

CAPÍTULO 3

3. Prospectiva de los requerimientos energéticos en PEMEX

Introducción

Un CPG es una planta que tiene por objetivo separar las fracciones más pesadas del gas, de mayor valor económico, originando otro gas, de menor valor energético, denominado residual. Las fracciones pesadas, obtenidas en el estado líquido, son constituidas por hidrocarburos de mayor peso molecular, mientras que el gas residual está compuesto básicamente de metano y etano que, juntos, suman cerca de 75% del peso del Gas Natural

El propósito de este capítulo es describir del funcionamiento de un CPG típico. La primera parte del capítulo se enfoca a una breve descripción de cómo funcionan estos Complejos y sus componentes principales. En la segunda parte se describen a detalle las principales plantas que componen un CPG: endulzadoras, criogénicas, fraccionadoras, entre otras

La última parte se enfoca a los consumos energéticos de estas plantas así como los escenarios futuros de producción de PEMEX con las mismas.

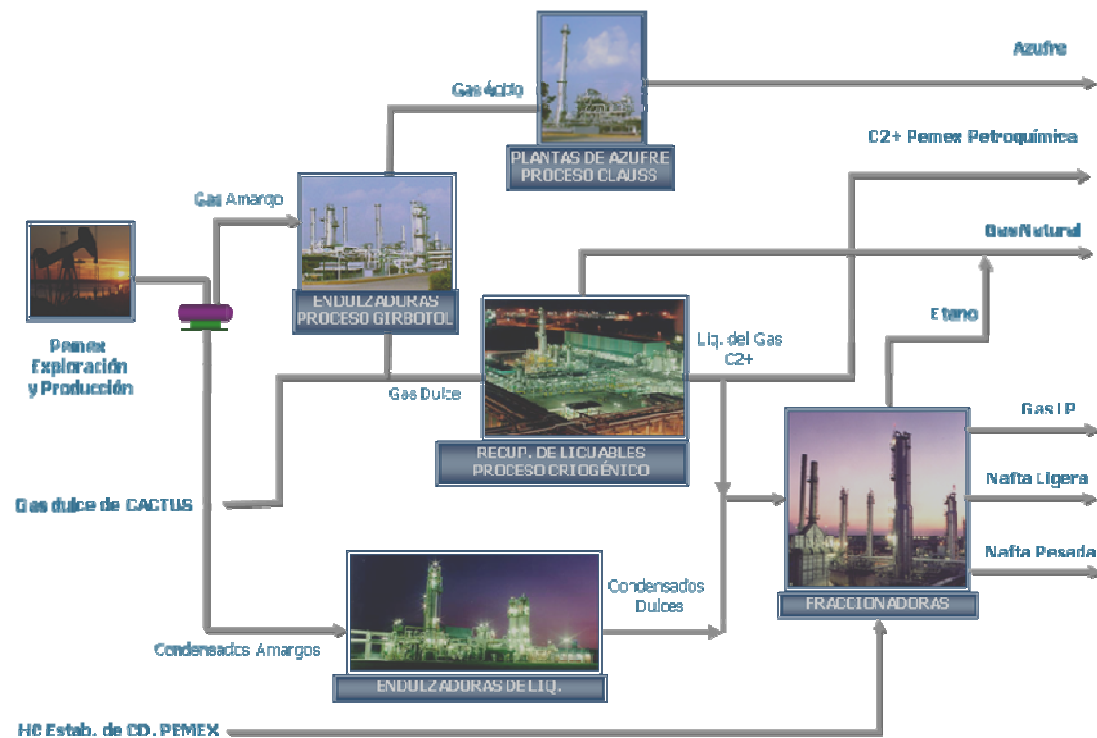
3.1. Principales plantas que conforman un complejo procesador de gas (CPG)

Se compone, como se muestra en la Figura 3.1, de tres principales bloques:

- Planta Endulzadora
- Planta Criogénica
- Planta Fraccionadora

Figura 3.1

Complejo Procesador de Gas de Nuevo PEMEX Tabasco



Fuente: PEMEX

Algunos de los gases que forman parte del gas natural extraído se separan de la mezcla porque no tienen capacidad energética (nitrógeno o CO_2) o porque pueden depositarse en las tuberías usadas para su distribución debido a su alto punto de ebullición. Si el gas será criogénicamente licuado para su almacenamiento, el dióxido de carbono (CO_2) solidificaría interfiriendo con el proceso criogénico (el cual será explicado más adelante). El propano, butano e hidrocarburos más pesados en comparación con el gas natural son extraídos, puesto que su presencia puede causar accidentes durante la combustión del

gas natural. El vapor de agua también se elimina por estos motivos y porque a temperaturas cercanas a la temperatura ambiente y presiones altas forma hidratos de metano que pueden obstruir los gasoductos. Los compuestos de azufre son eliminados hasta niveles muy bajos para evitar corrosión y olores perniciosos, así como para reducir las emisiones de compuestos causantes de lluvia ácida. Para uso doméstico, al igual que al butano, se le añade unas trazas de metil-mercaptano, para que sea fácil detectar una fuga de gas y evitar su ignición espontánea.

No existe una composición o mezcla que se pueda tomar para generalizar la composición del gas natural. Cada gas tiene su propia composición, de hecho dos pozos de un mismo yacimiento puede tener una composición diferente entre sí. También la composición del gas varía conforme el yacimiento va siendo explotado, es por eso que se deberá hacer un análisis periódico al gas que es extraído, para adecuar los equipos de explotación a la nueva composición y evitar problemas operacionales.

El gas que se va a separar llega a la planta del subsuelo, en este país es extraído por el equipo de PEMEX Exploración y Producción (PEP), este gas puede ser de tres tipos:

- Gas Amargo: el cual contiene alto contenido de azufre, y se le llama así por su olor característico.
- Gas Húmedo Dulce: el cual contiene agua y no contiene azufre.
- Gas Seco Dulce: el cual no contiene ni agua ni azufre.

Los bloques que componen un CPG están en función del tipo de gas que se extrae del subsuelo, en la parte suroeste de este país el gas es de tipo amargo, pero en la parte noroeste es dulce, por esta situación un CPG puede tener los tres bloques o solo dos.

3.1.1. Endulzadoras

Proceso de endulzamiento

El endulzamiento del gas se hace con el fin de remover el H_2S y el CO_2 del gas natural. Como se sabe el H_2S y el CO_2 son gases que pueden estar presentes en el gas natural y pueden en algunos casos, especialmente el H_2S , ocasionar problemas en el manejo y procesamiento del gas; por esto hay que removerlos para llevar el contenido de estos gases ácidos a los niveles exigidos por los consumidores del gas. El H_2S y el CO_2 se conocen como gases ácidos, porque en presencia de agua forman ácidos, y un gas natural que posea estos contaminantes se conoce como gas amargo.

Entre los problemas que se pueden tener por la presencia de H_2S y CO_2 en un gas se pueden mencionar:

- Toxicidad del H_2S .
- Corrosión por presencia de H_2S y CO_2 .

- En la combustión se puede formar SO_2 que es también altamente tóxico y corrosivo.
- Disminución del poder calorífico del gas.
- Promoción de la formación de hidratos.
- Cuando el gas se va a someter a procesos criogénicos es necesario remover el CO_2 porque de lo contrario se solidifica.

Un proceso de endulzamiento se puede decir, en general, que consta de cuatro etapas:

Endulzamiento: Donde se le remueve por algún mecanismo de contacto el H_2S y el CO_2 al gas. Esto se realiza en una unidad de endulzamiento y de ella sale el gas libre de estos contaminantes, o al menos con un contenido de estos igual o por debajo de los contenidos aceptables.

Se somete a un proceso de separación donde se le remueve los gases ácidos con el fin de poderla reciclar para una nueva etapa de endulzamiento. Los gases que se deben separar son obviamente en primer lugar el H_2S y el CO_2 pero también es posible que haya otros compuestos sulfurados como mercaptanos (RSR), sulfuros de carbonilo (SCO) y disulfuro de carbono (CS_2).

Recuperación del Azufre: Como el H_2S es un gas altamente tóxico y de difícil manejo, es preferible convertirlo a azufre elemental, esto se hace en la unidad recuperadora de azufre. Esta unidad no siempre se tiene en los procesos de endulzamiento pero cuando la cantidad de H_2S es alta se hace necesaria. En la unidad recuperadora de azufre se transforma del 90 al 97% del H_2S en azufre sólido o líquido. El objetivo fundamental de la unidad recuperadora de azufre es la transformación del H_2S , aunque el azufre obtenido es de calidad aceptable, la mayoría de las veces, para comercializarlo.

Limpieza del gas: El gas que sale de la unidad recuperadora de azufre aún posee de un 3 a un 10% del H_2S removido del gas natural y es necesario removerlo, dependiendo de la cantidad de H_2S y las reglamentaciones ambientales y de seguridad. La unidad de limpieza del gas de cola continua la remoción del H_2S bien sea transformándolo en azufre o enviándolo a la unidad recuperadora de azufre. El gas de cola al salir de la unidad de limpieza debe contener solo entre el 1 y 0.3% del H_2S removido. La unidad de limpieza del gas de cola solo existirá si existe unidad recuperadora.

Incineración: Aunque el gas que sale de la unidad de limpieza del gas de cola sólo posee entre el 1 y 0.3% del H_2S removido, aun así no es recomendable descargarlo a la atmósfera y por eso se envía a una unidad de incineración donde mediante combustión el H_2S es convertido en SO_2 , un gas que es menos contaminante que el H_2S . Esta unidad debe estar en toda planta de endulzamiento.

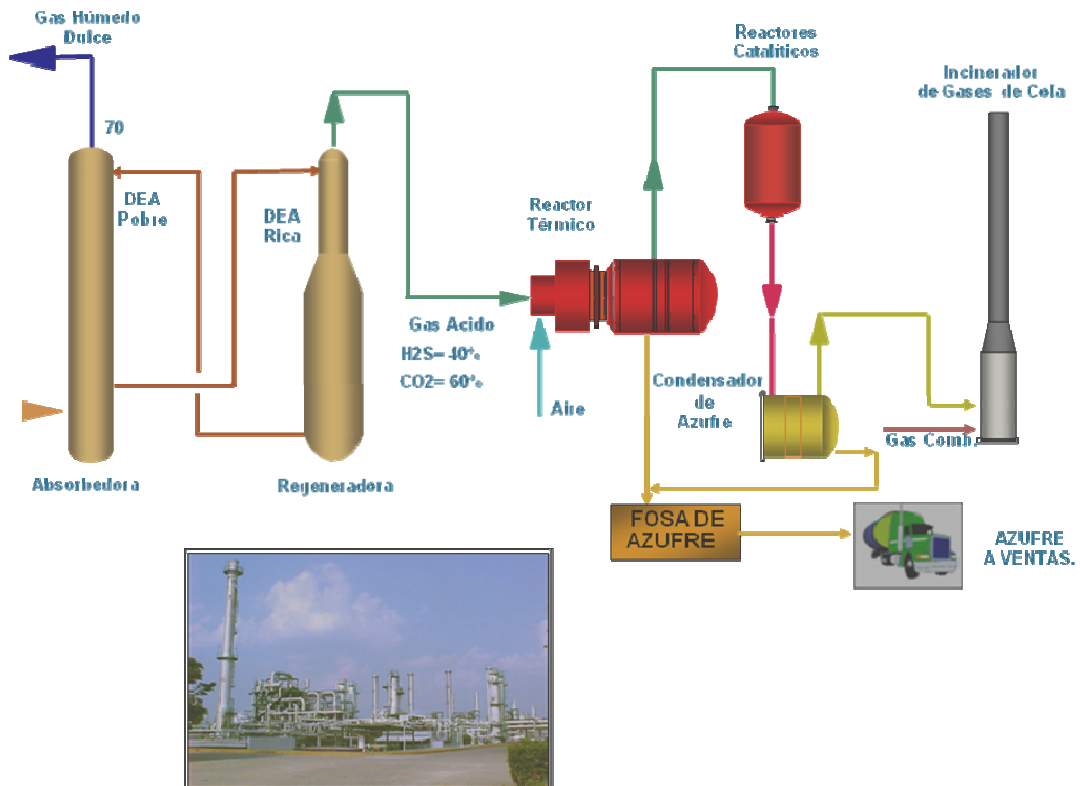
Los procesos que se aplican para remover H_2S y CO_2 se pueden agrupar en cinco categorías de acuerdo a su tipo y pueden ser desde demasiado sencillos hasta complejos dependiendo de si es necesario recuperar o no los gases removidos y el material usado para removerlos. En algunos casos no hay regeneración con recobro de azufre y en otros sí. Las cinco categorías son:

- Absorción química. (Procesos con aminas y carbonato de potasio): La regeneración se hace con incremento de temperatura y decremento de presión.
- Absorción Física: La regeneración no requiere calor.
- Híbridos: Utiliza una mezcla de solventes químicos y físicos. El objetivo es aprovechar las ventajas de los absorbentes químicos en cuanto a capacidad para remover los gases ácidos y de los absorbentes físicos en cuanto a bajos requerimientos de calor para regeneración.
- Procesos de conversión directa: El H_2S es convertido directamente a azufre.
- Procesos de lecho seco: El gas amargo se pone en contacto con un sólido que tiene afinidad por los gases ácidos. Se conocen también como procesos de adsorción.

Aunque son muchos los criterios a tener en cuenta para establecer cual categoría puede ser mejor que otra, uno de estos criterios y quizás el más importante desde el punto de vista de capacidad para remover el H_2S es su presión parcial, la cual es la presión de este componente aislándolo de toda la mezcla de gases.

Figura 3.2

Proceso de Endulzamiento.



- Principales plantas de un proceso de endulzamiento
 - Torre absorbedora

En PEMEX son muy usados los procesos de endulzamiento por medio de absorción química y a continuación se describe un proceso típico:

Como se muestra en la Figura 3.2 la Torre Absorbedora se le alimenta dos corrientes, una de gas amargo proveniente de los módulos de compresión y otra de solución acuosa de Dietanolamina.

El gas amargo es alimentado por el fondo de la torre Absorbedora a una presión de 84.1 Kg/cm² y 35°C

²⁹ para ponerse en contacto a contracorriente con la solución de Dietanolamina regenerada (DEA POBRE), misma que es alimentada por el primer plato de la torre. Antes de entrar a la torre Absorbedora la DEA POBRE pasa por un enfriador tipo soloaire donde se abate la temperatura hasta unos 40°C aproximadamente.

La torre Absorbedora de gas amargo, cuenta con 20 platos en los cuales la solución de DEA POBRE se pone en contacto íntimo con el gas, absorbiéndole casi la totalidad de los gases ácidos presentes en la corriente de gas amargo alimentada a la planta endulzadora³⁰.

El gas dulce abandona la torre por el domo dirigiéndose al separador del gas combustible, el cual cuenta con una malla separadora para asegurar la recuperación de la DEA que el gas haya podido arrastrar. El gas dulce después de pasar por la válvula de control que regula la presión a esta sección es enviado a la red de gas combustible.

La DEA recuperada sale del separador de gas combustible y se une a la corriente de DEA proveniente del fondo de la torre Absorbedora (DEA RICA), que se envía de nivel a la sección de regeneración de la Dietanolamina.

Sección de Regeneración de Dietanolamina

Esta sección cuenta con los siguientes equipos:

- Torre Regeneradora de DEA
- Intercambiador DEA RICA/DEA POBRE
- Rehervidor de la Torre Regeneradora

²⁹ <http://www.pemex.com>

³⁰ <http://www.pemex.com>

- Enfriador de DEA y Gas Acido
- Tanque de Balance de DEA
- Tanque de Desorción de Hidrocarburos
- Acumulador de Reflujo de la Torre Regeneradora
- Bombas de Reflujo de la Torre Regeneradora
- Filtros de DEA POBRE Y DEA RICA
- Bombas de DEA POBRE

La solución de DEA RICA proveniente del fondo de la torre absorbidora y el separador de gas combustible se alimenta al tanque de desorción (o de flasheo) con el fin de eliminar los hidrocarburos líquidos y parte de los gases ácidos retenidos por la DEA que por efecto de presión se encuentren disueltos en esta solución.

La amina rica acumulada en el tanque de desorción, se envía por diferencia de presiones al Intercambiador de calor DEA RICA / DEA POBRE, donde se calienta por medio de contracorriente de DEA pobre procedente del Rehervidor de la torre regeneradora.

Una vez precalentada, la Amina pasa al filtro de DEA RICA tipo cartucho, con la finalidad de eliminar los sólidos y partículas de sulfuro presentes en la solución de DEA, formados por el ensuciamiento de la Amina con el gas. Una vez filtrada la solución continúa hacia la torre regeneradora.

La DEA rica procedente del filtro es alimentada al plato No. 3 de la torre regeneradora la cual consta de 20 platos de los cuales los 18 de la parte inferior son para efectuar la regeneración de la solución absorbente y en los dos restantes, fluye agua a contracorriente con los gases ácidos con el fin de llevar a cabo el lavado de éstos y evitar pérdidas de DEA por arrastre³¹.

El gas ácido saturado con agua sale del domo de la torre regeneradora fluyendo hacia el enfriador tipo soloaire donde se disminuye la temperatura hasta unos 49°C aproximadamente condensándose de esta manera los vapores de agua. Una corriente de inhibidor de corrosión es suministrada a la línea de alimentación del enfriador, con la finalidad de minimizar la corrosión en este equipo³².

La mezcla de ácidos-agua condensada, entran al acumulador de reflujo de la torre regeneradora donde se lleva a cabo la separación de esta mezcla, los gases ácidos son enviados al quemador a control de presión al quemador y el agua acumulada en este recipiente, se retorna al plato superior de la torre regeneradora en forma de reflujo siendo utilizado para determinar y eliminar el calor de la parte superior de la columna, para que se condensen los compuestos más pesados.

La solución de dietanolamina regenerada que sale por el fondo de la torre,

³¹ <http://www.pemex.com>

³² <http://www.pemex.com>

entra al rehervdor que actúa como un plato más de la misma torre; la solución es enviada al Rehervidor con la finalidad de elevarle la temperatura produciéndose de esta manera los vapores necesarios para el agotamiento de los ácidos, los cuales salen por la parte superior del Rehervidor retornándose a la torre regeneradora donde a contracorriente son la solución de Amina Rica descendente la despojan de los gases ácidos.

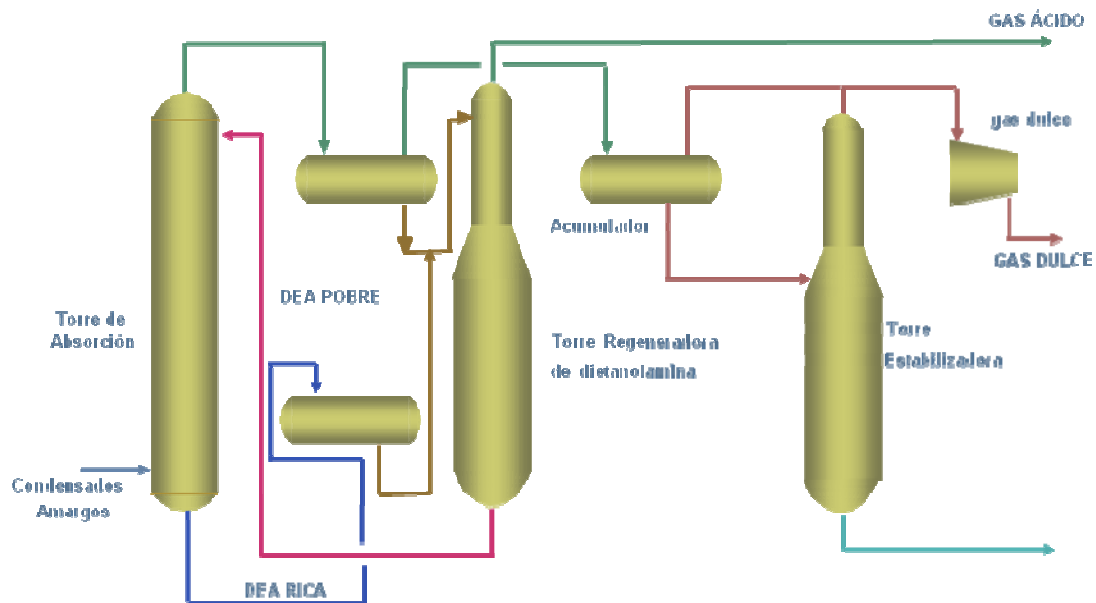
El tanque de balance actúa como tanque de carga para las bombas de inyección de dietanolamina. En este tanque se tiene una alimentación de gas combustible para mantener una presión interna constante y proporcionar una carga neta positiva a las bombas.

La DEA POBRE, es succionado del tanque de balance por las bombas de Amina tipo recíprocante de tres pistones, con el fin de mandar la solución al domo de la torre absorbadora, la presión de descarga de las bombas es de 84.1 Kg/cm². , en la descarga de las bombas se cuenta con un cartucho que sirve para inyectar agente antiespumante, que controle la formación de espuma en la torre absorbadora.

El gas ácido ($H_2S + CO_2$), proveniente del proceso de endulzamiento, pasa por un reactor térmico (cámara de combustión) y posteriormente pasa a dos reactores catalíticos, donde finalmente se logra la conversión del H_2S en azufre elemental. El azufre elemental se almacena, transporta y entrega en estado líquido, a esta parte se le conoce como Planta Recuperadora de Azufre.

Figura 3.3

Endulzamiento de líquidos.



Fuente: <http://www.pemex.com>

Sección de Endulzamiento de Líquidos

El proceso de endulzamiento de condensado amargo consiste en remover los contaminantes, H_2S y CO_2 , de una corriente líquida de condensado amargo recibido de los pozos productores (Figura 3.3). Este proceso consiste en la absorción selectiva de los contaminantes, mediante una solución acuosa a base de una formulación de amina, la cual circula en un circuito cerrado donde es regenerada para su continúa utilización. El condensado sin contaminantes se denomina condensado dulce, el cual es el producto principal que sirve para la carga de las fraccionadoras. Adicionalmente se obtiene una corriente compuesta por el H_2S y CO_2 , la cual se llama gas ácido, subproducto que sirve para la carga en el proceso para la recuperación de azufre.

El principio de operación es casi igual que el de gas la diferencia es que se hace con líquidos y no con gases, como la primer parte.

3.1.2. Criogénicas

Proceso de criogenización

El proceso se puede resumir de la siguiente manera:

Antes de entrar a la Planta Criogénica el Gas Húmedo dulce es recibido y se transfiere hacia un Separador de líquidos para luego ser transferido corriente abajo hacia las Plantas Criogénicas. El Separador general de líquidos es de tipo trifásico y es capaz de separar la fase gaseosa de las fases líquidas acuosas y orgánicas que puedan estar presentes. El Separador trifásico

remueve por gravedad y por impacto el 100 % de las gotas con tamaño entre 8-10 micrones y mayores de diámetro, adicionalmente permite un arrastre menor a 0.1 gal/mm³ de gas a través del Separador Trifásico.³³

Las fases líquidas separadas acuosas y orgánicas son enviadas a un recipiente Acumulador de Condensados, los líquidos colectados diariamente son bombeados hacia el Sistema de Rechazo de Condensados del C.P.G área existente, mediante una tubería e interconexión nueva.

El Gas Húmedo dulce que sale del Separador Trifásico entra a las Plantas. En cada planta el Gas Húmedo es recibido en un Separador bifásico de agua presentes en la corriente y continúa fluyendo a través del Filtro/Separador de gas de alimentación que es de tipo coalescente y removerá hasta el 90% de partículas de 3 micrones y mayores antes de alimentar a los Deshidratadores.

El Separador bifásico tiene la capacidad suficiente para retener un volumen equivalente a 250 barriles de líquido que pudieran ser arrastrados en el Gas Húmedo.

La presión a la entrada de cada planta, es controlada con una válvula automática que mantiene la presión de operación en la entrada de la planta, cerrando parcialmente, debajo de la presión de diseño de las plantas en el evento de un sobrepresionamiento en el cabezal general de admisión de Gas Húmedo dulce.

Es instalado una válvula de aislamiento de tipo disco rotatorio a prueba de fuego que es operada desde el Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS) y aísla la entrada de Gas Húmedo a la planta en caso requerido. Una válvula automática similar es incluida en la tubería de Gas Residual de salida de la planta corriente abajo de su medidor tipo placa de orificio compensado por presión y temperatura.

Es instalada una válvula automática de control para mantener la presión de descarga de los compresores de Gas Residual en un valor constante y evitar oscilaciones fuertes en la operación de los turbocompresores en caso de que la presión de los gasoductos donde se conecta, sea diferentes o cambien.

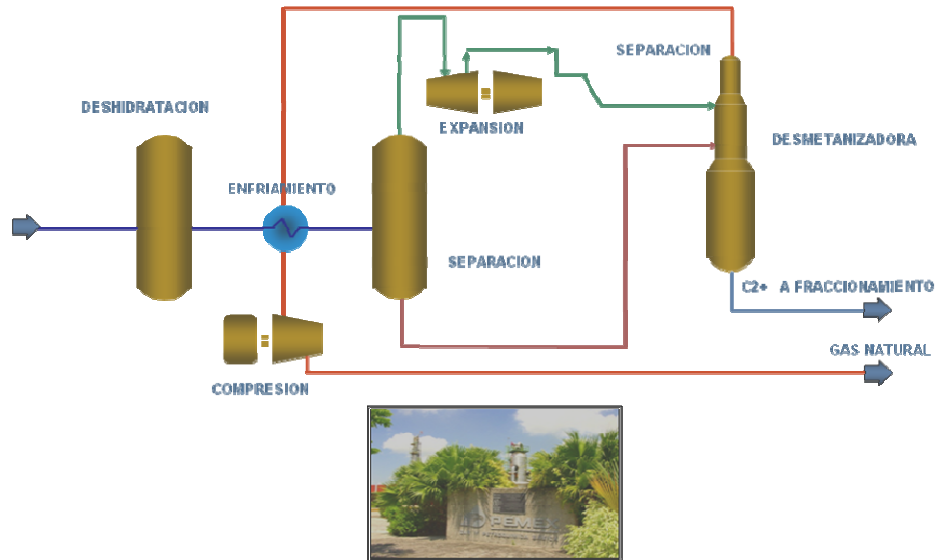
Una vez filtrado en los cartuchos coalescentes el gas es enviado hacia las celdas de deshidratación, la planta está provista de dos recipientes coalescedores, cada uno con capacidad para el 100 % de la planta.

Los líquidos separados en el Separador bifásico y filtros coalescedores son enviados al recipiente Acumulador de Condensados. Las tuberías de drenado de líquidos separados en los tres recipientes están provistas de cedazos (dobles en paralelo) de protección en caso de presencia de sólidos extraños y trazas eléctricas para evitar congelamientos en la temporada invernal.

Después de este proceso el Gas húmedo pasa a un sistema deshidratación como se muestra en la figura 3.4.

Figura 3.4
Proceso de Criogenización.

³³ <http://www.pemex.com>



Fuente: <http://www.pemex.com>

El sistema de deshidratación, cuenta con tres deshidratadores que se emplean para eliminar el vapor de agua presente en la corriente de Gas Húmedo dulce antes de entrar a la sección criogénica de la planta. Cada deshidratador está diseñado para procesar 100 MMPCD (mil millones de pies cúbicos por día) de gas alimentado más el gas de regeneración recirculado, para producir gas deshidratado con punto de rocío aproximado de -101°C . Dos de tres deshidratadores operan en paralelo durante el ciclo de adsorción, mientras el tercero se encuentra en regeneración. El flujo de gas es descendente durante la deshidratación (adsorción) y a contracorriente ascendente durante la regeneración. El tiempo de ciclo de deshidratación es de aproximadamente 12 horas, con un ciclo de regeneración (calentamiento-enfriamiento) de la malla de 6 horas³⁴.

La operación de los deshidratadores se llevan a cabo mediante válvulas de intercambio, operadas siguiendo una secuencia lógica programada en su PLC (Controlador Lógico Programable) dedicado.

Los deshidratadores cuentan con un PLC independiente comunicado (en forma redundante) al control distribuido de la planta, para el control del sistema secuencial de apertura y cierre de válvulas con accionadores neumáticos, con indicación de la posición de cada una de ellas. Cada recipiente cuenta con medidor de presión diferencial, indicadores de temperatura en las camas de deshidratación y un medidor de flujo individual en su entrada; adicionalmente, en el cabezal general de Gas Húmedo a los deshidratadores se instala un medidor de gas de carga general y en el cabezal de gas deshidratado un analizador de humedad (temperatura de rocío), así como en la salida individual de cada deshidratador. Todos estos instrumentos con indicación local y remota.

El gas ya deshidratado es alimentado a los Filtros de Polvo de gas deshidratado para eliminar cualquier partícula sólida mayor a 1 micra de

³⁴ <http://www.pemex.com>.

diámetro que pueda ser arrastrada desde los lechos de material desecante. Se instalan dos filtros de polvos al 100 por ciento de la capacidad de la planta. Los filtros de polvo cuentan con tapa de apertura rápida accionada mediante un gato hidráulico incluido en cada uno.

El gas de regeneración es una corriente de gas deshidratado tomada de la descarga de los Filtros de Polvo de gas deshidratado aprox. 17.1x1.15 MMSCFD (Million Standard Cubic Feet per Day of gas)³⁵ y conducido a la succión del Compresor de gas de regeneración, el gas se comprime incrementando su presión y se circula a través del Calentador de Regeneración donde se calienta para alimentarse al fondo del deshidratador que va a ser regenerado, el Gas Húmedo usado para regeneración abandona el deshidratador por la parte superior a 290 °C (temperatura variable según el contenido de agua a través del ciclo) es enfriado en el Enfriador de gas de regeneración donde el agua condensa y es transferido junto con la corriente de Gas Húmedo dulce al Separador bifásico de entrada. Antes de que el deshidratador regenerado caliente pueda alinearse al proceso de deshidratación, la malla molecular debe ser enfriada manteniendo la circulación de gas de regeneración, sin que éste sea calentado. Para ello el PLC controla el encendido y apagado de los quemadores principales, manteniendo siempre encendidos sus pilotos, por tanto el Calentador se especifica para trabajo cíclico.

El Calentador de Regeneración cuenta con un PLC individual conectado en forma redundante al SCP, este PLC controla las operaciones de encendido y apagado de los pilotos en forma segura, para ello cuenta con válvulas de bloqueo y venteo automáticas, de operación neumática y con detectores de flama electrónicos infrarrojo de detección directa de flama que cerrarán la admisión de Gas Combustible en caso de pérdida de flama. La temperatura del Gas de Regeneración es controlada mediante un controlador local de temperatura instalado en el PLC y que modula la admisión de Gas Combustible mediante válvula controladora de temperatura, de tal forma que se mantenga la temperatura de regeneración constante durante los tiempos de calentamiento y enfriamiento del ciclo de regeneración. La chimenea cuenta con una mampara manual para ajustar el tiro del calentador e incluye un termopar para monitorear la temperatura de los gases de combustión. Las válvulas de bloqueo, venteo, reguladores de presión y control automático de temperatura estar montadas en un patín adyacente al Calentador de Regeneración.

El gas deshidratado es conducido a la sección criogénica de la planta. El gas deshidratado se transfiere hacia el cambiador de calor de aluminio (aluminium brazed heat exchanger) donde es preenfriado a contracorriente utilizando la corriente fría de gas proveniente de la sección superior de la Columna Demetanizadora. Ambas corrientes de gas húmedo ya preenfriadas se vuelven a juntar en el Separador Frío (Figura 3.4), donde se separan sus líquidos condensados antes de enviarlo en fase gaseosa preenfriada hacia el turbo-expansor y una parte de este gas que proviene de la parte superior de la Columna Desmetanizadora es enviada a un compresor el cual de él se obtiene Gas Natural compuesto principalmente por Metano.

³⁵ <http://www.pemex.com>

La corriente de vapores obtenida en el Separador Frío es alimentada a la sección del turboexpansor, donde el gas se expande hasta 19 kg/cm²a aprox. Siguiendo un camino termodinámico cercano al isoentrópico.

El gas expandido se enfría aún más hasta una temperatura de 79°C.

Las corriente de gas que sale del expansor y la corriente de líquidos que sale del separador se unen en la Columna Desmetanizadora para su estabilización, este fenómeno permite recuperar elementos C₂+ los cuales se mandan a la parte fraccionadora de la planta

La corriente que sale de la Columna Desmetanizadora se lleva a una Torre Desentanzadora la en la cual se lleva a cabo una transferencia de masa y calor que produce una autorefrigeración, saliendo el gas por el domo. Este fenómeno permite condensar más propano y C₃+ hacia el reflujo frío y permite elevar la recuperación de propano y líquidos más pesados.

- Principales plantas de una proceso de Criogenización
 - Deshidratadores

El sistema de deshidratación de Gas Húmedo dulce esta integrado por tres columnas de adsorción. Cada recipiente está diseñado para deshidratar 100 MMPCD más el gas de regeneración re circulado

Cada recipiente está provisto de un medidor de presión diferencial, indicadores de temperatura en las camas de deshidratado y un medidor de flujo individual en su entrada; adicionalmente, en el cabezal general de Gas Húmedo a los deshidratadores se instala un medidor de gas de carga general y en el cabezal de gas deshidratado un analizador general de humedad (temperatura de rocío), así como uno individual en la salida de cada deshidratador. Todos estos instrumentos con indicación local y remota.

A la descarga de los deshidratadores se instala un sistema de filtrado de polvos en paralelo para remover partículas de hasta una micra de tamaño y que cada uno pueda manejar el 100% de la capacidad de la planta. Los elementos se seleccionan de manera que la caída de presión no sea mayor de 0.14kg/cm² cuando estén limpios y no deben alcanzar una caída de presión de 0.7 kg/cm².

- Calentadores de Gas de Regeneración.

El Calentador de Regeneración opera en forma cíclica para llevar a cabo el ciclo de regeneración de cada una de las celdas de deshidratación, para ello enciende y apaga sus quemadores principales según entre en los pasos de calentamiento o enfriamiento del material desecante. Cada quemador tiene su propio piloto de seguridad que estará permanentemente encendido cuando el gas combustible tenga paso hacia el Calentador.

El calentador esta provisto de un PLC dedicado donde se ejecuta la secuencia de encendido y apagado, según se requiera, de los pilotos y quemadores.

El encendido de los pilotos es comandado desde la secuencia programada en el PLC a través de las válvulas de bloqueo y venteo localizadas en el patín de válvulas e instrumentos localizado al pie del calentador.

El control de temperatura del Gas de Regeneración se realiza mediante un controlador PID localizado en el gabinete donde está contenido el PLC del Calentador, este controlador modula la válvula de control de flujo a los quemadores principales cuando el ciclo de regeneración esté abierto en el paso de calentamiento y mantiene cerrada esta válvula cuando el ciclo de regeneración esté en el paso de enfriamiento y otros pasos de transición. Todas las válvulas de bloqueo de emergencia y de venteo, así como los reguladores de presión y la válvula de control de flujo de Gas Combustible se monta en el patín mencionado.

El PLC forma parte del sistema BMS 8 (Burner Management System) que servirá para el encendido de los pilotos, detección de la flama, disparos de emergencia control y monitoreo de la temperatura del Gas de Regeneración y de la temperatura de los gases exhaustos de la chimenea.

El PLC del calentador esta comunicado con el DCS (sistema de control distribuido) de control de la planta para poder monitorear y supervisar la operación del sistema remotamente desde el cuarto de control central. El encendido del Calentador solamente puede efectuarse desde campo, así como cualquier ajuste al control de temperatura del gas de regeneración.

El PLC de los deshidratadores y donde están programados los pasos de secuencia de operación de los deshidratadores y por tanto de posición de sus válvulas, manda una señal de llamado de calor "Call for Heat" hacia el PLC de control del Calentador de Regeneración de tal forma que se admita Gas Combustible cuando se llega al tiempo de calentamiento y se genera dicha señal, apagándola al cumplirse los permisos de temperatura en las camas de regeneración.

- Expansor y Compresor.

Estos componentes están diseñados para manejar en forma estable el 60% del gas de carga a la planta. Podrá ser controlado tanto de la presión de descarga del compresor como del expansor. Las líneas de alimentación y descarga del expansor y del compresor cuentan con válvulas tipo mariposa automáticas de corte rápido.

El Expansor y el Compresor están provistos de un PLC cada uno montado dentro de un gabinete a prueba de explosión donde se configuran las secuencias de arranque y paro normal, paros de emergencia, módulos de comunicación con el cuarto de control central para su monitoreo, supervisión, registro y control remotos.

Dentro de este gabinete se localizarán los modulos Bentley Nevada para protección por sobrevelocidad, vibración excesiva y desplazamientos no permitidos. El PLC tiene un display donde se pueden monitorear las diversas pantallas que integran el sistema de lubricación, el sistema de admisión de Gas de Sellos, el estado de vibraciones, desplazamientos y velocidad así como el

estatus y posición de las válvulas de corte. La máquina puede operar en forma local o remota desde el cuarto de control y en modo manual o automático.

La Planta puede operar sin el expansor, haciendo uso de una válvula Joule-Thompson. Esta válvula opera normalmente cerrada y abrirá automáticamente cuando la presión de salida del expansor disminuya y la máquina esté a su máxima velocidad permitida. La apertura de la válvula es controlada por medio de un controlador de presión que actúa sobre la presión de salida del expansor.

Además de la válvula Thompson (JT), se instalará, como “by-pass” de la JT un directo de los sistemas de expansión, una válvula manual de servicio severo que provoque una caída de presión equivalente a la expansión.

- Condensadores y Enfriadores.

Los condensadores y enfriadores empleados en las Plantas serán de tipo enfriados por aire (soloaires) con tubería con aletas de aluminio y aspas balanceadas, el ángulo de las aspas solamente puede ser cambiado manualmente.

El Condensador de la Torre Desbutanizadora y el Enfriador de Regeneración tienen persianas con apertura controlada automáticamente por la temperatura de salida del producto, desde el SCD (sistema de control distribuido) de las Plantas y disparo por alta vibración.

- Torre Desmetanizadora.

La columna desmetanizadora tiene la capacidad para manejar metanos provenientes de la sección Criogénica una parte de este se manda un compresor para obtener de él gas natural y la otra parte se manda a la sección Criogénica de la planta para que se pueda obtener gas lp y la gasolina nafta ligera.

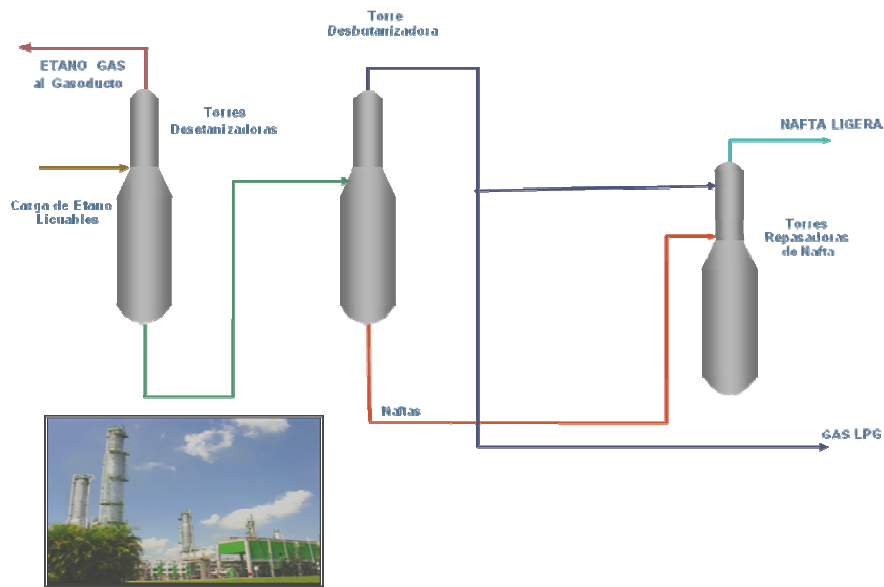
Los materiales de construcción de la Torre Desmetanizadora son de acero al carbón al igual que sus internos. Los internos de la torre están constituidos por platos con válvulas de burbujeo, en la sección superior los platos o charolas son de un solo paso con una bajante lateral, en la sección inferior los platos son de dos pasos con bajantes laterales y en el centro alternadas.

3.1.3. Fraccionadoras

Proceso de fraccionamiento

El gas enfriado y expandido, se envía a la sección de desetanizado (Figura 3.5) la cual debe asegurar una recuperación mínima de propano del 98% en base molar, contenido en el gas de alimentación. La Desetanizadora es una columna fraccionadora que está constituida de dos secciones, una sección superior empacada de diámetro mayor que constituye la zona de absorción y una zona inferior con tres camas empacadas donde se lleva a cabo la estabilización de los líquidos obtenidos en el proceso de enfriamiento y expansión del gas de carga.

Figura 3.5
Proceso de Fraccionamiento.



Fuente: <http://www.pemex.com>

Una vez que el gas ha sido preenfriado y expandido se envía a la parte superior de la Torre Desetanizadora, la cual esta conformada por una cama de empaque tipo random al azar que opera como absorbedor, el empaque es mojado por una corriente líquida fría a -83°C , cuya composición es principalmente de metano y etano líquidos, la puesta en contacto del gas expandido y este reflujo frío permite la recuperación del propano y otros líquidos remanentes presentes mediante el fenómeno de temperatura de bulbo húmedo, permitiendo la recuperación garantizada del 98 % de propano y la recuperación de C3+ referida arriba.

Esta parte de la columna es de un diámetro mayor al resto de las camas inferiores de la columna. En la parte superior de la misma se instala un eliminador de niebla para disminuir el arrastre de líquidos por el Gas Residual que se obtiene por los domos de esta columna.

La parte inferior de la columna desetanizadora está constituida por tres camas empacadas de igual altura y diámetro:

La primera cama recibe también reflujo frío a -83°C y lo pone en contacto con los líquidos absorbidos estabilizándolos. Estos líquidos provenientes del absorbedor vienen en dos fases ya que en su camino desde el absorbedor pasan primero por el segundo Rehervidor de Lado (caja fría de aluminio descrito arriba) antes de entrar a la Torre Desetanizadora.

La segunda cama pone en contacto los líquidos provenientes de la cama inmediatamente superior con los líquidos flasheados provenientes del Separador Frío, los cuales vienen también en dos fases pues pasan primero por el primer Rehervidor de Lado antes de ingresar a la Torre Desetanizadora.

La tercera y última cama pone en contacto los líquidos de la cama inmediatamente superior con los vapores provenientes del rehervidor de la torre.

El producto en fase vapor de la estabilización es una corriente de metano y etano principalmente, que se envía al condensador donde se condensa parcialmente y el líquido obtenido se envía al acumulador de reflujo frío a -83°C con una composición de metano y etano esencialmente, de donde se bombea dividido hacia las dos secciones de la columna, es decir al absorbedor y a la sección de estabilización de la torre. El Condensador es un cambiador de aluminio (caja fría), constituye una de las partes más frías de la torre y condensa la corriente de reflujo utilizando el gas residual obtenido en el domo de la Torre Desetanizadora.

La sección de estabilización debe ser capaz de obtener un producto líquido por el fondo con un contenido máximo de 0.02 moles de metano más etano por cada mol de propano más butanos líquidos contenidos en el producto. Esta corriente después se fraccionará para obtener dos corrientes como producto, el Gas LP y la gasolina Nafta Ligera.

El rehervidor de la Torre Estabilizadora debe contar con válvulas de bloqueo en sus conexiones hacia la torre, de tal forma que permita su inspección sin tener que despresionar la torre, lo anterior aunque no existe rehervidor de relevo.

El Rehervidor de la Torre Desetanizadora es del tipo coraza y tubos tipo horizontal.

El medio de calentamiento utilizado en los rehervidores de la torre desetanizadora y desbutanizadora (descrita más abajo) consiste de un sistema de aceite térmico sintético, para este caso se utiliza therminol 59 o equivalente. El flujo de aceite térmico al rehervidor de fondos será controlado mediante dos controladores de que actuarán en cascada, uno de flujo que será esclavo y uno de temperatura conocido como maestro localizado en la tubería de retorno de vapores a la Torre Desetanizadora.

Los materiales de construcción de la Torre Desetanizadora son de acero inoxidable apropiado para temperaturas criogénicas al igual que el Acumulador y Bombas de Reflujo, el Condensador es de aleación de aluminio. El rehervidor de la Torre Desetanizadora es de acero al carbón, pues opera normalmente a $+85^{\circ}\text{C}$ y se ha calculado que en caso de desestabilización de la torre la presencia de líquidos fríos de los domos no es cantidad suficiente para rebasar las temperaturas de operación mínimas permisibles del acero al carbón³⁶.

La parte superior de la torre Desetanizadora, es decir el absorbedor se comunica con la parte superior de la zona de estabilización por medio de un plato tipo chimenea, normalmente la hidráulica de la torre se ajusta de tal forma que casi no hay flujo de vapores a través del mismo.

Las zonas empacadas de la torre cuentan con distribuidores de flujo internos, rejillas de retención de empaque y rejillas de sujeción de empaque random tipo raschig que también distribuyen homogéneamente los vapores que

³⁶ <http://www.pemex.com>

circulan ascendentemente dentro de la torre.

En la parte inferior existe otro plato chimenea soldado que desvía los líquidos obtenidos en el fondo de la tercera cama estabilizadora hacia el rehervidor y simultáneamente distribuye los vapores generados en el mismo hacia la parte superior de la torre.

El Gas Residual proveniente del Condensador de reflujo de la Desetanizadora se alimenta al Intercambiador Gas tibio/Gas donde se calienta enfriando el gas deshidratado, y es alimentado corriente abajo al Compresor del turboexpansor, en donde se comprime. La presión de salida del compresor booster del turboexpansor es controlada para mantener una presión de descarga constante.

De esta corriente, se toma una parte del Gas Residual para consumo interno de las turbinas de gas de la planta y alimentar la red de Gas Combustible del Complejo, alrededor del 2.02 %³⁷.

El Gas Residual de media presión de proceso se alimenta a los Compresores de Gas Residual de dos etapas de compresión para incrementan su presión, de manera que en los ductos se entregue a la presión de 75.23 kg/cm² (1070 psia). Se está considerando un esquema de compresión de Gas Residual a base de dos compresores al 50 % de capacidad por planta contando con un quinto compresor que será un relevo común para las dos plantas³⁸.

Los compresores de Gas Residual son del tipo centrífugo de doble barril con división radial, son de dos etapas de compresión y están provistos de un interenfriador a base de aire para retornar a la succión de la segunda etapa a 45 °C y un postenfriador a base de aire que envía el Gas Residual comprimido al límite de baterías a 45°C también. Cada compresor está conducido por una turbina de gas de dos flechas cuyos gases exhaustos se circularán por un Recuperador de Calor que sirven para calentar la corriente de aceite térmico que se recircula por la planta y que sirve para transferir el calor y entalpía de los gases exhaustos de la turbina a los rehervidores de las torres Desetanizadora y Desbutanizadora. Cada compresor tendrá un Recuperador de Calor, en su tubería de salida de gases exhaustos existe una válvula diversora, que se mueve de acuerdo con el control de temperatura del aceite térmico, en caso de no ser requerido el calor por el aceite térmico la válvula diversora enviará los gases exhaustos calientes hacia la atmosfera mediante un silenciador colocado en los ductos.

Los compresores de Gas Residual tendrán un control de protección antisurge que evitan que el punto de operación del compresor se acerque hacia la zona de surge, el diseño del sistema así como la válvula de control antisurge y la de recirculación del tren completo será confirmada por el vendedor de los compresores más adelante.

Cada turbina cuenta con un PLC de mando, monitoreo, protección y alarmas localizado dentro de un tablero ubicado al frente de la turbina en campo, con clasificación a prueba de explosión. Desde este PLC se mantendrá

³⁷ <http://www.pemex.com>

³⁸ <http://www.pemex.com>

comunicación y comandos con las demás cajas de campo (a prueba de explosión), como son las cajas de control de operación automática de las válvulas de campo, las cajas de control de los instrumentos montados en línea para protección antisurge y control del compresor. Este PLC mantiene también comunicación con un tablero remoto de monitoreo y registros históricos ubicado en el cuarto de control central, con el variador de velocidad del motor de arranque, cargador de baterías y con los CCMs (Centro de Control de Motores) donde estarán los arrancadores de los motores de arranque, pre/post lubricación, ventiladores de cabinas, enfriadores de aceite, etc.

La secuencia de arranque de las turbinas y los compresores de Gas Residual son completamente automática, por lo que cada compresor está provisto de válvulas automáticas con actuador neumático que reciben los comandos provenientes del PLC para abrirse o cerrarse de acuerdo con la secuencia y presurizar/ despresurizar, abrir/cerrar la máquina de acuerdo a los pasos de la misma.

En el cabezal de succión de los compresores de Gas Residual y dentro del límite de baterías de cada planta se incluye una válvula de control de presión de succión de los compresores, que desfogará Gas Residual hacia el Separador de Desfogues localizado en cada una de las plantas, en caso de alta presión del cabezal por cualquier causa, ésta válvula automática estará provista de su propio lazo de control en cada planta. La capacidad de la válvula será equivalente a la capacidad de un solo compresor de Gas Residual.

Los Recuperadores de Calor están localizados en cada uno de los ductos de gases exhaustos de cada turbina, recuperarán el calor de los gases exhaustos enfriándolos de 500°C a 210 °C y manteniendo la temperatura de suministro del aceite térmico a unos 260°C a los rehervidores de proceso³⁹. El paso de los gases exhaustos es a través de una válvula diversora de tres vías, la cual modula la apertura de sus mamparas de acuerdo al control de temperatura a la atmósfera será mediante un silenciador.

La apertura de la mampara y por tanto la recuperación de calor se efectúa mediante la acción de un controlador de temperatura, la señal de control electrónica del controlador será transformada en neumática para la operación del posicionador de la válvula diversora, su transmisión mecánica será tal que a falla de los actuadores abra la mampara hacia la atmósfera y evite el flujo hacia la unidad recuperadora de calor.

El sistema de desbutanizado es diseñado para producir por el domo Gas LP que está constituido principalmente por propano y butanos con un contenido máximo de 2% vol. máximo de pentanos y un contenido de 2% vol máximo de etano más metano, a una presión de vapor máxima de 14.06 kg/cm² (esto depende de la especificación del tipo de planta que se quiera construir). Evidentemente el contenido de etano y metano será consecuencia directa de la operación de la Torre Desetanizadora y su debido control provocará que estos componentes no existan en el Gas LP y no sean desfogados por el domo del acumulador de reflujo de la Torre Desbutanizadora.

La desbutanizadora es una columna de dos diámetros. La sección superior

³⁹ <http://www.pemex.com>

de menor diámetro contiene 12 platos, los 26 platos restantes están en la sección de mayor diámetro. Esta columna Desbutanizadora recibe alimentación en el plato 13 de la corriente de fondo de la Torre Desetanizadora.

Los vapores del domo de la Torre Desbutanizadora se alimentan a su Condensador de reflujo, donde se condensan totalmente y son conducidos a un Acumulador de Reflujo. La presión en el domo de la Desbutanizadora es controlada mediante un esquema de condensador parcialmente inundado, el acumulador está totalmente inundado y los no-condensables como el metano y etano en exceso presentes serán enviados al quemador. Normalmente si la Torre Desetanizadora opera normalmente en condiciones normales no se presenta la necesidad de enviar al quemador ya que las cantidades de metano y etano son condensados junto con la corriente de Gas LP de acuerdo a las especificaciones de cualquier Complejo procesador de Gas.

Aproximadamente el 42% de los líquidos obtenidos y condensados totalmente en el condensador de la torre a base de aire, son usados de retorno a la torre equivalente a una relación de reflujo de 0.75 saturados o levemente subenfriados, para ello se utiliza un control de flujo del reflujo que está limitado por el control de nivel del acumulador en caso de bajo nivel. La salida de Gas LP está controlada por el controlador de presión de la Torre Desbutanizadora como se mencionó arriba⁴⁰.

El Gas LP se envía a un enfriador de salida a base de aire donde se garantiza que el producto se envía a las esferas de almacenamiento a una temperatura máxima de 45°C.

El líquido obtenido en el plato inferior de la Torre Desbutanizadora es transferido hacia el Rehervidor de la Desbutanizadora y los vapores generados se retornan a la columna. El producto del fondo de la Desbutanizadora es Nafta Ligera que se envía a almacenamiento, enfriándola previamente a 45°C. La Nafta Ligera obtenida en los fondos de la Torre Desbutanizadora, debe tener un contenido máximo de butanos del 2% vol, de acuerdo a la especificación indicada en esta planta.

La carga térmica del Rehervidor de la Torre Desbutanizadora está controlada por el flujo de aceite térmico, cuyo flujo será modificado a lo requerido con base a la acción de dos controladores operando en cascada, uno esclavo de flujo de aceite térmico cuyo punto de ajuste será escrito o determinando por el controlador de temperatura localizado en la línea de retorno de vapores a la Torre Desbutanizadora. El Rehervidor de la Torre Desbutanizadora es del tipo kettle de coraza y tubos, provisto de una mampara interna por donde rebozará el producto de fondos obtenido, la Nafta Ligera, que es enviada a límite de baterías por control de nivel en el kettle hacia un enfriador a base de aire que enfriará la Nafta Ligera hasta los 45°C⁴¹, para enviarse a las esferas de almacenamiento. El Rehervidor de la Torre Desbutanizadora está provisto de válvulas de bloqueo que permitan su inspección interna sin tener que depresionar la torre.

- Principales plantas de un proceso de fraccionamiento.

⁴⁰ <http://www.pemex.com>

⁴¹ <http://www.pemex.com>

- Torre Desbutanizadora.

La columna desbutanizadora tiene la capacidad para manejar los C3+ provenientes de la sección Criogénica específicamente de los fondos de la torre Desetanizadora ya estabilizados.

La desbutanizadora es una columna de dos diámetros. La sección superior de menor diámetro contiene 12 platos, los 26 platos restantes están en la sección de mayor diámetro.

Esta columna Desbutanizadora recibe alimentación en el plato 13 de la corriente de fondo de la Torre Desetanizadora.

Los materiales de construcción de la Torre Desbutanizadora son de acero al carbón al igual que sus internos. Los internos de la torre están constituidos por platos con válvulas de burbujeo, en la sección superior los platos o charolas son de un solo paso con una bajante lateral, en la sección inferior los platos son de dos pasos con bajantes laterales y en el centro alternadas.

Los vapores de la zona de agotamiento son generados por un rehervidor tipo kettle de coraza y tubos, los materiales de construcción del rehervidor son de acero al carbón. El rehervidor está provisto de válvulas de aislamiento.

Los rehervidores son usados con columnas de destilación para vaporizar una fracción de los productos del fondo, mientras que en un vaporizador eventualmente toda la alimentación es vaporizada.

Los rehervidores de las columnas Desetanizadora y Desbutanizadora son de tipo tubos y coraza y operan con aceite térmico sintético Therminol 59, como fluido de calentamiento.

- Torre Desetanizadora

La Torre Desetanizadora cuenta con dos secciones principales, una superior que consta de una sola cama empacada conocida como absorbedor y una inferior que consta de tres camas empacadas y que lleva a cabo las funciones de estabilización de los líquidos obtenidos del gas, para lograr los requerimientos indicados en la calidad de los productos.

Todas las camas empacadas de la torre son del tipo random packing al azar, con diferente diámetro de empaque según el diámetro de la torre y la hidráulica interna de la misma.

La sección de absorción está comunicada con la de estabilización por medio de un plato chimenea del tipo soldado, que conduce y separa el refluo frío líquido rico hacia el rehervidor de lado. Normalmente no existe flujo de gases a través de sus chimeneas.

El material de construcción de la Torre Desetanizadora es de acero inoxidable.

Los internos están constituidos por cuatro camas de empaque random, anillos raschig, cada cama tiene un distribuidor de líquido superior que a la vez sirve como retenedor de empaque, un distribuidor inferior de vapor que a la vez sirve como soporte de la cama, los reflujos se introducen en la parte superior y en la sección de estabilización con distribuidores, habrá dos platos chimenea soldados; todos los internos en acero inoxidable.

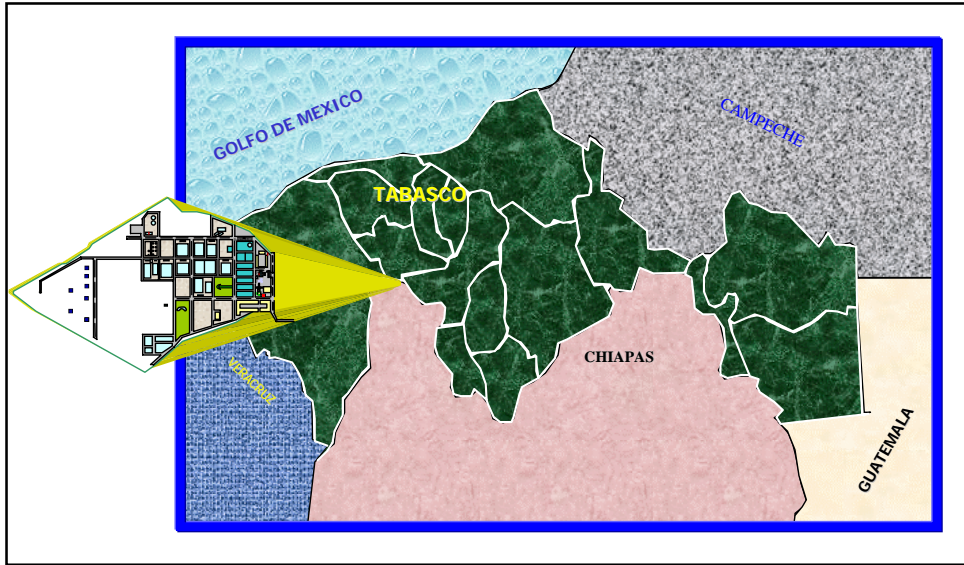
El diseño de la torre debe hacerse tomando en cuenta la composición máxima del Gas Húmedo dulce.

3.2. Consumos energéticos en el procesamiento del gas

Para el estudio de los consumos energéticos se utilizará un C.P.G. típico el cual es el siguiente:

El CPG Nuevo Pemex, se encuentra ubicado en el municipio del Centro, Tabasco a una altura sobre el nivel del mar de 25 m, aproximadamente a 38 km de la Ciudad de Villahermosa, Tab., en los límites de Tabasco y Chiapas de acuerdo al siguiente croquis (Ver Figura 3.6).

Figura 3.6
Localización del CPG Nuevo Pemex en el estado de Tabasco



Fuente: <http://www.pemex.com>

Con este complejo, Petróleos Mexicanos realiza un gran esfuerzo para cumplir con su objetivo principal, que es: Abastecer y distribuir oportunamente los hidrocarburos que el país demanda, consolidando de ésta manera la industria para el aprovechamiento del gas.

La importancia del CPG Nuevo Pemex radica en el proceso de gas húmedo amargo para obtener gasolinas estabilizadas, gas LP, azufre y gas natural.

En el año 2006 (enero-abril), la producción promedio de los productos fue:

Cuadro 3.1
Producción promedio de CPG Nuevo Pemex en el 2006

Producto	Promedio anual
Gas seco	934 MMPCD
LPG	68 MBPD
Nafta ligera	34 MBPD
Azufre	655 Ton/D

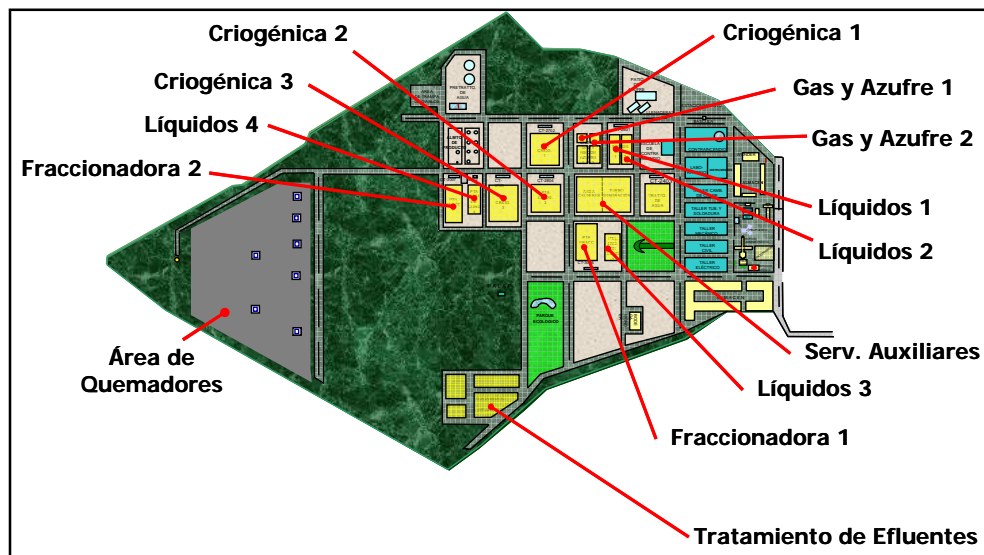
Fuente: <http://www.pemex.com>

Actualmente el Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex cuenta con 13 plantas de proceso en operación:

- Endulzadoras de Condensados I, II, III Y IV
- Endulzadoras de gas I Y II
- Recuperadoras de Azufre I Y II
- Criogénicas I, II Y III
- Fraccionadoras de Hidrocarburos I Y II

La distribución de estas plantas se muestra en la Figura 3.7.

Figura 3.7
Distribución de plantas en el CPG Nuevo Pemex



Fuente: <http://www.pemex.com>

Además de las plantas de proceso, se cuenta con las plantas de generación de vapor y energía eléctrica para proporcionar los Servicios Auxiliares que se requieren, así como una planta de Tratamiento de Efluentes, un área de quemadores y el área de Almacenamiento y Distribución de Productos.

En el CPG Nuevo Pemex se cuenta con dos turbogeneradores de vapor cada uno de 36 MW de capacidad nominal y un turbogenerador de gas de 24 MW nominales con un factor de potencia de 0.8. Actualmente con estos equipos se producen del orden de 45 MW para autoabasto.

Las calderas y turbogeneradores instalados han tenido el mantenimiento preventivo y correctivo necesario durante la operación de los mismos, para proporcionar el vapor y la energía eléctrica a las requeridas por el proceso y de la misma manera garantizar la seguridad del personal y las instalaciones, así como la operación continua de las mismas durante aproximadamente 22 años.

3.3. Programas y medidas de uso eficiente de energía en los procesos

La aprobación del Decreto sobre Cogeneración realizado en enero 2006 faculta a Petróleos Mexicanos, sus Organismos Subsidiarios y sus Empresas a cogenerar para autoabasto y en caso de excedentes su venta a la CFE y la extinta a Luz y Fuerza del Centro (LyFC) gracias a esto en el 2010 se pretende abastecer el 100% de la demanda de energía eléctrica de PEMEX, el cual será alrededor de 1400 MW.

En el mediano y largo plazo, las plantas de cogeneración basadas en turbinas de gas representan una opción técnica y económicamente viable, en la medida que son más eficientes que los equipos actualmente instalados.

El costo de generación de este tipo de plantas es 30% menor con respecto a los costos promedio actuales de generación en Petróleos Mexicanos; y su eficiencia es 48% mayor a la promedio actual de generación en las mismas instalaciones. Lo anterior permitirá en un futuro se desplacen equipos ineficientes que se encuentran al término de su vida útil.

Para capturar estos beneficios asociados a la cogeneración, Petróleos Mexicanos deberá impulsar, proyectos que le permitan autoabastecer su demanda de energía eléctrica, eliminando las compras a CFE y las compras interorganismos que impliquen altos costos de generación. Asimismo, estos proyectos permitirán a los Organismos retirar de operación equipos con altos costos de mantenimiento asociados.

En este sentido Petróleos Mexicanos (PEMEX) instalará una planta de cogeneración en el Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex (la cual es estudio de esta tesis), de manera que cubra parte de la demanda de vapor y el total de energía eléctrica, que requiere el CPG Nuevo Pemex. La energía excedente se enviará a otras instalaciones de PEMEX aprovechando la red de transmisión de la CFE.

Esta planta iniciará operaciones en el 2011 y también se esperan otros proyectos de similar magnitud no sólo en complejos C.P.G's sino también en refinerías como Salamanca, Madero, Tula y Minatitlán.

3.4. Escenarios de demanda y producción importación de gas en Pemex

- Oferta de gas natural

La oferta de gas natural para este ejercicio de prospectiva tiene su origen en una cartera de proyectos que contiene las oportunidades de inversión asociadas a las reservas y recursos prospectivos de hidrocarburos identificados y documentados en nuestro país a 2008, de acuerdo con los objetivos y estrategias del Plan de Negocios de Pemex. Exploración y Producción (PEP).

Así, PEP integró una cartera de proyectos donde se identifican posibles perfiles de producción de petróleo y gas natural, considerando el desarrollo potencial de reservas a incorporar por la actividad exploratoria, e inversiones para explotación y exploración, el posible desarrollo de aguas profundas y el desarrollo del proyecto Chicontepec (también llamado Aceite Terciario del Golfo). Las oportunidades de producción son seleccionadas de acuerdo a su generación de valor económico, por consiguiente, algunas son postergadas ante otras que son mejores bajo un presupuesto estimado para los próximos 10 años.

A partir de la extracción considerada de gas natural y su caracterización correspondiente para el periodo 2008-2017, PEP estimó la cantidad y calidad del gas que pondrá a disposición de PGPB para inyección a gasoductos o para procesamiento en sus complejos. Con ello, PGPB evaluó la oferta de gas seco que se inyectará al SNG y comercializará en los próximos 10 años.

Algunas consideraciones relevantes que dan sustento al escenario de producción de gas natural de PEP son:

- Se actualiza la estrategia de desarrollo en Cantarell y Burgos.
- Se fortalece la capacidad de ejecución en el proyecto Aceite Terciario del Golfo (Chicontepec) al agregar un mayor número de equipos de perforación.
- Se intensifica la actividad exploratoria y de futuro desarrollo de aguas profundas, iniciando producción de gas a partir de 2013, principalmente con el proyecto Lakach.
- Se mantiene la exploración en las cuencas de Burgos, Veracruz, Tampico-Misantla y las del Sureste. En estas últimas se dirigen esfuerzos hacia la producción de gas no asociado en la provincia de Macuspana.
- Los proyectos de las regiones Sur y Suroeste mantienen estables sus producciones, con una estrategia de explotación que incluye la perforación de pozos de desarrollo, reparaciones mayores y la puesta en producción de nuevos descubrimientos.

El escenario de producción planteado por PEP permite cumplir la meta establecida por el programa estratégico de 6,000 mmpcd. Así, el escenario mantiene una expectativa de producción mayor a 6,500 mmpcd en promedio durante el periodo de 2008-2017. Estos niveles de producción promedio dependerán del éxito de la actividad exploratoria, generalmente sujeta a un alto grado de incertidumbre; la disponibilidad de recursos oportunos, tanto financieros como técnicos; y, la capacidad de ejecución de un mercado de materiales y servicios para suministrarlos eficientemente de acuerdo a los ritmos de ejecución de los proyectos de PEP.

El escenario prospectivo expone que los campos productores existentes mantienen la producción en el corto plazo dentro del periodo de análisis, pese a que los proyectos exploratorios, incluida una nueva componente exploratoria de Burgos, comienza aportaciones en 2010, aunque es hasta 2011 donde su producción será relevante en el total nacional. Así, la producción de gas natural alcanzará en 2013 un máximo en el periodo de análisis.

Aprovechando el conocimiento y caracterización de los yacimientos, PEP prevé que la explotación tendrá una base de gas húmedo dulce que se va incrementando en el periodo 2008-2017, mientras que el gas húmedo amargo y el seco disminuyen hacia 2017. El incremento en la producción de gas húmedo dulce se debe principalmente a la aportación de los proyectos Chicontepec, Burgos, Coatzacoalcos y Río Bravo. Por otro lado, la producción de gas húmedo amargo se obtendrá principalmente de los proyectos Crudo Ligero Marino, Cantarell, Antonio J. Bermúdez, Ku-Maloob-Zaap y Chuc; mientras que la producción de gas seco provendrá de los proyectos Burgos, Lakach, Río Bravo, Veracruz y Lankahuasa.

En el escenario de planeación, la actividad de explotación en Burgos es sostenida en forma incremental en los primeros años y alcanza su máximo en 2011, cuando se espera registre un volumen de 1,876 mmpcd; y a partir de 2012, su participación en la actividad de explotación comienza a declinar hacia 2017. Cabe señalar que, la estimación sólo considera la parte actual de Burgos que está en explotación incluyendo los Contratos de Obra Pública Financiada (COPF) en la producción nacional.

Respecto al proyecto de Lakach, existen grandes expectativas de incorporar producción a partir de 2013. El gas proveniente de dicho proyecto podría aportar un volumen de 398 mmpcd a partir de ese año y alcanzar un máximo en 2017 de 438 mmpcd. Esta producción de gas se convertirá en la primera de un hidrocarburo obtenido a partir de un proyecto de aguas profundas en México. El reto en aguas profundas es importante, ya que se pretende establecer producción comercial en tirantes de agua mayores a 500 metros.

Otro proyecto fundamental es Chicontepec, al tiempo que se prevé su intensa perforación para mantener la producción de petróleo crudo, se favorece la producción de gas asociado, ya que la calidad de crudo del paleocanal posee una alta relación aceite/gas. Así, se espera que haya un desarrollo incremental en la producción de gas que llegue a registrar un volumen de 968 mmpcd en 2017.

- Oferta de gas seco de PGPB

Si bien la expectativa del nivel de producción de PEP es mayor en promedio a los 6,500 mmpcd, parte de este gas será destinado a las actividades operativas, inyección para estimular los pozos de crudo, y pérdidas como el gas quemado y el encogimiento en el transporte del fluido y sus líquidos. Con ello, el gas entregado por PEP a PGPB es menor al valor citado durante el periodo 2008-2017.

Cabe señalar que, entre las calidades de gas que PEP entrega a PGPB, el húmedo amargo y húmedo dulce es alimentado a las plantas de PGPB, mientras que el seco de campos es inyectado a los ductos. En el caso del gas enviado a plantas de PGPB, el promedio del periodo de análisis es menor a 5,500 mmpcd. Así, se espera que las plantas de PGPB obtengan de su proceso un promedio de 4,330 mmpcd de gas seco en el periodo 2008-2017, además se estima que será necesario incrementar la capacidad de procesamiento para pasar de una producción de 3,658 mmpcd en 2008 a 4,878 mmpcd en 2017.

La oferta de gas seco directo de campos, depende más de la dinámica en la actividad de explotación de PEP, que se llega a un máximo en 2013, cuando la producción alcance los 1,554 mmpcd y posteriormente se espera una menor oferta hacia 2017.

- Inversiones en PGPB para el procesamiento y transporte de gas natural

El programa de inversiones de Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) para el periodo 2009-2017 se soporta en el escenario de hidrocarburos de Pemex Exploración y Producción (PEP), el cual prevé un crecimiento en la disponibilidad de gas natural para el Organismo de 1.9% promedio anual. Este escenario contempla una oferta máxima de 6,942 mmpcd en el 2013, sustentado fundamentalmente en el crecimiento del gas húmedo dulce proveniente de los proyectos Aceite Terciario del Golfo, Agua Dulce Marino y Coatzacoalcos Marino.

Dicho programa vislumbra invertir en el periodo de análisis, 46,291 millones de pesos a precios de 2008. Estos recursos estarán orientados fundamentalmente a proyectos que aseguren el procesamiento de la oferta de gas de PEP, y a operar los activos de PGPB bajo las mejores prácticas en materia de seguridad, salud y protección ambiental, en consonancia con: los lineamientos establecidos en el *Programa Sectorial de Energía 2007-2012*; los objetivos estratégicos planteados en el modelo de negocios de la empresa y; con las normas presupuestarias derivadas de la Reforma Energética.

En este contexto, se tiene previsto invertir el 42% de los recursos mencionados (19,350 millones de pesos) en proyectos estratégicos, y el 58% en proyectos operativos (26,941 millones de pesos), todos ellos orientados a la creación de valor, a la eficiencia operativa, a la excelencia en mantenimiento y para atender la integración tecnológica y de sistemas así como para la administración de los procesos.

Con estos recursos, la capacidad de proceso de gas amargo se incrementará en 4%, la recuperación de azufre en 1%, la de recuperación de líquidos en 11% y el fraccionamiento de hidrocarburos en 9%.

Entre los proyectos que asegurarán el procesamiento del gas natural suministrado por PEP destacan:

- La construcción de tres plantas criogénicas en el área Poza Rica, Ver., con capacidad conjunta de 600 mmpcd.
- Un proyecto integral en el área Coatzacoalcos, para procesar la oferta de gas húmedo dulce proveniente de los Activos Cinco Presidentes, Agua Dulce Marino y Coatzacoalcos Marino, con una capacidad criogénica de 600 mmpcd, que incluye una planta criogénica de 200 mmpcd para sustituir a la actual instalada en el CPG La Venta.
- Una planta endulzadora de 150 mmpcd y una planta de azufre de 20 Tpd, en un sitio por definir, para procesar el gas proveniente del Delta del Bravo.
- Gas natural licuado

Con el propósito de garantizar el suministro del hidrocarburo, se han establecido estrategias de diversificación de fuentes de suministro del gas natural como parte de la política energética nacional. Así, se ha venido dando un impulso a las terminales de regasificación para importar gas natural licuado (GNL). Esta Prospectiva considera en su escenario de planeación las importaciones de las terminales Altamira, Ensenada y Manzanillo, para el horizonte de estudio.

Cabe señalar que, Altamira y Ensenada se encuentran en operación comercial y paulatinamente se acercarán a la capacidad programada y permitida de regasificación de GNL que les otorgó la CRE. La terminal de GNL de Altamira se encuentra funcionando desde septiembre de 2006 cuando inició su operación comercial y en 2007 alcanzó la mitad de su capacidad de regasificación. De esta manera, se planea que al cierre de 2008 llegue a un volumen de 470 mmpcd para alcanzar su capacidad máxima permitida de 500 mmpcd en 2010. De acuerdo a lo planeado por la CFE, esta terminal seguirá abasteciendo el suministro de gas de las centrales Altamira V, Tamazunchale I, Tuxpan II y V, además se espera que la central Valle de México II reciba gas a partir de 2013.

El proyecto Energía Costa Azul ubicado en Ensenada, Baja California, inició importaciones en abril de 2008, cuando se hicieron las pruebas de arranque y enfriamiento de la terminal. La construcción representó una inversión aproximada de 875 millones de dólares y posee una capacidad de regasificación de 1,000 mmpcd y en julio de 2008 comenzó operaciones comerciales. El gas procesado por esta terminal será utilizado por plantas generadoras de electricidad y diversas industrias del Estado de Baja California a través de un nuevo gasoducto de 72.42 kilómetros (45 millas) que se interconecta con los ya existentes en el área (Gasoducto Bajanorte). Si bien, el dueño de la terminal es Sempra Energy, la mitad de la capacidad está

reservada por Shell, quien se prevé suministrará gas a una planta de ciclo combinado de un exportador de electricidad de la región y el resto lo comercializará en los estados de California y Arizona.

La última terminal de GNL se instalará en Manzanillo, Colima a partir de 2011. Este proyecto es liderado por la CFE y promediará un consumo de 90 mmpcd en el primer año hasta alcanzar 500 mmpcd en 2017. El gas será destinado principalmente a abastecer los requerimientos de centrales de generación que se planean repotenciar en Manzanillo, y dos ciclos combinados que se ubicarán en el Occidente del país en 2014 y 2015, además de enviar suministro a dos centrales en Guanajuato.

Conclusiones

En el capítulo se pudo observar como es el procesamiento de gas natural en el país y que plantas se encargan de dicha labor, los famosos CPG's.

También se pudo describir el funcionamiento de los CPG's y los componentes que tienen estas complejos como son: endulzadoras, criogénicas y fraccionadoras principalmente.

Por otro lado se mostró los proyectos que se tienen contemplados el país para suplir la demanda de gas natural en el futuro como son: la construcción de nuevas plantas criogénicas en Poza Rica Ver, exploración en la cuenca de burgos, la operación de la nueva Regasificadora de Ensenada, etc.