

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
Facultad de Ingeniería de Petróleo



**“Instalación y Funcionamiento de la Planta Pariñas,
Sistema de Recuperación y Medición de Gas”**

Tesis presentado por:

David Gustavo López Vilca

Para optar el Título Profesional de:

INGENIERO DE PETRÓLEO

Promoción 2000-0

LIMA-PERÚ

2001

Agradecimiento al apoyo constante de mis padres

I. INTRODUCCION

La Planta de absorción Pariñas se construyó en el año 1927. La Planta fue construida por la INTERNATIONAL PETROLEUM Co, y el diseño de la ESSO Research. El diseño original fue para trabajar con el proceso de absorción a temperatura ambiente, es decir hasta un promedio de 70°F. El proceso comprendía sistemas de enfriamiento con agua, refrigeración con propano para el aceite absorbente, dos columnas de absorción (Torres T-1 y T-2) e inyección de gas a reservorios.

En el año 1954 se diseña e instala un sistema de refrigeración con propano, se mejora la eficiencia de absorción de LGN del Gas Natural asociado.

En el año 1963 con la instalación de una tercera columna de absorción (Torre T-3), la capacidad de la Planta pasa de 23 a 40 MMPCD. Dos años más tarde es ampliado el sistema de refrigeración con propano con la instalación de dos trenes de enfriamiento tanto para el gas como para el aceite semi-rico, adecuando a las tres torres de instalación para reflujo de aceite semi-rico.

A partir de 1968, con la nueva administración de PETROLEOS DEL PERU S.A, se inician construcciones industriales (craqueo catalítico, refinería, complejo fertilizantes, solventes, negro de humo, centrales eléctricas). Todo este desarrollo influyó en la operación de la Planta Pariñas, la misma que se adecuó y transformó para las nuevas condiciones de operación.

Desde noviembre de 1996 la Planta pasa a propiedad de EEPSA. Desde 1994 es la única Planta de procesamiento de gas que opera. Con el mantenimiento general

efectuado a la Planta Pariñas en septiembre de 1994 se han realizado mejoras y optimizaciones de las operaciones. Todo el sistema de vacío se ha desactivado y solamente se trabaja con el gas a una presión de 275 psig.

En la industria del gas y/o en las actividades petroleras, la conservación del medio ambiente debe ser alta prioridad. La prevención del deterioro del medio ambiente es la clave para su conservación. Para ello en lo posible se debe dar énfasis al uso de tecnología cuyos procesos sean compatibles con el medio ambiente y reemplazar aquellos procedimientos contaminantes aplicados en el pasado.

La preocupación por la protección del medio ambiente en su conjunto se ha visto reflejada en la legislación peruana desde la entrada en vigencia de la Constitución Política en 1979, que incorporó el derecho de todos a gozar de un ambiente sano y ecológicamente equilibrado.

La norma que desarrolla y da contenido al derecho recogido en la constitución es el Código del Medio Ambiente y los Recursos Naturales, el cual establece la obligatoriedad de la presentación de los Estudios de Impacto Ambiental (EIA) para todos los proyectos de obra o actividades que puedan provocar daños no tolerables al ambiente.

El Ministerio de Energía y Minas, a través del Decreto Supremo N° 046-93-EM, aprobó el Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos.

Los hidrocarburos más pesados como el pentano (C_5H_{12}), el hexano (C_6H_{14}), y el heptano (C_7H_{16}) pasan con facilidad al estado líquido y constituyen lo que se conoce como gasolina natural o condensados.

En el gas natural también se presentan algunas impurezas (del orden del 1%) y las usuales son el nitrógeno, dióxido de carbono, helio, oxígeno, vapor de agua y otras en cantidades mínimas.

El Gas Natural Licuado (GNL), compuesto básicamente del gas metano, puede ser sometido a un proceso criogénico (criogénico se define como la tecnología de la baja temperatura para diferenciarla de la refrigeración, y su rango comienza en temperaturas debajo de $-73.3\text{ }^{\circ}\text{C}$).

La baja temperatura se logra por licuefacción de los gases, que en el caso del gas natural es de $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$ a fin de bajar su temperatura para licuarlo y reducir su volumen en una relación de 600/1 entre el volumen que ocupa en estado gaseoso y el ocupado en forma líquida, con el objeto de transportarlo a grandes distancias. Para ello son usados recipientes especiales, en buques diseñados para tal fin.

Una vez transportado el GNL a su lugar de destino, se regasifica mediante vaporizadores.

No es común en los países productores de gas natural, licuar el gas con dicho procedimiento. Sólo se transporta el 5% en buques criogénicos, a muy baja temperatura pero a presión atmosférica.

II. FUNDAMENTO TEORICO

1. EL GAS NATURAL

El Gas Natural está constituido por hidrocarburos de las series parafínicas que incluye el metano (en su mayor parte), y está compuesta por moléculas de energía que contienen muy pocas impurezas y son de combustión limpia. Usualmente el contenido de metano en el gas natural es no menor del 80%. Uno de los principales usos de este gas es como insumo o combustible en la actividad industrial, así como combustible en las plantas térmicas generadoras de electricidad.

El metano y el etano se encuentran en estado gaseoso y el etano puede convertirse en etileno que constituye un insumo para la industria química.

El propano y el butano se encuentran en estado gaseoso a temperaturas y presiones normales. La mezcla del propano y del butano, sea en estado gaseoso o en estado líquido (si se enfría a menos de $-42\text{ }^{\circ}\text{C}$) se denomina Gas Licuado de Petróleo (GLP) y es el que se comercializa en balones para su utilización en cocinas, calentadores y en otros usos industriales.

Líquidos de Gas Natural (LGN) es la mezcla del gas propano, butano, etano, pentano y otros condensados propios del gas natural.

Cuando el gas contiene cantidades elevadas de LGN puede ser conveniente remover algunos de sus componentes, asegurando así que no se condensen en la tubería y permitiendo que el gas cumpla con sus especificaciones. Las LGN tienen un valor comercial mayor que el gas metano.

2. AGUA EN EL GAS NATURAL

Todo gas asociado o no asociado, está saturado de vapor de agua. Las cantidades adicionales que traten de vaporizarse volverán a condensarse excepto en el caso de haber cambio en las condiciones de presión y/o temperatura del gas.

El contenido de agua de saturación en el gas es función de tres parámetros: presión, temperatura y presencia de gases contaminantes que tienen la propiedad de elevar este contenido. Cuanto menor es la presión y mayor la temperatura, mayor será la capacidad del gas de retener agua en estado de vapor.

El agua contenida en el flujo gaseoso debe ser total o parcialmente extraída por las siguientes razones:

Mantener la eficiencia de los ductos de transporte, toda vez que el agua condensada en las tuberías causa reducción en el área de transferencia, con aumento de pérdida de carga y reducción del volumen de gas a transportar.

Evitar la formación de un medio ácido corrosivo, resultante por la presencia de agua libre en contacto con los gases ácidos que pueden estar presentes en el gas.

Impedir la formación de hidratos, que son compuestos sólidos que se originan por la asociación entre las moléculas de agua y las de los hidrocarburos livianos, compuestos éstos que crecen como cristales bloqueando líneas, válvulas y equipos, parcial o totalmente.

La especificación del gas deshidratado, a una cierta presión, puede ser dada en términos de porcentaje de agua, presión de rocío o depresión del punto de rocío, siendo las dos últimas opciones normalmente las más adecuadas y precisas en términos prácticos. Es común especificar un valor cercano a 9 °F debajo de la temperatura mínima a la que el gas será sometido, a la presión de operación. Existen, sin embargo, valores clásicos tales como 4 a 7 lbs. de agua por millón de pies cúbicos de gas, a las condiciones standard para el transporte de gas y de 1 lb/MMPC para el caso de flujos que serán sometidos al proceso de refrigeración.

3. HIDRATOS

La composición del gas tiene efecto fundamental en la formación de los hidratos. El metano, etano y el sulfuro de hidrógeno son, por excelencia, los componentes que promueven la formación de los hidratos. El propano y butano forman hidratos inestables y moléculas mayores, y por el contrario, tienden a inhibir su formación. Además de esto, los hidrocarburos condensados ayudan a evitar la acumulación de hidratos por efecto de lavado.

Gases de alta densidad que contienen hidrocarburos pesados tienen menor tendencia a formar hidratos, mientras que los gases conteniendo altos porcentajes de contaminantes, presentan mayor tendencia porque el H₂S y el CO₂ son más solubles en agua que en la mayoría de los hidrocarburos.

En algunas circunstancias no es posible procederse a la deshidratación y se inyectan compuestos que inhiben la formación de hidratos. Tales compuestos, que tienen la función de combinarse con el agua libre, en verdad sólo disminuyen la temperatura a la que los hidratos se formarían.

Los puntos más usuales de inyección de inhibidores están en los pozos de producción, en la instalación del reductor de presión, en las líneas de transporte y los flujos que serán sometidos a refrigeración.

Los inhibidores más usados son el metanol, etanol, Monoetilen Glicol (MEG), y Dietilen Glicol (DEG). Después de su saturación, todos ellos pueden ser regenerados y recirculados de nuevo al proceso.

4. TRATAMIENTO

La extracción de los compuestos de azufre y dióxido de carbono del gas natural cumple varios objetivos. La remoción del CO₂ se hace principalmente para controlar el poder calorífico del gas natural, el cual se reduce por la presencia de gases inertes y para evitar la formación de hielo seco o CO₂ sólido, en los flujos de gas que serán sometidos a procesamiento criogénico.

El principal motivo para la extracción del H₂S es por ser tóxico: dos veces más que el monóxido de carbono (CO) y casi igual que el ácido cianhídrico (HCN).

ppm de H ₂ S (en volumen)	Efectos (a los seres humanos)
0.01 – 0.15	Límite de detección del olor.
10	Máxima concentración permitida para exposición prolongada.
100 – 150	Puede causar náuseas y debilidad después de una hora.
> 200	Peligroso después de una hora.
> 600	Fatal después de 30 minutos.
> 1000	Muerte inmediata.

5. ACONDICIONAMIENTO Y PROCESAMIENTO DEL GAS NATURAL

La industria del gas natural puede dividirse en 4 subdivisiones principales:

- Perforación de descubrimiento

- Acondicionamiento y procesamiento
- Producción
- Transporte

El acondicionamiento del gas se refiere a todos los procesos requeridos para hacer que el gas cumpla con las especificaciones de calidad para ser comercializadas, tales como quitarle las impurezas, el agua, líquidos de hidrocarburos en exceso, control de la presión de entrega por medio de reguladores reductores de presión, compresores, etc.

Usualmente las impurezas que se encuentran en el gas natural deben sacarse por que causan dificultades en el manejo y procesamiento. Los componentes como bióxido de carbono, gas no combustible como el nitrógeno, vapor de agua, pentanos y los hidrocarburos componentes de la gasolina natural se consideran impurezas ya que el gas natural procesado se quema como combustible y estos compuestos pueden causar condiciones de combustión no deseadas.

Las plantas de procesamiento de gas usualmente se diseñan para retirar ciertos productos valiosos además de aquellos necesarios para hacer comercial el gas, es decir la gasolina natural, butano, propano, etano. Los productos de la Planta normalmente se consideran que son aquellos materiales recuperados de la corriente de gas natural que tiene un valor además del gas residual mismo. El tipo de operación determina el producto a salvarse.

El proceso desarrollado en este tipo de Planta es la expansión criogénica, este proceso es usado para alta recuperación trabajando a bajas temperaturas y por caída de presión, este proceso usa un turboexpansor. En esta planta el gas se expande a través de un turbocompresor de donde sale a una temperatura extremadamente bajas, a estas bajas temperaturas, la mayoría de los gases,

excepto el metano, se condensan. Los líquidos luego se fraccionan para recuperar los productos deseados.

La primera consideración en el procesamiento criogénico del gas natural es la contaminación, los contaminantes pueden ser agua, CO₂, N₂ hidrocarburos pesados, polvo, sulfuro de hierro, petróleo crudo, agua salada, parafina o aceite lubricante, la mejor manera de evitar problemas es eliminando estos contaminantes.

6. PLANTA DE PROCESAMIENTO DE GAS

La Planta de Procesamiento de Gas Aguaytía esta diseñada para proporcionar una planta de recuperación de LGN con el fin de recuperar propano y Butano (LPG) e hidrocarburos componentes del la gasolina natural del flujo de gas de entrada usando destilación fraccionada a baja temperatura para la separación, el gas residual (etano y metano) deberá utilizarse como la fuente de gas combustible para la Estación de Energía Eléctrica Neshuya o enviarse a los pozos de reinyección situados fuera de los límites de la Planta.

A la Planta de procesamiento de Gas de Aguaytía llega la producción de 3 pozos productores de gas, el pozo 5 con un volumen de producción aproximada de 27 mmsfcd, el pozo 6 con un volumen aproximado de 16 mmsfcd y el pozo 2 con un volumen aproximado de 12 mmsfcd, y se cuenta con 3 pozos de reinyección que son los pozos 3 , 7, 8.

CARACTERISTICAS DEL GAS DE ENTRADA

- a. Presión 2200 psig
- b. Temperatura 210 °F como máximo y 120 °F como mínimo
- c. Velocidad de flujo 60 mmscfd
- d. Composición a 3695 psig @ 235 °F

Componente (%molar)	
N2	5.080
CO2	2.600
C1	76.280
C2	7.590
C3	2.710
i-C4	0.804
n-C4	1.160
i-C5	0.580
n-C5	0.520
C6+	3.080
Agua	0.560
Total	100.00

En la Planta de Procesamiento de Gas de Aguaytía se tienen 3 pozos productores 2, 5, 6, el pozo 5 con un volumen aproximado de 27 mmscfd, el pozo 6 con un volumen aproximado de 16 mmscfd y el pozo 2 con un volumen aproximado de 12 mmscfd, también se cuenta con 3 pozos de reinyección de gas que son los pozos 3,7,8, este gas se reinyectan cuando la Central Termoeléctrica no toma gas, el pozo 5 a pesar de tener una mayor capacidad de producción es el que tiene mayores problemas de corrosión.

El gas proveniente de los pozos productores ingresan a la Planta pasando por una válvula reductora de presión, luego este gas es enfriado mediante un COOLER, este gas frío entra al Separador de 3 Fases a una presión aproximada de 1050 PSIG y una temperatura aproximada de 110°F. el gas ingresa al Separador de 3 Fases con la finalidad de separar el gas del condensado y del agua presente en el gas de pozo. **Ver ANEXO (CUADRO N° II.1)**

7. PLANTA DE FRACCIONAMIENTO

CARACTERISTICAS DEL LIQUIDO DE ENTRADA

- a. Presión de Diseño 200 psig
- b. Temperatura de Diseño 70 °F
- c. Velocidad de flujo de diseño 121 gpm
- d. Contenido de agua saturado
- e. Composición a condiciones de 700 psig @120 °F

Componente (% Molar)

Metano	0
Etano	0,830
Propano	28,120
i-Butano	9,520
n-Butano	13,270
i-Pentano	6,690
n-Pentano	6,000
n-Hexano	11,320
n-Heptano	8,660
n-Octano	7,510
n-Nonano	8,080
Agua	0
Total	100,00

El NGL que envía la Planta de gas ingresa a la Planta de Fraccionamiento para lo cual pasa por el Skid de Medición del NGL, en este Skid primeramente pasa por una válvula UV lo cual en caso de emergencia se cierra automáticamente por una alta presión al ingreso, para lo cual cuenta con un by pass, luego tenemos un medidor de flujo mediante una turbina el cual es medida mediante pulsaciones por viaje, también se tiene un medidor de densidad conocido como densitómetro, manómetros, sensores de presión y temperatura, una fisher, dependiendo de la cantidad de NGL que se procesa y si hay un excedente pasa a los tanques de almacenamiento de NGL (tanques 1,2,3,4), luego el NGL ingresa a la Planta para su procesamiento, por el tope de la Debutanizadora se

obtiene el GLP que luego pasan a los tanques de almacenamiento de GLP (14 tanques de GLP) para posterior despacho, por el fondo de la columna sale la gasolina natural que es transferida a Refinería la cual envía aproximadamente 96 a 99 BPH de gasolina natural.

El análisis cromatográfico se realiza con la finalidad de saber la composición y la calidad de la muestra. Se analiza: el Gas Natural, el Gas residual (metano y etano) que se envía a la Power Plant y además el que se usa en la Planta de Procesamiento de Gas y en la de Fraccionamiento para el funcionamiento de los equipos;asimismo se analiza el NGL que ingresa a la Planta de Fraccionamiento para saber así de esta manera si dicho NGL que se esta enviando tiene en su composición alguno contenido de etano.

Si contiene etano en su composición se tendrá que realizar cambios en las variables operativas ya que no se debe tener presencia de etanos en dicha corriente, también se realiza el análisis cromatográfico al GLP y a la gasolina natural.

En la corrida para el análisis cromatográfico de la corriente de NGL realizado en la planta de fraccionamiento se obtuvo 0% de etano en su composición eso quería decir que se tenía una buena calidad de NGL y una alta recuperación de propano, con el análisis cromatográfico se obtiene la densidad, el % en mol, el % en peso y el BTU seco de la corriente analizada.

III. DESCRIPCION DE LA PLANTA Y PROCESOS

1. LOCACION

1.1 UBICACION

La Planta Pariñas se encuentra ubicada en la milla cuadrada **11N07** en el yacimiento Pariñas, a la altura del Km 1100 de la panamericana norte, de donde parte un desvío de 2 Km de camino afirmado hasta la planta. Se encuentra a una altitud de 23 msnm (metros sobre el nivel del mar), sobre una área desértica de escasa vegetación.

COORDENADAS GEOGRAFICAS

SISTEMA	NORTE	ESTE
UTM	9 425 280.75 mts	470 413.38 mts
EEPSA	36,402.6 Ft 11,095.51 mts	21,210.5 Ft 6,464.90 mts

1.2 TERRENO

EEPSA es propietario del área de terreno de la planta y la servidumbre de paso de los ductos de salida de la planta.

La sección ocupada por la Planta Pariñas tiene una área superficial plana de 35,432. 25 m².

AREA SUPERFICIAL DEL TERRENO

DENOMINACION	AREA (m2)
Area Techada	579.33
Area con cobertura	1,686.73
Area no techada	1,582.84
AREA TOTAL CONSTRUIDA	3,848.90
Area libre	31,583.35
AREA TOTAL	35,432.25

2. DESCRIPCION DEL PROCESO

2.1 TEORIA DEL PROCESO DE ABSORCION

El proceso de absorción para la recuperación de los componentes pesados del gas se da a través de una absorción física promovida por el contacto el gas con un aceite de absorción (kerosene). El mecanismo de este proceso es la diferencia entre la presión de vapor de los componentes en el aceite y su presión parcial en el gas. Como son diferentes estas presiones ocurre la transferencia de masa del gas al aceite.

La mezcla de las dos corrientes, gas y aceite, se realizan en contracorriente en una torre o columna de absorción, donde el aceite ingresa por el tope y el gas por el fondo. La eficiencia de la absorción depende, entre otros factores, de la presión, temperatura de la operación y circulación de aceite absorbente. El proceso se desarrolla a una presión constante de 275 libras por pulgada cuadrada absolutas (psia), las mismas que previamente son sometidas a

enfriamiento y refrigeración, con la finalidad de llegar a un límite de 48°F (congelamiento de hidratos en el gas asociado).

Las columnas de absorción son torres verticales en cuyo interior tienen platos perforados o con copas de burbujeo.

Se denomina al ACEITE RICO al aceite de absorción saturado de hidrocarburos livianos y ACEITE POBRE al aceite exento de estos hidrocarburos.

Los hidrocarburos absorbidos en el aceite son posteriormente separados por la acción del calor en torres de destilación. El aceite pobre retorna al absorbedor y los hidrocarburos (LGN) son fraccionados a fin de obtener los productos deseados.

Las recuperaciones comúnmente obtenidas con este proceso son:

Recuperación de LGN: 1.45 Gal/mpc

Recuperación de propano: 67 %

El enfriamiento, refrigeración, transporte de fluidos influyen en la eficiencia del proceso de absorción. El enfriamiento se realiza utilizando intercambiadores de calor con agua de un circuito abierto, la refrigeración en chillers que trabajan con propano como medio refrigerante. El régimen de circulación de aceite depende de las condiciones de operación de las bombas y ductos.

2.2 PERFIL DEL PROCESO

La planta de absorción Pariñas trabaja directamente relacionada con la planta de gasolina Verdún Alto distante 14 Km, para lo cual cuentan con dos oleoductos para circular el aceite absorbente. Esta transferencia de aceite es en forma constante e ininterrumpida, contando para ello equipos de bombeo en ambas plantas.

El gas asociado llega comprimido a la suficiente presión para que la planta opere a 275 psig. La responsabilidad de los gasoductos es de los vendedores. El gas residual obtenido del proceso en Pariñas, es distribuido a los diferentes clientes a través de gasoductos. Los principales usuarios de gas residual son los siguientes:

USUARIO	SERVICIO
Refinería	Combustible
PE Malacas	Combustible
Pta. Agua Malacas	Combustible
Pta. Verdún	Combustible

Recibe agua industrial de la Empresa EPS GRAU en el punto denominado Estación-74, distante 2.5 Km.

El fluido eléctrico es suministrado normalmente por la Planta Eléctrica de Malacas. La energía eléctrica va por una sola terna de suministro (terna N°5) de propiedad de EEP SA, la que llega con una transmisión de 13 Kva a una subestación de transformadores, de propiedad de ENOSA (Electronoroeste), donde se regula el voltaje a 440/220 V. Para casos de emergencia el fluido puede ser suministrado por otra terna (Circuito C-8) de la P.E. Verdún.

La demanda promedio de electricidad para la Planta Pariñas es de 350 KW.

3. SERVICIOS

La planta Pariñas para operar normalmente requiere de ciertos servicios propios y otros externos, que están directamente relacionados al proceso de absorción. Dentro de los servicios propios se tienen, el aire comprimido, gas combustible, almacenamiento y purgas (desfogues). Los servicios externos se refieren a electricidad, agua y lubricación.

3.1 SISTEMA DE AGUA

La línea de ingreso de agua a la planta, se divide en dos ramales principales: uno de 4" que va a los tanques de almacenamiento y el otro a las tinas de la torre de enfriamiento.

Por seguridad y condiciones de operación, se debe mantener un nivel mínimo del 75 % en el tanque de contraincendio y un mínimo de 30 % en las tinas de la torre de enfriamiento. La reposición se hará por coordinación radio telefónica con la empresa EPS-GRAU.

3.2 SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO

Pariñas tiene su propio sistema de aire comprimido, que consiste de compresores, almacenamiento, controles y distribución.

En la casa de bombas se encuentran instalados dos compresores reciprocantes accionados por motores eléctricos, cada una de los cuales consta de dos etapas de compresión. El control de presión se realiza

automáticamente mediante un control neumático que está calibrado a 180 psig.

Normalmente trabaja un compresor y el otro permanece como sustituto. En caso necesario pueden trabajar los dos simultáneamente. Cada uno tiene sus controles propios, de manera que arrancan y paran en forma automática.

El aire comprimido es almacenado en 8 botellas de 32 ft³ de capacidad cada una, las mismas que se encuentran debajo de la torre de enfriamiento, en el lado norte.

El aire comprimido se utiliza para lo siguiente:

- Sistema de arranque de motocompresores de gas
- Instrumentación de la planta
- Lubricación neumática.
- Trabajos de mantenimiento

El aire para instrumentos se distribuye por una línea troncal de 2" que tiene un sistema de control de presión ubicado cerca de la celda N° 2 de la torre de enfriamiento. Consta de una válvula de control que regula la presión a 30 psig, la cual tiene una línea de sobrepaso, para caso de mantenimiento o reparación. En esta misma ubicación también se interconecta una línea de suministro de gas residual, que de ser necesario puede reemplazar al aire cuando el sistema no esté operativo o en su defecto ocurriera un corte de corriente eléctrica.

El consumo mayor de aire comprimido es para el arranque de motocompresores de gas, los mismos que requieren de una presión de 150 a 180 psig. Para este servicio es conveniente tener todas las botellas de aire operativas. El aire comprimido para este uso, se transporta por una línea troncal aérea de 3" y en los extremos de la casa de compresores de gas se tienen puntos bajos para el drenaje de agua.

La lubricación a los motores de los compresores de gas, se realiza en forma neumática, inyectando aire comprimido a los tanques de almacenamiento, a una presión controlada automáticamente con unos reguladores (10 a 15 psig).

3.3 SISTEMA DE COMBUSTIBLE

La fuente energética de combustión utilizada por la planta es el gas residual obtenido por el proceso de absorción.

Se usa gas combustible en los motocompresores y el consumo está en función del número de máquinas que trabajan.

El gas combustible se toma del manifold de distribución de gas residual de la planta, de donde sale una línea de 4" en la cual se tiene una válvula de control para regular la presión a 45 psig. En estas condiciones el gas es medido mediante un medidor-registrador de presión diferencial. Seguidamente el gas pasa al separador D-10 y en la salida de este equipo está instalada una válvula de cierre automática, que es accionada por control neumático para casos de emergencia, en que sea necesario bloquear el suministro de gas a las máquinas.

La distribución de gas combustible se realiza por dos frentes a la casa de máquinas. Del separador la tubería alimenta a una troncal de 2" que va de sur a norte de la planta. Un ramal sur parte de la troncal con línea de 2" a la altura de las torres T-1 y T-2 (entre las dos torres) y tiene su propia válvula de control de presión, que regula el gas a 22 psig a lado sur de la casa de máquinas. El otro ramal también de 2" pasa entre el chiller E-5 y el enfriador E-6, de manera similar controla el gas a la misma presión con un regulador, para las máquinas 7 y 8.

3.4 SISTEMA DE ELECTRICIDAD

La planta Pariñas recibe la electricidad a través del circuito N°8, de propiedad de EEP SA en la S.E. ubicada en el exterior de la planta (propiedad de ENO). El fluido llega a una barra de 13.2 KV que a su vez alimenta a otras dos barras a través de dos transformadores (13.2 KV a 480V y 13.2KV a 480-220V).

En total existen 6 circuitos eléctricos, de los cuales el C-6 es para los Puntos de Fiscalización de Petrotech y Pérez Companc. Los otros cinco circuitos son para la planta Pariñas.

CIRCUITOS DE ELECTRICIDAD

CIRCUITO 1	CIRCUITO 2	CIRCUITO 3	CIRCUITO 4	CIRCUITO 5
P-6A	P-9 P-5 V-1 V-2 P-11 P-10	P-1 P-2 C-2 P-8 V-3 ALUMBRADO	P-3 P-6	P-4 P-7

Los equipos eléctricos están clasificados en dos grupos, los a prueba de explosión (explosion proof) y los convencionales. Los primeros son aquellos que se encuentran en áreas de riesgo por lo que sus arrancadores eléctricos se encuentran a distancia, salvo aquellos que también son a prueba de explosión.

3.5 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

La planta tiene tanques de almacenamiento para los siguientes productos:

N° LOCAL	SERVICIO	CAPACIDAD (BBL)
TK-15	Agua cruda	5000
TK-3MT	Agua cruda	3500
TK-2	Lubricante	80
TK-3	Lubricante	65
TK-4	Lubricante	80
TK-5	Pentano	167
TK-6	Gasolina natural	324
AG-703	Gasolina natural	75
TK-7 al 14	Aire comprimido	45

El almacenamiento de gasolina natural trabaja con dos sistemas independientes de presión. Uno de baja presión (60 psig) y almacena mayormente aceite absorbente en casos de emergencia y eventualmente gasolina natural. El otro tanque trabaja con alta presión (presión de la planta, 250 psig) y almacena gasolina natural.

Los tanques de gasolina colectan los condensados de todos los recipientes de gas y aceite absorbente (separadores y torres), los mismos que drenan manual o automáticamente. Este sistema colector converge en un manifold que está ubicado cerca de la casa de bombas de agua y por una sola línea de 4" lleva continuamente estos fluidos.

La descarga del tanque de gasolina se lleva a cabo con las bombas reciprocantes P-10 y/o P-14, las mismas que bombean la gasolina a la planta Verdún, utilizando para ello el oleoducto de aceite rico.

El almacenamiento de lubricantes utiliza tres tanques para los siguientes lubricantes:

Minerol 220

Minerol 110

Estos aceites son almacenados ya sea por descarga de cisternas, cuando transportan a granel, como también descargando los cilindros, para lo cual se utiliza la bomba recíproca P-12, que trabaja con aire comprimido.

Los tanques de lubricantes trabajan con presión (15 psig), para lo cual se les inyecta aire a fin de desplazar el aceite a través de una tubería hasta los equipos a lubricar.

4. DESCRIPCION DE LAS OPERACIONES

En planta Pariñas como se indicó, se procesa el gas asociado proveniente del campo, a una presión de 300 psig, en dos corrientes o trenes de proceso. La secuencia de las operaciones, es la siguiente:

- Recolección y mezcla de los gases del campo,
- Enfriamiento de gas y aceite con agua,
- Refrigeración de gas y aceite con propano,
- Recolección de condensado y separación de agua,
- Circulación de aceite absorbente, y
- Distribución de gas residual.

Todas estas etapas tienen un control automático de instrumentación. La medición de gases y líquidos se realiza en medidores-registradores de presión diferencial.

ALIMENTACION DE GAS

GAS ASOCIADO

COMPANÍA	LOTE	VOLUMEN (MMPCD)	% DISTRIBUC.
PETROTECH	Z-2B	14.00	54.9
PEREZ COMPANC	X	9.0	35.3
SAPET	VI	1.5	5.9
GRAÑA Y MONTERO	I	1.0	3.9
TOTAL		25.5	100.0

El hidrocarburo predominante es el metano (CH_4), seguido del etano (C_2H_6), propano (C_3H_8), normal butano (nC_4H_{10}), iso butano (iC_4H_{10}), normal pentano (nC_5H_{12}), iso pentano (iC_5H_{12}), hexano (C_6H_{14}) y heptano + (C_7H_{16} +). Normalmente se presentan compuestos no-hidrocarburos, como son el oxígeno, nitrógeno, dióxido de carbono, vapor de agua, etc.

El Gas ingresa a la planta por dos corrientes:

Manifold Norte (Torre de absorción T-3)

Manifold Sur (Torres de absorción T-1 y T-2)

La separación de estas corrientes de gas obedece fundamentalmente a la calidad del gas.

Debido a las facilidades de instalación, ambos trenes y las torres de absorción están interconectados para dar mayor flexibilidad a la operación. Actualmente en la planta se procesa el gas en solo dos torres, por capacidad y demanda de gas.

En los puntos de fiscalización se lleva un control cada dos horas de los instrumentos (presión, temperatura, volumen, poder calorífico). Diariamente a las 06:00 horas se cierra el día, en que conjuntamente con representantes de la Compañía vendedora y PERUPETRO S.A., se constatan medidas y se firman los documentos y/o cartas de registro salientes como entrantes.

El volumen de gas natural se expresa en condiciones standard y normalmente en unidades del Sistema Inglés:

Presión Standard = 14.7 psia

Temperatura Standard = 60 ° F

El control de presión del gas asociado total que ingresa a la planta, se controla en el manifold de descarga de gas residual al campo, con dos líneas de evacuación y sus respectivas válvulas de control neumáticas. Una con una presión de apertura de 280 psig y la otra con una válvula de tipo on-off, de emergencia, que actúa con mando remoto.

4.1 REFRIGERACIÓN CON PROPANO

La Planta Pariñas cuenta con un sistema de refrigeración con propano desde los años sesenta.

En todo proceso de absorción con aceite absorbente, tres variables de control son las más importantes: Temperatura del proceso, Presión del proceso y Régimen de circulación de aceite.

Para un proceso eficiente con una óptima recuperación de líquidos del gas natural, se debe trabajar con las temperaturas más bajas posibles. El límite estará definido por la composición del gas, en cuanto al contenido de agua, ya que por debajo de 42°F el agua o hidratos, empiezan a congelar,

restringiendo el flujo en los chillers, generando serios problemas de operación. Esta temperatura estará en función de la presión del proceso.

Conseguir la óptima temperatura de enfriamiento redundará en una mejor recuperación de los líquidos del gas, hasta un 33% de extracción del propano.

El sistema de refrigeración con propano, es una operación fundamental en el proceso de la planta Pariñas, por lo tanto debe manejarse en las mejores condiciones y estabilidad de operación.

El propano como refrigerante, es un producto agotable que mayormente se consume en la etapa de compresión por pérdidas.

El sistema de refrigeración está compuesto por un circuito que comprende las siguientes etapas:

4.1.1 Suministro

La fuente de alimentación de propano es la planta Verdún, donde se produce el "propano saturado" con un contenido mínimo de 80% en volumen de propano.

El propano se transporta a la Planta Pariñas por camión-cisterna.

Normalmente el propano se despacha desde tanques, pero también se puede hacer directamente desde la torre Depropanizadora (T-7).

4.1.2 Almacenamiento de propano

Como se mencionó anteriormente, el propano no solamente se transporta por cisterna, sino que también permanece en la misma cisterna como recipiente de almacenamiento, del que se irá alimentando cuando se le requiera al sistema de refrigeración de la planta.

El contenido de propano se mide por intermedio de "Rota Gauge", los que indican el volumen en porcentaje (%).

4.1.3 Alimentación de propano al Sistema

La alimentación de propano al sistema de la Planta se hace por diferencia de presiones, para lo cual siempre la cisterna debe tener una presión superior al del Evaporador D-1.

En el cuadro siguiente se presentan datos de condiciones típicas de la operación de esta etapa del sistema de refrigeración.

CONDICIONES NORMALES DE OPERACION

EQUIPO	PRESION (psig)	TEMP. (°F)	NIVEL VASO (%)
Cisterna:			
- Llena	120	80	95
- Vacía	60	80	30
Separador D-3	40	60	0
Acumulador D-2	140	90	30
Evaporador D-1	40	45	30
Compresores C-7 / C-8			
- Succión	40	60	0
- Descarga	145	120	0

4.1.4 Compresión del Propano

El propano líquido contenido en los Chillers intercambia calor con los fluidos de gas asociado y aceite absorbente y producto de este intercambio de calor, parte del propano pasa a la fase vapor, el mismo que se colecta por un ducto para su transporte al Separador D-3.

Al separador D-3 no solamente llegan los vapores de propano de los Chillers, también los hacen los vapores del Evaporador D-1.

Normalmente trabajan los dos motocompresores de propano, especialmente en las horas del día. El sistema está diseñado para que pueda trabajar con un solo compresor, pero con limitaciones en la eficiencia del proceso (menor recuperación de LGN).

CARACTERISTICAS DE COMPRESION

EQUPOS	DATOS
Marca de compresores	Bessemer
Tipo de compresores	Reciprocante
Número de etapas/compresor	1
Número de compresores	2
Presión de succión,(psig)	40
Presión de descarga, (psig)	145
Temperatura de succión, (°F)	60
Temperatura de descarga, (°F)	120
Capacidad a 60°F y 14.7 psia,(mmpcd)	3.0 / máq.
RPM	180
Potencia nominal, HP	230
Combustible:	
- tipo	Gas Natural
- Consumo (mmpcd)/Máq.	0.100

4.1.5 Enfriamiento del propano

Los vapores de propano comprimidos, salen a una alta temperatura (aproximadamente 120-130°F), por lo que luego pasan a un tren de 4 intercambiadores de calor de un solo paso, en los que por los tubos pasa el agua del sistema abierto de enfriamiento y por el casco el propano. estos intercambiadores están colocados en paralelo.

La corriente de propano enfriada pasa luego al Acumulador D-2, de donde posteriormente se distribuirá a los diferentes chillers.

El enfriamiento es un paso previo a la expansión para obtener la fase líquida y posterior ingreso a los chillers.

Para mayores detalles referirse a los anexos para ver las características de estos equipos.

4.2 ENFRIAMIENTO CON AGUA

4.2.1 Suministro de agua

El proceso de la Planta Pariñas usa en la etapa de enfriamiento del gas y aceite absorbente el agua. El consumo promedio es de 120 metros cúbicos por día. El agua se recibe en dos tanques cilíndrico-verticales de 8,500 barriles de capacidad. El tanque mayor TK-15 de 5,000 barriles es el reservorio de seguridad para el sistema contra-incendio de la Planta y el otro tanque TK-3MT es el de proceso. También se tiene una derivación de 2" que va directo a las tinas de la torre de enfriamiento.

4.2.2 Torre de enfriamiento

La operación de enfriamiento se realiza en una torre "Marley" atmosférica de tres celdas, 3 ventiladores. Esta torre en las condiciones actuales tiene una capacidad de circulación de 3,450 galones por minuto y un rango de enfriamiento de 89.7° a 69.7°F, con un bulbo húmedo de 58°F.

4.2.3 Circulación de agua

El agua fría de las tinas de la torre de enfriamiento es tomada por cuatro bombas centrífugas que circulan el agua a la planta para el proceso de intercambio de calor de gas y aceite, enfriamiento de las chaquetas de los motocompresores de propano C-7 y C-8.

4.2.4 Tratamiento químico del agua

Hasta el momento el único tratamiento químico del agua es la clorinación. En adición se ha construido un sistema de ablandamiento de agua por intercambio iónico con zeolita, el mismo que tratará un tercio del volumen con el propósito de reducir la dureza promedio del agua.

4.3. ABSORCION

El proceso de absorción en la Planta Pariñas comprende el acondicionamiento del gas rico del campo y aceite absorbente procedente de la planta Verdún, distante 14 kilómetros. Primero pasan por una etapa de enfriamiento con agua con intercambiadores de calor, luego por la refrigeración con propano a través de chillers y finalmente la mezcla aceite/gas pasa a la torre de absorción donde en condiciones tipo de 52°F, presión de 275 psig y una circulación de aceite de 19.0 galones por cada millar de pies cúbicos de gas rico, se logra la transferencia de la fracción líquida del LGN (líquidos del gas natural), propano y más pesados del gas al aceite. Por tope de los absorbentes sale el gas seco o “residual” y por el fondo el “aceite rico” que retorna a la planta Verdún por otro oleoducto para su regeneración.

4.3.1 Acondicionamiento del aceite pobre

El ducto N° 11 transporta el aceite pobre desde Verdún, llegando con una presión de 40 a 60 psig y una temperatura ambiente de 78° a 110°F

(promedio 88°F) para un caudal no mayor de 520,000 galones por día. Este ducto tiene una longitud de aproximadamente de 3 kilómetros bajo tierra, desde el cruce de la quebrada Pariñas hasta la planta, con la finalidad de disminuir el efecto de la temperatura ambiente.

El aceite pobre pasa primero en la planta por unos filtros de malla para retener partículas mayores de 1 milímetro. Esta sección tiene dos filtros en paralelo, uno en servicio y el otro en reserva.

El aceite luego de ser medido pasa a la bomba “booster”, que normalmente ahora es la P-6A, teniendo como alternas las P-9 y/o P-6. La función de estas bombas es incrementar la presión del aceite hasta la del proceso (275 psig), previo pase por etapas de enfriamiento y refrigeración. Es normal una presión de descarga de 450 psig.

Seguidamente el aceite pasa por un tren de dos intercambiadores de calor con agua (E-6A y E-6B) y otro de aceite rico/aceite pobre (E-103). En esta etapa se logra bajarla temperatura del aceite pobre en promedio 11°F.

La siguiente etapa es la refrigeración con el chiller E-5 donde se consigue la temperatura final para el proceso de absorción, 52°F en promedio.

4.3.2 Acondicionamiento del gas rico

Normalmente el gas de PETROTECH que es el que más contenido de LGN tiene, es procesado en el tren de las torres T-1/T-2. En promedio

ingresa con una temperatura promedio de 80°F (variación de 70° a 98°F). Ingresa primero al separador bifásico vertical D-14, luego es medido en un plato de orificio y mediante un muestreador es analizado continuamente en el cromatógrafo on-line de la Planta. Pasa enseguida por la etapa de enfriamiento con agua con los intercambiadores de calor E-18 y E-19, luego por el separador D-13 para separar el condensado y finalmente a la etapa de refrigeración en el chiller E-17 y separador de gas rico D-11, estando listo para ingresar a las torres de absorción. La temperatura a que se logra enfriar este gas es de 51°F, es decir un diferencial que varía de 20 a 40°F.

Por el otro frente de la Planta ingresa el gas rico de PEREZ COMPANC, SAPET Y GMP, que se juntan (después del punto de fiscalización) en un manifold a unos 300 psig y 79°F para ingresar al separador D-4. De manera similar al otro frente, estos gases pasan por el enfriamiento de agua (E-7, E-8, E-9 y E10), refrigeración con propano (E-11) y separadores después de cada enfriamiento para separar condensado (D-5 y D-6 respectivamente).

4.3.3. Proceso de Absorción

La absorción de gases es una operación en la cual la mezcla gaseosa se pone en contacto con el líquido absorbente (kerosene), a fin de disolver los componentes hidrocarbúricos saturados del propano y más pesados (solutos), obteniendo una solución de éstos en el líquido (solución).

El proceso de absorción se realiza en las torres o columnas que contienen platos con copas de burbujeo o simplemente perforados. Los platos tienen vertederos por donde el líquido pasa de un plato a otro, es una parte de la sección transversal de la torre, llegando a cierta altura del siguiente plato, de manera que evite que el gas ascienda por éste. También los platos tienen derramaderos que son tabiques que definen la altura del líquido en el plato.

El líquido absorbente entra por en la parte superior y fluye en forma descendente por gravedad. En su trayecto fluye a través de cada plato y a través de un conducto, al plato inferior. El gas por su parte pasa hacia arriba, por los orificios de un tipo u otro en el plato, burbujeando a través del kerosene para formar una espuma, se separa de la espuma y pasa al plato superior. En cada plato se forma una laguna de altura determinada por un rebose, de tal modo que las burbujas de gas tarden un tiempo para ascender por el líquido.

En la Planta Pariñas las torres T-1 y T-2 tienen platos con copas de burbujeo y la torre T-3 platos perforados. En el primer caso el gas se distribuye casi por igual en las dos torres, mientras que en el segundo caso se trata el resto de gas.

Actualmente en las torres T-1/T-2 se trabaja con una relación de aceite/gas de 19.0 gal/mpc para procesar hasta 20.0 mmpcd, que es la capacidad de estas torres. En cambio en la T-3 se trata de mantener en

promedio una relación e 12.0 gal/mpc para procesar entre 15.0 y 16.0 mmpcd.

El proceso de absorción genera calor por lo que las tres torres tienen un reflujo de aceite, denominado aceite semi-rico, que sale de los platos centrales y es tomado por bombas (P-5 y P-8 para los respectivos trenes) a través del circuito de refrigeración con propano con los chillers E-17 y E11 respectivamente.

Finalmente de las torres de absorción salen dos corrientes, una por el tope denominada gas residual porque está exento de LGN y otra corriente sale por el fondo llamada aceite rico, que ha absorbido aproximadamente el 80% de la fracción líquida de hidrocarburos.

4.3.4 Transferencia de aceite rico

Mediante un control automático de flujo, el aceite rico es bombeado normalmente por la bomba P-6 o P-7 hacia la Planta Verdún.

Para casos de emergencia la planta cuenta con un tanque de 336 barriles (TK-5) para almacenar también aceite absorbente.

4.4 GAS RESIDUAL (METANO Y ETANO)

El gas que sale por el tope de las torres de absorción, exento en casi 80% de LGN, pasa por separadores de gas residual como es el caso del D-12 y D7

para los trenes T-1/T-2 y T-3 respectivamente antes de ingresar a los manifolds de distribución.

4.4.1 Gas a Malacas

La mayor parte del gas residual se transporta por el ducto N°1 que parte del separador D-20 del primer tren (14"/10"/8" x 15,000 Ft), con una presión de cabeza de 270 psig.

Del otro tren parte otro ducto, el N°2 también a Malacas (6"/8" x 15,000 Ft).

Ambos ductos convergen en la Batería de Llegada Malacas para el consumo de las plantas eléctrica y agua de Petroperú.

4.4.2 Gas a Refinería Talara

Este gas residual se transporta por el ducto N°8 que parte del manifold de la Torre T-3, con una presión de 200 psig y un régimen de 7.0 mmpcd. Este ducto termina en la ex-planta Pozo, donde empalma con los ductos N°3 y N°4 que van paralelos hasta el punto de venta (contrato entre EEPSA y PETROPERU) en Punta Arenas, ubicado en el límite de la refinería Talara de Petroperú.

Del punto de convergencia de la Planta Pozo, parte también el ducto N°18 de 4" x 6,000 Ft hasta la planta Verdún para el consumo de las Plantas eléctricas y gasolina, con una presión controlada de no más de 100 psig en el punto de entrega.

4.5 INYECCION DE PENTANO

Hasta la fecha del presente informe aún no funciona el proyecto de inyección de pentano en el gas residual.

Debido a la venta de HAS (Hidrocarburos Acíclicos Saturados), que es la gasolina estabilizada que se produce en la Planta Verdún, es inconveniente la presencia de pentano en esta venta, debido a su influencia en el RVP* y por lo tanto en el precio, razón por la cual se decidió derivar el mismo al gas residual.

En resumen el proyecto consiste en separar la producción del pentano en el tanque TK-108 de Verdún y por medio de cisterna efectuar el transporte a Pariñas, donde se recibirá en el tanque TK-6 de 167 barriles de capacidad, en una operación que se estima sea diaria.

El equipamiento de este proyecto consta de los siguientes ítems:

EQUIPAMIENTO

ITEM	EQUIPO	TAMAÑO CAPACIDAD	SERVICIO
1	Tanque de almacenamiento TK-6	167 Bls	Almacenamiento de pentano
2	Bomba centrífuga P-411	25 GPM	Trasiego de cisterna y Booster de inyección.
3	Bomba centrífuga P-415	25 GPM	Inyección de pentano.
4	Inyector de pentano	1/8" x 9 EA 28 GPM	Atomización del pentano líquido.
5	Medidor de flujo	2" x 7/8"	Indicador de flujo

(*) Presión de Vapor Reid

Todo el equipamiento de esta operación es recuperado y adaptado a las condiciones o requerimientos.

En resumen esta operación comprende primero el trasiego del pentano de la cisterna al tanque TK-6, utilizando la bomba P-411 para este fin. Terminada esta etapa la misma bomba trabajará como “booster” simultáneamente con la P-415, con la finalidad de alcanzar la presión de aproximadamente 360 psig, necesarias para atomizar el pentano.

En la descarga de la bomba de inyección se tiene el equipo inyector, que consta de 9 boquillas de 1/8” de orificio cada una, que están instaladas en dirección contraria al flujo de gas residual del ducto N°1. Es decir que este equipo está ubicado en la tubería de entrada al separador D-20.

Es importante mencionar que esta operación se hará preferentemente en el período de punta en generación eléctrica (5 – 6 horas) y a un régimen no mayor de 28 GPM, para evitar la condensación del pentano en el flujo de gas. Inicialmente toda la operación será manual, teniendo como referencia el instrumento de medición de flujo.

El aporte del pentano permitirá incrementar el contenido calórico del gas combustible para las turbinas de Malacas y por ende la disminución del volumen de gas.

5. PROTECCION DE EQUIPOS Y PLANTA

5.1 Válvulas de seguridad

Todos los equipos y/o recipientes de presión tienen dispositivos de alivio y/o seguridad, diseñados para las condiciones reales de operación, dependiendo de las características del fluido que lo ocupa.

A la fecha la Planta Pariñas cuenta con 19 válvulas de seguridad en los diferentes equipos, las que cuentan con un programa de calibración anual.

Todas las válvulas, con excepción de las de los compresores de propano, tienen venteo directo a la atmósfera.

5.2 Sistemas de Emergencia

5.2.1 DESFOGUES:

La Planta tiene como principal sistema de protección el desfogue de gas al aire. Existen dos conexiones para desfogue, uno de operación y el otro de emergencia. El primero es de control neumático mediante una válvula de control, que está calibrada para controlar 280 psig, es decir, que es un sistema de alivio de presión de la planta. La segunda es un típico sistema de evacuación de gas de la planta, de apertura instantánea mediante un mecanismo neumático a distancia.

Los sistemas indicados no tenían la capacidad y efectividad de evacuar todo el gas de la Planta, debido a las expansiones y modificaciones que ha venido teniendo la Planta.

Por tal razón EEP SA desarrolló un proyecto denominado Sistema de Desfogue de Emergencia en Planta Pariñas, el mismo que se complementó con un mecanismo de quemado de gases mediante un quemador o FLARE.

5.2.2 CORTE DE GAS COMBUSTIBLE

La red de distribución local de gas combustible ha quedado reducida solamente al servicio de los dos motocompresores de propano C-7 y C-8.

El gas residual de la planta llega por un ducto de 4" al separador D-10 en cuya entrada está instalada una válvula de emergencia, que cierra por control neumático por una señal accionada en dos tableros de mando instalados uno al lado sur (acceso principal) y otro en el lado norte (portón N°6).

5.2.3 ALARMAS POR NIVEL DE LIQUIDOS

Son dispositivos eléctricos con transmisión de señal de luz y sonora a un panel que alerta la presencia de nivel de líquido en los separadores conectados a este dispositivo.

Estos instrumentos se denominan “Magnetroles”, tienen conexión con dos tomas al recipiente, una de alto nivel y otra de bajo nivel, además tienen un visor o vaso de nivel. El magnetrol tiene dos partes, una inferior que es un recipiente con un mecanismo de flotador en su interior, que transmite el incremento de nivel al cuerpo superior, que tiene dispositivos eléctricos, los cuales por acción del flotador hacen contacto eléctrico a un tope predeterminado transmitiendo la señal al panel central ubicado en la loza de las torres T-1/T-2, encendiendo una luz roja y accionando la chicharra, señalando el equipo afectado.

IV. MEDICIÓN DE GAS NATURAL

Los equipos de medición usan el avance de la electrónica y equipo digital para dar resultados rápidos y confiables y así optimizar los costos y producción. La elección de un medidor depende del volumen involucrado y del rango de producción, entre los límites máximo y mínimo del flujo, que un medidor pueda manejar. Hay una serie de medidores, pero los que más se adecúan a nuestra realidad es el medidor de orificio y el medidor automático de flujo. **Ver anexo (cuadro IV.1).**

1. METODOS DE MEDICION

Hay 4 métodos para obtener el volumen a partir de la información registrada en las cartas, el método computarizado se desarrollará posteriormente.

1.1 Método manual.

Este método es muy antiguo, los valores de la presión diferencial y estática se obtienen por simple inspección visual tomando un promedio de las curvas. Conociendo la constante de flujo C' se tiene todos los datos para desarrollar la ecuación general como se indica en el anexo (cuadro IV.1); los operadores de campo lo utilizan como un valor referencial, ya que no es fácil obtener el factor correcto C' porque existen gran número de parámetros.

1.2 Planímetro simple.

El área de los valores registrados de la diferencial y estática, se obtienen por este método, sin embargo, matemáticamente el promedio de la raíz cuadrada de una serie de valores no es igual al promedio de la raíz cuadrada y desde que ambas, presión estática y diferencial varían sensiblemente con el tiempo, este método es raramente usado.

1.3 Planímetro de raíz cuadrada.

Está diseñado para promediar la raíz cuadrada de una variable cuando se pasa por las curvas estática y diferencial de la carta. Sin embargo desde que este instrumento funciona leyendo una variable; generalmente la diferencial, la otra variable debe permanecer relativamente constante, a fin de que el instrumento dé valores razonablemente correctos. Desde que estas condiciones raramente existen, este método es de poca aplicación.

1.4 Método de integración

El integrador es un aparato manufacturado por la "Pittsburg Equitable Meter Company". Este instrumento ha sido afectado por la industria con fines de fiscalización de gas, debido a sus resultados confiables, su funcionamiento se basa en la integración mecánica de la lectura de la carta. El integrador es como un lector de los valores de la carta al girar ésta y multiplicar conjuntamente el tiempo, raíz cuadrada de la presión diferencial y raíz cuadrada de la presión estática, totalizando los valores al tiempo que gira la carta, luego se multiplica por el factor C' , calculando conforme a la ecuación, el flujo de gas en pies cúbicos por hora o en miles de pies cúbicos por día (mcf), como mejor convenga.

2. TRANSDUCTORES DE PRESIÓN.

Un transductor de presión es un transductor de señales mecánicas a eléctricas, los elementos mecánicos que registran presiones son; el burdón, fuelles o diafragmas, que al generar un movimiento lo transmiten a una resistencia variable de un "puente de wheatstone". Esta variable se calibra para que no permita el pase de corriente, cuando no recibe ninguna señal mecánica de los

dispositivos indicados (no hay flujo). Si hay flujo de gas la resistencia variable del puente se activa y deja pasar corriente eléctrica proporcional a la presión, señal que se digitaliza en la computadora.

3. TRANSDUCTORES DE TEMPERATURA

Los transductores de temperatura suministran señales eléctricas de compensación por temperatura, que se conectan en serie con los transductores de presión estática y diferencial, produciendo una señal compuesta proporcional a P/T o h/T .

Este dispositivo consiste de un elemento sensitivo a la temperatura sumergido en una grasa de silicona, dispuesto dentro de un tubo de acero inoxidable, que en la parte superior lleva una caja de empalmes. El elemento sensitivo es colocado dentro de un tubo protector (thermowell), el cual consiste de un par de resistencias de diferente metal, la variación de la resistencia es inversamente proporcional a la temperatura y no es una función lineal, los rangos de variación que da información correcta están calibrados para gravedades de gas que varían de 0.5 a 0.7.

4. MUESTREADORES DE GAS

La toma de una muestra de gas requiere de técnicas específicas, que aseguren que es una muestra representativa del gas que está fluyendo por una tubería en una sección que tenga un flujo uniforme, evitando alteraciones que puedan producirse por válvulas, codos, tees, etc. Además que esté exenta de líquidos o sea que debe estar encima del punto de rocío (dew point); en este caso puede utilizarse cualquier muestreador. Si el gas está muy cerca al punto de rocío se

requerirán muestreadores especiales, para evitar la condensación de líquidos. En general un flujo turbulento es ventajoso para el muestreo, porque reduce la posibilidad de separación de los hidrocarburos componentes del gas.

4.1 Tipos de muestreadores.

4.1.1 Muestreador de tubo recto.

El tubo muestreador penetra hasta el centro del tercio inferior de la tubería. Para ello se requiere que en la superficie del tubo tenga un cople, con su válvula y aditamentos especiales para introducir y sacar el muestreador. Estas muestras son instantáneas y se toman de acuerdo a las consideraciones dadas en el párrafo anterior a la presión y temperatura del flujo para ser analizadas en el Laboratorio.

4.1.2 Muestreadores regulados.

Estos muestreadores se instalan con fines industriales o de compra/venta de gas, el muestreo y análisis es continuo. Consiste de una válvula de diafragma, que según diseño reduce la presión en el asiento; esta reducción puede producir condensación, por ello tiene una resistencia térmica encima del asiento que evita este problema.

Además tiene los siguientes aditamentos:

Un marcador de tiempo (“timer”) actúa la válvula de diafragma, para que tome la muestra en períodos determinados.

Un probador que penetra en la línea de flujo, en la posición ya indicada para la toma de muestras.

Un muestreador recolector que recibe la muestra en un tiempo determinado.

Estos muestreadores pueden conectarse a un cromatógrafo, que automáticamente determina los hidrocarburos componentes del gas.

5. COMPUTADOR DE FLUJO DE GAS

Las desventajas por error manual de la medición de gas por el método de integración son minimizados por el uso de instrumentos electrónicos que dan lecturas directas.

El computador toma en principio como base los mismos dispositivos convencionales utilizados para medir el gas, como los platos de orificio, el medidor de fuelle y el termómetro. Con estas informaciones los transductores convierten las señales de presión y temperatura en señales eléctricas; así se tiene:

El transductor de presión diferencial (h).

El transductor de presión estática (P).

El transductor de temperatura (T).

La memoria del computador integra esta información, con datos que se le introducen; como el diámetro interior de la línea, del plato de orificio y las tablas que calculan el factor C'.

$$C' = F_b \times F_r \times Y \times F_{pb} \times F_{tb} \times F_{tf} \times F_g \times F_{pu} \times F_m$$

La gravedad del gas se ingresa como dato desde el panel o la computadora lo toma como una señal desde el cromatógrafo.

Con todos estos valores, variables y fijos desarrolla la fórmula:

$$Q = C' * (\sqrt{h_w * P_f})$$

Los resultados los muestra en el panel de control, en ticket, reporte, etc. Convierte los MCF en BTU cuando se dispone de un cromatógrafo.

6. CARACTERÍSTICAS DEL GAS

La composición de los elementos constituyentes de un gas natural, es obtenida empleando, el método expuesto en el GPA estándar 2261, "Method of Analisis for Natural Gas and Similar Gaseous Mixtures by Gas Chromatography". Del análisis obtenido a partir del cromatógrafo (expresado en fracción de mol) y por medio de cálculos se obtiene el poder calorífico, gravedad específica y factor de compresibilidad, cuyas ecuaciones y tablas están dadas en el API, capítulo 14, sección 5.

6.1 Poder calorífico.

El poder calorífico de un gas natural es el número de kilojoules [British Termal Units (BTU)] producido por la completa combustión a una presión constante, de un pie cúbico estándar de gas (referida a la temperatura de 60 °F y una atmósfera de presión o 14.7 psia). Un BTU es igual a 1.055 kilojoules.

6.2 Gravedad específica real

La gravedad específica real de un gas, es la relación de la densidad de un gas referida a las condiciones de presión y temperatura observada, son respecto a la densidad del aire seco a la misma temperatura y presión. La gravedad de un gas ideal, es la relación del peso molecular de la mezcla gaseosa al peso molecular del aire. **Ver Anexo (Cuadro N° IV.2).**

6.3 Factor de compresibilidad

El factor de compresibilidad, más conocido como factor Z, es la relación del volumen actual de gas a una temperatura y presión dada, al volumen de un gas ideal a las mismas condiciones. **Ver Anexo (Cuadro N° IV.2).**

El cromatógrafo es un instrumento que analiza, los componentes de un gas por inyección de una muestra de gas, la cual la separa en sus componentes y los identifica y mide separadamente, es usado para el análisis de gases, líquidos y sólidos en su fase vapor.

El método de análisis es por un proceso de batch's. La muestra que es una representación correcta del gas por analizar, es inyectado por partes, tan pronto como sea posible.

El proceso consta de las siguientes fases:

- El gas fuente, que contiene los componentes por analizar.
- El muestreador, que mide e inyecta por batch's la muestra a la columna.
- La columna cromatográfica que separa individualizando los componentes de la muestra.
- La cámara que controla la temperatura, que es alojamiento de por lo menos la columna y el detector.
- El detector, que detecta los componentes del gas fuente.
- El integrador / controlador que mide la concentración de los componentes.

7. La columna cromatográfica

La columna cromatográfica es el corazón del cromatógrafo, aquí los componentes de la muestra son separados, identificados y medidos. La columna es un tubo de (1/16" a 1/4") de diámetro y hasta 30' de largo empaquetado con partículas.

El cromatógrafo de gas tiene dos fases, un afluente que corresponde a la corriente de gas y otra estacionaria que corresponde al empaquetamiento.

Si la fase estacionaria es de partículas sólidas, se dice entonces que es un cromatógrafo gas-sólido y la separación de los componentes es llevado a cabo por una adsorción selectiva de los componentes sobre la superficie de las partículas.

Si la fase estacionaria es un revestimiento líquido de las partículas, se dice entonces que es un cromatógrafo gas-líquido y la separación de los componentes de la muestra, es el resultado de la repartición de cada componente entre las fases vapor y el solvente no volátil (fase estacionaria) la cual está revestida en las partículas inertes (soporte sólido).

El solvente (fase estacionaria) retiene los componentes de la muestra de acuerdo al coeficiente de distribución, hasta que ellos formen bandas separadas de los componentes del gas y son registradas en función al tiempo por el sistema registrador, dicho en otras palabras, el coeficiente de distribución separa los componentes de la muestra de acuerdo al peso molecular de los componentes de menor a mayor, el menos pesado, metano se registrará primero, luego el etano, propano y así hasta llegar a los hidrocarburos mas pesados.

El cromatógrafo tiene un software en el que se ha introducido como datos el poder calorífico (BTU), la gravedad específica y el factor de compresibilidad de cada uno de los hidrocarburos componentes del gas y como la separación de estos componentes es función del peso molecular determina la fracción molar, dato requerido para preparar el reporte.

8. SOLAR FLOW

El "solar flow" es un equipo que aprovecha tecnología de punta para fiscalizar el gas producido en el campo. Consta de dos partes principales que se conectan entre sí y ambas emplean un mismo software introducido en la memoria de la computadora:

- Medidor de flujo
- El cromatógrafo

El medidor de flujo emplea dispositivos tradicionales como los platos de orificio, el medidor de fuelle y termómetro, transmiten la información de presión estática y diferencial haciendo uso de los transductores de presión y los transductores de temperatura. Todos estos datos lo toma la computadora para resolver las ecuaciones:

$$C' = F_b \times F_r \times Y \times F_{pb} \times F_{tb} \times F_{tf} \times F_g \times F_{pu} \times F_m$$

$$Q = C' * (\sqrt{h_w * P_f})$$

Y determinar el volumen de gas transferido automáticamente a condiciones estándar de presión y temperatura.

El cromatógrafo toma muestras de gas por baches y la descompone en los hidrocarburos componentes del gas para obtener el poder calorífico, la gravedad,

el factor de compresibilidad. La gravedad específica también la utiliza para calcular el factor F_g componente del factor C' .

La impresora imprime dos reportes, uno de volumen de gas y el otro de los resultados del cromatógrafo.

Este equipo "solar flow" se utiliza en Talara para fiscalizar el gas producido en el Lote X contratista Perez Companc y en el Lote Z-2B contratista Petrotech.

9. PROCEDIMIENTO DE FISCALIZACIÓN DEL GAS.

En el punto de fiscalización coinciden los contratistas productores de gas como **Vendedores** y los usuarios como **Compradores**; la compra / venta es supervisada por PERUPETRO S.A.

Todos los puntos de fiscalización de gas tienen un medidor de orificio tipo fuelle instalados tanto por el vendedor como por el comprador en el Punto de Fiscalización.

9.1 Vendedores que tienen una instalación "Solar Flow".

Los discos son enviados a la planta del Comprador, para ser leídos en el integrador, diferencias \leq al 3% del volumen de gas con respecto al volumen de gas calculado por la computadora; se considerará como cifra oficial de fiscalización esta última.

Si el volumen de gas calculado por la computadora es mayor al 3% con respecto a los discos leídos en el integrador, se considerará como volumen del gas fiscalizado, el obtenido por el disco del comprador, según acuerdo de las partes hasta corregir las anomalías en todo el sistema: computadora del Solar Flow, integrador, medidores de fuelle, platos de orificio, etc

El cromatógrafo calcula la composición del gas y el poder calorífico (BTU). Estos resultados los compara con un patrón de gas, que es una muestra representativa que se cambia periódicamente. Si la diferencia es mayor al 3%, el reporte del cromatógrafo no es válido. En este caso se toma como valor fiscalizado el correspondiente al día anterior, temporalmente por una semana hasta que se corrija la falla. Si persistiera la falla por más de una semana, Vendedor / Comprador enviarán a la Refinería del lugar una muestra de gas cuya diferencia en los resultados no debe ser mayor al 3%. se toma como valor fiscalizado el correspondiente al Vendedor.

9.2 Vendedores que solamente tienen medidor de fuelle.

El Vendedor / Comprador y el Supervisor de Fiscalización verificarán visualmente el buen estado de los discos que se sacan diariamente y firmarán dando su conformidad.

Los discos son enviados a la planta del Comprador, para ser leídos en el integrador, diferencias \leq al 3% del volumen de gas con respecto a ambos discos se considerará como cifra oficial de fiscalización el disco del vendedor. Si existiesen diferencias mayores al 3% se considera temporalmente como volumen de gas fiscalizado el disco del comprador, hasta corregir las anomalías en el integrador, medidores de fuelle, platos de orificio, etc.

Semanalmente Vendedor / Comprador tomarán muestras del gas en el punto de fiscalización y las enviarán a la Refinería del lugar para determinar la composición y el poder calorífico del gas, las diferencias en los análisis de estas muestras no serán mayores al 3%. Se tomará como valor fiscalizado

el correspondiente al vendedor. Si la diferencia fuera mayor al 3% , entonces se tomarán otras muestras hasta obtener resultados \leq al 3%.

V. FISCALIZACION DE GAS EN EL NOROESTE

1. PETROTECH:

Mediante un Contrato de Compra-Venta de Gas Natural Asociado y procedimiento de Fiscalización, EEP SA recibe y compra el gas del Lote Z-2B. El gas se mide en el Punto de Fiscalización de PETROTECH, ubicado en el lado noroeste exterior de la Planta (fuera de su lote Z-2B). Este Punto cuenta con un separador vertical de dos fases, una línea principal con el elemento primario de presión diferencial, con un portaplatos "Daniels" de 10" de diámetro, una línea auxiliar (by pass) de 6" también con portaplatos, Una caseta de control con los instrumentos de medición "DANALYZER THE BTU GAS CHROMATOGRAPH" para el análisis del gas y el "SINGLE TUBE SOLAR FLOWS PLUS RTU" para la medición de flujo. Ambos instrumentos son de marca DANIELS INDUSTRIES INC. A este conjunto de instrumentos se le denomina "Medidor Analizador de Gas".

Además La Unidad Gas Natural tiene instalado un medidor de referencia marca BARTON modelo 202A para comparar medidas.

El solar flow tiene un programa que permite visualizar en una pantalla digital los siguientes datos en forma continua:

Fecha
Gravedad Específica
Temperatura de flujo (°F)
Presión Estática (psig)

Diferencial de presión (in H₂O)
Poder calorífico Bruto (BTU/PC)
Contenido de oxígeno (%)
Contenido de nitrógeno (%)
Contenido de dióxido de carbono (%)
Caudal MPC (puntual, acumulado)

La fiscalización diaria se efectúa a las 06:00 horas, con presencia de los representantes de Petrotech, Perupetro y EEPSA, quienes firman el registro impreso de fiscalización.

2. PEREZ COMPANC, LOTE-X:

Mediante un Contrato de Suministro continuo de gas asociado y procedimiento de fiscalización de gas, EEPSA recibe y compra el gas del Lote-X en la planta Pariñas.

La medición de gas se realiza en el “Punto de Fiscalización Lote-X”, ubicado en el lado noroeste de la planta, a unos 80 metros de distancia. En este punto PEREZ COMPANC tiene un “Solar Flow” y Cromatógrafo on-line DANIEL, de características similares al punto de Fiscalización de Petrotech.

3. SAPET LOTE-VI:

Mediante un Contrato de compra-venta de Gas natural del lote VI y el procedimiento de Fiscalización, EEPSA recibe el gas de SAPET.

La naturaleza del gas del Lote VI es predominantemente gas no-asociado.

Sapet tiene una área construida a 200 metros al norte de la Planta (Punto de Fiscalización). A diferencia de los anteriores, solo consta de medidores de presión diferencial con cartas de registro y semanalmente se toma muestras para determinar la calidad del gas (días jueves).

4. GAS DE GRAÑA Y MONTERO:

Mediante un Contrato de compra-venta de gas natural entre EEP SA y GMP, Pariñas recibe periódicamente gas del Lote-I. Este contrato se complementa con otro de alquiler para infraestructura de compresión y transporte, para lo cual GMP recolecta el gas en la ex-planta Pozo, donde es comprimido y transportado por el ducto N°3 hasta la Planta Pariñas y fiscalizado en la entrada al manifold D-4.

5. Balances de Gas

Las compras de gas asociado están en función de la demanda de gas residual. En el cuadro siguiente se presentan datos estadísticos referenciales de operación de gas de la Planta Pariñas.

BALANCE TIPICO DE GAS SEPTIEMBRE DE 2001

FUENTES	VOLUMEN (MMPCD)
PETROTECH LOTE Z-2B	14.0
PEREZ COMPANC LOTEX	10.0
SAPET LOTE VI	1.5
GMP LOTE I	1.0
TOTAL ENTRADAS	26.5

6. Calidad del Gas Natural

En la Planta Pariñas se trabaja con dos tipos de gas, uno es el gas natural asociado que es el que tiene como fuente de producción el yacimiento de petróleo con gas disuelto, el que luego es separado por operaciones físicas, recolectado y parte vendido por las compañías productoras a EEP SA. El otro tipo de gas es el gas residual obtenido después de “secar” el gas rico o

asociado. La calidad típica del gas natural se mide principalmente por su contenido de licuables. Normalmente se calcula de acuerdo a su composición química y análisis de laboratorio. Un gas de buena calidad es por ejemplo aquel que tiene un contenido de líquidos mayor a 2.0 galones por cada millar de pies cúbicos.

Por el proceso de absorción, el aceite absorbente permite una recuperación promedio de un 80 % del total de licuables contenidos en el gas.

7. Control de Calidad del Gas Natural

La Planta Pariñas cuenta con un cromatógrafo permanente en línea, totalmente automatizado y computarizado, el mismo que está conectado a 5 puntos de muestreo, que son los siguientes:

Gas de Petrotech (salida del separador D-14),

Gas de Pérez Compañc (Entrada al manifold D-4),

Gas de Sapet (Entrada al manifold D-4),

Gas residual de Torres T-1/T-2 (entrada al separador D-12), y

Gas residual de Torre T-3 (salida del separador D-7).

VI. RESERVORIO DE GAS

La Empresa Eléctrica de Piura S.A (EEPISA) ejecutó un proyecto de instalación de una tubería de almacenamiento de gas a fin de mejorar el suministro de este combustible a la Central Térmica de Malacas en las horas críticas. Ver **Anexo (Cuadro VI.1)**

VII. PLAN DE ADECUACION Y MANEJO AMBIENTAL (PAMA)

1. CARACTERIZACION DEL AMBIENTE

1.1 MEDIO FISICO

El área de estudio, ubicada en la Provincia de Talara está situada en el ámbito de unidades ecogeográficas. **Ver Anexo Cuadro VII.1.**

1.2 GEOLOGIA

El área de estudio forma parte de la cuenca Talara. La cuenca Talara se caracteriza por un intenso fallamiento de tipo normal.

En el área afloran sedimentos terciarios correspondiente al grupo Talara del eoceno medio, que consiste de lutitas de color marrón grisáceo, calcáreas con algunas intercalaciones de bentonita.

1.3 CLIMA

La dirección promedio de los vientos proviene del sur (S) y Sur Este (SE). Según los promedios mensuales multianuales, el viento predominante es que viene del sur, con un rango de 4.5 a 5.6 m/s (8 a 12 nudos).

Las precipitaciones en Talara son casi nulas, salvo en casos excepcionales.

Los registro de humedad relativa, del SENHAMI es como sigue:

Humedad Relativa Mensual	SENHAMI (%)	FAP (%)
Máxima	85	82
Mínima	62	54

1.4 FLORA

El “algarrobo” (*Prosopis pallida*) es la especie dominante, el “zapote” (*Capparis angulata*), “pájaro bobo” (*Tessaria integrifolia*), “palo verde” (*Cercidium praecox*), “uña de gato” (*Mimosa pigra*), “jabonillo” (*Luffa operculata*). Próxima al área de estudio, hacia el Este, se encuentra el Parque Nacional “Cerros de Amotape” (extensión 91300 hectáreas), y el Coto de Caza “El Angolo”, que fueron creados por el gobierno con el fin de conservar las áreas naturales de los bosques secos del noroeste.

1.5 FAUNA

Mamíferos: “ardilla de nuca blanca” (*Sciurus stramineus*), “zorro de Sechura” (*Dusicyon sechurae*), “añas” o “zorrino” (*Conepatus* sp).

Aves: “pampero” (*Geositta paytensis peruviana*), “soña” o “chisco” (*Mimus ponicaudatus*), “huerequeque” (*Burhinus superciliaris*), “lechuza de los arenales” (*Speotito cunicularia nanodes*), “cucula” (*Zenaida asiatica meloda*), “loro sordo” (*Aratinga wagleri*), “putilla” (*Pyrocephalus rubinus*), “gallinazo cabeza negra” (*Coragyps atratus*), “gallinazo cabeza roja” (*Cathartes aura*), “halcón” (*Falco* sp).

Reptiles: “corralillos” (*Micrurus* sp.), “macanche” (*Bothrops barnetti*), “iguana” o “pacazo” (*Iguana iguana*) y “lagartija” (*Tropidurus peruvianus*).

Cabe mencionar también la presencia de zancudos, avispas y avejas.

Cuando discurre agua por la Quebrada Pariñas, en épocas de lluvia, se nota la presencia de peces y camarones del río (*Macrobrachium* sp).

Entre los animales domésticos se tiene a las cabras, gallinas, patos, cerdos, asnos, caballos y ganado vacuno.

1.6 POBLACION

En 1978, un estudio de la Universidad de Piura y el Ministerio de Agricultura identificó 45 familias de criadores de caprinos en la Quebrada Pariñas. Viven en esta región 75 familias con 5 miembros promedio por familia.

Según el censo de 1993, la población rural del distrito cuya mayor parte reside en la Quebrada, es de 122 hombres y 125 mujeres.

Rangos de edad	Habitantes
0 a 14	31
5 a 14	62
15 a 29	59
30 a 44	41
45 a 64	26
65 y más	8
TOTAL	227

Aunque reclaman haber ocupado estas tierras desde hace muchos años, los dirigentes entrevistados declararon ser migrantes.

1.7 VIVIENDA

Las viviendas son típicas de la zona, construidas de palos de algarrobo con techo de ramada o calamina. No cuentan con servicio de agua, desagüe, ni electricidad.

1.8 INTERACION ENTRE ESTAS POBLACIONES Y LA PLANTA PARIÑAS

Situados, a unos 15 a 20 kilómetros de la Planta en un ámbito de poblamiento disperso, los ganaderos tienen poca relación con la Planta.

Sin embargo, indirectamente, las operaciones petroleras han modificado sus vidas ofreciéndoles empleo, mercado para sus productos, pero también restringiendo su libertad de circulación y encareciendo los productos que deben adquirir en la ciudad.

Por otro lado, aunque no ha sido reconocida como comunidad campesina, hay indicios que existió este régimen de vida antes de la explotación petrolera.

2. IMPACTOS Y EXCEPCIONES

2.1 TIPO DE CONTAMINANTES DE LA PLANTA PARIÑAS

Los contaminantes varían en cantidad de emisión, en función a las cargas procesadas:

2.1.1 Emisiones de Proceso: Son aquellas emisiones gaseosas o líquidas que se generan como resultado de la operación de la Planta, como

son los gases de combustión de los calderos a gas, de los compresores con motores a gas y el venteo de gas residual.

2.1.2 Emisiones fugitivas: Son fugas de líquidos o gases que no están relacionadas directamente con un proceso determinado, son los que se originan por fallas mecánicas en los equipos e instalaciones industriales. Se producen en los respiraderos de los tanques de almacenamiento, bridas, válvulas, sellos de bombas, etc.

2.1.3 Residuos sólidos: Son aquellos sedimentos producidos por el arrastre de partículas sólidas que se van depositando en equipos de procesos y tanques.

2.2 EFECTOS DE LA EMISIONES

2.2.1 HIDROCARBUROS

Tiene su principal efecto en las reacciones químicas asociadas a la contaminación atmosférica; sin embargo, sólo los hidrocarburos no saturados (olefínicos) reaccionan en la atmósfera con suficiente rapidez como para participar en los mecanismos complejos de las reacciones fotoquímicas que implican a los óxidos nitrosos.

La mayoría de las parafinas son consideradas de reacción lenta. El metano es uno de los principales contribuyentes al efecto invernadero.

2.2.2 SULFURO DE HIDROGENO

El H₂S proviene del gas de carga al proceso. Es indeseable por su toxicidad, efecto corrosivo y olor desagradable.

2.2.3 MONOXIDO DE CARBONO (CO)

Originado por la combustión del gas combustible. Es tóxico y tiene gran afinidad por la hemoglobina de la sangre.

2.2.4 OXIDOS DE AZUFRE

Contribuyen a la formación de ácidos que se depositan en lagos, ríos y suelos, con pérdida de vida acuática y de cosechas; tiene un severo efecto corrosivo.

2.2.5 OXIDOS NITROSOS

Este compuesto tiene un gran impacto en los equipos y el ambiente por cuanto en contacto con la humedad o con el agua, a bajas temperaturas, forma el HNO_3 el mismo que es un ácido fuerte.

2.2.6 METALES

Tóxicos, dañinos para la vida y la salud.

2.2.7 RUIDO

Genera stress y enfermedad ocupacional. Los principales equipos que generan ruido son los compresores con motores a gas y los calderos.

Ver anexo Cuadro VII.2.

2.2.8 ASBESTO

Contamina el aire y suelo, siendo un producto riesgoso para la salud y la vida humana. Numerosos equipos de procesos tienen asbestos como aislante.

2.2.9 POLICLOROBIFENILOS

Compuestos químicos de alto riesgo que producen alteraciones genéticas.

2.3 PROGRAMA ACTUAL DE MONITOREO DE EFLUENTES LIQUIDOS Y CUERPOS RECEPTORES

La Planta Pariñas efectúa desde 1993 un programa de monitoreo de efluentes líquidos en concordancia con el Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos D.S. 046-93-EM. Los análisis se realizan en el Laboratorio de la Refinería Talara.

Ver anexo Cuadro VII.3.

2.3.1 Puntos de Monitoreo

Agua separada del proceso (con contenido de hidrocarburos)

2.3.2 Técnicas de muestreo

Corresponden a métodos estándares vigentes:

MN 1060-B

ASTM-D-3370

ASTM-D-1192

2.3.3 Frecuencia de muestreo

La frecuencia de muestreo es mensual

2.3.4 Métodos de análisis:

Parámetros	Métodos
PH	SM 4500
Oxígeno	ASTM D-888-66 E
Aceites y grasas recuperables	EPA 413, 1
Sulfatos	Turbidimétrico (Hach)
Plomo	IP-224-68
Cadmio	SM 310-B (Ditizona)
Mercurio	SM 320-B (Ditizona)
Cromo	Espectofotométrico

Ver anexo Cuadro VII. 4.

2.4 PROGRAMA ACTUAL DE MONITOREO DE AIRE Y EMISIONES GASEOSAS

En marzo de 1994 se inició un Programa de monitoreo de gases de combustión de motocompresores y aire ambiental de la Planta Pariñas.

No se ha efectuado el análisis de material particulado por no contar con los equipos de laboratorio requeridos.

2.4.1 Puntos de muestreo

- Gases de combustión de motocompresores.
- Aire ambiental

Ver anexo Cuadro VII.5

2.4.2 Técnicas de muestreo

Las técnicas de muestreo y conservación de muestras gaseosas se basan en los siguientes métodos:

- ASTM D1357 : “Standard practice for planning the sampling of the ambient atmosphere”
- ASTM D1605 : “Standard practices for sampling atmospheres for analysis of gases and vapor”

2.4.3 Frecuencia de muestreo

A partir de abril de 1994 se ha establecido un Programa de Monitoreo de emisiones gaseosas con una frecuencia mensual y bimensual.

2.4.4 Métodos para análisis de gases utilizados por la Planta Pariñas

Parámetros	Método
Partículas	ASTM D-1704
Monóxido de carbono	Cromatografía de gases Analizador “TCD”
Acido sulfhídrico	Cromatografía de gases
Anhídrido sulfuroso	ASTM D-3449
Dióxido de nitrógeno (Nox)	ASTM D-3608
Hidrocarburos no metano	Cromatografía de gases

Ver anexo Cuadro VII.6

2.4.5 Estándares Ambientales vigentes

Cuerpo receptor : aire

Las concentraciones máximas aceptables de contaminantes en el aire, están incluidas en el reglamento para la protección ambiental en las actividades de hidrocarburos, D.S 046-93-EM. Conforme al siguiente cuadro:

Límites de contaminantes en el aire (D.S. 046-93-EM)

PARÁMETRO	LÍMITES RECOMENDADOS
Contaminantes convencionales	
* Partículas, promedio 24 h	120 ug/m ²
* Monóxido de carbono, promedio 1h/2h	35 mg/m ³ / 15mg/ m ³
Gases y Acidos	
* Acido sulfhídrico (H ₂ S), promedio 1h	30 ug/ m ³
* Dióxido de azufre (SO ₂) promedio 24h	300 ug/m ³
* Oxidos de nitrógeno (NO _x), promedio 24h	200 ug/m ³
Compuestos Orgánicos	
* Hidrocarburos, promedio 24h	15000 ug/m ³

Además Ver anexo cuadro VII.7

2.5 IMPACTOS AMBIENTALES Y EXCEPCIONES A LA NORMA

Ver anexo Cuadro VII.8

2.5.1 Efluentes líquidos

Desagüe industrial: Consiste de 3 tuberías por las que se evacua al exterior fluidos provenientes de purgas intermitentes los cuales se efectúan de acuerdo a necesidades operativas.

2.5.2 Emisiones gaseosas

A.- Gases combustibles

Durante 1993 las Plantas de Gas Natural ventearon, en promedio, aproximadamente 1.69 MMPCD de gas natural que significo un 6.9% del total. El venteo se realiza por fallas de las máquinas o por exceso en la entrega solicitada por EEP SA a los contratistas.

B.- Gases de combustión

Calderas

Las calderas descargan gases contaminantes a la atmósfera, producidos por la combustión del gas natural.

Compresores

El gas natural se usa como combustible en los compresores. Los gases y productos de su combustión se descargan a la atmósfera.

2.5.3 Residuos sólidos

La Planta Pariñas por las características de su proceso no genera residuos sólidos considerables.

2.5.4 Obsolescencia de equipos

Los equipos e instalaciones son bastante antiguos y por carencia de repuestos presentan frecuentes fugas por bridas, válvulas, bombas, compresores, etc., con riesgo de incendio, derrame, contaminación ambiental y pérdida económica.

2.5.5 Emisiones fugitivas

A.- Compresores

En área de compresores se observa derrames de aceite lubricante alrededor de sus bases, originadas por fugas provenientes de diversos puntos.

B.- Bombas

Se observa por bombas de procesos, fundamentalmente a través de los sellos mecánicos y por el sistema de lubricación. En el patio de bombas se observa el piso con acumulación de aceite, incluyendo las canaletas, rebosando su nivel por las fugas constantes.

C.- Válvulas

Se ha detectado fugas de gases y líquidos por algunas bridas y prensa estopa de válvulas

D.- Tuberías

D.1 Oleoductos : Los oleoductos que transportan kerosene entre las Plantas Pariñas-Verdún, en un recorrido aproximado de 30 k.m, presentan fugas frecuentes debido al mal estado de

las líneas (6" y 8"). Lo cual se agrava por las continuas fallas mecánicas de las bombas de refuerzo P6/P7 de la Planta Pariñas.

D.2 Gasoductos Existe una red de distribución de gas combustible desde Planta Pariñas a Plantas Pozo y Verdún (15 km), a Planta eléctrica Malacas (7 km) y a Refinería Talara (15 km). Similar a los oleoductos, con cierta frecuencia se presentan fugas de gas.

2.5.6 Piso sin loza

Existen zonas de proceso que no cuentan con lozas de concreto, en áreas de 720 m², con riesgo de contaminación del suelo.

Incumple Art. 45 inciso a del D.S. 046-93-EM

2.5.7 Ruidos

Se percibe elevado nivel de ruido en áreas de compresores y bombas, con riesgo de enfermedad ocupacional para el personal operativo. **Ver anexo Cuadro VII.2**

2.5.8 Asbesto

La mayoría de equipos de Plantas de Gas utilizan asbesto como aislante térmico. El asbesto ha sido considerado material riesgoso para la salud por ser cancerígeno.

3. PROGRAMA DE ADECUACION

En el presente PAMA se establecen los métodos, el programa de monitoreo y el procedimiento para establecer los estándares. **Ver anexo Cuadro VII.9.**

GUIA DE PROCEDIMIENTO GENERAL PARA EL ESTABLECIMIENTO DE ESTANDARES DE EMISION

Definición

Los estándares de emisión son documentos que establecen los valores permitidos de los flujos diarios de las emisiones y las concentraciones de contaminantes en éstas. Estos estándares son establecidos y de aplicación para cada planta u operación y constituyen parte de la licencia de operación otorgada a éstas por la autoridad.

Estacionalidad

Los estándares de emisión podrán ser calculados y establecidos en forma independiente en cada estación del año. Las estaciones consideradas son:

Verano (Enero, Febrero, Marzo)

Otoño (Abril, Mayo, Junio)

Invierno (Julio, Agosto, Setiembre)

Primavera (Octubre, Noviembre, Diciembre)

Dada las características climáticas de la zona para el caso de planta de Gas Natural se considerará:

Verano (Diciembre a Mayo)

Invierno (Junio a Noviembre)

Procedimiento matemático

Para cada contaminante y cada estación del año se define el nivel en cada corriente de emisión con la ecuación.

$$C_e = \bar{Y} + Z_n * \frac{S_e}{\sqrt{n}}$$

Donde:

C_e = Nivel máximo por el contaminante en la corriente de emisión;

Y = Promedio aritmético de las concentraciones medidas del contaminante en la corriente de emisión, Y_i ;

$$S_e = \left[\frac{\sum (Y_i - \bar{Y})^2}{n} \right]^{0.5}$$

n = número de datos ;

Z_n = factor para alcanzar 95% de confianza con datos.

Valores de “n” y de “ Z_n ”

n	Z_n
3	4,30
6	2,57
12	2,20
30	1,96

Estas son expresiones son también aplicables a los flujos de las corrientes de emisión.

Para cada contaminante y cada estación del año, se define el nivel de contaminación del cuerpo receptor con la contaminación del receptor con la ecuación:

$$C_r = \bar{X} + Z_n * \frac{S_r}{\sqrt{n}}$$

Donde:

C_r = nivel máximo alcanzado por el contaminante en el cuerpo receptor en el punto de muestreo;

X = promedio aritmético de las concentraciones corregidas, X_i , del contaminante en el cuerpo receptor:

$$X = W * F$$

W = Concentración medida del contaminante en el cuerpo receptor;

F = Factor que corrige las concentraciones medidas a los niveles actuales de producción de las unidades que conforman la planta u operación para hacer comparables los datos, usando como referencia los correspondientes niveles nominales de producción:

$$F = G_1 * G_2 * \dots * G_j * \dots * G_m$$

En la expresión anterior

$$G_j = (Q_{Aj} / Q_{Nj})$$

= relación del nivel actual de producción en la unidad j (Q_{Aj}) al nivel nominal de producción en la unidad j (Q_{Nj}).

En los casos en que una o más unidades se encuentren fuera de servicio ($Q_{Aj}=0$) al momento de efectuar las mediciones, los factores individuales de corrección de dichas unidades fuera de servicio se calcularán con la expresión:

$$G_j = 1 + \frac{Q_{N1} + Q_{N2} + \dots + Q_{Nk} + \dots + Q_{Nm}}{Q_{A1} + Q_{A2} + \dots + Q_{Ak} + \dots + Q_{Am}}$$

En los casos en que los valores de C_r no excedan el 70% de los valores límites establecidos para los cuerpos receptores, los estándares de emisión serán establecidos incrementando los valores de C_e en forma proporcional al cociente del 70% de los valores límite del valor actual de C_r .

En los casos en que los valores de Cr exceden el 70% de los valores límites establecidos para los cuerpos receptores, las concentraciones a incluir en los estándares de emisión serán establecidos disminuyendo los valores de Ce con el cociente de un valor que no exceda el 70% de los valores límite de contaminación establecidos en los dispositivos legales y el valor actual Cr.

4. Plan de Manejo Ambiental

PROCEDIMIENTOS DE MANIPULEO, ALMACENAMIENTO Y DISPOSICION DE DESECHOS

4.1 Desechos sólidos

Los desechos sólidos lo constituyen las partículas que ingresan con la carga al proceso, el material erosionado de los equipos, la posible formación de compuestos polímeros de algunos inhibidores. Estos sólidos se acumulan en los fondos de los tanques de almacenamiento, en los haces de tubos de intercambiadores de calor, o en los separadores del sistema de tratamiento de los efluentes líquidos.

4.2 Desechos líquidos

Planta Pariñas descarga efluentes líquidos con contenido de hidrocarburos los que contaminan el suelo.

Los efluentes del desagüe aceitoso resultantes del proceso, serán sometidos a tratamiento fisicoquímico y tiempo de retención adecuado para la separación de los hidrocarburos del agua.

El desagüe limpio (descarga de torres de enfriamiento y calderos) deberá seguir ruta similar pero no necesita tratamiento porque su calidad está dentro de los límites permisibles.

5. PLAN DE CONTINGENCIA

Planta Pariñas cuenta con un sistema para el control de peligros. Se da uso oportuno y adecuado de los recursos humanos y materiales comprometidos para el control del derrame y emergencias, unificando los criterios operacionales y centralizando las acciones de control de las emergencias mediante una sola unidad operativa.

5.1 Sistema contraincendios

Se cuenta con un abastecimiento de agua de por lo menos 4 horas al régimen de diseño de mayor riesgo (Art. 88, D.S. N° 052-93-EM). Asimismo hay dos fuentes distintas de suministro de agua (Art. 88a, D.S. N° 052-93-EM), que son independientes de la red de distribución de agua para otros servicios.

Planta Pariñas cuenta con agentes de extinción (polvo químico seco, agentes espumógenos, etc) necesarios de acuerdo a lo que establece el Art. 92 del D.S. 052-93-EM.

5.2 Entrenamiento de Personal

Planta Pariñas cuenta con un programa anual de entrenamiento del personal involucrado en el Plan de Contingencias.

6. PLAN DE ABANDONO

En caso que las actividades industriales se discontinúen en forma temporal, parcial o definitiva, Planta Pariñas tiene previsto reacondicionar el lugar con la finalidad de corregir condiciones ambientales adversas y tratar de devolver las

condiciones que originalmente se encontraban en el medio ambiente o crear condiciones favorables para la flora y fauna.

El Plan de Abandono Temporal se aplica a equipos y materiales cuyo servicio operativo se suspende por un tiempo determinado con posibilidades de reinicio de actividades.

El Plan de Abandono Parcial se aplica cuando instalaciones y equipos dejarán de operar en forma definitiva por obsolescencia u otros aspectos técnico-económicos, pero el lugar puede ser ocupado por otro equipo de proceso o requerimiento industrial.

El Plan de Abandono Total se ejecuta cuando el área total de las instalaciones industriales dejarán de funcionar sin posibilidad de reemplazo por otro tipo de industria.

6.1 Requerimientos

Requisitos mínimos para un Programa de Abandono de instalaciones de petróleo y gas, son:

- Desarrollo de un Plan de Abandono.
- Traslado o protección de todas las estructuras sobre y bajo tierra.
- Traslado, corrección o aislamiento seguro y/o tratamiento de materiales contaminados.
- Control de acceso para las estructuras remanentes para aislarlos de seres humanos y animales.
- Monitoreo de los recipientes de contaminantes o de las zonas de tratamiento que permanecerán en el sitio.
- Reacondicionamiento de zonas perturbadas.
- Presentación del Informe de Abandono a la entidad correspondiente.

6.2 Secuencia de acción

Seguidamente una guía para terminación de actividades o retiro de servicio para instalaciones inherentes a la actividad de procesamiento de hidrocarburos.

6.2.1 Acciones generales

- Drenaje y limpieza de los equipos.
- Protección de equipos e instalaciones para su preservación de los efectos ambientales: corrosión, lluvias.
- Limpieza de áreas adyacentes.
- Programa de Inspección y Mantenimiento periódico.

6.2.2 Plan de Abandono Parcial

- Drenaje y limpieza de los equipos.
- Desarmado de equipos e instalaciones.
- Remoción y retiro de materiales reutilizables.
- Traslado de equipos inservibles (chatarra) y materiales de construcción (cascajo, ripio, etc.) hacia un lugar determinado previamente.
- Restauración del área.
 - El tipo de restauración está supeditado al uso que se dará al área recuperada.
 - Si es para fines de ampliación y para establecer vías de acceso o tránsito no será necesario aplicar técnicas de recuperación del suelo.
 - Si el área de abandono está ubicado en lugares donde no estorba el libre tránsito peatonal ni la operación misma, se

recomienda un plan de restauración del suelo y sembrado de especies vegetales como el algarrobo.

6.2.3 Plan de Abandono Total

A.- Drenaje y limpieza de equipos

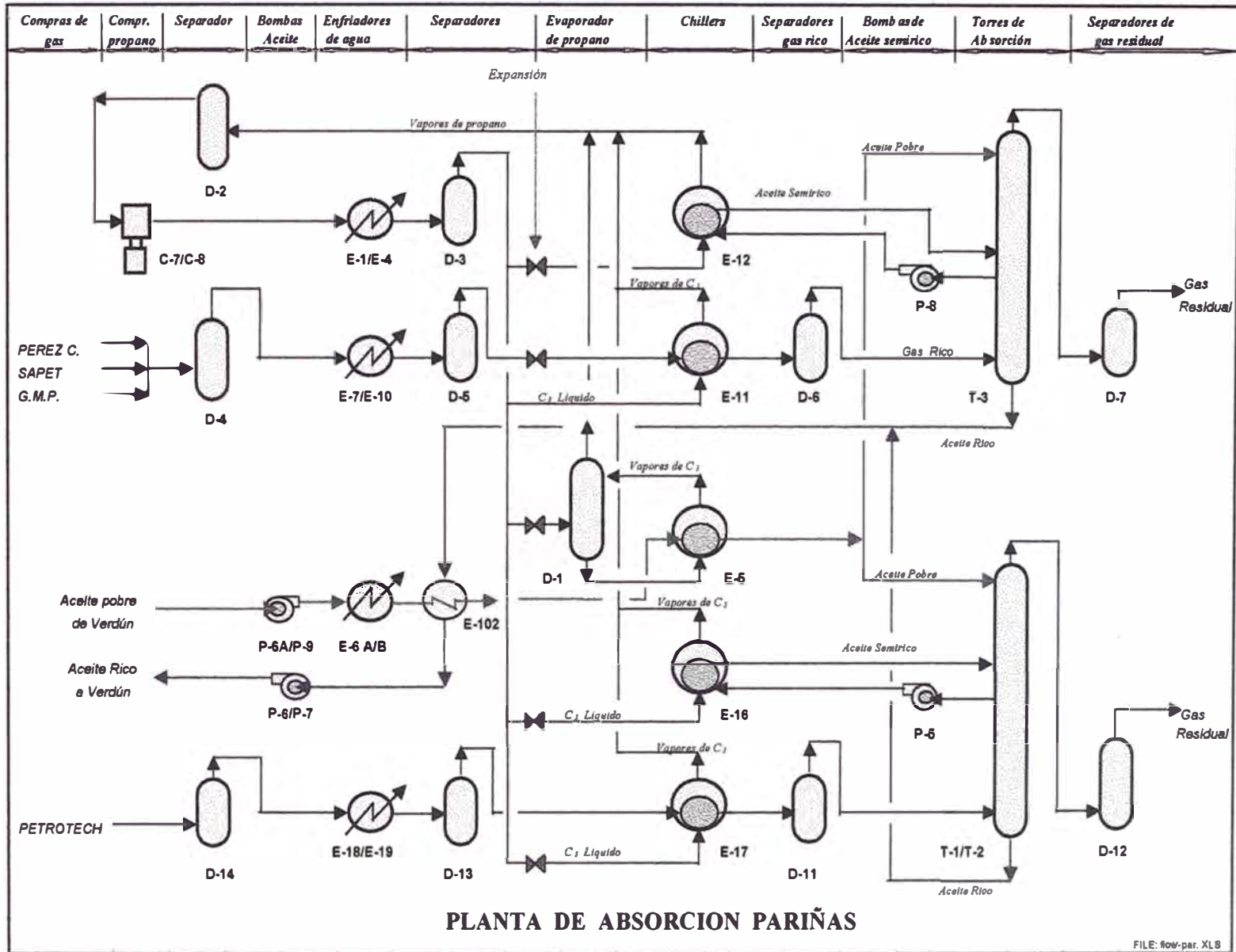
- Los residuos líquidos de la Planta deberán ser recolectados y enviados a instalaciones alternativas para su reprocesamiento.
- La borra de fondos de recipientes y tanques deberá eliminarse según el procedimiento de manejo de sólidos.

B.- Desmontaje de equipos

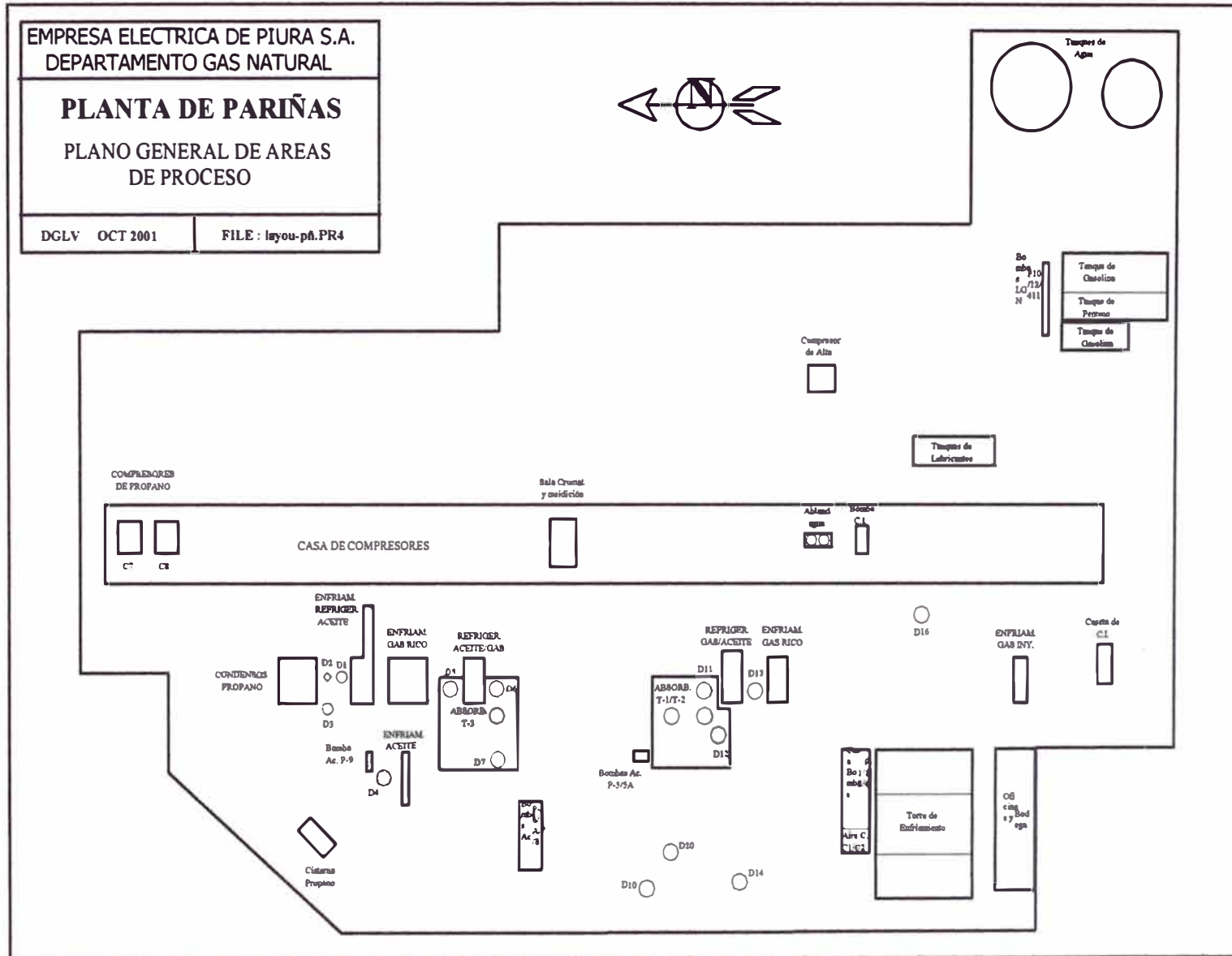
- Las tuberías que no serán removidas deben quedar selladas en sus extremos.
- Remoción de estructuras metálicas y bases de concreto y su traslado a lugar previamente determinado.
- Traslado de todo el escombros acumulado en el interior y perímetro exterior de la Planta (basura, ripio, cascajo, tuberías en mal estado, estructuras metálicas, borra, en un área aproximada de 500m²).
- Rehabilitación del suelo.
 - La rehabilitación se efectuará mediante el tratamiento de la tierra (landfarming) para crear condiciones favorables para la flora y fauna.
 - Limpieza general del área.

PLANOS

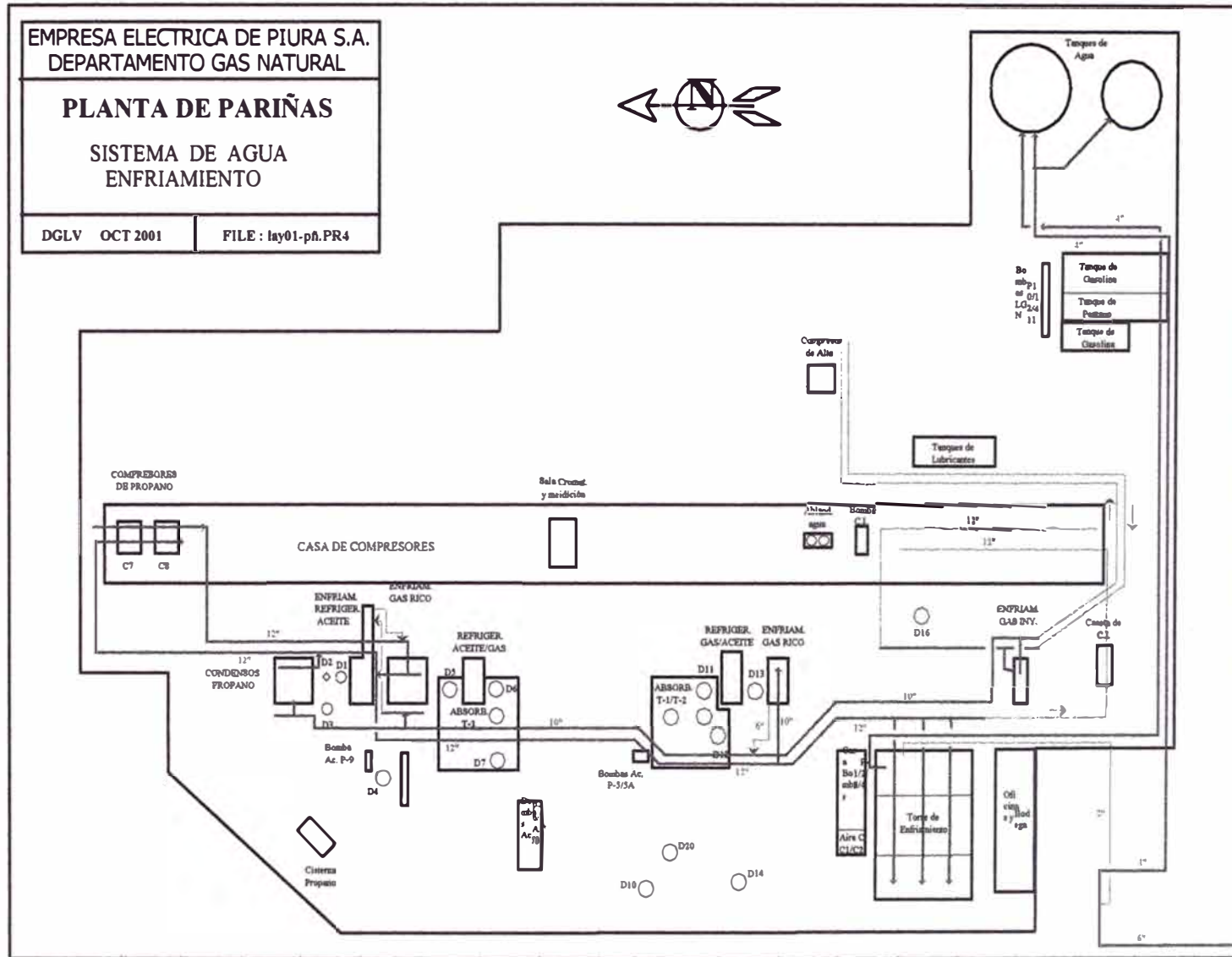
PLANO 1



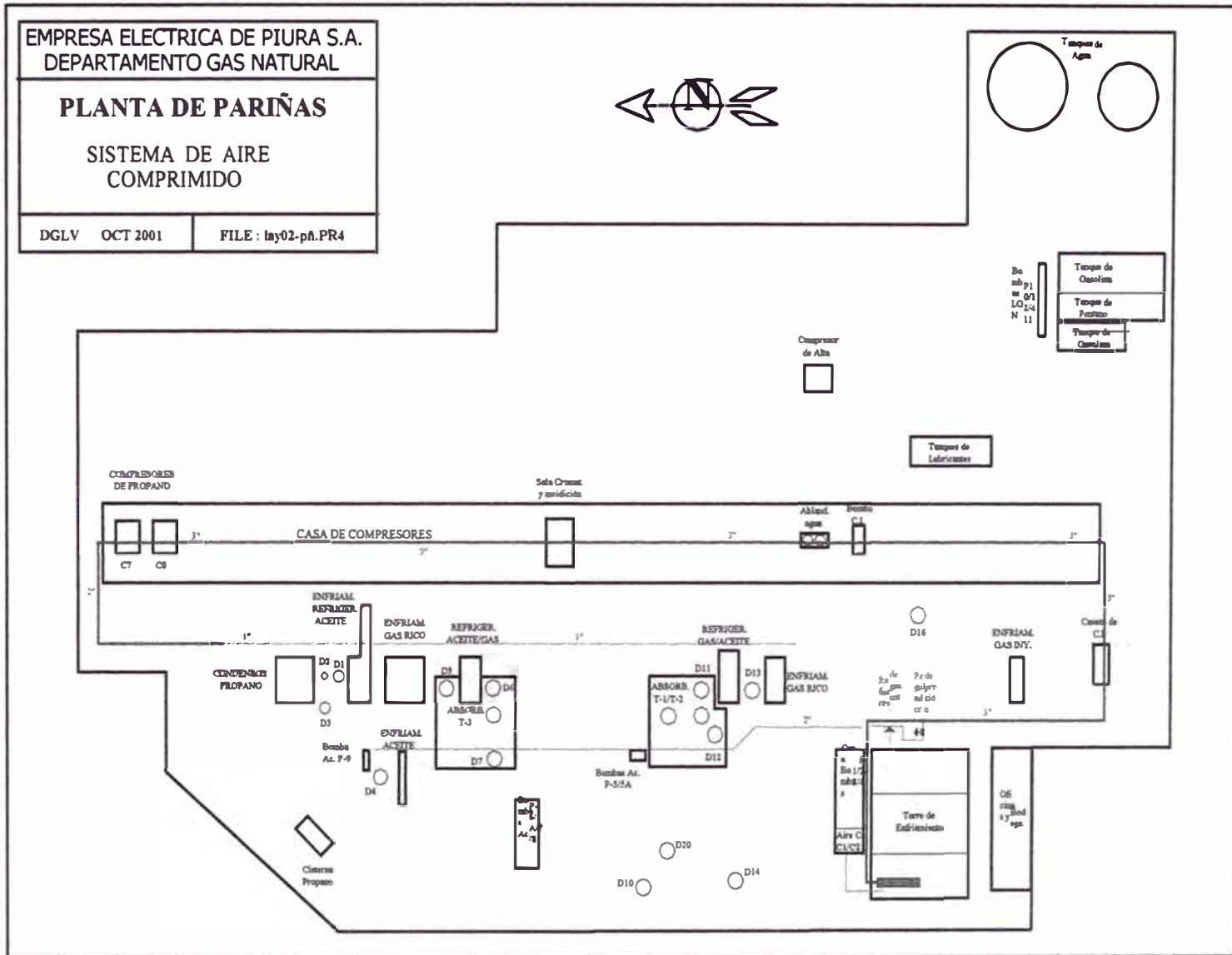
PLANO 2



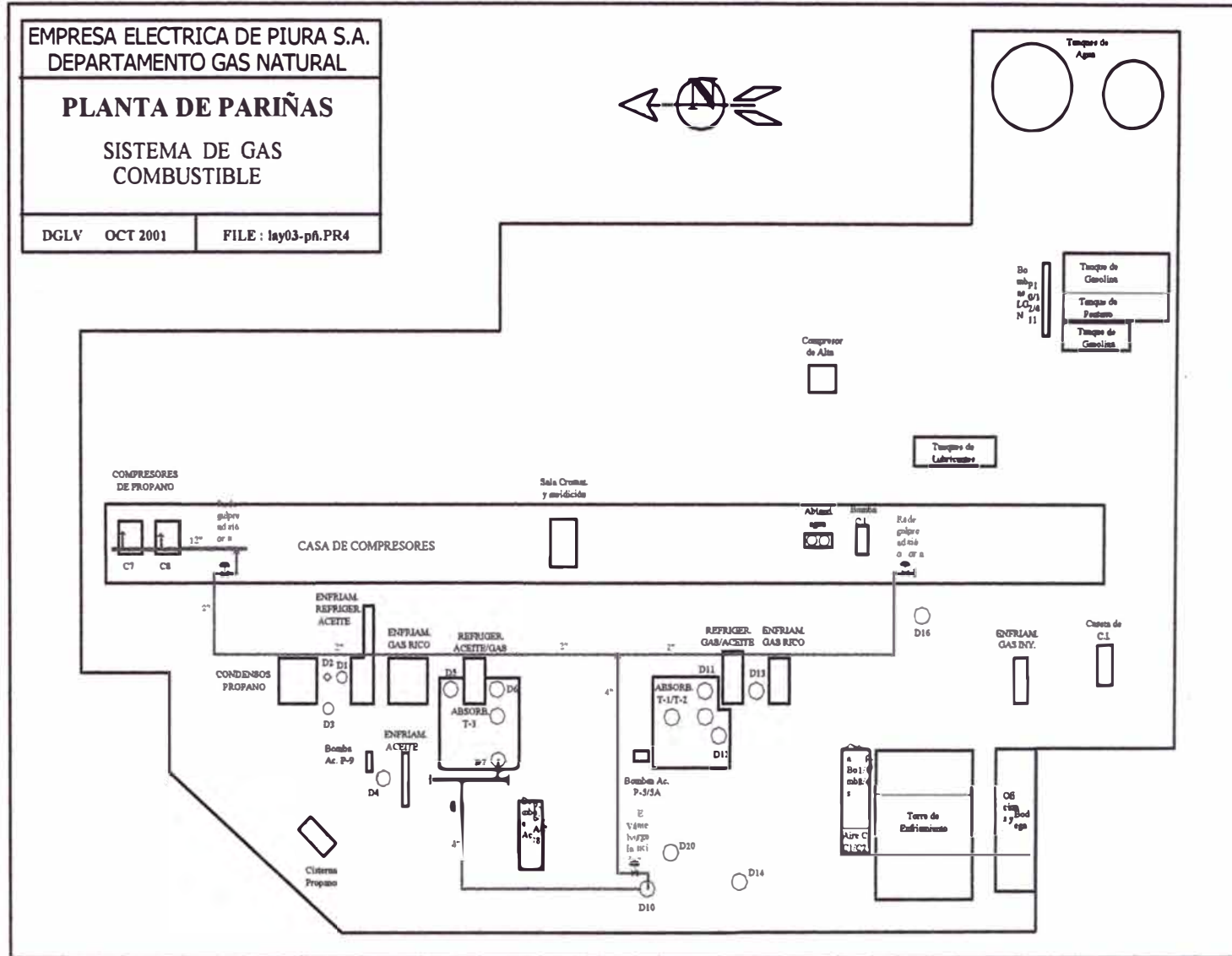
PLANO 3



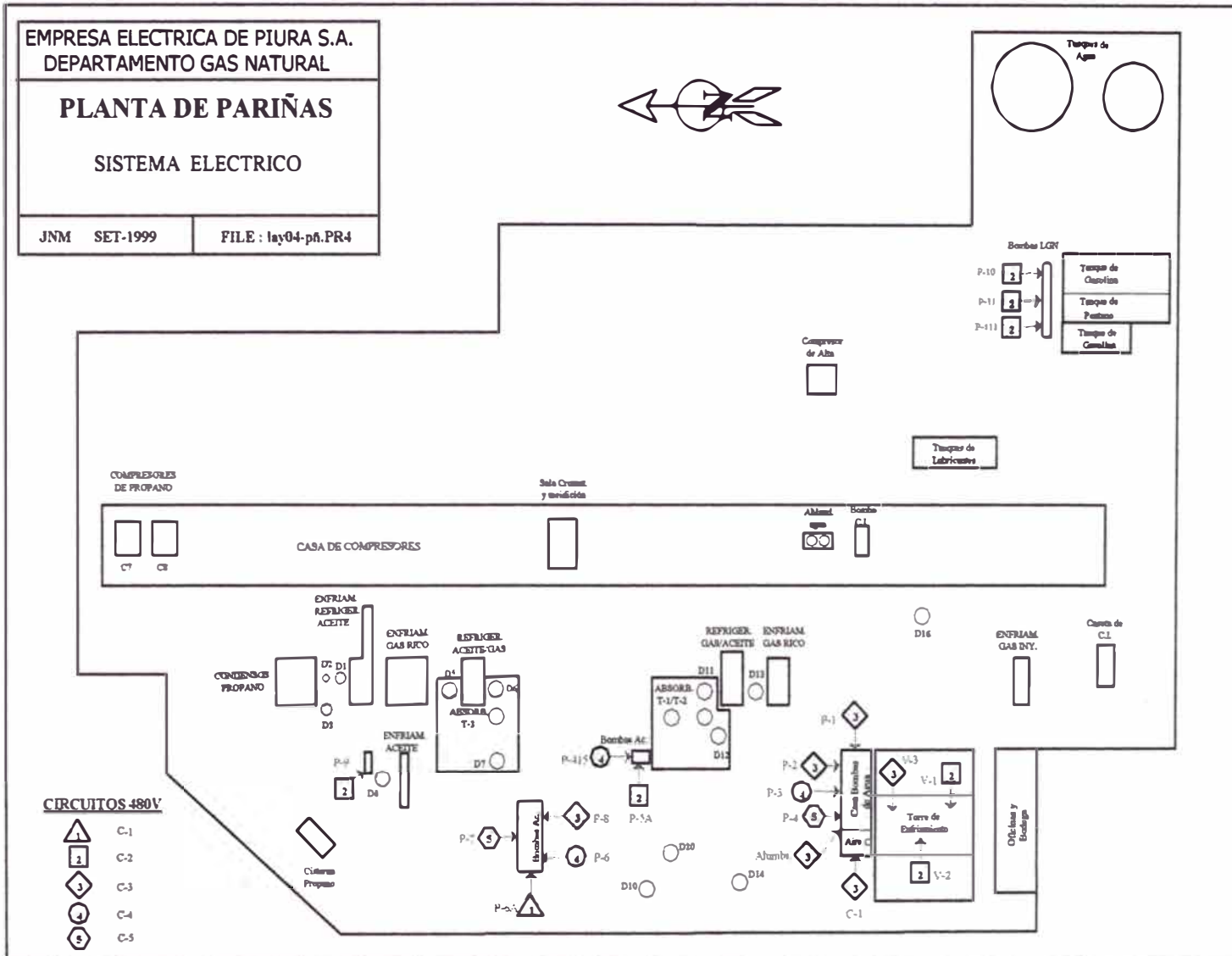
PLANO 4



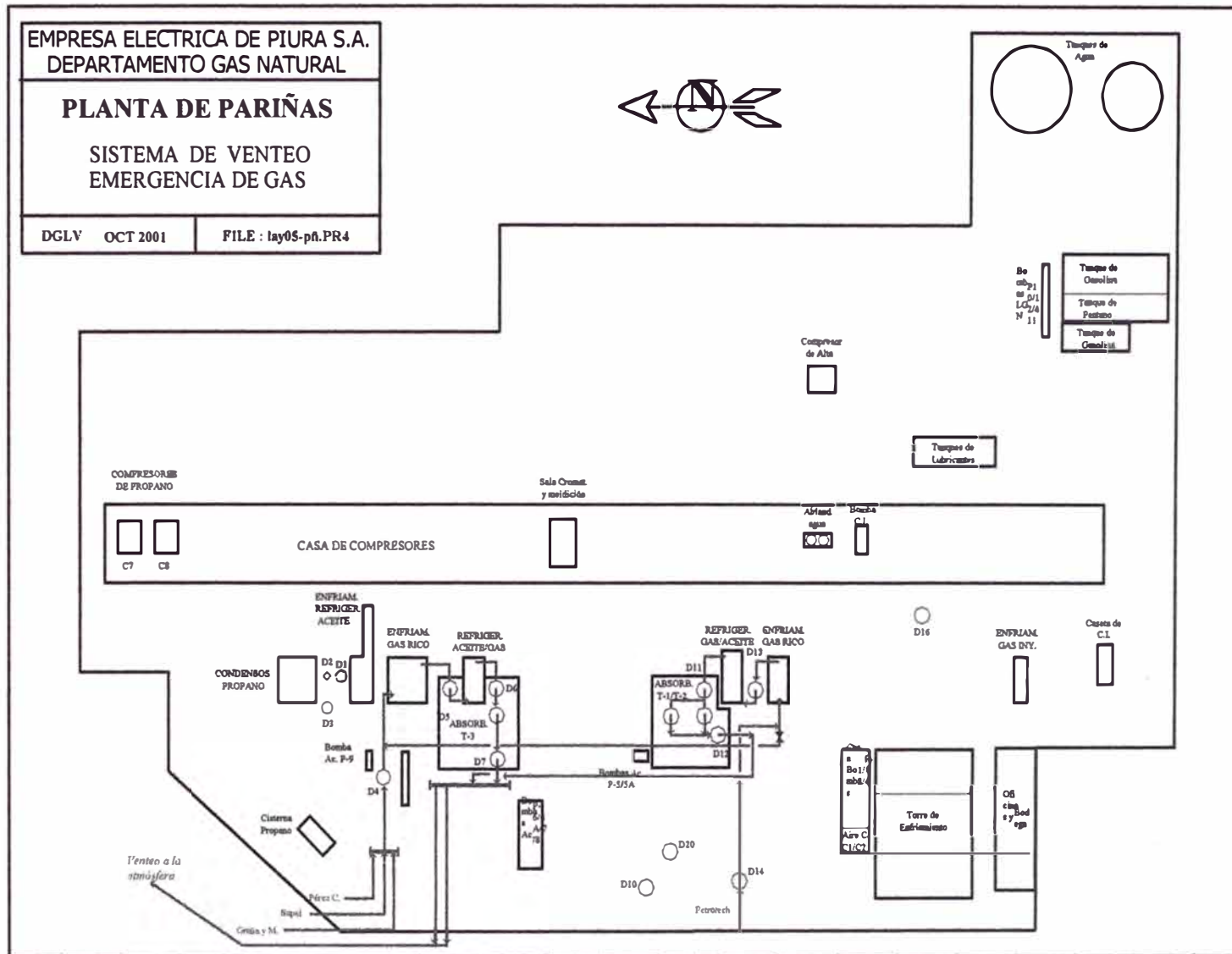
PLANO 5



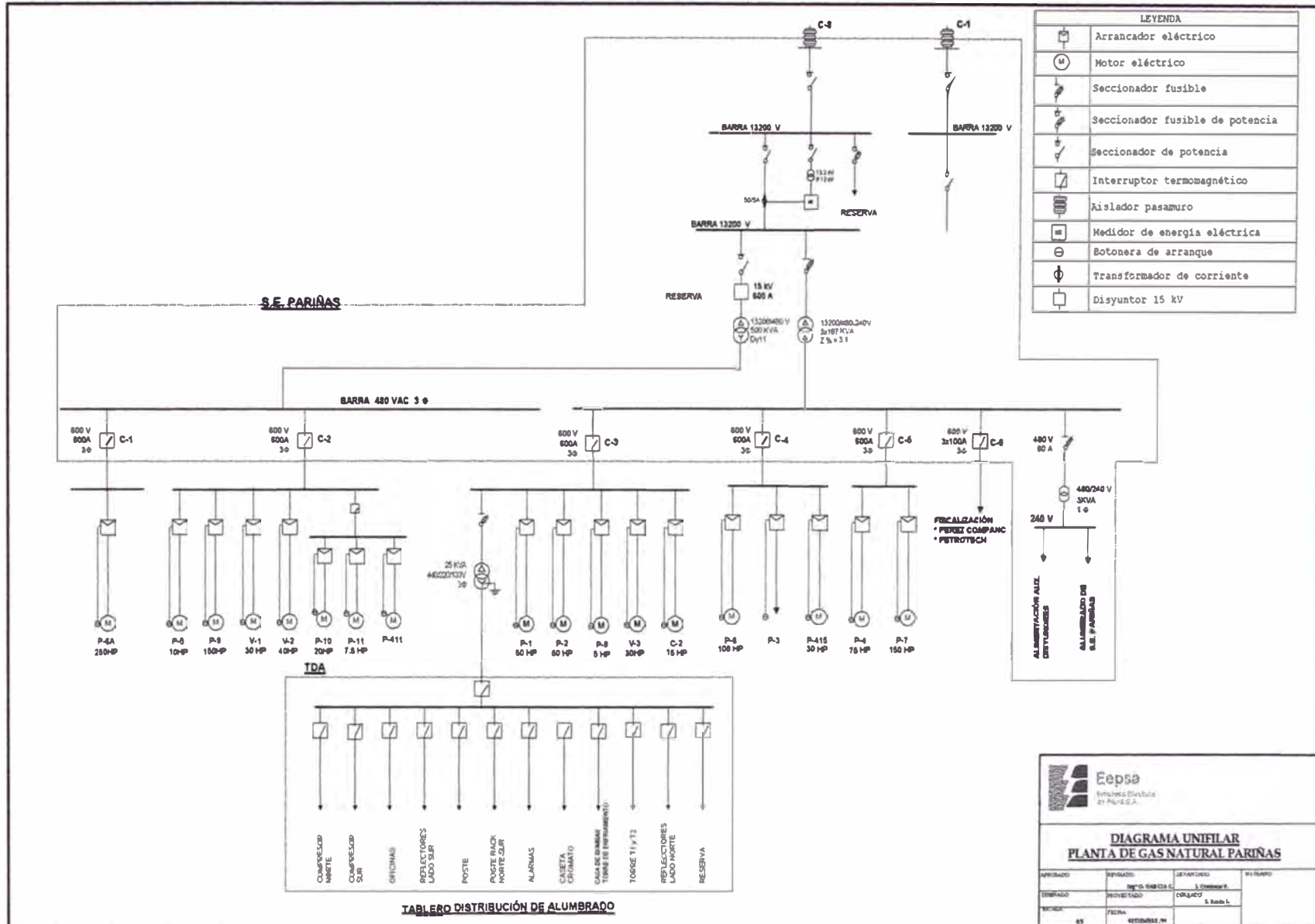
PLANO 6



PLANO 7



PLANO 8



ANEXOS

CUADRO II.1

SISTEMA DE GAS DE ENTRADA

El flujo de gas de entrada de aproximadamente 55 mmsfcd con una presión promedio de pozos de 2100 PSIG, llega al MANIFOLD DE INGRESO, pasa por la válvula UV- 0101 luego pasa por la PV- 0106 la cual reduce la presión del gas de entrada al COOLER (19-0301) a una presión de 1800 PSIG e ingresa al COOLER a una temperatura de 128°F, luego el gas es enfriado hasta 110°F para luego pasar por una válvula PV- 0101, que es controlada por un PIC- 0101, la presión del gas es reducida a través de este controlador de presión de entrada a 1050 PSIG, reduciendo la temperatura del gas entre 90°F a 95°F, luego la corriente resultante de entrada de 2 fases es separada en el separador de gas de 3 fases (16 – 0301) con el agua libre siendo drenada al sistema de drenaje cerrado (CD).

Por el tope del Separador de Gas de 3 fases sale la corriente de gas, la cual es dirigida a través de una tubería de 8 pulg. de diámetro al INLET METERING SKID, pasa por una válvula UV - 0201, para luego ingresar al calentador de gas de entrada (15-0502), donde el gas es calentado aproximadamente hasta 90°F a 95°F, esto es controlado en el PLC por el TDIC – 0201, este calentamiento se realiza con la finalidad de prevenir la formación de hidratos debido a la reducción de la presión de entrada.

La corriente de gas que sale de INLET GAS HEATER, entra al FILTER SEPARATOR (21- 0501), el agua libre y los hidrocarburos separados son entonces dirigidos al sistema de drenaje cerrado.

CUADRO II.1

SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN DE GAS

La corriente de gas que sale del INLET FILTER SEPARATOR pasa a los DESHIDRATADORES DE GAS (16-0501) A y B, el cual usa un proceso de adsorción de lecho seco usando MOL SIEVE (Tamiz Molecular) el MOL SIEVE en la torre es un material que esta apoyado sobre una rejilla Johnson.

El vapor de agua es removido del gas de entrada y es retenido con el MOL SIEVE durante el proceso de Secado, después de varias horas de servicio de Secado, el agua absorbida es retenida por Regeneración, el proceso de Regeneración remueve el agua mediante un flujo inverso de gas seco caliente a través del lecho.

El flujo de gas de regeneración primaria proviene de la descarga de los COMPRESORES DE GAS RESIDUAL (11- 0601). La corriente de gas de regeneración es calentada de 110°F a 550°F a través del INTERCAMBIADOR DE CALOR DE CORAZA Y TUBO (15- 0501) y fluye dentro del deshidratador que está siendo regenerado. El gas de regeneración caliente saliendo del deshidratador es enfriado con aire mediante el ENFRIADOR DE GAS DE REGENERACION (19-0501), el gas de regeneración fluye al DEPURADOR DE GAS DE REGENERACION para la separación del agua y de algunos hidrocarburos al sistema de drenaje cerrado, el gas de regeneración es reinyectado de vuelta a la corriente de Gas Residual, salida a la CTA (Central Térmica de Aguaytía).

CUADRO II.1

SISTEMA DE CONDENSADOS DE ENTRADA

Los líquidos de los hidrocarburos, recuperados del Separador de 3 Fases es bombeado a través de una de las BOMBAS REFORZADORAS DE CONDENSADO (17-0501) A y B al CONGLUTINADOR / SEPARADOR de condensado operando a 1070 PSIG, los líquidos son dirigidos a los DESHIDRATADORES DE CONDENSADO que están constituidos por MOL SIEVE, la función que cumple el MOL SIEVE es igual que en los DESHIDRATADORES DE GAS, este MOL SIEVE remueve todo el agua contenida, la corriente de líquido seco resultante es alimentada a la Deetanizadora para posterior fraccionamiento.

SISTEMA DE GAS COMBUSTIBLE

El gas combustible del tope de la Deetanizadora es enviado al Sistema de Gas Combustible, el Depurador de Gas Combustible opera a 125 PSIG y 75°F, fluye dentro del cabezal de gas combustible en donde es distribuido a los diferentes puntos que usan gas combustible, una fuente secundaria o combustible de arranque se origina de la corriente de gas de entrada a 1050 ó 1080 PSIG a una temperatura de 90 ó 95°F

SISTEMA DE DESHIDRATACION DE CONDENSADO

La corriente de líquidos pasa por unos Deshidratadores de Condensados de Mol Sieve de 2 capas (16-0502) A y B, el vapor de agua es removido de los condensados y es retenido con el Mol Sieve durante el ciclo de Secado (DRYING) y el segundo Deshidratador está siendo Regenerado.

Un Filtro de Polvo está ubicado corriente abajo de los Deshidratadores de Condensado para recolectar las partículas de polvo del Mol Sieve que se desintegran y de esa manera evitar que ingresen dichas partículas a la Deetanizadora .

La regeneración es proporcionada a una presión aproximada de 1050 PSIG a 1080 PSIG y una temperatura entre 540°F y 550°F.

Durante la Regeneración un flujo de 1.6 mmsfcd de gas residual de la descarga de los Compresores de Residual que es controlado por el FIC 0602, la cual es regulada por una FV- 0602, la corriente de gas de regeneración fluye en el Deshidratador que está siendo regenerado, el gas de regeneración caliente saliendo del Deshidratador es enfriado por aire en el Enfriador de Gas de Regeneración, la temperatura de salida del gas regenerado es de 90°F – 100°F, el gas de regeneración fluye al Depurador de Gas de Regeneración para la separación de agua y de algunos hidrocarburos al sistema de drenaje cerrado, el gas de regeneración es reinyectado de vuelta a la corriente de gas residual, salida a la CTA.

CUADRO II.1

SISTEMA CRIOGENICO

Después de la Deshidratación, el gas de entrada es enfriado desde 95°F a 12°F usando intercambio de calor cruzado en el Intercambiador de Gas de entrada, de la corriente de líquido del separador frío y la corriente de gas del tope de la Deetanizadora.

La corriente de gas de entrada de la corriente de 2 fases es separada en el COLD SEPARATOR, el cual es controlado su nivel a través del LV- 0701 a la Deetanizadora a una temperatura aproximadamente de 90°F, el producto líquido es calentado por el INLET GAS EXCHANGER.

El gas es dividido, 41 mmsfcd de gas es alimentada al Expansor y es expandido hasta una presión de 397 a 405 PSIG que luego es alimentado a la Deetanizadora a una temperatura aproximada de -72 ó -75°F, la corriente de gas restante aproximada 14 mmsfcd que es controlado por el FIC 0702, es enfriada hasta -95°F ó 95°F en el REFLUX CONDENSER, esta corriente es expandida por el efecto de J-T a través de la válvula de control FV - 0702 desde 397 hasta 1405 PSIG a -137 ó -138 °F aproximadamente y luego es alimentada a la Deetanizadora.

SISTEMA DE LA DEETANIZADORA

La Deetanizadora, está diseñada para recuperar una mayor cantidad de Propano y una poca cantidad de Etano/Propano. La corriente de gas de tope de la Deetanizadora es utilizada para proporcionar las tareas de enfriamiento del REFLUX CONDENSER y para el intercambio de calor en el Intercambiador de gas de entrada (15-0601).

El producto líquido del Deetanizador es enfriado desde 310°F a 90 ó 100°F a través del Cooler (19-0601) y luego es bombeado a 800 ó 900 PSIG aproximadamente a través de una tubería a la PLANTA DE FRACCIONAMIENTO DE NGL lo cual es realizado por las Bombas de Fondo del Deetanizador (17-0601) A y B, el producto líquido puede también ser dirigido a los pozos de reinyección a través de la bomba de inyección de producto a 4000 ó 4200 PSIG.

CUADRO II.1

SISTEMA DE COMPRESIÓN DEL GAS RESIDUAL

La compresión del gas residual consiste de 2 compresores impulsados por gas, las 2 unidades suministrarán a la Central Térmica de Aguaytía o a los compresores de Reinyección si es que la Central Térmica no consume el gas.

La corriente de gas residual que se origina del tope de la Deetanizadora y sale del Intercambiador de Gas de entrada tiene todo el combustible de la Planta removido corriente arriba del Compresor Reforzador del Expansor, la corriente de gas restante es recomprimida a 1100 PSIG, usando los Compresores de Residual A y B, en este punto el gas residual puede ser enviado a la Planta de energía POWER PLANT o puede ser reinyectado a los Pozos de Reinyección por medio de los Compresores de Reinyección A y B a 4000 ó 4200 PSIG y a una temperatura de 120 ó 135°F.

SISTEMA DE ACEITE CALIENTE

El sistema de aceite caliente es un sistema de circuito cerrado utilizando un calentador de aceite caliente de fuego directo capaz de calentar aceite a 620°F, este sistema suministrará calor al cedazo molecular del calentador de gas de regeneración, el calentador de gas de entrada y el rehervidor del Deetanizador.

SISTEMA DEL GENERADOR

La energía de la Planta será generada en el sitio por dos generadores eléctricos impulsados por un motor de gas de 100% de capacidad. Cada generador será capaz de suministrar el requerimiento total de energía de la planta, estimado en 480 voltios.

SISTEMA DE DRENAJE

TANQUE DE DRENAJE ABIERTO

El tanque de drenaje recolecta líquidos (por ejemplo, agua, aceite, etc.) del equipo de la Planta. También sirve de punto de recolección para los líquidos de los drenajes abiertos de la Planta de Procesamiento de Gas.

SISTEMA DE DRENAJE CERRADO

A.- SLOP TANK:

El Slop Tank se proporciona para recolectar los aceites de hidrocarburos del sistema de drenaje abierto y cerrado, los líquidos de hidrocarburos se presurizan desde el sistema de drenaje cerrado, los aceites recolectados se bombean al tanque de drenaje abierto. Los líquidos de hidrocarburos es drenado a la poza API para tratar el agua y poder recuperar condensados.

B.- SEPARADOR TRIFASICO

El gas de entrada al Separador Trifásico de Gas es donde se realiza la separación del agua libre y los líquidos de hidrocarburos debido a que el agua tiene mayor densidad por lo tanto es más pesada que los líquidos de hidrocarburos, el agua se separa y cae a la sección de Bota del Separador Trifásico. El nivel de la mezcla de agua e hidrocarburos acumulados en la sección de la Bota es controlado mediante el PLC por el controlador local de acción directa LC – 0101, la cual envía una señal a la válvula de control de falla en posición cerrada LV – 0101 al sistema de drenaje cerrado.

El nivel del líquido de hidrocarburos (Condensado) en el separador es controlado mediante el PLC por el controlador de acción directa LIC – 0103, enviando una señal a la válvula de control que falla en posición cerrada LV – 0103, los líquidos de condensado son bombeados por las Bombas de Refuerzo de Condensado (17 – 0501) A y B al CONDENSATE COALESCER / SEPARATOR (Separador Conglutinador de Condensado) o a la Bomba de Inyección de Producto (17-0801).

CUADRO III.1
VALVULAS DE SEGURIDAD

ITEM	SERVICIO	TAMAÑO	TIPO	MARCA	PRESION
1	Compresor de propano C-7. Compresor de propano C-8.	3 x 4 in	1905- KC	Consolidated	210 #
2	Torre absorción T-1 Torre absorción T-2	75 x 49 mm	1222-51	TOA	210#
3	Torre absorción T-3	2 x 4 in		Consolidated	320#
4	Compresor de aire C-1	2 x 4 in		Consolidated	320#
5	Compresor de aire C-1	4 x 6 in		Consolidated	320#
6	Bomba de aceite pobre P-9.	1 x 1 in		Crosby	225#
7	Evaporador de propano D-1.	1 x 1 in		Crosby	225#
8	Acumulador de propano D-2. Separador de propano D-3.	2xHx3 in		Crosby	400#
9	Separador de gas rico D-4. Separador de gas rico D-5.	4xPx6 in	JO-25 ^a	Crosby	80#
10	Separador de gas combust. D-10.	2 x 2 in		Crosby	180#
11	Separador de gas rico D-13.	3xLx4 in	JO-25 ^a	Crosby	80#
12	Tanque de gasolina TK-4.	3x4 in		Crosby	320#
13	Tanque de gasolina TK-5.	4 x 6 in			320#
14	Bomba de gasolina P-11. Tanque de gasolina de alta Presión.	1-1/2xHx3	JO-25	Crosby	55#
15		4 x 6 in		Crosby	320#
16		3xLx4 in		Crosby	60#
17		3xLx4 in	JO-25	Crosby	45#
18		1xDx2 in	JO-25	Crosby	700#
19		½ x 1 in	JO-45 ^a	Crosby	260#

CUADRO III.2

RELACION DE MEDIDORES DE ORIFICIO

ITEM	NºLOCAL	SERVICIO	RANGO (psi x in)	ORIFICIO (in x in)	FACTOR (*)
1	FR-701	Gas propano a máquinas	100x100	10 x 4 ¾	
2	FR-702	Gas al Ducto N°2	1000x200	6 x 1 ¾	19210.56
3	FR-703	Gas del Lote X – P.C.	500x100	8 x 3 ¾	88598.33
4	FR-704	Gas de Lote VI - SAPET	500x200	6 x 1 ¾	17857.18
5	FR-709	Gas al aire	500x200	6 x 2 ¾	49705.47
6	FR-711	Gas a Maquinas	100x50	4 x 1 ¼	9897.25
7	FR-712		250x100	4 x 2	25961
8	FR-713	Gas a Refinería Talara	1000x100	6 x 3 ¾	70961.55
9	FR-714	Gas salida Torre T-3	500x100	10 x 5 ¼	186170.4
10	FR-716	Gas rico a Torre T-3	500x100	10 x 5 1/8	171353.6
11	FR-719	Gas al Ducto N°1 Malacas	500x100	10 x 3 ¼	67840.55

12	FR-720	Gas de Petrotech (P.F.)	500x100	10 x 4 7/8	151058.5
13	FR-726	Gas salida de torre T-2	500x200	8 x 4 ½	139719.9
14	FR-730	Gas salida de torre T-1	500x100	8 x 4 ½	140246.6
15	FR-732	Gas de Petrotech a T-1/2	500x100	8 x 4.765	148463.6
16	FR-733		500x100	6 x 3.5305	85681.3
17	FR-735		500x100	8 x 2 ½	40108.72
18	FR-736		1500x100	3 x 1 ¼	10060.96

(*) Factor para multiplicar la raíz cuadrada del producto presión (psia) y diferencial (pulg. de agua).

CUADRO III.3

ANALISIS TIPICO DE GASES

COMPONENTE	PETROTECH LOTE Z-2B	PETROPERU LOTE-X	SAPET LOTE-VI	GMP LOTE-I	GAS RESIDUAL
<i>% Volumen</i>					
Metano	85.229	90.100	89.831	82.220	91.898
Etano	6.367	4.197	5.453	8.772	5.600
Propano	3.416	1.910	2.697	3.952	1.376
Iso Butano	1.068	0.704	0.854	2.567	0.184
Normal Butano	1.513	0.902	0.608	1.112	0.185
Iso Pentano	0.601	0.499	0.072	0.407	0.064
Normal Pentano	0.372	0.312	0.155	0.242	0.037
Hexano	0.443	0.837	0.034	0.171	0.054
Dióxido de	0.808	0.382	0.155	0.408	0.383
Carbono	0.000	0.000	0.004	0.000	0.000
Oxígeno	0.182	0.156	0.137	0.148	0.211
Nitrógeno					
	1203.55	1156.94	1129.96	1238.98	1080.81
BTU (Bruto),btu/pc	1090.34	1046.68	1021.46	1123.26	975.69
BTU (Neto), btu/pc					
	0.6947	0.6575	0.6385	0.7094	0.6090
Grav. Especifica	2.2989	1.6768	1.3080	2.5790	0.5584
Gal/MPC					

CUADRO III.4

ANALISIS DEL AGUA

ENSAYO	CANTIDAD	UNIDAD
PH	8.7	Std.
Cloro libre	< 0.1	Mg/Lt (Cl ₂)
Alcalinidad parcial	36.0	Mg/Lt (CaCO ₃)
Alcalinidad total	275.0	Mg/Lt (CaCO ₃)
Cloruros	868.5	Mg/Lt (Cl)
Calcio	144.0	Mg/Lt (Ca)
Dureza cálcica	360.0	Mg/Lt (CaCO ₃)
Dureza Total	780.0	Mg/Lt (CaCO ₃)
Hierro	< 0.1	Mg/Lt (Fe)
Magnesio	100.8	Mg/Lt (Mg)
Manganeso	< 0.1	Mg/Lt (Mn)
Nitratos	< 0.4	Mg/Lt (NO ₃)
Nitrógeno amoniacal	< 0.1	Mg/Lt (NH ₄)
Sílice	150.0	Mg/Lt (SiO ₂)
Sodio	700.0	Mg/Lt (Na)
Sólidos totales disueltos	2990.0	Mg/Lt
Sólidos suspendidos	6.8	Mg/Lt
Sulfatos.	842.9	Mg/Lt (SiO ₂)

CUADRO III.5

BOMBAS Y MOTORES

BOMBAS						MOTORES			
N.L.	SERIE	SERVICIO	MARCA	TAMAÑO	GPM	N.L.	HP	RPM	MARCA
P-1		Agua de enfriamiento	Goulds	6" FG 3085	1800	2478	50		Delcrosa
P-2		Agua de enfriamiento	Goulds	6" FG 3085	1800	2493	50		Delcrosa
P-3		Agua de enfriamiento	Ingers.Rand	6" CFV	1500	2968	50		General Electric
P-4		Agua de enfriamiento	Ingers.Rand	6" CFV	1500	2967	50		General Electric
P-5		Aceite semirico a T-1/T-2	Byron Jackson	3" x 4" x 7-1/2"	320	3511	100		General Electric
P-5A	661N0403	Aceite semirico a T-1/T-2	Byron Jackson	4" x 6" x 10-1/2"	220	3777	10	1750	General Electric
P-6		Aceite rico a Pta. Verdún	Byron Jackson	3" x 4" x 7-1/2"	320	3512	100		General Electric
P-6A		Aceite pobre de P. Verdún	Goulds	3" x 4" - 16	625		250	3600	Leeson
P-7		Aceite rico a Pta. Verdún	Byron Jackson	3" x 4" x 10-1/2"	320	825013	150	3555	Leeson
P-8		Aceite semirico a T-3	Byron Jackson	3" x 4" x 10-1/2"	180		5		General Electric
P-9		Aceite pobre de P. Verdún	Byron Jackson	3" x 4" x 7-1/2"	215	445TSG-7001	150	3565	Lesson
P-10		Gasolina natural	Gasso	2-1/2" x 4" x 6"		664	20	970	Allis Chalmers
P-12		Lubricantes		4-1/2" x 3" x 4"					
P-13		Gasolina natural	Mitsubishi	2" x 2" x 4"	40	AJ-454AM	10	3500	Mitsubishi
P-411	294-A-393-1	Pentano	Goulds	1-1/2" x 2.9"	21	3211	15	3500	Westinghouse
P-415	2638823	Pentano	Goulds	1" x 3" x 13A	50			3550	Marathon Electr.

CUADRO III.6

TORRES DE ABSORCION

N.L.	SERIE	SERVICIO	MARCA	TAMAÑO	Nº PLATOS DIST.	PRES. DISEÑO	PRES. TRABAJO	CAPAC. LIQ.	CAPAC. GAS
T-1	49317	Absorción	Braun	48" x 53'	26 – 18"	325	280	215,000 Glns.	10 mmpcd
T-2	66408	Absorción	Braun	42" x 52'	30 – 18"	350	280	175,000 Glns.	10 mmpcd
T-3	1147	Absorción	Kellog	54" x 73'	30 – 24"	300	280	691,000 Glns.	20 mmpcd

CUADRO III.7

INTERCAMBIADORES DE CALOR

N.L.	SERVICIO	Nro. TUBOS	DIAM. TUBOS	BWG	LARGO TUBOS	MATERIAL	MARCA
E-1	Condensador de propano	631	3/4"	14	192	Acero al carbono	YUBA
E-2	Condensador de propano	230	3/4"	14	192	Admiralty	YUBA
E-3	Condensador de propano	230	3/4"	14	192	Admiralty	YUBA
E-4	Condensador de propano	230	3/4"	14	192	Admiralty	YUBA
E-5	Chiller de aceite pobre	880	3/4"	14	192	Acero al carbono	YUBA
E-6	Enfriador de aceite pobre	398	5/8"	18	192	Acero al carbono	ROSS
E-6A	Enfriador de aceite pobre	308	5/8"	18	192	Admiralty	Braun
E-7	Enfriador de gas rico a T-3	282	5/8"	18	192	Acero al carbono	Lummus
E-8	Enfriador de gas rico a T-3	282	5/8"	18	192	Acero al carbono	Lummus
E-9	Enfriador de gas rico a T-3	282	5/8"	18	192	Acero al carbono	Lummus
E-10	Enfriador de gas rico a T-3	282	5/8"	18	192	Acero al carbono	Lummus
E-11	Chiller de aceite semirico a T-3	446	3/4"	14	192	Acero al carbono	YUBA
E-12	Chiller de gas rico a torre T-3	180	3/4"	14	192	Acero al carbono	YUBA
E-16	Chiller de aceite semirico a Torres T-1/T-2.	180	3/4"	14	192	Acero al carbono	YUBA
E-17	Chiller de gas rico a torres T-1 y T-2.	446	3/4"	14	192	Acero al carbono	YUBA
E-18	Enfriador de gas rico a T-3	244	5/8"	18	192	Admiralty	
E-19	Enfriador de gas rico a T-3	296	5/8"	18	192	Admiralty	
E-20	Enfriador de gas Máq. 5.						
E-21	Enfriador de gas Máq. 5.						
E-22	Enfriador de agua Máq. 5.						
E-23	Enfriador de aceite Máq. 5.						
E-103	Enfriadorac. pobre/aceite rico.						

CUADRO III.8
SEPARADORES DE GAS

N.L.	SERVICIO	SERIE	MARCA	PRES. TRABAJO	PRES. DISEÑO	TAMAÑO	TIPO	POSICION
D-1	Evaporador de propano	4963	Metrol	80		4'0" x 20'0"	Soldado	Vertical
D-2	Acumulador de propano			175		2'6" x 5'6"	Soldado	Vertical
D-3	Separador de propano			85		4'0" x 8'0"	Soldado	Vertical
D-4	Separador gas rico	4967	Metrol	280	300	4'0" x 8'0"	Soldado	Vertical
D-5	Gas a chiller E-12			280	300	5'0" x 10'0"	Soldado	Vertical
D-6	Gas rico a torre T-3	1148	Kellow	280	300	5'0" x 8'0"	Soldado	Vertical
D-7	Gas residual de torre T-3.	1149		280	300	5'0" x 8'0"	Soldado	Vertical
D-10	Gas combustible a máquinas	9-45--095		50	75	3'6" x 7'0"	Remachado	Vertical
D-11	Gas rico a torres T-1 y T-2.	9-45-666	Braun	280	300	4'0" x 10'0"	Soldado	Vertical
D-12	Gas residual de torres T-1 y T-2.	9-45-667		280	300	4'0" x 10'0"	Soldado	Vertical
D-13	Gas rico a chiller E-17	4966	Metrol	280	300	5'0" x 10'0"	Soldado	Vertical
D-14	Gas reco de Petrotech	A-336	Peerless	280	300	3'6" x 13'9"	Soldado	Vertical
D-16	Gas residual a máq. Alta	9825	B.S.E.	280	300	4'0" x 13'0"	Soldado	Vertical
D-19	Gas residual a Malacas Ducto N°2	4380-01	Latoka	280	740	1'8" x 5'0"	Soldado	Vertical
D-20	Gas residual a Malacas. Ducto N°1		Metrol	280	300	4'0" x 8'0"	Soldado	Vertical

CUADRO III.9

TANQUES DE ALMACENAMIENTO

N.L.	SERVICIO	TIPO	POSICION	TAMAÑO	CAPACIDAD	PRES. OPERAC. (psig)
TK-1	Aceite Lubricante	Remachado	Vertical	5'6" x 22'0"	95 Bls	15
TK-2	Aceite Lubricante	Remachado	Vertical	5'6" x 18'0"	75 Bls	15
TK-3	Aceite Lubricante	Remachado	Vertical	6'0" x 16'0"	80 Bls	15
TK-4	Agua Máq. 5	Remachado	Vertical	3'6" x 8'0"	13 Bls	0
TK-5	Pentano	Soldado	Horizontal	6'0" x 30'0"	167 Bls	40
TK-6	Gasolina natural	Remachado	Horizontal	8'0" x 36'0"	324 Bls	50
TK-7	Aire comprimido	Soldado	Horizontal	1'8" x 15'0"	32.5 Ft3	230
TK-8	Aire comprimido	Soldado	Horizontal	1'8" x 15'0"	32.5 Ft3	230
TK-9	Aire comprimido	Soldado	Horizontal	1'8" x 15'0"	32.5 Ft3	230
TK-10	Aire comprimido	Soldado	Horizontal	1'8" x 15'0"	32.5 Ft3	230
TK-11	Aire comprimido	Soldado	Horizontal	1'8" x 15'0"	32.5 Ft3	230
TK-12	Aire comprimido	Soldado	Horizontal	1'8" x 15'0"	32.5 Ft3	230
TK-13	Aire comprimido	Soldado	Horizontal	1'8" x 15'0"	32.5 Ft3	230
TK-14	Aire comprimido	Soldado	Horizontal	1'8" x 15'0"	32.5 Ft3	230
TK-15	Agua	Soldado	Vertical	29'6" x 40'0"	5000 Bls	0
TK-3MT	Agua	Soldado	Vertical		3000 Bls	0
S/n	Cisterna para propano	Soldado	Horizontal	3'0" x 20'10-1/2"	30 Bls	140
S/n	Cisterna para propano	Soldado	Horizontal	3'0" x 20'10-1/2"	30 Bls	140
AG-703	Gasolina natural	Soldado	Horizontal	4'1" x 13'10"	30 Bls	240

CONCEPTOS SOBRE MEDICIONES DE GAS**1. MEDIDOR DE ORIFICIO**

El principio básico de un medidor de orificio es reproducir las condiciones ideales de un flujo turbulento concéntrico. La brida de orificio debe de estar instalada con un tramo recto antes y después de ella.

Para un medidor de orificio de 3", ahora la longitud recta puede ser de 6', tramo corto debido al diseño del enderezador de venas de flujo y a la mejor exactitud en la parte interna de los tubos.

El enderezador de venas consiste de un haz de pequeños tubos, el cual es colocado delante de la brida de orificio, cuya finalidad es eliminar los remolinos creados por válvulas y conexiones instaladas anteriores al punto de medición. El AGA (American Gas Association), tiene especificaciones para la mínima longitud del tramo recto antes y después de la brida de orificio dependiendo de las perturbaciones que pudiera haber delante de la instalación o si un enderezador de venas es usado.

2. TIPOS DE MEDIDORES DE ORIFICIO

El registro de la presión estática y la presión diferencial se lleva a cabo por medio de un medidor diferencial tipo fuelle o tubo de mercurio en U. Un reloj hace girar la carta a la vez que una pluma registra continuamente esas presiones. La presión diferencial es usualmente una línea ondulante y muestra la caída de presión a través del plato de orificio, mientras que la estática es lineal y registra la presión de la línea.

2.1 Medidor de fuelle.

El tipo fuelle consiste de dos espacios herméticamente sellados a prueba de aire, llenados con un líquido especial como glicol. Los fuelles están conectados a un repartimiento común, el cual divide la cámara de presión en dos secciones. Los fuelles se conectan por medio de una varilla central, el líquido por compresión hace actuar ambos fuelles a través de un tornillo amortiguador y un

CUADRO IV.1

pequeño pasaje adicional en el centro del repartimiento. El movimiento de la varilla es limitado por el rango del resorte más la constante inherente del resorte y el tubo torque. Cuando la presión es ligeramente mayor en una cámara con respecto a la otra, la compresión de los fuelles causará que el líquido fluya a través del orificio del tornillo amortiguador al otro lado del fuelle, causando a que se expanda. El movimiento resultante de la varilla es transferido al tubo torque y éste a su vez transmite la acción a la pluma registradora. La velocidad de respuesta puede ser cambiada por el tornillo amortiguador ajustable en la parte exterior. Una pequeña porción del líquido también fluye a través del espacio libre entre la separación central y la varilla central.

El medidor de presión diferencial tiene una válvula de retención, la cual está asegurada a la varilla central y sella el ensamblaje del fuelle, si excesivas presiones diferenciales ocurren.

Una cápsula para el líquido situada en lado superior de la cámara conectada al sistema principal de los fuelles sirve como un dispositivo de expansión para cambios de temperatura ambiental.

Aunque el medidor de fuelle requiere de muy poco mantenimiento, una periódica inspección debe ser hecha. La inspección incluirá una verificación visual de toda la instalación, junto con el chequeo del cero de la presión estática y diferencial.

3. PLATOS DE ORIFICIO

El plato de orificio es un delgado plato de acero con una abertura circular en el centro. Este plato debe ajustarse a ciertas especificaciones, si se desea una medición exacta. Ellas son:

El espesor de los platos de orificio para tuberías de 2" a 10" de diámetro nominal, varía entre un mínimo de 0.115" a un máximo de 0.319", mientras que para una tubería de 12" el espesor de los platos de orificio, varía de un mínimo de 0.175" a un máximo de 0.398". La cara anterior del plato de orificio debe ser completamente lisa tanto como sea posible, y se instalará perpendicularmente al eje de la tubería. Estos platos son normalmente construidos de aleaciones de acero inoxidable.

El borde del orificio (abertura circular), de la cara anterior debe ser rectangular, plano y cumplir ciertas especificaciones, el espesor

CUADRO IV.1

no debe exceder de: $\frac{1}{8}$ " del diámetro del orificio. Si el espesor del plato de orificio deba ser mayor, que el permitido por estas limitaciones, el lado posterior debe ser biselado a 45° o menos para cumplir con los requerimientos indicados.

El diámetro del orificio debe estar próximo como sea posible al diámetro utilizado para el cálculo del factor de orificio usado en el cómputo del gas, la tolerancia con respecto al factor de orificio variará de un mínimo de ± 0.003 " para un diámetro de orificio de 0.25" a ± 0.005 " por pulgada para diámetros de orificio mayores que 5.000".

Para mediciones comerciales, la relación entre el diámetro del orificio al diámetro de la tubería (la relación beta) debe estar dentro de los siguientes límites:

- Para medidores que usan bridas roscadas: de 0.15" a 0.7"
- Para medidores que usan tubos roscados : de 0.20" a 0.67".

Estos platos deben ser comprados solamente a fabricantes que trabajen con las especificaciones "AGA".

4. MANTENIMIENTO

4.1 Mantenimiento de rutina.

Debe darse un programa de inspección rutinaria para los medidores debe ser establecido y verificarse diariamente.

Dar cuerda al reloj y verificar la hora, la cual tendrá una razonable exactitud (± 15 minutos en 24 horas de tolerancia).

La carta debe estar adecuadamente colocada en el medidor y verificar la tinta.

La pluma de presión diferencial debe estar marcando dentro de los rangos de la carta; de lo contrario se requiere un tamaño mayor de orificio.

El brazo diferencial es ajustado para que el trazado de la pluma siga el arco de la carta.

El tiempo de retraso entre las plumas diferencial y estática depende del tipo de carta que se use, así para una carta de 24 horas el retraso puede ser aproximadamente de 15 minutos y para una carta de 7 a 8 días, el tiempo de retraso puede ser

CUADRO IV.1

aproximadamente de 1 hora y 45 minutos.

Chequear los ceros de la presión diferencial y estática.

4.2 Otro mantenimiento.

A diferencia del mantenimiento de rutina que se efectúa diariamente, hay otro tipo de mantenimiento que debe realizarse con cierta frecuencia, así:

La calibración de los medidores de orificio debe hacerse por lo menos cada 6 meses, naturalmente si errores en la medición se detectan, la calibración será hecha con mas frecuencia.

Sacar el plato de orificio para inspección. El plato de orificio es la parte más importante del equipo de medición, frecuentemente el registrador o medidor en sí es calibrado y ajustado. Las siguientes reglas para la inspección del plato de orificio deben ser hechas:

- Medir el diámetro interior del plato con un micrómetro, esta medida debe estar de acuerdo con la medida inicial con la cual se efectuó el cálculo.
- El plato debe estar completamente plano.
- El borde del orificio, cara anterior, debe continuar siendo rectangular y afilada. Si uno de los bordes está biselado, usar éste para la cara posterior.
- El plato debe estar limpio y libre de picaduras.
- Verificar las conexiones del plato de orificio; negligencia en el mantenimiento de estas conexiones frustra el propósito para el cual fue diseñado. Un programa de engrase periódico de estas conexiones debe establecerse.
- Probar el manifold (conexiones de tubos y válvulas) para detectar fugas mediante el uso de una solución jabonosa.
- Aunque no es costumbre, bajo ciertas condiciones puede efectuarse la inspección del interior de los tubos de cobre (de la brida de orificio al medidor).

5. CONEXIONES DE ORIFICIO “SENIOR FITTINGS”

La fabricación de las conexiones de orificio “Senior Fittings” permiten sacar los platos de orificio o reemplazarlo por otros mientras la línea permanece operativa para inspección o reemplazarlo por otros mientras la línea permanece operativa, sin ser alteradas las variables de presión y caudal de gas.

Este dispositivo consta interiormente de dos cámaras, una inferior en la que circula el gas y normalmente está el plato de orificio, y una superior que se utiliza, cuando por diferentes circunstancias se requiere sacar el plato. Entonces una manivela levanta el plato para colocarlo en la cámara superior a la vez que una válvula cierra el ambiente entre las dos cámaras aislándolo, luego la presión en la cámara superior se desfoga, permitiendo de esta manera sacar el plato de orificio. Para normalizar las condiciones de operación, se abre la válvula a la vez que se baja el plato de orificio para que regrese a las condiciones originales.

6. CÁLCULO DEL GAS QUE FLUYE POR LOS MEDIDORES DE ORIFICIO

El cálculo del volumen de gas que pasa por un medidor de orificio se calcula haciendo uso de la siguiente ecuación:

$$Q = C' * (\sqrt{h_w * P_f})$$

Donde :

Q = caudal de flujo en ft³/hr a condiciones estándar de presión y temperatura.

C' = constante de orificio.

h_w = presión diferencial en pulgadas de agua.

P_f = presión estática en psia (presión absoluta).

CUADRO IV.1

Esta ecuación es empírica derivada principalmente de leyes fundamentales de física, incluyendo la conservación de energía, velocidad, aceleración gravitacional y las leyes ideales de gas.

La raíz cuadrada de h_w y P_f se obtienen directamente de la carta de presión. Al valor de la presión estática tiene que sumarse la presión atmosférica del lugar. La constante de orificio C' es el resultado del producto de los siguientes factores:

$$C' = F_b \times F_r \times Y \times F_{pb} \times F_{tb} \times F_{tf} \times F_g \times F_{pu} \times F_m$$

F_b = factor de orificio

F_r = factor número de Reynolds

Y = factor de expansión (relación factor beta a presión dif/estática)

F_{pb} = factor de presión con respecto a la presión base.

F_{tb} = factor de la temperatura con respecto a la temperatura base.

F_{tf} = factor de la temperatura fluente con respecto a la temperatura base.

F_g = factor de gravedad específica con respecto a la gravedad = 1.0

F_{pu} = factor de súper compresibilidad

F_m = factor del manómetro (sólo para medidores de mercurio).

De todos estos factores, el más importante es el F_b (factor de orificio) que tiene que ver con el diseño, construcción e instalación del medidor de orificio. El resto de los factores es un complemento para obtener mayor precisión de la constante C' . Todos los factores son obtenidos de tablas que son suministradas por los fabricantes. El cálculo del volumen de gas también puede obtenerse en forma manual aplicando la ecuación dada.

7. CARTAS DE MEDIDORES DE ORIFICIO

El medidor de orificio es un instrumento que sirve para medir el flujo, el cual registra solamente la presión diferencial y estática contra el tiempo. Estos valores son copiados en una carta que gira de acuerdo al tiempo, las cartas son de 24 horas, 7 días, 8 días y otras especiales. Hay 2 tipos de cartas: las estándar y raíz cuadrada.

7.1 Cartas estándar

La carta estándar que casi su uso es general, está diseñada para registrar la presión diferencial en pulgadas de agua y la presión estática en psig (presión medida). Hay diferentes tipos de cartas, dependiendo del tiempo de rotación, de los rangos de presión diferencial y estática.

7.2 Cartas de raíz cuadrada.

Estas cartas fue ideada para facilitar el cálculo, ya que se leen directamente los valores de la raíz cuadrada de las presiones estática y diferencial. Una desventaja es que no se puede verificar el cero de la presión estática porque ésta debe medir la presión absoluta (presión medida más presión atmosférica). Como tal, debe ajustarse el brazo de la estática para que incluya la presión atmosférica complicando la operación.

ECUACIONES DE LAS PROPIEDADES DEL GAS NATURAL

1. Cálculo de Poder Calorífico.

El valor del poder calorífico de un gas H es calculado como sigue:

$$H = X_1H_1 + X_2H_2 + X_3H_3 + \dots + X_nH_n$$

Donde:

X_1, X_2, \dots, X_n = Es la fracción molar de los componentes

H_1, H_2, \dots, H_n = Valores del poder calorífico ideal de los componentes

El valor H es corregido a las condiciones de un gas real mediante la siguiente ecuación:

$$H_r = H/Z.$$

Donde:

H = valor del poder calorífico de un gas ideal, en BTU / ft³.

Z = factor de compresibilidad

H_r = valor del poder calorífico de un gas real en BTU / ft³.

2. Cálculo de la Gravedad Específica.

$$G = X_1G_1 + X_2G_2 + X_3G_3 + \dots + X_nG_n$$

Donde:

G_1, G_2, \dots, G_n = la gravedad específica de los componentes.

X_1, X_2, \dots, X_n = La fracción molar de los componentes

La gravedad específica G es corregida a las condiciones de un gas real, mediante la siguiente ecuación:

$$G_r = G/Z * (0.99959)$$

3. Cálculo del Factor de Compresibilidad.

El factor de compresibilidad a 60 °F y una atmósfera de presión, para la mezcla de los componentes de un gas es calculado como sigue:

$$Z = 1 - (X_1 \square b_1 + X_2 \square b_2 + X_3 \square b_3 + X_n \square b_n)^2 + [2X_h - (X_h)^2](0.0005)$$

Donde:

$\square b_1, \square b_2, \square b_3 \dots \square b_n$ = suma de los factores de los componentes que no sean hidrógeno.

X_n = fracción molar del hidrógeno.

B = desviación de la ley de los gases a 60°F y una atmósfera de acuerdo a relación $b = 1-Z$, excepto para H₂, He y CO₂.

CUADRO VI.1

RESERVORIO DE GAS

Actualmente la central térmica de Malacas ubicada en la ciudad de Talara, es propiedad de la Empresa Eléctrica de Piura S.A y está constituida por un turbogenerador ABB de 96 MW y tres turbogeneradores MITSUBISHI de 18 MW cada uno de potencia instalada. Asimismo existe una Planta de Tratamiento de agua salada de propiedad de PETROPERU.

Para el proyecto se efectuaron estudios de ingeniería, suministro e instalación de dos ductos y facilidades para el almacenamiento y transporte de gas natural y/o combustible desde la Planta de absorción Pariñas hasta la Batería de separadores de Malacas, así como los trabajos de adecuación y cambios en las líneas y equipos de las dos plantas para utilizar el gas simultáneamente con el proveniente de los ductos existentes, en la Planta Eléctrica de Malacas.

El área del Proyecto se ubica aproximadamente a 10 K.m, al norte de la ciudad de Talara, Provincia de Talara, Departamento de Piura. Se efectuó la ingeniería de detalle, instalación, prueba y montaje de dos ductos que incluyeron las tuberías de abastecimiento y de distribución de gas, el montaje de un Sistema de Flare en la Planta Pariñas; el acondicionamiento de tres (03) compresores que integran dichos sistemas. Las tuberías se instalaron desde la Planta Pariñas hasta la Planta Eléctrica Malacas; la longitud total de la tubería de 16" es 10 200 m.

La tubería de 16" sirve como "reservorio" para el gas, la tubería de 10" conecta el suministro en el interior de la Batería de separadores, la tubería de 6" continua desde el reservorio a la Batería de separadores y es el ducto de baja presión en el interior de la Planta Eléctrica Malacas; se instaló una línea de 6" desde la Planta Eléctrica Malacas hasta la línea de 16" para el suministro de gas combustible en alta presión; el sistema "Flare" está compuesto por tubería de 6" y 8".

El proyecto incluyó la utilización de dos compresores ubicados en la Planta Eléctrica Malacas y un compresor en la Planta Pariñas; trampas de lanzamiento y recepción, tableros eléctricos, etc. La energía eléctrica es suministrada desde los tableros eléctricos existentes en las dos plantas y se lleva mediante cables enterrados.

REQUERIMIENTO DEL PROYECTO

Los ductos de 16" almacenan 2.8 MMSCFD de gas a 1000 PSIG y se consumen en la Planta Eléctrica Malacas, hasta una presión de 100

CUADRO VI.1

PSIG en el reservorio. Preferentemente la descarga se produce en el período de mayor demanda energética.

Capacidad del reservorio	: 2.8 MMSCFD
Presión máxima de trabajo	: 1065 PSIG
Presión mínima de trabajo	: 100 PSIG
Presión normal de trabajo	: 1000 PSIG
Temperatura del gas promedio	: 90 °F
Flujo promedio	: 560 MSCFH
Flujo máximo	: 1.4 MMSCFH

Composición molar porcentual del gas

COMPONENTE	GAS COMBUSTIBLE	NGL (No Procesado)
N2	0.195	0.448
CO2	0.412	0.653
C1	91.04	87.417
C2	3.902	5.094
C3	1.710	2.769
IC4	0.622	0.887
nC4	0.777	1.221
IC5	0.432	0.555
nC5	0.265	0.351
C6	0.449	0.43
C7	0.196	0.179
TOTAL	100.000	100.000

Se observa que el porcentaje de agua es cero o despreciable.

CARACTERÍSTICA FÍSICO - QUÍMICAS DEL GAS COMBUSTIBLE

Peso molecular	19.411
Flujo Molar, Mol-lb-h	4.392
Gravedad específica	0.67
Poder calorífico BTU/SCF	957.455

CUADRO VI.1

CRITERIOS GENERALES DEL PROYECTO

El sistema se proyectó para una vida útil de 20 años.

Todos los sistemas de tuberías, cables de energía, instrumentación, controles, etc, están interconectadas con el proceso de la Planta Pariñas, con la Planta Eléctrica Malacas, con el Proyecto de la Planta Criogénica y/o futuras ampliaciones.

Para la operación de los equipos y alumbrado, se utiliza la energía eléctrica de las Plantas Pariñas y Malacas.

Todas las descargas de gas en la Planta Pariñas se conducen hacia un Sistema Flare.

Todos los drenajes del Sistema Flare se conducen y almacenan en un tanque Slop, para luego ser descargado con camiones cisterna.

El sistema de control e instrumentación utiliza aire comprimido seco proporcionado por una unidad de dos compresores instalados en la Batería de Separadores de Malacas. El sistema de almacenamiento está interconectado al sistema actual de suministro de gas a las Plantas Eléctricas Malacas I y II ; en cualquier momento se puede descargar hasta la presión mínima solicitada.

SISTEMA DE COMPRESIÓN PARA EL ALMACENAMIENTO DEL GAS COMBUSTIBLE

Este sistema comprendió las obras a realizadas en la Planta Pariñas, Planta Eléctrica Malacas, entre las líneas de gas combustible y los compresores de la Planta Eléctrica Malacas y Planta Pariñas

Incluyó:

Instalación compresor de gas nuevo en la Planta Eléctrica Malacas e incrementar un compresor existente en la Planta Pariñas al gasoducto.

Sistema de drenaje por purgas.

SISTEMA DE DUCTOS DE ALMACENAMIENTO DE GAS COMBUSTIBLE

DESCRIPCIÓN DE LA RUTA

El ducto de 16" se inicia en la Trampa de lanzamiento TL-201, ubicadas a 60 metros del lado este de la Batería de Separadores Malacas, llegando el gas desde el compresor nuevo por una línea de 6"; saliendo de la trampa de lanzamiento, la tubería está enterrada en toda su

CUADRO VI.1

extensión de 10.2 Km. Seguirá el alineamiento propuesto hasta llegar a la Trampa de recepción TR-202 ubicadas a 55 mts., de la Batería de separadores en Malacas.

A partir de este punto el recorrido es de 2000 metros en línea recta y luego cruzará la Quebrada Pariñas en toda su actual amplitud, siendo un terreno bajo, plano e inundable en épocas de lluvia.

Continúa su recorrido paralelo a los ductos N°1 y 2 en una extensión de 1780 metros, cruzando terrenos eriazos hasta cerca de la Planta Pariñas.

El gas almacenado en los ductos de 16", para efectos del consumo, sale por un arreglo de válvulas manuales y líneas de 6" hasta la válvula de control UV-204.

RECUBRIMIENTOS Y PROTECCIÓN CATÓDICA

Incluyeron actividades de suministro, montaje, instalación y pruebas del sistema de protección contra la corrosión de las tuberías enterradas y aéreas.

TRABAJOS INCLUIDOS

Aplicación del recubrimiento exterior de acuerdo a las normas del NAPCA (National Association of Pipe Coating Appliers).

Suministro y montaje de ánodos de sacrificio del sistema de protección catódica.

Inspección y pruebas del recubrimiento exterior tanto visual como eléctricamente.

Sistema de pintura epóxica para las tuberías aéreas.

DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

Se señalan los procedimientos para el arranque, operación y parada del sistema de almacenamiento, transporte y consumo del gas combustible.

CUADRO VI.1

ALMACENAMIENTO DEL GAS COMBUSTIBLE

CONSIDERACIONES

Se ha tomado en cuenta lo siguiente:

Según EEP SA, el gas combustible se puede almacenar en períodos diarios que varían de 8 a 19 horas.

EEPSA determinó que necesita almacenar 2.8 MMSCFD de gas natural o combustible a 1000 PSIG en ductos instalados entre la Planta Pariñas y la Planta Eléctrica Malacas.

Se almacena el gas natural o combustible utilizando las facilidades y equipos de compresión existentes y de un compresor nuevo, diseños, métodos de construcción, de operación y mantenimiento.

OPERACIONES DE ARRANQUE

Se almacena gas natural procesado (gas combustible), proveniente de la línea de 10" existente en la Planta Eléctrica Malacas, para lo cual se efectuaron las conexiones apropiadas, utilizando el compresor suministrado por EEP SA, el cual envía el gas hacia la línea de 16" (reservorio).

El procedimiento fue el siguiente:

Inicialmente los ductos nuevos estaban con aire y restos de agua de las pruebas hidrostáticas; fue imprescindible desplazar estas sustancias con gas combustible (270 PSIG) y a velocidad controlada, para revisar posibles fugas, evitar los riesgos de explosión y deterioro de los equipos por el impacto de cuerpos extraños.

Para el efecto se inició el lavado desde el compresor suministrado por EEP SA y ubicado en la Planta Eléctrica Malacas hasta la Trampa de lanzamiento del chanco TL-201, por lo cual todas las válvulas de venteo y purga en este sector se abrieron.

Con el equipo de detección del % de oxígeno e instalado cerca de cada venteo, se dio por terminado el lavado de esta primera etapa cuando se alcanzó el nivel máximo de concentración de oxígeno permisible.

En lo sucesivo y hasta la Trampa de recepción del chanco TR-202, el método fue el señalado, por lo cual el reservorio quedó con el % máximo permisible de oxígeno y a la presión de 270 PSIG.

CUADRO VI.1

Se alinean las siguientes válvulas de control:

Descarga calibrada a 1000 PSIG (compresor suministrado por EEP SA).

UV-204 : Posición cerrada desde la Sala de Control de Malacas.

PV-101/102 : Posición cerrada desde la Sala de Control de Malacas.

Arranque del compresor:

Iniciado el proceso de compresión, desde la presión de 270 PSIG, el sistema controlará los flujos y presión de descarga hasta llegar a 1000 PSIG.

Parada del compresor:

El panel de la unidad dispondrá de un presóstato calibrado a 1000 PSIG.

Puesto que el reservorio podrá descargarse hasta 100 PSIG, será necesario aislar el compresor para lo cual se cerrará la válvula 4" V-016 instalada en la línea de succión del compresor.

OPERACIÓN NORMAL

El ducto de almacenamiento estará con 1000 PSIG como máximo y 100 PSIG como mínimo.

Si la presión del reservorio es menor o igual a 260 PSIG, se deberá abrir progresivamente la válvula 4" V-016 (succión del compresor) permitiendo que fluya el gas combustible hasta conseguir que la presión del reservorio se iguale al de la línea de 10" existente.

Si la presión del reservorio es mayor a 260 PSIG, se verificará el alineamiento de equipos y válvulas antes de arrancar el compresor.

Luego de alcanzar 1000 PSIG en el reservorio, el compresor dejará de comprimir automáticamente.

SISTEMA DE CONTROL

El sistema debe efectuar las siguientes verificaciones:

Que el compresor no arranque si la presión de succión es menor o igual a 250 PSIG.

Que el compresor se apague cuando la presión del reservorio llegue a 1000 PSIG.

CUADRO VI.1

SISTEMA DE SEGURIDAD

En el reservorio, la válvula PSV-201 que alivie la presión hacia el Sistema Flare de la Planta Pariñas.

Cerca al compresor de la Planta Eléctrica Malacas, en la Batería de Separadores y Planta Pariñas, se instalarán detectores electrónicos de ambiente explosivo, humo y fuego que apaguen el compresor y/o avisen a las Salas de Control, respectivamente.

TRANSPORTE DE GAS COMBUSTIBLE

ANTECEDENTES

Se ha tomado en cuenta lo siguiente:

Luego de concluido el almacenamiento del gas combustible hasta 1000 PSIG, el sistema estará listo para permitir el transporte del gas hasta los puntos de consumo.

El transporte también podría efectuarse desde presiones menores a 1000 PSIG.

El transporte hacia los puntos de consumo emplea dos sistemas paralelos e integrados a los equipos y ductos existentes a 100 PSIG y 270 PSIG cada uno, en concordancia con los requerimientos de flujo y presión en las Plantas Eléctricas Malacas I y Malacas II.

OPERACIONES DE ARRANQUE

Se encendió el Flare de la Planta Pariñas.

Inicialmente los equipos y ductos nuevos entre la válvula de control UV-204 y los puntos de empalme en la Planta Eléctrica Malacas contenían aire y restos de agua de la prueba hidrostática, fue necesario desplazar estos elementos utilizando el gas combustible del reservorio a velocidad controlada a fin de detectar posibles fugas, evitar explosiones y daño a los equipos por el impacto de cuerpos extraños.

Luego, manteniendo cerrada la válvula de control UV-204 se alinearon todos los equipos, dejando abiertas todas las válvulas de venteo y drenaje.

Se abrió lentamente la válvula choke 2" VCH-230 para permitir el ingreso de gas, comprobando que exista escapes de gas en todos los

CUADRO VI.1

venteos y drenajes.

El venteo se efectuó por media hora con una abertura de la válvula choke al 30%; luego con el equipo detector de % de oxígeno se tomó muestras en los venteos hasta lograr el % máximo permisible de concentración.

Se cerraron todos los venteos y drenajes partiendo desde la válvula de control UV-204 con la intención de presurizar el sistema y se cerró la válvula choke 2" VCH-230 cuando la presión llegó a 100 PSIG. El sistema quedó presurizado por 12 horas a fin de realizar ajustes y corregir fugas.

Se accionó en automático las válvulas de control de presión PV-101 (set 270 PSIG), PV-102 (set 100 PSIG) y nuevamente se abrió progresivamente la válvula choke 2" VCH-230 verificándose que el sistema se presurice hasta 270 PSIG y la posición de apertura de las válvulas de control de presión sean las correctas dando presiones manométricas estables. Se cerró la válvula choke 2" VCH-230.

El sistema quedó presurizado por 24 horas a fin de realizar ajustes y corregir fugas.

Se abrió la válvula UV-204 desde la Sala de Control de la Planta Eléctrica Malacas por lo cual el reservorio quedó en línea y listo para el consumo.

OPERACIÓN NORMAL

Se abrió la válvula de control UV-204 desde la Sala de Control de la Planta Eléctrica Malacas y las válvulas de control de presión PV-101 y PV-102 se dejaron en automático.

CONSUMO DEL GAS COMBUSTIBLE

ANTECEDENTES

El gas combustible actualmente ingresa a la Planta Eléctrica Malacas por una línea de 10" a 265 PSIG y se ramifica hacia las turbinas de Malacas I y Malacas II, pasando por el compresor Dresser-Rand, por lo cual el nuevo ramal de 270 PSIG desde el reservorio se conectará a esta línea de 10" en el interior de la Batería de Separadores Malacas. Los set point de las válvulas de control de presión PV-101/102 se calibrarán para que se establezca el flujo de gas apropiado.

El nuevo ramal de 100 PSIG del reservorio (6") recorre independientemente desde la Batería de separadores Malacas hasta la succión del compresor Dresser-Rand y desde este punto en paralelo se instaló otra línea de 6" para conectarse al ramal existente de 10" que va hacia

CUADRO VI.1

las turbinas de Malacas I, con un arreglo de válvulas manuales check y de compuerta. Ingresará gas combustible a la succión del compresor Dresser-Rand y al ducto de 10" existente cuando la presión del mismo descienda a 100 PSIG. El set point de la válvula de control de presión PV-102 podrá calibrarse a más de 100 PSIG para compensar las pérdidas de presión.

Cuando la presión en el reservorio desciende a 270 PSIG, la válvula de control PV-101 se cierra totalmente y no ingresa gas al ducto actual de 10". El ramal de 100 PSIG continúa descargando el reservorio y la válvula de control de presión PV-102 se cierra completamente cuando la presión en el reservorio baja hasta 100 PSIG y la válvula de control UV-104 no se abre a menos de 100 PSIG.

La cantidad de gas combustible consumido del reservorio desde 1000 PSIG a 270 PSIG es de 2.4 MMSCFD, por lo cual quedará en el reservorio 0.4 MMSCFD a 270 PSIG.

Para consumir los 0.4 MMSCFD del reservorio a 270 PSIG y a través del ramal de 100 PSIG se deberá arrancar el compresor Dresser-Rand.

En los períodos diurnos (demanda normal) y cuando la presión en el reservorio sea inferior a 260 PSIG, la Planta Pariñas podrá inyectar más gas desde el proceso y el reservorio podrá quedar en línea entre ambas plantas. De acuerdo a la disponibilidad de gas procesado en la Planta Pariñas, en principio se deberá almacenar en el reservorio hasta 1000 PSIG.

OPERACIONES DE ARRANQUE

Se abrió la válvula de control UV-204 y posicionó en automático las válvulas de control PV-101 y PV-102.

Cuando la válvula de control UV-204 se cerró en 270 PSIG y de acuerdo a las necesidades de demanda, se arranca y detiene el compresor Dresser-Rand.

ESPECIFICACIÓN DE LINEA DE ALMACENAMIENTO Y SISTEMAS DE TUBERÍAS RELACIONADAS

ALCANCES

Esta especificación define los requerimientos para la línea de almacenamiento de gas natural, los sistemas de tuberías, tanto para la alimentación de esta línea, como las necesarias en la Bateria de Separadores Malacas; así como también bridas y demás accesorios relacionados, correspondientes al proyecto.

Esta especificación satisface los requerimientos mínimos de:

CUADRO VI.1

- Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley N° 26221.
- Reglamento de Seguridad para el Transporte de Hidrocarburos, D.S. N° 026-94-EM.
- Reglamento de Seguridad para el almacenamiento de Hidrocarburos, D.S. N° 052-93-EM.
- ANSI / ASME B31, Código para tubería de presión, en las partes que sean aplicables.
- ANSI B16, Código para accesorios, en las partes que sean aplicables.
- API, Códigos para accesorios, en las partes que sean aplicables.

CODIGOS STANDARES

Las leyes y reglamentos peruanos tal como se describe en la sección 1 de esta especificación.

- ANSI / ASME Codes for pressure piping B31.
- Power Piping
- Fuel Gas Piping
- Plant Petroleum Refining Piping
- Gas Transmission and Distribution Piping
- ANSI Codes for fittings
- Wrought steel welding fittings
- Steel socket Welding fittings
- Steel Valves
- Steel Pipe Flange
- API Codes for fittings
- Valve inspection and test
- Steel Gate Valves
- Gaskets for piping
- Carbon Steel Gate Valves.

CUADRO VII.1

UBICACIÓN Y CLIMA DE LAS UNIDADES ECOGEOGRÁFICAS

Unidades Ecogeográficas	Ubicación	Clima
<p align="center">Desierto superárido premontano tropical</p>	<p>Entre 4°20' y 11°10' Latitud sur. En llano de la costa norte. Principales localidades: Talara, Piura, Catacaos,...</p>	<p>Biotemperatura media anual máxima: 24°C (Piura), y la mínima: 19.7°C (Andahuasi, Lima). Promedio máximo de precipitación total/año: 59.6 m.m (La Esperanza, Piura), y el promedio mínimo: 5.4 mm (Andahuasi, Lima). Promedio de evapotranspiración potencial/año: 16 y 32 veces la precipitación.</p>
<p align="center">Algarrobal</p>	<p>Costa septentrional entre 4° y 8°00' Latitud Sur.</p>	<p>Biotemperatura media anual bordea los 24°C. Promedio anual total de precipitación es 200 a 300 mm. En años excepcionalmente lluviosos como "El niño" de 1983, el promedio puede alcanzar 2000 mm o más.</p>
<p align="center">Bosque Seco Eciatorial</p>	<p>Franja costera de 100 a 150 km. De ancho entre los 0°30' y 5°00' Latitud sur. Departamento de Lambayeque, La Libertad y Cajamarca.</p>	<p>Cálido y húmedo hacia el norte; y cálido y seco hacia el sur Temperatura media anual: 24°C y 23°C. Precipitación de 500 mm al norte y 100 mm al sur. Epoca de lluvias: Diciembre a marzo.</p>

CUADRO VII.2

Niveles de Ruido en la Planta Pariñas (*)

Lugar	Intensidad de Ruido en Decibeles (dB)
Oficinas	82
Torre de Enfriamiento	80
Casa de Bombas	92
Area de Bombas P6/P7	105
Area de Absorción	76,79
Compresores (M36-M38)	90
Compresores (M7 – M8)	84,68,88
Compresor de Inyección (M5)	85,92
Bodega	78
Tanque de Gasolina	81
Separador PETROTECH	74,83
Portón Ingreso	80
Lado sur fuera del perímetro	62
Lado norte fuera del perímetro	55

(*) Análisis efectuado en Marzo de 2000

CUADRO VII.3**Análisis de Efluentes Líquidos (*)**

Características	Efluente Industrial
Caudal (m ³ /s)	2.5 x 10 ⁻⁵
Temperatura (°F)	80
PH	5.93
Conductividad	98.5
TSD (ppm)	98.25
Cloruros (ppm)	84.93
Aceites y grasas (ppm)	78.63
Pb (ppm)	0.015
Cd (ppm)	0.00
Hg (ppm)	0.00
Cr (ppm)	0.0075

(*) Análisis efectuado en Marzo de 2000

CUADRO VII.4

Métodos de Análisis Aplicables para Efluentes Líquidos

Parámetro	Método		
	Procedimiento	Método EPA (*)	Método Estándar (**)
Temperatura	Termométrico	170.1	2550B
PH	Electrométrico	150.1	4500-H
Conductividad	Puente Wheatstone	120.1	2510B
TSD	Gravimétrico a 100°C	160	2540-C
Cloruro	Nitrato de mercurio Colorimétrico Argentométrico	325.3 325.1 ó 325.3	4500-C1 C 4500-C1 B
DQO	Titulación	410.1	5220-B
Oxígeno disuelto	Winkler Electrodo	360.2 360.1	4500-0 C 4500-0 D
Aceites y grasas	Gravimétrico (extracción)	413.1	5220B
Fenol	Destilación Manual	420.1	
Amoníaco	Destilación Manual (pH 4.5)	350.2	4500-NH3B
Sulfuro	Titulación-I ₂ Colorimétrico	376.1 376.2	4500-B ⁻² 4500-B ⁻²
Bario	Digestión/Aspir. AA Horno AA	208.1 208.2	3111D 3111B
Cadmio	Digestión/Aspir. AA Horno AA	213.1 213.2	3111B o C 3111B
Cromo	Digestión/Aspir. AA Horno AA Quel / ext AA	210.1 210.2 210.3	3111B 3113B 3111C
Plomo	Digestión/Aspir. AA Horno AA	239.1 239.2	3111B o C 3113B
Mercurio	Vapor frío	245.1	3112B o 3500 Hg B
Coliformes totales	Filtro de membrana- Incub.	245.1	9222B o 9222C
DBO	Prueba de 5 días	405.1	5210B

(*) EPA : Enviromental Protection Agency

() Standard = APHA : American Public Health Association**

CUADRO VII.5
Puntos de Muestreo para Efluentes Gaseosos

Tipo de Emisión	Lugar de Muestreo
Gas combustible	A la salida de las torres de absorción
Gases de Combustión	Chimenea de tres motocompresores
Venteos	No se monitorea por ser el gas de venteo, gas combustible que sale de las torres de absorción
Aire	A 300 metros del emisor

CUADRO VII.6

Resultado de Análisis de Aire y Gases de Combustión (*)

Características	Aire Ambiental (a 300 m de emisor)	Gases de Combustión Compresor M7/M8
CO(ug/m ³)	0.00	19.424
SO ₂ (ug/m ³)	0.50	1.5
NOx(ug/m ³)	2839	5.667
H ₂ S(ug/m ³)	0.00	

(*) Análisis efectuado en Marzo de 2000

CUADRO VII.7**CONTAMINANTES POTENCIALES**

	Agentes	Tipo de Emisión
HC	Desagüe industrial	Emisiones fugitivas
Microorganismos	Desagüe sanitario	Emisiones fugitivas
HC H ₂ S	Gas combustible	Emisiones del proceso
CO SO _x NO _x	Gases de combustión de compresores a gas y calderos.	Emisiones del proceso
HC	Fugas por bombas, compresores, bridas, etc.	Emisiones fugitivas
Vapores de hidrocarburos	Tanques	Emisiones fugitivas
HC	Piso sin loza	Emisiones fugitivas
HC	Obsolescencia	Emisiones fugitivas
Chatarra	Residuos de equipos de proceso	Otros
Olores y microorganismos	Basura doméstica	Residuo sólido
Ruido	Equipos de proceso	Otros
Asbesto	Equipos de proceso	Otros

CUADRO VII.8 IDENTIFICACIÓN DE LOS IMPACTOS

Referencia	Situación	Excepción	Impacto	Efecto	Gravidad
DS-046-93-EM	Efluentes de desagües industriales y drenajes se descargan directamente al suelo aledaño, sin tratamiento previo. El sistema de recolección de drenajes es inadecuado y no permite su fácil identificación, inspección y mantenimiento.	Las plantas industriales deben tener un sistema de separación adecuada antes de evacuar efluentes líquidos.	Contaminación del suelo con efluente aceitoso (1500m ²)	Físico Biológico Humano	2
	Mal estado de ductos de Poza Séptica		Contaminación del suelo	Físico Biológico Humano	2
DS-046-93-EM. Art. 21b	La chatarra industrial proveniente de equipos en desuso, tuberías y otros se encuentra en áreas de la planta sin disposición adecuada	Los desechos sólidos inorgánicos deberán ser reciclados o trasladados y enterrados en relleno sanitario.	Contaminación del aire y suelo Antiéstético.	Físico Biológico Humano	1
	Derrame de aceite de lubricación alrededor de compresores		Contaminación del suelo. Riesgo potencial de accidentes.	Físico Biológico Humano	2
	El gas residual descargado a la atmósfera se produce por fallas frecuentes de los compresores de reinyección (6.9% del total)		Riesgo potencial de contaminación del aire	Físico Biológico Humano	2
051-93-EM Art. 60	El área de proceso se encuentra sin piso de Loza (720 m ²).		Contaminación del suelo.	Físico Biológico Humano	2
	Equipos con recubrimiento de asbesto (130 m ²)		Riesgo de contaminación del aire suelo.	Físico Biológico Humano	2
	Elevado nivel de ruido en áreas cercanas a los compresores a gas y a las bombas P6 y P7.		Afecta el ambiente.	Físico Humano	1
	Las bombas P6/P7 de aceite (kerosene) fallan continuamente influyendo en las fugas por oleoductos.		Contaminación de aire y suelo. Riesgo de accidentes.	Físico Biológico Humano	2
D.S 26-94 E.M Art. 15 y 18	Líneas de gas y aceites no disponen de equipos de medición de presión y flujo.		Contaminación de aire y suelo por rotura de tuberías. Riesgo de accidentes.	Físico Biológico Humano	2

**CUADRO VII.9
PROGRAMA DE ADECUACION AMBIENTAL**

Referencia	Impactos	Excepciones	Opciones de solución	Desem- bolso K\$	Tiempo de ejecución
DS-046-93-EM Art.21c Desechos Líquidos y Aguas Residuales	Contaminación de suelo con efluentes aceitosos(1500 m ²)	Las Plantas Industriales deben tener un sistema de separación adecuada antes de evacuar efluentes líquidos.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Optimizar sistema de separación. ▪ Diseño y construcción de sistema de recolección de efluentes. ▪ Construir separador API. 	5 30	3 meses 1 año
				30	1 año
	Contaminación de suelo con efluente aceitoso (1500 m ²)		Biorremediación de suelo contaminado	27	1 año
	Contaminación del suelo por mal estado de la poza séptica		Reparar poza séptica	5	1 año
DS-046-93-EM Art. 21 b	La chatarra industrial de aproximadamente 500 toneladas se encuentra en áreas no definidas de la Planta.	Los desechos sólidos inorgánicos deberán ser reciclados, trasladados y enterrados en un relleno sanitario.	Habilitar zona de Gas Natural para confinamiento de chatarra o buscar procedimientos de reciclaje.	10	1 año
			Retirar asbestos	35	4 años
	Contaminación de aire por venteo de gases.		Instalar sistema de quemado	15	1 año
	Contaminación de suelos por fuga de aceite de compresores.		Repara fugas de aceite	8	1 año
	Contaminación de suelo y aire por venteo de gas.		Adquisición de compresor nuevo para reinyección de gas.	600	1 año
	Contaminación del suelo por piso sin loza		Construir piso de loza	42	1 año
	Contaminación de aire y suelo por fuga frecuente de kerosene por rotura de tuberías y fallas de bombas obsoletas.		Adquisición de instrumentos de medición de presión ty flujo.	30	1 año
Reemplazar bombas obsoletas P6 y P7.			120	2 años	