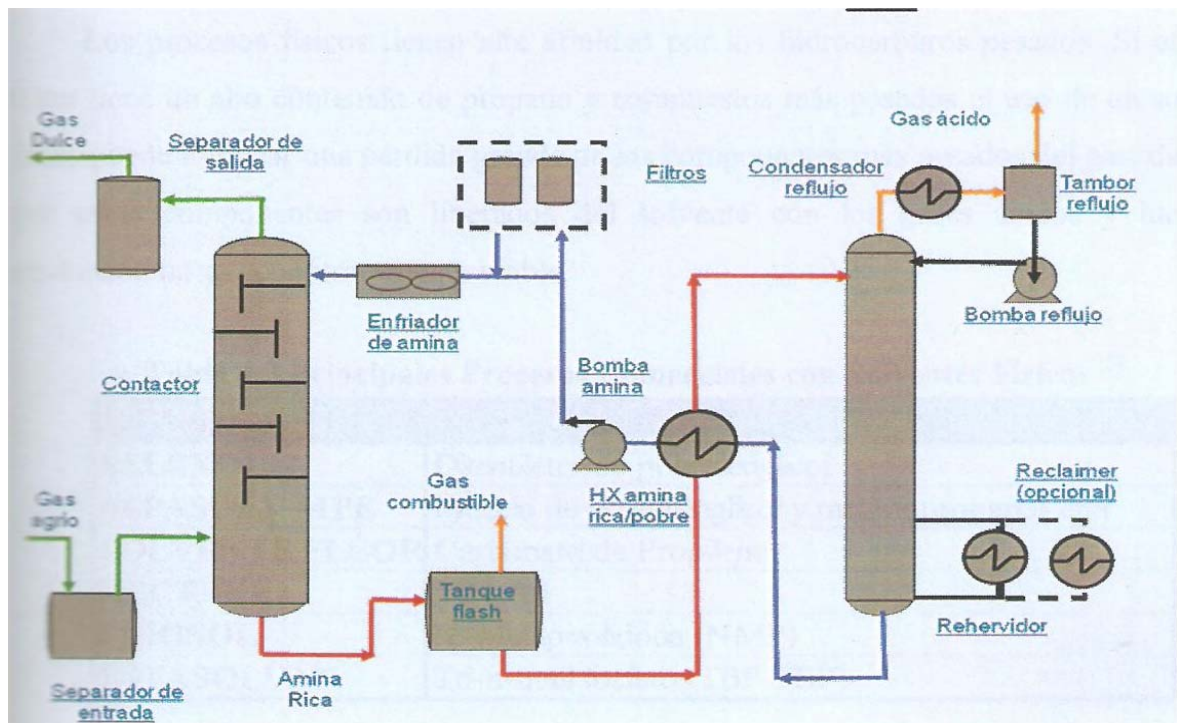



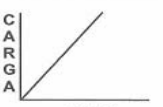

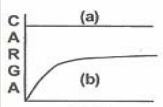
Figura 4.9 Planta de endulzamiento con amina.

#### 4.1.2.2.2 Proceso con Solventes Físicos

La absorción física depende de la presión parcial del contaminante y estos procesos son aplicables cuando la presión del gas es alta y hay cantidades apreciables de contaminantes. Los solventes se regeneran con disminución de presión y aplicación baja o moderada de calor o uso de pequeñas cantidades de gas de despojamiento. En estos procesos el solvente absorbe el contaminante pero como gas en solución y sin que se

presenten reacciones químicas; obviamente que mientras más alta sea la presión y la cantidad de gas, mayor es la posibilidad de que se disuelva el gas en la solución.

**Tabla No. 1-2. Características generales de los procesos de endulzamiento**

	SOLVENTES QUÍMICOS	SOLVENTES FÍSICOS	CONVERSIÓN DIRECTA	LECHO SECO
PRINCIPIOS DE REMOCIÓN DE H <sub>2</sub> S	REACCIÓN QUÍMICA	ABSORCIÓN FÍSICA	CONVERSIÓN QUÍMICA A AZUFRE	A) ADSORCIÓN QUÍMICA B) ADSORCIÓN FÍSICA
CARGA O REMOCIÓN DE H <sub>2</sub> S	 LIMITADA POR ESTEQUIOMETRÍA	 PROPORCIONAL A LA PRESIÓN PARCIAL DE H <sub>2</sub> S	 LIMITADA POR ESTEQUIOMETRÍA	 LIMITADA: a) ESTEQUIOMETRÍA b) ÁREA SUPERFICIAL
CANTIDAD DE H <sub>2</sub> S	GRANDE	MUY GRANDE	BAJA	MUY BAJA
PUREZA REQUERIDA	MODERADA / ALTA	ALTA	MODERADA / ALTA	a) MUY ALTA b) ALTA
ENERGÍA EN EL REGENERADOR	GRANDE	BAJA	MODERADA	MODERADA
APLICACIÓN TÍPICA	REMOCIÓN CONTÍNUA GRAN VARIEDAD DE APLICACIONES	REMOCIÓN EN MASA Y REMOCIONES CONTINUAS	PROCESOS CONTINUOS	A) LECHOS PROTECT. B) OPERAC. CÍCLICAS

**Tabla 2.4 Características generales de los Procesos de Endulzamiento**

Los procesos físicos tienen afinidad por los hidrocarburos pesados. Si el gas a tratar tiene un alto contenido de propano y compuestos más pesados el uso de un solvente físico puede implicar una pérdida grande de los componentes más pesados del gas, debido a que estos componentes son liberados del solvente con los gases ácidos y luego su separación no es económicamente viable. (Tabla 2.5).

**Tabla 2.5 Principales Procesos Comerciales con Solvente Físicos**

<b>PROCESOS</b>	<b>SOLVENTES</b>
<b>SELEXOL</b>	Dimetiléter de polietilenglicol
<b>SEPASOLV MPE</b>	Mezcla de polietilenglicol y metilisopropanol - éter
<b>SOLVENTE FLUOR</b>	Carbonato de propileno
<b>RECTISOL</b>	Metanol
<b>PURISOL</b>	N – Metilpirolidona (NMP)
<b>ESTASOLVÁN</b>	Tri – n – butil fosfato (TBF TBP)

#### **4.1.2.2.3 Procesos con Solventes híbridos o mixtos**

Los procesos híbridos presentan un intento por aprovechar las ventajas de los procesos químicos, alta capacidad de absorción y por tanto de reducir los niveles de los contaminantes, especialmente H<sub>2</sub>S, a valores bajos, y de los procesos físicos en lo relativo a bajos niveles de energía en los procesos de regeneración. El proceso híbrido más usado es el sulfinol.

Dependiendo de la composición del solvente, pueden remover CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, COS, CS<sub>2</sub>, y mercaptanos. La selectividad hacia el H<sub>2</sub>S se logra ajustando la composición del solvente y/o el tiempo de contacto. La solubilidad de los hidrocarburos de alto peso molecular se puede mantener dentro de límites razonables. Ver (tabla 2.6).

**Tabla 2.6 Procesos con Solventes Híbridos**

<b>PROCESOS</b>	<b>SOLVENTES</b>
<b>SULFINOL – D</b>	Sulfolano + Dipa + agua
<b>SULFINOL – D</b>	Sulfolano + Mdea + agua
<b>AMISOL</b>	Metanol + Mdea o Dea
<b>FLEXSORB – PS</b>	Solvente Orgánico(Sulfolano+Mdea)+agua+aminas impedidas
<b>OPTISOL</b>	Amina + Solvente físico + agua
<b>Igual al Sulfinol M</b>	Sulfolano + Mdea + agua

#### **4.1.2.2.4 Procesos de Conversión directa**

El H<sub>2</sub>S es removido preferiblemente de la corriente de gas por un solvente que circula en el sistema. Los solventes pueden ser reducidos fácilmente por el H<sub>2</sub>S y rápidamente oxidados por el aire, para producir azufre elemental. Estos procesos son particularmente atractivos en lugares donde se desea evitar el impacto ambiental del sulfuro de hidrogeno. El más importante de estos procesos es el Claus, el cual utiliza Baucita, Alumina y Aluminosilictados, para remover el sulfuro de hidrogeno del gas natural.

Mediante este proceso la tercera parte del sulfuro de hidrogeno se convierte en CO<sub>2</sub>, que al reaccionar con el H<sub>2</sub>S remanente se transforma en azufre elemental. (Tabla 2.7)



**Tabla 2.7 Procesos de conversión directa**

<b>PROCESOS</b>	<b>SOLVENTES</b>
<b>STREFORD</b>	Ácido antraquinon disulfónico carbonato de sodio y metavanadato de sodio
<b>TAKAHAX</b>	1,4 natoquinona, sulfonato de sodio, un catalizador y carbonato de sodio
<b>LO – CAT</b>	Solución de hierro (quilato)
<b>FERROX</b>	Carbonato de sodio e hidroxido ferrico en solución
<b>THYLOX</b>	Tiorsenato de sodio o de smonio
<b>TOWNSEND</b>	TEG, SO <sub>2</sub> y catalizadores
<b>FERROX Y MANCHESTER</b>	Carbonato de sodio + suspensión de oxido de hierro + agua
<b>PEROX</b>	Solución acuosa de amoniaco con hidroquinona
<b>LACY – KELLER</b>	Solución acuosa triyoduro de potasio
<b>I.F.P</b>	Similar al TOWNSEND
<b>SHELL</b>	Similar al TOWNSEND. Usa solución acuosa de Sulfolano
<b>CLAUS</b>	Baucitas y aluminas como catalizadores
<b>HAINES Y SHELL</b>	Mallas moleculares

#### **4.1.2.2.5 Procesos de Lecho sólido o seco**

En estos procesos el gas ácido se hace pasar a través de un lecho que tiene afinidad por los gases ácidos; aunque son menos usados que los procesos químicos presentan algunas ventajas importantes tales como: Simplicidad, alta selectividad y que la eficiencia del proceso no depende de la presión. Se aplica a gases con concentraciones moderadas de H<sub>2</sub>S y en los que no es necesario

Remover el CO<sub>2</sub>. Dentro de estos procesos se tienen los de mallas moleculares y el proceso de esponja de hierro y/o Sulfatreat.

#### **4.1.3 Proceso de Deshidratación**

La deshidratación del gas natural es la remoción del vapor de agua asociado con el gas natural con el objeto de cumplir con los requerimientos de contenido de agua en el gas destinado a usos domésticos o comerciales. La presencia de agua en el gas natural puede generar problemas que pudieran llegar a ser graves ya que se puede solidificar dentro de las tuberías y otros recipientes. Además se previene la formación de espumas de hidratos y reduce la corrosión.

Entre las razones más importantes por la cual debe deshidratarse están:

- Seguridad.
- Para prevenir la corrosión de las tuberías y equipos de acero por efecto de ácidos formados cuando el CO<sub>2</sub> y el H<sub>2</sub>S se disuelven en agua condensada y depositada en cualquier punto del sistema.
- Para prevenir la combinación química del agua con metano, etano y propano en el gas que forman cristales sólidos (hidratos) a temperaturas relativamente bajas, los cuales tienden a taponar tuberías y hasta plantas de procesos.
- Para prevenir la pérdida de eficiencia en los gasoductos de transmisión debido a la acumulación de líquidos en las líneas, reduciéndose el área de flujo de la tubería.
- Disminuir los costos de mantenimiento.

Un hidrato es un sólido formado por la combinación física de moléculas de agua y ciertas moléculas contenidas en el gas. Los requerimientos mínimos de agua en el gas son: 6 a 8lbs de H<sub>2</sub>O / MMcf de gas.

#### 4.1.3.1 Métodos de Deshidratación

Los métodos del gas natural más usados son cinco, y aunque ninguno es inequívocamente superior a los otros, es conveniente conocerlos todos para así poder seleccionar al más indicado en la resolución de un problema dado, y son los siguientes:

- **Enfriamiento.** Enfriamiento directo mediante el uso de refrigeración mecánica con adición de inhibidores de hidrato.
- **Inyección.** Bombeo de un líquido reductor del punto de rocío, como el metanol.
- **Expansión.** Expansión del gas a una baja presión para conseguir enfriamiento por el efecto de joule – Thompson con adición o sin adición de inhibidores de hidrato.
- **Absorción.** Usando un líquido higroscópico como el glicol.
- **Adsorción.** Utilizando un sólido que adsorbe el agua específicamente.

Los cuatro primeros procesos son pocos usados para la deshidratación del gas. Los procesos con absorción y adsorción son los más ampliamente usados en la industria del gas natural.

#### 4.1.3.1.1 Deshidratación por Absorción

Esta es una operación unitaria en la que una mezcla gaseosa se pone en contacto con un líquido con el fin de disolver de manera selectiva uno o más componentes de la fase gaseosa en este caso vapor de agua y obtener una dilución de dichos componentes en la fase líquida. El líquido absorbente para la deshidratación del gas debe cumplir con una gama amplia de requisitos. De estos los más importantes son los siguientes:

- Alta afinidad con el agua.
- Bajo costo.
- No corrosivo.
- Poseer estabilidad hacia los componentes del gas.
- Ser estable durante la regeneración.
- Fácil de regenerar.
- Viscosidad baja o moderada.
- Baja presión de vapor a la temperatura de contacto.
- Baja solubilidad con las fracciones líquidas del gas natural.
- Baja tendencia a la formación de emulsiones y producción de espumas.

Los glicoles son los más utilizados para la deshidratación del gas, estos son alcoholes múltiples, es decir, son compuestos químicos que poseen dos grupos terminales (- OH), los cuales presentan muchas características afines con el agua. La más importante es formar puentes de hidrógeno que es un tipo de enlace molecular que favorece la solubilidad del agua con otro compuesto.

Existen muchas clases de glicoles, pero los más utilizados en la deshidratación del gas natural son: El etilenglicol (EG o MEG), dietilenglicol (DEG), y trietilenglicol (TEG), de los cuales el más utilizado es el trietilenglicol, debido a la mayor resistencia y la mayor eficiencia que con él se obtiene en las zonas tropicales, sin embargo, el TEG no debe usarse para temperaturas inferiores a 50 ° F debido a problemas que pueden presentarse por un aumento de la viscosidad.

El MEG y el DEG, tienen mayor aceptación en las zonas geográficas donde las temperaturas ambientales pueden alcanzar niveles muy bajos, o cuando el impacto ambiental es notorio y se desea controlar la emisión de contaminantes como los BTEX (benceno, tolueno, etilbenceno y xileno) o los COV (componentes orgánicos volátiles, tales como el hexano, ciclopentano, heptano y ciclohexano). El etilenglicol y el dietilenglicol (DEG) se usan con frecuencia inyectados en la corriente de gas en procesos de refrigeración y expansión. Ellos no deben utilizarse a temperaturas inferiores a 20 ° F.

Los factores que influyen para la selección del glicol son:

- Costos.
- Viscosidad, por debajo de 100 – 150 CP.
- Reducción del punto de rocío.
- Solubilidad del glicol en la fase de hidrocarburos.
- Punto de congelamiento de la solución agua – glicol.
- Presión de vapor.
- Temperatura de las fases líquidas y gaseosas en el separador de baja temperatura.
- Relación gas/hidrocarburos líquidos.

- Impacto ambiental, absorción y liberación de los contaminantes (BTEX y otros).

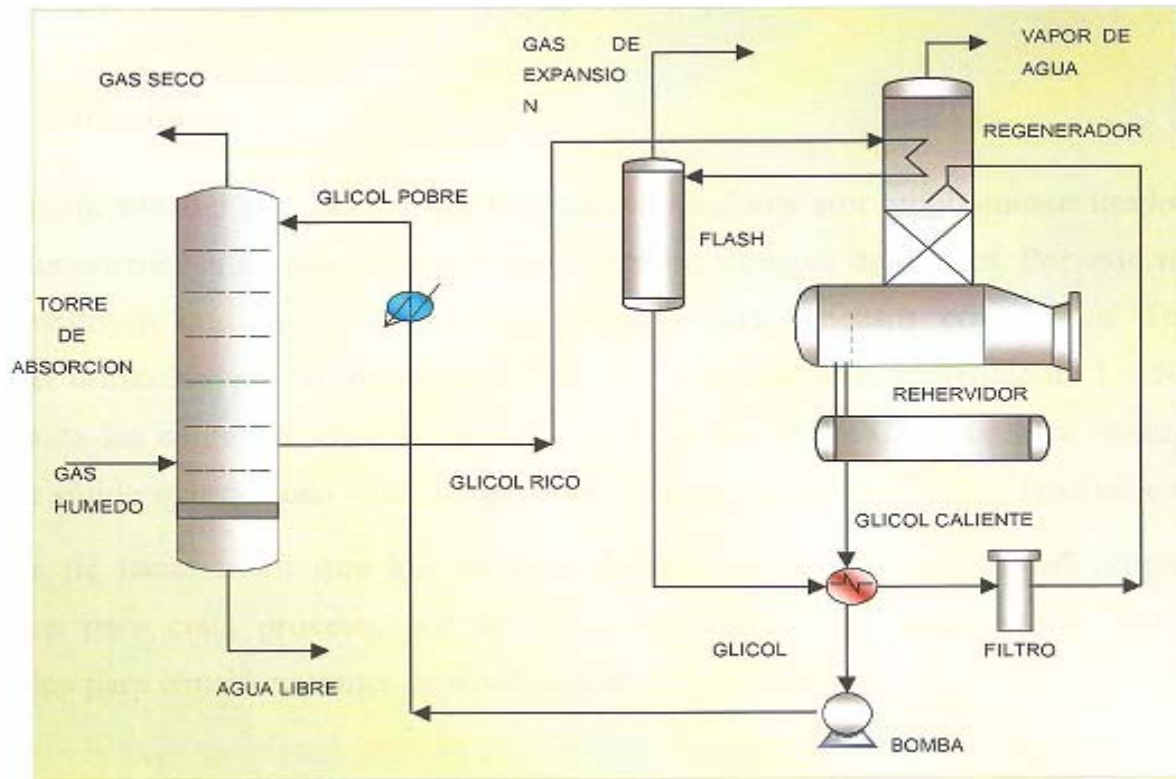
➤ **Descripción de una Planta de Deshidratación con Glicol**

El glicol se pone contacto en contra corriente en una columna vertical de transferencia de masa, con una corriente de gas húmedo para absorber el vapor de agua contenido en el gas. El gas natural deshidratado sale por la parte superior de la torre de absorción o contactora. El glicol rico en agua (diluido) se envía a un separador de baja presión de tres fases (gas – aceite – glicol), normalmente conocido como “flash tank” o tanque de expansión.

Los hidrocarburos líquidos sobrenadante se recogen en el tanque de expansión o separador, colocados aguas debajo de la torre de absorción y se vacían a una instalación de tratamiento de agua de desecho.

El glicol rico provee de reflujo a la columna destiladora. Al salir del contactor pasa por un serpentín glicol – vapor de agua, situado en el tope de la columna y llega al tanque de venteo, luego se filtra, se precalienta en un intercambiador de calor glicol/glicol y entra a la columna destiladora donde es contactado en contra corriente por los vapores que salen del rehervidor. El glicol regenerado fluye a través del rehervidor y rebosa a un tanque de compensación. Después del intercambio de calor con glicol rico, el glicol reconcentrado se recoge con la bomba de circulación y se recicla a la torre contactora, a la cual entra a través de

Un intercambiador de calor integral gas/glicol para su enfriamiento final.  
(Figura 4.10)



**Figura 4.10 Planta de Deshidratación con Glicol**

#### 4.1.3.1.2 Deshidratación por Adsorción

La adsorción describe cualquier proceso donde moléculas de un fluido líquido o gaseoso son retenidas en la superficie de un sólido debido a las fuerzas superficiales del mismo.

##### ➤ Clasificación de los Adsorbentes

Los sólidos poseen la propiedad de retener fluidos en su superficie mediante fuerzas superficiales son llamados adsorbentes; ellos pueden dividirse en dos clases:

- Los que poseen una actividad física en la superficie de adsorción, y la cual puede ser complementada por una condensación capilar (adsorción física).
- Los que reaccionan químicamente (adsorción química).

### ➤ **Tamices Moleculares**

En el tratamiento del gas natural los tamices moleculares son ampliamente usados para deshidratar corrientes de gas con hasta un contenido de agua de 1 ppm. Por este motivo, ellos constituyen uno de los mejores adsorbentes para procesos criogénicos. También pueden ser utilizados, previo diseño, para eliminar CO<sub>2</sub> hasta un contenido de 1 – 50 ppm, y H<sub>2</sub>S hasta un contenido de 0,25 gramos de H<sub>2</sub>S por 100 PCN. Por esta razón, es el desecante sólido más costoso si se compara con la alumina activada y con la sílica gel. Es de hacer notar que los sistemas de tamices moleculares tienen propiedades específicas para cada proceso; por lo tanto, los fabricantes de desecantes deben ser consultados para consideraciones de diseño, tanto mecánicas como de procesos.

### ➤ **Procesos de Deshidratación por Adsorción**

La figura 4.9 se muestra un diagrama de flujo que tipifica una planta de deshidratación por adsorción. En la secuencia mostrada, una torre está en proceso de deshidratación y otra está siendo regenerada.

El gas de regeneración puede ser suplido al tomar una porción de gas húmedo entrando a la planta a través de una válvula reductora de presión y forzando esa porción de gas a través del sistema de regeneración. En la

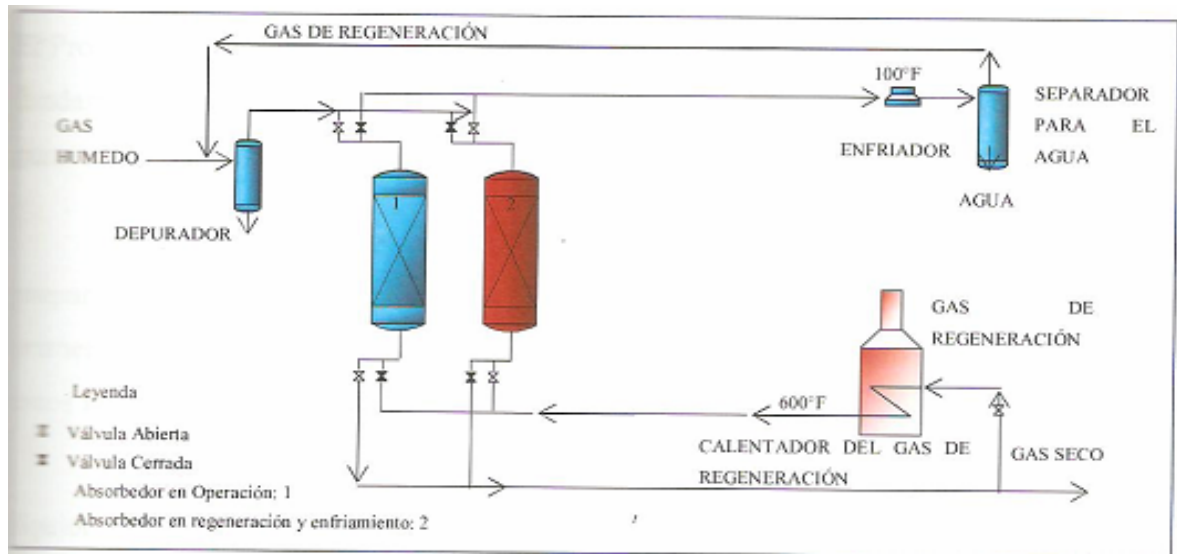


mayoría de las plantas un controlador de flujo controla la cantidad de gas de regeneración a usar. En una planta de dos torres un controlador de tiempo de ciclo usualmente gobierna el cambio de deshidratación – regeneración o viceversa entre las mismas.

En las plantas con tres o más torres la secuencia de intercambio varía. Por ejemplo, una configuración común para una planta de tres torres es la siguiente:

Una torre deshidratando, otra en calentamiento y la última en enfriamiento; esto a un tiempo de ciclo específico.

En servicio de deshidratación, el gas de regeneración usualmente fluye en sentido ascendente. Esto permite la remoción de contaminantes adsorbidos cerca de la entrada de la cama desecante. El gas de regeneración es calentado a través de todo el lecho desecante. El gas de regeneración es calentado de 25 a 55 ° C por encima de la temperatura de regeneración final deseada del lecho desecante. Es decir, el gas de regeneración alcanza temperaturas en el rango de 200 a 315 ° C (400 a 600 ° F). Ver figura 4.11

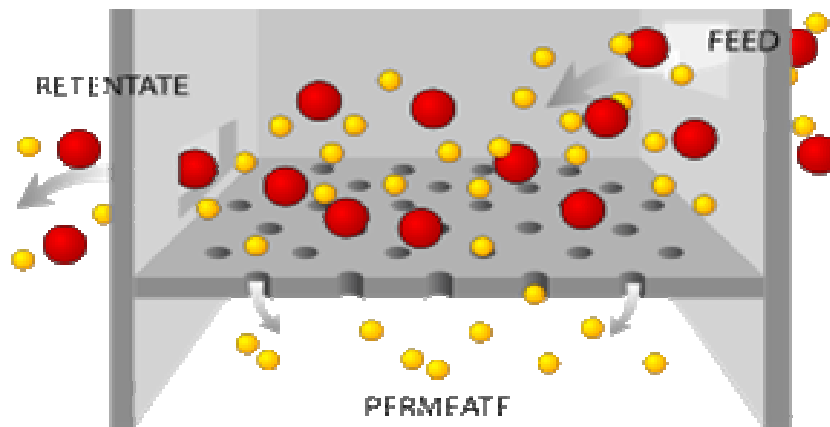


**Figura 4.11 Diagrama de Flujo del Sistema de Deshidratación con tamices Moleculares**

➤ **Variables que afectan la selección de Procesos de Deshidratación**

- Contaminantes que se descargan a la atmosfera, residuos líquidos.
- El tipo de impurezas, su concentración y el impacto ambiental que producen.
- El caudal de gas que se va a tratar.
- Condiciones de presión y temperatura.
- Las especificaciones del gas tratado.
- El destino o empleo del gas tratado.

#### 4.1.4 Filtración



**Figura 4.12 Esquema del mecanismo de filtración tangencial**

Esquema sencillo del mecanismo de separación por filtración tangencial, un método especial de filtración en el que un medio filtrante, habitualmente una membrana polimérica, permite dividir una corriente de fluido y sólidos, en otra de fluido limpio (permanente) y una mezcla concentrada. Este tipo de mecanismos es utilizado, por ejemplo, en la purificación de agua para consumo humano o en la fabricación de vinos y cervezas.

La filtración es un proceso de separación de fases de un sistema heterogéneo, que consiste en pasar una mezcla a través de un medio poroso o filtro, donde se retiene de la mayor parte de los componentes sólidos de la mezcla. Dicha mezcla son fluidos, que pueden contener sólidos y líquidos (como también gases).

Las aplicaciones de los procesos de filtración son muy extensas, encontrándose en muchos ámbitos de la actividad humana, tanto en la vida

doméstica como de la industria general, donde son particularmente importantes aquellos procesos industriales que requieren de las técnicas de ingeniería química.

La filtración se ha desarrollado tradicionalmente desde un estadio de arte práctico, recibiendo una mayor atención teórica desde el siglo XX. La clasificación de los procesos de filtración y los equipos en general, las categorías de clasificación no se excluyen unas de otras.

La variedad de dispositivos de filtración o filtros es tan extensa como las variedades de materiales porosos disponibles como medios filtrantes y las condiciones particulares de cada aplicación: desde sencillos dispositivos, como los filtros domésticos de café o los embudos de filtración para separaciones de laboratorio, hasta grandes sistemas complejos de elevada automatización como los empleados en las industrias petroquímica y de refino para la recuperación de catalizadores de alto valor, o los sistemas de tratamiento de agua potable destinada al suministro urbano.

#### **4.1.4.1 Teoría de la filtración**

La filtración ha evolucionado como un arte práctico desde aplicaciones primitivas, como la tradicional filtración en lecho de arena empleado desde la antigüedad para la extracción de agua potable, aunque la teoría de la filtración no se emplea en exclusiva para el diseño de filtros en aplicaciones concretas, es frecuentemente empleada para la interpretación de resultados a escala de laboratorio, la optimización de aplicaciones o la predicción de cambios en las condiciones de trabajo. Su principal limitación reside en el hecho de que las características de la mezcla a tratar de partículas sólidas y

fluido, a veces llamada *lechada*, por su complejidad e interacción pueden ser muy variables en los diferentes casos reales.

El principio teórico de la filtración se fundamenta en la cuantificación de la relación básica de velocidad un fluido o caudal:

$$velocidad = \frac{F}{R}$$

donde la fuerza impulsora (F) que puede ser la fuerza de gravedad, el empuje de una bomba de presión o de succión, o la fuerza centrífuga, mientras que la resistencia (R) es la suma de la ofrecida por el medio filtrante y la torta de sólido formada sobre el mismo.

La velocidad del fluido se ve condicionada por el hecho de que tiene que atravesar un medio irregular constituido por los canales pequeños formados en los intersticios de la torta y el medio filtrante, de manera que se puede aplicar la fórmula adaptada al fluido dinámico de la ley de Hagen de Poiseuille:

$$\frac{dV}{Ad\theta} = \frac{P}{\mu \left[ \alpha \frac{W}{A} + r \right]}$$

donde la velocidad diferencial o instantánea, es decir, el volumen (V) filtrado por tiempo ( $\theta$ ) y por unidad de superficie (A), se relaciona con la *fuerza impulsora* o caída total de presión (P) sobre el producto de la viscosidad del filtrado ( $\mu$ ) por la suma de la resistencia de la torta y la del medio de filtración (r). La resistencia de la torta se expresa por la relación entre el peso (W) y el área en función de una constante ( $\alpha$ ) promedio característica de cada torta.

Por su parte, si se considera la aproximación de que la torta es incompresible o compactada de manera uniforme, la masa de la torta filtrante ( $W$ ) se relaciona con el volumen de filtrado ( $V$ ) mediante un sencillo balance de materia:

$$W = \omega V = \frac{\rho c}{1 - mc} V$$

Donde la masa de sólidos por unidad de volumen filtrado ( $\omega$ ) es función de la densidad del filtrado ( $\rho$ ), la fracción de sólidos en la corriente de aporte o concentración ( $c$ ) y la relación de masas entre la torta húmeda y la seca.

La constante de resistencia específica de la torta ( $\alpha$ ) se relaciona con la presión por la fórmula:

$$\alpha = \alpha' P^s$$

Donde  $\alpha'$  es otra constante que depende del tamaño de las partículas que conforman la torta y  $s$ , una constante de compresibilidad que varía de 0, para tortas incompresibles como diatomeas y arena fina, a 1, para las muy compresibles.

#### 4.1.4.2 Clasificación

El patrón de clasificación de los procesos de filtración es diverso, y según obras de referencia, se puede realizar en función de los siguientes criterios:

- el mecanismo de filtración
- la naturaleza de la mezcla
- la meta del proceso

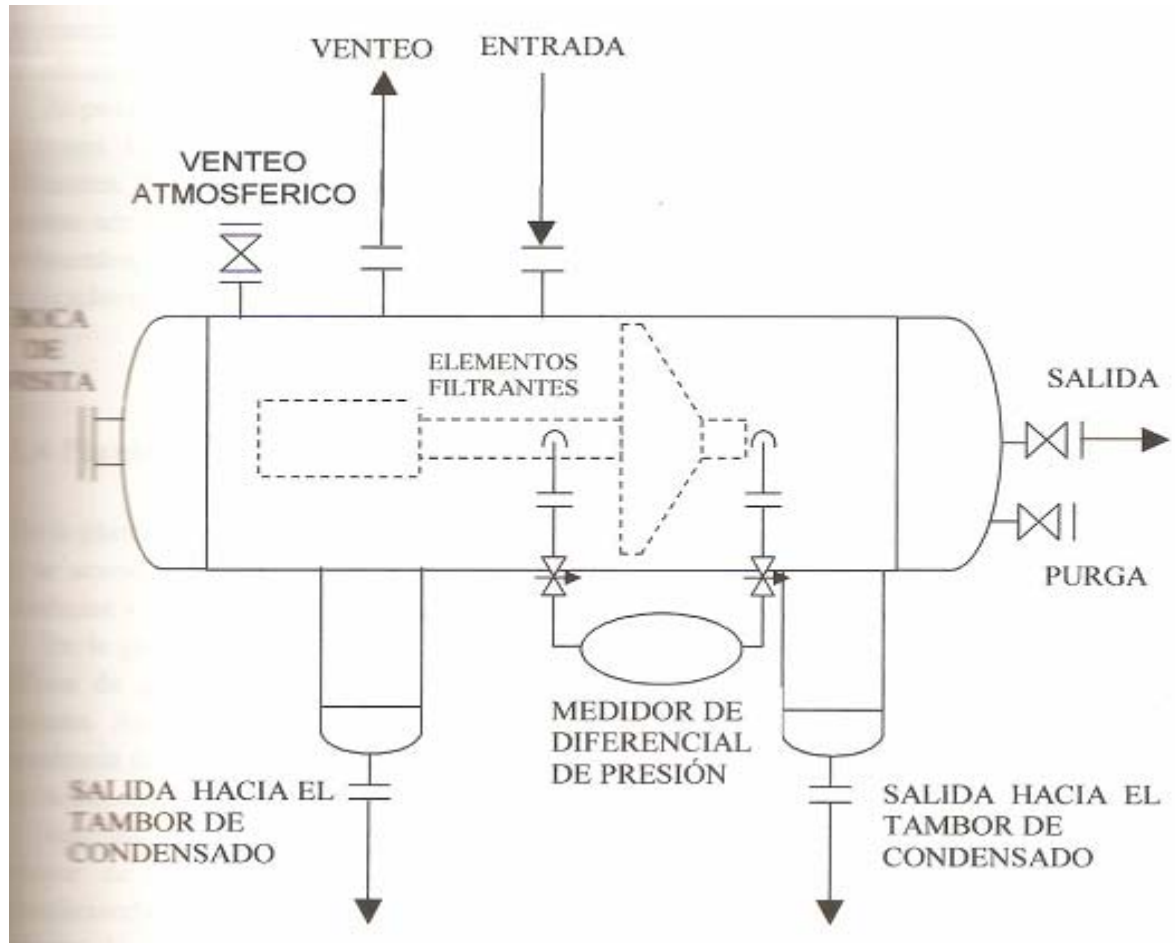
- el ciclo operacional
- la fuerza impulsora

En general, estas categorías no se excluyen mutuamente y los procesos de filtración suelen clasificarse principalmente de acuerdo al mecanismo, a la fuerza, al ciclo y a continuación según los demás factores adicionales.

#### **4.1.4.3 El filtro ante del contactor de glicol**

El filtro de gas situado antes del sistema de deshidratación con glicol tiene en su interior elementos filtrantes que se encargan de retener partículas sólidas y coalescer líquido que deben ser cambiados cuando se detecte que la caída de presión a través de los mismos supere el valor establecido. La caída de presión se incrementa en la medida que los filtros se saturan por los sólidos que se depositan en los mismos.

Durante la operación de cambio de los elementos filtrantes; el equipo debe ser Derivado (“by- pass”), razón por la cual el tiempo de recambio de los filtros deben ser el menor posible ya que de lo contrario podrían entrar líquidos /sólidos a la unidad de deshidratación contaminándose de esta manera (figura 2.13).



**Figura 4.13 Filtro de gas natural (filtros ubicados ante del contactor y de los tamices).**

El medio filtrante es el elemento fundamental para la práctica de la filtración y su elección es habitualmente la consideración más importante para garantizar el funcionamiento del proceso.

En general, entre los principales criterios de selección del material de medio filtrante se pueden destacar:

- Compatibilidad y resistencia química con la mezcla
- Permeabilidad al fluido y resistencia a las presiones de filtración



- Capacidad en la retención de sólidos
- Adaptación al equipo de filtración y mantenimiento
- Relación vida útil y coste

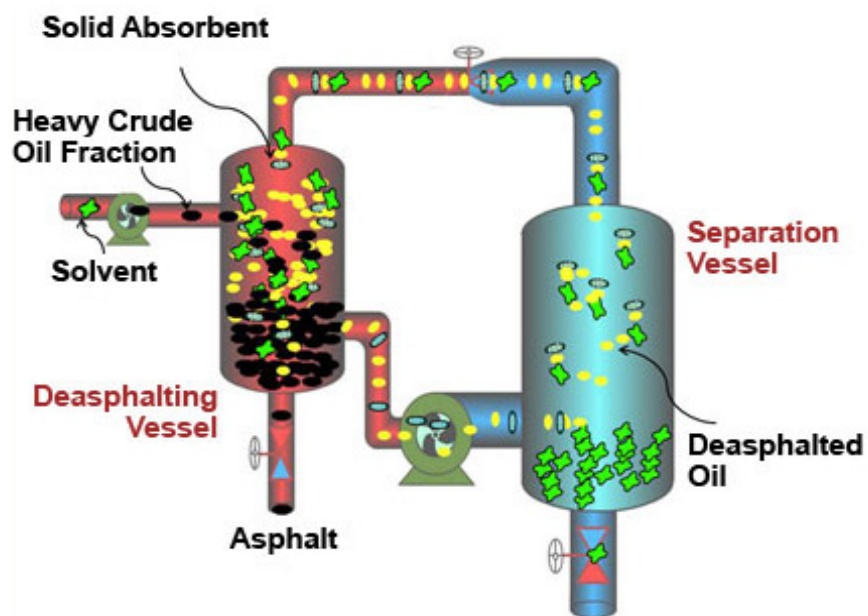
La variedad de tipos de medios porosos utilizados como medios filtrantes es muy diversa, en forma de telas y fibras tejidas, fieltros y fibras no tejidas, sólidos porosos o perforados, membranas poliméricas o sólidos articulados, a lo que se suma la gran variedad de materiales: fibras naturales, fibras sintéticas, materiales metálicos, materiales cerámicos y polímeros.

#### **4.1.5 Desasfaltenización:**

La Desasfaltenización es un proceso de extracción por solvente. Un solvente parafínico liviano disuelve y extrae los aceites (maltenos) del crudo o residuo y rechaza la fracción asfáltica. Así, los productos principales de este proceso son dos: una fracción libre de asfaltos, denominada aceite de desasfaltado y una fracción asfáltica formada principalmente por asfáltenos y resinas.

Los asfáltenos son la fracción más pesada del residuo de vacío. Están formados por moléculas orgánicas, de naturaleza principalmente aromática policondensada y con sustituyentes nafténicos y parafínicos. Algunos autores señalan que en los bitúmenes asfálticos, los asfáltenos son centros de miscelas rodeados por compuestos de menor peso molecular y de naturaleza nafteno-aromática, denominada resinas. Estas resinas sirven de compuestos estabilizadores entre la fase aceite y la fase asfáltica. Así, los asfáltenos se encuentran localizados en el centro de la miscela, rodeados de la fracción resina y éstas, a su vez, están rodeadas por fracciones cada vez menos

aromáticas y más livianas, hasta llegar gradualmente a la fase aceite. El aceite desasfaltado se utiliza como solvente propano o butano líquido, a presión alta y temperatura relativamente moderadas (70 a 120 °C). El gas licuado extrae el aceite y queda un residuo semisólido llamado “bitumen”. Ver figura 4.13



**Figura 4.14 Proceso de Desasfaltación**

En la primera columna, fracción parafínica, aceite sólido adsorbente y pesado se introducen en la columna de desasfaltado con disolvente. La ayuda a separar el disolvente fracciones pesadas del petróleo, y la empapa el sólido adsorbente fracciones pesadas del petróleo no deseado.

## 4.2 Identificar las variables críticas involucradas en cada etapa de los procesos.

Se controla básicamente para mantener las variables del proceso dentro de unos valores asociados a la eficiencia del mismo. Controlar se trata de manipular propiedades que son dependientes. Se controla una o varias (manipuladas) para mantener otra (controlada) dentro de los parámetros requeridos.

### 4.2.1 Proceso de Endulzamiento.

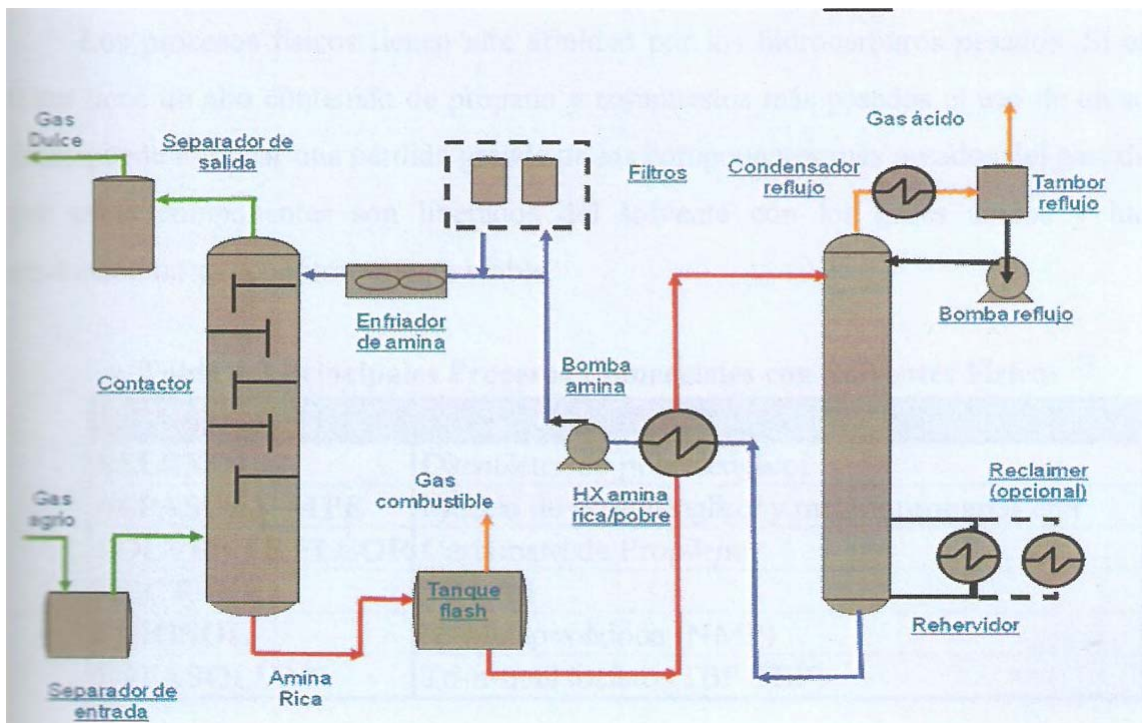


Figura 4.15 Planta de endulzamiento con amina.

#### 4.2.1.1 Variables críticas del proceso

- Temperatura de entrada de la solución pobre con respecto a la temperatura del gas de alimentación a la torre absorbadora.

- Flujo de gas de alimentación y de solución pobre que entra a la torre absorbidora.
- Presión del gas de alimentación y de la solución pobre que entra a la torre absorbidora.
- Nivel de liquido en la torre absorbidora.

## 4.2.2 Proceso de Deshidratación

### 4.2.2.1 Variables críticas del proceso

- Temperatura
- Presión
- Flujo de alimentación
- Nivel de liquido
- Concentración de glicol

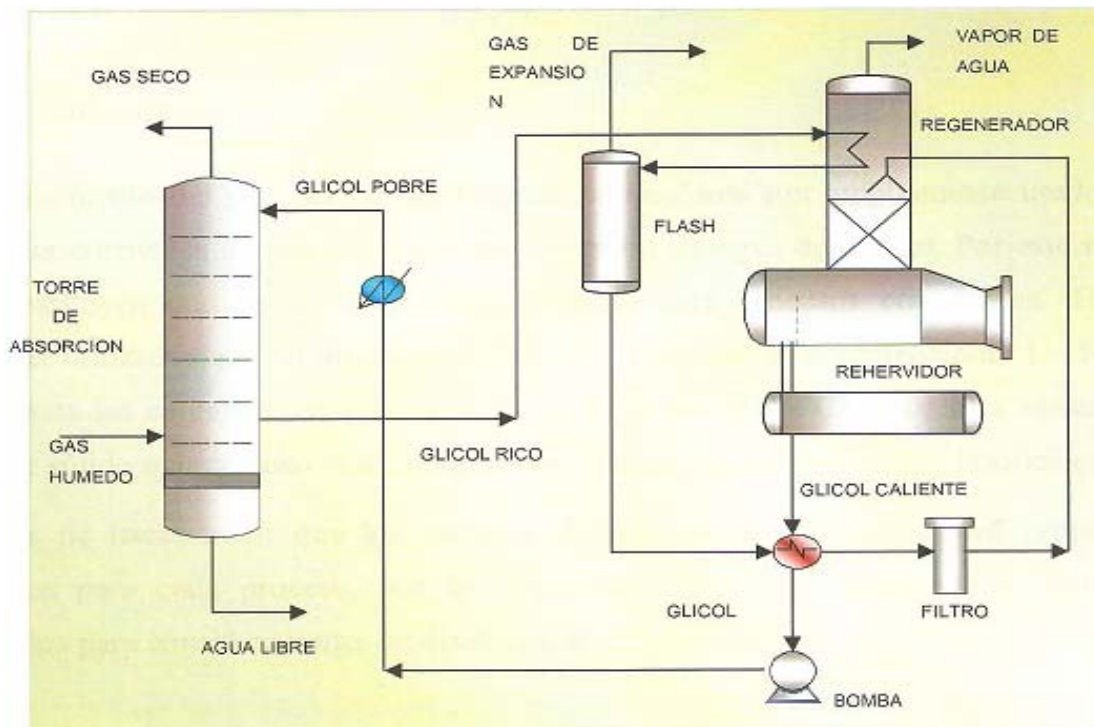


Figura 4.16 Planta de Deshidratación con Glicol

### 4.2.3 Proceso de Filtración

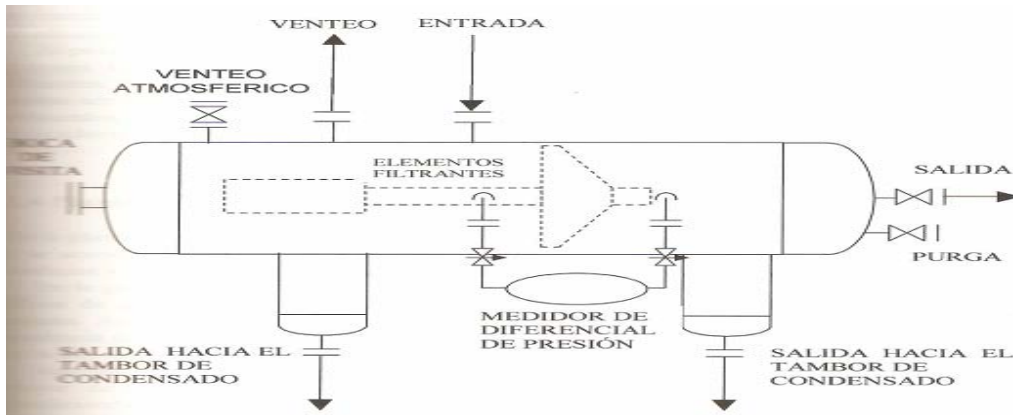


Figura 4.17 Filtro de gas natural (filtros ubicados ante del contactor y de los tamices).

#### 4.2.3.1 Variables críticas del proceso

- Presión

### 4.2.4 Proceso de Desasfaltización

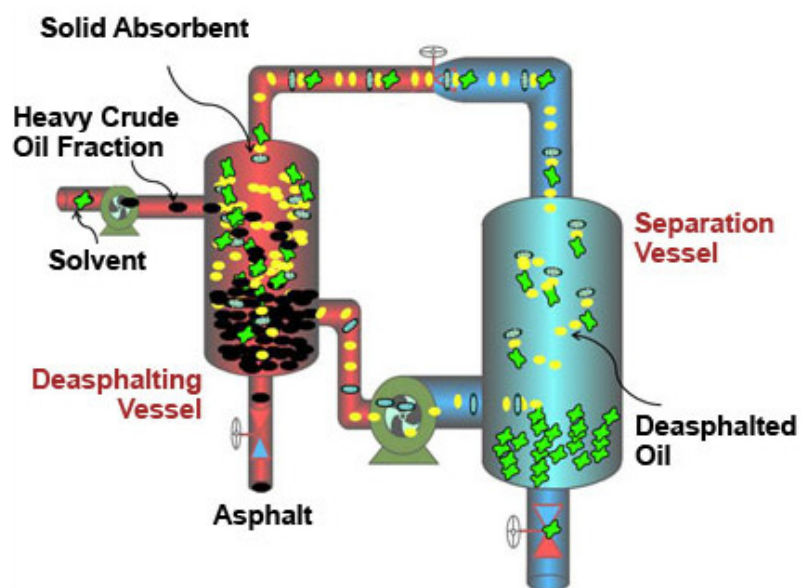


Figura 4.18 Proceso de Desasfaltización

#### **4.2.4.1 Variables críticas del proceso**

- Temperatura.
- Presión.

### **4.3 Señalar los diferentes criterios y características de control presentes en el tratamiento de gas natural para la generación de GNL.**

La evaluación de los criterios de control en el gas natural se enfoca principalmente en el control de las variables de operación más importantes de cada etapa, ya que de esto va a depender la calidad de los productos a comercializar. En efecto, las instalaciones son diseñadas bajo ciertos rangos máximos y mínimos de trabajo, los cuales se deben cumplir para prevenir el deterioro de las mismas y el bajo rendimiento de su operación. Por otra parte el contenido de gas ácido a la salida de la planta tiene prioridad con respecto a la conservación de energía y el control de la corrosión. Después de todo, el propósito de la planta es remover la mayor parte del gas ácido que llega al sistema. Por lo tanto, la conservación de energía y el control de la corrosión deben hacerse hasta tanto se mantenga la calidad del gas requerida.

De los equipos que conforman la planta de endulzamiento se considera más importante el control operacional de la torre absorbadora o contactora, ya que aquí es donde ocurre la remoción de los componentes ácidos.

Para esta etapa se delimito en el caso de endulzamiento el proceso con amina y para deshidratación el proceso con glicoles por ser los más complejos y utilizados actualmente en Venezuela.

➤ **Factores que se consideran para la selección de un proceso son:**

- Regulaciones de contaminantes en el ambiente.
- Tipo y concentración de las impurezas en el gas ácido.
- Especificaciones del gas residual (gas dulce).
- Temperatura y presión del gas ácido y del endulzado.
- Volumen del gas a ser procesado.
- Formación de espuma.
- Corrosión.
- Fracción molar de los hidrocarburos.
- Requerimientos de selectividad.
- Materiales de construcción.
- Costo de capital y de operación.
- Especificaciones de los productos líquidos.

La operación ideal de las plantas de endulzamiento se produce cuando se satisfacen las siguientes condiciones:

- La concentración de gas ácido a la salida de la planta debe ser ligeramente inferior al mínimo especificado ( $\text{H}_2\text{S} < 4 \text{ ppm}$  y  $\text{CO}_2 < 3 \%$ ).
- El suministro de calor en el rehervidor se debe mantener en el mínimo, para ahorrar combustible.
- Baja tendencia a la formación de espumas.
- Regulación de los contaminantes en el ambiente.
- Tipo y concentración de las impurezas en el gas ácido.

### 4.3.1 Variables controladas en el gas dulce:

- Temperatura de entrada de la solución pobre con respecto a la temperatura del gas de alimentación a la torre absorbadora.
- Flujo de gas de alimentación y de solución pobre que entra a la torre absorbadora.
- Presión del gas de alimentación y de la solución pobre que entra a la torre absorbadora.
- Nivel de liquido en la torre absorbadora.

#### 4.3.1.1 Temperatura

La temperatura es una variable predominante en la torre absorbadora, se aconseja que la corriente de alimentación entre a una temperatura específica según el diseño del equipo con el fin de mantener el perfil de temperatura necesario ya sea para el contacto íntimo dentro del absorbador o para el regenerador. La temperatura de la solución pobre que llega al absorbador dependerá de la aplicación específica, pero debe mantenerse una diferencia de 10 ° F por encima de la temperatura de entrada del gas, con el fin de evitar la condensación de hidrocarburos y formación de espuma. Esto es particularmente importante en el tratamiento de gas con porcentajes de  $C_2^+$  > 2 %. En todo caso

Se debe mantener una temperatura de la solución pobre por debajo de 130 ° F. por encima de esta temperatura disminuye la habilidad del solvente para absorber gases ácidos y el producto sale fuera de especificaciones.



Las corrientes de gas con concentraciones de  $C_2^+ > 10\%$  pueden requerir diferenciales de temperaturas superiores a  $10^\circ\text{F}$ . El diferencial de temperatura necesario se determina aumentando la temperatura del solvente pobre hasta que la tendencia del sistema a formar espuma cese. Si aumentando la temperatura, se alcanza algún límite antes que la formación de espuma disminuya (gas fuera de especificación o excesiva cantidad de agua en el gas tratado para los deshidratadores), se debe emplear otros métodos para el control de la formación de espuma.

Para la torre regeneradora se recomienda que el gas de entrada tenga una temperatura mayor que en la torre absorbadora, aproximadamente unos  $190^\circ\text{F}$  para hacer más fácil la separación de los gases ácidos que transporta la solución de amina rica.

#### **4.3.1.2 Presión**

Es importante mantener controlada la presión de operación de la torre absorbadora ya que esta no debe exceder la presión de diseño, de lo contrario puede ocasionar la fractura de la estructura de la misma. La presión de entrada de la solución pobre debe ser 100 lpc mayor a la presión del gas. Esto es para que la amina pueda descender por la torre y vencer la presión con lo cual viene el gas y así generar un mayor contacto en cada plato. Si la presión del gas es mayor al de la amina pobre, se producirá arrastre, es decir, que parte de la amina se irá con el gas hacia la parte superior de la torre, generándose un mal contacto entre el gas y la amina, por lo tanto, el gas no saldrá a las especificaciones deseadas, además de esto la torre se puede secar ya que no habrá líquido suficiente en los platos para que se logre el contacto. El control de la presión en la línea de salida del gas tratado

(Gas dulce) es muy importante ya que una sobre presión en este punto podría causar la parada de la planta.

#### **4.3.1.3 Flujo de Alimentación**

El flujo de gas de la alimentación es muy importante ya que puede generar una sobre presión en la torre y esto podría ocasionar la fractura de la estructura de la misma. Esto también puede generar arrastre, ya que la velocidad con que entraría el gas sería mayor que el de la amina, llevándose consigo parte de esta, por lo tanto el gas no sería endulzado correctamente y no se lograría las especificaciones requeridas.

Cuando el flujo de la solución pobre es muy alto, la torre se puede inundar ocasionando la formación de espuma ya que el nivel de líquido en la torre sería muy alto y el gas no lograría superar la altura del líquido en los platos, generando turbulencia y por consiguiente no se alcanzaría la especificación del gas dulce. La turbulencia puede causar arrastre, por lo que parte del gas saldría con la amina por el fondo de la torre y esto podría generar corrosión o taponamiento en las líneas de flujo aguas abajo del proceso de regeneración de la amina.

Si el flujo de amina es muy bajo entonces no se lograra el contacto necesario en cada plato para poder alcanzar las especificaciones del gas dulce así como también provocaría un bajo nivel de liquido en la torre y por lo tanto parte del gas se iría por el fondo de la torre generando problemas operacionales como corrosión en los demás equipos presentes en el proceso.

#### **4.3.1.4 Nivel de líquido en la Torre Absorbedora**

Una acumulación de líquido en la torre absorbedora Gas – Amina (alrededor del 80 % de la altura de la torre), provocaría inundación en la misma dañando así, los platos contactores contenidos en ellas, generando problemas operacionales como el arrastre y la formación de espuma y por lo tanto el gas no saldrá a las especificaciones deseadas, así como también habrá pérdidas de amina lo cual se traduce en costo operacionales. Un nivel bajo de líquido (alrededor del 20 % de la altura de la torre), provocara que parte del gas que entra se vaya al fondo de ésta generando así un mal contacto entre las fases, también provocaría corrosión en

Las líneas ya que el gas que se va por el fondo de la torre contiene altos porcentajes de  $H_2S$  ya que no ha sido endulzado correctamente.

#### **4.3.2 Variables controladas en la planta de Deshidratación:**

- Temperatura.
- Presión.
- Flujo de alimentación.
- Nivel de líquido
- Concentración de glicol.

##### **4.3.2.1 Temperatura**

Mientras más caliente este el gas de alimentación, entonces contendrá más agua en forma de vapor. Si la temperatura es mayor de 130 ° F el gas no podrá ser secado por el glicol ya que este pierde su propiedad para absorber el agua a esa temperatura, por otra parte, si la temperatura es

menor de 150 ° F, el glicol se volverá tan viscoso que no podrá tomar el agua del gas. El mejor rango de operacional es entre 80 y 110 ° F.

La temperatura de la solución pobre debe ser al menos de 10 ° F mayor que la temperatura del gas de alimentación para prevenir la condensación de hidrocarburos del gas, también no debe exceder al valor máximo de temperatura puesto que podría vaporizarse glicol y la deshidratación sería menos eficiente. En general la temperatura del glicol concentrado debe ser mayor que la temperatura de rocío del gas entrando.

#### **4.3.2.2 Presión**

La presión en la torre contactara también debe mantenerse prácticamente constante y su valor debe ser equivalente al de la presión del gas que se va a tratar, debido a que la absorción del agua por parte del glicol tiene una mayor eficiencia a presiones elevadas, (entre 400 y 1500 lpca) en un rango de

Temperaturas entre (75 ° F y 110 ° F) considerándose que altas presiones el contenido de agua en el gas de alimentación es más bajo que ha presiones menores.

Fuera de este intervalo de temperatura, la capacidad de absorción del agua por parte del glicol se reduce notablemente, debido a una disminución de los coeficientes de difusión molecular y en el caso de temperaturas menores a los 75 ° F se agrega el incremento de viscosidad del glicol por efecto de la disminución de la temperatura.

Por otra parte, una considerable caída de presión en la torre para un mismo caudal de gas, podría provocar la formación de espuma y arrastre de glicol en el gas tratado, producto de un incremento en la velocidad del mismo; por efecto de la elevación del diferencial de presión en las secciones de la torre.

#### **4.3.2.3 Flujo de Alimentación**

Es importante el control relativo del flujo de ambas corrientes (gas y glicol), para la buena operación del contactor, debido a que la deficiencia de flujo en algunas de las corrientes afecta la estabilización operacional de la torre y la eficiencia de contacto entre las fases; y el exceso de flujo de las corrientes como el gas o el glicol puede reflejarse en un arrastre o inundación de la torre respectivamente.

#### **4.3.2.4 Nivel de Líquido**

Es muy importante mantener un nivel de fase líquida constante en el fondo del contactor, con la finalidad de que este produzca un sello hidráulico que impida la salida del gas de alimentación por la parte inferior de la torre. Además dicho nivel debe estar en una altura determinada en el fondo del contactor, de manera tal que por el mismo sello se reduzca el efecto de turbulencia que se pueda producir por la entrada de gas al contactor. Dicho efecto de turbulencia podría acelerar un fenómeno de formación de emulsiones que disminuyen la eficiencia en el proceso de deshidratación del sistema.

#### **4.3.2.5 Concentración de glicol**

Es una de las variables que más influye en el proceso de deshidratación. Esto se debe a que el punto de rocío del agua en el glicol puede ser controlado mediante ajustes en la concentración del mismo.

La concentración del glicol depende a su vez de la de la eficiencia de liberación del agua en el regenerador. Cuanta mas alta sea la pureza a la cual entra el glicol, mejor será su capacidad de absorción, de allí la importancia de una buena regeneración.

#### **4.3.3 Filtración**

El efecto de cada una de las variables incluidas en las ecuaciones resueltas de filtración se puede constatar en la mayoría de los casos prácticos y de las aplicaciones, siendo su conocimiento y control de importancia particular para los procesos industriales.

##### **4.3.3.1 Variables controladas en el proceso de Filtración:**

###### **4.3.3.1.1 Presión**

La cantidad de partículas contenidas en la solución variara con el tipo de gas ácido que entra al absorbedor. El filtro debe ser vigilado cuidadosamente para limpiar o reemplazar los elementos cuando se saturan con las partículas.

La contaminación de un filtro se puede detectar con el diferencial de presión a través del mismo.

Un elemento nuevo por lo general tiene una caída de presión de 2 a 4 lpcm. Cuando se tapa la caída de presión aumenta. Si la caída de presión excede entre 15-25 lpcm el elemento del filtro colapsara y quedara completamente inactivo. Como consecuencia los elementos del filtro deberán ser limpiados o reemplazados cuando la caída de presión se acerque a la cifra máxima recomendada por el fabricante.

En la mayoría de los casos, la compresibilidad de la torta de filtración se encuentra entre valores de 0,1 y 0,8 de manera que la mayor parte del aumento de la pérdida de carga del fluido es consecuencia del medio filtrante. En general, si el aumento de presión conlleva un aumento significativo del caudal o velocidad de filtración, es un indicio de la formación de una torta granulada. En cambio, para las tortas espesas o muy finas, un aumento de la presión de bombeo no resulta en un aumento significativo del caudal de filtrado. En otros casos, la torta se caracteriza por una presión crítica por encima de la cual, la velocidad de filtración incluso disminuye. En la práctica, se prefiere operar a una velocidad constante, empezando a baja presión, aunque por el empleo generalizado de sistemas de bombeo centrífugos, las condiciones habituales son de presión y caudal variables.

#### **4.3.3.2 Criterios en el proceso de Filtración**

##### **➤ Torta de filtración**

La teoría señala que, considerando aparte las características del medio filtrante, el caudal promedio es inversamente proporcional a la cantidad de la torta y directamente proporcional al cuadrado del área filtrante. Como resultado de estas dos variables conjuntas, para una misma cantidad de fluido a filtrar se observará que su caudal es inversamente proporcional al

cuadrado del espesor de la torta al final del proceso. Esta observación conlleva que la máxima productividad se alcanza teóricamente con aquellas tortas de espesor muy fino cuya resistencia supera a la del medio mismo filtrante. Sin embargo, otros factores como el tiempo para regenerar la torta, su dificultad de descarga y el coste de una superficie filtrante más amplia explica que en la práctica se prefiera trabajar en condiciones de tortas espesas.

➤ **Viscosidad y temperatura**

El efecto de la viscosidad es como lo indican las ecuaciones de velocidad; la velocidad de flujo de filtrado en cualquier instante es inversamente proporcional a viscosidad de filtrado.

El efecto de la temperatura sobre la velocidad de filtración de sólidos incompresibles es evidente, sobre todo, mediante su efecto sobre la viscosidad.

➤ **Tamaño de partículas y concentración**

El efecto del tamaño de las partículas sobre la resistencia de la torta y la tela es muy notable. Afectan al coeficiente en la ecuación para la resistencia de la torta, y los cambios mayores afectan la compresibilidad.

El medio filtrante es el elemento fundamental para la práctica de la filtración y su elección es habitualmente la consideración más importante para garantizar el funcionamiento del proceso.



En general, entre los principales criterios de selección del material de medio filtrante se pueden destacar:

- Compatibilidad y resistencia química con la mezcla
- Permeabilidad al fluido y resistencia a las presiones de filtración
- Capacidad en la retención de sólidos
- Adaptación al equipo de filtración y mantenimiento
- Relación vida útil y coste

La variedad de tipos de medios porosos utilizados como medios filtrantes es muy diversa, en forma de telas y fibras tejidas, fieltros y fibras no tejidas, sólidos porosos o perforados, membranas poliméricas o sólidos articulados, a lo que se suma la gran variedad de materiales: fibras naturales, fibras sintéticas, materiales metálicos, materiales cerámicos y polímeros.

#### **4.3.3.3 Criterios de selección de equipos de filtración**

La selección de un equipo de filtración en general requiere un estudio de las especificaciones y objetivos del proceso junto con una evaluación de la capacidad y características del equipo de filtración en las que las consideraciones sobre el medio filtrante son importantes.

Los factores a considerar relativos del proceso que suelen citarse son características fluido mecánicas y fisicoquímicas de la corriente de fluido a tratar o lechada

- capacidad de producción
- condiciones del proceso
- parámetros de funcionamiento
- materiales de construcción

Por su parte, los criterios del equipo de filtración a estudiar suelen ser:

- tipo de ciclo: continuo o por lotes
- fuerza de impulsión
- caudales admisibles
- calidad de la separación
- fiabilidad y mantenimiento
- materiales de construcción y dimensiones
- costo

Habitualmente, las características del fluido a tratar tales como caudal y presión, contenido de sólidos y naturaleza, en especial granulométrica, propiedades químicas y temperatura son determinantes en la selección de un filtro de torta o un filtro de clarificación, frecuentemente de cartuchos.

La complejidad de factores a considerar y la contradicción que pueden causar algunos de ellos, han llevado a autores como Tiller o Purchas a proponer tablas de ayuda a la decisión en base al parámetro fundamental de la velocidad de formación de la torta y el resultado de pruebas de campo adicionales sencillas.

En cuanto al régimen de funcionamiento, en general, los filtros continuos son recomendados en aplicaciones de procesos en régimen permanente, aunque pueden resultar más convenientes los intermitentes en aquellos casos que requieran flexibilidad o una presión más elevada. El material a utilizar en el diseño

De un filtro puede variar desde un simple recipiente de plástico hasta lo más tecnológico, lo importante es poder apreciar la manera en que se da este fenómeno sorprendente.

#### **4.3.4 Desasfaltización**

El disolvente desasfaltado de la presente inversión comprende preferentemente propileno en combinación con acetona. Es de entenderse que, además de que tres de los carbono que contiene hidrocarburos, cantidades menores de otros hidrocarburos pueden estar presentes en el disolvente sin afectar sustancialmente la eficiencia global del proceso. La cantidad de desasfaltado con disolvente nos dice que la temperatura y las presiones utilizadas deben ser controladas para adaptarse a la particular composición de solventes y la materia prima del petróleo está tratando de obtener un aceite desasfaltado de la viscosidad deseada y el contenido de carbono. En general, de 4 a 10 volúmenes de desasfaltado con disolvente se mezclan con aceite, preferiblemente de 6 a 8 volúmenes de disolventes. También el proceso es útil en desasfaltado residuales en fracciones de aceites de petróleo para la producción de alta viscosidad de lubricantes.

#### **4.4 Estudiar los problemas operacionales más comunes en las etapa de tratamiento**

Los problemas operacionales son uno de los responsables de la ineficiencia en el proceso del gas, incidiendo de forma negativa en la rentabilidad del negocio. Las etapas consideradas están íntimamente vinculadas, puesto que una falla en una de ellas afecta o puede desencadenar otra en los procesos aguas arriba y aguas abajo.

Uno de los criterios fundamentales del proceso es conocer las posibles fallas presentes en el mismo, acompañado de sus causas y consecuencias con la finalidad de ir directamente a la raíz del problema, lo cual permite visualizar las oportunidades de mejora que a este se le pueden realizar.

**Tabla 2.8 Fallas presentes en la etapa de acondicionamiento**

<b>ETAPA DE ACONDICIONAMIENTO</b>	
<b>FALLAS EL LA PLANTA DE ENDULZAMIENTO</b>	<b>FALLAS EN LA PLANTA DE DESHIDRATACIÓN</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>❖ formación de Espuma.</li> <li>❖ Exceso de gas ácido en el gas tratado.</li> <li>❖ Demanda energética en el rehervidor del regenerador.</li> <li>❖ Relación de flujo Gas – Amina.</li> <li>❖ Relación Temperatura Amina-Gas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>❖ Formación de espuma.</li> <li>❖ Altas pérdidas de glicol.</li> <li>❖ Descenso inadecuado del punto de rocío.</li> <li>❖ Concentración baja de glicol pobre.</li> <li>❖ Presencia de condensado en el sistema.</li> <li>❖ Inundación de la torre absorbadora.</li> <li>❖ Relación de flujo TEG – Gas.</li> <li>❖ Relación de Temperatura TEG – Gas.</li> </ul>

Tabla 2.9 Causas y Consecuencias en el Proceso de Endulzamiento

PLANTA DE ENDULZAMIENTO		
PROBLEMAS OPERACIONALES	CAUSAS	CONSECUENCIAS
<b>Formación de Espuma</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Sucio o fragmentos metálicos en la solución.</li> <li>➤ Presencia de hidrocarburos líquidos en el sistema.</li> <li>➤ Excesos de productos de degradación en la solución.</li> <li>➤ Velocidades muy altas del gas y de los líquidos.</li> <li>➤ Formación de sales térmicas estables.</li> <li>➤ Mala selección del antiespumante o no se agrega lentamente. <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Problemas de tipo mecánico.</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Aumenta las pérdidas de amina.</li> <li>➤ La solución de amina puede salir por el tope de la torre. <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Producto fuera de especificaciones</li> </ul> </li> <li>➤ Reduce la eficiencia de la absorción.</li> <li>➤ Produce corrosión.</li> <li>➤ Aumenta el consumo de energía.</li> <li>➤ Contaminación de los procesos aguas debajo de la planta.</li> </ul>
<b>Exceso de gas ácido en el gas tratado</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Formación de espuma en la torre. <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Baja presión.</li> </ul> </li> <li>➤ El gas tratado contiene muchos H<sub>2</sub>S y otros componentes de azufre.</li> <li>➤ Alta temperatura y caudal alto en la zona del rehervidor.</li> <li>➤ Baja concentración de amina en la solución pobre.</li> <li>➤ Caudal de amina bajo en la solución pobre.</li> <li>➤ Contenido residual de gas ácido alto en la solución pobre. <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Sucio en las bandejas.</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Gas fuera de especificación. <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Corrosión.</li> </ul> </li> <li>➤ Desperdicio de energía en el rehervidor por poca cantidad de gas.</li> </ul>
<b>Demanda energética excesiva en el rehervidor del regenerador</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ El intercambiador de calor está sucio. <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ La tasa de flujo de amina rica ha aumentado.</li> </ul> </li> <li>➤ El nivel de líquido está por debajo de los tubos del calentador.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Corrosión.</li> <li>➤ Desbalance termodinámico.</li> </ul>

**Tabla 2.10 Causas y Consecuencias en el Proceso de Deshidratación.**

<b>PLANTA DE DESIHDRATACIÓN</b>		
<b>PROBLEMAS OPERACIONALES</b>	<b>CAUSAS</b>	<b>CONSECUENCIAS</b>
<b>Formación de Espuma</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ ph. del glicol mayor a 8.5</li> <li>➤ Contaminación del glicol con condensados, sales, sólidos o inhibidores de corrosión.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Disminuye el contacto efectivo entre el gas y el glicol pobre.</li> <li>➤ Produce deshidratación pobre.               <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Pérdidas de glicol elevadas.</li> <li>➤ Ocasiona corrosión.</li> </ul> </li> </ul>
<b>Altas pérdidas de Glicol</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Presión de glicol en el contactor muy baja.</li> <li>➤ Flujo de gas excediendo la máxima capacidad del sistema (arrastre de glicol).</li> <li>➤ Temperatura del rehervidor por encima de la temperatura de descomposición térmica del glicol.</li> <li>➤ Mal funcionamiento del contactor o del sistema de regeneración.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Producto fuera de especificación.</li> <li>➤ Elevación de los costos operacionales.</li> </ul>
<b>Descenso inadecuado del Punto de Rocío</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Temperatura del gas de entrada al contactor mayor que la temperatura de diseño.</li> <li>➤ Bajo caudal de glicol pobre.</li> <li>➤ Calor inadecuado en el rehervidor.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Deshidratación pobre.</li> <li>➤ Producto fuera de especificación.</li> <li>➤ Pérdidas de glicol.</li> </ul>
<b>Concentración baja de Glicol pobre</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Pérdidas de glicol por el tope del regenerador.</li> <li>➤ Presencia de sales o coque en la parte exterior de los tubos del rehervidor.</li> <li>➤ Fuga de glicol rico hacia la corriente de glicol pobre en los intercambiadores de calor.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Deshidratación pobre.</li> </ul>
<b>Presencia de</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Mala separación de las corrientes de gas, condensado y agua/glicol en los separadores</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Producto fuera de especificación.</li> <li>➤ Arrastre de líquidos.</li> </ul>

<b>condensado en el sistema</b>	de entrada y/o flash tank. ➤ Temperatura del glicol pobre inferior a la temperatura del gas de entrada del contactor.	
<b>Inundación de la torre Absorbedora</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Líquidos presentes en el sistema (agua libre y condensados).</li> <li>➤ Flujo elevado del gas natural a través del contactor.</li> <li>➤ Obstrucción y taponamiento del empaque ocasionando unas elevadas caídas de presión en el contactor.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Producto fuera de especificación.</li> <li>➤ Parada de la planta.</li> </ul>

#### 4.4.1 Filtración

Los problemas operacionales son los que se presentan a continuación:

- Los sólidos que taponan el carbón activado en el sistema de purificación acortan la vida útil del carbón y reducen la eficiencia para remover los contaminantes de los líquidos.
- Los cartuchos que tienen gomas o cubiertas pueden ser destruidos en el servicio de amina.
- Los elementos hechos con papel o productos que han sido químicamente tratados, pueden producir espumas en la solución.
- Cuando el carbón activado flota en el recipiente y se ubica por encima de la línea de entrada, deja de trabajar a los efectos de purificación.

#### 4.4.2 Desasfaltenización

- La selección del solvente usado en la Desasfaltenización afecta la calidad y rendimiento del aceite desasfaltado.

- Los solventes parafínicos de bajo peso molecular, tales como el propano y los butanos, extraen menor cantidad de aceite desasfaltado (debido a que su menor peso molecular sólo son miscibles con los aceites más livianos de la carga).

#### **4.5 ESTABLECER LAS OPORTUNIDAD DE MEJORA EN LOS SISTEMAS INVOLUCRADOS.**



#### 4.5.1 Oportunidades de mejora en los procesos de Endulzamiento y Deshidratación

Etapas del proceso del Gas Natural	Procesos más Relevantes	Variables a controlar		Rango de operación	Variables que más influye en la eficiencia del proceso	Estrategia para la mejora del proceso	
Acondicionamiento	Endulzamiento	Torre Absorbedora	Temperatura	Gas	Dependerá del Diseño del equipo	Contenido de Impurezas	Visualizar el <b>contenido de impurezas</b> que se desean tratar, va a permitir tomar las previsiones necesarias de acuerdo al caso que se presente, cuando se tiene un flujo fuera o dentro de las especificaciones exigidas por el sistema, dicho de otra manera, puede apoyar a las toma de decisiones en la operación del proceso, es decir dependiendo del tipo y la proporción de las impurezas en el gas, todo esto en función a lo más conveniente para garantizar los resultados requeridos.
				Amina	10 F > T gas y menor a 130 F		
			Presión	Gas	Rangos de diseño del equipo		
				Amina	100 Lpc>P gas y dentro de los límites del diseño		
			Flujo de Alimentación	Gas	Dentro límites de diseño del equipo		
				Amina			
	Nivel de Líquido	80 % < altura torre >20 %					
	Deshidratación	Torre Absorbedora	Temperatura	Gas	80 – 110 F		
				Glicol	10 F > T gas y menor a 130 F		
			Presión	Gas	Rangos de diseño del equipo		
				glicol	100 Lpc>P gas y dentro de los límites del diseño		
			Flujo de Alimentación	Gas	Dentro límites de diseño del equipo		
				Glicol			
			Nivel de Líquido	80 % < altura torre >20 % y debe ser constante			
Concentración de Glicol			Dependerá de la eficiencia de liberación del agua en el regenerador				

### **4.5.2 Filtración**

Las complicaciones asociadas a la ruptura, disolución y flotación del carbón se pueden resolver de manera significativa usando carbón de alta densidad y gran tamaño.

### **4.5.3 Desasfaltización**

- Los aceites desasfaltados obtenidos con estos solventes tienen menor contenido de contaminantes, principalmente los metales.
- Pueden ser usado económicamente para mejorar el petróleo del crudo pesado.
- La cantidad de aceite extraído depende del solvente utilizando y de las condiciones de operación, las cuales se seleccionan para obtener una determinada calidad del producto.

## **CAPITULO V**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### **CONCLUSIONES**

- a)** En la descripción de cada una de las etapas del proceso se logro conocer a fondo, los factores más importantes que intervienen de forma directa e indirecta en las mismas.
- b)** Establecer las variables que controlan cada etapa permitió visualizar el impacto que ejercen sobre el rendimiento del proceso.
- c)** Es importante respetar los rangos de diseño de las plantas ya que esta es una de las claves fundamentales para mejorar el rendimiento del proceso.
- d)** El conocer las causas y consecuencias de los problemas operacionales que se presentan en los procesos, permitió visualizar las posibles estrategias que se pueden sugerir para su mejora.
- e)** Existe afinidad en los criterios de evaluación para cada etapa del proceso, pues todas convergen en obtener calidad en los productos y rentabilidad en el negocio.
- f)** La presencia de agua, sulfuros, hierro, silicio, cromo y zinc en la corriente de gas de proceso indica erosión por desgaste de material y corrosión interna, de las tuberías y equipos del proceso de filtración.

## RECOMENDACIONES

- a) Realizar una inspección de las tuberías y equipos de proceso (preferiblemente en una parada de planta) con el fin de aplicar los correctivos a la degradación que se está presentando en los mismos por efecto de corrosión y erosión, y así minimizar este problema que está afectando la eficiencia del sistema de filtración de la planta.
  
- b) El proceso del gas natural en toda la extensión comprende fenómenos muy variados y complejos, por lo que es importante continuar este trabajo; estableciendo a profundidad un esquema de evaluación propio para cada etapa de la cadena del valor.
  
- c) Para futuros proyectos es muy viable implementar plantas controladoras del punto de rocío para el tratamiento de los hidrocarburos más pesados, y de esta manera garantizar la seguridad e integridad de los equipos, logrando un óptimo desempeño en el proceso evitando así problemas operacionales.

## BIBLIOGRAFÍA

1. Méndez, G. y González, J. **“Análisis del funcionamiento del sistema de control de las variables de proceso en el poliducto Anaco-Fraccionamiento José”**. (2007).
2. Wladimir E. Laucho A. **”Estudio de factibilidad del diseño de una planta de licuefacción de gas natural en el norte de la península de paria”**. Disponible en: <http://www.enreparaciones.com.ar/gas/gnl.php>. (2008).
3. Briceño, E. **“Evaluación de los principios de diseño y control de válvulas de seguridad asociadas al sistema de recepción de líquidos del gas natural (LGN) en la planta de fraccionamiento del complejo José Antonio Anzoátegui”** (2008).
4. Hernández Mendoza David G. **”Evaluación Técnico-Económica Preliminar de la Inyección de CO<sub>2</sub> como Método de Recuperación Secundaria en Yacimiento de Crudo del Norte de Monagas”**.(2001).
5. MARCIAS, M. **“Ingeniería de Gas, Principios y aplicaciones”**. Ingenieros Consultores y Asociados, C. A. (ICONSA). (1994).
6. Peinado Alvarado, Yelitza C. **“Optimización de las etapas de producción, acondicionamiento, procesamiento y distribución del gas natural”**. (2009).

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y  
ASCENSO:**

<b>TÍTULO</b>	“CRITERIOS DE CONTROL ASOCIADO AL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE GAS NATURAL, COMO ETAPA INVOLUCRADA EN EL NEGOCIO DE GENERACIÓN DE GNL.”
<b>SUBTÍTULO</b>	

**AUTOR (ES):**

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>CÓDIGO CULAC / E MAIL</b>
Rati Rodríguez Digna de Jesus	CVLAC: 8.288.790 EMAIL: Dignadejesus0611@yahoo.com
Campos López Yurilu Darlene	CVLAC:14.213.188 E MAIL: Yuricampos@yahoo.com
	CVLAC: E MAIL:

**PALÁBRAS O FRASES CLAVES:**

CRITERIOS \_\_\_\_\_

VARIABLES \_\_\_\_\_

TRATAMIENTO \_\_\_\_\_

CONTROL \_\_\_\_\_

## METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y

### ASCENSO:

<b>ÁREA</b>	<b>SUBÁREA</b>
<u>Ingeniería y ciencias aplicadas</u>	<u>Ingeniería Química</u>

### **RESUMEN (ABSTRACT):**

En el siguiente trabajo se evaluó los criterios de control asociados al sistema de tratamiento del gas natural, como etapa involucrada en el negocio de generación de GNL. Para ello se estudio a detalle en que consiste cada etapa de tratamiento lo que permitió visualizar los factores que intervienen directa e indirectamente en el proceso.

Posteriormente se identificaron las variables criticas que controlan cada etapa, con el propósito de conocer como éstas influyen en el funcionamiento y rendimiento del proceso, seguidamente se establecieron los criterios de control que mejor se adapten a las características del gas de alimentación y a las exigencias de calidad para el gas tratado con el objeto de disminuir los problemas que se puedan tener por la presencia de impurezas. A su vez se localizaron los problemas analizando sus causas y consecuencias. Todo este estudio dio la oportunidad de elaborar estrategias que permitan mejorar la eficiencia en el proceso; ya que conociendo las variables criticas que gobiernan cada una de las etapas y la sensibilidad de la cadena de valor, se pueden establecer los criterios de control adecuados. Sin embargo debido a la estrecha relación entre las diferentes etapas de la cadena de valor, la toma de decisiones siempre estará precedida por la observación de las consecuencias de aguas arriba y aguas abajo se producirán. A esto se le debe sumar la búsqueda de un propósito común, que es obtener mejor calidad en los productos, rentabilidad en el proceso y minimizar los problemas operacionales.

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

**CONTRIBUIDORES:**

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
	ROL	CA	AS X	TU	JU
Isvelia Avendaño	CVLAC:				
	E_MAIL	Isvelia2006@yahoo.com			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

**FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:**

2011	04	15
AÑO	MES	DÍA

**LENGUAJE. SPA**



**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

**ARCHIVO (S):**

<b>NOMBRE DE ARCHIVO</b>	<b>TIPO MIME</b>
TESIS. Optimizar las etapas de producción.doc	Application/msword

**CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS:** A B C D E F G H  
I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x  
y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

**ALCANCE**

**ESPACIAL:** \_\_\_\_\_ (OPCIONAL)

**TEMPORAL:** \_\_\_\_\_ (OPCIONAL)

**TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

\_\_\_\_\_ Ingeniero Químico \_\_\_\_\_

**NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

\_\_\_\_\_ Pregrado \_\_\_\_\_

**ÁREA DE ESTUDIO:**

\_\_\_\_\_ Departamento de Química \_\_\_\_\_

**INSTITUCIÓN:**

\_\_\_\_\_ Universidad de Oriente / Núcleo de Anzoátegui \_\_\_\_\_

## **METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSOS**

### **DERECHOS:**

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajos de grado:

“Los Trabajos de grado son exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización.”

**Rati Rodríguez Digna de Jesus**

**C.I: 8.288.790**

**AUTOR**

**Yurilu Darlene Campos López**

**C.I: 14.213.188**

**AUTOR**

**Ing. Ivelia Avendaño**

**TUTOR**

**Prof. Yraima Salas**

**POR LA COMISIÓN DE TESIS**