



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
 NUCLEO DE ANZOATEGUI
 ESCUELA DE INGENIERIA Y CIENCIAS APLICADAS
 COMISIÓN DE TRABAJOS DE GRADO**

Forma CTG-11'

Período III-2006

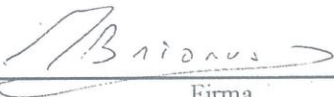

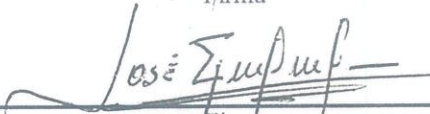


ACTA DE EVALUACION DEL TRABAJO DE GRADO MODALIDAD CURSOS ESPECIALES

Los profesores de los Cursos Especiales de Grado del Departamento de Ingeniería petróleo, área de Gas reunidos el día **15/03/2007**, visto el rendimiento aprobatorio obtenido en las asignaturas:

Asignatura	Profesor	Calificación
Propiedades de los Hidrocarburos y Comportamiento de Fases.	José Fariñas	9 (NUEVE)
Refinación del Gas Natural.	José Rondón	9 (NUEVE)
Ingeniería de Yacimiento de Gas.	Mario Briones	7 (SIETE)
Control, Transporte y Almacenamiento de Gas.	Isvelia Avendaño	10 (DIEZ)

y aceptadas las monografías respectivas presentadas por (el) (la) **DOMÍNGUEZ CODALLO, DOUGLAS JESÚS**, cédula de identidad N° **16.315.904**, como requisito parcial para optar al título **Ingeniero de Petróleo**, decide emitir el veredicto de:

APROBADO

<p>Prof. Mario Briones. _____ Jurado Principal</p>	<p> _____ Firma</p>
<p>Prof. José Rondón. _____ Jurado Principal</p>	<p> _____ Firma</p>
<p>Prof. José Fariñas _____ Jurado Principal</p>	<p> _____ Firma</p>
<p>Prof. Isvelia Avendaño. _____ Jurado Principal</p>	<p> _____ Firma</p>
<p>Prof. Carmen Martínez _____ Director de Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas</p>	<p> _____ Firma</p>



Favor firmar en tinta negra

(Julio 2003)

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO
ÁREAS ESPECIALES DE GRADO**



**“ESTUDIO DE LOS PARÁMETROS QUE AFECTAN LA CAPACIDAD DE
FLUJO DE LAS LÍNEAS DE CARGA DEL LLENADERO DE CAMIONES
DE LA PLANTA DE FRACCIONAMIENTO DE JOSE”.**

REALIZADO POR:

DOMÍNGUEZ CODALLO DOUGLAS JESUS

Trabajo de grado Presentado ante la ilustre Universidad de Oriente como requisito
parcial para optar al Título de:

INGENIERO DE PETRÓLEO

Barcelona, Marzo de 2007

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO
ÁREAS ESPECIALES DE GRADO**



**“ESTUDIO DE LOS PARÁMETROS QUE AFECTAN LA CAPACIDAD DE
FLUJO DE LAS LÍNEAS DE CARGA DEL LLENADERO DE CAMIONES DE LA
PLANTA DE FRACCIONAMIENTO DE JOSE”.**

JURADO

ING. ISVELIA AVENDAÑO
Jurado Principal

ING. JAIRO URICARE
Jurado Principal

ING. JOSÉ RONDÓN
Jurado Principal

ING. JOSÉ FARIÑAS
Jurado Principal

BARCELONA, MARZO DE 2007


UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO
ÁREAS ESPECIALES DE GRADO




Resolución

"ESTUDIO DE LOS PARÁMETROS QUE AFECTAN LA CAPACIDAD DE
FLUJO DE LAS LÍNEAS DE CARGA DEL LLENADERO DE CAMIONES DE LA
PLANTA DE FRACCIONAMIENTO DE JOSE".

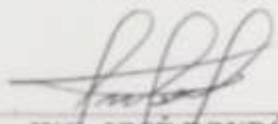
JURADO



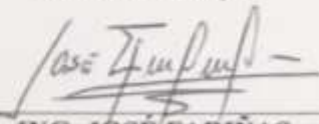
ING. ISVELIA AVENDAÑO
Jurado Principal



ING. JAIRO URICARE
Jurado Principal



ING. JOSÉ RONDÓN
Jurado Principal



ING. JOSÉ FARIÑAS
Jurado Principal

BARCELONA, MARZO DE 2007

Resolución

De acuerdo al artículo 44 del reglamento de trabajo de grado:

“Los Trabajos de Grado son exclusiva propiedad de la Universidad y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”.

DEDICATORIA

Le dedico este trabajo a mi Dios quien es mi guia y mi luz en todo momento.

A mis padres, mis hermanas y a mis abuelos.

A mis amigos Annjanette, Gabriel y Yarely.

A mis compañeros, a quienes quiero mucho y no menciono por no saltarme ninguno.

Douglas Jesus Dominguez Codallo

AGRADECIMIENTOS

- ✓ Agradezco ante todo a Dios por ayudarme a realizar esta meta y darme la fe y fuerza necesaria para seguir luchando por lo que quiero.
- ✓ A mi padre por ser ejemplo de lucha y superación y a mi madre por sus consejos y su apoyo incondicional en todo momento.
- ✓ A mis compañeros de grupo por aguantarme y apoyarme en mis decisiones. Lo logramos.
- ✓ A los profesores de las áreas de grado, a mi asesora Ivelia Avendaño por su dedicación para que todo saliera bien en la realización de este trabajo.
- ✓ A los profesores Jose Rodríguez (Moncho), Juan Quintero, José Fariñas, Luis Castro e Ivon Ulacio, por ayudarme y siempre estar ahí cuando los necesité. Muchas Gracias.
- ✓ Al profesor Arditti por apoyarme y brindarme sus conocimientos, a todos mis compañeros y amigos, que de alguna manera u otra me dieron fuerza y ganas para seguir adelante.
- ✓ Quiero hacer un agradecimiento especial a todo el personal de la Planta de Fraccionamiento de Jose, PDVSA; en especial al Sr. Aurelio Mago, quien muy amablemente aportó sus conocimientos en el área y nos dió todo el material que fué requerido para la realización de este trabajo. Dios lo Bendiga.
- ✓ A la Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui por haberme dado la oportunidad de formarme intelectualmente en sus instalaciones.

Douglas Jesus Dominguez Codallo

CONTENIDO

PÁGINA DE TITULO	i
RESOLUCIÓN	
DEDICATORIAS	
AGRADECIMIENTOS	
CONTENIDO	iii
LISTA DE TABLAS	vii
LISTA DE FIGURAS	viii
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN	1
1.2 Planteamiento del Problema	3
1.3 Objetivos	5
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO	6
2.1 Origen del Gas Natural	6
2.2 Definición	6
2.3 Clasificación del Gas Natural	7
2.3.1 De acuerdo a su localización en el subsuelo	7
2.3.2 De acuerdo a su composición	8
2.4 Reservas de Gas en Venezuela	8
2.5 Características del Gas Natural	9
2.6 Componentes del Gas Natural	10
2.7 Contenido líquido de un gas	10
2.8 Procesamiento del Gas	11
2.9 Acondicionamiento del Gas Natural	11
2.10 Compresión del Gas	14
2.11 Distribución	15
2.12 Gas residual	16
2.13 Líquidos del Gas Natural	16
2.14 Extracción de los líquidos del gas natural	16

2.15 Gas licuado del petróleo	18
2.15.1 Características	19
2.15.2 Cracking	19
2.15.2.1 Cracking térmico	19
2.15.2.2 Cracking catalítico	20
2.15.2.2.1 Craqueo catalítico fluido	20
2.15.3 Obtención del GLP	23
2.15.3.1 GLP en refinerías	23
2.15.3.2 GLP de gas natural	23
2.15.4 Principales usos del GLP	25
2.15.5 Proceso de comercialización en Venezuela	26
2.16 Regimenes de flujo de fluidos en tuberías	27
2.16.1 Flujo Laminar	27
2.16.2 Flujo turbulento	27
2.17 Número de reynolds	27
2.18 Patrones de flujo en tuberías horizontales	28
2.18.1 Flujo tipo burbuja	29
2.18.2 Flujo tipo pistón	29
2.18.3 Estratificado suave	29
2.18.4 Estratificado ondulante	30
2.18.5 Intermitente tipo tapón	30
2.18.6 Flujo anular	30
2.18.7 Flujo tipo disperso	31
2.19 Caída de presión	31
2.19.1 Factores que afectan la caída de presión	32
2.19.2 Factor de fricción	33
2.19.3 Pérdidas de presión por fricción, expansión, contracción y accesorios	33
2.19.3.1 Pérdidas por ensanchamiento repentino	33
2.19.3.2 Pérdidas por contracción repentina	34
2.19.3.3 Pérdidas por accesorios y válvulas	35

2.19.3.4 Pérdidas por fricción	36
2.20 Principios de flujo de fluidos compresibles en tuberías	37
2.20.1 Ecuación de flujo isotérmico	38
2.20.2 Ecuación de Weymouth	39
2.20.3 Ecuación de Panhandle	40
2.21 Integridad mecánica	41
2.22 Cavitación	42
2.22.1 Descripción	42
2.22.2 Daño por cavitación	43
2.22.3 Cavitación y vaporización instantánea	44
2.22.4 Vibraciones	44
2.23 Desgaste por erosión	45
2.24 Corrosión	46
2.24.1 Corrosión interna	46
2.24.2 Corrosión externa	46
2.24.2.1 Métodos para combatir la corrosión externa	47
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA	48
3.1.1 Recopilación de la información y revisión bibliográfica	48
3.1.2 Descripción del sistema de transmisión del GLP	48
3.1.3 Análisis de los factores que afectan la capacidad de flujo	49
3.1.4 Elaboración del trabajo de grado	49
CAPÍTULO IV: DESARROLLO	50
4.1 Propiedades del fluido manejado	50
4.1.1 Características	50
4.1.2 Propiedades físicas	51
4.1.3 Parámetros limitantes en el manejo del GLP	51
4.2 Ubicación de las instalaciones	52
4.2.1 Complejo criogénico de oriente	52
4.2.1.1 Planta de Fraccionamiento de Jose	53
4.3 Describir el sistema de transmisión de GLP en el llenadero	55

4.3.1 Propano desde las esferas hacia el llenadero de camiones	56
4.3.2 Protección de las esferas de propano	62
4.3.3 Procedimiento para el llenado de las cisternas	63
4.3.4 Especificaciones de las esferas de propano	65
4.3.5 Especificaciones de las bombas	66
4.3.6 Especificaciones de las líneas	67
4.4 Analizar los factores de los cuales depende la capacidad de flujo de las líneas	70
4.4.1 Diámetro	71
4.4.2 Longitud	71
4.4.3 Perfil topográfico	72
4.4.4 Rugosidad	72
4.4.5 Temperatura	73
4.4.6 Caída de presión por obstrucciones en las líneas	73
4.4.7 Pérdidas de presión por accesorios	74
4.5 Detectar los factores de los cuales depende la integridad mecánica de las líneas	74
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	76
5.1 CONCLUSIONES	76
5.2 RECOMENDACIONES	78
BIBLIOGRAFÍA	79
APÉNDICE A	80

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1. Componentes del gas natural	10
Tabla 4.1 Composición molar del GLP	51

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Reservas de gas en Venezuela	9
Figura 2.2 Proceso de extracción de LGN	18
Figura 2.3 Cracking catalítico	22
Figura 2.4 Formas de obtención del GLP	23
Figura 2.5 Fraccionamiento de LGN	25
Figura 2.6 Cadena de comercialización del GLP	26
Figura 2.7 Pérdidas por ensanchamiento repentino	34
Figura 4.1 Ubicación geográfica del complejo criogénico de oriente	53
Figura 4.2 Esquema general de la planta de fraccionamiento de Jose	55
Figura 4.3 Esferas de propano	57
Figura 4.4 Bombas de carga de propano	58
Figura 4.5. Líneas de succión, descarga y flujo mínimo de la bomba	59
Figura 4.6. Equipos para el almacenamiento y manejo de residual	59
Figura 4.7 Sistema de odorización	61
Figura 4.8. Sistema de diluvio en las esferas de propano	62
Figura 4.9. Toma de datos a través de la balanza	63

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

Desde la entrada en operación del complejo criogénico de oriente, a finales de 1985, la producción de líquidos del gas natural está dirigida a satisfacer la necesidad del mercado interno, como combustible y materia prima, exportándose el excedente a los mercados internacionales. El complejo criogénico de Oriente lo componen las Plantas de extracción de líquidos de Santa Bárbara, San Joaquín y una Planta de Fraccionamiento de LGN (Líquidos del gas natural) ubicada al norte del estado Anzoátegui. Al fraccionar estos líquidos se obtiene el GLP (Gas licuado del petróleo), el cual es una mezcla de propano y butanos que se mantienen a presiones moderadas y temperatura ambiente para conservar su estado líquido. Este producto tiene diversos usos a nivel vehicular, residencial e industrial.

Como consecuencia del incremento en la utilización del GLP, se realizó un estudio de las líneas de carga del llenadero de camiones de Jose, las cuales se encargan de llevar la producción de gas licuado del petróleo desde las esferas presurizadas ubicadas en la Planta de Fraccionamiento de Jose hasta el llenadero de camiones de la misma Planta de Fraccionamiento de Jose; para verificar si un incremento en la producción podría ser manejada por la estructura existente sin comprometer la seguridad de la operación de llenado ni la estabilidad mecánica de las líneas. Para realizar la evaluación se describió el sistema de transmisión, se estudiaron los factores de los cuales depende la capacidad de flujo de las líneas y se determinaron los agentes (tanto internos como externos) que inciden en el deterioro de la integridad mecánica de las líneas; esto con el fin de verificar que la estructura existente se encuentra en optimas condiciones y es capaz de soportar alguna variación en los parámetros de operación.

Del análisis realizado se obtuvo que el tramo en estudio es muy corto (154 metros) y posee pocos accesorios, además cuenta con un sistema de bombas, las cuales contribuyen a minimizar la caída de presión en la estructura. Adicionalmente, existe una variación en los diámetros que minimizan aún más la caída de presión en el sistema, garantizando el estado líquido de la mezcla que actualmente es manejada por las líneas (GLP). Cabe destacar que las bombas cuentan con un sello hidráulico que garantiza la llegada de un fluido monofásico a la entrada de dichos equipos. La temperatura es constante a lo largo de todo el tramo de tubería y las líneas están descubiertas, sólo poseen una pintura a base de zinc, la cual minimiza el principal factor que afecta la integridad de las líneas, la corrosión.

La estructura fue diseñada originalmente para cargar propano puro, pero debido a convenios establecidos con empresas contratistas, se decidió mezclar el propano proveniente de las torres de fraccionamiento con el LPG (Mezcla de propano y más pesados) de PETROZUATA, obteniéndose una mezcla con mayor poder calorífico pero con mayor contenido de azufre (Aproximadamente 18 PPM); situación que pone en riesgo; tanto la seguridad del proceso como la integridad de las líneas, generando algún tipo de corrosión interna, que aunado a la velocidad del fluido y a la salinidad presente en el lugar, comprometen seriamente la integridad mecánica de la estructura.

Debería realizarse una inspección más profunda de las tuberías y de los espesores de las líneas antes de evaluar un incremento de caudal en el sistema. Todos los datos y los resultados obtenidos en este trabajo serán tomados para la realización de la monografía que lleva por título “Evaluación de la máxima capacidad de flujo de las líneas de carga del llenadero de camiones de la Planta de Fraccionamiento de Jose para una corriente de GLP dada”.

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El crecimiento poblacional, aunado a la industrialización, ha generado mayor consumo de energía con el consecuente incremento en la demanda y en la búsqueda de fuentes alternativas que puedan sustituir a las comúnmente utilizadas. Ante tal perspectiva, surge el uso del gas natural, como resultado del esfuerzo por encontrar otras fuentes mucho más limpias y con menor impacto ambiental.

El negocio del gas natural resulta muy lucrativo, especialmente para países como Venezuela; exportador de petróleo por excelencia, pero cuyas reservas de gas ascienden a 147 BPC repartidas principalmente entre los estados Zulia, Anzoátegui, Monagas y un 7% de éstas reservas probadas de gas se encuentran localizadas costa afuera. Estas cifras indican que Venezuela posee potencial suficiente para satisfacer al mercado interno e incluso la demanda de los mercados externos.

Del fraccionamiento de los líquidos del gas natural (LGN) se obtiene el GLP (Gas Licuado del Petróleo); que es una mezcla de propano y butano, el cuál tiene usos a nivel industrial, residencial y vehicular. En respuesta al incremento en la utilización del GLP, ha surgido la necesidad de evaluar un posible aumento en la producción; de ahí el motivo de esta investigación, la cuál establecerá si una variación en los parámetros de operación del proceso, podrá ser manejada de manera confiable y sin comprometer la infraestructura existente; específicamente, se requiere detectar los factores que afectan la capacidad de flujo de las líneas de carga que transportan la producción de GLP almacenada en una esfera presurizada ubicada en la Planta de Fraccionamiento de Jose, la cuál es enviada hacia el llenadero de camiones de la misma Planta de Fraccionamiento de Jose, ubicada en el Complejo Criogénico “Jose Antonio Anzoátegui”, localizado en las costas del Estado Anzoátegui.

Tomando en consideración las condiciones de diseño y las especificaciones actuales de operación de las líneas, se establecerán los posibles factores (tanto internos como externos) que provocan la disminución de la capacidad de transmisión

de fluido; todo esto mediante ecuaciones, normas y leyes que rigen el flujo de fluidos en tuberías (tomando en cuenta todos los factores que lo afectan).

La evaluación se llevará a cabo realizando un estudio sobre las bases de diseño de la estructura, análisis de los factores de los cuales depende la capacidad de flujo de las líneas (diámetro, longitud, perfil topográfico, rugosidad, temperatura, caídas de presión por obstrucciones en las líneas, pérdidas de presión por accesorios, entre otros); además se verificarán las condiciones de operación, composición del fluido y se determinarán cuáles son los factores externos que disminuyen la capacidad de funcionamiento de las líneas, de manera de establecer recomendaciones para optimizar el sistema, cumpliendo con todos los requerimientos, pero adecuándose a las condiciones de diseño para evitar en lo posible problemas operacionales.

1.3 OBJETIVO GENERAL.

Estudiar los parámetros que afectan la capacidad de flujo de las líneas de carga del llenadero de camiones de la Planta de Fraccionamiento de Jose.

1.3.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.

1. Describir el sistema de transmisión del GLP en el llenadero de camiones de la Planta de Fraccionamiento de Jose.
2. Analizar los factores de los cuales depende la capacidad de flujo de las líneas (diámetro, longitud, perfil topográfico, rugosidad, temperatura, caídas de presión por obstrucciones en las líneas, pérdidas de presión por accesorios, entre otros).
3. Detectar los factores que ocasionan el deterioro de la integridad mecánica de las líneas.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ORIGEN DEL GAS NATURAL.

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

A medida que se fueron acumulando depósitos adicionales, la presión sobre los situados en el fondo se multiplicó, al igual que la temperatura. El cieno y la arena se endurecían y se convertirían en esquistos y arenisca; los carbonatos precipitados y los restos de caparzones se convirtieron en calizas; mientras que los tejidos blandos de los organismos muertos dieron origen al petróleo y al gas natural. Estos por poseer una densidad menor que el de la salmuera fluyen a superficie a través de la corteza terrestre y saturan los intersticios de los esquistos, arenas y rocas de carbonato que la constituyen. El petróleo y el gas natural continuaron su recorrido hasta encontrar una capa impermeable que se constituyó en una trampa formando lo que se conoce como yacimiento.

2.2 GAS NATURAL.



El gas natural está compuesto por los miembros más volátiles de la serie parafínica de los hidrocarburos (C_nH_{2n+2}) desde el metano (C_1), hasta el heptano y componentes más pesados (C_7^+). Puede contener componentes no hidrocarburos (impurezas), como dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno (ácido sulfhídrico), nitrógeno, helio, vapor de agua, etc. Es incoloro e inodoro. Permanece en estado gaseoso a presión atmosférica y a temperatura ambiente. Su punto de flama está alrededor de los 620 ° C. El poder calorífico del gas natural varía de acuerdo a su composición; sin embargo suele estar comprendido entre 9 y 9.5 Kcal/m³, mientras mayor sea el contenido de compuestos inertes menor será su poder calorífico y por el contrario, aumentará con el contenido de hidrocarburos pesados presentes en el gas.

2.3 CLASIFICACIÓN DEL GAS NATURAL.

2.3.1 De acuerdo a la forma de encontrarlo en el subsuelo.

El gas natural como el petróleo se encuentra en el subsuelo, contenido en los espacios porosos de ciertas rocas en los yacimientos. El gas se puede producir de tres formas:

- **Gas Condensado:** Este gas se puede definir como gas con líquido disuelto. El contenido de metano es mayor a 60 % y el de C_7^+ <12,5 %. La mezcla de hidrocarburos a las condiciones iniciales de presión y temperatura se encuentra en fase gaseosa o en el punto de rocío. El gas presenta condensación retrógrada durante el agotamiento isotérmico de presión.
- **Gas Asociado:** Es el gas que se encuentra en un yacimiento donde predominan los hidrocarburos líquidos. Puede encontrarse disuelto en el petróleo o formando una capa de gas en la parte alta del yacimiento.



- **Gas no Asociado:** Llamado también gas libre. Es el producto único o con una proporción baja de hidrocarburos líquidos que se encuentra en el yacimiento.

2.3.2 De acuerdo a su composición.

- **Gas Rico (húmedo):** Es aquel gas natural del cual se puede obtener apreciables cantidades de hidrocarburos líquidos (C_3^+) debido a que contiene alta proporción de componentes pesados. Es bastante utilizado en la petroquímica y en la elaboración de gasolina natural.
- **Gas Pobre (seco):** Es aquel gas natural formado prácticamente por metano (más de 90%). Se utiliza directamente como combustible o en proyectos de mantenimiento de presión de yacimientos, también en la producción de hidrógeno.
- **Gas Agrio:** Es aquel gas natural que tiene un bajo contenido de compuestos de azufre, especialmente sulfuro de hidrógeno.
- **Gas Dulce:** Es aquel gas natural que no contiene o contiene muy poco compuestos de azufre, especialmente sulfuro de hidrógeno. Aproximadamente 4 ppm de azufre.

2.4 RESERVAS DE GAS EN VENEZUELA.

La industria del gas natural en nuestro país presenta un proceso en franco crecimiento, ésta ha ido superándose del estado de abandono en el que se encontraba como sub-producto de la explotación del petróleo. El impulso que ha tomado este recurso natural obedece a su utilización en la generación de electricidad y al desarrollo de la industria petroquímica. La exploración y la explotación del gas, ya sea de manera asociada a los yacimientos petrolíferos o de forma independiente, tiene una enorme importancia por los nuevos



descubrimientos de reservas que sitúan a Venezuela como uno de los principales suplidores energéticos a nivel mundial, lo que permite repotenciar el negocio del gas, de forma local e internacionalmente.

Actualmente, Venezuela cuenta con vastas reservas probadas de Gas Natural por el orden de 147 BPC, ubicándonos como el octavo país del mundo con mayores reservas probadas de Gas Natural y el primero de América Latina, constituyendo un cuadro fuerte de oferta a largo plazo de este recurso estratégico.



Figura 2.1. Reservas de gas en Venezuela.

El gas natural tiene una participación del 46% en el mercado energético nacional, ahorrando grandes cantidades de petróleo. El 71% de las reservas probadas se encuentran en la zona oriental del país, 24% en la zona occidental, 2.5% en el Norte de Paria, 2.4% en la Plataforma Deltana y el 0.14% en la zona sur. El 90.8% de estas reservas probadas de Gas Natural corresponden a gas asociado al petróleo y 9.2% de gas no asociado.

2.5 CARACTERÍSTICAS DEL GAS NATURAL.

El gas natural es incoloro, no tóxico, no posee olor y es más ligero que el aire, compuesto principalmente por metano y con cantidades apreciables de etano, propano, butanos, pentanos y parafinas más pesadas. Representa una fuente de energía eficaz, rentable y limpia, por sus precios competitivos y su aceptable eficiencia como combustible. Por ser más limpio, ayuda en la lucha contra la



contaminación atmosférica, además de ser una alternativa energética que se halla en gran proporción a nivel mundial. Actualmente los procesos de producción, transporte, distribución y utilización de gas natural han sido optimizados de tal manera de causar el menor impacto ambiental posible.

2.6 COMPONENTES DEL GAS NATURAL.

Cada gas tiene su propia composición, de hecho dos pozos de un mismo yacimiento pueden tener una composición diferente entre si. También la composición del gas varía conforme el yacimiento va siendo explotado. El gas natural puede contener componentes no hidrocarburos (impurezas como el CO₂, H₂S, N₂, He, vapor de agua y otros gases inertes). Otros contaminantes son arenas y sales en estado sólido, parafinas y asfáltenos. Generalmente contiene fracciones pesadas de propano y mas pesados que generan condensados a condiciones de presión y temperatura favorables.

Tabla 2.1. Componentes del gas natural.

COMPONENTE	FÓRMULA QUÍMICA	ESTADO	VARIACIÓN DEL % MOLECULAR
Metano	CH ₄	Gas	55,00 - 98,00
Etano	C ₂ H ₆	Gas	0,10 - 20,00
Propano	C ₃ H ₈	Gas	0,05 - 12,00
n-Butano	C ₄ H ₁₀	Gas	0,05 - 3,00
Iso-Butano	C ₄ H ₁₀	Gas	0,02 - 2,00
n-Pentano	C ₅ H ₁₂	Líquido	0,01 - 0,80
Iso-Pentano	C ₅ H ₁₂	Líquido	0,01 - 0,80
Hexano	C ₆ H ₁₄	Líquido	0,01 - 0,50
Heptano +	C ₇ H ₁₆	Líquido	0,01 - 0,40
Nitrógeno	N	Gas	0,10 - 0,50
Dióxido de carbono	CO ₂	Gas	0,20 - 30,00
Oxígeno	O ₂	Gas	0,09 - 0,30
Sulfuro de hidrógeno	H ₂ S	Gas	TRAZAS - 28,00
Helio	He	Gas	TRAZAS - 4,00

2.7 CONTENIDO LÍQUIDO DE UN GAS (GPM).



También se conoce como riqueza de un gas. Se define como el número de galones de líquido que pueden obtenerse de 1000 pies cúbicos normales de gas natural. Se expresa con las siglas GPM. Debido a que sólo el propano y compuestos más pesados, pueden recuperarse como líquidos, el metano y el etano no se consideran al calcular el contenido de líquido del gas natural.

2.8 PROCESAMIENTO DEL GAS NATURAL.

Su procesamiento consiste principalmente en:

- La eliminación de compuestos ácidos (H_2S y CO_2) mediante el uso de tecnologías que se basan en sistemas de absorción - agotamiento utilizando un solvente selectivo.
- El gas alimentado se denomina “amargo”, el producto “gas dulce” y el proceso se conoce como Endulzamiento.
- La recuperación de etano e hidrocarburos licuables mediante procesos criogénicos (uso de bajas temperaturas para la generación de un líquido separable por destilación fraccionada) previo proceso de deshidratación para evitar la formación de asfalténos.
- Fraccionamiento de los hidrocarburos líquidos recuperados, obteniendo corrientes ricas en etano, propano, butanos y gasolina; en ocasiones también resulta conveniente separar el iso-butano del n-butano para usos muy específicos.

2.9 ACONDICIONAMIENTO DEL GAS NATURAL.

Es el conjunto de operaciones que se realizan para dejar el fluido en condiciones de entrar a las plantas de fraccionamiento, en las cuales se realiza la partición de la mezcla. De hecho implica eliminar todas las impurezas dejándolas en el nivel requerido o dentro de las especificaciones del proceso que se va a realizar con el gas.



De acuerdo a las características del gas producido, este se realiza por medio de tres procesos: Separación, Deshidratación y Endulzamiento; siendo factible hablar de la planta universal, en la cual lo que acontece en una de las partes del sistema afecta por igual a los otros equipos o subsistemas que integran el conjunto. El hidrógeno sulfurado y mercaptanos, que pueden contener ciertos gases naturales y la totalidad de los gases manufacturados, son compuestos de azufre corrosivo, que es necesario extraer a fin de evitar el daño de los equipos de movimiento y utilización del gas. Esa extracción se efectúa mediante procesos especiales, siendo el más difundido el proceso GIRBOTOL que se efectúa en torres de absorción con dietanolamina.

El anhídrido carbónico que contienen algunos gases naturales también es eliminado en el proceso antes mencionado. Ese anhídrido carbónico puede estar en proporciones muy variables, existiendo yacimientos en que supera el 50%. Al igual que el nitrógeno que también pueda existir ofrece el inconveniente de la reducción del poder calorífico ya que se trata de gases inertes y de la disminución de rendimiento en procesos de extracción de gasolina.

El contenido de agua o vapor de agua en el gas, así como el contenido de hidrocarburos condensables ante un aumento de de presión o disminución de temperatura, resultan inconvenientes para la conducción del gas por tubería ya que provocaría obstrucciones de importancia. Es por ello que el gas natural debe someterse siempre que sea necesario a procesos de deshidratación y extracción de gasolina.

La humedad del gas al condensar da origen, mediante su combinación con los hidrocarburos a baja temperatura, a la formación de hidratos de gas que pueden taponar las tuberías. Para que tal formación se produzca se requiere una presión elevada y una temperatura baja. A cada valor de la presión corresponde una temperatura por debajo de la cual pueden formarse hidratos si existe humedad. A mayor presión es también mayor aquella temperatura. Por ello este inconveniente



es más común a mayores presiones. Para evitarlo debe procederse a deshidratar el gas, es decir, bajar su punto de rocío hasta temperaturas inferiores a 0°C. Ello se efectúa mediante procesos que emplean como absorbedores agentes sólidos o líquidos. También se logra impedir la formación de hidratos mediante la inyección en el gas de sustancias inhibidoras, tales como el metanol. En lo que respecta a los hidrocarburos condensables, ellos se extraen en forma de gasolina y gas licuado, en plantas especiales que pueden utilizar diversos procesos, tales como compresión y enfriamiento, absorción con kerosén, etc. El acondicionamiento del gas consiste de:

2.9.1 Producción.

La primera etapa de la industria 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 Asociado”) y en yacimientos de gas libre (Gas no asociado).

2.9.2 Separación.

Una vez en la superficie, el gas natural es sometido a un proceso de separación de los líquidos (petróleo, condensado y agua) en recipientes metálicos a presión llamados separadores. El gas que sale de este proceso es un gas natural rico. El gas libre no requiere separación, va directamente a tratamiento.

2.9.3 Tratamiento.

Es un paso previo a la fase de procesamiento, para eliminar las impurezas que trae el gas natural, como agua, dióxido de carbono, helio y sulfuro de hidrógeno. El agua se elimina con productos químicos que absorben la humedad. El sulfuro de hidrógeno se trata y elimina en plantas de endulzamiento. Estas impurezas se recuperan y pueden ser comercializadas para otros fines.



2.9.4 Extracción de líquidos.

Es el proceso al que se somete el gas natural rico libre de impurezas, con la finalidad de separar el gas metano seco (CH₄) de los llamados “Líquidos del Gas Natural”, LGN, integrados por etano, propano, butanos, pentanos (gasolina natural) y nafta residual.

2.9.5 Fraccionamiento.

Los Líquidos del Gas Natural, LGN, se envían a las plantas de fraccionamiento, donde se obtiene por separado etano, propano, iso-butano, normal-butano, gasolina natural y nafta residual, que se almacenan en forma refrigerada y presurizada en recipientes esféricos.

2.9.6 Transporte y distribución.

El Gas Metano es transportado en estado gaseoso a través de una red de gasoductos (tuberías). El GLP se transporta en camiones hasta los centros nacionales de consumo y llega en bombonas al sector doméstico.

2.9.7 Utilización.

El Gas Metano y los Líquidos de Gas Natural (LGN), son productos limpios y versátiles, que encuentran aplicaciones como agente energético (combustible) y como insumo (materia prima) en diversos sectores industriales del país. Asimismo, el Gas Metano constituye un factor importante que eleva la calidad de vida en el hogar. Adicionalmente, los volúmenes excedentes de LGN son comercializados en el mercado internacional.

2.10 COMPRESIÓN DEL GAS NATURAL.



Para hacer posible la conducción del gas a través de las tuberías es necesario comunicarle la presión necesaria para, vencer la fricción, lo cual se efectúa mediante equipos de bombeo. Esos equipos que en el caso de líquidos (fluidos incompresibles) comunican presión sin provocar variaciones de volumen, denominándose bombas en el caso de gas (fluido compresible) se denominan compresores pues comunican presión con la consiguiente reducción de volumen. Esa compresión de bombeo del gas debe hacerse en diferentes oportunidades o situaciones tales como: en la fabricación para efectuar la extracción desde los equipos de producción; en la captación del gas natural a baja presión para aspirarlo de las redes conectadas a las cabezas de captación de los pozos; en el transporte a fin de conducir el gas captado o producido a través de gasoductos o cañerías de bombeo; en el almacenaje cuando el mismo, se efectúa a alta presión y no se cuenta con presión disponible de alguna de las etapas precedentemente mencionadas; en la utilización, en caso de tratarse de un consumo industrial cuyo artefacto requiera una presión mayor que la de distribución, por último puede requerirse comprimir el gas en otros casos especiales tales como en plantas de tratamiento, plantas de reinyección de gas natural a la capa petrolífera, almacenaje subterráneo, procesos de refrigeración, etc.

2.11 DISTRIBUCIÓN.

Es otra etapa destinada a entregar el combustible al usuario, lo cual se efectúa por redes en caso de tratarse de gas natural o manufacturado y mediante envasado tratándose de gas licuado. De la estación de distribución o Terminal, el gas es llevado al consumidor por medio de una red de tuberías de media y baja presión. El transporte del gas se efectúa en general por tuberías comúnmente denominadas gasoductos cuando su presión de trabajo es elevada o simplemente líneas de bombeo en caso contrario. Las tuberías que efectúan el transporte desde los pozos hasta las plantas compresoras se denominan redes de captación. El transporte puede efectuarse a granel, en caso de tratarse de gas licuado, en tanques adecuados de capacidad muy variada y excepcionalmente en caso de gas natural comprimido y aún licuado en condiciones especiales. Para el transporte de LGN



se utilizan poliductos y buques metaneros. El GLP se transporta a través de camiones que cargan en llenaderos ubicados en plantas de fraccionamiento de LGN.

2.12 GAS RESIDUAL.

Compuesto básicamente por metano, etano, CO₂ e inertes. Se obtiene como producto de los procesos de extracción de líquidos del gas natural o de los procesos de control del punto de rocío, y después de ser sometido a tratamiento para remover los compuestos ácidos y deshidratación para remover el agua en exceso.

2.13 LÍQUIDOS DEL GAS NATURAL.

Es una mezcla compuesta por los hidrocarburos condensables presentes en la corriente de gas natural, el cual es separado por distintos métodos. Entre los componentes de esta mezcla están etano, propano, butanos, pentano y fracción C₆⁺.

2.14 EXTRACCIÓN DE LÍQUIDOS DEL GAS NATURAL.

2.14.1 Refrigeración.

La refrigeración de una corriente de gas natural es realizada fundamentalmente con el objeto de reducir su temperatura de forma que los diversos componentes que constituyen la mezcla condensen como líquidos en un mayor o menor porcentaje, de acuerdo al nivel de temperatura alcanzado. El enfriamiento puede llevarse a cabo por medio de una reducción súbita de la presión en la corriente de gas al someterla a una expansión a través de una válvula (Efecto Joule-Thompson) o a través de un turboexpansor.

2.14.1.1 Refrigeración mecánica.



Es el proceso mas directo para la recuperación de líquidos, en la cual la refrigeración externa o mecánica es proporcionada por un ciclo de expansión-compresión de vapor, que generalmente utiliza al propano como agente refrigerante.

2.14.1.2 Refrigeración en cascada.

En la refrigeración en cascada, el refrigerante más caliente condensa a los más fríos. Basados en los requerimientos de baja temperatura del proceso, se selecciona un refrigerante capaz de suministrar la baja temperatura deseada. En un ciclo de refrigeración, la energía es transferida del nivel menor de temperatura al más alto de manera económica, usando aire o agua como último medio de remoción de calor. Se utiliza un refrigerante como propano en cascada con etano para condensar los componentes hidrocarburos presentes en el gas.

2.14.2 Efecto Joule-Thompson.

Este fenómeno ocurre por expansión isoentálpica. Este tipo de expansión es aplicada cuando se pretende incrementar la recuperación de líquidos de una corriente de gas rico, proveniente de pozos de alta presión. Esto se logra expandiendo la corriente de gas a través de una válvula reguladora de presión. Al disminuir la presión simultáneamente disminuye la temperatura, lo que permite que una fracción de los componentes del gas; en especial intermedios y pesados, condensen como líquidos.

2.14.3 Turboexpansores.

En este proceso, llamado también expansión criogénica el gas se hace pasar a través de una turbina de expansión. El turboexpansor consiste básicamente en un equipo de expansión de gas natural en el cual el trabajo producido por este es aprovechado para comprimir el gas residual. Dicho equipo se encuentra ubicado



en el patín o skid con sus sistemas de gas de sello y lubricación correspondiente. Este proceso se ha vuelto muy popular debido a su relativo bajo costo y simplicidad. Además que la potencia generada por este se puede utilizar para impulsar un compresor y/o generar energía eléctrica.

2.14.4 Proceso convencional.

El Gas Dulce pasa a una sección de secado donde se remueve el agua casi en su totalidad. Posteriormente es enfriado por corrientes frías del proceso y por un sistema de refrigeración mecánica externo. Mediante el enfriamiento es posible la condensación de los hidrocarburos pesados (etano, propano, butano, etc.) los cuales son separados y enviados a rectificación en la torre desmetanizadora. El gas obtenido en la separación pasa a un turboexpansor, donde se provoca una diferencial de presión (expansión) súbita, enfriando aún mas esta corriente la cual se alimenta en la parte alta de la torre desmetanizadora.

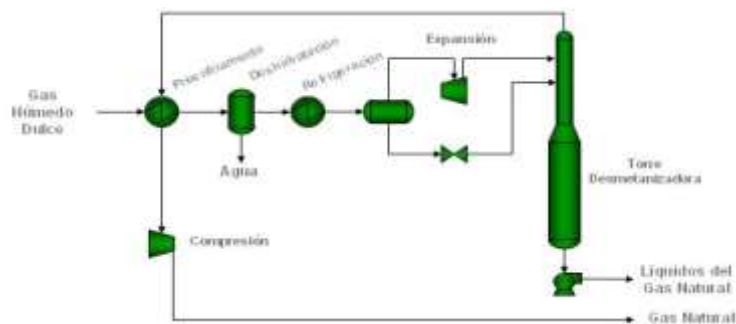


Figura 2.2. Proceso de extracción de LGN.

2.15 GAS LICUADO DEL PETRÓLEO (GLP).

El gas licuado de petróleo es una mezcla de hidrocarburos en estado líquido formado esencialmente por dos componentes del gas natural, propano y butano, los cuales permanecen en estado líquido a presiones moderadas y temperatura ambiente. El GLP se almacena y transporta en forma líquida. En condiciones



normales se encuentra en estado gaseoso y al comprimirse pasa al estado líquido, puede producirse en plantas de procesamiento de gas natural o en refinerías; especialmente en plantas de ruptura catalítica. Posee mayor poder calórico que el GNL, siendo sus vapores más pesados que el aire, por lo que tienden a acumularse en las zonas más bajas, contrario a lo ocurre con el gas natural o metano que es más liviano que el aire.

2.15.1 CARACTERÍSTICAS DEL GLP.

El gas licuado de petróleo (GLP) es una mezcla de hidrocarburos formados principalmente por propano y butano provenientes de la refinación del petróleo y del gas natural, y es almacenado a su presión de vapor para conservar su estado líquido a temperatura ambiente en cilindros sellados.

Está compuesto principalmente por propano, butano y puede contener propileno y butileno (fuente: Norma COVENIN 904). Incoloro, no tóxico. Se le añade un odorante para percibir su presencia en el ambiente (Mercaptanos, los cuales son compuestos de azufre con la fórmula general $R-SH$, incoloros con olor fuerte y repulsivo). Al entrar en contacto con la piel en su fase líquida, produce quemaduras, cuya gravedad dependerá del tiempo de exposición.

2.15.2 CRACKING.

El cracking consiste en romper o descomponer hidrocarburos de elevado peso molecular (combustibles como el gas oil y fuel oil), en compuestos de menor peso molecular (naftas). En el proceso siempre se forma hidrógeno y compuestos de carbono. Es muy importante en las refinerías de petróleo como un medio de aumentar la producción de nafta a expensas de productos más pesados y menos valiosos, como el querosene y el fuel oil. Existen dos tipos de cracking, el térmico y el catalítico. El primero se realiza mediante la aplicación de calor y alta presión; el segundo mediante la combinación de calor y un catalizador.

2.15.2.1 Cracking térmico.



En este proceso, las partes más pesadas del crudo se calientan a altas temperaturas bajo presión. Esto divide (craquea) las moléculas grandes de hidrocarburos en moléculas más pequeñas, lo que aumenta la cantidad de nafta compuesta por este tipo de moléculas producida a partir de un barril de crudo. Se usan cargas ligeras líquidas o gaseosas y temperaturas elevadas (800 °C - 900 °C). Con el proceso se obtienen principalmente olefinas a partir de naftas.

2.15.2.2 Cracking catalítico.

Las fracciones pesadas como el gas oil y el fuel oil se calientan a 500 °C y a presiones del orden de 500 atm, en presencia de sustancias auxiliares: catalizadores, que agilizan el proceso. Dichos catalizadores realizan una acción selectiva que orienta la reacción de ruptura en un sentido perfectamente determinado, con lo que se evitan muchas reacciones secundarias indeseadas.

Los procesos catalíticos más conocidos, que han suplantado a los antiguos procesos térmicos, son la técnica de lecho fluidizado y la de fluido catalítico, que usan polvos de gel de aluminio-sílice como catalizadores. En el proceso de lecho fluidizado, se pasa el petróleo a través de un lecho estacionario de partículas sólidas; en el proceso de fluido catalítico, las partículas son móviles y están suspendidas en una corriente de vapores de petróleo a una temperatura de 450 ° a 540 °C, y a una presión de 2,4 atmósferas.

2.15.2.2.1 Craqueo catalítico fluido (FCC).

El proceso de craqueo catalítico fluido se basa en la ruptura de cadenas de hidrocarburos de menor peso molecular que en un proceso de cracking térmico; mediante la acción de un catalizador que favorece que las reacciones se produzcan a una temperatura mas baja que la necesaria para el craqueo térmico de la misma carga.

Las reacciones producidas son mucho más rápidas y selectivas que las de craqueo térmico. Los procesos se desarrollan en forma continua, mediante una circulación del catalizador que se contacta íntimamente con la carga.



Posteriormente, el catalizador se regenera por medio de la combustión del carbón producido, lo que produce la energía que requiere el sistema para funcionar.

2.15.2.2.1.1 Catalizadores.

Los catalizadores utilizados son productos sintéticos cristalinos, llamados zeolitas ó tamices moleculares, fabricados a base de alúmina y sílice.

Las características más importantes del catalizador son:

- Actividad.
- Composición química.
- Tamaño de las celdas de las zeolitas.
- Área superficial de zeolitas y matriz.
- Propiedades de textura: como porosidad, densidad, etc.
- Granulometría.

2.15.2.2.1.2 Características de una unidad de craqueo catalítico fluido.

- Productora de naftas por excelencia, en calidad y cantidad.
- Produce menor cantidad de gas residual que el Cracking Térmico.
- Produce alta calidad de propano y propileno, butilenos, isobutanos y butanos. Estas corrientes son la materia prima para los procesos Petroquímicos.

Los equipos de reacción de las unidades de cracking tienen tres partes fundamentales:

- a. Reactor (RX): Es el lugar donde se producen las reacciones de craqueo. Parte del equipo es el lugar físico donde se producen las reacciones, en tanto que el resto del equipo es para separar el catalizador de los productos. La temperatura de operación está entre 500 °C a 540 °C.
- b. Regenerador (RG): Es la parte de la unidad donde se quema el carbón depositado sobre el catalizador, posee un sistema de distribución del aire necesario para la combustión provisto por un compresor de aire.



- c. Stripper (ST): En esta parte del equipo se inyecta vapor para despojar de hidrocarburos del catalizador agotado. La inyección se realiza a través de un distribuidor. La función más importante es reducir el contenido de hidrocarburos depositados sobre el catalizador, disminuyendo la demanda de aire en el regenerador, aumentando el rendimiento en productos líquidos.

2.15.2.2.1.3 Descripción del proceso de craqueo catalítico fluido.

El catalizador se contacta con la carga que es inyectada. Parcialmente vaporizada por picos de alta eficiencia, en ese instante se inician las reacciones de craqueo. El catalizador en combinación con los productos de la reacción continúa por un canal vertical y es descargado en el recinto del reactor, donde caen las partículas de catalizador por pérdida de velocidad y diferencia de densidad. Los gases ingresan a los ciclones, que retienen las partículas de catalizador arrastradas y luego son devueltas al lecho del reactor. Los gases ingresan en la zona flash de la fraccionadora. El catalizador desciende por el stripper y recibe una inyección de vapor que ingresa por la parte inferior para despojar los hidrocarburos absorbidos sobre la superficie del catalizador.

A la salida del stripper hay una válvula que regula la transferencia de catalizador al regenerador. Este modo de trabajar con una sustancia sólida como si se tratara de un fluido ha constituido un progreso en las labores de refinería. El craqueo del petróleo permite obtener de un barril de petróleo crudo una cantidad dos veces mayor de derivados que la extraída en una destilación convencional.

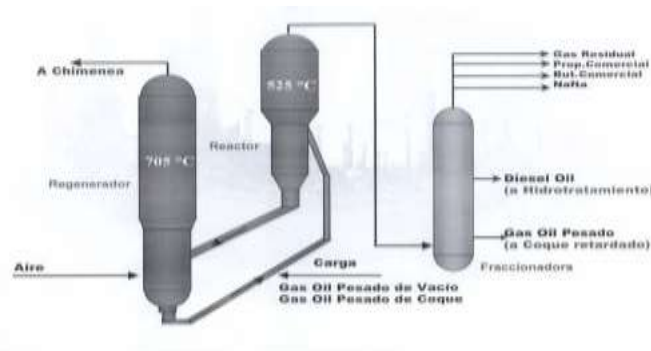


Figura 2.3. Cracking catalítico.



2.15.3 OBTENCIÓN DE GLP.

2.15.3.1 GLP en refinерías.

El proceso se inicia cuando el petróleo crudo procedente de los pozos petroleros llega a una refinación primaria, donde se obtienen diferentes cortes (destilados) entre los cuales se tienen gas húmedo, naftas o gasolinas, queroseno, gasóleos atmosféricos o diesel, y gasóleos de vacío. Estos últimos (gasóleos) de vacío son la materia prima para la producción de gasolinas en los procesos de craqueo catalítico. El proceso se inicia cuando estos se llevan a una planta FCC (Planta de craqueo catalítico fluido) y, mediante un reactor primario a base de un catalizador a alta temperatura, se obtiene el GLP, gasolinas y otros productos más pesados. Esa mezcla luego se separa en trenes de destilación.



Figura 2.4. Formas de obtención de GLP.

2.15.3.2 GLP de gas natural.

El gas natural tiene cantidades variables de propano y butano que pueden ser extraídos por procesos consistentes en la reducción de la temperatura del gas hasta que estos componentes y otros más pesados se condensen. Los procesos usan refrigeración o turboexpansores para lograr temperaturas menores de -40°C necesarias para recobrar el propano. Subsecuentemente, estos líquidos son sometidos a un proceso de purificación usando trenes de destilación para producir propano y butano líquido o directamente GLP.



El proceso de Fraccionamiento es usado para separar los componentes de una mezcla en fase líquida, en base a la diferencia en los puntos de ebullición de los componentes que se separan. El componente más volátil posee menor punto de burbujeo, mientras más cercanos los puntos de ebullición de los compuestos más difícil la separación. El principio de separación consiste en crear un gradiente de temperatura, mediante la adición de calor por el fondo y retiro de calor por el tope de la torre.

Las fracciones licuables del gas natural como son: etano, propano, butano y gasolinas naturales en forma líquida, son condensados en plantas de fraccionamiento que están formadas por torres de separación vertical donde el producto de fondo de una torre es la alimentación de la siguiente.

El proceso de fraccionamiento comienza con la torre Desetanizadora que recibe una mezcla de amplio rango de ebullición de etano, propano, butano y gasolinas naturales donde el producto condensado es el etano, luego sigue la Despropanizadora donde se extrae el propano, la torre siguiente es la Desbutanizadora donde el producto tope son los butanos que alimentaran a la Separadora de Butanos y el producto de fondo son las gasolinas naturales y finalmente se encuentra la Fraccionadora de gasolina donde el producto de tope es la gasolina y el producto de fondo es un corte de residuos pesados. Estos productos son de gran utilidad en la industria petroquímica, el etano y el propano, en la producción de etileno y propileno para la producción de plásticos y resinas; los butanos, en la producción de metil-terbutil-éter. Los tipos de Fraccionamiento de acuerdo a la presión utilizada para separar los componentes son:

- **Destilación atmosférica:** Ocurre cuando la presión de la torre oscila entre 6 y 80 psia.
- **Destilación al vacío:** Durante este proceso se hierven los líquidos a temperaturas por debajo de su punto de ebullición. La presión del proceso de destilación está por debajo de la presión atmosférica. La unidad al vacío posee una columna de fraccionamiento de diámetro mayor que la de una



unidad de destilación atmosférica; además, dicha columna posee platos separados.

- **Destilación presurizada:** La presión de la torre usada en el tope de la columna es de 80 psia o mayor.

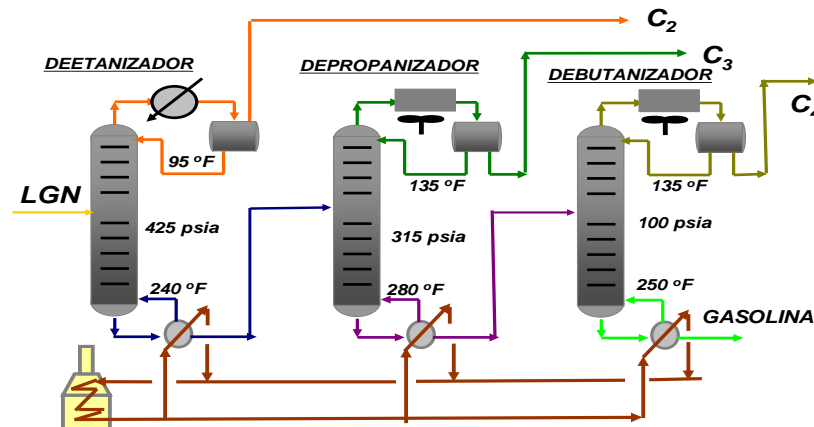


Figura 2.5. Fraccionamiento de LGN.

2.15.4 PRINCIPALES USOS DEL GLP.

- Obtención de olefinas, utilizadas para la producción de numerosos productos, entre ellos, la mayoría de los plásticos.
- Combustible de refinería.
- Combustible doméstico (mediante bombonas o redes de distribución).
- Por sus características posee una gran cantidad de ventajas en comparación con otros combustibles: Limpieza, gran poder calorífico, económico, fácil manejo y transporte.
- Sector Doméstico: Cocinar, calentar agua, calefacción, refrigeración, secadores, alumbrado, aires acondicionados, etc.
- Sector Comercial: Los mismos usos anteriores pero en mayor escala.



- Sector Industrial: En aquellos procesos que requieran un combustible limpio y controlable, tratamientos térmicos, entre otros etc.
- Sector Agrícola: Como combustible en bombas de riego, tractores, entre otros. Además, se utiliza para secar semillas, granos, alfalfa entre otros usos.
- Sector Automotriz: Como combustible alterno.

2.15.5 PROCESO DE COMERCIALIZACIÓN EN VENEZUELA.

La cadena de comercialización del Gas Licuado de Petróleo se inicia cuando el producto es entregado en la fuente de suministro, propiedad de la industria petrolera. Desde estas instalaciones es transportado, por unidades pesadas diseñadas para tal fin, hasta las Plantas de Llenado, donde es almacenado y distribuido a las empresas de GLP, para ser transportado en vehículos más livianos y con los equipos adecuados al consumidor final.



Figura 2.6. Cadena de comercialización de GLP.

2.15.6 Fuentes de Suministros Venezolanas.

- S.A.A.M.-Guatire.
- Carenero.
- Guamache.
- Jose.
- Pto. la Cruz.
- San Tomé.



-
- Ulé.
 - Bajo Grande.
 - Cardón.
 - El Palito.

2.16 REGÍMENES DE FLUJO DE FLUIDOS EN TUBERÍAS.

2.16.1 Flujo Laminar.

En el flujo laminar las partículas del fluido se mueven a lo largo de trayectorias lisas en capas o láminas, deslizándose una fina capa sobre la adyacente con solo un intercambio molecular de cantidades de movimiento. En este tipo de flujo la acción de la viscosidad frena la tendencia a la turbulencia.

2.16.2 Flujo Turbulento.

El flujo turbulento es el más frecuente en las aplicaciones prácticas de la ingeniería. Esta clase de flujo las partículas del fluido (pequeñas masas moleculares) se mueven siguiendo trayectorias muy irregulares, originando un violento intercambio de cantidad de movimiento de una porción del fluido a otra.

2.17 NÚMERO DE REYNOLDS.

Las investigaciones de Osborne Reynolds han demostrado que el régimen de flujo en tuberías (laminar o turbulento) depende de cuatro variables que son: diámetro de la tubería, velocidad de flujo, densidad y viscosidad del fluido. El valor numérico de una combinación adimensional de estas cuatro variables, conocido como el número de Reynolds puede considerarse como la relación de las fuerzas



dinámicas de la masa del fluido respecto a los esfuerzos de deformación ocasionados por la viscosidad. El número de Reynolds es:

$$\text{Re} = \frac{DV\rho}{\mu} \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Donde:

D = Diámetro interno de la tubería (pie).

ρ = Densidad del fluido (lbs/pie³).

V = Velocidad media de flujo (pie/seg).

μ = Viscosidad absoluta del fluido (cps).

Para estudios técnicos, el régimen de flujo en tuberías se considera como laminar si el número de Reynolds es menor que 2.000 y turbulento si el número de Reynolds es superior a 4.000. Entre estos dos valores está la zona denominada “crítica” donde el régimen de flujo es impredecible, pudiendo ser laminar, turbulento o de transición, dependiendo de muchas condiciones con posibilidad de variación.

2.18 PATRONES DE FLUJO EN TUBERÍAS HORIZONTALES.

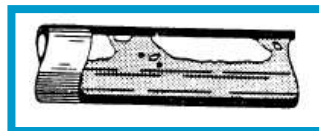
Durante mucho tiempo se ha creído que un conocimiento más exacto del régimen de flujo que existe en flujo bifásico para una situación específica permitiría al diseñador hacer una predicción más exacta de la caída de presión (basado en el modelo de caída de presión para un régimen en particular) que la que se obtendría mediante cualquier correlación generalizada. Por esta razón, se han desarrollado mapas de régimen de flujo para las más comunes y significativas orientaciones de tubería: Flujo horizontal o ligeramente inclinada y vertical ascendentes. Estos se describen abajo, el flujo va de izquierda a derecha.



2.18.1 Flujo Tipo Burbuja: El líquido ocupa el volumen de la sección transversal y el flujo de vapor forma burbujas a lo largo del tope de la tubería. Las velocidades del vapor y el líquido son aproximadamente iguales. Si las burbujas tienden a dispersarse a través del líquido, esto se llama algunas veces flujo tipo espuma. En el flujo ascendente las burbujas retienen su identidad en un rango más amplio de condiciones. En el flujo descendente el comportamiento se desplaza en la dirección del flujo tipo pistón.



2.18.2 Flujo Intermitente Tipo Pistón: Al aumentar el vapor, las burbujas se unen y se forman secciones alternadas de vapor y líquido a lo largo del tope de la tubería con una fase líquida continua remanente en el fondo. En una orientación ascendente, el comportamiento es desplazado en la dirección del flujo tipo burbuja; si el flujo es descendente se favorece el flujo estratificado.

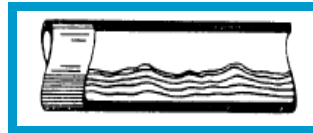


2.18.3 Flujo Estratificado Suave: Como el flujo de vapor continúa incrementando, los tapones de vapor tienden a una fase continua. El vapor fluye a lo largo del tope de la tubería y el líquido fluye a lo largo del fondo. La interfase es relativamente suave y la fracción ocupada por cada fase permanece constante. En flujo ascendente, flujo tipo estratificado ocurre raramente favoreciendo el flujo ondulado. En flujo descendente, el flujo estratificado es favorecido, siempre y cuando la inclinación no sea demasiado pronunciada.





2.18.4 Flujo Estratificado Ondulante: Como el flujo de vapor aumenta aún más, el vapor se mueve apreciablemente más rápido que el líquido y la fricción resultante en la interfase forma olas de líquido. La amplitud de las olas se incrementa con el aumento del flujo de vapor. El flujo ondulante puede ocurrir hacia arriba, pero en un rango de condiciones más restringido que en una tubería horizontal. Hacia abajo, las olas son más moderadas para un determinado flujo de vapor y en la transición a flujo tipo tapón, si es que ocurre, tiene lugar a caudales más altos que en la tubería horizontal.



2.18.5 Flujo Intermitente Tipo Tapón: Cuando el flujo de vapor alcanza cierto valor crítico, las crestas de las olas de líquido tocan el tope de la tubería y forman tapones espumosos. La velocidad de estos tapones es mayor que la velocidad promedio de líquido. En la estructura del tapón de vapor, el líquido es presionado de manera que el vapor ocupe la mayor parte del área de flujo en ese punto. En flujo ascendente, el flujo tipo tapón comienza a caudales de vapor más bajos que en las tuberías horizontales.

En flujo descendente, se necesitan caudales de vapor más altos que en tuberías horizontales para establecer el flujo tipo tapón y el comportamiento se desplaza hacia el flujo anular. Ya que el flujo tipo tapón puede producir pulsaciones y vibraciones en codos, válvulas y otras restricciones de flujo, debe ser evitado en lo posible.

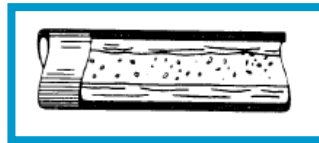


2.18.6 Flujo Anular: El líquido fluye como una película anular de espesor

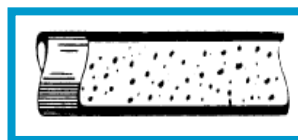


variable a lo largo de la pared, mientras que el vapor fluye como un núcleo a alta velocidad en el centro. Hay gran cantidad de deslizamiento entre las fases. Parte del líquido es extraído fuera de la película por el vapor y llevado al centro como gotas arrastradas. La película anular en la pared es más espesa en el fondo que en el tope de la tubería y esta diferencia decrece al distanciarse de las condiciones de flujo de tipo tapón. Corriente abajo de los codos, la mayor parte del líquido se moverá hacia el lado de la pared externa.

En flujo anular, los efectos de caída de presión y momento sobrepasan los de gravedad, por lo tanto la orientación de la tubería y la dirección del flujo tienen menos influencia que en los regímenes anteriores. El flujo anular es un régimen muy estable. Por esta razón y debido a que la transferencia de masa vapor-líquido es favorecida, este régimen de flujo es ventajoso para algunas reacciones químicas.



2.18.7 Flujo Tipo Disperso (También conocido como flujo tipo rocío): Cuando la velocidad del vapor en flujo anular se hace lo suficientemente alta, toda la película de líquido se separa de la pared y es llevada por el vapor como gotas arrastradas. Este régimen de flujo es casi completamente independiente de la orientación de la tubería.



2.19 CAÍDA DE PRESIÓN.



Es la pérdida de presión que experimenta un fluido a través de una tubería o de equipos.

2.19.1 Factores que afectan la caída de Presión.

2.19.1.1 Diámetro de Línea: Cuanto más grande es el diámetro de la tubería menor será la caída de presión y viceversa.

2.19.1.2 Suciedad de la línea: La acumulación de suciedades o incrustaciones en las paredes de una línea ocasiona una reducción de diámetro, por consiguiente, un aumento en la caída de presión.

2.19.1.3 Longitud de línea: Cuanto mayor sea la longitud de la línea mayor será la caída de presión.

2.19.1.4 Fuerza de gravedad: Debido a que la fuerza de gravedad varía de acuerdo con la latitud y altura de la línea con el nivel del mar, la caída de presión será mayor en tuberías situadas a gran altura sobre el nivel del mar, que en aquellas situadas al nivel del mar.

2.19.1.5 Restricciones y Accesorios: Cuanto mayor sea el número de accesorios tales como válvulas, codos, instrumentos de medición; entre otros, que tenga una línea, mayor será la caída de presión.

2.19.1.6 Asperezas o falta de finura: Cuanto mayor sea la superficie interior de la tubería, mayor será el coeficiente de fricción y por lo tanto aumentará la caída de presión y viceversa.

2.19.1.7 Viscosidad: Cuanto más viscoso sea un fluido en una línea, mayor será la caída de presión y viceversa.



2.19.1.8 Temperatura del fluido: Al aumentar la temperatura de un líquido disminuye su viscosidad y caída de presión, por lo tanto al disminuir la temperatura aumenta la viscosidad y la caída de presión.

2.19.1.9 Densidad del flujo: Al aumentar la densidad del fluido, mayor será la caída de presión y viceversa.

2.19.2 Factor de Fricción.

El flujo de los fluidos en tuberías esta siempre acompañado del rozamiento de las partículas del fluido entre sí y, consecuentemente, por la pérdida de energía disponible; en otras palabras, tiene que existir una pérdida de presión en el sentido del flujo.

2.19.3 Pérdidas de presión por Fricción, Expansión, Contracción y Accesorios.

Las pérdidas por fricción superficial en los flujos por tuberías rectas se calculan usando el factor de fricción de Fanning. Sin embargo, si la velocidad del fluido cambia en dirección o en magnitud, se producen pérdidas por fricción adicionales. Esto se debe a la turbulencia adicional que se desarrolla por causa de remolinos y otros factores.

2.19.3.1 Pérdidas por Ensanchamiento Repentino.

Si la sección transversal de una tubería aumenta de manera muy gradual, son pocas o ninguna las pérdidas extras que se producen. Si el cambio es repentino, se producen pérdidas adicionales debidas a los remolinos formados pro las corrientes que se expanden en la sección ensanchada.

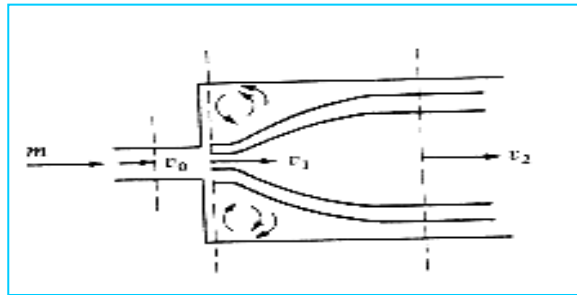


Figura 2.7. Pérdidas por Ensanchamiento Repentino.

Esta pérdida por fricción para flujo turbulento en ambas secciones, puede calcularse de la siguiente manera:

$$h_{ex} = \frac{(V_1 - V_2)^2}{2 \cdot \alpha} = \left(1 - \frac{A_1}{A_2}\right)^2 \frac{V_1^2}{2 \cdot \alpha} = K_{ex} \frac{V_1^2}{2 \cdot \alpha} \quad (2.2)$$

Donde:

h_{ex} , pérdida por fricción en J / Kg.

K_{ex} , coeficiente de pérdida por expansión.

V_1 , Velocidad de la corriente en el área más pequeña en m/s.

V_2 , Velocidad de la corriente abajo en el ensanche.

α : 1.0.

Si el flujo es laminar en ambas secciones el factor α , en la ecuación es $\frac{1}{2}$. Para unidades inglesas el lado derecho de la ecuación se divide entre g_c .

2.19.3.2 Pérdidas por Contracción Repentina.

Cuando la sección transversal de la tubería se reduce bruscamente, la corriente no puede fluir en forma normal en las esquinas de la contracción y los remolinos causados provocan pérdidas por fricción adicionales. Para el flujo turbulento, esta pérdida está dada por:



$$h_c = 0.55 \left(1 - \frac{A_1}{A_2} \right) \frac{V_2^2}{2\alpha} = K_c \frac{V_2^2}{2\alpha} \quad (2.3)$$

Donde:

h_c , pérdida por fricción.

α : 1.0 para flujo turbulento.

V_2 , Velocidad promedio en la sección más pequeña o corriente abajo.

$$K_c, \text{ coeficiente de pérdidas por contracción} \approx 0.55 \left(1 - \frac{A_1}{A_2} \right) \quad (2.4)$$

Para flujo laminar se usa la misma ecuación, pero con $\alpha = 1/2$.

2.19.3.3 Pérdidas por Accesorios y Válvulas.

Los accesorios de tuberías y las válvulas también perturban el flujo normal en una tubería y causan pérdidas por fricción adicional. En una tubería corta con muchos accesorios, la pérdida por fricción en dichos accesorios puede ser mayor que en la tubería recta. La pérdida por fricción en accesorios y tuberías está dada por la siguiente ecuación:

$$h_f = K_f \frac{V_1^2}{2} \quad (2.5)$$

Donde:

K_f , factor de pérdida para el accesorio o válvula.

V_1 , velocidad promedio en la tubería que conduce el accesorio.

Como otro posible método, se incluyen datos para pérdidas en accesorios en forma de longitud equivalente de tubería, expresados en diámetros de tubería. Estos datos de K_f se expresan en forma de L_c/D donde L_c es la longitud equivalente de tubería recta (que tiene la misma pérdida por fricción que el accesorio) y D es el diámetro interno de la tubería. Los valores de K en las ecuaciones anteriores pueden convertirse a valores de L_c/D multiplicando K por



50. Los valores de L_c para los accesorios simplemente se suman a la longitud de la tubería recta para obtener el total de longitud de la tubería recta equivalente que se usa en anteriores ecuaciones.

2.19.3.4 Pérdida de presión debido a la fricción.

El flujo de los fluidos en tuberías está siempre acompañado por la fricción (rozamiento de las partículas del fluido entre sí). Esta fricción resulta en una pérdida de energía disponible para efectuar el trabajo. Una ecuación general para la caída de presión debido a la fricción es la ecuación de Darcy-Weisbach (referida a menudo como simplemente la ecuación de Darcy). Esta ecuación puede ser derivada racionalmente por análisis dimensional, con la excepción del factor de fricción, f_m , el cual se debe determinar experimentalmente. Expresada en pies de fluido esta ecuación es:

$$h_L = \frac{f_m L V^2}{2 g D} \quad (\text{Ec. 2.6})$$

Convirtiendo a libra por pulgadas cuadradas (lpc), la ecuación se transforma en:

$$\Delta P_f = \frac{\rho f_m L V^2}{(144) D (2 g_c)} \quad (\text{Ec. 2.7})$$

Donde:

h_L = Pérdida de carga debida al flujo de fluido (pies).

f_m = Factor de fricción de Moody (adimensional).

L = Longitud de tubería (pies).

V = Velocidad media de flujo (pies/s).



D =Diámetro interno de la tubería (pies).

g =Aceleración de la gravedad (32,2 pies/seg²).

ρ =Densidad del fluido (lb/pie³).

g_c =Constante gravitacional, 32,2 (pie·lbm)/(lbf·seg²).

Cabe destacar que el factor de fricción de Moody, f_m , es usado en las ecuaciones 2.6 y 2.7. Algunas ecuaciones son mostradas en términos del factor de fricción de Fanning, f_f , el cual es un cuarto de f_m ($f_m = 4 f_f$).

La ecuación de Darcy es válida tanto para flujo laminar como turbulento de cualquier líquido en una tubería, y también puede ser usada para gases con ciertas restricciones.

2.20 PRINCIPIOS DEL FLUJO DE FLUIDOS COMPRESIBLES EN TUBERÍAS.

La determinación exacta de la pérdida de presión de un fluido compresible que circula por una tubería requiere un conocimiento de la relación entre presión y volumen específico; esto no es fácil de determinar para cada problema en particular. Los casos extremos considerados normalmente son el flujo adiabático ($PV^n = \text{constante}$), que se supone ocurre en tuberías cortas y bien aisladas, esto es debido a que no se transfiere calor desde o hacia la tubería, excepto la pequeña cantidad de calor que se produce por fricción del fluido con el material de la tubería, y el flujo isotérmico ($PV = \text{constante}$) considerado que ocurre muy a menudo, en parte por conveniencia, o más bien, porque se acerca más a la realidad de lo que sucede en las tuberías. El caso extremo de flujo isotérmico sucede en las tuberías de gas natural.

En tuberías largas la pérdida de presión es a menudo muy grande con relación con la presión de entrada, esta condición afecta las propiedades del fluido como la



densidad de los gases y los vapores que varía considerablemente con la presión. Cuando se trabaja con fluidos compresibles, deben tenerse en cuenta las siguientes restricciones al utilizar la fórmula de Darcy:

1. Si la caída de presión calculada ($P_1 - P_2$) es inferior al 10% de la presión de entrada P_1 , se obtiene una exactitud razonable si se usa la densidad basada en las condiciones de entrada o de salida, cualesquiera que sean conocidas.
2. Si la caída de presión calculada ($P_1 - P_2$) es mayor que un 10% pero menor que un 40% de la presión de entrada P_1 , se obtiene una exactitud razonable si se usa el valor medio de la densidad basado en las condiciones de entrada y de salida.
3. Cuando la caída de presión calculada ($P_1 - P_2$) es mayor que el 40% de la presión de entrada P_1 , se usan las fórmulas racionales o empíricas para flujo compresible.

2.20.1 Ecuación para Flujo Isotérmico.

El flujo de gases en tuberías largas se aproxima mucho a las condiciones isotérmicas. La pérdida de presión en tales tuberías es a menudo grande con relación a la presión de entrada, y la solución de este problema cae fuera de los límites de la ecuación de Darcy.

Una determinación exacta de las características del flujo dentro de esta categoría puede hacerse utilizando la ecuación para flujo totalmente isotérmico.

$$Q = 38,77 \left(\frac{T_b}{P_b} \right) \sqrt{\frac{1}{f_f}} \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2) d^5}{G T_f L_m}} \quad (\text{Ec. 2.8})$$

Donde:

Q = Tasa de flujo a condiciones base (PCND).

T_b = Temperatura base o de contrato (520 °R).



P_b = Presión base o de contrato (14,7 lpca).

d = Diámetro (pulg).

P_1 = Presión de entrada del sistema (lpca).

P_2 = Presión de salida del sistema (lpca).

G = Gravedad específica del gas (aire = 1.0) (adimensional).

T_f = Temperatura promedio del gas en el sistema a condiciones de flujo (°R).

L = Longitud de tubería (millas).

f_f = Factor de fricción de Fanning (adimensional).

Esta ecuación es completamente general para flujo de estado estacionario, y considera adecuadamente variaciones en la energía cinética, presión, y temperatura para cualquier sección de tubería.

Esta fórmula se desarrolla en base a las siguientes hipótesis:

1. Flujo isotérmico.
2. No se aporta ni se realiza trabajo mecánico sobre o por el sistema.
3. La velocidad de flujo o descarga permanece constante con el tiempo.
4. El gas responde a las leyes de los gases perfectos.
5. La velocidad puede ser representada por la velocidad media en una sección.
6. El factor de fricción es constante a lo largo de la tubería.
7. La tubería es recta y horizontal entre los puntos extremos.
8. La aceleración puede despreciarse por ser tubería larga.

2.20.2 Ecuación de Weymouth.

Thomas R. Weymouth desarrolló una de las primeras ecuaciones para flujo de gas, la cual permite calcular las caídas de presión en las tuberías. Weymouth sugirió que para flujo turbulento el factor de fricción es prácticamente independiente de la velocidad y puede ser expresado como una función del diámetro interno de la tubería.

$$f_f = \frac{0,008}{d^{1/3}} \quad (\text{Ec. 2.9})$$



Si se sustituye el coeficiente de fricción de Weymouth (ec. 2.9), en la ecuación 2.8, la expresión queda:

$$Q = 433,488 \frac{T_b}{P_b} \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2) d^{16/3}}{G T_f L_m}} \quad (\text{Ec. 2.10})$$

2.20.3 Ecuación de Panhandle.

Tal como se ha explicado en el caso de la ecuación de Weymouth, la ecuación Panhandle, se ha considerado una de las fórmulas que mayor uso ha tenido en la industria del gas natural, para diseño de tuberías.

A diferencia de la ecuación de Weymouth, la ecuación de Panhandle se emplea para diseño de tuberías de alta presión y gran diámetro, donde la tasa de flujo puede variar notablemente. La ecuación de Panhandle presentada es para ser usada en unidades inglesas:

$$Q = 737 \left(\frac{T_b}{P_b} \right)^{1,02} E \left[\frac{P_1^2 - P_2^2}{G^{0,961} T_f L_m} \right]^{0,51} d^{2,53} \quad (\text{Ec. 2.11})$$

Donde:

E = Factor de eficiencia, fracción.

El coeficiente de fricción de Panhandle es función del número de Reynolds:

$$\sqrt{\frac{1}{f}} = 16,49 (\text{Re})^{0,01961} \quad (\text{Ec. 2.12})$$

La cual se considera válida para un intervalo: $4 \times 10^6 < \text{Re} < 4 \times 10^7$.



2.21 INTEGRIDAD MECÁNICA.

Se puede definir como todos los esfuerzos que están enfocados en asegurar que la integridad de los sistemas que contengan fluidos peligrosos sea mantenida, durante toda la vida de la instalación.

Cubre toda la vida de las instalaciones desde la fase de diseño, fabricación, instalación o construcción, operación y mantenimiento, a fin de garantizar la protección al personal, la comunidad, el medio ambiente y las instalaciones.

La integridad mecánica puede mantener en óptimas condiciones las líneas de defensa mediante:

- Identificación de equipos críticos.
- Seleccionando técnicas adecuadas de inspección y pruebas.
- Seleccionando técnicas de mantenimiento.
- Capacitando y documentando al personal que labora en las instalaciones.

Los elementos que conforman o componen la integridad mecánica en cualquier instalación de procesos son los siguientes:

- Aseguramiento de la calidad de equipos nuevos: Establecer los requisitos mínimos de control de calidad que deben cumplir todos los contratistas y/o proveedores que proporcionan a la empresa, materiales y servicios para equipos críticos.
- Procedimiento de mantenimiento: Asegurar que el personal de mantenimiento cuente con procedimientos de cómo ejecutar una tarea de manera segura y con calidad para que puedan mantener la función del proceso.
- Control de calidad de materiales de mantenimiento y partes de repuestos: Asegurar que los complejos procesadores de gas tienen procedimientos y prácticas estándar que guíen y especifiquen como se deben realizar las tareas de mantenimiento.



- Aseguramiento de la calidad de los equipos: Asegurar la adecuada calidad de los materiales y partes de repuestos como son: Accesorios de tuberías, empaques, espárragos, válvulas, rodamientos, sellos mecánicos, instrumentos, mediante la aplicación de procedimientos que garanticen las especificaciones de diseño de todos los materiales y partes de repuestos.
- Inspecciones y pruebas: Establecer una guía para la implementación de un programa de servicio interno de inspección y prueba, que asegure que todos los equipos y sistemas críticos se encuentran operando en condiciones seguras y dentro de las especificaciones de diseño.
- Reparaciones y modificaciones: Las reparaciones y modificaciones a los equipos críticos para la seguridad del proceso, son un camino que ayuda a asegurar que las deficiencias de éstos sean corregidas y detectadas antes de implementar el uso de estos equipos en algún proceso.
- Ingeniería de confiabilidad: Es el proceso de eliminación de defectos en el diseño del proceso, procedimientos de operación, partes de repuestos y sistemas de administración.
- Auditorias: Proporcionan una forma de medir el cumplimiento del programa de integridad mecánica. Las observaciones en el campo, proporcionan los datos para determinar el desempeño actual, contra los estándares establecidos.

2.22 CAVITACIÓN.

La cavitación es un fenómeno que se produce siempre que la presión en algún punto o zona de la corriente de un líquido desciende por debajo de cierto valor mínimo admisible. El fenómeno puede producirse en estructuras hidráulicas estáticas (tuberías, venturis, entre otras) o en máquinas hidráulicas (bombas, hélices, turbinas).

2.22.1 Descripción de la cavitación.



Cuando un líquido fluye a través de una estructura donde la presión es menor que su presión de vapor; el líquido hierve y forma burbujas de vapor. Estas burbujas son transportadas por el líquido hasta llegar a una región de mayor presión, donde el vapor regresa al estado líquido de manera súbita. Si las burbujas de vapor se encuentran cerca o en contacto con una pared sólida cuando cambian de estado, las fuerzas ejercidas por el líquido al aplastar la cavidad dejada por el vapor dan lugar a presiones localizadas muy altas, ocasionando picaduras sobre la superficie sólida. El fenómeno generalmente va acompañado de ruidos y vibraciones.

2.22.2 Daño por cavitación.

El daño por cavitación es una forma especial de corrosión-erosión debido a la formación y al colapso de burbujas de vapor en un líquido cerca de una superficie metálica; la cuál puede ocurrir en turbinas hidráulicas, hélices de barcos, impulsores de bombas y otras superficies sobre las cuales se encuentran líquidos a alta velocidad con cambios de presión.

Un daño por cavitación tiene aspecto semejante a picaduras por corrosión, pero las zonas dañadas son más compactas y la superficie es más irregular, en el caso de la cavitación se atribuye parcialmente a efectos de desgaste mecánico. La corrosión interviene cuando el colapso de la burbuja destruye la película protectora, siguiendo este esquema de acción:

- a. Se forma una burbuja de cavitación sobre la película protectora.
- b. El colapso de la burbuja causa la destrucción de la película.
- c. La superficie no protegida del metal está expuesta al medio corrosivo y se forma una nueva película por medio de una reacción de corrosión.
- d. Se forma una nueva burbuja en el mismo lugar, debido al aumento de poder nucleante de la superficie irregular.
- e. El colapso de la nueva burbuja destruye otra vez la película.
- f. La película se forma de nuevo y el proceso se repite indefinidamente hasta formar huecos bien profundos.



El mecanismo anterior también funciona sin la presencia de una película protectora, ya que la implosión de la burbuja ya es suficiente para deformar al metal. Se acepta generalmente, que la cavitación es un fenómeno de corrosión-erosión.

2.22.3 Cavitación y vaporización instantánea (flashing) en válvulas de control.

Los fluidos líquidos y gaseosos; al pasar por una válvula de control donde exista una gran caída de presión, pueden provocar ciertos fenómenos indeseables para el buen funcionamiento del proceso. Los líquidos pueden causar cavitación y “flashing”, y los gases pueden provocar ruidos y su fenómeno asociado “vibración”. Todos estos fenómenos son función de la alta velocidad del fluido al pasar y al salir de los internos. Lo único que no puede evitarse es el flashing; ya que las condiciones del proceso no lo permiten, pero regulando la velocidad del líquido a través de la válvula se modera el efecto destructivo de este fenómeno.

Por tanto, cuando se detecte que la presión de entrada es igual al doble o más de la presión de salida de la válvula, se sabe que se trata de una aplicación de servicio severo o crítico, pues la energía potencial del diferencial de presiones puede convertirse en energía cinética en los internos de la válvula o a la salida de los mismos; que es donde la velocidad es mayor, entonces se deberá especificar cuidadosamente la requisición de la válvula; para evitar la selección de un equipo deficiente, que ocasionaría severos problemas operativos a la planta.

2.22.4 Vibraciones.

La vibración de las tuberías llenas de líquido en plantas de proceso; así como en sistemas hidráulicos, es un fenómeno que causa inconvenientes en las operaciones y originan fallas que conducen a paradas no programadas de las unidades.



El movimiento vibratorio de la tubería debe definirse por medio de un análisis acoplado que considera la interacción de los elementos estructurales de la tubería y la columna de líquido. Las características dinámicas de los sistemas de tuberías incluyen las vibraciones transitorias y las vibraciones en estado estacionario, causadas por: Cambio en la dirección del flujo debido a la presencia de codos, cierre rápido de válvulas, desbalance en máquinas rotativas, mala ubicación de los apoyos, entre otras causas.

El nivel de un gas o vapor a la salida de los internos de una válvula de control no debe ser menor de 85 decibeles audibles a un metro de distancia; sin aislamiento de ningún tipo, pues el ruido se genera por el paso de gas a través de la válvula y se modera el ruido con aislamiento, el efecto ocasionado a la válvula no se elimina.

2.23 DESGASTE POR EROSIÓN.

La corrosión por erosión se produce en condiciones de alta velocidad, turbulencia, choque, entre otras. Frecuentemente se observa en impulsoras de bombas, agitadores, codos y cambios de dirección de tuberías. Cuando el movimiento del medio corrosivo sobre la superficie metálica incrementa la velocidad de ataque debido al desgaste mecánico, recibe el nombre de corrosión por erosión.

La corrosión por erosión; generalmente tiene la apariencia de picaduras poco profundas, este tipo de corrosión puede ser evitada por cambios en el diseño o seleccionando materiales más resistentes para la construcción de los equipos. La corrosión por cavitación y desgaste (fretting) son formas especiales de corrosión por erosión. La primera es causada por la formación y colapso de burbujas de vapor en la tubería de metal, las altas presiones causadas por este colapso pueden disolver el metal, remover las partículas protectoras, entre otros efectos. La corrosión por desgaste (fretting), ocurre cuando las piezas de metal se deslizan una sobre la otra, causando daño mecánico a una o ambas piezas y el deslizamiento es generalmente un resultado de la vibración.



2.24 CORROSIÓN.

La corrosión es el ataque destructivo de un metal por reacción química, electroquímica o metalúrgica con su medio ambiente. Puesto que la corrosión es causada por una reacción química, la velocidad a la cual tiene lugar la corrosión depende en cierta medida de la temperatura y de la concentración de reaccionantes y productos. El esfuerzo mecánico y la erosión son factores que pueden contribuir también a la corrosión.

La corrosión generalmente es lenta, pero de carácter persistente, en algunos ejemplos, los productos de la corrosión existen como una película delgada adherente que sólo mancha o empaña el metal y puede actuar como un retardador para posterior acción corrosiva. En otros casos, los productos de la corrosión son de carácter voluminoso y poroso, sin ofrecer ninguna protección.

2.24.1 Corrosión interna.

Los principales elementos corrosivos que contiene el gas natural son: Sulfuro de hidrógeno (H_2S) y dióxido de carbono (CO_2). Los cuales se combinan con el agua del gas formando ácidos destructores. El agua en la tubería se forma debido a que el gas contiene vapor de agua, cuando en la línea la temperatura baja y la presión sube, ocurre formación de agua líquida ya que el vapor se condensa.

2.24.2 Corrosión externa.

La corrosión externa es la principal causa de falla en las tuberías. La corrosión en una tubería puede tener múltiples consecuencias como pérdida de fluido, daños a instalaciones, peligro de perforaciones, posibles episodios de contaminación, entre otras. Los defectos en los recubrimientos pasivos provocan que la superficie metálica de la estructura entre en contacto electrolítico con el terreno circundante, dándose, en consecuencia, las condiciones necesarias para que el proceso de corrosión externa tenga lugar.



El proceso de corrosión externa en los metales es un proceso electroquímico, donde se suceden reacciones de oxidación y reducción, estableciéndose un intercambio de electrones, y consecuencia el paso de una corriente eléctrica de componente continua entre un ánodo y un cátodo, a través de un medio conductor.

2.24.2.1 Métodos para combatir la corrosión externa.

2.24.2.1.1 Inhibidores de corrosión: Son sustancias que aplicadas a un medio particular reducen el ataque del ambiente sobre el material, bien sea metal o acero de refuerzo. Los inhibidores de corrosión extienden la vida de las tuberías, previniendo fallos y evitando escapes involuntarios.

2.24.2.1.2 Recubrimiento de protección: Los recubrimientos protectores se conocen como las herramientas principales contra la corrosión, a menudo aplicados en conjunto con sistemas de protección catódica para optimizar el costo de la protección de metales. Se usan con la finalidad de cubrir las superficies metálicas y así formar una capa de aislante que funciona como barrera entre el metal y el medio, para prevenir la corrosión, resistir la abrasión/erosión y resistir agentes atmosféricos.

2.24.2.1.3 Protección catódica: Una forma simple de describir el mecanismo de protección catódica es diciendo que la corrosión no se suprime sino que es reubicada a otro pedazo de metal, el cual no importa sacrificar para proteger un equipo específico. El pedazo de metal es el ánodo de sacrificio y el equipo que se quiere proteger se convierte en el cátodo. En la práctica se puede aplicar protección catódica a metales como acero, cobre, plomo, latón, y aluminio y contra la corrosión en todos los suelos y en casi todos los medios acuosos. De igual manera, se puede eliminar el agrietamiento por corrosión bajo tensiones, corrosión intergranular o picaduras.

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

El presente capítulo tiene como objetivo mostrar con detalles las etapas que fue necesario cumplir para llevar a cabo la realización de este trabajo.

3.1 METODOLOGÍA UTILIZADA.

Para realizar el siguiente trabajo, se siguió la metodología que se resume a continuación:

3.1.1 Recopilación de información y revisión bibliográfica.

Esta primera etapa cubre la revisión de recursos bibliográficos, textos, trabajos de grado, manuales de operación del sistema en estudio y publicaciones en Internet, referentes a la dinámica de fluidos y al sistema de almacenamiento presurizado. Además, entrevistas a los superintendentes de la planta, supervisores de operaciones, operadores del llenadero de camiones de la Planta de Fraccionamiento de Jose PDVSA Gas. Serán recopilados diagramas de tuberías, diagrama del proceso, especificaciones de las tuberías, manual de operaciones del llenadero de camiones y el plot plan de la Planta de Fraccionamiento de Jose.

3.1.2 Descripción del sistema de transmisión de GLP en el llenadero de camiones de la Planta de Jose.



Con la información recopilada se procedió a elaborar una síntesis del proceso de envío del GLP desde la esfera presurizada a través de una línea hacia el llenadero de camiones. Adicionalmente, se hará referencia al proceso de llenado de los camiones y a las normas de seguridad que deben tenerse en cuenta para evitar problemas operacionales.

3.1.3 Análisis de los factores que afectan la capacidad de flujo de las líneas de carga.

Se detectarán todos los agentes (tanto externos como internos), que inciden en la capacidad de flujo de las líneas de carga del llenadero de camiones. En base a estos resultados se darán las respectivas recomendaciones, con el fin de aprovechar al máximo el potencial de la estructura existente. Adicionalmente, se hará una evaluación de los factores que deterioran o ponen en riesgo de alguna manera la integridad física de las líneas.

3.1.4 Elaboración del Trabajo de Grado.

Una vez finalizado el estudio, se procederá a realizar el informe final, en el cuál se explicará de manera sencilla y concreta; siguiendo las normas de redacción, los resultados de la evaluación realizada. Tomando en cuenta todos los factores que influyen en la capacidad de la estructura, se establecerán algunas consideraciones, para garantizar la seguridad de los procedimientos, en caso de alguna variación en los criterios de operación del sistema.

CAPÍTULO IV

DESARROLLO

El fluido transportado a través de las líneas de carga del llenadero de camiones es el gas licuado del petróleo (GLP); el cual es una mezcla de hidrocarburos en estado líquido formado esencialmente por dos componentes del gas natural, propano y butano, los cuales permanecen en estado líquido a presiones moderadas y temperatura ambiente. En este capítulo, se hará una descripción de las características del fluido manejado por las líneas de carga además de evaluar los criterios bajo los cuales opera el sistema.

4.1 Propiedades del fluido manejado.

4.1.1 Características del GLP.

El gas licuado de petróleo (GLP) es una mezcla de hidrocarburos formados principalmente por propano y butano provenientes de la refinación del petróleo y del gas natural, y es almacenado a su presión de vapor para conservar su estado líquido a temperatura ambiente en cilindros sellados. El principal uso del GLP es doméstico; ya que se utiliza presurizado en bombonas para la cocción de alimentos, entre otros. En la tabla 4.1 se observa la cromatografía de la composición en % molar de una corriente de GLP; realizada el día 23/01/2007, por la división de Fraccionamiento de PDVSA Gas en la Planta de Fraccionamiento de Jose y suministrada por la parte mencionada.

El GLP manejado por el llenadero de camiones es el resultado de la mezcla del propano producido por PDVSA y Accroven con el LPG proporcionado por PETROZUATA, en proporciones de 60/40, aunque dicha proporción puede variar (según convenio establecido por dichas empresas).

**Tabla 4.1. Composición molar del GLP.**

Componente	% Molar
C ₂	0,58
C ₃	65,87
iC ₄	6,66
nC ₄	24,71
iC ₅	2,17

4.1.2 Propiedades físicas y de transporte.

La densidad del GLP a las condiciones reales de operación (100 ° F y 200 psig) es de 31,29067 Lbs/pie³, se puede considerar que la densidad es constante, ya que se asume temperatura constante, los cambios que se generan son los proporcionados por el medio ambiente a medida que transcurre el día y la noche, los cuáles no afectan el estado del fluido que se maneja.

4.1.3 Parámetros limitantes en el manejo del gas licuado del petróleo (GLP).

Durante las operaciones de despacho y transporte, deben tenerse en cuenta ciertas condiciones límite que ponen en peligro la integridad del producto. Entre éstas condiciones resaltan las siguientes:

4.1.3.1 Temperatura y caída de presión.

La temperatura es un factor importante a la hora de manejar el fluido, ya que puede afectar las condiciones del mismo, provocando un cambio de estado en la



mezcla; convirtiendo el fluido monofásico en bifásico, estado no deseado para el transporte de este tipo de producto.

La caída de presión es una condición a tomar en cuenta, ya que el estado físico del fluido también depende de esta propiedad, una brusca caída de presión puede ocasionar una tasa de producción de líquido deficiente debido a la presencia de dos fases en la mezcla.

4.1.3.2 Velocidad del fluido.

El fluido debe transportarse a una velocidad de operación estable no mayor a la velocidad máxima; para evitar daño físico e inestabilidad en la tubería, como aumento de la erosión, vibraciones y aumento de pérdidas de presión.

4.2 Ubicación de las instalaciones.

4.2.1 Complejo criogénico de oriente (CCO).

El Complejo Criogénico de Oriente fue puesto en marcha por Corpoven a finales del año 1985, con el objetivo de extraer del gas natural los líquidos de mayor valor comercial (como propano, iso-butanos, n-butanos, pentano y gasolina natural.) y para acondicionarlo para su utilización como insumo o como combustible industrial, petroquímico, comercial y domestico; el Complejo procesa los volúmenes disponibles provenientes de los yacimientos del estado Anzoátegui y norte del estado Monagas, principales zonas gasíferas del país.

El Complejo Criogénico de Oriente lo componen dos plantas de extracción de líquidos ubicadas en San Joaquín y Santa Bárbara, y una planta de fraccionamiento situada en el Complejo Industrial Jose (Ver figura 4.1). En sus instalaciones se procesan 1800 millones de pies cúbicos por día (MMPCD) de Líquidos del Gas Natural (LGN) gracias a la ampliación que se hizo de esta



instalación en el año 1992. Esta cantidad de LGN que se maneja diariamente, tiene un valor equivalente a 295 mil barriles diarios (MBD) de petróleo.

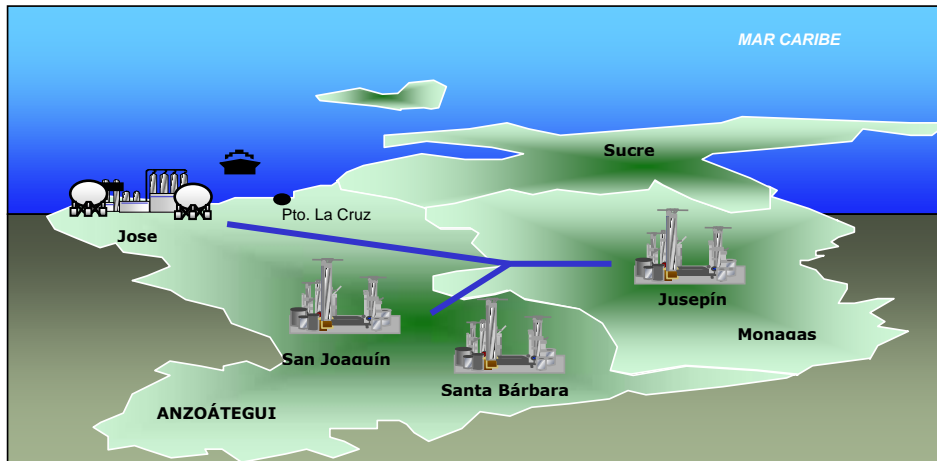


Figura 4.1. Ubicación geográfica del Complejo Criogénico de Oriente.

4.2.1.1 Planta de Fraccionamiento de Jose.

La Planta de Fraccionamiento Jose, ubicada entre Barcelona y Píritu, al norte del estado Anzoátegui, fracciona o separa los líquidos provenientes de las plantas de extracción San Joaquín, Santa Rosa y Santa Bárbara; almacena los productos terminados y despacha al mercado nacional e internacional. La capacidad de fraccionamiento de esta planta es de 150.000 barriles por día de LGN y para ello utiliza tres trenes de fraccionamiento.

Los principales procesos que se realizan en el Complejo Criogénico de Oriente son los de extracción y fraccionamiento. Se utiliza como insumo el gas natural y se obtiene como productos el gas seco y los líquidos del gas natural. La alimentación de la Planta de Fraccionamiento de Jose es la suma del producto LGN total de las plantas de extracción de San Joaquín, Santa Bárbara y las corrientes de gas licuado de petróleo (LPG) provenientes de las plantas Muscar y Acogas. Estas corrientes se combinan en una sola corriente de alimentación que constituyen los Líquidos del Gas Natural (LGN) que son transportados en dos poliductos de 16" de diámetro y 110 kilómetros de longitud. El complejo cuenta



con 312 kilómetros de poliductos. Un poliducto de 96 kilómetros de longitud y 16” de diámetro transporta los líquidos del gas natural a Jose producidos en las plantas de San Joaquín y Santa Rosa. Otro poliducto de 160 kilómetros y 16” de diámetro transporta los líquidos de la Planta Santa Bárbara hacia Jose. Un poliducto de 56 kilómetros y de 8” de diámetro interconecta a la planta de Jose con la refinería de Puerto la Cruz, para el suministro a esta última de i-butano, n-butano, pentanos y gasolina natural.

La planta opera con las siguientes unidades: instalaciones de entrada a la planta de fraccionamiento, despropanizadora, desbutanizadora, separadora de butanos, fraccionadora de gasolina, tratamiento y secado de propano, sistema de refrigeración, sistema de aceite de calentamiento, tratamiento de efluentes, mechurrios de emergencia, mechurrios de servicio, sistema de gas combustible, sistema de agua contra incendio, generación de energía eléctrica y sala de control. Adicionalmente, se planea incorporar una deetanizadora y el resto de la infraestructura necesaria para la obtención y tratamiento de 48 mil barriles de etano para procesos petroquímicos e instalaciones de tratamiento para la utilización directa de este producto en las plantas petroquímicas a ubicarse en el área.

El LGN provenientes de las diversas plantas de extracción es almacenado en acumuladores (balas) y es precalentado antes de ser distribuidos a los trenes de fraccionamiento. Luego del precalentamiento, el LGN llega a los trenes de fraccionamiento donde es separado en componentes individuales (productos): propano, normal butano (n-butano), iso-butano (i-butano), pentano, gasolina natural y cortes pesados. Al salir de los trenes de fraccionamiento, estos productos son almacenados y despachados al mercado nacional como internacional.

Para el despacho de productos, la Planta de Fraccionamiento Jose cuenta con un llenadero de camiones cisternas para el despacho de propano y GLP, que abastece las diferentes plantas distribuidoras ubicadas en la zona oriental y centro-occidental de Venezuela. Este cuenta con cuatro islas de despacho con



capacidad de surtir simultáneamente a cuatro camiones a una tasa de 1000 gal/min de producto, destinados al uso comercial y doméstico. Además, posee un moderno Terminal Marítimo a orillas del mar caribe, punto estratégico para la navegación nacional e internacional. Consta de dos muelles para la carga y descarga de productos destinados a las refinерías y a clientes internacionales. Opera a una tasa de embarque de hasta 17 MB/h (mil barriles por hora). Los productos que allí se despachan son: propano, n-butano, i-butano, gasolina, metanol, metil-terbutil éter y GLP. (Ver figura 4.2).

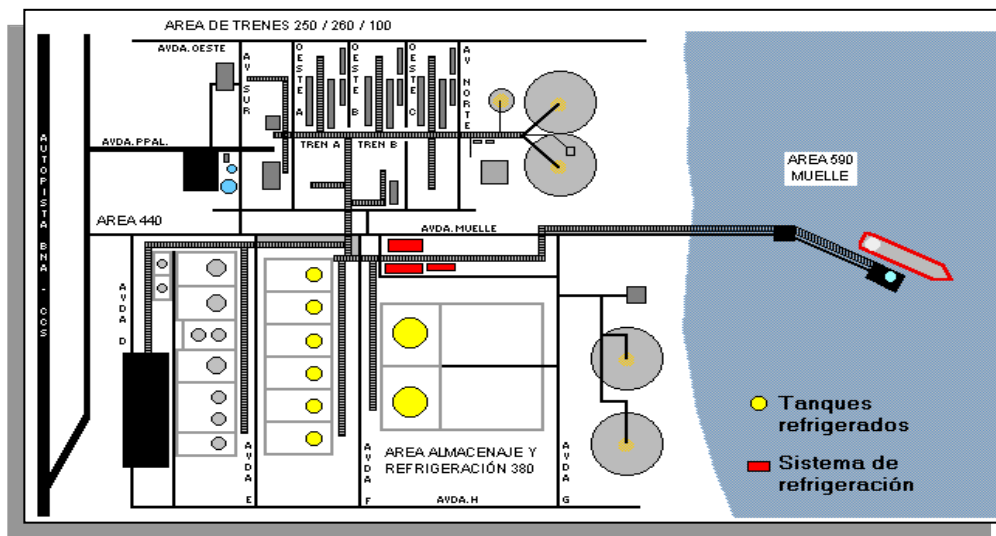


Figura 4.2. Esquema general de la Planta de Fraccionamiento de Jose.

4.3 DESCRIBIR EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL GLP EN EL LLENADERO DE CAMIONES DE LA PLANTA DE FRACCIONAMIENTO DE JOSE.

El propano es bombeado desde los dos Trenes de Fraccionamiento, por tuberías independientes a un régimen de 753 GPM regulado por un controlador de flujo para cada tren de Fraccionamiento (Tren A y Tren B), éstas tuberías se unen en el cabezal de 8" de diámetro para entregar el propano en los límites de batería a un régimen de 1506 GPM, a una presión de 260 psig y a una temperatura de 100 ° F. El propano puede ser almacenado en esferas, a una presión de 200 psig y a una temperatura de 100 ° F ó en tanques refrigerados a una presión de 0.5 psig y a una



temperatura de -46°F . La tubería de 8" proveniente de los límites de batería se divide en tres tuberías de 8", una de las cuales va hacia las esferas de propano y las otras dos se dirigen hacia los tanques refrigerados de propano.

Nuestro trabajo se centra en la evaluación del sistema de propano vía las esferas de almacenamiento presurizado, por ésta razón nos centraremos en este tipo de almacenamiento realizado en la Planta de Fraccionamiento de Jose. El llenado de las esferas se hace por una tubería de 8" en la cual se encuentra un controlador de presión PIC-8099C que mantiene la presión aguas arriba en 250 psig, a fin de evitar que se produzca vaporización parcial del producto en la línea que viene de Fraccionamiento. La alimentación desde PETROZUATA llega a través de una línea que cae directamente a la línea de entrada a las esferas.

Para aliviar el exceso de presión que pudiera producirse en las esferas se ventea gas al mechorrio de alta presión mediante un controlador que actúa sobre la válvula de control PV-80914 (PV-809WC) instalada en la línea de igualación de 3" de las esferas. El punto de ajuste de estos controladores es de 200 psig. El máximo nivel de líquido de las esferas es de 30'-8".

4.3.1 Propano desde las esferas presurizadas hacia el llenadero de camiones.

Para el almacenamiento de propano y GLP destinado al llenadero de camiones, se cuenta con tres esferas:

- D9-80912, con una capacidad de almacenamiento de 4000 barriles a una presión de 200 psig y una temperatura de 100°F .
- D9-80918, con una capacidad de almacenamiento de 4000 barriles a una presión de 200 psig y una temperatura de 100°F .
- D9-80925, con una capacidad de almacenamiento de 10000 barriles a una presión de 200 psig y una temperatura de 100°F . (Ver Figura 4.3).



Figura 4.3. Esferas de propano.

La alimentación a las esferas proviene desde:

- Trenes de fraccionamiento A, B y C, planta de fraccionamiento JOSE (propano).
- Tren de fraccionamiento D, Fraccionamiento Accroven (propano).
- PETROZUATA (LPG, mezcla de propano y i-butano).

Esta alimentación llega a través de una línea de 8" en la cual la presión es controlada por un PIC (controlador indicador de presión) ajustada a 250 psig, que evita la formación de dos fases en la entrada a las esferas. La alimentación desde PETROZUATA llega a través de una línea que cae directamente a la línea de entrada a las esferas, mayormente para el producto proveniente de PETROZUATA se utiliza la esfera D9-80925. Estas esferas siempre, como prevención, se encuentran por debajo del 40% de su capacidad nominal, ya que si ocurriera una falla en el sistema de refrigeración que provocara una caída de los compresores, el propano enviado hacia almacenaje refrigerado es desviado hacia las esferas.

El envío de propano desde las esferas hacia el área de carga de camiones se hace mediante un sistema de bombeo formado por 5 bombas verticales D3.80945, D3.80971, D3.80976, D3.80963 y D3.80977 colocadas en paralelo con una capacidad de 250 GPM cada una y una presión de descarga de 250 psig. El modo



de operación es de cuatro bombas trabajando y una en espera. Las bombas succionan por tuberías de 6" conectadas a un múltiple común de 12" que viene de las esferas. La descarga de las bombas se hace por tuberías de 4" que llegan a un múltiple común de 6" que se dirige hacia el llenadero de camiones donde alimenta por líneas de 4" a cuatro estaciones de llenado que trabajan en paralelo.

En las estaciones de llenado se cuenta con un sistema de recolección de vapores. Los vapores existentes dentro de los camiones son desplazados por el líquido entrante y son recolectados por una tubería de 3" que regresa a las esferas. En el múltiple de 6" de descarga de las bombas se encuentra instalado un medidor de flujo FT-80903 que es utilizado por el sistema odorizante para inyectar proporcionalmente mercaptano (proveniente de un tanque) por medio de una bomba dosificadora.

Las bombas cuentan con un sistema de recirculación con el fin de evitar sobrecalentamiento cuando se produce una restricción de flujo en las líneas de descarga. Este sistema consiste de válvulas de recirculación automática XV-80919 (D3.80945), XV-809EB (D3.80963), XV-809EF (D3.80971), XV-80902 (D3.80976), XV-80904 (D3.80977), colocadas en las líneas de 4" de descarga y de las cuales salen líneas de 4" que se unen a un múltiple común de 6" que retorna a las esferas, el flujo mínimo de recirculación es 95 GPM por bomba. (Figura 4.4).



Figura 4.4. Bombas de carga de propano.



Figura 4.5. Líneas de succión, descarga y flujo mínimo de la bomba.

A través del llenadero de camiones también se pueden cargar gandolas con residual pesado y enviarlo hacia el TAEJ, para ello se dispone de un tanque atmosférico de 5000 barriles (capacidad útil 4500 barriles), una brazo de carga en la estación dos para el llenado de las gandolas, una bomba centrífuga (D3-80946) para el despacho de gandolas, y una bomba centrífuga (D3-80946a), para el envío de residual hacia el TAEJ; de 250 gpm y 35 psig c/u.(Ver figura 4.6).



Figura 4.6. Equipos para el almacenamiento y manejo de residual.



Existen dos islas de llenado para GLP, que poseen dos estaciones de llenado cada una. Cada estación posee una línea de carga de líquido y una línea de retorno de vapores, unidas a mangueras de 3” para el retorno de vapores y 4” para la carga de producto a excepción de la estación 2 que posee un brazo mecánico. En toda el área del llenadero existe detectores de gas y detectores automáticos de rayos ultravioletas, los cuales al ser activados, dos en una misma área y por un tiempo superior a los 4 segundos para el caso de los UV, paran los equipos en servicio, abren las válvulas automáticas de las estaciones de diluvio y simultáneamente bloquean todas las válvulas de interconexión entre las estaciones de llenado, las esferas y la planta de fraccionamiento.

Como premisa para dar llenado a una de las tres esferas, la seleccionada no debe tener ninguna alarma activada tales como: suiche de alto nivel; no debe haber señal de parada de emergencia, fuego o menos de 150 psig de presión en la línea de propano proveniente de fraccionamiento. Cumplido estos pasos, se selecciona la esfera y se procede a abrir las válvulas de recibo y, si se requiere, a cerrar la succión, flujo mínimo y retorno de vapores.

Para dar inicio a las operaciones de llenado de las cisternas el panelista debe accionar un selector desde la sala de control principal, siendo este un permisivo sin el cual no es posible arrancar ninguna bomba en forma automática. En la planta de llenado de camiones también se dispone de una instrumentación bastante completa para el monitoreo de las variables del proceso que incluye los siguientes equipos:

- Un indicador de flujo en la línea principal y antes de las estaciones de llenado de propano, el cual de acuerdo con el flujo inyecta la cantidad de odorizante (mercaptano) necesario.
- En cada una de las estaciones de llenado se han provisto medidores de desplazamiento positivo y éstos se encargan de detener la carga al completar la cantidad prefijada.



- Como éstos contadores de desplazamiento positivo tienden a descalibrarse por el desgaste o por un cambio en la composición del producto a cargar, se encuentra un probador con el que se compara y calibra el medidor.
- En cada una de las líneas de carga de las estaciones se cuenta con una válvula de control de flujo (FV) en la cual se activa el permisivo al aterrizar la cisterna (para eliminar toda la energía cinética que pueda traer ésta); ésta válvula al desconectar el aterramiento y/o por caída brusca de presión originada por una fuga, cierra automáticamente, estrangulando así el flujo del producto hacia la cisterna.
- En cada una de las líneas de carga de las estaciones se cuenta con una válvula de seguridad ajustada a 300 psig con el fin de evitar que la línea pueda presurizarse y que se sobrecaliente la misma.
- Por otra parte tenemos que los camiones cisternas tienen un Rotergauge (medidor rotativo). El cual se ajusta a un porcentaje de nivel de producto, con el fin de que le sirva de referencia del porcentaje de llenado de la cisterna al operador.

En el múltiple de descarga de las bombas se encuentra instalado un medidor de flujo, el cual es utilizado por el sistema de odorización para inyectar proporcionalmente Mercaptano (odorizante), proveniente de un pequeño tanque por medio de una bomba dosificadora, según las Normas Covenin debe inyectarse de 12 a 17 gramos de Mercaptano por metro cúbico de GLP. (Ver figura 4.7).



Figura 4.7. Sistema de odorización.



4.3.2 Protección de las esferas de propano.

Para la protección de las esferas se tiene una serie de dispositivos:

- En las esferas están colocadas unas válvulas controladoras de presión que evitan que las esferas puedan presurizarse. Estas válvulas ventean hacia los mechurrios, cuando la presión en la esfera sobrepasa la ajustada por el panelista.
- Suiche de bajo nivel (ajustada al 5% de su capacidad nominal), que producen el cierre de la válvula de succión hacia las bombas, para evitar la pérdida de presión en la esfera y que se produzca una presión de vacío.
- Suiche de alto nivel (ajustada al 95% de su capacidad nominal), que producen el cierre de la válvula de recibo de la esfera, para evitar que la misma sobrepase su capacidad de almacenaje y de que se presurice.
- Válvulas de seguridad en caso de incendio dentro de la esfera, la cual ventea hacia la atmósfera. Las esferas también poseen sistema de agua contra incendio o sistema de diluvio (Ver Figura 4.8), que protegen la esfera en caso de incendio; tanto fuera como dentro de la esfera.



Figura 4.8. Sistema de diluvio en las esferas de propano.



4.3.3 Procedimiento para el llenado de las cisternas.

Para el despacho de GLP, el llenadero de camiones cuenta con un sistema (Sistema de despacho de GLP), el cuál fue creado para apoyar la gestión de medición del volumen en el llenado de gandolas, permitiendo registrar, consultar, modificar los despachos diarios de cada planta y consultar los datos referentes a chutos, chóferes, transportista entre otros. Este sistema viene asociado con una balanza, la cual captura los datos (peso inicial y final) en forma automática en la computadora y/o en la pantalla de la balanza (Ver Figura 4.9), ubicada en la caseta de los operadores; para luego, junto con otros datos (gravedad específica, porcentaje de llenado, etc.), introducirlos en un conjunto de formulas y de esta manera obtener el volumen despachado y el volumen teórico.



Figura 4.9. Toma de datos a través de la balanza.

4.3.3.1 Normas para el llenado de un camión cisterna.

- Estacionar el vehículo en el puesto indicado por el operador del llenadero de camiones y apagar el motor.



-
-
- Verificar si el camión contiene líquido.
 - Verificar presión y temperatura en la cisterna.
 - Colocar la conexión de aterramiento y verificar la señal, para drenar cualquier electricidad estática que se genere durante la carga.
 - Abrir la válvula de venteo en las conexiones de llenado de camiones.
 - Conectar mangueras de carga y retorno de vapores.
 - Cerrar las válvulas de venteo del camión, para comenzar a realizar la carga.
 - Colocar el rotergauge en 90 %, para que indique cuando la cisterna esté un 90 % llena.
 - Introducir el ticket en el medidor. El medidor estampará en el ticket el volumen despachado al terminar la carga.
 - Abrir las válvulas de llenado y retorno de vapores del camión, para comenzar la carga.
 - Abrir las válvulas de carga y retorno de vapores de la estación.
 - Arrancar una bomba y realizar el llenado del camión.
 - El tanque de la unidad debe poseer las palabras GASES INFLAMABLES, la cual debe estar en forma clara y legible.
 - El tanque de la cisterna debe poseer una presión interna mayor de 100 psig y una temperatura mayor de 80 °F.

4.3.3.2 Actividades del operador al finalizar la carga.

- Bloquear la línea de carga y retorno de vapores al camión para comenzar el proceso de desconexión de la manguera.
- Verificar que el rotergauge indique que el cisterna esta lleno 90 %, colocarlo en 100 % y cerrarlo.
- Verificar que las válvulas de retención del camión estén bloqueadas.
- Bloquear las líneas de carga y retorno de vapores de la estación.
- Despresionar las mangueras de carga y retorno de vapores de la estación al sistema de drenaje cerrado y asegurarse de que no haya presión; abriendo



las tomas de los manómetros, con la finalidad de que al momento de desconectar la manguera éstas estén libres de presión y de líquido.

- Desconectar las mangueras de carga, retorno de vapores y el cable de aterramiento.
- Retirar el vehículo.

4.3.4 ESPECIFICACIONES DE LAS ESFERAS DE PROPANO.

4.3.4.1 Esfera de propano D9.80918.

Plano de referencia: X-80930.

Producto almacenado: Propano.

Dimensiones: 35'-3" de diámetro.

Capacidad: 4000 Barriles.

Condiciones de diseño: 325 psig/170 ° F.

Condiciones de operación: 200 psig/100 ° F.

Material de construcción: SA-536 CL-2.

Aislamiento: No tiene.

Corrosión permitida: 1/8".

Fabricante: VAN DAM.

4.3.4.1.1 Válvula de seguridad PSV-809WB.

Punto de ajuste: 325 psig.

Función: Protege a la esfera de una sobrepresión por causa de fuego aliviando los vapores a la atmósfera.

4.3.4.2 Esfera de propano D9.80912.

Plano de referencia: X-80901.

Producto almacenado: Propano.

Dimensiones: 35'-3" de diámetro.



Capacidad: 4000 Barriles.

Condiciones de diseño: 325 psig/170 ° F.

Condiciones de operación: 200 psig/100 ° F.

Material de construcción: SA-537 CL-2.

Aislamiento: No tiene.

Corrosión permitida: 1/8".

Fabricante: VAN DAM.

4.3.4.2.1 Válvula de seguridad PSV-80915.

Punto de ajuste: 325 psig.

Función: Protege a la esfera de una sobrepresión por causa de fuego aliviando los vapores a la atmósfera.

4.3.4.3 Esfera de propano D9.80925.

Accroven.

Producto almacenado: Propano.

Capacidad: 10000 Barriles.

Condiciones de diseño: 325 psig/170 ° F.

Condiciones de operación: 200 psig/100 ° F.

Aislamiento: No tiene.

Corrosión permitida: 1/8".

4.3.5 ESPECIFICACIONES DE LAS BOMBAS D3.80945/63/71/76/77 CARGA A CAMIONES CON PROPANO.

Plano de referencia: X-80901.

Marca y modelo: Bingham Willamette, 3 x 4 x 8A VCR.

Tipo: Vertical, centrífuga dos etapas.

Condición de operación: 250 GPM.



Cabezal diferencial: 248 pies.

NPSH requerido/disponible: 7 pies / 8 pies.

Potencia del motor: 15 hp.

Modo de operación: Cuatro operando y una de respaldo.

Producto manejado: Propano.

4.3.5.1 Válvula de seguridad PSV-80928.

Punto de ajuste: 650 psig.

Función: Alivia la presión del cabezal de descarga debido a expansión térmica del producto en la línea. Ventea a la atmósfera.

4.3.6 ESPECIFICACIONES DE LA LÍNEA DESDE FRACCIONAMIENTO HASTA LAS ESFERAS DE PROPANO.

4.3.6.1 Línea 8" CA 80908.

Plano de referencia: X-80901.

Presión de operación: 200 psig.

Temperatura de operación: 104 ° F.

Presión de diseño: 230 psig.

Temperatura de diseño: 104 ° F.

Producto: Propano en estado líquido.

Acero al carbono.

4.3.7 ESPECIFICACIONES DE LÍNEAS DE CARGA DE PROPANO DESDE LAS ESFERAS HACIA EL LLENADERO.

4.3.7.1 Múltiple 12" CA 80910.

Plano de referencia: X-80901.

Longitud: 66 metros.



Espesor: 0,322 pulgadas.
Presión de operación: 202 psig.
Temperatura de operación: 100 ° F.
Presión de diseño: 232 psig.
Temperatura de diseño: 100 ° F.
Producto: Propano en estado líquido.
Acero al carbono.

4.3.7.2 Línea 6” CA 80911.

Línea hacia las bombas.

Longitud: 18 metros.
Espesor: 0,322 pulgadas.
Plano de referencia: X-80901.
Presión de operación: 215 psig.
Temperatura de operación: 100 ° F.
Presión de diseño: 240 psig.
Temperatura de diseño: 100 ° F.
Producto: Propano en estado líquido.
Acero al carbono.

4.3.7.3 Línea 4” CA 80911. (Desde las bombas).

Línea hacia el múltiple de 6”.

Longitud: 22 metros.
Espesor: 0,322 pulgadas.
Plano de referencia: X-80901.
Presión de operación: 215 psig.
Temperatura de operación: 100 ° F.
Presión de diseño: 240 psig.
Temperatura de diseño: 100 ° F.
Producto: Propano en estado líquido.



Acero al carbono.

4.3.7.4 Línea 6" CA 80911. Múltiple de 6" (Descarga de las bombas).

Longitud: 74 metros.

Espesor: 0,322 pulgadas.

Plano de referencia: X-80901.

Presión de operación: 215 psig.

Temperatura de operación: 100 ° F.

Presión de diseño: 240 psig.

Temperatura de diseño: 100 ° F.

Producto: Propano en estado líquido.

Topografía: Se entierra a los 74 metros y sale a superficie cerca del llenadero.

Acero al carbono.

4.3.7.5 Línea 6" CA 80912. (Múltiple de recirculación hacia las esferas).

Presión de operación: 254 psig.

Temperatura de operación: 100 ° F.

Presión de diseño: 284 psig.

Temperatura de diseño: 100 ° F.

Producto: Propano en estado líquido.

Acero al carbono.

4.3.8 ESPECIFICACIONES DE LÍNEAS DE CARGA DEL LLENADERO DE CAMIONES.

4.3.8.1 Línea 4" CA 80937.

Espesor: 0,322 pulgadas.

Plano de referencia: X-80926.

Presión de operación: 253 psig.



Temperatura de operación: 100 ° F.

Presión de diseño: 283 psig.

Temperatura de diseño: 100 ° F.

Producto: Propano en estado líquido.

Acero al carbono.

4.3.8.2 Línea 4” BA 80934.

Espesor: 0,322 pulgadas.

Plano de referencia: X-80926.

Presión de operación: 253 psig.

Temperatura de operación: 100 ° F.

Presión de diseño: 283 psig.

Temperatura de diseño: 100 ° F.

Producto: Propano en estado líquido.

Acero al carbono.

4.3.9 ESPESOR DE TUBERÍAS.

En esferas y tanques de GLP a presión, las tuberías y facilidades deben satisfacer las normas o requisitos del ANSI B31.3 ó del ANSI B31.4; si es aplicable, así como lo indicado a continuación:

El espesor de las tuberías será igual o mayor que lo indicado por las normas del ANSI B31.3, también se podrá considerar como espesores mínimos de tuberías de acero al carbono los siguientes: Cédula 80 para tubos menores a 50 mm DN (2 pulgadas), Cédula 40 para tubos de 50 a 125 mm DN (2 a 5 pulgadas), 6.4 mm en tuberías de 150 mm DN (6 pulgadas), Cédula 20 en tubos de 200 a 300 mm DN (8 a 12 pulgadas) y Cédula 10 en tubos de 350 mm DN (14 pulgadas) o más.

4.4 ANALIZAR LOS FACTORES DE LOS CUALES DEPENDE LA CAPACIDAD DE FLUJO DE LAS LÍNEAS (DIÁMETRO, LONGITUD,



PERFIL TOPOGRÁFICO, RUGOSIDAD, TEMPERATURA, CAÍDAS DE PRESIÓN POR OBSTRUCCIONES EN LAS LÍNEAS, PÉRDIDAS DE PRESIÓN POR ACCESORIOS, ENTRE OTROS).

La presión en las líneas de carga del llenadero de camiones depende de una serie de factores que disminuyen o precipitan la variación de la misma. En tuberías horizontales, las pérdidas de energía son causadas solamente por cambios en la energía cinética (energía debida al movimiento del fluido) y por el efecto de fricción. En este caso, no ocurren cambios de energía potencial (energía debida a la altura sobre un plano de referencia), puesto que la altura permanece constante. En tuberías verticales e inclinadas, los tres componentes están presentes.

Generalmente, las tuberías utilizadas por las operadoras petroleras en sus sistemas de producción; tanto las tuberías eductoras como las líneas de flujo no son lisas, presentan ciertas deformaciones e irregularidades en sus paredes internas, lo cuál se denomina comúnmente **rugosidad**, la cuál depende del tipo de material, método de fabricación y uso que hayan tenido.

Sin embargo, es lógico pensar que a medida que la tubería sea expuesta a uso, sus paredes internas son alteradas por efectos de erosión, corrosión, depósitos de parafinas, asfalténos, hidratos, produciendo un cambio de rugosidad.

4.4.1 Diámetro.

A menor diámetro la caída de presión es mayor y a mayor diámetro la caída de presión es menor, provocando una disminución de caudal. Los cambios de diámetro en la línea de carga ayudan a disminuir la caída de presión e incrementan la velocidad del fluido.

4.4.2 Longitud.



La longitud afecta la caída de presión, si la presión aplicada en el sistema no es lo suficiente con respecto a la distancia objetivo, el fluido puede presentar diversas restricciones, tales como: formaciones de gas (evaporación de GLP), hidratos y disminución del caudal. Cuanto mayor sea la longitud de la línea mayor será la caída de presión. La longitud de la línea en estudio es 154 metros, distancia relativamente pequeña que junto con los cambios en los diámetros y las bombas, hacen que la caída de presión en el sistema sea mínima.

4.4.3 Perfil topográfico.

Las inclinaciones del terreno provocan pérdidas de presión, debido a que aumenta la energía potencial lo cual produce presencia de gas en la tubería o sea un fluido bifásico. Provocando el fenómeno llamado deslizamiento (slip) y/o velocidad de deslizamiento. El deslizamiento, describe un fenómeno típico que ocurre durante un flujo bifásico gas-líquido y se refiere a la tendencia de la fase de gas a pasar a través (deslizarse) de la fase líquida. La fase de gas se mueve a mayor velocidad que la fase líquida; de aquí el término velocidad de deslizamiento, la cuál es definida como la diferencia entre las velocidades de la fase gaseosa y la fase líquida.

En nuestro caso el fluido se encuentra monofásico (líquido) y en todos los estudios realizados se mantuvo en este estado (Hold up=1). Adicionalmente, en el terreno donde se haya la línea se mantiene totalmente horizontal exceptuando una parte donde la tubería se entierra y sale a superficie nuevamente; este tramo es pequeño (aprox. 20 metros), exceptuando este enterramiento no hay grandes variaciones en la inclinación de la tubería (se mantiene horizontal). Se puede considerar que este factor no influye en gran medida la pérdida de presión en el caso en estudio.

4.4.4 Rugosidad.



Si la fricción a lo largo de la tubería es muy alta, esto da un indicativo que la rugosidad es alta, lo cual provoca pérdidas de presión por fricción. Cuanto mayor sea la superficie interior de la tubería que presente deformaciones o irregularidades, mayor será el coeficiente de fricción y por lo tanto aumentará la caída de presión y viceversa. Según información obtenida en el campo, la tubería evaluada no presenta rugosidad es totalmente lisa, o por lo menos así lo era; ya que posee varios años en funcionamiento, y es lógico pensar que debe haber sufrido algún desgaste interno que haya cambiado la homogeneidad que poseía originalmente.

4.4.5 Temperatura.

La temperatura es un factor importante en las caídas de presión; ya que si hay una disminución de la temperatura, aumenta la viscosidad del líquido, lo cuál produce simultáneamente un incremento de la fricción, aumentando las caídas de presión y también se pueden alcanzar temperaturas que provoquen formación de hidratos. Altas temperaturas pueden originar presencia de gas obteniéndose un fluido bifásico en la línea lo cual es perjudicial.

En el sistema se mantiene la temperatura constante de 100°F, los únicos cambios son los proporcionados por la transición del día y la noche; pero la variación es mínima, por tanto se puede considerar este parámetro constante. Por ésta condición la línea está totalmente descubierta sin ningún tipo de aislante, el único recubrimiento es una pintura a base de zinc que sirve para proteger la línea contra la corrosión.

4.4.6 Caídas de presión por obstrucción en las líneas.

La reducción de temperatura o presión en el sistema pueden producir deposiciones de materiales (hidratos), ésta formación de hidrato produce una disminución del diámetro interno de la tubería y a su vez provoca mayor caída de presión y una disminución del caudal debido a restricción.



4.4.7 Pérdidas de presión por accesorios.

Cuanto mayor sea el número de accesorios tales como válvulas, codos, instrumentos de medición; entre otros, que tenga una línea, mayor será la caída de presión. Los accesorios de tuberías y las válvulas también perturban el flujo normal en una tubería y causan pérdidas por fricción adicional. En una tubería corta con muchos accesorios, la pérdida por fricción en dichos accesorios puede ser mayor que en la tubería recta. La línea en estudio no posee muchos codos pero posee algunas válvulas que provocan una caída de presión adicional; la cual es contrarrestada con el juego en los diámetros y la poca longitud de la línea.

4.5 DETECTAR LOS FACTORES QUE OCASIONAN EL DETERIORO DE LA INTEGRIDAD MECÁNICA DE LAS LÍNEAS.

En la línea de carga del llenadero de camiones intervienen diversos factores que comprometen de alguna manera la integridad de la estructura, desde la característica del fluido manejado, hasta las condiciones del terreno y las condiciones atmosféricas. En el suelo se hayan diversos minerales los cuales producen daño a la superficie de la tubería, este daño es llamado corrosión. También las fuentes atmosféricas producen corrosión, ya que el material con el cual está diseñada la tubería puede reaccionar con algunos elementos presentes en el aire.

La corrosión es el ataque destructivo de un metal por reacción química, electroquímica o metalúrgica con su medio ambiente. Puesto que la corrosión es causada por una reacción química, la velocidad a la cual tiene lugar la corrosión depende en cierta medida de la temperatura y de la concentración de reaccionantes y productos. El esfuerzo mecánico y la erosión son factores que pueden contribuir también a la corrosión.



Puede provocarse una corrosión interna generada por sustancias ácidas presentes en la mezcla, lo cuál genera desgaste de las paredes internas de la tubería. La mezcla que es transportada por las líneas hasta el llenadero aparentemente no posee H_2S ni CO_2 , pero según información obtenida en el campo se pudo conocer que el LPG proporcionado por PETROZUATA para hacer la mezcla en la esfera con el propano de PDVSA, tiene un contenido de azufre ligeramente elevado lo cuál debe estar generando un tipo de corrosión en las paredes internas de la tubería de carga hacia el llenadero.

La línea de carga está protegida con un revestimiento a base de zinc contra la corrosión externa. El proceso de corrosión externa en los metales es un proceso electroquímico, donde se suceden reacciones de oxidación y reducción, estableciéndose un intercambio de electrones, y consecuencia el paso de una corriente eléctrica de componente continua entre un ánodo y un cátodo, a través de un medio conductor. Existe un tramo de la tubería que se haya enterrado, el cuál puede sufrir daño por colocarse en un lugar inadecuado; como por ejemplo terrenos con presencia de arcillas expansivas y/o nivel freático. Las arcillas expansivas pueden producir doblamiento de la tubería o quitarle el recubrimiento de zinc. Los niveles freáticos oxidan la tubería mediante un intercambio de electrones entre el agua y el material de fabricación de la tubería (acero al carbono).

La velocidad máxima se refiere a la velocidad por encima de la cual no es deseable operar la línea. Este es un parámetro fundamental que debe ser evaluado ya que si se sobrepasa los límites permisibles de velocidad del fluido, se puede comprometer seriamente la integridad mecánica de las líneas; ya que los fluidos pueden erosionar la pared interna de la línea y originar vibraciones indeseables ocasionando daños a las líneas de flujo.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES

1. El sistema cuenta con cinco bombas, cuatro en operación y una de respaldo.
2. No existe una caída de presión significativa a lo largo del tramo de tubería.
3. El sistema fue diseñado para manejar propano puro y no para manejar la mezcla que actualmente se carga en las líneas (GLP).
4. El sistema opera con dos bombas trabajando periódicamente.
5. El azufre presente en la mezcla actual debe estar generando algún tipo de corrosión interna en la tubería.
6. La temperatura se mantiene constante a lo largo de la tubería.
7. No existen muchos accesorios a lo largo de la línea.
8. El cambio en los diámetros de la tubería minimiza la caída de presión.
9. La velocidad del fluido es un parámetro fundamental a considerar, a la hora de evaluar un incremento de caudal en las líneas.
10. Las líneas de carga son totalmente lisas, no poseen rugosidad.
11. El sistema no posee elevaciones considerables, que influyan en la presión o en el patrón de flujo desarrollado por el fluido.

12. Las tuberías se encuentran recubiertas de una pintura especial anticorrosiva a base de zinc.

13. El principal factor que afecta la integridad de las líneas de carga del llenadero de camiones es la corrosión.

14. A las condiciones actuales de operación del sistema se está poniendo en riesgo la seguridad del proceso de llenado.

RECOMENDACIONES

1. No se recomienda operar ceca de las condiciones de diseño de los equipos, ya que se puede comprometer la integridad de la estructura.
2. En caso de evaluar un incremento de caudal, debería realizarse un estudio mas profundo sobre las condiciones de las líneas, para ver si éstas soportarían un incremento en la carga.
3. Verificar que la velocidad de operación no esté cercana al valor de la velocidad de erosión.
4. Realizar mantenimiento continuo de las tuberías.
5. Realizar algún tipo de sensibilidades variando los diámetros y la longitud de las líneas para verificar los efectos en el caudal y en las presiones generadas.
6. Evitar la presencia de agentes corrosivos en la mezcla a cargar ($S < 10$ ppm).
7. Revisar el estado del recubrimiento de zinc que poseen las tuberías y efectuar una evaluación de espesores en todos los tramos.

BIBLIOGRAFÍA

1. García A., Luis O., Martínez G., Marcos J. “Estudio de la máxima capacidad de flujo en el poliducto Jusepín-Santa Bárbara / Santa Bárbara-Fraccionamiento Jose para una corriente de LGN dada”. Monografía Áreas especiales de grado, Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui, Escuela de Ingeniería y Cs. Aplicadas. Departamento de Petróleo. Puerto La Cruz, Septiembre (2005).
2. López J., Monteverde S. “Diseño de un gasoducto para el suministro de gas desde el campo Ballenas, Maicao-Colombia hasta el centro refinador Paraguaná-Venezuela”. Monografía Áreas especiales de grado, Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui, Escuela de Ingeniería y Cs. Aplicadas. Departamento de Petróleo. Puerto La Cruz, Agosto (2006).
3. Martínez, Marcías. “Cálculo de tuberías y redes de gas”. Maracaibo, Venezuela. Noviembre (1993). Universidad del Zulia.
4. Ramirez, R., Rodríguez A., Rodrigo E. “Diseño de sistemas de almacenamiento para gasolina y Nafta”. Monografía Áreas especiales de grado. Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui, Escuela de Ingeniería y Cs. Aplicadas. Departamento de Petróleo. Puerto La Cruz, Marzo (2006).
5. Rojas, Gonzalo. “Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado”. Venezuela. Octubre (2003).

APÉNDICE A

FECHA :23/01/2007

PRODUCTO PROPANO

RCC - 001

Nº: 72

Temp. Amb.

		Incert.	Espec.	Conf.	METODOS DE PRUEBA
GRAVEDAD ESPECIFICA @ 60 oF ; s/u	0,5058			-	ASTM D-2598
PRESION DE VAPOR @ 100 oF ; psig	182			-	ASTM D-2598
AZUFRE TOTAL ; ppm/p	< 10			-	ASTM D-5504
CORROSION LAMINA DE COBRE ; No	1			-	ASTM D-1838
VOLATILIDAD ; oF	-41			-	ASTM D-1837
MATERIA RESIDUAL ; mL	< 0.02			-	ASTM D-2158
HUMEDAD ;	PASA			-	ASTM D-2713

ANALISIS CROMATOGRAFICOS :

ASTM D-2163

COMPONENTES :

	%MOL	Incert.	%VOL	Incert.	Espec.
C1	0,060	-	0,037	-	-
CO2	0,030	-	0,019	-	-
C2	1,313	-	1,273	-	-
C3	97,528	-	97,408	-	-
IC4	0,962	-	1,129	-	-
NC4	0,117	-	0,134	-	-
IC5	0,000	-	0,000	-	-
NC5	0,000	-	0,000	-	-
C6+	0,000	-	0,000	-	-

PRODUCTO DE : TANQUE 907

DESTINO : EL TABLAZO, PORT, VENEZUELA

BUQUE/TANQUE: CANADIAN LIBERTY

LUIS MAITA

APROBADOR

12/16/2006 09:31 FAX 58281-2627631
12/15/06 18:20 FAX 5' 1 2627493

SALA DE CONTROL
PETROQUATA C.A.


001
01

Jose-Venezuela	GERENCIA TECNICA	
15-Dec-2006	SERVICIOS DE LABORATORIO	

Certificado de Calidad

Cliente: PDVSA
Producto: Salchicha B de LPG
Bala: 05-V-101B
Fecha de Muestreo: 15/12/06 16:10

Componente	Unidad	Limite		Valor
		Min.	Max.	
(C3+)	%vol	0,000	2,000	0,130
Gravedad especifica liquida				0,5468
Presion de Vapor	PSI	120,000	208,000	133,733
Corrosion lamina de cobre		1	1	1
Azulfre	ppm_wt	0,00	140,00	18,1
Residuo al evaporarse	ml	0,00	0,05	<0,050
Temperatura al evaporarse al 05%	deg_C	-10,0	2,2	-2,0

 PDVSA	PROCEDIMIENTO DE INGENIERÍA	PDVSA L-TP 1.5	
	CÁLCULO HIDRÁULICO DE TUBERÍAS	REVISIÓN 0	FECHA JUL 94
	Página 114		

[Menú Principal](#)

[Índice manual](#)

[Índice volumen](#)

[Índice norma](#)

14.5 Velocidad Máxima para Evitar el Flujo de Neblina

El flujo de neblina es un tipo irreversible de régimen de flujo, o sea, que bajo operaciones normales de proceso no existe, virtualmente, forma de revertirla mezcla bifásica a otro tipo de régimen. En consecuencia, se recomienda evitar el flujo de neblina en líneas de proceso de vapor y líquido para la alimentación de torres, separadores de vapor y líquido y en otras unidades donde una separación de fase puede ocurrir. Se deben usar los mapas de flujo horizontal y vertical de la Figura 1, 2A y 2B, para evitar el flujo de neblina. No obstante dichos mapas no presentan las líneas distintivas de separación entre los flujos anular, anular de neblina y de neblina. Esta materia está aun bajo estudio por los investigadores en el campo. Como un enfoque práctico, se pueden utilizar las siguientes guías para evitar velocidades excesivas en las tuberías de proceso que transportan flujos de fase mixta:

$V_{sm} \leq \frac{100}{\sqrt{\rho_h}}$, pies/seg (basados en una densidad homogénea, ver Punto 2, página 96).

14.6 Erosión en tubería con Flujo Bifásico

Los sistemas de flujo bifásico están casi siempre acompañados por erosión, especialmente en el caso de líneas de proceso diseñadas para transportar flujos a alta velocidad dentro de los regímenes anular o de neblina. El siguiente criterio empírico se utiliza para evitar la posibilidad de erosión en una tubería de acero al carbonobifásico:

$$V_{sm} < \frac{160}{\sqrt{\rho_h}}, \text{ pies/seg}$$

La velocidad de la mezcla, V_{sm} , se define como $V_{sl} + V_{sg}$, que son las velocidades superficiales de las fases de vapor y líquido. ρ_h es la densidad de la mezcla homogénea ya definida en el Punto 2, página 96).

En estos momentos no es posible ofrecer criterios más específicos para evitarla erosión ya que las características del sistema bifásico, el tipo de servicio y el material de la tubería tienen una relación importante en las consideraciones de erosión, pero son muy difíciles de correlacionar.



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
CURSOS ESPECIALES DE GRADO
DEPARTAMENTOS DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO E
INGENIERÍA QUÍMICA

OTORGA EL PRESENTE CERTIFICADO A:

DOUGLAS DOMINGUEZ

PORTADOR DE LA C.I.16.315.904 POR HABER APROBADO LA CÁTEDRA DE:

Control, Transporte y Almacenamiento del Gas

CON UNA DURACIÓN DE: 64 HORAS
PUERTO LA CRUZ, MARZO DE 2007


ING. OLY GUERRA, M. SC.
COORDINADORA ÁREAS DE GRADO




ING. ISVELIA AVENDAÑO, M. SC.
PROF. CÁTEDRA: CONTROL, TRANSPORTE Y
ALMACENAMIENTO DE GAS

TEMA I
FUNDAMENTOS DE MECÁNICA DE LOS FLUIDOS
Flujo en tuberías.
Leyes de la Termodinámica.

TEMA II
FLUJO COMPRESIBLE EN TUBERÍAS

TEMA III
FLUJO BIFÁSICO LÍQUIDO-GAS
Dimensionar tuberías de flujo incompresible.
Cálculo de las dimensiones de tuberías de flujo de gases.
Diseño de tuberías para flujo multifásico.

TEMA IV
INSTRUMENTACIÓN Y MEDICIÓN
Distinguir los conocimientos básicos de los medidores de
Flujo de gas, de nivel, de presión y de temperatura.

TEMA V
RECIPIENTES A PRESIÓN
Diseñar recipientes para almacenamiento a alta presión.

TEMA VI
CONTROL INDUSTRIAL
Diseñar, seleccionar y/o calcular el mecanismo de control de gas más adecuado.



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
CURSOS ESPECIALES DE GRADO
DEPARTAMENTOS DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO E
INGENIERÍA QUÍMICA

OTORGA EL PRESENTE CERTIFICADO A:

DOUGLAS DOMINGUEZ

PORTADOR DE LA C.I.16.315.904 POR HABER APROBADO LA CÁTEDRA DE:

Ingeniería de Yacimiento de Gas

CON UNA DURACIÓN DE: 64 HORAS
PUERTO LA CRUZ, MARZO DE 2007

ING. OLY GUERRA, M. Sc.
COORDINADORA ÁREAS DE GRADO



ING. MARIO BRIONES
PROF. CÁTEDRA: INGENIERÍA DE YACIMIENTOS
DE GAS

TEMA I GENERALIDADES

- CONCEPTOS BÁSICOS DE YACIMIENTO.
- CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS.
- PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS.
- TIPOS DE FUERZAS DE LOS YACIMIENTOS.
- MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DE LOS YACIMIENTOS.

TEMA II YACIMIENTOS DE GAS SECO

- PRINCIPIOS BÁSICOS.
- PROPIEDADES DEL GAS SECO.
- ANÁLISIS PVT PARA YACIMIENTOS DE GAS SECO.
- RESERVAS Y COMPORTAMIENTOS DE YACIMIENTOS DE GAS SECO.

TEMA III YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO

- PRINCIPIOS BÁSICOS.
- PROPIEDADES DEL YACIMIENTO DE GAS CONDENSADO.
- ANÁLISIS PVT PARA YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO.
- RESERVAS Y COMPORTAMIENTOS DE YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO.
- MUESTREO Y VALIDACIÓN DE PRUEBAS DE GAS CONDENSADO.
- TIPOS DE SEPARACIÓN GAS-CONDENSADO

TEMA IV BALANCE DE MATERIALES PARA YACIMIENTOS DE GAS (EBM)

- ECUACIÓN GENERAL.
- CARACTERÍSTICAS DE LA ECUACIÓN BALANCE DE MATERIALES.
- ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIALES PARA DIFERENTES TIPOS DE YACIMIENTOS.
- LIMITACIONES DEL MÉTODO DE LA LÍNEA RECTA DE LA EBM.
- FACTORES QUE AFECTAN LA VALIDEZ DEL MÉTODO DE LA ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIALES.
- CÁLCULOS DEL INFLUJO DE AGUA POR LOS MÉTODOS DE HURST Y VAN EVERDINGEN, CARTER-TRACY, FECKOVICH.
- SUPOSICIONES DE LA EBM.

TEMA V FLUJO DE GAS EN MEDIOS POROSOS

TEMA VI ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN EN POZOS DE GAS

TEMA VII MODELAJE DE YACIMIENTOS DE GAS



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
CURSOS ESPECIALES DE GRADO
DEPARTAMENTOS DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO E
INGENIERÍA QUÍMICA

OTORGA EL PRESENTE CERTIFICADO A:

DOUGLAS DOMINGUEZ

PORTADOR DE LA C.I. 16.315.904 POR HABER APROBADO LA CÁTEDRA DE:

Propiedades De Los Hidrocarburos Y Comportamiento De Fases

CON UNA DURACIÓN DE: 64 HORAS
PUERTO LA CRUZ, MARZO DE 2007

ING. OLY GUERRA, M. SC.
COORDINADORA ÁREAS DE GRADO



ING. JOSÉ FARÍAS
PROF. CÁTEDRA: PROPIEDADES DE LOS
HIDROCARBUROS

TEMA I:

PROPIEDADES FÍSICO-QUÍMICAS Y CLASIFICACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS

- CLASIFICACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS.
- NOMENCLATURA IUPAC DE HIDROCARBUROS.
- PROPIEDADES FÍSICAS DE LOS HIDROCARBUROS.
- PROPIEDADES COLIGATIVAS DE LOS HIDROCARBUROS.
- PROPIEDADES DE TRANSPORTE DE LOS HIDROCARBUROS.
- PROPIEDADES CRÍTICAS DE LOS HIDROCARBUROS.

TEMA II:

CARACTERIZACIÓN DEL GAS NATURAL

- COMPOSICIÓN DEL GAS NATURAL.
- CRÓMATOGRAFÍA DE LA FASE GASEOSA.
- CONTAMINANTES DEL GAS NATURAL.
- CONTENIDO DE LÍQUIDOS CONDENSABLES DEL GAS NATURAL.

TEMA III:

**FUNDAMENTOS DE TERMODINÁMICA APLICADOS A MEZCLAS DE
HIDROCARBUROS**

- PROPIEDADES TERMODINÁMICAS PARA COMPONENTES PUROS Y MEZCLAS.
ECUACIONES DE ESTADO.
- PROPIEDADES DE MEZCLADO.
- EQUILIBRIO DE FASE PARA SISTEMAS MULTICOMPONENTES SIN REACCIÓN QUÍMICA.
DETERMINACIÓN DE LOS PUNTOS DE ROCÍO Y BURBUJEIO.
- CÁLCULO DE LAS COMPOSICIONES DE LAS FASES LÍQUIDO-VAPOR.



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
CURSOS ESPECIALES DE GRADO
DEPARTAMENTOS DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO E
INGENIERÍA QUÍMICA

OTORGA EL PRESENTE CERTIFICADO A:

DOUGLAS DOMINGUEZ

PORTADOR DE LA C.I. 16.315.904 POR HABER APROBADO LA CÁTEDRA DE:

Refinación del Gas Natural

CON UNA DURACIÓN DE: 64 HORAS
PUERTO LA CRUZ, MARZO DE 2007

ING. OLY GUERRA, M. SC.
COORDINADORA ÁREAS DE GRADO

ING. JOSE RONDÓN, M. SC.
PROF. CÁTEDRA: REFINACIÓN DEL GAS
NATURAL



TEMA I

PROCESOS DE SEPARACIÓN DEL GAS NATURAL

- SEPARACIÓN DEL GAS NATURAL DEL CRUDO.
- DETERMINACIÓN DE LAS CONDICIONES ÓPTIMAS DE LA SEPARACIÓN GAS-PETRÓLEO.
- MÚLTIPLES DE SEGREGACIÓN DEL GAS NATURAL.
- FACILIDADES DE ENTRADA A LA PLANTA DE PROCESAMIENTO DEL GAS NATURAL.

TEMA II

ENDULZAMIENTO DEL GAS NATURAL

- EFECTOS DEL CO₂ Y DEL H₂S EN EL PROCESAMIENTO DEL GAS NATURAL.
- PROCESOS DE ENDULZAMIENTO DEL GAS NATURAL CON SOLVENTES QUÍMICOS.
- PROCESOS DE ENDULZAMIENTO DEL GAS NATURAL CON SOLVENTES FÍSICOS.
- PROCESOS DE ENDULZAMIENTO DEL GAS NATURAL CON SOLVENTES HÍBRIDOS.
- PROCESOS DE ENDULZAMIENTO DEL GAS NATURAL POR CONVERSIÓN DIRECTA.
- PARÁMETROS DE DISEÑOS DE LOS EQUIPOS UTILIZADOS EN EL ENDULZAMIENTO DEL GAS NATURAL POR ABSORCIÓN.
- PROCESOS DE ENDULZAMIENTO DEL GAS NATURAL CON LECHO SECO.
- PARÁMETROS DE DISEÑO DE LOS EQUIPOS UTILIZADOS EN EL ENDULZAMIENTO DEL GAS NATURAL POR ADSORCIÓN.
- OTROS PROCESOS DE ENDULZAMIENTO DEL GAS NATURAL.
- SELECCIÓN DEL PROCESO DE ENDULZAMIENTO DEL GAS NATURAL.

TEMA III

DESHIDRATACIÓN DEL GAS NATURAL

- EFECTO DEL CONTENIDO DE AGUA EN EL PROCESAMIENTO DEL GAS NATURAL.
- DESHIDRATACIÓN DEL GAS NATURAL POR ABSORCIÓN GASEOSA.
- PARÁMETROS DE DISEÑO DEL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN POR ABSORCIÓN.
- DESHIDRATACIÓN DEL GAS NATURAL POR ADSORCIÓN GASEOSA.
- PARÁMETROS DE DISEÑO DEL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN POR ADSORCIÓN.

TEMA IV

EXTRACCIÓN DE LÍQUIDOS DEL GAS NATURAL

- REFRIGERACIÓN MECÁNICA.
- VÁLVULAS JOULE THOMSON (EXPANSIÓN IRREVERSIBLE).
- TURBO EXPANSORES (EXPANSIÓN REVERSIBLE).
- TECNOLOGÍAS DE BAJAS TEMPERATURAS.
- EXTRACCIÓN DE LÍQUIDOS DEL GAS NATURAL.

TEMA V

FRACCIONAMIENTO DE LOS LÍQUIDOS DEL GAS NATURAL

- PRODUCTOS DEL GAS NATURAL.
- DISEÑOS DE COLUMNAS DE FRACCIONAMIENTO.
- CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LAS COLUMNAS DE FRACCIONAMIENTO.
- SISTEMAS DE CONTROL DE COLUMNAS DE FRACCIONAMIENTO (LAZOS INTERACTIVOS).
- PROBLEMAS OPERACIONALES DE LAS COLUMNAS DE FRACCIONAMIENTO (ALTERNATIVAS DE SEPARACIÓN).
- DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE FRACCIONAMIENTO EN EL COMPLEJO CRIOGÉNICO DE JOSE.