

**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS  
FACULTAD DE TECNOLOGÍA  
CARRERA DE QUÍMICA INDUSTRIAL**

---



**DESHIDRATACIÓN DE GAS NATURAL**

**POR ABSORCIÓN**

**MEMORIA TÉCNICA**

**Para optar al Título Académico de Licenciatura en Química Industrial**

**Postulante : María Isabel Lemus Maldonado**

**Tutor : Ing. Luis Cuevas Maldonado**

**La Paz – Bolivia**

**2014**

**Dedicatoria:**

La presente investigación está dedicada a todas las personas que me impulsaron a seguir siempre adelante para lograr mi objetivo, dándome fortaleza y apoyo en todo momento. A mis padres Ronald y Juana, a mis amados hijos Cristian y Pablo y a mis dos hermanos Erwin y Wilbert.

**Agradecimientos y reconocimientos:**

A Dios, primero por darme todo lo que tengo y hacerme la persona que soy ahora. A mis queridos padres que confiaron en mí y me dieron su apoyo incondicional, a mis dos amados hijos por ser mi inspiración y mi la razón de cada logro alcanzado, a mi lindo hermano Wilbert Lemus, quien me apoyó y confió en mí.

Agradecer también al Director de la Carrera de Química Industrial por impulsarme a conseguir mi meta. A mi tutor, Ing. Luis Cuevas Maldonado por asesorarme, guiarme y lograr culminar este gran sueño. A todo el plantel docente de la Carrera de Química Industrial por formarme en mis años de estudio.

## CONTENIDO

	PÁGS.
RESUMEN.....	1
I.- DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD LABORAL.....	6
MISIÓN.....	6
VISIÓN.....	6
OBJETIVOS.....	6
Objetivo Estratégico 1.....	6
Objetivo Estratégico 2.....	7
HISTORIA.....	7
II.- DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN DEL GAS NATURAL POR EL MÉTODO DE ABSORCIÓN.....	10
PRESENTACIÓN.....	10
CAPITULO I. GENERALIDADES.....	11
1.1. Objetivos.....	11
1.1.1. Objetivo General.....	11
1.1.2. Objetivos Específicos.....	11
1.2. Justificación.....	11
1.2.1. Acondicionamiento del Gas Natural.....	11
1.2.2. Problemas Originados por la Presencia de Agua en el Gas.....	12
CAPITULO II. ESTUDIO DEL MERCADO.....	13
2.1. Mercado Externo.....	13

2.1.1. Brasil.....	14
2.1.2. Argentina.....	15
2.2. Mercado Interno.....	16
<b>CAPITULO III. MARCO TEORICO: GENERALIDADES SOBRE DESHIDRATACIÓN.....</b>	<b>17</b>
3.1. Hidratos.....	17
3.1.1. Definición y Composición.....	17
a) Moléculas pequeñas.....	17
b) Moléculas Grandes.....	17
3.1.2. Contenido de agua en el gas.....	18
3.1.3. Medición del Contenido de Agua.....	26
3.1.4. Condiciones para el Incremento de Formación de Hidratos.....	27
3.1.5. Predicción de Condiciones de Formación de Hidratos.....	27
3.1.6. Métodos para Prevenir la Formación de Hidratos.....	28
a) Inyección de sustancias inhibidoras.....	29
b) Deshidratación por absorción.....	31
c) Deshidratación por adsorción.....	31
3.2. Fundamentos de la Deshidratación.....	31
<b>CAPITULO IV. MARCO PRÁCTICO. SELECCIÓN Y DESCRIPCIÓN DE PROCESOS.....</b>	<b>33</b>
4.1. Selección de la Torre Deshidratadora.....	33
4.2. Selección del Líquido Absorbente.....	36

a) Cloruro de Calcio.....	37
b) Cloruro de Litio.....	37
c) Solución de Monoetanol Amina (MEA) 10 a 30%, Dietilen Glicol (DEG) 60 a 85% y agua 5 a 10%.....	37
d) DEG (DIETILEN GLICOL).....	37
e) TEG (TRIETILEN GLICOL).....	38
4.2.1. Propiedades Físicas del TEG.....	38
4.3. Procesos de una Planta de Tratamiento de Gas Natural.....	40
a) Separación de Entrada y Estabilización del Condensado.....	42
b) Deshidratación del Gas por Absorción.....	43
c) Sistema de Recuperación de GLP.....	44
d) Sistema de Compresión – Inyección.....	45
e) Almacenamiento de Productos.....	45
f) Otros Sistemas.....	46
4.4. Descripción de la Planta de Deshidratación por Absorción.....	46
4.5. Configuración del Sistema.....	48
CAPITULO V. ESTUDIO ECONOMICO Y FINANCIERO.....	50
5.1. Inversiones.....	50
5.1.1. Precio de Trietilen Glicol.....	50
5.1.2. Precio de Rehervidor.....	51
5.2. Inversiones Totales.....	51

CONCLUSIONES.....	53
RECOMENDACIONES.....	54
BIBLIOGRAFÍA.....	54

## **MEMORIA TÉCNICA**

### **DESHIDRATACIÓN DE GAS NATURAL POR ABSORCIÓN**

#### **RESUMEN.**

##### **1.- ENUNCIADO DE LA MEMORIA TECNICA.**

El título de la presente investigación es:

**“DESHIDRATACIÓN DE GAS NATURAL POR ABSORCIÓN”**

##### **2. INTRODUCCIÓN.**

El gas natural ha cobrado una importancia primordial en la economía del país, debido a la exportación de este energético, primero a la república Argentina y ahora a la república del Brasil. Además, el descubrimiento de nuevas grandes reservas ha convertido a nuestro país en el centro integrador energético del Cono Sur.

Gracias al Contrato de venta de Gas al Brasil, actualmente se ha logrado ampliar el volumen de reservas de Gas Natural Probadas desde 7,88 TCF (TRILLION CUBIC FEET; TRILLONES DE PIES CUBICOS POR SUS SIGLAS EN INGLÉS) al 01-ENE-96, hasta 9,94 TCF( de acuerdo al estudio de la cuantificación de reservas de gas natural al 31 de diciembre de 2009, realizado por la certificadora estadounidense Ryder Scott, donde incluye además 3,71 TCF probables y 6,25 TCF posibles); sin embargo la meta del Gobierno es contar con 18 TCF de Gas Natural en Reservas Probadas, hasta el año 2025 (de acuerdo al encuentro “Soberanía Hidrocarburífera al 2025”, realizado en la ciudad de Tarija a fines de Octubre 2013)

El referido contrato de venta de Gas al Brasil, en su addendum N° 1 establece los volúmenes requeridos que varían desde 8 hasta 18 Millones de Metros Cúbicos Día (MM MCD), 282 hasta 636 Millones de Pies Cúbicos Día (MM PCD); sin embargo a la fecha (Octubre 2013) se exporta un promedio de 31 Millones de Metros Cúbicos Día (MM



MCD), de acuerdo a las varias modificaciones que se realizaron por acuerdos gubernamentales (Lula Da Silva – Evo Morales).

Todos estos volúmenes son superiores a los exportados a la República Argentina (15 Millones de Metros Cúbicos Día, volumen promedio Octubre 2013).

El objetivo fundamental de una Planta de Deshidratación de Gas es el de reducir el contenido de agua presente en el Gas Natural, hasta alcanzar límites aceptables. El Gas producido por los pozos, siempre tiene consigo un contenido de agua en forma de hidratos que son muy perjudiciales para su transporte.

Al bajar la temperatura o aumentar la presión, los Hidratos que acompañan al Gas Natural pueden licuarse o, peor aún, convertirse en sólidos similares al hielo y por tanto, se constituyen en serios problemas para el transporte del Gas a través de los ductos.

### **3. ANTECEDENTES.**

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

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

Si éste es enviado a un sistema de transporte; el agua condensa y se deposita en forma líquida en las tuberías (gasoducto) lo que reduce la capacidad de flujo o de transmisión y aumento en la caída de presión. Además la presencia de agua e hidrocarburo permite a condiciones favorables de presión y temperatura la formación de hidratos, permitiendo taponamiento, roturas en piezas rotatorias y además de otros problemas operacionales.

Por otra parte, los componentes ácidos en presencia de agua generan compuestos corrosivos que atacan la metalurgia y reducen la vida útil de tuberías, equipos y accesorios.

Los hidratos son una mezcla de agua y otras moléculas pequeñas que a bajas temperaturas producen un sólido con apariencia de hielo, pero con una estructura diferente.

Para determinar el contenido de agua en el gas y predecir la formación de hidratos, existen correlaciones que consideran que el contenido de agua se encuentra en saturación de equilibrio.

Existen tres métodos para prevenir la formación de hidratos:

- 3.1. Inyección de sustancias inhibidoras
- 3.2. Deshidratación por absorción
- 3.3. Deshidratación por adsorción

Cada uno de estos métodos tiene sus ventajas y desventajas:

El primero no requiere grandes inversiones para instalaciones adicionales, sin embargo, la mayoría de los inhibidores tienen un efecto mínimo sobre los hidratos cuando están en estado gaseoso, además la solución líquida resultante de la inhibición puede emulsionarse creando problemas, aguas abajo de las unidades de proceso y requiriendo contar con una separación eficiente del inhibidor.

La Deshidratación por Absorción es el método más económico y eficiente cuando se logran las especificaciones requeridas de deshidratación.

La Deshidratación por Adsorción es un método bastante eficiente de deshidratación ya que se obtiene un gas extra-seco. Requiere alta inversión inicial y los desecantes son sensibles a la contaminación.

En síntesis, la Deshidratación por Absorción es la operación de extraer los componentes licuables (agua), de una masa gaseosa, mediante la aplicación de un líquido absorbente.

#### **4. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.**

Un aspecto que suele complicar el manejo del gas producido, es conocer con certeza el volumen de agua, que puede estar disperso en el gas natural, (generalmente se encuentra saturado con agua en forma de vapor). Los cambios en la temperatura y presión condensan

este vapor que altera el estado físico de gas a líquido y luego a sólido dentro de las tuberías y otros recipientes, que pueden generar problemas que pudieran llegar a ser graves, como en los sistemas criogénicos que no tienen ninguna tolerancia al agua, ya que estos trabajan a temperaturas comprendidas entre  $-37,78$   $-148,89$  °C y el agua podría causar problemas muy graves a nivel operacional.

Este vapor de agua debe ser removido para evitar en el sistema los siguientes problemas: Formación de ácidos, peligro de explosión y obstrucción en la tubería.

## **5. OBJETIVOS DE LA MEMORIA TECNICA.**

### **5.1.- Objetivo General.**

El principal objetivo del presente trabajo es el de analizar métodos prácticos de Diseño de Procesos para la deshidratación del Gas Natural mediante la absorción.

### **5.2.- Objetivos Específicos.**

Los objetivos específicos de la investigación son:

- Conocer los principales métodos de deshidratación de gas natural, los cuales son: La ADSORCIÓN, mediante desecantes sólidos y La ABSORCIÓN mediante desecantes líquidos como el Glicol.
- Demostrar que la Deshidratación por Absorción es el método más conveniente en el campo hidrocarburífero.
- Aplicar el método a cualquier campo de reserva de gas del país.

## **6. JUSTIFICACIÓN.**

### **6.1. Acondicionamiento del Gas Natural.**

El Gas Natural producido por los pozos gasíferos, siempre viene asociado con agua en mayor o menor cantidad, lo que puede provocar la formación de “hidratos”, bajo determinadas condiciones. Los hidratos resultan de la mezcla de moléculas de agua y de hidrocarburos ligeros, en condiciones de alta presión y de temperaturas no muy elevadas (aunque suelen aparecer por encima de 0°C). Dichos hidratos se presentan en forma sólida

al bajar la temperatura del Gas Natural y pueden provocar taponamientos en los ductos que transportan el gas, problemas de corrosión y también problemas de obstrucción en los espacios porales de los reservorios.

Es por ello que, para cualquier uso que se quiera dar al Gas Natural, éste debe ser previamente acondicionado, es decir, reducir su contenido de agua a un valor máximo establecido y alcanzar valores de presión y de temperatura requeridos.

Como ejemplo, podemos mencionar que en los contratos de compra-venta de Gas Natural, se establecen los valores de presión, temperatura y el contenido máximo de agua.

## **6.2. Problemas Originados por la presencia de Agua en el Gas.**

Tal como se menciona en el anterior acápite, la presencia de agua en una corriente gaseosa puede ocasionar varios problemas, de los cuales podemos mencionar:

a) Formación de “Tapones” en los gasoductos. Al bajar la temperatura, los hidratos crecen como cristales, en forma similar al hielo, taponeando las líneas por las que fluye el gas, sobre todo en las restricciones tales como válvulas, placas porta orificio, válvulas de retención, reducciones, etc.

Estos tapones, al impedir el flujo normal de gas, elevan la presión aguas arriba en forma peligrosa, obligando a aliviar la sobrepresión mediante la quema de grandes volúmenes de gas o el cierre de pozos productores, con la consiguiente pérdida económica que ello involucra.

b) Problemas de corrosión en los ductos accesorios y equipos o contenedores de planta, tales como: Compresores, Intercambiadores, Separadores, Depuradores, etc.

c) Problemas de migración en los espacios porales de los reservorios, cuando el gas es reinyectado en los mismos. La velocidad de flujo se reduce y se altera la permeabilidad y porosidad de la arenisca.

## **I.- DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD LABORAL.**



La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) nace en sustitución de la Superintendencia de Hidrocarburos, con renovadas responsabilidades y en el vigente marco constitucional. Su tarea es regular, controlar, fiscalizar y supervisar, de acuerdo a las políticas nacionales, todas las actividades de la cadena de hidrocarburos desarrolladas dentro de nuestra extensa geografía nacional.

### **MISIÓN.**

“Regular, supervisar, controlar y fiscalizar la cadena de hidrocarburos hasta la industrialización, verificando el cumplimiento de las obligaciones de los regulados, los derechos de los usuarios y de los consumidores, a fin de lograr el aprovechamiento óptimo y sostenible de los recursos hidrocarburíferos, con eficacia, eficiencia y transparencia”.

### **VISIÓN.**

“Ser la entidad altamente técnica y especializada en la gestión de regulación, supervisión, control y fiscalización del sector de hidrocarburos, que a través de la continua investigación e implementación de nuevas tecnologías, sea reconocida nacional e internacionalmente”.

### **OBJETIVOS**

#### **Objetivo Estratégico 1.**

“Asegurar la continuidad del abastecimiento, la calidad de los servicios y productos hidrocarburíferos, y precautelar los intereses del Estado respecto de la exploración, producción, transporte, comercialización e industrialización de los hidrocarburos, a través de una oportuna y efectiva regulación, supervisión, control y fiscalización”.

## **Objetivo Estratégico 2.**

“Implementar herramientas tecnológicas ágiles y oportunas para optimizar los procedimientos técnicos y administrativos que faciliten una gestión por resultados transparentes”.

## **HISTORIA.**

El 29 de agosto de 1985 se promulgó el Decreto Supremo 21060 que sustentó los cimientos del modelo neoliberal en Bolivia.

Con el 21060 rigió la economía de libre mercado y con ella se abrió la privatización y capitalización de las empresas estratégicas del Estado.

Los cambios en la economía del país fueron acompañados con la creación de una serie de instituciones del Estado. Entre ellas figura la del Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE), dentro de la cual estuvo la ex Superintendencia de Hidrocarburos.

Sin embargo, tras dos décadas de funcionamiento de las instituciones creadas bajo el Sistema de Regulación Sectorial, éstas estuvieron lejos de cumplir con su misión de proteger los intereses del Estado y del consumidor y, por el contrario, se mostraron funcionales a los intereses de las empresas reguladas.

Con la refundación del país y la Revolución Democrática y Cultural que el país emprendió el 22 de enero de 2006, el Gobierno del Presidente Evo Morales incorporó los derechos de una mayoría marginada de la vida republicana y los incluyó en las decisiones de la sociedad civil organizada.

Es en ese momento histórico, trascendental para Bolivia y América Latina, en el que se inicia la aplicación de una serie de medidas orientadas a desmontar a la política neoliberal.

Y la medida económica más importante asumida por el Presidente Evo Morales, el 1 de mayo de 2006, es la promulgación del Decreto Supremo 28701, por el que se nacionaliza los hidrocarburos y se destruye la columna vertebral del modelo neoliberal.

Y es que la gestión del presidente Morales está marcada por la recuperación de las empresas estatales, la nacionalización de los hidrocarburos y la convocatoria a la Asamblea Constituyente que trajo consigo una nueva Constitución Política del Estado y la anhelada refundación del país.

Con el nacimiento de este nuevo Estado, plurinacional e incluyente, se modifica el Sistema de Regulación y nace la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), en sustitución de la Superintendencia de Hidrocarburos, con renovadas responsabilidades y en el vigente marco constitucional.

El trabajo de la ANH, como lo establece el Pacto Social aprobado por los bolivianos, está orientado a velar por los intereses del ciudadano, no como consumidor sino como persona que tiene el derecho de satisfacer sus necesidades de comunicación, tierra, agua y energía de manera oportuna, adecuada y justa.

De ser una institución al servicio de las empresas reguladas durante el periodo neoliberal, hoy, en el nuevo Estado Plurinacional, la Agencia Nacional de Hidrocarburos regula, controla, fiscaliza y supervisa, en el marco de políticas nacionales, todas las actividades de la cadena de hidrocarburos desarrolladas dentro de nuestra extensa geografía nacional.

Y no sólo se encarga de regular la comercialización de los combustibles, sino que ahora trabaja en la fiscalización de los hidrocarburos desde su exploración hasta su llegada al consumidor final.

Ese mandato, claro y objetivo, está inscrito en el artículo 365 de la Constitución Política del Estado.

El compromiso con el pueblo boliviano ha orientado a la ANH a forjar caminos por una patria con igualdad y justicia social y éstos principios lo expresa cada día en la responsabilidad de velar por los derechos de los consumidores en términos de calidad y continuidad en el abastecimiento de servicios hidrocarburiíferos.

Y es que la visión de la institución reguladora no solo precautela los intereses del Estado boliviano, de las empresas nacionalizadas y del consumidor del mercado interno, sino que también contribuye al desarrollo de la economía nacional.

Para cumplir con su mandato constitucional, la Agencia Nacional de Hidrocarburos, a través de la más moderna tecnología, ha instruido la instalación de cámaras de video en todas las estaciones de servicio del país y utiliza la red internet para la renovación de las licencias de operación de esas empresas desburocratizando así el trámite.

Está en marcha también la utilización de chips volumétricos y sistemas de posicionamiento global en los vehículos que transportan combustibles y se ha iniciado el proyecto B-Sisa, el cual incluirá en un solo sistema informático a todos los automotores del país para conocer el consumo de combustible y evitar, mediante ese mecanismo de control y su contrabando.

La innovación tecnológica, permitirá a la ANH cumplir con lo que establece el artículo 365 de la Constitución Política del Estado.

El trabajo de esta institución estatal se inscribe en el Decreto Supremo 29894 del 7 de febrero de 2009 del Sistema de Regulación Sectorial y Sistema de Regulación de Recursos Naturales No Renovables.

La Resolución Administrativa 474/2009 del 7 de mayo de 2009 es la norma legal que marca su aniversario de creación.



## **II.- DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN DEL GAS NATURAL POR EL MÉTODO DE ABSORCIÓN.**

### **PRESENTACIÓN.**

En estos procesos de deshidratación de gas natural es muy importante extraer los vapores de agua que se encuentran en el gas debido a que los mismos pueden producir taponamientos de válvulas, taponamiento de equipos y taponamiento de líneas de gas, impidiendo que un proceso de deshidratación sea óptimo y eficaz.

Los principales métodos de deshidratación de gas natural se los realiza mediante la adsorción con desecantes sólidos y mediante la absorción con desecantes líquidos como el glicol.

Ambos métodos son muy importantes para la deshidratación de gas natural pero se debe de tomar en cuenta la cantidad de vapor de agua a extraerse en cada proceso, ya que deben tomarse en cuenta la calidad del gas natural, cantidad de vapores de agua, costos y mantenimientos de equipos.

En estos tipos de deshidratación de gas natural se deben de tomar en cuentas variables como: presión, temperatura, calidad del desecante tanto en sólido como en líquido.

## CAPITULO I.

### GENERALIDADES

#### **1.1. Objetivos.**

##### **1.1.1. Objetivo General**

Analizar métodos prácticos de Diseño de Procesos para la deshidratación del Gas Natural mediante la absorción.

##### **1.1.2. Objetivos Específicos**

- Demostrar que la Deshidratación por Absorción es el método más conveniente en el campo hidrocarburífero.
- Aplicar el método a cualquier campo de reserva de gas del país (que no está a nivel del mar).

#### **1.2. Justificación.**

##### **1.2.1. Acondicionamiento del Gas Natural**

El Gas Natural producido por los pozos gasíferos, siempre viene asociado con agua en mayor o menor cantidad, lo que puede provocar la formación de “hidratos”, bajo determinadas condiciones. Los hidratos resultan de la mezcla de moléculas de agua y de hidrocarburos ligeros, en condiciones de alta presión y de temperaturas no muy elevadas (aunque suelen aparecer por encima de 0°C). Dichos hidratos se presentan en forma sólida al bajar la temperatura del Gas Natural y pueden provocar taponamientos en los ductos que transportan el gas, problemas de corrosión y también problemas de obstrucción en los espacios porales de los reservorios.

Es por ello que, para cualquier uso que se quiera dar al Gas Natural, éste debe ser previamente acondicionado, es decir, reducir su contenido de agua a un valor máximo establecido y alcanzar valores de presión y de temperatura requeridos.

Como ejemplo, podemos mencionar que en los contratos de compra-venta de Gas Natural, se establecen los valores de presión, temperatura y el contenido máximo de agua.

### **1.2.2. Problemas Originados por la Presencia de Agua en el Gas**

Tal como se menciona en el anterior acápite, la presencia de agua en una corriente gaseosa puede ocasionar varios problemas, de los cuales podemos mencionar:

**a)** Formación de “Tapones” en los gasoductos. Al bajar la temperatura, los hidratos crecen como cristales, en forma similar al hielo, taponando la línea por la que fluye el gas, sobre todo en las restricciones tales como válvulas, placas portaorificio, válvulas de retención, reducciones, etc.

Estos tapones, al impedir el flujo normal de gas, elevan la presión aguas arriba en forma peligrosa, obligando a aliviar la sobrepresión mediante la quema de grandes volúmenes de gas o el cierre de pozos productores, con la consiguiente pérdida económica que ello involucra.

**b)** Problemas de corrosión en los ductos, accesorios y quipos o contenedores de planta, tales como: Compresores, Intercambiadores, Separadores, Depuradores, etc.

**c)** Problemas de migración en los espacios porales de los reservorios, cuando el gas es reinyectado en los mismos. La velocidad de flujo se reduce y se altera la permeabilidad y porosidad de la arenisca.

## CAPITULO II.

### ESTUDIO DEL MERCADO

#### **2.1. Mercado Externo**

La ubicación estratégica de Bolivia en el corazón de Sud América, además de las grandes reservas de Gas descubiertas últimamente determina que nuestro país sea por excelencia, el principal proveedor de este energético, sobre todo a los países limítrofes que representan actualmente mercados potenciales para el Gas Natural y sus derivados.

En la introducción del presente proyecto ya se menciona las grandes posibilidades de exportación, aspecto que será tratado con mayor amplitud en el presente capítulo. Para ello se ha elaborado una proyección optimista de mercados sobre la base de una anterior elaborada por Y.P.F.B., lo que se pretende es considerar la máxima demanda posible para compararla con las reservas.

Desde 1972 se ha exportado a la República Argentina volúmenes inferiores a los 200 millones de pies cúbicos día (MMPCD) o 5,66 millones de metros cúbicos día (MM MCD).

A partir de la firma del Contrato de Venta de Gas a Brasil, nuestro país se convierte en uno de los primeros países exportadores de gas natural de América del Sur.

Durante el primer trimestre de 2013, las exportaciones comercializadas de gas natural por YPFB a los mercados de Argentina y Brasil se incrementaron en 56,96% y 20,26%, respectivamente.

El director Nacional de Gas Natural de YPFB, Jorge Sosa Suárez, precisó que la cifra representa un incremento de 18,5% comparado con igual periodo de 2012, cuando se facturaron poco más de US\$ 3,844 millones por las ventas de gas a ambos mercados.

Cifras oficiales indican que la producción de hidrocarburos representa la actividad económica con mayor valor en las exportaciones de Bolivia.

Las ventas de gas natural boliviano a Argentina y Brasil ascendieron a un total de US\$ 4,558 millones en los primeros nueve meses de 2013, según informe de la petrolera estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).

### **2.1.1. Brasil**

El 17 de febrero de 1993 se firmó el Contrato de Compra-Venta de Gas Natural entre YPF y PETROBRAS. Dicho contrato de veinte años de duración estableció la venta inicial de 8 MM MCD equivalentes a 282 MM PCD durante los primeros siete años. Este caudal se incrementará, a partir del octavo año hasta 16 MM MCD, (565 MM PCD).

Posteriormente se firmaron los Addendums 1 y 2 que modifican algunos términos del convenio original y sobre todo amplían estos caudales hasta 18,08 MM MCD, (638,50 MM PCD).

El área de influencia de éste convenio en el Sud y el Sud-Este del Brasil, así como los Estados de Mato Grosso do Sul, siendo los principales sectores de la demanda de éste energético, el Industrial y la Generación de Energía Eléctrica.

El Gasoducto Internacional para el transporte del Gas tiene una longitud total de 3133 Km y un diámetro nominal desde 16” hasta 32”, cubriendo el siguiente trayecto: Río Grande, Puerto Suárez en Bolivia y, Corumba, Miranda, Mimoso, Miriandópolis, Ibitinga, Paulinia, Guararema, Riberão Branco, Araucária, Biguaçu, Criúma y Porto Alegre en el Brasil.

La longitud del gasoducto en el territorio nacional es de 577 Km, con una inversión de 350 millones de dólares. La longitud en territorio brasilero es de 2576 Km., con una inversión de 1400 millones de dólares.

El volumen total a ser vendido durante los veinte años alcanza a 4,03 trillones de pies cúbicos (TPC).

Las entregas de gas al Brasil se iniciaron durante los meses de marzo y abril de 1999, con un volumen total de 2472,63 MMPC sólo para “empaquetar” el gasoducto. A partir del mes

de julio del mismo año se inició la exportación regular de gas, con volúmenes que varían entre 50 y 100 MMPCD.

Entre enero y marzo de 2013, la estatal petrolera boliviana comercializó a Brasil un promedio de 32,01 MM MCD de gas natural. Este volumen supera en 20,26% respecto al volumen exportado en el mismo periodo de la gestión pasada (2012), cuando la estatal petrolera boliviana envió 26,62 MM MCD al país vecino, en el marco del cumplimiento del contrato de compra venta de gas natural suscrito entre YPFB y Petrobras GSA.

Los volúmenes diarios exportados a Brasil mostraron estabilidad a lo largo del primer trimestre, con volúmenes diarios superiores a los 31 millones de metros cúbicos (MM MC) que se registraron durante todos los días del mes excepto los días 25 y 28 de febrero, días en que se registraron volúmenes de exportación de 27,1 y 26,9 MM MC. Asimismo, el volumen más alto fue de 32,1 MM MC.

### **2.1.2. Argentina**

Pese a que concluyó el Contrato de Compra-Venta con este país, actualmente la empresa PLUSPETROL está exportando alrededor de 3 MM PCD mediante el gasoducto Bermejo-Campo Ramos y que es empleado para generar energía eléctrica en Tucumán. Existe la intención de ampliar la capacidad de generación de termoelectricidad para lo cual se habla de un requerimiento de 10 MMPCD, valor con el cual se puede efectuar una proyección con una tasa de crecimiento reducida del 1% anual, durante 20 años, resulta en un volumen total de 0,08 TPC.

Los volúmenes promedio de gas natural facturados a la Argentina en el primer trimestre de 2013 fueron de 14,63 millones de metros cúbicos por día (MM MCD) mayores a los facturados durante igual periodo de 2012 que alcanzó a 9,32 MM MCD.

La adenda al contrato entre YPFB y Energía Argentina S.A. (ENARSA) firmada en marzo de 2010, establece un incremento en los volúmenes comprometidos para el mercado argentino. El volumen exportado considera además los volúmenes enviados bajo contrato interrumpible.

Los volúmenes exportados al mercado argentino durante los primeros 18 días de enero de 2013 mostraron valores diarios menores a los 14 MM MC y a partir del 19 de enero hasta el final del trimestre de la pasada gestión se mantuvieron mostrando valores diarios entre los 14 y los 16,9 MM MC. El volumen diario más bajo alcanzó un valor de 9,6 MM MC registrado los días 1, 6, 7 y 8 al 12 de enero. Asimismo, el volumen diario más alto fue de 16,9 MM MC.

## **2.2. Mercado Interno**

A diciembre de 1999 los volúmenes entregados al mercado local alcanzaron a un promedio diario de 112,42 MMPCD (3,18 MM MCD), que está un poco por encima del total de gas exportado que llegó a 109,38 MMPCD (3,10 MM MCD). De este promedio diario para el mercado local, el 58.2% está destinado para la Generación de Energía Termoeléctrica.

Pese a haber superado los volúmenes exportados, los volúmenes del gas entregado al mercado local se encuentran por debajo de los calculados en pronóstico mensual de Y.P.F.B.

En promedio el consumo del mercado interno durante el primer trimestre de 2013, alcanzó a 8,26 MM MCD, lo que representa un incremento del 1,48% respecto a igual periodo de 2012.

En la estructura del mercado interno, el sector Residencial, Comercial, Industrial y Transporte Vehicular es el mayor consumidor del energético, registrándose entre enero a marzo de 2013, un consumo promedio de 4,08 MM MCD, lo que representa el 49,42% del consumo total.

Le siguen el sector Eléctrico que tuvo un consumo promedio de 3,56 MM MCD lo que representó el 43.10% del consumo total. Finalmente, el sector Consumidores Directos y Otros tuvo un consumo promedio de 0,62 MM MCD, lo que representó el 7,48% del consumo total (AN-YPFB).

### CAPITULO III.

#### MARCO TEORICO: GENERALIDADES SOBRE DESHIDRATACIÓN

##### **3.1. Hidratos**

###### **3.1.1. Definición y Composición.**

“Un hidrato, es una mezcla de agua y otras moléculas pequeñas que producen un sólido con apariencia de hielo, pero que posee una estructura diferente. Hay dos estructuras cristalinas para los hidratos:

###### **a) Moléculas pequeñas.-**

Cuerpo cúbico centrado, estructura I:  $\text{CH}_4, \text{C}_2\text{H}_6, \text{H}_2\text{S}$

###### **b) Moléculas Grandes.-**

Cuerpo en forma de diamante, con 17 moléculas de agua por molécula de gas, estructura II:  $\text{C}_3\text{H}_8, \text{iC}_4\text{H}_{10}$ .

Una mezcla de gases puede formar una estructura II. El número límite de hidratos (relación de moléculas de agua a moléculas de Componentes Gaseosos incluidos), se calcula usando el tamaño de las moléculas de gas y el tamaño de los orificios en la rejilla del agua. Estos límites son  $5 \frac{3}{4}$  para gases más pequeños, tales como Metano y  $7 \frac{2}{3}$  para tamaño medio como el Hexano, ambos en estructura I.

Para moléculas más grandes que ocupan sólo los orificios más grandes en la estructura II, el número límite de hidratos es 17. Sin embargo, en ambos casos la estructura de los hidratos es estable a menos del 100 % del llenado.

Al formarse los hidratos, las moléculas de gas son atrapadas en las cavidades de las estructuras. Dichas cavidades se presentan en forma de reticulado, compuesto por moléculas de agua encadenadas por enlaces de hidrógeno. Las moléculas de agua, son miembros estructurales, similares a la estructura de un edificio. Sin embargo, la estructura es débil y puede colapsarse, a menos que esté soportada por cualquier masa que ocupe las



cavidades. Un tipo de estructura consta de 46 moléculas de agua, encerrando dos tipos de cavidades: Una de ellas está formada por un dodecaedro pentagonal, con la fórmula  $H_{40}O_{20}$ . Las otras cavidades grandes, están formadas por puentes entre el dodecaedro formado por las seis moléculas de agua remanentes. El metano, etano y ácido sulfhídrico pueden ocupar cavidades pequeñas, mientras que los propanos y butanos sólo ocupan cavidades grandes. Esto explica por qué éstos últimos forman hidratos estables.

Las moléculas mayores al n-butano son demasiado grandes para formar hidratos, ya que no pueden caber en las cavidades. En efecto, las moléculas grandes tienden a inhibir la formación de hidratos, mientras el cristal trata de formarse a su alrededor.

En un hidrato dado, puede ser que no todos los vacíos sean llenados, sólo algunos necesarios para soportar la estructura sólida. De este modo es que la fórmula de los hidratos varía. También se debe mencionar que la presión deforma la estructura y la figura de las cavidades. Esto, afecta la capacidad de un hidrato para algunas moléculas grandes.

Los hidratos tienden a formarse en el contacto agua-gas, con la mayor parte de las moléculas que están en solución con la fase acuosa. Consecuentemente, el ácido sulfhídrico y el bióxido de carbono, aceleran la formación de hidratos, incluso a altas temperaturas, debido a que son más solubles en el agua que la mayoría de los hidrocarburos. La alta turbulencia, reduce la formación efectiva de los hidratos, un poco por debajo que las obtenidas en celdas de laboratorio.

### **3.1.2. Contenido de agua en el gas.**

Aplicando los principios del equilibrio a un sistema bifásico agua-gas, el concepto de presiones parciales es válido a una presión por encima de 3 a 4 bares, (45 a 60 PSI). Si asumimos que algo de agua está presente primariamente como una fase líquida separada, de la Figura N° 3.1 podemos escribir la ecuación de presión parcial básica como:

Fig. N° 3.1

$$P Y_w = P_v \quad (\text{Ec. 3.1})$$

En la fase agua:  $X_w = 1,0$

gas

Donde:

$P Y_w$

$P_v$

$P$  = Presión total del sistema

agua

$Y_w$  = Fracción molar del agua en la fase gaseosa en equilibrio

$P_v$  = Presión de vapor del agua, a la temperatura del sistema.

Esta ecuación es válida mientras los términos de presión estén en unidades consistentes y para presiones cercanas a la atmosférica. Para presiones superiores se ha propuesto una serie de gráficas de contenido de agua, donde este contenido ha sido correlacionado sólo como función de la presión y la temperatura. Estas gráficas se basan en gases pobres, típicos de aquellos vendidos como combustible.

Para gases naturales pobres y dulces, conteniendo más del 70% de metano y pequeñas cantidades de pesados, las correlaciones de presión-temperatura son convenientes para muchas aplicaciones. La Fig. N° B-4.1 del Anexo B, es un ejemplo de una de dichas correlaciones.

Esta figura ha sido ampliamente usada por muchos años en el diseño de deshidratadores de gas natural, se publicó por primera vez en 1958 y se basa en datos experimentales disponibles en ese entonces. La gravedad del gas no siempre es adecuado para efectos de composición, especialmente en la predicción de condiciones de formación de hidratos y del contenido de agua en presiones elevadas.

La figura N° B-4.2, del Anexo B, es una correlación basada en contenidos reales de agua en gas pobre, compatible con otras anteriores de esta naturaleza, incluyendo la Figura N° B-4.1 del Anexo B. A una presión y temperatura dadas, el contenido de agua mostrado, está en

saturación de equilibrio; el gas está totalmente saturado de agua. Puesto de otra forma, la temperatura, corresponde a la temperatura del punto de rocío del gas a la presión dada.

Esta es la cantidad máxima de agua que el gas puede contener a las condiciones especificadas, que no es necesariamente la cantidad de agua que realmente contiene. Mientras comprimimos, expandimos, calentamos y enfriamos el gas, éste no está necesariamente en cada punto del sistema. En algunos casos puede incluso estar sobresaturado.

La comparación del contenido de agua en varios puntos del sistema, sirve para muchos propósitos; uno es para determinar la cantidad de agua a deshidratar, otro es para establecer cuánto de agua se ha condensado en la línea en forma de líquido.

Si suponemos que en un punto del sistema, el contenido de agua obtenido de una correlación es de 200 Kg/MM MC y aguas abajo, la misma correlación nos da un contenido máximo de 150 Kg/MM MC, esto significa que en la línea se tiene 50 Kg/MM MC de agua líquida. Esta agua está disponible para la formación de hidratos, a menos que sea problemas de corrosión. El propósito de la deshidratación, es prevenir la condensación de dicha agua.

La figura N° B-4.2 del Anexo B, no debe ser aplicada para gases que contengan ácido sulfhídrico y/o dióxido de carbono, ya que se obtienen variaciones con relación a los contenidos reales de agua.

Cuando el gas contiene más del 5% de dióxido de carbono y/o ácido sulfhídrico, se debe efectuar la corrección para los componentes del gas ácido, particularmente por encima de los 700 PSI de presión. Por encima del 40% de bióxido de carbono y/o ácido sulfhídrico y presiones de 700 PSI aproximadamente, pueden ocurrir desviaciones significativas en el contenido de agua. Una revisión del comportamiento de fases de los sistemas  $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{O}$ , Figura N° B-4.3 del Anexo B y  $\text{H}_2\text{S}/\text{H}_2\text{O}$ , Figura N° B-4.4 del Anexo B, además de los datos experimentales disponibles (límites), en sistemas  $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}/\text{H}_2\text{O}/\text{C}_1$ , muestran que la predicción del contenido de agua en gas ácido, es incierta. Aun usando ecuaciones de estado adecuadas, con datos de los sistemas binarios  $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{H}_2\text{S}/\text{H}_2\text{O}$  y  $\text{C}_1/\text{H}_2\text{O}$ , se observan grandes desviaciones de los datos experimentales.

Por debajo del 40% de los componentes ácidos del gas, se ha desarrollado un método para estimar el contenido de agua, en base al comportamiento de un sistema real, mediante la siguiente ecuación y las figuras N° B-4.5 y B-4.6 del Anexo B:

$$W = y W_{hc} = y_1 W_1 = y_2 W_2 \quad (\text{Ec. 3.2})$$

Donde:

$W$  = Contenido de agua total en el gas

$W_{hc}$  = Contenido de agua en la porción de hidrocarburos del gas de la Figura B- 4.2, del anexo.

$W_1$  = Contenido de agua en el  $\text{CO}_2$  de la Figura B-4.5 del anexo.

$W_2$  = Contenido de agua en el  $\text{H}_2\text{S}$  de la Figura B-4.6 del anexo.

$Y$  = Fracción molar de hidrocarburos en el gas total.

$Y_1$  = Fracción molar de  $\text{CO}_2$ .

$Y_2$  = Fracción molar de  $\text{H}_2\text{S}$ .

Nota: “ $Y$ ” es la sumatoria de las fracciones molares de todos los componentes, menos de  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$ .

Comparando los resultados de este método con otros, se ha podido establecer que es consistentemente más alto.

Otra correlación para determinar el contenido de agua de mezclas de gas ácido, usa las Figuras N° B-4.7 y B-4.8 del Anexo B. En gases que contienen  $\text{CO}_2$ , este componente debe ser convertido a su concentración equivalente de  $\text{H}_2\text{S}$ . Se asume que el  $\text{CO}_2$  contribuye con un 75% del agua de la mezcla sobre una base molar, de lo correspondiente al  $\text{H}_2\text{S}$ .

El contenido de agua de un gas ácido, es un asunto muy complejo. Los datos y métodos presentados anteriormente deben ser empleados con mucho cuidado en un diseño final. Las

Figuras N° B-4.3, B-4.4 y B-4.9 del Anexo B se basan en datos experimentales. Un estudio superficial de estas figuras demuestra la complejidad que involucran. En ciertas áreas, aún la ecuación más sofisticada puede dar resultados de confianza cuestionable. En todos los casos, la mejor forma de verificar los diseños propuestos es la obtención de datos experimentales adicionales.

Por otro lado se ha podido ver que la composición del gas en la determinación del contenido de agua es muy importante, por lo que se han realizado algunos estudios detallados. Como resultado de los mismos, Suresh Sharma y Campbell han desarrollado un método mucho más riguroso y exacto, basado en las ecuaciones físico-químicas estándar y la regla de combinación EMR que se describe a continuación:

EMR.- La Refracción Molecular, es un parámetro relacionado al índice refractivo y al peso molecular de un fluido. Hay dos formas: Lorentz y Lorentz-Eykman. Ambos son empleados pero el último es el más adecuado para predecir las propiedades del gas. La Refracción Molecular de Eykman (EMR), posee la ventaja de que los valores de éste parámetro pueden hallarse rápidamente del peso molecular y de la gravedad específica de la fracción más pesada que determine el análisis. Este generalmente es el Heptano más (C<sub>7+</sub>).

El método de aproximación EMR, es adecuado para calcular el valor del factor de compresibilidad (Z) y otras propiedades del gas. Su uso principal es la predicción del contenido del agua.

La ecuación de Eykman es:

$$\text{EMR} = [(n^2 - 1)/(n + 0.4)] (\text{MW}/\rho) \quad (\text{Ec. 3.3})$$

Donde:

EMR = Refracción molecular de Eykman

n = Índice refractivo de un gas o líquido, usando la luz amarilla de la línea D del Na con un refractómetro.

MW = Peso molecular del fluido

$\rho$  = Densidad del Fluido en g/cm<sup>3</sup>

Para hidrocarburos parafínicos normales se ha hallado que:

$$EMR = 2,4097 + 0,7293 MW + 3,268 \times 10^{-5} (MW)^2 \quad (\text{Ec. 3.4})$$

Esta ecuación, da un ajuste casi perfecto de los datos y puede usarse para hallar la EMR de la fracción más pesada a partir de su peso molecular. También se puede usar la Figura N° B-4.10 del Anexo B para hallar la EMR, si se conoce la densidad de la fracción más pesada.

Muchos análisis muestran el peso molecular y la gravedad específica de la fracción más pesada. Este último es generalmente el número más exacto para usar en cálculos de diseño. Dentro de una serie homóloga, la correlación del Índice de Refracción Molecular de Eykman (EMRI) vs. Densidad, es lineal, tal como muestra la Figura N° B-4.11 del Anexo B. El EMRI se define como: (EMR/MW).

El peso molecular para hidrocarburos parafínicos normales, se halla de la ecuación:

$$MW = 3,2971 + 1,3714 EMR - 8,156 \times 10^{-5} (EMR)^2 \quad (\text{Ec. 3.5})$$

Consecuentemente, las Figuras N° B-4.10 y B-4.11 del Anexo B y las Ecuaciones 3.4 y 3.5 pueden emplearse para estimar una relación apropiada entre la densidad y peso molecular para mezclas de hidrocarburos parafínicos. Para mezclas de hidrocarburos ligeros, la densidad en gr/cm<sup>3</sup>, se halla de:

$$\rho = 141,5 / (131,5 + \text{° API}) \quad (\text{Ec. 3.6})$$

Cuando se usa la EMR para la predicción de compresibilidad del gas, es posible usar los valores críticos reales, en lugar de los valores "pseudo". La Figura N° B-4.12 del Anexo B, muestra que EMR correlaciona bien con  $T_c / (P_c)^{0,5}$  para parafinas normales diluyentes comunes del gas natural.

La Figura N° B-4.13 del Anexo B, muestra la correlación correspondiente para la EMR vs.  $T_c/P_c$ . Se puede observar que las moléculas de gas pueden dividirse en dos grupos. Este agrupamiento es la base para el método esbozado.

Las Figuras N° B-4.12 y B-4.13 del Anexo B, muestran las constantes B y A en las ordenadas, de modo que la correlación puede emplearse en unidades métricas o inglesas.

La conveniencia de aplicar la EMR, puede apreciarse viendo la regularidad de las curvas y el excelente ajuste obtenido. Además, la EMR de la fracción pesada puede obtenerse directamente, mientras que esto no puede lograrse con el valor de  $Z_c$  en condiciones de punto crítico, ni con el valor del factor acéntrico  $w$ .

La Figura N° B-4-14 del Anexo B, sirve para determinar el valor de Z, mediante el uso de la regla de combinación de la EMR. En forma similar a otros gráficos, se puede representar como una matriz de datos para soluciones computarizadas.

La Figura B-4.15 del Anexo B, es conveniente para ver las variables y como se relacionan en los cálculos EMR.

El método de cálculo aplicando la EMR es el siguiente:

1.- Dividir la mezcla en dos grupos, si es que están presentes el ácido sulfhídrico, bióxido de carbono, nitrógeno e hidrógeno:

Grupo 1: Metano, bióxido de carbono, ácido sulfhídrico, nitrógeno e hidrógeno.

Grupo 2: Etano y el resto de los hidrocarburos más pesados.

2.- Si están presentes los heptanos de una medición de la densidad del líquido a cualquier temperatura, ir a la Figura N° B-4.10 del Anexo B, para hallar el valor de EMR. Se puede emplear la Figura N° B-4.11 del Anexo B para obtener EMR a partir de su densidad. Si se conoce solo el valor del peso molecular, emplee la Ecuación 3.4.

3.- Para cada grupo en el pseudo-binario, calcule EMR de las siguientes ecuaciones:

$$EMR_n = \sum (X_i^*) (EMR)_i \quad (\text{Ec. 3.7})$$

Donde:  $n$  = Número de cada grupo

$X_i$  = Fracción molar de cada componente en cada grupo

4.- Con  $(EMR)_1$ , obtener  $(A T_c/P_c)_1$  para el grupo 1, con auxilio de la curva 1, Figura N° B-4.13. Hacer lo mismo para el grupo 2, de la curva 2 de la misma figura. Luego se debe aplicar la siguiente ecuación:

$$A T_c/P_c = [\sum (X_i) (T_c/P_c)]_1 + [\sum (X_i) (T_c/P_c)]_2 \quad (Ec. 3.8)$$

5.- Obtener el EMR de la mezcla, para ello se emplea la ecuación:

$$(EMR)_{mez.} = \sum X_i (EMR)_i \quad (Ec. 3.9)$$

Donde: i varía de 1 a n.

6.- Con el valor del punto anterior ir a la Figura N° B-4.12 del Anexo y leer  $B T_c^{c/\sqrt{P_c}}$ .

7.- Con los valores de  $A T_c/P_c$  y  $B T_c^{c/\sqrt{P_c}}$ , encontrar  $T_c$  y  $P_c$ .

8.- Calcular:  $Pr = P/P_c \quad (Ec. 3.10)$

$$Tr = T/T_c \quad (Ec. 3.11)$$

Donde: Pr = Presión reducida

Tr = Temperatura reducida

9.- Determinar el valor de Z de la Figura N° B-4.14 del Anexo B, a partir de los valores encontrados en el paso anterior.

Retornando al método de Suresh Sharma y Campbell para la determinación del contenido de agua en base a la composición del gas, describimos a continuación el procedimiento correspondiente:

1.- Calcular la P y T críticas de la mezcla empleando la regla de combinación EMR.

2.- Calcular la P y T reducidas para el sistema de gas y el valor correspondiente de Z, mediante la misma regla.

3.- Hallar el valor de K de la Figura N° B-4.16 del Anexo B o calcular mediante la ecuación:



$$K = (P_w^o / P) [(f_w^o / P_w^o) / (f_w / P)] (P / P_w^o)^{0,0049} \quad (\text{Ec. 3.12})$$

Donde:

$P_w^o$  = Presión de vapor de agua a la temperatura (T) del sistema

P = Presión del sistema

$f_w^o$  = Fugacidad del agua a  $P_w^o$  y T

$f_w$  = Fugacidad del agua a P y T

0,0049 = Constante semiempírica

4.- Determinar la fugacidad del agua ( $f_w$ ) de la Figura N° B-4.17 del Anexo, usando  $P_c$  y  $T_c$  para el agua.

5.- Determinar el valor del coeficiente de fugacidad ( $f/P$ ), de la Figura N° B-4.18 del Anexo, usando los parámetros reducidos del paso 2. Calcular el valor de “f”

6.- Determinar el contenido o fracción molar del agua en el vapor de la ecuación:

$$Y = K(f_w/f)^z \quad (\text{Ec. 3.13})$$

Se ha comprobado que la Ecuación 3.13 es aplicable incluso para gases que contienen hidrógeno. Aplicaciones continuas por encima de 20 MPa y 70°C han confirmado la validez de esta correlación. El vapor de “Y” está en moles de agua por moles de gas.

### 3.1.3. Medición del Contenido de Agua.

Las especificaciones para la medición del contenido de agua, se dan en la publicación 2140 de la GPSA, en el libro técnico de Estándares. Estas especificaciones incluyen: El Método de Válvula de bloqueo (Congelamiento), el tester del Punto de Rocío del “Bureau de Minas” y el Método de Bromuro de Cobalto.

El cambio de color de este compuesto, sucede aproximadamente de 25 a 30 p.p.m. El contenido absoluto de agua, se puede determinar por titulación, con reactivos de Karl

Fisher. Hay muchos instrumentos comerciales disponibles para controlar el contenido de agua, basados en otros principios.

La medición del contenido de agua menor a 10 p.p.m. o las determinaciones a menos de -40°F, son muy difíciles.

### **3.1.4. Condiciones para el Incremento de Formación de Hidratos.**

Consideraciones primarias:

- El gas debe estar en el punto de rocío del agua o por debajo, con el agua libre presente
- Temperatura baja
- Presión alta

Consideraciones Secundarias:

- Velocidades altas
- Pulsaciones de Presión
- Introducción de un pequeño cristal de hidrato
- Lugar físico para la formación de cristales, tales como un codo, un orificio, termocupla, etc.
- Operar cerca de una región con tendencia a la formación de hidratos.

### **3.1.5. Predicción de Condiciones de Formación de Hidratos.**

La Figura N° B-4.19 del Anexo B, basada en datos experimentales, presenta curvas de equilibrio de Presión de Vapor y Temperatura de hidratos, para metano, etano y propano puros y para una mezcla nominal de 70% de etano y 30% de propano.

Las Figuras N° B-4.20 hasta la B-4.25 del Anexo B, basadas en la gravedad del gas, pueden ser empleadas para una primera aproximación de las condiciones de formación de hidratos y para estimar la expansión permisible de gases naturales sin la formación de hidratos.

Estas gráficas deben emplearse con precaución ya que son inútiles para sistemas que contienen compuestos de azufre y/o cantidades significativas de moléculas grandes.

Las condiciones a las que los hidratos pueden formarse (están afectadas fuertemente), dependen en gran parte de la composición del gas. Las composiciones usadas para la elaboración de las Figuras N° B-4.20 a B-4.25 del Anexo B.

Se ha probado la utilidad de muchas correlaciones en la predicción de formación de hidratos. El más relevante requiere un análisis de gas. Un método aplicable a cerca de 1100 – 1500 PSI, dependiendo de la composición, utiliza constantes de equilibrio, vapor sólido, definidas por la ecuación:

$$K_{v-s} = Y/X_s \quad (\text{Ec. 3.14})$$

Donde:  $K_{v-s}$  = Constante de equilibrio vapor solido

Las correlaciones aplicables de valores K para las moléculas que forman hidratos ( $C_1$ ,  $C_2$ ,  $C_3$ ,  $iC_4$ ,  $nC_4$ ,  $CO_2$ , y  $H_2S$ ) se ven en las Figuras N° B-4.26 a B-4.32 del Anexo B, el  $nC_4$  no forma hidratos por sí sólo, pero puede contribuir a la formación de hidratos en una mezcla.

Todas las moléculas demasiado grandes para formar hidratos tienen valores K igual a infinito. Esto incluye nitrógeno y todas las moléculas de hidrocarburos, mayores a  $nC_4$ .

### **3.1.6. Métodos para Prevenir la Formación de Hidratos.**

Se puede prevenir la formación de hidratos mediante los siguientes métodos:

- a) Inyección de sustancias inhibidoras**
- b) Deshidratación por absorción**
- c) Deshidratación por adsorción**

De estos tres métodos, usualmente se prefiere el segundo (b), pero los otros dos son satisfactorios para algunos casos. A continuación se describe brevemente cada procedimiento.

### **a) Inyección de sustancias inhibidoras**

Tales como: alcohol metanol y los glicoles que son usados como depresivos de hidratos y de temperaturas de congelamiento, es decir, para bajar las temperaturas de formación de hidratos. Todos ellos pueden ser recuperados y reciclados, pero la recuperación del metanol es antieconómica.

Para la inyección continua en condiciones no criogénicas, alguno de los glicoles generalmente ofrece ventajas económicas. En condiciones criogénicas generalmente se prefiere el metanol, ya que la viscosidad de los glicoles hace que la separación efectiva sea muy difícil (Figura N° B-4.33 del Anexo B).

En la inyección de glicoles se han usado el monoetilenglicol, di-etilen-glicol y el tri-etilen-glicol. El más usual es el primero, por su bajo costo, baja viscosidad y baja solubilidad en hidratos líquidos.

El empleo del di-etilen-glicol solo es aconsejable sobre los  $-100^{\circ}\text{C}$  ( $14^{\circ}\text{F}$ ), porque de lo contrario se tiene problemas de viscosidad y de separación si hay hidrocarburos líquidos.

Cualquier inhibidor en fase gaseosa tiene un efecto mínimo sobre los hidratos. Los glicoles, aunque no congelan en forma de sólidos, pueden formar una solución obstructora que perjudica el flujo normal.

La proporción física de los glicoles más comunes se dan en las Figuras N° B-4.33 a B-4.36 del Anexo B. Se puede lograr estimaciones de las propiedades de las mezclas glicol-agua con el promedio de fracción de peso de las curvas apropiadas en cada figura (en forma porcentual). Para determinar las propiedades de estas mezclas a bajas temperaturas, las curvas de glicol puro y agua, han sido extrapoladas por debajo de sus puntos de congelamiento.

El inhibidor deberá estar presente en el mismo punto donde el gas húmedo es enfriado a su temperatura de hidratos. Por tanto, el inhibidor es rociado sobre la cara de la alimentación de gas del haz de tubos de Chiller donde está presente el agua libre. La inyección debe ser

una manera de permitir una buena distribución de cada tubo en los Chillers e intercambiadores de calor que operan por debajo de la temperatura de hidratos del gas.

El glicol y el agua absorbidos se separan de la corriente gaseosa posiblemente con hidrocarburos líquidos. La solución de agua-glicol e hidrocarburos líquidos pueden emulsionarse cuando se agitan o cuando pasan de una alta o una baja presión. Un diseño cuidadoso del separador permite una recuperación casi total del glicol, para su posterior regeneración o reciclaje.

En el sistema de inyección, la regeneración del glicol debe producir una solución de glicol con un punto de congelamiento inferior a la temperatura mínima del sistema. La Figura N° B-4.37 del Anexo B, muestra los puntos de congelamiento de diferentes concentraciones de soluciones de glicol-agua.

La concentración mínima del inhibidor en la fase de agua libre, puede calcularse en forma aproximada con la ecuación de Hammerschmidt's:

$$d = K_H (I)/100 \text{ MWI} - (\text{MWI}) (I) \quad (\text{Ec. 3.15})$$

$K_H = 4000$  para glicoles,  $2335$  para metanol

$d$  = Diferencia de temperaturas de formación de hidratos menos temperaturas del gas

$I$  = % en peso del Inhibidor

$\text{MWI}$  = Peso molecular del Inhibidor

La cantidad del inhibidor a ser inyectado, no solo debe ser suficiente para prevenir el congelamiento de la fase inhibidor-agua, sino también para proveer para la fase vapor y la solubilidad del inhibidor en cualquier hidrocarburo líquido. La presión del vapor del metanol es bastante alta para no permitir que se puedan vaporizar cantidades significativas. El caudal de inyección total requerido puede ser aproximadamente tres veces más que el necesario para mantener la concentración deseada de agua. No es necesario descontar la vaporización del glicol.

Los inhibidores pueden causar problemas aguas debajo de las unidades de proceso. En estos casos, se debe contar con una separación eficiente del inhibidor.

#### **b) Deshidratación por absorción.**

Con desecantes líquidos, es el método más económico cuando se hallan las especificaciones requeridas de deshidratación.

Los líquidos más comúnmente usados para la deshidratación del gas natural son el DEG, TEG y TREG. En general, los glicoles se usan para aplicaciones donde se requieren depresiones del punto de rocío de 60° F a 120° F. El TEG es el glicol más comúnmente usado. Este método se desarrollará más ampliamente en el siguiente capítulo.

#### **c) Deshidratación por adsorción.**

Con desecantes sólidos, emplean sólidos que retienen el agua de la fase gaseosa ya sea por adsorción superficial y condensación capilar o por una reacción química. Esta última posee una aplicación muy limitada.

La adsorción presenta algunas desventajas frente a la absorción, a saber: Alta inversión inicial, desecantes sensibles a contaminación (particularmente con aceites pesados), capacidad de caudales que declina con la presión, la caída de presión es mayor que en el caso de absorción, etc.

La mayor ventaja es que se obtiene un gas extra-seco. La mayoría de las unidades brindan un punto de rocío de -34°C (-29,2°F), durante la primera parte del ciclo.

### **3.2. Fundamentos de la Deshidratación.**

La absorción es la operación de extraer los componentes licuables de una corriente gaseosa mediante la aplicación de un líquido absorbente. Esto se produce cuando existe un contacto íntimo del gas, con el absorbente líquido.

Para que se de esta transferencia de materia, es necesario que la presión de vapor de los componentes absorbidos sea menor que su presión parcial en el gas rico (húmedo). Un

componente dado puede condensar si su composición de vapor es mayor que su composición líquida.

Las ecuaciones que se emplean en el diseño de absorbedores se basan en los siguientes conceptos fundamentales:

- a) El plato o bandeja (teórico) de equilibrio
- b) Balance de materia y calor
- c) Control de la composición a través de la temperatura, comportamiento de fases y presión.

Cada uno de estos conceptos emplea las herramientas que proporcionan la Termodinámica y el comportamiento de fases. Sin embargo, la aplicación de estos conceptos resulta tediosa y consume mucho tiempo cuando se las aplica en forma rigurosa.

Por esta razón, con mucha frecuencia, si no es siempre, se usan métodos computarizados.

Existen sin embargo, métodos cortos y prácticos de cálculo manual que ilustran las relaciones entre las diferentes variables y son bastante exactos para propósitos de planeamiento y operación.

Los programas de computadora son corrientemente disponibles, pero no sustituyen un análisis oportuno, exhaustivo o en plena operación.

## CAPITULO IV.

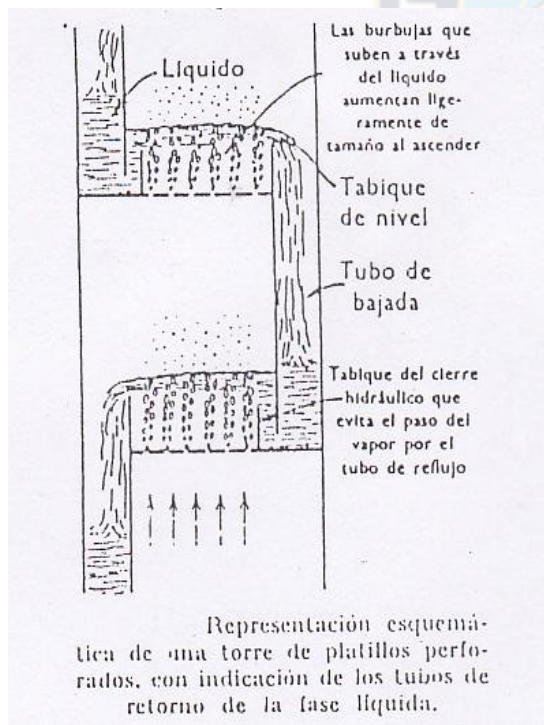
### MARCO PRÁCTICO. SELECCIÓN Y DESCRIPCIÓN DE PROCESOS

#### 4.1. Selección de la Torre Deshidratadora

La tecnología ha desarrollado una diversidad de diseño, de torres, entre las que podemos mencionar:

a) La Torre de Placas o Platillos perforados permite el contacto en contracorriente del gas con el líquido absorbente. El gas ingresa a la torre por la parte inferior de la torre, mientras que el líquido absorbente lo hace por la parte superior. La torre vertical, contiene en su interior cierto número de placas circulares igualmente espaciadas (Ver Fig. N° 4.1).

Fig. N° 4.1



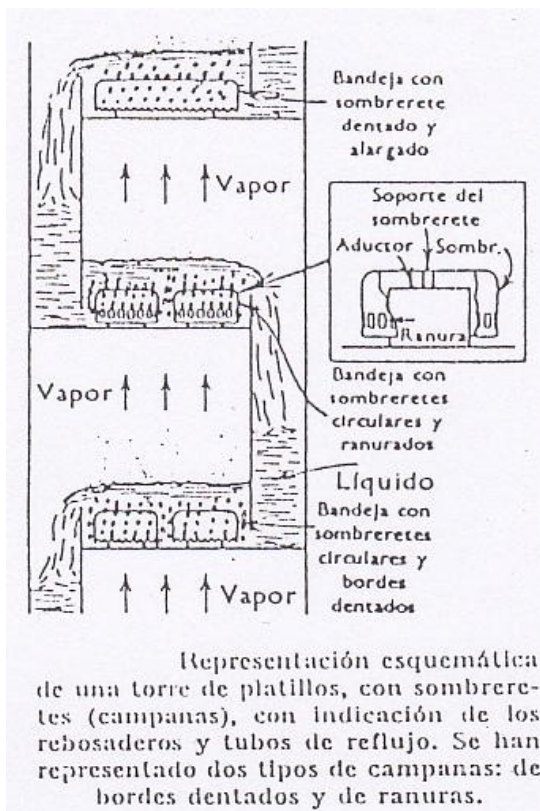
A uno de los lados de cada placa, se encuentra un tubo llamado “tubo de retorno o bajada”, destinado a permitir el paso del líquido desde una placa a la inmediata inferior. En el lado opuesto de la misma placa, se introduce el líquido por un conducto similar, procedente de la placa superior. Las perforaciones de cada platillo, son pequeños orificios de dimensiones convenientes, como: 3/16” 1/2” o 1” de diámetro máximo y distribuidos en forma equidistante, (1/2” entre cada uno). El gas ascendente al pasar por los orificios de cada placa, impide que el líquido pueda escurrir por los mismos.

b) La torre de platos con campanas o sombreretes de borboteo (Ver Fig. N° 4.2), es similar a la anterior, con la diferencia que los orificios son de mayor diámetro en los cuales van montadas las “Chimeneas” o “Tubos de subida” que a su vez están cubiertas por las “campanas” o “sombreretes” que se sujetan de las chimeneas por medio de una cruceta u



otro montaje adecuado. El gas ascendente pasa a través de estos dispositivos de un platillo inferior al próximo superior. Los sombreretes están instalados de modo que exista espacio suficiente entre ello y la chimenea para permitir el paso del gas. Los sombreretes pueden ser: dentados y alargados, circulares y ranurados, circulares con bordes dentados, etc.

Fig. N° 4.2

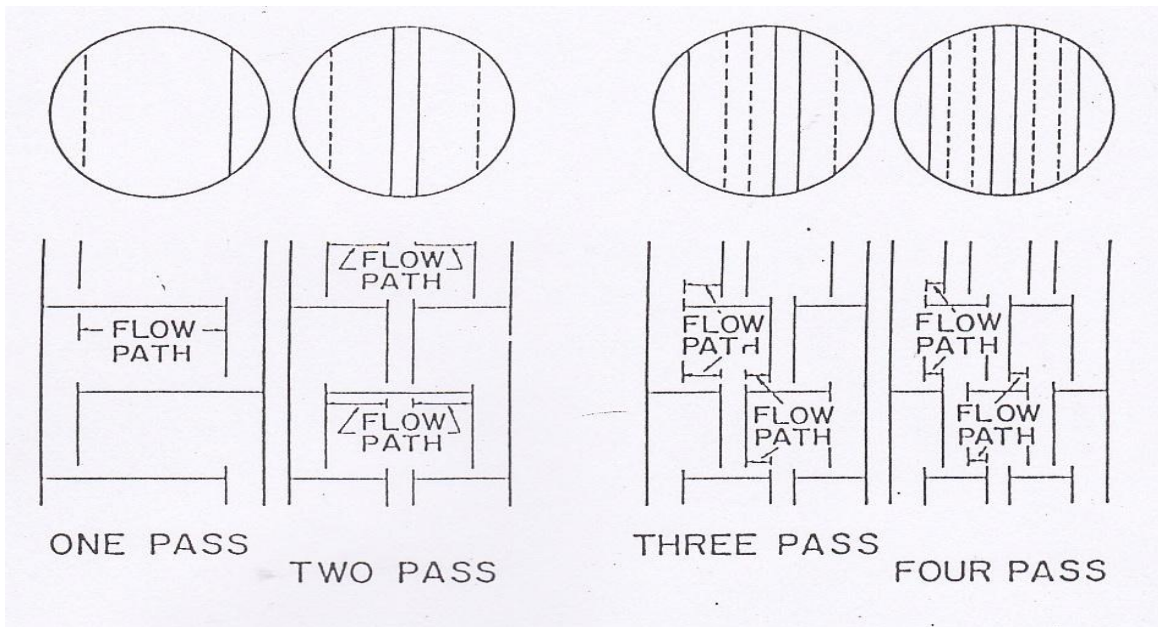


El gas asciende por las chimeneas y es desviado hacia abajo por el sombrerete, para luego salir por las ranuras o entalladuras del borde que se hallan cubiertas por el líquido absorbente, produciéndose un íntimo contacto entre ambos al atravesar las burbujas de gas por el lecho líquido. El nivel del líquido está determinado por la altura del borde superior del tubo de retorno, dicho nivel debe estar 5 o 6 cm encima del borde superior de las ranuras de la campana. La alimentación líquida llega al platillo superior, pasa por el mismo y luego cae por el tubo de bajada hacia el platillo inferior.

De este modo, se establece un flujo en contracorriente entre el líquido que pasa hacia abajo y el gas que asciende por la columna.

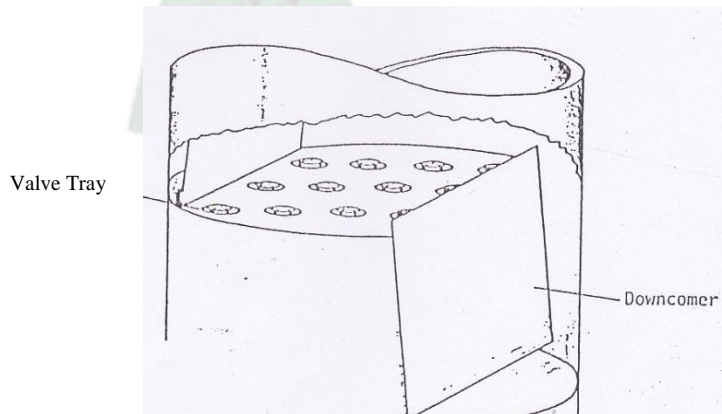
Para caudales de líquido elevados en comparación con el caudal del gas, es necesario un arreglo diferente en los platos para tener un mejor contacto. De esta manera se pueden tener más tubos de bajada del líquido, esta razón se puede denominar de uno, dos, tres o cuatro pasos (Ver Fig. N° 4.3).

Fig. 4.3



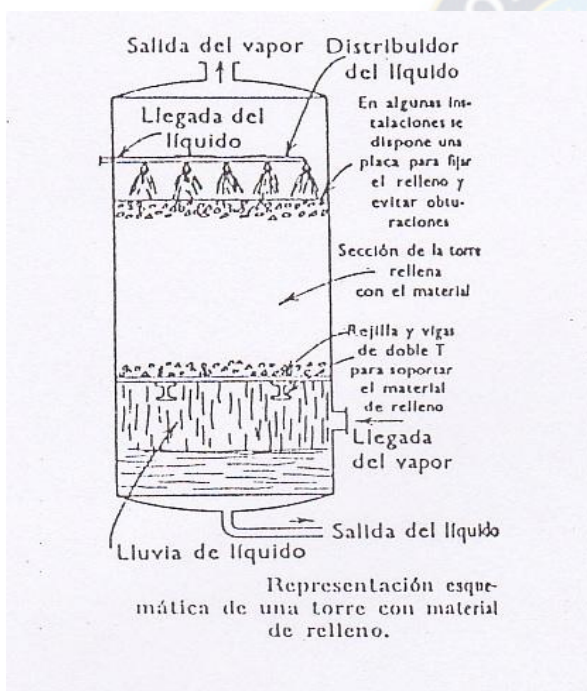
c) La torre con platos a válvulas es similar a la con sombreretes, con la diferencia de que el primero, posee sombreros móviles que se levantan o caen según la velocidad y fuerza del gas, es decir que trabajan en la misma forma que una válvula de retención, que permite el flujo en un solo sentido, no dejando pasar el líquido a través de las chimeneas (Ver Fig. N° 4.4).

Fig. N° 4.4



d) Las Torres Rellenas consisten en un cilindro vertical, cargado con un material de relleno adecuado. (Ver Fig. N° 4.5). El líquido fluye por la superficie del material de relleno en láminas delgadas y ofrece una gran superficie líquida para el contacto con el gas ascendente. El material de relleno soportado por un enrejado o parrilla, situado en el fondo de la torre. El líquido se carga por la parte superior de la torre mediante una placa distribuidora (placa perforada), y el gas ingresa por la parte inferior, debajo del enrejado que sostiene al relleno.

Fig. N° 4.5



En general, la eficacia del contacto que se logra con torres de placas perforadas o de las torres rellenas, no se comparan con la que se obtiene con las torres de platos, razón por la cual, seleccionamos este método para nuestra Deshidratación por Absorción.

#### 4.2. Selección del Líquido Absorbente.

Existen muchos líquidos que pueden ser usados como absorbentes, pero el más empleado en la actualidad es el Trietilen Glicol (TEG) debido a que ofrece la mejor combinación de facilidades de operación y de economía.

De todas maneras, se puede mencionar entre los absorbentes más empleados, los siguientes: Cloruro de Calcio, Cloruro de Litio, Solución de MEA, DEG y Agua, Dietilen Glicol (DEG) y el Trietilen Glicol (TEG).

Las ventajas y desventajas que presenta cada uno de ellos son las siguientes:

**a) Cloruro de Calcio:**

Ventajas : Barato.

Desventajas : Emulsiona con petróleo, corroe electrolíticamente, depresión mínima del punto de rocío, precipitación ácido sulfúrico.

**b) Cloruro de Litio:**

Ventajas : Alta capacidad para agua, relación de corrosión baja, no hidroliza fácilmente, depresión del punto de rocío 22 a 36°C (72 a 97°F).

Desventajas : Caro, impurezas en grado comercial, causa corrosión.

**c) Solución de Monoetanol Amina (MEA) 10 a 30%, Dietilen Glicol (DEG) 60 a 85% y agua 5 a 10%:**

Ventajas : Absorbe Bióxido de Carbono, Ácido Sulhídrico y agua simultáneamente, el glicol reduce la tendencia de las aminas de formar espuma, la deshidratación y purificación del gas se efectúa en una sola operación.

Desventajas : Mayores pérdidas por arrastre que el TEG, se limita para usos prácticos de deshidratación de Gas “ácido”, causa corrosión a altas temperaturas de regeneración, la depresión del punto de rocío es limitada y menor que con el TEG.

**d) DEG (DIETILEN GLICOL):**

Ventajas : Es estable, no solidifica en soluciones concentradas, es estable en presencia de azufre, oxígeno y bióxido de carbono a temperaturas de operación normales, es altamente hidrocópico, las pérdidas por arrastre son pequeñas.

Desventajas : Las pérdidas por arrastre son mayores que con TEG, no se puede obtener fácilmente una concentración mayor a 95%, la depresión del punto de rocío es menor que con TEG, el costo inicial es alto.

e) **TEG (TRIETILEN GLICOL):**

Ventajas : No solidifica en soluciones concentradas, es estable en presencia de azufre, oxígeno y dióxido de carbono a temperaturas de operación normales, es altamente hidrocópico, regenera fácilmente hasta una concentración del 99%, las pérdidas por arrastre son mínimas, la depresión del punto de rocío es alta.

Desventajas : Costo inicial alto, presenta alguna tendencia a formar espuma en presencia de hidrocarburos livianos líquidos, de modo que a veces es necesario añadir un agente desespumante.

Por todas partes las ventajas obvias que presenta el TEG, son el motivo para seleccionar este líquido absorbente.

**4.2.1. Propiedades Físicas del TEG.**

El TEG es un líquido incoloro, con un ligero olor y sabor dulce. Sus propiedades son aproximadamente similares a las del DEG. En muchas circunstancias, la aplicación del DEG y del TEG se superponen. El TEG es preferido cuando se requiere un compuesto menos volátil porque tiene un punto de ebullición mayor al DEG. Debido a que posee dos grupos de éteres y dos hidroxilos. El TEG es buen solvente de nitrocelulosa, así como de varias gomas y resinas, es miscible con el agua y muchos solventes orgánicos. También es empleado en la fabricación de pinturas. El TEG es un excelente agente higroscópico. Esta propiedad hace que sea empleado eficazmente como líquido desecante para la extracción del agua contenida en el Gas Natural. También es empleado como desecante en pequeñas plantas empacadas ubicadas en boca de pozo para eliminar la necesidad de calentadores de líneas en los sistemas de transporte.

En los sistemas de aire acondicionado diseñados para la deshumidificación del aire, el TEG permite la extracción de vapor de agua, sin entrar el aire. Esto ofrece ventajas, particularmente en instalaciones comerciales donde no se requiere enfriar el ambiente. En equipos de vaporización para saneamiento de ambientes, el TEG ayuda en el control de contenido de bacterias y virus del aire.

Por sus propiedades humectantes similares al DEG, también se emplea en la industria del tabaco para su suavizado y control de mezcla. También se emplea en la plastificación del corcho. Sirve como solvente de impregnantes resinosos y otros aditivos.

El TEG da incremento de flexibilidad a varios plásticos, particularmente a derivados de celulosa. Ayuda en la retención de flexibilidad, aún en atmósfera seca. Los éteres derivados del TEG son plastificadores importantes para resinas de butiral-plivinil, lacas de nitrocelulosa, resinas de cloruro de vinil y polivinilo y acetato de polivinilo.

Otros éteres derivados son plastificadores para compuestos de caucho sintético o éteres de celulosa. Al igual que el EG y el DEG, es fácilmente esterificado con ácido Mono y Di Carboxílico para producción de resinas y plastificadores. El TEG es usado en la fabricación de resinas tipo alkyd empleadas como agentes de laminación y en adhesivos. Los poliésteres derivados del TEG se emplean como plastificadores, laminadores de baja presión para fibras de vidrio asbesto, ropa o papel.

Además de su uso como plastificadores, el ácido graso derivado del TEG es usado como emulsionante, desemulsionante y lubricante.

Mezclas del TEG y agua, presentan propiedades de solventes selectivos para la separación de hidrocarburos aromáticos de mezclas con hidrocarburos parafínicos. Igual que el DEG, se emplea comercialmente en la recuperación de fracciones aromáticas de gran pureza contenidos en mezclas de fracciones de aceite liviano.

Los grandes especiales inhibidos del TEG se usan en la transferencia de calor de fluidos, especialmente donde se requiere protección contra puntos de ebullición o congelamiento elevados. Para poder determinar las propiedades físicas del TEG, bajo diferentes concentraciones, se emplean gráficas especiales como las proporcionadas por CARBIDE INTERNATIONAL CO y que se muestran en el Anexo, Figs. N°. B.5.1 al B-5.12.

Las propiedades físicas más importantes del TEG son:

- Fórmula  $C_6 H_{14} O_4$
- Peso Molecular 150,2

- Punto de Ebullición a 760 mm Hg 288°C (545,9°F)
- Presión de Vapor a 25°C (77°F) 0,01 mm Hg.
- Densidad 25°C (77°F) 1,119 gr/cm<sup>3</sup> (9,318 lb/gal)
- Densidad a 32°C (90°F) 1,115 gr/cm<sup>3</sup> (9,285 lb/gal)
- Densidad a 90°F (32°C)
- Libras por galón a 25°C 9,34
- Punto de congelamiento -7°C (19,4°F)
- Viscosidad a 25°C 37,3 cp.
- Viscosidad a 60°C 8,77 cp.
- Tensión Superficial a 25°C 45 Din/cm
- Índice refractivo a 25°C 1,454
- Calor Específico a 25°C 0,53
- Punto de flasheo (COC) 160°C (330°F)

#### 4.3. Procesos de una Planta de Tratamiento de Gas Natural. (Fig. N° 4.6).

El diseño de la planta de gas, tiene como objetivos la obtención de tres productos principales: Gas Natural, Condensado y Gas Licuado (GLP). El gas residual resultante compuesto por hidrocarburos livianos, y que debe ser despojado de sus hidratos, puede ser reinyectado en los reservorios del campo para el mantenimiento de su presión y en esa forma optimizar la recuperación de los hidratos más pesados.

Los fluidos en estado gaseoso provenientes de los pozos son separados obteniendo el Gas Natural y el Condensado.

El Gas Natural luego de ser deshidratado, es despojado de sus componentes pesados para obtener: Gas Licuado de Petróleo (GLP) y gasolina natural. El gas seco resultante es enviado a gasoducto para su venta.

El condensado estabilizado debe ser producido con una presión de Vapor Reid Mínima de 12 PSI y almacenado para su envío por oleoducto.

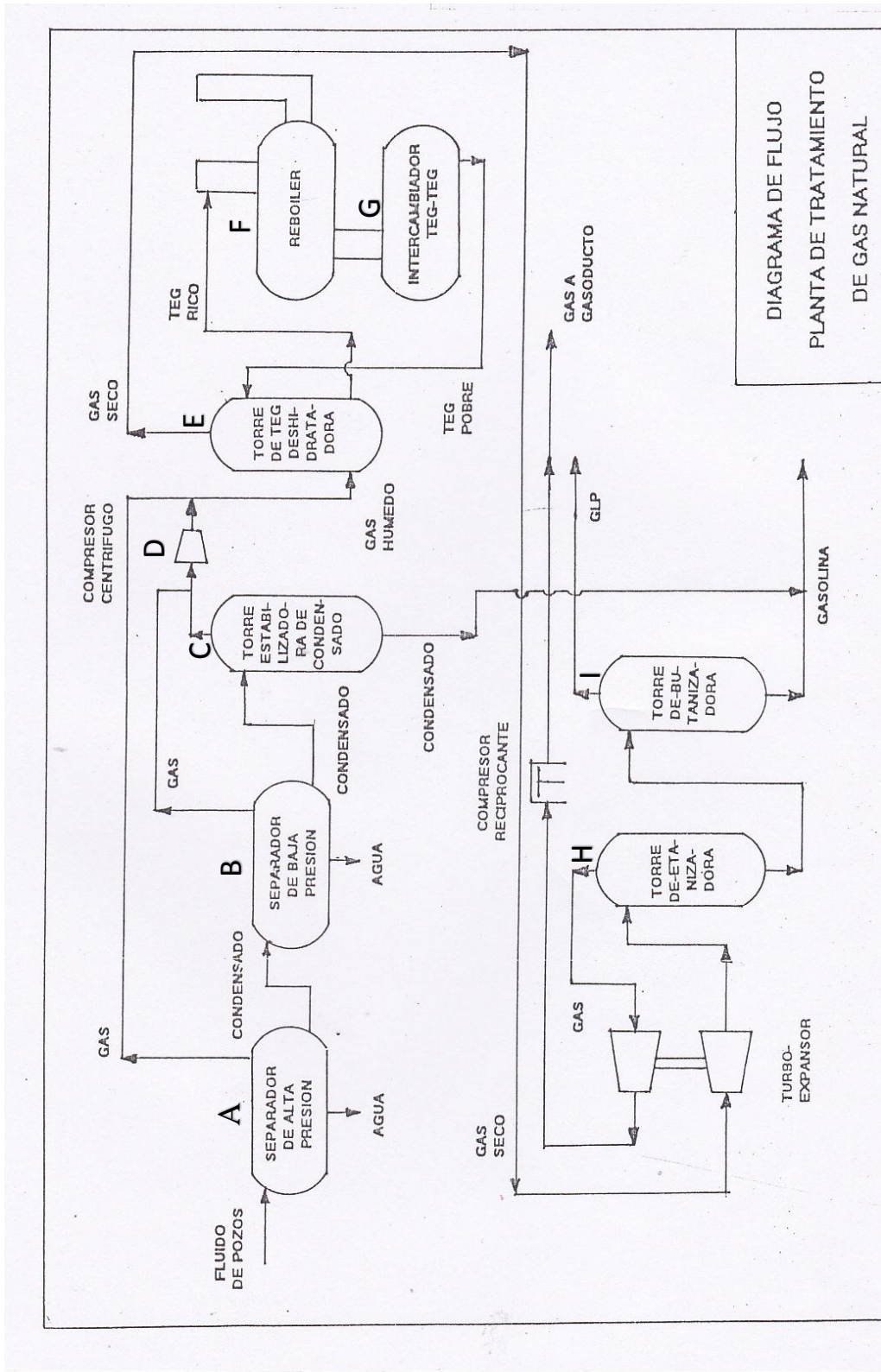


Fig. N° 4.6



El gas licuado de petróleo (GLP), es obtenido de acuerdo a normas de la NGPA para una mezcla comercial de propano-butano, siendo almacenado y enviado por gasoducto.

La planta debe ser enteramente automática, requiriendo una obtención mínima del operador. Para operar la planta en forma ordenada y segura, debe contar con alarmas y paros automáticos.

Los sistemas que componen una planta de gas son:

- Separación de entrada y estabilización del condensado.
- Deshidratación del gas.
- Recuperación del GLP.
- Compresión e inyección.
- Almacenamiento del producto.
- Medio de calentamiento.
- Sistema contra incendios.
- Aire de planta e instrumentación.
- Tea y fosa de quemado.
- Sistema de combustible.
- Drenaje.
- Energía eléctrica.

**a) Separación de Entrada y Estabilización del Condensado.**

Los Fluidos provenientes de los pozos productores llegan a un Colector, donde se dirigen mediante un conjunto de válvulas para ser mezclados entre sí y ser enviados a los Separadores de Grupo o para ser enviados individualmente a los Separadores de Prueba.

El fluido de grupo llega al Separador de Alta de Grupo donde se separan gas, condensado y agua a alta presión. Esta presión es establecida mediante un controlador de contrapresión que ventea el exceso de gas a una tea. El gas resultante de la separación va a la sección de deshidratación.

El condensado de alta presión pasa al Separador de Grupo de Baja donde nuevamente se produce la separación del gas, condensado y agua a una presión más reducida.

El gas separado puede ser utilizado como gas combustible o recomprimido para unirse con el gas de alta presión.

El condensado resultante de esta separación va al Tanque de Almacenamiento de Grupo, luego de pasar por la Torre Estabilizadora de Condensado.

El agua obtenida en ambos separadores es eliminada a la Fosa de Drenaje.

El fluido del pozo en prueba ingresa al Separador de Prueba de Alta donde en forma similar al del grupo se produce la separación del gas, condensado y agua a alta presión.

El gas separado va a unirse al gas del Separador de Grupo de Alta.

El condensado obtenido va al Separador de Prueba de Baja donde se produce la separación de gas, condensado y agua a baja presión.

El gas obtenido va a unirse al gas del separador de grupo de baja.

El condensado resultante va al Tanque de Almacenamiento de Prueba.

El agua de ambos separadores se elimina a la Fosa de Drenaje.

#### **b) Deshidratación del Gas por Absorción.**

El gas húmedo de la separación de alta y el gas de baja recomprimido, ingresan a la Torre contactora de Glicol, por la parte inferior fluyendo hacia arriba a través de las chimeneas y sombreretes de los platos, para entrar en íntimo contacto con el TEG que baja desde la parte superior. El gas sale por la parte superior de la torre, listo para que se le extraiga el GLP y enviarlo al gasoducto para su venta o para su reinyección al Campo. El TEG rico en agua, abandona la Torre por la parte inferior, para luego ser enviado al sistema de regeneración, donde es despojado del agua y retorna a la torre contactora para continuar con el reciclaje correspondiente.

### c) Sistema de Recuperación de GLP.

El gas “seco” que sale de la Torre Deshidratadora, es enfriado con el gas residual frío del Deetanizador a bajas temperaturas (15 a 20°F), condensando parte de la corriente.

El gas y el líquido son separados en un Separador “Frío”.

El gas se expande en un Turboexpansor e ingresa por la alimentación de la Torre Deetanizadora. El líquido sale del Separador “frío” a través de una válvula de control de nivel y se alimenta a la mitad del Deetanizador. Esta última corriente fría contiene cantidades apreciables de metano y etano, las cuales son “despojadas”, mediante adición de calor provisto por un Reboiler.

La presión del Deetanizador se controla mediante haces de tubos (vanes) de estrangulamiento en el Turboexpansor. La temperatura se controla en un plato intermedio para determinar las cantidades de metano y etano a ser despojadas. Esta temperatura se mantiene automáticamente con la temperatura de cabecera del Debutanizador para controlar los livianos finales en el GLP producido. El gas de cabecera del Deetanizador enfría el gas de entrada en dos Intercambiadores Gas-Gas. El gas residual del Intercambiador Caliente Gas-Gas, se usa para enfriar el GLP y luego se comprime en el Compresor Centrífugo del Turboexpansor. El Fuel de planta, se extrae de la corriente de gas residual aguas arriba de este Compresor.

La temperatura del Separador “Frío” se controla mediante una válvula de control aguas arriba en el gas de entrada de los intercambiadores gas-gas (“bypass de gas caliente”). La disminución de esta temperatura podría ser causada porque la presión de operación del Deetanizador es inferior a la del diseño para incrementar la recuperación o una combinación de ambas causas. Se debe contar con una bomba de metanol de reserva para usarla, sólo si fuera necesario romper la formación de hidratos.

Los residuos del Deetanizador están compuestos por propano más una pequeña cantidad de etano. La maximización de la recuperación del propano y el control de la presión de vapor del GLP se dan automáticamente mediante el control de la temperatura de cabecera del Debutanizador. La alimentación del Debutanizador intercambia calor con los residuos del

fondo e ingresa a un plato intermedio. El reflujo es condensado en un intercambiador de aire frío.

La presión del Debutanizador es controlada mediante el estrangulamiento del GLP producido en cabecera. La temperatura de los residuos es mantenida controlando el flujo del sistema de calor al Reboiler. Se opera el Debutanizador para maximizar los productos de base sin exceder una presión baja (12 PSI), que es el límite de presión de vapor Reid de la corriente de gasolina combinada. La relación de residuos del Debutanizador y la presión de vapor se controla mediante la temperatura de los residuos.

El producto de la base es pentano mezclado con algo de normal butano y rastros de isobutano. Este producto es enfriado mediante intercambio de calor con la corriente de alimentación y un Intercambiador-Enfriador de aire. El producto de la base enfriado se mezcla con los residuos del Estabilizador para enviarlo luego al almacenamiento de gasolina.

El producto de cabeza es el GLP o mezcla de propano-butano que se enfría mediante el intercambio de calor con gas residual antes de ir al almacenamiento de GLP.

#### **d) Sistema de Compresión – Inyección.**

En caso que se vaya a reinyectar gas al campo, se debe contar con este sistema. El gas que proviene de la cabeza del Debutanizador, se comprime en el Compresor-Expansor. Posteriormente se eleva esta presión, para reinyectarlo a los reservorios del campo.

#### **e) Almacenamiento de Productos.**

La capacidad de Almacenamiento de Productos debe ser señalada para aproximadamente cinco días de producción. Esto requiere de:

Tanques de Almacenamiento para Gasolina y Tanques de Almacenamiento para GLP.

#### f) Otros Sistemas.

Una Planta de Gas también debe contar con otros sistemas como ser: Contraincendios, aire de planta e instrumentación, teas y fosa de quemado, gas combustible, drenaje, etc.

#### 4.4. Descripción de la Planta de Deshidratación por Absorción. (Fig. N° 4.7)

El gas húmedo a deshidratar entra a la planta de deshidratación, ingresando por la parte inferior de la Torre de Absorción o Torre Contactora y fluye hacia arriba, tomando contacto íntimo en contracorriente con un líquido absorbente que ingresa a la Torre Contactora por la parte superior. El líquido absorbente, es un líquido ávido de agua, de modo que en el interior de la Torre, va absorbiendo el agua presente en el gas, a medida que ambos toman contacto en los platos de burbujeo que tiene la Torre.

El gas seco deshidratado sale por la parte superior de la Torre y puede dirigirse al gasoducto de venta o puede ser despojado de sus componentes más pesados o licuables, obteniendo Gasolinas Naturales y Gas Licuado de Petróleo o GLP, mediante procesos de Demetanización, Deetanización y Debutanización. El gas seco resultante puede ser reinyectado al Campo o ser enviado al gasoducto para su venta.

El líquido que arrastra el agua absorbida del gas, sale por la parte inferior como líquido “rico” (en contenido de agua). Este líquido absorbente debe volver a ser utilizado, para lo cual se lo envía a un Regenerador, donde es calentado a una temperatura superior a la de ebullición del agua. El agua en forma de vapor se va a la atmósfera y el líquido absorbente “pobre” (en contenido de agua) vuelve a la Torre de Absorción para cumplir nuevamente su ciclo.

En el Sistema de Regeneración, el líquido absorbente “rico” ingresa al tope de una Columna de Agotamiento o “Stripper” donde se realiza un pequeño intercambio de calor con el vapor de agua que sale a la atmósfera. Luego, el líquido precalentado va a un intercambiador donde se calienta aún más y enfría a su vez al líquido pobre que sale del Reboiler y vuelve a la Torre Contactora.

“DESHIDRATACIÓN DE GAS NATURAL POR ABSORCIÓN”

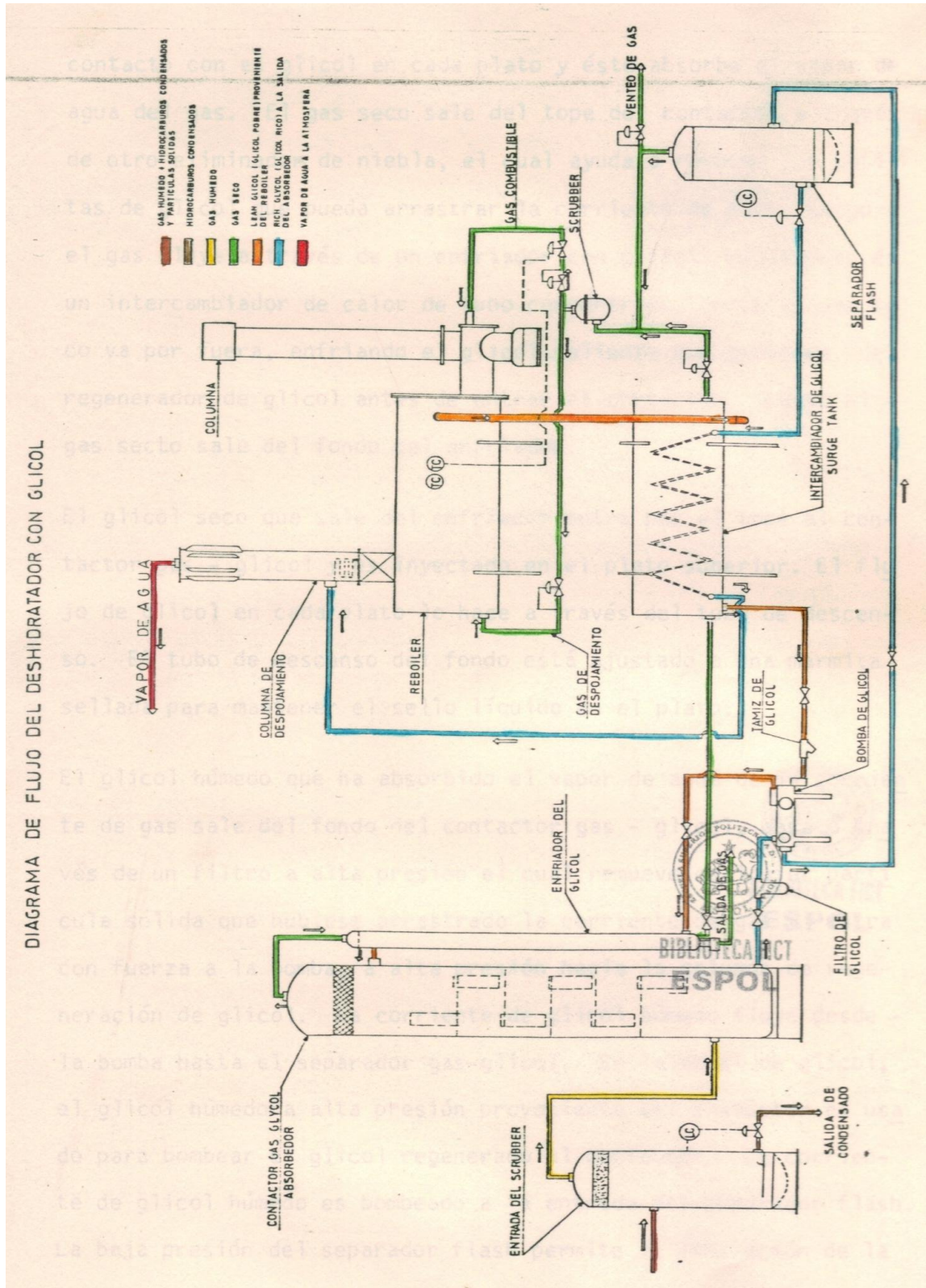


Fig. N° 4.8

El líquido rico calentado pasa por un filtro que lo despoja de cualquier sólido que haya sido arrastrado y luego el líquido vuelve a ingresar a la columna de agotamiento donde se produce el contacto en contracorriente con el vapor de agua, a través de platos de burbujeo. Luego de este líquido rico que ya va perdiendo algo de agua que se evapora, ingresa a un Reboiler, donde se eleva su temperatura hasta alcanzar valores de 200°C (390°F) o más, mediante el calor proporcionado por la combustión de gas natural que circula por la parte interna de un tubo en “U”, alcanzando temperaturas de hasta 1400°C (2500°F).

El líquido totalmente calentado pierde casi toda el agua que ha sido evaporada y se transforma en líquido “pobre”.

El líquido “pobre” ingresa por la parte alta de un intercambiador de calor que es a su vez un tanque de alimentación. Este líquido pobre calcula por el lado de la carcasa intercambiando calor con el líquido rico que circula por el interior de los tubos y que se calienta para ir a la Columna de agotamiento.

Finalmente, el líquido pobre queda un tiempo en reposo en el intercambiador-alimentador, luego es impulsado por una bomba Centrífuga, pasa por otro Intercambiador de Calor donde se enfría con el Gas Deshidratado que sale de la Torre Contactora. Luego, el líquido pobre enfriado vuelve al tope de la Torre Contactora para iniciar un nuevo ciclo.

#### **4.5. Configuración del Sistema.**

La Fig. 4.8 muestra el diagrama de flujo del sistema a ser diseñado, donde se puede apreciar las unidades constituyentes del mismo y que podemos enumerar:

a) Torre Contactora de TEG.

b) Regenerador de Glicol:

- Tanque de alimentación (Intercambiador de Calor).

- Re-hervidor de fuego directo.

c) Intercambiador de calor (Gas Glicol).

d) Bomba de Glicol.

e) Filtro.

f) Accesorios.

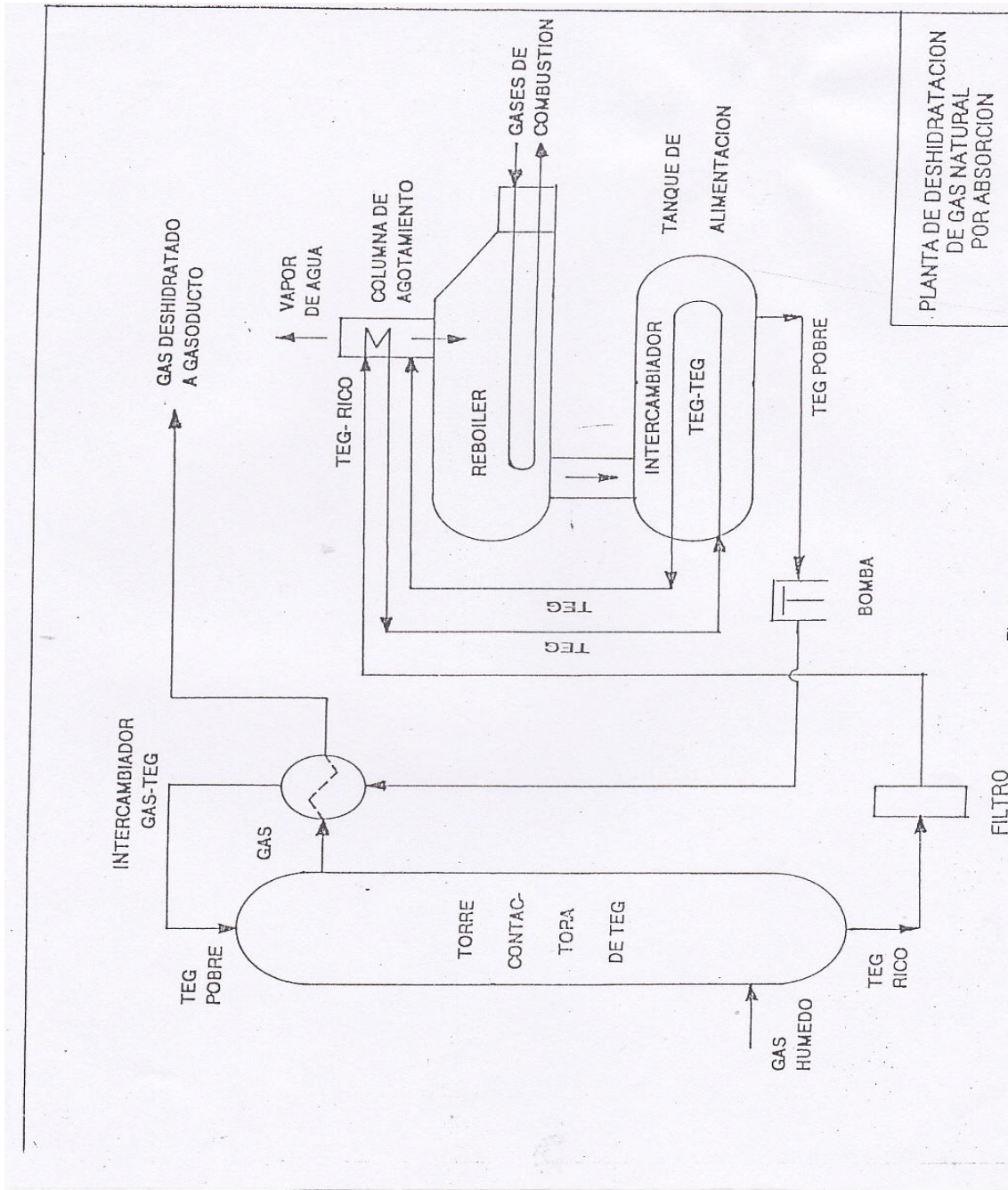


Fig. N° 4.8



## CAPITULO V

### ESTUDIO ECONOMICO Y FINANCIERO.

#### **5.1. Inversiones.**

Las inversiones del presente trabajo de investigación están enfocadas a cubrir principalmente los gastos que demandan el montaje de la Planta de Deshidratación de Gas Natural, a continuación, ejemplos de precios de algunos proveedores:

##### **5.1.1. Precio de Trietilen Glicol.**

Tipo de Producto / Servicio Ofrecido:	Servicios
Clase de Producto:	Químicos
Producto / Servicio Ofrecido:	Trietilen Glicol
Grado:	Reciclado
Cantidad:	60 Toneladas Métricas
Aplicación:	Industria
Especificaciones:	Sin Especificación
Precio:	1100 Dólares de los EUA
Tipo de Oportunidad:	Producto fuera de especificaciones
Comentarios:	Trietilen Glicol a Granel con tono café claro con 0,8% Humedad

(Fuente: <http://www.quiminet.com/centro-negocios/se-ofrece/606676788181.htm>)

### 5.1.2. Precio de Rehervidor.

Precio FOB: \$us. 1000-50000

Cantidad de pedido mínima: 1 Set/s

Capacidad de suministro: 1000 Set/s por Trimestre

Plazo de entrega: 20-30 días después de que el contrato esté válido

Condiciones de pago: L/C,T/T,Western Union

(Fuente: <http://spanish.alibaba.com/product-gs/reboiler-631299022.html>)

### 5.2. Inversiones Totales.

Además de los Equipos, Materiales y Montaje de la Planta de Deshidratación de Gas, incluimos las Obras Civiles y otros Sistemas de Ductos. El total estimativo de estas inversiones es:

INV. INICIAL PLTA. DE DESHIDRATACIÓN \$us. 18.373.200

Esta inversión inicial será cubierta totalmente en el año cero.

Sin embargo, existen inversiones adicionales: Cada cinco años, se debe reponer el parque automotor, que tiene un costo de \$us. 150.000.

Por otro lado, se consideran otras inversiones adicionales tomando en cuenta únicamente Tangibles que alcanzan a \$us. 17.043.200:

- Año 25: El 60% del año “0”  
 $0.60 \times 17.043.200 = \$us. 10.225.920$
- Años 5, 10, 15, 20 y 30: Asumimos 250.000 \$us/año

De lo anterior, vemos que las inversiones adicionales son:

$$(150.000 * 5) + 10.225.920 + (250.000 * 5) =$$

TOTAL INV. ADICIONALES DESHID. \$us. 12.225.920

TOTAL INV. INICIAL DESHID. \$us. 18.373.200

TOTAL GRAL. INV. DESHID. \$us. 30.599.120



## CONCLUSIONES.

- En la presente investigación se llega a la conclusión de que en la adecuación del gas natural el proceso más importante es el de la deshidratación y, el método más conveniente y beneficioso es el de la absorción con el líquido absorbente (TEG), se seleccionó el Trietilen Glicol por ser el que proporciona más ventajas: es altamente higroscópico, es estable en presencia de azufre, oxígeno y dióxido de carbono a temperaturas normales de operación.
- La deshidratación por absorción es el método más económico y eficiente cuando se logran las especificaciones requeridas de deshidratación; a diferencia de la deshidratación por el método de adsorción que requiere una alta inversión inicial y los desecantes son sensibles a la contaminación.
- El gas natural que se obtiene principalmente en baterías de separación está constituido por proporciones variables de otros hidrocarburos (etano, propano, butanos, pentanos y gasolina natural) y de contaminantes diversos. Representa aproximadamente el 47% de los combustibles utilizados en el país y el 72 % de nuestra petroquímica se deriva del etano, propano y butano contenidos en el gas, de ahí la importancia de este recurso como energético y como petroquímico.
- Algunos pozos de gas natural suministran gas con un grado de pureza muy alta que es prácticamente metano puro. De cualquier forma, la mayoría de los hidrocarburos son mezclas complejas de cientos de diferentes compuestos. Un típico fluido de un pozo es una mezcla constantemente expansiva de gases e hidrocarburos íntimamente mezclada con agua, sólidos y otros contaminantes, con gran velocidad y turbulencia.
- La razón más común de deshidratación es prevenir la formación de hidratos en los gasoductos. Los hidratos de gas natural son compuestos sólidos cristalinos formados por la combinación de gas natural y agua bajo presión a temperaturas considerablemente por encima del punto de congelación del agua. En la presencia de agua libre, los hidratos se formaran cuando la temperatura este por debajo del punto llamado temperatura del hidrato, la necesidad de prevenir la formación de los hidratos es obvia, es la manera más sencilla de eliminar los hidratos es para remover substancialmente el agua de flujo del gas natural.

## RECOMENDACIONES.

- Se recomienda realizar la deshidratación de gas natural por absorción para extraer los componentes licuables (agua) de una masa gaseosa, mediante la aplicación del líquido absorbente elegido que es el Trietilen Glicol (TEG), por ser el que proporciona más ventajas.
- Es recomendable realizar esta operación para evitar en el sistema los problemas de: formación de ácidos, peligro de explosión y obstrucción en la tubería.

## BIBLIOGRAFÍA.

Guzmán, C. (2000). “Criterios para el Diseño Conceptual de Procesos de Deshidratación/desalación Electroestática”.

Martínez, J. (1998). “Principios y aplicaciones en la Ingeniería del Gas Natural”.

Salager J.L. (2001). “Revista Técnica Intevep”.

Campbell, John. (1979). “Gas Conditioning and Processing”. 5ta. Ed.

GPSA. (1981). “Engineering Data Book”. 9na. Ed.

Ikoku, Chi U. (1980). “Natural Gas Engineering”. 1ra. Ed.

Perry, John H. (1958). “Manual del Ingeniero Químico”. 3ra. Ed.

Petroleum Extension Service, University of Texas-Austin. “Plant Processing of Natural Gas”. 1ra. Ed.

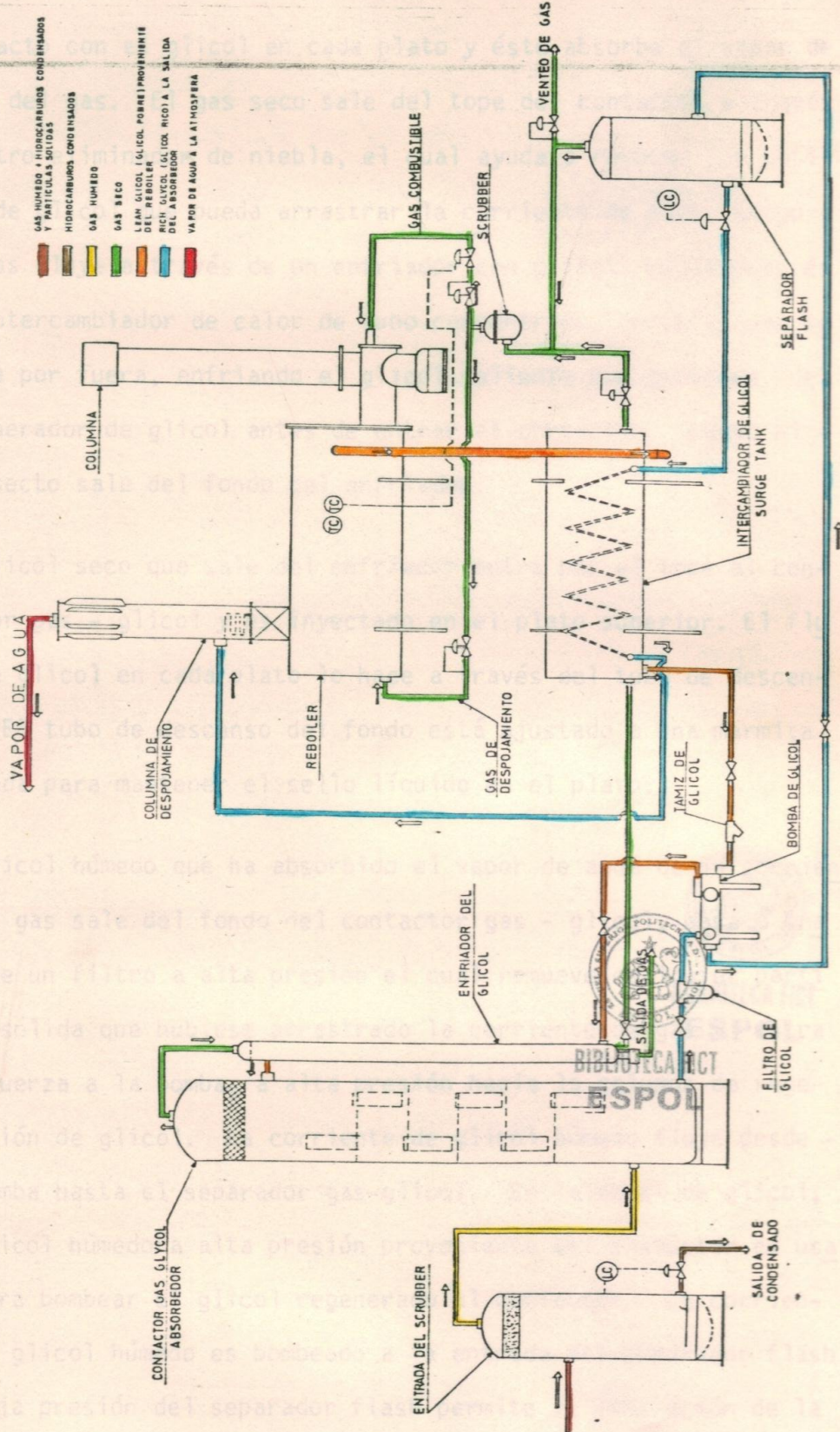
Bell, H. S. “Refinación del Petróleo”

<http://www.bolivia.com> - La Paz - Martes, 25 JUN 2013

<http://www.anh.gob.bo/index.php?N=druin>

# ANEXO - A

DIAGRAMA DE FLUJO DEL DESHIDRATADOR CON GLICOL

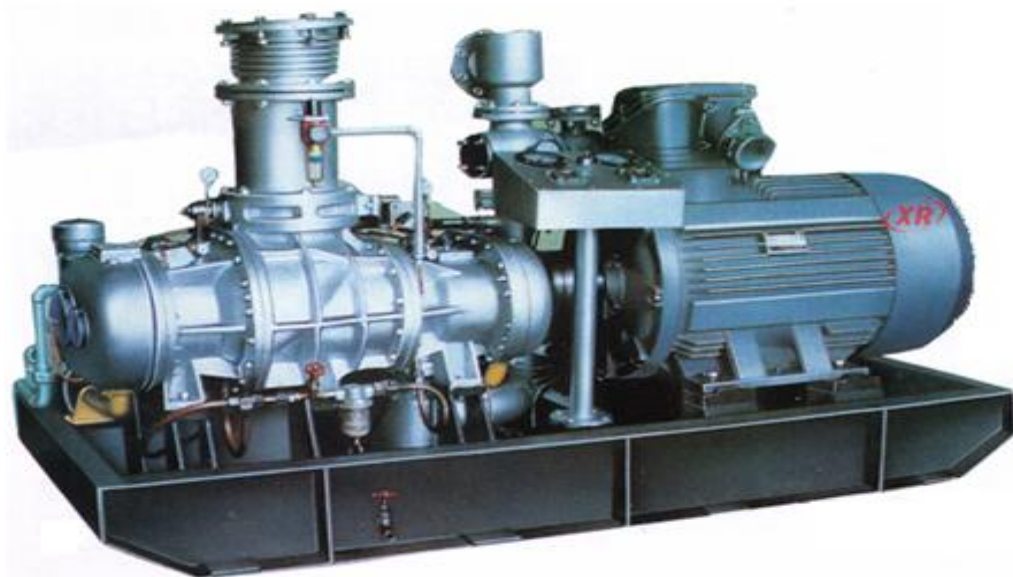


# ANEXO C

## PLANTA DESHIDRATADORA DE GAS



COMPRESOR



**SEPARADOR**



**INTERCAMBIADOR DE CALOR**





**SEPARADOR**



**REBOILER**

