

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA QUÍMICA Y MANUFACTURERA



**“TECNOLOGÍA DEL TRANSPORTE DE GLP Y GAS NATURAL -
BOMBAS CENTRÍFUGAS Y COMPRESORES DE ALTA
VELOCIDAD EN SISTEMAS PARA FLUIDOS VOLATILES”**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO QUÍMICO

**POR LA MODALIDAD DE ACTUALIZACION DE
CONOCIMIENTOS**

PRESENTADO POR:

IVAN RICARDO AGUIRRE CALDERON

LIMA - PERU

2003

“Se lo dedico a mi madre Pilar, que está en presencia del Señor; por darme el espíritu y las fuerzas suficientes para lograr el tan apreciado título profesional; y a mi padre Juan Luis, por su ayuda y consejos que me dio, para llegar a ser un hombre de bien.”

“Agradezco a Dios, por todo lo que me a dado; a mi esposa Dona y a mi hija Angie, por el sacrificio de atenderme y soportar las malas noches; a mis padres, a mis hermanos Ma. del Pilar, Luis y Juan Carlos y a mis tías Dona y Meche, por ayudarme a concluir con mis estudios y a mis amigos por alentarme a continuar con este tema de investigación.”

RESUMEN

El gas natural es una fuente de energía limpia que se encuentra en las rocas porosas que yacen en el subsuelo y pueden estar asociado o no al petróleo. El **Gas Asociado**, es aquel que mientras está en el reservorio, está disuelto en petróleo o bajo forma de capa de gas. En este caso, la producción de gas queda directamente determinada por la producción de petróleo. El **Gas No Asociado**, es aquel que, en el reservorio, está libre o en presencia de cantidades muy pequeñas de petróleo. Únicamente en este caso, se justifica comercialmente producir gas.

La explotación del gas en Camisea, consiste en captar y conducir el gas natural hacia una planta de separación de líquidos ubicada en Las Malvinas. En esta planta se separan el agua y los hidrocarburos líquidos contenidos en el gas natural y se acondiciona este último para que pueda ser transportado por el gasoducto, **mediante equipos de compresión**, hasta los mercados en la costa, mientras que el gas excedente se reinyecta a las reservas naturales. Por otro lado, los líquidos separados se inyectan al conducto de líquidos, a través del poliducto, **mediante equipos de bombeo**, para ser conducidos hasta la costa, donde serán recibidos por la planta ubicada en Pampa de Clarita, allí se fraccionarán en productos de calidad comercial (GLP y condensados) y luego se despacharán al mercado a través de buques y/o camiones cisterna.

El trabajo consiste en exponer la tecnología del transporte de fluidos volátiles para Refinerías de Petróleo y para la Producción del Gas Natural. Además de calcular, seleccionar, operar y controlar el buen funcionamiento de las bombas y compresores centrífugos de alta velocidad para fluidos volátiles en sistemas de bajo flujo y alta presión.

Asimismo, se pone énfasis en las innovaciones de la tecnología de las bombas y compresores; entre ellos mencionaremos que llegan a la óptima eficiencia con menor potencia de motor, diseño de mínima vibración para la alta velocidad, reducción del NPSH requerido con un inductor para bajar costos de diseño de tanques, y también la diversificación de aplicaciones de estos equipos en la industria Petroquímica, Química y Eléctrica.

INDICE

I. INTRODUCCIÓN

II. DESARROLLO DE LOS CONCEPTOS Y TÉCNICAS

II 1. DEFINICIONES DE GAS LICUADO DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL

II 2. PROCESAMIENTO DEL PETRÓLEO Y DEL GAS NATURAL

II 2.1 Productos livianos derivados del Petróleo: Gases Licuados de Butano y Propano, Gasolina y Kerosene

II 2.2 Tipos de Gas Natural: Gas Asociado y Gas No Asociado

II 3. TRATAMIENTO Y PROCESAMIENTO DEL GAS NATURAL

II 3.1 Industria de la Refinación del Petróleo y del Gas Natural y su Efecto en la Industria de Procesos

II 4. TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DEL GAS NATURAL Y GLP

II 4.1 Gasoducto y Poliducto en el Perú

II 4.2 Estaciones de Bombeo y Compresión del Gas Licuado de Petróleo (GLP) y Gas Natural (GN)

II 5. USOS Y VENTAJAS DEL GAS NATURAL

III. DESARROLLO DEL TEMA

III 1. TECNOLOGÍA EN EL MANEJO DE FLUIDOS VOLÁTILES PARA PROCESOS DE HIDROCARBUROS

- III 1.1 Referencias Normativas API de Bombas y Compresores Centrífugas para Transporte de Fluidos Volátiles en el Procesamiento de Petróleo y Gas Natural.

- III 2. BOMBAS CENTRÍFUGAS DE ALTA VELOCIDAD Y BAJO FLUJO
 - III 2.1 Conceptos básicos de las Bombas Centrífugas
 - III 2.2 Parámetros Específicos Necesarios en la Bomba Centrífuga de Alta Velocidad: Velocidad Especifica, Diámetro del Impulsor, NPSH, Temperatura, Tipo de Inductor, Vibración y Flujo.
 - III 2.3 Efecto por Arrastre de Aire/Gas en el Líquido en la Bomba
 - III 2.4 Selección, Operación y Control de las Bombas Centrífugas de Alta Velocidad
 - III 2.5 Aplicaciones en la Industrias Química y Petrolera.

- III 3. COMPRESORES DE GASES DE PROCESO
 - III 3.1 Conceptos Básicos de Compresores de Gases de Proceso: Tipos de Compresores
 - III 3.2 Compresor Centrífugo de Proceso con Incrementador Integral y su Área de Aplicación entre los otros compresores
 - III 3.3 Tecnología del Compresor Centrífugo con Incrementador Integral: Ventajas de la Alta Velocidad, Difusión Localizada, Impulsores de Alto Rendimiento, Servicio de Procesos
 - III 3.4 Selección, Operación y Control del Compresor Centrífugo con Incrementador Integral
 - III 3.5 Aplicaciones en las Industrias Química y Petrolera

IV. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

V. BIBLIOGRAFÍA

VI. APÉNDICE

I. INTRODUCCIÓN

Las únicas reservas de gas natural existentes en el Perú están ubicadas en: la zona noroeste de Talara y el zócalo continental; la selva de Pucallpa, en Aguaytía; los yacimientos de Camisea, en el departamento del Cuzco; y la zona petrolífera de Pavayacu, en Loreto.

La zona noroeste de Talara, y el zócalo continental, tienen volúmenes mínimos si se comparan con las reservas encontradas en Camisea. El gas natural en la zona de la selva de Pucallpa, en Aguaytía, es superior en volúmenes que la zona noroeste. También en la selva peruana, en la zona petrolífera de Pavayacu, se extrae gas natural pero en volúmenes menores, y del tipo gas asociado.

En estas zonas, las instalaciones típicas de explotación de gas natural cuentan normalmente con dos tipos de tuberías que van hasta los centros de consumo: una tubería para el transporte del gas natural (Gasoducto); y una tubería para el transporte de los líquidos del gas natural (LGN, Poliducto). En otras instalaciones que se han construido en Camisea, en el área de Upstream, se encuentran los siguientes procesos: Sistema de Recolección y Transporte de Gas Natural, Planta de Separación de Líquidos del Gas Natural, Planta de Compresión de Gas para reinyección y para transporte; y en las instalaciones del área Downstream, en Pisco, tenemos: la Planta de Fraccionamiento de Líquidos del Gas Natural y Planta de Topping de Condensados; en cada uno de estos procesos y transporte, se encontrarán los manejadores de fluidos volátiles, como son las bombas y compresores centrífugos de alta velocidad y bajo flujo.

En la Extracción y Producción del Gas Natural y su Proceso de Refinación, las instalaciones de equipos de manejo de fluidos volátiles están presentes con bombas y compresores para su transporte y usos en los procesos. Como lo veremos más adelante, estaremos mencionando los tipos de aplicación en la industria de Refinación, Petroquímica, Química y Generación de Electricidad.

Este informe consta de tres partes:

La primera parte, incluye las definiciones de GLP y Gas Natural, después se describe el procesamiento del petróleo y del gas natural; se compara los tipos de gas natural y se llega a los temas de tratamiento, procesamiento, transporte y distribución del gas natural y GLP. También los usos y ventajas del gas natural.

La segunda parte, se desarrolla el tema del informe con descripción del uso de la tecnología para el manejo de fluidos volátiles para los procesos de este hidrocarburo. Se hace referencia de las normas API que rigen a estos equipos en su fabricación y funcionamiento para servicios con hidrocarburos.

La tercera parte, se describe los conceptos básicos de bombas y compresores centrífugos de alta velocidad, incluyendo los parámetros específicos, velocidad específica, tipos de impulsores e inductores, los NPSH, el efecto de la temperatura, vibración y flujo. También se dan los lineamientos para la selección, operación y control de bombas y compresores. Se incluye algunas aplicaciones para estos equipos en Petróleo e Industria Química.

II. DESARROLLO DE LOS CONCEPTOS Y TÉCNICAS

II 1. DEFINICIONES DE GAS LICUADO DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL

El gas natural está constituido por el conjunto de hidrocarburos de las series parafínicas que incluye el metano, y está compuesto por moléculas de energía que contienen muy pocas impurezas y son de combustión limpia. El principal componente del gas natural es el metano y usualmente el contenido de metano en el gas natural es no menor del 80%. Este gas tiene una variedad de usos, siendo uno de los principales como insumo o combustible en la actividad industrial, así como combustible en las plantas térmicas generadoras de electricidad. A la presión atmosférica y a igualdad de volumen, el gas natural tiene un contenido energético menor que el petróleo (mil cien veces menor), pero al comprimirse su contenido energético se incrementa, razón por la cual se transporta a presión. Los otros componentes del gas natural, además del metano, son el etano, el propano, el butano y otras fracciones más pesadas como el pentano, el hexano, el heptano, entre otros.

La denominación de estos hidrocarburos es:

Metano (CH_4)	Octano ($\text{C}_8 \text{H}_{18}$)
Etano ($\text{C}_2 \text{H}_6$)	Etileno ($\text{C}_2 \text{H}_4$)
Propano ($\text{C}_3 \text{H}_8$)	Propileno ($\text{C}_3 \text{H}_6$)
Butano ($\text{C}_4 \text{H}_{10}$)	Butileno ($\text{C}_4 \text{H}_8$)
Pentano ($\text{C}_5 \text{H}_{12}$)	Benceno ($\text{C}_6 \text{H}_6$)
Hexano ($\text{C}_6 \text{H}_{14}$)	Tolueno ($\text{C}_7 \text{H}_8$)
Heptano ($\text{C}_7 \text{H}_{16}$)	

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

El propano y el butano se encuentran en estado gaseosos 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 °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.

Es importante señalar lo que es el gas licuado de petróleo (GLP), y que está constituido por la mezcla de propano y butano, con lo que se denomina “Líquidos del Gas Natural” (LGN), y que se refiere a la combinación del gas propano, butano, etano y otros condensados que puede tener el gas natural.

Cuando el gas natural 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. El LGN tiene un valor comercial mayor que el gas metano.

Los hidrocarburos más pesados como el pentano ($C_5 H_{12}$), el hexano ($C_6 H_{14}$), y el heptano ($C_7 H_{16}$) 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, bióxido de carbono, helio, oxígeno, vapor de agua y otras, en cantidades mínimas.

A diferencia del petróleo, el gas natural no requiere de plantas de refinación para procesarlo y obtener productos comerciales. Las impurezas que pueda contener el gas natural son fácilmente separadas por simples procesos físicos.

El gas natural se encuentra en la naturaleza como “Gas Asociado”, cuando está acompañado de petróleo y como “Gas no Asociado”, cuando no contiene petróleo.

Así como el GLP (propano y butano) es diferente al término LGN, que se refiere a los líquidos contenidos en el gas natural, existe el término GNL que se refiere al Gas Natural Licuado.

El Gas Natural Licuado (GNL) está compuesto básicamente del gas metano, que es 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 (en el caso del gas natural es de $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$), a fin de bajar su temperatura hasta menos de $161\text{ }^{\circ}\text{C}$ 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 hacia centros de consumo. Para ello, son utilizados recipientes especiales, en buques diseñados para este fin. Una vez transportado el GNL a su lugar de destino, se regasifica mediante vaporizadores.

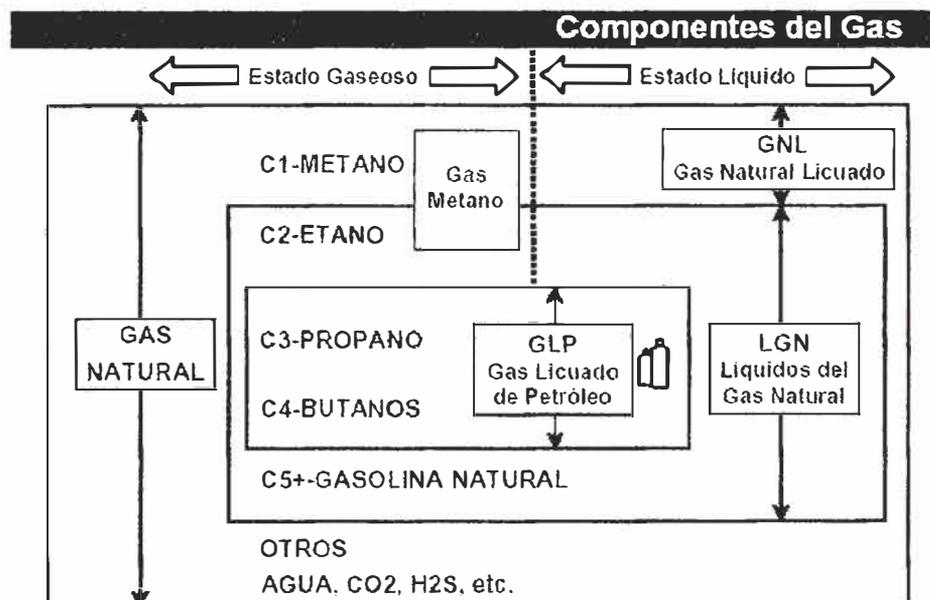


Figura 1. Los componentes del Gas Natural

II 2. PROCESAMIENTO DEL PETRÓLEO Y DEL GAS NATURAL

Proceso de Refinación del Petróleo

El petróleo crudo, tal como se extrae del subsuelo, tiene poco uso, por lo que es necesario refinarlo. La refinación comprende una serie de procesos de separación, transformación y purificación, mediante los cuales el petróleo crudo es convertido en productos útiles con innumerables usos, que van desde la simple combustión en una lámpara hasta la fabricación de productos intermedios, que a su vez, son la materia prima para la obtención de otros productos industriales.

Los procesos de refinación del petróleo pueden clasificarse en dos grandes grupos: separación y conversión. El primero, consiste en separar el crudo en diferentes fracciones de petróleo, de acuerdo con su temperatura de ebullición. Para ello, se emplea procesos físicos como: destilación atmosférica y destilación al vacío. El segundo, la conversión, consiste en transformar unos componentes del petróleo en otros mediante reacciones químicas, por acción del calor y en general, con el uso de catalizadores. Son procesos de conversión, entre otros, la reformación y la desintegración o craqueo; ambos procesos cambian la estructura molecular de los hidrocarburos, originalmente presentes en el petróleo.

Los procesos de purificación son aquellos que se utilizan para eliminar las impurezas contenidas en las fracciones provenientes de la destilación, a fin de cumplir con la especificaciones que exige su uso. Los procesos de purificación son muy numerosos y pueden ser físicos y/o químicos.

La mayoría de los productos obtenidos de las diferentes destilaciones se pueden continuar procesando o tratando para mejorar la calidad y clase de productos que se desea.

Observe la Figura 3, y analice la secuencia de los procesos de refinación para los productos derivados del petróleo.

Destilación.

El petróleo contiene una mezcla compleja de hidrocarburos. El primer paso en la obtención de algo de valor de este crudo es desalarlo y desaguarlo. Después el petróleo se calienta y se envía a una columna enorme de destilación que funciona a presión atmosférica. El calor se agrega en el reherbido, y se remueve en el condensador, de tal modo que la separación del petróleo en fracciones están basadas en los puntos de ebullición. Una columna atmosférica típica puede separar cerca de 4.000 metros cúbicos (25.000 barriles) de aceite por día. La fracción inferior se envía a otra columna que funciona a una presión cerca de 75 milímetros Hg. (un décimo de una atmósfera). Esta columna puede separar la fracción más pesada sin degradación térmica (craqueo). Mientras que las columnas atmosféricas son delgadas y altas, las columnas de vacío son gruesas y cortas, para reducir al mínimo fluctuaciones de la presión a lo largo de la columna. Las columnas de vacío pueden tener cerca de 40 pies de diámetro.

Crude Oil Refining		
Distillate Fraction	Boiling Point (°C)	Carbon Atoms per Molecule
Gases	below 30	1-4
Gasoline	30-210	5-12
Naphtha	100-200	8-12
Kerosene & Jet Fuel	150-250	11-13
Diesel & Fuel Oil	160-400	13-17
Atmospheric Gas Oil	220-345	
Heavy Fuel Oil	315-540	20-45
Atmospheric Residue	over 450	over 30
Vacuum Residue	over 615	over 60

Figura 2. Puntos de Ebullición de Derivados de Petróleo

Mientras que la destilación puede separar al petróleo en fracciones, los reactores químicos se requieren para crear más productos que están en alta demanda. Las refinerías constan de cuatro pasos importantes en el proceso para alterar los ratios de las diversas fracciones. Ellos son:

Reformación Catalítica, Alquilación, Desintegración Catalítica Fluida, Hidroprocesos. Cada uno de estos métodos incluyen la alimentación de reactantes para un reactor donde serán convertidos parcialmente en productos. Los reactivos no reaccionados se separan de los productos con una columna de destilación. Los reactivos no reaccionados se reciclan para otro paso, mientras que los productos se separan y se mezclan más adelante con la existencia de otras corrientes. De esta manera, la conversión completa de reactantes puede ser obtenida, aunque no todos los reactantes se convierten en un solo paso a través del reactor. Los cuatro métodos del proceso, junto con la destilación, son los pilares de la refinación del petróleo.

Reformación Catalítica.

En la Reformación Catalítica se produce la gasolina de alto octanaje para los automóviles de hoy en día. Las materias primas de gasolina y de nafta se calientan a 500 °C y atraviesan una serie de reactores catalíticos de lecho fijo. Porque las reacciones que producen compuestos de más alto octanaje (alifáticos en este caso) son endotérmicos (absorben calor) que adicionalmente se instalan calentadores entre los reactores para guardar los reactantes a la temperatura apropiada. El catalizador es Platino (Pt) metálico en alúmina (Al_2O_3) base. Mientras que los catalizadores nunca se consumen en las reacciones químicas, ellos pueden ser ensuciados, haciéndoles menos efectivos a la vez. Las series de reactores usados en la Reformación Catalítica por lo tanto se diseñan para ser discontinuas, y para ser giradas sobre un eje del lugar, así que el catalizador puede ser regenerado.

Alquilación.

La alquilación es otro proceso para producir gasolina de alto octanaje. La reacción requiere de un catalizador ácido (ácido sulfúrico, H_2SO_4 o

ácido fluorhídrico, HF) a bajas temperaturas (1-40 °C) y a bajas presiones (1-10 atm). La composición ácida se guarda generalmente cerca del 50% que hace a la mezcla muy corrosiva.

Desintegración Catalítica Fluidizada (FCC).

La Desintegración Catalítica Fluidizada toma las moléculas largas y las rompe en moléculas mucho más pequeñas. La reacción de craqueo es muy endotérmica, y requiere una cantidad grande de calor. Otro problema es que la reacción ensucia rápidamente el catalizador de sílica (SiO_2) y de la alúmina (Al_2O_3) formando coque en su superficie. Sin embargo, usando un lecho fluidificado se lleva lentamente al catalizador hacia arriba, y para después enviarlo a un regenerador donde el coque se deja quemado, y el catalizador es regenerado continuamente. Este sistema tiene la ventaja adicional de usar las cantidades grandes de calor liberadas en la reacción de regeneración exotérmica para calentar el reactor que se craquea. El sistema de FCC es un esquema brillante de reacción, que torna dos situaciones negativas (calentamiento y ensuciamiento) en positivas, de tal modo que hace de estos procesos extremadamente económicos.

Hidroprocesos.

Los hidroprocesos incluyen ambas técnicas, el hidro craqueo e hidrotratamiento. El hidrotratamiento implica la adición de átomos de hidrógeno a las moléculas que todavía están sin romper, en partes más pequeñas. El hidrotratamiento implica temperaturas cerca de 325 °C y presiones cerca de 50 atmósferas. Muchos catalizadores trabajarán, incluyendo; níquel, paladio, platino, cobalto, y hierro. El hidro craqueo rompe moléculas más grandes en más pequeñas. El hidro craqueo implica temperaturas por sobre 350 °C y presiones hasta 200 atmósferas. En ambos casos, los tiempos de residencia largos

(alrededor de una hora) se requieren debido a la naturaleza lenta de las reacciones.

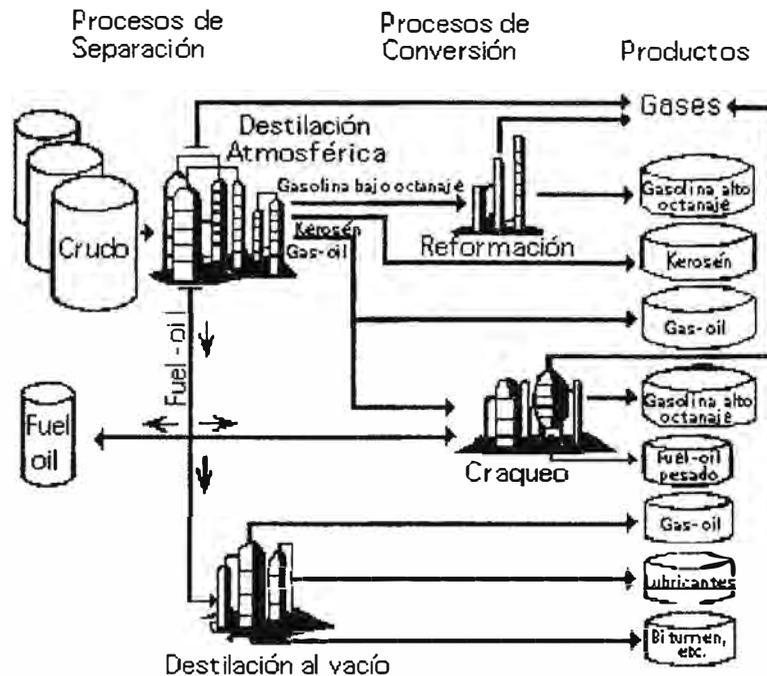


Figura 3. Refinación del Petróleo

Procesamiento de Gas Natural

El gas natural está constituido principalmente por metano con proporciones variables de otros hidrocarburos (etano, propano, butanos, pentanos y gasolina natural) y de contaminantes diversos. El objetivo del procesamiento del gas natural es eliminar los contaminantes, incluyendo los componentes corrosivos (agua y ácido sulfhídrico, este último también por su carácter contaminante), los que reducen el poder calorífico (dióxido de carbono y nitrógeno) y los que forman depósitos sólidos a bajas temperaturas (nuevamente agua y dióxido de carbono), para después separar los hidrocarburos más pesados que el metano, que constituyen materias primas básicas para la industria petroquímica.

Las etapas normales en el procesamiento del gas natural son la deshidratación (eliminación de agua, usualmente con adsorbentes

sólidos, como alúmina o mallas moleculares), el endulzamiento (eliminación de ácido sulfhídrico y dióxido de carbono con soluciones absorbentes en un esquema similar al descrito para los procesos de endulzamiento de gas de refinería), y la recuperación criogénica de etano e hidrocarburos más pesados (condensación de estos componentes a bajas temperaturas, del orden de 100 °C, y destilación fraccionada de los líquidos condensados). Otras etapas complementarias son el fraccionamiento de los hidrocarburos recuperados y la conversión del ácido sulfhídrico a azufre.

II 2.1 Productos livianos derivados del Petróleo: Gases Licuados de Butano y Propano, Gasolina y Kerosene

En el Perú, el crudo es transformado en productos ligeros y productos pesados, mencionaremos solamente a los primeros por referencia a nuestro tema, ellos son:

Los gases licuados Butano y Propano (GLP):

Se verifica que su composición y su volatilidad sean correctas a través de los dos criterios básicos: ensayo de evaporación (que mide el residuo fondo de botella) y tensión de vapor (que mide la presión relativa en el recipiente a la temperatura límite de utilización 50°C). Se usa como gas licuado para cocinar, combustión interna, calentadores, mecheros de laboratorios y lámparas de gas.

El análisis completo de un producto petrolífero ligero se hace por cromatografía en fase gaseosa, los diversos hidrocarburos, arrastrados sucesivamente por una corriente de gas portador, son detectados e identificados a la salida del aparato, y registrado su volumen relativo.

Gasolinas

Sometidas a una garantía de utilización particularmente severa tanto como carburante como disolvente, debe, primeramente, estar compuesta por hidrocarburos de volatilidad correcta, lo que se verifica por medio de una prueba de destilación en alambique automático. Su comportamiento en un motor viene cifrado en laboratorio por diversos índices de octano que miden la resistencia de detonación y al autoencendido. La gasolina es de naturaleza incolora, pero el aspecto amarillo, rojo o azul de un carburante, conseguido por adición de un colorante artificial, facilita el control de los fraudes.

- a. Regular: Se usa en motores de combustión interna de baja compresión, motores de lanchas, podadoras de césped y motores pequeños.
- b. Super: Motores de combustión interna de mediana y alta compresión, tales como automóviles de pasajeros y camiones pequeños.

Kerosene.

Producto básico de la industria petrolífera desde hace cien años. A fin de limitar los riesgos inherentes a la manipulación de un producto fácilmente inflamable, su volatilidad está limitada por un contenido en gasolina que se mantiene inferior al 10%, verificado en la prueba de destilación, mientras que otro aparato mide el punto de encendido, que es la temperatura a la cual un producto petrolífero calentado suavemente comienza a desprender suficientes vapores como para provocar su inflamación súbita al contacto con una llama. Un petróleo bien depurado debe poder arder durante largas horas sin humear y sin desprender carbón, lo que se verifica empíricamente por medio de lámparas normalizadas.

En el caso de los carburorreactores, se mide además su resistencia a la corrosión, a la congelación y a la formación de emulsiones acuosas, así

como su estabilidad térmica: esta última prueba se realiza en el "fuel coker", aparato que reproduce en el laboratorio las condiciones de alimentación y de precalentamiento sufrida por el kerosene en los motores de reacción.

El aceite para lámparas representa aún hoy en día una cierta solución para el alumbrado. Se usa como combustible de aviones a reacción, aviones de pasajeros, helicópteros de turbina, como combustible para estufas (cocina rural), refrigeradoras, y la calefacción o las incubadoras.

Diesel Liviano.

Este tipo de productos, intermedios entre los ligeros y los pesados, representa en Europa un importante porcentaje de los destinos del petróleo. El motor diesel es bastante menos exigente acerca de la calidad de su carburante que el motor de gasolina; sin embargo, es importante garantizar una gas-oil bien destilado: ni demasiado ligero e inflamable (ensayo de destilación y de punto de encendido), ni demasiado pesado (medida de la viscosidad y de la temperatura de congelación). Un ensayo en un motor especial normalizado verifica por último la predisposición del producto a inflamarse espontáneamente (índice de cetano). Utilizado en motores de combustión interna, autos de pasajeros, equipo pesado, calderas y quemadores industriales.

II 2.2 Tipos de Gas Natural: Gas Asociado y Gas No Asociado

El gas natural es una fuente de energía limpia, que se encuentra en las rocas porosas que yacen en el subsuelo, y puede estar asociado o no al petróleo.

- Gas Asociado
- Gas No Asociado

Generalmente presenta bajos tenores de contaminantes, tales como nitrógeno, dióxido de carbono y compuestos de azufre.

Más leve que el aire, el gas natural se disipa fácilmente en la atmósfera en el caso de producirse pérdidas. Para que se inflame, se hace necesario someterlo a una temperatura superior a los 620°C. A título de comparación, vale la pena recordar que el alcohol se inflama a 200°C y la gasolina a 300°C. Además, es un combustible no contaminante, y no provoca la degradación del medio ambiente.

Gas Asociado es aquel que, mientras está en el reservorio, está disuelto en petróleo o bajo la forma de capa de gas. En este caso, la producción de gas queda directamente determinada por la producción de petróleo.

Gas No Asociado es aquel que, en el reservorio, está libre o en presencia de cantidades muy pequeñas de petróleo. Únicamente en este caso, se justifica comercialmente producir gas.

II 3. TRATAMIENTO Y PROCESAMIENTO DEL GAS NATURAL

En la etapa de la producción, el gas pasa primero por vasos separadores que retiran el agua, los hidrocarburos que están en estado líquido y las partículas sólidas (polvo, productos corrosivos y otros). Si el gas se encuentra contaminado por compuestos de azufre, es enviado a las unidades de desulfuración para que se retiren los contaminantes. Durante la próxima etapa, una parte del gas se utiliza en el propio sistema de producción, en procesos conocidos como *reinyección* o *gas lift*, los cuales tienen por objeto aumentar la recuperación de petróleo del reservorio.

La producción puede ocurrir en áreas de acceso difícil, distantes de los grandes centros de consumo. Esta razón es la que convierte a la producción y transporte en las etapas más críticas del sistema. El próximo paso es la llegada del gas natural a las unidades industriales, conocidas como UPGN (Unidades de Procesamiento de Gas Natural).

En esta etapa, el gas será deshidratado y fraccionado, generando las siguientes corrientes: metano y etano (que forman el gas procesado o residual); propano y butano (que forman el GLP - gas licuado de petróleo o gas de cocina); y un producto en el mismo nivel de la gasolina, denominado C5+ o gasolina natural.

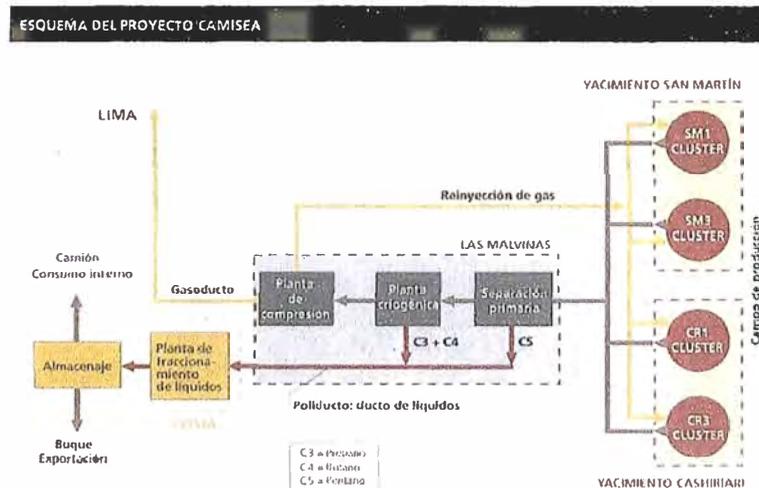


Figura 4. Tratamiento y Procesamiento del Gas Natural

II 3.1 Industria de la Refinación del Petróleo y del Gas Natural y su Efecto en la Industria de Procesos

En el Perú desde hace pocos años se viene implantando la industria del Gas Natural. Hasta el año 1996 sólo existían los campos de Talara con la Planta de Separación del “Tablazo” y la Planta de Fraccionamiento de “Verdun”. Existían gasoductos muy pequeños y una Planta con tecnología de separación muy antigua (Absorción de Gases).

En estas circunstancias el manipuleo de gases era relativamente pequeño al igual que el de los condensados de gas natural.

La situación ha cambiado radicalmente y ahora se tienen diversas empresas constituídas para el Tratamiento y Procesamiento del Gas Natural, como son:



Figura 5. Lugares de Procesamiento del Gas Natural en el Perú

Gas Natural Empresa Aguaytía Energy

Primer desarrollo comercial privado de gas natural en el Perú.

Comprende la Planta de Procesamiento y Fraccionamiento de Hidrocarburos y facilidades para generar y transmitir corriente eléctrica.

El Proyecto de gas comprende: Explotación del Gas Natural en Aguaytía por 40 años. Planta de Procesamiento de Gas Natural para extraer los condensados (Planta Criogénica y Refinería en Pucallpa). Gasoductos (201 Km.), Poliductos para condensados (98 Km.), una Planta de Fraccionamiento y un Centro de Distribución.

Aquí existe la necesidad de transportar líquidos volátiles (LPG y gasolina natural) y gases (Gas Natural)

- Aguaytía es el primer desarrollo comercial privado de gas Natural en el Perú, incluye la construcción y operación de una Planta de Procesamiento y fraccionamiento de hidrocarburos, así como facilidades para generar y transmitir corriente eléctrica.
- El Proyecto de gas natural comprende:
 - Explotación del Gas de Aguaytía por 40 años.
 - Una Planta de Procesamiento de Gas para extraer los condensados.
 - Gasoductos para Gas (201 Km.) (Compresión gas natural).
 - Poliductos para condensados (98 Km.).
 - Una Planta de Fraccionamiento y un Centro de Distribución

Gas Natural en la Empresa Eléctrica Piura EEPSA

Se dedica a la generación de energía eléctrica empleando gas natural como combustible para turbinas. EEPSA cuenta con una potencia instalada de 150 MW (opera con 61,4 MW), entregan energía eléctrica al Sistema Interconectado Centro Norte (SICN). EEPSA separa líquidos de gas natural (Planta de Absorción y Planta Fraccionamiento) para obtener gas licuado de petróleo (GLP) y gasolina natural para su venta en el mercado local.

Esta Planta produce menos de 500 Barriles de GLP por día. Aquí se bombean fluidos volátiles (GLP) y se comprime gas natural desde estas plantas hasta la planta eléctrica (Malacas).

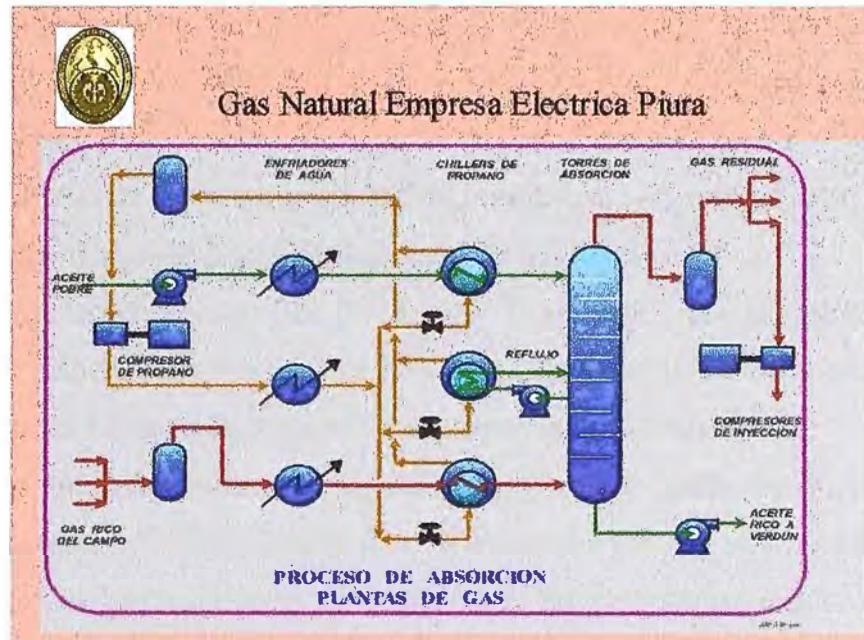


Figura 6. Planta de Proceso del Gas Natural de la Empresa EEPSA

Planta Separación de Líquidos de Gas Natural de Petrotech.

La Compañía Petrotech acaba de iniciar la construcción de una Planta de Separación de Líquidos de gas natural con una capacidad de 30- 50 MMPC N/día. Lo que van a comercializar son líquidos de gas natural (GLP y gasolina natural), el gas seco lo reinyectarán a los pozos que actualmente producen gas asociado (petróleo y gas).

Aquí van a bombear líquidos volátiles (GLP y gasolina natural) así como reinyectar (comprimir y transportar) Gas Natural Seco.

También se está construyendo una Planta de despacho de GLP (propano butano ambos líquidos volátiles)

Proyecto Explotación de Camisea

Pluspetrol-Hunt-SK (Argentina, Estados Unidos, Corea) será concesionario de Camisea por 40 años.

Extraerá y comercializará 13 trillones de pies cúbicos de gas y 660 millones de barriles de líquidos.

Inversión inicial de 400 millones de dólares en la explotación de pozos. Inversión total estimada (en 40 años) de 1,600 millones de dólares.

Optimización en la recuperación de líquidos, el gas será para mercado interno. Existirán pozos productores y pozos inyectores.

Inicio de producción el 2004 con 8 pozos: 6 productores y 2 reinyectores. Se extraerá Gas Natural en San Martín y Cashiriari y se enviarán a Planta de Separación de Líquidos en Las Malvinas.

En planta Malvinas se separan agua e hidrocarburos líquidos, preparándose el Gas Natural para su transporte por Gasoducto hacia la costa. El gas excedente se reinyecta a los reservorios productivos. (Compresión Gas Natural)

Los Condensados se llevan a la costa por un poliducto. Se fraccionan en una planta criogénica ubicada en Loberia cerca de Paracas. Se obtiene GLP y Condensados, que se distribuyen a través de buques y/o cisternas.

También se producirá gasolina natural (más de 10 MBPDC) los que se exportarán vía buque tanque para lo cual se está construyendo un terminal de despacho marítimo. Se producirá 15 MBDC de GLP. Tanto el GLP como la gasolina natural deberá bombearse y transportarse como fluido.

II 4. TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DEL GAS NATURAL Y GLP

Se extraerá Gas Natural de los yacimientos San Martín y Cashiriari hacia una Planta de Separación de Líquidos ubicada en Las Malvinas. (9 millones de pies cúbicos por día).

En la planta se separan el agua y los hidrocarburos líquidos contenidos en el Gas Natural el que se prepara para que pueda ser transportado por el Gasoducto hasta la costa.

El gas excedente se reinyecta a los reservorios productivos.

Los Líquidos separados se inyectan al Ducto de Líquidos y se llevan la costa a una Planta ubicada en Pampa de Clarita donde se fraccionan en productos de calidad comercial (GLP y Condensados) que luego se despachan al mercado a través de buques y/o cisternas.

El consorcio liderado por la empresa Tecgas (Argentina) con participación of Pluspetrol, Hunt Oil, SK Corporation, Sonatrach (Algeria) y Graña y Montero (Perú) (El "Consortio de Transporte") obtuvo la buena pro de la segunda etapa de Camisea en el transporte y distribución del gas.

El Consorcio (TGP) firmó 3 Contratos con el Perú : Transporte de gas de Camisea a Lima; Transporte de líquidos de gas natural de Camisea a la costa; distribución de gas en Lima y Callao.

Se estima una inversión del orden de 800 millones de dólares para el transporte de los líquidos de Camisea a la Costa y gas hasta el Área de tratamiento (City Gate).

El Proyecto de Transporte es una concesión de 33 años para construir y operar dos poliductos: uno para gas natural gas (714 km) y uno para líquidos (540 km). Los ductos irán desde el campo de Camisea (localizado 431 km este de Lima) a Pisco (Pampa Clarita 200 km sur de Lima). Desde Pisco, el ducto de gas natural ira por la costa hasta el city gate de Lima.

Gasoducto: Longitud 680 km, diámetro 24 a 28 pulgadas, a una presión 100 a 150 bar, con capacidad 450 Millones de PCD

Poliducto Líquidos: Longitud 540 km, diámetro 8 a 10 pulg. presión 150 a 200 bar, Capacidad 35,000 BPD. Aquí se requiere el transporte de fluidos volátiles (condensados de gas natural) y compresión de gases (transporte de Gas Natural a la costa)

Tractebel, la División de Energía de la compañía de Energía de Francia Grupo Suez (SZE F.SZE), invertirá \$170 millones para distribuir gas natural en Lima.

Tractebel será la Distribuidora oficial de gas en Lima

En Lima y Callao instalará un red de ductos para distribución del gas natural, inicialmente para suministro de gas a la industria y a las plantas de generación de electricidad y luego ampliará la red para suministro residencial y comercial. Se distribuirá gas natural y es posible que se desarrollen estaciones de GNC (gas natural comprimido) que requiere comprimir gas natural.

Desarrollo del GLP en el Perú.

Desde que Petroperu dejó de ser un monopolio, el sector de manufactura distribución y comercialización de GLP se ha desarrollado fuertemente en el Perú.

Así la demanda de GLP en el Perú ha llegado hasta 15 MBDC en el año 2003.

Inicialmente Zeta Gas desarrolló un terminal de recepción, almacenamiento y despacho de GLP en el Callao del tipo semirefrigerado.

Tienen una planta donde se manipula butano y propano en estado líquido con el que se manufactura el GLP asimismo han desarrollado el GLP automotriz

El GLP automotriz ha dado origen a la aparición de los gasocentros donde se almacena y manipula GLP en estado líquido. Hay más de 20

gasocentros en el Perú: Repsol, Zeta Gas e Independientes (Petroperu), Pecsá.

Relación de Grifos que expenden Gas Licuado de Petróleo para vehículos Automotrices

Sol Gas (Grupo Repsol) tiene cerca del 25% del mercado de GLP en el Perú y cuenta con una planta de recepción, almacenamiento y despacho de GLP.

Aguaytía Energy.- comercializa cerca de 1 MBDC de GLP en la selva peruana.

Petrotech comercializara cerca de 2,000 BDC de GLP.

Cuando Camisea (Pluspetrol) estén operando comercializará cerca de 10 MBDC de GLP.

Distribución Industrial, Comercial y Residencial.

En Lima y Callao se instalará un red de distribución del gas natural, que en primera instancia se orientará principalmente al suministro de gas a la industria y a las plantas de generación de electricidad, y que más adelante se ampliará para suministro residencial y comercial. Se ha incentivado el desarrollo de proyectos de distribución de gas natural, tanto al noroeste de Perú como en la Selva central, y se está gestando que estos proyectos puedan crear sus propios mercados para el gas natural, pudiendo a medio plazo interconectarse con la futura red de gasoductos de Camisea, que podrá constituirse en el gran suministrador una vez agotadas las reservas del noroeste y Aguaytía (Selva central).

II 4.1 Gasoducto y Poliducto en el Perú

En el Proyecto de Transporte de Gas Natural en el Perú, comprende la construcción y operación de dos ductos, uno para gas natural (714

Km.) y uno para líquidos de gas natural (540 Km.). Los dos ductos correrán en paralelo desde los campos de Camisea, ubicados a 431 Km. al este de Lima, hasta la costa central, al sur de la misma ciudad, donde el ducto de líquidos terminará en una planta de fraccionamiento de líquidos (propiedad del consorcio a cargo de la Explotación). Desde la costa central, el gasoducto se dirigirá hacia el norte, en un recorrido paralelo a la costa, hasta el City Gate en Lima. El gasoducto está diseñado para el transporte inicial de 285 millones de pies cúbicos de gas por día. El poliducto será diseñado para el transporte inicial de 50,000 barriles de líquidos de gas por día. La operación comercial debe empezar para agosto de 2004, según los contratos de concesión. La ruta de los ductos seleccionada por TGP empieza en Camisea, en el departamento de Cusco, y cruza los departamentos de Ayacucho, Huancavelica, Ica y Lima. El perfil de elevación para los ductos llega a su punto más alto a los 4,800 metros sobre el nivel del mar en la Cordillera de los Andes. La ruta fue seleccionada en base a la maximización de la estabilidad, seguridad y confiabilidad del sistema y la minimización de los impactos sociales, culturales y de medio ambiente. El trazo evita las zonas de importancia histórica y arqueológica y reduce el número de cruces de agua así como el volumen de remoción de los bosques primarios. El diseño y la construcción del sistema de transporte de gas y líquidos están siendo realizados por Techint, una empresa con experiencia en ingeniería y construcciones que ha realizado de manera exitosa numerosos proyectos de este tipo, incluyendo varios gasoductos transandinos en América del Sur. Se ha programado la construcción del gasoducto entre abril del 2002 y mayo del 2004.

La Distribución lo hará la empresa Tractebel, que construirá un gasoducto principal de 60 Km. (alta presión) que suministrará gas a industrias y estaciones de generación en los alrededores de Lima. En los siguientes años, se construirán redes adicionales (tanto de alta

como de baja presión) para conectar un mayor número de clientes industriales, comerciales y residenciales.

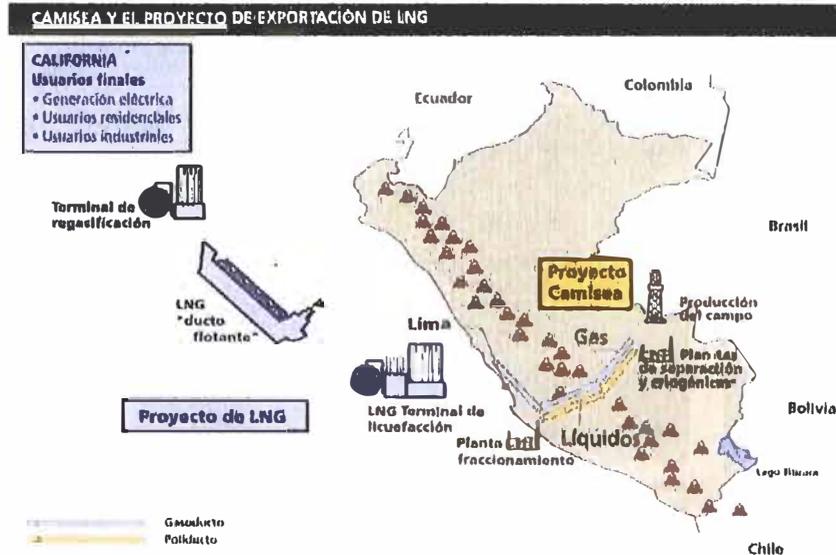


Figura 7. Gasoducto y Poliducto del Proyecto Camisea

II 4.2 Estaciones de Bombeo y Compresión del Gas Licuado de Petróleo (GLP) y Gas Natural (GN)

Teniendo en cuenta la infraestructura e instalaciones que requerirá el proyecto inicial de Explotación, el Contratista (Consorcio liderado por PLUSPETROL) ha establecido dos áreas geográficas bien diferenciadas para la ejecución de las obras. El área del Upstream que abarca todas las obras a realizar en la zona de Camisea y el área del Downstream que abarca las obras a realizar en la zona de Pisco.

Las principales obras en el área del Upstream son:

- Perforación de Pozos
- Sistema de Recolección y Transporte de Gas Natural (Flow Lines)
- Planta de Separación de Líquidos del Gas Natural
- Planta de Compresión de Gas para reinyección y para transporte
- Las principales obras en el área del Downstream son:
- Planta de Fraccionamiento de Líquidos del Gas Natural

- Planta de Topping de Condensados
- Sistema de Almacenamiento y Embarque de Productos.

La empresa Graña y Montero se encuentra realizando desde Marzo 2002 las obras correspondientes al Contrato que consisten en las obras civiles y fundaciones para la instalación de las plantas de separación y compresión.

La construcción de la Planta de Fraccionamiento y Facilidades en Pisco:

Se está a la espera de la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental para iniciar la construcción de esta Planta y Facilidades.

En Abril 2002 se firmó contrato con la compañía CBI encargada de las obras correspondientes al EPC-D Refrigerated Storage Tank Project.

En Mayo 2002 se firmó contrato con la compañía HOWE BAKER encargada de las obras correspondientes al EP-F Fractionation/ Topping/ Refrig./ VR Project.

En la Extracción y Producción del Gas Natural y su Proceso de Refinación, las instalaciones de equipos de manejo de fluidos volátiles están presentes con bombas y compresores para su transporte y usos en los procesos. Como lo veremos más adelante, estaremos mencionando los tipos de aplicación en la industria de Refinación, Petroquímico, Químico y Generación de Electricidad.



Figura 8. Yacimiento San Martín – Camisea

II 5. Usos y Ventajas del Gas Natural

La utilización del gas natural para el desarrollo de un país involucra no sólo el gas natural en sí también comprende los líquidos de ese gas natural, tales como el gas licuado de petróleo (GLP), el etano y otros como el gasoil.

En otras palabras, hay que tener en cuenta ambos:

- Gas natural
- Líquidos del gas natural

En caso de utilizarse como combustible, su uso más generalizado es en centrales térmicas generadoras de electricidad. El otro uso es en la industria, que lo utiliza en hornos de alta temperatura, media temperatura y baja temperatura, de acuerdo a sus propias necesidades. En el caso del Perú la utilización del gas en centrales térmicas absorbe no menos del 50% del mercado.

En caso de utilizarse el gas natural como insumo, éste se emplea para la obtención del hierro esponja, para la industria siderúrgica y también para el desarrollo de la industria petroquímica.

La composición exacta del gas natural varía de un reservorio a otro, en especial la proporción de hidrocarburos, tales como el etano, propano y butano que se denominan “Líquidos del Gas Natural” (LGN).

Usualmente un sistema de transporte de gas (tuberías) comprende una tubería para gas y otra para los líquidos de gas natural. Otra opción, sin embargo, es convertir el gas en otro producto. Por ejemplo, insumos para la industria petroquímica, tales como amoníaco y urea, o también en hidrocarburos líquidos de petróleo como gasolina.

Usando un proceso conocido como “síntesis de media destilación”, el gas puede convertirse en kerosene de alta calidad y en “gas oil”, para finalmente obtener gasolina de óptima calidad, gas oil y parafina.

En la utilización de los líquidos del gas natural el GLP constituye un renglón importante, así como la participación en la industria petroquímica.

La utilización del gas natural se muestra en la Figura 9.

El gas natural representa para la industria una fuente energética con grandes ventajas sobre otras fuentes, tanto por su bajo costo como por su calidad y limpieza.

Como gas natural puede utilizarse como combustible y también puede utilizarse como insumo para obtener otros productos.

Adicionalmente al gas natural, el porcentaje de condensados que se denominan líquidos del gas natural (LGN) se utilizan, previo fraccionamiento, para obtener el gas licuado de petróleo (GLP), etano y gasoil para combustible de motores.

En la utilización de los líquidos del gas natural el GLP constituye un renglón importante como combustible en su utilización doméstica en cocinas, calentadores de agua, estufas, etc. Por lo que, paulatinamente, su participación en el mercado del gas se irá incrementando y luego será sustituido por el gas natural.

En la utilización del gas natural como combustible, y en otros usos, su papel más importante en la actualidad es para la generación de energía eléctrica y, como se ha indicado antes, el 23% de la energía en el mundo proviene del gas natural.

A continuación se muestra en forma esquemática la utilización del gas natural y sus líquidos.

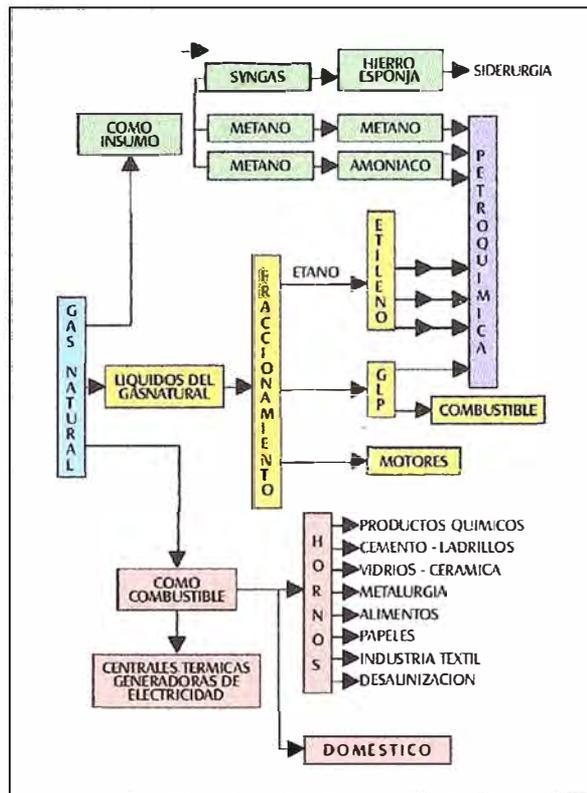


Figura 9. La utilización del gas natural

Para la generación de energía eléctrica en centrales termoeléctricas, se usan dos tipos de generadores.

El primero se denomina de ciclo simple y en este caso el gas impulsa una turbina que es la generadora de electricidad. Luego los gases de la turbina escapan a la atmósfera. En la tecnología de generación de electricidad, mediante una turbina de ciclo simple, la eficiencia es del orden del 35%.

En caso de utilizarse la tecnología del ciclo combinado, la eficiencia es de 60% al unirse las fases de alimentación de gas a la turbina para la generación de electricidad. Luego estos gases de escape calientes, con altas presiones y temperaturas, van a una caldera a vapor y este vapor acciona una turbina, también a vapor, que a su vez genera electricidad. Las centrales termoeléctricas a gas ofrecen una serie de ventajas sobre otros sistemas de generación eléctrica, pudiendo enumerarse las siguientes:

- La inversión en una central termoeléctrica a gas es del orden de US\$ 500 por kw instalado, contra una inversión no menor de US\$ 3,000 por kw instalado en una central hidroeléctrica. Lo expresado representa una inversión seis veces menor.
- El tiempo de desarrollo de un proyecto de generación eléctrica es mucho menor. Usualmente un pedido de una central térmica a gas demora entre seis meses a un año. En cambio en una central hidroeléctrica la puesta en marcha demora no menos de cinco a seis años.
- La recuperación del capital es de un tiempo menor.
- La infraestructura necesaria es notoriamente menor y no se requieren carreteras de acceso, etc.
- Los costos operativos en la central termoeléctrica a gas son menores.
- El gas natural no tiene mayor impacto en el medio ambiente.
- En conclusión, se puede decir que las centrales térmicas a gas, constituyen por su economía, las llamadas a desplazar a las otras fuentes energéticas, tales como el petróleo, el carbón y las hidroeléctricas.

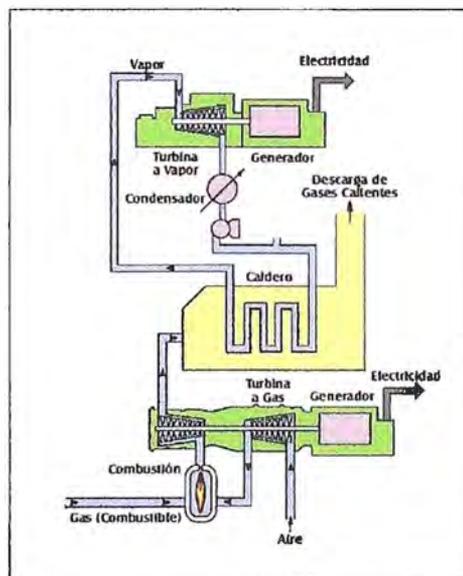


Figura 10. Diagrama de ciclo combinado para generación eléctrica

En lo que respecta a la utilización del gas natural en la industria, como fuente de calor, éste cubre un amplio campo de aplicación, desplazando al petróleo o al carbón con ventajas económicas y ambientales.

El empleo del gas para la generación de vapor en calderos está ampliamente difundido en el mundo y la conversión de un caldero a este combustible es bastante simple.

El gas natural se puede utilizar en hornos de alta temperatura, media temperatura y baja temperatura.

Una red de distribución de gas en una industria, con dispositivos individuales para producir calor en el punto requerido y a la temperatura requerida, ofrece más ventajas que un sistema de redes a vapor.

Esta flexibilidad que se puede lograr con el gas, utilizando dispositivos adecuados, permite servir con eficiencia a todas las ramas industriales y en la mayor diversidad de productos.

Un campo de utilización del gas natural que cada día toma más auge en el país, es el de los automotores que emplean el gas licuado de petróleo (GLP).

En primer lugar es preciso señalar las ventajas que el GLP representa para el medio ambiente al ser un combustible limpio que no contiene plomo ni azufre. Justamente estos dos elementos son los principales contaminantes en los motores de los vehículos. En lo que respecta al precio actual del GLP (antes de la explotación de Camisea) también está en ventaja con respecto a la gasolina.

Ofrece pues el GLP ventajas sobre la gasolina, tanto en los aspectos ambientales como en el aspecto económico.

En provincias, como Chiclayo y Trujillo, también existen grifos de este tipo para los vehículos que usan el GLP.

Resumiendo los conceptos que hacen favorable la utilización del gas en los procesos industriales, se pueden enumerar los siguientes:

- No es necesario contar con lugares de almacenamiento, como es el caso del petróleo o el carbón, cuyo manipuleo y control de inventario afecta directamente en el costo del producto.
- La regulación del caudal de suministro de gas constituye una ventaja sobre otras fuentes.
- La flexibilidad que permite el gas para aplicar el calor en el punto requerido, con un control preciso de temperatura.
- Los equipos y quemadores de gas no son complicados y, por el contrario, son fáciles de limpiar.
- La combustión del gas es limpia, con lo cual no hay humo ni cenizas, lo que permite el calentamiento por contacto directo. Es decir, que la materia prima que está siendo procesada entre en contacto directo con la energía calorífica liberada por el gas en combustión. Lo anteriormente expresado se utiliza principalmente en las industrias del vidrio, cerámica, cemento, etc.
- Por último, el gas se paga después de consumirlo.

Existen diversas variedades de hornos a gas que operan en función de la temperatura especificada, por lo que hay dispositivos para alta temperatura, para media temperatura y para baja temperatura.

Dentro de los primeros están industrias como la del cemento, ladrillos, vidrio, cerámica, etc. En los hornos de temperatura media están algunos productos alimenticios. Entre los hornos de temperatura baja se pueden citar la industria del papel, el secado de vegetales, la industria textil, la doméstica en calefacción de cocinas, etc. y también la desalinización del agua de mar.

La utilización del gas natural en los hornos de calentamiento, que tiene la industria para diversos usos, reduciría notablemente las importaciones de petróleo y no sólo esa sería la ventaja: adicionalmente se reduciría la contaminación ambiental al utilizarse gas natural.

Ampliando los conceptos ya emitidos con respecto a la industria siderúrgica, es pertinente mencionar que para producir acero se requieren, básicamente, dos elementos: energía y mineral de hierro.

El Perú tiene grandes reservas de mineral de hierro, no menores de 6 mil millones de toneladas y si se utilizará la vía Alto Horno, para producir acero, la energía requerida en este caso sería carbón coquificable, el cual no existe en el país por lo que tiene que importarse en su totalidad. En cambio, usando la vía horno eléctrico, para producir acero, sólo se requiere reducir el mineral a hierro esponja y, para ello, la energía necesaria está constituida por el gas natural.

Indudablemente nuestro desarrollo siderúrgico tiene que ser por la vía horno eléctrico para poder ser competitivos a nivel mundial, contando para ello con mineral de hierro en abundancia y con la energía suficiente mediante el gas natural.

III. DESARROLLO DEL TEMA

III 1. TECNOLOGÍA EN EL MANEJO DE FLUIDOS VOLÁTILES PARA PROCESOS DE HIDROCARBUROS

La industria de procesamiento del gas natural consiste en la colección del gas desde los pozos de producción, la separación primaria del gas desde los líquidos libres que acompañan al gas: petróleo y/o condensados, agua de formación, la filtración del gas desde la separación primaria, y el posterior tratamiento del gas filtrado para obtener un producto en condiciones de venta.

En dicho procesamiento, otros productos, tales como el condensado libre que acompaña al gas, la gasolina condensada y/o gases licuados (GLP), son asimismo refinados para su venta. Estos productos refinados, (gas, condensados, GLP) son utilizados como gas combustible y/o como materia prima para las industrias química y petroquímica.

En términos generales, el procesamiento del gas natural involucra la remoción del exceso de contenido de agua mediante procesos de absorción (Unidades TEG), extracción de componentes líquidos, etano, gas licuado y gasolinas (etano, GLP y gasolinas) a través de procesos de Compresión, Separación a baja temperatura y/o Turbo expansión y fraccionamiento de los líquidos extraídos. Otros procesos críticos, tales como la Absorción con Aminas, producen la separación de componentes corrosivos del gas, tales como anhídrido sulfúrico (H₂S) y/o anhídrido carbónico (CO₂).

Separación Primaria:

El gas proveniente de los pozos de producción debe ser separado de los componentes líquidos que lo acompañan. Para dicha separación se

tienen dos tipos de separadores montados sobre patín con todas las cañerías, accesorios e instrumentación asociada hasta el límite del patín

- Separador Bifásico Gas/Petróleo
- Filtración de Gas

Secado de Gas:

El proceso de secado de gas, consiste en la disminución del contenido de agua de saturación del gas, hasta valores que varían según la especificaciones del usuario entre 4-7 lbs/MM SCF, mediante absorción del agua con una corriente de TEG (tri-etilen glicol, de concentración aproximada 99.5 % en peso). La Unidad incluye una Columna absorbedora y el sistema de regeneración de TEG en un reboiler de tipo fuego directo.

- Secado de la corriente de fuel gas de un Yacimiento de petróleo, para evitar la formación de hidratos en las líneas de conducción.
- Secado de gas en una Batería, para su transporte a una planta de tratamiento y/o venta. Se instala aguas abajo del Separador de producción.

Control de Punto de Rocío del Gas

El proceso de Acondicionamiento del Punto de rocío del gas, consiste en el enfriamiento del mismo mediante refrigeración mecánica e inyección de MEG (mono-etilen glicol) para prevenir la formación de hidratos.

Estabilización de Líquidos

El condensado producido en la Separación primaria del gas y la gasolina proveniente de una Unidad de refrigeración mecánica se estabilizan en una Columna estabilizadora mediante calor de fondo a una tensión de vapor compatible con su almacenaje en tanques no

presurizados. El producto se denomina Condensado y/o Gasolina estabilizada.

Remoción de H₂S Y CO₂

Se hace el proceso de absorción con aminas de alta selectividad para la remoción de contaminantes corrosivos del gas natural: H₂S (ácido sulfhídrico) y/o CO₂ (dióxido de carbono). Las plantas se diseñan con ingeniería básica de la empresa proveedora del solvente (amina selectiva).

Enfriamiento del Gas y Condensados

- Enfriadores por aire
- Intercambiadores casco y tubos:

Con diseño térmico, mecánico y fabricación según código ASME y standard TEMA de intercambiadores gas/gas con tubos lisos y aletados tipo low fin, chillers, reboilers e intercambiadores de proceso.

III 1.1 Referencias Normativas API de Bombas y Compresores centrífugas para Transporte de Fluidos Volátiles en el Procesamiento de Petróleo y Gas Natural.

Las normas establecidas por el Instituto Americano de Petróleo (API), ayudan a la gente petrolera a seleccionar e instalar varios tipos de tuberías de control para las aplicaciones en los sellos mecánicos. Estos arreglos de tuberías se describen en una serie de planes emitidos por la API 610 para bombas centrífugas. Los planes API son importantes para crear un ambiente tales como: un enfriado, una limpieza, la lubricación, estar dentro de la capacidad de presión del sello y para procesos compatibles.

Aunque son 17 planes, sólo algunos serán necesarios describirlos para cada tipo de sellos. En lo siguiente describiremos esos planes del API que utilizan regularmente.

Planes API en Sistemas de Sellos Mecánicos.

Aquí hay algunos comentarios sobre cada uno de los planes de las bombas centrífugas API 610, recomendados por dicha institución:

Plan 11 de API:

Recirculación de la Cubierta de la Bomba (Descarga a la cubierta del sello)

Plan 13 de API:

Recirculación de la cubierta de la bomba (cubierta de sello a la succión).

Plan 21 de API:

Recirculación de la cubierta de la bomba (descarga a través del intercambiador de calor a la cubierta de sello).

Plan 31 de API:

Recirculación de la cubierta de la bomba (cyclón separador interno)

Plan 41 de API:

Recirculación de la cubierta de la bomba (cyclón separador interno a través del intercambiador de calor a la cubierta de sello)

Plan 52 y 53 de API:

Recirculación del depósito presurizado o despresurizado a la cubierta de sello con el líquido buffer compatible con el proceso (circulación de Thermosyphon / forzado con la cara rotativa del sello)

Especificaciones de la Industria de compresores centrífugos: Normas API-617 – “Compresores Centrífugos para Servicio de Refinería en General”

- Aunque los compresores centrífugos con incrementador integral no puedan seguir siempre la especificación al pie de la letra, ellos pueden, llegado el caso, satisfacer la idea básica de la especificación misma, por lo que respecta a la confiabilidad, la seguridad, las inspecciones, la instrumentación y las vibraciones.
- Esta especificación fue concebida antes de la aparición de los compresores de alta velocidad con incrementador integral, y fue dirigida primeramente a los compresores centrífugos de múltiples etapas con velocidades hasta 12,000 rpm, con incrementadores separados.
- Hoy día API reconoce el uso de los compresores centrífugos con incrementador integral para servicios de proceso y por eso un subcomité del Instituto, del cual Sundstrand (la empresa fabricante de estos compresores) forma parte, está actualmente preparando la 7ª edición de la especificación, considerando la introducción de un capítulo dedicado específicamente a los compresores centrífugos de alta velocidad con incrementador integral.

Especificaciones API-613- “Unidades de Engranaje de Propósito Especial para Servicio de Refinería”

- Originalmente la especificación fue concebida para incrementadores separados y para engranajes diseñados para velocidades menores de aquellas alcanzadas con los incrementadores integrales de hoy día.
- Los aspectos críticos del diseño de los incrementadores separados (momentos torsionales, flexión de los dientes) no coinciden con los de la tecnología de los incrementadores integrales para velocidades elevadas.

- Los engranajes específicos de Sundstrand son diseñados y fabricados en conformidad con los requisitos de AGMA (clase AGMA 13 para los compresores de múltiples etapas).

Especificaciones API-614 – “Sistemas de Lubricación, Eje-Sellado y Control-Aceite para Aplicación de Propósito Especial”

- Esta especificación fue concebida para sistemas de lubricación separados, no integrados con otros equipos.
- Hay 30 años de experiencia y se ha comprobado la eficacia de los sistemas de lubricación estándar de la empresa Sundstrand fabricantes de los compresores centrífugos con incrementador integral.

III 2. BOMBAS CENTRÍFUGAS DE ALTA VELOCIDAD Y BAJO FLUJO

El diseño de la bomba con difusor de un solo puerto fue acreditado al Dr. U. M. Barske. Con una versión de alta velocidad de este diseño fue popularizado en 1959 con la aplicación de una bomba de inyección de agua para los aviones de transporte Boeing 707 de esta compañía. Una versión industrial de este concepto se comercializó primero en 1962 y ahora se han colocado más de 10,000 en todo el mundo. La bomba de un solo puerto, o de emisión parcial, se ha desarrollado comercialmente por varios fabricantes. Los diseños se acomodan para ambos tipos de motores eléctricos, de dos o cuatro polos y en la mayoría son aplicados para los servicios de velocidades específicas bajas. La Figura 11 muestra la geometría básica de un impulsor abierto, el difusor de "emisión parcial" y su diseño. La versión de alta velocidad de este diseño tiene una experiencia acumulada por más de 30 años de fabricación comercial. Sigue siendo entre los 10 más conocidos y publicados que generan discusión entre los usuarios de estos productos. Aunque muchos de los temas son dignos de mencionarse individualmente, estamos aquí limitados solo a una apreciación con alguna sugerente ayuda.

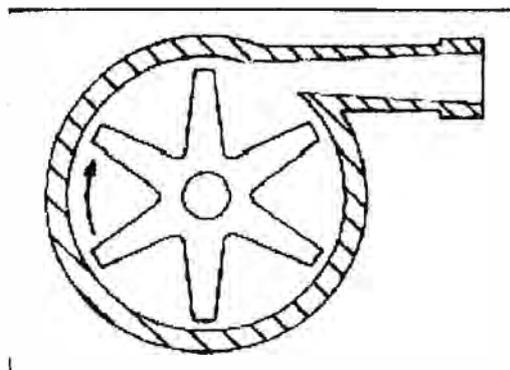


Figura 11. Impulsor Abierto

La Eficiencia Hidráulica

Las bombas de emisión parcial utilizan impulsores abiertos y por lo tanto no se confía en el uso de la tolerancia del anillo para mantener las eficiencias hidráulicas. Aunque este diseño permite mayor recirculación de regreso a la succión que un diseño de impulsor cerrado, la eficiencia definitivamente depende del componente de fricción del disco. La fricción del disco es la pérdida por arrastre entre el cuerpo del líquido que rota siendo llevado por el impulsor y las paredes estacionarias de la cámara (Figura 12). En la limpieza de las líneas no corrosivas, el acabado en las paredes de la cámara, quedan como nuevas, siendo esto una condición estable, larga en términos de Eficiencia Hidráulica.

Los acabados típicos son maquinados a 62 (micro pulgadas) del valor RMS. Así, un acabado de la superficie de 250 puede reducir la Eficiencia Hidráulica a lo más 10 puntos. En casos extremos, el consumo total de potencia se ha registrado que es el doble para una evaluación de limpieza. De las dos superficies de la cámara, el acabado del plato de apoyo es realmente de mayor importancia que el acabado redondeado del impulsor para el efecto de la eficiencia. El maquinado con cortes superficiales a profundidades de 0.005 a 0.010 pulgada para restaurar eficientemente el original desempeño de la bomba, reacondicionando las superficies para el acabado original del material. Además, para el uso del material redondeado, hay también potencial para el material foráneo que construyen superficies. Para cada piel o película, los cambios son semejantes para la efectividad del acabado como también es la degradación de la eficiencia. La sensibilidad de la bomba, a esta condición, aumenta con la velocidad punta y la operación con líquidos más ligeros. Por esta razón, los materiales de la parte húmeda, deben ser seleccionados para lanzar cualquier construcción o para evitar el potencial de acumulaciones que van ocurrir. Por ejemplo, las sales tienen una afinidad por los materiales de

acero al carbón. La construcción del tipo comúnmente experimentado en las líneas de butano contaminado ha sido rechazado por un actualizado acero inoxidable 316.

Para ambos efectos se pueden verificar midiendo el amperaje de motor o el aumento de temperatura del líquido. En este último indicador aumenta proporcionalmente al decremento en la eficiencia hidráulica, es decir por la ecuación,:

$$\Delta T = \{ H \times (1-\eta) / .778 \times C_p \times \eta \}$$

Unidades: T = Temperatura, (°F); H = carga, (pies); Cp = calor específico, (Btu/Lb-°F) y η = eficiencia, (en decimales).

Comentario: Hablar prácticamente del análisis del aumento de temperatura puede ser difícil porque los típicos rangos están entre 2 y 10 °F.

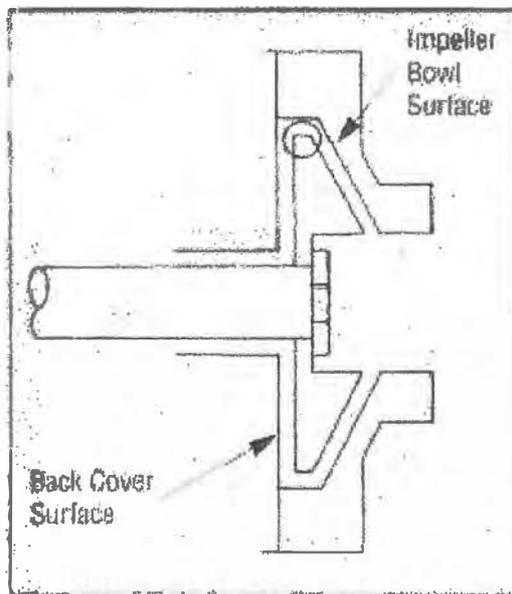


Figura 12. Superficies de la Cámara de Emisión Parcial

La Velocidad Específica de Succión.

Al citar a Lobanoff & Ross decimos: "El inductor produce básicamente una alta velocidad específica, el dispositivo bombea un flujo axial... eso está montada en serie, precediendo a una etapa radial

para darle una condición favorable a la succión de todo sistema. Esta relación es sumamente importante para evaluar la velocidad específica de succión con bombas de alta velocidad. En la Figura 13, nos muestra solo una parte de una familia de inductores.

Una regla práctica en la industria es limitar la velocidad específica de succión a un valor de 11,000 (en unidades inglesas) en las bombas de proceso de servicio pesado. Eso está basado en la premisa de que las bombas que operan a mayores velocidades específicas de succión tienen una vida útil más corta, y probablemente es debido a la rugosidad del diseño con la que operan. En tanto a los impulsores convencionales que tienen velocidades específicas de succión mayores a 11,000, es por las configuraciones del ojo de impulsor sobredimensionado que también es una buena guía del flujo. Para proporcionar una conveniente NPSH (Carga Neta de Succión Positiva), el rendimiento de la guía para las bombas de alta velocidad, requerirá de un cambio en el punto de referencia.

Las bombas de alta velocidad inherentemente, requieren de inductores para alcanzar un rendimiento competitivo. Los diseños de inductores llegan hasta el punto de proporcionar un confiable funcionamiento sin cavitación con valores específicos de aproximadamente 24,000. Los esfuerzos por insensibilizar los rangos de operación del inductor han sido dirigidos a la optimización del número de hojas, del ángulo y áreas del pasaje así como el uso de varios diseños de desviación de entrada. Un diseño que resista al surgimiento de la cavitación, es el llamado recirculador de contra flujo, que se presenta para mejorar la parada de giro del inductor cuando se acerca una interrupción en el servicio. También se usan los rompedores de vórtice de succión pero son menos efectivos que los estabilizadores de flujo. No obstante, ellos pueden mejorar la estabilidad del bajo flujo, con las bombas del tipo alta-velocidad/inductor, en porcentajes de 25 a 35%.

En general, el uso del inductor en bombas con Normas API, no está considerado, pero las bombas de alta velocidad claramente lo requiere. Varias personalidades en la Industria de Procesos de Hidrocarburos (HPI) han reconocido la única posición que ocupa este equipo en el mercado y han exentado tales diseños desde que hay un numero limite de 11,000 en la velocidad específica de succión. Sin embargo, todavía el cuidado debe ejercerse en las configuraciones de cada inductor correspondiente con el rango de flujo de operación de la bomba, y en la interacción con los fabricantes que consideran los limites de erosión en la cavitación dentro de sus guías de aplicación.

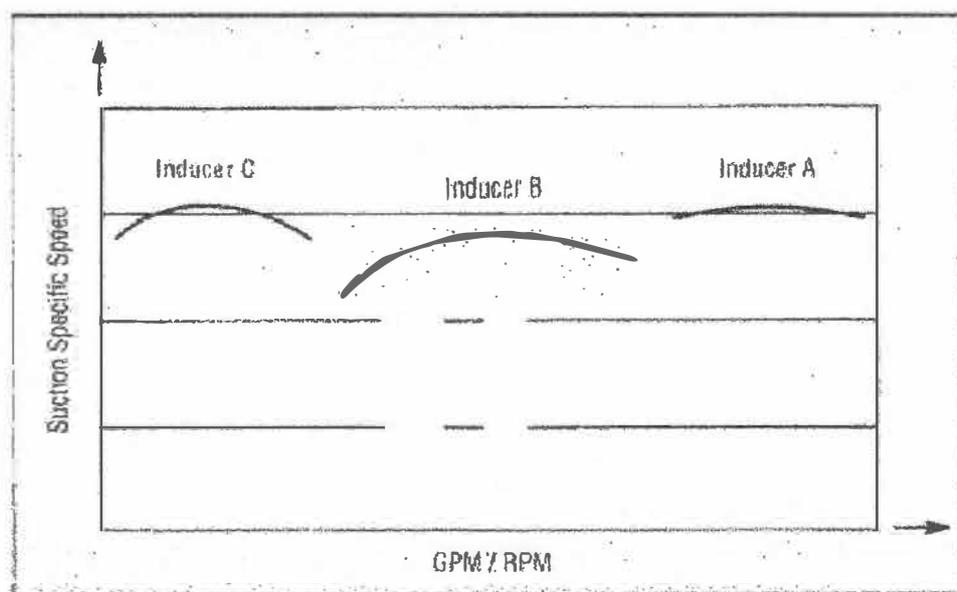


Figura 13. Relación entre Caudal/Velocidad versus Velocidad Específica en la Succión para familia de Inductores

El Sello Mecánico en Alta Velocidad

El sellado mecánico de bombas de alta velocidad presentan numerosos obstáculos que incluyen el potencial por vibración, altas velocidades que resbalan, generación de calor y altas presiones de sellado. Mucho de esto es el resultado directo de velocidades rotatorias que alcanzan un máximo de 25,000 rpm lo cual es más común con los compresores

que con bombas. Estas condiciones ponen a los fabricantes de la bomba de alta velocidad en la única posición de aceptar "un sello particularmente exclusivo". El volumen de los problemas está dirigido a revertir la configuración del sello convencional. El control de vibración se hace al componente accionado por resorte tanto a la parte estacionaria con la cara dura como la parte rotativa. Los sellos pequeños, típicamente con diámetros de 1 ¼" o 1 ½", en ambos casos, se utilizan para minimizar las velocidades que resbalan. Un sello de 1 ¼" a 15,000 rpm tiene una velocidad de resbalamiento de cara de aproximadamente 82 pies por segundo. Esto será igual a la operación con un sello de 5 ½" a un tradicional 3,550 rpm (Figura 14.). Cuando se ha combinado con la acción de comenzar con el rodete de los impulsores se presentan presiones en el sello más cercano a la succión que a la descarga (es decir, aproximadamente sube el 10 % por encima de la presión de succión), los valores de pV se ven manejables en las caras del sello. Esto permite manejar la mayoría de las aplicaciones por el carbono convencional contra la combinaciones de materiales de carburo de tungsteno. El carburo de Silicio también puede usarse para elevar los límites operacionales.

La mayoría de los problemas del sello en la bomba de alta velocidad no son causados por la alta velocidad, sino por la falta de comprensión e información con respecto a las propiedades del fluido. Los problemas más comunes son el óxido y la incrustación, el inadecuado margen de la presión de vapor y la formación de soluto en la interfase atmosférica. La aplicación apropiada de Planes típicos de limpieza (flush) de sello de normas API, -31 (flush a través de un separador), -13 (flush inverso) y -54 (enfriador), normalmente descartan estas preocupaciones y promueve a la confiabilidad del buen funcionamiento del sello con las bombas de alta velocidad.

Desgraciadamente, la falla al configurar apropiadamente la bomba no causará ningún problema inmediato. Una ocurrencia común es un inadecuado venteo del puerto que puede dirigirse a un proceso acumulado del goteo de sello hacia el lado posterior del sello mecánico o junta del cojinete de la caja de engranajes. La probable contaminación del lubricante existe, cuando un drenaje atmosférico se conecta a una tea principal que experimenta significativas perturbaciones. El cuidado que se debe ejercer es para asegurar que estas acciones no ocurran, ya que el trabajo de la caja de engranajes depende del límite de esta presión a un máximo absoluto de 10 psig.

La NPSH a la Succión de la Bomba.

El desempeño de la Carga Neta de Succión Positiva (NPSH) de una bomba centrífuga se establece basándose en la anomalía de la carga estándar versus la curva de capacidad. Cuando se usan los inductores, el desempeño total de la NPSH de la bomba es medido, y no sólo por el rendimiento del inductor. La mayoría en común ha aceptado los parámetros que están basados en el 3% del criterio de supresión de carga por el Instituto Hidráulico (Hydraulic Institute). Por definición, sin embargo, la bomba cavitará cuando las condiciones en la brida de succión reúnan los análisis o curva de predicción en tales condiciones. Los inductores de alta velocidad (en esencia son bombas axiales) pueden desarrollar tanto como 25 a 100 pies de carga. Esta energía, sin embargo, no puede ser incluida dentro de los requerimientos totales de la bomba, debido a las pérdidas por la entrada correspondiente al ojo del impulsor centrífugo. El resultado neto es que la parte centrífuga de la bomba todavía debe ser dimensionado para una clasificación de carga del diseño completo.

El aspecto escondido del NPSH gira alrededor de las propiedades del fluido bombeado y del potencial para descubrirlo. El daño por cavitación está en función de la tendencia del líquido a producir vapor.

Las bombas de agua típicamente producirán un ratio entre la carga y el flujo, aunque con el potencial para dañar algún material, no obstante es muy próximo al 3% del valor de supresión de carga. Esto puede atribuirse a la característica de la alta tensión superficial del agua. La misma característica lo hace agresivo hacia el daño de la cavitación pero la bomba generalmente trabaja.

La dificultad ocurre al otro lado del espectro dónde se usan las bombas de alta velocidad con servicios de baja gravedad específica. Usando el 3% del valor de supresión por los fluidos ligeros, se agrega la regla práctica de la industria para un adicional de 2 a 3 pies de factor de seguridad, el margen de NPSH no debe estar adecuado con los fluidos de baja gravedad específica. Un ejemplo de esta situación se comprende cuando hay un ligero calentamiento del fluido ocurre en el lado de la succión de la bomba, particularmente con tuberías de suministro sobre tierra, desde tanques de almacenamiento hacia las bombas de transferencia. Esto puede resultar en desprendimiento de gas y la falla de la bomba para el principal sustento. Irónicamente, esta situación contradice a los factores equivalentes de los hidrocarburos en API que típicamente se prohíben por las especificaciones de la compañía. En general, aumentando el margen de NPSH por un adicional de 4 a 6 pies es apropiado con los líquidos de gravedad ligera, es decir, menos que 0.7 de gravedad específica.

También es de interés el hecho de que el valor NPSHR típicamente aumenta más allá del mejor punto de eficiencia de la máquina. Los arranques de bomba son normalmente incontrolados y resultan en operación al final de la curva debido a la falta de suficiente contrapresión. El resultado práctico de esta situación es el hecho que la bomba debe de correr bastante alto para el requerimiento del NPSH, y podría promover una desconexión entre el impulsor/inductor y la línea líquida. Por consiguiente, la posición inicial del vástago de la válvula y

el venteo manual del sistema de la bomba debe preverse en la preparación para el arranque.

Bombas Centrífugas en Presiones Altas.

Se instalan a menudo las bombas centrífugas de alta velocidad en aplicaciones diseñadas para bombas de desplazamiento positivo (PD). Esto es debido a la capacidad inherente de ambas bombas de entregar una alto diferencial de presión. Desgraciadamente, los dos diseños deben operar bajo los esquemas de control significativamente diferentes. Este hecho debe reconocerse cuando se mejora de una configuración a otra.

La figura 15, muestra las características teóricas del PDs y centrífuga con respecto al flujo y las capacidades de carga. Es evidente que el diseño del desplazamiento positivo está limitado por la carga (la presión) y el centrífugo por el flujo. Por consiguiente, el PD usa una válvula de alivio de presión para prevenir la sobre presurización y para purgar el exceso de capacidad. En la práctica, las bombas centrífugas exhiben sólo un moderado aumento de carga a través de su región de operación. La centrífuga de paletas radiales, en particular, demuestran un 5-10% de aumento de carga desde el Mejor Punto de Eficiencia (B.E.P.) hasta el tope de la curva de la carga versus la capacidad. Este margen no nos facilita el uso de un sistema de alivio de presión para los propósitos de control. Más allá del esquema de la válvula de alivio puede resultar un desgaste de potencia cuando la bomba es permitido salirse hasta el extremo derecho del B.E.P., bajo condiciones de "carga baja". El sistema de mando recomendado de la bomba de alta velocidad está con el uso de control de flujo. A primera vista, este concepto puede ser intimidante pero es esencialmente sinónimo con los esquemas de control de nivel y de masa que son típicos dentro de los sistemas del proceso. Algunos procesos exigen estricto control de

presión. Cuando ése es el caso, un control reguladora de presión o una derivación se pueden requerir.

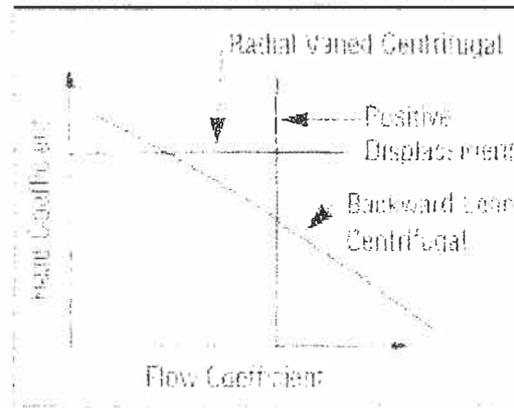


Figura 15. Aumento de Carga Teórica

La Operación de Flujo Controlado

El efecto de operación de bajo flujo en las bombas centrífugas normalmente se discute, pero raramente es lo opuesto al desempeño de la curva considerada. Sin tener en cuenta de los accesorios hidráulicos, el NPSHR aumenta generalmente con el funcionamiento de una bomba más grande que su razón de flujo. Este tema se ha mencionado más adelante y por consiguiente no se ha discutido más allá. Las bombas con una simple voluta y un estilo de difusor experimentan un aumento radial de cargas cuando es aplicado en el mayor de los diseños de razón de flujo (Figura 16). Generalmente se entiende que es suficiente apoyarse sobre la capacidad, y/o límites del control, deben aplicarse a la bomba para responder por estos eventos. Las bombas centrífugas de alta velocidad comparten estos mismos diseños básicos necesarios, pero también deben dirigirse a menudo a un fenómeno llamado la cavitación de descarga.

La cavitación de descarga ocurre dentro de una divergencia cónica (punto de emisión) de los difusores, cuando la bomba opera hacia la parte derecha de la rodilla de la curva de rendimiento (figura 17). Bajo tales condiciones, una zona de baja presión se forma en el borde de

salida de las hojas del impulsor. Se forman las burbujas de vapor y como consecuencia colapsan de una manera consistente como la definición común de cavitación. El resultado es la picadura en la hoja del impulsor, incremento en la vibración de la bomba y la clásica “Roca Bombeada” el ruido asociado con los problemas del desempeño de succión.

Tan común es que en sistemas dónde la bomba ha sido sobredimensionada en la carga, hay un control inadecuado que es permitido para mantener en operación dentro de un límite de flujo máximo, o simplemente durante un proceso de inicio dónde el sistema está siendo llenado. Una buena regla práctica es que este tipo de bomba debe controlarse a un flujo máximo de 120 % del índice de la bomba. Los requisitos del sistema que excedan este valor requieren de una conversión de la garganta del difusor algo más grande para acomodar la demanda del actual proceso. El uso de las capacidades de conversión del diseño siempre es preferible que al grosero sobredimensionado de la máquina para los requisitos futuros.

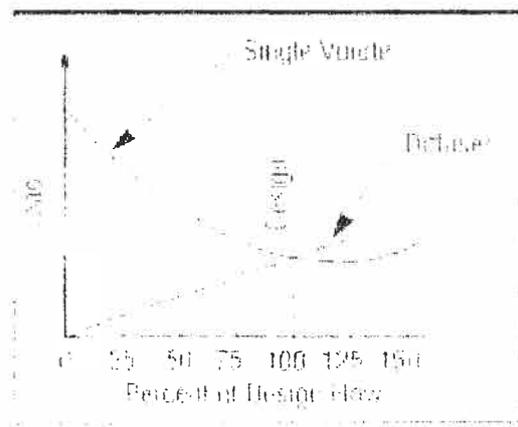


Figura 16. Características de la Carga Radial de la Bomba Centrífuga

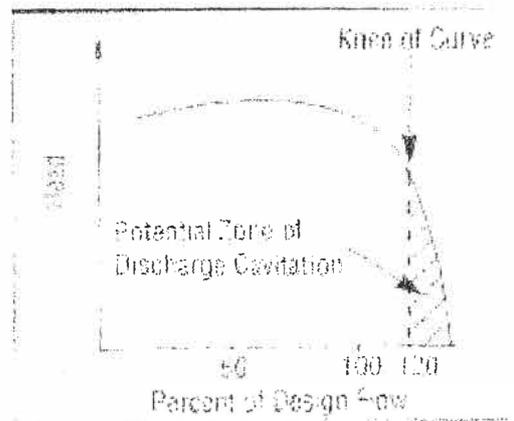


Figura 17. Características del Rendimiento de la Bomba en el Punto de Emisión.

Conflicto entre las Curvas

Algunas, pero no todas, las bombas de alta velocidad producen curvas planas o "caídas". Esta característica que es común para las bombas de baja velocidad específica, ha sacado mucha discusión que considera su capacidad inherente para ser controlada. Tales bombas, sin embargo, han sido substancialmente aplicados en diez de miles de aplicaciones a pesar de estas preocupaciones. Desafortunadamente, aunque esto se ha cumplido en el gasto de energía por el sobredimensionado de la carga nominal de la bomba y empleando un orificio de descarga para empujar la curva artificialmente es cuando funciona en retroceso hacia su punto mínimo de flujo.

La clave de las aplicaciones es entender la bomba y las curvas del sistema. Es una creencia común que las curvas caídas son difíciles de controlar porque la bomba tiene dos puntos de flujo asociados con una simple carga (la presión) puntual. El resultado es una tendencia para la bomba para "cazar" entre los dos flujos. Lo que se pasa por alto a menudo, sin embargo, es que la bomba reacciona meramente a lo que el sistema le presenta. (es decir, eso se opera en el punto exacto donde las curvas del sistema y la bomba se interceptan).

Un proceso típico de la curva de resistencia característica de un sistema está compuesto por componentes. El primero se refiere como el elemento fijo que se asocia al componente estático del sistema, por ejemplo, la presión de operación de una torre del proceso. Se considera que este elemento es constante con respecto al caudal del sistema. Recíprocamente, el componente variable debe ser simplemente pensado como el elemento friccional que se relaciona al caudal bombeado. Estos dos factores se muestran en la figura 18. Cuando se combinan, ellos vienen de la curva del sistema básico.

La figura 19 muestra una típica carga versus la curva de capacidad (ABC) con una característica caída. El punto B significa el Mejor Punto de Eficiencia (B.E.P.), en el punto A, el flujo se corta y el punto C es la condición de stonewall. Sobrepuesto en esta curva está la curva del sistema básico (SB) que se derivó a la discusión anterior. Sin el control de la bomba suplementaria, el sistema demandará un caudal igual a XB. La curva de carga del sistema puede modificarse con los cambios al sistema de tuberías o por regulación de caída de presión con una válvula de control. El último acercamiento es los típicos medios de controlar las bombas centrífugas y los rendimientos de las curvas del nuevo sistema como está indicado en (SD) y (SA). Se ve que la capacidad de carga de la bomba están iguales en los puntos de flujo XA y XB, todavía la exitosa operación de la bomba cumple como resultado de la curva modificada del sistema.

Nosotros seríamos negligentes al no señalar que este tipo de curva tienen sus limitaciones. Primero, el control de presión no es normalmente práctico debido al aumento principal relativamente pequeña que ocurre entre los puntos de carga nominal y máxima, típicamente en el orden de 5-10 %. Este hecho favorece el uso de métodos del control de flujo. Segundo, los sistemas que se abarcan son predominantemente del componente fijo, es decir, se exhibe una influencia pequeña como resultado de la demanda del flujo del

sistema, puede dar lugar a una bomba de tamaño insuficiente si una valoración activa de la interacción de la bomba/sistema no se realiza. Sin importar el tipo de bomba centrífuga, una intersección discreta entre la bomba y las curvas del sistema complementará siempre la estabilidad de la bomba y la controlabilidad. La atención concienzuda a la interacción entre las bombas y sistemas pueden someterse ambos para que trabajen en armonía.

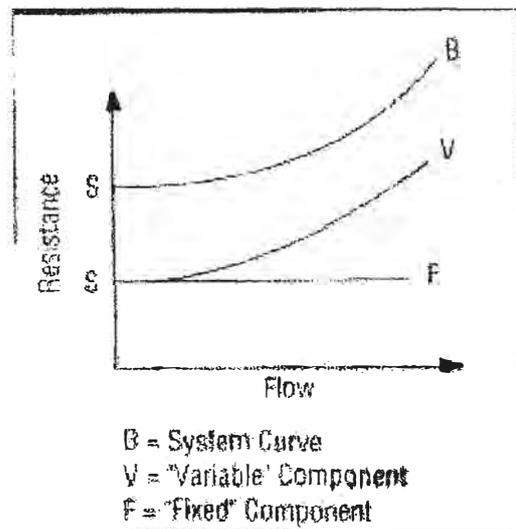


Figura 18. Curva Capacidad versus Resistencia

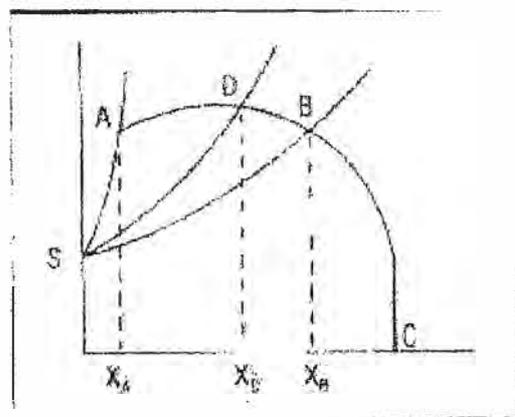


Figura 19. Curva Capacidad versus Carga

Bombas Centrifugas que No Funcionan con Agua.

Los fabricantes de las bombas utilizan típicamente el agua como un medio de prueba de funcionamiento por razones de seguridad y de la conveniencia. Muchas bombas, sin embargo, se venden para líquidos del proceso que varían entre 0.4 y 0.8 de gravedad específica. Las pruebas de fábrica a menudo utilizan la mitad de velocidad de los motores, u otras variaciones de velocidad para compensar el aumento de potencia que resulta de la diferencia de densidades del agua con la del líquido que se maneja. La operación en campo, sin embargo, normalmente se hace una corrida inicial en agua para equilibrar y probar el sistema. Dos repercusiones típicas de esta acción son una sobrecarga prevista del motor o una inesperada sobrecarga de algún engranaje de alta velocidad o de los cojinetes. La bomba de alta velocidad es en particular vulnerable a esta operación fuera de diseño como también es una solución de común uso para las aplicaciones del proceso de hidrocarburos ligeros y como un resultado de una adaptación según los requerimientos, estos son los componentes que capitalizan las necesidades de la aplicación específica.

La reducción de presión de un fluido puede o no resolver problemas de la bomba pero cuando se recarga el cojinete se debe intervenir en casos extremos. La moraleja de la historia es verificar con el vendedor de la bomba antes de proceder con las pruebas de fuera de especificación. El acercamiento óptimo es avisarle de sus condiciones de operación antes de colocar un pedido, para asegurar así que se encontrará todos los usos preventivos.

La Válvula de Control en el Sistema

Los diseñadores de la bomba centrífuga esperan que las válvulas reguladoras estén muy cerca de la descarga, mientras que los diseñadores del sistema prefieren un lugar muy cercano al punto de

demanda. Este problema se convierte en algo de estética, cuando se tratan de bombas de alta energía.

Un fenómeno de impulsión puede ocurrir con las bombas, continuamente con ambas cargas creciente o decreciente versus los atributos de la forma de la curva del flujo. Se distingue por las fluctuaciones en la capacidad de carga a las condiciones de bajo flujo de la bomba. La combinación de la tecnología de alta velocidad con flujos relativamente bajos del diseño, introduce desafíos únicos al diseñador y al usuario de la bomba.

La prueba empírica demuestra que la estabilidad baja del flujo de este diseño de la bomba es influenciada directamente por el sistema dentro del cual funciona. El único punto de emisión del difusor y de un impulsor Barske pueden ser caracterizados de simplista al flujo de descarga cada vez que una hoja pasa por la garganta. Es razonable prever un vacío entre el tiempo en el cual la hoja pasa y el siguiente llega para distribuir su suministro. Este período interino representa la oportunidad para que la colocación de la válvula de control a la descarga influya en la estabilidad del flujo bajo de la bomba.

El proceso interactivo de la válvula se puede visualizar en el contexto de un simple sistema de masa resorte. El líquido en el sistema actúa como la masa y todos los dispositivos de almacenaje dentro del sistema, es decir, el instalar tubos, recipientes, etc., proporcionan el medio del resorte. La excitación de este sistema se puede iniciar desde un número de fuentes pero se puede relacionar a menudo con la frecuencia del pasaje de la hoja. Cuanto mayor es la energía que se acumula dentro del sistema, es decir, el resorte, mayor la propensión para que ella interrumpa la estabilidad de la bomba. Las revocaciones momentáneas del flujo causan la circulación que surge de entre las hojas. Este tipo de sistema se refiere a veces como "suave" o "esponjoso" puesto que refuerza la amplitud de la fuerza teórica del resorte. La energía destructiva de esta situación es la más grande con

una masa de aumento del líquido, cuando la válvula reguladora se coloca remotamente, y con el aumento de la potencia de la bomba. Se reduce al mínimo este fenómeno cuando el sistema se puede describir como "difícil". Esto es lograda colocando una válvula de control, u orificio, cerca a la brida de la descarga de la bomba. En efecto, esta ocasión reduce la masa líquida, de tal modo, que reduce al mínimo la amplitud del movimiento del resorte, y las oscilaciones del flujo. La válvula/orificio también interrumpe la frecuencia de la fuerza de la excitación y más allá mejora la estabilidad del flujo bajo de la bomba. El sistema "duro" debe siempre ser la meta puesta que desalienta la formación de una fuente de energía potencialmente peligrosa que pueda dañar la tubería e inducir la vibración mecánica en la bomba de alta velocidad. Las buenas reglas prácticas son que los niveles transmitidos de energía de menos de 25 HP son afectados como mínimo por este fenómeno y la colocación óptima de la válvula de control está a 5 pies de la brida de descarga de la bomba. La falta de tratar esta situación puede reducir en uno de 200 HP, el caudal continuo mínimo recomendado de la bomba del 40% al 65% del B.E.P., basado en la colocación de las válvulas a 25 pies, en vez de 5 pies, de la brida de la descarga de la bomba.

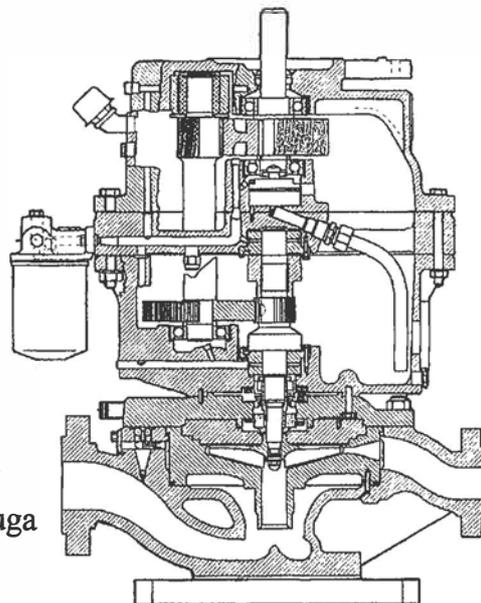


Figura 20. Bomba
Centrífuga

III.2.1 Conceptos básicos de las Bombas Centrífugas

Las bombas centrífugas son el tipo más común de bombas cinéticas, y se utilizan mayormente en aplicaciones de caudales entre medio y alto y de baja altura. Las bombas centrífugas son como el caballo de batalla de las Industrias de Proceso Químicas (IPQ), casi siempre son más económicos en su operación y mantenimiento que otros tipos de bombas.

Los Parámetros Necesarios en la Especificación.

En general, el caudal requerido es determinado por los balances de materia y de energía. Los márgenes de diseño, típicamente entre 0-25%, se agregan al balance de materia del caudal para explicar las variaciones inesperadas en las propiedades o condiciones, o para asegurar que toda la planta se encuentre bajo los criterios de funcionamiento. También, la protección del flujo mínimo se agrega a menudo como circulación continua. De vez en cuando, el caudal requerido (incluyendo los márgenes del diseño) puede ser que caiga en un rango bajo de flujo para las bombas centrífugas. En tales casos, se especifica una bomba de dimensiones mínimas para el servicio continuo, y se sobredimensiona la capacidad de la bomba para el uso típico de la circulación de la descarga hacia la fuente.

Durante la especificación, la presión máxima de una bomba se determina en cualquier condición de operación, incluso el arranque, la parada y los cambios en el sistema. La presión de cierre es la presión máxima que una bomba desarrolla cuando las condiciones de flujo es cero, lo cual refleja un total bloqueo en la salida. Las variables a considerar cuando se determina la presión del diseño son:

- máxima presión de la fuente (por ejemplo, relevando la presión de un recipiente)
- máxima carga desarrollada por la bomba (es decir, carga al cierre)

- máxima carga estática del líquido en la línea de succión de la bomba
- máxima velocidad de operación de la bomba (para los mecanismos de transmisión de la variable de velocidad)
- la posibilidad de intervención del operador durante un cambio en el sistema.

La carga h es la medida de energía más comúnmente usada en cualquier punto del sistema, o del sistema en su totalidad. Se define como:

$$h = \frac{v^2}{2g} + \frac{2.31 \cdot P}{Sg} + z$$

donde: v = la velocidad del fluido (ft/s); g = aceleración de la gravedad (32.2 ft/s²); P = presión (psia); Sg = gravedad específica; y z = elevación sobre (+) o debajo (-) de la bomba (ft).

La energía que la bomba imparte al líquido, la Altura Dinámica Total, ADT, toma en cuenta la diferencia de presión, elevación del líquido y la velocidad entre el origen y destino. También, el ADT considera pérdidas en la línea (fricción) y caída de presión a través de la instrumentación y de otros artículos en la trayectoria del flujo del líquido:

$$ADT = \frac{144 \times [P_2 - P_1 + \Delta P_f + \Delta P_{other}]}{\rho} + [V_2^2 - V_1^2] + [Z_2 - Z_1]$$

donde el P = presión (psia); ΔP_f = la pérdida friccional a través de tuberías (psi); ΔP_{other} = la pérdida de presión a través de la instrumentación y los orificios de restricción de flujo (psi); Z = elevación (pies); V = la velocidad (pies/s); y ρ = densidad del líquido (lb/pie³). Los subíndices 1 y 2 se refieren al inicio y el final, respectivamente.

Las dos primeras ecuaciones, demuestran que las propiedades del fluido tienen un impacto significativo en la altura. En el caso de que la densidad y la viscosidad se incrementen, así también aumentará la cantidad de trabajo necesario para el mecanismo de transmisión de la bomba. Esta es la razón por la cual el ingeniero de procesos debe especificar no solamente los valores normales para la densidad y la viscosidad, sino también los valores máximos que la bomba es probable que encuentre durante situaciones extremas, tales como anomalías en el arranque, en la parada o en el proceso. También, el ingeniero debe determinar la temperatura de funcionamiento máximo, y si el líquido puede contener sólidos suspendidos o gases disueltos. Además, se debe especificar la bomba para evitar la cavitación. Puesto que el vapor tiene una densidad más baja que líquido, la cavitación conduce a una reducción en la capacidad y la eficiencia de la bomba. La Carga Neta de Succión Positiva (NPSH) es una medida de la proximidad de un líquido a su punto de burbuja (o a la presión de vapor). El NPSH disponible (NPSHA, pie) está dado por:

$$NPSHA = \frac{[P_1 - P_{vp} - \Delta P_f]}{\rho} \times 144 + [Z_1 - Z_{entrada}]$$

donde: P_{vp} = la presión de vapor del líquido bombeado (psia) y $Z_{entrada}$ = la elevación de la línea principal desde la boquilla de succión de bomba (pie). Las otras variables en la ecuación 3 tienen el mismo significado y unidades como en la ecuación 2.

Asegurar una Adecuada Disponibilidad de NPSH.

Los fabricantes de bombas fijan el NPSH Requerido (NPSHR) para una bomba dada. El NPSHR considera cualquier pérdida de carga que pudiera ocurrir entre la boquilla de succión de la bomba y el impulsor, así se asegura que el líquido no cae debajo de su presión de vapor. NPSHA debe exceder el NPSHR fijado por el fabricante.

Hay algunas opciones disponibles para aumentar el NPSHA, dependiendo que este valor esté sobre o debajo del NPSHR. El aumento de la presión de la fuente o la reducción de la presión de vapor del líquido (por enfriamiento) es raramente factible. Por lo tanto, hay dos variables del proceso restantes que pueden ser ajustadas, la altura estática y las pérdidas por fricción (véase la ecuación 3).

La altura estática se puede levantar por tres métodos:

1. Subir nivel de elevación del punto de la fuente. Esto puede ser imposible en algunos casos (por ejemplo, un tanque a un nivel elevado).
2. Bajar el nivel de elevación de la entrada de bomba. Esto es una opción menos atractiva porque las bombas están situadas típicamente apenas sobre el nivel del suelo, y bajar la entrada puede requerir que la boquilla de la succión esté por debajo del nivel. Esto da lugar generalmente a una bomba mucho más costosa.
3. Levantar el nivel del líquido sobre la succión del recipiente. La aceptación de esta propuesta varía según como es el proceso y no se debe utilizar sin previa consulta a la compañía.

Las pérdidas por fricción pueden ser reducidas tanto por el aumento del diámetro de la tubería de la succión de la bomba y/o reducción de la longitud equivalente de la línea de succión. En una planta de irrigación, las pérdidas por fricción deben ser casi mínimas, ya que levantar la carga estática es más viable. La reducción de pérdida por fricción es usualmente más atrayente para las líneas de succión en plantas donde existen un aumento de rendimiento del proceso por encima de la capacidad original nominada en la placa de identificación. Hay también algunas opciones para reducir el NPSHR de la bomba, los cuales se incluyen: el usar uno más grande, una bomba de menor velocidad, un impulsor de la doble succión, un área más grande a la entrada del impulsor (el ojo del impulsor), una bomba de gran tamaño

y un inductor, que es un impulsor secundario colocado delante del impulsor primario

Corridas en Serie o en Paralelo.

Las bombas centrífugas operan dentro de los rangos de carga y de velocidad. La operación fuera de estos rangos pueden requerir del uso de una bomba especial. Otras opciones para manejar aplicaciones de alta carga o alto-flujo se incluyen el uso de bombas en series o en paralelo. Al funcionar en serie, se agregan las cargas, y el total de la capacidad es igual a la de la bomba con la capacidad más pequeña. En paralelo, las capacidades de las bombas se agregan, y la carga de todas las bombas será igual al punto donde los líquidos descargados se mezclan. Las bombas en paralelo se utilizan por varias razones, incluyendo costos (dos bombas más pequeñas pueden costar menos que una más grande), el aumento del tamaño de una planta existente, o compensar a un proceso con una variada capacidad. Observe que las bombas que operan en paralelo deben tener características de carga similares para evitar posibles problemas de operación.

A menudo, los ingenieros de procesos necesitan estimar la potencia requerida de una bomba durante las etapas previas del diseño de un proyecto, antes de que se haga una selección. La potencia de freno (BHP) se relaciona con el caudal Q (gpm), la Altura Dinámica Total ADT (pies), la gravedad específica S_g , y la eficiencia η .

$$BHP = \frac{(ADT)(Q)(S_g)}{3,960 \eta}$$

La eficiencia real es fijada por el proveedor de la bomba cuando se hace una selección final. La compra se basa normalmente en las pruebas de bombas previamente construidas del mismo modelo y tamaño. Una estimación razonable puede ser determinada usando un gráfico encontrado en un manual. En general, la eficiencia varía de un

punto bajo de cerca de 10% para una bomba centrífuga pequeña, hasta un 80% para una bomba grande del tipo con flush de enfriamiento.

Especificación.

El tipo específico de bomba también influenciará qué especificaciones estándares deben ser requeridas. Algunas especificaciones de industria para las bombas centrífugas incluyen:

- ASME/ANSI B73.1, “La Especificación para Bombas Centrífugas de Terminal de Succión Horizontal para Procesos Químicos” y ASME/ANSI B73.2M “La Especificación para Bombas Centrífugas en Línea Vertical para Procesos Químicos”
- API-610, “Bombas Centrífugas para Petróleo y Servicios Pesados en la Industria Química y Gas”
- PIP RESP73H-97 “Aplicación del ASME B73.1M-1991 la Especificación para Bombas Centrífugas de Terminal de Succión Horizontal para Procesos Químicos,” y la PIP RESP73V-97, “Aplicación del ASME B73.2M La Especificación para Bombas Centrífugas en Línea Vertical para Procesos Químicos” API-610 fija los estándares que crean una bomba más robusta y más costosa. Las políticas de cada compañía pueden tener especificaciones adicionales para la bomba centrífuga que también deben ser resueltas.

Cada bomba tiene una curva específica que relaciona la carga, el flujo, la potencia, NPSHR y la eficiencia para los diámetros específicos del impulsor, para esa unidad particular (figura 21). Esto permite la selección correcta del diámetro del impulsor. Durante la especificación, la meta es seleccionar una bomba con un punto nominal (o diseño) tan cerca como sea posible al Mejor Punto de Eficiencia (BEP), según lo determinado por el fabricante de la bomba.

Regla práctica para la selección.

Las normas generales para seleccionar apropiadamente son:

- Seleccione la bomba basado en las condiciones nominales.
- El BEP debe estar entre el punto nominal y el punto de operación normal.
- La curva característica de carga/capacidad debe subir continuamente mientras que el flujo se reduce hasta el cierre (o flujo cero).
- La bomba debe ser capaz de aumentar su carga a condiciones nominales por instalar un impulsor más grande.
- La bomba no debe operar por debajo del caudal mínimo continuo de fabricante.

Como se puede ver en la curva de la bomba, ésta tiene un NPSHR específico, que varía, dependiendo de la carga y el flujo.

Una vez que el modelo y el tamaño específicos de la bomba se hayan determinado de la información de proceso básico, los materiales de construcción deben ser elegidos. La selección depende de las propiedades del fluido, tales como corrosión o erosión, y la presencia de gases disueltos. Sabiendo tanto como sea posible sobre la composición química de los fluidos en las tablas y asegurar la selección del material apropiada la bomba y su sello del eje.

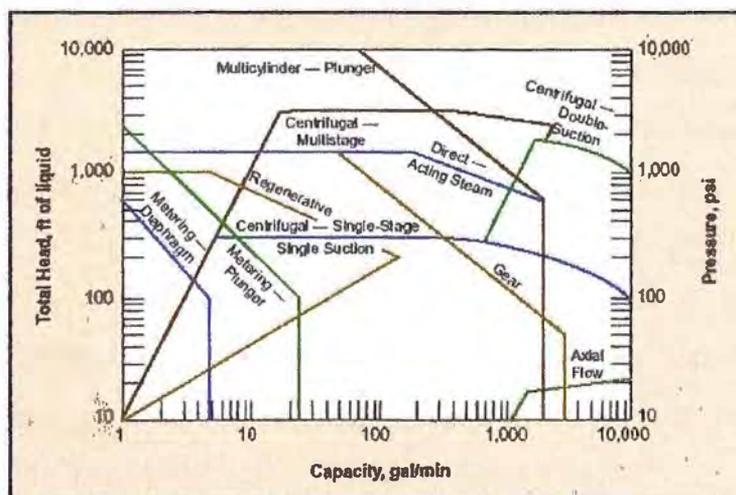


Figura 21. Guía de selección para varios tipos de bombas.

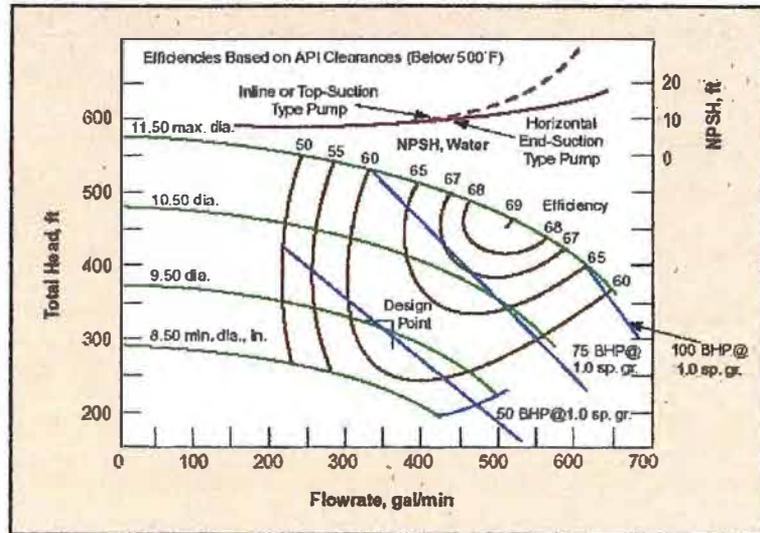


Figura 22. Típicas Curvas de Operación para Bombas Centrífugas.

Mecanismos de Transmisión y Sellos.

Referente a la figura 22, la potencia requerida del mecanismo de transmisión para la bomba se relaciona con la carga y el flujo. Los diferentes tipos de Mecanismos de transmisión incluyen motores eléctricos, motores de combustión interna, turbinas de vapor y de gas, y turbinas hidráulicas de recuperación de energía. La selección del Mecanismo de transmisión depende de muchos factores incluyendo el tipo de servicio, la disponibilidad del vapor o combustible (para las turbinas), y del costo. El mecanismo de transmisión más común es el motor eléctrico. Los motores pueden variar de tamaño dependiendo de la potencia, de la velocidad, del tamaño del frame, de la clasificación del área, de la orientación y de otras consideraciones. Las especificaciones del motor deben consistir en requisitos mecánicos y eléctricos, incluyendo la clasificación del área de clasificación peligrosa fijada por la Agencia Nacional de la Protección Contra Incendios (NFPA). Se debe dimensionar un motor para encontrar las condiciones específicas máximas de operación y debe ser capaz de encontrar los requerimientos de potencia en la curva final.

La figura 28 muestra que hay un número de diversos diámetros del impulsor disponibles para cada bomba. La selección de la geometría y del tipo es gobernada por las condiciones de operación, y de las propiedades y composición del líquido. Se puede seleccionar un impulsor que permita los cambios futuros en el diámetro. Las bombas operan raramente en su punto nominal exacto. Por lo tanto, el flujo o la carga puede necesitar ser cambiado para aumentar la eficiencia de la bomba, o para acomodar cambios en los requerimientos del proceso.

Una regla práctica general es seleccionar un impulsor que sea de un tamaño más pequeño que el tamaño máximo para la cubierta dada de la bomba, para poderla sustituir por una más grande sin sustituir la cubierta. Un problema común con equipos rotatorios es cuando se sella la penetración del eje en la cubierta para prevenir las fugas del fluido del proceso, por un empaque o un sello mecánico. El empaque se utiliza sobre todo en servicios no peligrosos, por ejemplo en las plantas del pulpa de papel, donde las fugas de líquido no requieren de seguridad. Los sellos mecánicos es el método de sellado que más ampliamente se utiliza y se debe seleccionar cuidadosamente. Las regulaciones ambientales locales afectarán el tipo y el arreglo del sello para un servicio particular. La falla del sello, en gran medida, es el tipo más común de falla de la bomba en el CPI. Utilizando esquemas apropiados de control pueden mantener la bomba dentro de los parámetros de diseño y, si es necesario, parar la bomba para prevenir un daño irremediable.

Una alternativa para instalar un sello es una bomba sin sello, por ejemplo, la bomba de mecanismo de transmisión magnético. La bomba de mecanismo de transmisión magnético utiliza un acoplador magnético permanente para transmitir el esfuerzo de torsión al impulsor. Esto elimina una penetración por el eje/carcaza que debe ser sellado. Ninguno deslizamiento o acción acople torsión sincronizado consiguen prevenir fugas. El otro tipo de bomba sin sello es la bomba

de motor enlatado, en la cual una porción del líquido bombeado se permite fluir en el motor, pero es aislado de partes tales como las bobinas o el aislamiento con una lata del metal. En ambas bombas se deben considerar donde las regulaciones ambientales se rigen sin fugas. Un sistema flush del sello se incorpora generalmente para mantener un ambiente limpio dentro del sello. Los sólidos en el líquido de proceso son perjudiciales a la vida de un sello y deben ser enjuagados antes de que dañen el sello. Hay un número de diferentes planes sello-limpia planes y líquidos con un chorro de agua, y la selección correcta del plan y del líquido depende del tipo de bomba, de sus condiciones de operación, el tipo de fluido (hidrocarburo, sin hidrocarburo, hidrocarburo flasheado), la temperatura, de ambiente peligroso/no peligroso, etc. Es mejor colaborar con los proveedores de la bomba y del sello para un correcto sello, plan flush y líquido para un servicio particular.

Control y Operación.

Para el control de la bomba a menudo se suele mantener un caudal fijo del proceso por medio de la regulación de la descarga, el encendiendo y apagando de la bomba, o controlando su velocidad. La regulación se logra colocando un regulador del flujo con una válvula de control en la línea de descarga. Sin embargo, las líneas de la recirculación pueden ser requeridas. El control de encendido-apagado se consigue con interruptores de nivel que tienen incorporadas bandas muertas que son usados en el recipiente de succión para arrancar y parar la bomba. Un nivel alto encenderá la bomba y un nivel bajo lo parará. Los Frecuentes arranques y paradas pueden dañar la bomba y al mecanismo de transmisión, así que el recipiente de succión se debe dimensionar para acomodar un inventario suficientemente grande del líquido cuando se utiliza esta opción. El control de velocidad es logrado usando un variador de velocidad cuando la capacidad de la

bomba puede variar grandemente. Muchos tipos están disponibles, inclusive turbinas eléctricas, electromecánicas, mecánicas y hidráulicas recuperadora de energía. De elegir este tipo de mecanismo de transmisión de la bomba, es mejor entrar en contacto con un proveedor que pueda ayudar a determinar lo mejor para la aplicación, puesto que la curva del sistema se determina si un motor variador de velocidad debe ser utilizado. Las bombas centrífugas tienen un flujo mínimo requerido debajo del cual la bomba puede incurrir en problemas y tener daños operacionales severos. Si la primera bomba cuya trayectoria de descarga puede ser bloqueada, una línea de la recirculación (contragolpe) se requiere para acomodar el flujo mínimo de la bomba. Tales líneas se pueden diseñar para los flujos continuos o controlados. Los flujos continuos son más comunes en bombas más pequeñas y utilizan un orificio de restricción de flujo en la línea de contragolpe para purgar la presión ganada de la bomba. Los flujos controlados se utilizan normalmente en los sistemas de alta capacidad donde un continuo, flujo mínimo conduciría a costos operativos significativamente mas altos o la selección de una bomba más grande. Los flujos controlados son los que mayormente se realizan a menudo con una válvula de control de presión autoregulado en la descarga de la bomba o una válvula de control de flujo y un controlador con flujo mínimo configurado como el punto de quiebre (setpoint).

La excesiva energía de bombeo aumenta la temperatura del líquido que es bombeado. En general, la subida de la temperatura es insignificante, excepto cuando la bomba está operando cerca del cierre. Por esta razón, la línea del flujo mínimo de recirculación se debe poner de modo que la salida de la línea conecte con un recipiente en vez de la línea de succión de la bomba, así dándole tiempo al fluido de liberar su exceso de calor. Si el líquido se agrega a la línea de succión, el aumento de temperatura no será disipado. Un pequeño intercambiador de calor se puede colocar delante de la succión de la bomba para

alcanzar el mismo resultado por la relativa alta carga de las bombas (~500 pies) o al manejar los líquidos sensibles a la temperatura.

Los interruptores de baja presión de succión aseguran el sistema de control de la planta, disparan la bomba o previenen a veces su arranque cuando la presión de la succión está debajo de su valor fijo. Los interruptores de alta presión se pueden instalar en la descarga de la bomba para no exceder la presión máxima permitida de la salida (dead-heading the pump). El motor está disparado o no está permitido generalmente comenzar bajo estas condiciones. Similarmente, los interruptores del flujo bajo en la descarga se utilizan para alarmar y para disparar el motor cuando ha ocurrido una condición del flujo bajo. Este dispositivo de seguridad se puentea a menudo (manualmente o con un contador de tiempo) durante arranque de la bomba para permitir que el flujo alcance su punto de operación normal, en cuyo caso la derivación se remueve. Actualmente, la industria está cambiando de los interruptores a los transmisores para la exactitud creciente y una diagnosis más fácil de la falla.

III 2.2 Parámetros Específicos Necesarios en la Bomba Centrífuga de Alta Velocidad: Velocidad Especifica, Diámetro del Impulsor, NPSH, Temperatura, Tipo de Inductor, Vibración y Flujo.

Característica del Diseño.

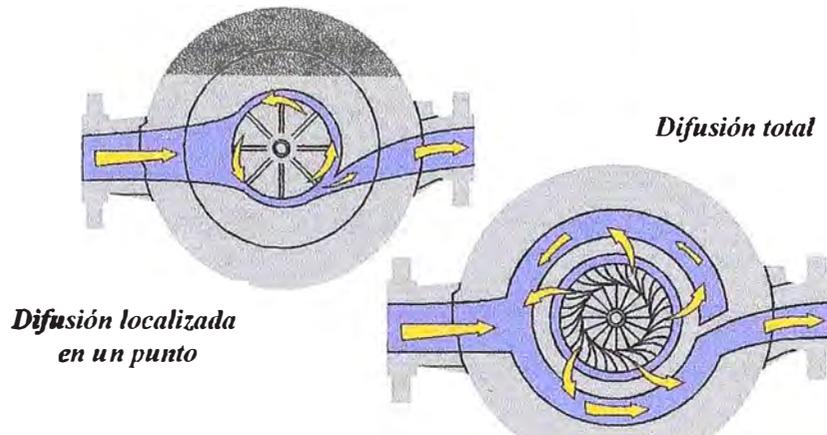
Las bombas y los compresores de “Sundyne” generalmente se consideran las máquinas centrífugas de alta velocidad, sin embargo, las unidades de mecanismo de transmisión directo representan una parte significativa del negocio total. Las unidades de mecanismo de transmisión directa corren a 2,960 rpm (50 Hz) o 3,550 rpm (60 Hz) mientras que las unidades de mecanismo de transmisión con engranajes el rango es desde 5,800 rpm hasta 34,000 rpm. La mayor

definición de velocidades disponibles se proporciona en tablas cociente de engranaje.

Hay dos diseños hidráulicos y/o aerodinámicos básicos que son: las unidades de emisión parcial y de emisión completa (Figura 23). La emisión parcial simplemente es que el líquido sale del impulsor en un solo punto mientras que la emisión completa sale del impulsor a través de su entera circunferencia. El flujo máximo para una unidad de emisión parcial es controlado por el diámetro de la garganta del difusor mientras que las dimensiones del control de los canales del impulsor fluyen en las unidades de emisión completa. Además los impulsores de emisión parcial ofrecen los alabes radiales rectos mientras que impulsores de emisión completa los alabes son de barrido posterior y recubierto en ambos lados en vez de un solo lado.

Debemos también observar que cada uno de estos diseños básicos (emisión parcial y completa) tiene combinación de gargantas, de volutas y de alabes para alcanzar un rendimiento óptimo. La figura 24 muestran diferentes tipos impulsores de emisión parcial, los de 8 alabes y 24 alabes. Su propósito junto con otras variaciones se demuestra en que la carga radial del impulsor y la forma de la curva son para los tipos de difusor. Observe que el compresor de emisión parcial utiliza el hardware esencialmente idéntico a las bombas de emisión parcial a excepción de los sellos mecánicos.

Diseño Aerodinámico



SUNDSTRAND
COMPRESSORS

Figura 23. Emisión Parcial y Emisión Completa

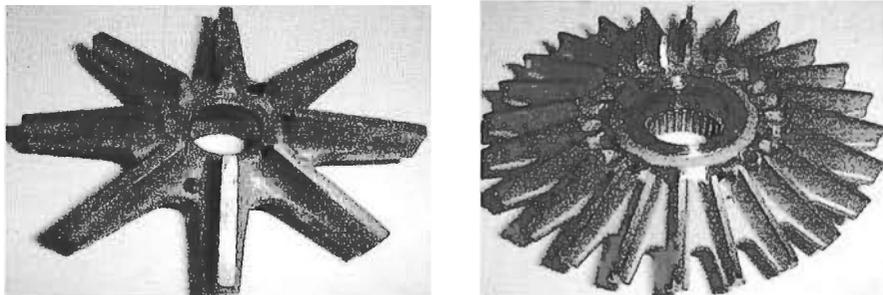


Figura 24. Impulsores de 8 y 24 alabes

Leyes de Afinidad

Las relaciones que permiten predecir el rendimiento de una bomba a una velocidad que no sea la de característica conocida de la bomba, se llaman leyes de afinidad. Cuando se cambia la velocidad:

1. La capacidad Q en cualquier punto dado en la característica de la bomba varía directamente con la velocidad, n .
2. La carga H varía en razón directa al cuadrado de la velocidad.
3. El caballaje al freno P varía en razón directa al cubo de la velocidad.

En otras palabras, si se asigna el subíndice 1 a las condiciones en las cuales se conocen las características y el subíndice 2 denota las condiciones las condiciones a alguna otra velocidad, entonces:

$$\frac{Q_2}{Q_1} = \frac{n_2}{n_1}; \quad \frac{H_2}{H_1} = \left[\frac{n_2}{n_1} \right]^2; \quad \frac{P_2}{P_1} = \left[\frac{n_2}{n_1} \right]^3$$

Estas relaciones se pueden utilizar sin peligro para cambios moderados en la velocidad. Estas ecuaciones quizá no sean igual de exactas para cambios grandes en la velocidad.

Hay leyes de afinidad similares para los cambios en el diámetro D del impulsor, dentro de límites razonables de reducción del impulsor. En otras palabras:

$$\frac{Q_2}{Q_1} = \frac{D_2}{D_1}; \quad \frac{H_2}{H_1} = \left[\frac{D_2}{D_1} \right]^2; \quad \frac{P_2}{P_1} = \left[\frac{D_2}{D_1} \right]^3$$

Ocurren ciertas desviaciones de estas leyes incluso con reducciones más o menos pequeñas.

Velocidad Específica.

El principio de la similitud dinámica cuando se aplica a una bomba centrífuga indica que dos bombas de configuración similar tendrán características semejantes de funcionamiento.

El término “Velocidad Específica” es el que relaciona los tres factores principales de las características de rendimiento: capacidad, carga y velocidad de rotación, en un solo término. No hay que preocuparse por el análisis matemático utilizado para establecer la relación entre la velocidad específica y las características de funcionamiento de una bomba. En su forma básica, la velocidad específica es un número índice que se expresa con:

$$N_s = \frac{N \sqrt{Q}}{H^{3/4}}$$

En donde: N_s = velocidad específica, N = velocidad de rotación, (rpm)
 Q = capacidad, (gpm) y H = carga, (pies) (carga por etapa en una bomba de etapas múltiples).

Esta ecuación, no cambia aunque el impulsor sea de succión sencilla o doble, por tanto, cuando se cita un valor definido de velocidad específica se menciona el tipo de impulsor.

Aunque se podría calcular la velocidad específica en cualquier condición dada de carga y capacidad, la definición de la velocidad específica supone que la carga y capacidad utilizadas en la ecuación son para la máxima eficiencia de la bomba. El número de velocidad específica es independiente de la velocidad de rotación a la que funciona la bomba.

Otro parámetro en que influye la velocidad específica es la máxima eficiencia que se puede obtener con impulsores de diferentes velocidades específicas y tamaños. Ver la figura 25.

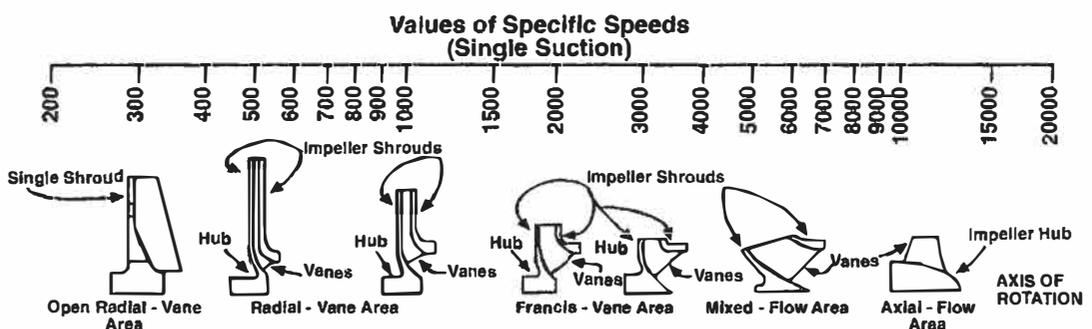


Figura 25. Valores de Velocidades Específicas

Efecto de la Velocidad Específica.

Cuanto mayor sea la velocidad específica seleccionada para condiciones dadas de operación, mayor será la eficiencia de la bomba y, por tanto, menor el consumo de energía. Sin tener en cuenta otras

consideraciones la tendencia debe ser a preferir velocidad específica más alta desde el punto de vista de ahorro de energía. (ver figura 26).

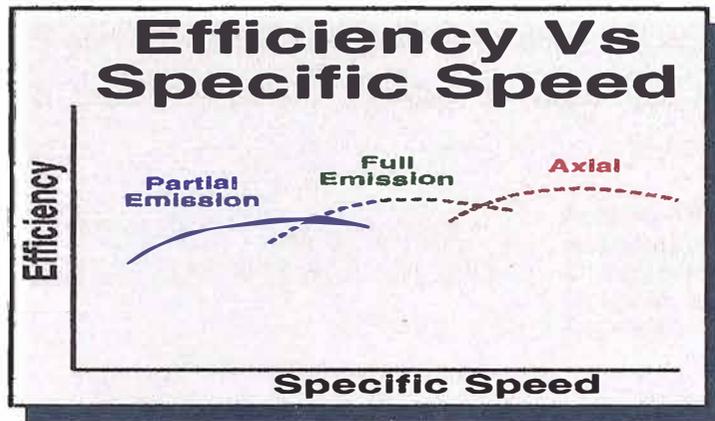


Figura 26. Eficiencia Vs. Velocidad Específica

Incremento de la Temperatura del Fluido

El incremento de la temperatura de la succión para descargar es el resultado de la “ineficiencia” de la bomba. Típicamente el incremento de temperatura es de pequeña o ninguna preocupación. Hay, sin embargo, dos ocasiones que pueden ser molestos. Eso es si la bomba está en un sistema de bucle cerrado donde toda o parte del fluido de la descarga se recirculan sin refrescar o en sistemas donde el NPSH ya es marginal como en el caso de algunos fluidos de baja gravedad específica. Cuando el flujo de la bomba centrífuga es significativamente restringido por la reducción de flujo al proceso hay recirculación de fluido de la descarga que retorna al lado de la succión del impulsor y/o inductor. Esta alta temperatura se mezcla con el flujo de entrada y dentro de un tiempo incrementará la temperatura de entrada reduciendo la presión de vapor del fluido y debe de causar vapor guardado o cavitación.

Esta situación normalmente puede resolverse usando una desviación de descarga a la succión del recipiente que permite a la bomba operar por

una parte más eficiente de esta curva de trabajo y como también limitar el grado de recirculación interna.

Continuamente ventilar la cavidad del sello (puerto No. 6, del Apéndice) para la succión del recipiente debe ser suficiente para reducir la formación de una cavidad de vapor que cause vapor guardado.

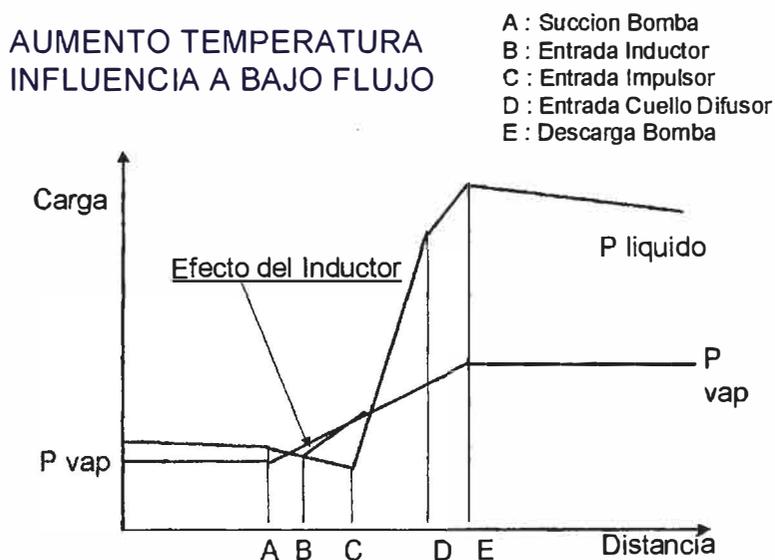


Figura 27. Aumento de Temperatura Influencia a Bajo Flujo

Carga Neta de Succión Positiva (NPSH)

Una bomba que funcione con altura de aspiración manejará cierta capacidad máxima de agua fría sin que haya cavitación. La (NPSHA) o cantidad de energía disponible en la boquilla de succión es la presión atmosférica menos la suma de la altura de aspiración y la presión de vapor del agua. Para manejar la misma capacidad con otro líquido, se debe tener disponible la misma cantidad de energía en la boquilla de succión. Por tanto, para un líquido en ebullición o sea una presión equivalente a la presión de vapor correspondiente a su temperatura, esta energía debe ser siempre carga positiva. Si el líquido está a menos de su punto de ebullición, se reduce la carga de succión requerida en razón de la diferencia entre la presión que hay en el líquido y la presión de vapor correspondiente a la temperatura.

Es necesario distinguir entre la carga neta positiva de succión disponible (NPSHA) y la requerida, (NPSHR). La primera, que es una característica del sistema en que se emplea la bomba centrífuga, representa la diferencia entre la carga absoluta de succión existente y la presión de vapor a la temperatura prevaleciente. La (NPSHR), que es función del diseño de la bomba, representa el margen mínimo requerido entre la carga de succión y la presión de vapor. (figura 28)

La forma en que se debe calcular la (NPSHA) a una capacidad dada para: 1) una bomba que tiene la succión en un tanque abierto; 2) una bomba que tiene la succión en un tanque cerrado; 3) una bomba que tiene una succión en un tanque presurizado. Figura 30, 31 y 32.

Hay muchos factores como el diámetro del ojo, superficie para succión en el impulsor, configuración y números de alabes del impulsor, superficie entre los alabes, diámetro del eje y del cubo del impulsor, velocidad específica del impulsor y la configuración de los conductos de succión, que intervienen en una u otra forma en la determinación de la (NPSHR). Los diseñadores pueden utilizar diferentes métodos para producir un impulsor de funcionamiento satisfactorio con un valor específico de (NPSHR). Por ello, no se recomienda que los usuarios traten de calcular la (NPSHR) con base en el conocimiento de sólo uno o dos de esos factores. Deben basar su selección en los datos suministrados por fabricantes.

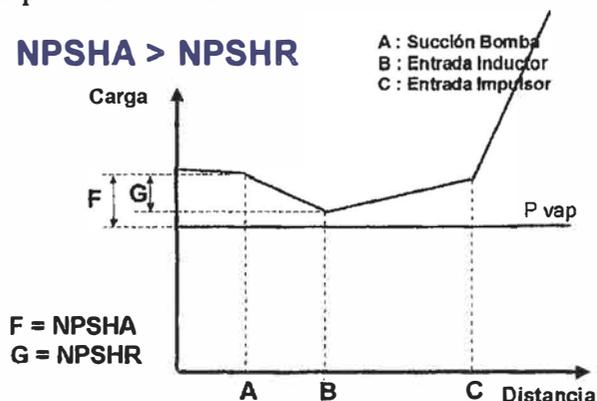


Figura 28. La Carga Neta de Succión Positiva Admisible y Requerida (NPSHA y NPSHR)

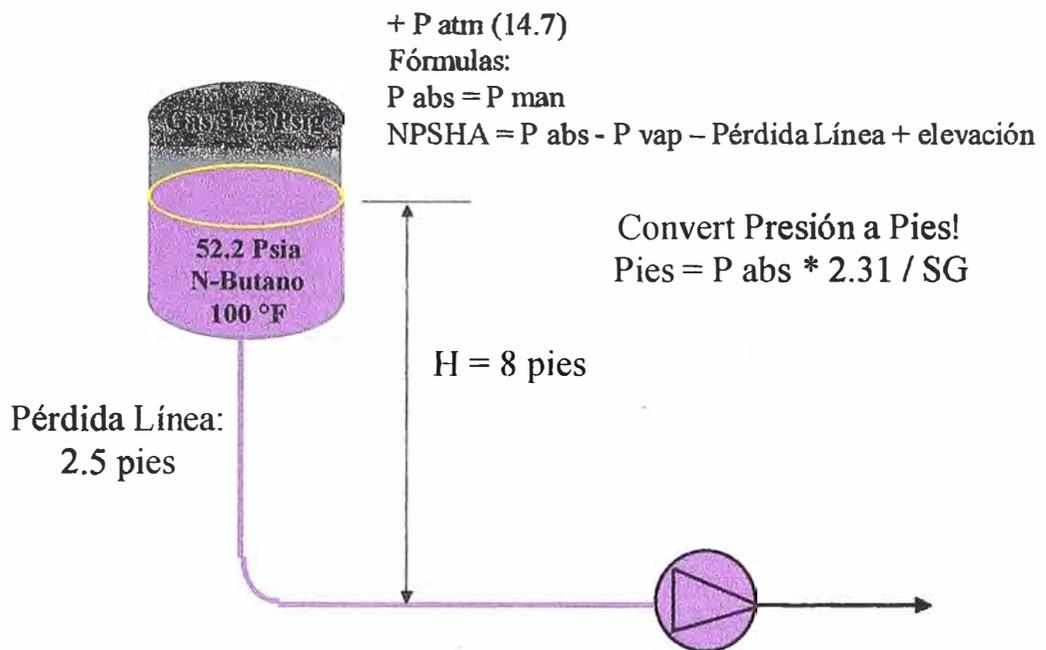


Figura 29. Cálculo del NPSHA

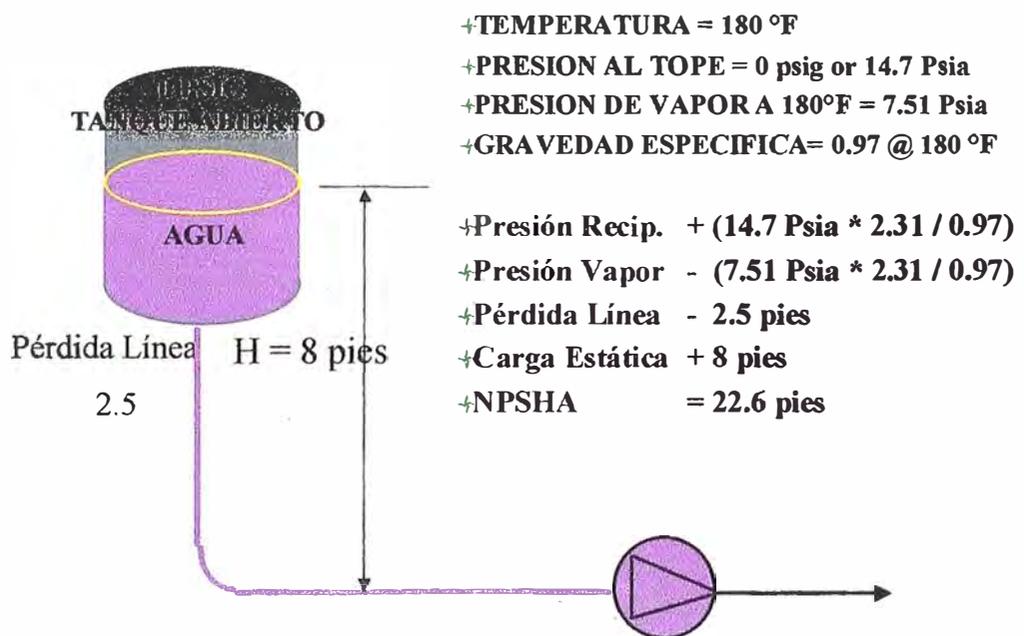


Figura 30. NPSH - Tanque Abierto

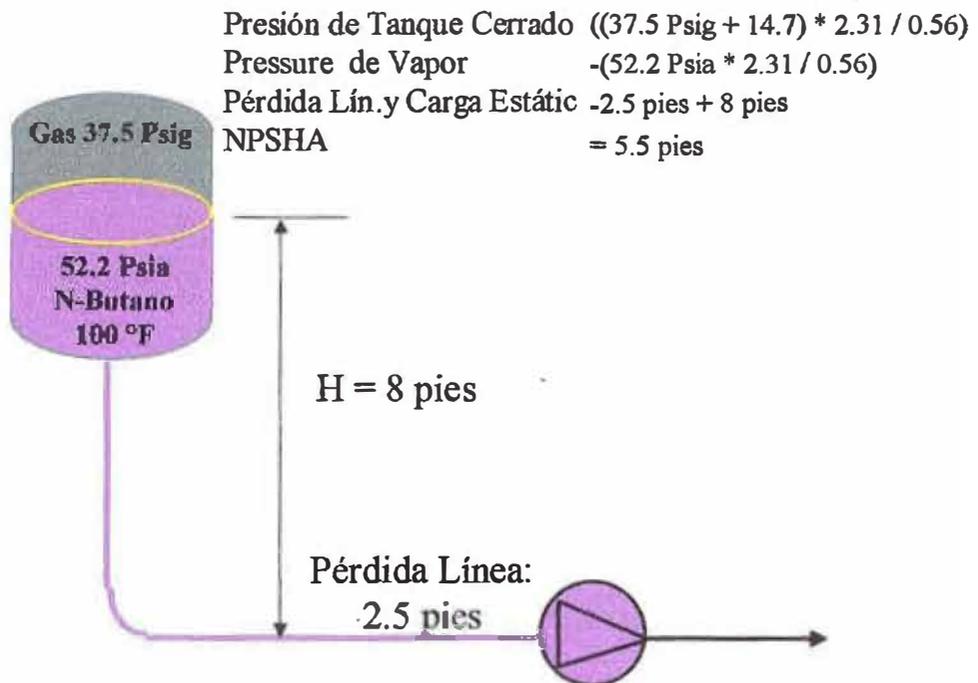


Figura 31. NPSH – Tanque Cerrado

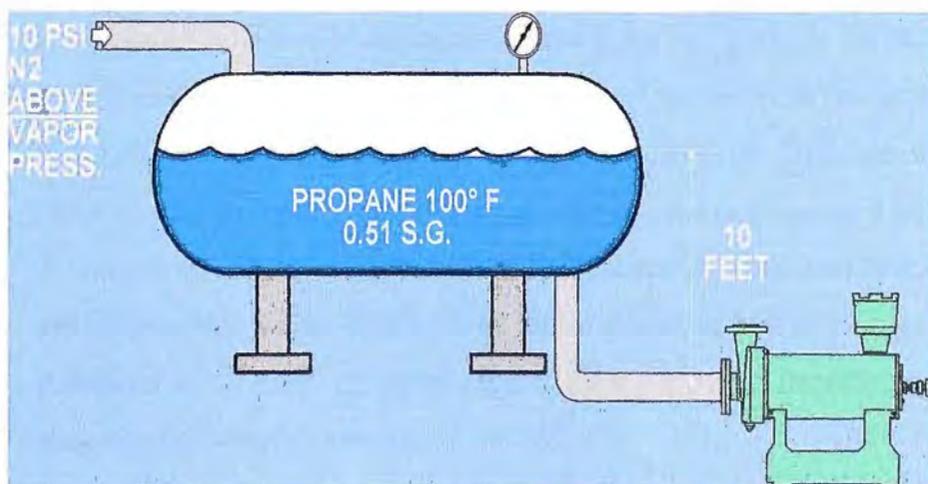


Figura 32. NPSH – Tanque de Succión Presurizado.

Sin capa de nitrógeno, la NPSHA serían 10 pies desde el fluido en el tanque en equilibrio. Con la capa de nitrógeno, la presión es 10 psi sobre la presión de vapor, por consiguiente, la NPSH disponible sería:

$$\frac{10 \times 2.3}{0.51} = 45 \text{ pies} + 10 \text{ pies de Carga Estática} = 55 \text{ pies de NPSHA}$$

Emplear un Inductor.

Un inductor es un impulsor axial, de baja carga, con pocos alabes que se coloca delante del impulsor convencional (Figura 33). Por su diseño, requiere mucho menos NPSH que un impulsor convencional y se puede emplear para disminuir la NPSHR o hacer funcionar la bomba a mayor velocidad con un NPSHA dada.

Las bombas centrífugas de alta velocidad son a menudo ajustados con un inductor, como se ven en la figura 33 para bajos NPSH requeridos.

La prueba para NPSH es realizada como un pedido del cliente. Esto se hace poniendo un caudal fijo y reduciendo la presión de succión hasta la carga diferencial de la bomba (la descarga menos la presión de succión) cae de 100 a 97 % (3 % supresión).

Usted se pregunta “¿Qué tiene que hacer esto con el mantenimiento de la bomba? Considere el impulsor mostrado en la figura 24. La erosión de la cavitación debe resultar en la falla del impulsor o del inductor mostrado en la figura 33. no solo el impulsor o inductor fallan mecánicamente sino el desbalance resultante podría dirigirse a la falla del cojinete. Como se discutido en la sección controles, el grupo de mantenimiento puede beneficiarse de la identificación del origen del problema tanto ellos van ha corregir la falla y todos se beneficiarán en términos de tiempo y costos.

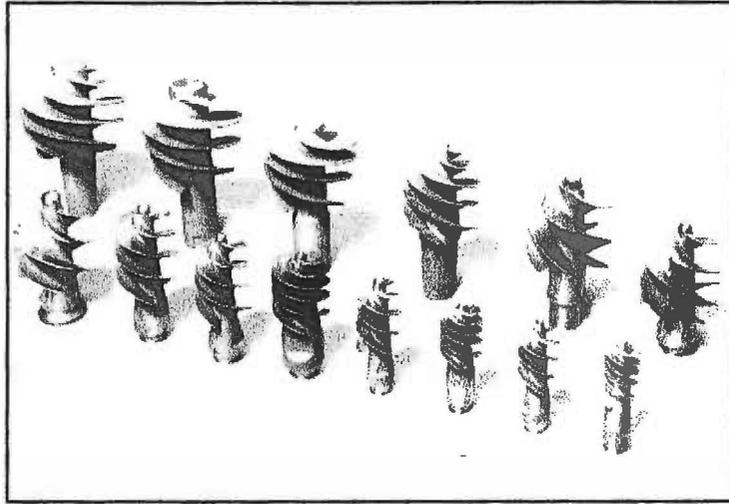


Figura 33. Familia de Inductores.

Mediciones de Vibración.

La mayoría de usuarios de la bomba y del compresor utiliza hoy análisis de la vibración para evaluar la condición del equipo. Generalmente, los datos de la vibración se registran periódicamente y se comparan a los datos anteriores como medios de determinar cuando o si se requiere el mantenimiento.

Desde el punto de vista de la compañía proveedora Sundstrand son los mejores en supervisar la bomba de mecanismo de transmisión de engranajes “Sundyne” con una recolección de velocidades montada en el centro de la caja de engranajes. Esto es diseñado como punto A en la Hoja de Datos de Prueba de Vibración (Apéndice).

Los compresores se pueden supervisar de la misma manera, sin embargo, no como las bombas, los compresores generalmente se compran con pruebas de proximidad instalado y por lo tanto las lecturas de desplazamiento son las mejores usadas.

Puesto que la mayoría de las máquinas de “Sundyne” son de alta velocidad, las unidades de mecanismo de transmisión de engranajes, los niveles más significativos de vibración estarán en los de alta frecuencia. El cuidado debe ser tomado al seleccionar y uniendo la

recolección de vibración para asegurar que su respuesta es lineal sobre su rango de frecuencia. Una recolección que es grande en tamaño físico puede tener su propia frecuencia resonante interna o debido a la masa grande que el dispositivo adjunto (generalmente un hilo de rosca pequeño) puede resonar. Por supuesto, la lectura falsa causará el trabajo injustificable y preocupación.

La mano que llevó a cabo las puntas de prueba, está conforme a problemas similares y se recomienda generalmente. Por ejemplo, las lecturas pueden cambiar dependiendo de la cantidad de presión de mano ejercida o una lectura a través de una capa gruesa de pintura diferenciará de lecturas en la superficie pelada del metal debido a la viveza de la pintura.

Frecuencias Predominantes.

Cada unidad del “Sundyne” tiene un sistema discreto de frecuencias predominantes:

- a. Entrada del eje de la velocidad rotatoria.
- b. Entrada del engranaje del acoplamiento de la frecuencia.
- c. Piñón del eje de velocidad rotatorio.
- d. Engranaje de alta velocidad del acoplamiento de frecuencia.
- e. Eje de alta velocidad rotatoria de alta velocidad.
- f. Frecuencia del paso de la hoja del impulsor.

III 2.3 Efecto por Arrastre de Aire/Gas en el Líquido en la Bomba

Si se deja que entre el aire o gas arrastrados en el líquido a la bomba centrífuga, éstos perjudicarán el rendimiento de la misma. La forma más frecuente en que el aire entra a la succión de la bomba es por la formación de vórtices o remolinos en la superficie libre del líquido. A veces, el aire se infiltra a la bomba por el prensaestopas si no está bien sellado. La cantidad de aire o gas que puede manejar la bomba sin

peligro es de 0.5 % en volumen (medida en las condiciones de succión). Si se aumenta esa cantidad al 6 % el efecto es casi desastroso, como se puede ver en la curva típica de la figura 26. La línea discontinua indica la capacidad mínima a la cual se puede operar la bomba y la razón de ello es que si se reduce la capacidad de la bomba más de lo indicado, ya no puede haber expulsión parcial del aire o gas por la descarga y la bomba trabaja con un exceso de aire.

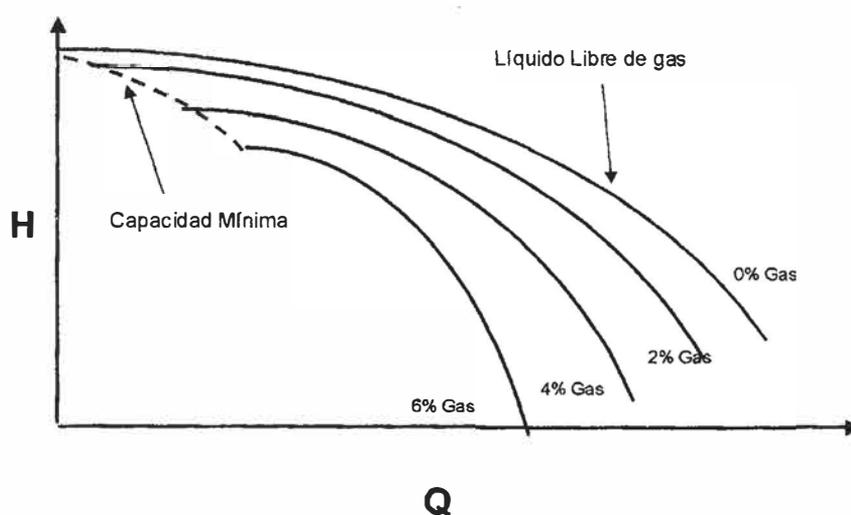


Figura 34. El aire o gas atrapados reducen el rendimiento de las bombas centrífugas.

III 2.4 Selección, Operación y Control de las Bombas Centrífugas de Alta Velocidad.

Selección de las Bombas Centrífugas de Alta Velocidad

La mayoría de las bombas de proceso en uso son centrífugas. La eficiencia de la bomba tiene un lugar prominente entre los factores que se deben considerar. En un esfuerzo por reducir el costo inicial, a menudo se selecciona bombas que no representan el diseño más eficiente para un servicio dado.

Se aplica cada vez más en las industrias de proceso, es la bomba con eje vertical u horizontal que funciona a velocidades más altas. Una vez eliminada la restricción por la velocidad, una bomba de una etapa, con impulsor del tipo de inductor para mantener bajos los requisitos de NPSH, podría funcionar en estas condiciones. Supóngase $N_s = 700$ y encuéntrense $N = 16236$ y eficiencia 62% en la figura 35

Asimismo, se podría pensar en el empleo de una bomba recíprocante. Con el creciente interés en el consumo de energía, se necesita un examen cuidadoso de cada problema para encontrar la bomba más eficiente que esté disponible. En estas circunstancias, la bomba recíprocante será la más eficiente. Hay otros factores que pueden aminorar la eficiencia, por ejemplo, mayor mantenimiento de válvulas, anillos de empaquetaduras, émbolos y pistones, montajes de la unidad motriz. Una bomba recíprocante de cilindros múltiples tendrá flujo a pulsaciones lo cual requiere el empleo de amortiguadores de pulso. Los requisitos de NPSH con una bomba recíprocante pueden ser satisfactorios para una bomba destinada a funcionar a velocidad razonable.

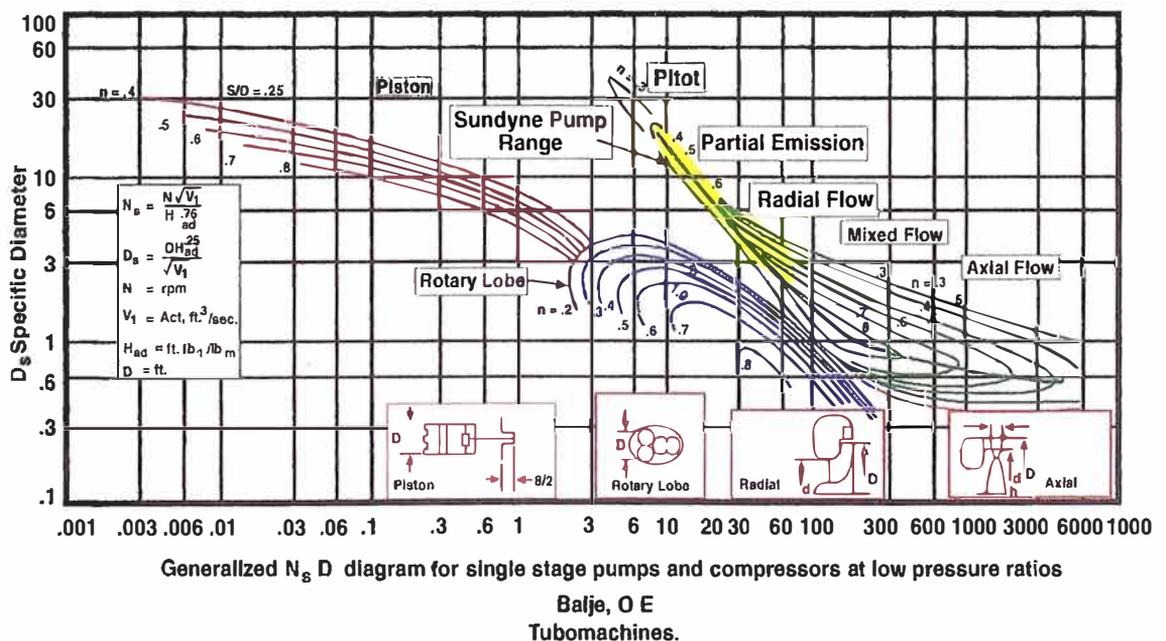


Figura 35. Rangos de Operación de Bombas y Compresores de una Etapa

A menudo se prefieren las bombas verticales para líquidos volátiles en donde la carga neta de succión positiva disponible (NPSHA) muy baja es un problema. Por ejemplo, considérese una bomba para condensado que envía agua caliente desde el pozo caliente del condensador en una planta generadora de vapor. La NPSHA es un problema potencial para obtener los valores necesarios con una bomba horizontal convencional hay que elevar el condensador y toda la estructura que está encima de él.

Hay disponibles bombas horizontales especiales para condensado con baja NPSH de baja velocidad y ojo grande en el impulsor, lo cual requiere un valor de NPSH entre 1.5 y 4 pies. Pero, en la actualidad se emplean bombas verticales “enlatadas” con los impulsores colocados a suficiente distancia debajo del pozo caliente para producir la (NPSHA) necesaria, sin tener que elevar la estructura.

La bomba vertical en línea (figura 36) ha tenido buena aceptación en fechas recientes. En el aspecto hidráulico este tipo puede ser similar o igual a la horizontal. Pero también puede brindar ventajas en el costo total de construcción, porque ahorra espacio y requiere tubería más sencilla.

Las bombas pequeñas en línea se pueden instalar sin placa de base ni cimentación y sólo las sujetan los soportes de los tubos adyacentes. Los modelos para alta velocidad que incluyen aumentadores de velocidad integrales con engranes permiten obtener cargas mucho mayores con una bomba de una etapa, que se pueden producir a 3600 tpm.

El usuario o el contratista decidirá si la instalación debe ser horizontal o vertical. No es equitativo comparar las cotizaciones de un tipo con las de otro. Primero, se hace la elección, se compara y se recomienda la compra entre los tipos o estilos similares disponibles.

Bombeo de Volúmenes Pequeños.

Muchos de los requisitos de bombeo en las industrias de procesos químicos son para volúmenes pequeños. Aunque siempre se piensa en plantas y producciones más grandes, subsiste el hecho de que en una planta de proceso de cualquier tamaño siempre se necesitan bombas pequeñas. Esto plantea el dilema de no poder encontrar una bomba lo bastante pequeña para un trabajo eficiente y hay que llegar a una solución intermedia en cuanto a la eficiencia o tipo de bomba centrífuga.

La bomba de emisión parcial, que se construye casi siempre en tipos verticales en línea, tiene un solo punto de emisión en el difusor, por contraste con una bomba de voluta completa (figura 36). La bomba de emisión parcial aparece en la figura 36 dentro de un rango limitado. Se construye para acoplamiento directo a 3550 rpm para capacidades entre 5 y 300 gpm y con transmisión de engranes con velocidades de rotación hasta 24,000 rpm con capacidades hasta de 400 gpm o cargas de 6,000 pies.

Lineamientos para selección de bombas.

El ingeniero de procesos para la selección de una bomba debe tener en cuenta la infinita variedad que hay. Por ello, vale la pena repetir las siguientes recomendaciones:

1. Cálculo exacto de la carga de la bomba.
2. Conocimiento básico de los diversos tipos de bombas.
3. Tomar la decisión del tipo de bomba que se desea (horizontal, vertical, en línea, sobre o bajo el nivel del piso, etc.).

La información de los fabricantes es de suma utilidad para determinar el tipo que se debe utilizar y se debe solicitar antes de redactar las especificaciones o enviar solicitudes de cotización. Se acostumbra enviar hojas de datos de la bomba en las solicitudes de cotización y

analizar las propuestas después de recibirlas, pero sólo cuando se trata del mismo tipo cotizado por cada fabricante.

Además, no hay sustituto de la experiencia y el sentido común al seleccionar una bomba. Se deben tener en cuenta al seleccionar las bombas el historial de servicio de una marca de bomba, la preferencia del personal de la refinería o planta y tratar de tener ínter cambiabilidad completa en una unidad de proceso o en toda la planta.

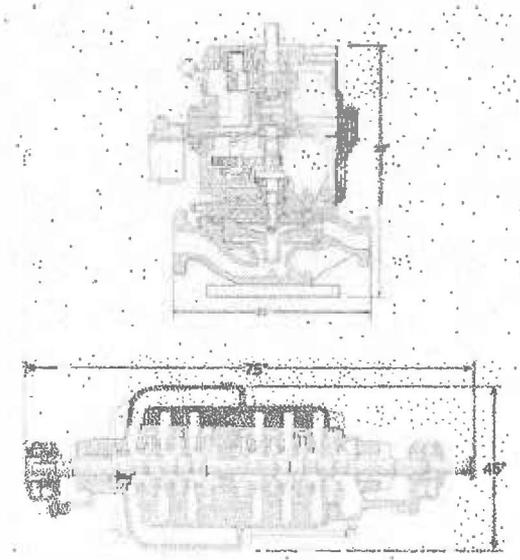


Figura 36. Formas de Diseño – Simple etapa / Multietapa

Operación de las Bombas Centrífugas de Alta Velocidad

Aunque la aplicación de la bomba en un determinado sistema no están dentro del alcance de este manual de instrucciones, no hay que olvidar la importancia de una aplicación correcta para una operación con éxito. Varios factores deben ser siempre considerados y el operador experimentado se dará cuenta de los efectos.

Condiciones de Aspiración

Las razones más comunes para una operación indebida de una bomba centrífuga son aquellas relativas al propio flujo del fluido hacia el interior del rodete. Para evitar turbulencias en el oído del rodete la

tubería de aspiración debe ser recta en al menos tres veces el diámetro de la tubería mas allá de la brida de aspiración. Otra regla empírica es que la tubería de aspiración debe ser al menos un tamaño de tubería superior que la brida de aspiración de la bomba .

Es esencial que el líquido que llega al oído del rodete tenga una tensión de vapor lo suficientemente elevada como para evitar su gasificación en el rodete. El resultado de la gasificación del líquido es la cavitación , un fenómeno que puede causar daños en el rodete y en el inductor. La cavitación es a veces perceptible en la bombas centrífugas como un ruido de “bombeo de grava”.En bombas de alta velocidad y de una etapa este sonido puede no ser perceptible. El modo de prevenir la cavitación es manteniendo la presión de aspiración a un nivel suficientemente alto y la temperatura de aspiración lo suficientemente baja como para mantener la altura neta positiva de aspiración disponible (NPSHA) mayor que la altura neta positiva de aspiración requerida (NPSHR) por la bomba.

Condiciones de Caudal Mínimo

Las bombas centrífugas pueden también experimentar vibraciones por separaciones de flujo internas y recirculación en condiciones de bajo caudal. El operador debe estar informado de las recomendaciones de caudal mínimo del fabricante. Mientras una bomba puede operar con algún ruido debido a la recirculación, sin perjuicio para la bomba, las excesivas vibraciones y ruido son signos de que la bomba puede ser objeto de daños; si la operación es continua. Las vibraciones y el ruido pueden estar acentuando por la resonancia en la línea de descarga, especialmente cuando la válvula de control está situada bien aguas debajo de la bomba.

Entrada de Gases

La entrada de gases en el fluido, reducirán la altura y la capacidad de la bomba centrífuga. Normalmente se considera que el dos o 3 por ciento de entrada es el límite. Se ha logrado que la bomba opere muy bien bajo condiciones adversas de entrada de gas. No obstante, el operador deberá prever una disminución en las características de funcionamiento

Curva de Altura del Sistema

El caudal al cual una bomba científica opera, depende del punto de intersección de la curva (de altura) del sistema con la curva característica (de caudal altura) de la bomba. Para que el control sea estable la curva del sistema debe cortar la curva característica de la bomba con un ángulo significativo. En el siguiente diagrama se muestran los ejemplos de ángulos de intersección satisfactorio e insatisfactorio.

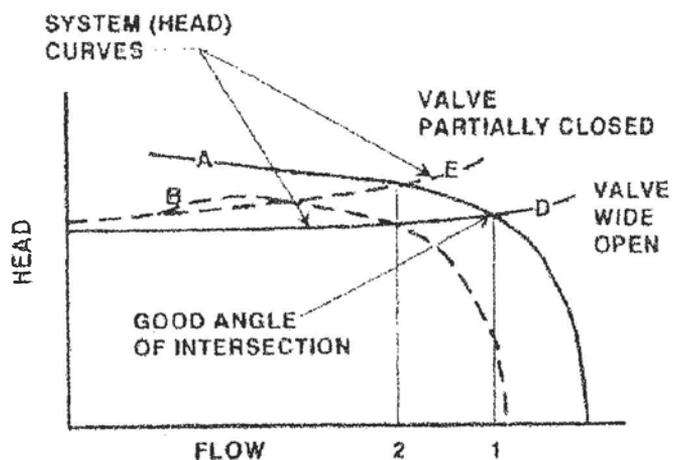


Figura 37. Operación Típica

Nota

La curva de la bomba "A" tiene un significativo ángulo de intersección con las curvas del sistema "D" y "E". La curva del sistema "D" podría representar un sistema con la válvula de control totalmente abierta mientras que la curva del sistema "E" podría representar el mismo

sistema pero con la válvula de control parcialmente cerrada para reducir el caudal de “1” a “2”. Por otra parte la curva de la bomba “B” solo dará el caudal “2”. E incluso con la válvula de control completamente abierta (curva D). Cuando la válvula de control esté parcialmente cerrada para crear la curva del sistema “E”, la curva “E” y al curva inferior de la bomba “B” serán prácticamente paralelas. La falta de un ángulo significante de intersección significa que el caudal de la bomba estará probablemente variado sin sentido y no responde a la posición de la válvula de control.

Operación en Paralelo

Cuando las bombas centrífugas operan en paralelo, su control se hace más crítico porque una bomba puede tender a “sobrecargar” a la otra en términos de altura a caudales totales mas bajos. Si las bombas están conectadas en su altura de descarga por un simple colector sin restricción, la altura de descarga de una bomba se impone sobre la otra y todas tendrán la misma altura de descarga en un momento determinado. Esta situación se muestra en las siguientes curvas

La figura muestra las curvas características de dos bombas denominadas A y B . ya que no existen dos bombas que tengan exactamente la misma curva de funcionamiento, se asume que la bomba A desarrolla una altura muy ligeramente superior que la bomba B. Las bombas se arrancarán con un colector común como se muestra en la figura.

La presión en el colector está fijada a P_1 ; el caudal a través de la bomba A está indicado como A_1 en la figura anterior. Al mismo tiempo, el caudal a través de las bomba B está indicado como B_1 . no obstante si la válvula de restricción está cerrada para provocar que la presión P en el colector suba P_2 , entonces los caudales a través de la bomba A y B serán A_2 y B_2 respectivamente. Si la válvula de restricción estuviera cerrada aún más, p. Ej. P_3 , entonces la bomba B

dejaría de dar caudal totalmente. Ya que la bomba B estaría totalmente estrangulada, el líquido se calentaría y herviría en ella. Durante la ebullición interna se encontraría líquido arrastrado por el vapor y dañaría a la bomba. Esta situación puede evitarse mediante la apropiada selección de un sistema de control.

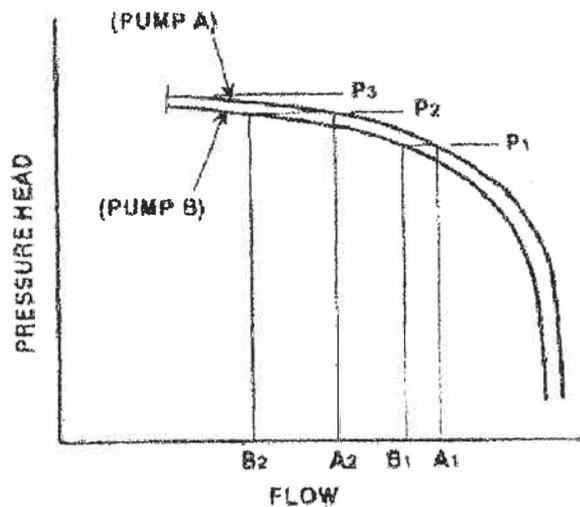


Figura 38. Operación en Paralelo

Control de las Bombas Centrífugas de Alta Velocidad

La correcta operación de cualquier bomba centrífuga requiere que la bomba opere en un rango donde (1) la curva de altura del sistema y la curva de funcionamiento de la bomba se corten en un ángulo significativo, (2) la bomba no opere por debajo del caudal mínimo recomendado y (3) la bomba no opere más allá de la máxima capacidad recomendada. La regla empírica lo establece en un 20% más allá del punto de mejor rendimiento así como que no se excedan los requerimientos de potencia y NPSH.

Se recomienda que con la bomba vertical en línea LMV se utilice un control por caudal mejor que un control por presión. El control del caudal y la presión se efectúa mediante la restricción del caudal en la descarga. No obstante, los instrumentos de control de caudal son

mucho más sensibles a los cambios en el punto de intersección de la curva de funcionamiento con la curva de altura del sistema.

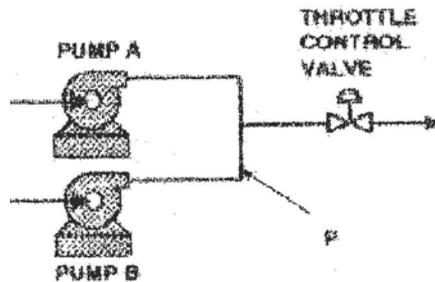


Figura 39. Bombas en Paralelo con Válvula Común

El caudal mínimo está determinado bien por el mayor de, (1) la cantidad necesaria de caudal para prevenir el daño de una recirculación por bajo caudal, (2) la cantidad de caudal necesaria para prevenir un excesivo incremento de temperatura en la bomba debido al bajo caudal de recirculación o bien, (3) en el caso de bombas operando en paralelo, por el mínimo caudal que evitaría el estrangulamiento de una bomba a la otra.

El caudal mínimo necesario para evitar excesivas vibraciones causadas por bajo caudal de recirculación depende en gran parte del diseño del sistema. A través de la experiencia se ha detectado que la mayor distancia que se coloque la válvula de control de la brida de descarga de la bomba, mas severo llega a ser el efecto de esta vibración.

Es improbable que el incremento de temperatura en el interior de la bomba sea un problema, si no se opera la bomba por debajo de las recomendaciones del caudal mínimo. No obstante, si la operación a bajo caudal llega a ser obligatorio o si el sistema provoca el bloqueo de la línea de descarga de la bomba por algún período de tiempo, debe de proveerse un medio de mantener un caudal mínimo. Esto puede lograrse mediante la utilización de una derivación continua o mediante una derivación de caudal controlado. Cualquier sistema de derivación

debe devolver el líquido al tanque de aspiración o a un lugar con capacidad similar de absorber el calor generado en el líquido.

En el caso de dos o mas bombas operando en paralelo, es esencial que el caudal se controle de forma que una bomba no estrangule a la otra y así compartir trabajo igualmente. El mejor modo de cumplir con lo anterior es instalando una válvula de control por separado para cada bomba. Pueden utilizarse otros sistemas, pero deben diseñarse con cuidado y considerando las curvas de altura del sistema y de funcionamiento de la bomba.

Existen varios instrumentos de seguridad para proteger a la bomba y al sistema. Se pueden instalar instrumentos para registro de vibraciones, temperatura o presión. Consulte al fabricante para sus recomendaciones.

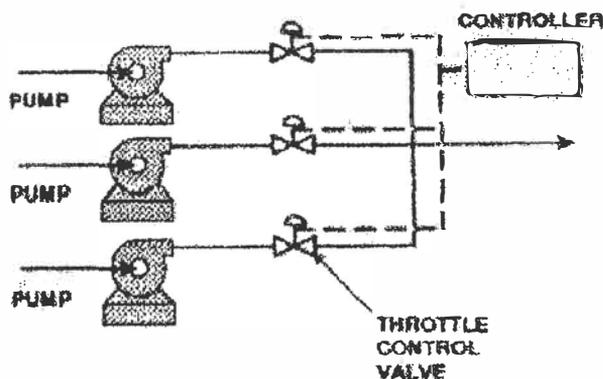


Figura 40. Bombas en Paralelo con regulación en la Descarga

III 2.5 Aplicaciones en la Industrias Química y Petrolera.

Las aplicaciones de proceso de las bombas centrífugas de alta velocidad son diversas en las industrias típicas de Refinación de Petróleo, Petroquímica, Química, Generación de Electricidad y Líquidos Condensables del Gas Natural.

Estas son:

Refinamiento del Petróleo y Petroquímica

- Transferencia de Carga de Fluidos Volátiles
- Alimentación de Reactor
- Reciclaje

Procesados de Alimentos, Minería, Acero, Secado por Rociado,

Producción de Petróleo

- Agua de Alimentación de Calderos , Condensados.
- Sistemas de Alta Presión.
- Aceites Vegetales
- Ósmosis Inversa
- Servicios Criogénicos
- Decapamiento en la Fundición del Acero
- Servicios en Plataforma Offshore
- Inyección de Pozos en Campos Petroleros.

Industrias Químicas Inorgánicas.

- Ácidos Inorgánicos.
- Lavado Químico con Alta Presión.

Procesamiento del Papel

- Operaciones con duchas de alta presión.
- Atomización Mecánica del Licor de Sulfito Gastado

III 3. COMPRESORES DE GASES DE PROCESO

La confiabilidad del equipo rotatorio siempre se debe definir en términos de la duración esperada de la planta y el tiempo de amortización requerido para producir utilidades al propietario. Muchas plantas de productos químicos tienen una duración esperada de cinco años o menos, pues el proceso ya será anticuado al cabo de ese tiempo, mientras que las refinerías o las plantas petroquímicas tienen un tiempo de amortización de 10 a 15 años o más.

En la figura 41, se ilustran los límites de funcionamiento de los compresores de mayor empleo en la IPQ. Se debe tener cuidado al aplicar la figura 41 porque se pueden utilizar dos o más tipos de compresores y hay que estudiar las opciones. El primer paso es definir los tipos y principios de funcionamiento de los compresores.

Áreas de Aplicación de los Compresores

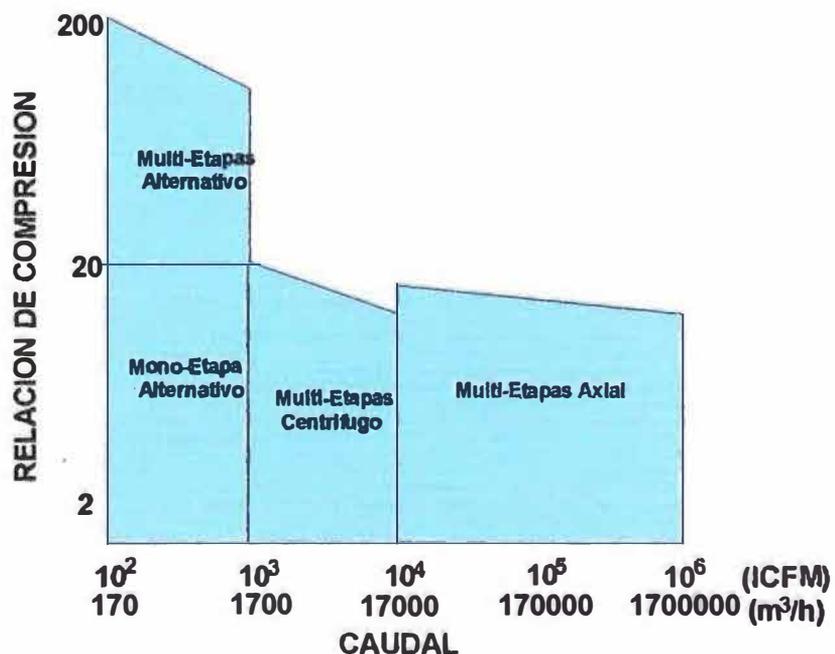


Figura 41. Áreas de Aplicación de los Compresores.

III 3.1 Conceptos Básicos de Compresores de Gases de Proceso: Tipos de Compresores.

Tipos de Compresores

Las varias clases de compresores comerciales están identificadas en esta clasificación:

1. Dinámicos

- Centrífugos
- Axiales

2. Volumétricos

- Pistón Reciprocante
- Rotativos (tornillo, paletas, lóbulos, etc.)

Compresores Centrífugos.

La curva ratio de carga-fluido de un compresor centrífugo tiene a menudo un máximo, similar a la curva de una bomba según sea la naturaleza del gas y de la temperatura. Los cocientes máximos que se utilizan comúnmente en la compresión son de 3-4,5 por etapa con un máximo de 8-12 por máquina. Las presiones de descarga de hasta 3,000-5,000 psia se pueden desarrollar con los compresores centrífugos. La teoría y los cálculos de la compresión del gas se discuten la eficiencia, en una sección más adelante.

Compresores de Flujo Axial.

El compresor de flujo axial posee una gran cantidad de láminas unidas a un tambor rotativo con un estacionario pero ajustable montaje de láminas. Satisfacen estas máquinas particularmente a los caudales grandes de gas a presiones de descarga máximas de 80-130 psia. Los cocientes de la compresión son comúnmente 1,2-1,5 por etapa y 5-6,5 por la máquina. Según la figura 21, las velocidades específicas de

compresores axiales están en el rango de 1,000-3,000 aproximadamente. Las eficiencias son de 8-10 % más alto cuando se les compara alto con los compresores centrífugos.

Compresores Reciprocantes.

Los compresores reciprocantes son máquinas de caudales bajos y de alta presión. Presiones de hasta 35,000-50,000 psi se desarrollan con ratios de compresión máximos de 10 por etapa y cualquier número deseado de etapas provistos de intercambiadores de calor. Algunas veces la limitación en el ratio de compresión es debido a las limitaciones en la temperatura de descarga que se debe llegar normalmente por debajo de 300 °F, para prevenir la ignición de los lubricantes de la máquina cuando los gases de oxidación se comprimen y por el hecho de que los requerimientos de potencia son proporcionales a la temperatura absoluta del gas de succión.

Los mecanismos de transmisión pueden ser con cilindros del vapor, turbinas, máquinas de gas o motores eléctricos.

Compresores Rotatorios.

Todos estos tipos de compresores, también se utilizan comúnmente como bombas de vacío cuando se intercambian la succión y la descarga.

Las unidades del tipo lóbulo, operan en los ratios de compresión hasta 2 con eficiencias en el rango de 80-95 %.

Tornillo espiral usualmente funcionan entre 1,800-3,600 rpm. Sus rangos de capacidad son hasta 12,000 CFM o más. La recompresión normal es 3-20 psi, pero las unidades especiales pueden recomprimir a 60-100 psi. En servicio de vacío pueden producir las presiones tan bajas como 2 psia.

El compresor de paletas deslizantes puede entregar presiones de 50 psig o jalar un vacío de 28 pulgadas de mercurio. Una unidad de dos

etapas puede entregar 250 psig. Un suministro generoso de lubricante es necesario para las paletas deslizantes. Los requisitos de energía son favorables en comparación con los otros compresores rotatorios. Compresores de lineales líquido, producen una descarga sin aceite hasta 125 psig. La eficiencia es relativamente baja, el 50% aproximadamente, pero suficientemente alto para hacerlos superiores a los eyectores jet de vapor para el servicio del vacío. El líquido absorbe un calor considerable de la compresión y debe ser circulado y enfriado; un compresor de 200 HP requiere 100 gpm de agua de enfriamiento con un aumento de 10°F. Cuando el vapor de agua es objetable en el gas comprimido, se utilizan otros líquidos para el sello; por ejemplo, ácido sulfúrico para la compresión de la Cloro.

Teoría y Cálculos de la Compresión del gas.

Lo primero que se debe preguntar en esta teoría es cómo determinar el trabajo requerido y las condiciones del efluente de un compresor para lo cual las condiciones de entrada y la presión de salida ya están especificadas. Los métodos teóricos permiten hacer tales cálculos para los gases ideales y reales y mezclas de gases, bajo condiciones isotérmicas y adiabáticas sin fricción (isoentrópica). Para poder encontrar los resultados para la operación real es necesario saber la eficiencia del equipo. Eso depende de la construcción de la máquina, del modo de operación, y de la naturaleza del gas que es procesado. En un análisis, tal información viene de una prueba de trabajo y su correlación por los fabricantes y de otras autoridades.

Gases Ideales

El gas ideal o un gas con una ecuación de estado:

$$PV = zRT$$

Sistema Internacional

$$P = \text{N} / \text{m}^2 \text{ Absoluto}$$

$$V = \text{m}^3 n = \# \text{ de moles}$$

$$R_c = 8.31434 \text{ N}\cdot\text{m}/\text{mol}\cdot\text{K}$$

$$T = \text{K} = ^\circ\text{C} + 273.15$$

Sistema Inglés

$$P = \text{lb}_f / \text{ft}^2 \text{ Absoluto}$$

$$V = \text{pies}^3 n = \# \text{ de moles}$$

$$R_c = 1545 \text{ pies}\cdot\text{lb}_f/\text{lb}\cdot\text{mol } ^\circ\text{R}$$

$$T = ^\circ\text{R} = ^\circ\text{F} + 460$$

Constante Específica de Gas

$$R = \frac{R_c}{PM}$$

es una base conveniente de comparación de requerimientos de trabajo para gases reales y a veces se llega a una adecuada aproximación de estos requerimientos de trabajo. Los dos procesos limitantes son los flujos isotérmico e isoentrópico (adiabático sin fricción). Los cambios en la elevación y la carga de velocidad se consideran despreciables. Bajo condiciones isoentrópicas y capacidades de calor constantes, la relación presión-volumen es:

$$P V^k = P_1 V_1^k = \text{constante}$$

Donde:

$$k = C_p / C_v$$

es el ratio de capacidades de calor a la presión constante y el volumen constante y

$$C_v = R - C_p$$

Una expresión relacionada de una cierta utilidad es:

$$T_2/T_1 = (P_2/P_1)^{(k-1)/k}$$

El trabajo isoentrópico viene a ser:

$$(HP)_{ad} = \text{Flujo Masa} \times H_{ad} / 33,000 \eta_{ad}$$

En la compresión centrífuga gradual es justificable tomar el promedio de las compresibilidades de la entrada y de la salida de modo que se convierta en trabajo:

$$H_{ad} = \left(\frac{Z_s + Z_d}{2} \right) \left(\frac{1545}{M_w} \right) T_s \left(\frac{k}{k-1} \right) \left(\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{(k-1)/k} - 1 \right)$$

donde:

$(HP)_{ad}$ es la potencia adiabática para el gas, HP; *Flujo Masa*, lb/min; Z_s es la carga adiabática, pies; η_{ad} es la eficiencia adiabática; Z_s es el factor de compresibilidad a la succión; Z_d es el factor de compresibilidad a la descarga, M_w peso molecular; T_s es la temperatura a la succión; P_1 y P_2 es la relación entre la presiones de succión y descarga.

En la compresión centrífuga multietapas es justificable tomar el promedio de las compresibilidades de la entrada y salida del flujo.

Cuando la fricción está presente, el problema se maneja con factores empíricos de la eficiencia. Se define la eficiencia isoentrópica de la compresión como:

$$\eta_{ad} = \frac{\text{Trabajo isoentrópico o Carga de entalpía}}{\text{Trabajo actual requerido o cambio de entalpía}}$$

Procesos y Gases Reales.

La compresión de los compresores reciprocantes y centrífugos es esencialmente adiabática pero no es sin fricción. El comportamiento

presión-volumen en tales equipos se comportan tan cercanamente a la ecuación:

$$PV^n = P_1V_1^n = \text{constante}$$

Tales procesos se llaman politrópicos.

Los fabricantes caracterizan generalmente sus compresores por sus eficiencias politrópicas que se definan como:

$$\eta_p = \left(\frac{n}{n-1} \right) / \left(\frac{k}{k-1} \right) = \frac{n(k-1)}{k(n-1)}$$

El trabajo politrópico hecho en el gas es:

$$W_p = \left(\frac{k}{k-1} \right) Z_s R T_s \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{(k-1)/k} - 1 \right]$$

Las eficiencias politrópicas se obtienen de medidas del consumo de energía del equipo de prueba. Son esencialmente independientes de la naturaleza del gas.

La temperatura isoentrópica en términos del cociente de la compresión se da para los gases ideales tales como:

$$(T_2)_s = T_1 (P_2/P_1)^{(k-1)/k}$$

Para la compresión politrópica, la temperatura final se da directamente como:

$$T_2 = T_1 (P_2/P_1)^{(n-1)/n}$$

o alternativamente en términos de la eficiencia isoentrópica como:

$$(\Delta T)_{actual} = T_2 - T_1 = (\Delta T)_{isoentrópica} / \eta_s$$

de modo que

$$T_2 = T_1 + (\Delta T)_s / \eta_s = T_1 \{1 + (1/\eta_s) [(P_2/P_1)^{(k-1)/k} - 1]\}$$

Tipos de Compresores

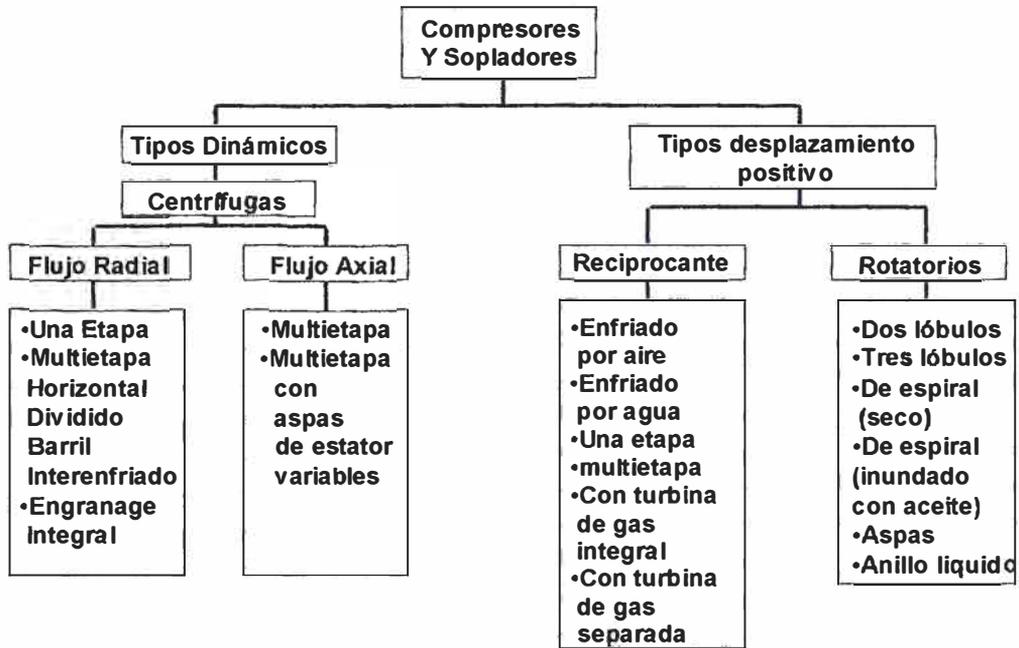


Figura 42. Tipos de Compresores

III 3.2 Compresor Centrífugo de Proceso con Incrementador Integral y su Área de Aplicación entre los otros compresores

Compresores Centrífugos

Es un compresor que consiste en uno o más impulsores, montados en un eje que gira dentro de una envoltura. El impulsor cede energía al flujo del gas en tránsito por él, aumentando tanto la velocidad como la presión estática del flujo mismo.

En un compresor centrífugo se produce la presión al aumentar la velocidad del gas que pasa por el impulsor y, luego, al recuperarla en forma controlada para producir el flujo y presión deseados. La forma de la curva característica depende del ángulo de los alabes del

impulsor en el diámetro exterior del mismo y también del tipo de difusor. Estos compresores suelen ser unitarios, salvo que el flujo sea muy grande o que las necesidades del proceso exijan otra cosa.

La mayor parte de los impulsores para la IPQ son del tipo de inclinación hacia atrás o inversa, que permite mejor control porque su curva de rendimiento tiene mayor pendiente. La velocidad en las puntas de un impulsor convencional suele ser de 800 a 900 pies/s. Esto significa que el impulsor podrá producir alrededor de 9,500 pies de carga, lo que depende del gas que se comprima. Si se requieren valores más altos, se emplean compresores de etapas múltiples. Los gases pesados como el propano, el propileno o freón necesitan una reducción en la velocidad en las puntas, porque estos gases tienen velocidades sónicas más bajas, comparadas con el aire. Para ellos, el número de mach relativo en el lado del impulsor está limitado a 0.8.

Cuando se evalúa un compresor centrífugo, se debe prestar mucha atención al porcentaje de aumento en la presión, desde el punto normal de funcionamiento hasta el punto de oscilación. Este punto se define como el lugar donde una reducción adicional en el flujo ocasionará inestabilidad en forma de flujo a pulsaciones y pueden ocurrir daños por sobrecalentamiento falla de los cojinetes por la inversión de empuje o por vibración excesiva.

Debido a las alta velocidades de los compresores centrífugos, se debe tener más cuidado con el balanceo del rotor. La industria a aceptado, en general, la siguiente formula para los límites de vibración permisibles en el eje o árbol del compresor

$$Z = \sqrt{12,000 / n}$$

En donde Z es el límite de vibración permisible, pico a pico, en mils (milésimas de pulgada) y n es la velocidad en rpm. Z tiene un límite máximo de 2.0 mil a cualquier velocidad. Debido a las altas velocidades, muchos usuarios especifican la instalación de monitores

de vibración del tipo sin contacto para detectar las vibraciones excesivas del eje.

Según sea el sistema para el proceso, se necesitan diversos controles contra oscilación para evitar que el compresor llegue al valor en el cual se producen, por lo general, se debe incluir un factor de seguridad de 5 a 10% para los controles automáticos. Los circuitos de resistencia simple quizás no necesitarán controles contra oscilaciones porque nunca se llegará a la línea en que se producen

Cuando se aplica una contrapresión fija en el compresor se debe tener cuidado especial para seleccionar una curva de rendimiento de pendiente pronunciada; es decir, un aumento en la carga de alrededor de 10 a 15% desde el punto nominal hasta el punto de oscilación o inestabilidad. Cuando se recircula el gas en el circuito contra oscilaciones, hay que enfriarlo antes de devolverlo a la entrada del compresor. Además, si se desea velocidad variable, se utiliza un control de presión para regular la velocidad de la unidad motriz.

Para el proceso el compresor, el compresor centrífugo tiene la ventaja de que envía gas libre de aceite y de que no hay piezas que se desgasten en la corriente del compresor. Hay disponible varios tipos de sellos de extremo. La selección depende de la presión de succión del compresor, porque casi todos tienen el extremo de descarga tienen el extremo de descarga equilibrado contra la presión de succión; es decir los extremos de entrada y descarga del compresor tienen la presión de succión . a continuación se mencionan tipos de sellos y sus límites normales de presión.

Tipos de sello	Presión aproximada psig
Laberinto	15
Anillo de carbón	100
Contacto mecánico	500
Película de aceite	3,000 a mayor

La ventaja del sello de laberinto es que es del tipo de holgura sin piezas con rozamiento y es el más sencillo de todos. También se utiliza entre las etapas (pasos) de los compresores de etapas múltiples. Su desventaja es la gran cantidad de fugas que permite, las cuales no se pueden tolerar con gases costosos como el nitrógeno o el oxígeno.

Los sellos de anillos de carbón no se suelen utilizar mucho, salvo cuando el gas está limpio o hay un medio amortiguador limpio que incluya un lubricante. Como estos sellos son de mínima holgura, sufren desgaste. Son de menor costo que los sellos de película de aceite o de contacto mecánico y tienen la ventaja de que impiden las fugas externas del gas comprimido.

En el sello de contacto mecánico hay una película de aceite que se mantiene entre sus caras estacionaria y giratoria. Tienen la ventaja de que minimiza el paso de aceite hacia el lado del gas. También es más o menos insensible a la presión diferencial entre la presión de succión del gas y la presión del aceite para sello. Su desventaja es una posible pérdida de la película de aceite, lo cual puede ocasionar serios daños en las caras pareadas.

En el sello de película de aceite, como es el del contacto mecánico, se emplea la película para sellar el gas comprimido de la atmósfera. Al contrario del sello de contacto mecánico, es del tipo con holgura reducida y se necesita una diferencia muy precisa entre la presión de succión y la de sellamiento para minimizar las fugas internas de aceite. Cuando el aceite para el sello es parte del sistema de lubricación, podrían ocurrir pérdidas excesivas y problemas de mantenimiento para eliminar el aceite contaminado y volver a llenar el sistema de lubricación. Este tipo de sello se utiliza por las altas presiones de succión que son comunes en la IPQ.

Las ventajas de usar un compresor centrífugo son:

1. En el intervalo de 2,000 a 200,000 ft³ / min y según sea la relación de presión este compresor es económico porque se puede instalar una sola unidad.
2. Ofrece una variación bastante amplia en el flujo con un cambio pequeño en la carga.
3. La ausencia de piezas rozantes en la corriente de compresión permite trabajar un largo tiempo entre intervalos de mantenimiento, siempre y cuando los sistemas auxiliares de aceite lubricante y aceite de sellos estén correctos.
4. Se pueden obtener grandes volúmenes en un lugar de tamaño pequeño. Esto puede ser una ventaja cuando el terreno es muy costoso.
5. Cuando se genera suficiente vapor en el proceso un compresor centrífugo será adecuado para moverlo con una turbina de vapor de conexión directa.
6. Su característica es un flujo suave y libre de pulsaciones.

Las desventajas de usar un compresor centrífugo son:

1. Los centrífugos son sensibles al peso molecular del gas que se comprime los cambios imprevistos en el peso molecular pueden hacer que las presiones de descarga sean muy altas o muy bajas.
2. Se necesitan velocidades muy altas en las puntas para producir la presión . con la tendencia a reducir el tamaño y aumentar el flujo, hay que tener mucho más cuidado al balancear los rotores y con los materiales empleados en componentes sometidos a grandes esfuerzos.
3. Un aumento pequeño en la caída de presión en el sistema de proceso puede ocasionar reducciones muy grandes en el volumen del compresor.

4. Se requiere un complicado sistema para aceite lubricante y aceite para sellos.

Áreas de Aplicación de los Compresores

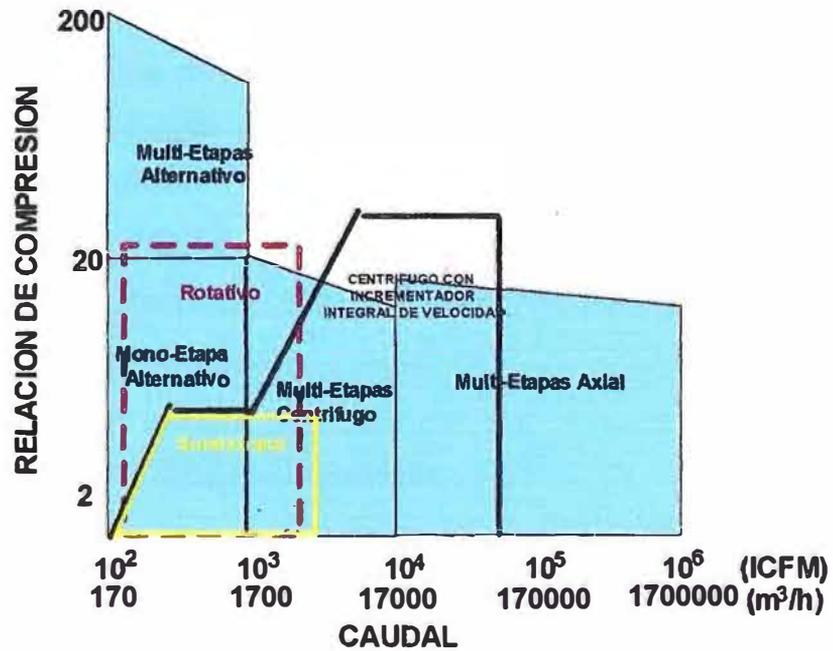


Figura 43. Área de Aplicación de Compresores.

III 3.3 Tecnología del Compresor Centrifugo con Incrementador Integral: Ventajas de la Alta Velocidad, Difusión Localizada, Impulsores de Alto Rendimiento, Servicio de Procesos

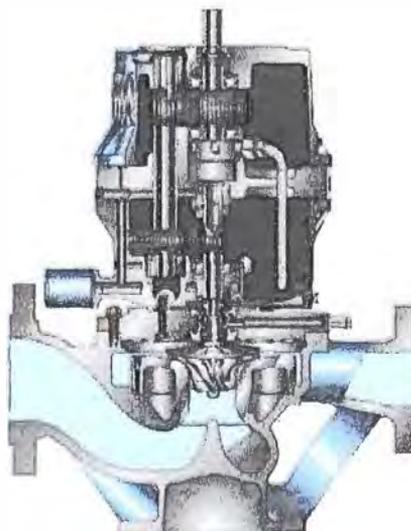


Figura 44. Compresor Centrifuga

Ventajas del Incrementador de Velocidad Integral

- Aumento del rendimiento de cada etapa a través de la optimización de su velocidad (costos operativos bajos).
- Paquete integrado con todos los sistemas auxiliares continúa con menor ocupación de espacio (costo de instalación baja).
- Eliminación de acoplamientos mecánicos de alta velocidad, y de otros componentes continúan más fiabilidad, menos mantenimiento, menos repuestos (costos operativos y de instalación bajos).
- Un solo abastecedor para el conjunto completo de arrastre (costos administrativos bajos).

Tecnología de Difusión Localizada

- Introducida por U.M. Barske en los años 40.
- Adaptada por la empresa "Sundstrand" a los compresores centrífugos en los años 60.
- Difusor concéntrico - un solo punto de difusión. (emisión completa)
- Prestación superior para servicios con caudales bajos y alturas elevadas (85,000 Nm/Kg con caudales entre 100 y 800 m³/h): posible opción centrífuga a los compresores alternativos.
- Impulsor abierto, juegos amplios - prestación invariada en el tiempo.

Impulsores de Alto Rendimiento

- Rendimientos encima de 75%
- Uso de Análisis Fluido-dinámico Computarizado
- Fresado en 5 ejes
- Caudales entre 6000 ACFM (10,000 m³/h) y 50 ACFM (85 m³/h)

- Experiencia en el diseño y la manufactura de Compresores de Alta Velocidad con Multiplicador Integral
- Materiales: 17-4PH, Titanio, Hastelloy



Figura 45. Impulsor de Alto Rendimiento

III 3.4 Selección, Operación y Control del Compresor Centrífugo con Incrementador Integral

La selección se basa en los fundamentos de la termodinámica, y no se debe considerar que sea tan difícil o complicada, que solo los fabricantes puedan hacer la elección inicial del compresor para condiciones dadas del proceso.

Algunas aplicaciones típicas son:

Compresores de aire para servicios e instrumentos en casi cualquier planta.

Sopladores sencillos en plantas de recuperación de azufre.

Sopladores grandes en unidades de craqueo catalítico.

Compresores de refrigeración de baja temperatura en unidades para etileno, polietileno o p-xileno.

Compresores de alta presión para gas recirculado en plantas de hidrocarburos, amoníaco y síntesis de metanol.

Los compresores son del tipo dinámico o de desplazamiento positivo. Los dinámicos incluyen centrífugos de flujo radial y axial y, en menor grado, los de emisión parcial para bajo flujo. Los tipos de desplazamiento positivo son de dos categorías básicas: reciprocantes y rotatorios. El compresor reciprocante tiene uno o más cilindros en los cuales hay un pistón o émbolo de movimiento alternativo, que desplaza un volumen positivo con cada carrera. Los rotatorios incluyen los tipos de lóbulos, espiral, aspas o paletas y anillo de líquido, cada uno con una carcasa, con uno o más elementos rotatorios que se acoplan entre sí, como los lóbulos o las espirales, o desplazan un volumen fijo en cada rotación.

Selección de Compresor Centrífugo con Incrementador Integral

Los compresores centrífugos son el tipo que más se emplea en las industrias de procesos químicos porque su construcción sencilla, libre de mantenimiento, permite un funcionamiento continuo durante largos periodos.

El compresor centrífugo más sencillo es el suspendido, de una sola etapa. Los hay disponibles para flujos desde alrededor de 3,000 hasta 150,000 PCMS. El impulsor convencional, cerrado o con placas se utilizaría para cargas adiabáticas hasta de unas 12,000 (pies-lb)/lb. El impulsor abierto, de alabes radiales producirá más carga con los mismos diámetro y velocidad; sus variantes, con inductor o con alabes tridimensionales producirá hasta 20,000(pies-lb)/lb de carga.

Se utilizan diseños similares, hechos con materiales más resistentes y a velocidades más altas, en aplicaciones especiales como compresores de aire con engranes integrales, para aplicaciones aeroespaciales, en los turbocargadores para motores de combustión, compresores de carga, etc.

Control de los compresores centrífugos

Cuando cambia cualquiera de los siguientes parámetros: peso molecular, razón de los calores específicos, presión o temperatura de succión o descarga, con respecto al flujo, se llega a un punto diferente en la curva de carga, contra capacidad en cualquier compresor, pues éste produce carga, pero no presión.

En los compresores y sopladores (ventiladores) centrífugos se aplican las “leyes de los ventiladores” o “leyes de afinidad” referentes a la variación en la capacidad y la carga, como función de la velocidad. (Leyes de Afinidad)

Por lo tanto, la forma más eficaz de hacer corresponder la característica del compresor con la salida requerida, es cambiar la velocidad de acuerdo con la ecuación.

Esta es una de las ventajas principales del empleo de turbinas de vapor o de gas para impulsar el compresor, porque son idóneas para funcionar con velocidad variable. Con estas unidades motrices, el operador controlar la velocidad en forma manual al ajustar el regulador de la turbina. O bien , el ajuste de la velocidad puede ser automático con un controlador neumático o electrónico, que cambia la velocidad en respuesta a una señal de flujo o de presión.

Para unidades motrices de velocidad constante como los motores eléctricos, el compresor se debe controlar en una de tres formas:

1. Aspas de guía de la admisión (la mas eficiente)
2. estrangulación de la presión de succión
3. estrangulación de la presión de descarga (la menos eficiente)

las aspas o paletas de guía de admisión son aspas fijas de ajuste manual o automático en la entrada a la primera etapa (y a veces en las sucesivas) que hacen que cambie el ángulo de aproximación del gas con relación al impulso giratorio. Esto cambia la característica de flujo en respuesta a los requisitos de carga. Aunque las aspas de guía de la admisión son las mas eficientes, hay que estudiar el aspecto económico

porque son costosas, complejas en algunos tipos de máquinas y son un componente adicional que requiere mantenimiento y ajuste.

Un término medio para lograr sencillez y eficiencia suele ser la estrangulación. Esto produce una presión de succión ligeramente más baja que la de diseño y produce una carga total más elevada si la presión de carga permanece constante, lo que se puede hacer concordar con la curva de carga contra la capacidad del compresor ; es decir, mayor carga con flujo reducido. Cuando se estrangula la succión, se reduce la densidad del gas y se llega a tener correspondencia entre el flujo en peso requerido con la capacidad de volumen de succión del compresor en otros puntos de la curva de carga contra capacidad.

El método de control menos eficiente es la estrangulación de la carga. Con un flujo reducido el compresor produce carga (y presión) mayores que las que necesita el proceso ; esta se estrangulan antes de que lleguen al equipo, pero el caballaje para la compresión se desperdicia y de ahí proviene la ineficiencia relativa. Sin embargo, este método tiene la ventaja de que es muy sencillo y se aplica a menudo en compresores de poco caballaje en donde no importa la ineficiencia

Control de Oscilación en Compresores Centrífgos

Todos los compresores dinámicos tienen un intervalo limitado de capacidad, a velocidad fija, para una selección dada de impulsores. Por debajo del valor mínimo, que suele ser de 50 a 70% del nominal el compresor tendrá oscilaciones; es decir inestabilidad de funcionamiento. Entonces, pueden ocurrir vibraciones excesivas y fallas o paros repentinos.

Es esencial diseñar todos los sistemas de compresores para evitar oscilaciones (inestabilidad) cuando funcionan y, por lo general, se logra utilizando algún tipo de control antioscilación. El más sencillo se utiliza en los compresores de aire y consiste en una válvula de purga automática, que se abre y deja salir el exceso de capacidad a la

atmósfera, si el flujo requerido en el proceso es muy bajo. A veces, se utilizan métodos más eficientes a base de válvulas de control de la succión.

Con un gas no se puede desperdiciar, el control antioscilación más común es un control de derivación o sea el que se devuelve el flujo indeseado a la fuente de succión. Como este gas ya ha sido comprimido y su temperatura es más alta hay que enfriarlo antes de que entre por segunda vez en el compresor, y se puede necesitar un enfriador en la derivación. En sistemas en donde la fuente de succión es de tamaño suficiente o está a cierta distancia, con lo cual el calor se disipa por mezclado o radiación, quizá no se necesite el enfriador.

Hay en el mercado algunos sistemas antioscilación, que fabrican empresas especializadas en control de procesos. Quizá sea preferible comprar el sistema que diseñarlo.

Operación y Control de Compresor Centrífugo con Incrementador Integral.

Una cierta forma de control se requiere para la mayoría de usos del compresor de SUNDYNE. El propósito del control es doble: 1) para alcanzar el rendimiento deseado según los requisitos de condiciones de proceso y 2) para proteger el compresor contra el daño mecánico debido a la sobrecarga o a las condiciones de sobrecarga.

Esta sección es una guía general en controles; un sistema de control se debe seleccionar solamente después de la terminación de un análisis detallado de la instalación específica.

Los compresores de SUNDYNE se pueden controlar por uno de tantos métodos para alcanzar el rendimiento deseado.

1. Control de sobrecarga: se recomienda que un sistema de control de sobrecarga esté instalado siempre que haya cualquier ocasión que el flujo del proceso podría disminuir apreciablemente del flujo de

diseño. En la mayoría de los sistemas de control de sobrecarga de flujo se coloca en la línea de succión al compresor. La señal de este sensor se entra a un regulador que controle una válvula en el lazo de puente. Cuando se alcanza el flujo seguro mínimo, esta válvula se abre y el flujo a través del compresor se cuida del punto de sobrecarga. Una vez más el gas reciclado se debe refrescar para prevenir la acumulación del calor. Los sistemas de control neumáticos y eléctricos de sobrecarga están disponibles.

2. Estrangulación de la succión (figura 46): la estrangulación la succión es generalmente el método de control más económico con una impulsión de velocidad constante. Estrangular la válvula de control en el lado de la succión causa una reducción de la presión de la entrada al compresor. Aunque el compresor crea la misma ratio de compresión como si no estuviera estrangulado, la presión de la descarga reducida. El resultado neto es bajar más la salida de la carga total hacia el sistema salir al sistema. La reducción correspondientemente de presión de entrada disminuye la densidad del gas de entrada y así, se consume potencia. La succión que se estrangula también tiene la ventaja levemente de bajar el punto de sobrecarga del compresor.

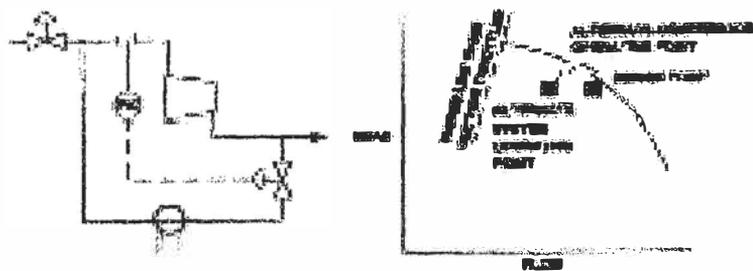


Figura 34. Suction Throttling

Figura 46. Estrangulación de la Succión

3. Estrangulación a la descarga (figura 47) la estrangulación de la descarga es controlado por medio de una válvula colocada en la descarga del compresor. Un compresor con velocidad constante funcionará siempre en su curva de carga-flujo del diseño. Para sistema dado el punto de operación, el compresor operará en el caudal del sistema, así se produce más carga que el sistema requiere. Este exceso de carga es regulado por la válvula de descarga. Puesto que al regular ocurre una corriente abajo del compresor, no hay ahorros de energía con este método. La descarga que se regula no ofrece ninguna ventaja verdadera sobre la succión que se regula, pero es no obstante un método de control aceptable.

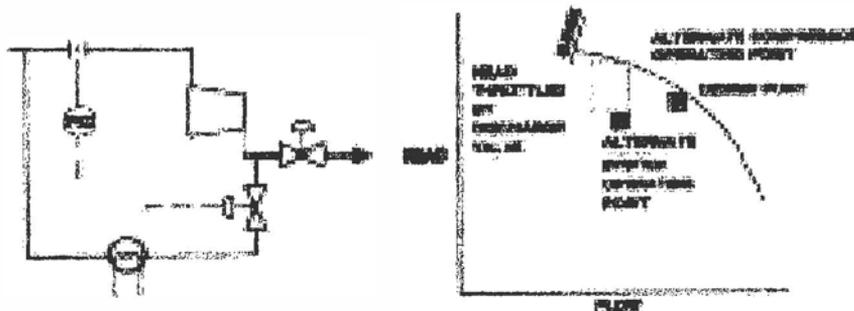


Figura 47. estrangulación de la Descarga

4. Control de velocidad (figura 48) – el control de velocidad es el más eficiente medio de control del compresor. Para operar en los puntos bajo el diseño de la curva de carga-flujo, el conductor de velocidad se debe reducir por consiguiente. Esto crea una infinita familia de curvas de carga-flujo en el cual el compresor debe operar. Desde los HP consumidos, las condiciones de entrada asumidas constantes, varían como al cubo de la velocidad, los ahorros substanciales de la energía pueden ser realizados. También, el compresor con el punto de sobrecarga es proporcional a la disminución de la velocidad. Este método se utiliza principalmente

en unidades conducidas por turbinas aunque los motores con velocidad variable o las transmisiones mecánicas está disponibles. Puesto que la bomba del aceite de lubricante principal en un compresor de SUNDYNE es conducida por el eje de entrada de la caja de engranajes, disposición que debe ser hecha así que la velocidad no se reduce a un punto donde la presión del aceite lubricante adecuada no está presente a lo largo.

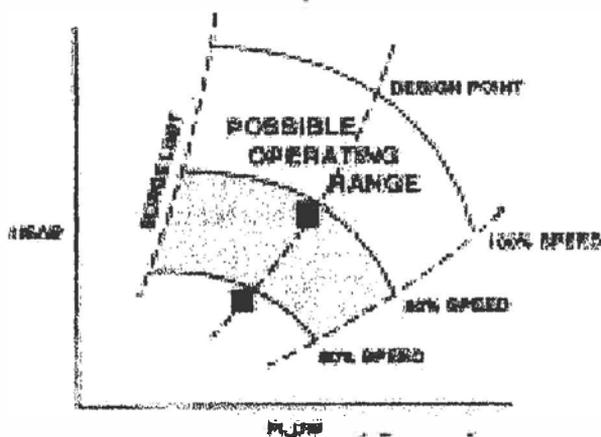


Figura 48. Control de Velocidad

5. Puente del flujo (figura 49) – el puente del flujo requiere una línea del reciclaje desde la descarga del compresor a la succión. El compresor opera en el flujo deseado o la presión de descarga y exceso del flujo no requerido por el proceso se recicla con puente. Un enfriador se requiere en el lazo para enfriar el gas reciclado a la temperatura normal de la succión. Este método es generalmente menos eficiente que otros métodos discutidos, pero se puede garantizar en algunas situaciones especiales.

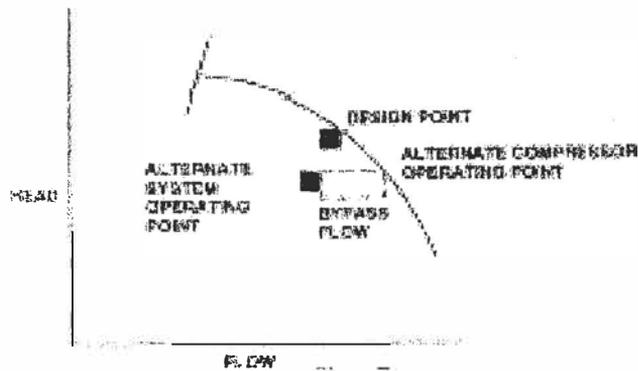


Figura 49. Puente de Flujo

6. Otros aspectos que deben ser considerados, en la operación del compresor son:
 - A. Control de compresores en serie (figura 50) se regula la entrada en la primera etapa es el método más práctico de controlar los compresores es serie. Es necesario regular solamente la primera etapa, que alternadamente actúa como válvula reguladora para la segunda etapa. La entrada que regula entre las etapas no ofrece ninguna ventaja y debe ser evitada. La eficiencia ganada por el control de velocidad variable de las unidades en serie será justificado raramente su costo y su complejidad. El control de sobrecarga en las unidades en serie de un sensor de flujo y del controlador en la línea de succión de la primera etapa. Esto envía una señal a la válvula de control en un lazo de puente alrededor de ambos compresores. Debe ser determinado, que las sobrecargas del compresor en el flujo de la entrada más bajo a la primera unidad así que el controlador del flujo pueden ser fijadas tales que a ninguno de los dos compresores será sobrecargado. Un sistema más complejo que ofrece la protección máxima de la máquina consiste en los lazos separados del puente para cada unidad que son operados por los controladores de flujo separados.

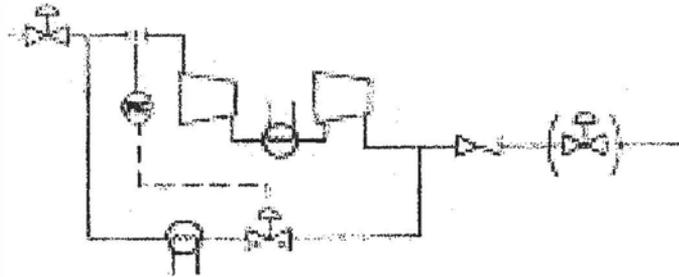


Figura 50. Control de Compresores en serie.

- B. Control de compresores en paralelo (figura 51) el control de dos o más compresores que funcionan en paralelo parecería ser relativamente simple. Más que probablemente, sin embargo, ninguno de los dos compresores no siempre operan idénticamente, a través de su rango entero del flujo. Para producir presiones idénticas de descarga, un compresor podría funcionar en un flujo diferente que la unidad en paralelo a él. Como un resultado, el sistema de control tendría que incluir un controlador del flujo por separado para cada unidad. Ambos reguladoras de la succión o de la descarga pueden ser utilizados, pero otra vez, el regulador de la succión es el método preferido. Si se utilizan los conductores variadores de velocidad, el cuidado extremo se debe tomar para asegurar que las velocidades pueden ser controladas exactamente. En cualquier caso, las válvulas check se deben instalar en la línea de descarga de cada compresor para prevenir el posible flujo de regreso debido a cualquier desequilibrio leve en las características de los compresores. El sistema de control separado de la sobrecarga para cada compresor se debe considerar para la protección máxima de la unidad.

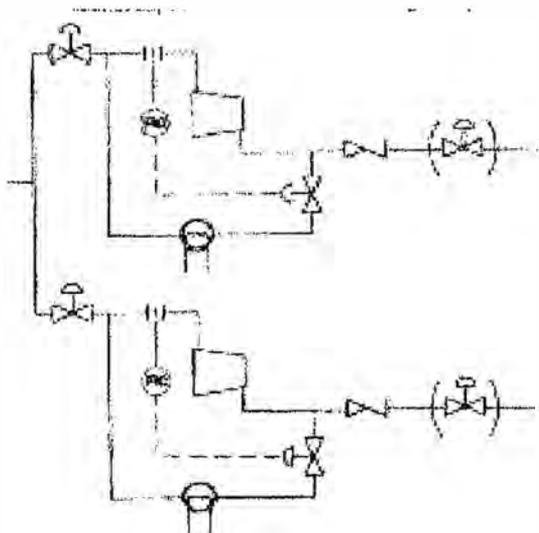


Figura 51. Control de compresores en paralelo

III 3.5 Aplicaciones en las Industrias Química y Petrolera

Las aplicaciones de proceso de los compresores centrífugos de alta velocidad son diversas en las industrias típicas de Refinación de Petróleo, Petroquímica, Química, Generación de Electricidad y Producción y Extracción del Gas Natural.

Estas son:

Refinación de Petróleo

- Hidrocraqueo
- Hidrotratamiento
- Platforming
- Isomerización
- Alimentación de H₂
- Reciclaje de H₂
- Recuperación de Vapores
- Recompresión de Gases de Descarga
- Recompresión de H₂

Petroquímica

- Reciclaje de Polietileno
- Reciclaje de Polipropileno
- Recuperación de Vapor de Etileno
- Recuperación de Vapor de Propileno - Reciclaje de H₂

Producción de Gas - On / Offshore

- Compresor de Recolección de Gas
- Gas Lift
- Reinyección de Gas
- Recompresión para Transporte

Servicios para Turbinas de Gas:

- Alimentación Gas Combustible
- Atomización de Aire
- Refrigeración de las Paletas de la Turbina

Extracción de Gas Natural

- Refrigeración
- Regeneración
- Reinyección

Generación de Electricidad

- Alimentación de Gas Combustible
- Atomización de Aire
- Refrigeración de las Paletas de la Turbina

IV. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

- Tenemos en Aguaytía un desarrollo tecnológico primario de la explotación y producción del gas natural, se construyó un gasoducto y un poliducto de pocos kilómetros, para poder distribuir el gas natural refinado a lugares más cercanos a la planta, pero tienen ellos un transporte terrestre acondicionado que llega hacia la costa. Sería de importancia continuar la tuberías para la zona norte del país, con mejor equipamiento de compresoras y bombas que trasladen, y distribuyan a la industria, y levantar la economía del país.
- Para el proyecto Camísea, se está instalando varias plantas para la Extracción, Producción, Refinación y Transporte del Gas Natural y entre ellas se maneja los fluidos volátiles con Bombas y compresores centrífugos, con la tecnología de la Empresa Transnacional Sundstrand, con sus productos ya antes mencionados, y que se encuentran por ejemplo en la Planta Criogénica en Las Malvinas, con Bombas centrífugas de Alta Velocidad, y en la reinyección del gas, los compresores de centrífugos de Incremento Integral.
- Las bombas centrífugas de alta velocidad son equipos que se utilizan para manejo de fluidos volátiles, es una solución para sistemas que tiene un NPSH bastante bajo y tengan tanque de abastecimiento no tan elevados, ocupando menos espacio, y con poco flujo pueden llegar hasta altas presiones. Para este caso, no es necesario una bomba multietápica para llegar a estas presiones, que ocupan un espacio grande.
- Su mantenimiento es especial pero no tan frecuente como otras bombas, su desgaste de sellos mecánicos está protegido con un sistema de limpieza y lubricación según normas API, una bomba centrífuga limitada a un máximo de 3,550 rpm, hace que el fluido volátil no se maneje a su debida presión, pues este puede vaporizarse en la bomba y perder eficiencia por

eso se integra una caja de engranajes para que se multiplique la velocidad hasta 25,000 rpm sin perder la eficiencia y presión.

- Factores críticos para el éxito en la aplicación de soluciones con Incrementador Integral en servicios de proceso para los compresores centrífugos para refinerías.

Ventajas de los compresores centrífugos con incrementadores de velocidad:

- Bajos caudales, alturas elevadas, simple o múltiples etapas, (alternativa centrífuga a los compresores volumétricos).
- Capacidad de elevada presión de aspiración y de trabajo.
- Impulsores fresados de alto rendimiento y de vanguardia tecnológica.
- Capacidad de ofrecer paquetes realizados en conformidad con el espíritu de las especificaciones API.
- Diseño hecho a pedido.
- Flexibilidad en la configuración.
- Flexibilidad en los materiales de construcción.
- Completo conocimiento del diseño de los incrementadores de velocidad
- Sello eficaz del eje de alta velocidad contra las pérdidas de gas de proceso
- Robustez para el manejo de presiones elevadas
- Conocimiento y capacidad de control de la dinámica de los rotores.

Ventajas de los Compresores Sundstrand:

- Experiencia Pioneros de la tecnología de la Alta Velocidad con Incrementador Integral para los servicios de proceso.
- Más de 30 años de presencia en la industria de los gases de proceso.
- Uso único y especialización en particulares aplicaciones de gas de proceso.
- Organización mundial de producción y asistencia al usuario.

Recomendaciones

- Hay que poner mucho énfasis en los lineamientos para la selección de una bomba o compresor, en especial el ingeniero de procesos debe tener en cuenta o el conocimientos de la infinidad de tipos de equipos para manejo de fluidos y evaluarlos según sea las condiciones de operación a la que deben de funcionar, de escoger ya sea por rendimiento y NPSH, costos, según sea la instalación para poder tomar decisiones acertadas en la elección de un equipo. Por eso la información de los fabricantes son bastante útiles para determinar que tipo de equipo va a funcionar.
- La operación y el control de las bombas y compresores de alta velocidad son muy importantes para el buen funcionamiento, y mantenimiento, ya que algunos parámetros que no estén en su debido rango de operación podrían comprometer en la pérdida de estos equipos costosos. Con el debido control y mantenimiento, estos equipos pueden funcionar mínimo 6 años, sin ningún problema.

V. BIBLIOGRAFÍA

Referencias

- Val S. Lobanoff and Robert R. Ross, *Centrifugal Pumps Design & Application*, Gulf Publishing Company, Houston , TX, 1985.
- Donald P. Sloteman, Paul Cooper and Jules L. Dussord, *Control of Back-flow at the Inlets of Centrifugal Pumps and Inducers*, presented at the First International Pump Users Symposium (1984).
- Robert Linden is the director of Sundyne and Sunflo products for Sundstrand fluid Handling, Arvada, CO.
- Salemann, V., *Cavitation and MPS Requirements of Various Liquids*, J. Basic Eng., 81, 167-173 (1959)
- Doolin J. H., *Chem. Eng.* Jan 7, 1963, p. 103
- Stepanoff, A. J., “*Centrifugal and Axial Flow Pumps*”, 2nd ed., p 230, Wiley, New York, 1957.
- “*Hydraulic Institute standards*”, 13th ed., Hydraulic Institute Cleveland, Ohio, 1975.
- Karassik, I. J., Krutzch, W. C., Fraser, W. H., and Messina, J. P., “*Pump Handbook*”, McGraw-Hill, New York, 1976.
- *Centrifugal Compressors for General Refinery Service*, 3rd ed, API Standard 617. American Petroleum Institute Washington 1973
- *Centrifugal Compressors Bulletin 8282-C*, Ingersoll-Rand Co. Woodclif Lake. N.J. 1972
- *Centrifugal Compressors for General Refinery Service*, 3rd ed, API Standard 617. American Petroleum Institute Washington 1973
- *Lubrication, Shaft-Sealing, and Control-Oil Systems for Special-Purpose Applications*, API Standard 614, American Petroleum Institute Washington 1973.
- “*Centrifugal Compressor I General Refinery Service*”, API 617, American Petroleum Institute, Washington DC.

- Vertical Inline Centrifugal Pumps for Process USE”, Manufacturing Chemists Assn, Washington DC.
- Lubrication, Shaft-Sealing, and Control-Oil Systems for Special-Purpose Applications, API Standard 614, American Petroleum Institute Washington 1973.
- “Engineering Data Book”, “9th”, ed., Natural gas processors Suppliers Ass., Tulsa, 1972.

Libros de Consulta

- Cuerpo de Redactores de Chemical Engineering Magazine, “Compresores Selección, Uso y Mantenimiento.”, Richard W Greene. McGraw-Hill
- Cuerpo de Redactores de Chemical Engineering Magazine, “Bombas, Selección, Uso y Mantenimiento.”, Richard W Greene. McGraw-Hill
- Wallas M. Stanley, “Chemical Process Equipment, Selection and Design”, Capitulo 7, McGraw-Hill, 1990
- Seneca Falls, “Goulds Pump Manual”, 6 th ed., Goulds Pumps, , NY (1995).
- Corporación Sundstrand Fluid Handling, “Manual de Mantenimiento y Operación”, Arvada, Colorado, USA. 1999.

Internet

www.asme.org

www.api.org

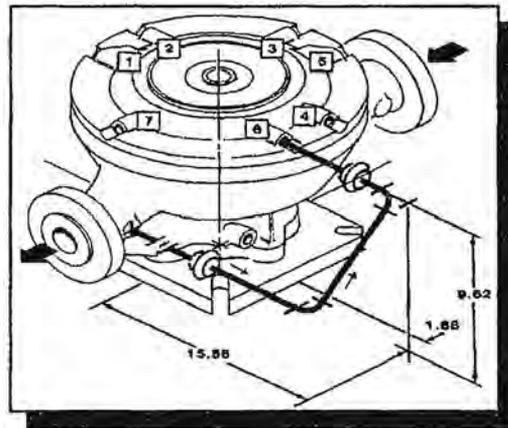
www.pip.org

www.darnell.com.ar

www.sundyne.com

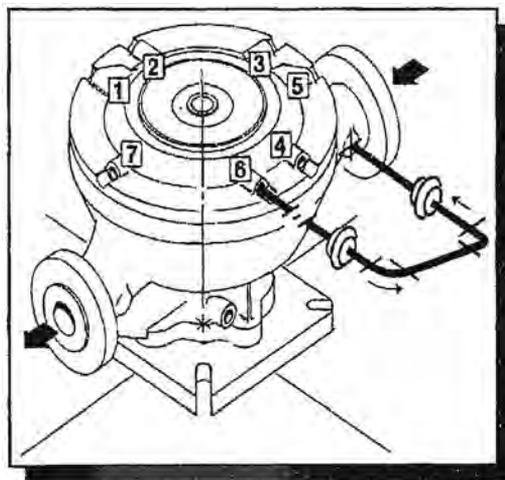
Plan 11 de API:

Recirculación de la Cubierta de la Bomba (Descarga a la cubierta del sello)



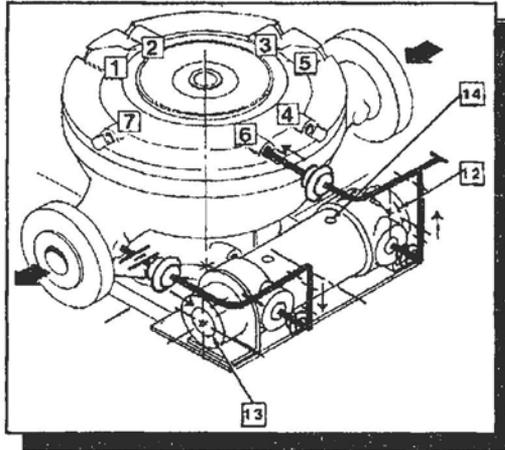
Plan 13 de API:

Recirculación de la cubierta de la bomba (cubierta de sello a la succión).



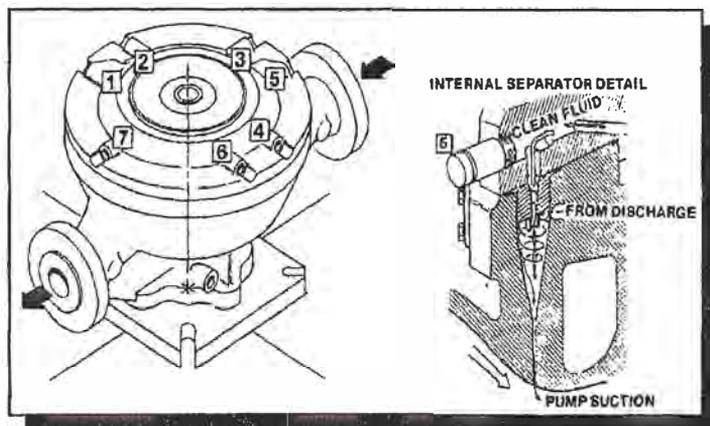
Plan 21 de API:

Recirculación de la cubierta de la bomba (descarga a través del intercambiador de calor a la cubierta de sello).



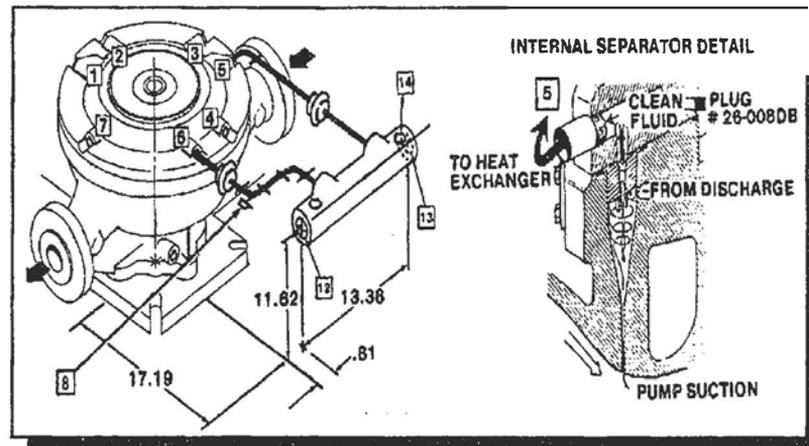
Plan 31 de API:

Recirculación de la cubierta de la bomba (ciclón separador interno)



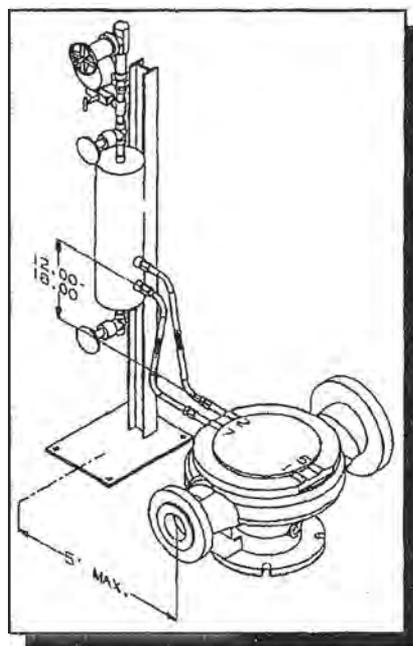
Plan 41 de API:

Recirculación de la cubierta de la bomba (ciclón separador interno a través del intercambiador de calor a la cubierta de sello)

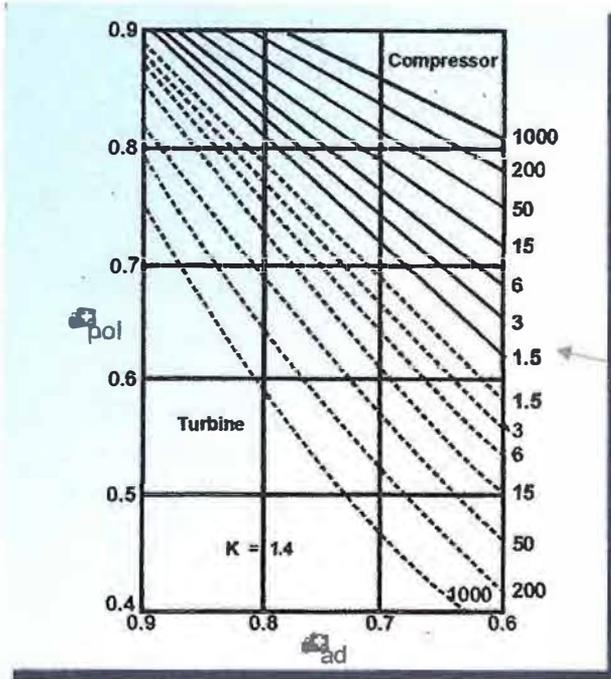


Plan 52 y 53 de API:

Recirculación del depósito presurizado o despresurizado a la cubierta de sello con el líquido buffer compatible con el proceso (circulación de Thermosyphon / forzado con la cara rotativa del sello)

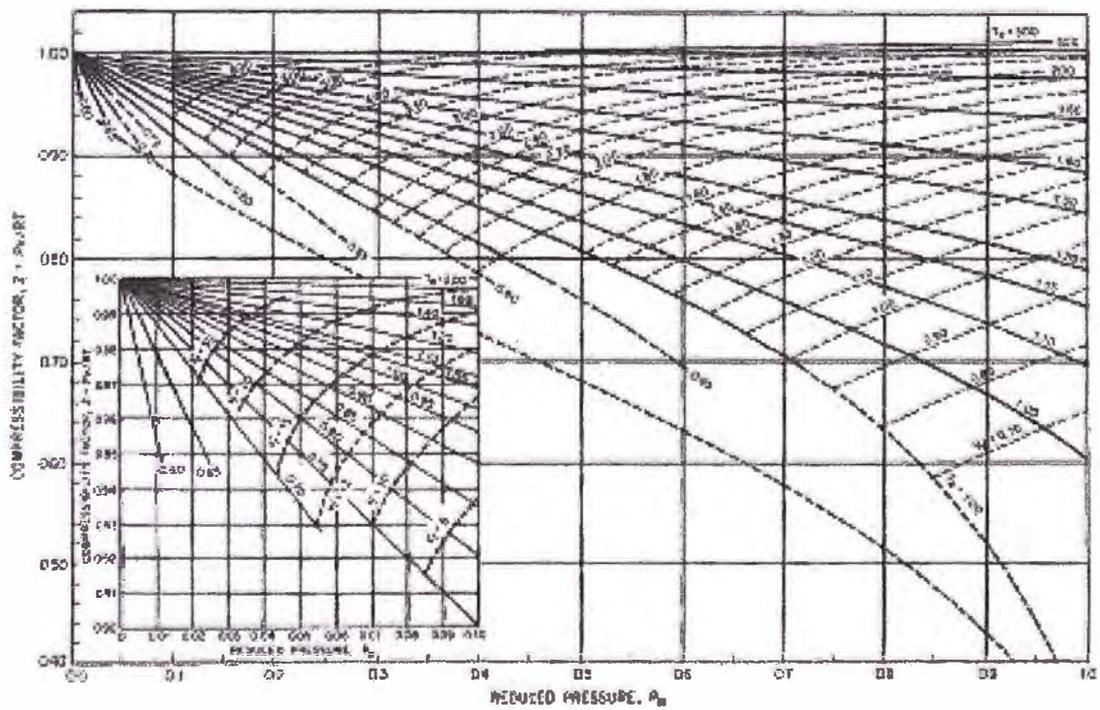


Comparación de Eficiencia



Politrópico versus Eficiencia adiabática
 $k = 1.4$

Ratio de Presión



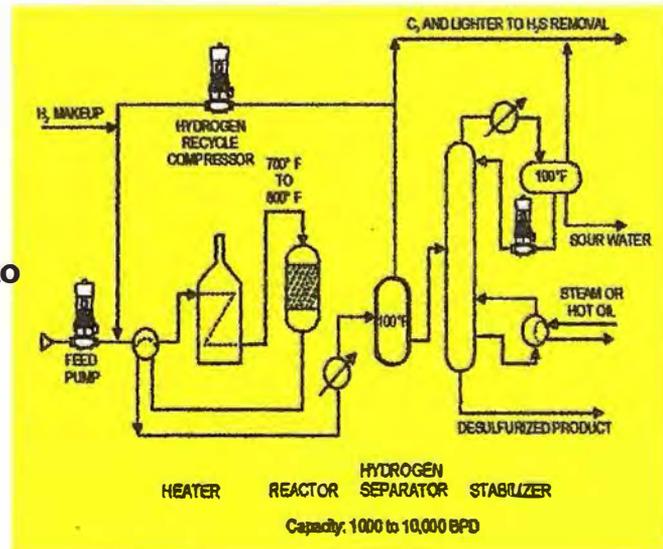
Compresibilidad Z para Gases Reales: T_r , V_r y P_r

Aplicaciones de Bombas y Compresores en la Industria Petrolera, Petroquímica y Eléctrica.

Reciclo de Hidrógeno

• Refinería

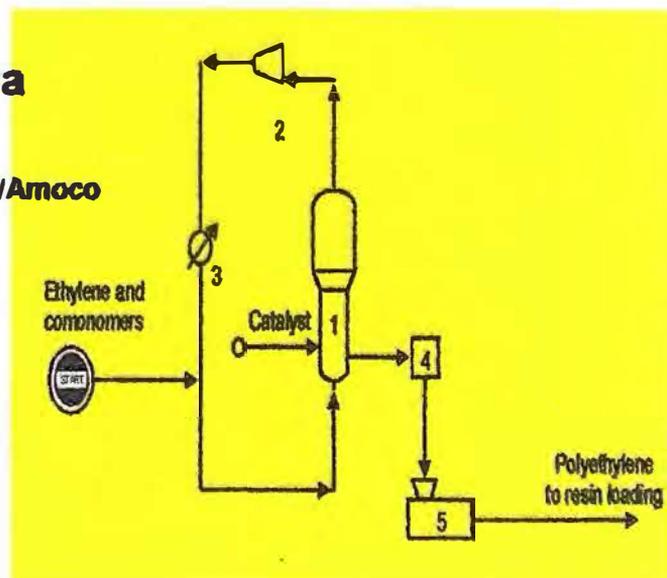
- ✓ Hidrocracking
- ✓ Hidrotratamiento
- ✓ Platforming
- ✓ Isomerización
- ✓ UOP



Reciclo Poli-Etileno / Propileno

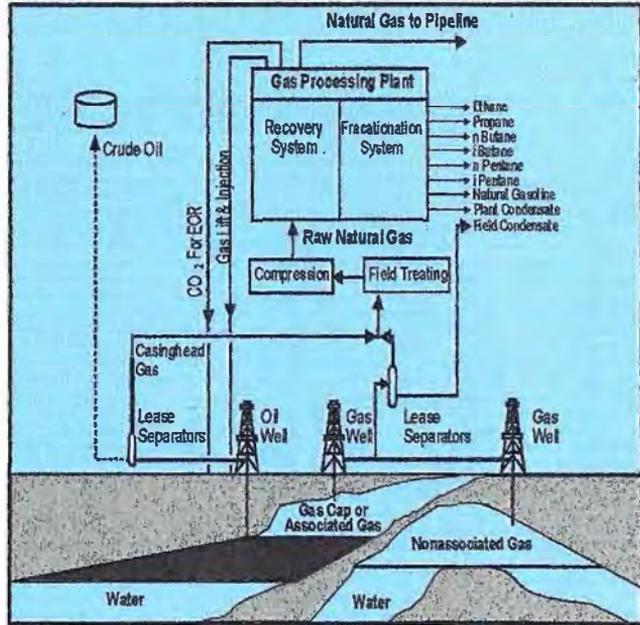
• Petroquímica

- ✓ Polietileno
- ✓ Polipropileno
- ✓ Chevron/Phillips/Amoco

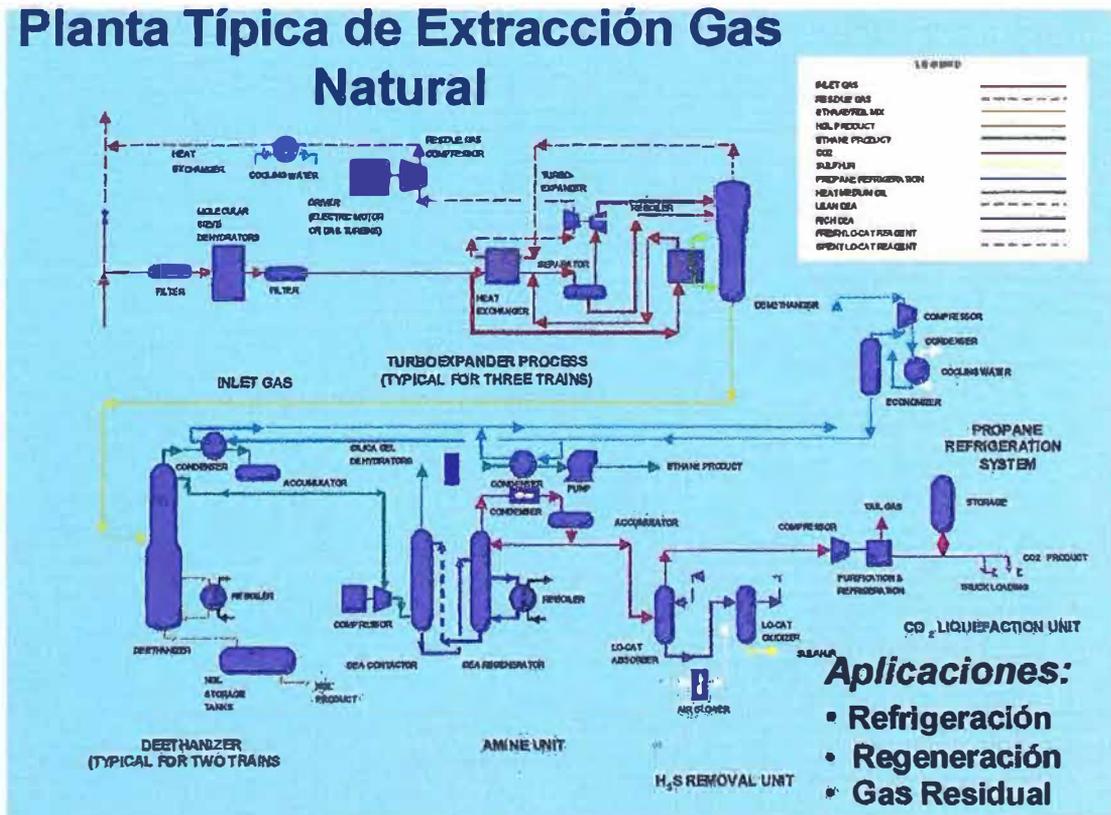


Producción Gas

- Producción Gas - on/offshore
 - ✓ Gas gathering compressor
 - ✓ Gas lift
 - ✓ Gas re-injection
 - ✓ Main transport boost
 - ✓ Gas turbine services
 - ✓ Fuel gas
 - ✓ Atomizing air
 - ✓ Turbine blade cooling



Planta Típica de Extracción Gas Natural



Generación de Energía

- Gas Combustible
- Aire Atomizado
- Enfriador de Turbina

