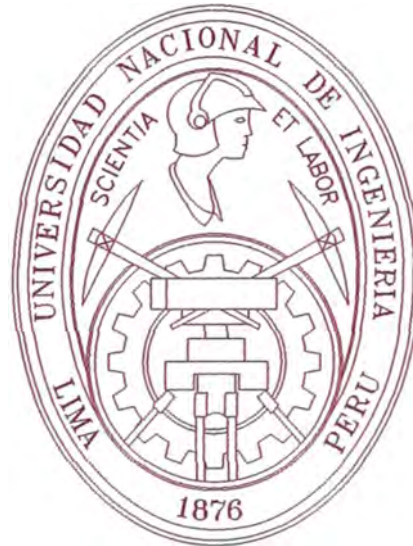


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA



**“ESTUDIO DE UNA PLANTA DE RECUPERACIÓN DE
LÍQUIDOS DE GAS NATURAL”**

INFORME DE SUFICIENCIA

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

REYNAULT JUNIOR ROMERO ORTIZ

PROMOCIÓN 2005-II

LIMA-PERU

2009

ÍNDICE

Prólogo	1
Capítulo 1	
Introducción	5
1.1 Antecedentes	5
1.2 Objetivo	6
1.3 Alcance	6
1.4 Justificación	7
1.5 Limitaciones	7
Capítulo 2	
Marco Teórico	9
2.1 Aplicación de la Metodología del PMBOK a Proyectos	10
2.2 Generalidades del Gas Natural	12
2.2.1 Historia del Gas Natural	12
2.2.2 Terminología del Gas Natural	16
2.2.3 Características del Gas Natural	18
2.2.4 Tecnología de Criogenización en el Gas Natural	21

2.3 Reservas y Usos del Gas Natural	26
2.3.1 En el Mundo	26
2.3.2 En Latinoamérica	28
2.3.3 En el Perú	29
2.3.4 Usos del Gas Natural	30
2.4 Descripción de la Planta	31
2.4.1 Sistema de Acondicionamiento Primario	33
2.4.1.1 Sistema de Separación Primaria	36
2.4.1.2 Sistema de Deshidratación del Gas	39
2.4.1.3 Sistema de Recuperación de Glicol	54
2.4.2 Sistema de Estabilización de Condensado	62
2.4.3 Sistema de Separación Criogénica	72
2.4.4 Sistema de Bombeo y Almacenamiento de LGN	84
2.4.5 Sistema de Compresión del Gas	89
2.4.6 Sistema de Endulzamiento del Gas	95
2.5 Tecnologías para el Enfriamiento del Gas	96
2.5.1 Adsorción	97
2.5.2 Refrigeración Mecánica	98
2.5.3 Absorción Refrigerada	100
2.5.4 Expansión Joule Thompson	103
2.5.5 Turboexpansión	108
2.5.5.1 Turboexpansión GSP	111
2.5.5.2 Turboexpansión SCORE	112
2.5.5.3 Turboexpansión GSP/SCORE	113

Capítulo 3

Desarrollo del Estudio	115
3.1 Lista de Permisos Medioambientales y Operativos	115
3.2 Análisis de Riesgos - Hazid	121
3.3 Estudio Preliminar Logístico	128
3.4 Consideraciones Teóricas para el Diseño	133
3.5 Lista de Equipos	148

Capítulo 4

Valorización de los Equipos	152
-----------------------------	-----

Conclusiones	154
--------------	-----

Recomendaciones	157
-----------------	-----

Bibliografía	158
--------------	-----

Planos

Anexos

GLOSARIO:

- **PMBOK:** Project Management Body of Knowledge.
- **PMI:** Project Management Institute.
- **AACE:** American Association of Cost Estimators International.
- **Lote:** Área geográfica perteneciente a Perú pero que se da a concesión a las empresas inversionistas para la exploración de combustibles fósiles.
- **GN:** Gas natural.
- **LGN:** Líquidos del gas natural.
- **Flare:** Antorcha o tea donde se quema sobrantes o excesos de gas.
- **GE:** Gravedad específica.
- **Licuefacción:** Acción y efecto de licuar o hacer líquida una cosa sólida o gaseosa.
- **Lay Out:** Plano que muestra la ubicación de los procesos y/o equipos de una planta o sistema, en una determinada área.
- **PFD:** Diagrama de Flujo de Procesos.
- **UFD:** Diagrama de Flujo de los Servicios Auxiliares.
- **PI&D:** Diagrama de Instrumentos de los Flowlines.
- **MMSCFD:** Millones de pies cúbicos por día.
- **TCF:** Trillones de pies cúbicos.
- **Usinas:** Generación de energía.
- **GNC:** Gas natural comprimido.
- **MEM:** Ministerio de Energía y Minas.
- **DGAEE:** Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos.
- **DGH:** Dirección General de Hidrocarburos.

- **OSINERGMIN:** Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.
- **TUPA:** Texto único de procedimientos administrativos.
- **ITF:** Informe técnico favorable.
- **EIA-D:** Estudio de Impacto Ambiental de Desarrollo.
- **TgP:** Transportadora de Gas del Perú.
- **HSE:** Medio Ambiente, Seguridad y Salud.
- **Capex:** Costos de inversión fijos.
- **Opex:** Costos operativos.
- **Hazid:** Estudios de identificación de peligros.
- **GLP:** Gas licuado de petróleo.
- **IPE:** Instituto Peruano de Economía.
- **Poder calorífico bruto o superior:** Es la cantidad total de calor que se produce en la combustión.
- **Poder calorífico neto o inferior:** Es la cantidad de calor que se produce en la combustión, con exclusión del calor no recuperable. Equivale al calor del proceso de combustión que se aprovecha en la práctica.
- **UEC:** Unidad de estabilización de condensado.
- **DP:** Punto de rocío.
- **TEG:** Trietileno glicol.
- **GPM:** Galones por minuto.
- **GSP:** Gas Subcooled Process.
- **SCORE:** Single Column Overhead Recycle.
- **Operador:** Compañía con acciones mayoritarias en determinado Lote, en miras de exploración o explotación de hidrocarburos.

PRÓLOGO

El presente estudio está dividido en cuatro capítulos importantes los cuales se resumen a continuación:

El capítulo 1, Introducción, describe los antecedentes del estudio así como el objetivo, alcance, justificación y limitaciones a considerar durante su desarrollo.

El capítulo 2, muestra la cadena del GN y en que parte se ubica el aporte del presente estudio. Este capítulo tiene como título general Marco Teórico, y consiste de los siguientes subcapítulos:

En Aplicación de la Metodología del PMBOK a Proyectos, se menciona que institución la crea, se muestran las áreas de conocimientos y los procesos que definen esta metodología. Se menciona la aplicación de la metodología del Stage Gate Project Management Process en base al PMBOK.

En Generalidades del Gas, se describe la historia y evolución del GN. Se detalla la terminología del GN, es decir se mencionan las diferentes definiciones que se le da al gas desde su extracción hasta su aplicación final. Se menciona las características del GN, en el cual se describen las propiedades físicas y químicas del gas, sus ventajas, su composición, sus componentes dañinos para la operación, se muestran tablas con la composición del gas en otras partes del mundo así como los porcentajes de la composición del gas del proyecto Camisea y del caso que

estamos considerando. Se describe la aplicación de la tecnología de criogenización en plantas de gas.

En Reservas y Usos del GN, se describen las reservas del GN en el mundo, Latinoamérica y Perú, además de las aplicaciones o usos en la industria.

En Descripción de la Planta, se menciona el objetivo de la planta y sus principales sistemas. En el sistema de acondicionamiento primario, se describe el funcionamiento de los subsistemas que lo componen, los cuales son: sistema de separación primaria, sistema de deshidratación de gas y sistema de recuperación de glicol. En el sistema de estabilización de condensado, separación criogénica, bombeo y almacenamiento de LGN, compresión de gas y en los sistemas mencionados, se describen los equipos principales a requerir y el funcionamiento del sistema. Para todos los sistemas descritos se muestran diagramas de flujo, tablas, gráficos y anexos con imágenes de los equipos principales por sistema. Se describe brevemente el sistema de endulzamiento de gas.

En Tecnologías para el Enfriamiento de Gas, se describen las diferentes tecnologías empleadas en el gas para su recuperación máxima de LGN, entre las principales tecnologías que se describen tenemos: adsorción, absorción refrigerada, refrigeración mecánica, expansión Joule Thompson, turboexpansión GSP, SCORE y GSP/SCORE.

El capítulo 3, Desarrollo del Estudio, consiste de los siguientes subcapítulos:

En Lista de Permisos Medioambientales y Operativos, se muestra una tabla con los principales permisos que se tienen que gestionar para la construcción de la planta.

En Análisis de Riesgo, se muestra una tabla con todos los posibles riesgos a ocurrir en el proyecto, donde se describe el riesgo y se muestra el plan de mitigación asimismo se muestra los criterios de puntuación para el cálculo del índice de riesgo.

En Estudio Preliminar Logístico, se describen todas las posibles rutas para el ingreso de materiales y/o equipos a requerir. Se describe los problemas de las ventanas climáticas y los transportes de equipos vía fluvial, terrestre y oceánica.

En Consideraciones Teóricas para el Diseño, se describe la elección de la zona a construir la planta, la elección de la tecnología a emplear en la planta, se definen y mencionan los sistemas a considerar para esta planta, y los criterios y parámetros para el diseño de los sistemas y equipos principales. Además se definen las condiciones de sitio y de pozo a requerir para el diseño.

En Lista de Equipos, se muestran los nombres y códigos de los equipos a requerir para cada sistema de la planta.

El capítulo 4, Valorización de los Equipos, muestra los costos de cada equipo mencionado en la Lista de Equipos.

Se tiene como conclusiones principales, la de haber diseñado conceptualmente la planta de gas en base a la tecnología más eficiente en la recuperación de LGN, la cual es la de criogenización (Procesos de Turboexpansión), y la descripción de los sistemas de una planta de gas, cumpliéndose con los objetivos planteados. Por otro lado se concluye explicando la importancia del sistema de deshidratación, de compresión y del proceso de turboexpansión. Además este estudio señala como ruta crítica la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental, señala los tiempos que es aprovechable la navegación por el río Urubamba. Menciona la importancia de la turboexpansión en la recuperación de LGN, y la descripción de todos los sistemas a necesitar para el desarrollo de este proyecto.

El presente estudio recomienda, realizar estudio de navegabilidad para el movimiento logístico, emplear software para los cálculos de procesos y económicos y de averiguar nuevas tecnologías que sean más ventajosas que las de turboexpansión.

Agradezco al Ing. Héctor Gustavo Olivares Valencia, por el entrenamiento que me dió y por sus enseñanzas, las cuales me sirvieron de mucho para desarrollar el presente estudio.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 ANTECEDENTES

El presente estudio nace por los últimos acontecimientos ocurridos, uno de ellos es el Proyecto Camisea que abarca los Lote 56 y 58 que son operados por Pluspetrol, asimismo se tiene el descubrimiento de gas en Kinteroni-Lote 57 operado por Repsol y el nuevo prospecto de exploración para el 2009 que es el Lote 58 operado por Petrobras, todos estos lotes ubicados en la selva sur del Perú.

En el anexo 1, se muestra mapa con todos los lotes petroleros y en el anexo 2 los yacimientos existentes de los lotes de la selva sur.

A la fecha, en el Perú existen tres plantas de gas, y una que se encuentra en construcción, estas emplean tecnología de enfriamiento a bajas temperaturas, son:

- Planta de Recuperación de LGN de Petrotech, ubicada en el norte del Perú.
- Planta de Gas de Maple, ubicada en Aguaytia (Ucayali).
- Planta de Recuperación de LGN del Proyecto Camisea, ubicada en Malvinas (Cusco).

Las plantas mencionadas tienen como finalidad separar el GN de sus líquidos.

- Planta de Licuefacción del GN, ubicada en Pampa Melchorita (Ica).

Esta última tiene como finalidad la licuefacción del GN para su exportación en barcos metaneros.

Y si miramos a países cercanos tenemos las Plantas de Gas en Argentina y Bolivia, las cuales también emplean tecnologías de enfriamiento del gas a bajas temperaturas.

1.2 OBJETIVO

Desarrollar la ingeniería conceptual de una Planta de Recuperación de LGN capaz de recuperar la cantidad máxima de LGN, de tal manera de obtener alta rentabilidad, además de describir el Know How respecto a los sistemas, procesos, equipos y tecnologías aplicables en la recuperación de LGN.

1.3 ALCANCE

- El presente estudio es considerado un estudio de clase IV, es decir su desarrollo es una Ingeniería Conceptual, en la cual se elige una alternativa de las alternativas ya evaluadas en un estudio de factibilidad, y se conceptualiza la idea de desarrollo del proyecto dando alcance de todo lo que se necesitará.
- El desarrollo del presente estudio, mantiene el sesgo entre el área de procesos y la ingeniería mecánica del proyecto.
- Se describen las diferentes tecnologías empleadas para el enfriamiento del gas.
- Se describen sólo equipos principales de los sistemas principales.
- Se considera un gas dulce, es decir no se considerará el sistema de endulzamiento para su desarrollo.

- Para la valorización de los equipos y estimación de energía requerida por la planta se considerará una producción de gas entre 150 a 180 MMSCFD, de tal manera de establecer unos valores y potencia estimados.
- Se realizan esquemas básicos de Lay Out, PFDs y UFDs, los cuales de manera básica o simple mostraran la instrumentación de cada sistema.
- El presente estudio no muestra cálculos ni simulaciones, sino pasos para el diseño que se realizará en una etapa posterior, estos pasos son en base a experiencias y conocimientos.
- Para esta etapa se deben identificar los permisos a requerir con las entidades gubernamentales, una elaboración preliminar de análisis de riesgo del proyecto así como un estudio preliminar de la logística de transporte.
- Se debe considerar como ubicación de la planta, un área frente a Planta Malvinas, la cual está ubicado en el Lote 58.

1.4 JUSTIFICACIÓN

El presente estudio quiere mostrar, el desarrollo de la ingeniería conceptual de una planta de recuperación de LGN aplicando la más eficiente tecnología en la recuperación de LGN, a las diferentes empresas extranjeras que están realizando exploraciones en nuestra selva peruana de tal manera que estos puedan aplicarlos en los lotes petroleros que están en miras de descubrimiento y futuro desarrollo.

1.5 LIMITACIONES

- El presente estudio se limita a tomar como partida el historial de cromatografía del Gas de Camisea y/o lotes vecinos.
- Para esta etapa no se tiene que considerar datos específicos de los equipos a emplear en cada proceso así como ningún PI&D.

- No se contempla cálculos de cantidad de flowlines o válvulas a necesitar, así como no contempla cálculos de generación y distribución eléctrica, sin embargo se muestran estimaciones aproximadas de la potencia instalada a requerir y algunas válvulas con líneas de flujo en los PFDs.
- Este estudio se encarga de describir el funcionamiento y descripción de los equipos y sistemas principales desde el punto de vista de diseño de ingeniería mecánica, lo correspondiente al área de procesos se toca pero en menor proporción.

CAPÍTULO 2

MARCO TEÓRICO

Antes de empezar con la descripción de los subcapítulos del marco teórico, hemos visto conveniente mostrar la figura 2.1, la cual muestra toda la Cadena del GN. En esta figura vemos todas las instalaciones que forman parte de la extracción, procesamiento, transporte, fraccionamiento y consumo final del GN. El presente estudio trata del desarrollo de una parte de la cadena del GN, la cual consiste en el procesamiento del GN para la recuperación de LGN. Este tipo de proyecto en el sector hidrocarburos está considerado en la unidad de negocio del Upstream.

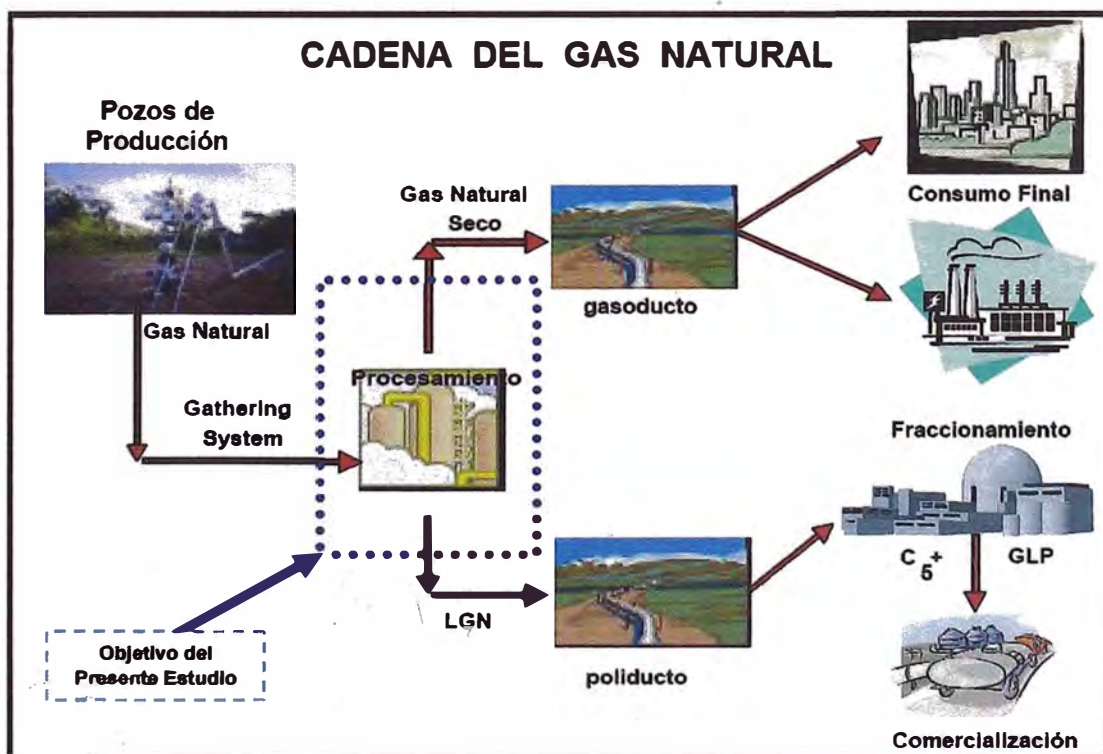


Figura 2.1 - Cadena del Gas Natural

2.1 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DEL PMBOK A PROYECTOS

En el mundo existen varias organizaciones dedicadas a impulsar el profesionalismo en la dirección de proyectos, la organización más importante en este campo es el PMI (Project Management Institute). El PMI es una organización sin fines de lucro y tiene como objetivo principal “Construir el Profesionalismo en la Dirección de Proyectos”.

El principal estándar publicada por el PMI es el “La Guía para el Cuerpo de Conocimientos en la Dirección de Proyectos” (A Guide to the Project Management Body of Knowledge), más conocido como el PMBOK por sus siglas en Inglés. El PMBOK es una Guía, es decir es una estructura que permite ordenar ciertos conocimientos, además que los conocimientos que describe el PMBOK son un sub conjunto del cuerpo de conocimientos de la profesión de la dirección de proyectos.

La dirección de proyectos es la aplicación de conocimientos, habilidades, herramientas y técnicas a las actividades de un proyecto con el fin de cumplir con los requerimientos del proyecto. La dirección de proyectos se logra mediante el uso de los procesos de inicio, planificación, ejecución, monitoreo y control, y cierre, estos procesos se relacionan directamente con las siguientes nueve áreas de conocimiento: Gestión de la Integración del Proyecto, del Alcance del Proyecto, del Tiempo del Proyecto, del Costo del Proyecto, de la Calidad del Proyecto, de los Recursos Humanos del Proyecto, de las Comunicaciones del Proyecto, de los Riesgos del Proyecto y de las Adquisiciones del Proyecto.

La metodología de Stage Gate Project Management Process, es un proceso cíclico de Gerenciamiento de Proyectos, en el que cada proyecto es dividido en Fases (Stages), que van desde la Fase inicial de Identificación de Oportunidades hasta la Fase final de Operación. Para decidir si un proyecto puede avanzar de una

Fase a otra sucesiva, deberá pasar necesariamente por una Puerta (Gate), y de esta manera se irá analizando cíclicamente la viabilidad del proyecto, permitiendo que sea comparado, en diferentes períodos de tiempo, contra el propio portafolio de proyectos de la empresa y contra el entorno siempre cambiante que la rodea.

Este método se basa en la teoría general del PMBOK, pero con un enfoque hacia las etapas iniciales del proyecto, es decir las etapas previas a la implantación del proyecto, que es cuando se puede agregar el mayor a los proyectos en la industria del petróleo y el gas. A continuación se describen las fases o etapas consideradas para este proyecto en base a las metodologías mencionadas.

- **Etapas de Visualización**, en esta etapa se realiza el Estudio de Factibilidad o Prefactibilidad donde se evalúan las diferentes alternativas mediante las cuales el proyecto puede ser desarrollado, el estudio es de Clase V, que según la AACE tendrá un nivel de precisión de -50% a + 100% respecto a los Capex y Opex.
- **Etapas de Conceptualización**, en esta etapa se realiza la Ingeniería Conceptual, es decir se opta por una alternativa de las alternativas ya evaluadas en el estudio de factibilidad. Además se conceptualiza la idea de desarrollo del proyecto, es decir se empieza a dar alcance de todo lo que se necesitará a futuro. El estudio es de Clase IV, que según la AACE tendrá un nivel de precisión de -30% a + 50% respecto a los Capex y Opex.
- **Etapas de Definición**, en esta etapa se realiza el desarrollo de la Ingeniería Básica del Proyecto, es decir se empieza a dimensionar los equipos de lo ya conceptualizado en la etapa previa. El estudio es de Clase III, que según la AACE tendrá un nivel de precisión de -20% a +30% respecto a los Capex y Opex.

- **Etapas de Ejecución**, previo a la ejecución del proyecto se realiza la Ingeniería de Detalle en la cual se detallan las dimensiones de los equipos y edificaciones a emplear. El estudio es de Clase II, que según la AACE tendrá un nivel de precisión de -10% a + 20% respecto a los Capex y Opex. Para la etapa de ejecución o construcción del proyecto, el estudio es de Clase I con un nivel de precisión que ya se definirá en la misma obra.

De acuerdo a lo explicado, ubicamos el presente estudio en la segunda etapa, es decir en una Ingeniería Conceptual, donde el nivel de precisión según la AACE será entre un -15% a -30% hasta +20% a +50%. Los gráficos 2.1 y 2.2 muestran la ubicación de la etapa en las que nos encontramos como estudio y la variación gráfica de los niveles de precisión para cada etapa.

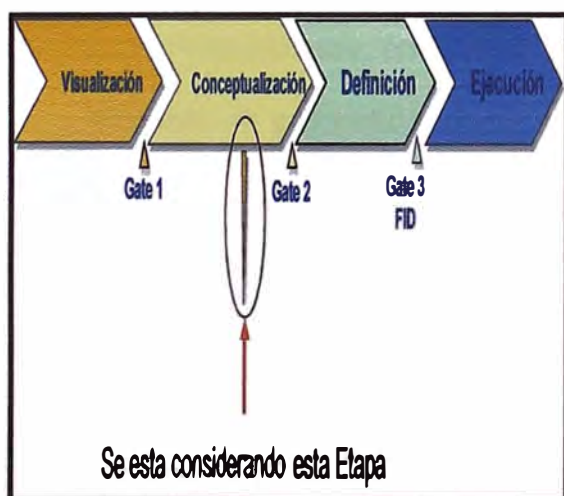


Gráfico 2.1 - Ubicación de la Etapa en que se encuentra este Proyecto.

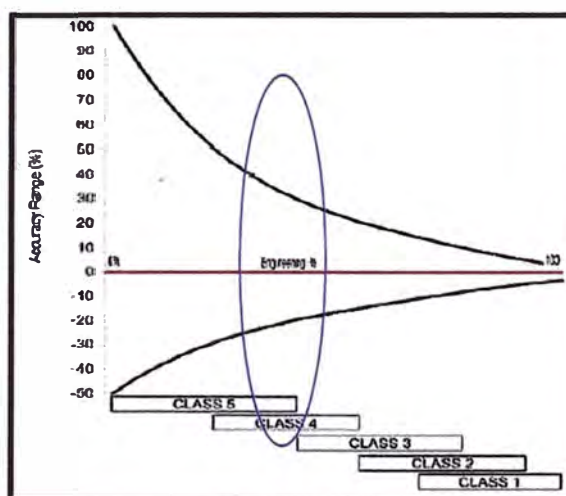


Gráfico 2.2 - Vista de los Niveles de Precisión por Clase de Estudio.

2.2 GENERALIDADES DE GAS NATURAL

2.2.1 Historia del Gas Natural

El gas natural se formó hace millones de años con lodo, arena, piedras, plantas y materia animal, que al acumularse gradualmente en capas

con la presión y el calor de la tierra, se convirtieron en petróleo y gas natural. El gas natural lo encontramos en rocas porosas de la corteza terrestre, las cuales no están en contacto con el aire, se suele encontrar en yacimientos de petróleo o cerca de ellos, aunque tomando en cuenta su estado gaseoso, puede presentarse también solo.

Los primeros descubrimientos de yacimientos de gas natural fueron hechos en Irán entre los años 6000 y 2000 A.C. Estos yacimientos de gas, probablemente encendidos por primera vez mediante algún relámpago, sirvieron para alimentar los “fuegos eternos” de los adoradores del fuego de la antigua Persia.

También se menciona el uso del gas natural en China hacia el 900 A.C. Precisamente en China se reporta la perforación del primer pozo conocido de gas natural de 150m de profundidad en el 211 A.C. Los chinos perforaban sus pozos con varas de bambú y primitivas brocas de percusión, con el propósito expreso de buscar gas en yacimientos de caliza, quemaban el gas para secar las rocas de sal que encontraban entre las capas de caliza.

El gas natural fue descubierto en América, en 1626 cuando exploradores franceses descubrieron salidas naturales de gas, en el lago serie, aunque la industria del gas natural tuvo sus inicios en 1859, cuando el coronel Edwin Drake cavó el primer pozo donde encontró aceite y gas natural a 69pies, debajo de la superficie. Posteriormente se construyó una tubería que corría por 5.5millas del pozo a la villa de Titusville, Pennsylvania. Esta tubería comprobó que se podía transportar gas natural de manera segura y sencilla para fines prácticos.

El gas natural era desconocido en Europa hasta su descubrimiento en Inglaterra en 1659, e incluso entonces, no se masificó su utilización. La

primera utilización de gas natural en Norteamérica se realizó desde un pozo poco profundo en la localidad de Fredonia, estado de Nueva York, en 1821. El gas era distribuido a los consumidores a través de una cañería de plomo de diámetro pequeño, para cocinar e iluminarse. A lo largo del siglo 19, el uso del gas natural permaneció localizado porque no había forma de transportar grandes cantidades de gas a través de largas distancias, razón por la que el gas natural se mantuvo desplazado del desarrollo industrial por el carbón y el petróleo.

Un importante avance en la tecnología del transporte del gas ocurrió en 1890, con la invención de las uniones a prueba de filtraciones. Sin embargo, como los materiales y técnicas de construcción permanecían difíciles de manejar, no se podía llegar con gas natural más allá de 160km de su fuente. Por tal razón, la mayor parte del gas asociado se quemaba en antorchas y el gas no asociado se dejaba en la tierra.

El transporte de gas por largas distancias se hizo practicable a fines de la segunda década del siglo 20 por un mayor avance de la tecnología de cañerías. En Estados Unidos entre 1927 y 1931 se construyeron más de 10 grandes sistemas de transmisión de gas. Cada uno de estos sistemas se construyó con cañerías de unos 51cm de diámetro y en distancias de más de 320km. Después de la Segunda Guerra Mundial se construyeron más sistemas de mayores longitudes y diámetros. Se hizo posible la construcción de cañerías de 142 cm de diámetro.

A principios de la séptima década del siglo veinte tuvo su origen en Rusia la cañería de gas más larga. La red de Northern Lights, de 5470 km de longitud, cruza los Montes Urales y unos 700 ríos y arroyos, uniendo Europa Oriental con los campos de gas de Siberia del Oeste en el círculo Ártico. Otra

red de gas, más corta, pero de gran dificultad de ingeniería, es la que se extiende desde Argelia, a través del Mar Mediterráneo hasta Sicilia. El mar tiene más de 600 metros de profundidad en algunos tramos de la ruta.

Hitos importantes en la evolución del gas natural:

- En 1785, Inglaterra inicio la industria de comercialización del gas natural. El cual era manufacturado del carbón.
- El 27 de Agosto de 1859, Col. Edwin Drake le dio a un pozo de gas natural a 23 metros de profundidad en Titusville, Pennsylvania.
- En 1938, La industria del gas natural fue regulada por primera vez. Se reguló el precio del gas natural ya que se pensaba era un monopolio.
- Sobre los 1950's, se construyen tuberías en todo el continente americano, EEUU logra un millón de millas. Además se construyen los primeros prototipos de vehículos de gas natural.
- Sobre los 1980's y 1990's, la industria se aleja de la regulación gubernamental. Se incrementa el suministro del gas y los precios se reducen en un 50% de 1985 a 1991.
- Sobre los 1990's, se inicia la comercialización de autos a gas natural.



Fig. 2.2 - Reconstrucción del pozo de E. Drake.



Fig. 2.3 - Primer vehículo a Gas Natural.

2.2.2 Terminología del Gas Natural

Existen diferentes tipos de gas natural de acuerdo a su origen, tratamiento, naturaleza, etc. Cada uno de ellos tiene una definición distinta y a continuación la explicaremos, son:

- **Gas Natural Crudo**, es una mezcla de hidrocarburos (principalmente metano, además de contener etano, propano, butano y superiores) que existe en los yacimientos en fase gaseosa, o en solución, y que a condiciones atmosféricas permanece en fase gaseosa. Puede encontrarse mezclado con algunas impurezas o sustancias que no son hidrocarburos, tales como ácido sulfhídrico, nitrógeno, dióxido de carbono, otros.
- **Gas Natural Comercial**, es aquel gas natural listo en especificación para su consumo y/o transporte, este proviene de una planta de separación de LGN, donde se le extrajo la humedad e hidrocarburos pesados al gas natural crudo. Posee en su composición al metano y etano.
- **Gas Natural Rico o Húmedo**, es aquel gas natural que encontramos en los yacimientos y que al tener alto porcentaje de hidrocarburos pesados tales como: propano, butano, pentano y superiores se les denomina gas húmedo o rico. Otro tipo de gas húmedo es la mezcla de hidrocarburos obtenida del proceso de separación primaria del gas natural crudo, donde al gas natural crudo se le separa de sus condensados.
- **Gas Natural Pobre o Seco**, es aquel gas natural crudo compuesto esencialmente por metano y etano (94-99%), y que contiene cantidades escasas de productos licuables (propano, butano, pentano

y superiores). Asimismo se conoce como gas seco al resultado del gas crudo que ha pasado por un sistema de deshidratación.

- **Gas Natural Acido**, es aquel gas con contenidos de dióxido de carbono (CO_2) y compuestos sulfurados, superiores a los admitidos por las normas de transporte y/o seguridad personal y ambiental.
- **Gas Natural Dulce**, es aquel gas natural que en su composición no posee altos contenidos de azufre, mercaptanos (RSH), sulfuros de hidrogeno (H_2S), disulfuro de carbono (CS_2), sulfuro de carbonilo (COS) y dióxido de carbono (CO_2).
- **Gas Natural Comprimido**, es aquel gas que en su composición posee al metano y etano, se almacena a alta presión en estado líquido.
- **Gas Natural Licuado**, está compuesto predominantemente por metano, que ha sido licuado por compresión y enfriamiento para facilitar su transporte y almacenamiento.
- **Gas Residual**, es aquel gas procesado, es decir gas natural crudo luego de haber pasado por una serie de procesos, donde finalmente tiene como componentes al metano y etano. El nombre se debe porque antiguamente consideraban a este gas un residuo dándole importancia solo a sus Líquidos, este gas residual era arrojado al flare para su quema.
- **Gas Asociado**, es aquel gas que se encuentra en un yacimiento donde predominan los hidrocarburos líquidos en forma de petróleo o condensado.
- **Gas No Asociado**, es el producto único o con una proporción baja de hidrocarburos líquidos (propano y superiores) que se encuentra en el yacimiento.

- **LGN**, llamados líquidos del gas natural, estos se obtienen luego de separar el gas metano y etano del gas natural crudo, es decir está compuesto por propano, butano, pentano y superiores.
- **Condensados**, se denominan condensados a aquellos hidrocarburos líquidos que pierde el gas crudo durante su extracción desde el yacimiento hasta la boca de pozo, asimismo se obtiene condensado de las pérdidas de líquidos del gas que existen en los flowlines que se emplean para transportar el gas y durante el proceso de separación de los LGN.

2.2.3 Características del Gas Natural

Las características principales del Gas Natural son:

- Está compuesto por metano y etano, su mayor composición se basa en metano.
- Es más ligero que el aire, siendo la GE del metano 0.6 y etano 1.05.
- Es incoloro e inodoro.
- No es tóxico y no tiene sabor.
- Es comprimible e inflamable.

El poder calorífico del gas natural depende de su composición química. El gas natural se compra y se paga por unidad de energía. Se tienen datos comparativos de poder calorífico y volumen entre el gas natural y el gas licuado de petróleo:

- GN (metano y etano): 9,200 kcal/m³
- GLP (propano y butano): 22,390.6 kcal/m³
- 1 litro de GLP equivale a 0.860 m³ (860 litros) de gas natural.

- 1 kg de GLP equivale a 1.558 m³ de gas natural.

Las ventajas del gas natural son:

- Es el combustible fósil más limpio y respetuoso con el medio ambiente, es decir sus emisiones de gases contaminantes son menores que la de los hidrocarburos líquidos.
- El gas natural, a diferencia de otros hidrocarburos gaseosos es más ligero que el aire, por lo que de producirse alguna fuga, sale rápidamente al exterior, lo que garantiza una elevada seguridad.
- Mejora la eficiencia de la generación eléctrica (50% ciclo combinado vs 33% grupo convencional).
- Contribuye al desarrollo sostenible.

La tabla 2.1, muestra la composición del GN crudo, donde están los gases combustibles y gases dañinos al medio ambiente, instalaciones y al personal a operar.

Tabla 2.1 - Composición del Gas Natural Crudo en General			
Componentes Principales	Formula	Componentes Dañinos	Formula
Metano	CH ₄ - C ₁	Dióxido de carbono	CO ₂
Etano	C ₂ H ₆ - C ₂	Sulfuro de hidrógeno	H ₂ S
Propano	C ₃ H ₈ - C ₃	Mercaptanos	RSH
Butano	C ₄ H ₁₀ - C ₄	Disulfuro de carbono	CS ₂
Pentano	C ₅ H ₁₂ - C ₅	Sulfuro de carbonilo	COS
Hexano y superiores	C ₆₊	Vapor de agua	H ₂ O
Nitrógeno	N ₂	Mercurio	Hg

Los contaminantes dañinos para la operación del gas natural durante su tratamiento, causan lo siguiente:

- El mercurio, forma amalgamas con aluminio y otros metales en los aerorefrigerantes.
- Gases ácidos como sulfuro de hidrógeno, que no sólo es corrosivo sino que también es tóxico para el ser humano (en concentraciones mayores a 10 ppm es altamente peligroso).
- El dióxido de carbono, que puede solidificarse a muy bajas temperaturas y dañar los equipos criogénicos.
- El vapor de agua, que forma hidratos (compuestos cristalinos que se forman con agua libre e hidrocarburos, es distinto al hielo), congelamientos a bajas temperaturas.

La tabla 2.2, muestra la composición del gas natural en distintos países.

	Alemania Occ.	Venezuela	U.S.A.	N.Zelanda	U.R.S.S.	
[%]	<i>Emsmündung</i>	<i>Maracaibo</i>	<i>Gulf Coast</i>	<i>Kapuni</i>	<i>Dachava</i>	<i>Kouibychev</i>
CH ₄	81,8	78,1	93,5	44,2	98,0	74,6
C ₂ H ₆	2,8	9,9	3,8	6,1	0,7	
C ₃ H ₈	0,4	5,5	1,2	3,4		10,0
C ₄ H ₁₀	0,2	2,8	0,6	1,6		10,5
C _n H _m		2,1		0,4		
N ₂	14,2	1,2		0,1	1,2	3,1
CO ₂	0,8	0,4	0,5	44,2	0,1	0,2
SH ₂						1,6

Tabla 2.2 Fuente: GAS NATURAL - Composición del GN en otros Países.

En la tabla 2.3, se muestra la composición del gas de camisea y del gas que estamos asumiendo para el presente proyecto.

Tabla 2.3 - Composición del GN de Camisea y Lotes aledaños

Composición	CAMISEA		Proyecto a Desarrollar
	Cashirari	San Martín	Lote 57 y/o 58
N ₂	0,39	0,54	0,85
CO ₂	0,99	0,33	0,28
C ₁	82,96	80,48	85,41
C ₂	8,64	9,92	6,11
C ₃	3,09	3,80	2,81
i-C ₄	0,46	0,55	0,44
n-C ₄	0,86	1,11	0,96
i-C ₅	0,34	0,43	0,35
n-C ₅	0,32	0,43	0,38
C ₆	0,40	0,59	0,52
Benzeno	0,04	0	0,12
C ₇	0,35	0,54	0,57
C ₈	0,40	0,51	0,38
C ₉	0,21	0,28	0,21
C ₁₀	0,13	0,18	0,18
C ₁₁	0,09	0,11	0,13
C ₁₂₊	0,33	0,20	0,09

Los LGN están compuestos por componentes de hidrocarburo pesado tales como: propano, butano, pentano, hexano, heptano y superiores (C7+). Luego de ser separados del gas natural crudo estos deben de ser llevados a una Planta de Fraccionamiento donde mediante procesos químicos son separados el propano, butano, pentano y superiores; obteniendo el GLP de la mezcla del propano y butano y del pentano y superiores se obtiene la gasolina, JP 1 y diesel. Los LGN se comercializan en base a su costo por volumen. Su densidad es mayor a la del aire, siendo su GE del propano 1.56 y del butano 2.05.

2.2.4 Tecnología de Criogenización en el Gas Natural

En los últimos años, a propósito del GN se hacen referencia frecuentemente a las plantas o tecnologías criogénicas. Sin embargo, muchos no tenemos claro qué proceso, por qué y para qué se usa esta tecnología, y cuáles son sus alcances. Por ello, es que el presente subcapítulo busca explicar de forma sencilla lo que implica el proceso de la criogenia, sus

características y otros datos de importancia. La criogenia o denominada también el congelamiento ultra frío, es una técnica utilizada para enfriar materiales a temperaturas muy bajas como la temperatura de ebullición del nitrógeno (-195,79°C) e incluso más bajas.

Para lograr estas temperaturas se usan diversos productos siendo los más conocidos el nitrógeno y el helio. La criogenia tiene una gran variedad de aplicaciones, entre las que podemos destacar el procesamiento de metales y de hidrocarburos, el almacenamiento o preservación de vacunas, alimentos u otros insumos. Su uso en la industria de los hidrocarburos se ha incrementado en los últimos tiempos con especial interés en el GN, ya que los procesos criogénicos han permitido que el GN pueda ser licuefactado y, por ende, transportado mediante buques especialmente acondicionados a destinos muy lejanos; así como de su aplicación en la recuperación de LGN.

Breve descripción de las Plantas que usan Tecnología de Criogenización

En términos muy sencillos, una planta criogénica es un complejo industrial que hace uso de procesos criogénicos, es decir, de procesos de enfriamiento a muy bajas temperaturas para conseguir objetivos determinados. En el procesamiento del gas natural, una planta criogénica puede ser usada para:

- Separar el gas natural de sus líquidos - Objetivo del presente Estudio.
- Para licuefactar el GN con la finalidad de hacer viable su transporte a puntos lejanos.

Para entender más acerca de estos dos procesos, pasemos a describirlos brevemente:

Separación del Gas Natural de sus Líquidos

El GN, al igual que el petróleo, es una combinación de hidrocarburos. En un yacimiento de GN es posible encontrar gas natural combinado con petróleo, con otros hidrocarburos e incluso en algunos casos con agua. No obstante, para que el gas natural extraído del yacimiento pueda ser usado por los consumidores finales este debe pasar por un proceso para obtener lo que se conoce como gas natural seco, es decir un gas natural al cual se le han extraído ciertos componentes que en conjunto formarán lo que se conoce como líquidos de gas natural. Existen muchas tecnologías para realizar esta separación, entre las principales tenemos el de absorción, el de refrigeración y el de criogenización, siendo este último el más eficiente aunque es un poco más costoso que las opciones anteriores. Aun cuando el proceso de criogenización para la separación del gas natural de sus líquidos es un proceso complejo, presentamos una breve descripción del proceso:

- Una vez extraído el GN (compuesto de metano, etano y líquidos en fase vaporizada) del yacimiento, el producto es trasladado hasta la unidad de deshidratación, en la cual se reduce la cantidad de agua presente en él a pequeñas cantidades (incluso partículas por millón).
- Seguidamente, el GN pasa a un separador de baja temperatura, del cual se obtiene como resultado final gas natural seco por un lado y los líquidos más pesados de gas natural por otro.
- El GN seco es enviado a una Deetanizadora tras haber pasado por un “Turbo Expander” en el cual se reduce la presión y la temperatura del

mismo. Producto de este proceso se obtienen el gas residual y líquidos pesados de gas natural.

- El gas residual es reducido en volumen para poder ser enviado a su siguiente destino.
- Por su parte los LGN resultantes están listos para ser enviados a almacenar, o en caso contrario, para ser enviados a una planta de fraccionamiento.

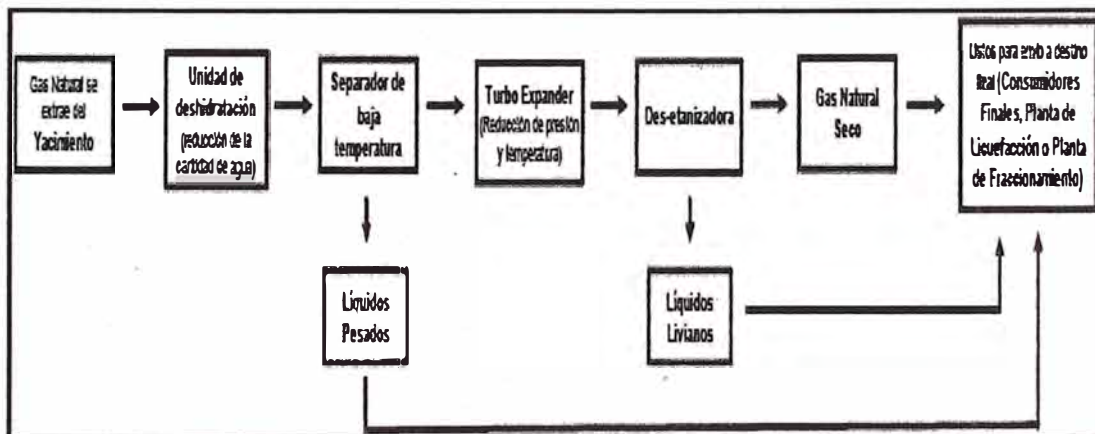


Gráfico 2.3 - Diagrama de Bloques de la Planta de Separación de LGN.

Licuefacción del Gas Natural

Tras la separación del GN de sus líquidos, éste puede ser enviado directamente en fase gas para su uso directo por industrias y otros usuarios, o puede tener como destino la exportación a otro país. No obstante, el GN es poco denso y ello dificulta su transporte para ser exportado desde el lugar donde fue extraído hasta el lugar en el que finalmente será consumido. Por este motivo, el GN debe ser comprimido en estaciones de compresión que se intercalan a lo largo de los gasoductos o licuefactado en plantas especiales, con la finalidad de aumentar su densidad (hasta en 600 veces, en el caso de la licuefacción) y hacer su transporte físico y económicamente viable. En

estos procesos se usan sistemas criogénicos en la medida en que son llevados a cabo a temperaturas muy bajas. El GN para ser licuefactado es sometido a temperaturas de hasta -163.1°C . Para que el GN pueda ser licuefactado tiene que pasar por los siguientes procesos:

- El GN (metano y etano) es recibido en la planta de licuefacción y posteriormente es enviado a una columna de aminas en la cual se remueve el dióxido de carbono así como otros compuestos que pudiesen estar presentes para evitar que este pueda causar problemas en los procesos posteriores.
- Posteriormente, el GN es enviado a una unidad de deshidratación para secar el gas hasta que contenga menos de 1 parte por millón de agua en volumen, y con ello evitar su posible congelamiento en los procesos posteriores.
- Una vez deshidratado el GN pasa a una unidad en la cual se inicia los procesos de preenfriamiento utilizando fluidos frigoríficos como el propano, en ciclos termodinámicos de refrigeración.
- Seguidamente, el GN pasa a la unidad criogénica, en la cual su temperatura se reduce considerablemente hasta -161°C que es la temperatura en la cual el metano, principal componente del GN, se convierte en líquido hasta ser condensado por medio de otro ciclo de refrigeración.
- Finalmente, el GN en forma líquida es enviado a los tanques de almacenamiento a una temperatura aproximada de -163°C y con una presión de 1,08 bar esperando a que sean embarcados en buques especiales o camiones cisterna que cuentan con sistemas que

permiten mantener la temperatura y características del gas natural líquido hasta que llegan a su punto de destino.

Es importante mencionar, que una vez que el gas en forma líquida llega a su destino final es regasificado de acuerdo a las características particulares de las empresas a las cuales estará dirigida la venta, y sólo de este modo está listo para ser usado.



Gráfico 2.4 - Diagrama de Bloques de la Planta de Licuefacción del GN.

2.3 RESERVAS Y USOS DEL GAS NATURAL

2.3.1 En el Mundo

Las reservas mundiales de GN en los últimos tres años ha sido la siguiente:

- Año 2007 - Fuente: BP Statistical Review: 6,290.64 TCF.
- Año 2008 - Fuente: Cedigaz: 6,342.41 TCF.
- Año 2009 - Fuente: Oil & Gas Journal: 6,254.6 TCF.

La tabla 2.4 muestra las reservas de gas al año 2009 de todos los continentes y de los países potencia en reservas de gas. Los gráficos 2.5 y

2.6 muestran las reservas de gas a nivel mundial por región y reservas de gas de los países con mayor reserva de gas en el mundo. Todo en unidades de TCF, las información se basa en la Fuente: Oil & Gas Journal.

Tabla 2.4 - Reservas de Gas por Región y Países Potencia en Gas.

REGION	PAIS	TCF
Norte América	Estados Unidos	237,73
Norte América	Canada	57,91
Norte América	Otros	13,15
Norte América		308,79
LatinoAmérica	Venezuela	170,92
LatinoAmérica	Otros	95,62
LatinoAmérica		266,54
Euro Asia	Rusia	1.680,00
Euro Asia	Kazakhstan	85,00
Euro Asia	Turkmenistan	94,00
Euro Asia	Uzbekistan	65,00
Euro Asia	Otros	69,80
Euro Asia		1.993,80
Europa	Holanda	50,00
Europa	Norway	81,68
Europa	Otros	37,41
Europa		169,09
Medio Oriente	Irán	991,60
Medio Oriente	Iraq	111,94
Medio Oriente	Qatar	891,95
Medio Oriente	Arabia Saudita	258,47
Medio Oriente	Emiratos Arabes	214,40
Medio Oriente	Kuwait	63,36
Medio Oriente	Otros	59,93
Medio Oriente		2.591,65
Africa	Algeria	159,00
Africa	Nigeria	184,16
Africa	Egipto	58,50
Africa	Libia	54,38
Africa	Otros	38,04
Africa		494,08
Asia y Oceanía	Indonesia	106,00
Asia y Oceanía	China	80,00
Asia y Oceanía	Malasia	83,00
Asia y Oceanía	Otros	161,41
Asia y Oceanía		430,41
Total de Reservas en el Mundo		6254,36

Gráfico 2.5: Reservas de Gas a nivel Mundial por Región en TCF

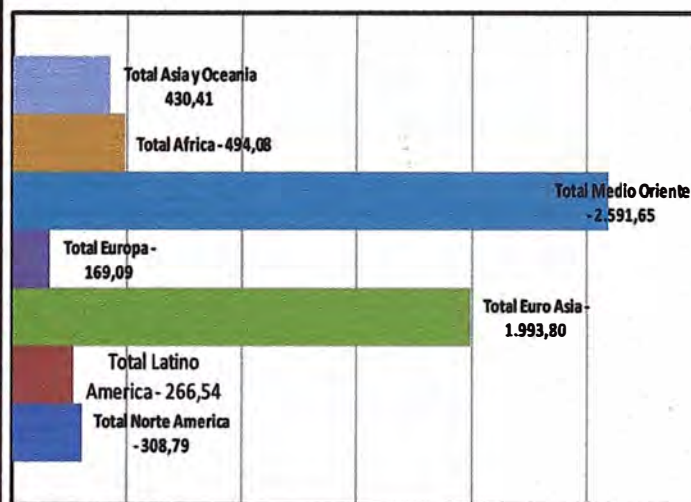
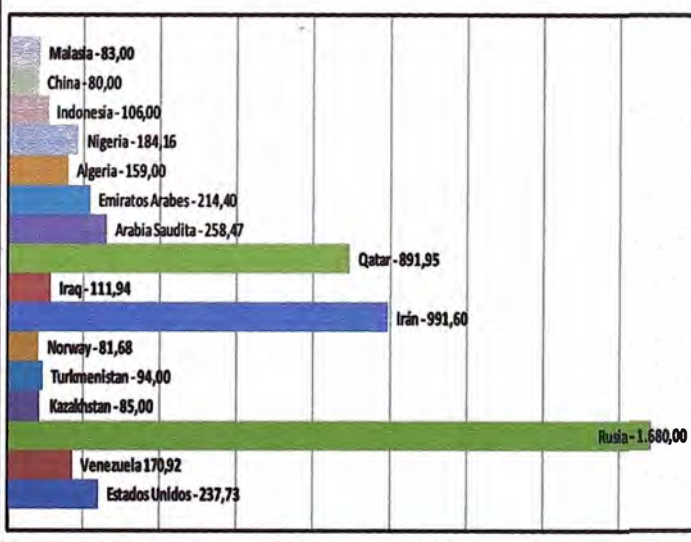


Gráfico 2.6: Reservas de Gas de los 16 Primeros Países a nivel mundial en TCF



El gráfico 2.7 muestra los usos del GN en la industria a nivel mundial en comparación con Argentina, la fuente de esta grafica es del IAPG (Instituto Argentino del Petróleo y Gas).

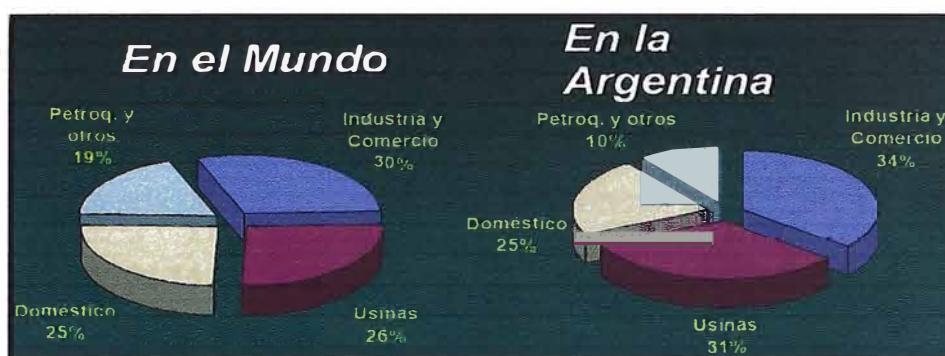


Gráfico 2.7 - Estadística de los Usos del GN en el Mundo y Argentina.

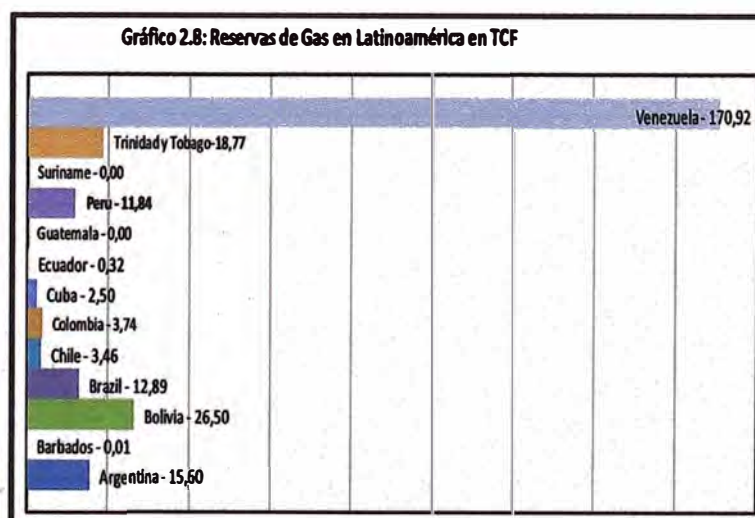
2.3.2 En Latinoamérica

Las reservas de GN en Latinoamérica, en los últimos tres años ha sido la siguiente:

- Año 2007 - Fuente: BP Statistical Review: 272.84 TCF.
- Año 2008 - Fuente: Cedigaz: 260.09 TCF.
- Año 2009 - Fuente: Oil & Gas Journal: 266.54 TCF.

La tabla 2.5, muestra las reservas del GN en los países de centro y sur América, y el gráfico 2.8, muestra el Diagrama de Barras de reservas por país. Todo en unidades de TCF, las información se basa en la Fuente: Oil & Gas Journal.

TABLA 2.5 RESERVAS DE GAS EN LATINOAMERICA	
PAIS	TCF
Argentina	15,60
Barbados	0,01
Bolivia	26,50
Brazil	12,89
Chile	3,46
Colombia	3,74
Cuba	2,50
Ecuador	0,32
Guatemala	0,00
Peru	11,84
Suriname	0,00
Trinidad y Tobago	18,77
Venezuela	170,92
Total Latinoamerica	266,54



2.3.3 En el Perú

El 19 de Febrero del 2009 el MEM dió a conocer que el Proyecto Camisea tendría la cantidad de 16 TCF como reserva de GN. Actualmente se han confirmado 14.1 TCF y este año se confirmaría la existencia de otros dos trillones de pies cúbicos (TCF) de gas natural en Camisea (Lote 56 y 88), que se sumarán a los 14.1 TCF que acaba de reportar la empresa al MEM, por lo tanto se espera que al finalizar el año nuestro país cuente con 16 TCF de gas natural.

Por otro lado, Repsol descubrió a inicios del 2008 un "bolsón de gas" en Kinteroni - Lote 57, este se estima en 2 TCF, pero por haberse realizado sólo un pozo no se considera como reserva probada, este año Repsol empezará con su proyecto de perforación para confirmar la verdadera magnitud de dicho yacimiento (Kinteroni). Además se sabe que Repsol tiene otros proyectos de exploración de gas dentro del Lote 57; asimismo este año 2009, Petrobras realizará perforaciones de pozos exploratorios en el Lote 58, el cual según técnicos especialistas creen que dicho lote tiene potencial en reservas de gas.

Con la certificación de reservas de Camisea (Lote 56 y 88), con el nuevo descubrimiento Kinteroni - Lote 57 y con las exploraciones en los lotes 57 y 58, las reservas de gas en el Perú aumentarían en los siguientes años.

Nota: El consorcio tiene en libros reservas 14,1 TCF en Camisea hasta el final de la vida útil de los campos, prevista para el 2047, pero esa cifra difiere de la certificación de reservas realizada por la firma Gaffney, Cline & Associates, de unos 8,79 TCF en Camisea.

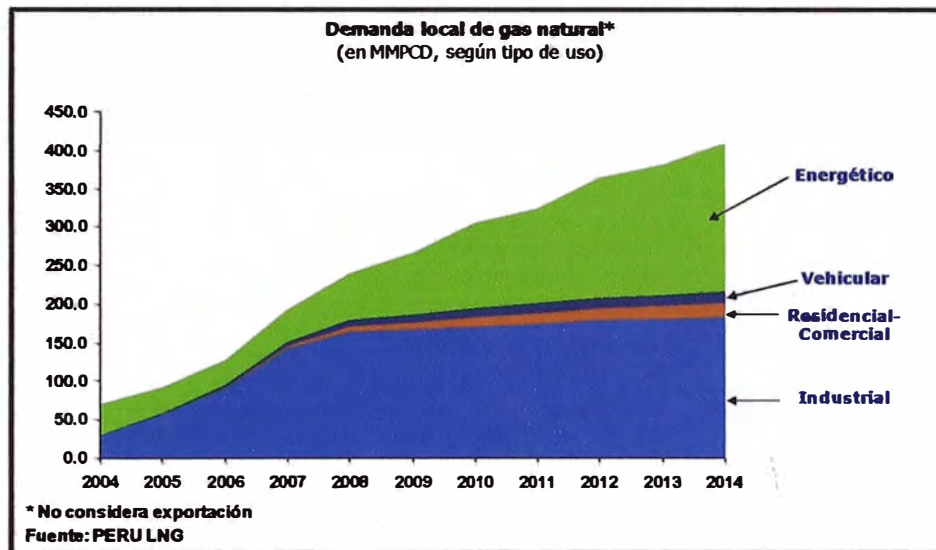


Gráfico 2.9 - Crecimiento de la Demanda Local en los Próximos años.

2.3.4 Usos del Gas Natural

Como Insumo Industrial:

- En industria de fertilizantes nitrogenados (amoniaco y úrea).
- Manufactura de metanol.
- Insumo para industria Petroquímica.

Uso Energético:

- Vapor por procesos y Generación de calor, ambos significan un ahorro para la industria de cerámicos, vidrios, alimentos, entre otros.
- Metalurgia y refinación de metales, ahorro para la actividad minera.
- Uso residencial y comercial, en reemplazo al GLP por ser de menos costo y más seguro.
- Generación de energía eléctrica.
- Uso vehicular, uso del GNC como combustible de bajo costo y menos contaminante.

Tabla 2.6 - Uso del Gas Natural por Componente		
Componente	Tipo	Uso
Metano	Combustible	El uso es residencial, industrial, centrales eléctricas, GNC para uso vehicular y exportación.
	Gas de Síntesis	Metanol, amoníaco y sus derivados. Compuestos clorados.
Etano	Etileno	PVC, polietileno y óxido de etileno.
Propano	Combustible	El uso es doméstico, industrial y vehicular.
	Propileno	Acilonitrilo y derivados, polipropileno y óxido de propileno.
Butano	Combustible	El uso es doméstico, industrial y vehicular.
	Butileno	Butadieno y derivados, cetonas y alcoholes y M.T.B.E.
Gasolina y Condensados	Refinería de Petróleo	Combustibles, solventes y M.P. petroquímica.

2.4 DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA

El objetivo del procesamiento del GN es eliminar los contaminantes, los componentes corrosivos, los que reducen el poder calorífico (dióxido de carbono y nitrógeno) y los que forman depósitos sólidos a bajas temperaturas (agua y dióxido de carbono), para después separar los hidrocarburos más pesados que el metano y etano, que constituyen materias primas básicas para la industria petroquímica y producción de GLP, gasolina y diesel.

Las etapas normales en el procesamiento del GN son la deshidratación, el endulzamiento y la recuperación de LGN (propano, butano e hidrocarburos pesados). Otras etapas complementarias son el fraccionamiento de LGN recuperados y la conversión del ácido sulfhídrico a azufre, los cuales no se detallan en este estudio.

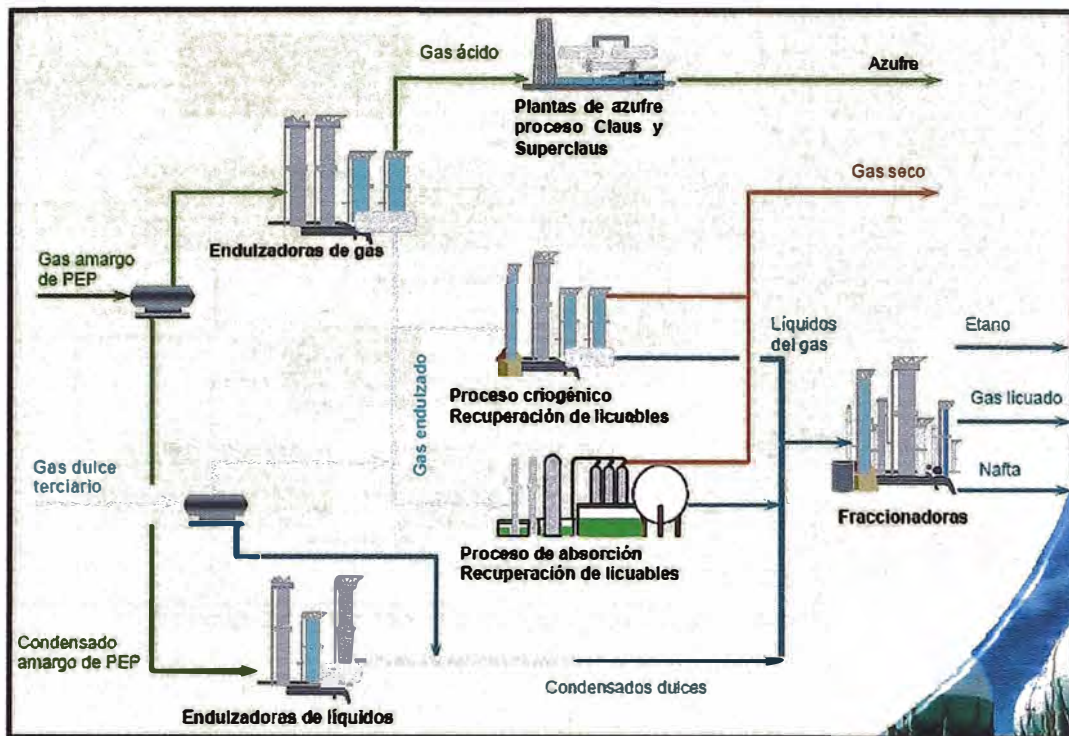


Gráfico 2.10 - Esquema que muestra los Sistemas Involucrados en el Procesamiento del GN.

Del gráfico 2.10 podemos entender como procesamiento primario del GN, la secuencia de operaciones que tiene por objetivo separar las fracciones más pesadas del gas, de mayor valor económico, originando otro gas, de menor valor energético, denominado gas residual. El acondicionamiento o tratamiento, es el conjunto de procesos a los cuales el GN es sometido en las Unidades de Procesamiento, de modo que se tiene que remover o reducir las proporciones de contaminantes para atender especificaciones de mercado, seguridad, transporte o procesamiento posterior. Las especificaciones más frecuentes están relacionadas con las proporciones máximas de compuestos de azufre, de dióxido de carbono, de agua o punto de rocío en relación al agua, punto de rocío en relación a los hidrocarburos, porcentaje de sólidos y poder calorífico.

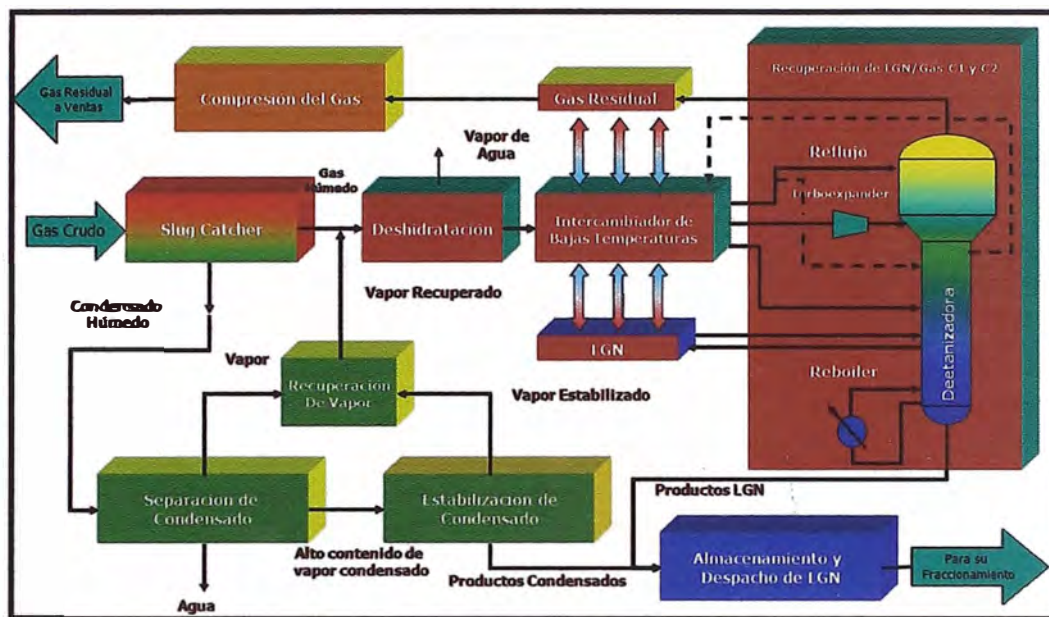


Gráfico 2.11 - Diagrama de Flujo de la Planta a ser Desarrollada.

Los Sistemas que componen la Planta de Recuperación de LGN son:

2.4.1 Sistema de Acondicionamiento Primario

Consiste en captar como alimentación el GN crudo proveniente de los pozos de producción, a su salida este sistema entrega como productos principales el gas seco, el cual se envía al Sistema de Separación Criogénica y los líquidos (Líquidos de gas natural y agua), se envían al Sistema de Estabilización de Condensado. Para el funcionamiento eficiente del Sistema de Acondicionamiento Primario se hace uso de los siguientes servicios:

- Aire de instrumentos.
- Energía eléctrica.
- Aceite térmico caliente.
- Gas de estabilización de condensado.
- Gas de reciclo de planta.
- Gas residual de regeneración.
- Gas combustible.
- Glicol (TEG).
- Aceite de lubricación.

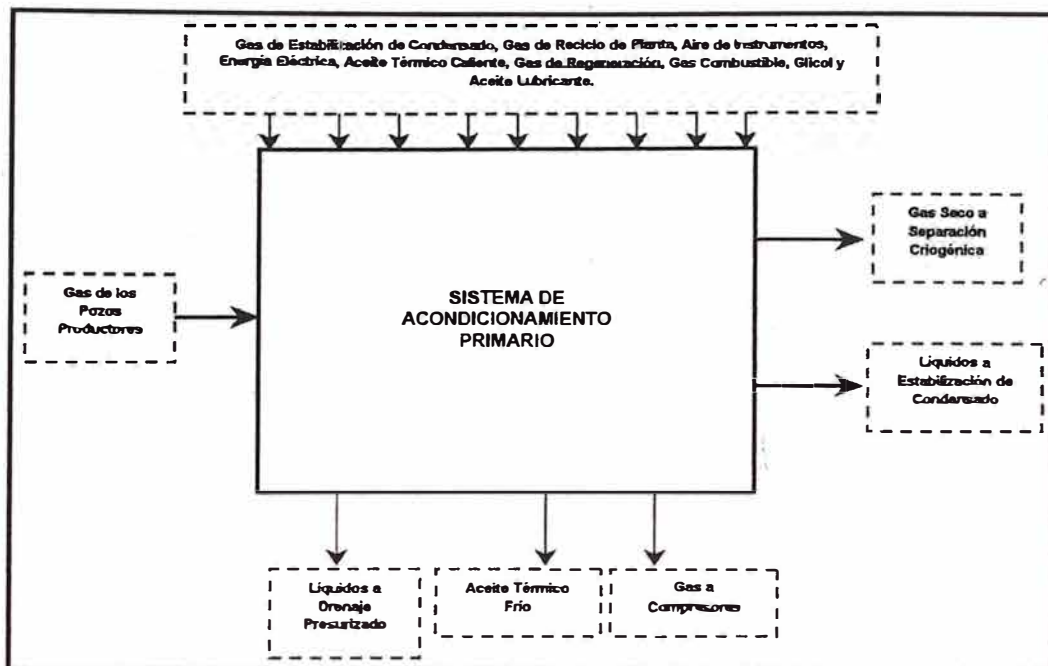


Gráfico 2.12 - Diagrama que muestra los Elementos de Entrada y Salida del Sistema de Acondicionamiento Primario.

A la salida del sistema se obtiene como residuos los siguientes productos:

- Líquidos de desecho, que se envía al drenaje presurizado.
- Gas que se envía al flare.
- Aceite térmico frío.
- Gas a compresores.

El Sistema de Acondicionamiento Primario consiste de los siguientes subsistemas:

- Sistema de Separación Primaria.
- Sistema de Deshidratación del Gas.
- Sistema de Regeneración de Glicol.

Su funcionamiento se basa en : recibir el GN crudo de los pozos productores, separar los líquidos del gas en el Sistema de Separación Primaria, el gas húmedo que proviene del sistema de separación primaria es deshidratado en el Sistema de Deshidratación, para luego ser entregado el gas seco al Sistema de Separación Criogénica, mientras que los líquidos (líquidos de gas natural y agua) recuperados en los sistemas de separación primaria y deshidratación se entregan al Sistema de Estabilización de Condensado.

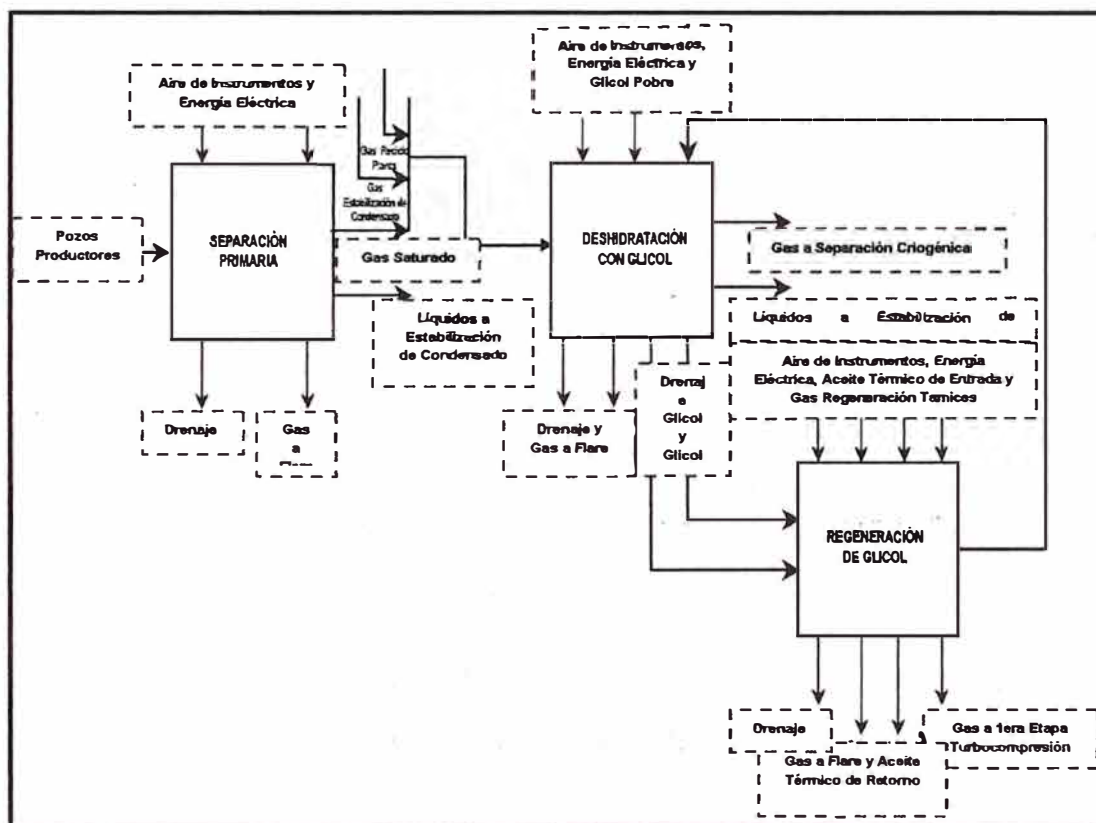


Gráfico 2.13 - Diagrama de Flujo que muestra la relación de los tres Subsistemas del Sistema de Acondicionamiento Primario.

A continuación se describen los subsistemas que forman parte del Sistema de Acondicionamiento Primario del gas.

2.4.1.1 Sistema de Separación Primaria

El Sistema de Separación Primaria recibe y separa los líquidos (condensado y agua) del GN que proviene de los pozos en producción, este sistema basa su funcionamiento en la recuperación de líquidos asociados al GN, entregando a su salida los siguientes productos principales:

- Gas húmedo (gas con hidrocarburos y agua), el cual se envía al Sistema de Deshidratación.
- Líquidos o condensados (líquidos de gas natural y agua), que se envían al Sistema de Estabilización de Condensado.

Además a la salida también genera productos de residuo, son:

- Líquidos de desecho, que se envía al drenaje presurizado.
- Gas que se envía al flare.

Para el funcionamiento eficiente del sistema de separación primaria se hace uso de los siguientes servicios auxiliares:

- Aire de instrumentos.
- Energía eléctrica.

Su funcionamiento del sistema consiste en: el flujo de GN proveniente de los pozos de producción ingresa al Slug Catcher a la presión definida en el diseño de este equipo, en donde se realiza la separación en dos fases, siendo la primera líquido y la segunda gas que todavía se encuentra saturado con agua (gas húmedo de aquí en adelante). El gas húmedo sale del Slug Catcher e ingresa al Sistema de Deshidratación del gas, los líquidos de salida del Slug Catcher se envían hacia los filtros de arena para filtrar sólidos que puedan arrastrar; tras pasar los filtros se derivan los líquidos al Sistema de

Estabilización de Condensado. El sistema de separación primaria consta de los siguientes equipos:

a) **Slug Catcher**

En este equipo se separa el GN crudo en dos fases, siendo la primera líquido y la segunda gas húmedo. Físicamente es un cabezal de recepción con varios tubos horizontales (finger) de forma de separadores horizontales, terminando el extremo contrario con un cabezal posterior (colector) donde se unen los tubos.

Su funcionamiento consiste en la recepción del flujo de GN crudo proveniente de los pozos productores, este flujo llega al cabezal de recepción del slug catcher y es derivado a los tubos horizontales, donde el gas se expande liberando los líquidos asociados al GN. El gas húmedo sale del slug catcher por la parte superior del cabezal de recepción por una tubería y es enviado al Sistema de Deshidratación mientras que el líquido recuperado en el slug catcher sale a través de otra tubería, la cual se dirige hacia el filtro de arena.

En el diseño de este equipo se debe considerar una ligera inclinación, con la finalidad de recepcionar los líquidos en la cabecera posterior. Para el diseño del slug catcher se debe considerar la norma ASME B31 (Gas transmission and distribution piping systems), la presión y temperatura de diseño y operación, capacidad en bbl y tolerancia a la corrosión. Este equipo está formado por:

- Aparatos externos, formado por soportes, válvulas manuales, de seguridad y tuberías.
- Aparatos internos, placas y cuerpo.

- Control y Monitoreo, debe tener visores de nivel, y en su instrumentación transmisores de nivel y válvula shutdown.

b) Filtro de Arena

Este equipo sirve para retener los sólidos (arena) que arrastran los LGN, los líquidos retenidos en el slug catcher pasan por este filtro, generalmente es un filtro tipo vertical.

Su funcionamiento consiste en: los LGN recuperados en el slug catcher, ingresan al filtro y pasan por los elementos filtrantes (mallas metálicas) reteniendo la arena mayor a un tamaño (micrones) definido en el diseño; después de pasar por el filtro, se dirigen al Sistema de Estabilización de Condensado. El filtro debe tener un transmisor de presión diferencial que toma la presión entre su entrada y salida con la finalidad de saber si se encuentra saturado de arena.

El filtro de arena considera para su material de diseño la norma ASTM A 516 Gr. 70. Además considera los siguientes parámetros como la tolerancia a la corrosión, cantidad de elementos filtrantes, diámetro que detendrá a las partículas, capacidad en GPM, presión y temperatura de operación y de diseño. Está formado por:

- Aparatos externos, formado por soportes, cuerpo, válvulas manuales y tuberías.
- Aparatos internos, cuerpos, cartucho de micrón, soporte para elementos filtrantes.
- Control y Monitoreo, transmisor de presión diferencial.

En el anexo 3 se muestran las fotografías de los equipos descritos.

2.4.1.2 Sistema de Deshidratación del Gas

El objetivo de deshidratar el GN es para prevenir la formación de hidratos, cumplir con los requerimientos de transporte por el gasoducto, prevenir la corrosión y en tanto el desgaste de los ductos o equipos, así como la erosión y error en los instrumentos de medición. Este sistema deshidrata el gas húmedo, si el agua está presente en el Sistema de Separación Criogénica los hidratos se formarán debido a las bajas temperaturas y causarán congelamiento y bloqueo en las tuberías. Para entender el proceso a describir se definirán los siguientes conceptos:

Punto de Rocío del Agua o Hidrocarburos

- En todo GN existe un conjunto de pares de valores P-T a partir de los cuales el agua contenida comienza a pasar de su estado de vapor al estado líquido (condensación). Análogamente sucede con los hidrocarburos pesados contenidos en el gas.
- Se denomina Punto de Rocío a aquella temperatura a la cual aparece la primera gota líquida.
- La representación gráfica de dicho conjunto de puntos, nos muestra las curvas de puntos de rocío de agua y la de hidrocarburos de un determinado gas natural.

Hidratos

Son complejos cristalinos formados por agua e hidrocarburos, llamada también estructura de jaula donde la malla fundamental está constituida por moléculas de agua apuntaladas por moléculas de hidrocarburos ocupando las

cavidades. En otras palabras son moléculas de hidrocarburos atrapadas en moléculas de agua.

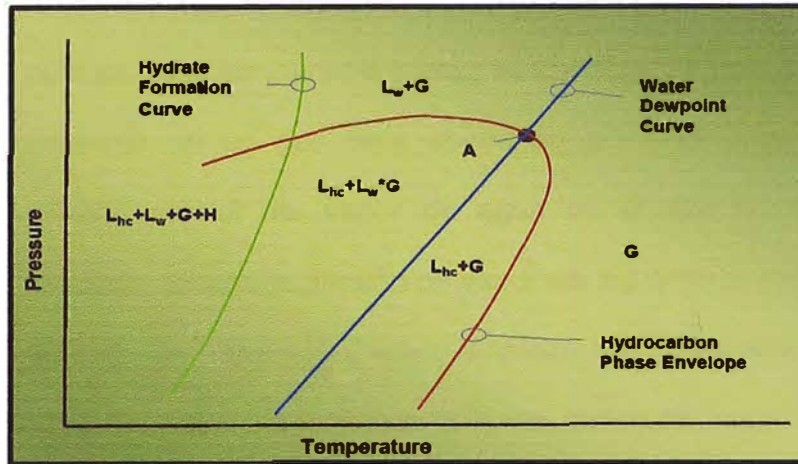


Gráfico 2.14 - Curva Fase Envolvente de un Hidrocarburo y Agua.

Para secar o extraer toda la humedad del GN se emplea la Tecnología de Deshidratación, la cual tiene dos subprocesos, una es la Unidad TEG que utiliza el método de absorción y la otra es por Tamices Moleculares que utiliza el método de adsorción. También se emplea la Tecnología de Inhibición, la cual hace uso de Unidad MEG (Monoetilénglico) y Unidad DEG (Dietilénglico).

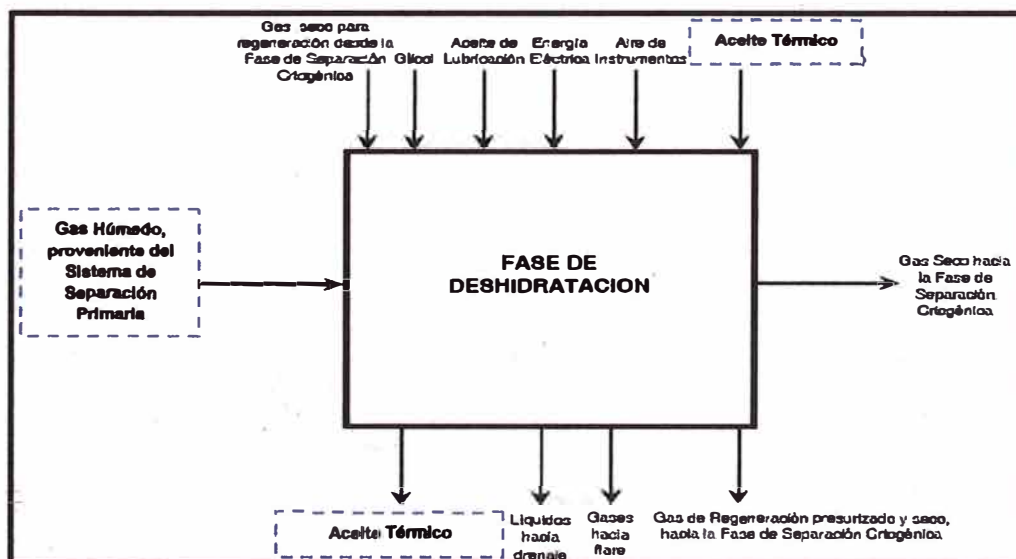


Gráfico 2.15 - Esquema con los Elementos de Entrada y de Salida del Sistema de Deshidratación.

Para la deshidratación del gas se conocen tres métodos:

- **Método de Absorción**, estos usan glicol, que es higroscópico, con el cual se pone en íntimo contacto la corriente de gas. El vapor de agua presente en un gas será absorbido por una solución mientras la presión parcial del vapor de agua en el gas en contacto con la solución, exceda la presión de vapor del agua en la solución.
- **Método de Adsorción**, estos emplean sólidos desecantes tales como silica gel, alumina activada o tamiz molecular, este último es como lecho de material sólido de estructura porosa por el cual se hace circular la corriente de gas. El adsorbente retendrá en forma selectiva sobre su superficie, agua y/o hidrocarburos hasta su saturación mediante fuerzas intermoleculares. Sobre la superficie activa del desecante también actúan fenómenos de polaridad, difusión y condensación.
- **Método de condensación usando refrigeración con metanol o inyectando glicol.**

Propiedades	MOH	EOH	MEG	DEG	TEG
Formula	CH ₃ OH	CH ₃ CH ₂ OH	HOC ₂ H ₄ OH	HOC ₂ H ₄ OC ₂ H ₄ O H	HO(C ₂ H ₄ O) ₂ C ₂ H ₄ O H
Peso Molecular	32	46,1	62,1	106,1	150,2
Densidad Relativa a 25 °C	0,792	0,785	1,11	1,113	1,119
Punto Ebullición a 760 mmHg	64,7	78,4	197,3	244,8	285,5
Tensión Vapor a 25 °C	122	55	0,12	0,01	< 0,01
Punto Congelación a 760 mmHg	-97,8	-112	-13,3	-8,3	-7,2
Viscosidad Absoluta a 25 °C	0,56	1,1	16,5	28,2	37,3
Punto de Flash PMCC			116	124	204
Punto Inflamación COC			118,5	143,3	165,6
Temperatura Descomposición a 760 mmHg			165	164	207

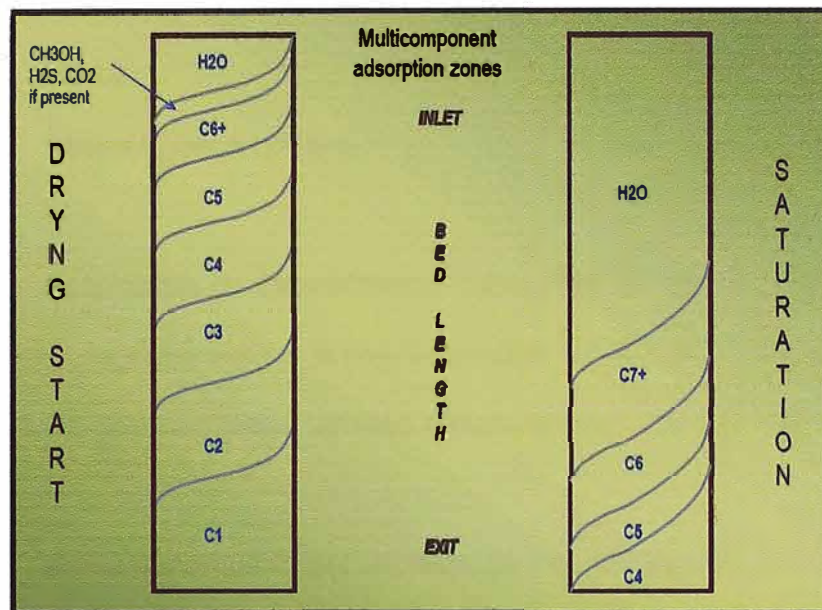


Gráfico 2.16 - Esquema que muestra la extracción de moléculas de agua por el método de adsorción.

El Sistema de Deshidratación capta como alimentación el gas húmedo proveniente del slug catcher, gas de estabilización de condensado y gas de la planta del reciclo corto. A su salida entrega como productos principales:

- Gas Seco, el cual se envía al Sistema de Separación Criogénica.
- Líquidos (LGN y agua), los cuales se envían al Sistema de Estabilización de Condensado.

A su salida también entrega residuos como:

- Líquidos de desecho, que se envía al drenaje presurizado.
- Aceite térmico frío.
- Gas a compresores.

Para el funcionamiento eficiente del Sistema de Deshidratación se hace uso de los siguientes servicios auxiliares:

- Aire de instrumentos.
- Energía eléctrica.

- Glicol.
- Aceite térmico caliente.
- Aceite de lubricación.
- Gas de regeneración.

El Sistema de Deshidratación consiste de trenes de procesamiento y cada uno de estos realiza la misma función, y cada tren tiene subprocesos de: deshidratación con glicol, tamices moleculares y regeneración de glicol.

El funcionamiento del Sistema de Deshidratación consiste en recibir el gas húmedo que proviene del Sistema de Separación Primaria al que se le añaden el gas de salida de los compresores del Sistema de Estabilización de Condensado y el gas de reciclo de planta; el gas húmedo es deshidratado empleando Unidad TEG y tamices moleculares, reteniendo el vapor de agua asociado al gas.

El glicol que sustrae el vapor de agua del gas húmedo en la deshidratación debe ser recuperado en el Sistema de Regeneración de Glicol, y cuando el tamiz molecular se encuentra saturado de agua en alguna torre de deshidratación se procede la eliminación del agua con el ciclo de regeneración. El gas deshidratado (gas seco) se envía al Sistema de Separación Criogénica, el gráfico 2.17 muestra el Diagrama Funcional de Bloque del Sistema de Deshidratación.

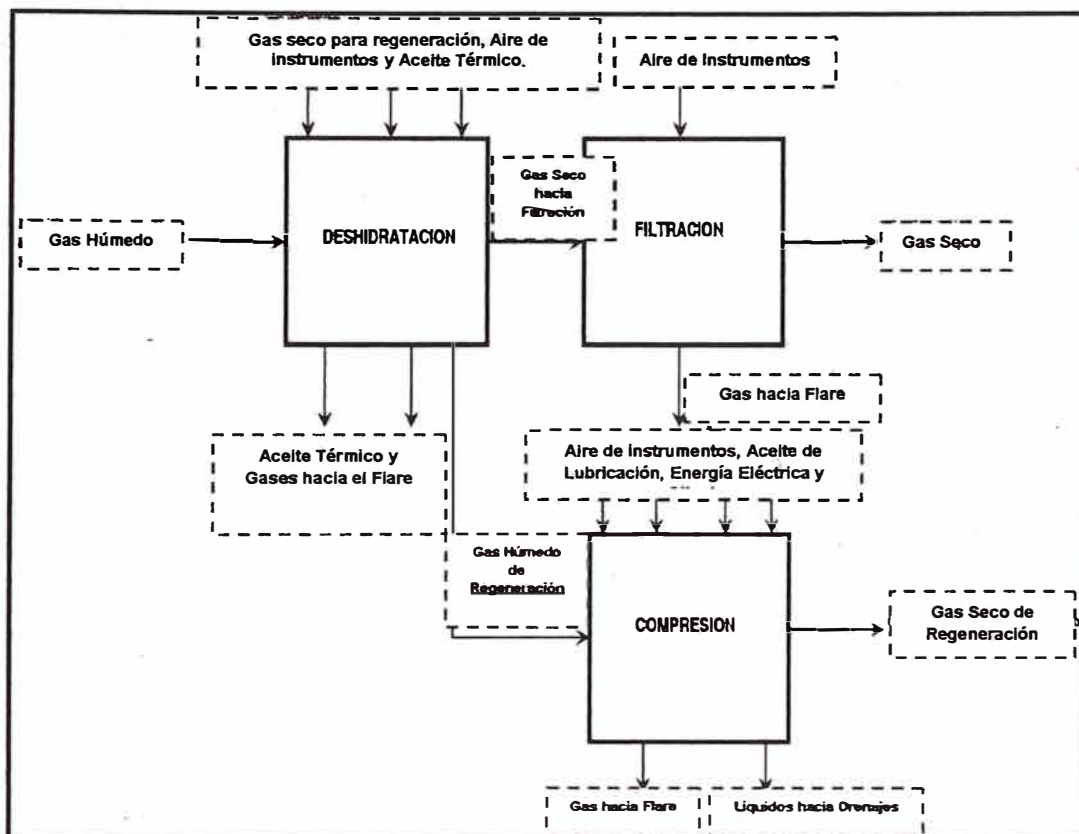


Gráfico 2.17 - Diagrama Funcional de Bloque del Sistema de Deshidratación.

La descripción de los procesos del presente sistema es:

a) **Deshidratación Glicol**

Este proceso sirve para deshidratar parcialmente el gas húmedo, para luego enviarlo a hacia el proceso de deshidratación por tamices moleculares.

El proceso de deshidratación con glicol capta como alimentación el gas húmedo proveniente de la separación primaria, gas de estabilización de condensado, y gas de la planta de Reciclo, y entrega como productos principales lo siguiente:

- Gas húmedo con bajo contenido de vapor de agua, el cual se envía al proceso de deshidratación con tamices moleculares.

- Líquidos (líquidos de gas natural y agua), que se envía al sistema de estabilización de condensado.

Y como residuos en su salida se obtienen los siguientes productos:

- Líquidos de desecho, que se envía al drenaje presurizado.
- Glicol rico (contiene agua), que se envía al Sistema de Regeneración de Glicol.

Para su funcionamiento eficiente se hace uso de los siguientes servicios auxiliares:

- Aire de instrumentos.
- Glicol pobre (no tiene agua).
- Energía eléctrica.

La deshidratación por glicol utiliza el método de absorción, el cual se caracteriza por ser un método simple y muy usado por sus bajos costos de inversión y operación, y el TEG (Trietileno glicol) es el solvente más apropiado porque tiene una alta estabilidad térmica y propiedades físicas, además se prefiere el TEG a otros glicoles porque permite mayor depresión del punto de rocío y menores pérdidas de glicol. Estos son usados en plantas con capacidad entre 100 y 1000 MMSCFD, en cuanto a la reducción del punto de rocío del agua del gas tratado se dicta de acuerdo a la concentración del TEG pobre y al diseño del sistema de regeneración.

Los glicoles son recomendables porque tienen alta higroscopicidad, no son corrosivos, se regeneran fácilmente, no son miscibles con los hidrocarburos líquidos, son estables en presencia de H₂S y CO₂, no se

solidifican en soluciones concentradas, no forman precipitados con los componentes del gas, además el TEG se comienza a descomponer a 206°C y su regeneración se debe realizar a una temperatura próxima.

Es conveniente que la columna contactora de TEG opere a la temperatura más baja que sea posible. Por ello es necesario enfriar el glicol antes de ingresar a la columna, normalmente la temperatura de operación de la contactora es la misma temperatura del gas que ingresa a ella. Las temperaturas más bajas y las presiones más altas favorecen la absorción del agua en el TEG.

La absorción es exotérmica pero no es fuertemente exotérmica. La presencia de parafinas en los coalescedores (como el coalescedor del separador flash del Sistema de Regeneración) podría aglutinarse y taponar dichos coalescedores, haciendo ineficiente la separación del gas del glicol en el separador flash. Se observará una pérdida de glicol por la salida de hidrocarburo. La labor del coalescedor justamente es separar la emulsión de líquido (TEG) - gas (GN emulsionado), como si fuera un enderezador de vena favoreciendo de esta manera la separación.

El funcionamiento del Sistema de Deshidratación por Glicol consiste en: el gas húmedo pasa por los equipos que componen este proceso, y en cada uno de ellos de acuerdo a su función se retiene vapor de agua, sólidos y glicol. En el scrubber se realiza una separación inicial reteniendo parte del vapor de agua que arrastra el gas saturado, el filtro separador retiene parte del vapor de agua y sólidos que arrastra el gas húmedo, la contactora de

glicol se encarga de retener el vapor de agua, el filtro coalescente retiene el glicol que es arrastrado por el gas predeshidratado. Los líquidos resultantes en el scrubber y filtro separador unen sus salidas y se envían al Sistema Estabilización Condensado, mientras que el glicol con agua denominado glicol rico, que se acumula en la contactora principal de glicol se envía al Sistema de Regeneración de Glicol para reutilizarlo en el mismo proceso. A continuación se describen los equipos principales del proceso de deshidratación por glicol:

a.1) Scrubber

Este equipo extrae los líquidos que arrastra el gas húmedo que proviene del sistema de separación primaria, gas de estabilización de condensado, y gas de la planta de reciclaje, este es un separador vertical que procesa gas de acuerdo al flujo de gas, definido en el diseño.

Su funcionamiento consiste en: el gas húmedo al ingresar por un costado del scrubber se expande y el líquido denso cae al fondo del scrubber; mientras el gas fluye hacia arriba a través de la almohadilla de malla (mesh) el cual elimina un porcentaje de todas las gotas mayores a un espacio definido en el diseño de la malla. El gas húmedo que sale del scrubber se dirige al filtro separador, los instrumentos a requerir en este equipo serán para el control de la presión de ingreso al scrubber, control de nivel de líquidos, e instrumentos para el sistema de seguridad.

Este equipo generalmente es de material Carbon Steel, en cuanto al espesor este se determina de acuerdo a la presión y temperatura de diseño y operación a definir así como a la tolerancia de corrosión. Está formado por:

- Aparatos externos, formado por soportes, válvulas manuales, de seguridad y tuberías.
- Aparatos internos, formado por placas, cuerpo y almohadilla horizontal de malla.

a.2) Filtro separador

Este equipo extrae las gotas de agua y partículas sólidas muy finas que arrastra el gas húmedo que proviene del scrubber, este es un separador horizontal con un filtro coalescedor interno tipo cartucho.

Su funcionamiento se basa en: el gas húmedo que viene del scrubber ingresa al filtro separador, las gotas finas de agua que arrastra el gas colisionan con los elementos filtrantes del filtro coalescedor quedando adheridos, una vez que las gotas finas se junten alcanzando un tamaño crítico se desprenden y pasan a formar el líquido acumulado en el recipiente del separador. El gas que sale del filtro separador se considera todavía gas húmedo y se dirige hacia la contactora de glicol. Los instrumentos a ser instalados en el filtro separador deben ser para el control de la presión diferencial, presión manométrica, nivel, switches de nivel, entre otros.

Este equipo generalmente es de material Carbon Steel, en cuanto a espesor también se determina en base a la presión y temperatura de operación y de diseño, así como a la tolerancia a la corrosión. Está formado por:

- Aparatos externos, formado por soportes, válvulas manuales, de seguridad y tuberías.
- Aparatos internos, formado por placas, cuerpo, filtro coalescedor tipo cartucho y almohadilla de malla.

a.3) Contactora de Glicol

Este equipo disminuye el agua de saturación del gas proveniente del filtro separador mediante la absorción del agua con un flujo de TEG. La especificación para extraer el líquido del gas debe ser definido en el diseño en unidades de Lb/MMSCF relacionado con una velocidad de ingreso en GPM de solución de glicol puro, este equipo es un recipiente vertical con un lecho empaquetado en su interior para la absorción.

Su funcionamiento se basa en: el gas húmedo que proviene del filtro separador, ingresa por la parte inferior de la contactora de glicol, choca con un deflector y se dirige ascendentemente a través del lecho empaquetado entrando en contacto con el glicol que va en sentido descendente y es distribuido uniformemente por el distribuidor de líquido; finalmente el gas pasa por la almohadilla de malla (mesh) el cual atrapa niebla o vapor de líquido que puede arrastrar el gas y se dirige al filtro coalescente.

El glicol absorbe el líquido y es contenido en el fondo de la contactora; la salida del líquido (glicol con agua) se dirige al Sistema de Regeneración de Glicol. Los instrumentos a requerir la contactora de glicol son para el monitoreo de la presión diferencial entre la entrada y salida de la contactora, switches de nivel, control de nivel de líquido, control del flujo de ingreso de glicol puro, entre otros.

Este equipo generalmente es de material SA-516-70, en cuanto al diseño se establece en base a parámetros como presión y temperatura de diseño y operación, así como la tolerancia a la corrosión en base a la composición del gas. Está formado por:

- Aparatos externos, formado por soportes, válvulas manuales, de seguridad y tuberías.
- Aparatos internos, formado por placas, cuerpo, lecho empaquetado, distribuidor de líquido y almohadilla de malla.

a.4) Filtro Coalescente

Este equipo extrae las gotas de glicol muy finas que arrastra el gas parcialmente deshidratado, que proviene de la contactora de glicol, este es un recipiente vertical con un filtro coalescedor tipo cartucho en su interior para la absorción.

Su funcionamiento se basa en: el gas parcialmente deshidratado en la contactora de glicol ingresa por la parte inferior del filtro coalescente, choca con un deflector y se dirige ascendentemente entrando en contacto con el filtro coalescedor atrapando el glicol arrastrado y depositándolo en la parte superior del filtro; el gas parcialmente deshidratado se envía al proceso de deshidratación con tamices moleculares.

Los instrumentos que deben ser instalados para el filtro coalescente son para el monitoreo de la presión diferencial entre la entrada y salida del filtro, monitoreo de temperatura del gas a la salida del filtro, controles de nivel de líquido, switches de nivel, entre otros. Generalmente este equipo es de material Carbon Steel y para su diseño trabaja en base a la corrosión, presión y temperatura de operación y diseño.

b) Deshidratación con Tamices Moleculares

Este proceso emplea el método de adsorción, el cual es un proceso continuo que disminuye el contenido de agua a 0.1 ppm de volumen en el

gas. Consta de 2 ó más lechos; mientras uno está en regeneración las otras están en operación. La capacidad de retención de agua en los lechos aumenta cuando disminuye la temperatura del proceso.

La alimentación del gas a secar se hace por el tope del lecho mientras que el ingreso del gas de regeneración seco tiene que ser a alta temperatura y por el fondo del lecho. La regeneración se realiza a 270°C aproximadamente. Normalmente se emplea el 3% del volumen total por tren en MMSCFD como gas de regeneración por tren criogénico. Este gas se une con el gas residual hacia el ingreso de los compresores para su respectiva elevación de presión y su posterior transporte. Como referencia, algunas plantas manejan los siguientes tiempos:

- Tiempo de calentamiento y regeneración (6 horas).
- Tiempo de enfriamiento (4.5 horas).
- Sin embargo, considerando un tiempo adicional de presurización de los tamices, el tiempo total de los ciclos es de 12 horas.

Los equipos principales del proceso deshidratación por tamices moleculares, son:

b.1) Tamices Moleculares

Su principal función es atrapar todas las moléculas restantes de vapor de agua que trae el flujo de gas proveniente de la contactora de glicol y de obtener la temperatura de condensación de agua por debajo de la temperatura de procesamiento criogénico en planta. Esto previene el congelamiento y formación de hielo en los equipos de procesamiento, hay tamices moleculares que están operando por adsorción y otro como

regeneración. El ciclo de adsorción dura las 24 horas del día, es de saber que estos equipos son de alta eficiencia y alto costo.

Este equipo está formado por lechos sólidos, donde se arma la torre y en el centro van los tamices moleculares, en el fondo una parrilla fija que soporta la estructura de la torre, esta parrilla debe soportar el peso del lecho y el flujo de gas. Sobre esa parrilla se colocan esferas cerámicas, y sobre el tamiz molecular se coloca una parrilla flotante y luego esferas cerámicas, y más arriba el distribuidor del gas.

b.2) Filtro de Gas Seco

Estos equipos, filtran las partículas que vienen con el flujo de gas proveniente de los tamices moleculares ellos filtran partículas de 1 micrón aproximadamente. La importancia de este equipo es para filtrar todo tipo de partículas de tal manera de no mermar la eficiencia de la planta ya que al poseer intercambiadores de calor con placas de aluminio, estos serían los más perjudiciales.

Los equipos a utilizar en la regeneración del tamiz molecular son:

b.3) Calentador Hot Oil del Gas de Regeneración

Este equipo tiene la función de ceder temperatura al gas regenerado, para luego entrar al tamiz molecular y remover todas las partículas atrapadas durante el proceso de adsorción. Este intercambia calor con la Unidad de Hot Oil y el gas residual que entra para liberar al tamiz molecular saturado.

b.4) Scrubber del Gas Regenerado

Su función es separar el vapor de agua condensado del gas regenerado.

b.5) Aeroenfriador del Gas Regenerado

Su función es enfriar el gas regenerado húmedo proveniente del tamiz molecular de regeneración. Este enfriamiento causa que el vapor de agua del gas regenerado húmedo se condense.

b.6) Compresor del Gas Regenerado

Se encarga de comprimir el gas regenerado. Al conseguir elevar la presión del gas regenerado, este fluye sin ningún problema a través de la contactora de glicol del gas regenerado para luego alcanzar al sistema de compresión del gas residual.

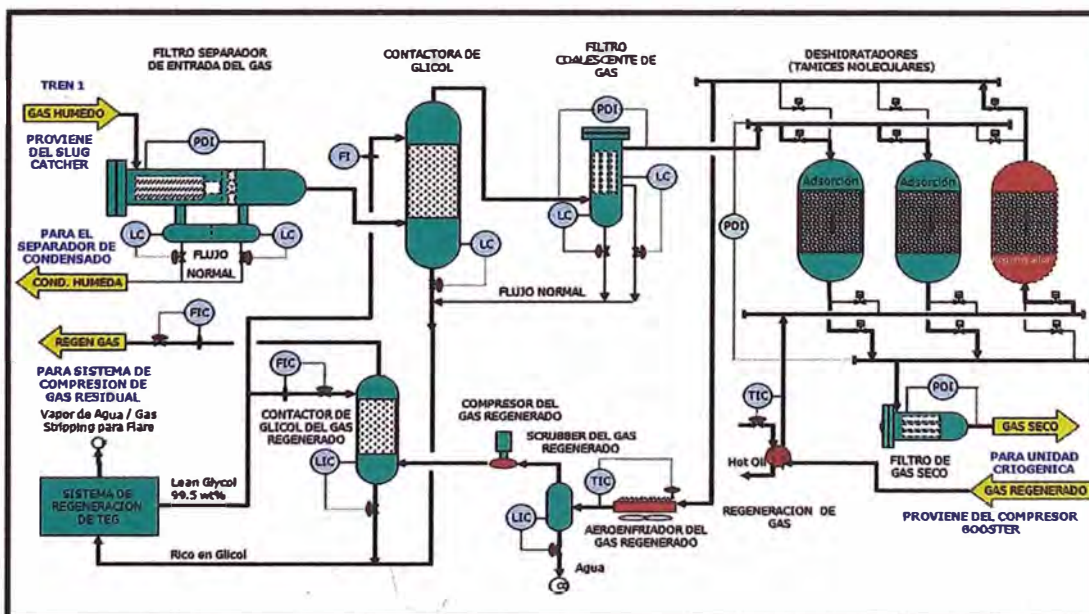


Gráfico 2.18 - Diagrama de Flujo del Sistema de Deshidratación.

En el anexo 4 se muestran las fotografías de los equipos descritos.

2.4.1.3 Sistema de Recuperación de Glicol

Este sistema se encarga de eliminar el agua que absorbió el TEG, para que pueda ser reutilizado en el Sistema de Deshidratación del Gas. Este sistema consiste en captar como alimentación el glicol rico (glicol con agua) proveniente de los procesos de deshidratación con glicol y deshidratación con tamices moleculares, y entregar a la salida glicol pobre (glicol limpio), para su recirculación. Para su funcionamiento eficiente se hace uso de los siguientes servicios auxiliares:

- Glicol Puro.
- Aire de instrumentos.
- Energía eléctrica.
- Aceite térmico caliente.
- Gas Combustible (gas stripping).

Como residuos de salida se obtienen los siguientes productos:

- Líquidos de desecho, que se envía al drenaje presurizado.
- Aceite térmico frío.

Su funcionamiento se basa en: el glicol rico que proviene de los procesos de deshidratación de glicol (contactora principal y filtro coalescedor) y deshidratación con tamices moleculares (contactora de gas de regeneración), ingresan al condensador de reflujo (intercambiador gas/líquido) de la torre del rehervidor (reboiler) para precalentar el glicol rico, y luego ser enviado al tanque flash el cual es presurizado con gas combustible a una determinada presión, aquí se recupera hidrocarburos que arrastra el glicol rico. El glicol rico que proviene del tanque flash se envía a los filtros de cartucho para retener sólidos y al filtro de carbón activado para retener hidrocarburos, a la salida de los filtros mencionados el glicol aún rico se dirige

a un intercambiador para precalentarse por segunda vez e ingresar a la torre del rehervidor para caer al rehervidor donde el glicol rico se calienta con el objeto de evaporar el agua y tener como producto el glicol pobre (glicol limpio), el rehervidor se presuriza con gas combustible a una determinada presión, los vapores de agua y algún arrastre de glicol ascienden por la torre de regeneración pasando por el aerofriador que condensa los vapores y caen al separador de glicol donde se recupera agua con rastro de glicol, el glicol regenerado sale por la parte inferior del rehervidor y es bombeado a los procesos de deshidratación con glicol y tamices moleculares previamente es enfriado en el aerofriador.

Los equipos principales con que cuenta el Sistema de Regeneración de Gas, son:

a) Conjunto Rehervidor

Este conjunto extrae el agua del glicol rico por calentamiento y destilación.

Su funcionamiento consiste en: el glicol rico que proviene de los procesos de deshidratación con glicol y con tamices moleculares es precalentado en el condensador de reflujo, este equipo se encuentra en la parte superior de la torre de regeneración. El glicol rico que es precalentado por segunda vez ingresa por la superior de la torre de regeneración para caer uniformemente dentro del rehervidor en donde se calienta para evaporar el agua. Este conjunto consiste de los siguientes equipos:

a.1) Condensador de Reflujo

Este equipo precalienta el glicol rico que proviene de los procesos de deshidratación con glicol y con tamices moleculares, este es un intercambiador de calor de coraza y tubo tipo bobina.

Su funcionamiento es: el glicol rico ingresa por el lado del tubo tipo bobina calentándose por el calor que proporciona el vapor caliente (vapor de agua), presente en la torre de regeneración.

El material de la coraza es SA-106-B y el del tubo es de 316 SS, se debe determinar el calor de intercambio en BTU/hr.

a.2) Torre de Regeneración

Este equipo distribuye el glicol rico precalentado y filtrado de impurezas para dejar caer uniformemente en el rehervidor, adicionalmente dirige el vapor de agua hacia el condensador de reflujo. Es un recipiente vertical montado en la parte superior del rehervidor.

Su funcionamiento es: el glicol rico precalentado y filtrado de impurezas ingresa al distribuidor de líquido para dejar caer uniformemente al rehervidor, dirige el vapor de agua hacia el aroenfriador. El material es de SA-106-B, se considera la tolerancia a la corrosión en su diseño, presión y temperatura.

a.3) Rehervidor

Sirve para hervir el líquido de glicol rico que proviene del tanque flash libre de impurezas previamente removido en los tres filtros (partícula, carbón activado y partícula), para evaporar el agua. Es un intercambiador de calor de coraza y tubo.

Su funcionamiento es: el glicol rico que ingresa es depositado en la coraza del rehervidor en donde hierve por el calor que le transfiere el aceite térmico de la Unidad Hot Oil, adicionalmente el rehervidor es presurizado por el ingreso de gas combustible, el vapor de agua y algún arrastre de glicol se dirige ascendentemente por la torre de regeneración hacia el tanque separador de glicol previamente enfriado por el aereoenfriador. El glicol regenerado sale por la parte inferior por un rompe vértice (para evitar cavitación de bombas), donde se dirige al intercambiador.

Está formado por aparatos externos como soportes y tuberías, y por aparatos internos como cuerpos, placas y tubos.

b) Tanque Flash

Sirve para separar los hidrocarburos líquidos que puede arrastrar el glicol rico provenientes de los procesos de deshidratación con glicol y tamices moleculares, es un separador horizontal con un recipiente interno para acumular hidrocarburos líquidos.

Su funcionamiento es: el glicol rico que ingresa al tanque flash previamente se precalienta en el condensador de reflujo, y es depositado en el tanque flash para la separación de hidrocarburos del glicol rico. Los hidrocarburos líquidos se acumulan por rebose en el recipiente interno, mientras el glicol rico en el mismo tanque flash, luego se dirigen hacia los filtros. Para presurizar el tanque flash se ingresa gas combustible, los hidrocarburos líquidos se envían al drenaje presurizado de líquidos.

Generalmente es de material SA-516-70 y está formado por aparatos externos que poseen válvulas manuales, de seguridad, tuberías y soportes así como aparatos internos que tienen placas y almohadillas de malla.

c) **Filtros**

Los filtros con que se disponen en el Sistema de Regeneración de Glicol son para retener partículas sólidas finas e hidrocarburos que puede arrastrar el glicol rico proveniente de los procesos de deshidratación con glicol y con tamices moleculares. Estos son un conjunto de filtros colocados en serie, el glicol rico (glicol con agua) que proviene del tanque flash ingresa a cada filtro en forma consecutiva, para luego dirigirse hacia el intercambiador. Los filtros a emplearse son:

c.1) **Filtros de Partículas Sólidas Finas**

Llamados también filtros de cartucho, estos sirven para retener partículas sólidas que arrastra el glicol rico que proviene del tanque flash, son de tipo vertical.

Su funcionamiento es: el glicol rico que proviene del tanque flash ingresa al primer filtro y pasa por los elementos filtrantes (cartuchos), reteniendo las partículas sólidas al 100 %, en el diseño se determina el espesor en micrones; luego se dirige al segundo filtro de hidrocarburos.

El filtro debe tener un indicador de presión diferencial local que toma la presión entre la entrada y salida del filtro con la finalidad de saber si el filtro se encuentra saturado. Además son de material Carbon Steel, su diseño se basa en la presión y temperatura de operación y de diseño, tolerancia de corrosión y la eficiencia de remoción a una determinada cantidad de micrones como separaciones de malla.

c.2) Filtro de Hidrocarburos

Retienen hidrocarburos que arrastra el glicol rico que proviene del tanque flash, es un filtro tipo vertical que usa como elementos de filtración cartuchos con carbón activado, estos son productos que poseen una estructura cristalina reticular similar a la del grafito y es extremadamente poroso.

El funcionamiento de los filtros es: el glicol rico previamente filtrado en el filtro de partículas ingresa al segundo filtro y pasa por los cartuchos con carbón activado reteniendo los hidrocarburos líquidos por el proceso de adsorción. La adsorción es un proceso por el cual los átomos en la superficie de un sólido, atraen y retienen moléculas de otros compuestos, el glicol rico libre de hidrocarburos, que sale del filtro se dirige hacia al tercer filtro que es de partículas solidas finas.

El filtro debe tener un indicador de presión diferencial que toma la presión entre la entrada y salida del filtro con la finalidad de saber si el filtro se encuentra saturado. Además son de material Carbon Steel, su diseño se basa en la presión y temperatura de operación y de diseño, y tolerancia de corrosión.

d) Intercambiador

Este equipo precalienta el glicol rico que proviene del tanque flash previamente filtrado en el conjunto de filtros, este equipo es un intercambiador de calor de coraza y tubo. Para su diseño se tiene que determinar el calor a intercambiar en Btu/hr, temperatura y presión lado coraza y tubo, entre otros como la corrosión.

e) **Aeroenfriadores**

Estos tienen dos funciones, el primero es para enfriar el glicol pobre, y el segundo es para enfriar los vapores de agua, ambos productos se generan en el rehervidor del Sistema de Regeneración de Glicol.

Los aeroenfriadores son de tubos aletados y con dos aspas de viento (ventilador), suspendidos en la misma estructura. Los aeroenfriadores se describen de la siguiente manera:

e.1) **Aeroenfriador que enfría glicol pobre**

Este equipo enfría el glicol pobre que sale del rehervidor. Es un aeroenfriador de tubos aletados y aspas de viento (dos electroventiladores).

Su funcionamiento es: el glicol pobre que proviene de la descarga de las bombas ingresa a los tubos aletados del aeroenfriador enfriándose por el aire que es generado por las aspas de viento, el glicol pobre enfriado se envía a las contactoras de glicol.

e.2) **Aeroenfriador que enfría los vapores de agua**

Este equipo enfría el vapor de agua que sale por la torre de regeneración del rehervidor, este es un aeroenfriador de tubos aletados que aprovecha el aire generado por las dos aspas del aeroenfriador.

Su funcionamiento es: el vapor de agua que sale del rehervidor por la torre de regeneración ingresa a los tubos aletados del aeroenfriador enfriándose por el aire que es generado por las aspas de viento del aeroenfriador, el vapor de agua se condensa y se dirige hacia el separador de glicol.

Los materiales del tubo y cabezal de estos equipos son de Carbon Steel, y están formados por:

- Aparatos externos, estos tienen soportes, cabezales, persianas, y tuberías.
- Aparatos internos, tienen tubos y sellos.
- Control y monitoreo, tienen indicador y transmisor de temperatura.
- Electroventiladores, formados por motor eléctrico, reductores de velocidad y ventilador, donde este último es un agregado adicional para el aroenfriador de glicol pobre.

f) Separador

Este equipo separa el glicol del agua, el glicol que arrastra el vapor de agua y glicol rico que proviene por acción de las válvulas de seguridad de los filtros son contenidos en el tanque separador, es un separador horizontal.

Su funcionamiento es: el glicol que ingresa al separador, se separa por tiempo de residencia y para presurizar el separador se ingresa gas combustible. Esta hecho de material SA-516-70.

g) Bombas de Circulación

Este equipo transfiere el glicol pobre obtenido en el rehervidor para su utilización en el proceso, estas son electrobombas reciprocantes.

Su funcionamiento es: el glicol pobre preenfriado ingresa a la línea de succión de las bombas para ser bombeados hacia las contactoras de glicol.

Está compuesto por: motor eléctrico, bomba y un sistema de control y monitoreo.

h) Tanque Sumidero de Glicol

Sirve como sumidero del drenaje de glicol que proviene de la planta, es un tanque horizontal.

Su funcionamiento es: el glicol que ingresa al tanque sumidero, se almacena y es bombeado hacia el rehervidor.

Está formado principalmente por aparatos externos los cuales tienen soportes, válvulas manuales, bomba neumática, filtro, arrestador de flama y tuberías.

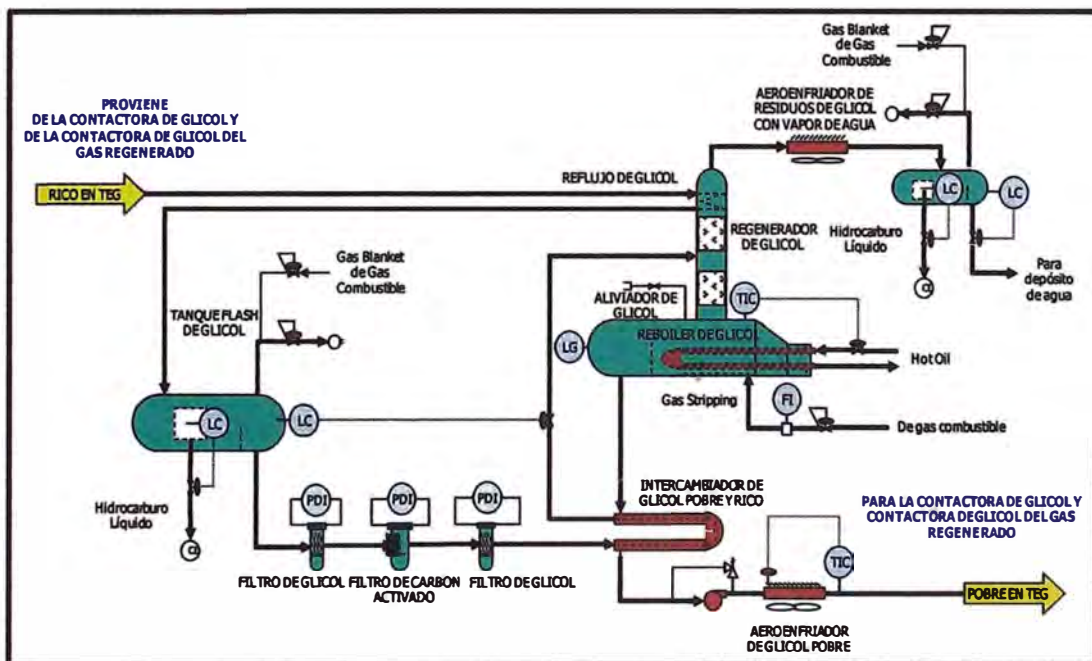


Gráfico 2.19 – Diagrama de Flujo del Sistema de Regeneración de Glicol.

En el anexo 5 se muestran las fotografías de los equipos descritos.

2.4.2 Sistema de Estabilización de Condensado

Este sistema estabiliza condensado proveniente de los pozos, que previamente han pasado por los slug catchers y los filtros, así como el condensado de purgas y drenajes y el condensado que está fuera de

especificación y debe ser reprocesado. Además en este sistema se extraen los hidrocarburos más livianos (metano y etano) contenidos en el condensado que vienen del sistema de separación primaria.

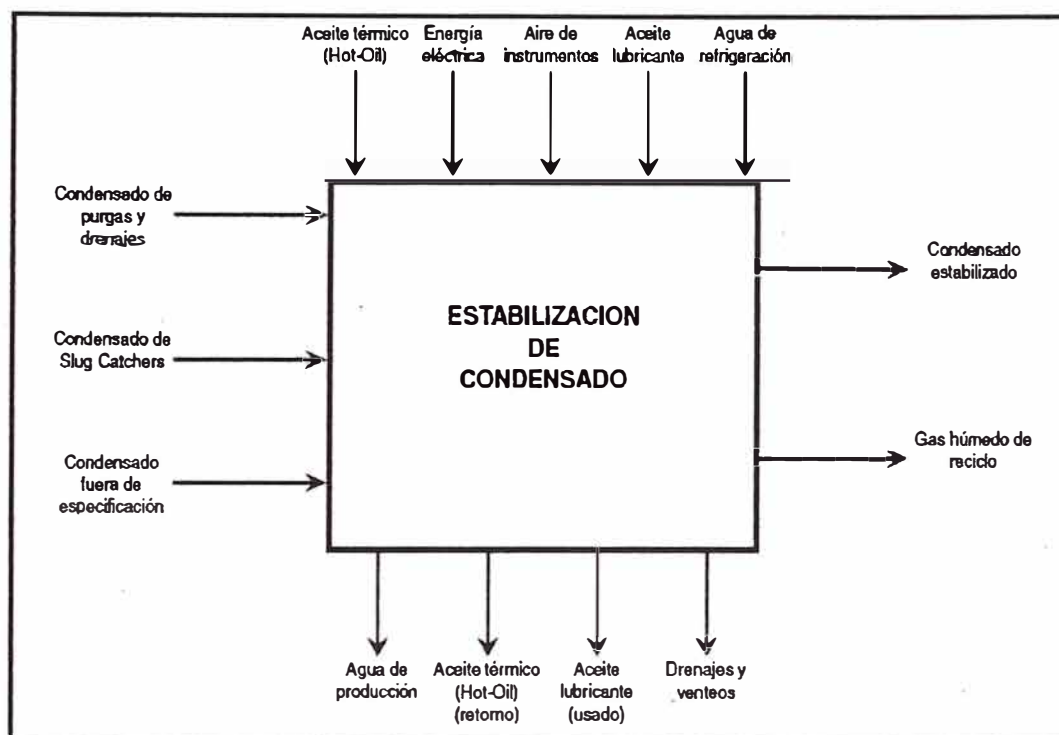


Gráfico 2.20 - Esquema con Elementos de Entrada y Salida del Sistema de Estabilización de Condensado.

El sistema de estabilización de condensado tiene como objetivos:

- Poner el condensado en especificación para su transporte en función a su contenido de livianos.
- Recuperar las fracciones livianas de gas (como gas húmedo de reciclo) para unirlos a la entrada del Sistema de Deshidratación del Gas.

Este sistema, es importante porque el condensado, producto de una planta de recuperación de LGN tiene una rígida especificación, principalmente de su contenido de etano que es el indicador para que el producto se

encuentre en o fuera de especificación. El proceso consiste básicamente en una separación de los hidrocarburos gaseosos y de su fase líquida, este proceso consta de cuatro subprocesos, los cuales operan conjuntamente como un proceso para lograr dos productos principales: gas acondicionado y condensado estabilizado en especificación.

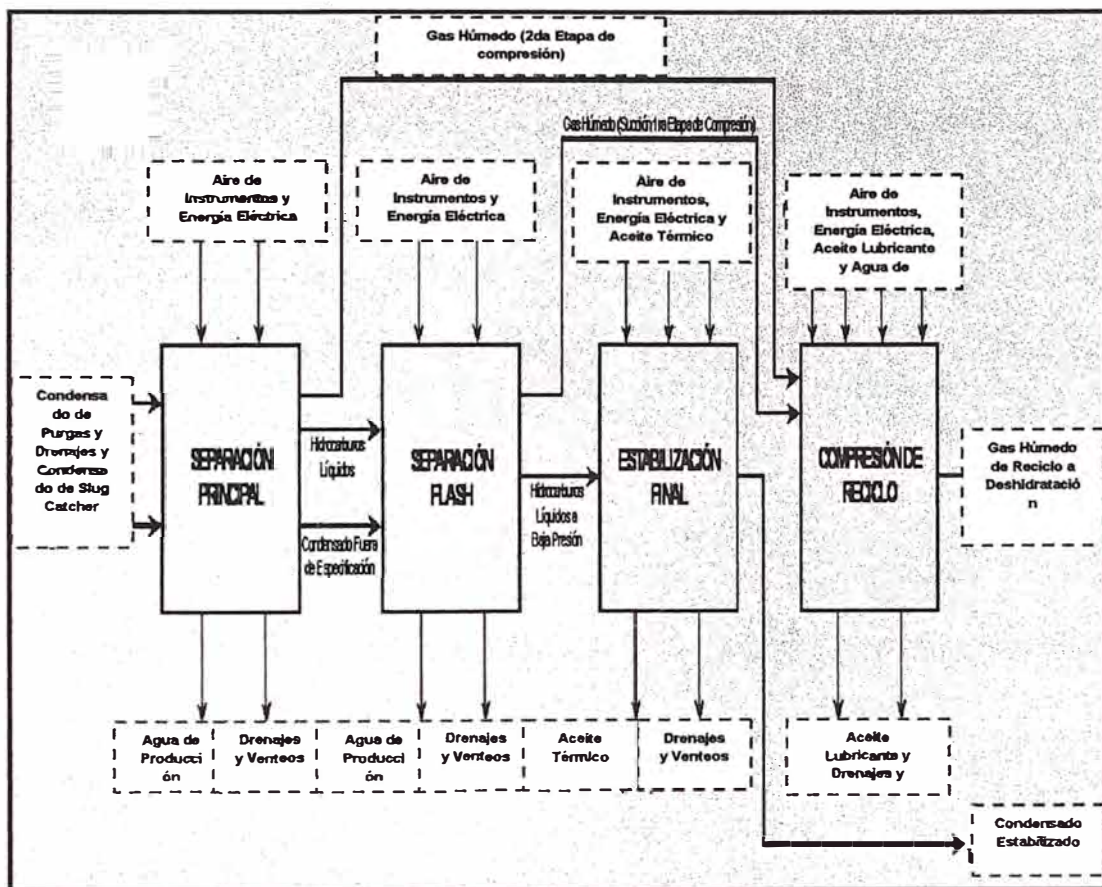


Gráfico 2.21 - Diagrama de Bloques que muestra la relación de los cuatro subprocesos del Sistema de Estabilización de Condensado.

A continuación se describen los equipos de cada subproceso del presente sistema, son:

a) **Separación Principal**

Este subproceso cumple las siguientes funciones: separa a los hidrocarburos líquidos con agua en hidrocarburos gaseosos y fase líquida,

además filtra la fase líquida, luego de su separación. El hidrocarburo líquido proveniente de los slug catchers debe unirse a las líneas de purgas y drenajes, para luego ser conducidos al separador principal, este flujo es una mezcla de hidrocarburos líquidos, gaseosos y agua que vienen de los pozos, impacta en una placa del separador logrando reducir su velocidad, perdiendo energía cinética las partículas de líquidos para luego decantar en el fondo. Los hidrocarburos gaseosos salen por la parte superior del separador, hacia los scrubbers de succión de la segunda etapa de los compresores de reciclo. La fase líquida, es depositada en la parte inferior del separador, donde por densidades se le separa el agua por el fondo de la bota. El hidrocarburo líquido (condensado) es pasado por un filtro de condensado donde son retenidas las partículas sólidas. Este subproceso consta de los siguientes equipos:

a.1) Separador Principal

Este equipo separa los hidrocarburos con agua en hidrocarburos gaseosos y fase líquida, es un separador trifásico horizontal.

Su funcionamiento se basa en recibir una mezcla de hidrocarburos líquidos con agua, la cual impacta contra una placa de golpe, logrando reducir su velocidad, perdiendo energía cinética las partículas de líquido, decantando en el fondo del separador. Los hidrocarburos gaseosos salen por la parte superior del equipo, a través de una malla demister, producto de la caída de presión. La fase líquida es depositada en la parte inferior del separador, donde la separación de estos dos componentes (hidrocarburos líquidos y agua) se realiza por diferencia de densidades. Los hidrocarburos líquidos se

derivan a un filtro de condensado y el agua al fondo del separador por mayor densidad, es decir en la bota. El material es de SA-516-70.

a.2) Filtro de Condensado

Este equipo filtra la fase líquida, luego de su separación. Es un filtro vertical de fluido líquido. Su funcionamiento es: el flujo de hidrocarburo líquido pasa a través de cartuchos filtrantes donde son retenidas las partículas sólidas que pudiera estar arrastrando. El material es de acero al carbón, está compuesto por cartuchos filtrantes, sellos y protección contra la corrosión.

b) Separación Flash

Este subproceso cumple las siguientes funciones: separa el condensado en hidrocarburos gaseosos y fase líquida, además filtra la fase líquida, luego de su separación, es una separación de hidrocarburos gaseosos y de su fase líquida. Este subproceso recibe el condensado proveniente del subproceso de separación principal, y el condensado fuera de especificación para ser reprocesado. Este condensado ingresa al separador flash, donde por diferencia de densidades se separa el gas de la fase líquida. El gas se deriva a los scrubbers de succión de compresores de reciclo primera etapa y el condensado retirado pasa a un filtro coalescedor para retener agua. Este subproceso consta de los siguientes equipos:

b.1) Separador Flash

Este equipo separa el condensado líquido en gas y fase líquida, es un separador horizontal de 2 etapas.

Su funcionamiento se basa en recibir una corriente de condensado que sufre una caída de presión "Flasheo" en la válvula, impacta en un aplaca de golpe. El gas se separa de la fase líquida por la parte superior y la fase líquida es retirada por la parte inferior del separador.

b.2) Filtro Coalescedor

Este equipo filtra la fase líquida del condensado, luego de su separación. Es un filtro vertical de fluido líquido.

Su funcionamiento es: el flujo de condensado pasa a través de cartuchos filtrantes donde son retenidas las partículas de agua que pudiese arrastrar. El material que está hecho es de ASTM A516 Gr. 70, además tiene un indicador de presión diferencial que indica si está saturado o no el filtro.

c) Estabilización Final

Este Subproceso cumple las siguientes funciones: separa el condensado en fase gaseosa y líquida (condensado estabilizado), enfría y envía el condensado estabilizado como producto para su almacenamiento y bombeo. El condensado proveniente del filtro de separación flash, pasa por los tubos del intercambiador de calor precalentándose con el condensado estabilizado de la torre, luego este condensado ingresa a la torre estabilizadora donde se produce una mejor estabilización (separación de fracciones ligeras metano y etano), que salen en estado gaseoso por el tope de la torre, dirigiéndose a los scrubbers de succión de la compresión de reciclo de la primera etapa. Los componentes pesados o condensado estabilizado se retiran por el fondo de la torre, estos son enfriados a través del aerenfriador para ir a los tanques de almacenamiento y bombeo. El

condensado ubicado en la parte inferior de la torre es derivado hacia los rehervidores, en los rehervidores, se calienta el condensado por intermedio de intercambiador de calor con Hot Oil. El condensado recalentado se dirige hacia la torre nuevamente para lograr la separación de los componentes gaseosos y condensado (líquido). Este subproceso cuenta con los siguientes equipos:

c.1) Torre Estabilizadora

Este equipo separa el condensado en fase gaseosa y líquido del condensado estabilizado, es una torre vertical de platos.

Su funcionamiento es: el condensado precalentado ingresa a la torre estabilizadora, previamente ha sufrido una caída de presión que produce "Flasheo". Se produce la separación de las fracciones ligeras (metano y etano) que salen en estado gaseoso por el tope de la torre, los componentes pesados o condensado estabilizado, se retiran por el fondo de la torre.

El material del cuerpo es SA-516-70, está formada por soportes, tuberías, válvulas e instrumentación; internamente posee placas y bandejas.

c.2) Intercambiador de Calor

Este equipo precalienta el condensado de la separación anterior, con el condensado estabilizado de la torre; previo a su ingreso a la torre estabilizadora, es un intercambiador de tubos y coraza.

Su funcionamiento es: el condensado pasa a través de los tubos del intercambiador, calentándose por la transferencia de calor con el condensado estabilizado que sale de la parte inferior de la torre y pasa por la carcasa del intercambiador.

c.3) Rehervidores

Este equipo recalienta el condensado que se depositó en la parte inferior de la torre para luego retornarlo a la parte de condensados de la torre estabilizadora, es un intercambiador de calor de tubos y coraza.

Su funcionamiento es: el condensado pasa a través de la carcasa del rehervidor, calentándose por la transferencia del calor de la Unidad Hot Oil circulante por los tubos.

c.4) Aeroenfriador

Este equipo enfría el condensado estabilizado como producto para su almacenamiento y bombeo. Es un aeroenfriador de tubos y aspa de viento.

Está formado por aparatos externos (soporte y cabezales), internos (tubos y sellos), instrumentos (transmisor e indicador de temperatura) y electroventilador (motor de ventilador, acople, correa y rodamientos del ventilador y paletas).

d) Compresión de Reciclo:

Este subproceso cumple las siguientes funciones: comprime en dos o más etapas los gases enviados desde las separaciones previas y la estabilización, para luego de enfriamientos intermedios y finales dirigir estos gases al Sistema de Deshidratación del Gas. Además separa el agua restante del gas mediante separadores intermedios (scrubbers). Los compresores de reciclo constan de dos o más etapas de compresión, la primera recibe el gas de la torre estabilizadora y de la separación flash. Estos flujos se unen en una sola línea que ingresa al servidor de succión de la primera etapa, donde se les separa los líquidos que pudiesen contener, luego pasan por los pulmones

de succión de la primera etapa, donde se amortiguan las variaciones pulsantes del flujo, posteriormente a la primera etapa de compresión pasan por los pulmones de descarga de primera etapa para luego ser enfriados a través de los aeroenfriadores intermedios, para la siguiente etapa de compresión. Esta descarga de primera etapa se une a la corriente proveniente del separador principal, para luego dirigirse al scrubber de succión de segunda etapa, pasa por los pulmones de succión de segunda etapa, sus comprimidos en esta parte del proceso, pasa por los pulmones de descarga de segunda etapa, esta descarga de segunda etapa es enfriada en los aeroenfriadores de salida. Finalmente sale a la descarga por los scrubbers de descarga donde se arrastran posibles líquidos que pudiesen permanecer, al final de este proceso el gas se une a la corriente de entrada al Sistema de Deshidratación. Este subproceso cuenta con los siguientes equipos:

d.1) Compresores de Reciclo

Este equipo comprime la fase gaseosa húmeda para enviarla a la entrada del sistema de Deshidratación. Es un compresor reciprocante de dos o más etapas opuestas accionadas por motor eléctrico.

Está compuesto por: motor eléctrico, compresor reciprocante, sistema de lubricación y agua de enfriamiento.

d.2) Bottles (pulmones)

Este equipo amortigua las pulsaciones (fluctuaciones) de flujo del gas antes y después de los procesos de compresión, es un tanque amortiguador.

El flujo de gas entra desde la tubería hacia el tanque pulmón, donde éste flujo estabiliza las variaciones pulsantes, producto del traslado a través de la tubería.

d.3) Scrubber

Es un tanque separador de líquido del gas húmedo. Su funcionamiento consiste en: el gas húmedo ingresa por la parte superior del scrubber, esta corriente impacta contra unos deflectores interiores, reduciendo velocidad, decantando las partículas de agua en el fondo del scrubber y la fase gaseosa sale por la parte superior del tanque al siguiente proceso.

d.4) Aeroenfriadores

Este equipo enfría los gases comprimidos entre etapas de compresión y a la salida de la segunda etapa de compresión. Es un aeroenfriador de tubos y aspas de viento.

Su funcionamiento es: el gas comprimido entre etapas y de salida del compresor pasa a través de los tubos del aeroenfriador, enfriándose por el flujo de aire generado por las aspas del electroventilador, asimismo, el refrigerante del sistema de enfriamiento del compresor pasa a través de los tubos de la parte superior, enfriándose por el mismo flujo de aire.

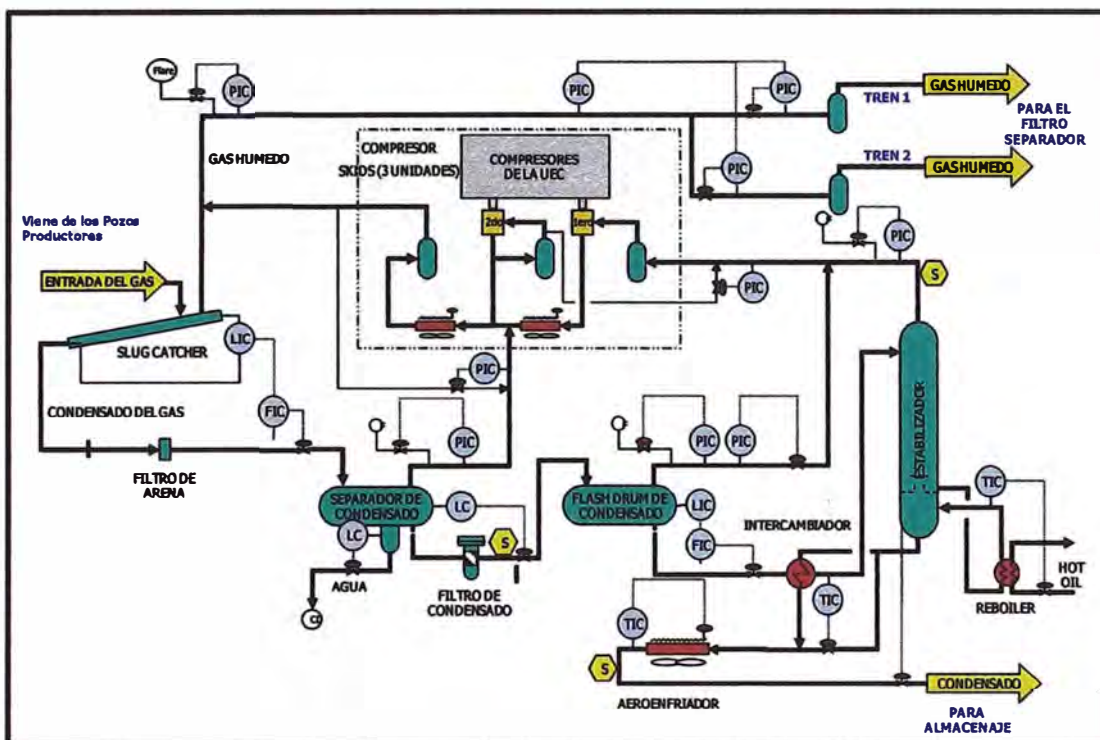


Gráfico 2.22 - Diagrama de Flujo del Sistema de Estabilización de Condensado.

En el anexo 6 se muestran las fotografías de este sistema.

2.4.3 Sistema de Separación Criogénica

El objetivo de este sistema es la recuperación de los LGN contenidos en una corriente de GN crudo deshidratado, para sus usos posteriores. Esta separación se logra mediante procesos criogénicos, que como su nombre lo dice hace uso de muy bajas temperaturas para lograr la condensación de las fracciones de propano, butano y superiores, logrando así la separación de estas del metano y etano que constituyen al gas residual.

El Sistema de Separación Criogénica, recibe gas seco el cual proviene del Sistema de Deshidratación del Gas, donde fue removida el agua casi en su totalidad, ya dentro del sistema de separación criogénica el gas es enfriado

por corrientes frías del proceso y por un sistema de refrigeración mecánica externo. Debido al enfriamiento y la alta presión del gas, es posible la condensación de los hidrocarburos pesados (propano, butano y superiores), los cuales son separados y enviados a rectificación en la torre deetanizadora. El gas obtenido en la separación pasa a un turboexpansor, donde se provoca una diferencial de presión (expansión) súbita, enfriando aún más esta corriente, la cual se alimenta en la parte superior de la torre deetanizadora. El producto principal de esta planta es el gas residual (básicamente metano y etano, listo para su comercialización), el cual dependiendo de su ubicación es transportado por gasoductos o barcos metaneros para su posterior distribución final. No menos importante es el producto denominado LGN, el cual es una corriente en estado líquido constituida por hidrocarburos licuables, esta corriente constituye la carga de las plantas de fraccionamiento y representan un mayor valor económico.

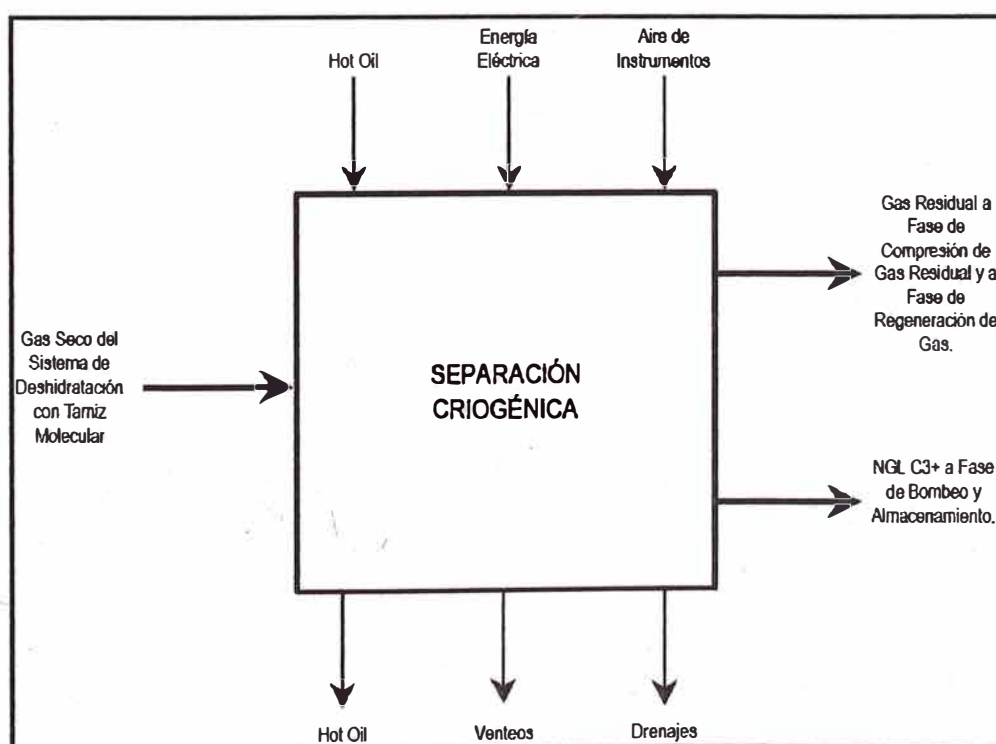


Gráfico 2.23 - Esquema del Sistema de Separación Criogénica con los Elementos de Entrada y Salida.

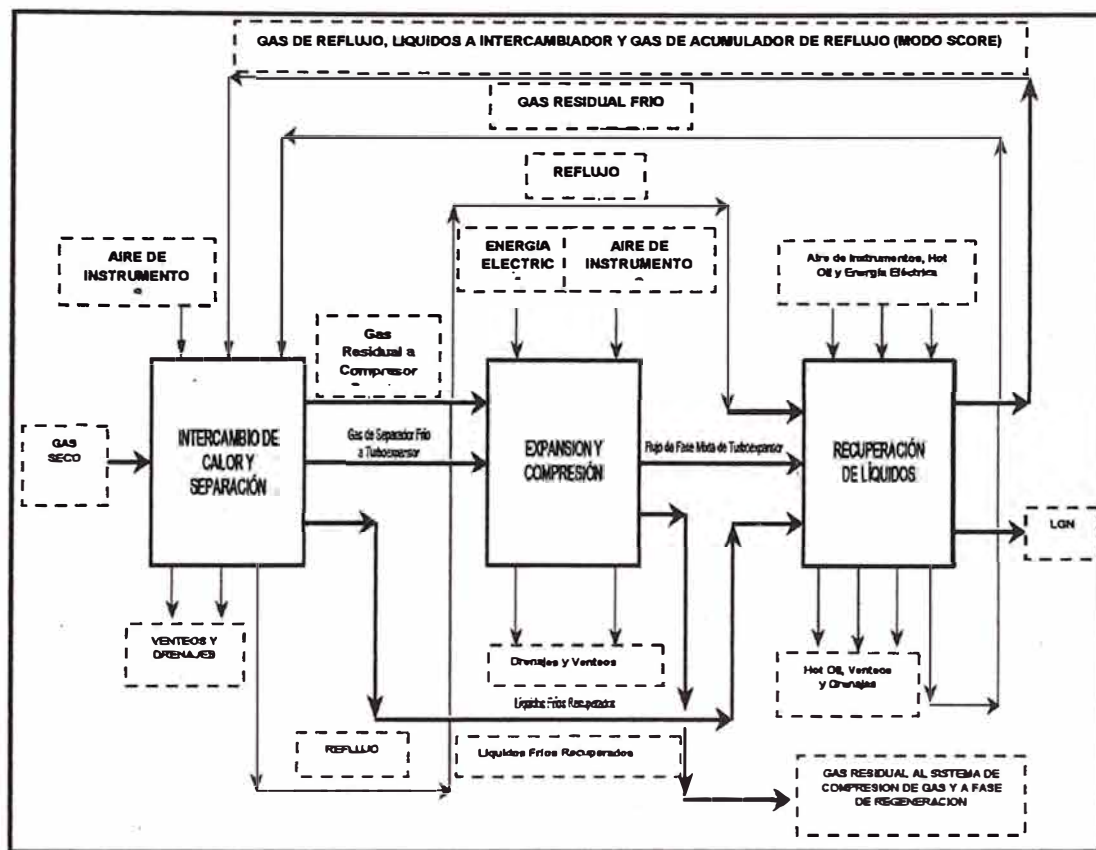


Gráfico 2.24 - Diagrama de Bloques de los Subprocesos que componen al Sistema de Separación Criogénica.

Los subprocesos del Sistema de Separación Criogénica, son:

a) **Intercambio de Calor y Separación:**

Este subproceso cumple las siguientes funciones:

- Preenfría el gas seco y lo separa en dos fases: líquido, que es precalentado y sirve de alimentación al deetanizador, y vapor que es enviado al turboexpander.
- Calienta el gas residual frío del deetanizador y lo dirige al sistema de compresión booster.
- Calienta la corriente de reflujo del deetanizador.

Su funcionamiento es:

- Una porción de gas seco es enviada al intercambiador gas/gas donde es enfriado por intercambio cruzado con gas residual frío del condensador de reflujo. En modo GSP, una porción de vapores del separador frío es enviada al condensador de reflujo donde es condensada y subenfriada por intercambio cruzado con el gas residual frío del deetanizador para luego alimentar la sección superior del deetanizador para servir como reflujo. En modo SCORE una derivación lateral de vapor del deetanizador es condensado en el condensador de reflujo.
- La porción de gas seco restante es enviada al precalentador de alimentación del deetanizador donde es enfriada por intercambio cruzado con los líquidos del separador frío. En modo SCORE una derivación lateral de líquido del deetanizador ingresa al intercambiador líquido lateral del deetanizador/gas de entrada para proporcionar una porción de la refrigeración requerida para el proceso.
- Las corrientes de gas de entrada bifásico del precalentador de alimentación y del intercambiador gas/gas son combinadas y enviadas al separador frío, donde son separadas las fases líquido y vapor.

Este subproceso cuenta con los siguientes equipos:

a.1) Intercambiador Gas/Gas - Condensador de Reflujo

Es un intercambiador de calor de placas aletadas, donde el material de las placas es de aluminio bronceado, el cual es usado para que una porción del gas seco de entrada pierda temperatura al cederla al gas residual saliente

de la torre deetanizadora, esta corriente de gas seco tiene que perder temperatura antes de entrar al separador frío. Este equipo consiste de una subunidad externa que está formada por:

- Las boquillas, que son secciones de tubería usadas para conectar las cabeceras del intercambiador de calor a las tuberías de proceso.
- Los tubos colectores, que son mitades de cilindro las cuales distribuyen el fluido desde las boquillas o desde las terminales de cada capa correspondiente.
- Las planchas exteriores sirven como planchas de separación exterior, como superficie de protección exterior y como lugar para fijar los tubos colectores soldados.
- Las barras laterales y de esquina, encierran capas individuales y forman un perímetro protector.
- Los ángulos de soporte, fijan el intercambiador en su posición.
- Las orejas de levantamiento.
- La caja fría, que consiste de un alojamiento hermético de acero al carbono soldado, el cual soporta y almacena el intercambiador de calor, tuberías y material de aislamiento.

Asimismo por una subunidad interna que son:

- Terminales son aberturas en las barras laterales o de esquina, ubicadas bajo los tubos colectores, a través de las cuales los fluidos ingresan o salen de las capas individuales.
- Aletas de distribución distribuyen el fluido entre los terminales y las aletas de transferencia de calor.

- Aletas de transferencia de calor, proporcionan una extensa superficie de transferencia de calor.
- Planchas de separación contienen los fluidos dentro de capas individuales y también sirven como superficies primarias de transferencia de calor.

a.2) Pre calentador de alimentación del Deetanizador - Intercambiador líquido lateral del Deetanizador/Gas de entrada

Este enfría el gas seco y precalienta los líquidos del separador frío. En modo SCORE, el Intercambiador líquido lateral del deetanizador/gas de entrada enfría además el gas seco. Es un intercambiador de calor de placas aletadas, de material aluminio bronceado. Está formada por lo mismo que el intercambiador Gas / Gas.

a.3) Separador Frío

Este equipo separa el gas de entrada bifásico, procedente del precalentador de alimentación y del intercambiador gas/gas, en líquido y vapor. Es un recipiente vertical a presión.

b) Expansión y Compresión

Este subproceso cumple las siguientes funciones:

- Enfría el gas del separador frío produciendo un flujo de fase mixta que alimenta la subfase de recuperación de líquidos.
- Comprime el gas residual del Intercambiador gas/gas y lo enfría. Este producto alimenta el sistema de compresión de gas de venta, y también el sistema de separación criogénica.

Su funcionamiento es:

- Vapores del separador frío son enviados al Turboexpander donde se le quita energía, así se reduce la temperatura del gas causando la licuefacción de los componentes hidrocarburos más pesados en el gas. Las corrientes de fase mixta del Turboexpander alimentan la segunda sección del deetanizador.
- El gas residual caliente del Intercambiador gas/gas ingresa a la succión del Compresor Booster donde es comprimido. El trabajo producido por el expansor es usado para mover el compresor booster.
- El gas descargado de los compresores booster es enfriado en el enfriador de descarga del compresor Booster. El gas residual de estos enfriadores de descarga es dirigido al Sistema de Compresión de gas residual y al Sistema de Regeneración de Gas.

Este subproceso cuenta con los siguientes equipos:

b.1) Turboexpansor

Este equipo provoca el enfriamiento del gas procedente del separador en frío y la licuefacción de los componentes hidrocarburos más pesados del gas. Este equipo consta de dos estructuras que son el turboexpansor y compresor de carga. La Turbina Expansora, transforma la energía de los vapores de la subfase de Intercambio de vapor y separación, en potencia de eje necesaria para mover el conjunto de compresión.

Esta turbina está conformada por: Alabes guía de entrada variable, rodete del expansor, Eje, Sellos de eje, Cojinete, Sellos y Rejilla de entrada.

Su forma de trabajar es:

- Los álabes guía de entrada variable regulan el flujo másico del expansor. Un actuador de pistón con posicionador integral controla la apertura de los álabes guía. Una señal de aire de control hace que el actuador ajuste la apertura del álabe guía de entrada para compensar los cambios en las condiciones de proceso.
- El rodete de flujo interior radial del expansor con el diseño de álabes guía de entrada variable producen altas eficiencias sobre un amplio rango de operación.
- El eje del expansor-compresor está diseñado para operar bajo la primera velocidad crítica de flexión y resonancia torsional. Los rodetes son fijados al eje sobre un perfil cónico, chavetas cilíndricas y ranuras de chaveta. Este diseño evita la concentración de esfuerzos asociada con canales chaveteros y ranuras de chaveta convencionales.
- Los sellos del eje son del tipo laberinto para minimizar las fugas de gas de sellado. Los sellos son intercambiables entre el lado de expansor y compresor debido a la simetría del eje.
- Los cojinetes radiales usados en este arreglo son cojinetes de patín basculante. Un elemento dual detector de temperatura por resistencia (RTD) está incrustado en la porción inferior de cada cojinete para medir la temperatura y advertir de posibles daños del cojinete.
- Los cojinetes de empuje son requeridos para mantener la posición axial del rotor de la turbina dentro de tolerancias estrechas. Los cojinetes de empuje utilizados son del tipo de placa cónica y están íntegramente maquinados con cada cojinete transversal. El mecanismo está diseñado para transmitir una carga de empuje igual en cada dirección axial.

- Sellos con resorte son usados para el sellado de la carcasa turboexpansor.
- Debe ser instalada una rejilla de entrada al expansor de malla-30.

b.2) Compresor Booster

Comprime el gas residual saliente del intercambiador gas/gas, consiste de dos estructuras turboexpansor y compresor de carga. El trabajo producido por el Expansor es usado para mover el compresor, comprimiendo el gas residual saliente del Intercambiador gas/gas.

Este equipo consiste de: Rodete del compresor, Ecuilibrador automático de empuje, Sellos, Difusor del compresor y Rejilla de entrada. Su forma de trabajar de este equipo es:

- El rendimiento aerodinámico del compresor es optimizado con los ángulos de las palas y contornos pero sin comprometer la integridad mecánica del rodete.
- Las cargas de empuje son monitoreadas a través de un puerto sensor de presión en la cara de cada cojinete. Estas señales de presión alimentan el sistema Ecuilibrador Automático de Empuje para regular la carga de empuje, manteniéndolas por debajo de la capacidad del cojinete.
- O-rings elastómericos son usados para el sellado del alojamiento de cojinetes y el alojamiento del compresor.
- El compresor incorpora un difusor sin álabes, de pared paralela, el cual produce un excelente rendimiento fuera de diseño.
- Debe ser instalada una rejilla de entrada al expansor de malla-30.

b.3) Enfriador de Descarga del Compresor Booster

Este equipo enfría el gas de descarga del compresor booster. Es un intercambiador de calor refrigerado por aire. El material de los tubos de este equipo es de Acero al Carbono y las altas son de aluminio. Está conformado principalmente por:

- Subunidad externa, formada por soportes, estructuras, válvulas y tuberías.
- Subunidad interna, formada por estructura, tubos y sellos.
- Ventilador, formado por ventilador, motor, cojinetes, fajas trapezoidales y persianas.

c) Recuperación de Líquidos:

La principal función de este subproceso es rechazar esencialmente todo el etano logrando una alta recuperación de propano. Su funcionamiento es: las corrientes de fase mixta del turboexpansor alimentan la segunda sección del deetanizador. En modo SCORE, la corriente bifásica del condensador de reflujo es separada en el acumulador de reflujo del deetanizador, el líquido del acumulador de reflujo es bombeado al deetanizador por las bombas de reflujo del deetanizador como reflujo y la porción de vapor retorna para mezclarse con el producto de la parte superior del deetanizador. Los líquidos del fondo del deetanizador son enviados al enfriador de producto y constituyen los productos hidrocarburos líquidos del tren de procesamiento criogénico. El rehervidor del deetanizador utiliza aceite caliente (Hot Oil) para controlar la temperatura de salida del deetanizador. Consta de los siguientes equipos:

c.1) Torre Deetanizadora

Es la torre deetanizadora que opera a bajas temperaturas, permite separar gas en especificación por el tope y LGN en especificación por la base. Es un recipiente vertical a presión.

El material a usar es SA-240-304, se diseña en base a una presión de operación y de diseño, al igual que los otros equipos posee aparatos internos (cuerpo), externos (soporte, cuerpo, válvulas y tuberías) y sistema de instrumentación y control.

c.2) Acumulador de Reflujo

En modo SCORE, separa las dos fases de la corriente procedente del condensador de reflujo, es un recipiente separador a presión.

El material a usar es SA-240-304, se diseña en base a una presión de diseño y operación, al igual que los otros equipos posee aparatos internos (cuerpo y deflector de entrada), externos (soporte, cuerpo, válvulas y tuberías) y sistema de instrumentación y control.

c.3) Bomba de Reflujo

En modo SCORE, éstas bombean el líquido del acumulador de reflujo al deetanizador. Es una bomba centrífuga vertical, consiste de una unidad de transmisión de energía y unidad de bomba, donde el conjunto de transmisión de energía transmite el movimiento a la bomba.

c.4) Aeroenfriador de LGN

Este equipo enfría los líquidos procedentes del fondo de la torre deetanizadora.

Es un intercambiador de calor refrigerado por aire, donde sus tubos son de acero al carbono y sus aletas de aluminio. Está formado principalmente por:

- Subunidad externa, formada por soportes, estructuras, válvulas y tuberías.
- Subunidad interna, formada por estructura, tubos y sellos.
- Ventilador, formado por ventilador, motor, cojinetes, fajas trapecoidales y persianas.

c.5) Rehervidor del Deetanizador

Mantiene la temperatura de salida del deetanizador. Es un intercambiador de calor de coraza y tubos, donde el material de la coraza es de SA-516 70N y el material de los tubos es de SA-334-1. Este intercambia calor con la Unidad Hot Oil, la cual usa aceite térmico.

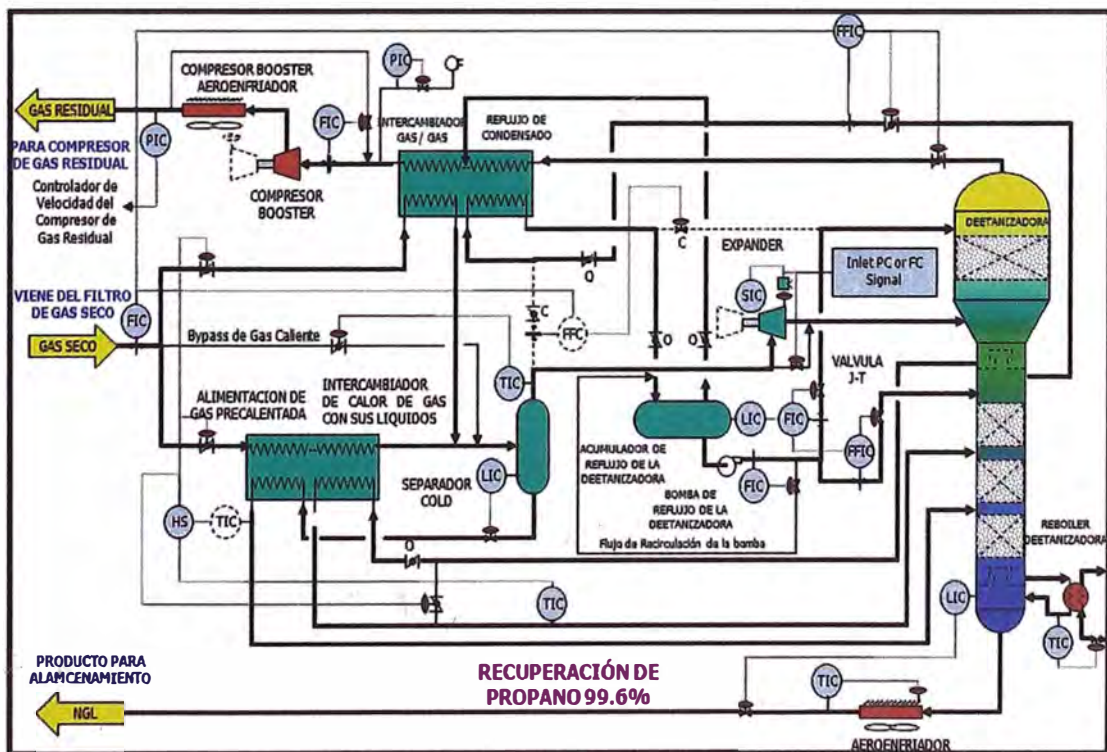


Gráfico 2.25 - Diagrama de Flujo del Sistema de Separación Criogénica en Modo Score - Expander.

En el anexo 7 se muestran las fotografías de los equipos principales del Sistema de Separación Criogénica.

2.4.4 Sistema de Bombeo y Almacenamiento de LGN

Este sistema envía los LGN, en condiciones de presión y caudal específicos, hacia la estación de bombeo, donde se eleva presión para su posterior transporte a una planta de fraccionamiento a través de un poliducto. Además tiene la capacidad de almacenar líquidos en volumen y tiempo determinados, y permite retornar líquidos a proceso. Su función es de recibir, almacenar y despachar los LGN de los Sistemas de Estabilización de Condensado y Separación Criogénica.

Su finalidad es bombear los LGN en especificación para su transporte y/o almacenar estos líquidos en especificación en caso de que no puedan ser despachados. Este sistema también almacena los líquidos fuera de especificación para enviarlos de regreso al proceso.

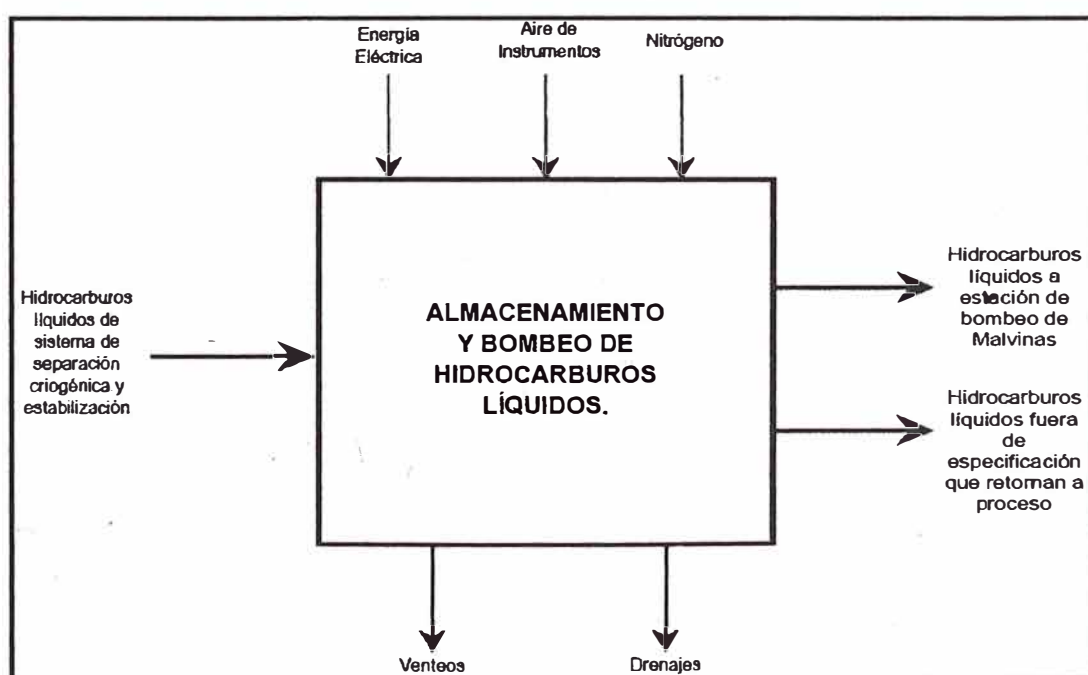


Gráfico 2.26 - Esquema que muestra los Elementos de Entrada y Salida del Sistema de Almacenamiento y Bombeo de LGN.

Este sistema cumple las siguientes funciones:

- Es el vínculo entre la planta de gas y la estación de bombeo, proporcionando la presión de succión adecuada, para su posterior traslado a ventas.
- Almacena los LGN por un tiempo determinado, permitiendo a la planta continuar operando, aún cuando por algún problema el transporte de líquidos no sea posible.
- Permite la recirculación del producto fuera de especificación a través del Sistema de Estabilización.
- Controla los caudales y presiones de los líquidos que se dirigen a la estabilizadora y a la estación de bombeo.

Su funcionamiento se basa en el proceso de almacenamiento de los LGN que salen de los Sistemas de Estabilización de Condensado y Separación Criogénica, además recibe los retornos de hidrocarburos de proceso de bombeo. Por otro lado el proceso de bombeo envía los LGN en especificación hacia la estación de bombeo, mientras que en caso de que se tenga producto fuera de especificación, estos líquidos se bombean de regreso al proceso. También permite el retorno del producto al proceso de almacenamiento.

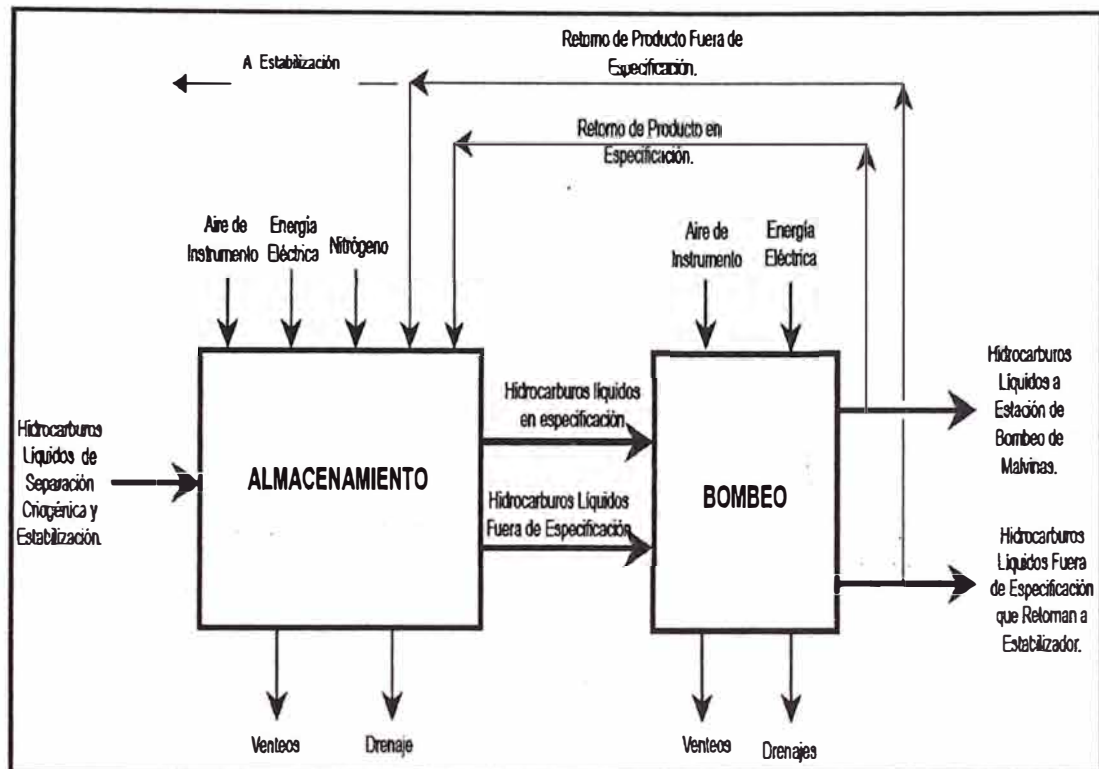


Gráfico 2.27 - Diagrama Funcional de Bloques de los procesos que componen al Sistema de Almacenamiento y Bombeo de LGN.

Este sistema cuenta con los siguientes procesos:

a) Almacenamiento

Comprende un conjunto determinado de tanques horizontales de almacenaje (bullets) y sus colectores, la capacidad total de almacenamiento de cada uno de los bullets debe ser definida en base a la producción por día de la planta. Este proceso sirve para almacenar los LGN en tanques de acuerdo a su especificación. Las líneas de flujo de los LGN en especificación y fuera de especificación entran a esta subunidad y se interconectan con los distintos bullets para realizar su carga. De la misma forma, deben existir líneas de flujo de salida de producto en especificación y fuera de especificación que colectan las descargas. Los equipos a requerir para este proceso son:

a.1) Zona de tanques

Esta zona comprende una determinada cantidad de grupos de bullets así como sensores de proceso y válvulas. Además del almacenamiento de LGN, los bullets serán utilizados para almacenaje de nitrógeno para su posterior utilización en el proceso de inertización durante la puesta en marcha de la planta. Se deben montar líneas para el ingreso del nitrógeno, para cada bullet. Los bullet, almacenan LGN en especificación y LGN fuera de especificación.

Este conjunto debe tener una válvula de seguridad dimensionada para la contingencia de flujo total por bloqueo de la salida, dos entradas al bullet, una de LGN en especificación y otra de LGN fuera de especificación, cada una desde el colector correspondiente, además debe tener dos posibles salidas de producto, una de LGN en especificación y otra de LGN fuera de especificación, cada una hacia el colector correspondiente y facilidades de venteo y drenaje.

a.2) Colectores

Estos distribuyen los LGN desde y hacia los tanques de acuerdo a su especificación, son líneas de flujo con sus respectivas válvulas. Para el Sistema de Almacenamiento y Bombeo, debemos contar con cuatro colectores, son:

- El colector de entrada de LGN fuera de especificación, son líneas de flujo provenientes de los Sistemas de Separación Criogénica y Estabilización, y que también recibe el aporte de un reciclo de LGN fuera de especificación de las bombas booster. Este colector alimenta a los bullets determinados.

- El colector de entrada de LGN en especificación, son líneas de flujo que reciben los aportes de dos líneas, la línea de LGN de los Sistemas de Separación Criogénica y Estabilización, y de la línea de reciclo de las bombas booster.
- El colector de salida de LGN fuera de especificación, es una línea que recibe aportes de los bullets exclusivamente.
- El colector de salida de LGN en especificación, es una línea que esta interconectado con todos los bullets y es enviado a la zona de las bombas booster.

b) Bombeo

Este equipo envía los LGN hacia la estación de bombeo y LGN de regreso a los bullets. Además permite la posibilidad de retomar producto a la zona de estabilización. Está conformada principalmente por bombas booster con su respectivo motor eléctrico.

Las líneas de LGN en especificación y fuera de especificación llegan a la zona de las bombas booster, algunas de estas bombas funcionan normalmente y deberá haber una como reserva o de retorno de producto fuera de especificación a reprocesamiento. Estas bombas están relacionadas por cuatro líneas:

- Una línea de flujo de producto en especificación que retorna a la zona de los bullets.
- Una línea de flujo de producto fuera de especificación que retorna hacia la zona de bullets.
- Una línea de flujo de salida que es enviada a la planta de fraccionamiento ventas a granel.

- Una línea de flujo de retorno a la zona de estabilización.

Este sistema de bombeo consiste de:

- Las bombas booster, estas son bombas centrífugas verticales, están formadas por una unidad de transmisión de energía, unidad de bomba (impulsores, sello mecánico, rodamientos y eje) y sistema de lubricación.
- Motor de la Bomba Booster, a su vez formado por un motor eléctrico (estator, rotor, cojinete de empuje y guía), sistema de control y monitoreo y sistema de refrigeración (ventilador).

En el anexo 8 se muestran fotografías del Sistema de Almacenamiento y Bombeo de LGN.

2.4.5 Sistema de Compresión del Gas

El Sistema de Compresión de Gas es un conjunto de equipos instalados en la Planta de Recuperación de LGN, utilizada para comprimir el gas residual procedente del Sistema de Separación Criogénica hasta valores de presión adecuados para su transporte hacia ventas. Estos trabajan con compresores centrífugos accionados por una turbina de gas de doble eje y ciclo simple, este sistema cuenta con separadores estáticos (scrubbers) y aeroenfriadores para acondicionar el gas residual a la entrada y salida de cada compresor.

Está compuesto por trenes de compresión idénticos, estos trenes se encargan de comprimir el gas saliente del Sistema de Separación Criogénica en una determinada cantidad de etapas para su posterior traslado a ventas, esta cantidad de etapas debe ser definida en estudios posteriores. Para asegurar la confiabilidad y disponibilidad del sistema, luego de definir la cantidad de trenes de compresión, adicionalmente se tiene que instalar un tren de compresión como contingencia ante una posible falla de los trenes en operación.

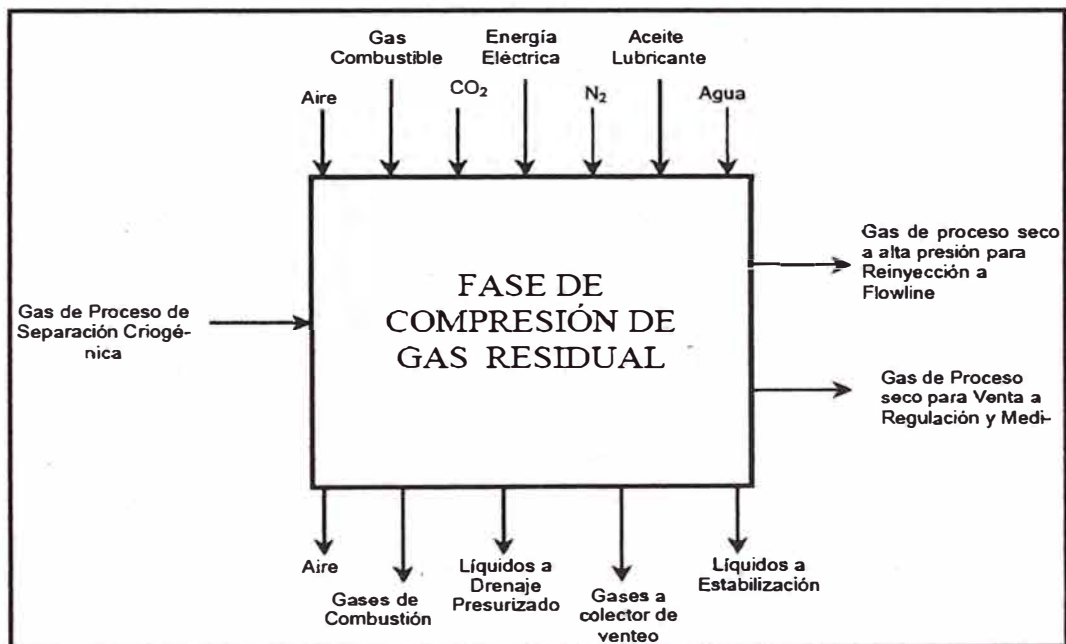


Gráfico 2.28 - Esquema que muestra los Elementos de Entrada y Salida del Sistema de Compresión de Gas.

Este sistema está conformado por los siguientes conjuntos funcionales:

a) **Conjunto Motriz**

Es el que le transmite movimiento al conjunto de compresión a través de un acoplamiento directo. El conjunto motriz impulsa mecánicamente una

carga de una cantidad de etapas de compresión centrífuga (conjunto de compresión), usando gas combustible y aire para producir potencia de eje, este conjunto es una turbina a gas que tiene 2 ruedas de turbina mecánicamente independientes; una que impulsa el rotor del compresor y servicios auxiliares del generador de gas, y otra que constituye la turbina de potencia que impulsa la carga. El propósito de 2 ruedas de turbina no vinculadas entre sí, es permitir funcionar a ambas ruedas a diferentes velocidades para cumplir con los requerimientos de carga variable del conjunto de compresión. El conjunto motriz trabaja de la siguiente manera:

- **Sistema de Arranque**, es el que rota al generador de gas antes de que éste pueda ser arrancado (fase de encendido), y también para fines de enfriamiento luego de la fase de parada del conjunto motriz para el lavado de la turbina.
- **Generador de Gas**, es el que suministra gases a alta presión y temperatura a la turbina de potencia.
- **Turbina de potencia**, es la que transforma la energía de los gases de combustión provenientes del generador de gas en potencia de eje.
- **Sistema Hidráulico y Lubricación**, es el que se encarga de suministrar aceite lubricante a los conjuntos motriz y de compresión, así como la energía hidrodinámica requerida para el funcionamiento de los componentes de control del conjunto motriz.
- **Sistemas Auxiliares**, son los que se encargan de complementar el correcto funcionamiento del conjunto motriz.
- **Sistema de Control y Monitoreo**.

b) Conjunto de Acondicionamiento del Gas de Entrada

El conjunto de acondicionamiento del gas de entrada, es el que drena los líquidos acumulados en el gas de proceso procedente del Sistema de Separación Criogénica, enviándolos al Sistema de Estabilización, antes de que el gas residual pase al sistema de compresión.

Este conjunto está formado por un scrubber, ubicado en la línea de succión del primer compresor; el scrubber es un recipiente horizontal con bota, es importante porque evita el ingreso de líquidos al primer compresor.

c) Conjunto de Compresión

El conjunto de compresión, es el que comprime el gas de proceso, y parte lo envía al conjunto de acondicionamiento ínteretapa y otra parte al conjunto de postenfriamiento. Este conjunto de compresión comprime el gas de proceso hasta unos valores adecuados de presión para el transporte a ventas. Este conjunto está compuesto de los siguientes subconjuntos que trabajan de la siguiente forma:

- **Transmisión de potencia**, es el que transmite la potencia de eje obtenida del conjunto motriz hacia el compresor.
- **Compresor**, es el que comprime el gas residual en una determinada cantidad de etapas.
- **Sistema de sellado**, es el que previene que el gas residual escape de los compresores.
- **Control y monitoreo**, es toda la parte de instrumentación y control.

d) Conjunto de Acondicionamiento entre Compresores

El conjunto de acondicionamiento entre compresores, es el que enfría el gas de proceso y drena los líquidos acumulados en éste hacia el Sistema de Estabilización, entre cada etapa de compresión.

Este conjunto es importante pues evita el ingreso de líquidos a los compresores y además mantiene la temperatura de ingreso del gas de proceso a los compresores en un valor constante, para tres etapas de compresión el conjunto estaría compuesto por los siguientes componentes:

d.1) El Aeroenfriador de Descarga del Compresor 1

Es un intercambiador de calor, enfriado por aire soplado desde ventiladores sobre la superficie exterior de tubos, los cuales tienen aletas de aluminio para extender el área de transferencia de calor. Este consta de bahías, con ventiladores por bahía. El gas proceso procedente del compresor 1 atraviesa la bahía de tubos aletados, cuyas superficies son enfriadas por el flujo de aire soplado por el conjunto de ventilación, la estructura de soporte protege y soporta las bahías de tubos y al conjunto de ventilación. El conjunto de ventilación consiste en motores eléctricos que transmiten potencia mecánica por medio de poleas y fajas a los ventiladores.

d.2) El Scrubber de Succión del Compresor 2

Drena los líquidos acumulados en el gas proceso procedente del aeroenfriador de descarga del compresor 1, enviándolos al Sistema de Estabilización antes de que el gas de proceso pase al compresor 2. Este es un recipiente horizontal con bota que se diseña en base a su presión y caudal, es importante porque evita el ingreso de líquidos al compresor 2.

El **Aeroenfriador de descarga del compresor 2**, tiene las mismas características del aerofriador 1 y el **Scrubber de succión del compresor 3**, tiene las mismas características del scrubber 2.

e) **Conjunto de postenfriamiento:**

El conjunto de postenfriamiento, es el que enfría el gas procedente del conjunto de compresión antes de ser enviado a ventas. Este conjunto es un intercambiador de calor, enfriado por aire soplado desde ventiladores sobre la superficie exterior de tubos, los cuales tienen aletas de aluminio para extender el área de transferencia de calor, este consta de bahías, con ventiladores por bahía. El gas proceso procedente del compresor 3 atraviesa la bahía de tubos aletados, cuyas superficies son enfriadas por el flujo de aire soplado por el conjunto de ventilación. El conjunto de ventilación consiste en motores eléctricos que transmiten potencia mecánica por medio de poleas y fajas a los ventiladores.

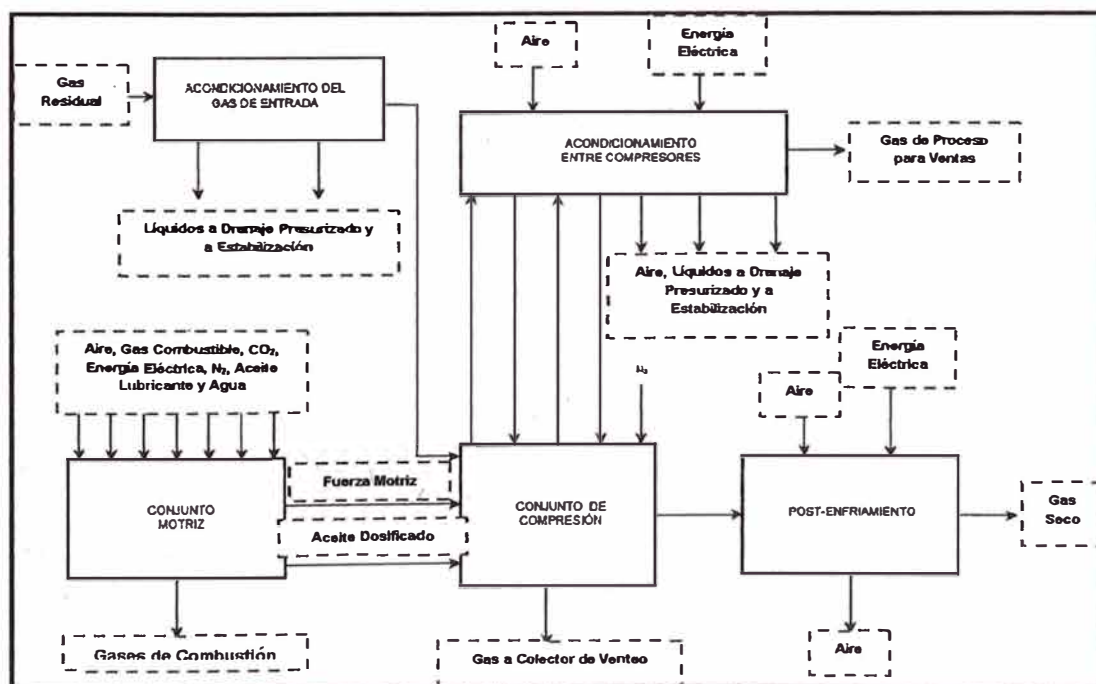


Gráfico 2.29 - Diagrama Funcional de Bloques de los Conjuntos Funcionales del Sistema de Compresión de Gas.

En el anexo 9 se muestran fotografías de los equipos principales del Sistema de Compresión de Gas.

2.4.6 Sistema de Endulzamiento del Gas

No es parte del alcance del presente estudio, pero para conocimiento se realizará una breve explicación. El proceso de endulzamiento de gas consiste en remover los contaminantes, H₂S (ácido sulfhídrico), CO₂ (dióxido de carbono), RSH (mercaptanos), CS₂ (disulfuro de carbono) y COS (sulfuro de carbonilo) del gas húmedo amargo recibido de los pozos productores. Este proceso consiste en la absorción selectiva de los contaminantes, mediante una solución acuosa, a base de una formulación de amina, la cual circula en un circuito cerrado donde es regenerada para su continua utilización, de la misma manera se realiza endulzamiento de los LGN.

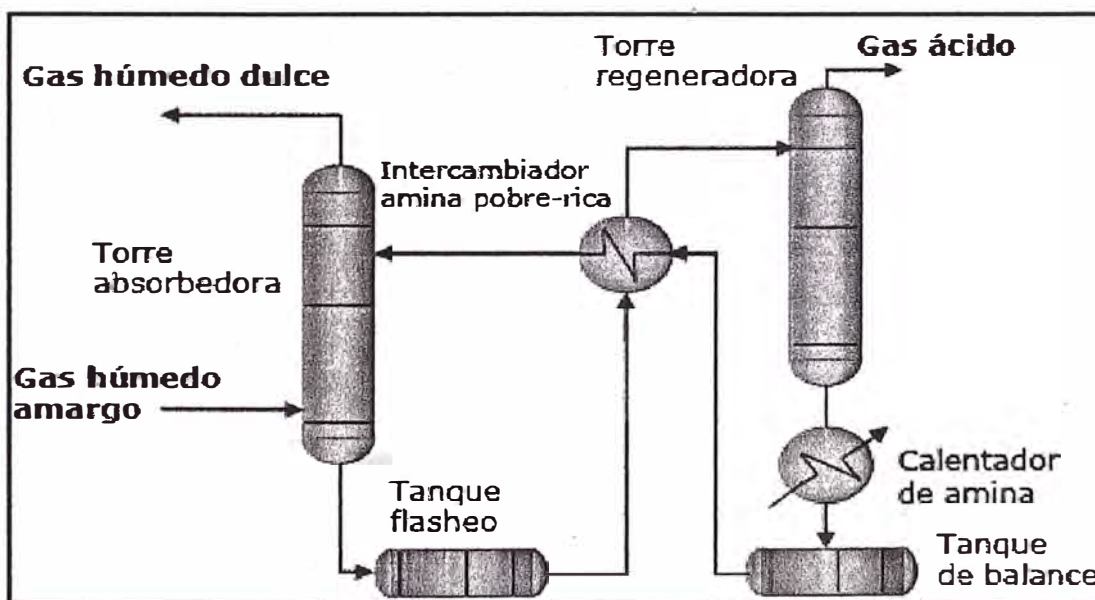


Gráfico 2.30 - Diagrama de Flujo del Sistema de Endulzamiento del Gas.

Se realiza el endulzamiento del gas, por las siguientes razones:

- Corrosión en los equipos y tuberías bajo ciertas condiciones.

- Concentraciones perjudiciales al medio ambiente.
- Concentraciones perjudiciales al ser humano (problemas de seguridad).

Las consideraciones para su diseño son las variables del proceso tales como:

- Composición del gas.
- Presión.
- Temperatura.
- Reactividad de la Amina.
- Carga.
- Caudal.
- Limpieza del gas.
- Selección de materiales.
- Tratamiento del agua.
- Eliminación del oxígeno.
- Limpieza del circuito de amina.
- Concentración requerida a la salida.

2.5 TECNOLOGÍAS PARA EL ENFRIAMIENTO DEL GAS

Las tecnologías empleadas para la recuperación de LGN, se basan en el principio básico de promover la condensación de los hidrocarburos más pesados, por medio de la reducción de temperatura, es decir mediante procesos de enfriamiento del gas. La tabla 2.8 muestra los porcentajes de recuperación de hidrocarburos de acuerdo al método o tecnología empleada.

Tipo de Proceso/Producto	Etano	Propano	Butano	Gasolina
Adsorción con Tamices	5	35	65	80
Refrigeración Simple (-25 °C)	25	55	85	98
Absorción (15 °C)	5	40	75	90
Absorción Refrigerada (-25 °C)	15	75	90	95
Expansión Joule-Thompson (-85 °C)	70	90	98	100
Turboexpansión (-90 °C)	85	98	100	100

El gráfico 2.31 muestra las diferencias termodinámicas de enfriamiento del gas entre las Tecnologías de Refrigeración Mecánica, Expansión Joule Thompson y Turboexpansión.

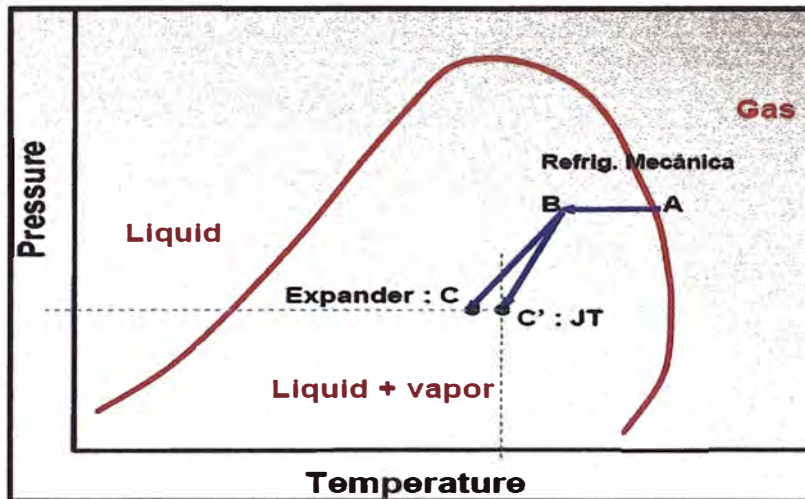


Gráfico 2.31 - Variación Termodinámica de las Tecnologías de Enfriamiento del Gas.

A continuación se describen las principales tecnologías utilizadas para el enfriamiento del gas y su correspondiente recuperación de LGN.

2.5.1 Adsorción

La adsorción es el proceso por el cual un átomo o una molécula de sustancia se adhieren en la superficie de un sólido o en la interfase entre dos fluidos. La adsorción es un fenómeno esencialmente bidimensional, en oposición con la absorción que es tridimensional. Este método generalmente se realiza con Tamices Moleculares, los cuales son lechos de material sólido de estructura porosa, estos equipos se encargan de retener selectivamente sobre su superficie hidrocarburos pesados.

Su funcionamiento se basa en hacer circular la corriente de gas, y el adsorbente retendrá en forma selectiva sobre su superficie, hidrocarburos

hasta su saturación, mediante fuerzas intermoleculares. Sobre la superficie activa del desecante también actúan fenómenos de polaridad, difusión y condensación.

2.5.2 Refrigeración Mecánica

El método de refrigeración mecánica es el más usado y separa los componentes de interés en el GN aplicando un enfriamiento moderado; es más eficiente que el método de absorción para la separación del propano en adelante.

Esta tecnología funciona de la siguiente manera: la mezcla gaseosa se enfría a una temperatura tal que se puedan condensar las fracciones de LGN, los refrigerantes más usados en este caso son freón o propano. El gas inicialmente se hace pasar por un separador para removerle el agua y los hidrocarburos líquidos, al salir el gas del separador se le agrega glicol o algún inhibidor de hidratos para evitar que estos se formen durante el enfriamiento luego el gas pasa por un intercambiador donde se somete a preenfriamiento antes de entrar al Chiller donde le aplica el enfriamiento definitivo para llevarlo hasta aproximadamente -15°F . A la salida del Chiller, el gas pasa a un separador de baja temperatura donde habrá remoción del glicol y el agua, y los hidrocarburos como mezcla bifásica, pasan a una torre de fraccionamiento en la cual se le remueven los hidrocarburos livianos (metano y etano) en forma gaseosa como gas residual que sale por la parte superior; los hidrocarburos intermedios propano, butano y superiores salen por la parte inferior hacia almacenamiento.

Parte de los gases que tratan de salir de la torre fraccionadora son condensados y reciclados para reducir el arrastre de hidrocarburos

intermedios en el gas. El calentamiento en el fondo de la torre se hace para evaporar el metano y el etano; reduciendo la presión y aumentando la temperatura se puede conseguir una mejor separación del metano y el etano de la fase líquida. Es posible recuperar pequeños porcentajes de Etano en este tipo de plantas, pero está limitado por el hecho de que no es posible, con las refrigerantes actuales, bajar la temperatura del gas antes de entrar a la absorbidora a valores por debajo de -40°F aproximadamente. La mayoría de las plantas usan freón como refrigerante y limitan la temperatura del gas de entrada a -20°F , porque a temperaturas por debajo de este límite las propiedades mecánicas del acero de las tuberías se ven afectadas. El enfriamiento del GN reduce la cantidad de vapores del hidrocarburo en equilibrio, comenzando a separarse en estado líquido por condensación. El nivel de recuperación logrado (propano, butanos, pentanos) dependerá del grado de enfriamiento que obtenga.

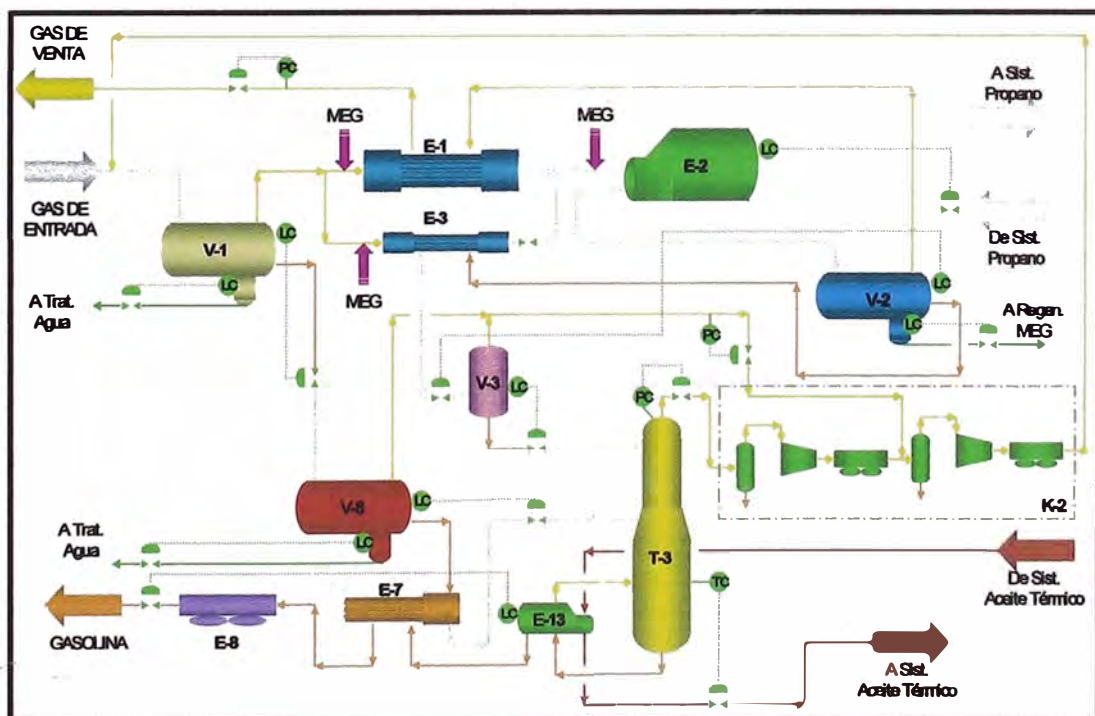


Gráfico 2.32 - Diagrama de Proceso de Recuperación de LGN por Refrigeración Mecánica.

2.5.3 Absorción Refrigerada

El proceso de absorción simple es el método o tecnología más antiguo usado para la recuperación de LGN y a la vez el menos usado actualmente. Este consiste en poner en contacto el gas con un aceite, conocido como aceite pobre el cual remueve los componentes desde el C3 - Propano en adelante, luego este aceite se separa de tales componentes. Este proceso o tecnología emplea solventes orgánicos. Es un proceso derivado de la Tecnología de Refrigeración Mecánica indicado anteriormente, en el cual se logra mejorar significativamente el rendimiento de recuperación, haciendo circular el gas en una torre a contracorriente de un líquido absorbente.

El proceso de Absorción Refrigerada consiste en: el gas se pone en contacto en contracorriente con un aceite liviano a través de una torre absorbidora, el contacto en la torre puede ser a través de platos o de un empaque. El gas debe entrar a la torre frío para que se presente una mejor remoción de los componentes de interés, el aceite usado para hacer la remoción entra a la torre por la parte superior y se conoce como aceite pobre; cuando sale de la torre por la parte inferior, lleva los componentes removidos del gas y se conoce como aceite rico. El gas que sale de la torre absorbidora es básicamente metano y etano que se conoce como gas residual, el aceite rico que sale de la absorbidora por la parte inferior, pasa a una columna de estabilización que en este caso, libera al aceite rico del propano, butano y superiores así como de metano y etano que no pudo salir en la absorbidora; cuando se necesita etano, el aceite rico pasa a una desmetanizadora y el fluido que sale de esta pasa a una deetanizadora. El reflujo en la deetanizadora es para mejorar la separación de metano y etano con los LGN.

columna, y el líquido, que es básicamente el aceite pobre, sale por la parte inferior y se recircula a la absorbidora para continuar con el proceso. Los gases que salen de la fraccionadora se condensan y parte de este condensado se utiliza como reflujo para mejorar la eficiencia de la fraccionadora y el resto irá para almacenamiento de productos de LGN.

Tanto en la deetanizadora como en la fraccionadora hay calentamiento en la parte inferior para mejorar el proceso de estabilización o remoción de etano y metano en la primera y propano y componentes más pesados en la segunda. El calentamiento en el fondo de la fraccionadora debe ser tal que la temperatura allí esté próxima al punto de ebullición del aceite pobre, para garantizar una remoción total del propano y componentes más pesados que este aceite removi6 del gas y además que el aceite pobre quede puro para recircularlo a la torre absorbidora.

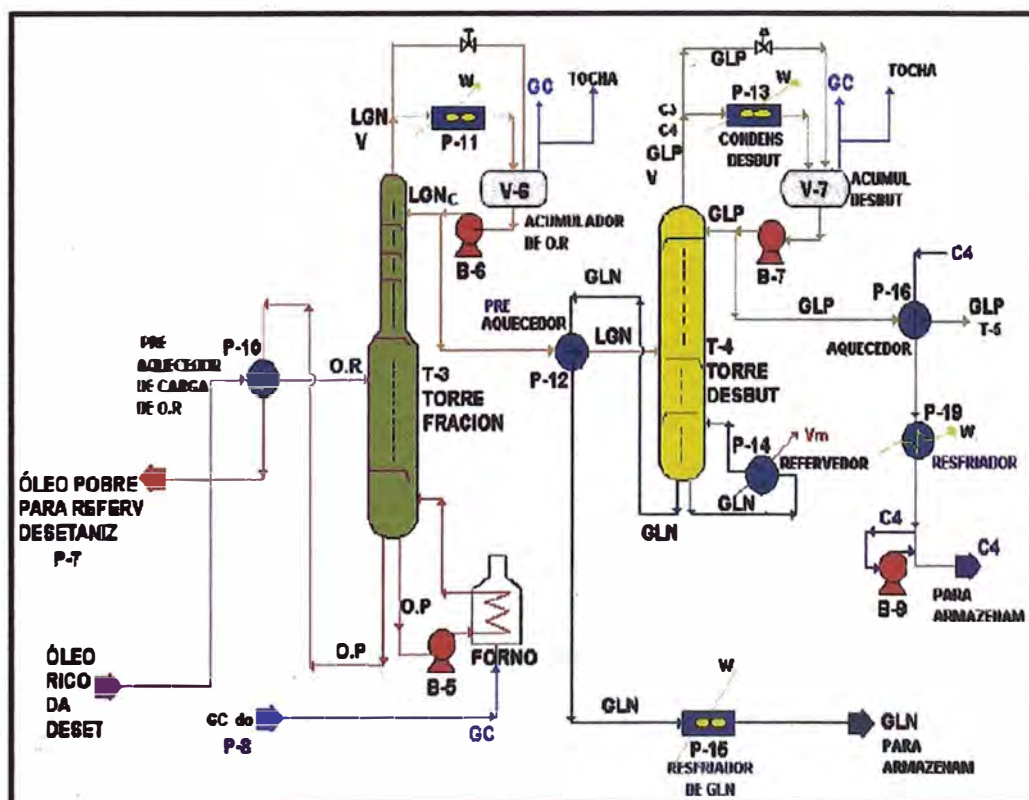


Gráfico 2.34 - Diagrama de Flujo del Proceso de absorción Refrigerada - Parte 2.

En la torre fraccionadora son separados los LGN por el tope y el aceite pobre por el fondo, el fraccionamiento ocurre en función del calentamiento dado por el horno, que cumple la función de recalentar la torre, este horno también da calor a través del aceite pobre, al fondo de la torre desbutanizadora. El aceite pobre intercambia calor con los flujos del proceso antes mencionado y cierra el ciclo entrando en la torre absorbidora y deetanizadora.

El proceso de Absorción Refrigerada, utiliza la refrigeración apenas como auxiliar para obtener mayores recuperaciones. Su aplicación típica es en la recuperación de propano y más pesados, habiendo siempre una recuperación incidental de etano. Este proceso deja de ser interesante si las intenciones son recuperaciones más elevadas de etano, que requieren mayores circulaciones de aceite, porque las inversiones y costos de operación, de la Absorción Refrigerada, están directamente relacionados al flujo de circulación del aceite de absorción. Estas plantas de tratamiento por absorción refrigerada, no son muy usadas porque son difíciles de operar y controlar su eficiencia; además el aceite pobre se contamina y pierde su eficiencia para remover los hidrocarburos intermedios del gas natural.

2.5.4 Expansión Joule Thompson

Para el entendimiento del proceso Joule Thompson, se mencionaran algunos ítems importantes relacionados a esta tecnología.

- El efecto Joule Thompson (J-T) consiste en que cuando un gas se expande, se enfría.
- La expansión se produce a entalpía constante sin generar trabajo alguno.

- Esta propiedad de los gases permite que bajo ciertas condiciones, se obtenga mediante una unidad Joule Thompson o auto refrigerante, el descenso de temperatura deseado.
- El descenso de temperatura tiene por objeto condensar y separar los hidrocarburos más pesados logrando: bajar el DP del gas, recuperar los LGN y generar el caudal de gas combustible en baja presión y con bajo DP para cubrir las necesidades de la planta.

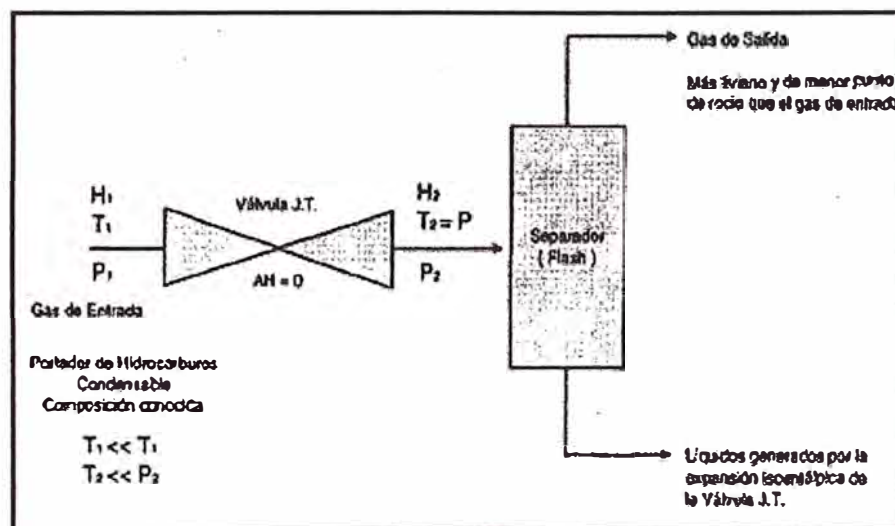


Gráfico 2.35 - Esquema de funcionamiento de la Válvula Joule Thompson.

- Son utilizadas en la generación de gas combustible para alimentar motores de combustión interna o turbinas de gas.
- Las unidades J-T tienen la ventaja de no requerir energía externa ni servicios excepto una pequeña cantidad de Metanol, que se inyecta en la corriente de gas para neutralizar el agua libre y evitar el taponamiento por formación de hidratos.

Descripción del Proceso Joule Thompson

- El proceso consiste en enfriar la corriente de gas caliente y de alta presión con el gas frío ya procesado en un intercambiador de modo que el gas esté tan frío como sea posible antes de la expansión, obteniendo de esta manera la temperatura más baja, para la mayor condensación.
- Se requiere la inyección de inhibidor de formación de hidratos en el enfriador.
- El gas enfriado, se expande a través de una válvula controladora (J-T) que es parte de un lazo de control que controla la presión del gas aguas arriba de la válvula.
- El condensado se separa en un separador convencional de donde sale el gas frío hacia el intercambiador de entrada y luego al gasoducto. El líquido separado se procesa según su cantidad y calidad.
- El separador utilizado es en general un equipo trifásico standard de los utilizados para separar el gas del condensado y del agua con glicol o metanol.
- Usando glicol como inhibidor se requerirá un sistema de regeneración y si se usara metanol, éste se perdería solubilizado en la fase acuosa separada.
- Es posible aumentar el subenfriamiento preenfriando del gas con el gas frío ya procesado y luego con el condensado separado en un intercambio de calor gas-líquido. El subenfriamiento logrado en el gas de alta presión provocará la condensación de algo de líquido que es separado en un separador convencional antes de la expansión en la válvula J-T.

Para la planta que vamos a diseñar, no sería necesaria la inyección de inhibidores de hidratos debido a que nuestro gas sería deshidratado en el Sistema de Deshidratación. Los gráficos 2.38 y 2.39 muestran el Diagrama de Flujo del Sistema de Separación de Condensado, con la aplicación de la expansión J-T aplicando las tecnologías GSP y SCORE, respectivamente.

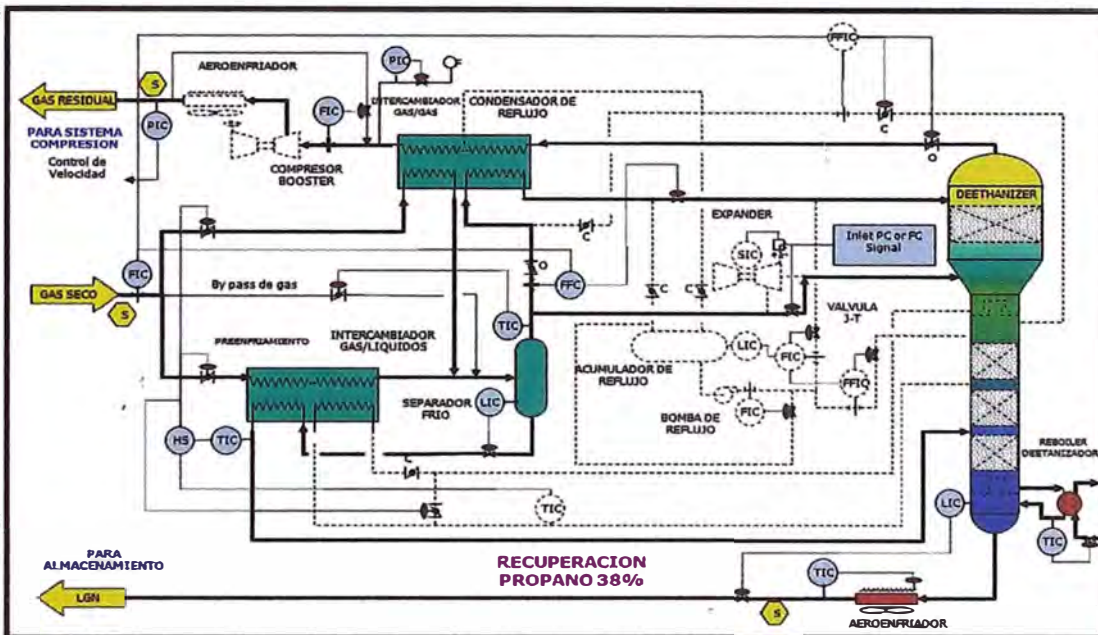


Gráfico 2.38 - Diagrama de Flujo del Sistema de Separación Criogénica con aplicación de la Tecnología Joule Thompson en Modo GSP.

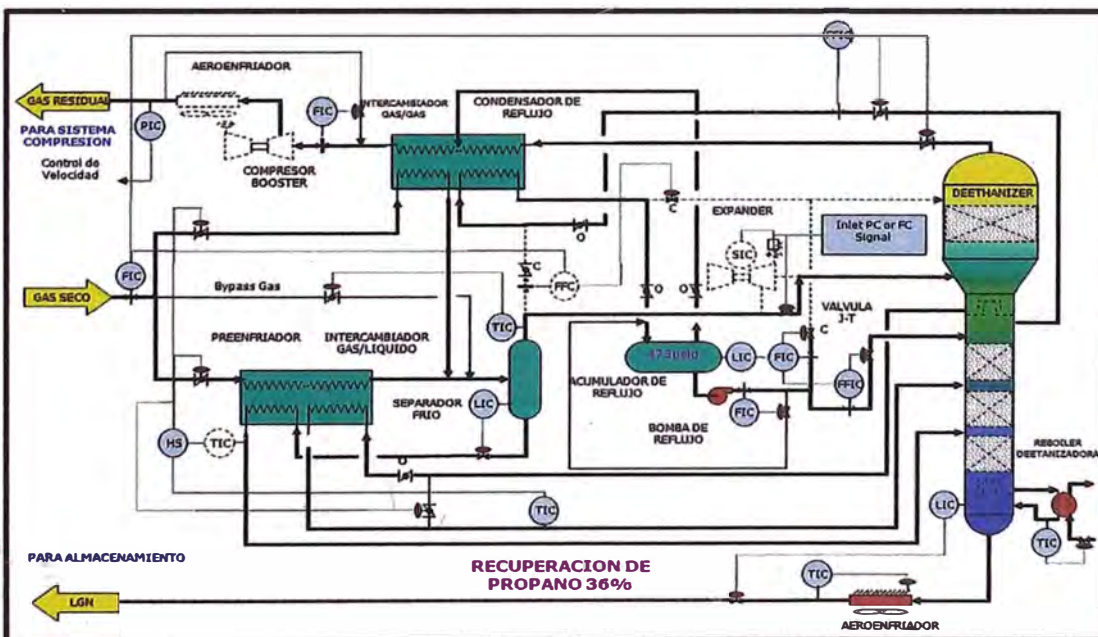


Gráfico 2.39 - Diagrama de Flujo del Sistema de Separación Criogénica con aplicación de la Tecnología Joule Thompson en Modo SCORE.

2.5.5 Turboexpansión

Para el entendimiento del proceso de Turboexpansión, se mencionaran algunos ítems importantes relacionados a esta tecnología.

- La turbina de expansión cumple una función semejante a la válvula expansora en las Unidades Joule Thompson (J-T), con la diferencia que en la turbina el gas, además de enfriarse produce trabajo. Al igual que la válvula, la turbina es parte de un lazo de control que mantiene la presión aguas arriba de la turbina.
- La conveniencia de la turboexpansión dependerá del grado de recuperación deseado y de factores como la composición, caudal y presión del gas así como la temperatura alcanzada luego de la expansión. En las Unidades Criogénicas, la temperatura desciende a -80 / -120 °C.
- La turbina de expansión puede estar acoplada a un compresor booster, un generador eléctrico, otro tipo de compresor (p.ej. aire para instrumentos o propano refrigerante) o varias máquinas sobre un mismo eje de transmisión.
- Su utilización es necesaria en caso de que se requiera reducir la presión del gas para alimentar turbogeneradores de energía eléctrica, recuperar etano eficientemente, maximizar la recuperación de LGN y cuando termodinámicamente sea imposible el ajuste del punto de rocío con refrigeración mecánica a presión constante.
- Su aplicación es conveniente en caso de que la inversión y costos operativos sean menores, se obtenga una economía de energía apreciable respecto de otros procesos de recuperación de LGN y/o haya limitaciones de espacio.

Descripción del Proceso de Turboexpansión

- Previo a la turboexpansión el gas debe ser deshidratado hasta un DP muy bajo, aproximadamente -100°C .
- Se debe controlar el contenido de CO_2 que puede formar sólidos por debajo de -70°C . Otros contaminantes: glicoles, lubricantes, etc. pueden bloquear equipos y cañerías o producir daños mecánicos muy serios.
- Luego de la deshidratación, el gas se preenfía en una serie de intercambiadores gas-gas entre los que se puede agregar un chiller con propano refrigerante si el proceso requiriera un mayor descenso de temperatura. Las corrientes frías intercambian calor con las corrientes calientes en intercambiadores de placas especiales de alta eficiencia, maximizando el rendimiento energético.
- El condensado producido luego de la expansión debe ser separado de la corriente de gas pobre. Para esta separación no se utiliza un separador como en las plantas de ajuste de punto de rocío sino que en vez, se utiliza una columna denominada demetanizador o deetanizador, en función del objetivo.
- El gas preenfriado se envía a un separador bifásico en donde se separan los condensados, y el gas seco se expande en la turbina bajo control de presión y luego se alimenta al tope de la columna para separar el líquido condensado en la expansión. El condensado frío que se separa en el tope de la columna constituye el reflujo que permite condensar los componentes más pesados que ascienden desde el fondo.

- El líquido separado luego del preenfriamiento que está en alta presión se expande y se alimenta bajo control de nivel en el separador, en un punto intermedio de la columna.
- El aporte de calor para el reboiler se obtiene del gas a procesar, del cual se deriva una fracción para calefacción bajo control de temperatura. La unidad resulta así, autosuficiente en energía.
- El gas pobre sale del tope del deetanizador a baja temperatura y presión de donde se deriva a los intercambiadores gas-gas y de allí a compresión hasta alcanzar la presión del gasoducto.
- Los líquidos del fondo de la columna se procesan en una planta de fraccionamiento, fuera de los límites de la unidad de turboexpansión.

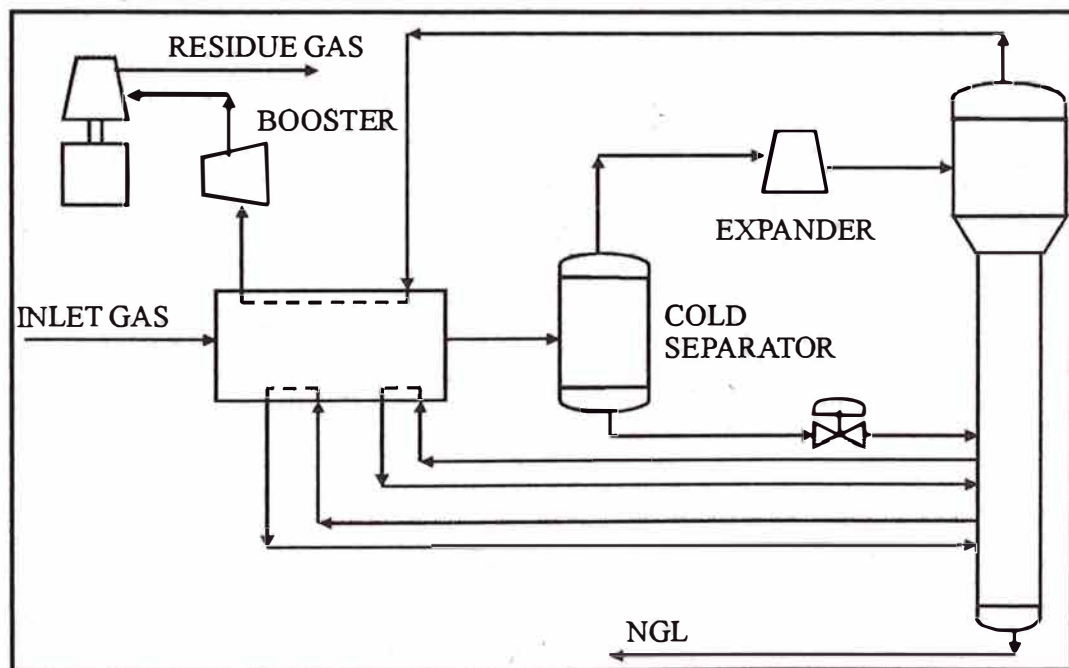


Gráfico 2.40 - Diagrama e Flujo del proceso simple de Turboexpansión.

En resumen, esta tecnología, consiste básicamente en una expansión Joule - Thompson (isoentrópica), con el agregado de una turbina de flujo radial. Es un proceso de expansión, en el cual las moléculas quedan más

separadas, consumiéndose trabajo para vencer las fuerzas intermoleculares que tienden a juntarlas, dicho trabajo se realiza a expensas de la propia energía cinética del gas, disminuyendo por lo tanto la energía interna y en consecuencia la temperatura. La característica más notable de este proceso es que al trabajo de expansión se le suma el trabajo de impulsar la turbina a medida que el gas va expandiéndose, obteniéndose en consecuencia mayor grado de enfriamiento, puesto que se absorbe el calor equivalente al trabajo mecánico realizado. Cuando se requiere maximizar la producción de etano o de propano y superiores se utilizan las siguientes tecnologías:

2.5.5.1 Turboexpansión GSP

GSP (Gas Subcooling Process), aquel proceso tendiente a maximizar la obtención de etano.

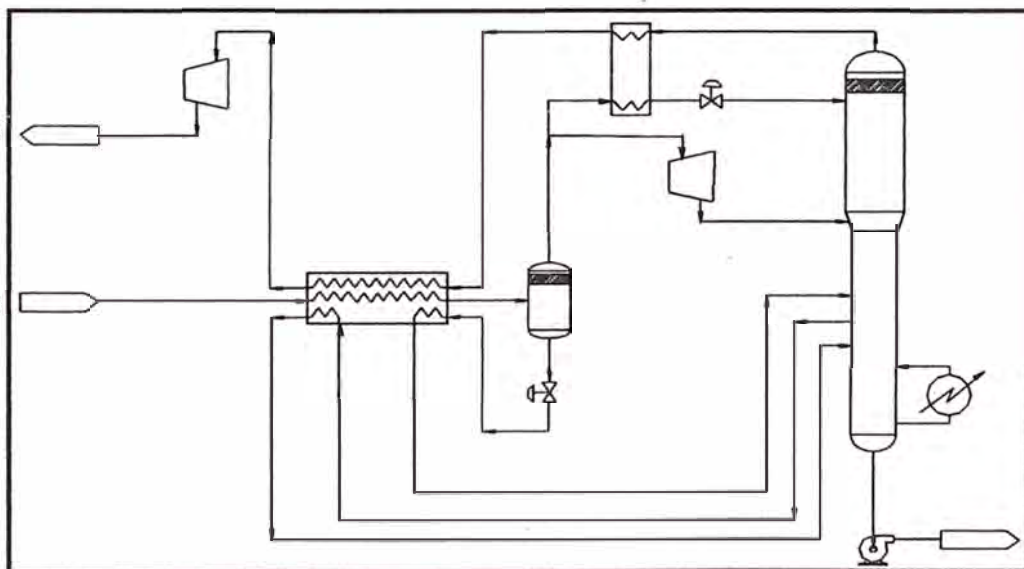


Gráfico 2.41 - Diagrama de Flujo de la Aplicación de la Tecnología GSP

La tecnología GSP, consiste en que el gas crudo se fracciona, una parte es condensada, subenfriada y flasheada en el tope de la columna. El líquido flasheado es el reflujo frío que absorbe buena parte del etano y

superiores, el resto se expande en la turbina y se alimenta en uno o más puntos de la columna. El etano y superiores se separan por el fondo.

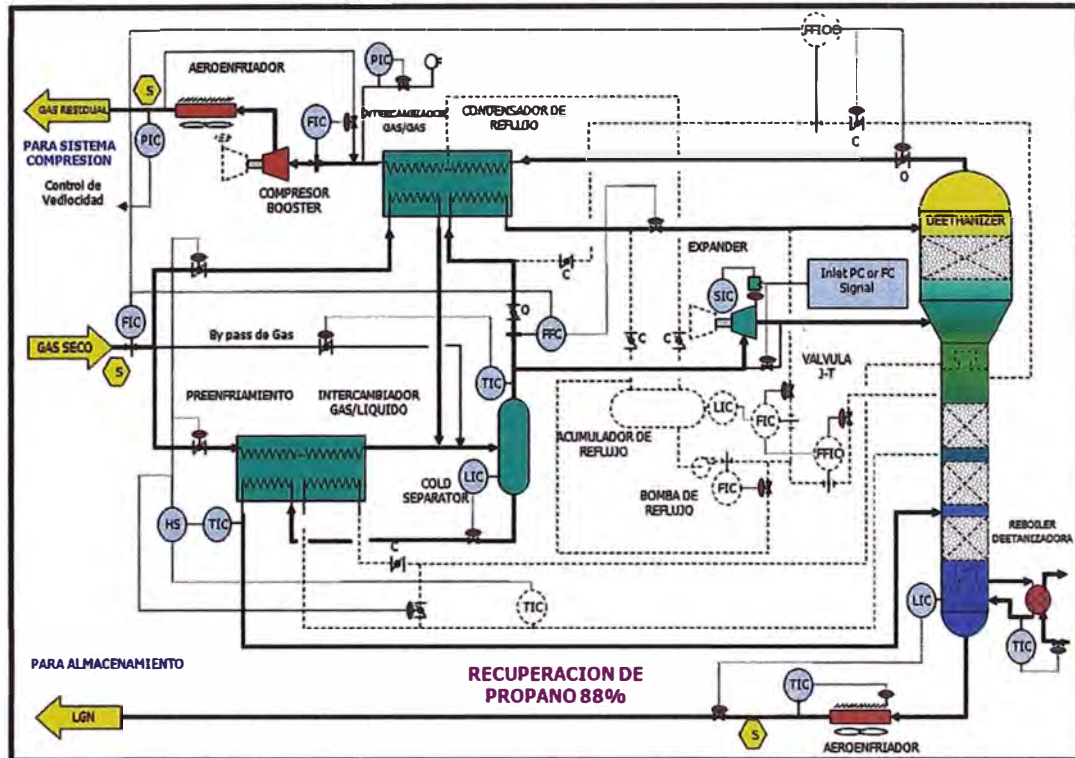


Gráfico 2.42 - Diagrama de Flujo del Sistema de Separación Criogénica con Aplicación de la Tecnología GSP.

2.5.5.2 Turboexpansión SCORE

SCORE (Single Column Overhead Recycle Process), aquel proceso tendiente a maximizar la obtención de propano y superiores. La Tecnología SCORE, consiste en que el gas crudo se expande totalmente en la turbina y luego se alimenta en un punto intermedio de la columna, parte del gas se extrae de la columna en un punto inferior, parte se condensa y se separa el condensado que retorna como reflujo. El gas separado se mezcla con el gas pobre que sale por el tope.

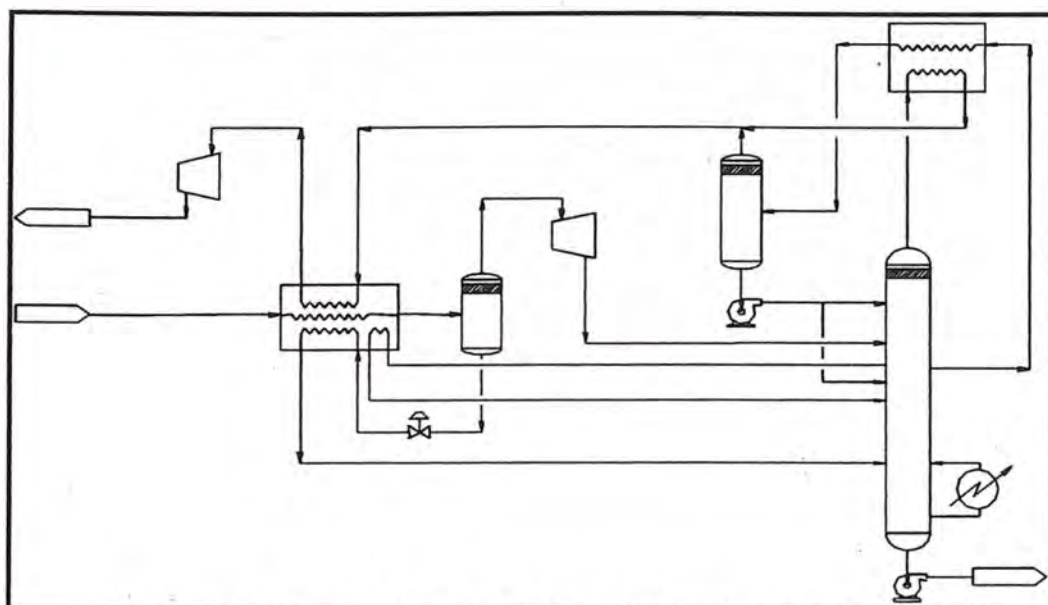


Gráfico 2.43 - Diagrama de Flujo de la Aplicación de la Tecnología SCORE.

En la descripción del Sistema de Separación Criogénica, se muestra el gráfico 2.25 con la aplicación de la Tecnología SCORE a dicho sistema.

2.5.5.3 Turboexpansión GSP/SCORE

La tecnología GSP/SCORE permite la mayor flexibilidad ante las demandas del mercado. Esta tecnología combinada consiste en que las Unidades Criogénicas pueden instalarse para servir ambos procesos alternando la producción mediante una maniobra operativa relativamente simple. Esto permite variar la producción C2/C3+ según las necesidades de la demanda, la corriente de C2 - Etano se utiliza en petroquímica y la corriente de C3+ se fracciona produciendo GLP o componentes fraccionados.

Un ejemplo de la aplicación de esta Tecnología combinada GSP/SCORE es:

- Un estudio publicado sobre una planta ubicada en Bahía Blanca (Argentina) operando con el proceso combinado informó lo siguiente:
 - Producción: 16 MMSm³/d.
 - Recuperación de C₂ en modo GSP: 79%.
Recuperación de C₃ en modo SCORE: 99%.
- La planta fue diseñada para el proceso GSP y posteriormente adaptada al proceso combinado.
- Si el caudal de alimentación disminuye, parte del gas producido se recicla hasta un máximo de 20% del caudal total, provocando un descenso de la temperatura.
- En ese caso se debe parar la turbina y continuar operando a través de la válvula J-T instalada en by pass del turboexpansor.
- Así se consigue aumentar la temperatura pero a expensas de los rendimientos de la separación que bajan considerablemente.

CAPÍTULO 3

DESARROLLO DEL ESTUDIO

3.1 LISTA DE PERMISOS MEDIOAMBIENTALES Y OPERATIVOS

Para el desarrollo del presente proyecto, se deben tener aprobado en el momento de su ejecución los permisos que se muestran en la tabla 3.1; para la obtención de esta lista de permisos se trabajó con la TUPA del MEM y OSINERGMIN.

Tabla 3.1 - Permisos a Gestionar con Entidades Gubernamentales antes de la Ejecución del Proyecto				
N	Autorización / Permiso	Base Legal	Responsable	Entidad
1	Aprobación del Estudio de Impacto Ambiental	Ley N° 27798 (Art. 1°) 26.7.2002. Ley N° 27444 (Art. 40° y 53°) 11.4.2001. D.S. N° 015-2006-EM (Anexo N°6) 3.3.2006 / 5.3.2006. D.S. N° 056-97-PCM (Art. 1°) 19.11.1997. D.S. N° 043-2006-EM (Art. 1°) 28.7.2006. R.M. N° 535-2004-MEM / DM (Art. 1° Y 15°) 6.1.2005.	Medio Ambiental	MEM DGAAE
2	Autorización de Instalación y Funcionamiento para Refinerías y Plantas de Procesamiento de Hidrocarburos.	D.S. N° 051-93-EM (Arts. 9°, 12°, 14° y 23°) 17.11.1993. Ley N° 27444 (Arts. 32°, 33° y 35°) 11.4.2001.	Operaciones	MEM DGH
3	Establecimiento de Servidumbres y Derecho de Superficie para efectuar Operaciones Petroleras (petróleo y gas natural).	D.S. N° 032-2004-EM (Art. 294° y siguientes, Art. 303°) 21.8.2004. D.S. N° 017-96-AG (Art. 7°) 18.10.1996. Ley N° 26505 Ley de tierras y sus modificatorias (Art. 7°) 18.7.1995. Ley N° 27444 (Art. 32°, 34° y 35°) 11.4.2001.	Operaciones y Medio Ambiental	MEM DGH
4	ITF para Instalación de Refinerías o Plantas de Procesamiento.	Art. 26° del Reglamento aprobado por D.S. 015-2006-EM, publicado el 5 de marzo del 2006. Art.9° NUMERAL 6 del Reglamento aprobado por D.S. 051-93-EM, publicado el 17 de noviembre de 1993. ARTS. 22°, 34°, 50° y 89° del Reglamento Aprobado por D.S. 052-93-EM publicado el 18 de noviembre de 1993. Resolución de Consejo Directivo OSINERG N° 162-2005-OS/CD, Publicado el 21.7.2005.	Operaciones	OSINER GMIN
5	ITF para Instalación de Baterías de Producción, Patios de Tanques, Estaciones de Bombeo o Estaciones de Compresión.	Arts. 216° Y 268° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo 032-2004-EM, publicado el 21 de agosto de 2004. Arts. 26° del Reglamento aprobado por D.S. 015-2006-EM, publicado el 5.3.2006. Arts. 22°, 34°, 50° y 89° del Reglamento aprobado por D.S. 052-93-EM publicado el 18.11.1993. Resolución de Consejo Directivo OSINERG 162-2005-OS/CD, Publicado el 21.7.2005.	Operaciones	OSINER GMIN

Los requisitos para la gestión de los permisos indicados se encuentran detallados en la TUPA (Texto Único de Procedimientos Administrativos) del MEM y OSINERGMIN. Los cinco permisos mencionados son los principales pero no los únicos, es decir que durante el avance del estudio, se tendrán que identificar más permisos relacionados al desarrollo de este proyecto.

El principal permiso para este y todo tipo de proyecto es la Aprobación del EIA, y en toda compañía el área encargada de realizar esta gestión es Medio Ambiente, Seguridad y Salud (HSE) con el soporte del área técnica encargada del desarrollo del Proyecto.

Para el presente proyecto se trata de solicitar una aprobación de un EIA-Detallado, para lo cual su contenido principal, debe estar constituido principalmente por seis Capítulos principales, los cuales a su vez se subdividen en subcapítulos, a continuación se describen brevemente los puntos mencionados:

Capítulo 1: Introducción

En este capítulo, se presenta una introducción general al proyecto, las consideraciones generales sobre el enfoque metodológico que se le ha dado al estudio, así como el informe relacionado con el marco legal en el cual el proyecto se desenvuelve. Está formado por los siguientes subcapítulos:

- Antecedentes.
- Objetivos.
- Alcances, se detallan tanto para los trabajos de gabinete como los de campo.
- Estructura del Informe, menciona y describe brevemente los capítulos que constituyen al EIA-D.

- Marco Legal, menciona y describe brevemente las normas, leyes, reglamentos, entre otros que guardan relación legal y ambiental con el desarrollo del proyecto.

Capítulo 2: Descripción del Proyecto

En este capítulo del estudio se presenta una descripción de las principales actividades que conllevará la ejecución del proyecto, agrupadas en las fases que el Operador del Lote a explotar crea conveniente, es de saber que el contenido de este capítulo debe ser llenado íntegramente por el Operador del Lote a explotar. Está formado por los siguientes subcapítulos:

- Localización, se describe la ubicación geográfica del lugar donde se construirá la planta y sus coordenadas UTM.
- Cronograma, se describe los tiempos a manejar desde el estudio de factibilidad hasta la ejecución y puesta en marcha de la planta.
- Etapas del Proyecto, se describen de manera sistemática cada etapa a ser considerada por el Operador del Lote a explotar.

Capítulo 3: Línea de Base Ambiental

Este capítulo abarca los medios físicos y biológicos del área de estudio e identifica aquellos aspectos ambientales que resulten más relevantes, ya sea por su excepcionalidad, rareza o fragilidad. En él se deben desarrollar las metodologías aplicadas en cada una de las disciplinas que intervendrán, se debe analizar e incluir información antecedente de estudios realizados y puntualizar los hallazgos realizados en cada una de las disciplinas de estudio, todo esto si hubiese antecedentes de estudios en inmediaciones de dicha zona.

Se incluyen además mapas temáticos, a partir de los datos generados en campo, por profesionales de cada una de las disciplinas. También se presenta la metodología de muestreo, marco regulatorio, y resultados de los análisis realizados en muestras de aire, suelo y agua. Está formado por los siguientes subcapítulos:

- Medio Físico, los aspectos que comprenden este medio son:
 - Información Meteorológica.
 - Clima (distribución climática).
 - Geología y Geomorfología.
 - Edafología (fisiografía, unidades de suelo, capacidad de uso mayor y sus características físico-químicas).
 - Hidrología (hidrografía, navegabilidad de los ríos, características hidrológicas, calidad físico-químicas del agua).
 - Calidad de Aire Atmosférico.
 - Nivel de Ruido Ambiental.
- Evaluación del Medio Biológico, comprenden los siguientes aspectos:
 - Vegetación.
 - Aves.
 - Mamíferos.
 - Anfibios y Reptiles.
 - Hidrobiología.

Capítulo 4: Línea de Base Social

Este capítulo debe presentar el Estudio de Impacto Social llevado a cabo en el área de influencia de las actividades a desarrollar. Debe contener una descripción y diseño de la línea de base social, así como una descripción de la metodología de relevamiento de información. Introduce aspectos relevantes del

proceso de ocupación del área y analiza las características socioculturales de la población, poniendo énfasis en los principales aspectos sociodemográficos, el capital humano y capital social de la población, así como en los recursos físicos y el uso de los recursos naturales por parte de las poblaciones locales. Está formado por los siguientes subcapítulos:

- Enfoque y Metodología.
- Procesos de Ocupación en el Área y Organización del Espacio.
- Características Socioeconómicas de las Comunidades.
- Capital Físico y Acceso a los Recursos.
- Principales Actividades Relacionados a la Economía y al Empleo.
- Uso de los Recursos Naturales por parte de los Pobladores Indígenas.
- Información Arqueológica.

Capítulo 5: Análisis de Impacto

Este capítulo, debe comprender el análisis de los datos desarrollados en los capítulos anteriores, permitiendo efectuar la evaluación de los potenciales impactos que pudiera ocasionar la implementación del proyecto. Esta evaluación es tratada en matrices y valorizada considerando las particularidades de la zona del proyecto.

Los potenciales impactos son categorizados de acuerdo a su magnitud, para visualizar que acciones del proyecto son aquellas que requieren un mayor cuidado en el manejo ambiental. Se debe desarrollar una sección en la cual se efectúa una valorización económica de los potenciales impactos. Está formado por los siguientes subcapítulos:

- Identificación de la Acciones del Proyecto.
- Identificación de los Factores Ambientales y Sociales Impactables.
- Confección de Matrices.

- Descripción de Impactos Ambientales y Sociales.
- Método Semicuantitativo de Valoración de los Impactos.
- Identificación de las Principales Acciones Impactantes al Proyecto.
- Identificación de los Principales Factores Socioambientales Impactados.

Capítulo 6: Plan de Manejo Social y Ambiental

Este capítulo, debe incluir los planes específicos desarrollados para controlar las principales acciones del proyecto, en términos de su potencial impacto ambiental. El alcance de estos planes comprende al personal del Operador, así como a todos los contratistas y subcontratistas que participen en las actividades del proyecto.

Los planes a presentar en este capítulo deben basarse en las exigencias planteadas en el marco legal nacional e internacional, en los estándares y buenas prácticas de la industria de hidrocarburos, así como en los procedimientos establecidos por el Operador para actividades de desarrollo de este tipo. Está formado por los siguientes subcapítulos:

- Objetivos.
- Alcance, dentro de este subcapítulo se mencionan los planes de mitigación a considerar en todo estudio de impacto ambiental, son:
 - Plan de Medidas de Prevención y/o Mitigación.
Plan de Capacitación.
 - Plan de Manejo de Residuos Sólidos.
Plan de Monitoreo Ambiental.
 - Plan de Control de Acceso.
 - Plan de Control de Erosión y Vegetación.
 - Plan de Salud y Seguridad.

- Plan de Contingencia.
- Plan de Abandono.
- Plan de Relaciones.

3.2 ANÁLISIS DE RIESGO - HAZID

Para el análisis de riesgo, se debe realizar una matriz de riesgos, donde se identifican todos los peligros y evalúan los riesgos, además se deben definir las escalas de las probabilidades e impactos. Para esta matriz se está considerando la interacción de las diferentes áreas que están involucradas en el desarrollo de este proyecto tales como: Ingeniería y Construcciones, HSE, Reservorios y Logística; existirán otras áreas involucradas pero para este desarrollo conceptual nos limitaremos a las mencionadas. La tabla 3.2 muestra las descripciones de los posibles riesgos durante el desarrollo del estudio y su mitigación para cada uno.

Tabla 3.2 - Evaluación de los Riesgos						
N	Descripción del Riesgo	P	I	IR	Mitigación	Responsable
1	Cambios en el alcance de ingeniería.	5	4	20	Mayor información del área del yacimiento y sus reservas.	Ingeniería de Reservorios.
2	Incumplimiento de fechas por parte del contratista.	4	4	16	Supervisión constante del Gantt de trabajo de las contratistas. Bonos y penalidades.	Ingeniería y Construcciones.
3	Entrega de material fuera de especificación.	5	3	15	Supervisión continua antes y durante la entrega del material.	Ingeniería y Construcciones.
4	Lluvias torrenciales y constantes (para logística y construcciones).	5	3	15	Consideración de tiempos suficientes de obra durante época de lluvia (tiempos mayores, doble turno de trabajo).	Ingeniería y Construcciones.
5	Sobre o Sub dimensionamiento de las instalaciones de superficie para las reservas estimadas y futuros descubrimientos.	3	4	12	Mayor información con nuevos pozos appraisal, y Sensibilidad en el dimensionamiento de facilidades.	Ingeniería de Reservorios.
6	Falta de personal experto durante ingeniería, construcción y puesta en marcha.	3	4	12	Contratación de personal calificado (interno/externo), formación de nuevos profesionales en la materia.	Ingeniería y Construcciones.
7	Falta de personal calificado en la zona (trabajos asignados al personal de la zona de influencia del proyecto).	4	3	12	Programas de capacitación de personal de la zona en tareas poco complejas.	Empresa de Trabajo Temporal.
8	Bases de diseño de ingeniería insuficiente.	3	4	12	Contar con información suficiente del reservorio, información del lugar, etc.	Ingeniería y Construcciones / Ingeniería de Reservorios.
9	Contaminación, derrames de hidrocarburos.	3	4	12	Contar con equipos de contención. Brigada de respuesta a emergencias ambientales.	HSE
10	Operadores de maquinaria pesada poco calificado.	3	4	12	Certificación de los operadores, evaluación práctica por parte de la contratista y la empresa.	Logística.
11	Equipo de planta defectuoso por mal transporte / embalaje /	3	3	9	Supervisión por parte de la empresa operadora.	Logística.

	almacenamiento.					
12	Maquinaria pesada defectuosa por falta de mantenimiento.	3	3	9	Programa de mantenimiento de acuerdo a lo recomendado por el fabricante.	Logística.
13	Incertidumbre en el manejo, tratamiento y disposición del agua de producción.	2	4	8	Monitoreo permanente de la producción, identificación de zonas productoras de agua para trabajos de aislamiento, identificación de reservorios para disposición de agua.	Ingeniería y Construcciones / Ingeniería de Reservorios / Ingeniería de Perforación.
14	Equipo y materiales defectuosos de origen.	2	4	8	Data sheet de equipos, pruebas de fábrica certificadas.	Ingeniería y Construcciones.
15	Maquinaria pesada defectuosa de origen.	2	4	8	Verificación por parte de la empresa del equipo a ingresar. Inspección del equipo por mecánico especializado. Cumplimiento de estándares.	Logística
16	Inadecuado estudio de topografía y geotecnia.	1	5	5	Contratista calificada. Trabajo de campo y gabinete supervisado.	Ingeniería y Construcciones.
17	Mala especificación de equipos rotativos, estáticos, piping, etc.	1	5	5	Personal calificado con experiencia en la tarea.	Ingeniería y Construcciones.
18	Deficiencia en las ingenierías básica / de detalle.	1	4	4	Bases de diseño con información suficiente.	Ingeniería y Construcciones.
19	Falta de capacidad de almacenamiento.	3	5	15	Construcción y/o ampliación de los almacenes de combustible.	Ingeniería y Construcciones.
20	Problemas de transporte de equipos y materiales en época de vaciante.	5	3	15	Introducir todos los equipos necesarios en la ventana climática / alquiler de aeronaves de gran capacidad.	Ingeniería y Construcciones / Logística.
21	Recorte de la ventana climática con relación a lo planificado.	3	4	12	Realización de estudio hidrográfico de la cuenca del río Urubamba	Logística.
22	Soporte aéreo deficiente por problemas climáticos.	3	4	12	Transporte de personal / víveres por río.	Logística.
23	Problemas con las comunidades por bloqueos de aeródromo y corte de ruta fluvial.	3	4	12	Buen manejo de las comunidades.	Medio Ambiente, Seguridad y Salud.
24	No se cuenta con suficientes barcas certificadas para transporte en el río Urubamba.	3	4	12	Ampliación de flota de barcas certificadas por parte del contratista	Contratista.
25	Accidente fluvial durante el transporte de los materiales y equipos.	3	4	12	Capacitar y seguir normas de transporte, planes de contingencia.	HSE / Logística.
26	Ventanas climáticas desfavorables (cortas, cambio climático).	3	4	12	Planificación oportuna y planes alternativos	Logística.
27	Condiciones de almacenamiento no adecuadas para el combustible.	3	4	12	Implementación de normas corporativas e internacionales. Auditorías externas, inspecciones.	HSE / Logística.
28	Falta de combustible para la construcción.	2	5	10	Reserva de combustible en la Refinería de Iquitos para ingresar en la siguiente ventana climática.	Ingeniería y Construcciones / Logística.
29	Inoperatividad de equipos por mantenimiento no planificada (helicópteros, aviones).	3	3	9	Aeronave de back-up y cumplimiento con los planes de mantenimiento.	Logística / Contratista.
30	Atraso en el transporte fluvial.	3	3	9	Incluir tiempos muertos / imprevistos en el cronograma.	Logística.
31	Atraso de movimiento de equipos y materiales por falta de maquinaria pesada.	3	3	9	Contratación de maquinaria / mejora de infraestructuras.	Logística.
32	Degradación de combustible JP1.	2	4	8	Almacenamiento del combustible necesario hasta la siguiente ventana climática	Ingeniería y Construcciones / Logística.
33	Falta de procedimientos de trabajo y actualizaciones en todas las actividades del proyecto (Seguridad).	4	4	16	Elaborar, actualizar e implementar procedimiento de trabajo.	HSE / Ingeniería y Construcciones.
34	Accidentes aéreos por disturbios en la comunidad, por ejemplo toma de aeropuerto por comunidad.	3	5	15	Plan de Relaciones Comunitarias	HSE
35	Accidentes por desconocimiento de procedimientos de trabajo (Seguridad).	3	4	12	Capacitación de procedimientos de trabajo y estándares de seguridad.	HSE / Ingeniería y Construcciones.
36	Accidentes en operaciones portuarias en ciudades por condiciones subestándares.	4	3	12	Evaluar condiciones de seguridad y operatividad en los puertos de Pucallpa y recomendar acciones para mejora.	HSE / Logística.
37	Accidentes aéreos por	2	5	10	Asegurar que el Lay Out de las instalaciones sea	Ingeniería y

	distribución inadecuada del área de Ingeniería y Construcciones.				revisado por AVIATEQ.	Construcciones.
38	Accidentes durante el transporte fluvial.	2	4	8	Asegurar la contratación de empresas navieras con altos estándares. Supervisar cumplimiento de normas fluviales.	HSE / Logística.
39	Daños a la propiedad y personas por amenazas de terrorismo.	2	4	8	Elaborar planes de contingencia ante terrorismo.	Seguridad Física
40	Deficiente análisis de riesgo de los HAZID por falta de tiempo y participación de las áreas involucradas.	2	4	8	Asegurar la disponibilidad de recursos humanos (propios y contratista) durante la etapa de planeamiento (HAZID).	HSE.
41	Pérdida de experiencia para poner en práctica los procedimientos, políticas y estándares de la Compañía por rotación frecuente del personal contratista.	2	3	6	Control y seguimiento del nivel de rotación del personal contratista	HSE / Ingeniería y Construcciones.
42	Organizaciones ambientales opositoras al proyecto.	3	3	9	Identificarlas y hacerles seguimiento. Se debe tener un mensaje claro hacia los stakeholders; este mensaje debe ser conocido por todas las áreas involucradas. Evitar enfrentamientos con las comunidades u organizaciones de base.	HSE.
43	Exceso de deforestación.	3	3	9	Adecuada disposición de los equipos en layout, para evitar desbroces no planificados.	HSE / Ingeniería y Construcciones.
44	Comunidades exigen elevadas tarifas por derecho de vía.	5	4	20	Plan de Relaciones Comunitarias para concertar las compensaciones	HSE.
45	Comunidades ribereñas en el tramo de Atalaya a Lote 88 exigen compensación por tránsito fluvial.	4	3	12	Plan de negociación que contemple apoyos puntuales las comunidades	HSE.
46	Huelgas de comunidades contra las políticas del gobierno.	2	2	4	Plan de contingencia.	HSE.

Donde:

P = Probabilidad.

IR = Índice de Riesgo.

I = Impacto.

IR = P x I

Los criterios establecidos para la evaluación de los riesgos, se muestran en el anexo 10. A continuación se describen cinco riesgos, para ver como fue la aplicación de los criterios de evaluación en cada Riesgo, son:

Riesgo 1: Cambios en el Alcance de Ingeniería / IR = 20.

- **Responsable:** El área responsable es Ingeniería de Reservorios, porque ellos son los especialistas encargados de estimar la cantidad de reservas que hay en los yacimientos de gas y con ese input o elemento de entrada, el área de Ingeniería y Construcciones se encarga de diseñar la Planta de

Recuperación de LGN. Es decir los especialistas en Ingeniería de Reservorios, deben estimar a groso modo esas reservas, cabe recordar que todas las áreas del proyecto están consideradas como estudio de Clase IV, es decir que tienen niveles de precisión.

- **Mitigación:** De acuerdo a lo mencionado en el ítem anterior, se pone como medida de mitigación, una mayor información del volumen del yacimiento a explotar, es decir adelantando las sísmicas 3D o pozos confirmatorios.
- **Probabilidad:** De acuerdo a los criterios de puntajes mostrados en el anexo 10, se vió conveniente colocarle el puntaje de 5 a este riesgo, debido a que nos encontramos en una etapa conceptual, es decir en un estudio de Clase IV con niveles de precisión que van de -30% a +50 %. Por las razones mencionadas es que los cambios en el alcance de ingeniería tienen alta probabilidad de ocurrir, además que generalmente cuando un proyecto de explotación de gas se encuentra en esta etapa, aún no se han realizado estudios de sísmica 3D y pozos confirmatorios de reservas, lo cual acrecentaría la probabilidad de cambios en el alcance.
- **Impacto:** De los criterios establecidos en el anexo 10, se vió conveniente colocarle el puntaje de 4, es decir su impacto es importante en el desarrollo de la ingeniería de diseño, porque te demanda costos adicionales porque ya no lo mandas a diseñar por un determinado flujo de gas sino por una banda, es decir por rangos o en todo caso mientras se desarrolla el estudio de ingeniería tu vas cambiando el alcance en cuanto recibes información actualizada del área de Ingeniería de Reservorios.

Riesgo 44: Comunidades Nativas exigen elevadas tarifas por el derecho de vía / IR = 20.

- **Responsable:** El área responsable de este tipo de riesgo es HSE, ya que generalmente en una compañía de hidrocarburos, HSE está compuesta por especialistas de seguridad, medioambiente y relaciones comunitarias. Entonces los señores de Relaciones Comunitarias deben estar en constante diálogo con las poblaciones de las Comunidades aledañas al área donde se construirá la Planta de Recuperación de LGN, para evitar inconvenientes o malos entendidos.
- **Mitigación:** Se debe realizar un Plan de Relaciones Comunitarias para concertar las compensaciones, este plan es realizado por representantes de la Compañía a explotar dicha área, en reuniones con los dirigentes de las comunidades nativas aledañas al área a explotar a fin de establecer acuerdos que no perjudiquen la operación o ejecución del Proyecto.
- **Probabilidad:** De acuerdo a los criterios establecidos, se vió conveniente colocarle el puntaje de 5, debido a que la probabilidad de ocurrencia es cierta ya que las Compañías de Hidrocarburos, generalmente en esta etapa no tienen nada establecido con las comunidades porque el proyecto aún no está consolidado al 100% y recién está agarrando forma.
- **Impacto:** Se colocó el puntaje de 4, porque el impacto es importante debido a que al exigir elevas tarifas de servidumbres y no tener un Plan de Relaciones Comunitarias, y no llegar a un acuerdo entre comunidades y Compañía, se generarían retrasos en los estudios de campo lo que implicaría pérdida de tiempo y costos adicionales.

Riesgo 2: Entrega de Material fuera de especificación / IR = 15.

- **Responsable:** El área responsable de este tipo de riesgo es Ingeniería y Construcciones, debido a que ellos son los responsables del diseño de los equipos y selección de materiales, así como de monitorear y controlar el desarrollo de los estudios de ingeniería del presente proyecto.
- **Mitigación:** El área de Ingeniería y Construcciones, debe colocar supervisión continua antes y durante la entrega de los materiales y/o equipos, de tal manera de hacer una especie de control y aseguramiento de la calidad.
- **Probabilidad:** De acuerdo a los criterios establecidos, se vió conveniente colocarle el puntaje de 5, debido a que la probabilidad de ocurrencia es cierta porque en la etapa que nos encontramos no podemos solicitar la selección y compra de materiales, se tiene que detallar mas el presente estudio.
- **Impacto:** Se colocó el puntaje de 3, porque el impacto es moderado, si bien es cierto estamos aún en una etapa conceptual, el impacto no sería tan catastrófico porque los equipos a adquirir se pudiesen cambiar por otros así como los materiales, claro adicionando costos, o en todo caso usándolos en otras operaciones, de manera de no perder el 100% y darle otro uso de ocurrir esto.

Riesgo 4: Lluvias Torrenciales y Constantes (para Logística y Construcciones) / IR = 15.

- **Responsable:** El área responsable de este tipo de riesgo es Ingeniería y Construcciones, debido a que esta área debe considerar en su cronograma estos inconvenientes para lo cual tiene que realizar un estudio de meteorología o buscar el historial de lluvias de la zona donde construirá la planta.

- **Mitigación:** El área de Ingeniería y Construcciones, para mitigar este riesgo debe tener la consideración de tiempos suficientes de obra durante la época de lluvia, para lo cual debe tener como contingencia el trabajo por turnos u horas extras adicionales.
- **Probabilidad:** De acuerdo a los criterios establecidos, se vió conveniente colocarle el puntaje de 5, debido a que la probabilidad de ocurrencia es cierta porque trabajar en zona selva, quiere decir que tenemos que estar preparados para la lluvia en cualquier momento, sobre todo en época de invierno.
- **Impacto:** Se colocó el puntaje de 3, porque el impacto es moderado, es decir nos generaría gastos adicionales sobre todo en hora-hombre para realizar el trabajo de dos turnos y aprovechar los días soleados, además en tiempo estas lluvias nos retrasaría el proyecto.

Riesgo 20: Problemas de Transporte de Equipos y Materiales en época de Vaciante / IR = 15.

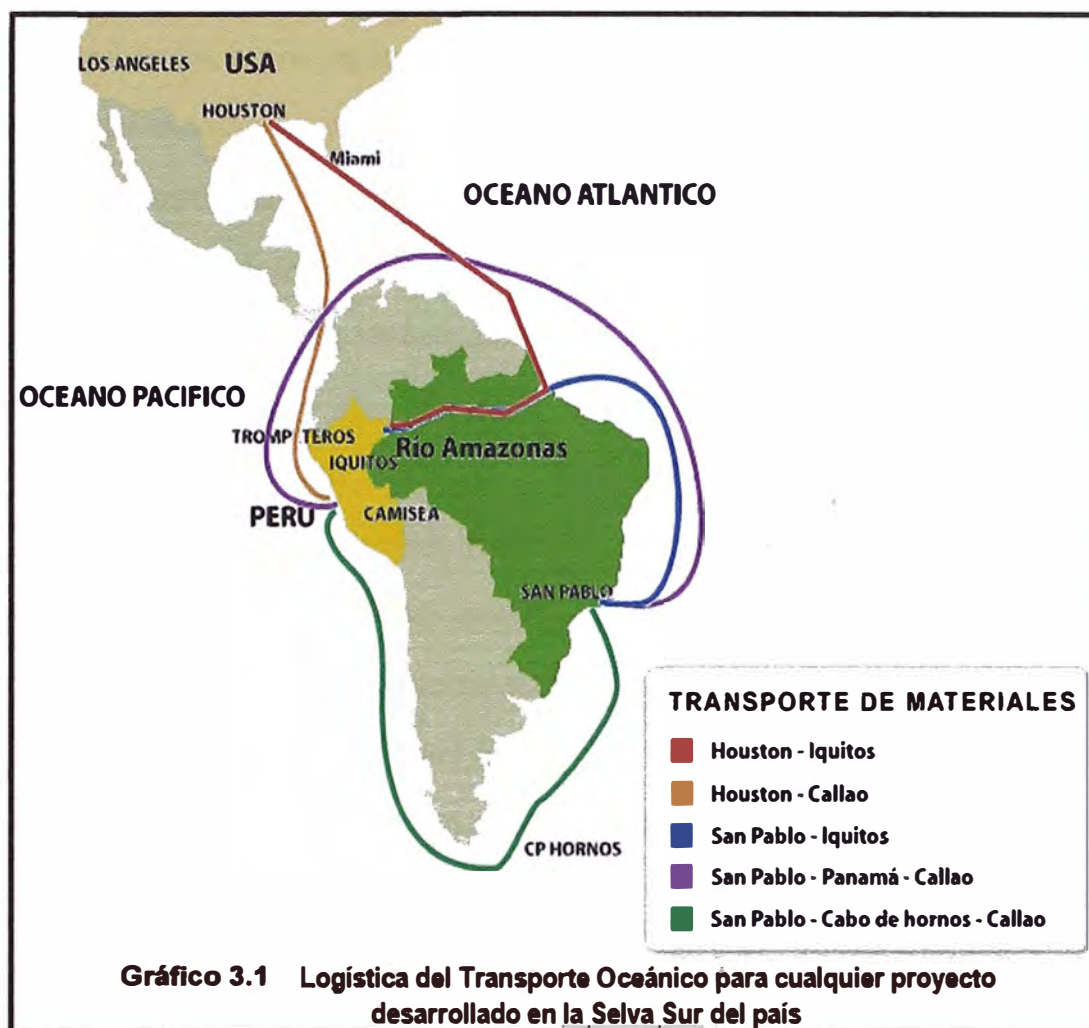
- **Responsable:** El área responsable de este tipo de riesgo es Ingeniería y Construcciones con el área de Logística, debido a que ambas áreas deben coordinar en pesos y volúmenes de equipos y materiales a transportar así como en tiempos, es decir integrar los cronogramas en uno sólo, para evitar retrasos.
- **Mitigación:** El área de Ingeniería y Construcciones con Logística, deben introducir todos los equipos necesarios en la ventana climática de crecida del río, para lo cual deben alquilar aeronaves de gran capacidad, en base a lo coordinado.

- **Probabilidad:** De acuerdo a los criterios establecidos, se vió conveniente colocarle el puntaje de 5, debido a que la probabilidad de ocurrencia es cierta porque en época de vaciante, solo pueden navegar por el río Urubamba embarcaciones de bajo calado, es decir pongueros o motochatas, las cuales no son lo suficientemente fuertes para transportar equipos o materiales pesados.
- **Impacto:** Se colocó el puntaje de 3, porque el impacto es moderado, es decir nos generaría gastos adicionales, es decir de no poder transportar los equipos o materiales vía fluvial, lo tendríamos que transportar vía aérea (helicópteros o aviones de carga).

3.3 ESTUDIO PRELIMINAR LOGÍSTICO

Para el desarrollo del presente estudio, se está considerando la ubicación de la planta en la selva sur del Perú, para lo cual se tiene que analizar los diferentes tramos de navegación para el aprovisionamiento de los equipos y materiales, son:

- Houston-Iquitos-Lote 58 (Frente a Malvinas).
- Houston-Callao-Pucallpa (vía terrestre)-Lote 58 (Frente a Malvinas).
- Buenos Aires-San Pablo-Iquitos-Lote 58 (Frente a Malvinas).
- San Pablo-Panamá-Callao-Pucallpa (vía terrestre)-Lote 58 (Frente a Malvinas).
- San Pablo-Buenos Aires-Cabo de Hornos-Callao-Pucallpa (vía terrestre)-Lote 58 (Frente a Malvinas).
- Buenos Aires-Manaos (Servicio de transporte marítimo).
- Manaos-Iquitos-Lote 58 (Frente a Malvinas).
- Transporte terrestre Buenos Aires - Lima.



Consideraciones Generales

Para este caso, atendiendo a las características geográficas de la zona, los equipos y materiales deberán ser transportados por los ríos Amazonas, Ucayali y Urubamba, así como también por aire a través de aviones y helicópteros según sean las dimensiones y pesos de los elementos a trasladar y la época del año en que se realice el transporte.

El transporte entre Iquitos y el Lote 58 (Frente a Planta Malvinas), realizado por vía fluvial constituye uno de los tramos más críticos de la logística, debido a que

el río Urubamba es navegable sólo durante cinco meses al año (Noviembre a Marzo). Las condiciones de navegabilidad del río dependen de su nivel, sujeto a su vez a las precipitaciones pluviales que se registren durante el periodo mencionado. Como resultado, el transporte fluvial de los componentes más voluminosos y pesados, prioritariamente deben programarse para ser transportados en esa ventana de tiempo.

Durante los ocho meses restantes en los cuales el río no presenta condiciones de navegabilidad apropiadas, el clima es favorable para la construcción. En estas condiciones es muy importante concentrarse en la planificación y coordinación de las etapas de Transporte y Construcción. Fuera del periodo precedentemente definido es posible transportar materiales navegando el Río Urubamba, pero limitado a barcazas de menor calado y capacidad de carga, tales como motochatas o pongueros. El transporte de cargas hasta Iquitos remontando el río Amazonas desde el Océano Atlántico, se realiza con barcos de ultramar. Definitivamente deben disponer de grúas apropiadas para la descarga a barcazas que se sitúan a babor o estribor del barco dado que en Iquitos no hay puerto y sólo existe posibilidad de fondear el barco. El aprovisionamiento de equipos fabricados en Lima, materiales electromecánicos y obra civil de procedencia peruana con destino final Selva Sur, se transportará vía terrestre a Pucallpa y de allí vía fluvial al punto designado. El transporte aéreo es la otra alternativa para llevar carga al Lote 58 (Frente a Malvinas), y es la única manera de transporte de personal, además es de saber que todo el movimiento logístico de carga entre instalaciones y bases logísticas debe ser helitransportable debido a que está prohibido la construcción de carreteras, para lo cual tenemos en el mercado

dos tipos de helicópteros que de acuerdo a contrato tienen las siguientes cargas máximas a transportar por vuelo:

- Helicóptero MI 17, el cual puede transportar una carga máxima de 4 Tn, y realizar 5 horas diarias de vuelo máxima por equipo de tripulación.
- Helicóptero CHINOK, el cual puede transportar una carga máxima de 10 Tn.

Descripción Logística de Transporte

Transporte Oceánico: Callao - Manaus - Iquitos

Se ha considerado el circuito de importación de materiales desde Estado Unidos y Suramérica. No obstante, es factible la provisión desde otras partes del mundo, siendo los destinos en Perú, el puerto del Callao, el fondeadero de Iquitos y como alternativa el puerto de Manaus en Brasil. En los tres destinos es posible arribar con barcos de ultramar. Las mejores condiciones las presentan los puertos del Callao y Manaus, que disponen de grúas, atracaderos, depósitos y demás facilidades y en Iquitos solo se dispone de lugar para fondear el barco.

En Iquitos, la transferencia de la carga a los otros medios de transporte fluvial es mediante grúas con que necesariamente debe contar el barco fletado para tal fin. Estos barcos deben contratarse expresamente dado que de los destinos consignados no se dispone de servicios regulares. Se debe considerar unos sesenta días corridos de viaje desde Asia, Europa o EEUU.

Existe un servicio regular de la empresa PERUVIAN AMAZON LINE, Agencia Naviera Maynas S.A., que fleta una nave que hace el servicio redondo desde Houston, Cartagena, Manaus, Iquitos, Tampico, Houston, empleando en cada

tramo de navegación unos treinta días. Este es un servicio prestado con un buque "Tween Decker", con la más alta clasificación internacional y características especiales. Téngase en cuenta que la navegación por el Río Amazonas involucra unas 2100 millas. La nave M/N Yacu Puma de 16.261 DWT, que es la considerada en esta operatoria, cuenta con una grúa de 80 Tn de capacidad y otras dos de 25 Tn cada una que no pueden operar en conjunto para la descarga en Iquitos. La descarga de materiales desde el buque a barcazas en el fondeadero de Iquitos es mediante las grúas mencionadas, y estas mismas barcazas son las que transportan la carga hacia el lugar definitivo, Lote 58 (Frente a Planta Malvinas).

Desde Buenos Aires se dispone de servicios regulares por el Pacífico hasta el Callao, mediante naves porta contenedores con servicios semanales y tiempo de tránsito de 11 a 12 días, para Buques de Proyecto se debe buscar el Buque caso por caso. En Buenos Aires existe un servicio regular directo a Manaus con buques porta contenedores, siendo el tiempo de tránsito unos 19 días,.

También existen servicios oceánicos regulares desde Houston a Lima, se trata de buques porta contenedores con servicios semanales y un tiempo de tránsito de aproximadamente 10 días. Se dispone, además, de Buques de Proyecto con servicio para carga "Breakbulk" quincenal y con un tiempo de tránsito de 14 días.

Transporte Terrestre Callao - Pucallpa

Las cargas transportadas a Lima por ultramar o bien aquellos materiales adquiridos en Lima, deben ser transportados por vía terrestre a Pucallpa para luego ser transferidos a barcazas, y por vía fluvial enviados al Lote 58 (Frente a

Malvinas). La vía es una carretera de 832 Km que tiene limitada carga máxima por la capacidad de los puentes y sus dimensiones en altura.

La carga máxima no podrá exceder 28 Tn, y las dimensiones de la carga en ancho y altura tendrán que ser equivalentes a las de un contenedor de 12 x 2.5 x 2.5 m³. Las empresas de transporte que operan en la zona de Pucallpa e Iquitos disponen de barcazas de diferentes dimensiones y capacidades de carga, por ejemplo de 500 Tn de capacidad y planchada de carga de 12 x 30 m; de 1000 Tn y planchada de 20 x 30 metros.

El transporte terrestre Buenos Aires - Pisco - Lima es factible, pero sujeto a diferentes limitaciones en dimensiones y pesos de las cargas por las características de las carreteras, puentes y túneles diversos.

3.4 CONSIDERACIONES TEÓRICAS PARA EL DISEÑO

Se ha considerando la ubicación de la Planta en el Lote 58, por las siguientes razones:

- Por su cercanía a la Planta Malvinas y a los ductos de TgP, esto hace que el desarrollo del estudio sea técnicamente y económicamente de menos riesgo.
- Además se sabe que dicha ubicación esta estratégicamente ubicado en el centro de muchas reservas de gas, por el norte está el Lote 57 el cual tuvo descubrimiento de gas de Kinteroni en el 2007, por el lado este y sur se tiene a los Lotes 56 y 88 los cuales actualmente están produciendo gas de Camisea y el Lote 58 que es un gran prospecto de descubrimiento de gas, se tiene previsto la perforación de pozos exploratorios para el 2009.

- También por estar ubicado en las cercanías del Río Urubamba, lo cual hace más ventajoso el movimiento logístico.

Para la selección de la tecnología a aplicar en la recuperación de LGN, se recomienda considerar las siguientes condiciones:

- Disponibilidad de caída de presión en la mezcla gaseosa.
- Qué porcentaje de gas natural (metano y etano) tenemos.
- Si queremos un recobro de propano y superiores o de etano y superiores.
- Cuanto de espacio disponemos.
- La flexibilidad de operación (es decir fácilmente adaptable a variaciones amplias en presión y productos).

De acuerdo a las condiciones mencionadas, nosotros hemos optado por el método o tecnología de Turboexpansión en modo SCORE, por las siguientes razones:

- Porque la composición de nuestro gas mostrado en la tabla 3, es de más del 90% entre gas metano y etano, y eso requiere necesariamente trabajar con métodos de superenfriamiento para lo cual se tiene que usar las tecnologías de criogenización.
- Este proyecto, tiene como objetivo la recuperación máxima de propano y superiores debido a sus altos costos en ventas, en consecuencia mayor rentabilidad; por tal motivo la tecnología de turboexpansión en modo SCORE se ajusta a esta necesidad.
- Por ser un proyecto en Selva Amazónica y por impactar menos el medio ambiente, nosotros vemos la necesidad de utilizar menos área.

- Las plantas criogénicas son la de mayor rendimiento en líquidos recobrados, son más fáciles de operar y más compactas aunque un poco más costosas que las de tecnología de refrigeración.
- Porque el uso de la turboexpansión genera trabajo, y ese trabajo es aprovechado en el movimiento de compresores que elevaran presión al gas residual para su transporte a ventas.

En el alcance se definió que nuestro gas sería tratado como gas dulce, por tal razón para su procesamiento, la planta de recuperación de LGN deberá contar con los siguientes sistemas principales, estos sistemas fueron seleccionados en base a la descripción dada en el marco teórico y en base a la tecnología elegida, son:

- Sistema de Separación Primaria.
- Sistema de Deshidratación de Gas.
- Sistema de Regeneración de TEG.
- Sistema de Estabilización de Condensado.
- Sistema de Separación Criogénica.
- Sistema de Almacenamiento y Bombeo de LGN.
- Sistema de Compresión de Gas Residual.

Y para los servicios auxiliares deberá contar con los siguientes sistemas, los cuales se seleccionaron en base a complementar los sistemas principales elegidos:

- Sistema Hot Oil.
- Servicios Auxiliares 1:
 - Sistema de Fuel Gas.
 - Sistema de Venteos y Drenajes Cerrados.
 - Sistema de Aire de Instrumentos y de Planta.

Sistema de Nitrógeno.

- Servicios Auxiliares 2:

Sistema de Generación Eléctrica.

Sistema de Generación Eléctrica de Emergencia.

Sistema de Agua.

Sistema de Drenajes Abiertos.

Consideraciones para el Diseño de Separadores

Los separadores comúnmente utilizados en instalaciones generales son: Scrubber de venteo, scrubber de compresión, trampas, slug catchers, separadores-filtro, KO drums, separadores flash y F.W.K.O. drums.

Los criterios a considerar para el diseño de un separador son:

- Definir si la separación controlante es gas-líquido o líquido-líquido.
- Si se deben separar fases líquidas, el horizontal es preferible.
- En el vertical, un aumento del nivel de líquido no altera la velocidad del gas.
- Los verticales requieren menos superficie y son más fáciles de instrumentar.

Las consideraciones especiales previas a definir en el diseño son:

- Material extraño que viene de pozos (por ejemplo: arena y productos corrosivos).
- Espacio disponible para su instalación.
- Tamaño límite para el transporte.
- Requiere separar 2 ó 3 fases.
- Se necesitará calentamiento y/o conexiones de limpieza.
- Deberá funcionar como slug catcher (variaciones de volúmenes de líquido).

- Tiempo de retención de líquido.
- Caudal máximo de gas a mínima presión operativa.

Los separadores horizontales se aplican en: separadores de producción, separadores trifásicos, acumuladores de reflujo, KO drums de antorchas y slug catchers.

Los separadores verticales se aplican en: scrubbers de compresores, botas desgasificadoras, instalaciones off-shore y scrubbers de gas combustible.

Consideraciones para la Selección de Compresores

Las variables de selección de compresores son:

- Presión de descarga.
- Caudal o flujo.
- Disponibilidad y plazo de entrega.
- Consideraciones operativas y de mantenimiento.
- Costo.

Se debe definir si el accionamiento será: motor eléctrico, motor a gas o turbina. Los parámetros que afectan la selección del compresor son:

- Caudal.
- Presión de succión y descarga.
- Composición.
- Temperatura ambiente.
- Altura sobre el nivel del mar.
- Temperatura o presión de succión.
- Disponibilidad de agua de enfriamiento.

- Disponibilidad de energía eléctrica.
- Disponibilidad de gas combustible.

Los compresores más usados son de la marca Nuevo Pignones, estos son compresores centrífugos. Normalmente estos no permiten alcanzar relaciones de compresión muy altas (normalmente la relación de compresión es de sólo 2). Sin embargo para nuestro caso donde la relación de compresión tiene que ser superior a 2 debido a que nos encontramos en zona remota (selva amazónica del Perú, aproximadamente a 500 km de Lima), se tendrá que concebir por lo menos 2 o más etapas, con 3 ó 5 rotores por etapa dependiendo de los cálculos en posteriores estudios de ingeniería. Además los compresores alternativos son más ruidosos que los centrífugos y ocupan mucho más espacio que los centrífugos.

Consideraciones para la Selección de Bombas

Los factores a considerar en la selección de una bomba son:

- El fluido a bombear y sus propiedades.
- Caudal (normal, máximo y mínimo).
- Presiones (succión y descarga).
- Temperatura, tensión de vapor (TVP).
- Sitio de instalación, condiciones ambientales.
- Máquina de accionamiento.
- Tipo de servicio, continuo o no.
- Normas de aplicación, área de riesgo.
- Paralelo con otras bombas.

Las bombas más utilizadas son las centrífugas verticales u horizontales. La selección de la bomba condiciona:

- El motor de accionamiento; RPM, Kw, etc.
- Transmisión y acoplamientos.
- Sellos mecánicos / empaquetaduras.
- Plan API; refrigeración de sellos.
- Sistema de protecciones.

Consideraciones para Diseño y Selección de Intercambiadores de Calor

Para el diseño de los Intercambiadores de calor tenemos que considerar lo siguiente:

- El calor intercambiado.
- La diferencia media de las temperaturas de los fluidos.
- Las resistencias a la transferencia de calor.
- Caudales y estado físico de los fluidos.
- La caída de presión admitida a ambos lados.

Entre los principales aspectos de selección de intercambiadores, tenemos:

- | | |
|------------------------------------|---|
| • Propiedades de los fluidos. | • Costos de fabricación. |
| • Temperatura y presión de diseño. | • Diámetro y posición de las conexiones. |
| • Materiales de construcción. | • Instrumentación y accesorios asociados. |
| • Necesidades de mantenimiento. | |

Condiciones para el Diseño del Sistema de Deshidratación

Las condiciones que afectan su diseño y operación son:

- Temperatura del gas de entrada.
- Presión del gas de entrada.
- Caudal y composición del gas.
- Temperatura del Glicol que entra a la columna.
- Concentración del glicol que entra a la columna.
- Número de platos de la columna.
- Caudal de circulación del glicol.

Los datos mínimos requeridos para el diseño son:

- Caudal, presión y temperatura del gas.
- Contenido de agua a la salida.
- Composición del gas de entrada.
- Servicios disponibles.
- Regulaciones de seguridad y medio ambiente para la descarga del stripper.

El proveedor de la unidad debe informar:

- La concentración de agua en el glicol pobre.
- La circulación de glicol.
- Nº de platos o altura de relleno en el contactor.
- Consumo de gas de stripping.
- Energía para la regeneración.
- Pérdidas de glicol estimadas.

Los parámetros de diseño de los equipos a emplear por este sistema son:

Separador de entrada, son las condiciones del gas de entrada.

Contactador, son:

- Para el diseño del contactador se debe tener en cuenta que la remoción de agua no puede superar el contenido de agua del gas en equilibrio con el glicol a la entrada.
- El mínimo contenido de agua en el gas está relacionado directamente con el contenido de agua en el glicol regenerado.
- El DP de equilibrio depende del contenido de agua del glicol regenerado.
- El diseño del contactador involucra determinar:

Selección de los internos a utilizar: platos o columna rellena.

Tipo y cantidad de platos (o tipo y altura de relleno según sea la columna seleccionada).

Caudal de glicol.

Diámetro de la columna.

Materiales de construcción.

Diseño mecánico: espesor de la pared, etc.

Tamices Moleculares, las variables de diseño son:

- Carga total de agua.
- Número de lechos deshidratantes.
- Capacidad de retención de los tamices.
- Masa y volumen de desecante por torre.
- Diámetro y altura mínimo por torre. Una relación L/D adecuada es 4.
- Velocidad superficial del gas.

Las variables de diseño para la regeneración del tamiz son:

- Caudal de gas de regeneración.
- Temperatura del gas de regeneración.
- Tiempo de regeneración.
- Presión de regeneración.

Otros puntos a tener en cuenta para el diseño de los tamices moleculares son:

- En el centro se coloca el tamiz molecular.
- En el fondo se coloca una parrilla fija soportada a la estructura de la torre. Debe soportar el peso del lecho y el flujo de gas.
- Sobre ella se colocan esferas cerámicas.
- Sobre el tamiz molecular se coloca una parrilla flotante y luego esferas. Más arriba se coloca el distribuidor de gas.
- La velocidad superficial del gas en los lechos debe estar entre 30 y 45 pie/min (GPSA).
- Una relación L/D adecuada es 4.
- La regeneración se realiza con gas seco a temperatura superior a 400°F.
- Para calcular el gas necesario para la regeneración se debe establecer la carga de calor del lecho.

Consideraciones de Diseño para el Proceso de Turboexpansión

Las consideraciones de diseño son:

- | | |
|------------------------|----------------------------|
| • Composición del gas. | • Recuperación requerida. |
| • Presión. | • Caudal. |
| • Temperatura. | • Selección de Materiales. |

- Limpieza del gas.

Los problemas a evitar en el proceso de turboexpansión son:

- Contaminantes en el gas de entrada.
- Agua en la sección criogénica.
- Dióxido de carbono (CO₂).
- Sulfuro de hidrógeno (H₂S).
- Oxígeno.

Consideraciones de Diseño para el Sistema de Almacenamiento y

Bombeo de LGN

En cuanto a las consideraciones de diseño de este sistema tenemos lo siguiente:

- Se debe considerar la temperatura y presión de almacenaje de operación y máxima.
- Se tiene que definir la capacidad de almacenamiento para determinar el tiempo de almacenamiento para cuando funcionen los trenes criogénicos.
- En cuanto a los requerimientos de LGN para las bombas booster, se tiene que considerar: la presión de vapor máxima y mínima.

Condiciones de Sitio

Para efectuar el diseño de la planta, sistemas y equipos, tenemos que tomar en cuenta las siguientes condiciones de sitio:

- Altitud promedio sobre el nivel del mar.
- Temperatura anual en la localidad promedio.
- Temperatura anual en la localidad máxima.
- Temperatura anual en la localidad mínima.
- Temperatura de diseño de air coolers.

- Humedad relativa promedio.
 - Velocidad del viento.
 - Dirección predominante del viento.
 - Temporada de verano.
- Temporada de Lluvia / acceso por río.

Consideraciones de Datos de Entrada de los Pozos en Producción

Para el diseño de la planta y sus equipos, se tiene que tener el perfil de producción del yacimiento, desde el inicio hasta el fin de su vida como yacimiento, los datos principales a obtener deben ser:

- Producción del gas en MMSCFD.
- Producción de condensado en superficie en BPD.
- Producción de agua en BPD.
- Presión y Temperatura en cabeza por cada pozo productor.
- Composición del gas natural crudo.

Selección de Equipos

Para la selección de los equipos principales para la planta, se trabajo con las consideraciones teóricas dadas en el presente subcapítulo 3.4, a continuación se mostraran la selección de algunos equipos, son:

Selección del Separador: Slug Catcher

De acuerdo a las consideraciones, tenemos:

- La separación controlante es gas - líquidos (líquidos del gas natural y agua).

- El separador debe ser horizontal, porque recibirá el gas natural crudo, es decir tiene que soportar los hold up o slug que se generaran durante su trayecto desde el pozo productor hasta la recepción en planta.
- Para esta primera fase sólo se requiere separar en dos fases, gas de los líquidos (líquidos del gas natural y agua).

Entonces de acuerdo a las consideraciones este debe estar formado por un separador horizontal llamado Slug Catcher, por otro lado, como este equipo recibirá flujos de 150 a 180 MMSCFD, se considera un flujo de 170 MMSCFD, entonces debe tener un diámetro de 24" y una longitud de 165' y un peso de 150,000 lb, siendo el material acero al carbono. Para definir la presión y temperatura de recepción, estos dependerán de las consideraciones en cabeza de los pozos en producción y de la distancia entre dichos pozos a la Planta a construir, para lo cual se está considerando un promedio de 1150 psi y 100 F, como dato promedio en Planta Malvinas de Camisea.

De acuerdo a todo lo descrito es que se selecciona el equipo a requerir y se estiman sus costos unitarios.

Selección del Compresor: Compresor de Gas Residual

De acuerdo a las consideraciones, tenemos:

- La presión de descarga del compresor, dependerá de la distancia que se encuentre la Planta de Recuperación de LGN del gasoducto de TgP, una estimación es de 2550 psi, ya que el gasoducto me exige como presión de ingreso de 2130 psi y la diferencia se está considerando como perdidas durante el trayecto. Para la presión de succión se está considerando 550 psi.

- El caudal o flujo de gas considerado para el compresor de gas residual, es de 160 MMSCFD, ya que se está considerando que 10 MMSCFD, son los LGN.
- La disponibilidad es lo antes posible, ya que es un equipo importante.
- Se requiere back up para este compresor.
- El motor de accionamiento será una turbina a gas, por que se tiene disponibilidad de gas natural procesado.
- La altitud sobre el nivel del mar, es 350 metros aproximadamente, en base a la Planta Malvinas.

De acuerdo a las consideraciones ya descritas, es que se selecciona un compresor centrífugo multietapa, de material acero al carbono y con una potencia de 14,900 HP. De esa manera se estiman su costo unitario.

Selección de la Bomba: Bomba de Circulación de TEG

De acuerdo a las consideraciones, tenemos:

- El fluido a bombear es trietileno glicol, que es una especie de aceite.
- El caudal a bombear de TEG es de 16 GPM, para flujos de 170 MMSCFD.
- La presión de succión y de descarga son de: 1100 y 1150 psi, estas presiones son ligeramente inferiores a la presión
- El lugar a instalar es en selva amazónica, a 350 m.s.n.m. y la temperatura promedio es de 90 °F.
- La máquina de accionamiento es un motor eléctrico.
- El servicio es continuo.

De acuerdo a las consideraciones ya descritas, es que se selecciona una bomba alternativa o reciprocante de material para el cuerpo e impulsor de acero al carbono, con una potencia de 25 HP. De esa manera se estima su costo unitario.

Selección de Intercambiador: Pre calentador Carga Deetanizadora

De acuerdo a las consideraciones, tenemos:

- Los fluidos que intercambian temperatura son el gas seco con sus LGN.
- El material de la carcasa es de aluminio.
- El caudal a circular de gas es de 160 MMSCFD.
- La presión y temperatura de diseño estimadas de estudios similares son 1250 psi y -200 / 150 °F.
- La instrumentación básica a considerar es el controlador de temperatura, con su válvula que es el actuador que regula el flujo de entrada de gas.
- Los costos de fabricación no deben ser muy elevados.

De acuerdo a las consideraciones ya descritas, es que se selecciona un Intercambiador de Placas de Aluminio, para manejar temperaturas frías. De esa manera se estima su costo unitario.

Luego de seleccionar los Sistemas Principales con sus respectivos equipos principales, se realiza el Lay Out (RJRO-LO-01), donde se ubican los sistemas con sus equipos correspondientes, para lo cual se determinó un área estimada de 275 x 225 m².

3.5 LISTA DE EQUIPOS PARA CADA SISTEMA

La tala 3.3 muestra los equipos principales a emplear para cada Sistema Principal.

Tabla 3.3 - Lista de Equipos Principales de los Sistemas Principales				
N°	Sistema Principal	Equipos Principales	Código del Equipo	Código de Plano
1	Sistema de Separación Primaria.	1.1 Trampa Receptora. 1.2 Slug Catcher.	SP 101 V 100	RJRO-PFD-01
2	Sistema de Deshidratación de Gas.	2.1 Scrubber de Entrada. 2.2 Filtro Separador de Entrada. 2.3 Columna Contactora de TEG. 2.4 Filtro Coalescente. 2.5 Tamices Moleculares. 2.6 Filtro de Gas Seco. 2.7 Calentador de Gas de Regeneración. 2.8 Aeroenfriador del Gas de Regeneración. 2.9 Separador de Gas de Regeneración. 2.10 Compresor del Gas de Regeneración. 2.11 Columna Contactora Gas Regenerado.	V 353 F 300 T 301 F 302 D 350 A/B/C F 351 A/B E 355 A 356 V 352 K 353 A/B T 354	RJRO-PFD-01
3	Sistema de Regeneración TEG.	3.1 Serpentin Regenerador de TEG. 3.2 Separador Flash. 3.3 Filtro Primario de Cartucho. 3.4 Filtro Secundario de Cartucho 3.5 Filtros de Carbón Activado. 3.6 Intercambiador TEG Rico / Pobre. 3.7 Bombas de Circulación. 3.8 Aeroenfriador TEG Pobre. 3.9 Torre de Regeneración. 3.10 Reboiler de TEG. 3.11 Aeroenfriador de Gas con Glicol. 3.12 Acumulador de Condensado.	E 314 V 303 F 304 F 306 F 305 E 307 P 312 A/B A 311 T 309 E 308 A 310 V 313	RJRO-PFD-02
4	Sistema de Estabilización de Condensado.	4.1 Separador de Entrada a Estabilización. 4.2 Filtro de Condensado. 4.3 Precalentador de Carga a Estabilizadora. 4.4 Torre Estabilizadora. 4.5 Compresores de Reciclo. 4.6 Reboiler de Estabilizadora. 4.7 Aeroenfriador de Condensado. 4.8 Tanques Almacenamiento LGN. 4.9 Bombas Despacho LGN.	V 200 F 201 E 204 T 206 K 208 A/B E 205 A 207 V 701 A/B/C/D P 700 A/B	RJRO-PFD-04
5	Sistema de Separación Criogénica.	5.1 Precalentador de Carga Deetanizador. 5.2 Intercambiador Gas Salida/Gas Entrada. 5.3 Separador Frío. 5.4 Turboexpander. 5.5 Deetanizador. 5.6 Condensador de Reflujo. 5.7 Acumulador de Reflujo. 5.8 Bombas de Reflujo. 5.9 Compresor Booster. 5.10 Aeroenfriador de Gas Residual. 5.11 Aeroenfriador de LGN. 5.12 Reboiler de Deetanizador.	E 400 A/B E 401 V 402 X 403 T 404 E 408 V 405 P 406 A/B K 410 A 411 A 407 E 412	RJRO-PFD-03
6	Sistema de Almacenamiento y Bombeo.	6.1 Tanques. 6.2 Colectores. 6.3 Bombas.	-	-
7	Sistema de Compresión de Gas.	7.1 Turbina a Gas. 7.2 Scrubbers. 7.3 Aeroenfriadores. 7.4 Compresores.	M 500 V 500 A/B/C A 500 A/B/C K 500	RJRO-PFD-05

En la tabla 3.4, se muestran los equipos principales del servicio auxiliar Hot Oil, y a los equipos de los sistemas principales, a los cuales alimenta durante la operación.

Tabla 3.4 – Lista de Equipos Principales del Sistema Auxiliar Hot Oil				
N	Sistema Auxiliar	Equipos Principales	Código del Equipo	Código de Plano
1	Sistema Hot Oil.	1.1 Hornos de Hot Oil. 1.2 Estabilizadora de Condensado. 1.3 Reboiler de Torre Destanizadora. 1.4 Reboiler de Regenerador de TEG. 1.5 Calentador de Gas de Regeneración. 1.6 Acumulador de Hot Oil. 1.7 Bombas de Hot Oil. 1.8 Filtros de Hot Oil.	H 603 A/B E 205 E 412 E 308 E 355 V 600 P 601 A/B F 602 A/B	RJRO-UFD-06

En la tabla 3.5, se muestran 8 servicios auxiliares principales para el procesamiento del gas, todos ellos con su respectiva descripción.

Tabla 3.5 - Servicios Auxiliares Principales			
N	Sistema Auxiliar	Descripción	Código de Plano
1	Sistema de Fuel Gas.	Sistema de gas combustible para alimentación de motores, purga y pilotos del sistema de venteos y gas de sello para turbocompresores. Formado por un separador de gas combustible, un calentador, filtro e instrumentación asociada.	RJRO-UFD-07
2	Sistemas de Venteos y Drenajes Cerrados.	Sistema de drenajes y venteos cerrados calientes y fríos. Formado por un KOD de antorcha que opera también como sumidero de drenajes cerrados y un pozo de quema.	RJRO-UFD-07
3	Sistema de Aire de Instrumentos y de Planta.	Sistema de aire de instrumentos y aire de servicios. Formado por compresores de aire, secadores y pulmones de aire de instrumentos y aire de servicios.	RJRO-UFD-07
4	Sistema de Nitrógeno.	Sistema de generación de nitrógeno. Formado por generador de nitrógeno y pulmón de nitrógeno.	RJRO-UFD-07
5	Sistema de Generación Eléctrica.	Sistema de generación eléctrica formado por dos turbogeneradores a gas.	RJRO-UFD-08
6	Sistema de Generación Eléctrica de Emergencia.	Sistema de generación eléctrica de emergencia. Formado por un generador a diesel.	RJRO-UFD-08
7	Sistema de Agua.	Sistema de agua potable, de servicios y de incendio. Formado por las bombas de pozo, unidad de tratamiento de agua, unidad de potabilización, tanques de almacenamiento de agua, bombas de distribución y bombas del sistema de incendio.	RJRO-UFD-08
8	Sistema de Drenajes Abiertos.	Sistema de drenajes abiertos. Formado por sumidero de drenajes de agua contaminada de procesos, colectores de drenajes abiertos de planta, tanque skimmer, unidades de flotación, unidad de reinyección de agua y lechos de secado.	RJRO-UFD-08

De acuerdo al flujo de gas considerado en el alcance del presente estudio (150 y 180 MMSCFD), se han determinado los sistemas principales con sus equipos principales y los sistemas auxiliares para la Planta de Recuperación de LGN, asimismo se ha determinado un valor estimado de la potencia instalada requerida para la planta, todo esto en base a los equipos principales mencionados.

Sistema de Generación de Electricidad

Se prevén dos sistemas de generación de electricidad, uno para la condición de operación normal, el cual debe estar conformado por dos turbogeneradores a gas, uno en operación y el otro como contingencia por falla o mantenimiento, el otro sistema estará formado por un grupo o generador de emergencia, el cual es alimentado con diesel, y actuara de emergencia ante cualquier falla de los turbogeneradores. La tabla 3.6 muestra las potencias estimadas a requerir para una planta que manejará flujos de gas entre 150 a 180 MMSCFD.

Tabla 3.6 - Potencias Estimadas por Sistemas			
ÁREA	SERVICIO	P_{mec} (HP)	SUBTOTAL (HP)
Sistema de Estabilización de Condensado	Aeroenfriadores	50	50
	Compresores	227	227
	Subtotal Estabilización de Condensado		277
Sistema de Deshidratación	Aeroenfriadores	34	34
	Compresores	65	65
	Bombas	21,7	21,7
	Subtotal Deshidratación		120,7
Sistema de Separación Criogénica y Sistema de Compresión	Aeroenfriadores	432,6	432,6
	Auxiliares de Compresores	225	225
	Bombas	17,6	17,6
	Subtotal Criogénica		675,2
Sistema Hot Oil	Bombas	53	53
	Subtotal Hot Oil		53
Otros Servicios	Compresores Aire	50	50
	Bombas	452,5	452,5
	Servicios Generales	536,9	536,9
	Subtotal Otros Servicios		1039,4
	Potencia en Reserva		536,9
	Total		2702,2
	Potencia Adoptada		3300 HP

Como se nota la potencia instalada a requerir para esta planta con los equipos seleccionados es de 3,300 HP, cabe resaltar que adicionalmente los turbocompresores requerirán 14,900 HP, pero estos usan alimentación directa de gas, sin la dependencia del sistema de generación. Los equipos que necesitan del gas combustible para poder operar en planta son:

- **Horno Hot Oil**, el consumo de gas combustible a requerir por este equipo es el 0,37% del flujo de caudal de gas a procesar.
- **Generador de Electricidad**, el consumo de gas combustible a requerir por este equipo para el suministro de energía de los demás equipos principales es el 0,43% del flujo de caudal de gas a procesar.
- **Turbocompresor o Compresor de Gas Residual**, el consumo de gas combustible a requerir por este equipo es el 1,70% del flujo de gas a procesar.

Estos equipos requieren de gas combustible, y el valor estimado en base al manejo de flujo definido en el alcance (150 a 180 MMSCFD), es de 6 MMSCFD que representa el 3% aproximado del flujo de gas. Se adopta como margen de diseño un valor de 20% para considerar consumos adicionales como gas de sello de los turbocompresores, purgas y pilotos del sistema de venteos, así como inexactitudes de las estimaciones producto del grado de detalle de la actual fase del proyecto.

CAPÍTULO 4

VALORIZACIÓN DE LOS EQUIPOS:

Este informe presenta una estimación del costo de capital de los equipos principales a requerir para la instalación de la Planta de Recuperación de LGN. La misma corresponde a una estimación Clase IV de acuerdo a la clasificación de la AACE International, mencionada en el primer capítulo. Esta clase de estimación tiene un rango de precisión esperado de -15% a -30% hasta +20% a +50%.

Para la estimación de los costos unitarios de los equipos principales, estos fueron estimados en base a cotizaciones de proyectos similares y de procesamiento de caudales definidos en el alcance (150 a 180 MMSCFD).

Para la presente estimación se tomaron en cuenta las siguientes consideraciones:

- Todas las estimaciones se realizaron en Dólares Estadounidenses.
- Los precios utilizados para la estimación corresponden al año 2008, y son precio FOB, es decir en el puerto del país de compra.
- No se consideraron los impuestos internos de Perú, ni los derechos de nacionalización, ni el costo por transporte hacia la selva del país.
- La estimación se realizó tomando la Planta Malvinas como referencia y criterios de buena práctica de ingeniería.

La tabla 4.1 muestra los costos de los equipos principales de cada sistema.

Tabla 4.1 - Costos Unitarios de los Equipos Principales a Requerir para la Planta de Recuperación de LGN					
Nº	Código	Descripción	Cantidad	Costo Por Equipo	Costo Total
1	SP 101	Trampa Receptora.	1	84,071	84,071
2	V 100	Slug Catcher.	1	600,000	600,000
3	V 353	Scrubber de Entrada.	1	43,810	43,810
4	F 300	Filtro Separador de Entrada.	1	76,000	76,000
5	T 301	Columna Contactora de TEG.	1	435,754	435,754
6	F 302	Filtro Coalescente.	1	96,000	96,000
7	D 350 A/B/ C	Tamices Moleculares.	3	299,268	897,804
8	F 351 A/B	Filtro de Gas Seco.	2	55,408	110,816
9	E 355	Calentador de Gas de Regeneración.	1	45,000	45,000
10	A 356	Aeroenfriador del Gas de Regeneración.	1	40,000	40,000
11	V 352	Separador de Gas de Regeneración.	1	43,810	43,810
12	K 353 A/B	Compresor del Gas de Regeneración.	2	282,000	564,000
13	T 354	Columna Contactora de Gas Regenerado.	1	70,210	70,210
14	E 314	Serpentín Regenerador de TEG.	1	107,427	107,427
15	V 303	Separador Flash.	1	37,000	37,000
16	F 304	Filtro Primario de Cartucho.	1	12,310	12,310
17	F 306	Filtro Secundario de Cartucho	1	12,310	12,310
18	F 305	Filtros de Carbón Activado.	1	41,110	41,110
19	E 307	Intercambiador TEG Rico / Pobre.	1	38,927	38,927
20	P 312 A/B	Bombas de Circulación.	2	54,797	109,594
21	A 311	Aeroenfriador TEG Pobre.	1	72,000	72,000
22	T 309	Torre de Regeneración.	1	22,210	22,210
23	E 308	Reboiler de TEG.	1	107,427	107,427
24	A 310	Aeroenfriador de Vapor de Gas con Glicol.	1	72,000	72,000
25	V 313	Acumulador de Condensado.	1	18,608	18,608
26	V 200	Separador de Entrada a Estabilización.	1	153,878	153,878
27	F 201	Filtro de Condensado.	1	29,410	29,410
28	E 204	Pre calentador de Carga a Estabilizadora.	1	41,068	41,068
29	T 206	Torre Estabilizadora.	1	159,162	159,162
30	K 208 A/B	Compresores de Reciclo.	2	373,385	746,770
31	E 205	Reboiler de Estabilizadora.	1	120,350	120,350
32	A 207	Aeroenfriador de Condensado Estabilizado.	1	90,000	90,000
33	V 701 A/B/ C/ D	Tanques Almacenamiento LGN.	4	488,626	1,954,502
34	P 700 A/B	Bombas Despacho LGN.	2	152,805	305,609
35	E 400 A/B	Pre calentador de Carga Deetanizador.	1	83,500	83,500
36	E 401	Intercambiador Gas Salida / Gas Entrada.	1	300,000	300,000
37	V 402	Separador Frío.	1	331,769	331,769
38	X 403 - K 410	Turboexpander.	1	1,437,208	1,437,208
39	T 404	Deetanizador.	1	1,319,288	1,319,288
40	E 408	Condensador de Reflujo.	1	165,000	165,000
41	V 405	Acumulador de Reflujo.	1	277,158	277,158
42	P 406 A/B	Bombas de Reflujo.	2	40,000	80,000
43	A 411	Aeroenfriador de Gas Residual.	1	165,000	165,000
44	A 407	Aeroenfriador de LGN.	1	90,000	90,000
45	E 412	Reboiler de Deetanizador.	1	165,019	165,019
46	V 500 C	Scrubber.	1	69,992	69,992
47	V 500 B	Scrubber.	1	84,190	84,190
48	V 500 C	Scrubber.	1	162,219	162,219
49	A 500 A	Aeroenfriador.	1	250,000	250,000
50	A 500 B	Aeroenfriador.	1	280,000	280,000
51	A 500 C	Aeroenfriador.	1	285,000	285,000
52	K 500	Compresor de Gas Residual.	1	12,305,112	12,305,112
53	F 602	Filtro Hot Oil.	1	71,421	71,421
54	H 603 A/B	Horno Hot Oil.	2	470,494	940,988
55	P 601 A/B	Bomba Hot Oil.	2	34,721	69,442
56	V 600	Acumulador de Hot Oil.	1	133,653	133,653
TOTAL DE COSTOS					26'424,906

CONCLUSIONES

1. Luego del análisis de las posibles alternativas de ubicación de la nueva Planta de Recuperación de LGN, se opta por la ubicación al frente y a 2km aproximadamente de la actual Planta Malvinas, porque el costo de inversión es el más bajo a diferencia de las otras alternativas que requieren mayor inversión en el tendido de los ductos y en la potencia de compresión, la inversión adicional a requerir para el desarrollo de este proyecto es de 31.13 MMUSD (2km de gasoducto y poliducto y estación de compresión).
2. Los costos de inversión estimados a requerir para los equipos principales de los sistemas de la Planta de Recuperación LGN, deben ser de 29.92 MMUSD, todo estimado en Clase IV, con niveles de precisión de -15% a -30% hasta +20% a +50%. El costo de los equipos es a precio FOB, es decir recibido en puerto del país de origen, no se considera costos de transporte, de nacionalización de equipos, seguros y otros.
3. En todo proyecto a desarrollar es de vital importancia la gestión del permiso de EIA, ya que antes de la ejecución del proyecto este permiso debe estar aprobado por el MEM-DGH para que el personal de construcción pueda entrar a la zona a trabajar, sobre todo si es una zona virgen y cercana a comunidades nativas o reservas naturales, como es el caso de este estudio.
4. De acuerdo a la metodología del PMBOK y a la buenas prácticas de la gestión de proyectos, todo proyecto debe tener un Análisis de Riesgo ó

HAZID, en el cual se reúnen las áreas involucradas para la identificación de peligros y evaluación de riesgos, de manera de prevenir los impactos y planear planes de mitigación o de control, como medida de prevención.

5. Para nuestra realidad, fue conveniente considerar el Sistema de Compresión de Gas, debido a que nos encontramos en zona selva y necesitamos altas potencias para poder transportar el gas a la costa del país, para lo cual tiene que vencer la altura de la cordillera y una distancia de 500 km en línea recta a la costa del país.
6. Se cumplió con el objetivo de describir todos los sistemas, procesos y equipos principales que constituyen una Planta de Recuperación de LGN, estos puntos fueron detallados en el ítem 2.4, siendo el equipo más crítico o también llamado corazón de la planta el Turboexpansor, por tener función de enfriar al máximo al gas seco para la separación de los LGN, no dejando de serlo otros equipos tan importantes como la Torre Deetanizadora y Torre Estabilizadora, las cuales no son equipos críticos pero si importantes que colaboran en la separación del gas con sus líquidos, asimismo la Contact... de Glicol, la cual se encarga de acondicionar el gas antes de ser expandido y el Turbocompresor que se encarga de transportar el producto final.
7. En base a las tecnologías de enfriamiento del gas planteadas y descritas en el ítem 2.5 y a la descripción de una planta de gas mostrada en el ítem 2.4; se eligió la tecnología de criogenización (Procesos de Turboexpansión SCORE), la cual como se describió es la más eficiente por sus altas recuperaciones de LGN, además se seleccionaron los sistemas y equipos principales para la planta, los cuales son mostrados en los Planos PFDs y UFDs, y en la tabla de Lista de equipos. De esa manera se desarrollo el Estudio de la Planta de Recuperación de LGN, cumpliendo con el objetivo trazado.

RECOMENDACIONES

- Analizar nuevas tecnologías para la recuperación de LGN.
- Hacer un plano integrado de la planta de gas con todos sus sistemas.
- Realizar un listado con todas las plantas de gas en el mundo, que emplean la tecnología SCORE.
- Conseguir el know how de los sistemas auxiliares a necesitarse para esta planta.
- Realizar un estudio de navegabilidad del río Urubamba.
- Continuar identificando más posibles riesgos para el presente estudio.
- Para tener datos de costos más precisos, se recomienda usar el software Aspen Icarus Process Evaluator 2006.5.
- Usar software de simulación de procesos HYSYS, para el diseño final de la planta, en base a un perfil de producción real.

BIBLIOGRAFÍA:

- [1] TECNA - Argentina "Procesamiento y Producción del Gas Natural". 2008.
- [2] CAREC - Perú "Producción, Procesamiento y Manejo del Gas Natural". 2009.
- [3] Ing. Gustavo Olivares "Operación y Mantenimiento de Plantas de Repsol Gas". 2008.
- [3] Morales Carlos "Aspectos Económicos y Tecnológicos del Gas Natural en el Brasil". 1999.
Luis Dutra
Luis Pinguelli
- [4] Borrás Brucart "Gas Natural, Características, Distribución y Aplicaciones Industriales". Editores Técnicos Asociados, S.A.Barcelona, 1987.
- [5] Ministerio de Minas y Energía de Colombia "La Cadena del Gas Natural". 2006.
- [6] OSINERGMIN "Principios Tecnológicos del Sector Gas Natural". 2005.
- [7] PEMEX "Gas y Petroquímica". 2008.

- [8] Instituto Peruano de Economía. "Proyecto Camisea". 2004.
- [9] Ing. Bruno Paulsen PROGASPERÚ "Reservas Recuperables de Camisea y Proyecciones de Consumo". 2006.

Páginas Web:

- [10] GAS NATURAL SDG, SA - <http://www.gasnatural.com>
- [11] OSINERGMIN <http://gasnaturalperu.pe.tripod.com/elgasnatural/id17.html>
- [12] www.innenergy.cl/historiagas1.htm
- [13] www.hydrocarbonengineering.com
- [14] http://en.wikipedia.org/wiki/Plantas_de_procesamiento_del_gas_natural

PLANOS

PLANOS

Lay Out

Lay Out de la Planta de Recuperación de LGN: RJRO-LO-01

Diagrama de Flujos de Procesos - PFDs

PFD - Sistema de Acondicionamiento Primario: RJRO-PFD-01

El PFD del Sistema de Acondicionamiento Primario, está compuesto por:

Sistema de Separación Primaria.

Sistema de Deshidratación del Gas.

PFD - Sistema de Regeneración de TEG RJRO-PFD-02

PFD - Sistema de Separación Criogénica: RJRO-PFD-03

PFD - Sistema de Estabilización de Condensado: RJRO-PFD-04

PFD - Sistema de Compresión de Gas: RJRO-PFD-05

Diagrama de Flujo de Servicios Auxiliares - UFDs

UFD - Sistema Hot Oil: RJRO-UFD-06

UFD - Servicios Auxiliares 1: RJRO-UFD-07

Donde los Servicios Auxiliares 1, están compuestos por los siguientes sistemas:

Sistema de Fuel Gas.

Sistema de Venteos y Drenajes Cerrados.

Sistema de Aire de Instrumentos.

Sistema de Nitrógeno.

UFD - Servicios Auxiliares 2:

RJRO-UFD-08

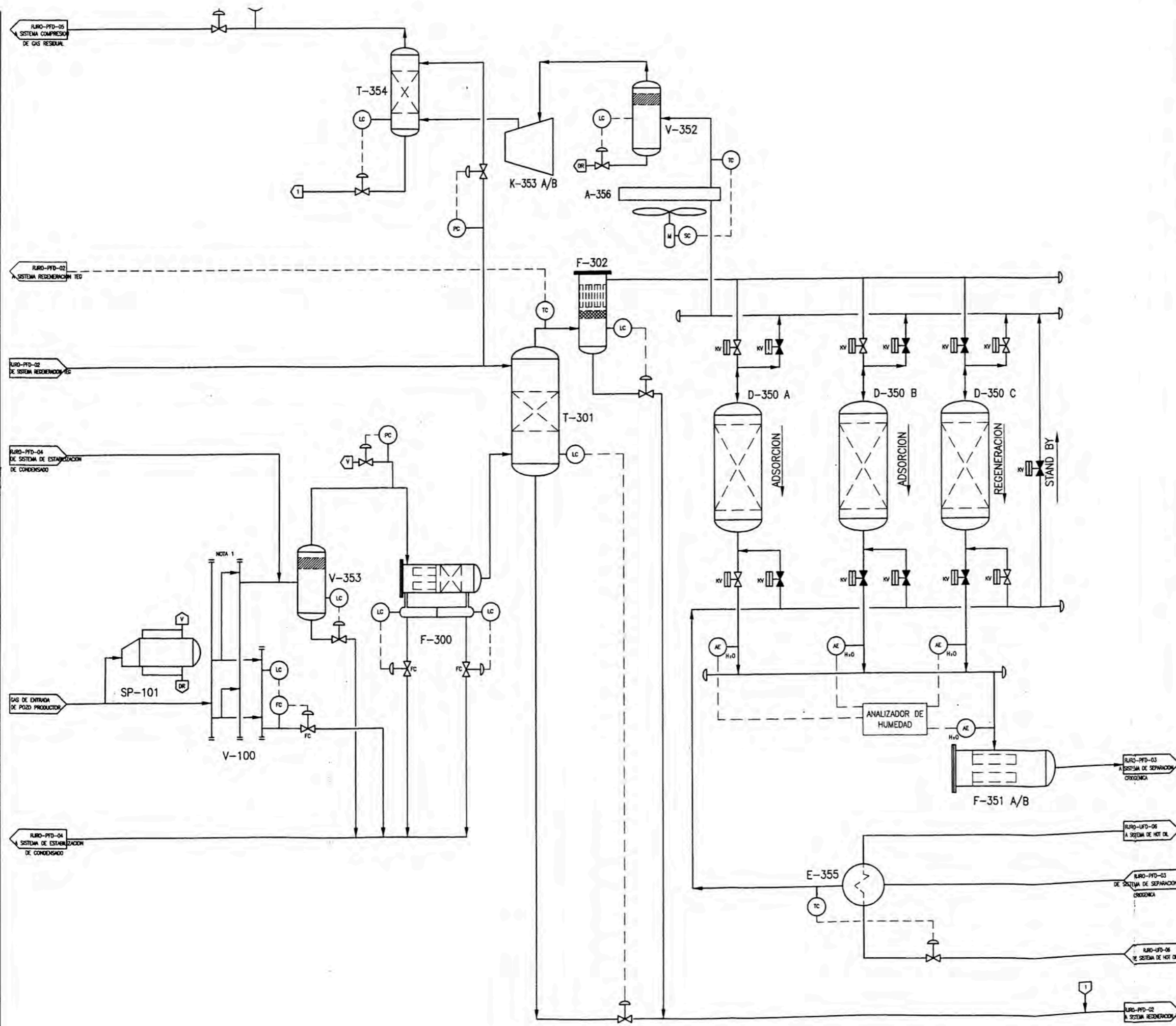
Donde los servicios auxiliares 2, están compuesto por los siguientes sistemas:

Sistema de Generación Eléctrica.

Sistema de Generación Eléctrica de Emergencia.

Sistema de Agua.

Sistema de Drenajes Abiertos.



LISTA DE EQUIPOS:

- A-356 AEROFRIADOR DE GAS DE REGENERACION
- D-350 A/B/C TAMICES MOLECULARES
- E-355 CALENTADOR DE GAS DE REGENERACION
- F-300 FILTRO SEPARADOR DE ENTRADA
- F-302 FILTRO COALESCENTE
- F-351 A/B FILTROS DE GAS SECO
- K-353 A/B COMPRESOR DE GAS DE REGENERACION
- SP-101 TRAMPA RECEPTORA
- T-301 COLUMNA CONTACTORA DE TEG
- T-354 COLUMNA CONTACTORA DEL GAS DE REGENERACION
- V-100 SLUG CATCHER
- V-352 SEPARADOR DE GAS DE REGENERACION
- V-353 SCRUBBER DE ENTRADA

REFERENCIA:

- VALVULA CERRADA
- VALVULA ABIERTA
- INDICACION DE CORRIENTE
- VENTO A ANTORCHA
- DRENAJES CERRADOS
- VALVULA AUTOMATIZADA

NOTAS:

- 1- A LOS FINES DEL PRESENTE ESTUDIO SE CONSIDERA UN SLUG CATCHER TIPO DEDOS DE LA MISMA CARACTERISTICA A LOS EMPLEADOS EN OTRAS PLANTAS SIMILARES.
- 2- EN LA SIGUIENTE FASE DE INGENIERIA SE DEBERA EVALUAR LA NECESIDAD Y UBICACION DE LOS PUNTOS DE INYECCION DE QUIMICOS.

REV	FECHA	DESCRIPCION	EJECUTO	REVISO	APROBO
0	24/07/09	EMISION FINAL DE INGENIERIA	RJRO	RJRO	RJRO

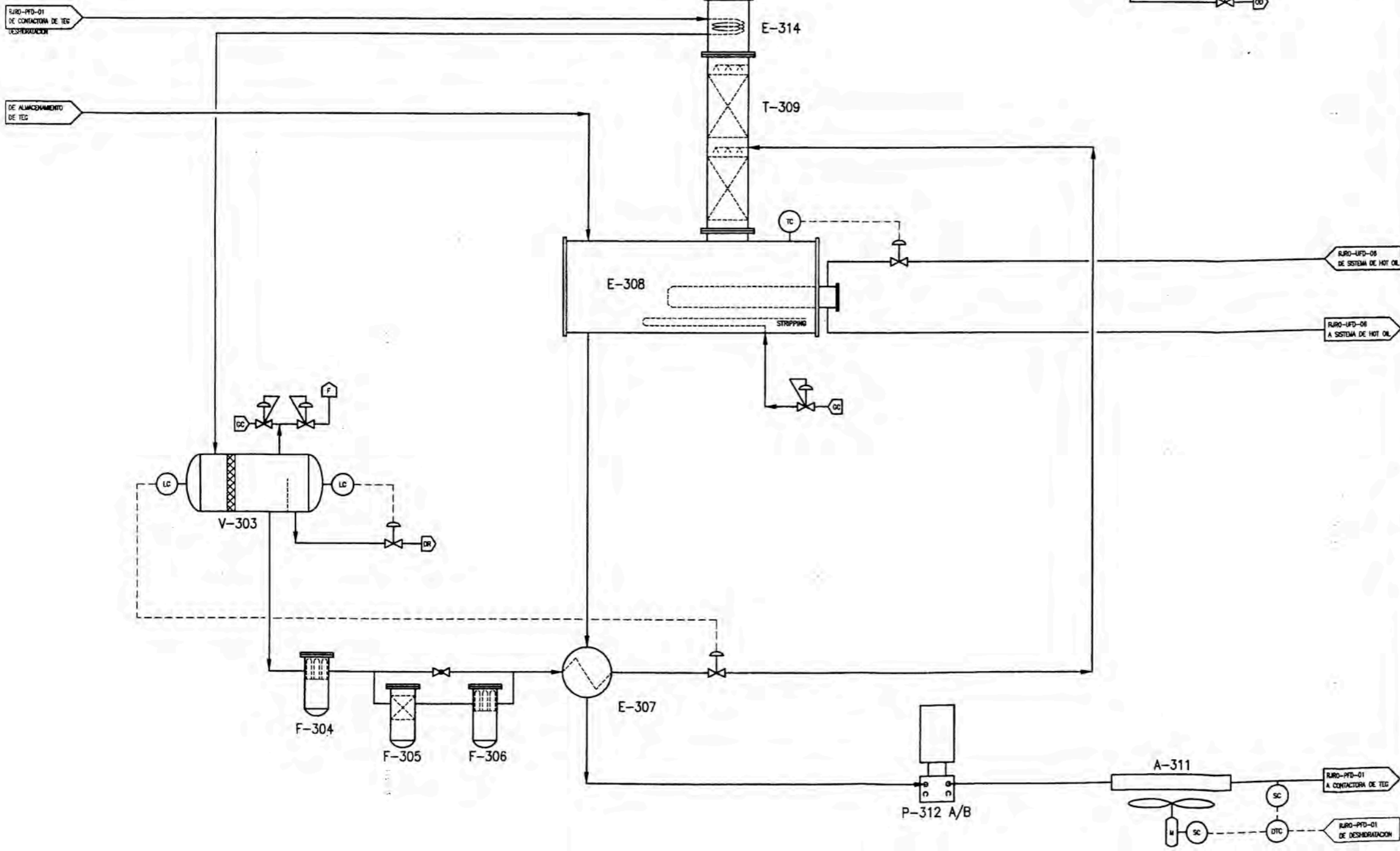
PROYECTO: DISEÑO CONCEPTUAL DE UNA PLANTA DE RECUPERACION DE LGN

TITULO: PFD - PLANTA DE RECUPERACION DE LGN

SUBTITULO: SISTEMA DE ACONDICIONAMIENTO PRIMARIO (SEPARACION PRIMARIA Y DESHIDRATACION)

TIPO DE DOCUMENTO: DIAGRAMA DE PROCESO

ESCALA	ARCHIVO:	DOCUMENTO N°:	HOJA: 1	REV.
S/E	RJRO-PFD-01-0.dwg	RJRO-PFD-01	DE: 1	0



LISTA DE EQUIPOS

- A-310 AEROFRIADOR DE VAPOR DE GAS CON GLICOL
- A-311 AEROFRIADOR DE TEG POBRE
- E-307 INTERCAMBIADOR TEG RICO/TEG POBRE
- E-308 REBOILER DE TEG
- E-314 SERPENTIN REGENERADORA DE TEG
- F-304 FILTRO PRIMARIO DE CARTUCHO DE TEG
- F-305 FILTRO DE CARBON ACTIVADO DE TEG
- F-306 FILTRO SECUNDARIO DE CARTUCHO DE TEG
- P-312 A/B BOMBAS DE CIRCULACION DE TEG
- T-309 TORRE DE REGENERACION
- V-303 SEPARADOR FLASH DE TEG
- V-313 ACUMULADOR DE CONDENSADO

REFERENCES:

- XXXXX INDIACION DE CORRIENTE
- V FLARE
- DR DRENAJES ABIERTOS
- DR DRENAJES CERRADOS
- DC GAS COMBUSTIBLE

REV	FECHA	DESCRIPCION	EJECUTO	REVIS
0	24/07/08	EMISION FINAL DE INGENIERIA	RJRO	RJRO

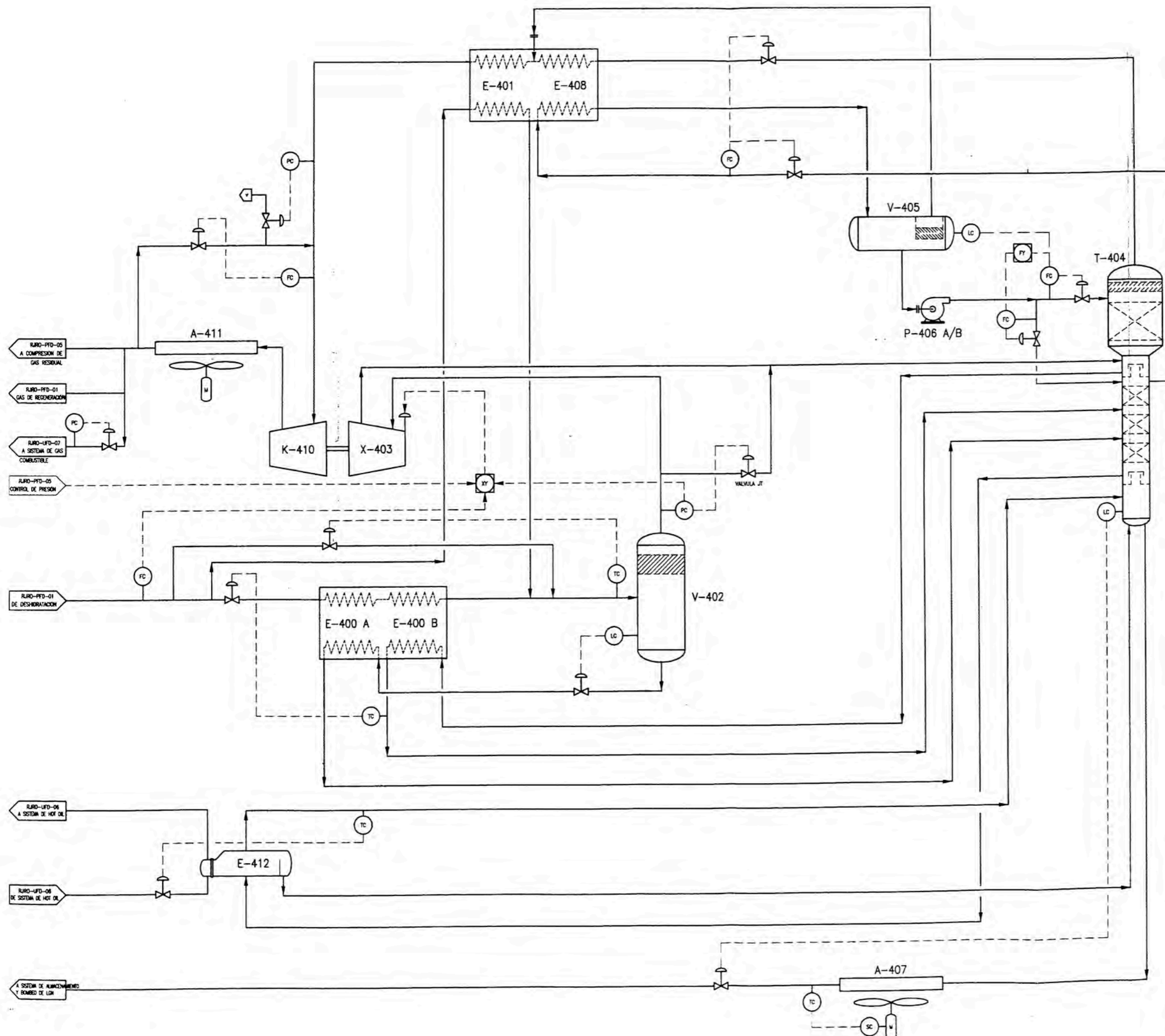
PROYECTO: DISEÑO CONCEPTUAL DE UNA PLANTA DE RECUPERACION DE LGN

TITULO: PFD - PLANTA DE RECUPERACION DE LGN

SUBTITULO: SISTEMA DE REGENERACION TEG

TIPO DE DOCUMENTO: DIAGRAMA DE PROCESOS

ESCALA	ARCHIVO:	DOCUMENTO N°:	HOJA: 1	REV:
S/E	RJRO-PFD-02-0.dwg	RJRO-PFD-02	DE: 1	0



RURO-PFD-05
A COMPRESION DE GAS RESIDUAL
 RURO-PFD-01
GAS DE REGENERACION
 RURO-PFD-07
A SISTEMA DE GAS COMBUSTIBLE
 RURO-PFD-05
CONTROL DE PRESION

RURO-PFD-01 DE DESHIDRATACION

RURO-PFD-06 A SISTEMA DE HOT OIL

RURO-PFD-06 DE SISTEMA DE HOT OIL

SISTEMA DE ALMACENAMIENTO Y BOMBEO DE LGN

LISTA DE EQUIPOS:

- A-407 AEROFRIADOR LGN RECUPERADO
- A-411 AEROFRIADOR DE GAS RESIDUAL
- E-400 A/B PRECALENTADOR DE CARGA DEETANIZADOR
- E-401 INTERCAMBIADOR GAS DE SALIDA/GAS DE ENTRADA
- E-408 CONDENSADOR DE REFLUJO
- E-412 REBOILER DE DEETANIZADOR
- K-410 COMPRESOR BOOSTER
- P-406 A/B BOMBAS DE REFLUJO
- T-404 DEETANIZADOR
- V-402 SEPARADOR FRIO
- V-405 ACUMULADOR DE REFLUJO
- X-403 TURBOEXPANDER

REFERENCIA:

- XXXXX INDICACION DE CORRIENTE
- V VENTIDA A ANTORCHA

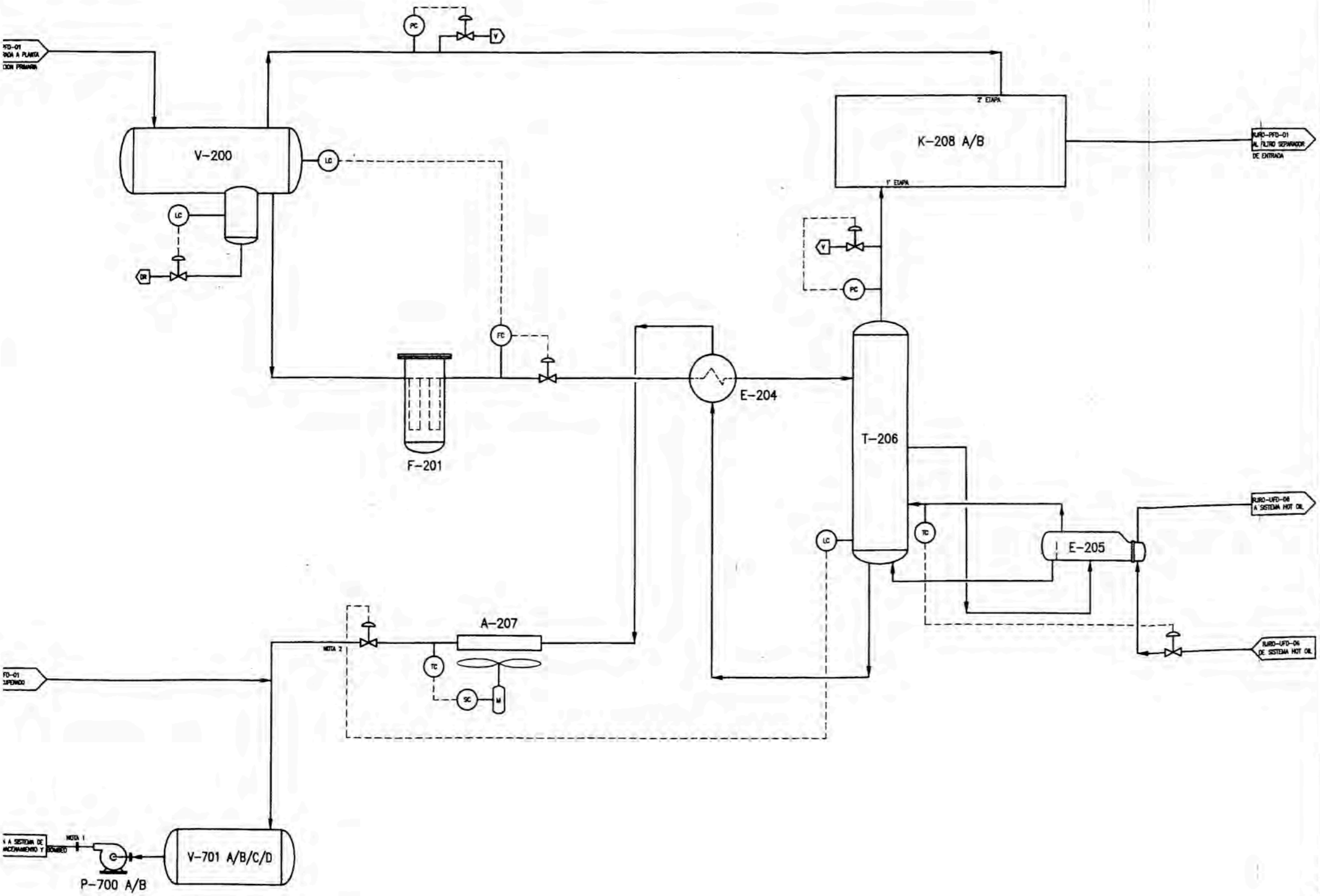
NOTAS:

1- EN LA SIGUIENTE FASE DE INGENIERIA SE DEBERA EVALUAR LA NECESIDAD Y UBICACION DE LOS PUNTOS DE INYECCION DE QUIMICOS.

REV	FECHA	DESCRIPCION	EJECUTO	REVISO	APROBO
0	24/07/09	EMISION FINAL DE INGENIERIA	RURO	RURO	RURO
PROYECTO: DISEÑO CONCEPTUAL DE UNA PLANTA DE RECUPERACION DE LGN TITULO: PFD - PLANTA DE RECUPERACION DE LGN SUBTITULO: SISTEMA DE SEPARACION CRIOGENICA TIPO DE DOCUMENTO: DIAGRAMA DE PROCESO					
ESCALA		ARCHIVO:	DOCUMENTO N°:	HOUA: 1	REV.

LISTA DE EQUIPOS:

- A-207 AEROENFRIADOR DE CONDENSADO ESTABILIZADO
- E-204 PRECALENTADOR DE CARGA A ESTABILIZADORA
- E-205 REBOILER DE ESTABILIZADORA
- F-201 FILTRO DE CONDENSADO
- K-208 A/B COMPRESORES DE RECICLO
- P-700 A/B BOMBAS DESPACHO LGN
- T-206 TORRE ESTABILIZADORA
- V-200 SEPARADOR DE ENTRADA A ESTABILIZACION
- V-701 A/B/C/D NOTA 3 TANQUES ALMACENAMIENTO LGN



REFERENCIA:

- DR DRENAJE CERRADO
- XXXXX INDICACION DE CORRIENTE
- Y VENTIDA A ANTORCHA
- NUEVO
- EXISTENTE

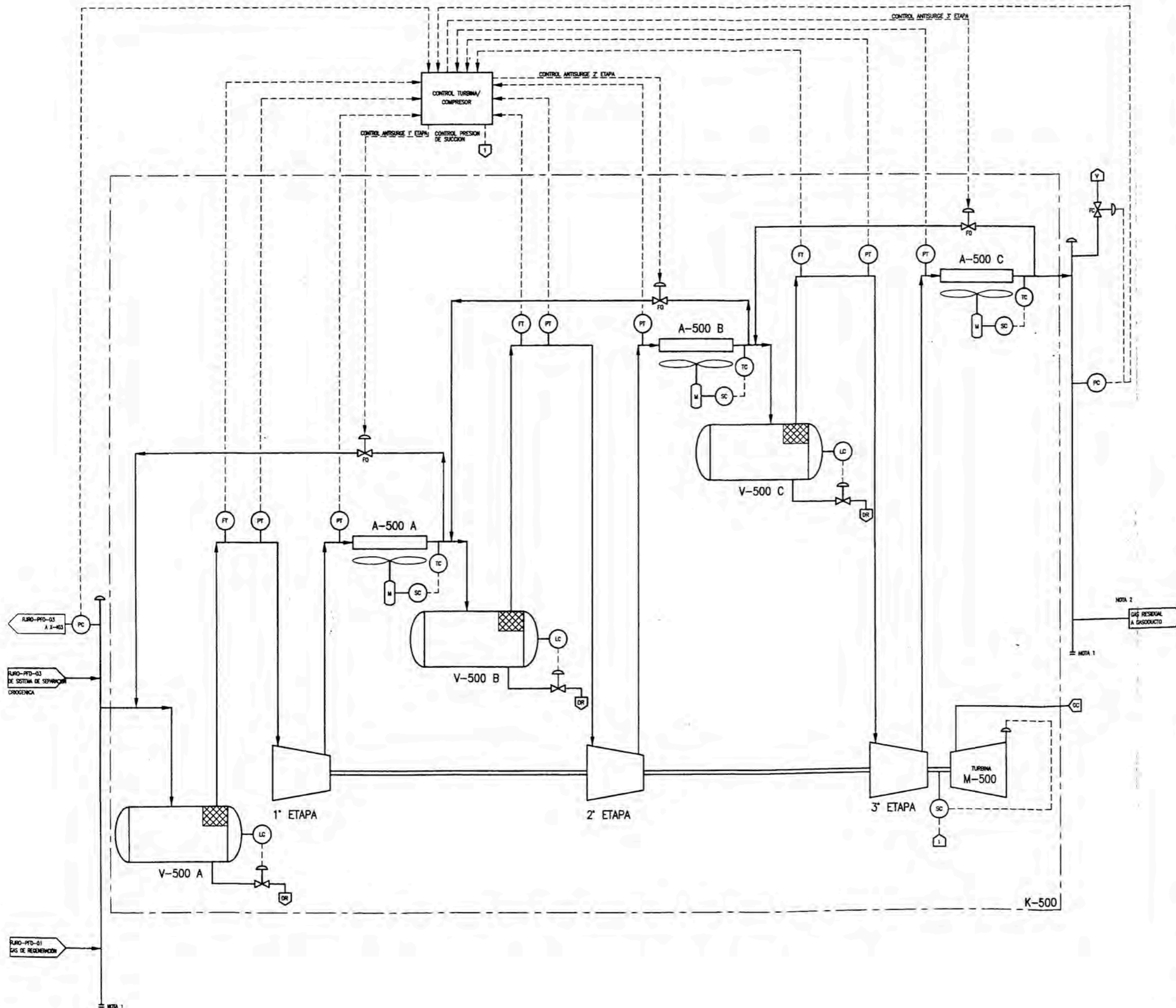
NOTAS:

- 1- LOS LGN RECUPERADOS DEBEN SER BOMBADOS Y ALMACENADOS EN LOS TANQUES O BULLETS, ANTES DE SER TRANSPORTADOS POR POLIDUCTO.
- 2- DURANTE LA SIGUIENTE FASE DE INGENIERIA SE DEBERAN ANALIZAR ALTERNATIVAS PARA LA EXTRACCION DE AGUA DEL CONDENSADO ESTABILIZADO.

0	24/07/09	EMISION FINAL DE INGENIERIA	RJRO	RJR
REV	FECHA	DESCRIPCION	EJE	
PROYECTO: DISEÑO CONCEPTUAL DE UNA PLANTA DE RECUPERACION DE LGN				

LISTA DE EQUIPOS:

- A-500 A
AEROENFRIADOR 1ª ETAPA K-500
- A-500 B
AEROENFRIADOR 2ª ETAPA K-500
- A-500 C
AEROENFRIADOR 3ª ETAPA K-500
- K-500
COMPRESOR DE GAS RESIDUAL
- V-500 A
SCRUBBER 1ª ETAPA K-500
- V-500 B
SCRUBBER 2ª ETAPA K-500
- V-500 C
SCRUBBER 3ª ETAPA K-500
- M-500
TURBINA A GAS



REFERENCIA:

- DRENAJE CERRADO
- INDICACION DE CORRIENTE
- VENTAS A ANTORCHA
- GAS COMBUSTIBLE

NOTAS:

- 1- DURANTE LA SIGUIENTE FASE DE INGENIERIA, EN FUNCION DEL ANALISIS DE FILOSOFIA DE RESERVA Y NECESIDAD DE DISPONIBILIDAD DE PLANTA, SE DEBERA DETERMINAR SI ES CONVENIENTE INSTALAR MAS DE UN COMPRESOR DE GAS RESIDUAL.
- 2- EL NUMERO DE ETAPAS DEBERA SER CONFIRMADO DURANTE LA SIGUIENTE FASE DE INGENIERIA UNA VEZ ANALIZADO EL MODELO DE COMPRESOR.

REV	FECHA	DESCRIPCION	EJEC	REV
0	24/07/09	EMISION FINAL DE INGENIERIA	RJRO	RJRO

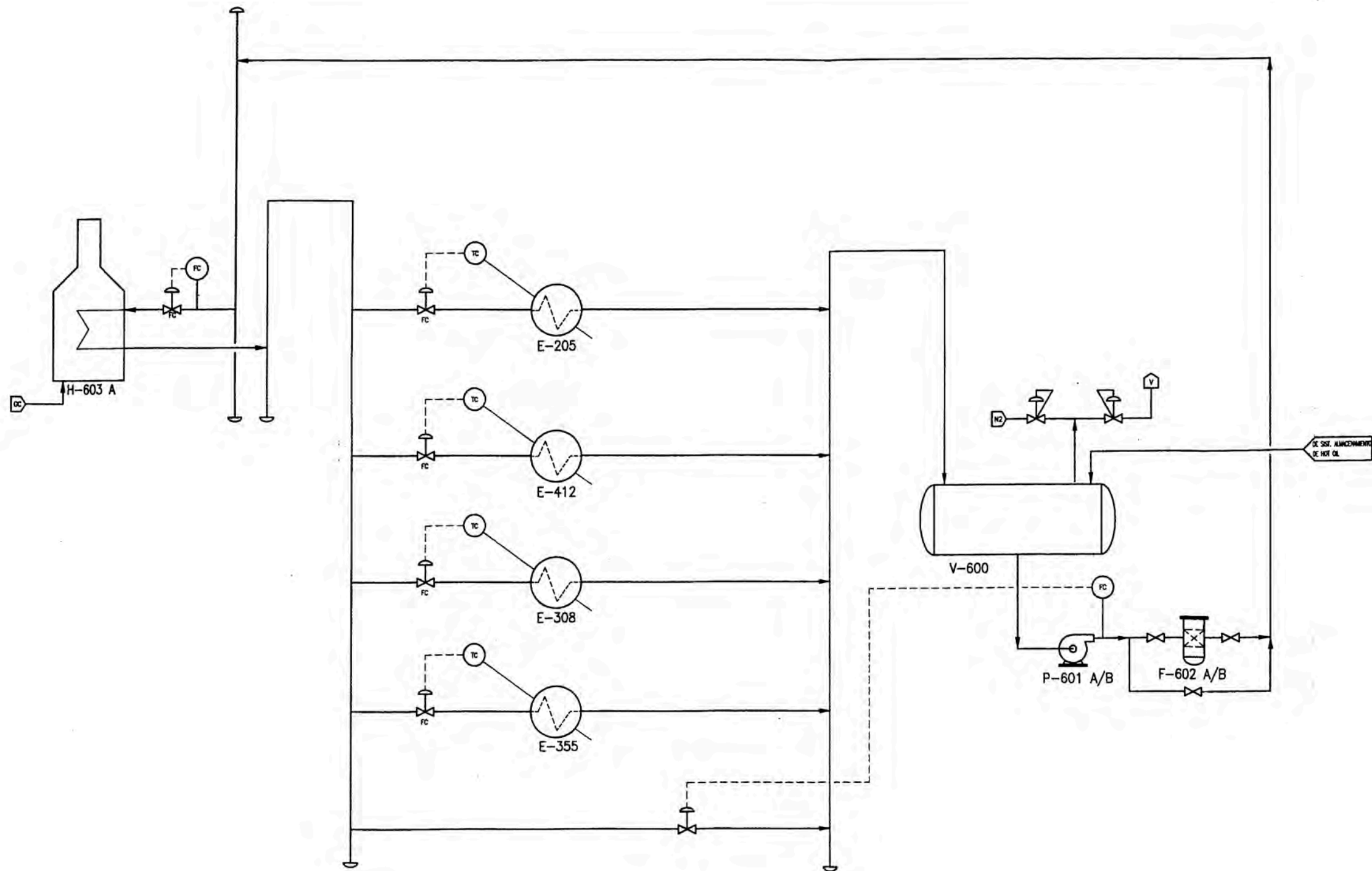
PROYECTO: DISEÑO CONCEPTUAL DE UNA PLANTA DE RECUPERACION DE LGN

TITULO: PFD - PLANTA RECUPERACION DE LGN

SUBTITULO: SISTEMA DE COMPRESION DE GAS

TIPO DE DOCUMENTO: DIAGRAMA DE PROCESOS

ESCALA	ARCHIVO	DOCUMENTO N°	HOLLA	REV.
S/E	RJRO-PFD-05-0.dwg	RJRO-PFD-05	DE 1	0



LISTA DE EQUIPOS:

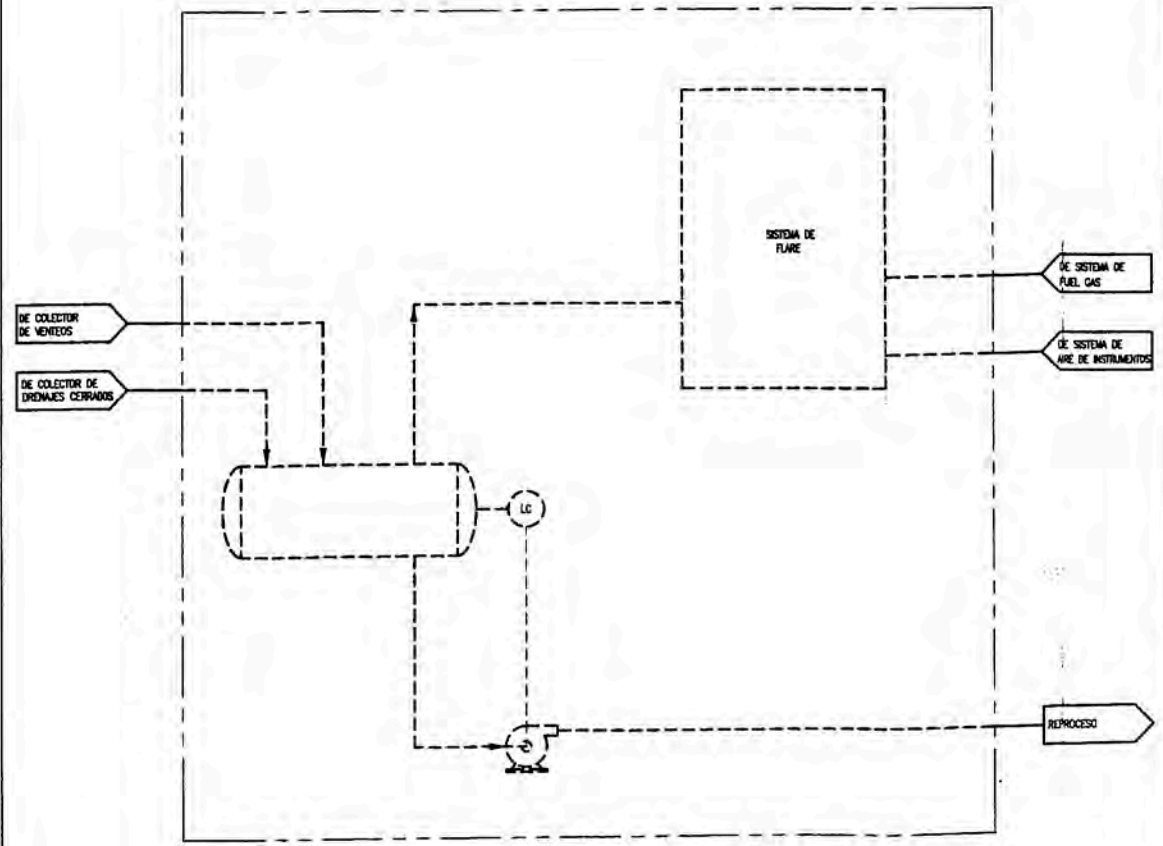
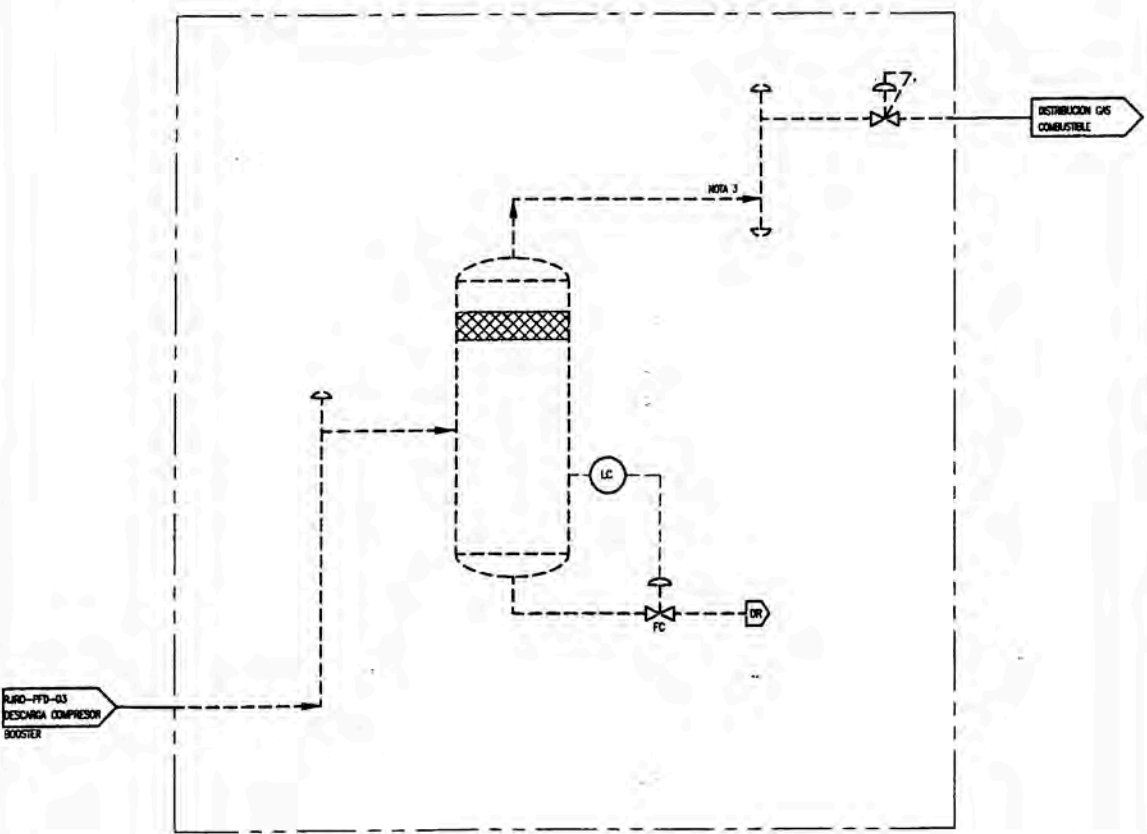
- E-205 ESTABILIZADORA DE CONDENSADO
- E-308 REBOILER DE REGENERADORA DE TEG
- E-355 CALENTADOR DE GAS DE REGENERACION
- E-412 REBOILER DE TORRE DEETANIZADORA
- F-602 A/B FILTROS DE HOT OIL
- H-603 A/B HORNOS DE HOT OIL
- P-601 A/B BOMBAS DE HOT OIL
- V-600 ACUMULADOR DE HOT OIL

REFERENCIA:

- XXXXX INDICACION DE CORRIENTE
- N2 NITROGENO
- V VENTEO
- GC GAS COMBUSTIBLE

0	24/07/08	EMISION FINAL DE INGENIERIA		RJRO	RJRO	RJRO					
REV	FECHA	DESCRIPCION		EJECUTO	REVISO	APROBADO					
PROYECTO: DISEÑO CONCEPTUAL DE UNA PLANTA DE RECUPERACION DE LGN											
TITULO: UFD - PLANTA DE RECUPERACION DE LGN											
SUBTITULO: SISTEMA DE HOT OIL											
TIPO DE DOCUMENTO: DIAGRAMA DE BLOQUES											
ESCALA	ARCHIVO:	DOCUMENTO N°:	NOM: 1	REV:							
S/E	RJRO-PFD-06-0.dwg	RJRO-UFD-06	DE: 1	0							

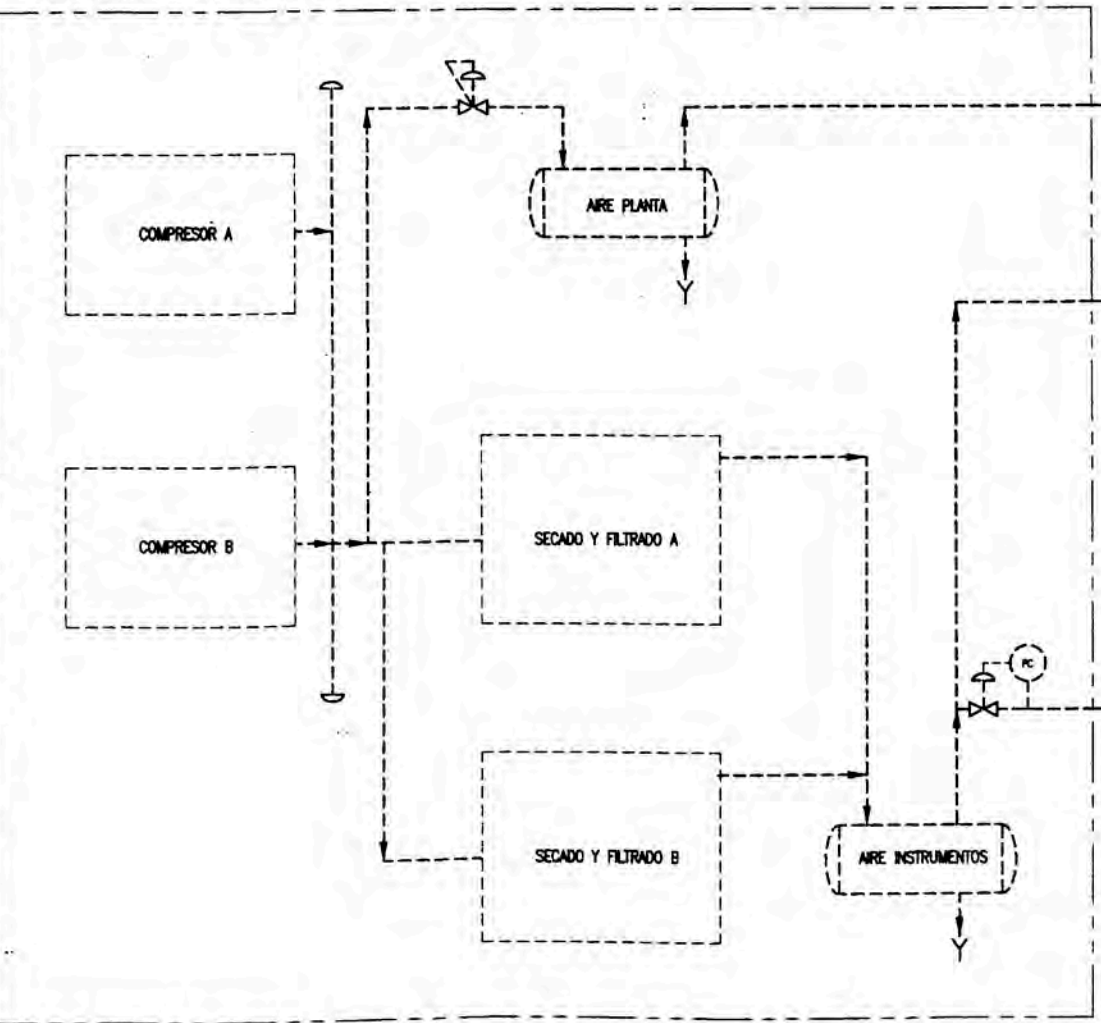
SISTEMA DE VENTEOS Y DRENAJES CERRADOS PRESURIZADOS: 2
(NOTA 2)



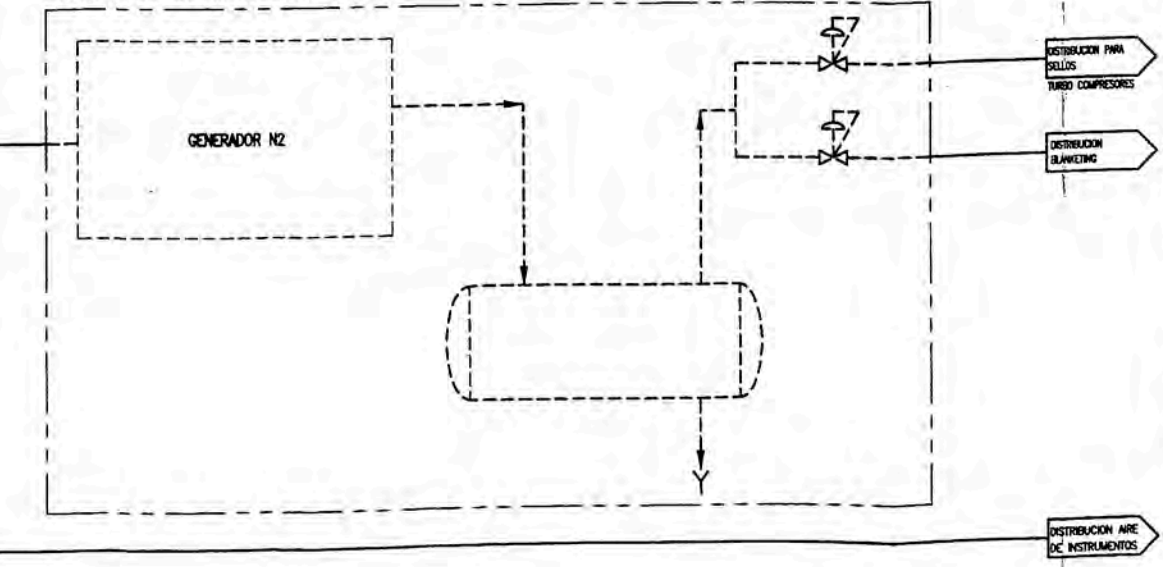
LISTA DE EQUIPOS:

- 1 - SISTEMA DE FUEL GAS
- 2 - SISTEMA DE VENTEOS Y DRENAJES CERRADOS
- 3 - SISTEMA DE AIRE DE INSTRUMENTOS Y DE PLANTA
- 4 - SISTEMA DE GAS NITRÓGENO

SISTEMA DE AIRE DE INSTRUMENTOS Y DE PLANTA: 3



SISTEMA DE GAS NITRÓGENO: 4



NOTAS:

1. CADA SISTEMA ESTÁ REPRESENTADO EN FORMA ESQUEMÁTICA A FIN DE IDENTIFICAR LOS EQUIPOS PRINCIPALES QUE LO COMPONEN. EN LA SIGUIENTE FASE DE INGENIERÍA SE DEBERÁ REALIZAR EL DISEÑO DE CADA SISTEMA.
2. EL SISTEMA DE DRENAJES CERRADOS Y VENTEOS ESTÁ COMPUESTO POR DOS SUBSISTEMAS EQUIVALENTES CORRESPONDIENTES A LOS DRENAJES Y VENTEOS FRÍOS DE LA UNIDAD CROCIQUINA Y A LOS DRENAJES Y VENTEOS CALIENTES DE LAS DEMÁS UNIDADES.
3. EN UNA SIGUIENTE FASE DE INGENIERÍA SE DEBERÁ VERIFICAR LA NECESIDAD DE CONTAR CON GAS SELLO Y LOS NIVELES DE PRESIÓN, RESPECTO AL TURBOCOMPRESOR.

REV	FECHA	DESCRIPCION	EJECUTO	REVISO	APROB
0	24/07/09	EMISIÓN FINAL DE INGENIERÍA	RJRO	RJRO	RJRO

PROYECTO: DISEÑO CONCEPTUAL DE UNA PLANTA DE RECUPERACION DE LGN

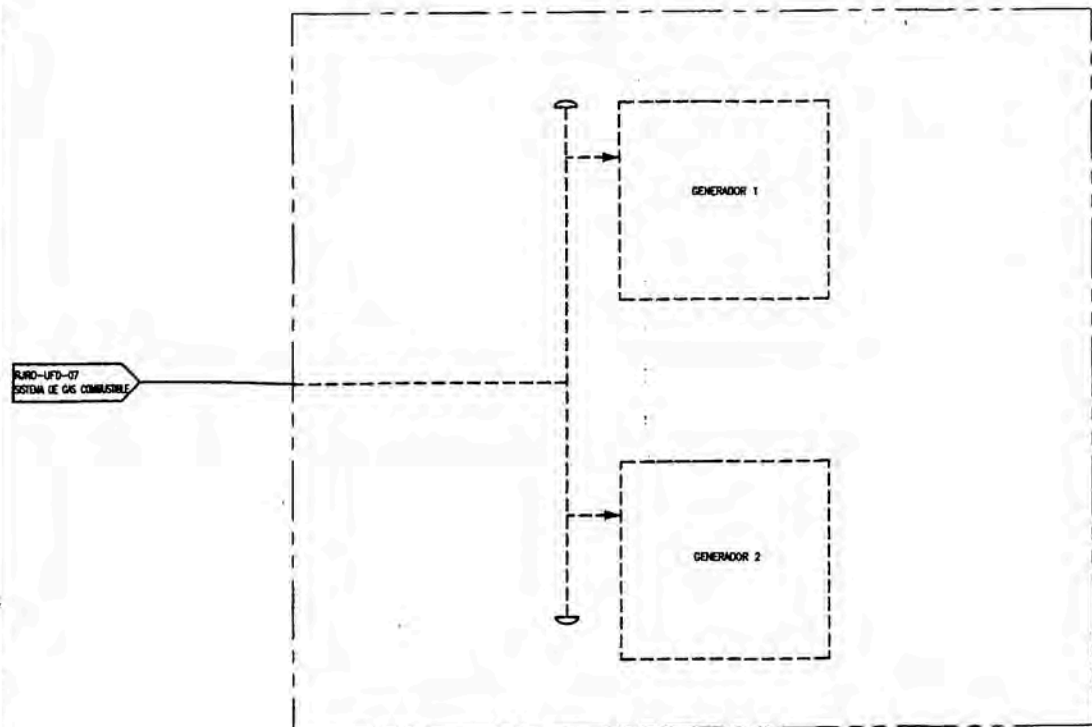
TITULO: UFD - PLANTA RECUPERACION DE LGN

SUBTITULO: SERVICIOS AUXILIARES

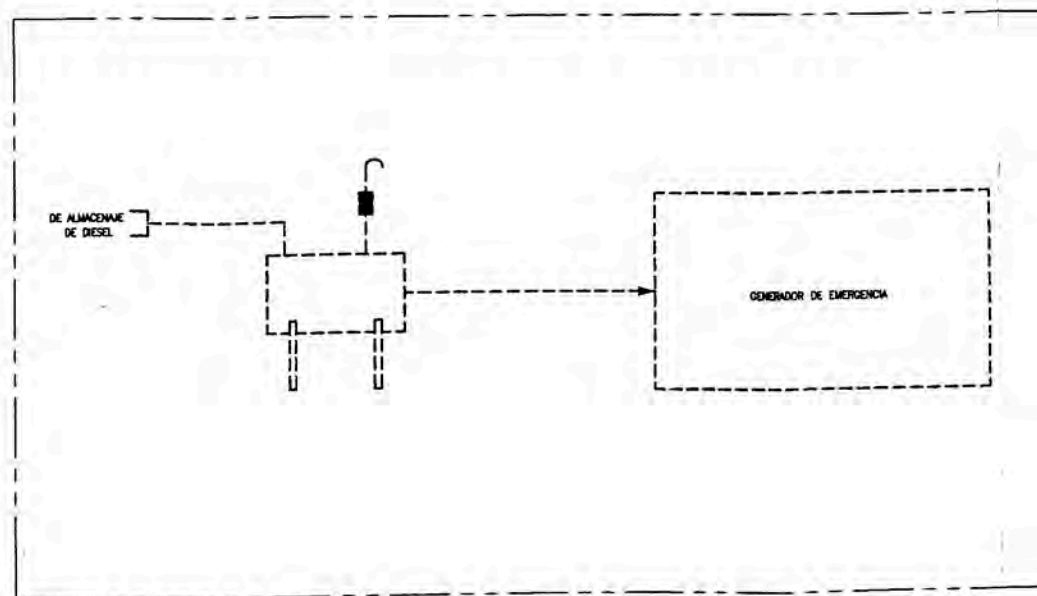
TIPO DE DOCUMENTO: DIAGRAMA DE PROCESO

ESCALA	ARCHIVO:	DOCUMENTO N°:	HOMA: 1	REV
S/E	RJRO-UFD-07-0.dwg	RJRO-UFD-07	DE: 1	0

SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICO: 5



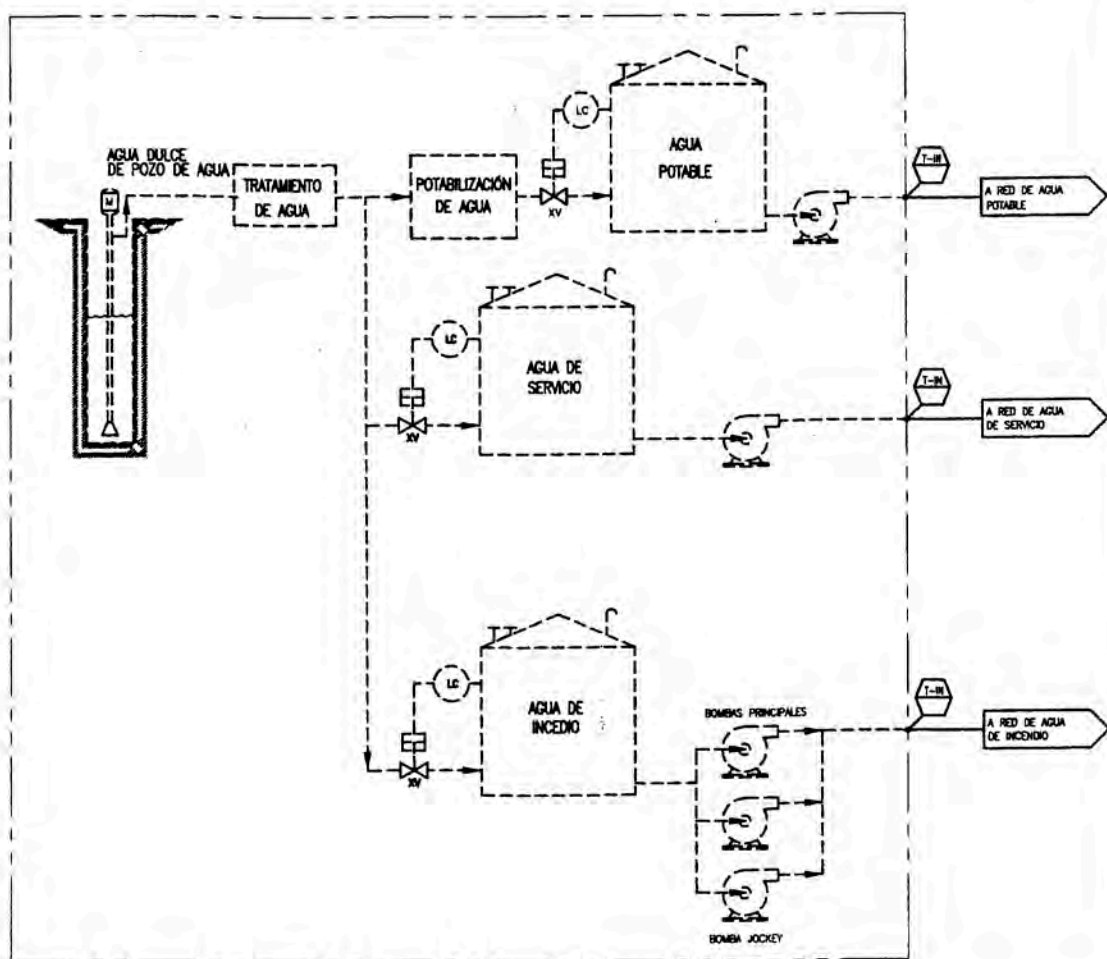
SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICO DE EMERGENCIA: 6



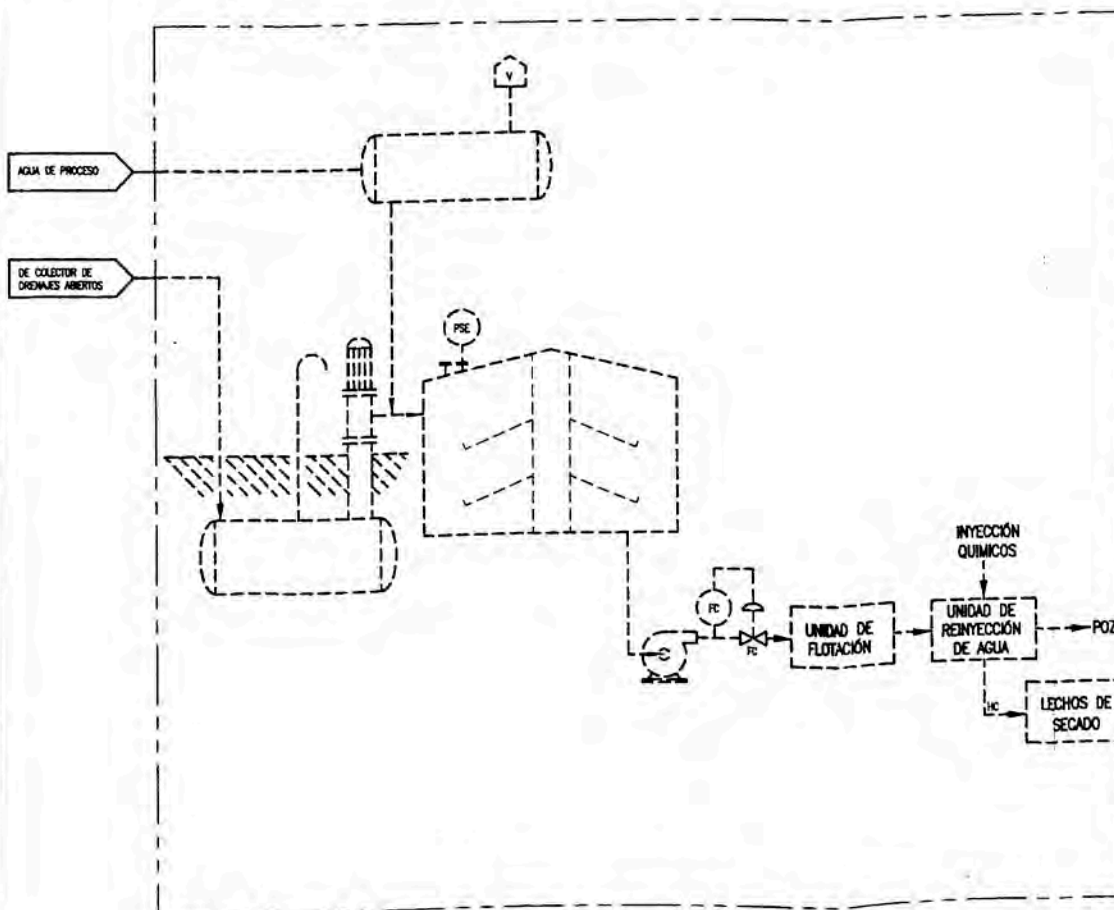
LISTA DE EQUIPOS:

- 5 - SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICO
- 6 - SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICO DE EMERGENCIA
- 7 - SISTEMA DE AGUA
- 8 - SISTEMA DE DRENAJES ABIERTOS

SISTEMA DE AGUA: 7



SISTEMA DE DRENAJES ABIERTOS: 8



REFERENCIA:

V VENTEO A ANTORCHA

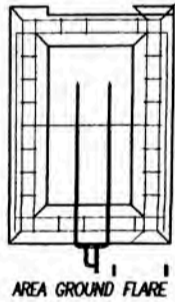
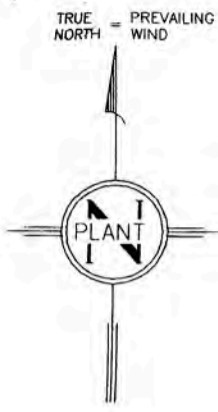
NOTAS:

1. CADA SISTEMA ESTÁ REPRESENTADO DE FORMA ESQUEMÁTICA A FIN DE IDENTIFICAR LOS EQUIPOS PRINCIPALES QUE LO COMPONEN. EN LA SIGUIENTE FASE DE INGENIERÍA SE DEBERÁ REALIZAR EL DISEÑO DE CADA SISTEMA.

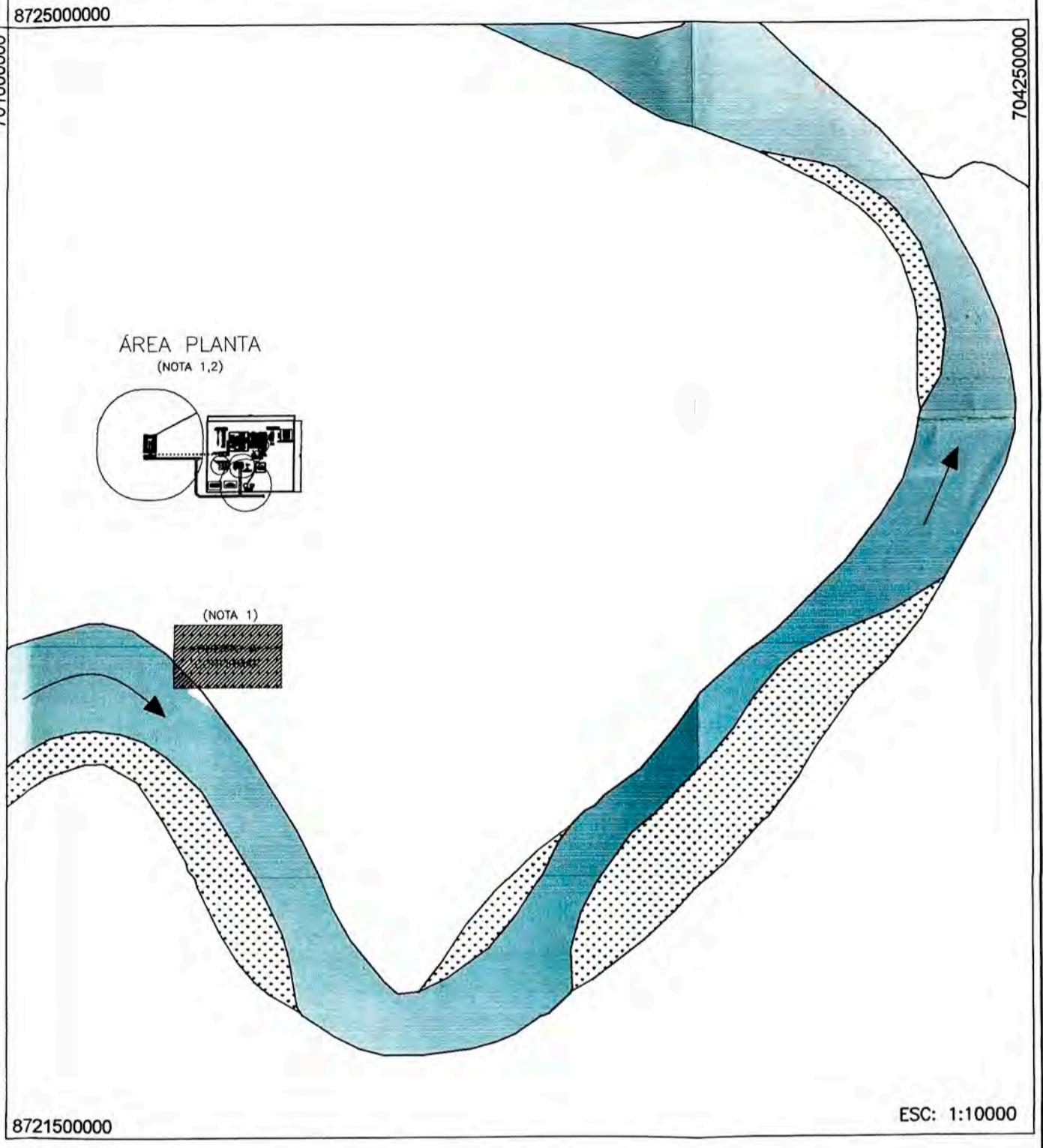
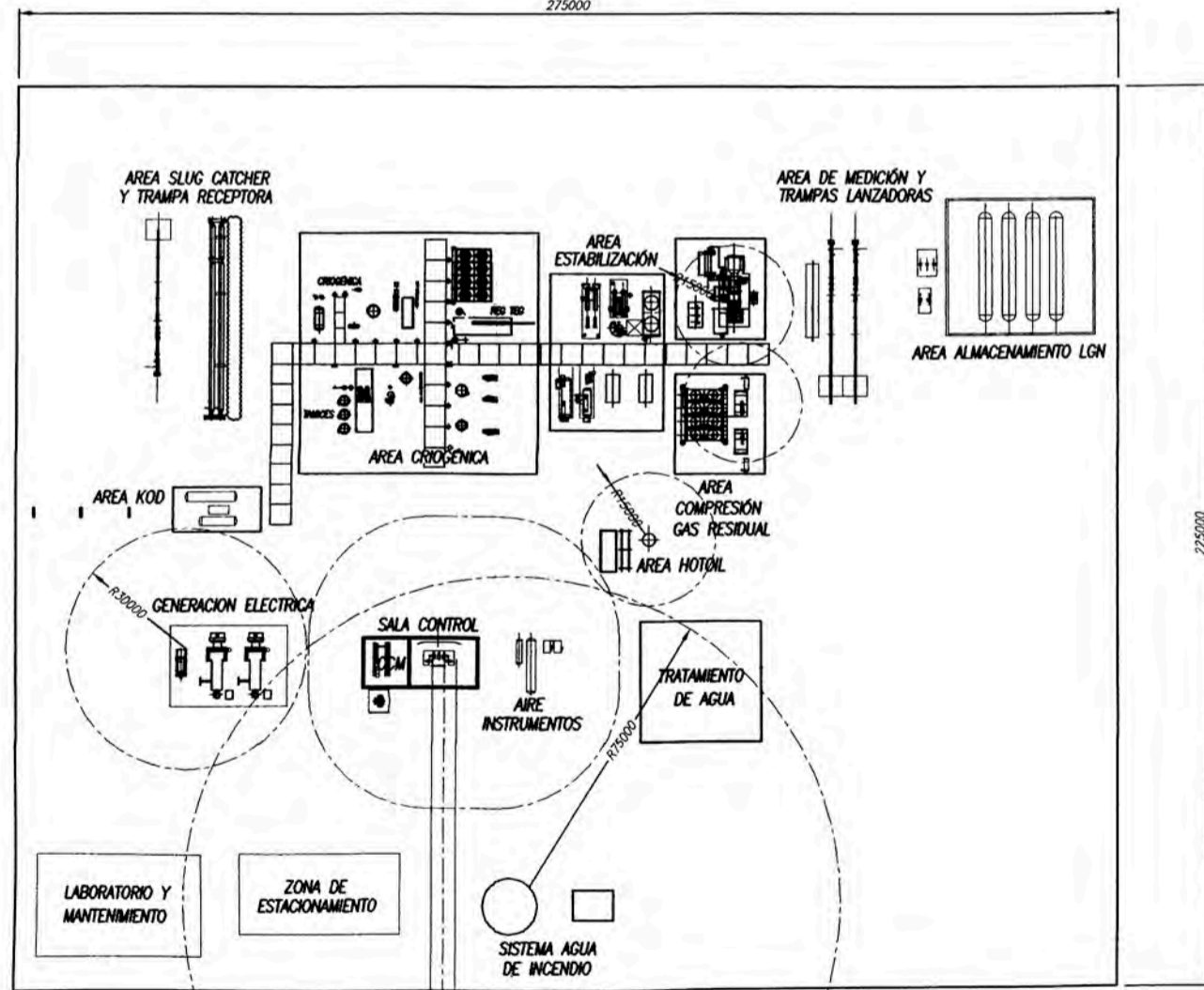
REV	FECHA	DESCRIPCION	EJECUTO	REVISO	APROBO
0	24/07/09	EMISIÓN FINAL DE INGENIERÍA	RJRO	RJRO	RJRO

PROYECTO: DISEÑO CONCEPTUAL DE UNA PLANTA DE RECUPERACION DE LGN
 TITULO: UFD - PLANTA DE RECUPERACION DE LGN
 SUBTITULO: SERVICIOS AUXILIARES
 TIPO DE DOCUMENTO: DIAGRAMA DE PROCESO

ESCALA	ARCHIVO:	DOCUMENTO N°:	HOJA: 1	REV.
S/E	RJRO-UFD-08-0.dwg	RJRO-UFD-08	DE 1	0



AREA GROUND FLARE



REFERENCIAS:

- RIO URUBAMBA
- ZONA INUNDABLE

NOTAS:

- 1.- LA UBICACION GEOGRAFICA DE LA PLANTA DEBERA SER ANALIZADA CON UN ESTUDIO TOPOGRAFICO, TENIENDO EN CUENTA LA UBICACION DE PUERTOS/BAHIAS PARA DESCARGA DE EQUIPOS Y PROVISIONES, UBICACION CAMPAMENTO, ETC; A FIN DE EVITAR CRUCES DEL AERODROMO.
- 2.- SE DEBERA ESTUDIAR LA HIDROGRAFIA DEL RIO A FIN DE CONFIRMAR LAS ZONAS INUNDABLES.
- 3.- LA DISTANCIA ENTRE LA PLANTA DE PROCESAMIENTO DE GAS AL AERODROMO DE MALVINAS DEBE SER CONFIRMADA EN SIGUIENTES ETAPAS DE INGENIERIA MEDIANTE UN ESTUDIO DE RIESGO Y/O NORMATIVA APLICABLE.
- 4.- CONFIRMAR LA DIRECCION DE LOS VIENTOS PREDOMINANTES.

REV	FECHA	EMISION FINAL DE INGENIERIA	DESCRIPCION	RJRO	RJRO	RJRO
				EJECUTO	REVISO	APROBO
0	24/07/09	EMISION FINAL DE INGENIERIA		RJRO	RJRO	RJRO
PROYECTO: DISEÑO CONCEPTUAL DE UNA PLANTA DE RECUPERACION DE LGN						
TITULO: PROCESAMIENTO DEL GAS EN EL LOTE 58						
SUBTITULO: LAYOUT DE LA PLANTA RECUPERACION LGN						
TIPO DE DOCUMENTO: LAYOUT						
ESCALA	ARCHIVO:	DOCUMENTO N°:	HOJA: 1	REV.		
1:1000	RJRO-LO-01-0	RJRO-LO-01	DE: 1	0		

ESC: 1:250000

ANEXOS

ANEXOS

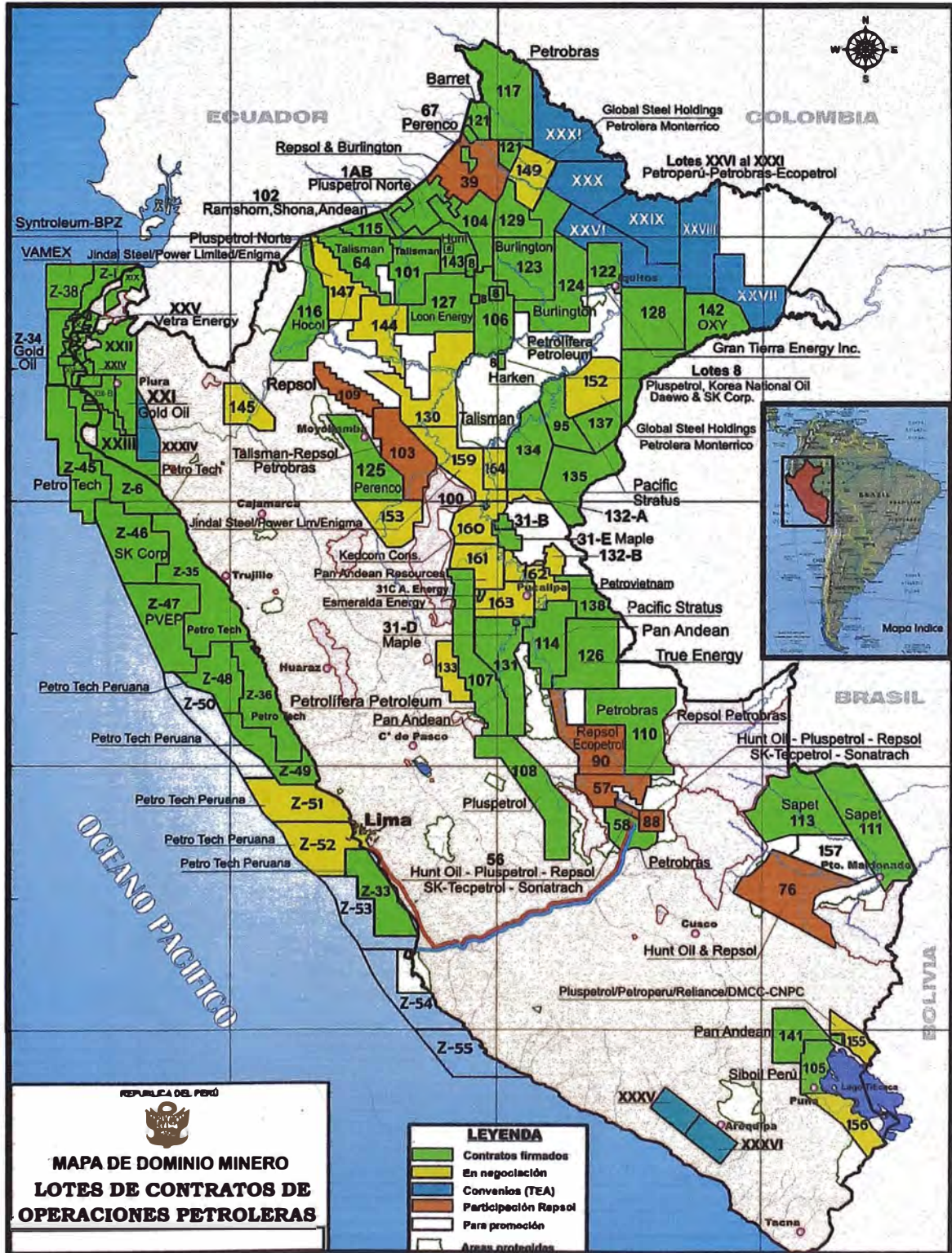
- ANEXO 1: MAPA DE LOTES DE CONTRATOS DE OPERACIONES PETROLERAS.
- ANEXO 2: LOTES CON VISTA DE SUS YACIMIENTOS DE GAS EN LA SELVA SUR DEL PAÍS.
- ANEXO 3: FOTOGRAFÍAS DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES DEL SISTEMA DE SEPARACIÓN PRIMARIA.
- ANEXO 4: FOTOGRAFÍAS DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES DEL SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN DEL GAS.
- ANEXO 5: FOTOGRAFÍAS DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES DEL SISTEMA DE REGENERACIÓN DE TEG.
- ANEXO 6: FOTOGRAFÍAS DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES DEL SISTEMA DE ESTABILIZACIÓN DE CONDENSADO.
- ANEXO 7: FOTOGRAFÍAS DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES DEL SISTEMA DE SEPARACIÓN CRIOGÉNICA.
- ANEXO 8: FOTOGRAFÍAS DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO Y BOMBEO DE LGN.

ANEXO 9: FOTOGRAFÍAS DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES DEL SISTEMA DE COMPRESIÓN DE GAS.

ANEXO 10: CRITERIOS A CONSIDERAR PARA LA EVALUACIÓN DE RIESGOS.

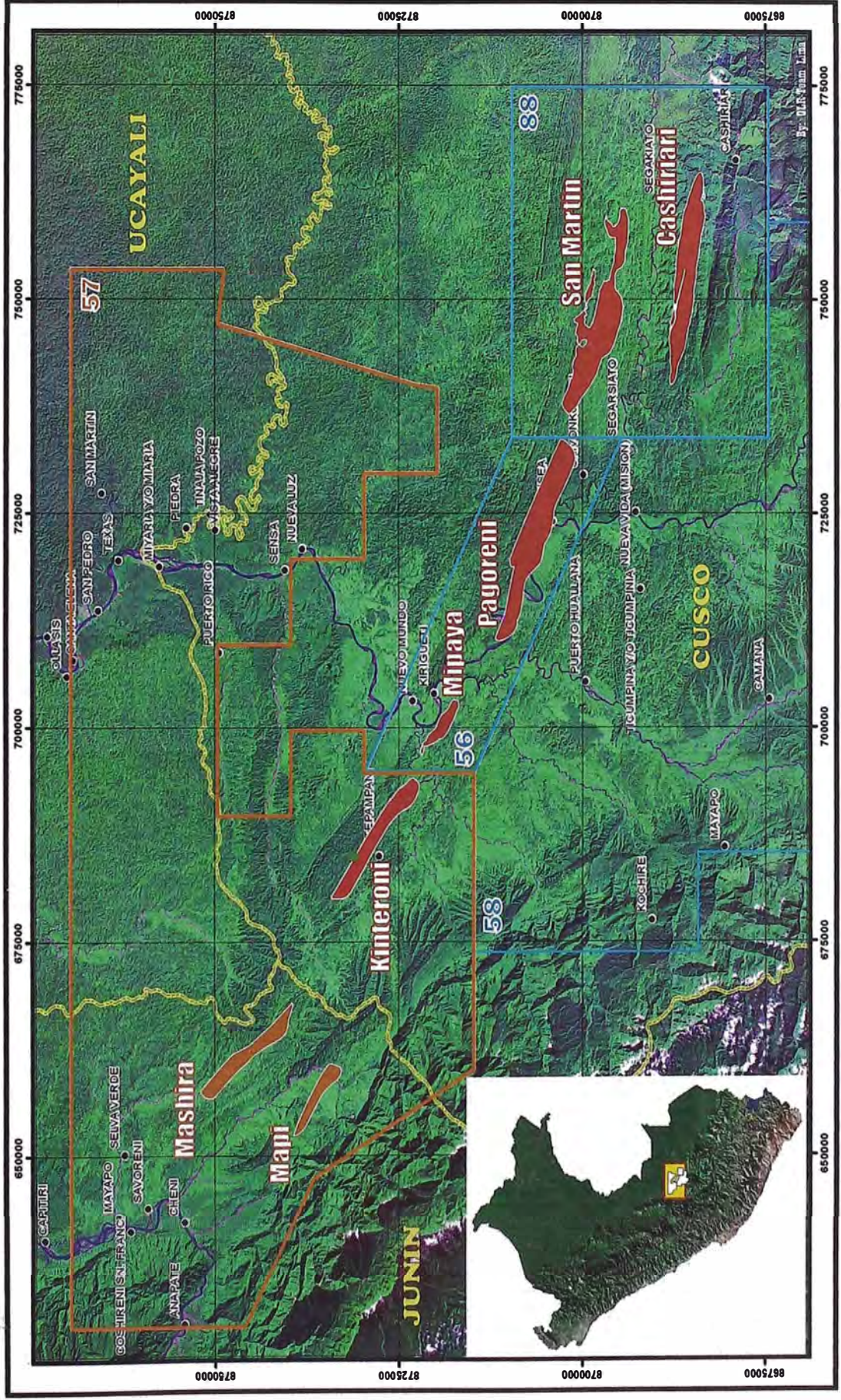
ANEXO 1

MAPA DE LOTES DE CONTRATOS DE OPERACIONES PETROLERAS



ANEXO 2

LOTES CON VISTA DE SUS YACIMIENTOS DE GAS EN LA SELVA SUR DEL PAÍS



ANEXO 3

EQUIPOS PRINCIPALES DEL SISTEMA DE SEPARACIÓN PRIMARIA

1. Slug Catcher



2. Filtro de Arena



ANEXO 4

EQUIPOS PRINCIPALES DEL SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN DE GAS

1. Filtro Separador de Entrada de Gas



2. Contactora de Glicol del Gas



3. Filtro Coalescente



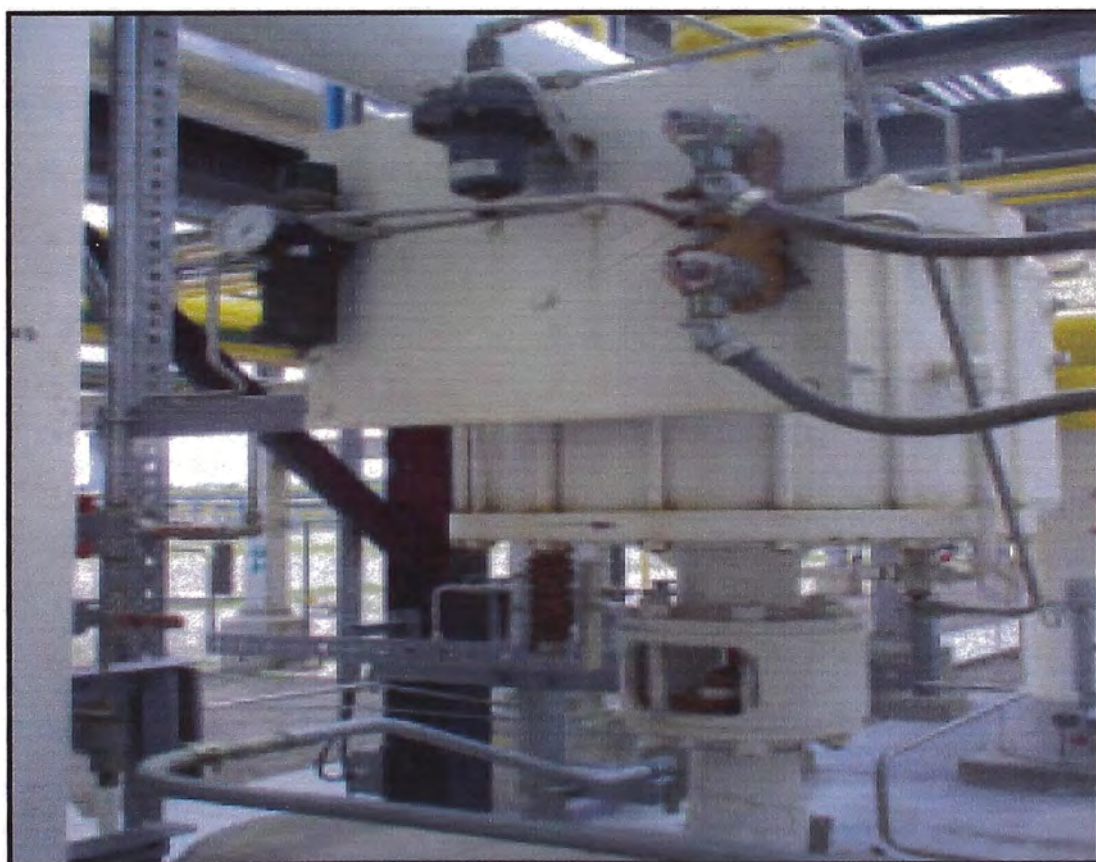
4. Torre de Deshidratación de Tamices Moleculares



5. Válvulas de las Torres de Deshidratación



Vista Frontal

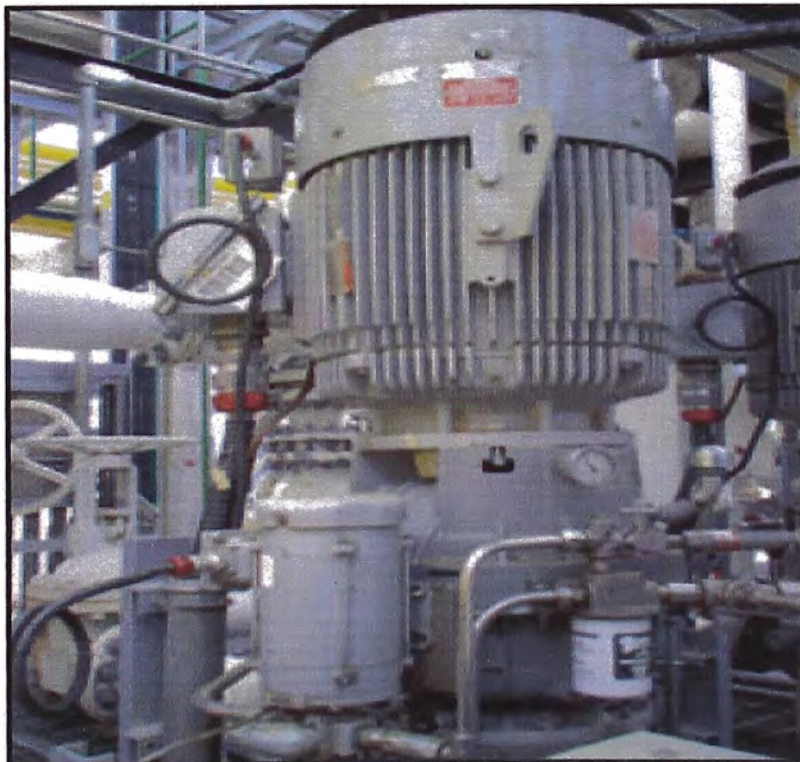


Vista Posterior

6. Filtro de polvo a la salida de la Torre de Deshidratación



7. Compresor de Gas de Regeneración



8. Servicios Auxiliares del Compresor del Gas de Regeneración



9. Scrubber del Gas de Regeneración



10. Contactora de Glicol del Gas de Regeneración



11. Válvula de Calentador del Gas de Regeneración



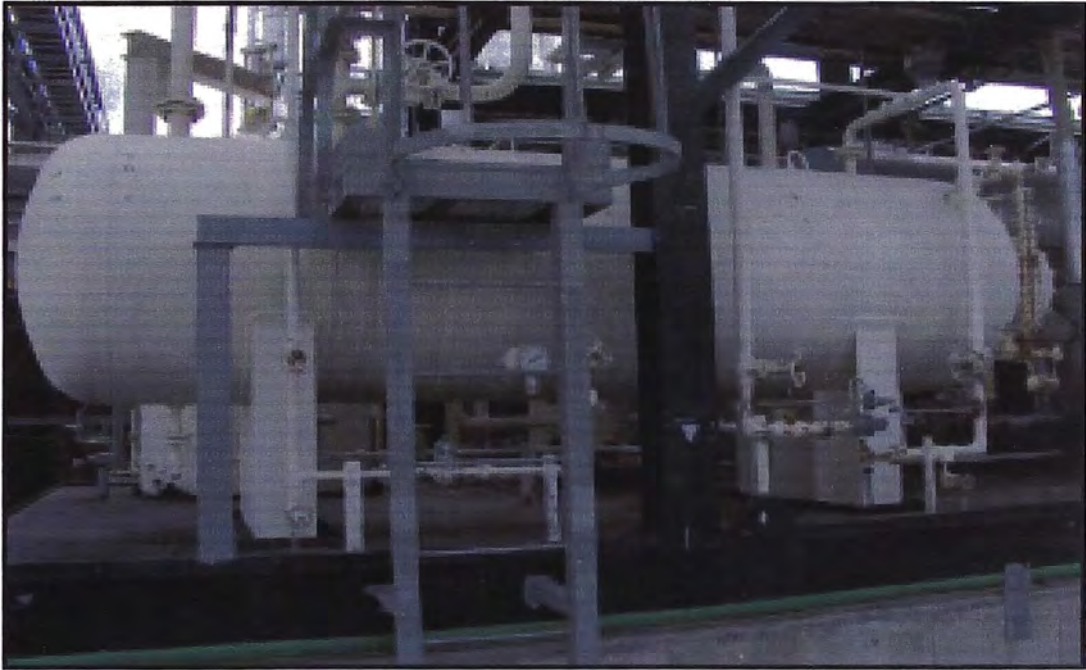
12. Válvula de Despresurización de una de las Torres de Deshidratación



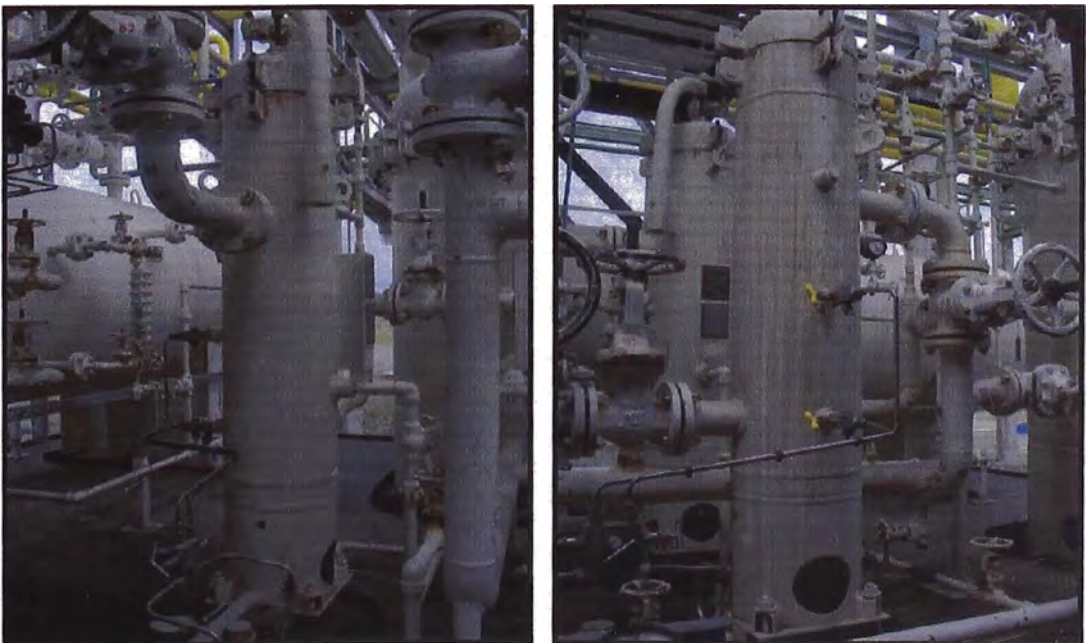
ANEXO 5

EQUIPOS PRINCIPALES DEL SISTEMA DE REGENERACIÓN TEG

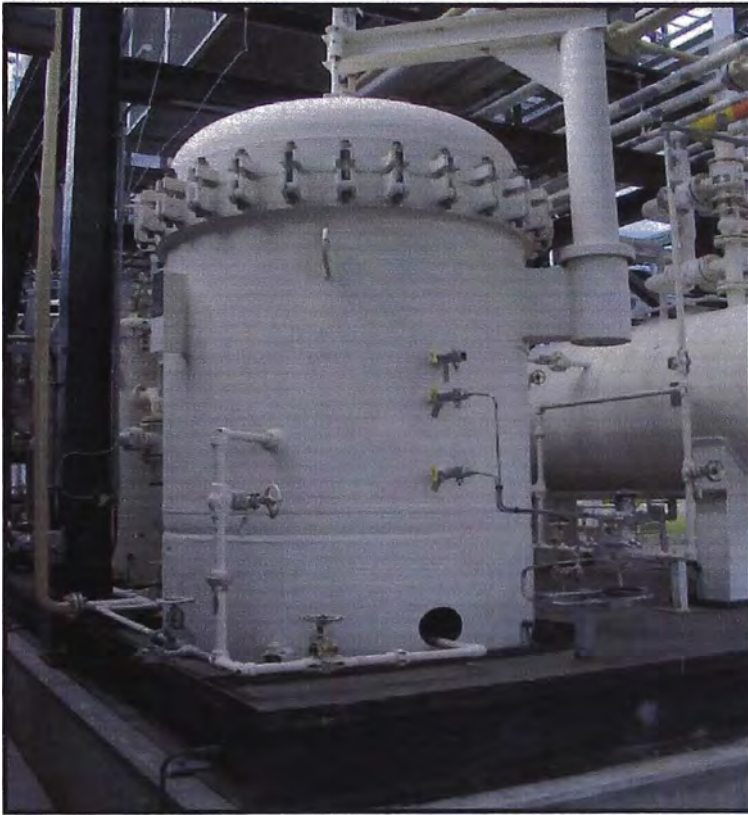
1. Tanque Flash de Glicol



2. Filtro de Cartucho



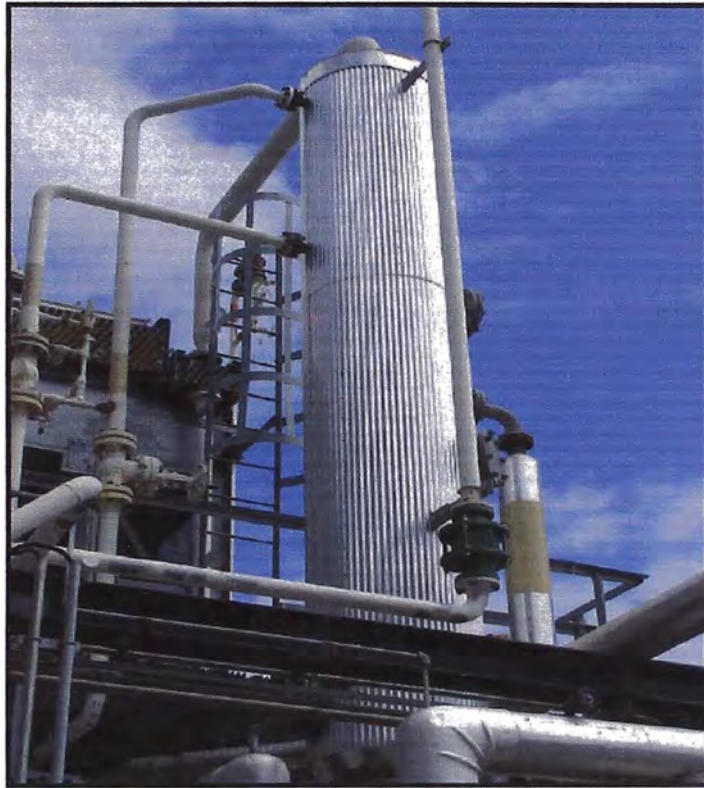
3. Filtro de Carbón Activado



4. Intercambiador de Glicol



5. Torre de Reboiler de Glicol



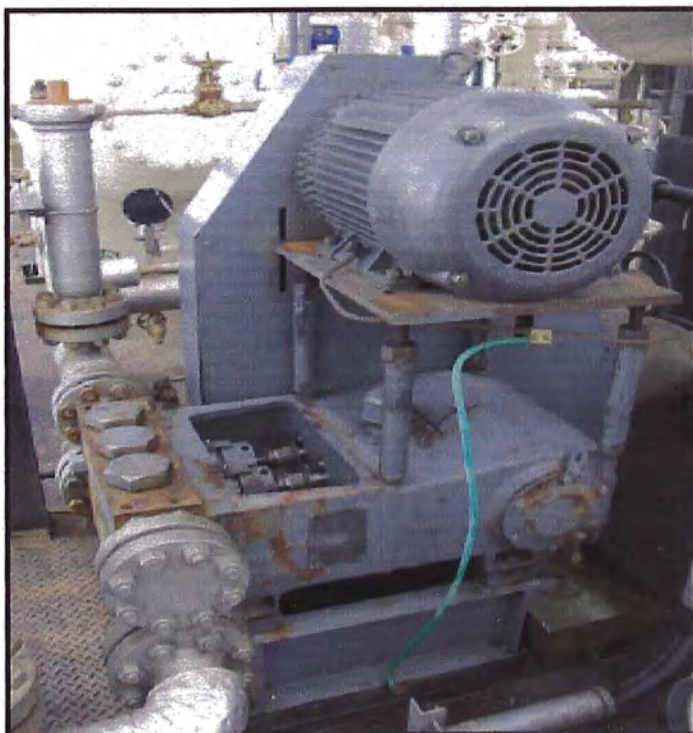
6. Condensador de Reflujo de la Torre



7. Rehervidor de Glicol



8. Bombas de Glicol



9. Aeroenfriador de Glicol Pobre



10. Contactora de Glicol de Gas de Regeneración



11. Aeroenfriador de salida de cabeza de la torre



12. Acumulador de salida de cabeza de torre



13. Tanques de Drenajes de Glicol



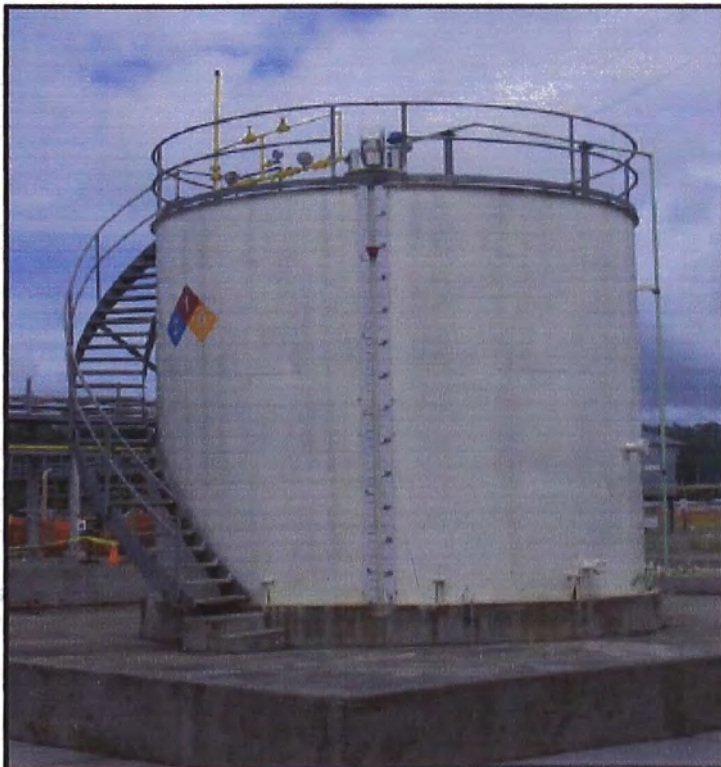
14. Bombas de Tanques de Drenajes de Glicol



15. Filtro de Tanques de Drenajes de Glicol



16. Tanques de Almacenamiento de Glicol para Reposición



17. Bombas de Inyección de Glicol de Reposición



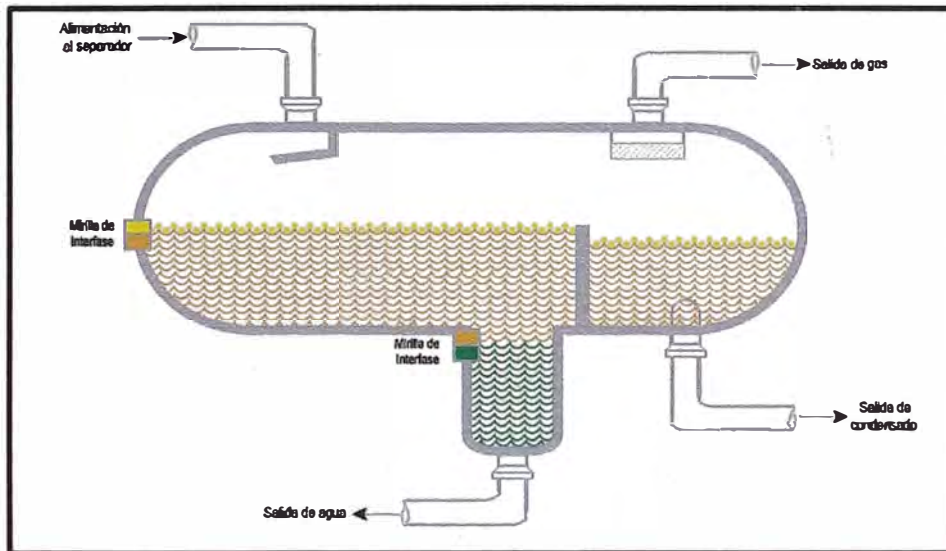
18. Skid de Regeneración de Glicol



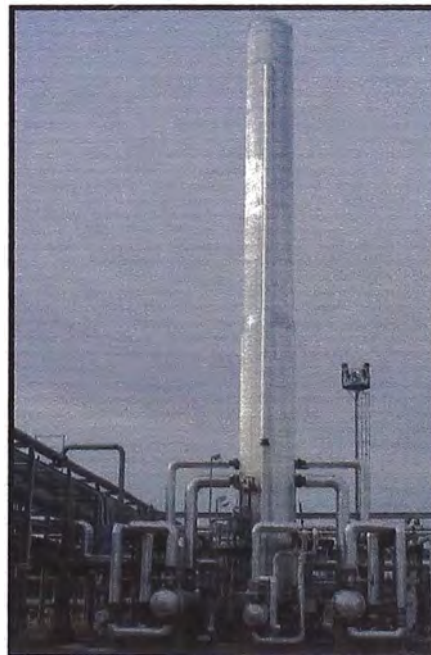
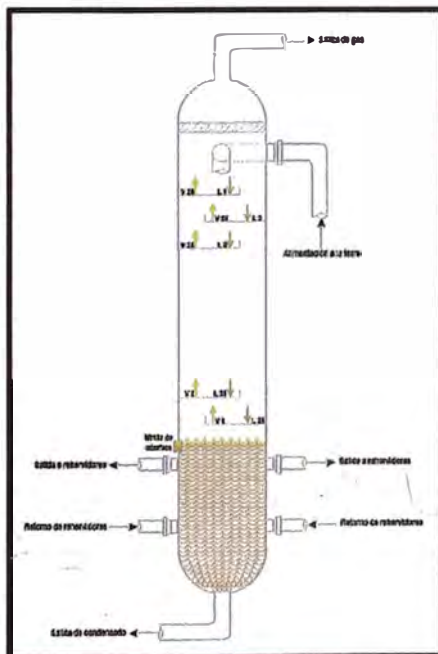
ANEXO 6

EQUIPOS PRINCIPALES DEL SISTEMA DE ESTABILIZACION DE CONDENSADO

1. Separador Principal Trifásico



2. Torre Estabilizadora



3. Sistema de Estabilización



4. Compresor de Reciclo



ANEXO 7

**EQUIPOS PRINCIPALES DEL SISTEMA DE SEPARACIÓN
CRIOGENICA**

1. Pre calentador de alimentación a la deetanizadora. Intercambiador líquido de la Deetanizadora - Gas de Entrada



2. Intercambiador Gas / Gas, Condensador de Reflujo



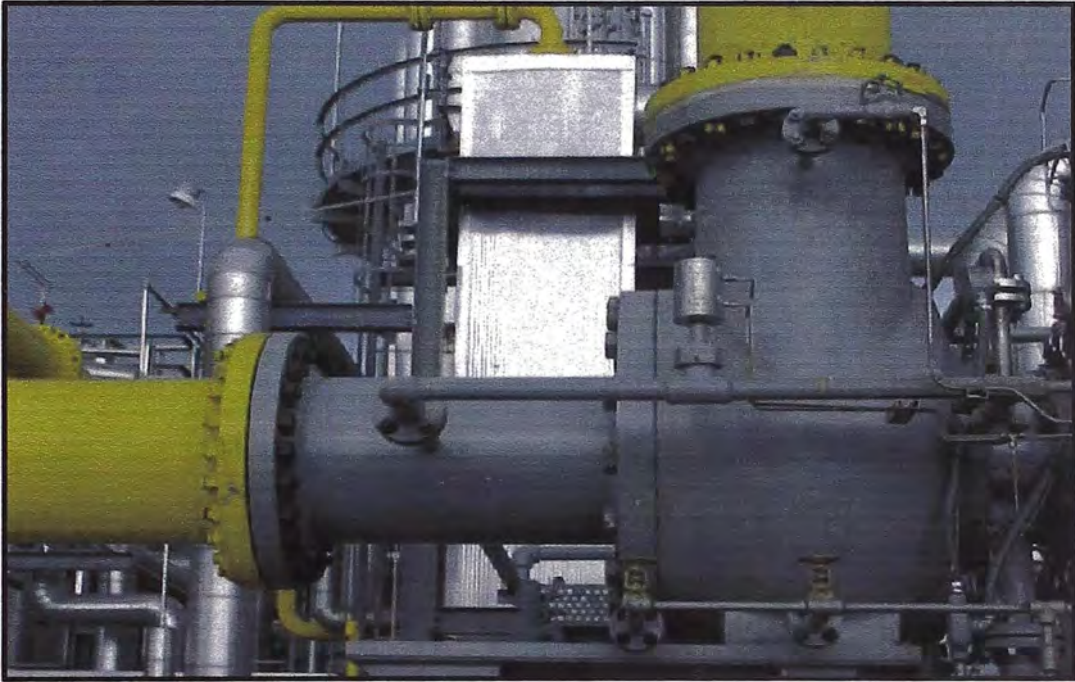
3. Enfriador de la Descarga del Booster



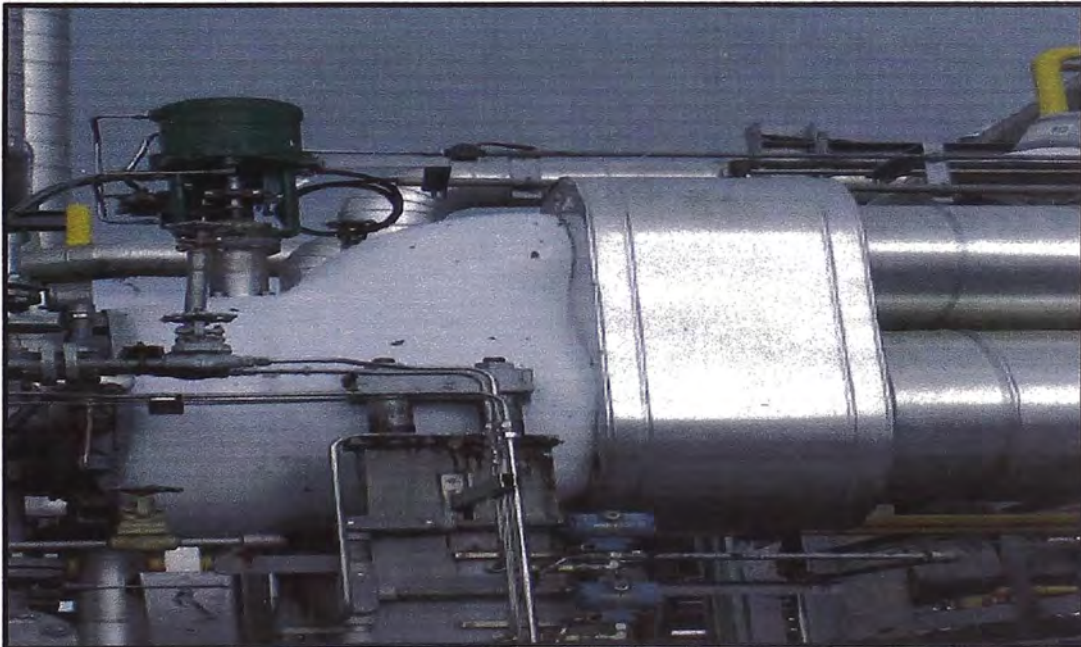
4. Turboexpander



5. Expansor



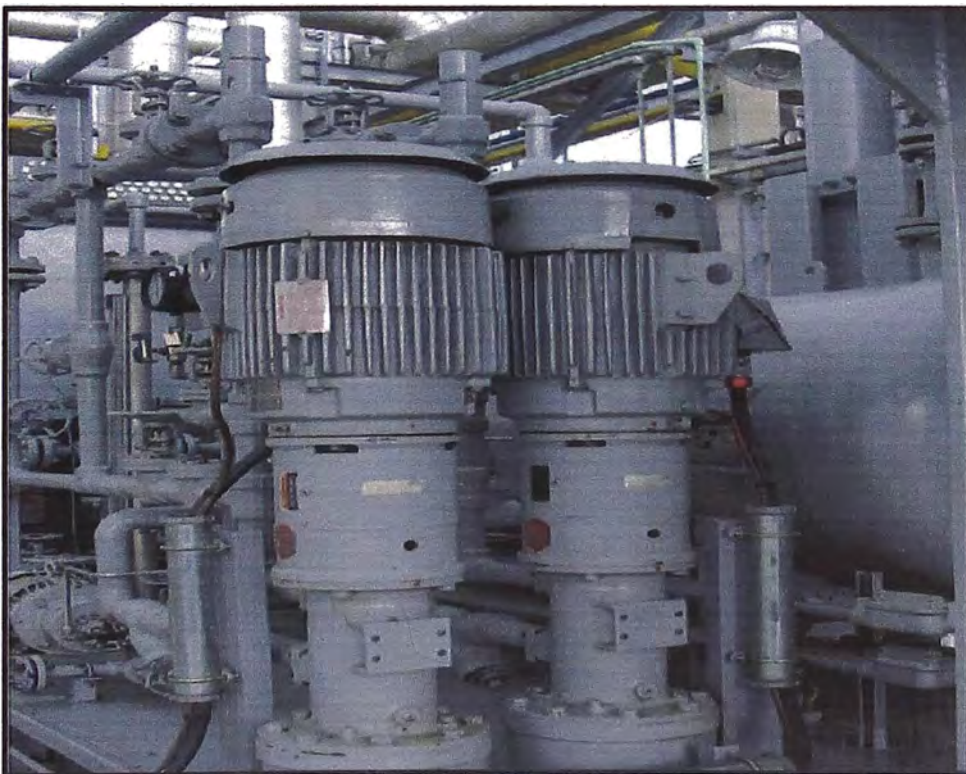
6. Compresor Booster



7. Enfriador de aceite de lubricación del Expansor



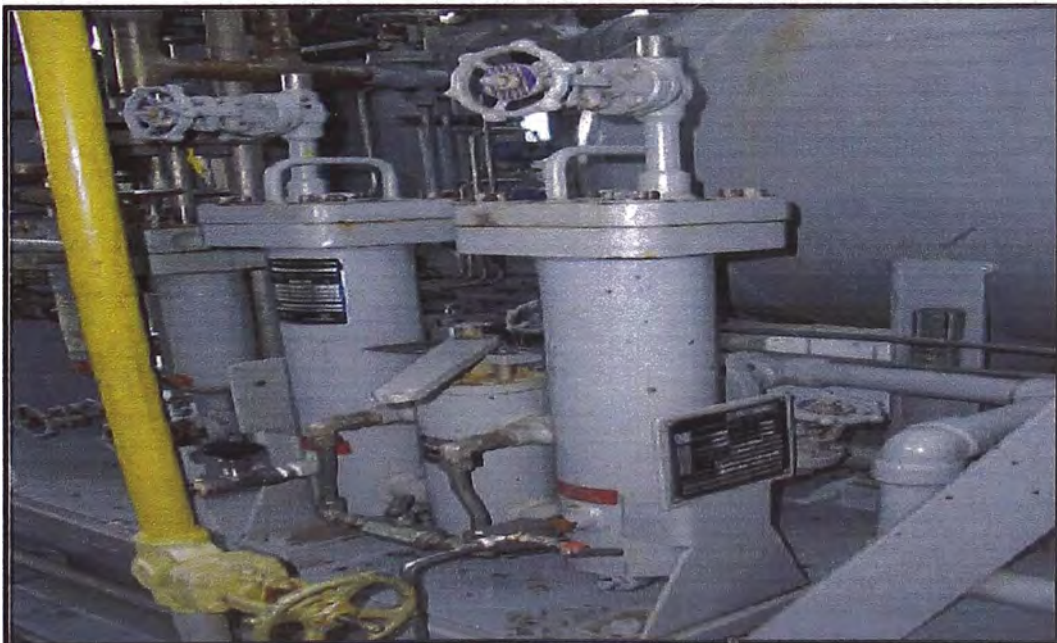
8. Bombas de aceite de lubricación del Expansor



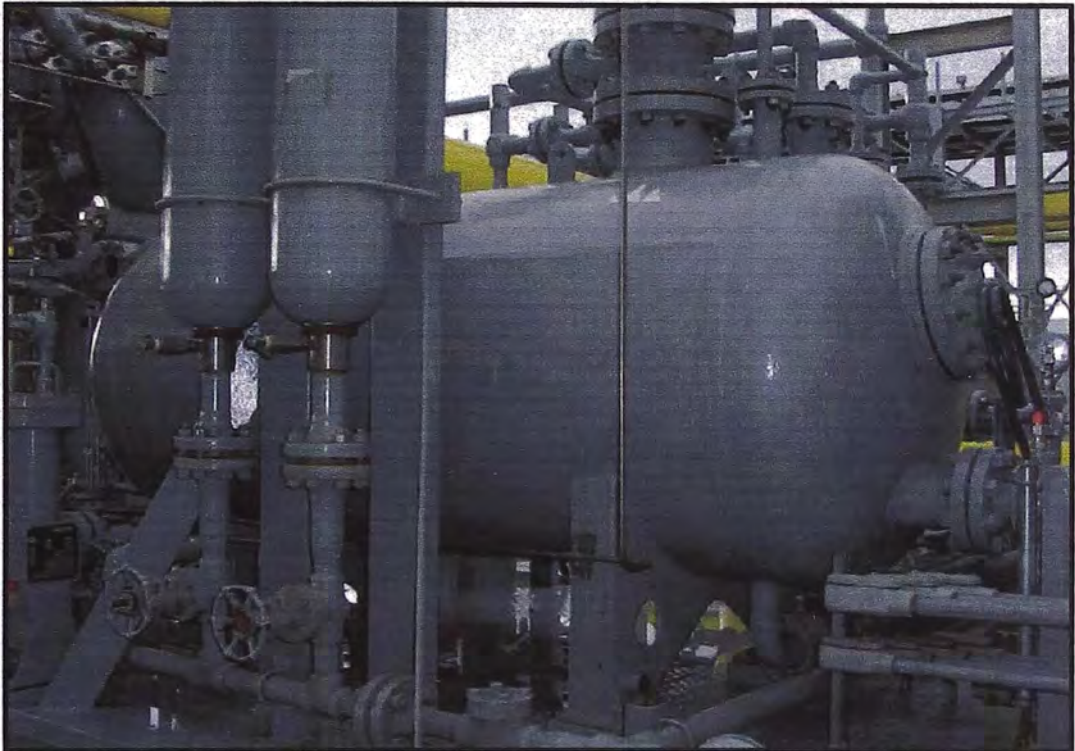
9. Acumulador de presión de aceite de lubricación del Expansor



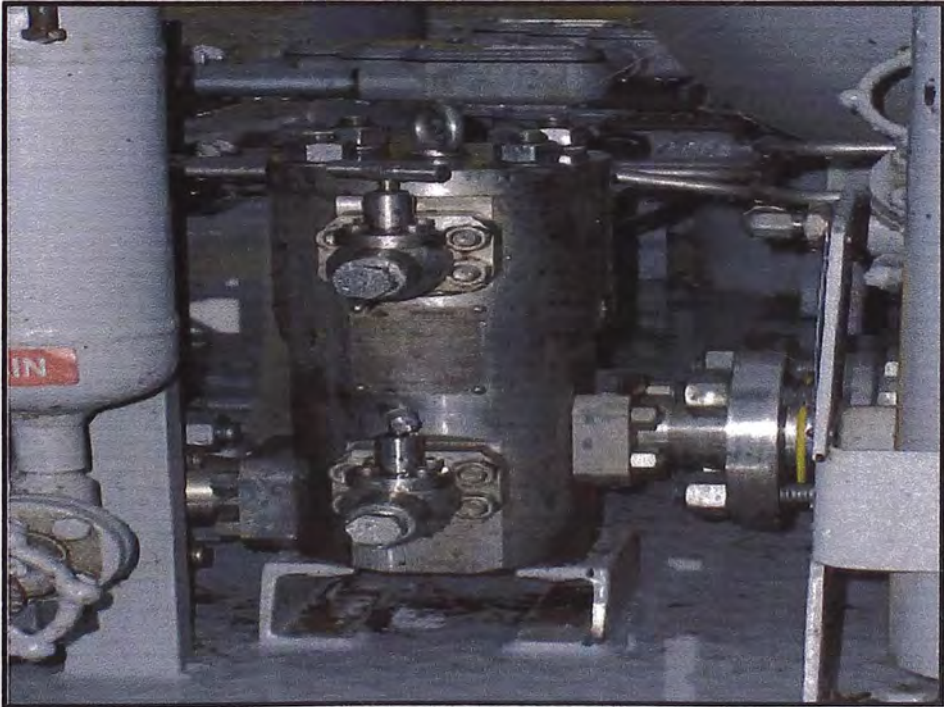
10. Filtro de Aceite Expansor:



11. Tanque de Aceite Expansor



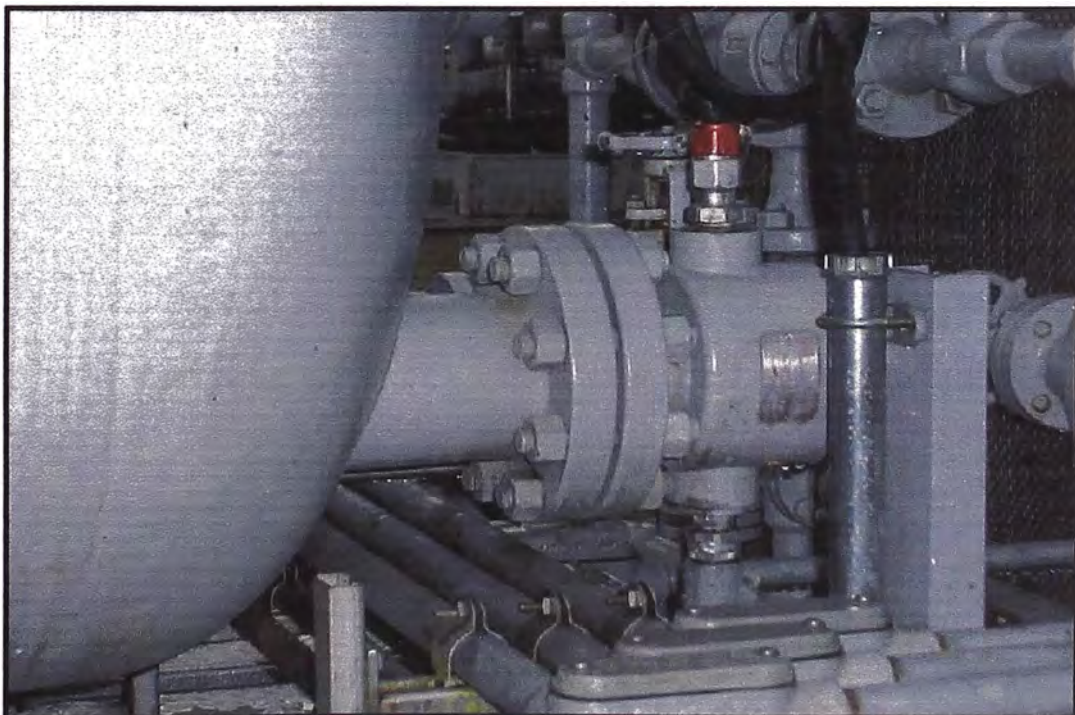
12. Filtro de protección de aceite Expansor



13. Filtro de Gas Sello



14. Calentador de aceite de lubricación



15. Rehervidor de la Torre Deetanizadora



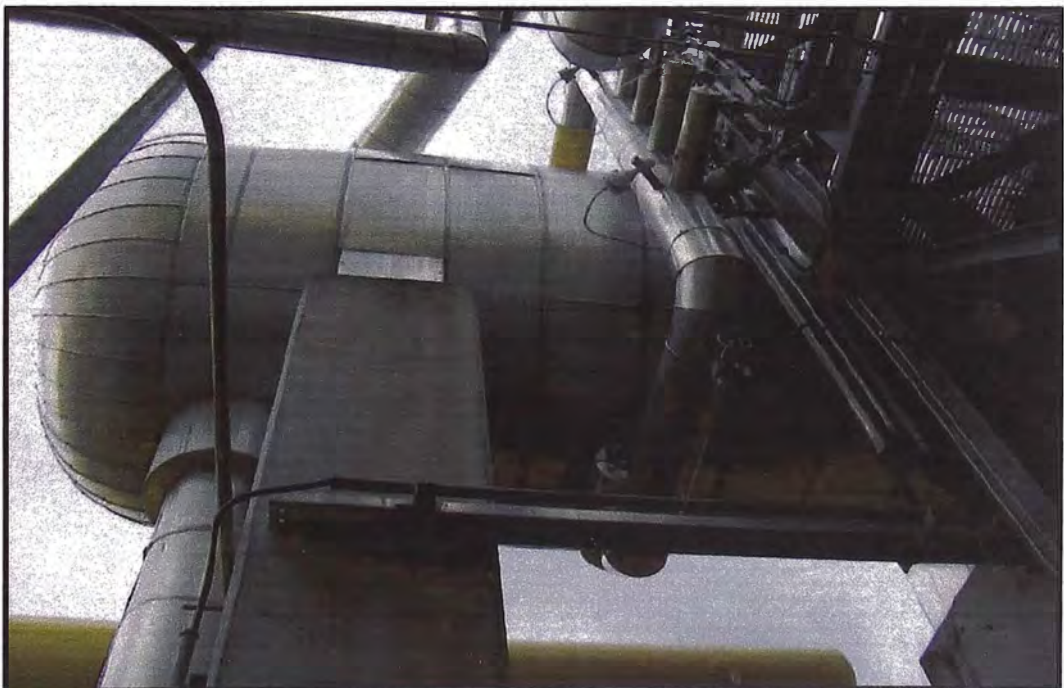
16. Enfriador del producto



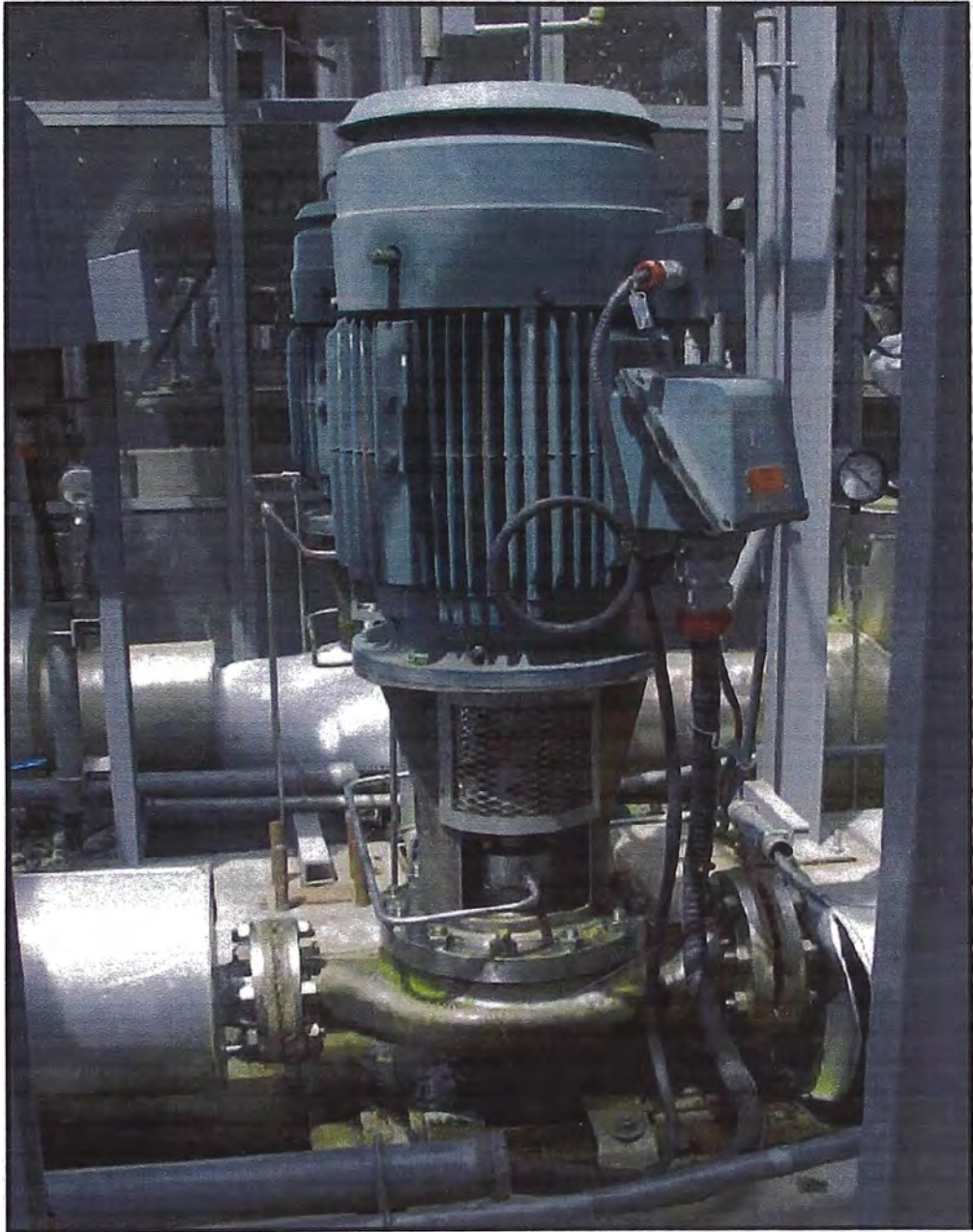
17. Torre Deetanizadora



18. Acumulador de Reflujo de la Torre Deetanizadora



19. Bombas de Reflujo de la Torre Deetanizadora



ANEXO 8

EQUIPOS PRINCIPALES DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO Y BOMBEO

1. Tanques de LGN



2. Bombas de LGN



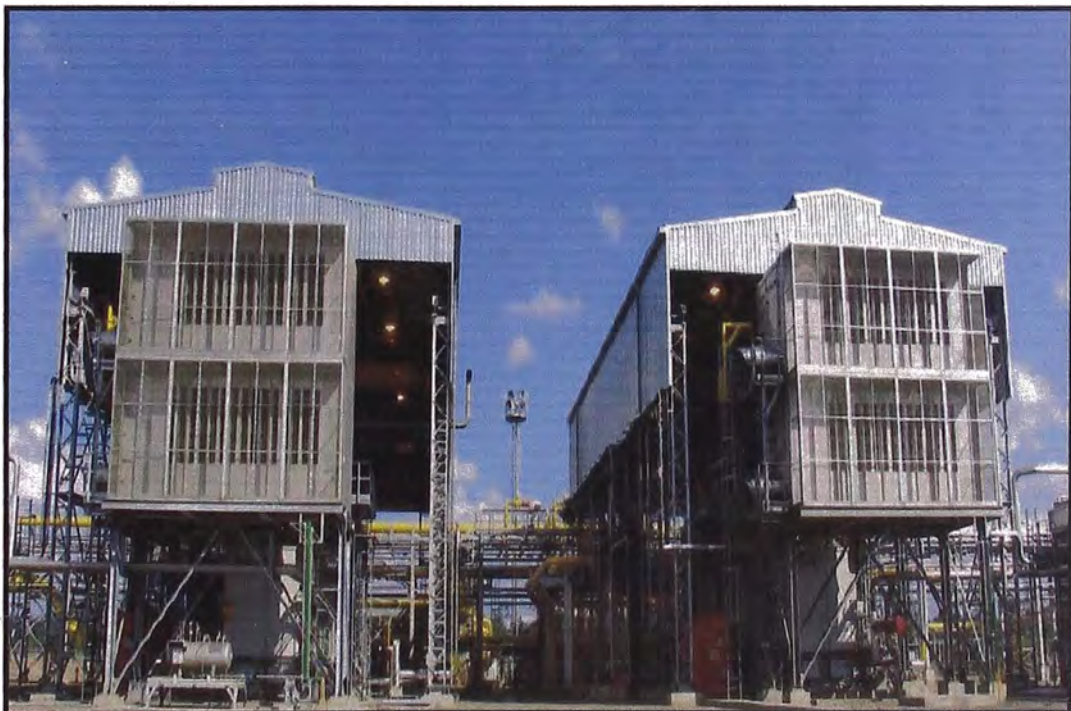
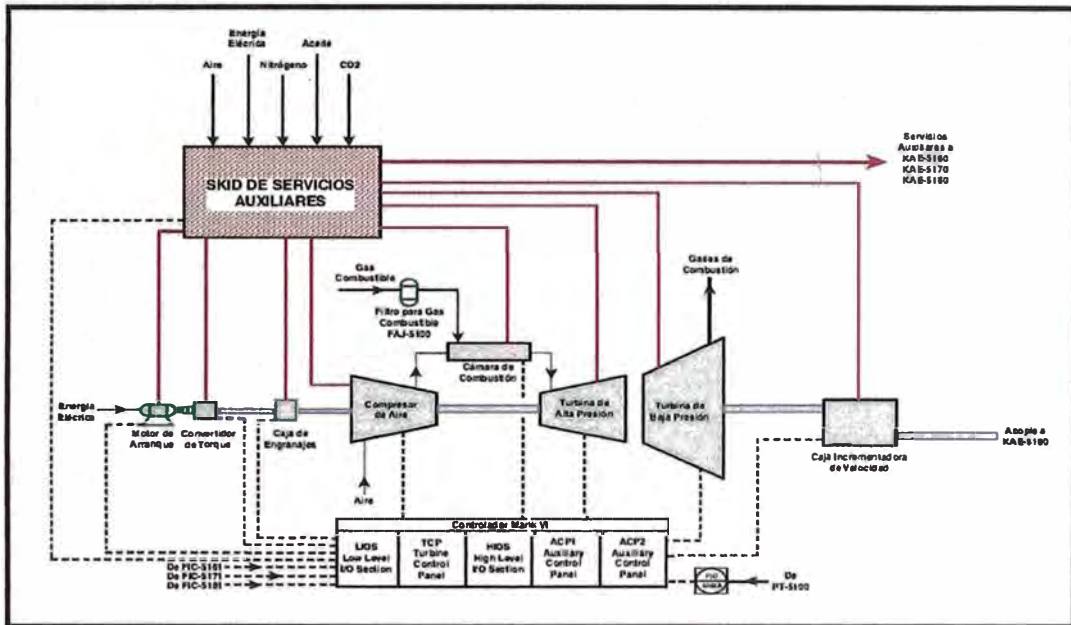
3. Skid de Bombas de LGN



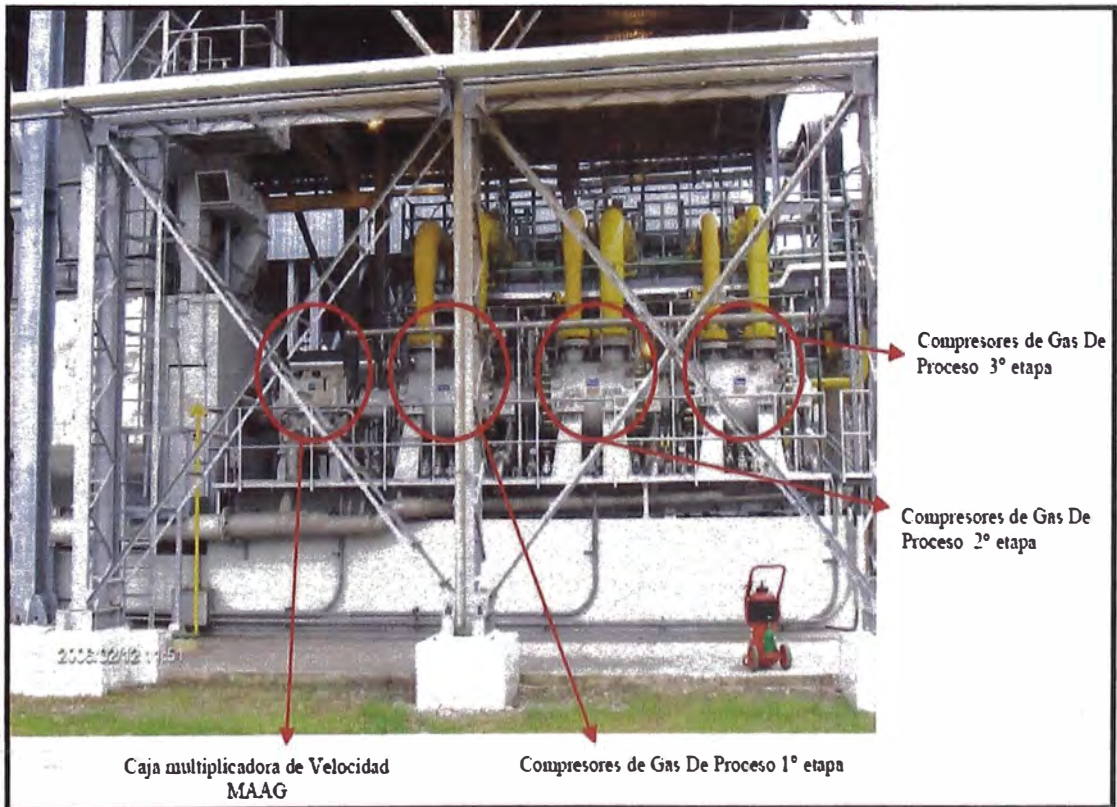
ANEXO 9

EQUIPOS PRINCIPALES DEL SISTEMA DE COMPRESION DE GAS RESIDUAL

1. Turbocompresor



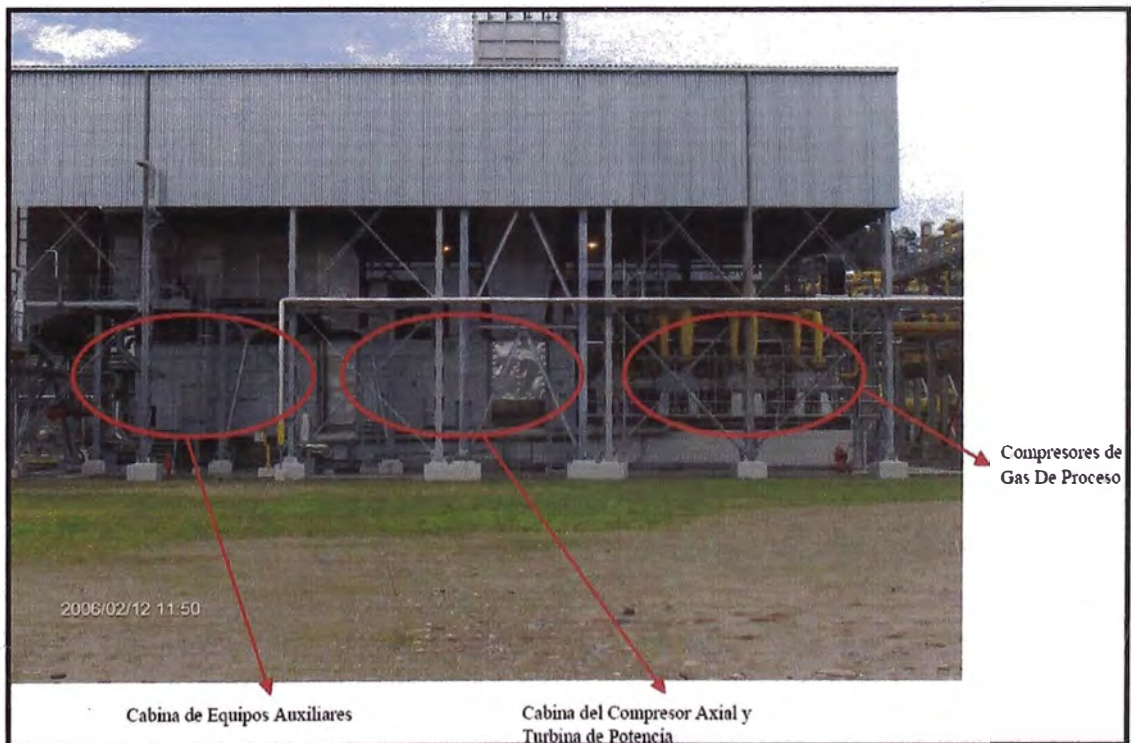
2. Compresor Axial de 3 etapas



3. Compartimiento de Turbina y Servicios Auxiliares



4. Vista Total del Sistema de Compresión



5. Scrubbers del Sistema de Compresión



Scrubber de Gas De
Proceso de 3^o etapa

Scrubber de Gas De
Proceso de 2^o etapa

Scrubber de Gas De
Proceso de 1^o etapa

ANEXO 10

CRITERIOS A CONSIDERAR PARA LA EVALUACIÓN DE RIESGOS

		PROBABILIDAD					
		1	2	3	4	5	
		Raro	Improbable	Posible	Probable	Cierto	
IMPACTO	Crítico	5	5	10	15	20	25
	Importante	4	4	8	12	16	20
	Moderado	3	3	6	9	12	15
	Leve	2	2	4	6	8	10
	No significativo	1	1	2	3	4	5

15-25	RIESGO ALTO	Las operaciones son improcedentes. Deben desarrollarse metodos alternativos o medidas de reducción de riesgos.
8-12	RIESGO MEDIO	Puede requerir más consideración. Conveniente aplicar medidas de reducción de riesgos / aplicación de plan de contingencia.
1-6	RIESGO BAJO	Las operaciones pueden proceder sin controles adicionales. Considerar todos los beneficios de costos que se podrán obtener.

EVALUACIÓN DEL IMPACTO				
CLASIFICACIÓN DEL IMPACTO	DENOMINACIÓN DEL RIESGO	RETRASO	SOBRECOSTO	CALIDAD
5	Crítico	>15%	>10%	Inservible
4	Importante	10% - 15%	5% - 10%	Mayor
3	Moderado	5% - 10%	2% - 5%	Media
2	Leve	3% - 5%	0,5% - 2%	Poqu coasta
1	No significativo	0% - 3%	0% - 0,5%	Mínima

EVALUACIÓN DE PROBABILIDADES		
CLASIFICACIÓN DE PROBABILIDAD	DENOMINACIÓN DEL RIESGO	PROBABILIDAD
5	Cierto	91% - 100%
4	Probable	76% - 90%
3	Posible	26% - 75%
2	Improbable	11% - 25%
1	Raro	0% - 10%