

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA QUÍMICA Y TEXTIL



**“EXTRACCIÓN Y PROCESAMIENTO DE GAS NATURAL
PARA LA OBTENCIÓN DE GAS SECO Y NGL”**

INFORME DE COMPETENCIA PROFESIONAL

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO QUÍMICO

POR LA MODALIDAD DE EXPERIENCIA PROFESIONAL

PRESENTADO POR:

MARIO GARAYAR CARDENAS

LIMA – PERÚ

2012

AGRADECIMIENTO

A mis padres, hermanos y a todas aquellas personas que hicieron posible cumplir con esta etapa de mi formación profesional.

A ti Brendita, por estar a mi lado y saber comprenderme aun en los momentos difíciles. Que Dios bendiga a nuestro hijo, fruto de nuestro amor, que dentro de poco vendrá al mundo para hacernos más felices.

**EXTRACCIÓN Y PROCESAMIENTO DE GAS NATURAL PARA LA
OBTENCIÓN DE GAS SECO y NGL**

RESUMEN

El presente informe describe todas las etapas de proceso por el que atraviesa el gas natural de yacimientos convencionales a fin de poder obtener productos de mayor valor comercial.

Al inicio, se describen algunos conceptos teóricos acerca del origen del gas natural y los tipos de yacimientos de donde pueden extraerse. Asimismo, se menciona los procesos alternativos por los que puede someterse el gas natural para obtener productos de mayor valor comercial. Se mencionan los principales usos de los derivados del gas natural.

En la parte principal del informe, se presenta de manera general, el esquema de extracción y procesamiento típico para la separación del gas natural rico en gas seco y Líquidos del Gas Natural (NGL) y luego el esquema típico del fraccionamiento del NGL para la obtención de los productos derivados tales como el propano, butano, nafta y diesel.

Luego se describe con mayor detalle cómo es el proceso de extracción desde los pozos productores así como el procesamiento del gas natural rico que se realiza en una planta típica de turbo-expansión para lograr la separación del NGL del gas natural. Se muestran las principales características de los equipos, cómo operan, y cuáles son los principales lazos de control utilizados para controlar el proceso.

Finalmente se muestran las conclusiones y recomendaciones del informe.

INDICE

I.	Introducción	06
II.	El Órgano Empresarial	10
III.	Relación Profesional Empleador	12
IV.	Trabajo Profesional Desarrollado	12
V.	Desarrollo del Tema	17
5.1	Fundamentos y Conceptos Básicos del Gas Natural	17
5.1.1	Historia de Gas Natural	17
5.1.2	Origen del Gas Natural y Composición	18
5.1.3	Fuentes del Gas Natural	20
5.2	Descripción General de un Proyecto de Extracción y Procesamiento de Gas Natural	24
5.2.1	Ubicación Geográfica del Proyecto	24
5.2.2	Esquema General del Proyecto	24
5.2.3	Descripción General de las Plantas Malvinas y Pisco	28
5.2.3.1	Planta de Gas Malvinas	28
5.2.3.2	Planta de Fraccionamiento de NGL Pisco	32
5.3	Descripción del Proceso de la Planta de Gas Malvinas	3

5.3.1	Extracción y Producción de Gas	39
5.3.1.1	Instalaciones de Superficie	41
5.3.1.2	Control de Producción y Distribución	46
5.3.2	Transporte de Gas Húmedo a la Planta de Gas	54
5.3.2.1	Consideraciones de Diseño	54
5.3.2.2	Protección Contra la Corrosión	56
5.3.2.3	Inspección Interna de Gaseoductos.....	56
5.3.2.4	Flujo Pulsante o “Slug”	58
5.3.3	Proceso de Separación del Gas Natural	63
5.3.3.1	Acondicionamiento Primario del Gas Natural	66
5.3.3.2	Remoción de Mercurio	69
5.3.3.3	Deshidratación con Trietilenglicol	71
5.3.3.4	Deshidratación con Tamiz Molecular	83
5.3.3.5	Recuperación de NGL del Gas Natural	92
5.3.3.6	Unidad Turbo-Expansión Modo GSP	9
5.3.3.7	Unidad Turbo-Expansión Modo SCORE	101
VI.	Conclusiones y Recomendaciones	115
VII.	Bibliografía	117

I. INTRODUCCIÓN

El desarrollo del gas natural en el Perú, ha significado el cambio en la matriz energética del país, asimismo, ayudó a reducir grandemente el déficit en la balanza comercial de hidrocarburos.

Según la Dirección General de Hidrocarburos, la balanza comercial de hidrocarburos del Perú fue negativa desde hace varios años. Sin embargo, el 2009 este déficit se redujo alcanzando sólo US\$ 1,000 millones, 59% menor respecto al 2008⁽¹⁾.

La demanda nacional ha ido cambiando en los últimos años. Se ha venido dando un paulatino reemplazo del consumo de derivados de petróleo por el gas natural.

En sólo 04 años, el gas natural ha logrado abrirse campo representando el 24% del consumo de combustibles para el 2009⁽²⁾.

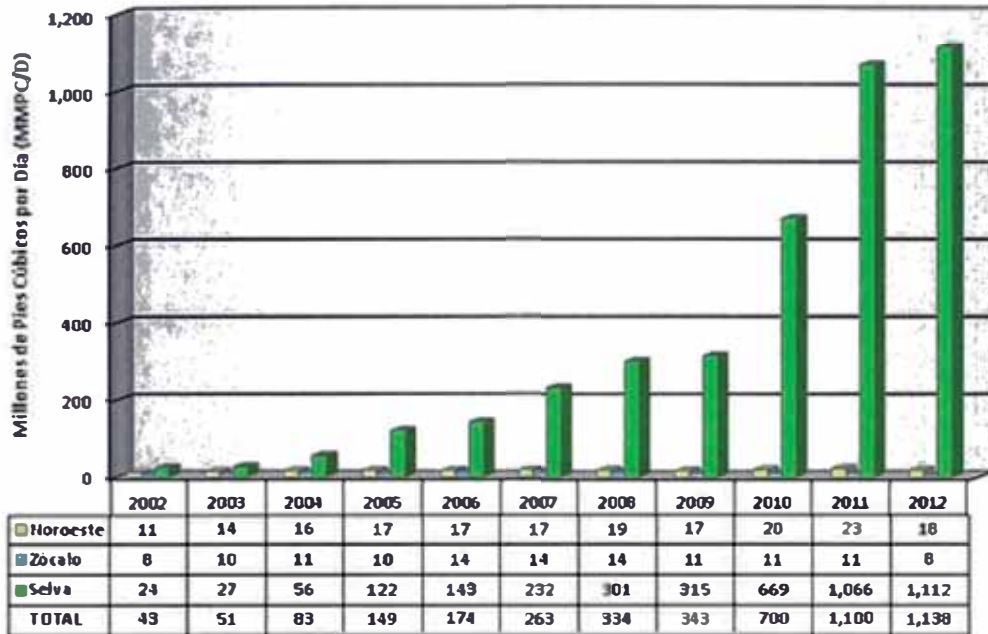
El GLP ha venido creciendo sostenidamente hasta alcanzar el 15% del consumo en el mercado. Asimismo debido al aporte de la producción de GLP proveniente del gas natural, se ha revertido el déficit en la balanza comercial de este producto, pasando de país importador a ser exportadores de GLP.

Asimismo, ha habido una reducción del consumo de gasolinas, que ahora representan el 10%, mientras que el kerosene ha visto reducida su participación, pasando a menos de 1% del consumo total de combustibles.

Para el 2009, la importación de diesel se vio reducida en un 40% respecto al año 2008 debido a la inclusión del diesel producido del gas natural.

A continuación se presentan los valores de la producción de gas natural y NGL y su comparación respecto a la producción de petróleo en el Perú.

Gráfico N°01: Producción Fiscalizada del Gas Natural Año 2002 - Junio 2012

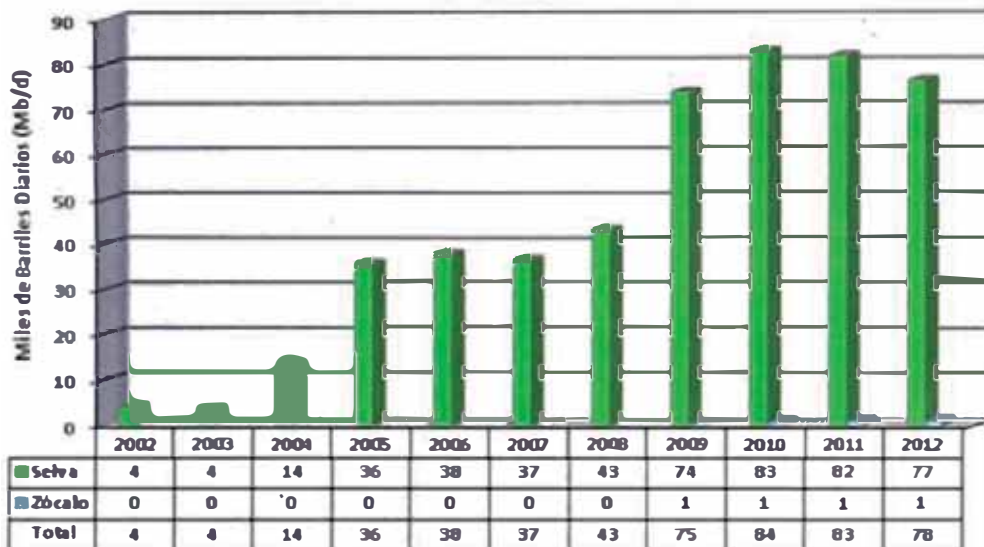


Millones de pies cúbicos / día

Fuente:

[http://www.perupetro.com.pe/wps/wcm/connect/perupetro/site/InformacionRelevante/Estadistica /
ProduccionHidrocarburos/Cont_ProduccionGa](http://www.perupetro.com.pe/wps/wcm/connect/perupetro/site/InformacionRelevante/Estadistica/ProduccionHidrocarburos/Cont_ProduccionGa)

Gráfico N°02: Producción Fiscalizada de NGL Año 2002 – Junio 2012

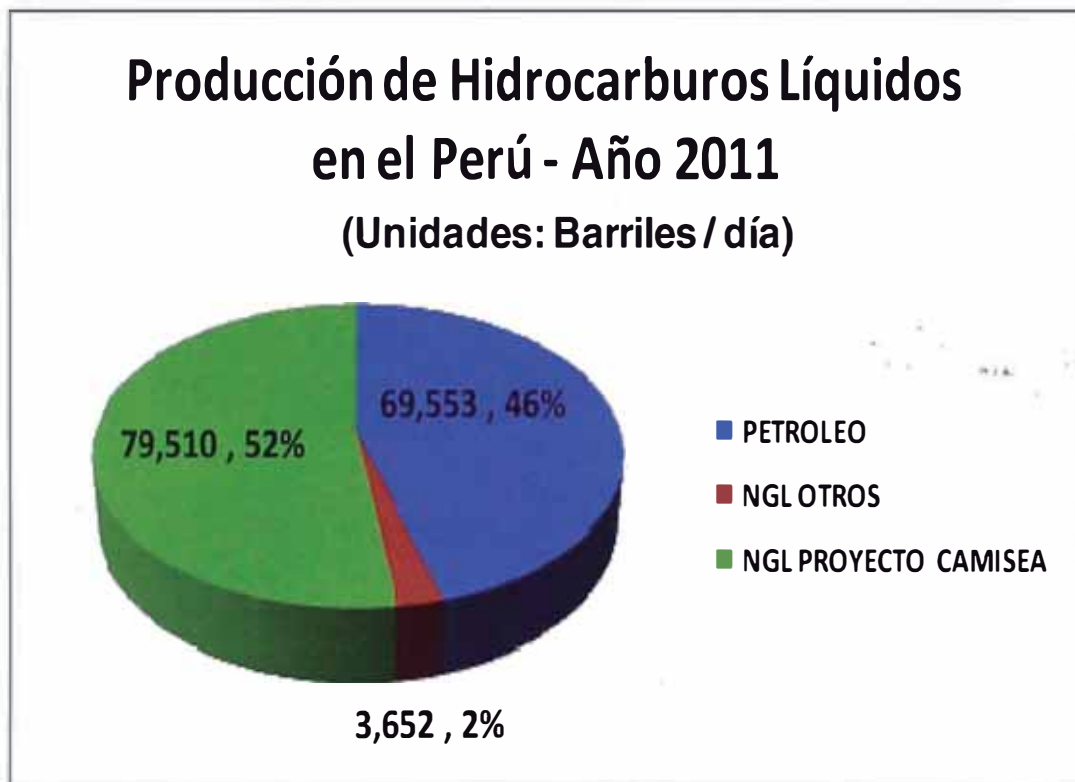


Miles de Barriles / día

Fuente:

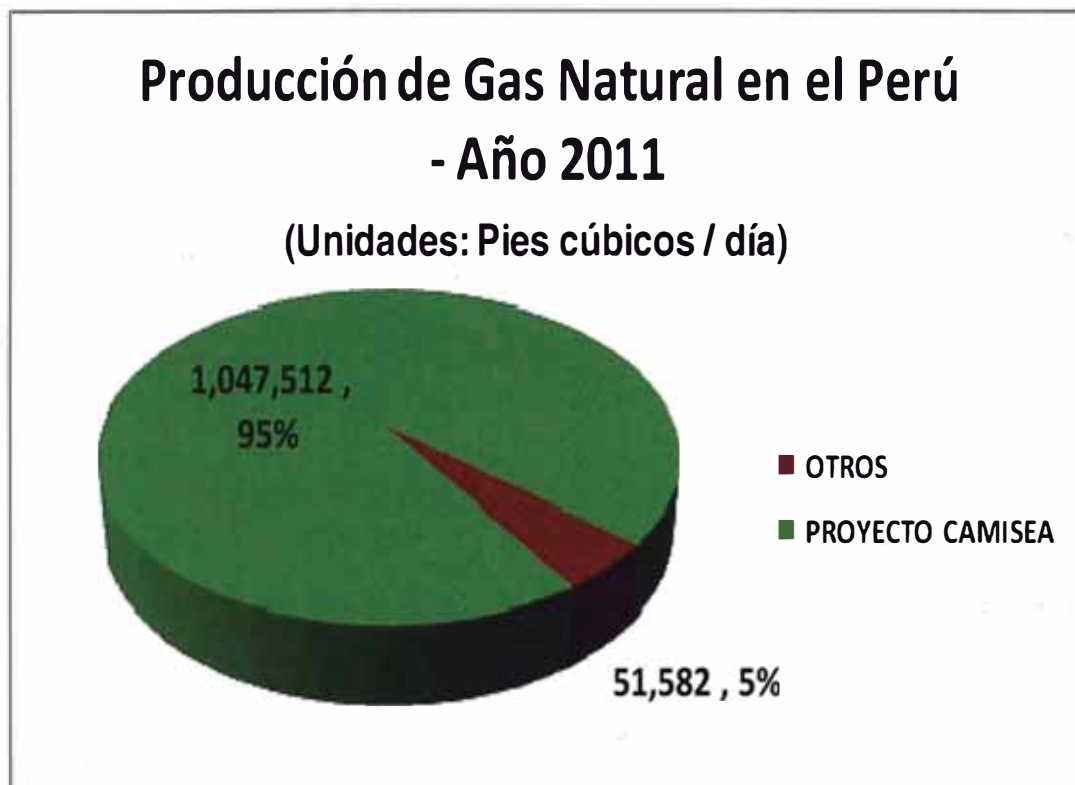
<http://www.perupetro.com.pe/wp/wcm/connect/perupetro/ite/InformacionRelevante/Estadistica/ProduccionHidrocarburo/ContLiquidadeGatatural>

Gráfico N°03: Producción de Hidrocarburos Líquidos en el Perú - Año 2011



Fuente: <http://www.perupetro.net.pe/wp/wcm/connect/26d6408049f07023b83ab8a9f5ad494b/12-2011+-+Informe+de+Actividade+-+Diciembre+2011.pdf?MOD=AJPERE&lmod=-37726885>

Gráfico N°04: Producción de Gas Natural en el Perú - Año 2011



Fuente: <http://www.perupetro.net.pe/wp/wcm/connect/26d6408049f07023b83ab8a9f5ad494b/12-2011+-+Informe+de+Actividade +-+Diciembre+2011.pdf?MOD=AJPERE &lmod=-37726885>

II. EL ÓRGANO EMPRESARIAL

Empresa: Pluspetrol Perú Corporation S.A., Planta de Gas Natural Malvinas - Camisea

Dirección Oficina Central: República de Panamá N° 3055 – San Isidro – Lima.

Dirección Planta: Malvinas, Distrito de Echarate, Provincia de La Convención, Departamento de Cuzco – Perú.

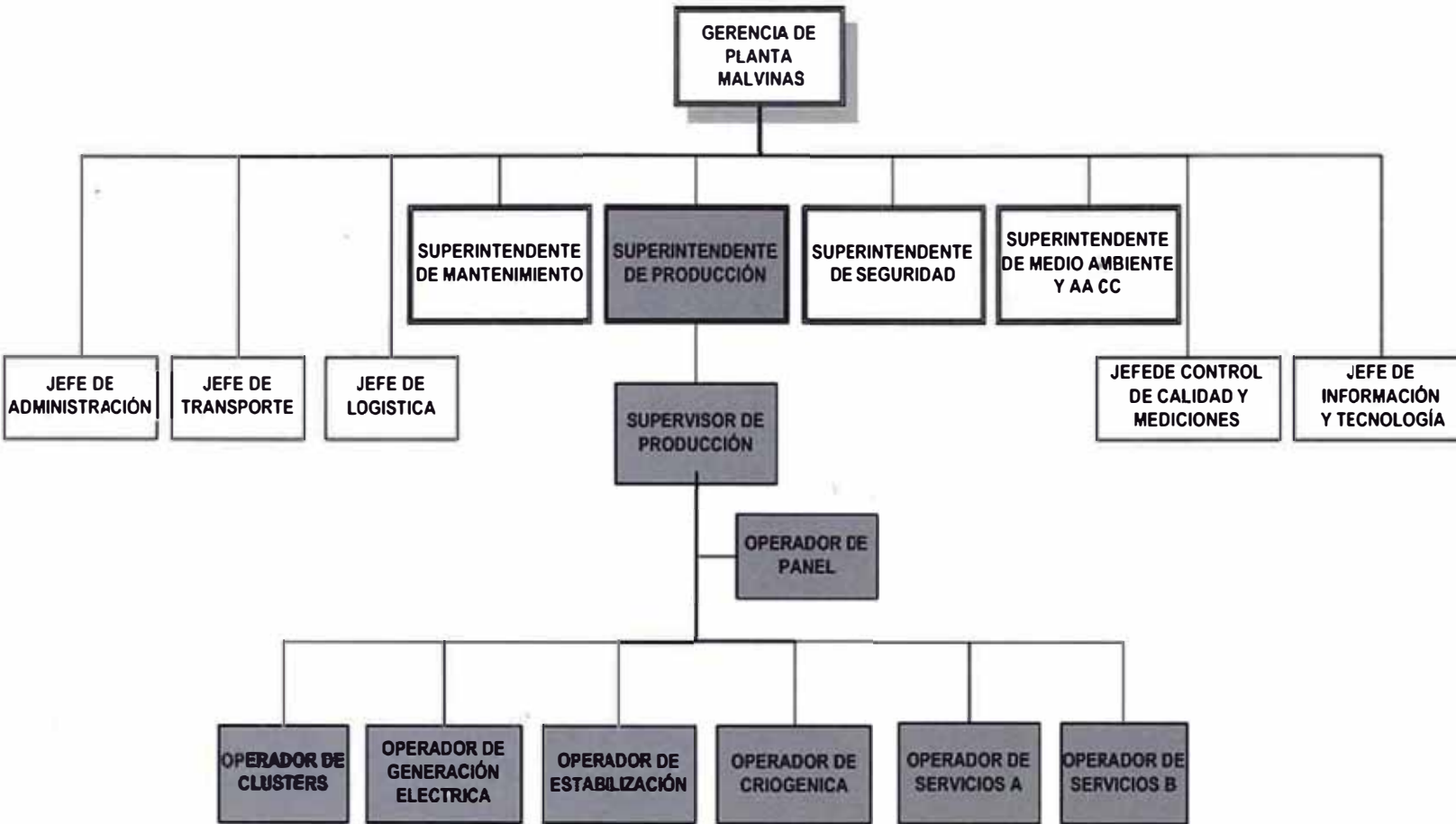


Gráfico N.º 5: Organigrama de la Planta de Gas Malvinas

III. RELACIÓN PROFESIONAL EMPLEADOR

Colaborador de la Empresa Pluspetrol Perú Corporation S.A, desde Octubre del 2003 a la fecha. Desde Mayo del 2011, desempeñando el cargo de Superintendente de Producción de la Planta de Gas Malvinas.

IV. TRABAJO PROFESIONAL DESARROLLADO

Empresa:	Pluspetrol Perú Corporation S.A. Planta de Gas Natural Malvinas - Camisea
Giro del Negocio:	Extracción y separación del gas natural
Lugar:	Echarate, La Convención – Cuzco
Área:	Superintendencia de Producción
Cargo:	Superintendente de Producción
Periodo:	Desde Mayo 2011 a la fecha.
Función Principal:	Responsable de la gestión de la operación de extracción de gas natural desde los diferentes yacimientos del Lote 88 y 56, y de su procesamiento en la planta Malvinas.
Principales Logros:	Responsable Operativo del proceso de Comisionado y Puesta en Marcha de la 2° Ampliación de la Planta Malvinas.

Empresa:	Pluspetrol Perú Corporation S.A. Planta de Gas Natural Malvinas - Camisea
Giro del Negocio:	Extracción y separación del gas natural
Lugar:	Etcharate, Convención – Cuzco
Area:	Superintendencia de Producción
Cargo:	Supervisor de Producción

Periodo:	Desde Agosto 2009 a Mayo 2011
Función Principal:	<p>Responsable durante el turno del proceso de extracción de gas natural desde los diferentes yacimientos del Lote 88 y 56, y de su procesamiento en la planta Malvinas de acuerdo al programa de producción y cumpliendo los estándares de seguridad y medio ambiente establecidos.</p> <p>Responsable de cumplir con la programación del despacho de NGL a la Planta de Pisco y de la inyección de gas de venta hacia Lima.</p> <p>Responsable de la operación de los gaseoductos de producción de gas de acuerdo al Programa de Integridad de Ductos.</p> <p>Líder del Equipo de Respuesta Inicial de la planta ante cualquier contingencia.</p>
Principales Logros:	<p>Puesta en servicio de la Unidad Deshidratadora de Condensado (Junio 2010) y de los Clusters Cashiriari I (Julio 2009) y Cashiriari 3 (Setiembre 2010)</p> <p>Participación por Pluspetrol en HAZOP Cluster Kinteroni y Flowline Kinteroni – Pagoreni. (Abril 2010).</p> <p>Participación en el HAZOP para la 2° ampliación de Planta Malvinas (Enero 2010) – Buenos Aires – Argentina.</p>
Empresa:	<p>Pluspetrol Peru Cooperation S.A.</p> <p>Planta de Fraccionamiento de Líquidos de Gas Natural – Pisco-Camisea.</p>
Giro del Negocio:	Procesamiento de los Líquidos del Gas Natural

	utilizando para ello altos estándares de calidad, seguridad, medio ambiente y en completa armonía con las comunidades.
Lugar:	Paracas, Pisco - Ica
Periodo:	14 de Octubre 2003 al 05 de Agosto 2009
Área:	Superintendencia de Producción
Cargo:	Supervisor de Producción
Función Principal	Responsable del proceso de fraccionamiento de los líquidos de gas natural (NGL) recibidos en Pisco, así como de los procesos auxiliares de soporte (unidades de bombeo, almacenamiento, generación eléctrica, aceite térmico, etc.) optimizando las condiciones de operación de la planta para maximizar el rendimiento de productos obteniéndolos dentro de las especificaciones de calidad y de acuerdo al programa de producción, cumpliendo con los estándares de Pluspetrol en seguridad y medio ambiente.
Principales Logros:	Confeción de los Manuales de Operación de la planta bajo el método MTS. (2003-2004) Participación en el pre-comissioning, comissioning de la Planta Pisco (2003 – 2004). Arranque exitoso de la Planta Pisco como parte de la ejecución del Proyecto Camisea (2004). Participación en el Ingepet 2005 como expositor con el “paper”: “Análisis y optimización de rendimientos de la Unidad de Fraccionamiento – Planta Pisco” (2005). Certificación de la Planta Pisco en ISO 14001 y OHSAS 18001 (Agosto 2008).

	<p>Confeción de manuales MTS y entrenamiento del personal operador nuevo para la 1° ampliación de la Planta Pisco (2007-2008).</p> <p>Participación en el HAZOP, revisiones de ingeniería, pre-comissioning, comissioning para la 1° ampliación de Planta Pisco (2007-2008)</p> <p>Puesta en marcha inicial de la 1° ampliación de la Planta Pisco (Setiembre 2008)</p> <p>Participación en la revisión de la ingeniería conceptual de la 2° ampliación de la Planta Pisco (2009)</p>
--	---

Empresa:	Petróleos del Perú – Petroperu S.A. – Refinería Talara
Giro del Negocio:	Transporte, refinación y comercialización de combustibles y otros productos derivados del petróleo.
Lugar:	Talara, Piura
Cargo:	Supervisor de Turno Procesos
Periodo:	10 de Julio 2000 al 12 de Octubre 2003
Cargo:	Responsable del cumplimiento de los objetivos de producción de las distintas unidades del complejo, tales como la Unidad de Destilación Primaria, Destilación al Vacío, Cracking Catalítico, Recuperación de Gases, Tratamiento de Combustibles, Planta de Asfaltos y Servicios Industriales, de manera eficiente, teniendo en cuenta siempre los mejores criterios de seguridad y preservación del medio ambiente.
Principales Logros:	Reducción de la generación del Slop en la refinería, como parte del programa de reducción de mermas (200-

	<p>2003).</p> <p>Optimización del uso de catalizador para el craqueo catalítico (2000 -2003).</p> <p>Mecanización del sistema de reportes de las condiciones de operación de las unidades de planta (2003).</p> <p>Actualización anual de los manuales de operación.</p>
Periodo:	14 de Enero 2003 al 31 de Agosto 2003
Cargo:	Asistente de Coordinación de Operaciones
	<p>Encargado de la programación de la producción de la planta, de acuerdo al plan mensual de refinación, así como de la coordinación del programa de despachos de productos a través de Buques Tanques.</p>

V. DESARROLLO DEL TEMA

5.1 Fundamentos y Conceptos Básicos del Gas Natural ⁽³⁾

El gas natural es usado principalmente como combustible y como materia prima en la industria de manufactura. Como uso doméstico, es usado en pequeños hornos, calentadores de agua, cocinas y estufas. Como combustible industrial, es usado en hornos para la fabricación de ladrillos, cementos, cerámicos, industria del vidrio; generación de vapor de agua en calderos; en centrales termoeléctricas para generación de electricidad, como fuente de calor limpio para esterilización de instrumentos y en la industria alimentaria. Como materia prima en la industria petroquímica, el gas natural es usado para la producción de hidrógeno, Azufre, Negro de Humo, Etileno y Amonio, estas últimas sustancias bases para la producción de fertilizantes y muchos otros compuestos de la industria petroquímica.

El gas natural es considerado un combustible “limpio” para el medio ambiente comparado con los otros combustibles fósiles. Entre sus principales beneficios ambientales respecto al carbón o petróleo crudo, es que sus emisiones de dióxido de azufre son insignificantes, mientras que los niveles de óxidos de nitrógeno y dióxido de carbono son menores. Esto ayuda a reducir los problemas de lluvia ácida, reducción de la capa de ozono y efecto invernadero.

Asimismo, el gas natural es considerado una fuente de energía segura cuando es transportado, almacenado y utilizado en sus diversas aplicaciones.

5.1.1 Historia del Gas Natural

El descubrimiento del gas natural data desde tiempos antiguos en el Medio Oriente. Miles de años atrás, era notado que el gas natural se filtraba hacia la superficie y se encendía provocando grandes llamaradas iluminando el paisaje. En Persia, Grecia o India las personas construían sus templos alrededor de estas “flamas eternas”. Sin embargo, en el 211 AC, luego de reconocer su valor

energético, los chinos perforaron el primer pozo conocido de gas natural. En Europa, el gas natural no fue conocido hasta 1659 en que fue descubierto en Gran Bretaña, pero no fue comercializado sino hasta 1790. En Estados Unidos, el gas natural fue descubierto en 1821, en Fredonia.

Históricamente, el gas natural fue descubierto a consecuencia de la búsqueda del petróleo crudo. Frecuentemente fue considerado un sub-producto no deseado, el cual era separado y venteadado a la atmósfera. Posteriormente, a partir de la década del setenta, con la escasez del petróleo, el gas natural se convirtió en una fuente importante de energía en el mundo.

Durante el siglo diecinueve, el gas natural era usado exclusivamente como una fuente de luz y su uso era muy localizado debido a la ausencia de sistemas que permitieran su transporte a largas distancias. En 1890 hubo un cambio importante con la invención de los acoples de tuberías a prueba de fugas, pero el transporte del gas natural a grandes distancias no pudo ser práctico hasta 1920, época en la cual mejoró la tecnología de fabricación de tuberías. Pero no fue hasta después de la Segunda Guerra Mundial en que el uso del gas natural creció rápidamente debido al desarrollo de la red de gaseoductos y sus sistemas de almacenamiento.

5.1.2 Origen del Gas Natural y Composición

El gas natural existe en la naturaleza bajo presión en las formaciones de reservorio por debajo de la superficie terrestre. Se encuentra solo o junto a hidrocarburos más pesados y agua. El gas natural ha sido formado por degradación de la materia orgánica acumulada por millones de años atrás. Dos principales mecanismos (biogénico y termogénico) son responsables de esta degradación. El gas biogénico es formado en lugares poco profundos y a bajas temperaturas por la descomposición bacteriana anaeróbica de materia orgánica sedimentaria. En contraste, el gas termogénico es formado a mayores profundidades en dos etapas: (1) por craqueo térmico de la materia orgánica sedimentaria en

hidrocarburo líquido y gas. (2) El craqueo térmico del hidrocarburo líquido de la primera etapa a altas temperaturas, en gas y pyrobitumen.

El gas biogénico consiste básicamente en metano, mientras que el gas termogénico puede contener concentraciones significantes de etano, propano, butanos y compuestos más pesados.

El principal constituyente del gas natural es el metano. Otros constituyentes son hidrocarburos parafínicos como el etano, propano y butano. Muchos reservorios de gas natural contienen nitrógeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno. Cantidades de argón, hidrógeno y helio pueden estar presentes en trazas. La composición del gas natural varía ampliamente. En la Tabla N° 1 se muestra una composición típica del gas natural antes de ser procesado.

Tabla N° 1: Composición típica del Gas Natural

Nombre	Fórmula	Volumen (%)
Metano	CH ₄	>85
Etano	C ₂ H ₆	3-8
Propano	C ₃ H ₈	1-2
Butano	C ₄ H ₁₀	<1
Pentano	C ₅ H ₁₂	<1
Dióxido de carbono	CO ₂	1-2
Sulfuro de Hidrógeno	C ₂ S	<1
Nitrógeno	N ₂	1-5
Helio	He	<0.5

Fuente: Handbook of Natural Gas Transmission and Processing, página 3.

El gas natural también puede contener pequeñas porciones de hidrocarburos C₅⁺, cuando esta fracción es separada se obtiene gasolinas livianas. Algunas sustancias aromáticas pueden estar presentes como el benceno, tolueno y xilenos. El gas natural puede tener otros contaminantes tales como los mercaptanos (R-SH),

sulfuro de carbonilo (COS), disulfuro de carbono (CS₂). También el Mercurio puede estar presente en el gas natural tanto como metal, en fase vapor o como un compuesto organometálico en las fracciones líquidas. Aunque los niveles de concentración son normalmente bajos, pequeñas cantidades de mercurio son perjudiciales debido a su toxicidad y sus propiedades corrosivas (reacciones con aleaciones de aluminio).

El gas natural es considerado “seco” si es casi puro metano habiéndose removido sus componentes más pesados, de lo contrario el gas natural es considerado “húmedo”.

5.1.3 Fuentes del Gas Natural

El gas natural producido de las formaciones geológicas viene en un amplio arreglo de composiciones. Dependiendo de su composición se puede categorizar en tres distintos grupos:

- (1) **Gas Natural No Asociado:** Producido de yacimientos convencionales de gas. Normalmente este gas contiene muy poco o casi nada de compuestos más pesados que el metano. Pueden contener otros gases como el CO₂ y el H₂S. Normalmente el gas fluye del pozo hacia la superficie con su propia energía hacia los sistemas de tratamiento.
- (2) **Gas Natural Asociado:** De yacimientos convencionales de petróleo, el cual se encuentra asociado con el gas natural. Con un adecuado manejo del reservorio, se trata de minimizar la producción de este gas asociado para mantener la máxima energía en el reservorio que permita maximizar la recuperación del petróleo crudo. Después que los fluidos de producción son llevados a la superficie, son enviados a una batería de separadores en donde se obtienen tres corrientes: Hidrocarburos líquidos (petróleo crudo o condensado del gas), agua de producción (agua salada y/o salmueras) y una corriente gaseosa llamada comúnmente “gas rico”. A parte del metano, este gas rico contiene etano, propano, butanos, pentanos e hidrocarburos más pesados (C₆⁺), a todos

estos componentes se les conoce como líquidos del gas natural (NGL por sus siglas en inglés).

(3) **Gas Natural No Convencional:** Entre los tipos de fuentes de gas no convencional son los siguientes:

a) **Tight gas.-** El gas está atascado en formaciones muy herméticas, de rocas duras, o en formaciones de piedra caliza que son no porosas (tight sand). A diferencia de las fuentes convencionales de gas natural, se tiene que hacer grandes esfuerzos para extraer el gas natural de estos reservorios aplicando técnicas tales como fracturamiento o la acidificación incrementando grandemente el costo de la extracción. En Enero del 2000, la Administración de Información de Energía (EIA) de los Estados Unidos informó que se tenían 253.83 TCF de reservas técnicamente recuperables.

b) **Shale Gas.-** El gas natural puede existir en depósitos rocas sedimentarias que se formaron hace unos 350 millones de años atrás. Shale es una formación de roca sedimentaria de grano muy fino, que contiene compuestos orgánicos, que atrapa el gas natural. Estas rocas poseen poros muy pequeños siendo relativamente impermeables al flujo de gas natural a menos que estos sean artificialmente fracturados para crear canales en donde pueda fluir. Por años los geólogos han sabido que se tiene gas natural en este tipo de rocas pero hasta hace poco no era económicamente viable su extracción. Los avances tecnológicos en la perforación horizontal y en la técnica de fracturación hidráulica han contribuido a que esta extracción se vuelva atractiva económicamente. En noviembre 2008, la Comisión Federal de Regulación de Energía de los Estados Unidos (FERC) informó que se tienen 742 TCF de reservas técnicamente recuperables.

c) **Metano en Lechos de Carbón (Coalbed methane).-** Aquí el gas natural ha sido formado junto con las procesos geológicos que formaron el carbón. Los depósitos de carbón son comúnmente encontrados como costuras que corren por debajo del suelo y estas son extraídas en las minas de carbón. El gas natural puede estar atrapado en las capas de carbón o en

las rocas adyacentes. Históricamente, este gas fue una molestia para las actividades mineras de extracción del carbón ya que el metano puede liberarse al exterior creando condiciones peligrosas para los mineros. Por esto, este gas era intencionalmente venteadado hacia la atmósfera para liberarlo. Sin embargo, hoy en día, la recuperación de gas natural de los lechos de carbón se ha convertido en la más popular actividad de extracción del gas natural de fuentes no convencionales. El metano es extraído e inyectado a la red de gaseoductos para su venta. En Junio del 2009, el Comité de Potencial de Gas de los Estados Unidos informó que existen 163 TCF de reservas técnicamente recuperables.

- d) **Gas Natural de Zonas Geopresurizadas.**- En donde el gas está disuelto a muy alta presión y altas temperatura en salmueras localizadas en zonas muy profundas (10,000 - 25,000 pies), haciendo que las actividades de recuperación sean muy complicadas debido a tales condiciones. En los Estados Unidos se estima que se tienen reservas técnicamente recuperables de 1,100 TCF.
- e) **Gas Profundo (Deep gas).**- El cual se encuentra a profundidades mucho mayores que el gas convencional. Típicamente, están a 15,000 pies o más profundo. Con el avance de la tecnología en la perforación, exploración y extracción, se está volviendo económicamente viable producir de estos reservorios, aun cuando todavía sea más costoso hacerlo respecto a los yacimientos convencionales.
- f) **Hidratos de Gas.**- Es la más reciente fuente de gas natural no convencional en ser descubierta e investigada. Los hidratos de gas existen en abundancia en la naturaleza, en las regiones Árticas y en los sedimentos marinos. El hidrato de gas es un sólido cristalino que consiste en moléculas de gas, usualmente metano, cada una rodeada por una jaula de moléculas de agua. Físicamente se parece mucho al hielo. El hidrato de metano se encuentra estable en el sedimento del suelo marino a profundidades de agua mayores a los 300 metros. El Centro de Estudios Geológicos de los Estados Unidos (USGS) estima que los hidratos de

metano contienen cantidades de carbono orgánico mucho mayores que los yacimientos de carbón, petróleo o gas natural convencional juntos. Se estima que existen entre 7,000 y 73,000 TCF, sin embargo los estudios acerca de los efectos al medio ambiente que puede traer la extracción del metano de hidratos todavía está muy incipiente.

5.2 Descripción General de un Proyecto de Extracción y Procesamiento de Gas Natural – Proyecto Camisea

5.2.1 Ubicación Geográfica del Proyecto

El Proyecto Camisea abarca actualmente los Lotes de 88 y 56, los cuales están ubicados en las siguientes regiones del Perú: El departamento del Cusco donde se encuentran las reservas de gas natural (cuena del Ucayali) y la Planta de Gas Malvinas; el departamento de Ica donde se encuentra la Planta de Fraccionamiento de Pisco, el departamento de Lima donde se ubica la Estación de Llegada de Lurín, y los diversos lugares por donde atraviesan las tuberías de transporte de gas y líquidos en los departamentos de Cusco, Ayacucho, Huancavelica, Ica y Lima.

Los siguientes gráficos se muestran la Ubicación geográfica del Proyecto Camisea.

Gráfico N°6: Ubicación Geográfica del Proyecto Camisea.

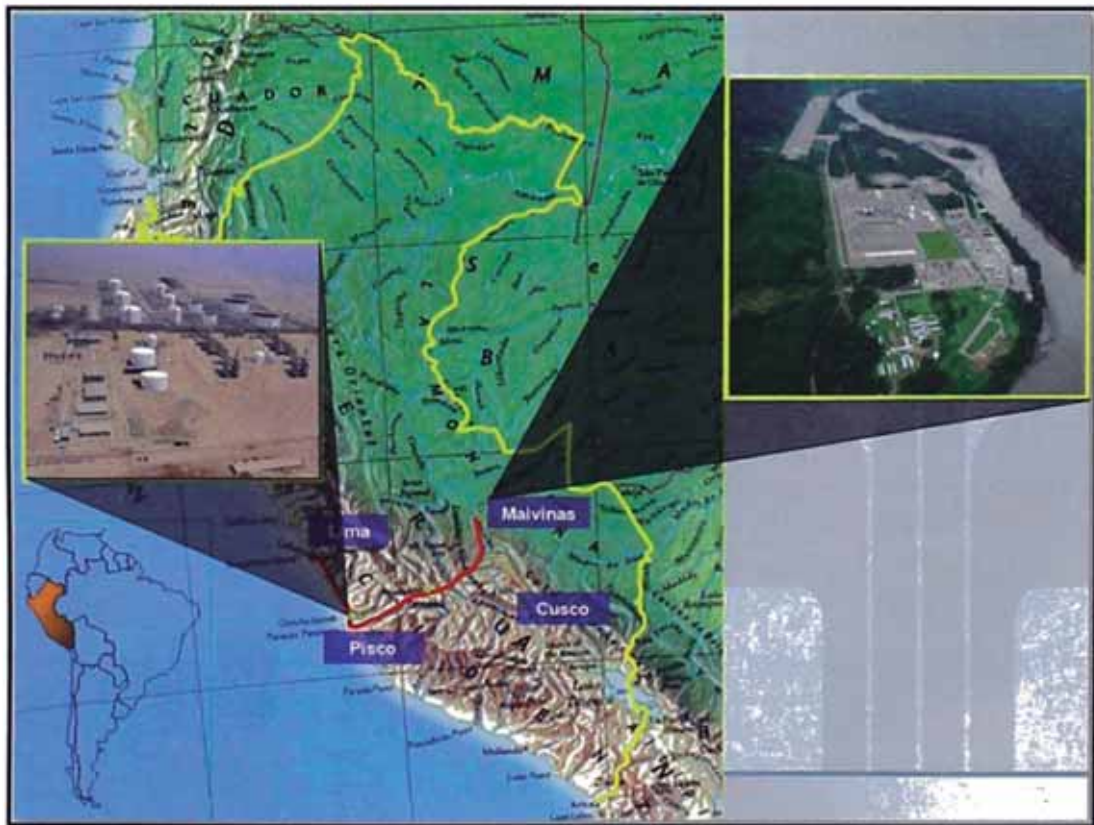
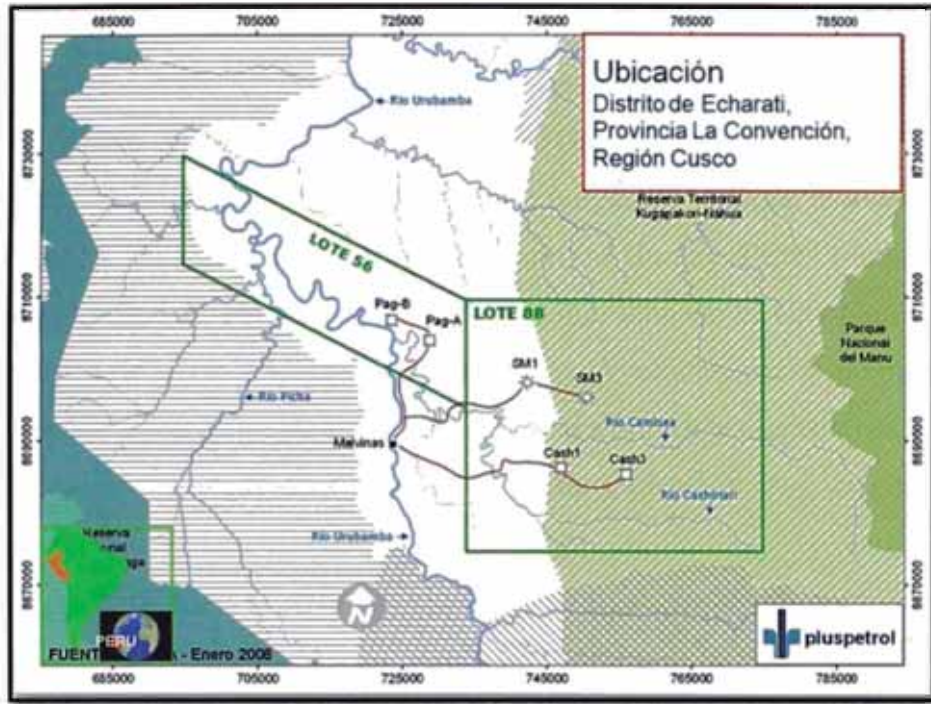


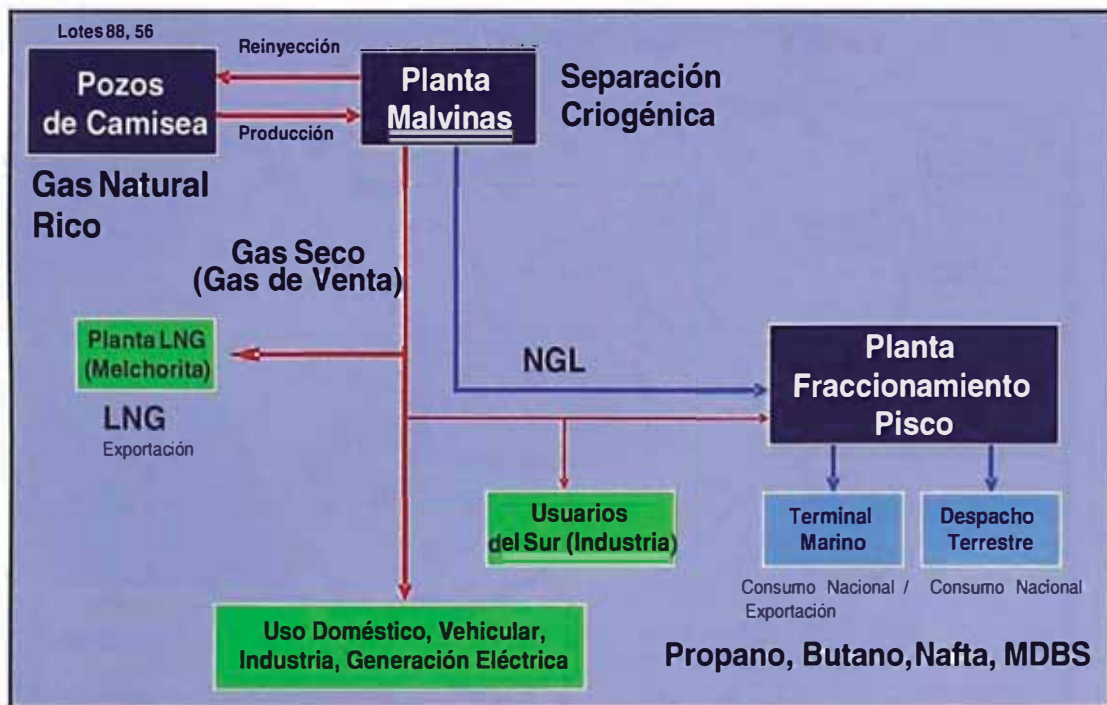
Gráfico N°7: Ubicación de Lotes 88 y 56.



5.2.2 Esquema General del Proyecto

En el siguiente gráfico se muestra un diagrama de bloques del Proyecto Camisea

Gráfico N°8: Diagrama de Bloques del Proyecto Camisea



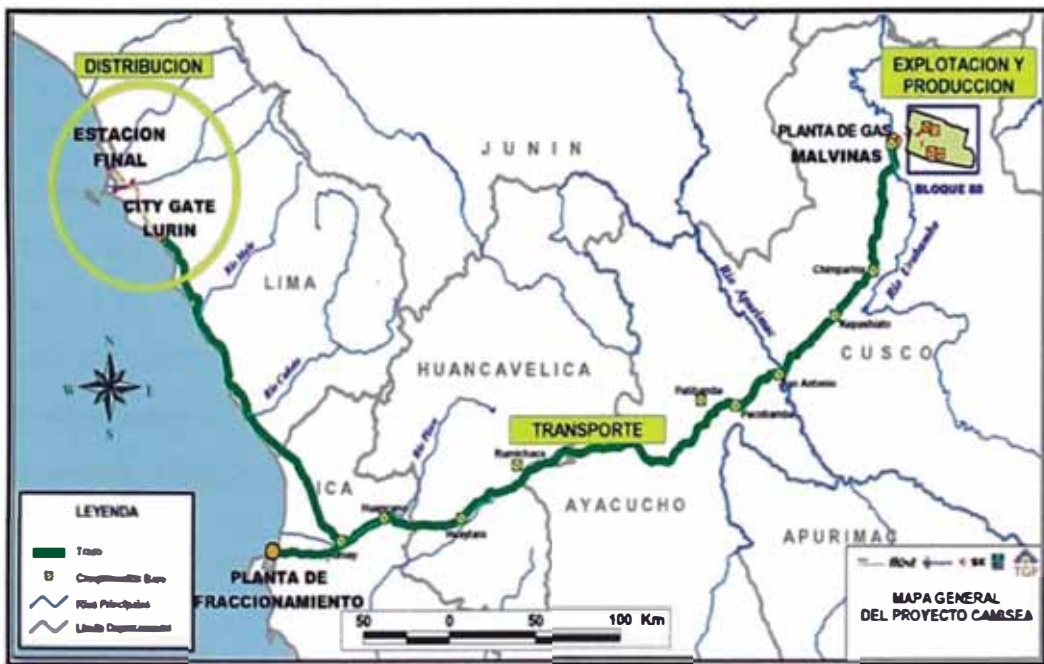
El gas natural es extraído de los yacimientos por medio de los pozos de producción y es transportado a través de gasoductos hacia la Planta de Gas Malvinas. Aquí el gas natural pasa por un proceso de separación para obtenerse el gas seco (gas de venta) y el NGL (Líquidos de Gas Natural).

El gas seco es luego transportado a través de un gasoducto que atraviesa toda la selva y sierra hasta llegar a la costa (Estación de Humay, Pisco - Ica) y de allí continua al punto de entrega para su distribución, llamado el City Gate, ubicado en el distrito de Lurín - Lima. En Chiquintirca- Ayacucho, existe un gasoducto de derivación, recientemente construido, el cual transporta el gas hasta la Planta de Licuefacción ubicada en Pampa Melchorita, Cañete, el cual es destinado a exportación.

Por otro lado, el NGL es transportado en paralelo al gasoducto, a través de otro ducto el cual atraviesa la selva y sierra hasta llegar a la costa de Pisco, en el distrito de Paracas, para ser entregado como materia prima para la Planta de Fraccionamiento de Pisco.

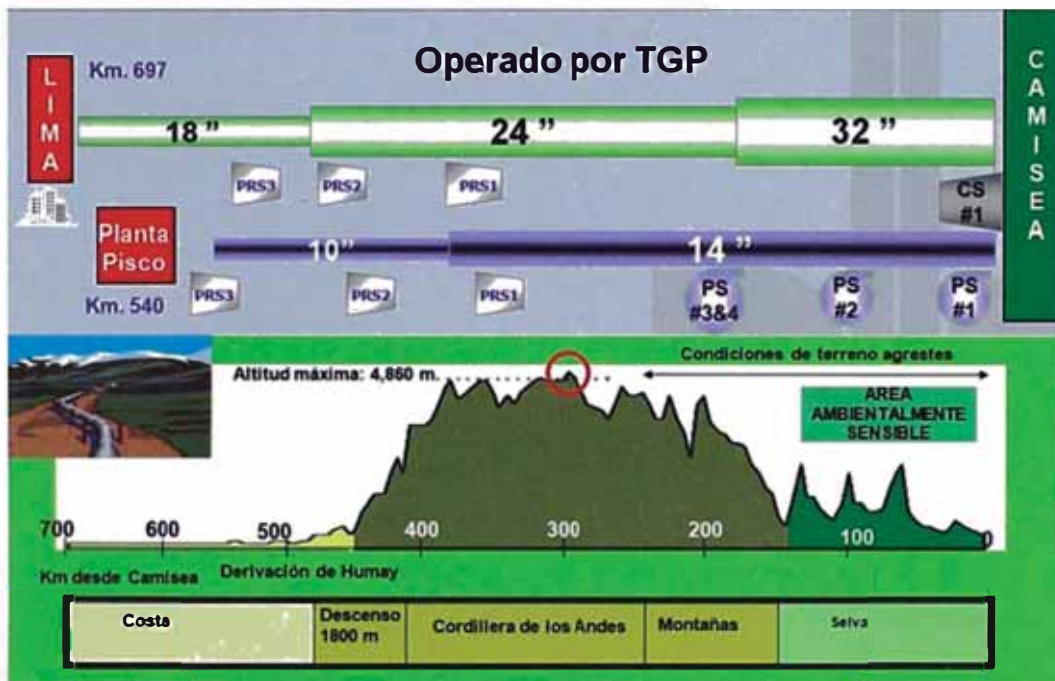
Tanto el gasoducto de gas de venta como de NGL es operado por la Cía. Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP).

Gráfico N°9: Transporte de Gas y NGL



A lo largo de su recorrido las tuberías de gas y NGL van cambiando de diámetro. Para poder vencer la altura de la Cordillera de los Andes, se tiene instalado estaciones de compresión de gas y estaciones de bombeo de NGL. Luego de cruzada la cordillera, se tienen estaciones de reducción de presión tanto en la tubería de gas como de NGL para entregar estos productos a las condiciones deseadas.

Gráfico N°10: Detalle de tuberías de Gas y NGL



El NGL es procesado en la Planta de Pisco, donde se obtienen los productos Propano, Butano, Nafta y Diesel.

Finalmente estos productos son despachados a través de dos maneras: A través del Terminal de Despacho Terrestre (propano y butano presurizado como GLP) por medio de camiones-cisternas; y a través del Terminal Marino por medio de buques – tanques, donde se despacha para el consumo local Propano / Butano Refrigerado y Diesel, mientras que la Nafta para exportación.

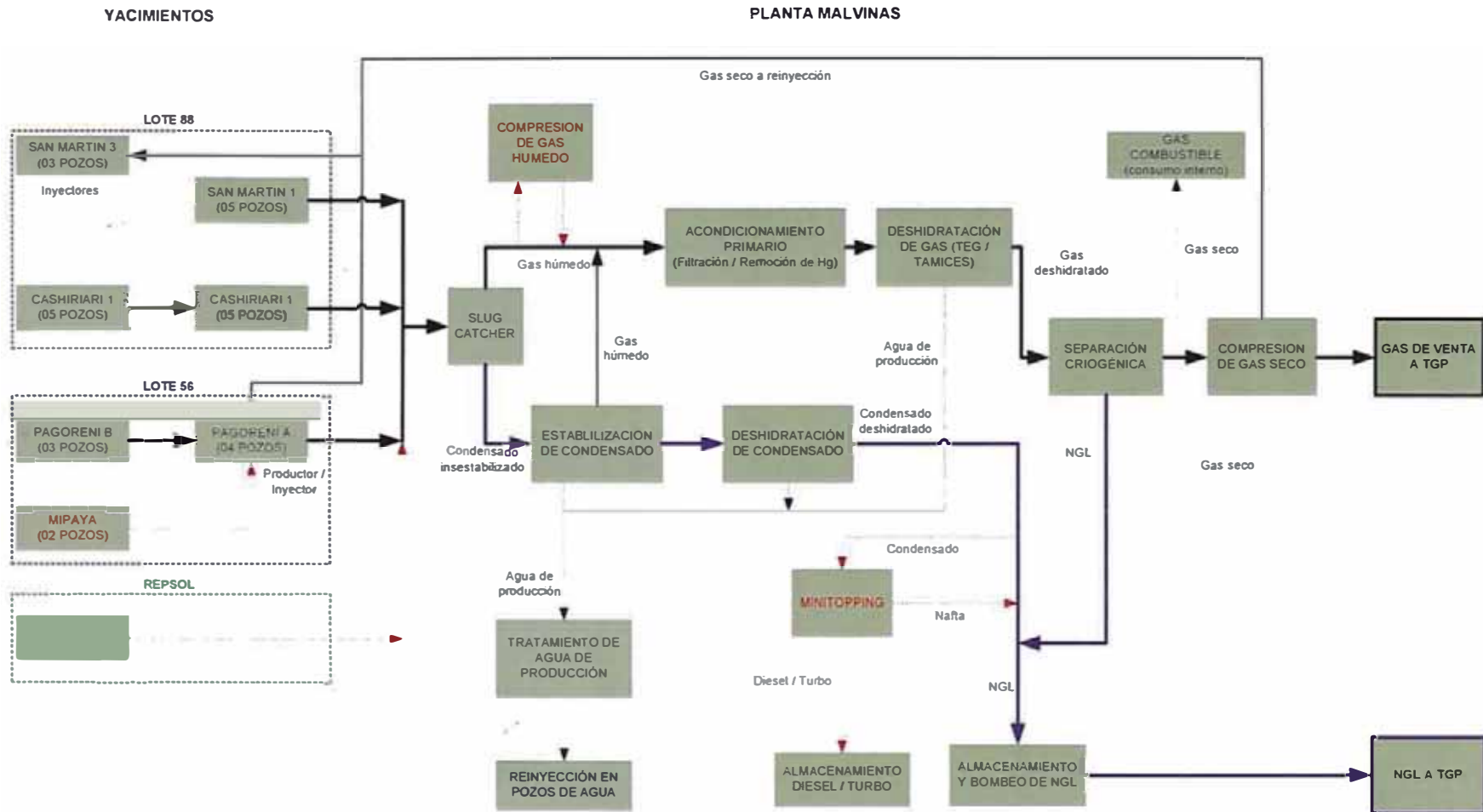
5.2.3 Descripción General de las Plantas de Malvinas y Pisco

5.2.3.1 Planta de Gas Malvinas

La Planta de Gas Malvinas se ubica al margen del río Urubamba en el distrito de Echarate, provincia de La Convención en el departamento de Cusco.

La planta tiene una capacidad actual de procesamiento de 1,300 millones de pies cúbicos de gas / día, capaz de producir 90,000 barriles / día de NGL.

Gráfico N°11: Diagrama de Bloques de la Planta de Gas Malvinas



Todo el gas natural rico proveniente de los pozos de producción los Clusters San Martín 1, Cashiriari 1 y 3, Pagoreni A y B; es transportado a la Planta Malvinas a través de gaseoductos, a la llegada a planta, el gas ingresa a la primera unidad de separación primaria (Slug Catcher) en donde se separa el Condensado del gas natural el cual es enviado a las Unidades de Estabilización y luego a la Unidad Deshidratadora de Condensado antes de ser enviado a almacenamiento.

Por otro lado, el gas natural sin condensados es enviado a las Unidades de Acondicionamiento (filtrado, remoción de mercurio, deshidratación) y Separación Criogénica (turbo-expansión y fraccionamiento) a fin de recuperar la mayor cantidad de NGL contenido. La planta está diseñada para garantizar la recuperación del 97% del NGL contenido en el gas natural.

Luego, el gas natural “seco” o gas de venta es comprimido elevándose su presión hasta 2000 psig para poder ser enviado al gaseoducto de TGP, según los requerimientos comerciales, mientras que el exceso de gas que no es vendido es comprimido a una presión de 4000 psig para poder reinyectarlo y mantener la presión del yacimiento.

Gráfico N°12: Ubicación de la Planta de Gas Malvinas



Gráfico N° 13: Vista Panorámica de la Planta de Gas Malvinas



5.2.3.2 Planta de Fraccionamiento de NGL Pisco

Gráfico N°14: Ubicación de la Planta de Fraccionamiento de Pisco



La Planta de Fraccionamiento de NGL Pisco se encuentra ubicada a orillas del Océano Pacífico a aproximadamente a 250 Km al sur de Lima en el distrito de Paracas, provincia de Pisco, departamento de Ica. Se encuentra ubicada en la zona de amortiguamiento de la Reserva Nacional de Paracas.

En el Gráfico N° 15 se muestra el diagrama de bloques de la Planta Pisco.

Gráfico N°15: Diagrama de Bloques de la Planta de Fraccionamiento de NGL Pisco

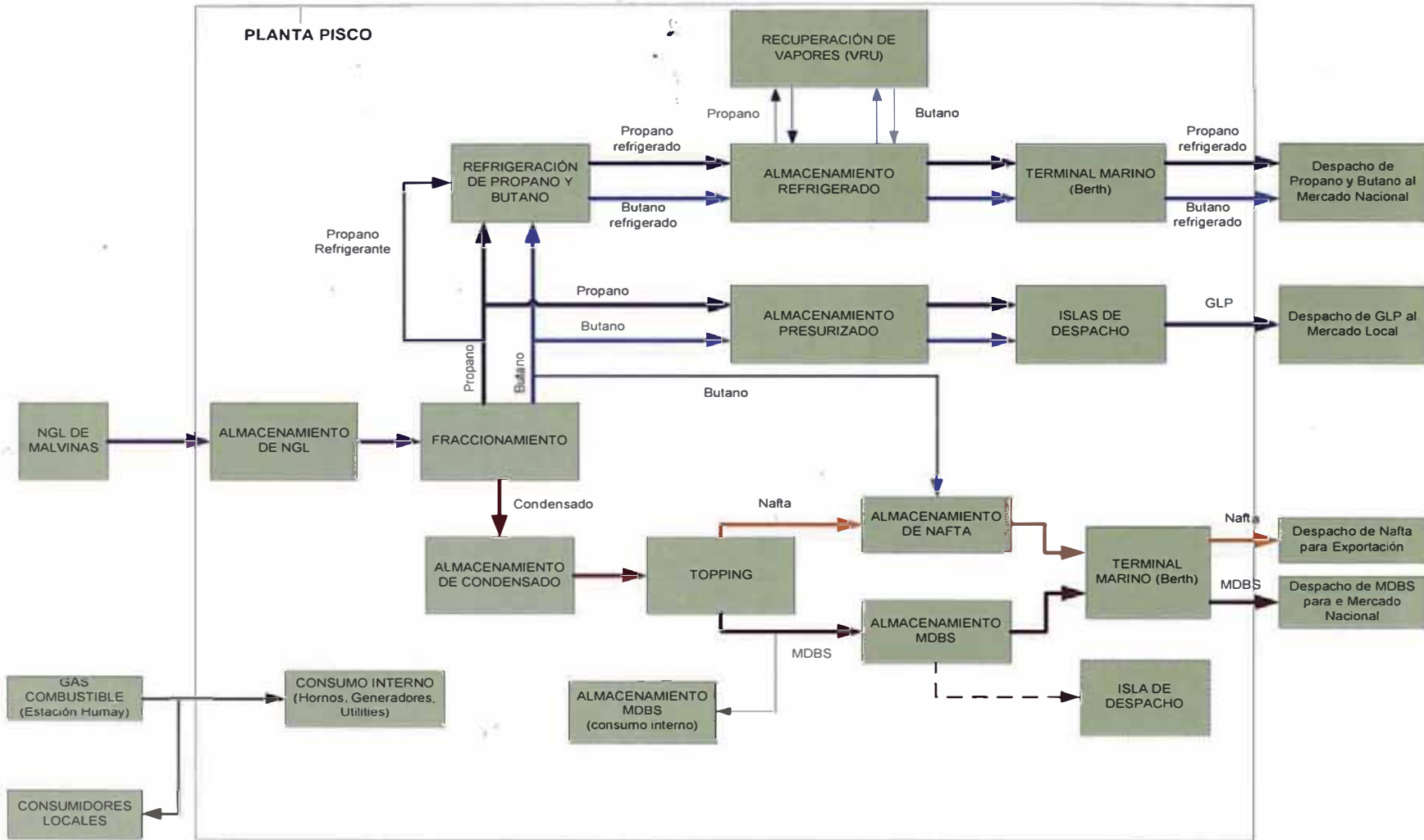


Gráfico N°16: Vista Panorámica de la Planta de Fraccionamiento de Pisco




En la Tabla N°2: se muestran los rendimientos típicos de la Planta Pisco. La planta tiene una capacidad actual para procesar 85,000 Barriles / día de NGL, de los cuales el 51% de ese volumen es separado como GLP (Propano más Butano) en las Unidades de Fraccionamiento, mientras que el 49% es separado como Nafta y Destilado Medio para Mezcla (MDBS por sus siglas en inglés, de propiedades similares a un Diesel liviano) en las Unidades de Topping. El 1% de residuo inicialmente diseñado para retirarse como SLOP, se incluye a la producción de MDBS, sin afectar su calidad.

Tabla N°2 Rendimientos de Típicos de la Planta Pisco

Rendimientos	Bbls / día	% Volumen
Alimentación NGL	85,000	100 %
Propano	28,900	34%
Butano	14,450	17%
Nafta	32,300	38%
Diesel/MDBS	8,500	10%
Residuo	850	1%

Gráfico N°17: Almacenamiento de Propano y Butano Refrigerado

Tanques de Propano	
Tipo	: Vertical
Techo	: Fijo, semiesférico
Capacidad	: 3 x 188,700 Bbls c/u
Temperatura	: -45°C
Fondos	: Temp. controlada



Tanques de Butano	
Tipo	: Vertical
Techo	: Fijo, semiesférico
Capacidad	: 3 x 92,000 Bbls c/u
Temperatura	: -5.5°C
Fondos	: Temp. Controlada

El propano y butano obtenido en las Unidades de fraccionamiento se almacenan en forma refrigerada en tres tanques de propano a -45°C y tres tanques de butano a -5.5°C. Desde aquí son despachados hacia los buques tanques por medio de un sistema de tuberías y bombas de despacho.

Gráfico N°18: Almacenamiento de Propano y Butano Presurizado



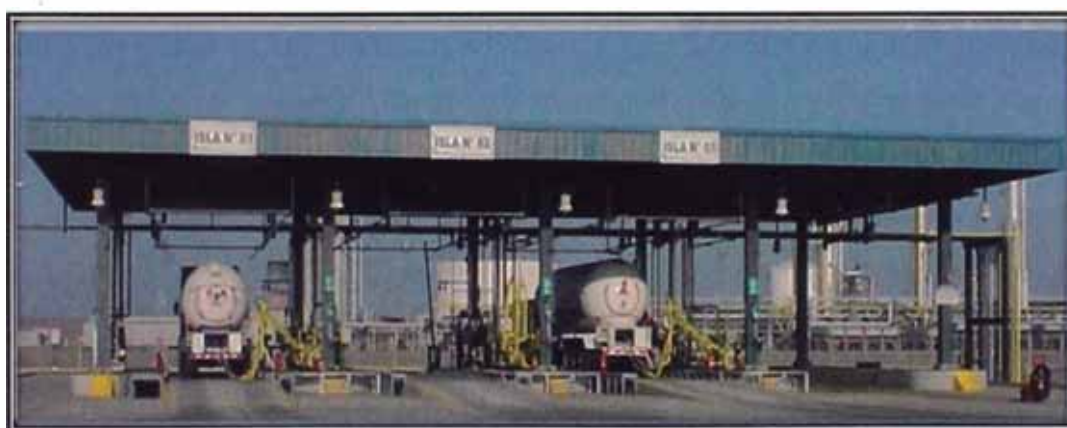
Parte de la producción de propano y butano de la planta se almacena a temperatura ambiente en bullets con el fin de poder atender al despacho GLP de la zona.

Gráfico N°19: Tanques de Almacenamiento de Nafta y Diesel



La Nafta y el MDBS producido en las Unidades de Topping se almacenan a temperatura ambiente. Para el caso de la Nafta, se almacena en 02 tanques de techo flotante, este diseño minimiza la emanación de vapores de hidrocarburos hacia el ambiente.

Gráfico N°20: Terminal de Despacho Terrestre



A fin de atender el consumo de GLP de la zona, la Planta Pisco cuenta con tres Islas de Despacho de cisternas de GLP. Aquí el propano y butano es mezclado en línea a la proporción deseada por el cliente. Unas balanzas electrónicas determinan el peso del GLP despachado.

Gráfico N°21: Terminal Marino Pisco-Camisea



Los cuatro productos obtenidos en la Planta Pisco son despachados por el Terminal Marino construido para tal fin.

Para ello se cuentan con 04 líneas submarinas que recorren tres kilómetros desde la orilla del mar hasta la plataforma marina, 02 líneas "pipe-in pipe" de 20 pulgadas de diámetro para el transporte del propano y butano refrigerado, 01 línea de 24 pulgadas de diámetro para el transporte de la Nafta y 01 línea de 8 pulgadas de Diámetro para el Diesel. Estas 04 líneas están enterradas a un metro por debajo del lecho marino.

Para poder conectarse a los buques el terminal cuenta con tres brazos de carga.

5.3 Descripción del Proceso de la Planta Malvina

En esta parte se realizará una descripción detallada del proceso de la Planta de Separación de Gas Malvinas.

El procesamiento de gas se realiza en las siguientes etapas proceso:

- Extracción y Producción de Gas
- Transporte de Gas Húmedo a la Planta de Gas
- Acondicionamiento Primario del Gas Natural
- Deshidratación del Gas Natural
- Separación Criogénica
- Compresión de Gas
- Estabilización de Condensado
- Deshidratación de Condensado
- Almacenamiento y Bombeo de NGL

Asimismo, se necesita de otros sistemas o servicios auxiliares necesarios para el funcionamiento de la Planta, tales como:

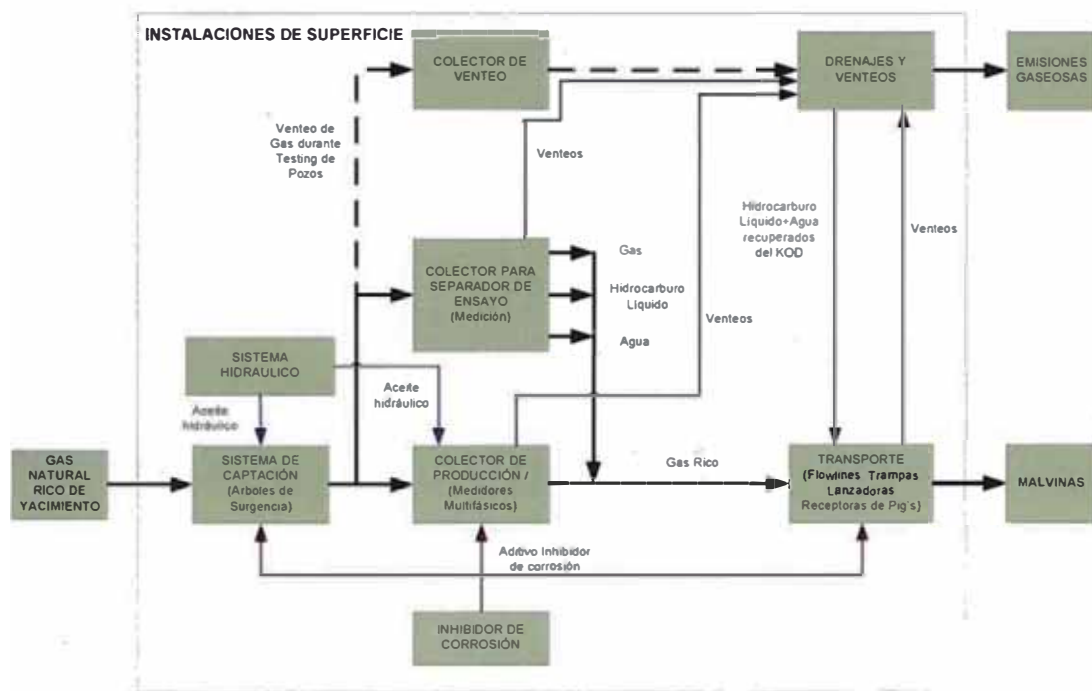
- Regeneración de TEG
- Aceite Térmico
- Gas Combustible
- Aire de Instrumentos y Servicios
- Generación y Distribución de Eléctrica
- Drenajes y Venteos
- Contra Incendio

Debido a las características de la planta, es imperativo que todas estas unidades de proceso y sistemas auxiliares deban de ser monitoreados y controlados en tiempo real, por lo que la planta tiene un Sistema de Control de Proceso (Process Control System, PCS) que monitorea y controla todas las variables de proceso; y un Sistema de Control de Seguridad (Shutdown Safety System, SSS) que monitorea y

controla, en forma paralela al PCS, solo las variables críticas del proceso y actúa en forma automática y autónoma de acuerdo a la filosofía de control de seguridad.

5.3.1 Extracción y Producción de Gas

Grafico N°22: Esquema Típico de una Locación Productora de Gas tipo Cluster



Actualmente la Planta Malvinas se alimenta de gas rico de los pozos productores ubicados en los Clusters San Martín 1, Cashiriari 1, Cashiriari 3, Pagoreni A y Pagoreni B. Asimismo, se cuenta con pozos reinyectores en los Clusters de San Martín 1 y Pagoreni A.

Gráfico N°23: Ubicación de los Pozos de Gas Natural

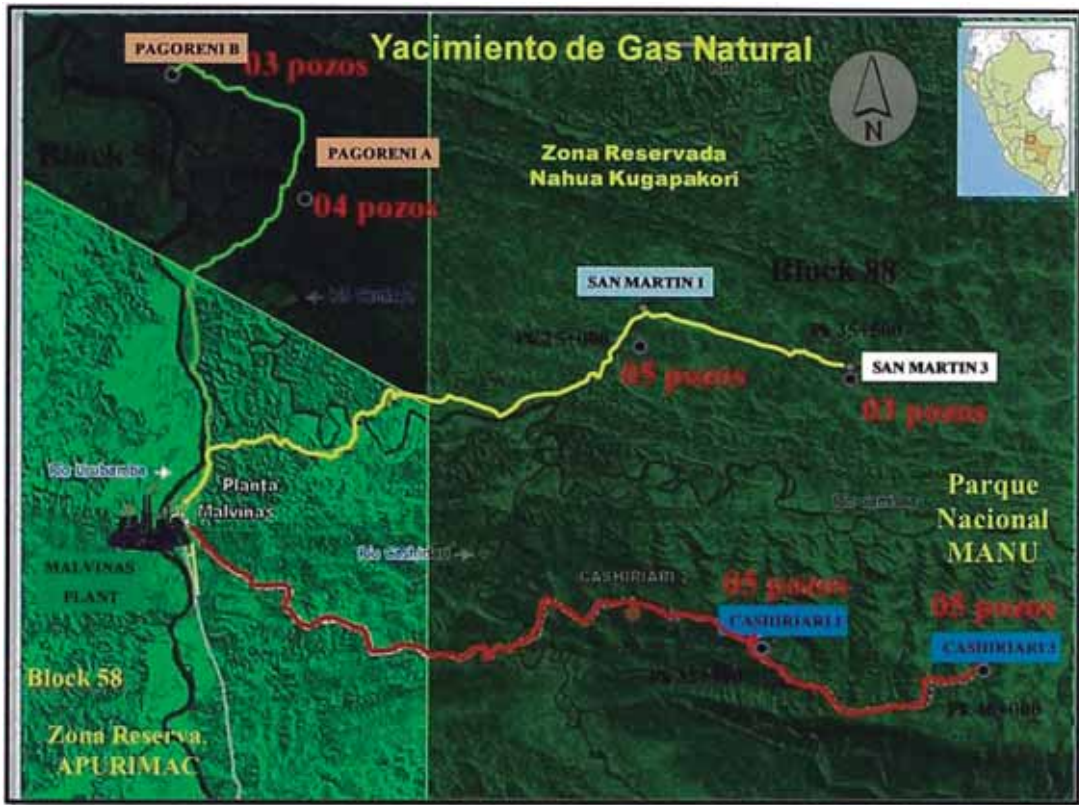
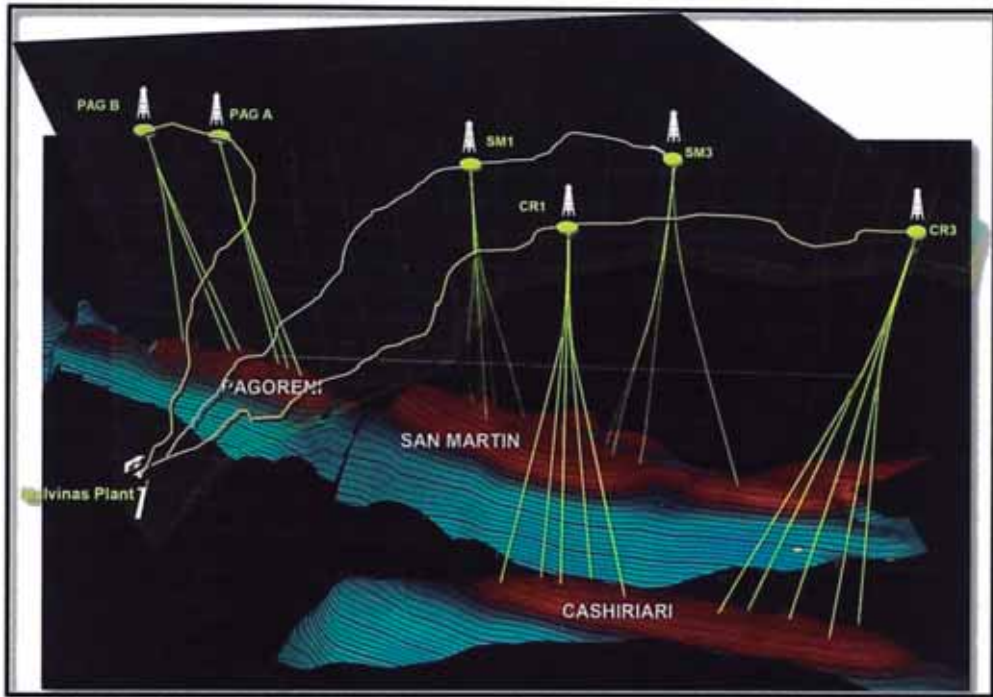


Tabla N°3: Configuración Típica de Pozos productores / Inyectores de Gas Natural Rico

Cluster	Modo	N° Pozos	Caudal Producción (MMSCFD)	Caudal Inyección (MMSCFD)
San Martín 1	Productor	05	200	--
San Martín 3	Inyector	03	--	400
Cashiriari 1	Productor	05	200	--
Cashiriari 3	Productor	05	200	--
Pagoreni A	Productor / Inyector	04	400	280
Pagoreni B	Productor	03	280	--
Total			1280	680

Nota: La Tabla anterior no muestra capacidades máximas de los yacimientos.

Gráfico N°24: Yacimientos de San Martín, Cashiriari y Pagoreni



5.3.1.1 Instalaciones de Superficie

Estas facilidades tienen como finalidad captar y controlar la surgencia del gas natural proveniente de las formaciones a través de los pozos productores y enviarlo hacia las Plantas de Procesamiento.

Gráfico N°25: Cluster San Martín 1 - Cami ea

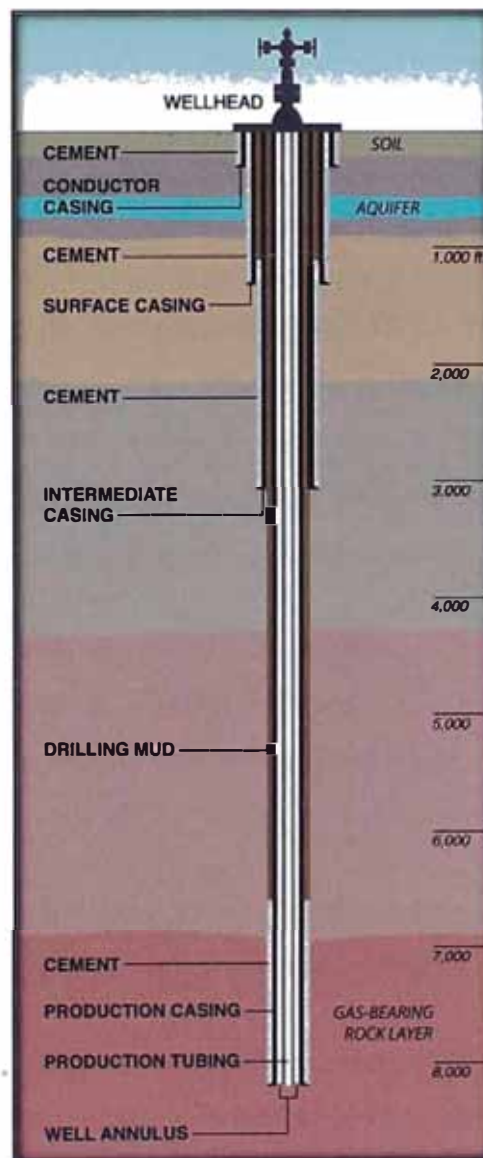


Pozo Productor

Sus principales componentes son:

- Casing
- Tubing
- Válvula de Seguridad de Sub-superficie (SCSSV)
- Arbol de Surgencia

Gráfico N°26: Pozo de Gas Típico



Casing: Es un conjunto de tuberías de acero unidas en tramos de 30 ft, formando una sarta continua que son instaladas a lo largo del agujero del pozo. El espacio anular entre el casing y la pared del pozo es rellenado con cemento. El casing tiene por finalidad evitar que las paredes del pozo colapsen, así como de aislar el gas producido de acuíferos que podrían estar en la parte superior del yacimiento de gas.

El casing, puede estar conformado por una serie de tuberías que van desde 20" de diámetro, en la parte más próxima a la superficie, hasta 9 5/8" en el fondo.

Tubing: Es el conducto por donde se extrae el gas desde las formaciones hasta la superficie. Lo conforma una serie de tuberías unidas una tras otra con un diámetro de 7". A las secciones del Tubing que se encuentran dentro de las formaciones, se le han practicado una serie de agujeros (punzados) para permitir el paso del gas natural hacia su interior y así llevarlos hacia la superficie.

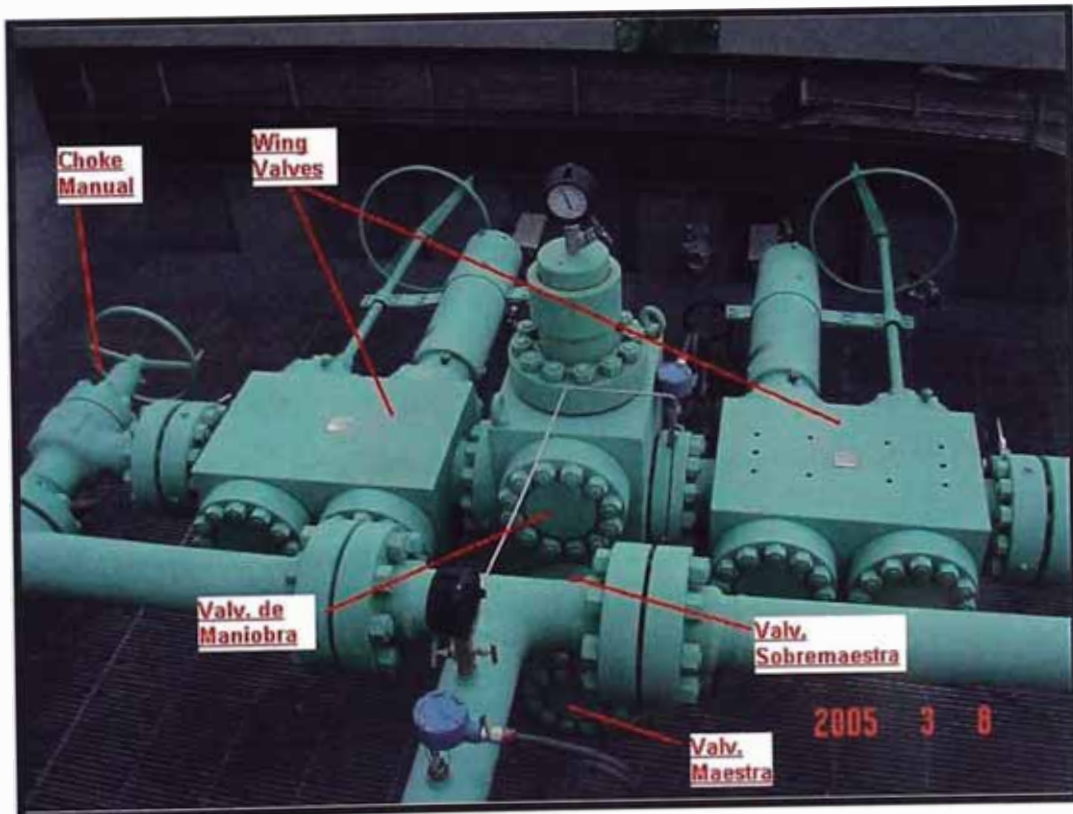
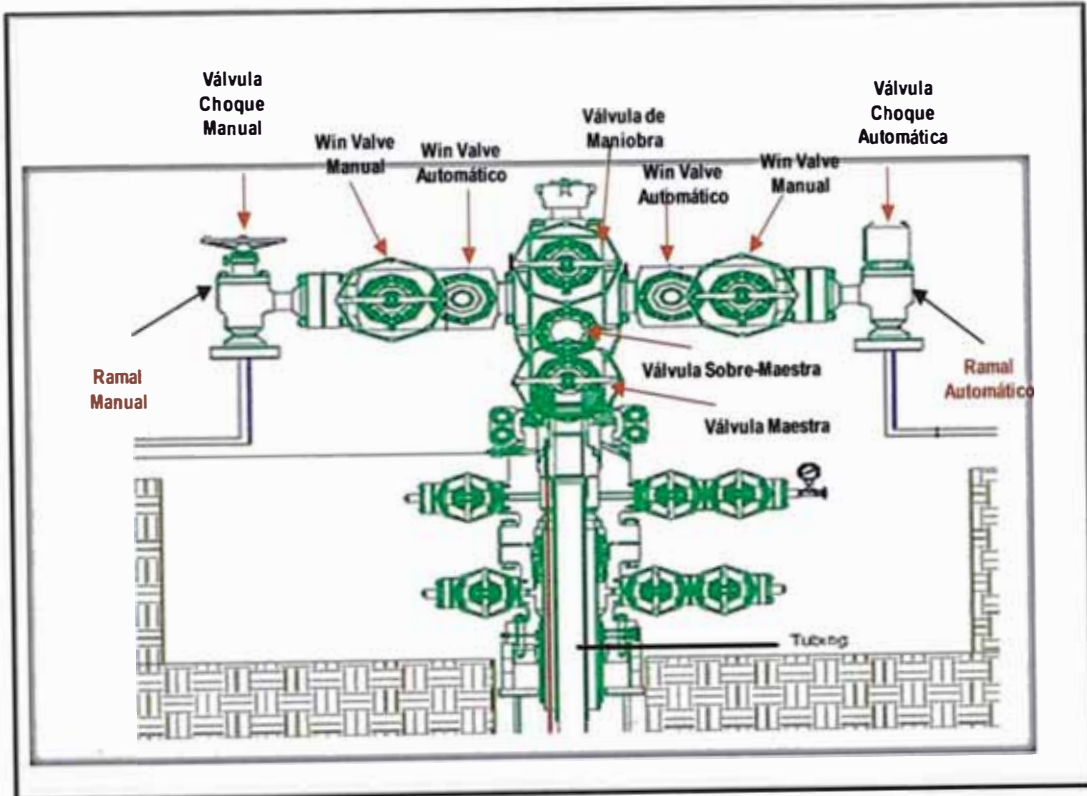
Válvula de Seguridad de Sub-superficie (SCSSV): Esta válvula ofrece una protección de aislamiento de las instalaciones de sub-superficie con las de superficie. Normalmente esta válvula se ubica a unos 75 metros por debajo de la superficie. Brinda una opción de seguridad ante algún evento de emergencia cuando todas las demás protecciones de superficie fallen.

Su accionamiento es de forma hidráulica (presiones de hasta 6000 psig) y se puede hacer desde su Panel de Control de Local o remotamente desde la Sala de Control. Para que pueda abrirse se necesita una presión diferencial menor a 200 psig entre la presión corriente arriba y corriente debajo de la válvula.

Árbol de Surgencia (Christmas tree): Conformada por las válvulas maestra, sobre-maestra y de maniobra, wing-valves, válvula choke.

La válvula choke es usada para controlar el caudal de los pozos. Normalmente se tiene una rama en la que se opera la válvula choke en forma manual y otra rama en la que se opera en automático.

Gráfico N°27: Árbol de Surgencia (Chri tma tree)



Panel de Control Local de Pozos:

Desde este panel se acciona la apertura y cierre tanto de las válvulas de sub – superficie como de las Wing valve. En este panel se encuentra centralizada toda la instrumentación necesaria para cada pozo y además acciona el cierre cada pozo por muy alta presión y muy baja presión de línea.

Normalmente estos sistemas utilizan aire de instrumentos (o gas de instrumentos) y un sistema de aceite hidráulico. El aire de instrumentos se alimenta a una presión regulada de 60 psi, el cual es utilizado para el accionamiento de bombas neumáticas.

Una de las bombas neumáticas es del tipo diafragma, el cual mantiene la presión del sistema hidráulico entre 2500 – 8000 psig para el accionamiento de las wing-valves, y la otra bomba es del tipo pistón, la cual puede suministrar presión entre 5000 - 10000 psig en el sistema hidráulico para el accionamiento de las válvulas de sub-superficie.

Principales variables de Operación:

Presión de Cabeza de Pozo: Indica la presión con la que el gas está fluyendo del reservorio. Con esto se puede tener una lectura indirecta de la presión del yacimiento. Se mide a través de un manómetro ubicado en el árbol de surgencia. Por ejemplo, para los pozos de San Martin 1 se tienen valores de 2000 psig.

Temperatura de Cabeza de Pozo: Indica la temperatura a la cual está fluyendo el gas. Por ejemplo para los pozos de San Martin 1 se tienen valores de 135 °F.

Presión de Anular (Casing – Tubing): Mide la presión que existe en el espacio anular entre el casing y tubing del pozo. Esta debe permanecer constante durante el tiempo. Si la presión se eleva y/o iguala la presión de cabeza de pozo evidencia que existe una posible falla del packer o que el tubing está roto en algún punto. Estos valores operan normalmente entre 500 – 800 psig.

Presión de Línea: Se mide corriente debajo de la válvula choke. Valores muy altos indican que el pozo no está fluyendo, mientras que valores bajos indican que hay una posible fuga en la tubería corriente debajo de la válvula choke. Presión típica para el Cluster San Martín 1 es de 1600 psig. Se configura valores de muy alta o muy baja presión de línea, por ejemplo: 2100 psig (muy alta presión), 1100 psig (muy baja presión), para activar el cierre de las válvulas sub-superficie y las wing valves de cada pozo.

Temperatura de Línea: Valores muy bajos pueden ayudar a la formación de hidratos y obstruir el flujo de gas del pozo. Una posible causa puede ser la poca apertura de la válvula choke.

Presión del Sistema Hidráulico / Neumático: Para asegurar la operación automática de las válvulas choke y sub-superficie, se monitorea que la presión hidráulica del Panel de Control Local sea la adecuada. Normalmente entre 4000 – 6000 psig.

5.3.1.2 Control de Producción y Distribución

Manifold de Producción

El gas producido es llevado desde el cellar de cada pozo hasta el manifold de producción. Este manifold tiene un arreglo de tuberías por medio del cual el gas de cada pozo puede ser enviado: (1) al flowline de producción para procesamiento, (2) al separador de ensayo para evaluación del pozo (3) al sistema de flare para quema.

Gráfico N°28: Manifold de Producción - Cluster San Martín 1



Para este caso, las tuberías que llegan de cada pozo son de 10" de diámetro cada una, mientras que el colector de producción tiene 18" de diámetro, el colector de prueba es de 10" y el colector de quema es de 8".

El manifold de producción también tiene un Panel de Control Local, similar al Panel de Control Local de Pozos, el cual permite abrir y cerrar las wing valves de manera remota y/o cerrarse en forma automática cuando la presión en el manifold de producción alcanza los valores de alarma de muy alta o muy baja presión.

Separador de Ensayo

A fin de cuantificar la cantidad de gas, hidrocarburo líquido y agua que aporta cada pozo, las instalaciones de superficie contemplan la instalación de un separador trifásico el cual separa el gas rico en las tres corrientes a fin de medir sus caudales en forma independiente. Luego de la medición, las corrientes de gas,

hidrocarburo líquido y agua se juntan nuevamente y son enviados hacia el flowline de conjuntamente con la producción de los otros pozos.

A fin de tener datos consistentes, el ensayo de cada pozo se programa por 24 horas continuas. Se escoge el valor de caudal de gas a ensayar y se mantiene constante durante toda la prueba. Asimismo, los niveles de agua e hidrocarburo deben permanecer constantes, controlados por los lazos de control de nivel.

Durante el ensayo se toman muestras de gas para análisis cromatográfico, muestras de agua para análisis de hierro, pH, alcalinidad, CO₂, cloruros. Sedimentos.

Gráfico N°29: Esquema Típico de un Separador de Ensayo

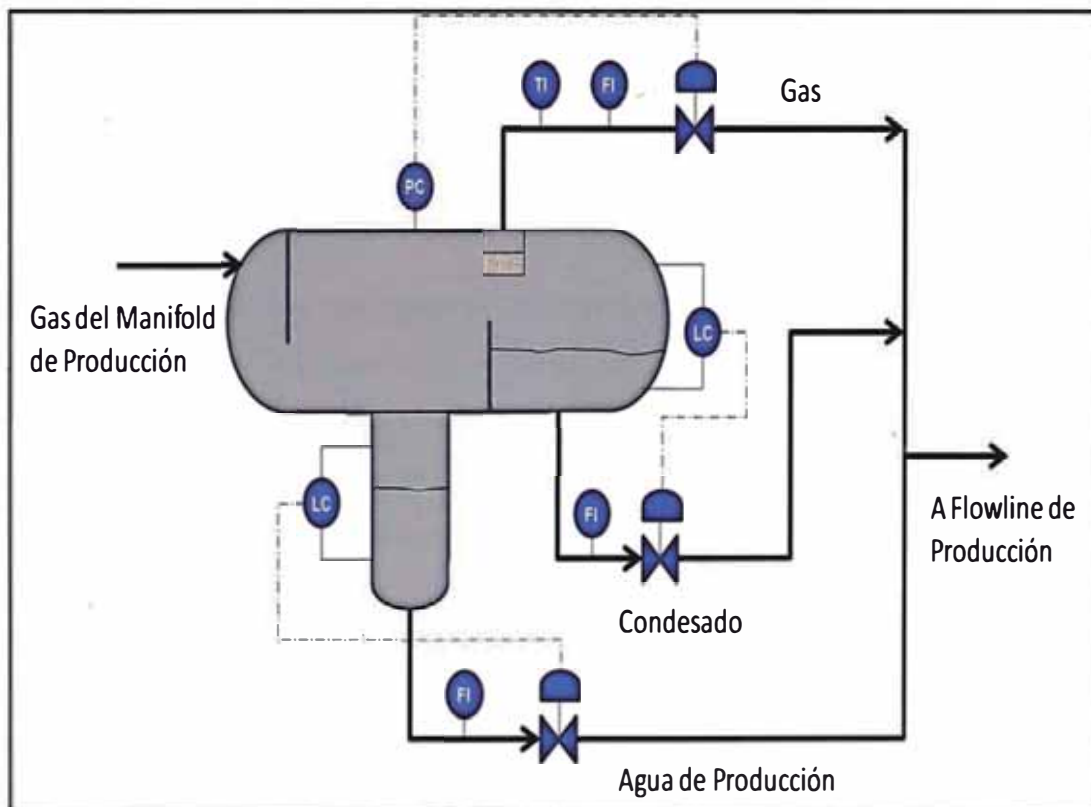


Gráfico N°30: Separador de Ensayo - Cluster San Martín 1



Medidores Multifásicos Vx

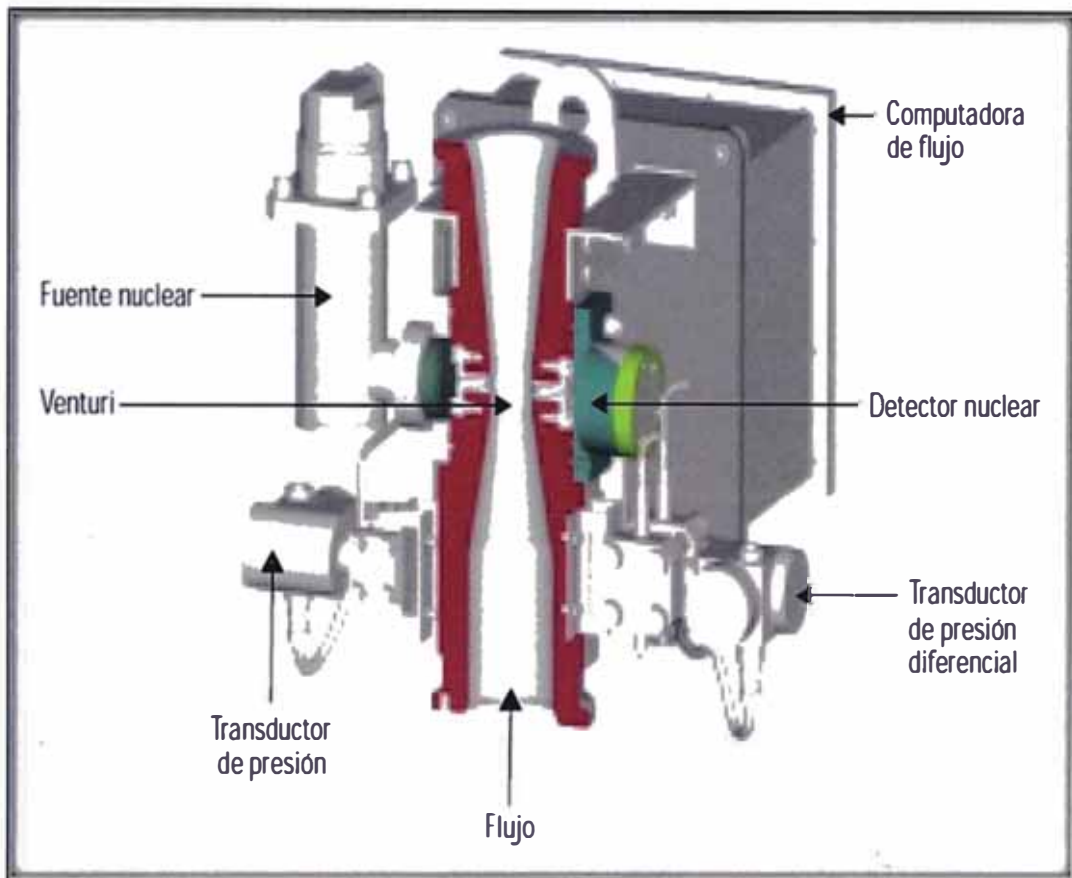
A diferencia de los separadores convencionales, los medidores de flujo multifásico miden continuamente el flujo de gas, petróleo y agua sin separar físicamente la corriente en fases de fluido individuales, ya que miden directamente el flujo de gas que sale del pozo. Estos equipos generan una menor caída de presión y ocupan menor espacio en las instalaciones de superficie.

Los componentes principales del medidor de flujo multifásico Vx son:

- Un medidor venturi
- Un sensor de presión absoluta
- Un sensor de presión diferencial
- Un detector de rayos gamma espectral de energía dual
- Una fuente química radiactiva unitaria de baja intensidad, correspondiente a Bario 133, con una vida útil de 10.5 años.

- Un computador de flujo el cual procesa y entrega datos a condiciones estándar y de línea. Permite almacenar múltiples perfiles de pozos pudiendo utilizarse un medidor para varios pozos.

Gráfico N°31: Esquema Típico de Medidor Multifásico Vx



Diversas empresas brindan servicios de medición de prueba móvil, montando estos medidores sobre vehículos que puedan desplazarse.

Sin embargo, en algunas instalaciones se tienen estos medidores Multifásicos montados en forma permanente, los cuales miden en forma continua la producción de cada pozo. Esta información resulta esencial para los socios de proyectos y también para los gobiernos que poseen necesidades de ejecución de pruebas para el cálculo preciso del pago de impuestos y regalías.

Los datos que ofrecen los medidores de flujo multifásicos permiten a los operadores determinar si los pozos producen según lo previsto o si se debe programar reparaciones (workovers).

Gráfico N°32: Medidores de Flujo Multifásico Vx – Cluster Cashiriari 1



Sistema de Protección Anticorrosiva.

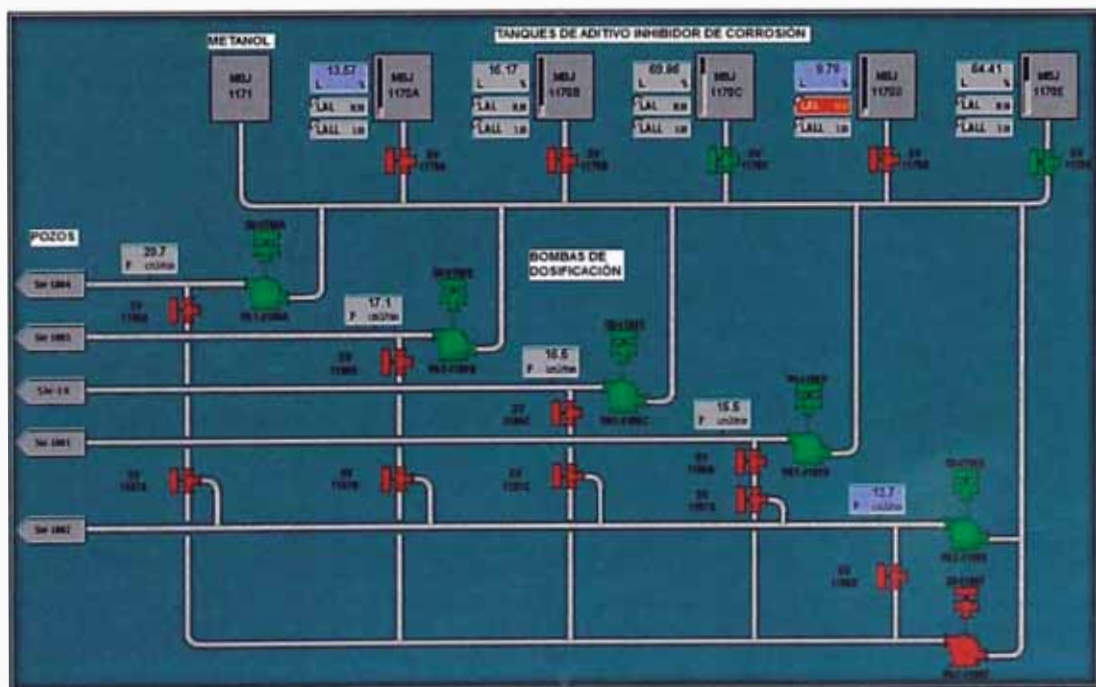
Uno de los problemas comunes en el transporte de gas a través de gaseoductos es la corrosión. Las causas de la corrosión pueden ser atribuidas a las impurezas y/o sub-productos presentes en el gas producido. La corrosión en flujos multifásicos es un fenómeno complejo, depende de la presión parcial, la temperatura, el pH y la concentración de productos de corrosión. La corrosión de la tubería también puede ser externa debido a la exposición del gaseoducto al suelo y agua.

A fin de mantener la integridad del gaseoducto y todas las tuberías de las instalaciones de superficie, se debe mantener un adecuado control de corrosión, inhibiéndolo de diversas maneras:

- Una adecuada selección de material de la tubería (etapa de diseño)
- Inyección de inhibidor de corrosión (protección interna)
- Protección catódica (protección externa)
- Recubrimiento externo anticorrosivo (protección externa)

Para la protección interna se utilizan inhibidores de corrosión. Son típicamente químicos surfactantes catiónicos, los cuales se quedan adheridos en la superficie interna de la tubería formando una película fílmica resistente. Normalmente se inyecta el inhibidor tan pronto sale del pozo (corriente abajo de la válvula choke), en forma continua y en concentraciones bajas, dependiendo de la cantidad y calidad del gas producido y de la geometría del gaseoducto (a mayor longitud del gaseoducto o mayor diámetro necesitará mayor dosificación).

Gráfico N°33 Esquema Típico de un Sistema de Inyección de Aditivo Inhibidor – Cluster San Martín 1



Medición de Partículas Sólidas en el Gas de Producción

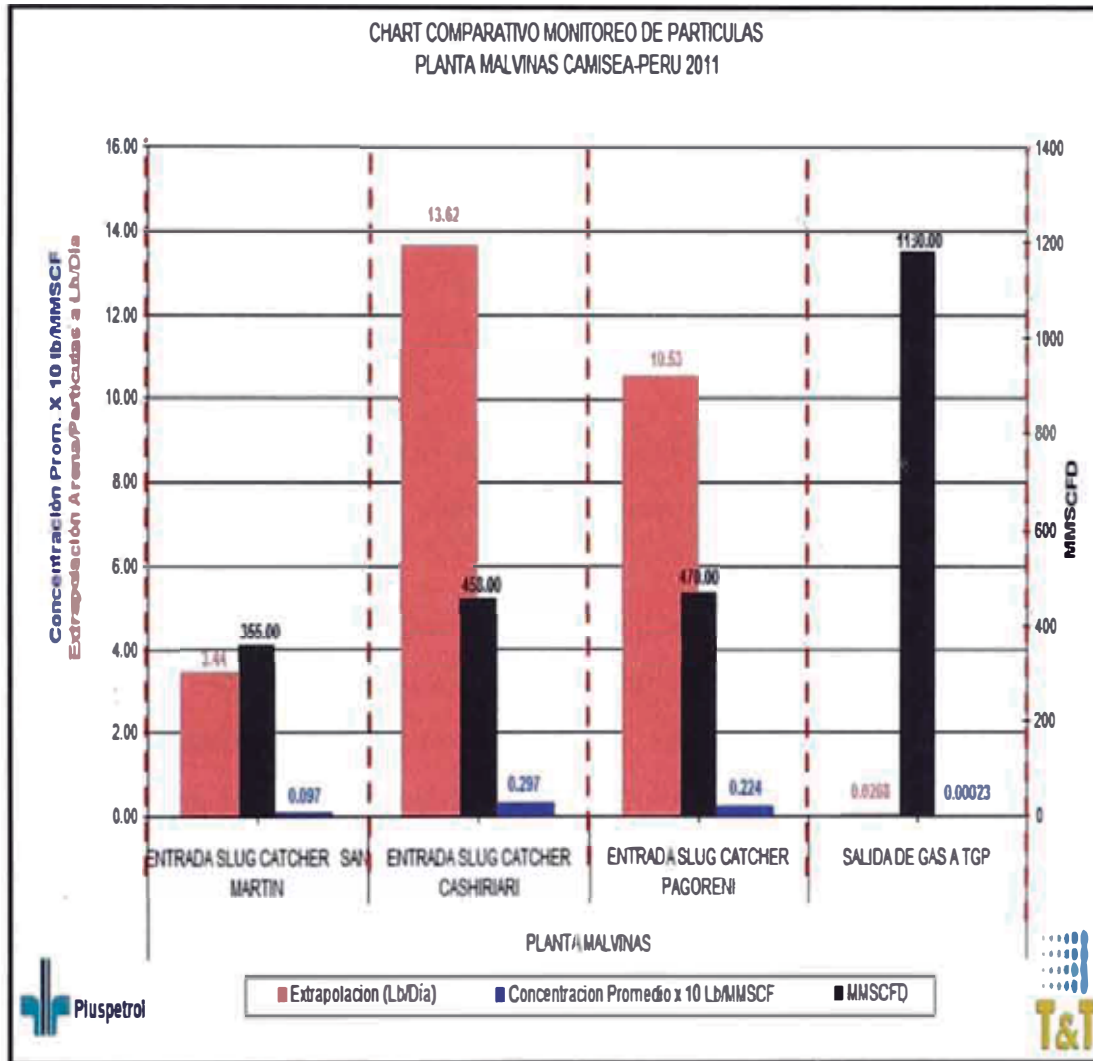
La presencia de arena en el gas de producción significa un real problema por la erosión y abrasión a que son sometidas las instalaciones y a los daños que pueden producirse en el reservorio. Una forma de reducir la producción de arena es reducir las velocidades de extracción a partir de menores regímenes de producción. Como la producción de arena es normalmente no responde a patrones predeterminados, es necesaria una medición periódica en el tiempo a fin de tomar decisiones.

Normalmente se tiene instalado a la salida de los pozos de producción sensores de partículas los cuales monitorean en tiempo real la cantidad de partículas sólidas que sale de cada pozo.

Gráfico N°34: Medidor de partículas instalado en tubería de gas de pozos Cluster Pagoreni A



Gráfico N°35: Medición de Partícula realizada al gas rico proveniente de los yacimientos de San Martín, Cashiriari y Pagoreni – Año 2011



5.3.2 Transporte de Gas Húmedo a la Planta de Gas⁽⁴⁾

A fin de transportar el gas producido de los diversos yacimientos hacia las plantas de procesamiento, se tiene utilizarlos gaseoductos en diámetro y longitud necesaria.

5.3.2.1 Consideraciones de Diseño

De acuerdo a las normas peruanas (Ver DS-081-2007-EM “Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos”), los gaseoductos están diseñados tomando en cuenta lo siguiente:

- Todas las fuerzas externas (derivadas de fenómenos geológicos, vibraciones mecánicas o sónicas, o al peso de accesorios especiales, entre otras) que pudiera actuar sobre las tuberías y demás instalaciones. El espesor de la tubería debe proporcionar suficiente resistencia para evitar la deformación o colapso.
- Todas las fuerzas internas que pudieran actuar tales como presión fluyente, presión para vencer la altura hidrostática, las pérdidas por fricción, contrapresiones y las cargas de expansión y contracción térmica.
- Temperaturas mínimas y máximas de las zonas por donde transcurren las tuberías.
- Las tuberías del gaseoducto deben ser diseñadas considerando el control de fractura, de acuerdo a las pruebas estipuladas en las Normas ANSI/ASME y API.
- Debe tomarse en consideración el análisis de fenómenos transcientes.
- Para el cálculo de diseño de tuberías se considera: movimientos o deslizamientos de tierra, peso de la tubería, análisis de esfuerzos de la tubería como viga, efectos de compresión por la sobrecarga en la superficie, pérdida de soporte de la tubería, vibraciones causadas por agentes externos, flotabilidad de la tubería, esfuerzos de tensión o compresión en la tubería causados por su propio peso.
- El efecto del incremento temporal de presión causado por el cierre intempestivo de válvulas de bloqueo.
- Se tomarán en cuenta las normas del Sistema de Integridad de Ductos, para las áreas de Alta Consecuencias.
- Se previene la erosión del derecho de vía (instalación de anclajes, soportes internos a la zanja, medios para impedir daños a la superficie del derecho de vía, drenajes, entre otros).
- Diseño especial en casos que la traza del gaseoducto atraviese zonas críticas (inestabilidad de terreno, fallas geológicas, zonas altamente erosionables, etc.).

Por consideraciones de seguridad, tanto a la salida del Cluster como a la llegada a la planta de procesamiento, así como en ambos lados de cruces de ríos, se instalan válvulas de bloqueo (Line Break's) las cuales pueden cerrarse automáticamente aislando el gaseoducto ante alguna posible falla de la tubería, si es que ocurre cualquiera de las siguientes condiciones: (1) Muy baja presión del gaseoducto, (2) Muy alta presión del gaseoducto, (3) Muy alta velocidad de caída de presión.

5.3.2.2 Protección Contra la Corrosión

Los gaseoductos deben ser instalados bajo tierra a una profundidad calculada de acuerdo a norma. Asimismo, deben estar protegidos de la corrosión exterior por un revestimiento de la superficie del ducto que garantice su efectividad durante la vida útil del ducto; y por la aplicación de un sistema de protección catódica.

Son más usados los sistemas de protección catódica por corriente impresa, debido a su menor costo. Sin embargo, se debe monitorear periódicamente el funcionamiento del sistema, tomando medidas de potencial en todos los puntos instalados a lo largo del gaseoducto, a fin de tomar las acciones correctivas necesarias.

Como parte del control de corrosión interna del gaseoducto, se utiliza la inyección de aditivos inhibidores de corrosión (discutido en la sección anterior). En caso sea necesario se debe utilizar el uso de biocidas.

5.3.2.3 Inspección Interna de Gaseoductos⁽⁵⁾

Como parte del Plan de Manejo del Sistema de Integridad de Ductos (Ver DS-081-2007-EM "Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos"), los gaseoductos deben inspeccionarse, dentro de los cinco primeros años de operación, con herramientas Raspatubos. De acuerdo a los resultados que se obtengan, se define la frecuencia de las futuras inspecciones, pero ésta no puede exceder de cinco años.

Los Raspatubos (PIG's) son herramientas que se desplazan a través del interior del gaseoducto junto con el gas, con el propósito de:

- Realizar la limpieza interna de la tubería (pig's de limpieza)
- Inspeccionar el grado de corrosión, defectos, deformaciones y su ubicación en el gaseoducto (pig's inteligente)
- Desplazar líquidos acumulados en partes bajos del gaseoducto (pig's separador o de copas)
- Determinar la ubicación espacial del gaseoducto (pig's de navegación inercial).

Gráfico N°36: Pasaje de Pig de Placa Calibradora en Gaseoducto de Gas Rico de 18" ϕ tramo Pagoreni B – Pagoreni A, distancia 7.4 Km

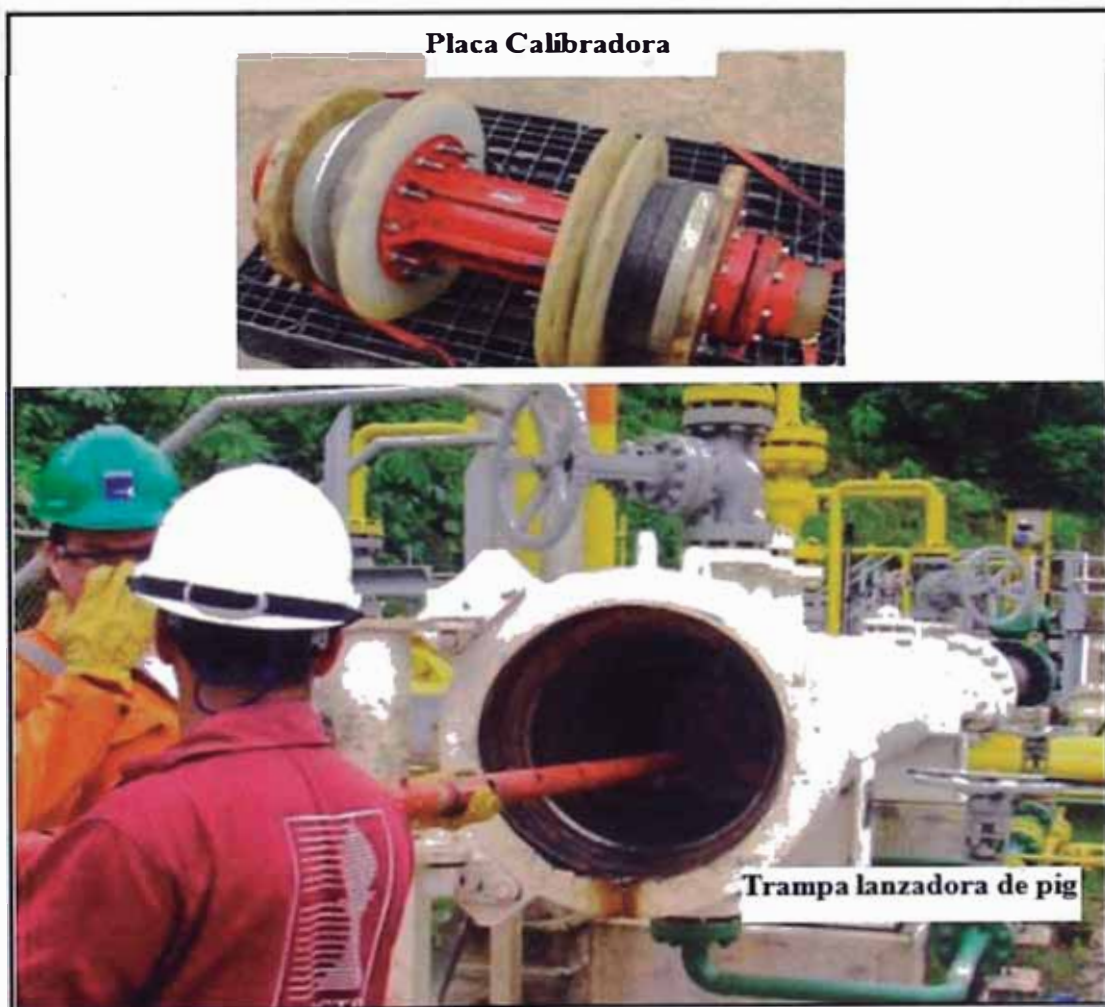


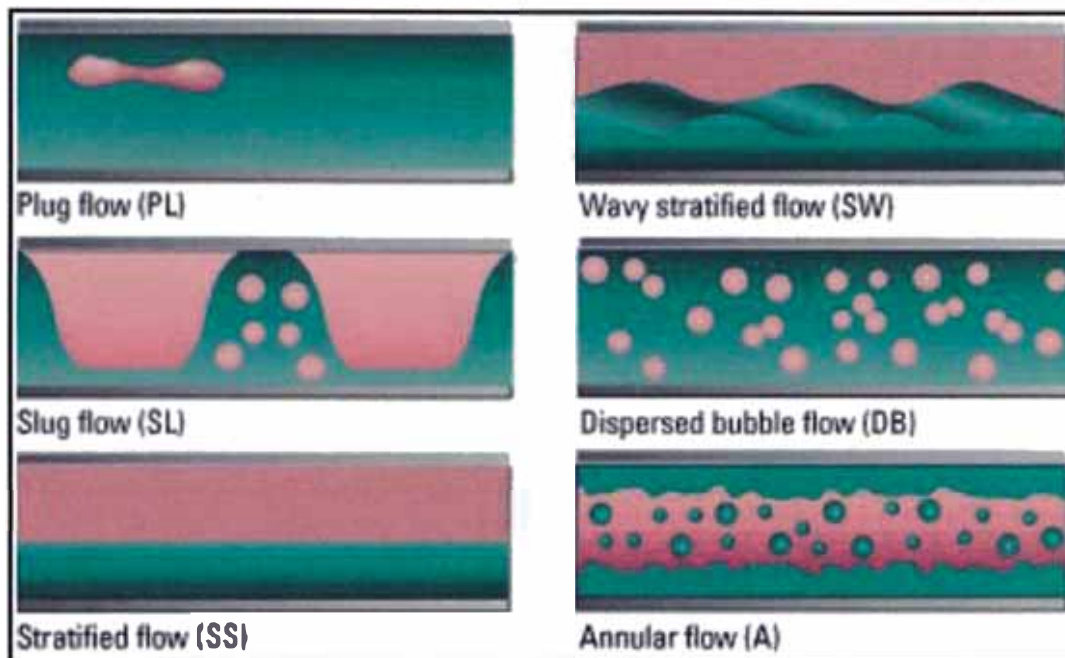
Gráfico N°37: Pig Inteligente para gaseoducto de 20" ϕ .



5.3.2.4 Flujo Pulsante o “Slug”

Uno de los patrones de flujo multifásico más complejos es el flujo pulsante o “slug”. Los gaseoductos de gas rico (flujo multifásico), pueden operar en regímenes de flujo pulsante (“slug flow”). Debido a la influencia de la gravedad, los líquidos tienden a asentarse en los puntos bajos, mientras que el gas ocupa la sección superior de la tubería. Bajo ciertas condiciones de operación el gas y el líquido (hidrocarburo más agua) no están distribuidos uniformemente a lo largo de la tubería, por tanto viajan como grandes tapones de líquido o gas. A esto se le llama “slug”. El slug puede sobrecargar la capacidad de las plantas de procesamiento, haciéndolos operar fuera de su rango de diseño.

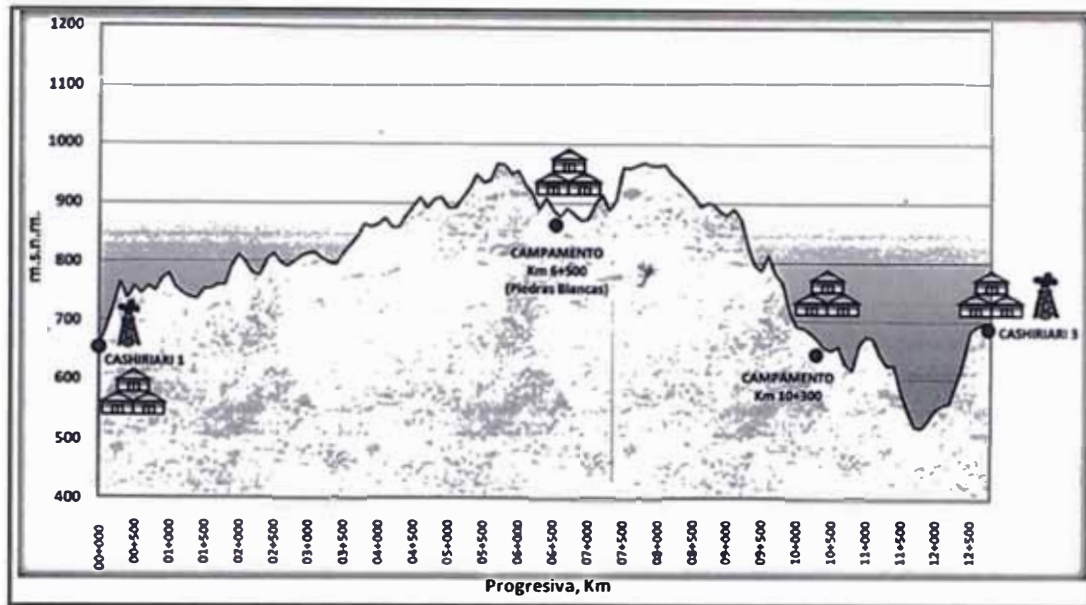
Gráfico N°38: Patrones de Flujo en fluido Multifásico .



El slug puede ser generado por diferentes mecanismos:

Altimetría del terreno: El líquido se acumula en los puntos bajo de la tubería incrementando la presión corriente arriba hasta que sea suficiente para desplazar el líquido acumulado (Ver Gráfico N°33). Una vez que el líquido es desplazado del punto bajo este puede formar un slug.

Gráfico N°39: Altimetría de gaseoducto de 20", tramo Cashirairi 3 – Cashirairi 1.



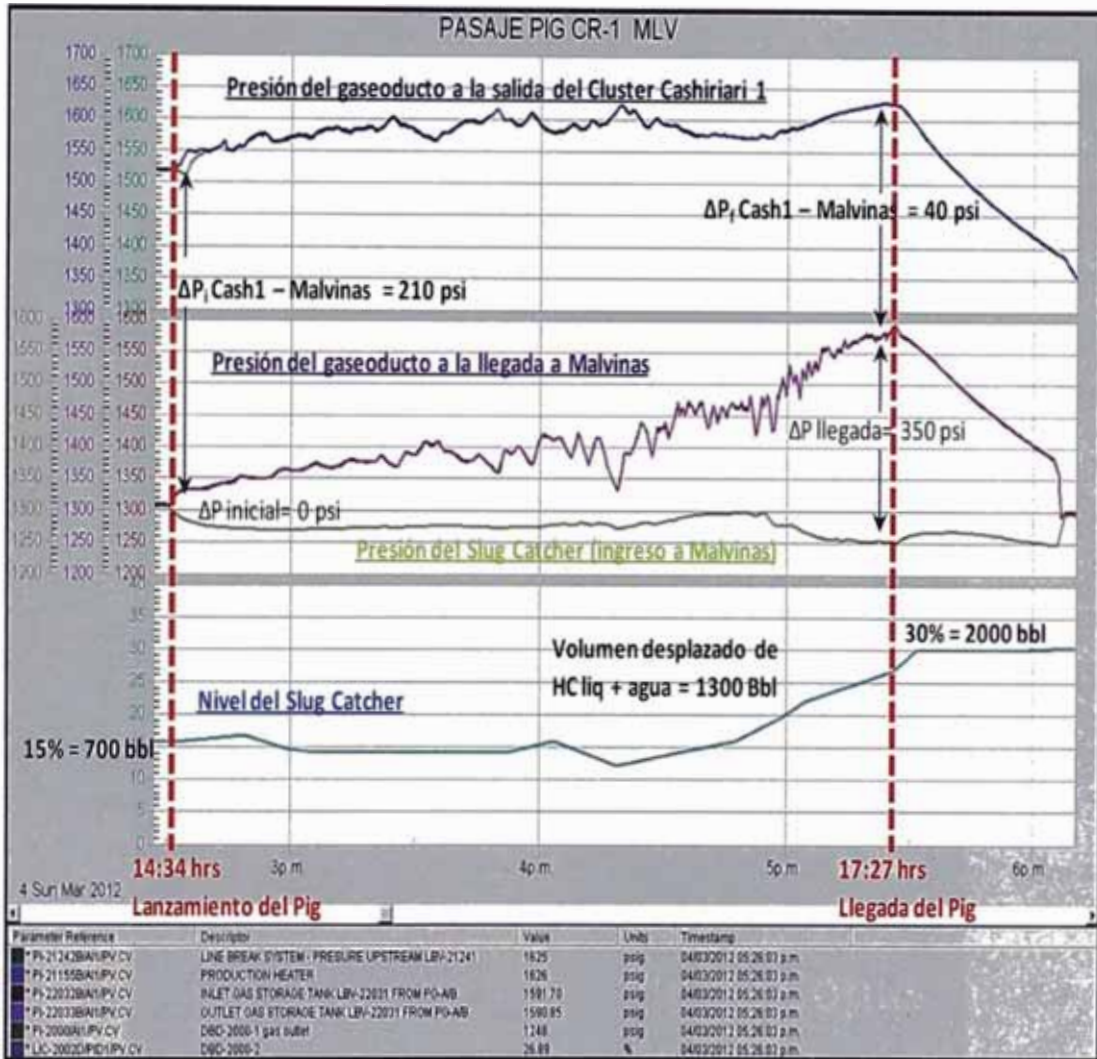
Slug Hidrodinámico: El gas fluye a una velocidad mayor que la fase líquida. El gas formará ondas en la superficie del líquido, las cuales pueden crecer alcanzando toda la sección transversal de la tubería. Esto crea un tapón al flujo de gas, el cual viaja como slug a través de la tubería.

Slug Severo: Es asociada a los gaseoductos que tienen tramos elevados, en donde el líquido se acumula en el fondo hasta que se alcance suficiente presión corriente arriba capaz de empujarlo. Atrás de este slug de líquido viene un slug de gas, hasta que se acumule suficiente líquido en el fondo del tramo elevado para formar un nuevo slug.

Slug por Pigging: En operaciones de pasaje de pig a través del gaseoducto, el líquido es desplazado creándose un slug en forma intencional.

Para que un slug sea capaz de llegar hasta el otro extremo del gaseoducto dependerá de la tasa a la cual más líquido es añadido en su trayecto y de la tasa a la cual el líquido se va quedando detrás de él. Algunos slugs crecerán a medida que viajan a través del gaseoducto, mientras que otros se atenuarán y desaparecerán antes de llegar a la salida del gaseoducto.

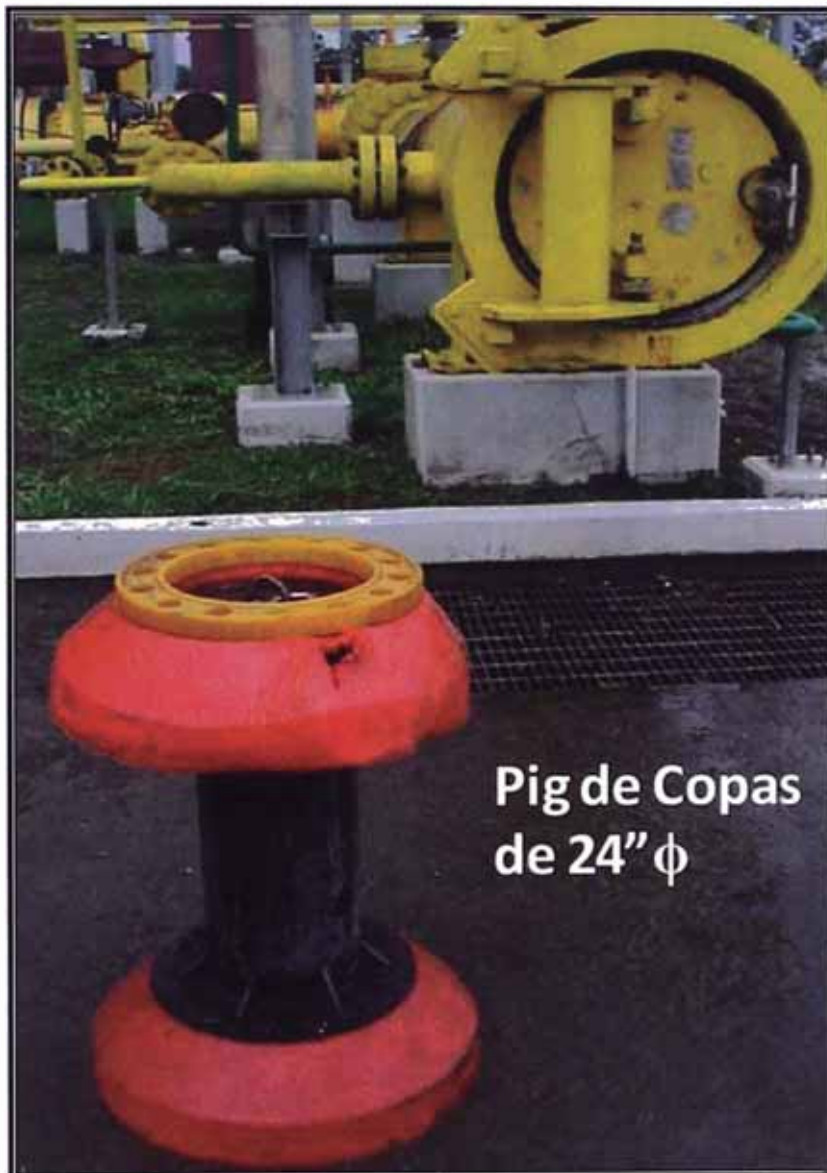
Gráfico N°40: Pa saje de Pig de Copas - Gaseoducto de Ga Rico de 24''φ , tramo Cashiriari 1 – Malvina , L = 32.8 Km, Q = 300x10⁶ SCFD, v = 3.2 m/s



El gráfico anterior muestra las variables de operación de un pasaje de pig de copas en un gaseoducto de 24". Debido a la irregular altimetría del terreno a lo largo de la traza, se acumula hidrocarburo líquido y agua en los puntos bajos, los cuales tienen que ser desplazados periódicamente a fin de evitar la formación de slugs severos que puedan ser inmanejables en la planta de procesamiento. Se puede observar que el volumen de líquido desplazado durante el pase de pig fue de aproximadamente 1300 barriles. Asimismo, se puede observar que la caída de presión a lo largo del gaseoducto antes del pase del pig era de 210 psig, y luego del pasaje del pig se redujo a 40 psig, lo cual indica que había una mayor caída de

presión debido a la acumulación de líquido en el gaseoducto. También se puede observar la contrapresión del sistema causado por la acumulación del líquido durante el paso del pig, incrementándose en 350 psi, como punto máximo a la llegada del slug junto con el pig de copas.

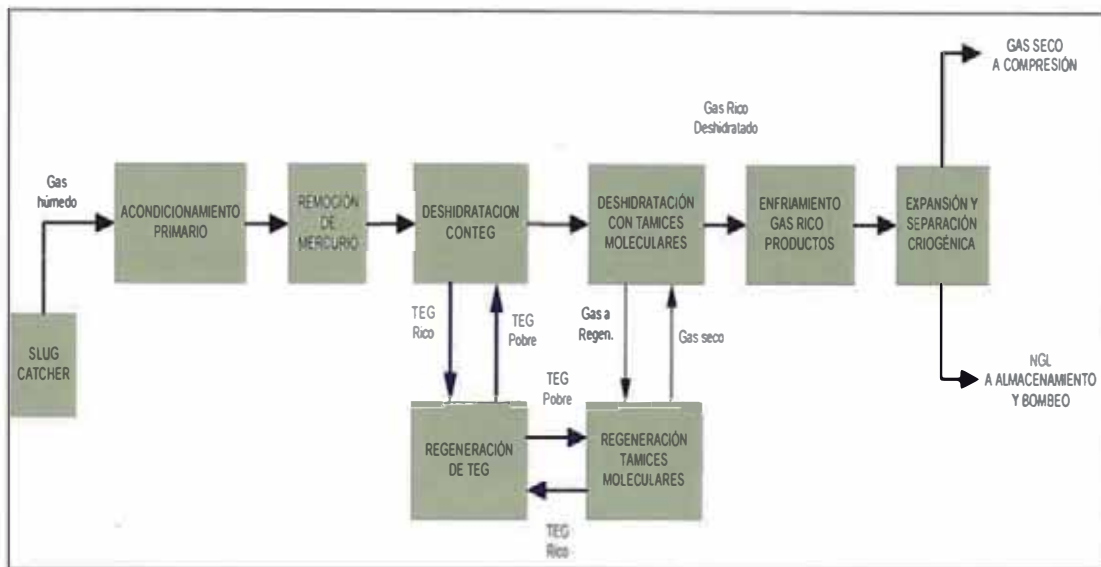
Gráfico N°41: Pasaje de Pig de Copas de 24"diámetro



5.3.3 Proceso de Separación del Gas Natural

En el siguiente diagrama de bloques se muestra un esquema típico del proceso de separación del gas natural, por el método de expansión criogénica.

Gráfico N°42 Esquema Típico de un Proceso de Separación de Gas Natural



Slug Catcher⁽⁶⁾

El gas producido de los diversos yacimientos es transportado a través de los gasoductos hacia la planta de procesamiento los cuales son recibidos en el “Slug Catcher”.

Los slug catchers son usados para atrapar y separar los bolsones de líquido (slugs) del vienen con el gas rico de los yacimientos. Los slug catchers pueden ser del tipo separadores (capacidad típica menor a 700 barriles) o construido a base de tuberías; siendo este último menos costoso debido a su menor requerimiento de espesor por ser las tuberías de menor diámetro. Otra ventaja es que como son varias tuberías en paralelo unidas a un manifold, se puede ampliar su capacidad añadiendo más tuberías cuando se requiera.

Gráfico N°43: Tipos de Slug Catchers

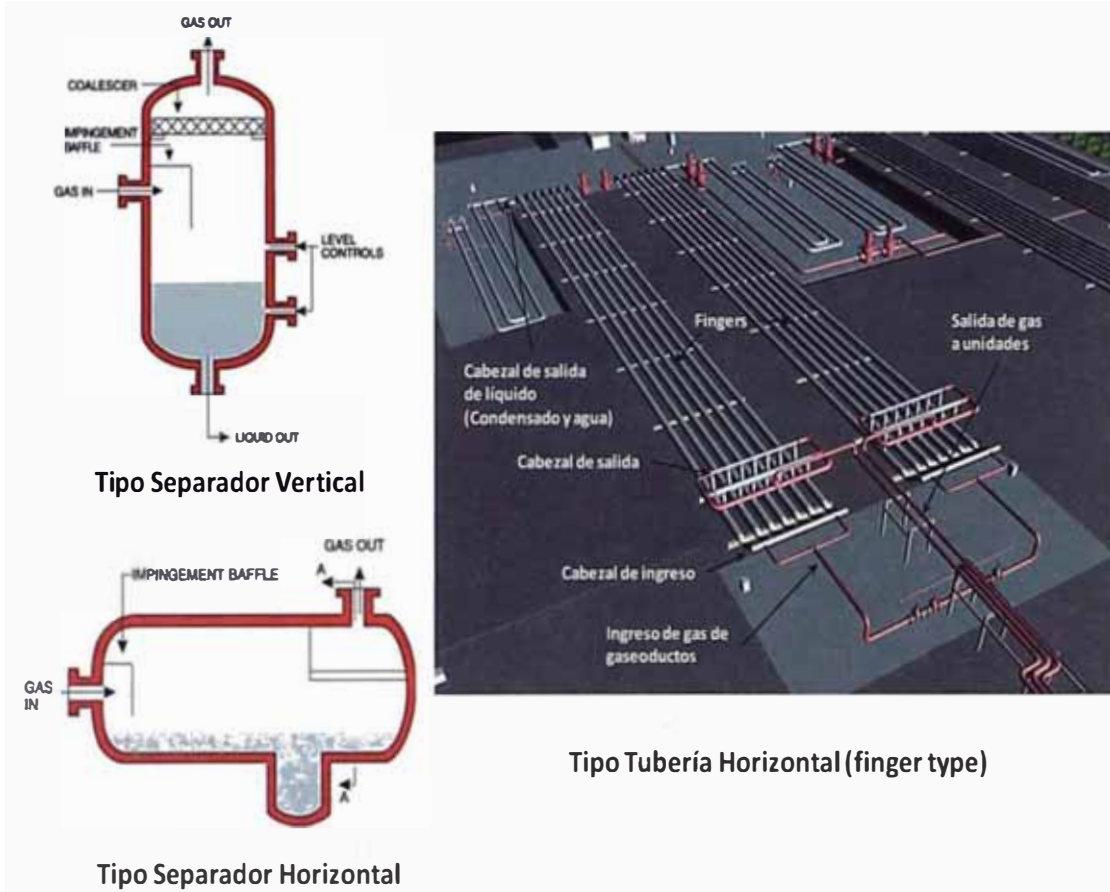


Gráfico N°44: Slug Catcher Tipo Tubería Horizontal – Planta Malvinas



El gráfico anterior muestra un slug catcher horizontal tipo tubería, de 8 “dedos” (fingers), cada uno de 48” de diámetro, posee un ángulo de inclinación de 0.32°, de 150 m de longitud, de 8000 bbl de capacidad, presión normal de trabajo de 1300 psig a 110°F, mientras que su presión de diseño es 1800 psig y 200 °F.

El slug catcher está diseñado para atrapar un slug severo que pueda venir de los gasoductos en operación normal o durante pasaje de pig’s.

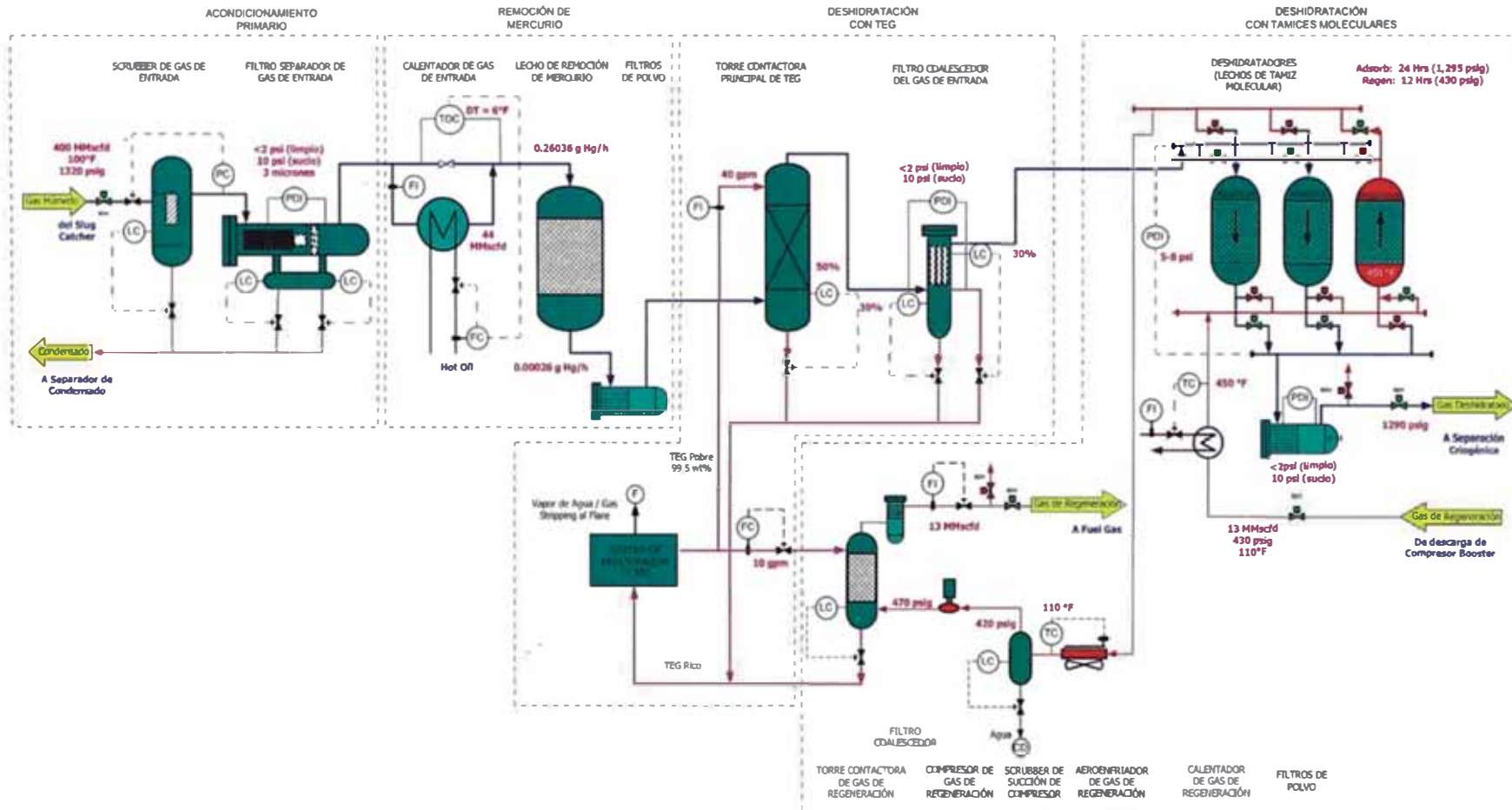
Otra función del slug catcher es dar unas horas de autonomía de almacenamiento cuando ocurren perturbaciones en la operación en las Unidades de Estabilización que necesiten disminuir su carga.

Opera manteniendo un nivel de líquido mínimo de 15%. Por debajo de este nivel puede succionar gas a la línea de líquido ocasionado problemas a las Unidades de Estabilización. Normalmente se establece un control de nivel en cascada con el control de flujo de ingreso a las Unidades de Estabilización.

El gas rico sale a través de los cabezales de gas ubicados en la parte superior del slug catcher, y son enviados a los trenes criogénicos.

5.3.3.1 Acondicionamiento Primario del Gas Natural

Gráfico N°45: Diagrama de Flujo Proceso de Separación de Gas – Zona de Alta Presión



Separador de Gas de Entrada

El gas que sale del slug catcher, ingresa a este separador cilíndrico vertical a una presión de 1320 psig y 100°F, cuya función principal es atrapar las gotas de líquido que hayan sido arrastradas con el gas. Tiene un deflector interno parecido a una caja con dos lados abiertos con el tope y fondo cerrados. El flujo de ingreso choca directamente al deflector provocando que tanto el vapor y líquido salgan por la derecha y por la izquierda, radialmente alrededor del recipiente.

La corriente gaseosa sale por la parte superior del separador y es enviada al Filtro separador de gas de entrada, mientras que el líquido acumulado, es enviado al separador trifásico de la Unidad de Estabilización de Condensados.

Es importante separar los líquidos ya que pueden dañar los lechos de mercurio corriente abajo e interferir con el proceso de deshidratación.

Filtro Separador de Gas de Entrada

Es un recipiente cilíndrico en forma horizontal el cual consta de dos botas paralelas. Está diseñado para retener todas las partículas sólidas mayores a 3 micrones. Cada cilindro horizontal está dividido en dos cámaras por un plato interno. El gas ingresa e impacta directamente en los 55 elementos filtrantes de fibra de vidrio, el gas viaja a través del centro de los elementos hacia la segunda cámara del recipiente. El líquido se forma en los filtros y cae al fondo del recipiente. Los sólidos son atrapados en los elementos filtrantes.

El gas que entra a la segunda cámara del recipiente pasa a través de un haz de paletas circulares para luego salir por la tobera de salida. El líquido se forma en el haz de paletas y cae al fondo del recipiente

El líquido formado en ambas cámaras son acumulados en las botas para luego ser enviados a la Unidad de Estabilización de Condensados.

Los elementos filtrantes deben cambiarse periódicamente cuando la presión diferencial a través del filtro se incrementa y llegue a 10 psi.

El gas que sale del filtro separador es enviado al sistema de remoción de mercurio.

Variables de Control en el Sistema en Acondicionamiento Primario del Gas Natural

- ***Presión de Ingreso al Tren Criogénico.***- Es variable muy importante en el proceso, se controla en 1320 psig midiendo la presión a la salida del separador de gas de entrada y regulando con una válvula instalada corriente arriba del separador de gas de entrada. Normalmente esta válvula es del tipo mariposa a fin de minimizar los efectos de caída de presión. Una alta presión de ingreso puede activar el paro por seguridad del Tren Criogénico.
- ***Nivel de Separador de Gas de Entrada.***- Mediante un control de nivel setado en 30%, una válvula de control regula y envía el hidrocarburo líquido acumulado a la Unidad de Estabilización. Un muy alto nivel del separador de gas puede activar el paro por seguridad del Tren Criogénico.
- ***Diferencial de Presión en Filtro Separador de Gas de Entrada.***-Se tiene un indicador el cual se monitorea periódicamente a fin detectar cuando los elementos filtrantes están sucios y es necesario su cambio. Normalmente presiones diferenciales menores a 2 psi indica que está limpio y mayor a 10 psi indica que está sucio.
- ***Nivel del Filtro Separador de Gas de Entrada.***- Mediante un control de nivel setado en 30%, una válvula de control regula y envía el hidrocarburo líquido acumulado en las dos botas a la Unidad de Estabilización.

5.3.3.2 Remoción de Mercurio

Calentador de Gas de Entrada

Antes que el gas ingrese al lecho removedor de mercurio, se requiere de un calentamiento ligero a fin de asegurar que no haya condensación en el lecho removedor de mercurio, lo cual puede dañarlo. Este calentamiento para evitar condensación, también favorece la vida de los lechos de tamices moleculares.

Se utiliza para ello un intercambiador de calor de casco y tubos en U, el cual utiliza solo el 11% del caudal total del gas de entrada y lo calienta hasta aprox. 160°F; luego la mezcla con el 89% restante hace que el total de gas incremente su temperatura en 6°F, es decir, a 106°F.

Se utiliza aceite térmico como fuente de calor.

La caída de presión esperada es de 4 psi en el lado carcasa y 3 psig en el lado tubos. Caídas de presión mayores indican ensuciamiento.

Lecho de Remoción de Mercurio

El Mercurio puede estar presente en el gas natural, como metal, en fase vapor, o en algún componente organometálico en fracciones líquidas. Aun en concentraciones bajas, el Mercurio puede ser perjudicial debido a su toxicidad y a sus propiedades corrosivas, reaccionando con las aleaciones de aluminio presentes en los intercambiadores de placas de las zonas criogénicas, pudiendo ocasionar fallas críticas.

Por ello, es necesario remover el Mercurio del gas de entrada, haciendo pasar el gas a través de un lecho removedor de mercurio el cual está contenido en un recipiente de forma cilíndrica vertical. Este lecho contiene un material especial compuesto de sulfuros metálicos los cuales reaccionan con el Mercurio formando Cinabrio (HgS) el cual es atrapado en el lecho. Normalmente, se diseñan estos lechos para una vida útil de 5 años.

El gas ingresa por el tope del recipiente y se distribuye uniformemente al interior del lecho a través de un distribuidor. El gas sale del recipiente a través de una canasta en la tobera de salida. La canasta es de alambre envuelto alrededor de soportes con ranuras normalmente de 0.063" entre alambre. Esto impide que las partículas salgan del recipiente. El contenido de mercurio se reduce de $10 \mu\text{g} / \text{Nm}^3$ a menos de $0.01 \mu\text{g} / \text{Nm}^3$.

Se utilizan bolas cerámicas de diferente diámetro y altura de relleno como medio de soporte al material absorbente de Mercurio por la parte inferior, y como ayuda a la distribución del gas por la parte superior.

Filtros de Polvo de Mercurio

De forma cilíndrica horizontal, estos filtros están diseñados para remover el 99.5% de todas las partículas de 1 micrón y mayores.

El recipiente horizontal está dividido en dos cámaras por una lámina interna. El gas entra a través de una tobera e impacta directamente los 37 elementos filtrantes de fibra de vidrio. El gas pasa a través del filtro y viaja a través del centro de los elementos hacia la segunda cámara del recipiente. Los sólidos son atrapados en los elementos filtrantes, los cuales se deben cambiar periódicamente según la presión diferencial a través del filtro.

Variables de Control en el Sistema de Remoción de Mercurio

- ***Delta de Temperatura del Gas de Entrada.***- El propósito es calentar el gas 6°F por encima del punto de rocío del gas para evitar la condensación de líquidos en el lecho removedor de Mercurio y en los deshidratadores. Se controla a través de un control de delta de temperatura fijado en 6°F (control maestro), en cascada con el control de flujo de aceite térmico hacia el calentador de gas (control esclavo).
- ***Caudal de Gas a través del Calentador de Gas.***- Se ajusta manualmente abriendo o cerrando la válvula de bypass tipo mariposa. Se tiene un indicador

de flujo de gas que ingresa al calentador de gas el cual debe ser aproximadamente el 11% del caudal total.

- **Contenido de Mercurio en el Gas de Entrada.**- Se debe realizar un análisis periódico del gas de entrada, antes y después del lecho removedor de Mercurio a fin de verificar que el lecho esté cumpliendo su función en forma adecuada y que el contenido de Mercurio en el gas esté dentro de especificación.

5.3.3.3 Deshidratación con Trietilenglicol (TEG)⁽⁷⁾

El gas natural contiene vapor de agua saturada a las condiciones del proceso, por ello antes de continuar con su procesamiento es necesario reducir al mínimo este contenido de agua por los siguientes motivos:

- En ciertas condiciones de proceso el gas natural puede combinarse con el agua libre y formar hidratos, los cuales pueden obstruir o taponar, válvulas, filtros o inclusive tuberías.
- El agua puede condensar en las tuberías y causar corrosión.
- El vapor de agua incrementa el volumen y disminuye su poder calorífico.

El método de absorción por Trietilenglicol (TEG) es el método más comercial que existe, ya que el TEG presenta, entre otras ventajas, menores pérdidas por evaporación que el MEG y el DEG por presentar alto punto de ebullición y una mayor temperatura de degradación (404°F), se puede regenerar fácilmente llevándolo a temperaturas de 340 – 400°F obteniendo una pureza del 98.9%. Si se inyecta gas seco como “gas stripping” puede alcanzarse purezas del orden del 99.6%.

En el proceso de deshidratación del gas, la Contactora de Glicol retira la mayor parte del agua contenida en el gas de entrada, respecto a otros procesos siguientes:

Torre Contactora Principal de TEG

El gas de entrada ingresa con un contenido de agua de aproximadamente 50 lb/MM SCF y luego de la deshidratación por absorción con TEG sale con aproximadamente 7 lb/MM SCF.

La contactora de TEG es un recipiente vertical, relleno de empaque estructurado, de superficie corrugada y perforada, de alta eficiencia.

El gas ingresa por la tobera de entrada, en la parte baja recipiente y choca con un deflector interno en forma de caja con los lados abiertos y la parte superior e inferior cerradas; esto hace que el gas salga hacia ambos costados en forma radial al recipiente y luego asciende atravesando la rejilla de soporte del empaque estructurado entrando en contacto íntimo con el glicol. En la parte superior el gas es colectado a través de un canal distribuidor de salida y antes de salir de por la tobera de salida pasa a través de un atrapa niebla a fin de evitar el arrastre del TEG.

Grafico N°46: Empaque Estructurado 2Y de Koch-Glitsch Flexipac HC, utilizado en la Torre Contactora de Glicol, Tren Criogénico 5

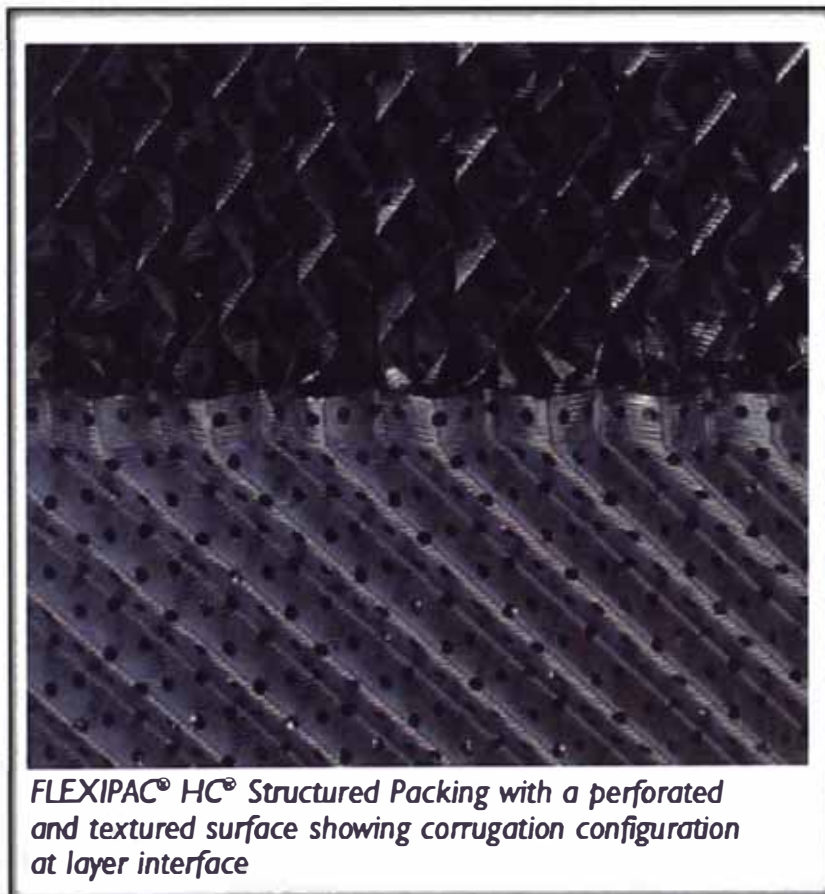
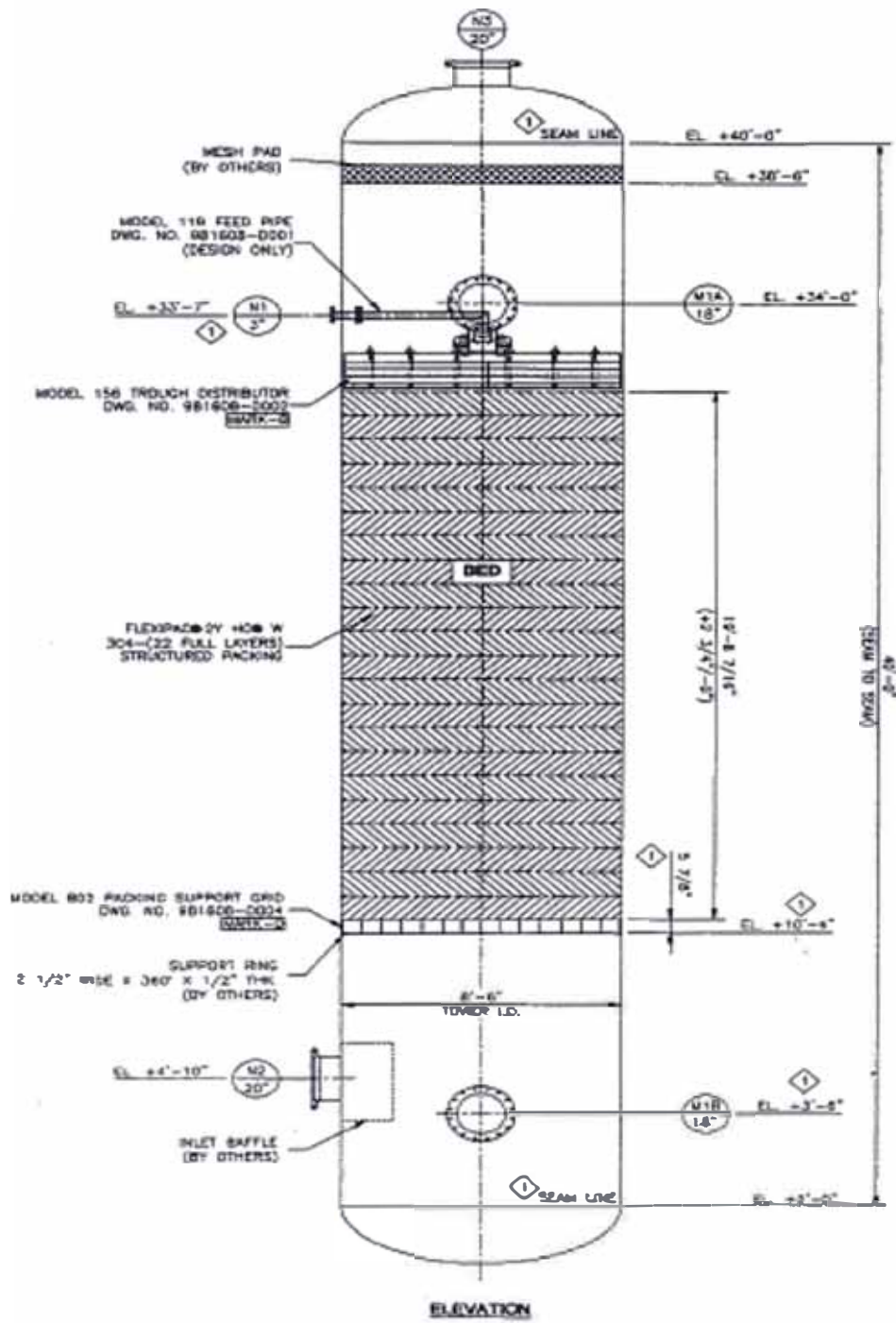


Grafico N°47: Vi ta Frontal de la Torre Contactora Principal de TEG , Tren Criogénico 5



El TEG ingresa a la torre por la parte superior a través de una tubería interna que alimenta al canal distribuidor de líquido. El glicol fluye hacia abajo uniformemente a través del empaque estructurado entrando en contacto con el gas.

En la parte inferior, el glicol atraviesa la rejilla de soporte del empaque y se acumula en el fondo de la torre contactora, para luego ser enviado al Sistema de Regeneración de TEG.

El TEG absorbe agua a medida que desciende a través del empaque estructurado.

Filtro Coalescedor de TEG

Luego de pasar por la torre contactora el gas ingresa al filtro coalescedor de TEG, el cual está diseñado para atrapar gotas de glicol libre que pudieran haber sido arrastradas en el proceso de absorción.

El filtro coalescedor es un recipiente vertical con dos etapas internas. La primera sección inferior es un tambor para separar las gotas grandes. La segunda sección en la parte superior contiene los filtros coalescentes. Está diseñado para remover el 99.98% de todas las partículas de 0.3 micrones y más grandes.

El gas entra al filtro coalescedor a través de la tobera de entrada, las gotas grandes de líquido caerán al fondo de la cámara del filtro, luego el gas viaja hacia arriba a través de los 72 elementos coalescentes. El líquido se forma en los elementos del filtro, en este proceso las pequeñas gotas se hacen más grandes, que luego se van drenando.

El líquido que se acumula en la sección del fondo del recipiente se saca a través de un drenaje de sifón. Los líquidos acumulados en la segunda cámara o sección superior del recipiente, se retiran a través de un drenaje lateral.

Variables de Control en el Sistema de Deshidratación con TEG

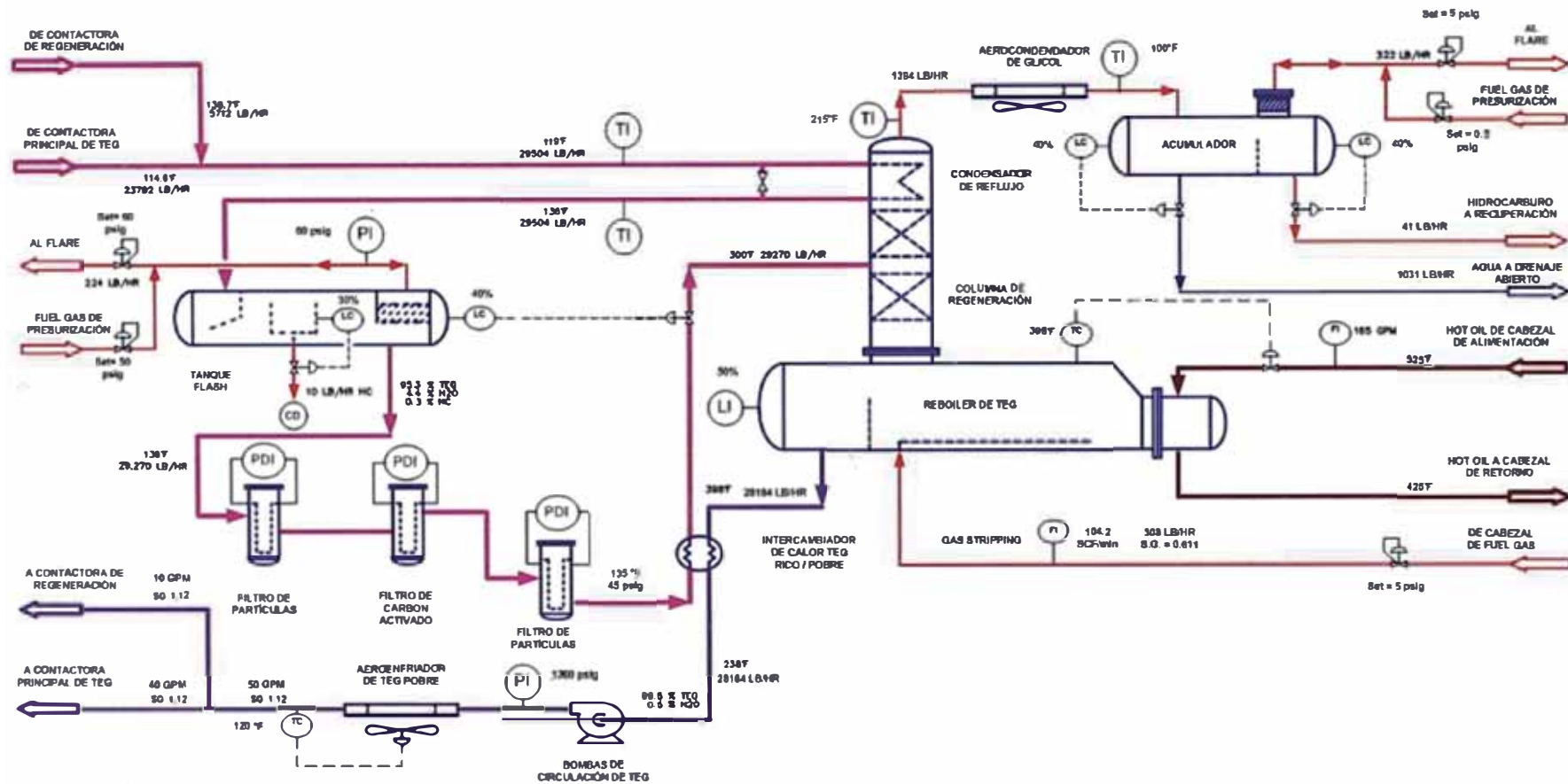
- **Caudal de Circulación de TEG.-** Para un caudal de gas de ingreso de 400 MMSCFD, se ajusta y monitorea en forma manual desde la descarga de la

bomba de TEG un caudal de 40 gpm. Con este rate, y manteniendo las condiciones de temperatura, presión, calidad del gas al ingreso a la contactora, y una pureza del TEG pobre por encima del 99.5%, se asegura una relación óptima de gal de TEG / lb H₂O removida del orden de 3.30, lo que significará tener una concentración de agua en el gas de salida de la contactora siempre menor o igual a 7 lb/MMSCF.

- **Control de Nivel de TEG en la Torre Contactora.-** Fijado en un valor de 50%, se controla regulando la válvula de control de salida de TEG rico de la torre contactora el cual lo envía al sistema de regeneración de TEG. Un descenso de este nivel a pesar de estar este control en automático significa que el inventario del circuito a disminuido y que es necesario hacer una reposición de TEG nuevo.
- **Controles de Nivel de Filtros Coalescedores de TEG.-** Fijados en un valor de 30% tanto para la cámara superior como inferior, se regula a través de las válvulas de control de salida de TEG el cual los envía al sistema de regeneración de TEG. Estas válvulas de control abren periódicamente, cuando se junta el nivel suficiente para alcanzar el valor fijado en el controlador. Si se observa que las válvulas abren en forma continua, es muy probable que se tengan pérdidas de TEG mayores a lo normal, por lo que es necesario investigar sus causas.
- **Diferencial de Presión del Filtro Coalescedor.-** Se monitorea periódicamente, si el valor es mayor a 10 psi, es necesario el remplazo de los elementos.
- **Pérdidas de TEG por arrastre en el gas.-** Estas se pueden dar por las siguientes razones: (1) relación gal TEG / MMSCFD deficiente, por muy alto caudal de gas o por bajo caudal de circulación de TEG provocan mayores pérdidas por arrastre, (2) daño en el atrapa niebla de la parte superior de la torre contactora (demister), (3) canalización por daño y/o ensuciamiento de los empaques de la torre contactora, (4) colapso de los elementos coalescentes.

5.3.3.3.1 Sistema de Regeneración de TEG

Grafico N°48: Diagrama de Flujo del Sistema de Regeneración de TEG



Este sistema se encarga de regenerar el TEG rico que proviene de las torres de absorción. Este TEG rico típicamente tiene un 95% de pureza, el resto es agua y alguna porción de hidrocarburo que fue absorbido.

Tanque de Flash de Glicol

Este tanque recibe el TEG rico precalentado a 136 °F en el serpentín del condensador de reflujo. Está diseñado para separar el hidrocarburo líquido sobrenadante y los gases hidrocarburos que hayan sido absorbidos del gas natural.

Es un recipiente cilíndrico horizontal, el cual opera a una presión normal de 60 psig, controlada por una válvula autoreguladora que ventea al flare el exceso de presión. Antes que los gases sean desfogados al flare, pasan a través de un atrapa niebla a fin de evitar pérdidas de TEG.

El tanque contiene un cubo interno para coleccionar hidrocarburos líquidos el cual es enviado para su recuperación.

Filtros de Partículas del Glicol

Están diseñados para remover sólidos contenidos en el glicol mayores a 25 micrones, atrapados durante el proceso de absorción.

El glicol entra por la parte superior y baja por el centro del elemento filtrante hacia el fondo. Se tienen dos filtros de partículas idénticos, ubicados uno a la salida del tanque flash y el otro corriente abajo del filtro de carbón activado.

Esta remoción de partículas es necesaria a fin de evitar alguna obstrucción por ensuciamiento en el lecho empacado de la contactora y otros equipos.

Filtro de Carbón Activado.

Remueven productos degradados del glicol a fin de mantener su calidad y pureza. Si estos productos no son removidos, pueden causar problemas de corrosión.

Intercambiador de Glicol Rico/Pobre

Este equipo precalienta el TEG rico antes de ingresar a la columna de regeneración de glicol, elevando su temperatura de 135°F a 300°F. Intercambia calor en contracorriente con el TEG pobre que sale del reboiler, recuperando energía a la vez que enfría esta corriente de 398°F a 238°F, antes de alimentar a las bombas de circulación de glicol.

Columna de Regeneración de Glicol

Esta columna separa el vapor de agua del glycol, genera reflujo y reduce las pérdidas de glicol en la corriente superior de venteo.

La columna tiene dos secciones empacadas y está montada sobre el rehervidor.

El TEG rico precalentado a 300°F entra al centro de la columna a través de un distribuidor de líquido/vapor.

El vapor ascendente del rehervidor a 398°F, entra en contacto contracorriente con el TEG rico que descende a través de la primera sección empacada de la columna.

El vapor continúa subiendo hasta la parte superior de la columna e intercambia calor en el condensador de reflujo. Aquí los vapores se condensan parcialmente a 215°F generando el reflujo de la columna.

El reflujo fluye hacia abajo por la segunda sección empacada entrando en contacto íntimo con el vapor que sube a través de la misma sección. El vapor de agua despoja el agua del líquido descendente, mientras el líquido atrapa el glicol de la corriente ascendente.

El vapor que sale por la parte superior de la columna a 215°F es enviado hacia el aerocondensador, mientras que el TEG pobre que sale por el fondo de la columna descende directamente al Rehervidor de Glicol.

Rehervidor de Glicol

Calienta el glicol a la temperatura requerida para regenerarlo (398 °F a 5 psig).

Se inyecta gas seco de despojamiento (stripping gas) en el fondo del reboiler para ayudar a despojar el agua por disminución de su presión parcial a razón de 2 scf / galón de circulación de glicol, mejorando la pureza del TEG pobre a 99.5%.

El vapor de agua, gas de despojamiento y algo de glicol vaporizado ascienden del reboiler hacia la columna de regeneración, mientras que el TEG rico desciende a través la misma hacia el reboiler, ocurriendo una separación por destilación de agua de la corriente de glicol.

El reboiler es de casco y tubo, tiene una pestaña para mantener un nivel de líquido suficiente para bañar todo el haz de tubos.

Utiliza aceite térmico para proporcionar el calor necesario para generar vapor.

El glicol pobre se extrae por una tobera de salida y es enviado hacia el intercambiador TEG rico / pobre antes de ser succionado por las bombas de circulación.

Condensador de Reflujo del Glicol

Es un serpentín de tubos ubicado en el tope de la columna regeneradora de glicol. Enfría y condensa parcialmente los vapores que salen de la columna regeneradora a 215°F, generando el reflujo interno necesario.

Aerocondensador de Tope de Glicol

Enfría y condensa la corriente de vapores que salen de la columna regeneradora, condensando el vapor de agua y otros hidrocarburos. Normalmente el haz de tubos está ubicado en el mismo paquete que el Enfriador de TEG Pobre.

Este equipo está diseñado para enfriar el vapor a 100°F.

Separador de Tope de Glicol

Es un recipiente horizontal, diseñado para acumular y separar el agua e hidrocarburo líquido de la corriente gaseosa antes de ser ventada.

Recibe la mezcla de agua/hidrocarburos a 100°F, el agua y el hidrocarburo se separan en dos capas distintas. El aceite rebosa una pestaña y se acumula a uno de los extremos del recipiente para luego ser enviado a recuperación.

El agua es acumulada en el otro extremo y es evacuada al sistema de drenaje no presurizado para su posterior tratamiento. Los gases no condensables pasan a través de un atrapa niebla antes de ser desfogados al flare.

Bombas de Circulación de Glicol

Sirven para mantener el caudal de circulación a las torres contactoras de glicol principal y de regeneración. Las bombas están diseñadas para bombear 53.3 gpm a 1360 psig.

La válvula de globo en la línea del “bypass” del retorno de la descarga de la bomba al rehervidor debe estar abierta cuando se arranca la bomba si la bomba no está operando.

El flujo controlado a la Contactora de Glicol de Gas de Regeneración balancea el flujo que va a la Contactora de Glicol del Gas de Entrada.

Enfriador de TEG Pobre

Está diseñado para enfriar a 120 °F el TEG pobre que sale de la descarga de las bombas de circulación, antes de su ingreso a las contactoras.

Variables de Control del Sistema de Regeneración de TEG

- **Presión en el Tanque Flash.-** Se controla en 60 psig, desfogando al flare todos los vapores hidrocarburos y algo de agua que se vaporizan súbitamente al cambiar la presión del glicol rico de 1300 a 60 psig. Esta presión se controla a través de una válvula autoreguladora de presión fijada en ese valor. En adición tiene un suministro de fuel gas con una válvula reguladora fijada en 50 psig, por si la presión del tanque cae demasiado. El control de presión en el tanque es necesario para mantener un flujo adecuado a través de los filtros de

partículas y carbón activado y para poder vencer la pérdida de carga para ingresar a la columna de regeneración.

- **Control de nivel de hidrocarburo en el tanque flash.-** Se controla en un valor típico de 30%, regulando el flujo a través de una válvula de control el cual evacua el hidrocarburo separado en el cubeto hacia el sistema de recuperación de hidrocarburo de la planta. Si este control es deficiente, puede pasar hidrocarburo al sistema formando espumas desestabilizando la regeneración.
- **Control de Nivel de TEG en el Tanque Flash.-** Se controla en un valor de 40% regulando el flujo de salida a través de una válvula de control ubicada corriente arriba de la columna regeneradora de glicol. Una disminución de este nivel a pesar de estar funcionando adecuadamente este control, significa que es necesario realizar una reposición de TEG fresco al sistema hasta lograr el nivel normal.
- **Presión diferencial de los filtros de partículas y carbón activado.-** Están limpios cuando la presión diferencial de cada filtro es menor a 2 psi y están sucios cuando es mayor a 10 psig. Se debe monitorear y/o cambiar los elementos filtrantes cuando sea necesario, de lo contrario estos pueden provocar una restricción al flujo de circulación de glicol, disminuyendo la eficiencia de la deshidratación del gas. También podrían colapsar los elementos filtrantes provocando ensuciamiento en todos los equipos corriente abajo (intercambiadores de calor, columnas de regeneración, contactoras, etc.)
- **Temperatura de Glicol en el Rehervidor.-** Se controla en 398°F a fin de poder calentar y vaporizar todo el agua contenida en el glicol rico, regulando el flujo de aceite térmico a través de una válvula de control. Esta variable influye directamente en el proceso de regeneración del glicol. Si la temperatura es muy baja no todo el agua será separada del glicol, por lo tanto el proceso de deshidratación será deficiente; si la temperatura es muy alta, mayor a 404°F el TEG se degradará afectando también a la deshidratación.

- **Nivel del Reboiler de TEG.-** Se mantiene en 50%. Este nivel puede variar intempestivamente si existe alguna perturbación en el flujo de circulación de TEG, y se estabiliza si la perturbación pasa. Cuando se observa una disminución permanente en el nivel del reboiler significa que ha habido una disminución en el inventario de TEG por lo que debe realizarse una reposición de TEG fresco al sistema.
- **Temperatura de Salida de Vapores de Tope de la Columna Regeneradora.-** Esta se monitorea en un valor de 215°F, a fin de condensar los vapores de tope para generar reflujo en la columna regeneradora y solo dejar pasar el vapor de agua a la salida. Esto se regula a través del condensador de reflujo. Si la temperatura es muy alta, vapores de glicol saldrán por el tope de la columna regeneradora provocando mayores pérdidas de glicol del sistema.
- **Flujo de gas stripping.-** Se fija en un valor de 104.2 SCF/min, a fin de ayudar el despojamiento de agua del glicol. Se regula en forma manual a través de una válvula de globo. Típicamente se requiere 2 scf / gal de circulación de glicol.
- **Presión de Acumulador de Tope.-** Se controla en 5 psig a través de una válvula autoreguladora, la cual ventea al flare. Se tiene un suministro de fuel gas a través de una válvula autoreguladora, como rompedor de vacío cuando la presión desciende por debajo de 0.5 psig. Esta presión cercana a la atmosférica favorece a la regeneración del glicol.
- **Control de Nivel de Hidrocarburo del Acumulador de Tope.-** Se controla en 40% a través de una válvula de control, evacuando el hidrocarburo recuperador al sistema de recuperación de la planta.
- **Control de Nivel de Agua del Acumulador de Tope.-** Se controla en 40% a través de una válvula de control, evacuando el agua retirada al sistema de tratamiento de aguas residuales de la planta.

5.3.3.4 Deshidratación con Tamices Moleculares⁽⁸⁾

Este sistema remueve esencialmente todo el vapor de agua del gas para alcanzar el punto de rocío de agua requerido para el proceso criogénico. Se utiliza para ello el principio de adsorción por un desecante sólido.

La adsorción es definida como la adhesión de una capa de moléculas a la superficie de un sólido o un líquido. Dos tipos de adsorción en sólidos existen:

Adsorción química: Que es la unión química de las moléculas a la superficie de los átomos a través de un enlace químico, o intercambio de electrones.

Adsorción física: La que ocurre por fuerzas del tipo Van der Waals, entre un átomo o una molécula y la superficie. En este caso no existe arreglo electrónico en el sistema y sólo las fuerzas de atracción electrostáticas o atracciones dipolares son puestas en juego, interacción que ocurre sin modificación alguna de la molécula.

Tipos de desecantes más usados:

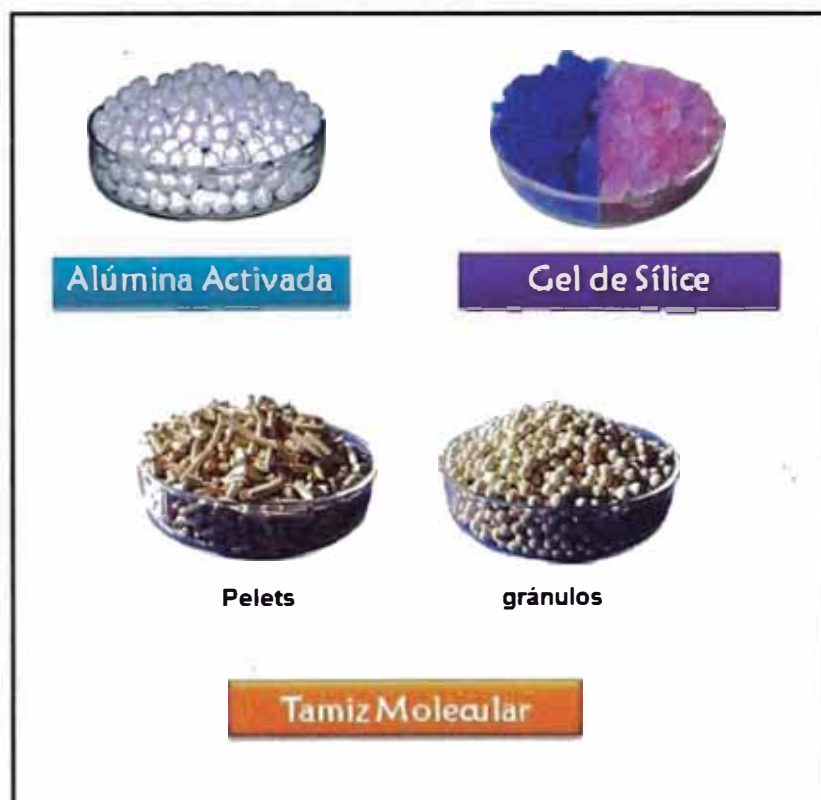
Un desecante comercial debe tener afinidad por el agua, una gran área superficial por unidad de volumen, alta resistencia mecánica, resistencia a la abrasión, ser inerte químicamente, y tener un precio razonable. Tres materiales básicos se usan con frecuencia debido a que poseen estas características:

Alúmina Activa: La estructura del producto es amorfa y no cristalina. Es una forma hidratada del óxido de aluminio (Al_2O_3). Pueden dar puntos de rocío de agua de -90°F .

Sílica Gel: Es dióxido de silicio amorfo (SiO_2). Se fabrica mediante la adición de silicato de sodio acuoso al ácido sulfúrico. Pueden dar puntos de rocío de agua de -60°F .

El tamiz molecular: Es una estructura cristalina bien definida a base de moléculas de metal alcalino y de aluminio silicatos, la cual forma una red tridimensional de sílice y alúmina. Esta estructura es un arreglo de cavidades conectadas con poros uniformes con diámetros entre 3 a 10 Å, dependiendo del tipo de tamiz.

Gráfico N° 49: Tipos de Desecantes más usados en la Deshidratación del Gas Natural



Para la deshidratación del gas natural se usan generalmente tamices de diámetro de poro de 3 Å, tamaño suficiente para atrapar solo las moléculas de agua, y se pueden

alcanzar puntos de rocío del agua menores de -150°F , pero son más costosos que la sílica gel.

En el proceso de deshidratación por tamiz molecular, la adsorción física ocurre entre la superficie del sólido desecante y el vapor de agua contenida en el gas. Esto previene la obstrucción por formación de hidratos en los equipos corriente abajo, sobre todo en la zona de separación criogénica.

El sistema de deshidratación cuenta con tres lechos, dos de ellos operan en modo adsorción por 24 horas, mientras que el tercero está en proceso de regeneración por 12 horas. Estos tres lechos operan en una secuencia cíclica en forma continua.

La Deshidratación con Tamiz Molecular remueve el agua del gas de entrada de 7 lb de agua/MMSCF a valores de hasta 0.1 ppm (0.05 lb/MMSCF).

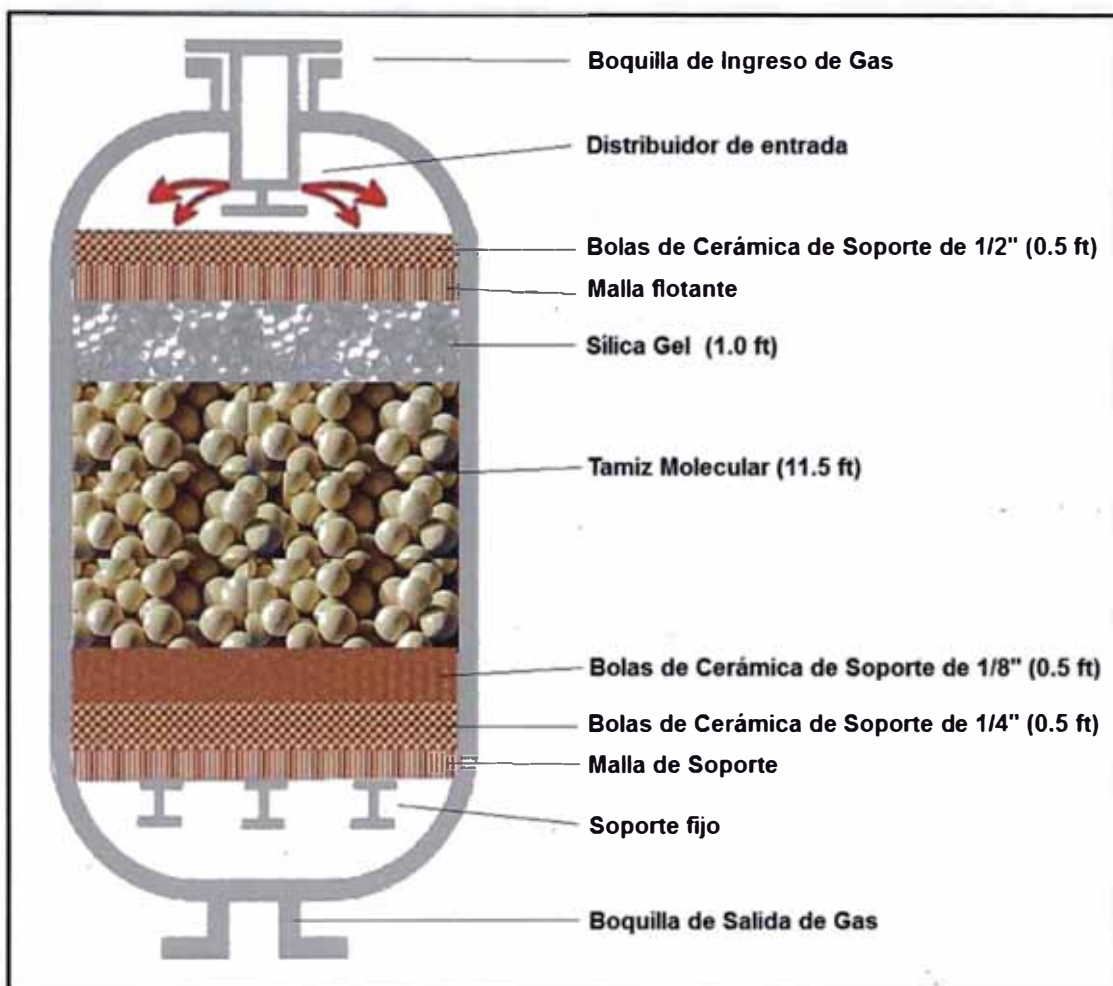
Torres de Adsorción con Tamices Moleculares

Son recipientes cilíndricos verticales diseñados para 1415 psig a 150°F y 535 psig a 525°F ; ellos contienen el tamiz molecular. Típicamente, estos tienen una vida útil de tres años, luego del cual es necesario su reemplazo.

El lecho o tamiz molecular puede ser dañado por hidrocarburos líquidos y/o agua libre, por ello es importante mantener la temperatura del gas que ingresa al lecho por encima de su punto de rocío.

A continuación se muestra una torre de adsorción típica usada para la deshidratación del gas natural.

Gráfico N° 50: Esquema Típico de una Torre de Adsorción de Tamiz Molecular



El gas proveniente del sistema de deshidratación con TEG, ingresa por la parte superior de las 02 torres de adsorción, mientras que la tercera torre se encuentra en la etapa de regeneración.

Gráfico N° 51: Torres de Adsorción de Tamiz Molecular en un Tren Criogénico



El gas deshidratado sale por la parte inferior del recipiente y es enviado a los filtros de polvo.

Filtros de Polvo

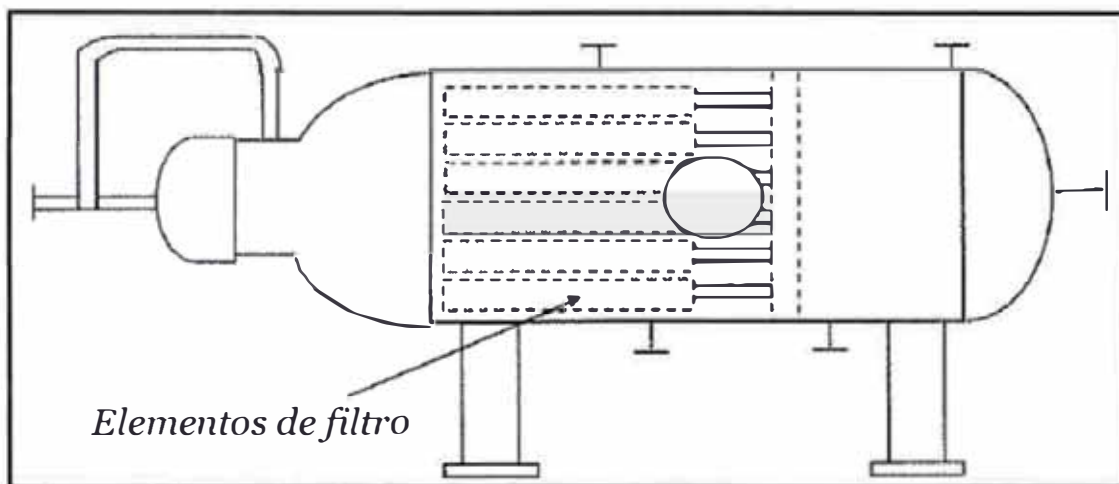
Son cilíndricos horizontales diseñados para remover el polvo del tamiz molecular que haya podido ser arrastrado con el gas luego de su deshidratación.

Los filtros retiran el 99.5% de partículas de 1 micra o de mayor tamaño.

El gas entra al filtro y viaja a través del centro de los 37 elementos filtrantes. Los sólidos son atrapados en los elementos filtrantes.

Si es que no se filtrara en esta etapa, el polvo del tamiz molecular puede acumularse y/o obstruir los intercambiadores de placas de la zona criogénica afectando adversamente la performance de la planta.




Gráfico N° 52: Filtro de Polvo corriente debajo de las Torres de Adsorción



Variables de Control del Sistema de Deshidratación con Tamices Moleculares

- **Secuencia de Adsorción / Regeneración.-** Esta secuencia es crucial para la deshidratación del gas. Se controla en forma automática a través del Sistema de Control. A continuación se muestra una secuencia típica de adsorción / regeneración de un sistema de deshidratación de tres torres de adsorción.

Gráfico N° 53: Secuencia de Deshidratación del Gas con Tamices Moleculares

-  En proceso de deshidratación del gas.
-  En Regeneración, comprende las etapas de Aislamiento, Despresurización, Calentamiento, Enfriamiento, Presurización.
-  Torre regenerada, lista para iniciar el proceso de adsorción.

N° de Paso de la Secuencia	Tiempo de duración de cada Paso (min)	Tiempo Acumulado (Horas)	Torre de Adsorción A	Torre de Adsorción B	Torre de Adsorción C
1	0	0.00	ADSORCIÓN	ADSORCIÓN	STAND BY
2	30	0.50	ADSORCIÓN	ADSORCIÓN	ADSORCIÓN
3	0	0.50	AISLAMIENTO	ADSORCIÓN	ADSORCIÓN
4	15	0.75	DESPRESURIZACIÓN	ADSORCIÓN	ADSORCIÓN
5	0	0.75	DESPRESURIZACIÓN	ADSORCIÓN	ADSORCIÓN
6	360	6.75	CALENTAMIENTO	ADSORCIÓN	ADSORCIÓN
7	0	6.75	CALENTAMIENTO	ADSORCIÓN	ADSORCIÓN
8	270	11.25	ENFRIAMIENTO	ADSORCIÓN	ADSORCIÓN
9	0	11.25	ENFRIAMIENTO	ADSORCIÓN	ADSORCIÓN
10	15	11.50	PRESURIZACIÓN	ADSORCIÓN	ADSORCIÓN
11	0	11.50	PRESURIZACIÓN	ADSORCIÓN	ADSORCIÓN
12	30	12.00	STAND BY	ADSORCIÓN	ADSORCIÓN
13	0	12.00	STAND BY	ADSORCIÓN	ADSORCIÓN
14	30	12.50	ADSORCIÓN	ADSORCIÓN	ADSORCIÓN
15	0	12.50	ADSORCIÓN	AISLAMIENTO	ADSORCIÓN
16	15	12.75	ADSORCIÓN	DESPRESURIZACIÓN	ADSORCIÓN
17	0	12.75	ADSORCIÓN	DESPRESURIZACIÓN	ADSORCIÓN
18	360	18.75	ADSORCIÓN	CALENTAMIENTO	ADSORCIÓN
19	0	18.75	ADSORCIÓN	CALENTAMIENTO	ADSORCIÓN
20	270	23.25	ADSORCIÓN	ENFRIAMIENTO	ADSORCIÓN
21	0	23.25	ADSORCIÓN	ENFRIAMIENTO	ADSORCIÓN
22	15	23.50	ADSORCIÓN	PRESURIZACIÓN	ADSORCIÓN
23	0	23.50	ADSORCIÓN	PRESURIZACIÓN	ADSORCIÓN
24	30	24.00	ADSORCIÓN	STAND BY	ADSORCIÓN
25	0	24.00	ADSORCIÓN	STAND BY	ADSORCIÓN
26	30	24.50	ADSORCIÓN	ADSORCIÓN	ADSORCIÓN
27	0	24.50	ADSORCIÓN	ADSORCIÓN	AISLAMIENTO
28	15	24.75	ADSORCIÓN	ADSORCIÓN	DESPRESURIZACIÓN
29	0	24.75	ADSORCIÓN	ADSORCIÓN	DESPRESURIZACIÓN
30	360	30.75	ADSORCIÓN	ADSORCIÓN	CALENTAMIENTO
31	0	30.75	ADSORCIÓN	ADSORCIÓN	CALENTAMIENTO
32	270	35.25	ADSORCIÓN	ADSORCIÓN	ENFRIAMIENTO
33	0	35.25	ADSORCIÓN	ADSORCIÓN	ENFRIAMIENTO
34	15	35.50	ADSORCIÓN	ADSORCIÓN	PRESURIZACIÓN
35	0	35.50	ADSORCIÓN	ADSORCIÓN	PRESURIZACIÓN
36	30	36.00	ADSORCIÓN	ADSORCIÓN	STAND BY

- **Presión diferencial en los filtros de polvo.-** Se monitorea periódicamente, cuando alcanza mayor a 10 psi, se debe cambiar los elementos filtrantes.
- **Presión diferencial a través de las torres de adsorción.-** En operación normal están en un valor de 5 a 8 psi. Valores mayores indican un ensuciamiento del tamiz, para un mismo caudal de gas.

- **Punto de Rocío de Agua.-** El punto de medición se realiza inmediatamente corriente debajo de los filtros de polvo. Ya que esta variable es crucial para evitar la formación de hidratos corriente abajo, normalmente se tiene un medidor de humedad en línea, la cual mide en forma continua el punto de rocío del gas cuyo valor típico es de -110 °F. Valores a mayores a -85°F indican que el gas no se está deshidratando eficientemente y se tiene riesgo de formación de hidratos en la zona criogénica corriente abajo.
- **Flujo de Gas de Regeneración.-** Cuando una de las torres culmina su etapa de adsorción, se despresuriza de 1295 a 430 psig para pasar a la siguiente etapa de regeneración la cual opera a menor presión. Luego, se hace circular en contracorriente un caudal constante de 13 MMSCFD de gas seco de regeneración, el cual realizará una rampa de calentamiento para poder remover el agua atrapada en el tamiz molecular. El gas seco de regeneración es tomado del colector de descarga del compresor booster (salida de la deetanizadora), realiza la regeneración del tamiz, se enfría para condensar el agua atrapada, pasa por un separador, es tomado por un compresor que eleva su presión a 470 psig para poder ser enviado a una torre contactora con TEG y finalmente es enviado a la red de gas combustible de la planta.
- **Temperatura del Gas de Regeneración que ingresa al Tamiz.-** Se controla a 450°F regulando el flujo ingreso de aceite térmico a través de una válvula de control, el cual intercambia calor en el calentador de gas de regeneración. El gas caliente a 430 psig de presión ingresa en contracorriente al lecho que está en regeneración para calentarlo durante 06 horas y así remover el agua atrapada.
- **Temperatura del Gas de Regeneración que sale del Tamiz.-** El gas de regeneración que sale del tamiz debe ser enfriado a 110°F para poder condensar el agua removida del lecho en regeneración. Esto se realiza mediante un control de temperatura el cual regula la velocidad del motor del aerocnfrador de gas de

regeneración. El agua condensada se acumula en el separador de succión del compresor de gas de regeneración.

- **Nivel de agua en el scrubber de succión del compresor de gas de regeneración.-** Se controla el nivel en 30% evacuando el agua hacia el sistema de drenaje, a través de una válvula de control. Este control es importante ya que evita el ingreso de agua libre al compresor de gas de regeneración.
- **Flujo de TEG hacia la Contactora de Gas de Regeneración.-** El gas de regeneración ya frío, contiene agua saturada, y es necesario deshidratarlo antes de devolverlo al proceso, por ello, pasa a través de una torre contactora con TEG más pequeña que la torre principal, en la cual se absorbe el agua del gas controlando el flujo de TEG en 10 gpm para un caudal de 13 MMSCFD.

Problemas Operativos en la Deshidratación

- **Contaminación del Tamiz Molecular.-** Debido a la incompleta remoción de contaminantes en los equipos corriente arriba (Separador de Gas de Entrada, Filtros Coalescedores y de Partículas).
- **Alto Punto de Rocío.-** Es el problema más común, puede deberse a: (1) canalización interna del lecho del tamiz. Puede detectarse si se observa puntos calientes o daño en la pintura externa de la torre. También por la rápida saturación del lecho y por el rápido calentamiento del gas durante la regeneración. (2) Válvulas con pase permiten el paso de gas húmedo bypassando los lechos. Usar equipos ultrasónicos ayuda a detectar el pase válvulas. (3) Incompleta regeneración del tamiz produce pérdida en la capacidad de adsorción y un rápido punto de saturación del tamiz. Se debe asegurar que se cumpla el tiempo de calentamiento del tamiz para remover el agua, y verificar que la diferencia de temperatura entre el ingreso y salida del tamiz no sea mayor a 64°F. (4) Excesivo contenido de agua en el gas húmedo, puede deberse a un mayor caudal de gas, mayor temperatura o menor presión de ingreso.

- **Saturación prematura del Tamiz.**- Puede deberse a un súbito incremento en el contenido de agua debido a disturbios en el proceso de deshidratación por TEG, incremento de la fracción de hidrocarburos más pesados (C_4^+) en el gas, contaminación del lecho o regeneración incompleta.
- **Daño Hidrotérmico.**- Cuando se realiza un calentamiento brusco del lecho sin seguir la rampa de incremento de temperatura definida, esto crea una gran diferencia de temperatura en la torre de adsorción. El fondo el tamiz estará caliente y el agua se removerá rápidamente mientras que la parte superior todavía a temperatura fría el vapor de agua liberado del fondo condensará. Esto se conoce como reflujo. Entonces el agua líquida seguirá calentándose y hervirá junto con el tamiz provocando el daño hidrotérmico.
- **Arrastre de Líquidos.**- Debido a que estos pueden arrastrar impurezas y disminuir el periodo de adsorción. Por ello los separadores instalados corriente arriba deben de ser de alta eficiencia.
- **Falla en el Soporte de Fondo.**- A consecuencia de ello puede fugar partículas del tamiz molecular a través de la malla de soporte. Si pasa esto, es necesario parar la planta para realizar el cambio de todo el lecho.

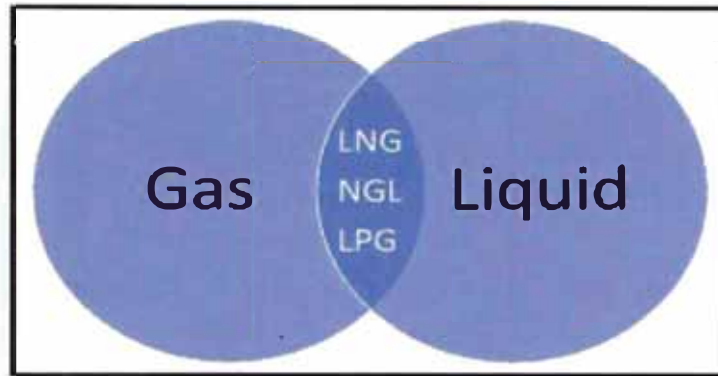
5.3.3.5 Recuperación de NGL del Gas Natural⁽⁹⁾

Existen diversos procesos para la recuperación de las fracciones de hidrocarburos pesados del gas natural. En algunos procesos incorporan la recuperación del etano como parte de los líquidos del gas natural (NGL), debido a su gran demanda y valor comercial.

Previo a ello, el proceso de deshidratación y separación de impurezas ha debido de completarse.

Diferencia entre LNG, NGL y LPG

Gráfico N° 54: Diferencias entre LNG, NGL y LPG

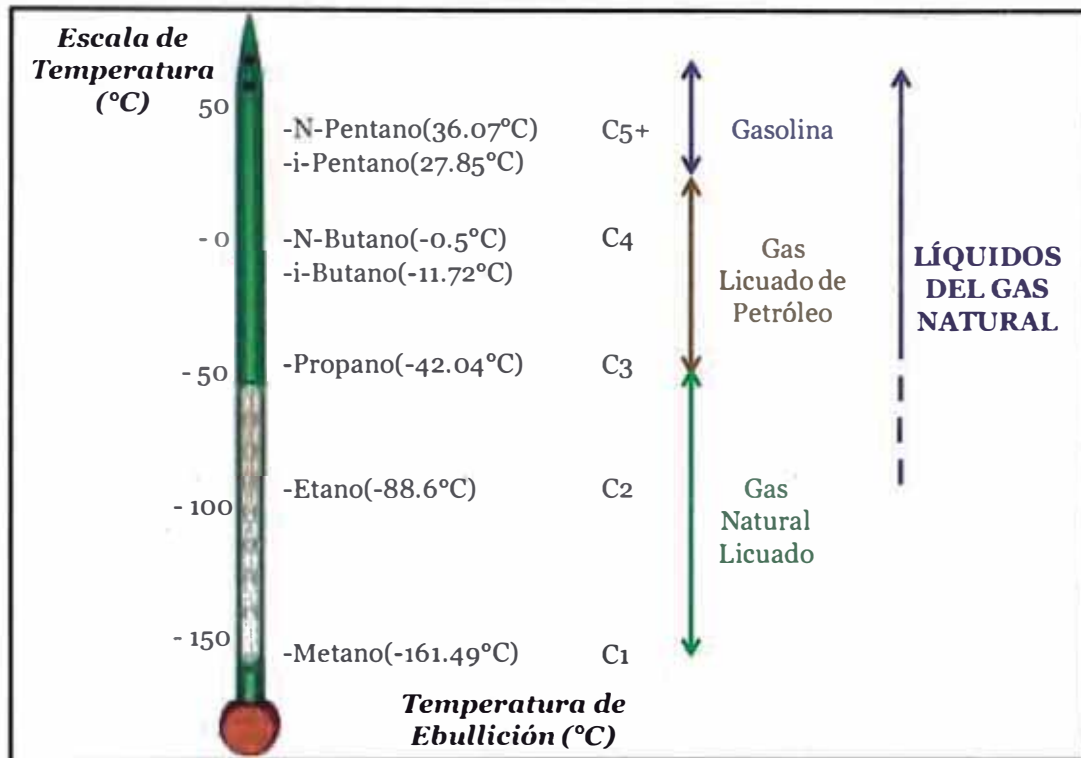


LNG (Liquefied Natural Gas).- Gas Natural Licuado (GNL), es el gas natural (predominantemente metano), que ha sido convertido temporalmente a forma líquida para facilitar su almacenamiento o transporte.

NGL (Natural Gas Liquids).- Líquidos del Gas Natural (LGN), formados por etano, propano y otros más pesados que son utilizados como combustible y materia prima para Refinación y Petroquímica.

LPG (Liquefied Petroleum Gas).- Gas Licuado de Petróleo (GLP), formado principalmente por mezclas de propano/butano, se almacena en tanques presurizados a temperatura ambiente o en tanques refrigerados a presión atmosférica.

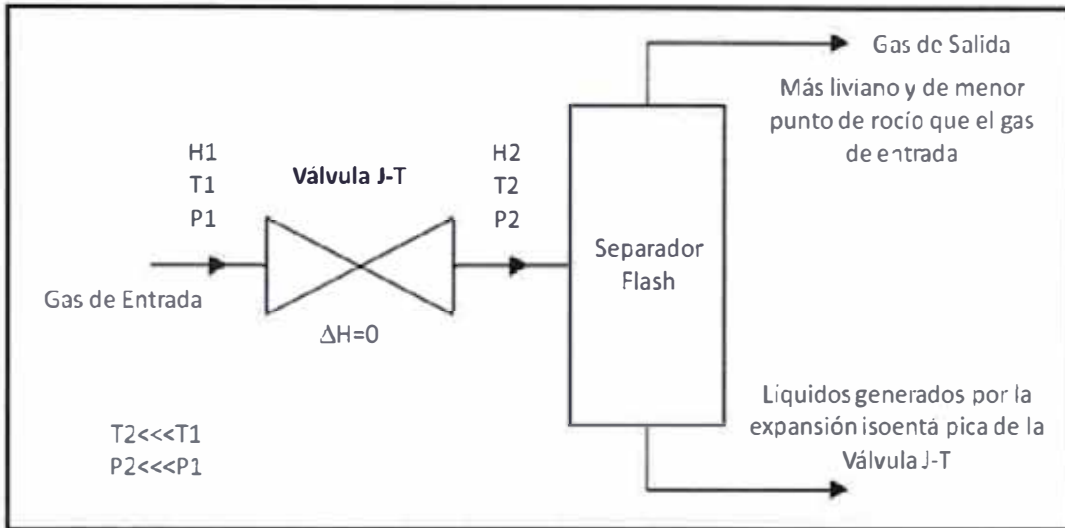
Gráfico N° 55: Temperaturas de Ebullición de hidrocarburos en el Gas Natural



Los principales procesos para la recuperación de NGL del gas natural son:

- **Unidades de Joule – Thomson (J-T).**- Se enfría el gas natural al expandirlo a través de una válvula con alta caída de presión. La expansión se produce a entalpía constante sin generar trabajo. El descenso de temperatura tiene por objeto condensar y separar los hidrocarburos más pesados logrando bajar el punto de rocío del gas, recuperar GLP y gasolina y/o producir gas combustible para consumos en planta. Estas unidades tienen la ventaja de no requerir energía externa ni servicios excepto una pequeña cantidad de metanol para prevenir la formación de hidratos.

Gráfico N° 56: Diagrama E quemático del Efecto Joule-Thomson



- **Unidades de Refrigeración Mecánica.**- En estas unidades el gas natural se enfría en chillers, el cual forma parte de un ciclo cerrado de refrigeración. Se utilizan estas unidades cuando solo se requiere ajustar el punto de rocío de hidrocarburo del gas natural antes de ser enviado a través de gaseoductos, o cuando solo se requiere una recuperación de fracciones de C_3^+ .

Gráfico N° 57: Diagrama Esquemático de un Proceso de Refrigeración Simple

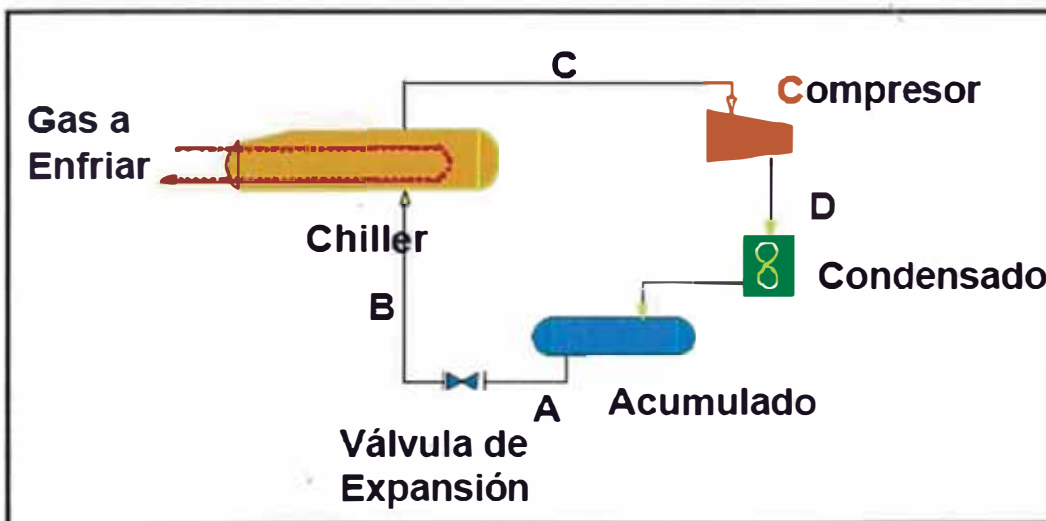
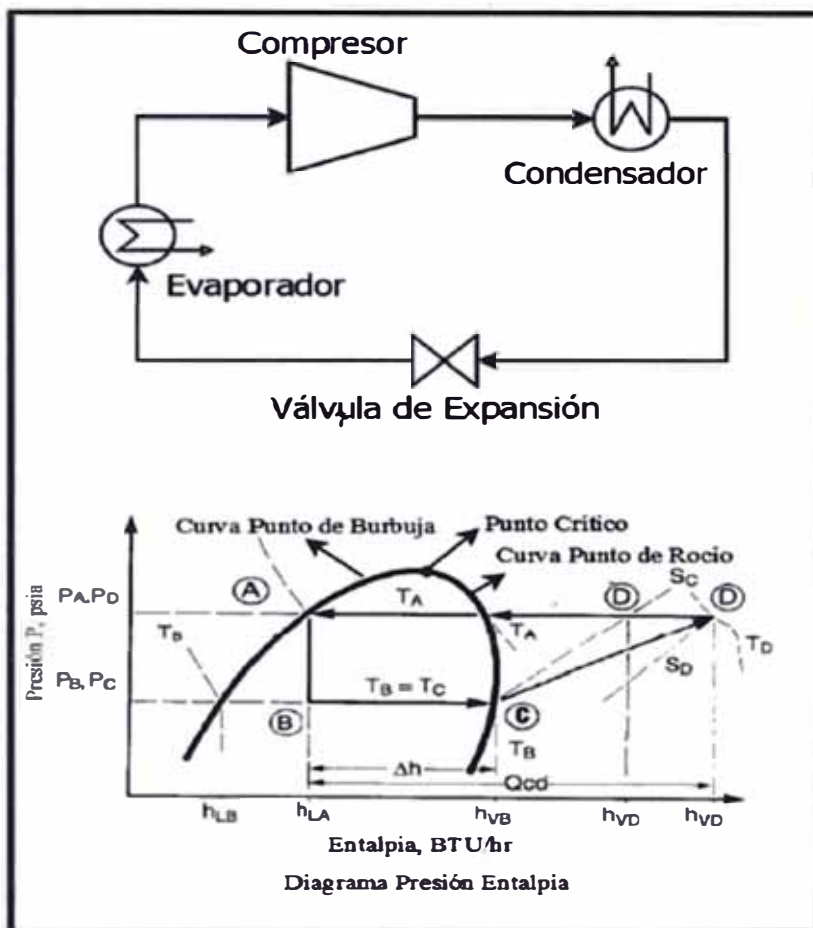


Gráfico N° 58: Diagrama Presión Entalpía de un Proceso de Refrigeración

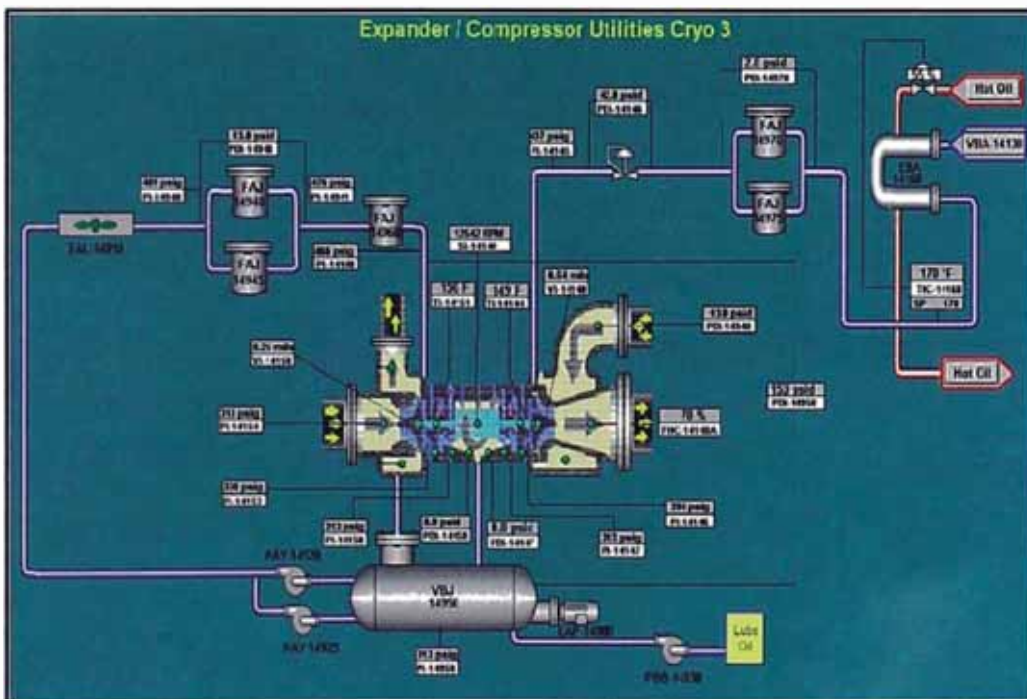


- Unidades de Turbo-Expansión.-** En estas unidades la expansión se realiza a través de un turbo-expansión, la cual además de enfriar el gas para condensar las fracciones pesadas de hidrocarburo, produce trabajo variando la entalpía del gas natural. Esto permite una mayor recuperación de NGL. Se utiliza este proceso cuando se dispone de una presión del gas a la entrada entre 40 y 80 barg, con una relación de expansión entre 3:1 a 4:1. En estas unidades la temperatura desciende a -80 a -120°C. La turbina de expansión normalmente está asociada a un compresor booster el cual aprovecha el trabajo para elevar la presión del gas seco hacia los compresores principales que envían el gas a la venta.

Gráfico N° 59: Turbo – Expansor del Tren Criogénico 3 –Planta Malvinas



Gráfico N° 60: Pantalla de un Sistema de Control de Turbo – Expansor



Otros procesos menos usados son:

- **Absorción.-** Utilizando un aceite pobre para la recuperación de NGL. Este proceso es uno de los más antiguos y menos eficiente.
- **Adsorción.-** Se utilizan lechos de adsorción típicamente de Sílica Gel.
- **Membranas.-** Se utilizan membranas selectivas que no dejan pasar componentes pesados del gas natural los cuales son derivados y comprimidos en compresor, luego el gas más pesado es condensado para su recuperación.

5.3.3.6 Unidad de Turbo Expansión - Modo GSP⁽¹⁰⁾

Ortloff inventó el Modo GSP para la recuperación de NGL (Gas Subcooled Process) en los años 1970's. El modo GSP, puede operar tanto para la recuperación de etano como de propano en el NGL.

Con el modo GSP el separador frío que alimenta al expander, opera a una temperatura más caliente la cual elimina la inestabilidad de estar operando muy cerca al punto bifásico. También, el modo GSP incorpora una corriente de reflujo adicional al tope de la columna deetanizadora por encima de la alimentación que viene del expander.

Típicamente se aplica el modo GSP para:

- Obtener alta recuperación de etano del gas natural, 80-85%, casi sin pérdida en la recuperación de propano y componentes más pesados.
- Obtener alta recuperación de propano del gas natural, sin recuperar etano.
- Obtener de una misma planta, productos con alto contenido de etano o sin contenido de este, de acuerdo a las condiciones cambiantes del mercado.

En modo de recuperación de etano, el proceso GSP que cumple la especificación de contenido de metano/etano en el NGL. En el modo de recuperación de propano, se cumple con la especificación de contenido de etano/propano en el NGL.

Gráfico N° 61: Proceso Ortloff – Modo GSP

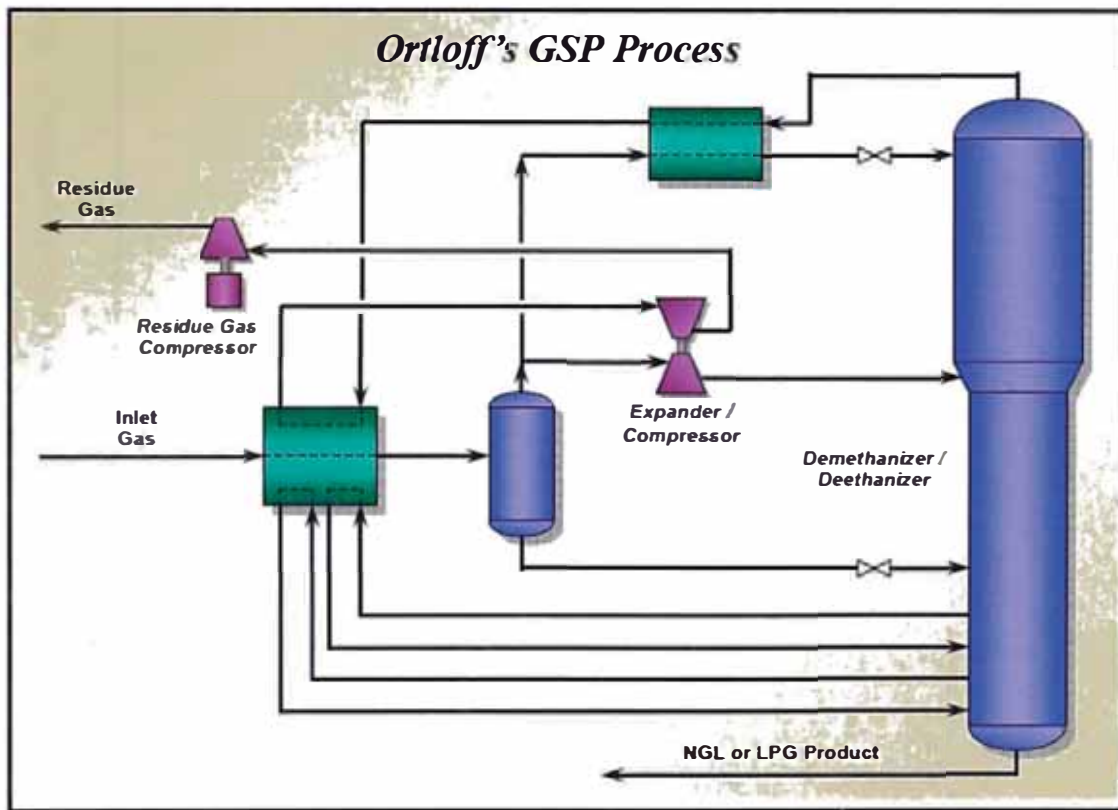
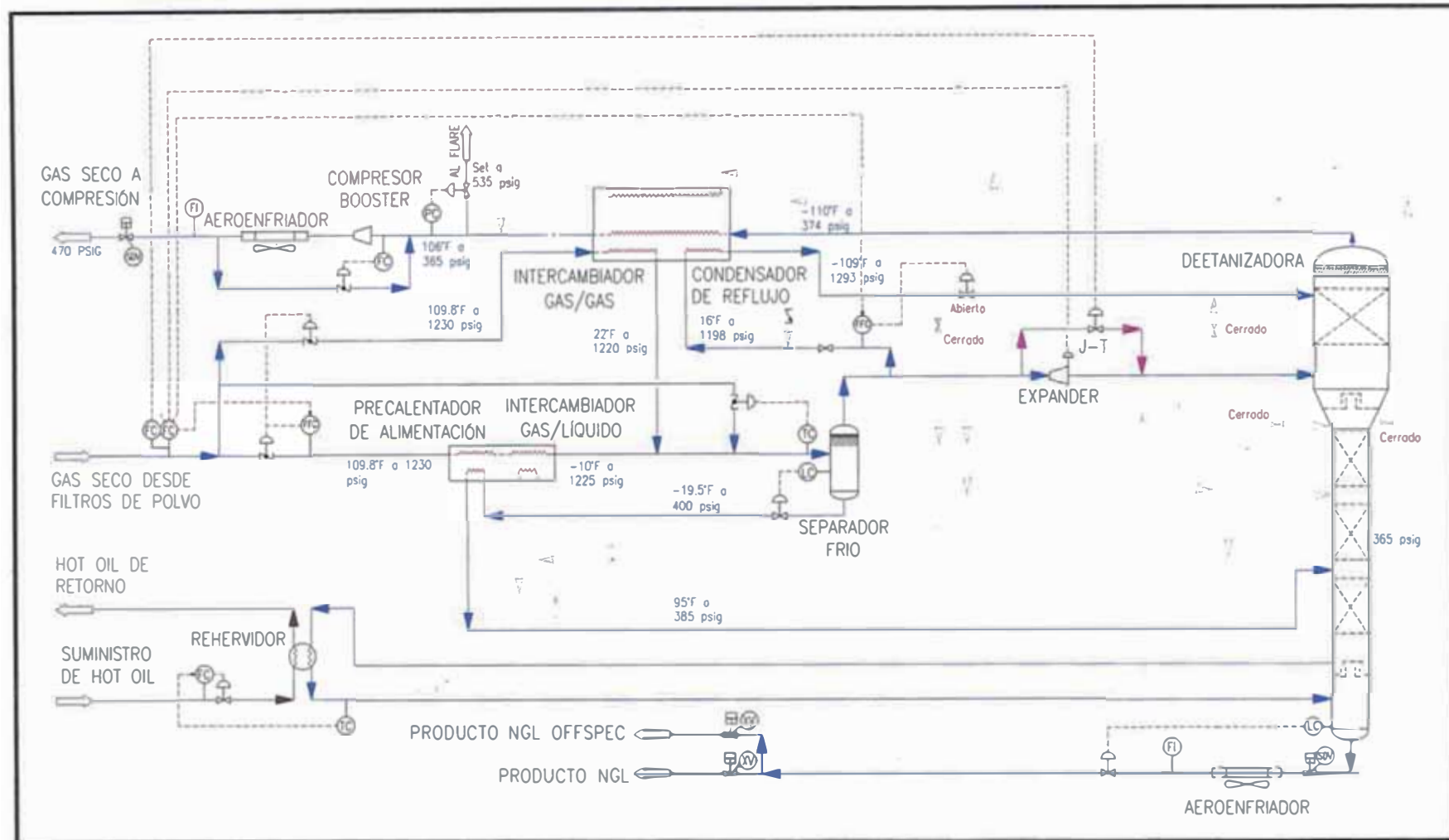


Gráfico N°62: Diagrama de Flujo de Un Proceso de Turbo-Expansión en Modo GSP



5.3.3.7 Unidad de Turbo Expansión - Modo SCORE⁽¹¹⁾

El modo SCORE (Single Column Overhead Recycle) es un proceso criogénico de alta eficiencia y de alta recuperación de propano e hidrocarburos más pesados del gas natural.

En este proceso, el reflujo a la columna es generado de una corriente lateral de vapor que se condensa y se acumula y luego es bombeada como líquido a la zona superior e intermedia de la columna.

La recuperación de propano está entre 97 – 99%, mientras que todo el etano se rechaza.

Si se desea recuperar etano en adición a la alta recuperación de propano, esto se puede lograr disminuyendo la entrega de calor a la columna. De esta manera se puede alcanzar recuperaciones de etano hasta un 40%.

Se requiere de presiones de 600 psig o mayores para operar en modo SCORE.

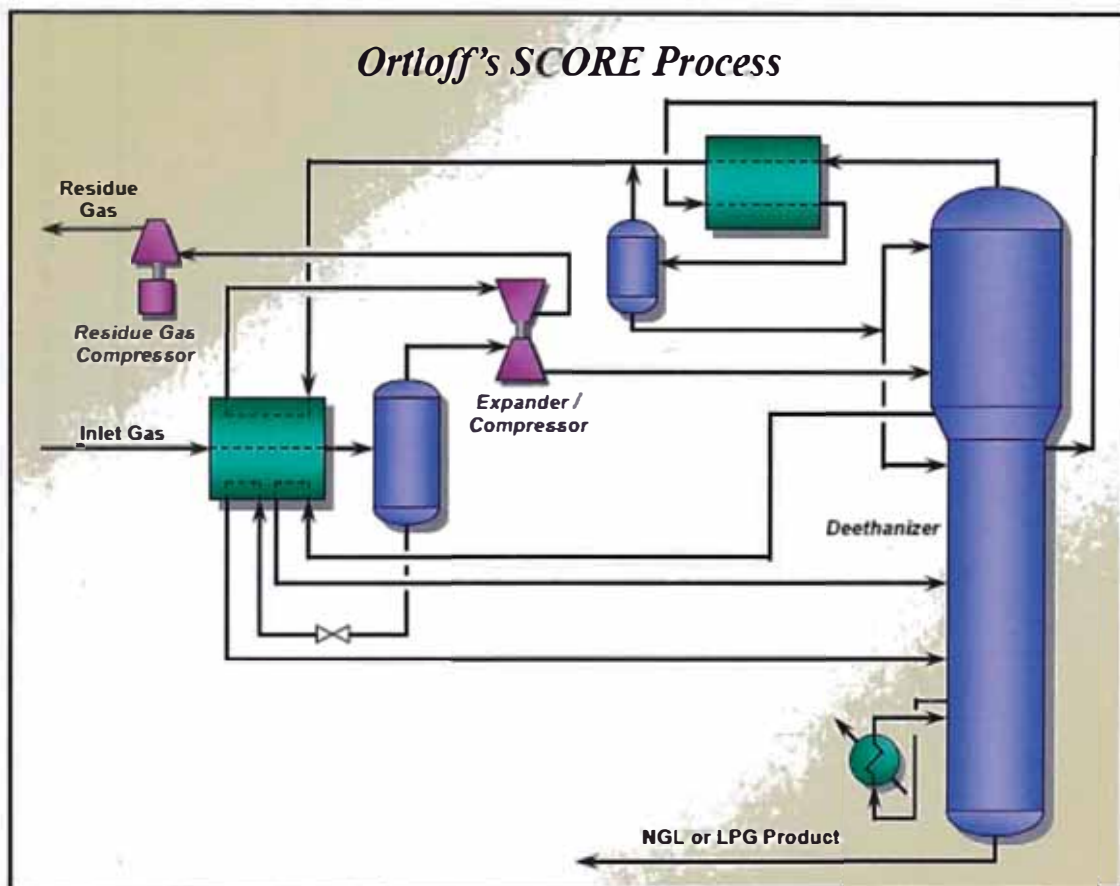
Típicamente se aplica el modo SCORE para:

- Obtener alta recuperación de propano del gas natural con mínimos requerimientos de compresión.
- Obtener rendimientos moderados de etano sin mayores modificaciones de equipos.

Tecnología Combinada GSP/SCORE

Las Unidades Criogénicas pueden instalarse para ser capaces de operar en ambos modos, alternando el modo de producción con una maniobra operativa simple.

Gráfico N°63: Diagrama de Flujo de Un Proceso de Turbo-Expansión -Modo SCORE



A continuación se procederá a explicar el proceso de turbo-expansión en modo SCORE, el cual es usado para la máxima recuperación de propano en el NGL producido en Planta Malvinas.

El proceso de Turbo-Expansión en Modo SCORE tiene las siguientes fases, ver gráfico N°64:

1. Intercambio de Calor y Separación.

El cual recibe el gas deshidratado del Tamiz Molecular, lo pre-enfría y separa en dos fases: la fase líquida sirve para enfriar una de las corrientes de gas de entrada en el intercambiador gas/líquido; y vapor alimenta al turboxpander. Esta etapa comprende los siguientes equipos:

- ***El Intercambiador de Calor Gas/Gas:*** Enfría una parte del gas de entrada de 110°F a 7°F por intercambio cruzado con vapor más frío proveniente del tope de la Deetanizadora y del Acumulador de Reflujo de la Deetanizadora.
- ***El Condensador de Reflujo:*** Condensa parcialmente una corriente lateral que se usará como reflujo a la Deetanizadora a -75°F por intercambio cruzado con corrientes de gas más frío de tope de la deetanizadora y con la corriente de tope del Acumulador de Reflujo de la Deetanizadora.
- ***El Precalentador del Alimentación de la Deetanizadora:*** Enfría una porción de la corriente de gas por intercambio cruzado con la corriente fría líquida proveniente del Separador Frío.
- ***El Intercambiador Líquido Lateral de Deetanizadora/Gas de Entrada:*** Enfría el gas de entrada a -4°F por intercambio cruzado con el líquido lateral retirado de la parte superior de Deetanizadora.

Todos estos intercambiadores son del tipo de aletas en aluminio y están diseñado para 1415 psig a -200/150°F en el lado caliente y 535 psig a -200/150°F en el lado frío. Tienen filtros de canasta con malla 80 en las entradas para proteger el intercambiador de pequeñas partículas.

- **Separador Frío:** Separa el gas de entrada enfriado en dos fases líquido y gas. Es un recipiente vertical diseñado para 1415 psig a -20/1500F y está ubicado debajo de la deetanizadora.

2. Expansión y Compresión.-

En esta fase el gas pre enfriado se expande reduciendo su temperatura y presión. La energía producida en la expansión es utilizada para la compresión del gas residual proveniente de la deetanizadora que fue calentado previamente a temperatura ambiente. Consta de los siguientes equipos:

- **Turboexpansor:** Está diseñada para reducir la presión del gas de entrada proveniente del separador frío que está a 1220 psig y 15°F a 394 psig y -73°F, producto de la expansión se produce enfriamiento y la condensación parcial del gas.
- **Compresor Booster:** El expansor está unido a un compresor el cual aprovecha el trabajo producido para elevar la presión del gas residual de 350 psig a 470°F como booster del sistema de compresión de gas residual. El expansor genera aproximadamente 11,236 BHP.
- **Enfriador:** Se utiliza un aeroenfriador de tubos aleteados para enfriar el gas residual a 100°F que ha sido comprimido por el compresor booster. una corriente a 100°F.

3. Separación Criogénica.-

Esta fase recibe el flujo bifásico proveniente de la fase de expansión, para ser fraccionados en dos corrientes: el gas residual conteniendo metano y etano, y el NGL el cual contiene fracciones de hidrocarburo C_3^+ . Consta de los siguientes equipos:

- **Deetanizadora:**

Está diseñada para destilar el metano/ etano de los hidrocarburos más pesados (C_3^+).

A continuación describiremos una Deetanizadora típica para un caudal de 520 MMSCFD de procesamiento de gas húmedo:

Se tiene una columna vertical de 150" ID por 132" ID por 130" S/S. Está diseñado para 535 psig a -200 / 265°F.

La columna contiene 04 secciones separadas (camas) de empaques de relleno. Las dos camas superiores contienen aluminio empacado al azar, la tercera cama contiene acero inoxidable empacado al azar y la cuarta cama ubicada en el fondo de la columna contiene acero al carbón empacado al azar.

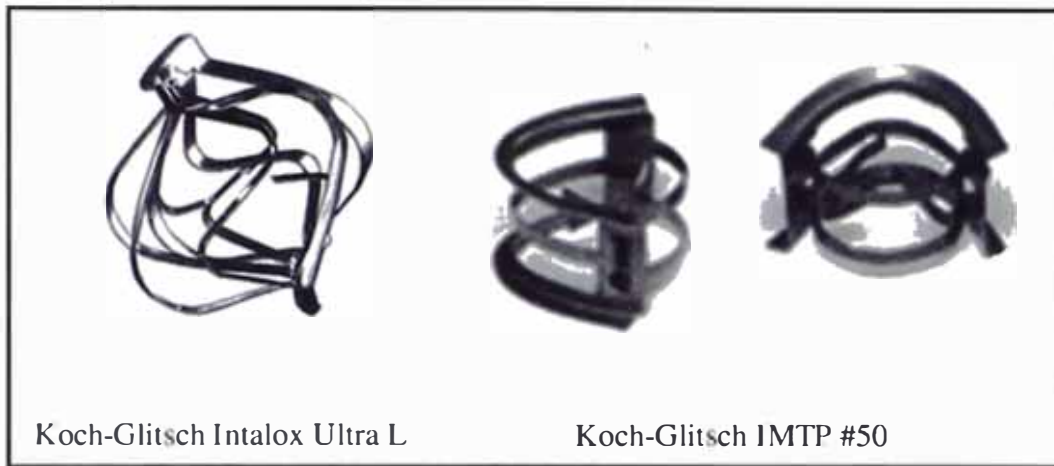
Comenzando en el tope de la columna, el gas residual pasa a través del "demister" antes de salir de la columna a una temperatura de -97°F través de la boquilla de salida de 24". El "demister" es de 150" de diámetro, 12" de espesor y 12 libras por pie cubico.

Justo debajo del "demister" está una boquilla de entrada para el reflujo de 10". El líquido es bombeado por las bombas de reflujo de la Deetanizadora a través de las boquillas con un deflector en V interno hacia la zona flash de alimentación. Allí se separa el líquido y el vapor que entran. El líquido alimenta al canal distribuidor. Este distribuye el reflujo uniformemente sobre el tope de la primera cama empacada.

El arreglo de la cama de tope es una combinación de relleno empacado al azar Koch-Glitsch Intalox Ultra L, y Koch-Glitsch IMTP #50 empacado al azar, todo hecho en aluminio. El relleno Intalox está instalado en la mitad superior de la cama, el relleno IMTP en la mitad inferior, separado por una malla anti-migración.

El empaque de Intalox es de 12' de altura y el IMTP es de 13'.

Gráfico N°65: Relleno de empaques zona superior de torre ⁽¹²⁾.



Debajo de la cama superior entra la alimentación procedente de la expansora a través de una boquilla de entrada de 24''. La carga ingresa al York Evenflow, dispositivo de entrada de paleta. Este separa el vapor y el líquido de la carga, permitiendo que el vapor suba a través de la cama superior y el líquido caiga a un plato colector de chimenea.

Una boquilla de salida de líquido de 12'' retira el líquido y lo envía al Intercambiador Líquido Lateral de Deetanizadora/Gas de Entrada.

Debajo del plato de chimenea se encuentra el retiro de vapor para reflujo a través una boquilla de 14''.

Debajo del retiro de reflujo hay una boquilla de entrada de 6'' para el ingreso de reflujo en la mitad de la torre. El reflujo proveniente de las Bombas de Reflujo de la Deetanizadora entra a una tubería con ranuras hechas para dirigir el vapor hacia arriba y el líquido hacia abajo.

Debajo de la alimentación de reflujo al nivel intermedio hay un plato/orificio de chimenea como piso distribuidor. El líquido se distribuye a la cama a través de orificios. El vapor sube a través de las chimeneas cubiertas del plato.

El líquido distribuido uniformemente a la segunda cama de la columna que tiene 16' de empaque al azar IMTP #25. El empaque es hecho en aluminio. El empaque está soportado en un plato soporte de inyección de gas. El plato es lleno de aberturas para permitir el libre flujo de gas hacia arriba y el líquido hacia abajo.

Debajo del soporte del empaque está la boquilla de 12'' para el retorno del líquido lateral retirado de la Deetanizadora. La tubería del alimento tiene ranuras, dentro de la columna, que permite al vapor contenido en la alimentación subir y al líquido bajar hasta la próxima cama.

Un piso distribuidor de orificio toma el líquido de la segunda cama y de la tubería del alimentación y distribuye el líquido a la tercera cama, la cual tiene 12' de IMTP # 40 empaquetado al azar. El empaquetamiento está soportado en un plato soporte de inyección de gas.

Debajo del plato soporte está una boquilla de 12'' de ingreso de los líquidos provenientes del Separador Frío que han sido calentados en el Precalentador de gas a la Deetanizadora. El flujo bifásico entra a la columna a través de un deflector en V, abierto en los lados, el vapor y el líquido son desviados radialmente.

La mezcla bifásica es dirigida a través de una boquilla con un deflector en V interno a la galería de vaporización del alimento. En esta se separan el líquido y el vapor que entran. El líquido se alimenta al canal distribuidor. Este distribuye el líquido uniformemente en la parte superior de la cuarta cama empacada.

La cuarta cama empacada es de 22' de empaquetamiento al azar de Intalox Ultra L.

La cama está soportada por un soporte de gas de inyección, el líquido baja y es recogido en un plato colector de chimenea. El líquido se retira a través de una boquilla de 16 " y enviado al Rehervidor de la Deetanizadora.

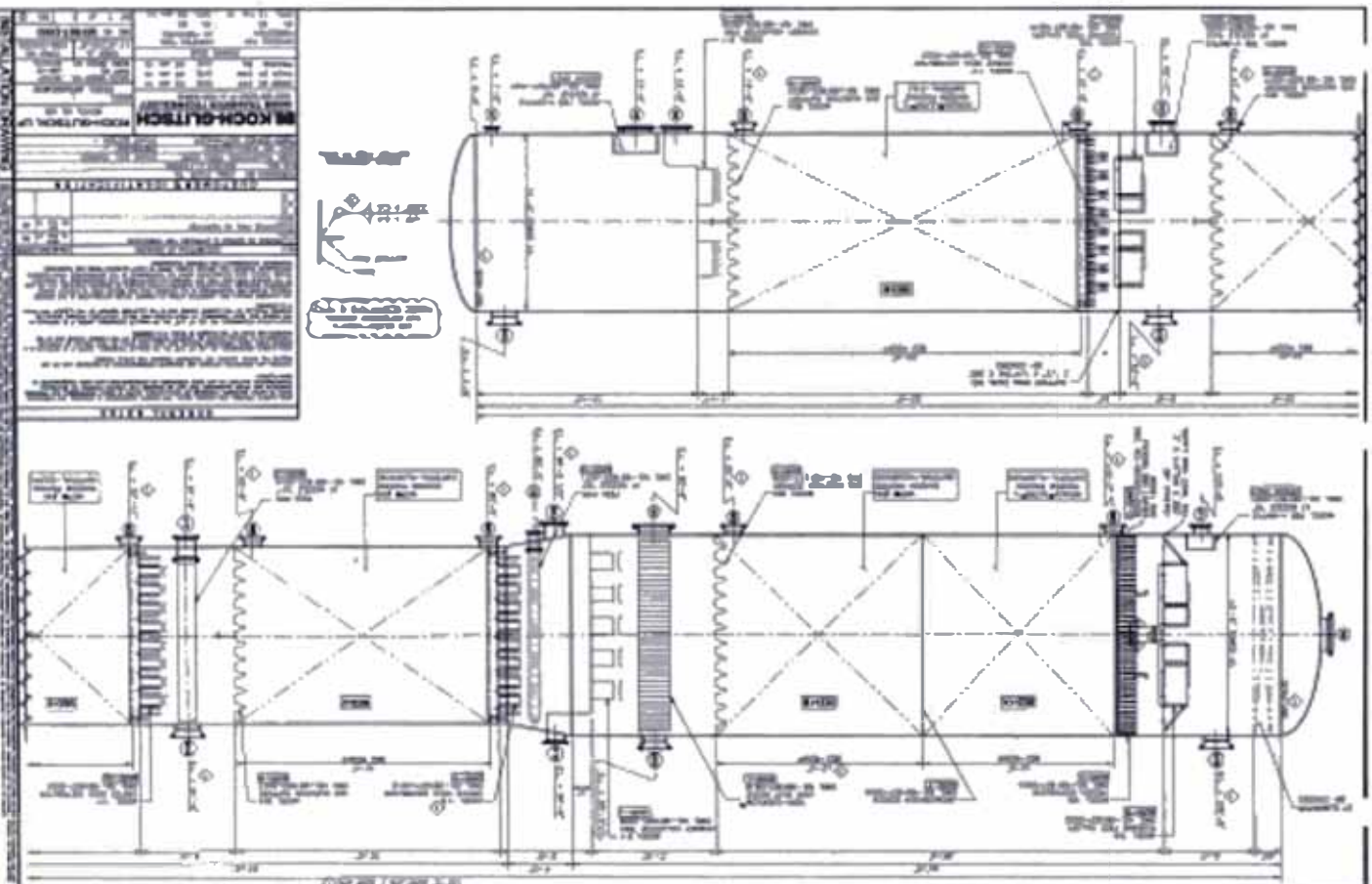
El vapor y líquido calientes retornan a través de una boquilla de 20" a un lugar debajo del plato de chimenea.

Los líquidos deetanizados se acumulan en el fondo de la deetanizadora y salen a través de un drenaje con sifón en un lado del recipiente a una temperatura de 208°F. La Deetanizadora está montada encima del Separador Frío.

Gráfico N° 66: Columna Deetanizadora del Tren Criogénico 5 – Planta Malvinas



Gráfico N° 67: Plano de Detaller de una Columna Detanizadora



- ***Acumulador de Reflujo de la Deetanizadora***

Separa el gas y el líquido en una corriente de vapor parcialmente condensada proveniente de la Deetanizadora. El recipiente es horizontal y diseñado para 535 psig a -150/150 °F y opera normalmente a -76°F.

El recipiente es usado solamente en Modo SCORE.

- ***Bombas de Reflujo de la Deetanizadora***

Bombear el líquido proveniente del acumulador de reflujo de la Deetanizadora hacia el tope y la mitad de la columna. Las bombas son del tipo centrífugas diseñadas para 535 psig a -150°F, de 100 HP de potencia y un caudal nominal de 1200 gpm a 475 psig.

Las bombas son únicamente usadas durante el proceso SCORE.

- ***Rehervidor de Fondos de la Deetanizadora:***

Es un intercambiador de calor de coraza y tubos que utiliza aceite térmico como medio de suministro de calor. Del plato chimenea de fondo sale una corriente a 185°F la cual ingresa al rehervidor para vaporizarse parcialmente a 208°F y luego es devuelta a la torre por una boquilla de ingreso en la parte inferior del plato chimenea. Se utiliza para controlar la especificación del NGL con un volumen máximo de etano de 2%.

Esta temperatura del fondo de la Deetanizadora es clave para mantener la especificación de producto NGL.

- ***Aeroenfriador de NGL***

Enfría el producto el NGL recuperado que sale del fondo de la Deetanizadora de 208°F a 110°F. Se utiliza para ello un haz de tubos aleteados diseñados para 535 psig a 265°F, el cual entra en contacto con un flujo de aire proporcionado por un ventilador.

Variables de Control del Sistema de Turbo-Expansión

- **Flujo dividido de Gas a Enfriamiento.-** Se realiza a través de un controlador de relación el cual controla la relación de flujo a los intercambiadores de calor de aletas. Aproximadamente el 70% del flujo de gas de entrada va al intercambiador Gas/Gas y el 30% restante va a los demás intercambiadores. La apropiada división está en función de la composición del gas de entrada. Una prueba y error inicial debe ser hecha para determinar la relación óptima. Después de eso la división no debe cambiarse a menos de que la composición del Gas de Entrada cambie significativamente.
- **Temperatura ingreso al Separador Frío.-** La cual es la mezcla de las corrientes de gas de entrada luego de enfriarse en los intercambiadores de placa. Se controla esta temperatura que no baje de -5°F, debido a que el recipiente es de acero al carbono y su mínima temperatura de operación de diseño es de -20°F.
- **Temperatura de vapores de fondos de la deetanizadora.-** Se realiza a través de un control en cascada, controlando la temperatura de vapores de fondo (control maestro) y el control de flujo de aceite térmico al rehervidor (control esclavo). Este control es importante en la especificación del producto. Una baja temperatura daría una mayor cantidad de etano en el NGL y una mayor temperatura disminuiría la recuperación de propano, perdiéndose por el tope.
- **Flujo mínimo de las bombas de reflujo.-** Se controla regulando una corriente de flujo mínimo de recirculación al acumulador, a fin de evitar un incremento de temperatura y daños en la bomba si estas operan por debajo del flujo requerido.

- **Relación de reflujo de tope e intermedio.-** Se controla aproximadamente un 60% del caudal de reflujo que se va al tope un 40% en la zona intermedia.
- **Flujo Total del Reflujo de la Deetanizadora al Condensador de Reflujo de la Deetanizadora.-** Se controla en una relación de aproximadamente 22.2% del caudal de gas de entrada.
- **Nivel de Fondo de la Deetanizadora.-** Se controla regulando el caudal de NGL que sale del fondo de la deetanizadora.
- **Flujo de Gas a través del Turbo-Expansor.-** Se controla regulando (abriendo o cerrando) los álabes guía de entrada del turbo-expansor.
- **Velocidad del Turbo-Expansor.-** Se controla esta variable si el expansor experimenta una sobre velocidad, anulando el control de flujo de gas a través del expansor y limitándolo por el valor de velocidad fijado. Típicamente los expansores operan a velocidades de 10,000 a 13,000 RPM.
- **Relación C_2 / C_3 en el NGL del Fondo de la Deetanizadora:** Debe ser menor o igual al 2.0. Esto es aproximadamente 0.84% molar de C_2 en el NGL. Se controla en forma continua a través de cromatógrafos en línea instalados en dicha corriente. Se verifica periódicamente sacando muestras para análisis cromatográfico en Laboratorio. Si este valor es mayor, ocasionará problemas corriente abajo en la planta de Fraccionamiento de NGL, teniendo que ventearse el etano en exceso que no se pueda manejar.
- **Contenido de C_3 en el gas residual:** Debe ser menor o igual a 0.10 % molar. Se controla en forma continua a través de cromatógrafos en línea instalados en dicha corriente. Se verifica periódicamente sacando muestras para análisis cromatográfico en Laboratorio. Valores mayores significan que la planta está operando en forma ineficiente lo cual está afectando la recuperación del C_3^+ . Se debe realizar un análisis exhaustivo de la causa del problema ya que representa pérdidas económicas.

VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. El inicio de la extracción y procesamiento del gas natural de los yacimientos existentes en la selva peruana ha significado el cambio de la matriz energética del Perú.
2. El uso de combustibles derivados del gas natural, ha ayudado a reducir grandemente el déficit en la balanza comercial de hidrocarburos que tiene el país.
3. La producción de NGL en el Perú ha ido creciendo en los últimos años, representado para el año 2011, el 54% del total de hidrocarburos líquidos, mientras que el 46% restante corresponde a la producción de petróleo.
4. Las principales variables operativas en la etapa de extracción de gas son:
 - a. El adecuado control del caudal de producción.
 - b. El control de la integridad de ductos de transporte para prevenir daños por corrosión y/o fallas por deslizamiento de terrenos.
5. Se verifica que el proceso Turbo-Expansión es uno de los más eficientes que existe para la recuperación de NGL del gas natural.
6. A lo largo de la descripción del proceso, se verifica que entran en conjunción diversas operaciones unitarias tales como separación gravimétrica, absorción, adsorción, filtración, destilación, así como una gran variedad de equipos de proceso, los cuales deben de ser entendidos profundamente por el personal operativo a fin de poder gestionar la operación, optimizando los procesos respetando siempre las normas de seguridad y medio ambiente.

RECOMENDACIONES

1. Si bien el inicio del desarrollo del gas natural en el Perú ha traído grandes beneficios para el país, es necesario que se siga apostando por la instalación de nuevas industrias que den mayor valor agregado a los derivados del gas, tales como industrias petroquímicas, plantas de reformación catalítica para obtener una gasolina de mayor octanaje, plantas de conversión del gas a diesel, plantas de separación del etano, etc.
2. Se requiere que en el Perú se continúe con la formación de profesionales en procesos químicos, preparados a conocer, innovar y gestionar todos los procesos, incluidos los del gas natural, ya que todavía es una parte de la industria que se encuentra en pleno desarrollo en el país.
3. A fin de mantener en ascenso el desarrollo la industria del gas natural se debe apostar por políticas a largo plazo de exploración de nuevos yacimientos que puedan ser explotados sin afectar a la población ni a otras áreas naturales protegidas, y que al mismo tiempo sirvan para el crecimiento del país.
4. Seguir desarrollando la industria del gas natural en cumplimiento estricto de las normas de seguridad y medio ambiente, en plena armonía con las comunidades aledañas, y promoviendo actividades de apoyo social y cultural.

VII. BIBLIOGRAFIA

1. Página de Internet del Ministerio de Energía y Minas:
<http://www.minem.gob.pe/estadistica.php?idSector=5&idEstadistica=5828>
2. Página de Internet: <http://tajoabierto.blogspot.com/>
3. Mokhatab S., Poe W., Speight J., “Handbook of Natural Gas Transmission and Processing”, Elsevier Inc., Impreso en Estados Unidos, año 2006, pág. 1, 189.
4. Mokhatab S., Poe W., Speight J., “Handbook of Natural Gas Transmission and Processing”, Elsevier Inc., Impreso en Estados Unidos, año 2006, pág. 81.
5. DS-081-2007-EM “Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos”
6. Mokhatab S., Poe W., Speight J., “Handbook of Natural Gas Transmission and Processing”, Elsevier Inc., Impreso en Estados Unidos, año 2006, pág. 197.
7. Mokhatab S., Poe W., Speight J., “Handbook of Natural Gas Transmission and Processing”, Elsevier Inc., Impreso en Estados Unidos, año 2006, pág. 323.
8. Mokhatab S., Poe W., Speight J., “Handbook of Natural Gas Transmission and Processing”, Elsevier Inc., Impreso en Estados Unidos, año 2006, pág. 346.
9. Mokhatab S., Poe W., Speight J., “Handbook of Natural Gas Transmission and Processing”, Elsevier Inc., Impreso en Estados Unidos, año 2006, pág. 365.
10. Ortloff Engineers, LTD, Gas Subcooled Process (GSP), OEL FORM PDS-GSP-01 14JUL2010 .
11. Ortloff Engineers, LTD Single Column Overhead Recycle Process (SCORE), OEL FORM PDS-SCORE-01 13JUL2005.
12. Página de Internet para rellenos para torres: www.koch-glitsch.com.