

13  
2-y.

# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES  
"ZARAGOZA"



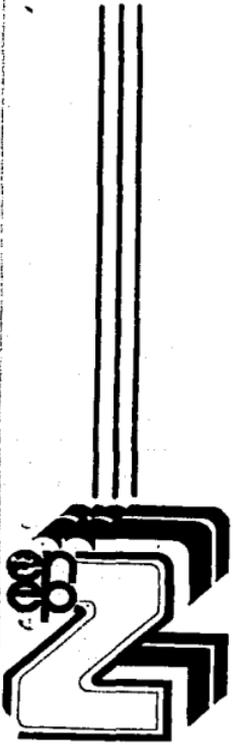
DISEÑO DE UN SISTEMA DE LICUEFACCION Y  
ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL EN  
PLATAFORMAS MARINAS.

T E S I S  
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE  
INGENIERO QUIMICO  
P R E S E N T A :  
FERNANDO VICENTE RIVERO LINARES

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

MEXICO, D. F.

1989





Universidad Nacional  
Autónoma de México



## **UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso**

### **DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

## Indice

1.0	Introducción	.....	2
2.0	Generalidades	.....	10
2.1	Licuefacción	.....	11
2.2	Almacenamiento	.....	23
2.3	Transporte	.....	31
2.4	Tecnología de materiales	.....	39
3.0	Análisis de Procesos		
3.1	Procesos existentes para la LNG	.....	44
3.2	Criterios de selección del proceso	.....	59
3.2.1	Seguridad en relación con la minimización del riesgo de incendio.	.....	59
3.2.2	Flexibilidad en cuanto a la composición del gas crudo.	.....	59
3.2.3	Simplicidad en relación con la puesta en marcha, operación y paro de la planta.	.....	60
3.2.4	Insensibilidad en relación con los movimientos de la plataforma.	.....	61
3.2.5	Consumo de energía y mantenimiento.	....	63
3.2.6	Esoacio requerido por las instalaciones.	...	64
4.0	Selección de la plataforma.		
4.1	Tipos de plataformas.	.....	67

4.2 Criterios de selección. ....	80 - 115
4.2.1 Flexibilidad respecto a cambios de lugar. ....	80 - 115
4.2.2 Profundidad de la zona marina. ....	80 - 115
4.2.3 Servicio que va a prestar. ....	80 - 115
4.2.4 Sistemas de almacenamiento de producto. ....	80 - 115
4.2.5 Sistema de transferencia de LNG. ....	80 - 115
4.2.6 Estabilidad. ....	80 - 115
4.2.7 Mantenimiento y seguridad. ....	80 - 115
5.0 Bases de diseño. ....	116
6.0 Desarrollo de Ingeniería Básica. ....	135
6.1 Balance de masa y energía. ....	137
6.2 Diagrama de flujo de proceso. ....	153
6.3 Diagrama de tuberías e instrumentación. ....	153
6.4 Plano de localización general. ....	154
6.5 Dimensionamiento de tuberías. ....	155
6.6 Índice de Servicios. ....	172
6.7 Dimensionamiento de equipo (hoja de datos)	173
7.0 Conclusiones. ....	181
8.0 Bibliografía. ....	183

## DEFINICION DE TERMINOS

1

**Licuefacción :** Es el proceso que se lleva a cabo para pasar un fluido de un estado gaseoso a un estado líquido.

**LNG :** Gas Natural Licuado.

**LPG :** Gas Licuado de Petróleo.

**MSCFD :** Millones de pies cúbicos por día a condiciones estándar.

**Monoboya :** Terminal de almacenamiento en el mar.

**Mástil :** Soporte tipo columna que conforma una plataforma.

**Tirante marino :** Profundidad del mar.

**Protección Catódica :** Sistema de intercambio iónico que evita la corrosión en estructuras metálicas.

**Superestructura :** Parte de una plataforma marina que emerge de las aguas del mar y sobre la cuál se asientan las instalaciones del proceso.

**Subestructura :** Parte de una plataforma marina que se asienta sobre el lecho marino para soportar la superestructura.

**Cubierta o deck :** Piso a diferentes elevaciones en que se puede construir una plataforma.

**R-22 :** Monoclorodifluorometano ( refrigerante ).

Los grandes yacimientos petroleros descubiertos en los últimos años en el golfo de México, en lo que se conoce como la Sonda de Campeche, (ver fig. 1) han incrementado notablemente el nivel de producción de hidrocarburos en el país, a tal grado de que actualmente se encuentra en el cuarto -- lugar como productor mundial.

Dado que los hidrocarburos son recursos no renovables, es de gran importancia que se aprovechen casi al máximo las reservas, mejorando cada vez mas las técnicas de explotación, producción y tratamiento de estas.

Actualmente en la Sonda de Campeche, aproximadamente a unos 200 Km. al noreste de Ciudad del Carmen: en unos arrecifes denominados " Cayos Arcas" (ver fig. 2), se encuentra - instalada una terminal marítima para la carga de crudo a buques-cisterna de alto calado. Desde el complejo de producción "Akal - J", instalado sobre plataformas marinas en dicha sonda, parte del crudo es bombeado hacia la terminal marítima de "Cayos Arcas" y el restante enviado a tierra por oleoductos hacia el puerto de Dos Bocas, Tab., de donde continua su trayectoria hacia los complejos y refinerías localizados en tierra, para su tratamiento requerido.



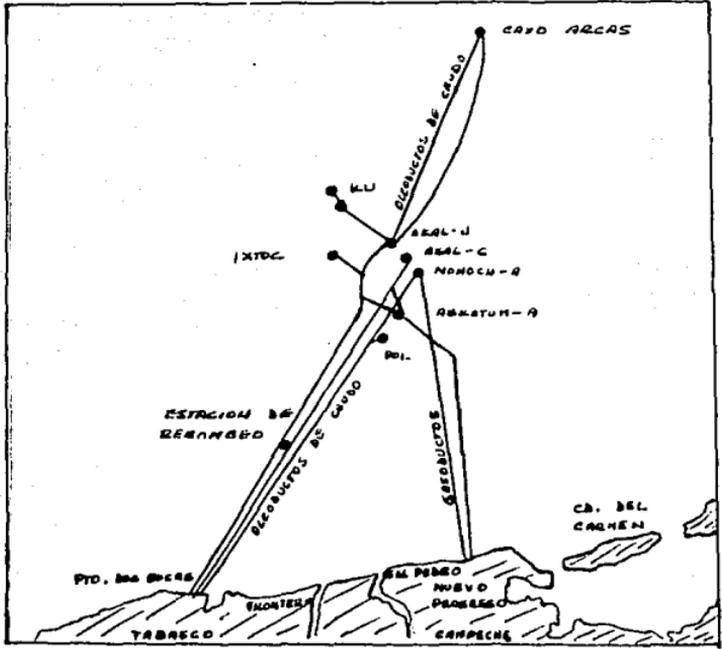


Fig. 2 Estructura de las plataformas de producción en la Sonda de Campeche.

Con respecto al gas natural, cabe mencionar que, hace apenas algunos años en que se inició la exploración y explotación de hidrocarburos en el Golfo de Campeche, no se contaba con técnicas instaladas en la zona para su recuperación, por lo que este se enviaba a quemadores para eliminarlo a la atmósfera.

Con el paso de los años y el aumento de yacimientos explotados, se instalaron sistemas de compresión en plataformas marinas para el aprovechamiento del gas, desde las cuales este es enviado a tierra (ver fig. 2) para su tratamiento y distribución, según como sea requerido.

No obstante, en la actualidad, una cantidad de gas natural que si resulta considerable, aún se tiene que quemar a la atmósfera por falta de más instalaciones de recuperación.

Por otro lado, hay que tomar en cuenta que ya en muchos países prohíben el quemado del gas asociado. Por ejemplo, en el área de costa-afuera del mar del norte de Europa han sido promulgadas leyes al respecto.

El objetivo de este estudio, contempla, un impulso al desarrollo de tecnología, para la mayor recuperación del gas natural explotado en los pozos de la Sonda de Campeche, como

una nueva alternativa al quemado de los gases.

Se implementa la posibilidad de introducir un sistema de licuefacción y almacenamiento de gas natural, instalado en plataformas marinas, anexo a los complejos de producción ya instalados en dicha sonda.

La instalación de este tipo de sistema, presenta varias ventajas, tales como:

- 1.- Se evita la instalación de costosos gasoductos sobre el suelo marino, desde el yacimiento mar adentro, hasta la costa.
- 2.- No se necesitan construir grandes muelles en la costa para la carga de buques-cisterna de alto calado (para exportación) los cuales son los requeridos para el transporte del gas natural licuado.
- 3.- Existe la posibilidad de mover la plataforma hacia un nuevo yacimiento y seguir operando, o en un caso extremo, desplazarla hacia algún puerto en la costa para funcionar como unidad de producción.
- 4.- Se disminuye el grado de contaminación en la atmósfera.

El gas natural ha sido comercialmente usado como gas -- combustible desde hace mas de cien años. Actualmente ha desarrollado un papel muy importante en la economía doméstica e industrial. Uno de los factores importantes se debe a que se han desarrollado nuevas técnicas para el suministro, desde las primeras técnicas empleadas, basadas sobre redes de gasoductos, hasta las mas recientes, que comprenden el transporte de gas natural licuado en buques-cisterna a través de los interoceanos.

El gas natural proporciona aproximadamente el 17% de la energía requerida en el mundo, la mayor demanda es proporcionada por los Estados Unidos y la Unión Soviética.

La fig. 3 muestra una estimación del volumen de gas natural a nivel mundial.

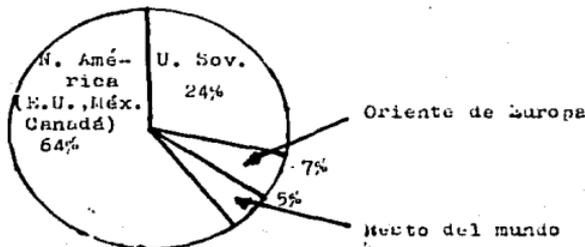


Fig. 3 consumo de gas natural en el mundo

Con respecto a las reservas de gas natural, aún se cuenta con grandes yacimientos para muchos años, a pesar de — que hasta ahora, se han consumido comercialmente a una razón anual de 35 trillones de pies cúbicos (TCF).

Esto que en términos directos de calor de gas, es hacer el trabajo de algo así como 17 millones de barriles diarios de petróleo.

En la fig. 4 se muestra una estimación de las reservas mundiales.



Fig. 4 Reservas mundiales de gas natural.

**CAPITULO 2.0**

**GENERALIDADES**

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos en estado gaseoso, cuyo principal componente es el metano ( $CH_4$ ), - este gas se produce en los campos petroleros, ya sea solo (mantos gasíferos), o asociado (mantos petrolíferos).

Los análisis típicos de gas natural que se produce en algunas zonas de la República Mexicana, son como sigue:

TABLA N<sup>o</sup> 1

composición	Sonda de Campeche % en vol.	Reynosa % en vol.	Gd. Pémex % en vol.
ac. sulfúrico	huellas	no tiene	no tiene
metano	87.4	96.16	94.05
etano	9.3	3.39	3.93
propano	2.9	0.34	1.79
butano	0.2	---	0.23
pentano y mas pesados	0.1	---	---
dióxido de carbono	---	0.11	---

Existe una gran diferencia entre el gas natural licuado (LNG), y el gas licuado de petróleo (GLP). Este último es una mezcla de propano y butano en proporciones variables, y se puede licuar a temperatura ambiente y presiones moderadas. El gas natural por el contrario, requiere para ser licuado, presiones elevadas y temperaturas sumamente bajas.

La tecnología del gas natural licuado consiste de tres partes: licuefacción, almacenamiento y transporte.

A partir de que en 1914, se fundó la primer patente para la licuefacción, almacenamiento y transportación de gas natural, cada vez más se han ido desarrollando las tecnologías para estos sistemas.

La primera planta comercial para la licuefacción de gas natural fué construida en 1941, en Cleveland, Ohio (E.U.). Después de tres años consecutivos de operación, uno de los tanques de almacenamiento estalló. El resultado de la explosión y el fuego, causaron daños muy extensos.

No obstante, con la desagradable experiencia obtenida, los trabajos sobre este tipo de proyectos no se desistieron, si no que, mas aún, se siguieron profundas investigaciones para vencer las deficiencias obtenidas.

Para 1947, las industrias Dresser de Dallas, construyó una planta de LNG<sup>M</sup> cerca de Moscú, Rusia, para licuar y almacenar 4.5 millones de pies cúbicos de gas por día. La planta fué considerable en tamaño con la de Cleveland, Ohio.

Para 1964 - 1968, 16 plantas de LNG fueron construidas en Estados Unidos y otras ciudades del mundo.

El crecimiento fué tan rápido, que para 1970, ya sumaban 23 las plantas de LNG construidas en E.U. .

Los procesos de licuefacción de gas natural han sufrido muchas innovaciones en los últimos veinte años, a la par de las necesidades de esta nueva tecnología, esto es debido a que se ha buscado la optimización en las condiciones de operación. Por otro lado, también los cambios se han dado al buscar diferentes compañías la protección de patentes - para sus diseños.

Para la licuefacción del gas natural, existen disponibles los siguientes procesos.

- 1.- Sistema de enfriamiento en cascada.
- 2.- Cascada con refrigerantes mixtos con o sin enfriamiento previo.
- 3.- Sistema de expansión con o sin enfriamiento previo.

Estos son los procesos básicos de los cuáles salen todas las demás posibles variantes de proceso.

En general, los procesos utilizados, tenderán al tipo de expansión cuando el suministro de gas sea a altas presiones, y al de refrigeración en cascada cuando el suministro sea a presiones tan bajas que la expansión adiabática del gas no sea suficiente o permisible, para lograr su licuefacción.

En los sistemas de refrigeración de los procesos relacionados a la refinación del petróleo e industrias químicas y petroquímicas, la selección de un refrigerante está basada generalmente sobre su disponibilidad y rango de evaporación así como en su experiencia previa. Por ejemplo, en una planta de olefina, el etileno puro y el propileno están fácilmente disponibles, mientras que en una planta de procesamiento de gas natural, el etano, etano, y propano están a la mano. Por otro lado existen otros factores determinantes en la selección final del refrigerante, tales como toxicidad, inflamabilidad, contaminación, etc. Por ejemplo en una planta de amoníaco, el propano o el propileno no son adecuados debido al riesgo de contaminación. Por otro lado, el grupo de los refrigerantes de halógenos han sido usados extensamente debido a sus características no inflamables.

En la licuefacción de un gas, el fluido refrigerante es elevado mediante un ciclo. El ciclo de refrigeración sofisticadamente usado es el de Carnot: está compuesto de dos isotermas y dos procesos isotrópicos como los representados sobre un diagrama  $(P - V)$ , fig. 5. Aquí el proceso 1-2, representa la expansión o reducción de presión, 2-3 representa el rechazo de calor a temperatura constante, el proceso 3-4,

representa la compresión y el proceso 4-1, completamente el ciclo por la condensación a temperatura constante.

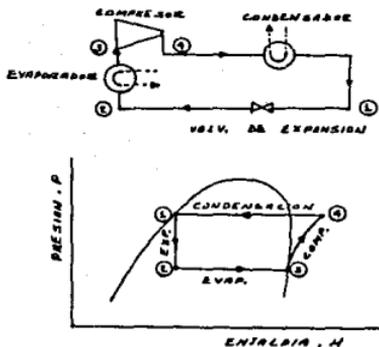


Fig. 5 Diagrama P-H y arreglo de equipo para un ciclo de refrigeración.

Proceso de expansión.

En el proceso de expansión, del punto 1 al 2, en la fig. 5 también puede ser referido a un proceso isotérmico, en un ciclo de refrigeración puede ser alcanzado por flasho del refrigerante a través del control de una válvula de expansión. El proceso puede ser representado sobre un diagrama P-H como lo muestra la Fig. 6. Cada uno de los refrigerantes tiene su propio diagrama P-H que representa tanto las propiedades termodinámicas, al ser iguales a la curva del punto de ebullición.

representa refrigerante líquido subenfriado, el área entre las líneas de punto de burbuja y punto de rocío, representa la coexistencia de dos fases (líquido - vapor), mientras que el área de la derecha de la línea de punto de rocío es vapor sobrecalentado.

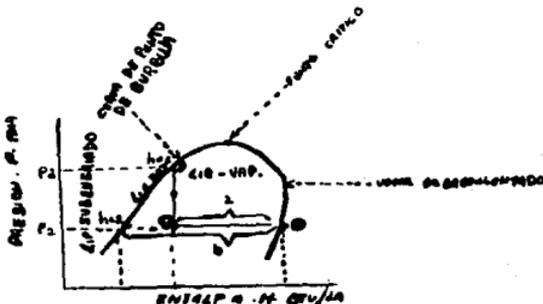


Fig.6 Proceso de expansión .

El punto de arranque de un ciclo es el punto 1, localizada sobre la curva del punto de burbuja a su presión de saturación  $P_1$ , y a una entalpía  $h_{11}$ . En un proceso de expansión, la presión baja  $P_2$ , es una función de la temperatura de refrigeración de vapor. Para refrigerantes puros, la presión de saturación y las líneas de temperatura bajo la campana son las mismas y -- y corren horizontalmente a través de las curvas de punto de rocío y de burbuja.

A la temperatura de refrigeración deseada que le corresponde a  $P_2$ , la entalpía de líquido saturado es  $h_{L2}$ , mientras que la correspondiente entalpía de vapor saturado es  $h_{V2}$ .

De este modo el proceso de expansión ocurre a través de la válvula y ninguna energía ha sido intercambiada, la entalpía a la salida de la válvula, es la misma que a la entrada,  $h_{L1}$ . Este proceso se representa en la figura 6 por una línea vertical entre los puntos 1 y 2.

Para determinar la cantidad de vapor formado en el proceso de expansión;  $X$ , va a ser la fracción de líquido a baja presión  $P_2$  con entalpía  $h_{L2}$ , por consiguiente, la fracción de vapor formado será  $1-X$  con entalpía  $h_{V2}$ .

De un balance de calor, calculamos la fracción de vapor formado:

$$(X)h_{L2} + (1 - X)h_{V2} = h_{L1} \quad \dots\dots\dots(1)$$

$$X = \frac{h_{V2} - h_{L1}}{h_{V2} - h_{L2}} = \frac{a}{b}$$

$$(1 - X) = \frac{h_{L1} - h_{L2}}{h_{V2} - h_{L2}} = \frac{(b-a)}{b} \quad \dots\dots\dots(2)$$

Este parte del ciclo (2-3), absorbe calor por la evaporación de líquido refrigerante a través de un calor latente, como lo muestra la fig. 7, este proceso es efectuado a una presión y temperatura constante.

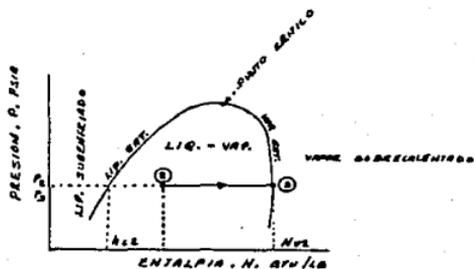


Fig. 7 Proceso de evaporación.

El vapor formado en la evaporación (2-3) no es aprovechado por cualquier refrigeración.

Finalmente, la evaporación toma lugar en un estado estable de calor, algunas veces referido como un evaporador o evaporación. La refrigeración es proporcionada por un líquido frío, y su efecto refrigerante puede ser definido como:

$$Q_{VR} = (h_{12} - h_{11}), \text{ BTU/LB} \dots \dots \dots (3)$$

Los vapores refrigerantes saturados al salir del evaporador de calor a su presión de saturación  $P_2$ , la temperatura de saturación correspondiente es  $T_2$  (de aquí que  $T_2 = T_1$ ) y una entalpía de  $h_{V2}$ . La entropía en este punto es  $S_2$ . Estos vapores son comprimidos isentrópicamente a la presión  $P_1$  y lo largo de la línea 2-3 fig. 8 teniendo una entropía de  $S_2$ .

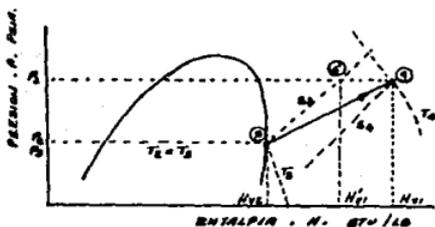


Fig. 8 Proceso de compresión.

El trabajo adiabático,  $W_{ad}$ , para la compresión del refrigerante de  $P_2$  a  $P_1$ , está dado por :

$$W_{ad} = (h_{V1}' - h_{V2})m, \text{ Atu/h} \quad \dots \dots \dots (4)$$

donde :  $m$  = flujo del refrigerante, lb/h

y  $(H'_{v1} - H_{v2})$  es la creencia adiabática  $\Delta H_{ad}$ . Determinamos  $H'_{v1}$  a partir de las propiedades del refrigerante y una entropía de  $S_2$ , de este modo el refrigerante no es un fluido ideal y de aquí que los compresores para tales servicios no operen idealmente, la eficiencia raiabótica,  $\eta_{ad}$ , ha sido definida para compensar las ineficiencias del proceso de compresión. Por consiguiente, el trabajo de compresión  $W$ , puede ser calculado a partir de:

$$W = \frac{W_{id.}}{\eta_{ad.}} = \frac{m (H'_{v1} - H_{v2})}{\eta_{ad.}}, \text{ stulb} \dots\dots\dots(5)$$

La entalpa de descarga esta dada por:

$$H_{v1} = \frac{H_{ad.}}{\eta_{ad.}} + H_{v2} \dots\dots\dots(6)$$

El trabajo de compresión también puede ser convertido a potencia, y expresado como HP de un gas :

$$(\text{GHP}) = \left( \frac{H_{ad.}}{\eta_{ad.}} \right) \left( \frac{m}{2544.5} \right) \dots\dots\dots(7)$$

donde : 2544.5 Btu/h = 1 HP

Para la mayoría de los refrigerantes, tablas y cartas estan -- facilmente disponibles para propiedades termodinámicas.

Actualmente los compresores comerciales han sido estandarizados para tamaños de carcasa, y los fabricantes proporcionan una eficiencia isotrópica nominal,  $\eta_p$ , para su equipo.

En tabla 2, enlistar la eficiencia volumétrica no ideal para una línea de fabricantes de compresores.

Tabla 2

Flujo de entrada ft <sup>3</sup> /min.	ef. volumétrica,
500 - 8000	0.75
8000 - 21000	0.77
20000 - 35000	0.77
30000 - 53000	0.77
50000 - 85000	0.77
75000 - 130000	0.78
110000 - 180000	0.78
180000 - 300000	0.78

Conociendo el flujo de entrada al compresor  $P_1$  y  $V_1$  la correspondiente ef. volumétrica para ese flujo, y se puede calcular la eficiencia adiabática correspondiente:

$$\eta_{ad.} = \frac{(0.77 + 0.15x)}{(1 + 0.1575x)} + 1.18x^{-0.16} (\eta_v - 0.77) \dots (8)$$

donde:  $x = \left[ \left( \frac{P_1}{P_2} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right]$

y  $k$  = relación de cal. caloríficos  $c_p/c_v$  del gas.

El refrigerante sobrecalentado abandona el compresor a  $P_2$  y  $T_4$ , (punto 4 en fig. 9) es enfriado a presión constante hasta que alcance su temperatura de rocío  $T_1$ , y los vapores del refrigerante se empiezan a condensar a temperatura constante.

Bajo el proceso de condensación, todo el calor adicionado al refrigerante durante la evaporación y compresión, deberá ser removido para que el ciclo pueda ser completado alcanzando el punto 1 (punto de arranque) sobre el diagrama P-H que se muestra en la figura 9.

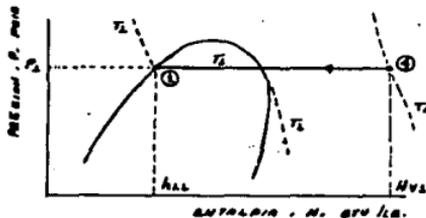


Fig. 9 Proceso de Condensación.

Algunas veces el líquido saturado es subenfriado en el condensador para eliminar el flash del gas durante el proceso

de expansión (1-2) del ciclo, esto ayuda a reducir la relación de circulación de refrigerante,  $m$ , donde  $X$  se hace 1 y  $1-X$  es igual a cero.

La relación de compresión,  $r$ , a través del compresor es  $r = (P_1/P_2)^{1/N}$ , donde:  $N$  = núm. de etapas de compresión.

El ciclo de refrigeración real sobre un diagrama P-H, se muestra en la fig. 10. Note que, el proceso de compresión (3-4), no se inicia en la curva del punto de rocío, y que la presión de descarga del compresor es mayor que la presión de condensación. Los vapores que entran al compresor, punto 3, están ligeramente sobrecalentados, y la línea isentrópica está ligeramente a la derecha en la fig. 10. Esto resultaría en un compresor a la temperatura de descarga  $T_4$  mayor que  $T_4$  si la caída de presión no fuera incluida. También  $T_3$  en el punto 3 es ligeramente más frío que la temperatura de refrigeración  $T_2$ . Es importante notar que  $P_1$  es una función del medio de condensación y  $P_2$  es una función de la temperatura de refrigeración requerida.

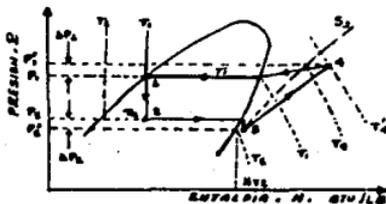


Fig. 10 Ciclo real de refrigeración.

Dentro de los sistemas de almacenamiento de LNG se tienen los siguientes:

- 1) Almacenamiento en tanques sobre tierra.
  - 2) Almacenamiento en tanques bajo tierra o enterrados.
  - 3) Almacenamiento en tanques sobre terminales flotantes.
- 
- 1) Almacenamiento en tanques sobre tierra.

El modelo típico de estos tanques de almacenamiento se caracteriza por utilizar paredes de concreto, de acero y capas de algún aislante apropiado\*

En la fig. 11, se muestra un diseño básico de este -- modelo. Consiste de una base cimentada de concreto, sobre la cuál reposa una parte aislada y 3/16" de espesor de un piso de acero al níquel al 9%. Esta línea se une con la -- pared vertical de acero al carbón A283 Gr C, y este a la vez con la pared en el techo del mismo material.

La pared externa de concreto pretensado, está espaciada 30" de su coraza de 5/16" de acero al carbon A283 Gr C, la cuál soporta un anillo de compresión de acero en su parte superior. Este anillo esta unido a un techo de acero de 5/16", el cuál esta espaciado 30" arriba del domo de concreto interno.

\*Acero A283 grado C :

### Concreto interno.

El espacio anular entre las dos paredes y los dos techos, esta relleno con un medio aislante para las paredes y el piso. El espacio aislante, es cubierto con metano seco, y la presión es igualada, entre la interna del tanque y el espacio aislante.

Un sistema de este tipo, utilizando "perlita pulverizada" como aislante, evita un influjo de calor de 300 000 Stu/h .

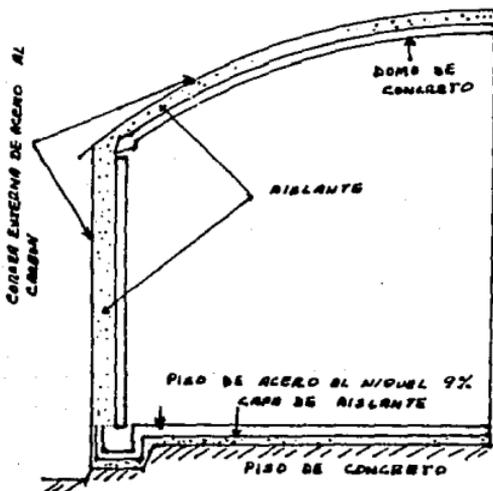
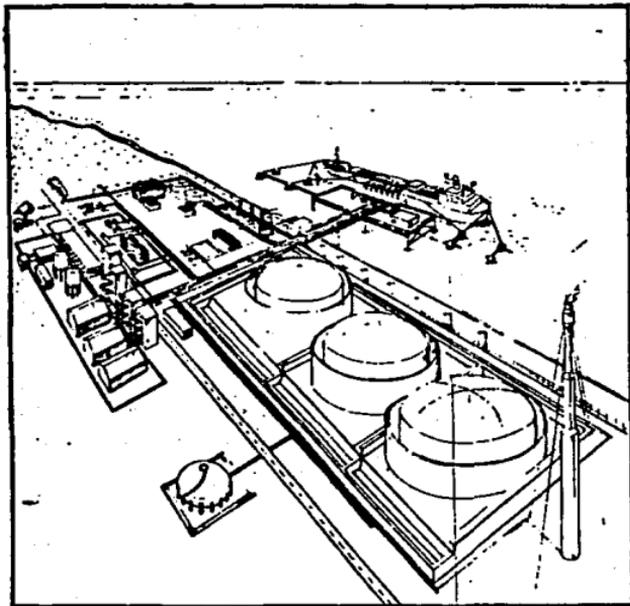


Fig.11 Corte transversal de un tanque con paredes de concreto, aislante y acero.



**Fig. 12** Esquema típico de una terminal de recepción de LNG localizada sobre la costa.

## 2.-) Almacenamiento en tanques bajo tierra.

Otra técnica desarrollada consiste en localizar los tanques de almacenamiento de LNG bajo tierra.

### Modelo del tanque.

El concreto es pretensado para ponerlo en un estado de - esfuerzo de compresión inicial, de tal modo que todas las cargas subsecuentes, incluyendo aquellas debido a la temperatura, no crearán esfuerzo a la tensión.

Las áreas adyacentes a las inmediaciones del tanque, son rellenadas con un material aislante, seleccionado adecuadamente. ( ver fig.13)

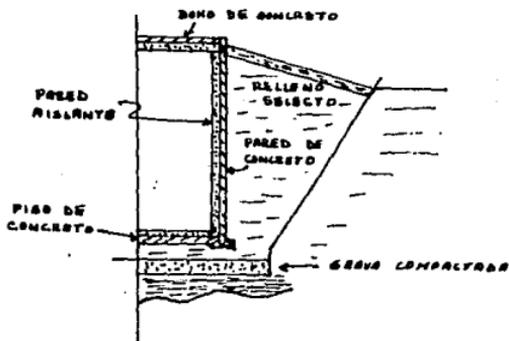


Fig.13 Sección transversal de un tanque de almacenamiento de LNG localizado bajo tierra.

El sistema de almacenamiento de LNG sobre terminales flotantes, es una técnica que se ha consolidado en los últimos años.

Un diseño especial consiste de un sistema de licuefacción y almacenamiento de LNG montados sobre un barco, ver fig. 14 . Las dos terceras partes del barco son ocupadas por los tanques de almacenamiento, y el resto por el proceso. El quemador de chimenea, está colocado en una es-quina del extremo opuesto al de los tanques de almacenamiento, y el barco orientado de manera que las llamas y radiaciones no sean proyectadas por el viento hacia el proceso y tanques de almacenamiento. El quemador estará diseñado para quemar el flujo total de alimentación al proceso, de manera que la corriente gaseosa pueda ser desviada a este, en caso de un paro total normal o de emergencia de la planta.

Las dimensiones para un diseño típico como el que se muestra en la figura 14 , para manejar una capacidad de 384MMSCFD son las siguientes:

longitud ; 210 m  
ancho ; 85 m  
altura ; 25 m

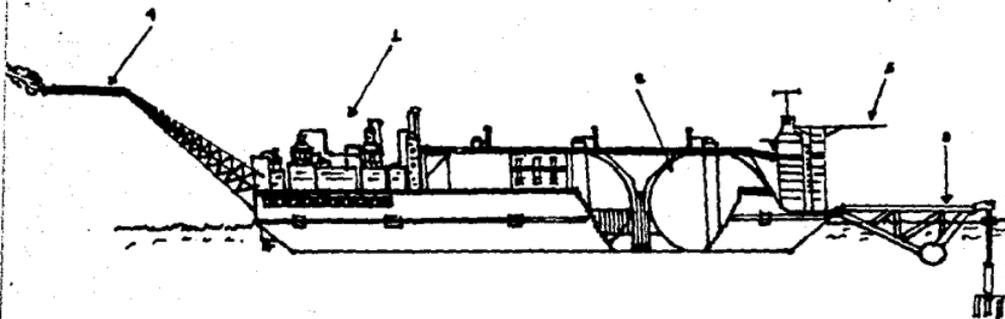


Fig. 14 Instalaciones de licuefacción y almacenamiento de LNG en terminal flotante.

Monoclitura :

- 1 : Instalaciones de licuefacción.
- 2 : Tanques de almacenamiento.
- 3 : Mecanismo articulado de atracado y alimentación.
- 4 : Quemador elevado.
- 5 : Heliporto.

Otra técnica para almacenamiento de LNG consiste en una sola barcaza que alberga tanques esféricos , un helipuerto e instalaciones de equipos vaporizadores, utilizados para descargar en gasoductos establecidos en la costa. ver fig. 15 . Esto realmente es una terminal de recepción anclada en la costa.

Las dimensiones de un diseño típico de una terminal en cuestión, son las sig. :

longitud	.....	239 m
ancho	.....	88.4 m
altura	.....	25 m
núm. de tanques	...	10
cap. al 100%	.....	25260 m <sup>3</sup> c/u

Otros sistemas de almacenamiento de LNG tales como : monoboyas y conjuntos submarinos, serán tratados en el capítulo 4, los cuáles están ligados estrechamente con los diferentes tipos de plataformas marinas existentes para la tecnología del gas natural licuado.

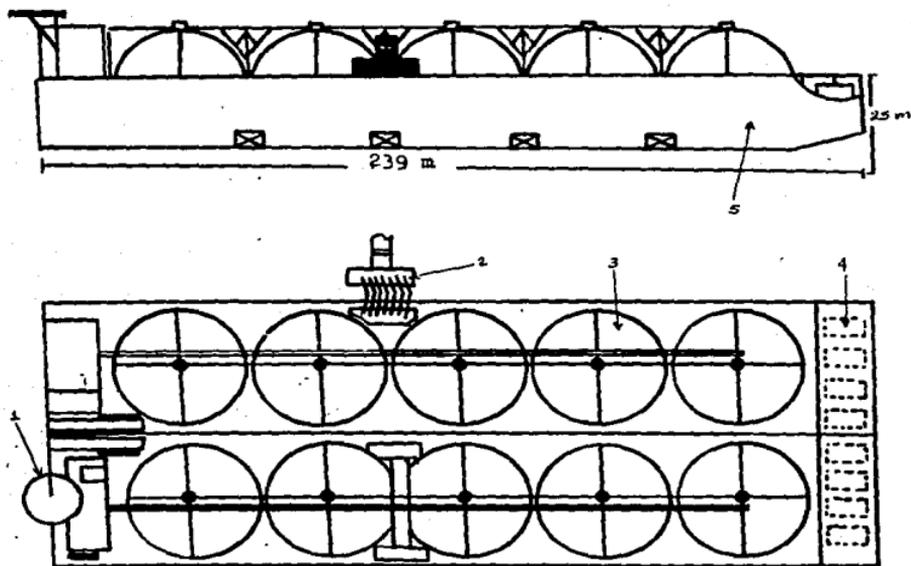


Fig. 15 Terminal flotante para la recepción de LNG.

Nomenclatura:

- 1; Helipuerto
- 2; Brazo articulado para carga y descarga.
- 3; Tanque de almacenamiento de LNG.
- 4; Instalaciones vaporizadoras.
- 5; Barcoza.

### 2.3 Transportación de LNG.

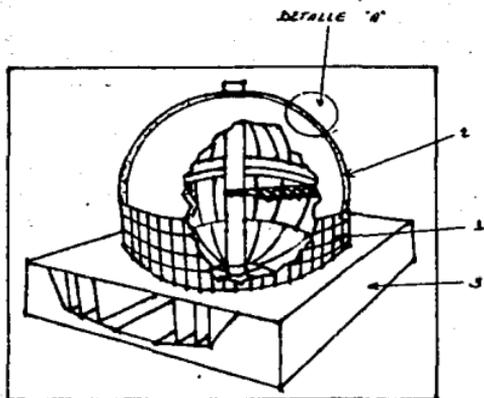
Desde 1955 una compañía petrolera denominada Constock International Methane LTD., desarrolló la primera técnica -- para transportar LNG sobre el agua. Un tanquero bautizado como "Methano Pioneer", fué acondicionado como transportador -- de LNG, para demostrar la factibilidad del transporte en recipientes a través del oceano.

Hasta ahora, las técnicas de transportación iniciadas -- hace casi 30 años, siguen siendo vigentes, solo con algunas variantes.

La ventaja de manejar el gas natural en estado líquido reside en el hecho de que 600 pies cúbicos de gas natural a condiciones atmosféricas, equivale a un pie cúbico de LNG a una atmósfera de presión y aproximadamente a  $-250^{\circ}\text{F}$ .

### CARACTERISTICAS BASICAS DE LOS CONTENEDORES DE LNG Y TECNICAS DE MANEJO.

El tanque esférico aislado externamente y soportado inter -- na y externamente, es el modelo típico de contenedor de LNG. Los tanques son soportados externamente por faldones cilíndri -- cos, conectados por el ecuador por un anillo diseñado para tal carga en cuestión. (ver fig.16 )



**Fig.16** Corte transversal de un tanque de almacenamiento de LNG en tipo esférico.

Nomenclatura:

1: Faldon cilíndrico metálico.

2: Material aislante.

3: Soporte base del buque.



De las diversas calidades de diseño, pueden ser enfatizadas la sig.: seguridad en el caso de colisión y gran servicio de vida útil de los tanques. Los recipientes de forma esférica, son los mas resistentes a sufrir daños en sus estructuras. Pruebas modelo, han demostrado que tanques con diámetros de 37 m , pueden resistir una deformación radial de mas de un metro sin ser ruaturados.

El diseño de los tanques está basado sobre el principio de falla-seguro: si una grieta ocurriera, no perjudicaría la estructura íntegra del tanque, antes de que sea detectada por una fuga lenta de gas de carga.

Los tanques de LNG, son diseñados como recipientes a presión del tipo B, de acuerdo al IMCO (Organización Consultiva Intergubernamental Marítima), código para transportadores de gas licuado.

El diseño del sistema aislado para buques-cisterna, se describe a continuación:  
La armazón es acondicionada para instalar varios contenedores o tanques de LNG.(ver figura 17) Los contenedores núm. 2 y 3 son completamente aislados por los lados y fondo con bálsemo de madera, y la parte superior con fibra de vidrio.

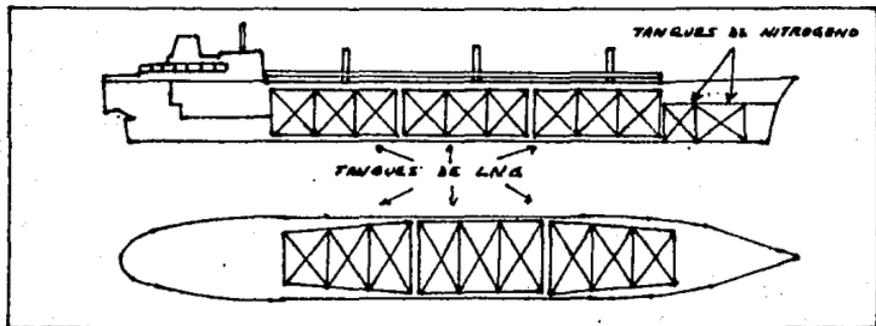


Fig.17 Perfil y plano de la cubierta de un típico buque-cisterna, transportador de LNG.

El contenedor núm. 2 , contiene dos tanques de aluminio, con capacidades de 6500 y 6000 barriles, y el número 3 contiene tres tanques de aluminio con capacidad de 6500 barriles cada uno.

Los tanques de carga son de construcción soldada por todas partes y todas las costuras fueron radiografiadas al cien por ciento con rayos X. Ellos fueron diseñados para ser soportados por la mitad y de suficiente esfuerzo para resistir la presión hidrostática de una gravedad específica de líquido de 0.6, a una presión innuesta y la carga dinámica causada por los movimientos del barco.

No hay conexiones por los fondos de los tanques, toda la tubería normal para líquido y gas, normales y de emergencia, instrumentos y flecha generadora de la bomba, son extendidos sobre la cubierta. La tubería sobre cubierta, toda es de acero inoxidable, así como también las bridas, pernos, accesorios, válvulas y juntas de expansión.

El espacio entre los tanques de carga y el aislante en cada uno de los contenedores es relevado con nitrógeno seco y retenido a una muy baja presión positiva, para prevenir respiración de aire. La composición del gas inerte en el espacio aislante de cada uno de los contenedores, continuamente es mo-

-nitroreado por medio de un analizador infrarrojo, el cuál esta arreglado para sondear en caso de alarma cualquier gas de carga presente en el espacio aislado.

#### Manipulación de carga.

La práctica normal es desplazar el aire de los tanques y tuberías con dióxido de carbono o nitrógeno, antes de iniciar la carga. Normalmente el aire, unicamente estará presente en el sistema una vez al año, siguiendo la inspección anual. Los inertes previenen la existencia de mezclas explosivas en el sistema. El espacio aislante en torno a los tanques, es mantenido como previamente se explicó, bajo una ligera presión positiva utilizando nitrógeno. En este camino, el aire y la humedad atmosférica son excluidos del espacio aislante.

Los recipientes de nitrógeno líquido requerido en los buque-tanque, sirve para cuando regrese de vacío a la terminal de carga, los recipientes de almacenamiento de LNG se llenen de este gas inerte para mantener una atmósfera neutral durante la travesía.

Cuando se descarga el IRO, el vacío en los tanques es evitado, por la conducción de una poca cantidad de gas a alta presión proveniente de las instalaciones de la costa.

Otra alternativa, es tomar una corriente lateral desde el bombeo a bordo del barco, y vaporizarlo para servir a este propósito. Cuando la carga es desolidada, el vapor generado es reabsorbido a las instalaciones de la costa, y los recipientes llenados con gas inerte ( $N_2$ ).

La selección de materiales para aplicaciones a temperaturas criogénicas se basa en las propiedades mecánicas tales como la resistencia a la tensión y corte, límite de fatiga, y dureza. Ductibilidad: es la habilidad del material para deformarse plásticamente, y dureza : es la resistencia a la ruptura bajo condiciones específicas de concentración de esfuerzos. Sin embargo, la selección final puede ser basada en otras consideraciones tales como: baja conductividad térmica, pequeño coeficiente de expansión térmica y baja emisividad.

Entre los metales utilizados actualmente para el manejo de fluidos criogénicos, se destacan los aceros inoxidables austeníticos y las aleaciones de aluminio no tratables con calor.

La A.S.M.E. y A.S.T.M. , establecieron una clasificación A-300 que cubre los aceros al carbono y de aleación, adecuados para temperaturas hasta de  $-150^{\circ}\text{F}$ . Además el código A.S.M.E. agrega ciertas características de fabricación (como relevado de esfuerzos), para asegurar lo adecuado de esas aleaciones a bajas temperaturas.

Los aceros A-201 y A-212, son aceros al carbono con tratamiento especial para servicios a  $-50^{\circ}\text{F}$ . Entre los aceros de aleación se encuentran el A-203 grado A ó B para  $-75^{\circ}\text{F}$ , el A-203 grado D ó E para servicio de  $-150^{\circ}\text{F}$ .

Los aceros inoxidable de cromo y níquel son inherentemente adecuados para servicios desde  $-300^{\circ}\text{F}$  hasta  $-425^{\circ}\text{F}$ .

En la siguiente tabla se indican algunos tipos de metales para servicios a bajas temperaturas.

-----  
**TABLA N° 3**  
 -----

Especificación y grado A.S.T.M.	Temp. mínima recomendada, $^{\circ}\text{F}$
A-201, A-212 .....	-50
A-203 grados A ó B (2 1/4 % Ni) .....	-75
A-203 grados D y E (3 1/2 % Ni) .....	-150
A-353 grados A ó B ( 9 % Ni) .....	-320
Ac. inox. de los tipos 302, 304L, 304, 310, 347, ....	-425
Aleaciones de aluminio 5052, 5083, 5086, 5154, 5356, 5454 y 5456. ....	-425
Aleaciones de cobre, bronce de silicio y latón ..	-320

-----

**Aceros inoxidables:**

El tipo 304 es el más común, el costo original puede ser más alto que los otros, pero la facilidad de fabricación -- (sin tratamiento térmico) y la soldadura, combinadas con la alta resistencia, contrarrestan el costo inicial más alto. La sensibilidad a la formación de carburos de cromo se pueden producir en varios aceros inoxidables durante la soldadura, y esto afecta la resistencia a los impactos, sin embargo las -- pruebas han demostrado que las propiedades de impacto de los tipos 304 y 304L, no son afectadas considerablemente por la sensibilización, mientras que las propiedades del acero 302 son dañadas a  $-320^{\circ}\text{F}$ .

El acero de bajo contenido de carbono y 9% de Ni, es una aleación ferrítica desarrollada para utilizarse en equipos criogénicos que funcionan hasta  $-320^{\circ}\text{F}$ . Las especificaciones A-300 y A-353 grados A ó B, cubren el acero de bajo contenido de carbono y 9% Ni. (A-300 es la especificación básica para los aceros ferríticos de bajas temperaturas). Los refinamientos en soldadura y la eliminación de los tratamientos térmicos posteriores a la soldadura, hacen que el acero al 9% Ni sea competitivo con muchos materiales de bajo costo que se usan a bajas temperaturas.

#### Aluminio:

Las aleaciones de aluminio tienen una capacidad descom-  
turbada para mantener la fuerza y la resistencia a los cambios de temperatura de hasta  $-425^{\circ}\text{F}$ . La buena resistencia a la --  
corrosión y el costo relativamente bajo, hacen que estas aleaciones sean muy usadas para equipos de bajas temperaturas. Para la mayoría de las construcciones soldadas, se usan mucho las aleaciones de aluminio de la serie 5000, son los materiales de Al-Mn y Al-Mg-Mn.

#### Cobre y aleaciones.

Con pocas excepciones, la resistencia a la tracción del cobre y sus aleaciones, aumenta considerablemente al disminuir

la temperatura, sin embargo, la baja estructura del coque resulta un problema cuando se construyen equipos en gran escala, por lo tanto se tienen que usar aleaciones. Una de las mas apropiadas es el bronce de silicio, esta aleación se utilizar con seguridad hasta  $-320^{\circ}\text{F}$ .

Como conclusión, para las condiciones del proceso de licuefacción de gas natural, el material que reúne las condiciones adecuadas es el metal A.S.T.M. A-353 Gr B (9% níquel).

**CAPITULO 3.0**  
**ANALISIS DE PROCESOS**

De investigaciones recientes, sobre tecnología de gas natural se tiene que para la licuefacción de este, existen tres procesos — que se consideran los mas sofisticados, estos son:

- 1) Sistema en cascada.
- 2) Cascada con refrigerantes mixtos con o sin enfriamiento previo.
- 3) Sistema de expansión con o sin enfriamiento previo.

1) Sistema en Cascada.

Este sistema fué el primero que se utilizó para la licuefacción de gases. Desde el punto de vista termodinámico, este proceso — resulta un tanto atractivo para la licuefacción, debido a que se — puede aproximar al proceso ideal reversible mas que los otros — sistemas, pero estas ventajas se ven gravadas por una muy costosa construcción de la planta.

Este sistema utiliza un circuito de preenfriamiento, en el — cuál mas de un refrigerante es utilizado para enfriar la corriente gaseosa principal. Por lo general los refrigerantes son: metano, — propano y etileno y se obtienen normalmente del circuito del mismo proceso. Con ellos se requieren torres de separación sensibles al movimiento. Un abastecimiento externo de los medios refrigerantes reduce por una parte el costo de maquinaria, pero trae el costo — agregado del almacenamiento adicional de los medios refrigerantes.

Desde el punto de vista de las técnicas de seguridad, ambas - soluciones, ( torres de separación o provisión externa de refrigerantes) son insatisfactorias debido a que la fácil inflamabilidad requiere un elevado costo en técnicas de seguridad.

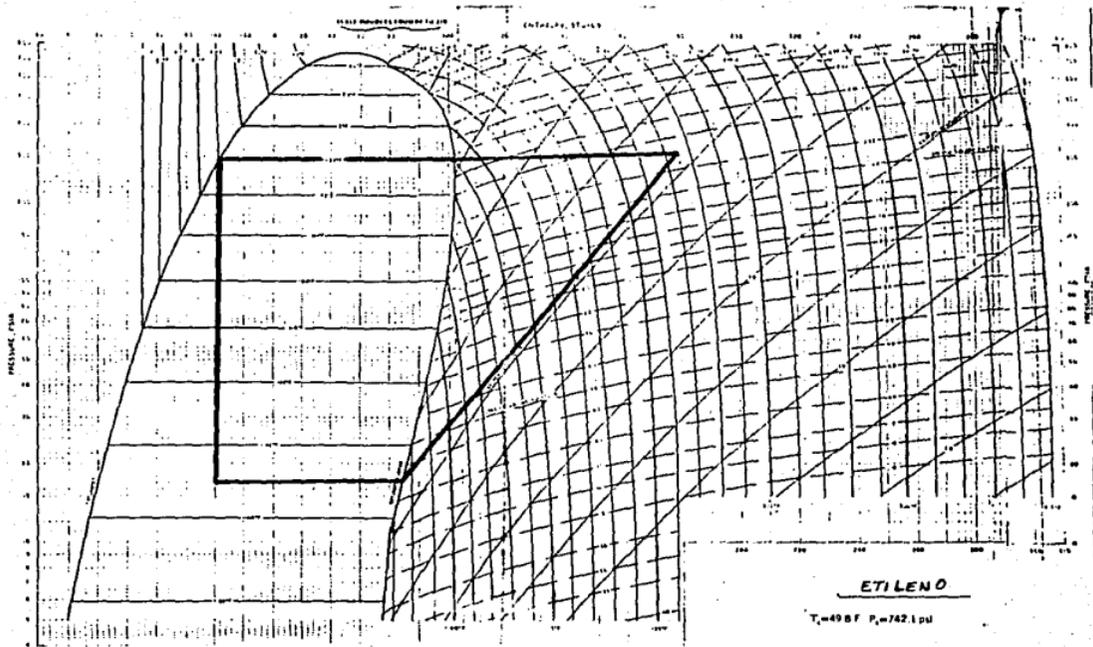
Un esquema típico de este sistema se muestra en la fig. 18.

La corriente gaseosa principal llega a 470 psia y 100 °F al primer compresor GB- 01, en donde se comprime hasta 595 psia y 137°F, a estas condiciones llega el cambiador de calor EA - 01a, el cuál utiliza agua de mar como medio enfriante, y sale la corriente -- gaseosa a 590 psia y 95°F. Posteriormente pasa a una cámara de preparación del gas, y sale de esta a 572 psia y 30°F, llega al -- cambiador de calor de tres fluidos EA - 01 enfriado con propano en donde se le disminuye la temperatura hasta -31°F y 567 psia, así la corriente es dirigida al separador de líquidos PA-01 en donde se eliminan pentanos y sus perdos y la corriente gaseosa se enfría a -45°F y 460 psia, esta corriente sigue al cambiador de calor de dos fluidos EA-02 en donde es enfriado con etileno hasta -145°F y 542 psia, así llega al cambiador de calor EA-03 enfriado con metano, de doné sale a -240°F y 530 psia. Por último es expandido en el separador líquido-vapor PA-02, la corriente del fondo es gas natural líquido - a -259°F y 20 psia, el cuál es bombeado por GA-01 hacia el tanque de almacenamiento TA-01 , mientras que la corriente gaseosa que --





FIGURA 1B-A



PROPANO

FIGURA 18-A

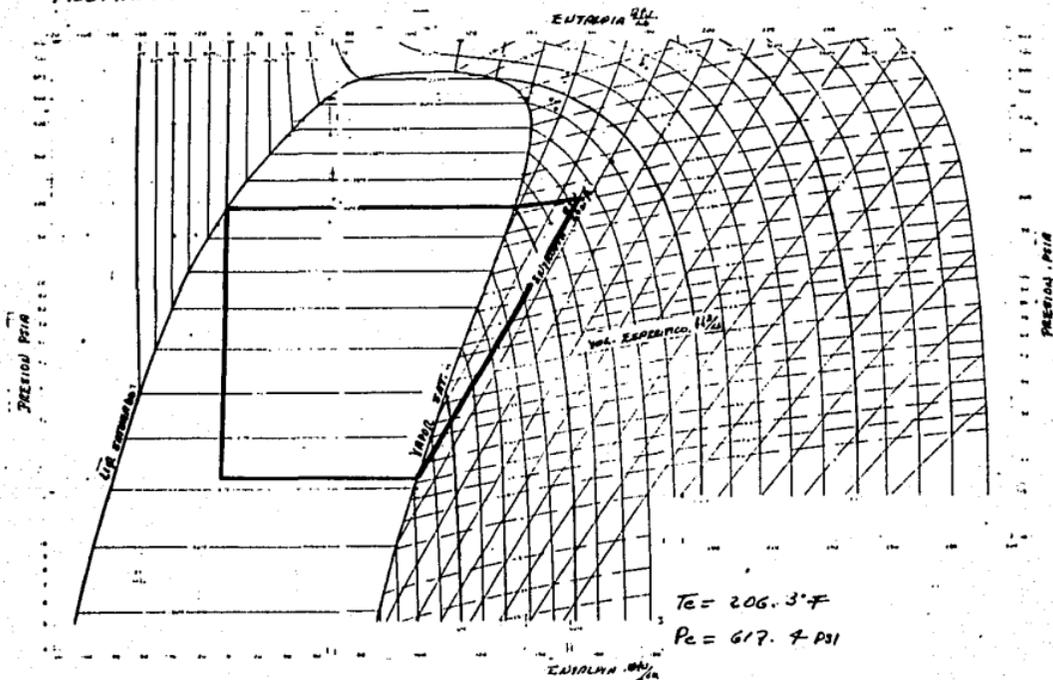
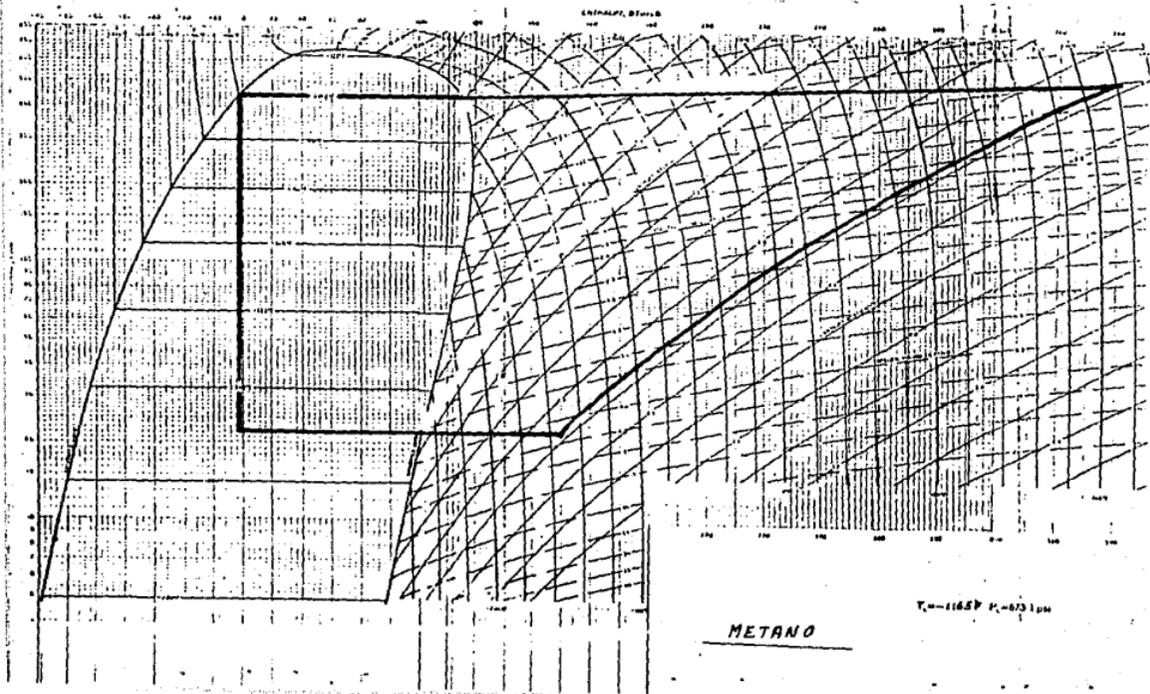


FIGURA 1P-C



sale del domo se junta con los vapores que sale del tanque TA-01, y son enviados como combustible a una caldera generadora de vapor utilizado para mover las turbinas MT-01, MT-02, MT-03 y MT-04.

#### Circuito de propano.

El circuito de propano consta de una compresión en el J3-02 desde 16 psia a  $-36^{\circ}\text{F}$  hasta 195 psia y  $150^{\circ}\text{F}$ , posteriormente pasa al cambiador de calor EA-06, el cual utiliza agua de mar como medio enfriante, el cual enfría al propano hasta  $100^{\circ}\text{F}$  y 190 psia, en estas condiciones pasa por un tranco de balance y llega al cambiador de calor EA-01 en donde se expande y enfría hasta  $-36^{\circ}\text{F}$  y 16 psia, completando así el ciclo.

La etapa de compresión del etileno parte de  $-150^{\circ}\text{F}$  a 16 psia y es comprimido hasta 306 psia y  $149^{\circ}\text{F}$  por el compresor GB-08, la corriente sigue hasta el cambiador de calor EA - 05 en donde se -- enfría hasta  $100^{\circ}\text{F}$  y 300 psia, a estas condiciones llega al cambiador de calor EA-01 en donde se enfría hasta  $-20^{\circ}\text{F}$  y 290 psia, posteriormente llega al cambiador de calor EA-02 en donde se vuelve a -- enfriar y expandir hasta  $-150^{\circ}\text{F}$  y 16 psia, cerrándose así el ciclo.

## Circuito de metano.

En este circuito, el metano se comprime en el GB-04 de 22 psia y  $-150^{\circ}\text{F}$ , hasta 484 psia y  $222^{\circ}\text{F}$ , pasa por el cambiador de calor EA-04 en donde se enfría hasta  $100^{\circ}\text{F}$  y 477 psia, así llega al cambiador de calor EA-01 en donde se enfría hasta  $-30^{\circ}\text{F}$  y 467 psia, después pasa al segundo cambiador de calor EA -02 en donde se vuelve a enfriar hasta  $-141^{\circ}\text{F}$  y 432 psia, enseguida pasa por el tanque de balance PB-03 y llega al cambiador de calor EA -03 en donde se enfría hasta  $-150^{\circ}\text{F}$  y 22psia, completando así el circuito.

Este proceso, utiliza una mezcla refrigerante separada cuidadosamente del flujo del gas crudo. La mezcla refrigerante se compone mayormente de nitrógeno e hidrocarburos de los grupos  $C_1$  a  $C_6$ .

La operación de este sistema es debido a que como el gas natural esta constituido de diversos componentes los cuales condensan a diferentes niveles de temperatura, varios de estos componentes deben de ser usados para enfriar la corriente de alimentación, sin el uso separado de circuitos de enfriamiento para los refrigerantes, por el control cuidadoso en la composición de la mezcla gaseosa del ciclo. Esto permite el uso de un solo compresor para la recirculación de los gases, en lugar de un compresor separado para las diferentes corrientes, como en el caso del sistema ordinario en cascada. La fig.19 muestra el diagrama de flujo para este sistema.

El gas natural llega a una presión de 600 psia, y  $100^{\circ}F$  al cambiador de calor EA-11. La condensación parcial de este gas natural ocurre en EA-11 y EA-12 por el intercambio de calor a contracorriente con el retorno del gas del ciclo. La temperatura de  $-75^{\circ}F$  a la salida del EA-12, es ajustada a un valor tal que, cuando la mezcla liq.-vapor del gas natural entra al separador EA-12A, la fase líquida removida contiene aquellos hidrocarburos requeridos para compensar las pérdidas de refrigerantes de una manera, como para remover --

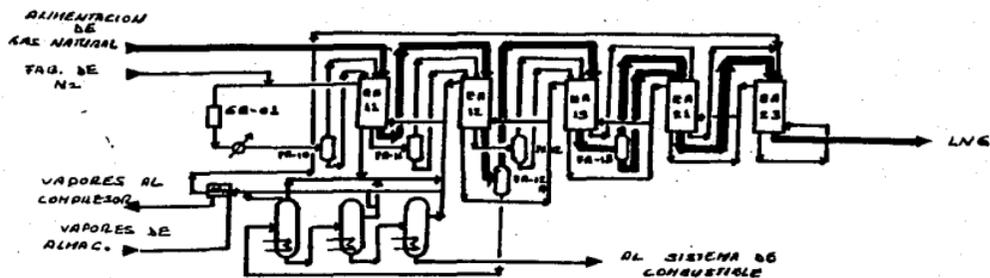


FIG. 19 PROCESO DE LIQUEFACCION DE LNG CON REFRIGERANTES MIXTOS.

hidrocarburos pesados de otra manera. Aquellos hidrocarburos pesados resultarían un bloqueo o tapón en el circuito de gas natural en la salida fría del proceso si a estos se les fuera permitido permanecer en el gas a ser licuado. La fase gaseosa del separador EA-12a entra al EA-13 en donde ocurre una condensación parcial por el intercambio de calor a contracorriente con el retorno del gas del ciclo. La licuefacción es completada en el EA-21, y el gas natural es subenfriado en el EA-23. La temperatura final de  $-260^{\circ}\text{F}$  a la salida del EA-23, es fija para que esencialmente no ocurra vaporización sobre la expansión a la presión atmosférica en el tanque de almacenamiento.

El gas del ciclo es la mezcla refrigerante. Esta es comprimida en el GB-01 y enfriada en el sostenfriador del compresor EA-10 a  $95^{\circ}\text{F}$ , una condensación parcial ocurre, y la mezcla líq.-vapor es separada en el recipiente PA-10. La fase líquida es subenfriada en EA-11 a la temperatura de  $0^{\circ}\text{F}$  y por intercambio de calor a contracorriente con el gas de ciclo que pasa por el lado de la coraza. Después del subenfriamiento, el líquido es expandido y mezclado con la corriente que sale de la coraza del EA-12 a  $-15^{\circ}\text{F}$ . La fase gaseosa del recipiente PA-10 es enfriado a  $0^{\circ}\text{F}$  y parcialmente condensado en el serpentín del EA-11. La mezcla líq.-vapor que abandona el EA-11 es separada en el recipiente PA-11, y ambas fases líq. y gaseosa,

son enviadas en serpentines separados del EA-12.

En este intercambiador, el líquido del EA-11 es subenfriado a  $-75^{\circ}\text{F}$ , y el gas es parcialmente condensado por el intercambio de calor a contracorriente con el flujo del gas de ciclo que fluye por el lado de la coraza. El líquido subenfriado es expandido y mezclado con el gas que sale del lado de la coraza del EA-13 a  $-90^{\circ}\text{F}$ . El gas de ciclo condensado parcialmente, es separado en el recipiente FA-12, y ambas fases líquida y gaseosa son enviadas en serpentines separados del EA-13.

El mismo proceso, consistente de líquido subenfriado desde el recipiente FA-13, es repetido en el EA-21. La fase vapor del recipiente FA-13 a  $-155^{\circ}\text{F}$ , es condensada en el EA-21 y subenfriada en el EA-23 a  $-260^{\circ}\text{F}$  y por una última expansión, se llega hasta la temp. de  $-270^{\circ}\text{F}$ .

Para tomar en cuenta las pérdidas del refrigerante, las unidades de fraccionación suministran en la succión del compresor del reciclo la fabricación de alguno de los componentes hidrocarburos deficientes en el gas del ciclo. La corriente del reciclo es enriquecida, cuando es necesario, por nitrógeno obtenido desde una fuente externa.

### 3) Sistema de expansión con nitrógeno y enfriamiento previo.

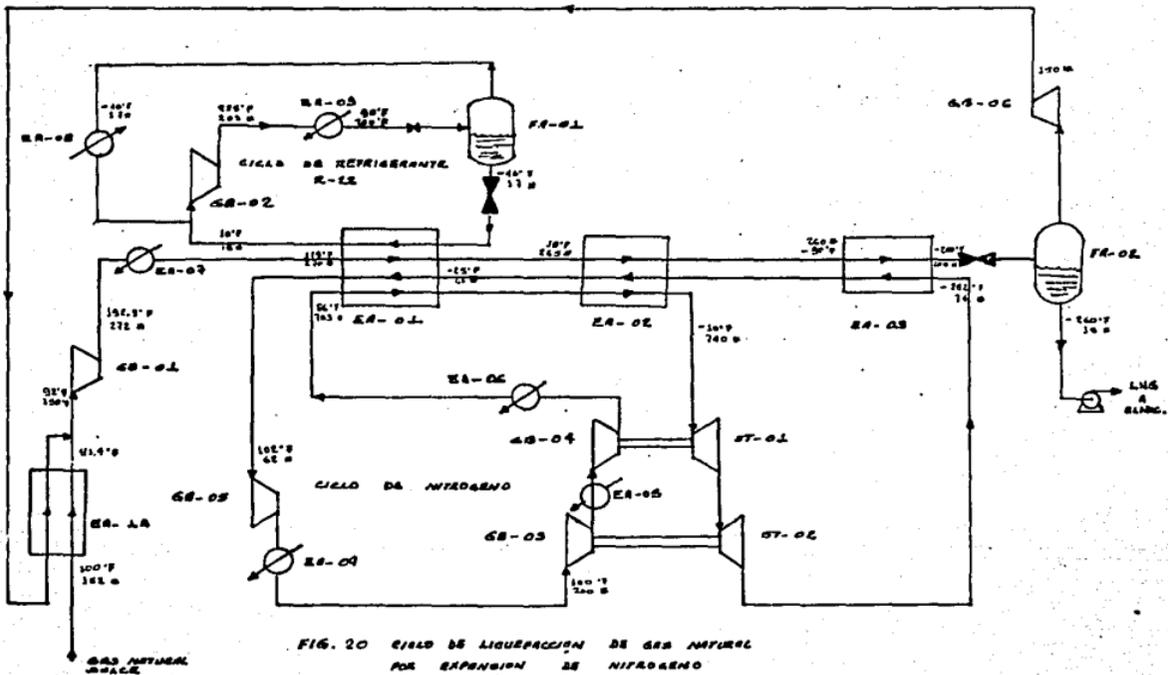
La fig.20 muestra el diagrama de flujo de este proceso, su simplicidad y estructura compacta, lo idealiza para utilizarlo en instalaciones flotantes. El ciclo pre-enfriador con R-22 y el circuito de expansión de nitrógeno, son los más favorables en relación con los aspectos del rango de enfriamiento y seguridad por riesgo de incendio.

Para el almacenamiento de los medios refrigerantes, no se requieren provisiones especiales. El nitrógeno que puede escapar a través de la junta-laberinto del compresor, es recuperado por un sistema aparte de transición de fase. Las pérdidas del R-22 son apreciables, debido a las juntas de aceite de los cojinetes del compresor.

El gas natural es suministrado en límites de esterilidad desde un módulo de endulzamiento, donde fué tratado para eliminar contaminantes, tales como el dióxido de carbono, vapor de agua y ácido sulfídrico los cuales podrían solidificarse en el interior del equipo criogénico y causar serios problemas en el proceso.

Inicialmente el gas natural llega al condensador a 6000 psia-14 a 100°F y 152 lb/in<sup>2</sup>, en donde se enfría a 21°F por medio de la corriente de vapores fríos provenientes del evaporador -

líquido-vapor PA-02, posteriormente llega al compresor GB-01 en donde se incrementa la presión hasta  $272 \text{ lb/in}^2$  y es enfriado en el intercambiador de calor EA-07 hasta  $129^{\circ}\text{F}$ , llegando así al cambiador de calor de fluidos múltiples EA-01, donde es enfriado por medio del refrigerante R-22 y nitrógeno hasta  $10^{\circ}\text{F}$ , posteriormente el gas natural llega al intercambiador de calor EA-02 en donde se enfría con nitrógeno hasta  $-90^{\circ}\text{F}$ , que así llega al intercambiador de calor EA-03 en donde se vuelve a enfriar con nitrógeno hasta  $-200^{\circ}\text{F}$  y una presión de  $255 \text{ lb/in}^2$ , con estas condiciones se efectúa una expansión por medio de una válvula para este propósito, disminuyendo la presión hasta  $15 \text{ psia}$  con la cuál la temperatura se abate hasta  $-200^{\circ}\text{F}$ , por último la separación líquido-vapor se lleva a cabo en el tanque separador PA-02, por el cuál el gas natural líquido que sale por los fondos es bombeado por medio de GA-01 hacia los depósitos de almacenamiento, mientras que los vapores fríos que salen por el domo, son el medio enfriante del intercambiador de calor EA-01 y recirculan a la corriente de entrada del proceso.



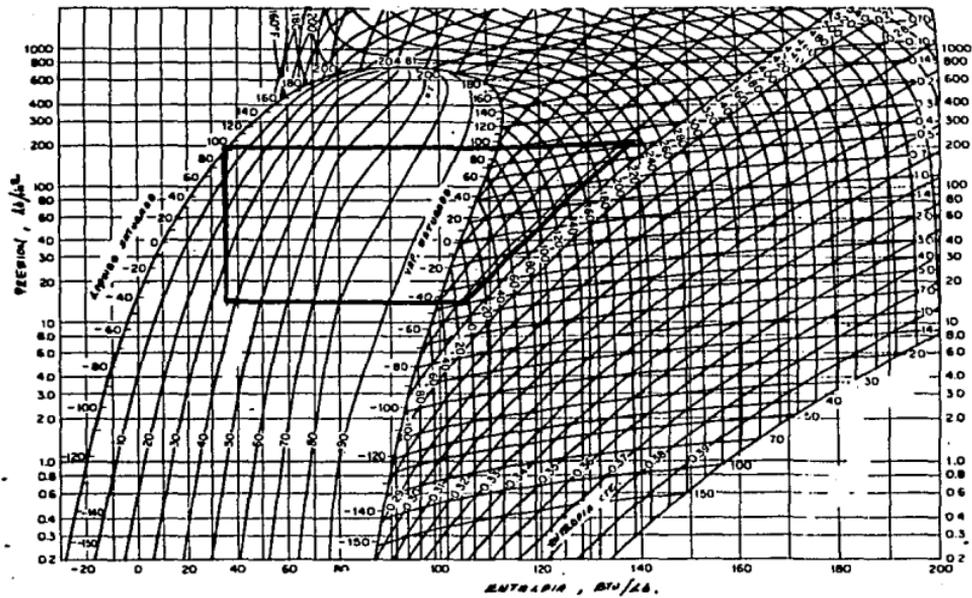


Fig. 20-1 Ciclo del refrigerante monochlorodifluorometano (R-22).

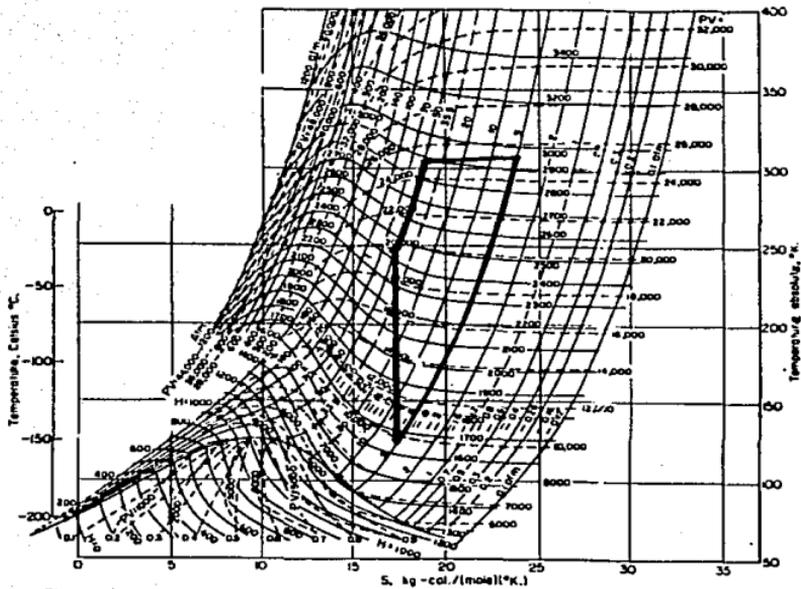


Fig. 20-2 Ciclo del nitrógeno en diagrama de Molliere.

### Circuito de Nitrógeno.

El nitrógeno es comprimido en el GB-05 y enfriado en el EA-04 (para mantener la misma temp. inicial), posteriormente es recomprimido en los compresores GB-03 y GB-04 que están -- conectados en serie, para después enfriarse en el EA-05 y EA-06, se sigue hacia el intercambiador de calor de cuatro fluidos EA-01 en donde se intercambia calor, sigue otra etapa similar en el EA-02, posteriormente llega a las turbinas TS-01 y TS-02 en donde sirve de fuerza motriz, la sig. trayectoria es nuevamente hacia los cambiadores de calor EA-03, EA-02 y EA-01 intercambiando calor para enfriar el gas natural, para cerrar el circuito nuevamente a la entrada del compresor GB-05.

### Circuito de R-22

Este circuito constituye la etapa de enfriamiento previo del proceso. Únicamente intercambia calor en el EA-01, se -- comprime en el GB-02, se enfría en el intercambiador de calor EA-09 el cuál utiliza agua de mar como medio enfriante. A la salida del EA-09, el R-22 se encuentra en estado gaseoso, posteriormente sufre una expansión para licuarse y recibirse en el evaporador liq.-vapor FA-01, en donde la fase líquida sale al cambiador de calor EA-01, y los vapores son recirculados al compresor GB-02.

### 3.2 Criterios de selección del proceso.

#### 3.2.1 Seguridad en relación con la minimización del riesgo de incendio.

##### - Sistema en cascada.

Este proceso ofrece cierta inseguridad en caso de fuga, tanto del lado de los refrigerantes como del lado del proceso, ya que en ambos lados los componentes resultan -- fácilmente inflamables.

##### - Cascada con refrigerantes mixtos.

En este proceso, también se presenta el riesgo de incendio en caso de fugas tanto del lado de los refrigerantes como del proceso, ya que también son altamente inflamables.

##### - Sistema de expansión con nitrógeno.

En este proceso no existe riesgo de incendio del lado de los refrigerantes, ya que ni el nitrógeno ni el R-22 -- son inflamables. Solo del lado del proceso existe riesgo -- de incendio.

#### 3.2.2 Flexibilidad en cuanto a la composición del gas crudo.

##### - Sistema en cascada.

Existe cierta limitación en cuanto a cambios en la -- composición del gas, ya que en la práctica se ha visto que --

- se presentan desbalanceos en las etapas de compresión, así como también con los cambios de temperatura del agua de enfriamiento.

- Cascada con refrigerantes mixtos.

La mezcla de hidrocarburos que forman el refrigerante, y la condensación parcial de uno solo de ellos para cada nivel de condensación, propician que el proceso sea flexible en cuanto a variaciones en la composición del gas de alimentación, y además porque requiere de un solo compresor para los refrigerantes mixtos.

- Sistema de expansión con nitrógeno.

Por la singularidad de fase y por la caída de temperatura relativamente grande en el intercambiador de calor, resulta una ventaja adicional en relación con la sencilla adaptabilidad del circuito a composiciones de gas crudo cambiantes.

### 3.2.3 Simplicidad en relación con la puesta en marcha, operación y paro de la planta.

- Sistema en cascada.

En este proceso, dada su integración de varios circuitos de refrigeración, no es tan simple el ponerlo en marcha y detenerlo. También porque requiere de unidades independientes y costosas para la producción de sus refrigerantes puros.

- Sistema con refrigerantes mixtos.

En comparación con el proceso en cascada, este resulta un poco más simple de ponerlo en marcha y detenerlo. Aunque también se consideran unidades independientes para la producción de los refrigerantes mixtos.

- Sistema de expansión con nitrógeno.

La simplicidad de este proceso hace que resulte un tanto simple el ponerlo en marcha y detenerlo. No requiere unidades independientes para la producción de sus refrigerantes.

3.2.4 Insensibilidad en relación con los movimientos de la plataforma.

- Sistema en cascada.

Los refrigerantes propano y etileno, se obtienen normalmente del propio circuito del proceso. Con ellos se requieren costosas torres de separación y que además son sensibles al movimiento.

Ahora, un abastecimiento externo de los medios refrigerantes reduce por una parte el costo de maquinaria, pero trae el costo agregado del almacenamiento adicional de los medios refrigerantes. Desde el punto de vista de las técnicas de seguridad, ambas soluciones, o sea, torres de separación o provisión externa de refrigerantes, son insatisfactorias,

- porque la fácil inflamabilidad requiere un elevado costo en técnicas de seguridad.

- Sistemas con refrigerantes mixtos.

En este proceso, el caso es similar al de cascada, -- aunque en menor costo, ya que la separación de los refrigerantes a bordo de las instalaciones flotantes, requerirían a su vez costosas torres de separación sensibles al movimiento.

- Sistema de expansión con nitrógeno.

Aquí no se presentan problemas de fases (líq.--gas), ya que los medios refrigerantes siempre pueden ser mantenidos en la fase gaseosa. El nitrógeno que pueda escapar por las juntas laberinto del compresor, es repuesto por medio de un tanque de almacenamiento de refrigerante. Las pérdidas del R-22, son despreciables debido a las juntas de aceite de los cojinetes del compresor. Solo en caso de emergencia, necesita un pequeño depósito de R-22.

### 3.2.5 Consumo de energía y mantenimiento.

La energía requerida para el circuito de procesamiento y por el trabajo de compresión es provista en la forma más adecuada por turbinas a gas de avión modificadas. Estos equipos son de fácil mantenimiento, livianos y relativamente insensibles. En el proceso previamente dicho, deben evitarse torres altas con pisos cargados de líquidos.

#### - Sistema en cascada.

En este sistema, como por cada segmento de cascada se requiere un circuito de compresión con un refrigerante especial, se obtienen elevados grados de eficiencia termodinámica, pero resulta un alto costo de las diversas unidades de compresión, con problemas de mantenimiento y consumo óptimo de energía para la planta.

#### - Sistemas con refrigerantes mixtos.

Dado que este proceso requiere de un solo compresor para sus refrigerantes mixtos, se evita el elevado gasto en compresores del sistema en cascada y disminuyen los problemas de mantenimiento de la planta.

- Sistema de expansión con nitrógeno.

64

Este sistema se caracteriza por requerir un elevado consumo de energía, pero esto es compensado parcialmente mediante la inserción de un ciclo de pre-enfriamiento con el refrigerante R-22.

3.2.6 Espacio requerido por las instalaciones del proceso.

- Sistema en cascada.

Este sistema es el que más espacio requiere para el establecimiento de la planta, ya que se adicionan al equipo de proceso, las unidades independientes requeridas para la producción de los refrigerantes, o los recipientes de almacenamiento por separado en caso de provisión externa. De esto resultan más redes de tuberías complejas y costosas.

- Sistema con refrigerantes mixtos.

En este proceso se reducen los requerimientos de espacio en comparación con el de cascada simple, ya que se eliminan - compresores o recipientes de almacenamiento de los refrigerantes por separado y complejas redes de tubería.

- Sistema de expansión con nitrógeno.

Este proceso es el que menos equipo tiene, su forma simple de expansión lo adecúa satisfactoriamente para su instalación a bordo de estructuras de procesamiento flotantes, además de que en su mantenimiento son mínimos los problemas.

Podemos comprobar que el proceso por expansión de nitrógeno con pre-enfriamiento previo de un circuito de K-22, representa una sobresaliente solución para la producción de LNG en instalaciones flotantes.

Los ventajas son en particular:

- Seguridad : Ni el nitrógeno ni el K-22 son inflamables.
- Insensibilidad al movimiento : El nitrógeno solo está presente en la fase gaseosa.
- Flexibilidad: El proceso puede ser adaptado fácilmente a condiciones cambiantes de gas crudo.
- Simplicidad : El comportamiento durante la puesta en marcha y paro , no es crítico.
- Compacto : Menor espacio requerido para las instalaciones.
- Costo : Una instalación es la más favorable en cuanto al costo que las instalaciones complejas convencionales.

**CAPITULO 4.0**

**SELECCION DE LA PLATAFORMA**

#### 4.1 Tipos de Plataformas.

Los conceptos disponibles para soportar las instalaciones de licuefacción y almacenamiento de gas natural producido en los campos marinos, generalmente caen dentro de las mismas -- categorías genéricas tales como las plataformas utilizadas en la producción de crudo, las cuales se clasifican como sigue:

- 1.- Plataformas semisumergibles.
- 2.- Terminales de superficie flotante.
- 3.- Estructuras fijas al fondo marino.

A continuación se describen detalladamente cada uno de los -- grupos mencionados arriba.

##### 1.- Plataformas semisumergibles.

Las categorías a), b), c) y d) de la figura 21, podrán ser diseñadas para alojar las instalaciones de licuefacción y almacenamiento de LNG. El tipo d), podrá ser convertida para alojar las instalaciones de licuefacción, pero estarán muy limitadas para integrar el sistema de almacenamiento.

Muchas plataformas semisumergibles han operado satisfactoriamente en áreas hostiles de mar como plataformas de perforación y algunas para producción de crudo. La mayoría de los diseños han sido desarrollados para ser construidos en acero -----

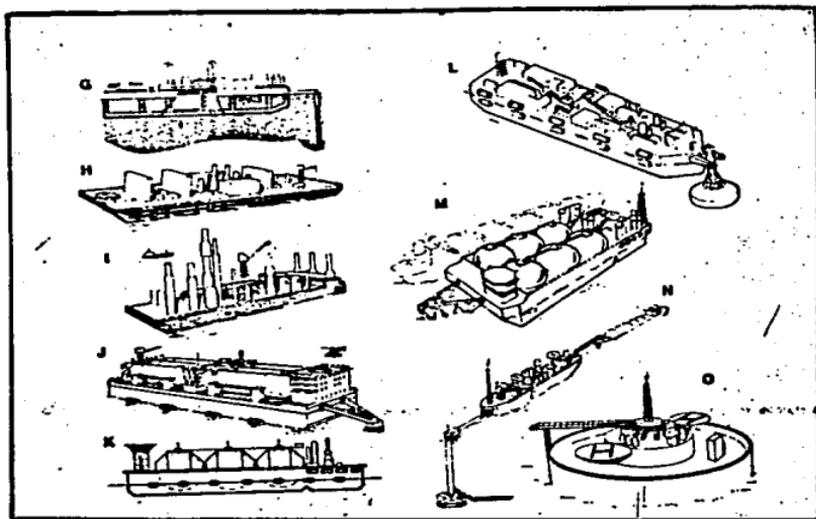


Fig. 21 Tipos de terminales de superficie flotante.

y provistos de capacidad mínima de almacenamiento, y que por consiguiente, es necesario separar el sistema de almacenamiento de LNG.

Respecto al sistema de transferencia de LNG, debería ser posible transferirlo por el atracado directo de los transportadores de LNG a la estructura, pero las limitaciones operacionales en hacer esto, están gobernadas por los movimientos tanto de la plataforma como del transportador, ocasionados por los embates de las olas, que podrían provocar una colisión catastrófica.

#### Discusión de los diferentes tipos:

La terminal A, utiliza los sistemas de licuefacción y almacenamiento por separado. Las instalaciones de licuefacción, se encuentran sobre una plataforma rectangular de acero, mientras que el almacenamiento de LNG, se lleva a cabo en una mono-boya establecida en el fondo marino, y con una separación de 600 m entre ambas terminales.

Estos sistemas son independientes de la profundidad de la zona marina, y podrán ser diseñadas para condiciones de aguas hostiles.

Una desventaja fundamental de este sistema, es el requerimiento de una conexión rígida de elevación de gas (sensible a los movimientos), y de una interconexión relativamente gran-

-de (600 m) de manguera sumergida para el transporte de LNG entre las dos terminales.

Dado que el sistema está basado sobre grandes velocidades de flujo de gas, graduarlo para encontrar la velocidad especificada, puede agravar los movimientos de la plataforma y con eso crear dificultades en respecto del sistema de interconexión de manguera de LNG.

Sobre este tipo de instalación, actualmente se encuentra en etapas de desarrollo, un proyecto realizado por un grupo de compañías franco-alemanas.

El proyecto al respecto lo conforma el sistema denominado "AKSE 76" , ver fig. 22, la figura que se encuentra en la parte superior se aprecia una reproducción ampliada del sistema de transferencia desde la monoboya hacia el buquetanque, llevado a cabo por medio de grúas y mangueras. El mecanismo flexible lo hace adecuado para contrarrestar los movimientos ocasionados por el oleaje.

El sistema fue diseñado para manejar 750 MMCFD y tiene una capacidad de almacenamiento de 125 000 m<sup>3</sup>.

En la figura 23, se muestra otro enfoque del mecanismo de carga desde una monoboya a un transportador de LNG.

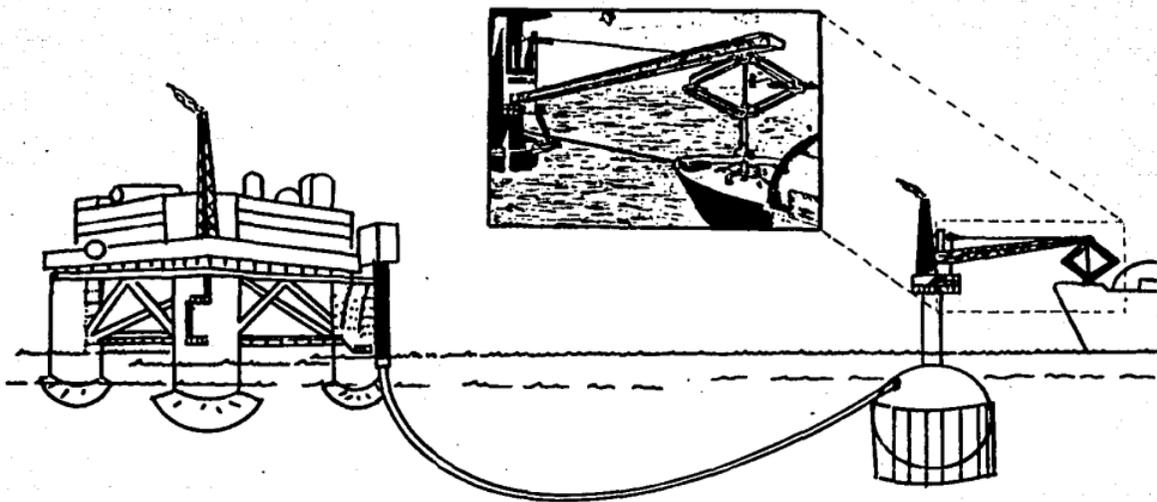


FIG. 22 TERMINAL SEMISUBMERSIBLE PARA LICUEFACCION DE GAS NATURAL  
CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO EN BOYERA.

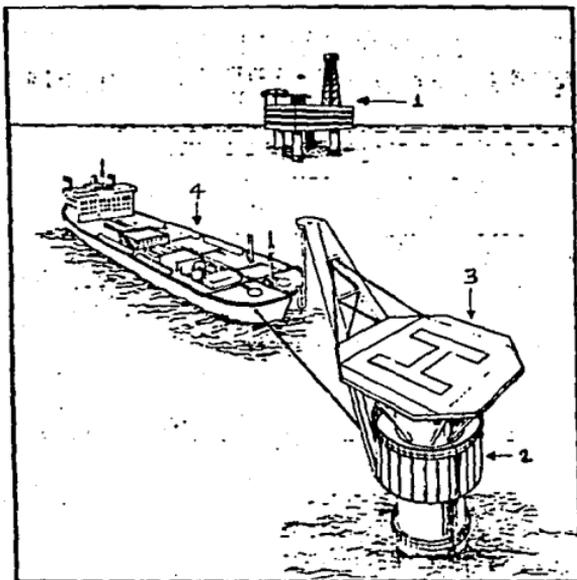


Fig. 23 Esquema típico de carga de LNG desde una monoboia.

**Nomenclatura:**

- 1 : Plataforma de licuefacción.
- 2 : Monoboia de almacenamiento.
- 3 : Helipuerto.
- 4 : Buque-cisterna.

FIG. 23-B CARGA DE CRUDO EN ALTA MAR CON BANCO CISTENNA

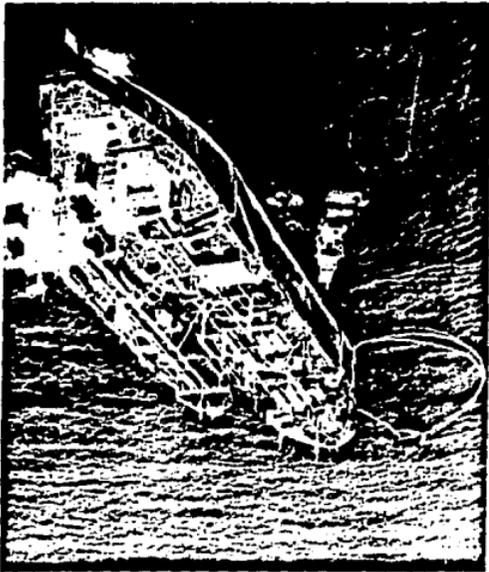
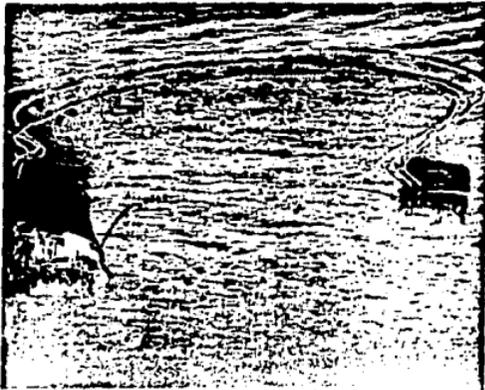


FIG. 23-A  
MONOBOYA EN ALTA MAR





MONOBOYA EN ALTA MAR  
FIG. 23 - A

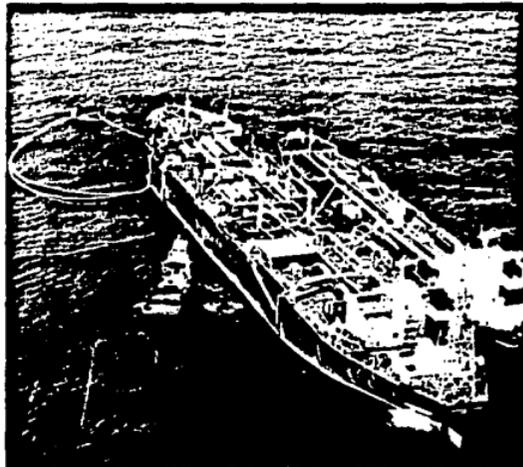


FIG. 23 - B CARGA DE CRUDO EN ALTA MAR CON BARCO CISTERNA

La terminal B, consiste de una plataforma de geometría circular, de proporciones adecuadas para albergar las instalaciones de licuefacción por encima, y por debajo a la vez de servir de lastre, se encuentran los recipientes de almacenamiento.

Mientras que esta terminal también está diseñada para manejar grandes flujos de alimentación, está más dispuesta o capacitada para la graduación en el suministro del gas, esto es debido a que permite una mayor estabilidad.

Este es otro tipo del diseño llevado a cabo por las mismas compañías mencionadas en el caso anterior.

El proyecto lo denominaron "CONSORCIO 76", ver fig. 24 -A y B. Este diseño es la versión compacta del sistema, combina el proceso de licuefacción y almacenamiento en una sola terminal semisumergible. Este tipo también fue diseñado para manejar 750 MMCFD y almacenar 125 000 m<sup>3</sup>. La característica de los recipientes de almacenamiento es que: son construidos de concreto el cual tiene muchas ventajas, tales como: gran resistencia a la tensión, buen aislante, gran resistencia a la corrosión, etc.

El sistema de transferencia de LNG al buque tanque se lleva a cabo por medio de una "pluma" y mangueras flexibles, adecuados para absorber los movimientos de la terminal y el buque tanque.

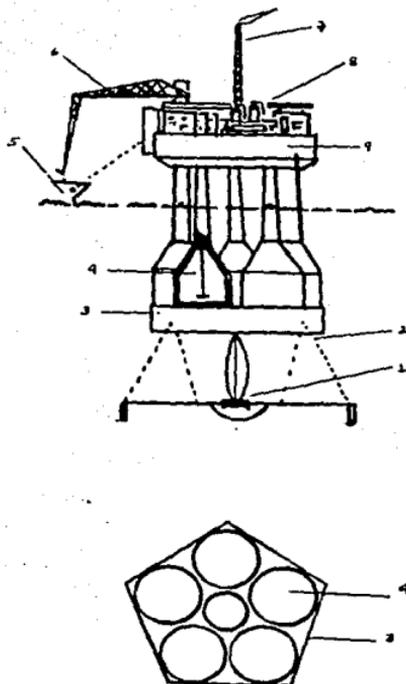


Fig. 24 A y B Planta de licuefacción de gas natural sobre una terminal semisumergible, incluye almacenamiento y carga de LNG.

Nomenclatura:

- |   |                                      |
|---|--------------------------------------|
| 1: cabezal del pozo                             | 6: brazo de carga de LNG.            |
| 2: tirantes de anclaje                          | 7: quemador elevado.                 |
| 3: lastra                                       | 8: instalaciones de licuefacción.    |
| 4: tanques aislados para almacenamiento de LNG. | 9: superestructura de la plataforma. |
| 5: buque-tanque                                 |                                      |

La fig. 25 muestra otra variante del diseño de una terminal semisumergible. La mejoría se encuentra en el sistema de almacenamiento; los tanques de construcción metálica y de geometría esférica, se encuentran confinados dentro de un gran bloque de concreto.

La ventaja de esta modificación, consiste en que: a la vez que sirve de lastre de flotación, el objetivo es el de proteger los recipientes contra la corrosión, y además de ser un buen aislante térmico, por otro lado, esto redunda en mayores costos de construcción.

Con respecto al sistema de transferencia, no ofrece mejoría alguna respecto de los diseños discutidos anteriormente. También esta sujeto a riesgos durante la carga de LNG, debido a la cercanía del atracadero.

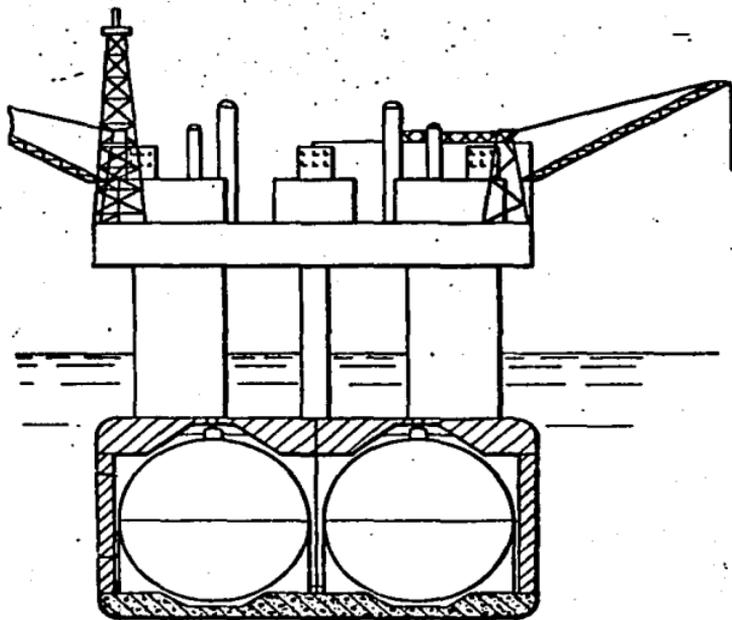


Fig. 25 Plataforma semisumergible de patas tubulares y tanques esféricos de almacenamiento como subestructura, confinados dentro de un gran bloque de concreto aislante.

La terminal 21-C, es muy similar a la del caso B, esta pertenece al del tipo mástil que la caracteriza por su sistema de almacenamiento en un solo conjunto de geometría cilíndrica, como la infraestructura de la plataforma.

Este diseño, se puede decir, que es una combinación de las tecnologías utilizadas en los proyectos "ARBE 76" y "CONSORCIO 76". Las instalaciones son establecidas en tres niveles de plataforma y el sistema de transferencia consiste de un sistema de grúas y mangueras.

La terminal 21-D, es una estructura de concreto del tipo barcaza semisumergible. Se caracteriza así porque consta de dos tambores longitudinales colocados por debajo de las patas, y que a la vez le sirven como lastre. El atracadero consta de un mecanismo de estructura metálica con libertad de movimiento en dirección de tres ejes, adecuado para mantenerse al ritmo del movimiento de las olas.

Este sistema es adecuado para la licuefacción de gas natural en gran escala.

Este diseño no ofrece ventajas particulares sobre los otros tipos mencionados (mástil y patas múltiples).

La terminal E esta basada sobre diseños adecuados para la producción de crudo, es fundamentalmente similar al del tipo mástil o a la de patas múltiples. Para propósitos de terminal de licuefacción y almacenamiento de LNG, resultaría una buena unidad para gran escala, pero hasta ahora, no se ha probado su operación.

La terminal F combina una plataforma de acero para la licuefacción y una lastra de patas cilíndricas de concreto pretensado como recipientes de almacenamiento de LNG. El diseño es muy similar respecto a las terminales B y C mencionadas anteriormente, pero no ofrece ventajas particulares sobre ellas. Por otro lado, la alimentación de gas, se lleva a cabo mediante un tubo vertical rígido, el cual resulta inadecuado para operación en áreas de mar hostiles.

Este tipo, aún se encuentra en etapas de desarrollo.

**ESTA TESIS NO DEBE  
SALIR DE LA BIBLIOTECA**

Ventajas.

1.- Tirante marino.

Actualmente este tipo de plataformas están diseñadas para operaciones difíciles ; sobre todo lo que se refiere severas condiciones de mar y vientos.

Pueden operar a cualquier profundidad de la zona marina.

2.- Flexibilidad.

Con respecto a cambios de lugar, todos los diseños son flexibles, teniendo en cuenta que en algunas es mas rápido que en otras . Por ejemplo ; una unidad de natas múltiples de simetría pentagonal, presenta las mejores ventajas dentro de todos los diseños de natas múltiples, ofreciendo una simetría única y uniformidad en características de estabilidad, pero la única desventaja que posee es en el remolcado.

3.- Almacenamiento integrado.

El sistema de almacenamiento de LNG integrado a la plataforma, se encuentra localizado en la subestructura de la misma, ya sea en las natas (ver fig. 26 ), o como lastre pegado a las mismas (ver fig. 25 ), esto reduce los costos requeridos en una nueva instalación para establecer los contenedores de LNG.

### 1.- Mantenimiento.

Este tipo de instalaciones requieren continuos periodos de mantenimiento debido a los efectos de la corrosión contra la cual se requieren métodos tales como recubrimiento de pintura especial y de protección catódica.

### 2.- Almacenamiento separado.

La unidad de almacenamiento de LNG, separado de la instalación de licuefacción (ver fig.22) constituye una desventaja porque redunde en los costos que requiere la nueva construcción. Además se presentan problemas técnicos con respecto al enlace entre las dos terminales para la transferencia de LNG.

### 3.- Transferencia de LNG

El sistema de transferencia de LNG desde la terminal de licuefacción al sistema de almacenamiento se lleva a cabo por medio de una manguera flexible y entre una distancia mínima de 600 m .

En la carga de LNG desde el sistema de almacenamiento al buque-cisterna, no existe problemas, ya que se lleva a cabo mediante una pluma con sistemas articulados.

## Estructuras de superficie flotante.

A este tipo de diseños son los que pertenecen los barcos y barcazas. Los sistemas de perforación, fueron los primeros en ser adelantados para operar sobre este tipo de terminales. Posteriormente se fueron probando otros tipos diferentes de instalaciones de proceso, entre las cuáles sobresalen recientemente las de licuefacción y almacenamiento de gas natural.

En la fig. 26 se muestran 9 tipos diferentes de instalaciones flotantes. La 26 -G, es la única unidad diseñada para operar a bajas capacidades, todas las demás son adecuadas para altas.

A excepción de la alternativa N, todas tienen integrado los dos sistemas en la misma barcaza. El diseño N tiene la ventaja, de que lo constituyen dos barcos, uno para las instalaciones de licuefacción, y el otro para el almacenamiento de LNG y además este también servirá como transportador, cosa que no es flexible en los demás diseños.

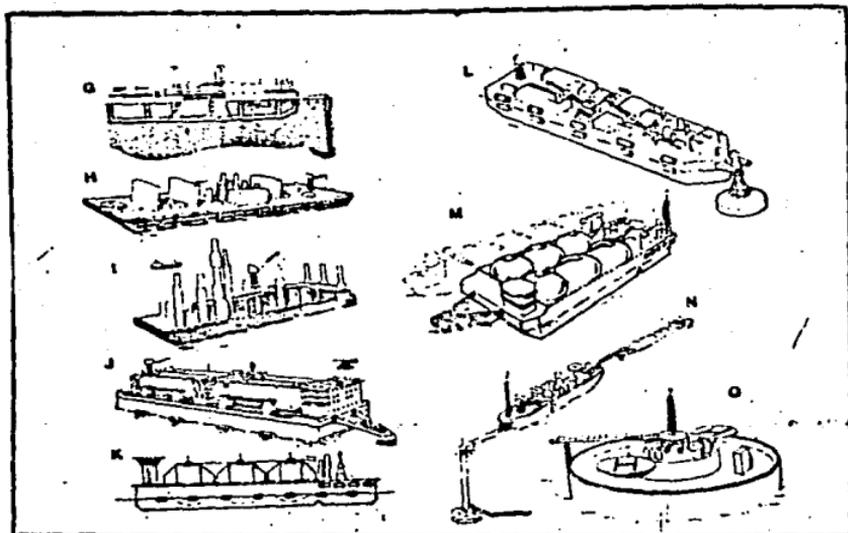


Fig. 26 Tipos de terminales de superficie flotante.

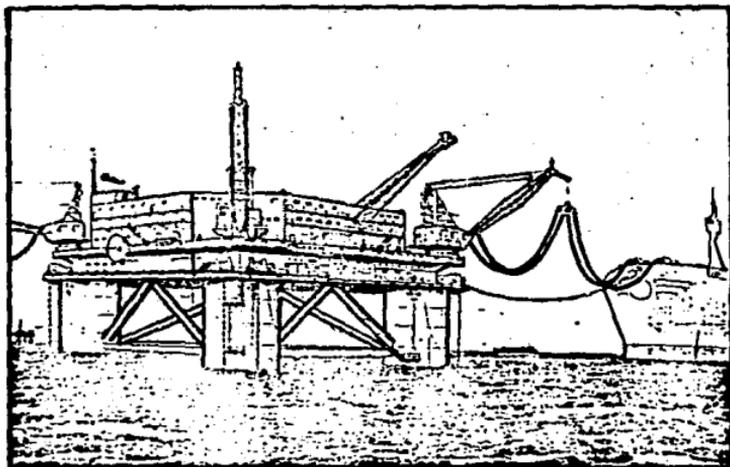


Fig. 27 Plataforma semisumergible de cuatro patas tubulares como recipientes de almacenamiento.

Este diseño es de construcción de acero tubular de cuatro patas, aparte de servir de lastre, a la vez son los recipientes de almacenamiento del producto, los cuales están cubiertos de aislantes para proporcionar un aislamiento térmico adecuado a los requerimientos del sistema de almacenamiento. La estructura metálica requiere de sistemas de protección anticorrosiva tales como: recubrimiento de resinas y pinturas especiales, así como de métodos de protección catódica.

El sistema de transferencia de LNG, resulta particularmente flexible: consta de una grúa y un mecanismo de mangueras.

Desventajas.

1.- Estabilidad de la instalación.

Este tipo de terminales se encuentran a merced continuo de los movimientos producidos por los embates de las olas, por lo cuál resulta difícil de mantener un proceso el cuál pueda contener torres de generación, así como instrumentos tales -- como los controladores de nivel.

2.- Riesgos.

El riesgo de accidentes es mayor que en los otros tipos de terminales clasificados inicialmente, esto es debido a las causas indicadas en el punto anterior.

3.-Atracadero.

El sistema de atracadero, generalmente se encuentra -- localizado a lo largo de un costado de la terminal, lo que -- se considera riesgoso, debido a la constante fricción entre el tanquero y la terminal.

4.- Mantenimiento.

Este tipo de terminales requieren mantenimiento de -- protección anticorrosiva, con métodos tales como los de -- recubrimiento de pintura especial y protección catódica.

1.- Desplazamiento.

La ventaja fundamental, es que al terminar un yacimiento, puede desplazarse relativamente rápido a otra localización . Esta operación se efectúa solo con la recuperación de anclas, navegar y tirar anclas sobre el nuevo -- yacimiento.

2.- Tirante marino.

respecto a profundidades de agua no tienen limitación, pero con la condición de que las zonas marinas tengan una relativa calma , y los vientos bajas velocidades.

3.- Almacenamiento.

Se adecúan para una gran capacidad de almacenamiento para proveer a los tanqueros transportadores de LNG, este sistema , puede estar integrado al de licuefacción, o separado de este (en otra embarcación) sin perder su ventaja - que tiene por desplazamiento para cambio de lugar.

Las estructuras fijas consideradas para soportar las instalaciones de licuefacción de gas natural en la costa-fuera, son las sig.:

- a) Estructuras fijas tipo "jacket" (metálicas).
- b) Estructuras de concreto reforzado.

a) Estructuras tipo "jacket".

La característica de este tipo de estructuras, es que se instalan permanentemente sobre el lecho marino, al menos durante la vida productiva del campo en explotación.

La figura 28, muestra una plataforma de producción de crudo instalada en el complejo Cantarell de la sonda de Campeche, bajo un tirante de agua de 45 m. En otros casos como en los campos del mar del norte, se han diseñado estructuras para ser localizadas en tirantes de agua de hasta de 160 m y bajo condiciones de mar hostiles, y mucho mar alejada de la costa.

Las partes principales que componen una plataforma marina de acero, son tres:

La superestructura: Esta corresponde a la parte que emerge de las aguas, un elemento superior denominado cubierta de cota o la cubierta principal o "deck", y finalmente se tiene la --

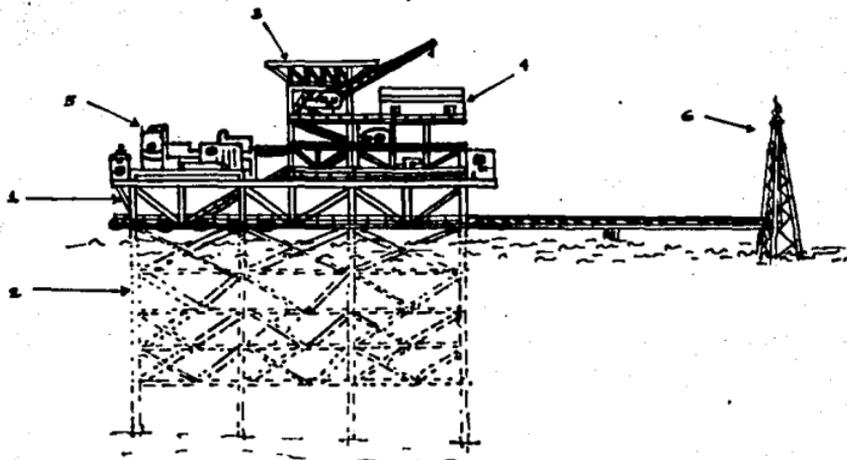
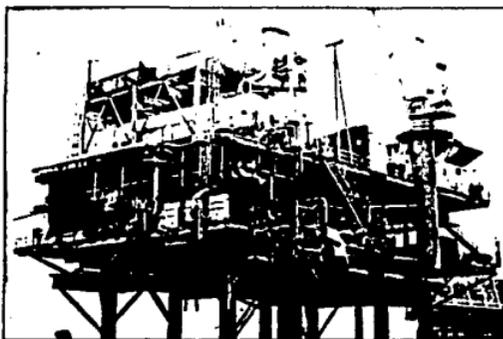
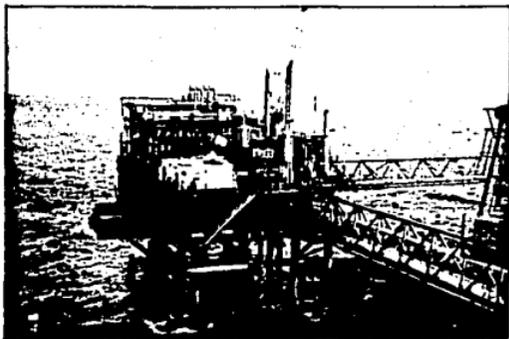


Figura 28 Partes integrantes de una plataforma tipo "jacket".

Nomenclatura:

- 1 : Superestructura.
- 2 : Subestructura.
- 3 : Helipuerto.
- 4 : Cuartos de vivienda.
- 5 : Instalaciones de grucero.
- 6 : Cuemlor elevado.



**Fig. 2.8 -A ASPECTOS GENERALES DE UNA PLATAFORMA DE PRODUCCION**

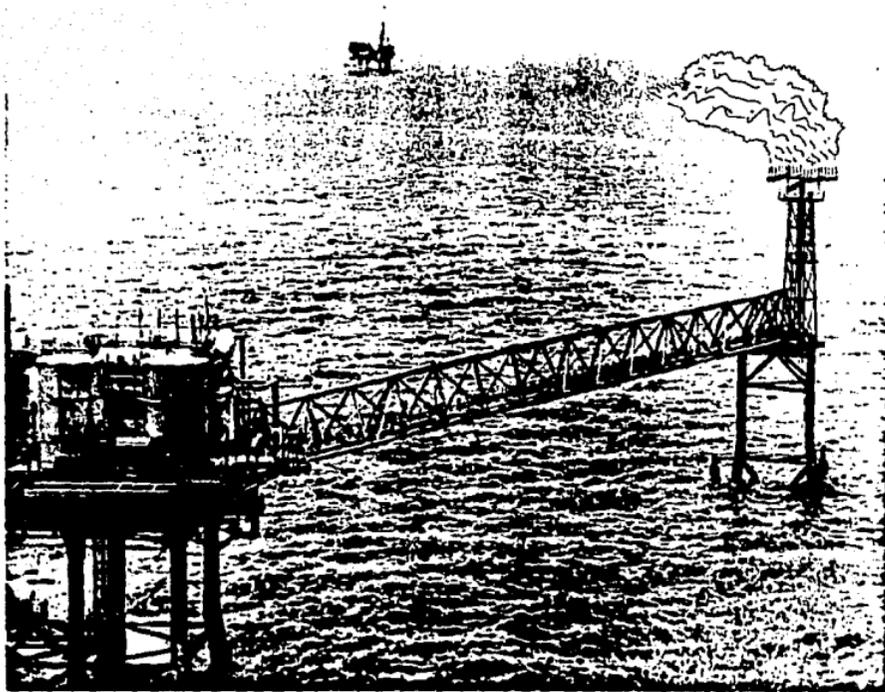


FIG. 26.-B PLATAFORMA DE PRODUCCION Y QUEMADOR

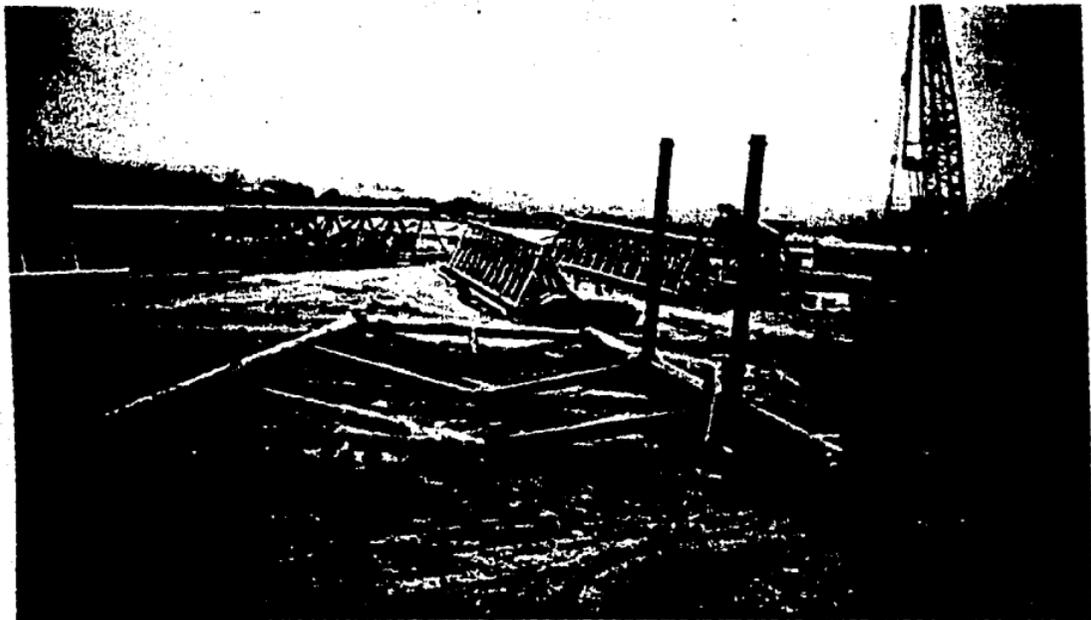
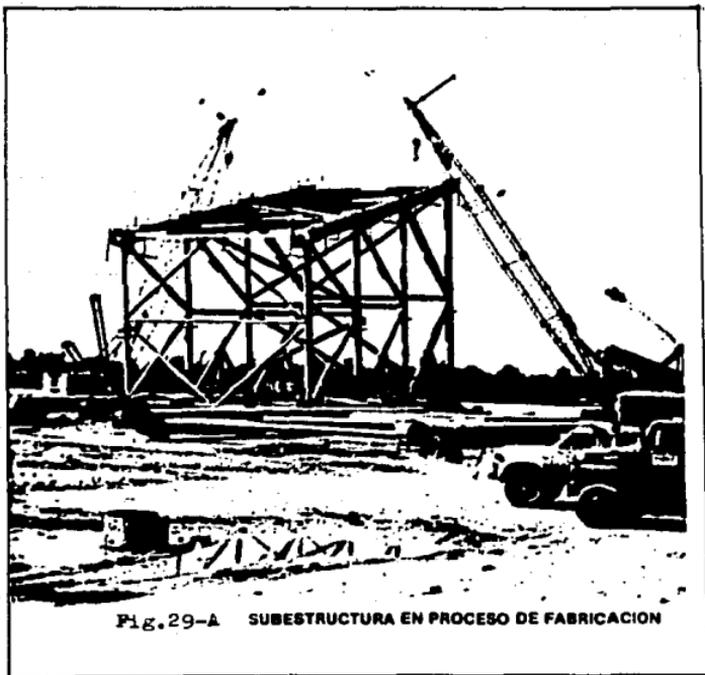


FIG. 29 MARCO DE UNA SUBSTRUCTURA EN ETAPA DE FABRICACION



- subestructura o sección inferior de la plataforma.

La subestructura es la armazón metálica tubular y de geometría piramidal que se anoya en el lecho marino. Esta formada por marcos y arriostramentos horizontales e inclinados, -- describiendo tableros en el plano de los marcos y transversalmente a ellos.

Las columnas base, reciben por la parte superior a la superestructura, en tanto que por la parte inferior se alojan en el fondo marino. La subestructura esta provista de defensas y atracaderos, sistemas de inundación y protección catódica.

En las plataformas de acero, varían las cubiertas (1,2,-3,etc,) dependiendo del objetivo de servicio y de la extensión de las instalaciones albergadas.

Una cubierta, puede describirse como un "nivel de piso" soportado por viguetas apoyadas en marcos rígidos, integrados por vigas ancladas y columnas tubulares que transmiten las cargas a la subestructura. Usualmente se acostumbra que las cubiertas o pisos sean de rejillas de acero electroforjado.

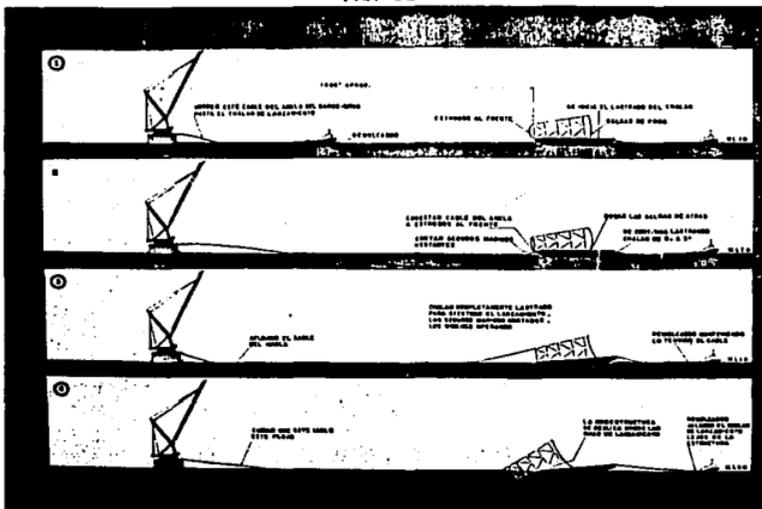
En la fig.29 , se puede apreciar la fabricación en tierra de la subestructura de una plataforma tipo "jacket". En la fig. 30,31 y 32 se muestra el transporte de la subestructura, su establecimiento en el campo de explotación, el montaje de la superestructura y el montaje de las instalaciones por módulo.



Fig. 80 SUBESTRUCTURA EN TRANSITO A LA SONDA DE CAMPECHE

# SECUENCIA DEL LANZAMIENTO E IZAJE DE LA SUBESTRUCTURA

FIG. 21



## NOTAS

1. El barco grúa es anclado en posición de lanzamiento y se aproxima el chalán con la subestructura.
2. Se cortan los seguros marinos y se lastra completamente el chalán.
3. Se operan los malacates para comenzar a lanzar la subestructura.
4. La subestructura cae al agua.



FIG. 12-A LANZAMIENTO DE LA SUBESTRUCTURA

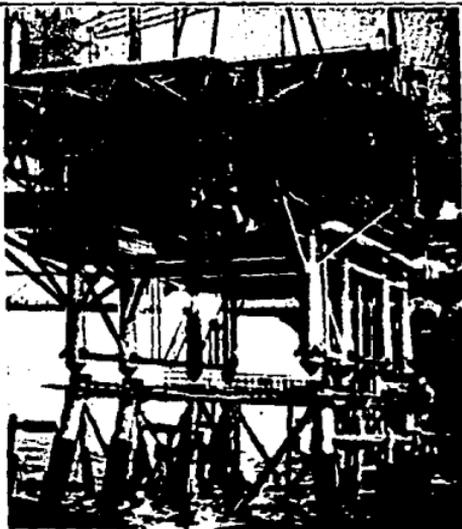


FIG. 21- B MONTAJE DE LA SUPERESTRUCTURA

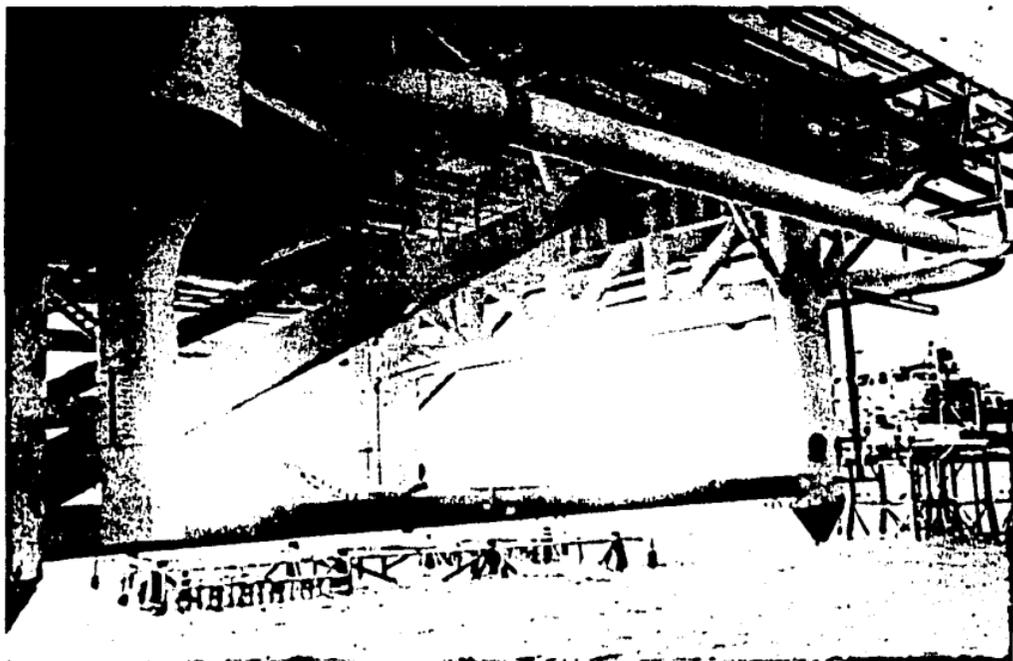


FIG. 34-6. DETALLE DEL MONTAJE DE LA SUPERESTRUCTURA

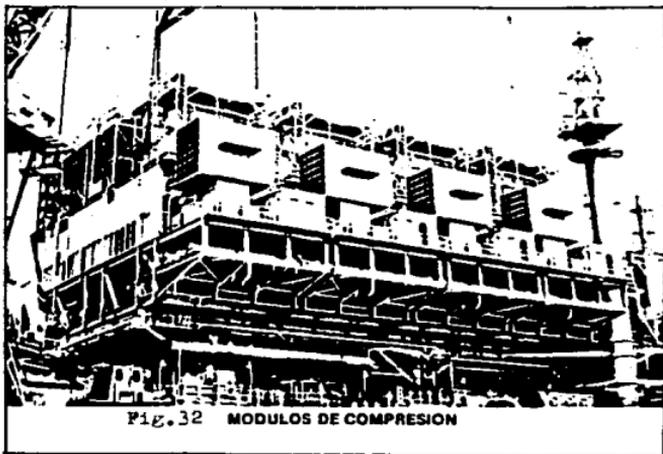


Fig. 32 MODULOS DE COMPRESION

Ventajas.

1.- Estabilidad.

Estas plataformas presentan una gran estabilidad, por lo que no hay movimientos que repercutan en el proceso.

La estructura debe fijarse al fondo marino por medio de pilotes que requieren varios metros de largo.

2.- Acomodo de instalaciones.

Las instalaciones del proceso como de los servicios auxiliares, pueden ser colocados en varios niveles, lo que permite reducir los requisitos subestructurales de la plataforma.

3.- Fácil instalación y bajo costo en prefabricación y traslado desde el taller en tierra hasta el lugar de operación en alta mar.

4.- Gran accesibilidad para la prefabricación de módulos de proceso en tierra y su montaje en la superestructura ya instalada en alta mar.

1.- Flexibilidad respecto a cambio de lugar.

Este tipo de plataformas no presenta flexibilidad con respecto a un necesario cambio de lugar, ya que requeriría desmontar todo el equipo de proceso, remolcar la plataforma,

2.- Continuo mantenimiento tanto en las instalaciones de proceso como para la subestructura y superestructura.

Las plataformas de concreto al igual que las de acero, constan de tres partes. En la figura 33, se muestran sus partes principales:

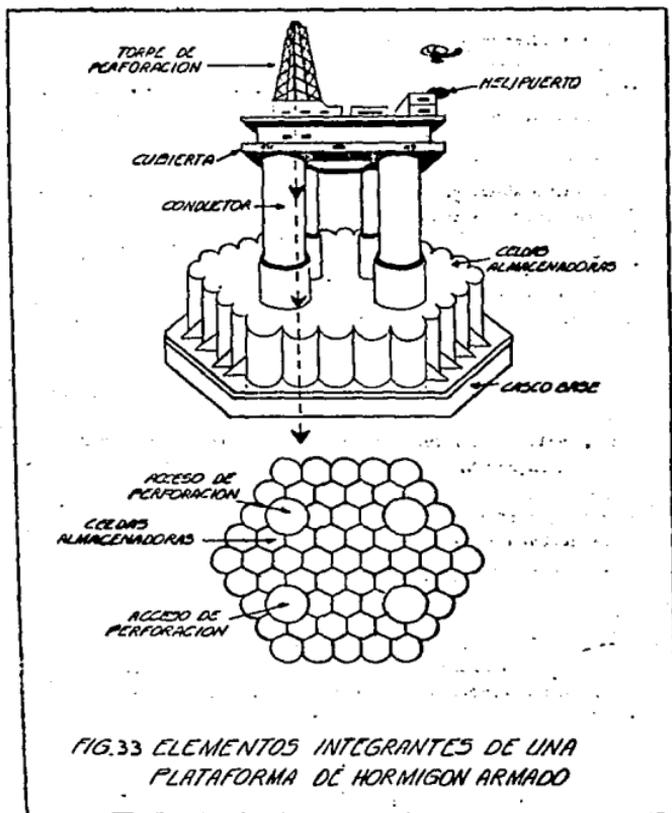
a) Una subestructura celular cuya función es la de hacerla de tripié; constituye la cimentación de la plataforma, transmitiendo los esfuerzos que le son aplicados directamente al suelo.

Normalmente las celdas periféricas se destinan al lastre para controlar la flotación y el hundimiento, permitiendo el transporte de la plataforma en posición vertical desde el lugar de construcción hasta su emplazamiento definitivo. El volumen construido de ese modo, puede utilizarse como almacenamiento.

b) Una estructura vertical cuya función es igualmente triple: Proporciona el soporte de la cubierta sobre la cual colocarán equipos por encima del nivel del mar.

Constituye un flotador vertical que permite el control de la inmersión de la plataforma durante su instalación.

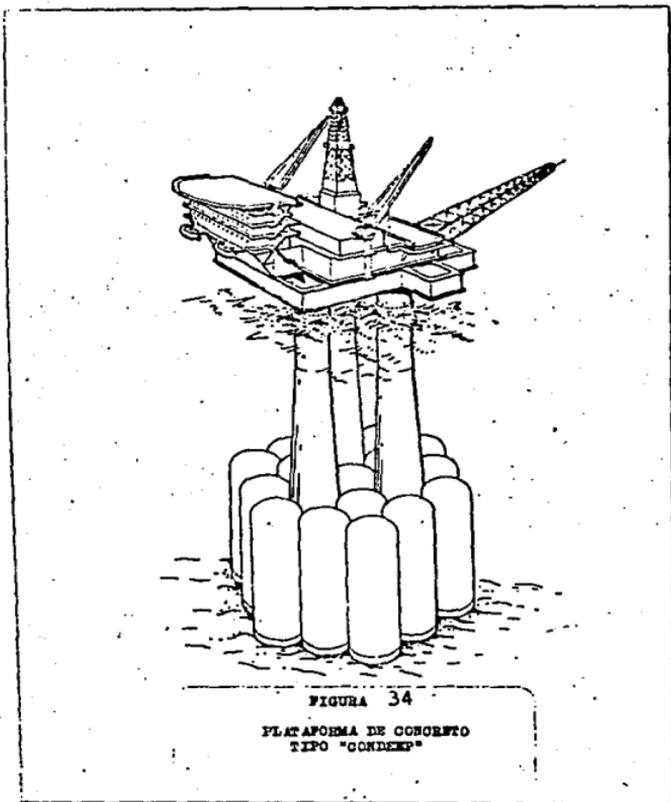
Permite un acceso al pedestal desde la superficie del mar. Por un lado este acceso puede utilizarse para el personal, tuberías o equipo de proceso o bien como canal de acceso al equipo de perforación.



La estructura vertical consta por lo general de una, dos, tres o cuatro columnas de concreto pretensado.

c) Una cubierta de concreto pretensado o de acero, cuyo objetivo es recibir las instalaciones del proceso, habitacionales, etc.

En las figuras 34 a 38. se muestran los tipos mas sofisticados de plataformas de hormigon para la licuefacción y almacenamiento de gas natural mar adentro.



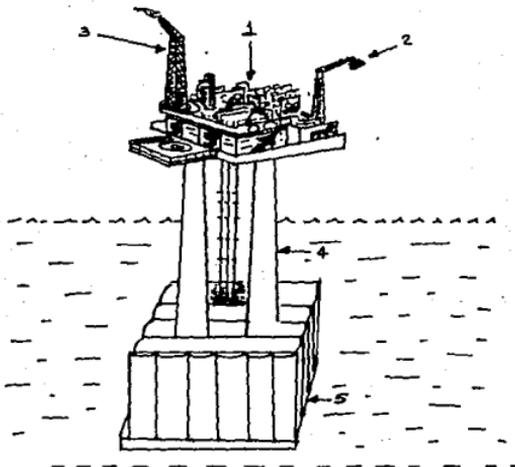


Fig. 35 Unidad de concreto con sistema de almacenamiento en arreglo cúbico.

**Nomenclatura:**

- 1 : Instalaciones de proceso
- 2 : Brazo de descarga de LNG.
- 3 : Quemador elevado.
- 4 : Soporte de la superestructura.
- 5 : Unidades de almacenamiento de LNG.

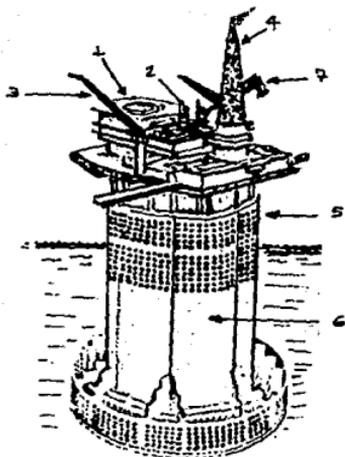


Fig. 36 Diseño de una plataforma de concreto.

Nomenclatura:

- 1 : Helipuerto.
- 2 : Instalaciones de proceso.
- 3 : Grúa.
- 4 : Quemador elevado.
- 5 : Rompeolas.
- 6 : Unidad de almacenamiento de LNG.
- 7 : Brazo de descarga de LNG.

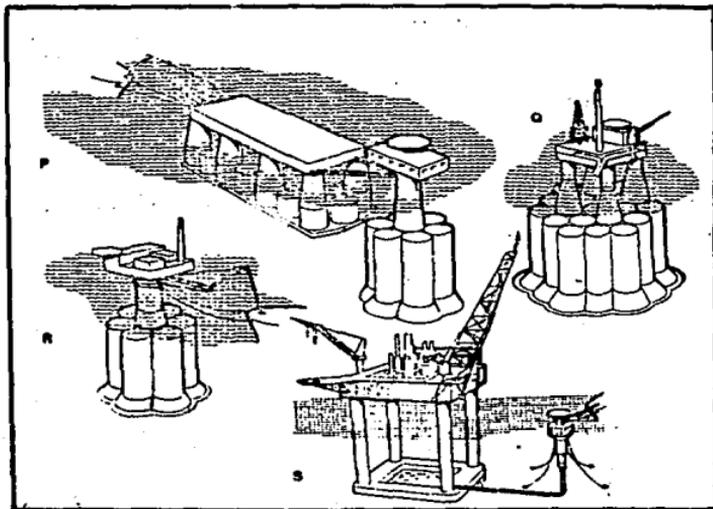


Fig. 37 Cuatro dif. tipos de terminales de hormigon armado, diseñadas para la licuefaccion y almacenamiento de gas natural en alta mar.

Dentro de la gama de tipos de plataformas marinas de -- concreto, una de las que han sido muy utilizadas es la del -- tipo "CONDEEP", (ver fig.34 ) la cuál tiene integrado el -- almacenamiento de LNG en cinco compartimientos submarinos , y que estos conforman la subestructura de la plataforma.

La construcción de este tipo de terminales, comprende la siguientes fases:

- a) Construcción en seco de un dique cuyo fondo esta por debajo del nivel del mar de la parte inferior de la estructura, de modo que se constituye un conjunto suficientemente resistente para flotar con un calado mínimo. (ver fig. 38)
- b) Llenado con agua del dique, para poder remolcar la estructura hasta un emplazamiento que ofrezca una profundidad suficiente para permitir la conclusión de la construcción en flotación.
- c) Montaje de la cubierta y de los equinos . Este tipo de obras recurre a técnicas que no difieren mucho de las llevadas a cabo en tierra. Sin embargo, es preciso llevar a cabo una cuidadosa vigilancia de las obras, a fin de que la calidad del concreto, su dosificación en cemento y su aplicación.

Durante el curso de la construcción, casi la totalidad de equipo mecánico se incorpora a la estructura. En algunas ocasiones se monta equipo provisional como el necesario para el -- remolque, para la inmersión y para la instalación de la plataforma.

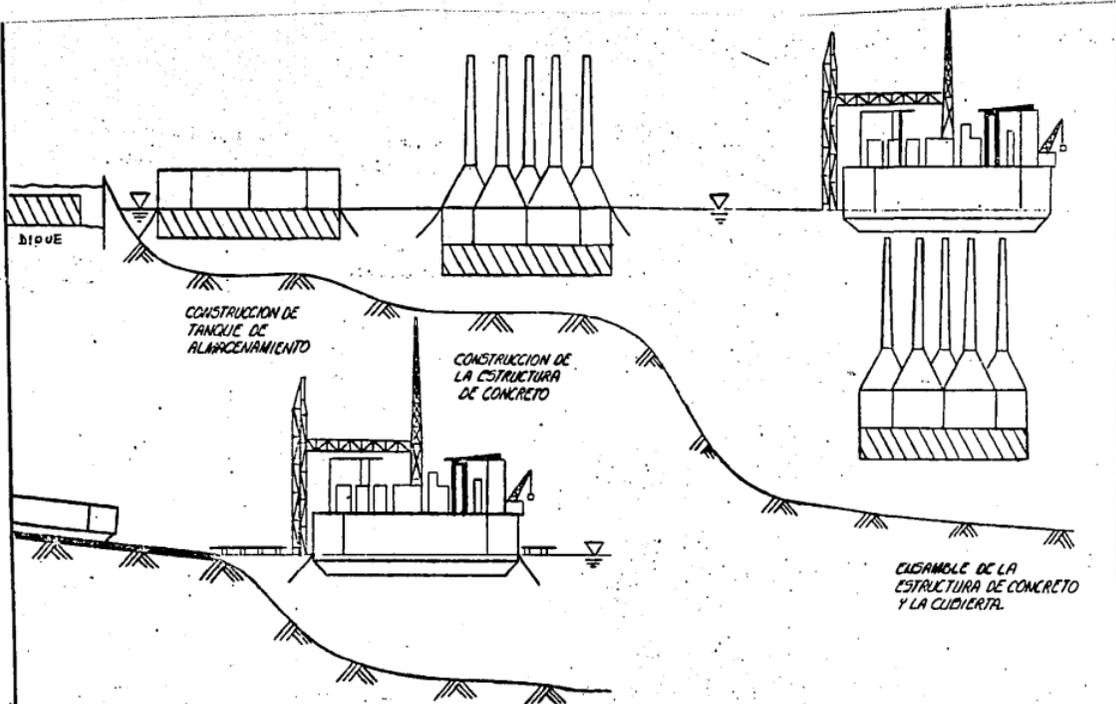


FIG- 38 FASES DE CONSTRUCCION  
DE UNA PLATAFORMA DE  
CONCRETO

Cuando los trabajos de construcción han concluido, se le remolca hasta su emplazamiento definitivo donde se le sumerge progresivamente lastrándola con agua de mar.

La compartimentación del pedestal permite controlar la horizontalidad de la plataforma, a fin de que los criterios de estabilidad queden satisfechos; una vez que la estructura alcanza el fondo del mar, es totalmente lastrada de modo que su peso sea suficiente para garantizar una estabilidad con respecto a los esfuerzos exteriores.

Por último, se puede decir que los principios generales de instalación de una plataforma de concreto, están estrechamente ligadas a las condiciones locales del suelo marino.

El terreno puede ser muy suave (arcilloso), muy duro (zona rocosa), o simplemente una característica media (arena y arcilla). Cuando el suelo es muy suave, las estructuras de concreto prácticamente son imposibles a menos que se recurra a obras de infraestructura que casi siempre resultan muy costosas. Ací mismo, los pilotes requeridos para una plataforma de acero deben ser suficientes, lo cual también resulta costoso.

Es de esperarse que para los próximos años la tendencia en el incremento en el uso de las unidades de concreto, vayan en aumento, debido a la creciente necesidad de explotación de

los yacimientos existentes en localidades cada vez mas alejadas de la costa; las ventajas por la flexibilidad de su uso es otra de las grandes razones.

## CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LAS PLATAFORMAS DE CONCRETO.

- a) El peso de la subestructura constituye una gran ventaja, ya que estabiliza a la unidad desde su instalación.
- b) La terminal puede ser remolcada hasta su emplazamiento en posición vertical completamente cargada con todo su equipo, evitando así un largo y costoso trabajo de montaje de equipo en alta mar.
- c) La subestructura que le sirve de lastrada, es nada menos que el sistema de almacenamiento de LNG.
- d) Son fácilmente recuperables; agotado el campo de explotación, es suficiente con desconectarle las líneas submarinas para desalojarle parte del lastre (vaciando los recipientes), y así ponerlas nuevamente a flote para que de esta manera, sea trasladada a un nuevo yacimiento.
- e) El concreto resiste bien a la corrosión y a la fatiga, reduciendo así gastos de mantenimiento, cosa que no se presenta en las estructuras de acero.
- f) El concreto resiste bien a la compresión, y por lo tanto permite la instalación de un gran tonelaje de equipos sobre la cubierta.
- g) La transferencia de LNG, se realiza por medio de un sistema de grúas y mangueras, flexibles a los movimientos del mar sobre el transportador.

Una vez analizados todos los grupos de plataformas marinas existentes en la clasificación de las mismas, podemos concluir lo siguiente :

Una plataforma marina fija al fondo marino del tipo "CONDEEP" con el sistema de almacenamiento integrado, conformando la subestructura de la plataforma, resulta la adecuada para las necesidades del presente proyecto, por las siguientes razones:

- 1- Presenta una estabilidad total, apta para los requerimientos del proceso de licuefacción; ya que el manejo y procesamiento del gas natural, siempre resulta riesgoso a los movimientos de una terminal en operación.
- 2- En nuestra zona de explotación petrolera marina (Sonda de Cemeche), no se tienen grandes tirantes de agua (entre 30 y 70 m), lo cual presenta una ventaja mas. Además, esta zona no se considera hostil, en comparación con la del mar del norte.
- 3- El material de construcción (hormigón pretensado), tiene la propiedad de soportar altos esfuerzos y reacciones de corro-

-sión y fatiga , ocasionadas por las condiciones del medio ambiente. Esto reducirá los costos de mantenimiento de la plataforma.

4-El servicio que prestará (licuefacción y almacenamiento de gas natural), se adecúa para que las instalaciones de ambos sistemas, puedan ser alojadas desde la construcción en tierra de la plataforma, lo que reduce en tiempo de construcción, riesgos, y obviamente en costos.

5-El sistema de almacenamiento de LNG integrado en la subestructura de la plataforma, evita el uso de una longitud relativamente grande de manguera flexible, si el almacenamiento del producto estuviese separado de las instalaciones de licuefacción.

6-Aunque el sistema de transferencia de LNG , consistente de manguera y grúa presenta cierto riesgo respecto al atracado del transportador cerca de la plataforma; se cuenta con dispositivos de articulación en la grúa de transferencia, para amortiguar los movimientos del transportador, ocasionados por los embates de las olas. A consideración de que cuando el mar se encuentre muy agitado, la operación de carga se detendrá.

**CAPITULO 5**  
**BASES DE DISEÑO**

BASES DE DISEÑO DE UNA PLATAFORMA PARA LA LICUEFACCIÓN  
Y ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL EN ALTA MAR.

A-1.0 Generalidades.

A 1.1 Función. La plataforma será diseñada para la recepción, licuefacción y almacenamiento de gas natural producido en algunos yacimientos localizados en la Sonda de Campeche. El LNG almacenado, posteriormente se enviará por barcos diseñados para este propósito, hacia los lugares donde sea necesario.

La terminal deberá contar con una unidad habitacional para el alojamiento del personal de operación. Además la plataforma deberá ser autosuficiente e independiente en lo que se refiere a tratamiento de agua de desecho y requerimiento de servicios auxiliares tales como: agua de enfriamiento, gas combustible, agua potable y para servicios, energía eléctrica, etc.

Localización : Sonda de Campeche.

Tipo de unidad: Plataforma fija de concreto tipo "CONDEP" la cuál cuenta con cinco compartimientos para el almacenamiento del LNG.

a) Sección de Proceso.

La plataforma recibirá el gas natural dulce de acuerdo a la composición requerida, además contará con instalaciones para la producción de los servicios auxiliares requeridos y las instalaciones de proceso de licuefacción.

b) Sección habitacional.

El módulo habitacional será apropiado para proporcionar a las personas servicios primarios tales como: cocina, comedores, baños, servicios médicos, lavandería y servicios complementarios, tales como ; biblioteca, salón de juego, cine y televisión, acondicionamiento físico y sala de juntas.

El edificio habitacional estará formado por tres niveles, cada uno de los cuales deberá contar con sendos pasillos y barandales de protección; en el primer nivel estarán ubicadas las cápsulas de salvamento, además deberá contar con un elevador que de servicio al personal y cuya capacidad será para 15 personas.

c) Estructura.

El elemento estructural de la plataforma estará compuesto por la superestructura que es en donde se encuentran todas las instalaciones, y la subestructura; la cuál comprende los cinco compartimientos de almacenamiento de LNG.

La plataforma contará con un atracadero del lado donde

se encuentra el brazo de carga para el transportador.

Se contará con un puente de enlace que una la plataforma con el quemador, el cuál estará a una distancia estrictamente diseñada respecto de las radiaciones proyectadas sobre el equipo y personal.

A-1.2 Tipo de proceso. La licuefacción del gas natural se llevará a cabo mediante el proceso de expansión con nitrógeno con enfriamiento brevío. El circuito de preenfriamiento, utilizara como medio refrigerante R-22 ( monoclorodifluorometano).

El manejo de carga de INP a los buquetinques, se llevará a cabo mediante un sistema de grúa y mangueras flexibles, propio para este propósito.

A-2.1 Capacidad.

La capacidad nominal de la terminal será de:  
90 MMSCFD

La cap. mínima será 00% de la de diseño.

A-2.2 Factor de servicio. La planta será diseñada para operar a un factor de servicio de 0.5 con respecto a 365 días.

A-2.3 Flexibilidad.

- A falta de energía eléctrica, la planta opera en base a un generador de emergencia.
- A falta de agua de enfriamiento, nitrógeno o R-22, la planta no deberá seguir operando.
- A falta de aire de instrumentos, la planta no deberá seguir operando.

En caso de una falla que ocasione el paro de la planta, la alimentación de gas se desviará por medio de un by-pass de flujo total hacia el quemador, el cual estará diseñado para manejar esta capacidad.

#### A-2.4 Previsiones para ampliaciones futuras.

No se prevé ningún aumento en la capacidad de la planta, debiendo prever solamente las tolerancias de diseño acostumbradas por los equipos que se requieran.

#### A-3.0 Especificación de la alimentación.

##### A-3.1 Condiciones de operación. : gas natural

Pres. (150 : )	Temp. (100) °F	Forma recibo. estándar
Flujos :	90	MPCSD.

##### Composición:

	°API	B.B.
$x_1 = 0.950$ metano		10
$x_2 = 0.0270$ etano		36
$x_3 = 0.0070$ propano		54
$x_4 = 0.0040$ butano		72
$x_5 = 0.0010$ pentano		88
$x_6 = 0.0007$ hexano		100
$x_7 = 0.0140$ nitrógeno		

A-4.0 Especificación de los productos.

125

Gas natural líquido.

A-4.1 Cond. de operación.

P	Temp.	Forma de envío
(15 lb/in <sup>2</sup> )	(-260 °F)	tanques

Flujos : 180053.0 lb/h

Composición: La misma que la alimentación, puesto que solo se trata de una licuefacción.

A-5.0 Alimentación de la planta.

A-5.1 Alimentación de gas natural en límites de batería.

Edo. físico :	Presión :	Temp. :	Procedencia :
gaseoso	150 lb/in <sup>2</sup>	100°F	producto de embalseamiento

A-5.2 Definir los elementos de seguridad existentes que protegen a la línea de alimentación:

Diseñar válvula de relevo a un cabezal general de -  
desfogue y además aislante térmico.

A-6.0 Condiciones de los productos:

Edo. físico	Presión	Temp.	envío.
Líquido	15 lb/in <sup>2</sup>	-259°F	en un sistema

- A-7.0 Eliminación de desechos.
- A-7.1 Normas y requerimientos.
- Agua, ley de la contaminación del agua.
- Aire, ley de humos y polvos.
- A-7.2 Sistemas preferidos de eliminación de desechos, aguas y aceites sistemas API.
- Hidrocarburos gaseosos, quemadores elevados.
- A-8.0 Almacenamiento: Compartimientos correspondientes a la subestructura de la plataforma.
- A-9.0 Servicios auxiliares.
- A-9.1 Vapor : no se requiere.
- A-9.2 Agua de servicios.
- Fuente de suministro: el mar
- Presión de lín. de batería, Temp. 29°C
- A-9.3 Agua contra incendio.
- Presión : 8.8 Kgs/cm<sup>2</sup> , Temp. 29°C Disp. : ilimitada.
- A-9.4 Agua potable:
- Esta será generada dentro de la plataforma por medio de una planta potabilizadora con una capacidad de 200 litros por persona por día.
- A-9.5 Agua de enfriamiento.
- Se utilizará del mar, P<sub>suma</sub> = la requerida , Temp. : 29°C
- Disp. : ilimitada Temp. max. de retorno : 35°C

Será generado dentro de la plataforma, de preferencia por un compresor centrífugo utilizando en operación normal y como relevo un compresor operado con motor diesel:

Potencia 25 HP y capacidad de 100  $\text{CCM}$ .

Capacidad extra requerida: 50% del consumo máximo.

P : 50 psia  $T_D = 50^{\circ}\text{F}$

Libre de impurezas.

A-9.7 Aire de planta : el requerido para mantenimiento.

A-9.8 Combustible gaseoso.

Fuente de suministro: cabecera de alimentación.

Composición: Disponibilidad: ilimitada

$X_1 = 0.9430$

$X_2 = 0.0270$

$X_3 = 0.0075$

$X_4 = 0.0048$

$X_5 = 0.0010$

$X_6 = 0.0027$

$X_7 = 0.0140$

A-9.9 Combustible líquido.

Se utilizará diesel para el generador eléctrico de emergencia así como para las grúas. El suministro de diesel se hará por barco. Se tendrán recursos para su almacenamiento y distribución.

A.C. : 18000  $\text{Stu/lb}$

También se contará con tanques de almacenamiento de combustible para helicóptero.

#### A-9.10 Inertes.

Las necesidades de gas inerte deberán satisfacerse en la plataforma.

Composición: 99.5 % en peso de nitrógeno con 5 ppm de  $O_2$ , para generarse dentro de límites de batería.

Cantidad : 281550.0 ft<sup>3</sup>

T = -240.0 °F

P = 75 Lb/in<sup>2</sup>

#### A-9.11 Alimentación de energía eléctrica.

La energía eléctrica se generará dentro de la plataforma por medio de turbogeneradores, este número se determinará de acuerdo a la carga de energía eléctrica necesaria.

Además se deberá tener una unidad de relevo de idénticas características. Para situaciones de emergencia se deberá contar con uno accionado por motor diesel.

Especificaciones del sistema:

Tensión : 4160 v

Núm. de fases : 3

Frecuencia : 60 hertz

Capacidad interruptiva de corto circuito ; 2000 MVA.

Factor de potencia : 0.85

Sección de conductores: cobre electrolítico

Aislamiento del conductor : plástico

Material del ducto: acero galvanizado recubierto con PVC.

A-9.12 Alimentación de energía eléctrica de emergencia.

Por diseñar.

# de fases : 3

frecuencia : 60 ciclos.

A-9.13 Comunicaciones:

a) Interna : teléfonos y Woki-Toki.

b) Externa : radio de onda corta.

A-9.14 Desfogue.

Se diseñará de un sistema de desfogue integrado a un quemador el cuál deberá localizarse fuera de la plataforma y además contará con un puente de estructura -- metálica como soporte.

A-9.15 Sistemas de seguridad.

Sistemas contra incendio: Normas y criterios de diseño Norma de PEMEX y National Fire Code. Se elaborarán planos preliminares con la localización de hidrantes, monitores y sistemas de rociadores en el equipo que lo requiera.

A-10.0 Condiciones climatológicas.

A-10.1 Atmósfera.  
 Presión atmosférica: 1.003 Kgs./cm<sup>2</sup> abs. a 7 m sobre n. m.  
 Clasificación : atmósfera corrosiva.

A-11.0 Bases de diseño eléctrico.  
 La clasificación de áreas se hará de acuerdo al código PEMEX, API correspondiente.  
 La alimentación a los motores tendrá las sig. características:

Potencia (HP)	volts	fases
$0 \leq \text{HP} \leq 1$	120	1
$1 < \text{HP} \leq 200$	440	3
$\text{HP} \geq 201$	4160	3

A-11.1 Corriente para alumbrado.  
 Voltaje 115 v , 1 sola fase.

A-11.2 Instrumentos de control.  
 Voltaje 115v, 1 fase.  
 Las válvula de solenoide deberán trabajar normalmente energizadas.

A-12.0 Bases de diseño para tuberías.  
 Los sonortes de tubería serán metálicos.  
 Se elaborarán estudios preliminares de tuberías en maquetas y planos isométricos para acero inox. y acero al carbon.

## A-13.0 Drenajes.

Los drenajes que se tendrán, serán:

	receptor	tipo de fluido	Material recomendable
1.-A presión	fosa	todos los servicios que contengan hidrocarburos que puedan o no vaporizarse a la presión ambiente.	Acero al carbón A-106 B
2.-Al mar	mar	Agua sin aceite	Acero al carbón A-53 B

## A-14. Bases de diseño civil.

## A-14.1 Solicitaciones por viento y sismo.

Los requerimientos por viento y sismo son anejados en base al código API-2A.

La estructura tendrá las sig. características:

## A-14.2 Construcciones de edificios.

- a)Cuarto de turbinas y compresores.
- b)Cuarto de control eléctrico
- c)Cuarto de control de instrumentos.
- d)Oficinas para personal.
- e)Sanitarios.

**CAPITULO 6**  
**DESARROLLO DE INGENIERIA BASICA**

## SIMBOLOGIA PARA CALCULOS DE BALANCE DE MATERIA Y ENERGIA

- $C_1, C_2, C_3, C_4, C_5, C_6$  : etc. para calculos de presiones de vapor.  
 $CP_i$  ; capacidad calorifica por componente.  
 $CP_m$  ; capacidad calorifica de mezcla.  
 $h_i^V$  ; entalpia por componente en fase gaseosa.  
 $h_i^L$  ; entalpia por componente en fase liquida.  
 $h_m^V$  ; entalpia para mezcla en fase gaseosa.  
 $h_m^L$  ; entalpia para mezcla en fase liquida.  
 IFCM; pies cúbicos por minuto a la entrada.  
 $K_i$  ; etc. de equilibrio liq.-vap.  
 MMSCFD ; millones de pies cúbicos por día standard.  
 $P_{ci}$  ; presión crítica por componente.  
 $P_{cm}$  ; presión crítica de mezcla.  
 $PH_i$  ; peso molecular por componente.  
 $PH_m$  ; peso molecular de mezcla.  
 $P_r$  ; presión reducida.  
 $P_i^o$  ; presión de vapor por componente.  
 $Q_i$  ; flujo de calor  
 R-22; refrigerante monoclorodifluorometano.  
 $T_{ci}$  ; temp. crítica por componente.  
 $T_{cm}$  ; temp. crítica de mezcla.  
 $T_r$  ; temp. reducida.

$v_1$  ; volúmen específico.

$w_i$  ; flujo másico por componente.

$w_m$  ; flujo másico de mezcla.

$x_i$  ; composición en fase líquida.

$y_i$  ; composición en fase gaseosa.

$Z$  ; factor de compresibilidad

$z_i$  ; composición a la succión del flash.

$\alpha$  ; relación V/P

$\lambda_3$  ; calor latente de vaporización del R-22.

CAPACIDAD : 90 M3/SEC de gas natural con la sig. composición:

	P.M.	$P_c$ (PSIA)	$T_c$ ( $^{\circ}$ R)
$X_1 = 0.9430$	16	572	244
$X_2 = 0.0270$	30	708	550
$X_3 = 0.0075$	44	617	566
$X_4 = 0.0048$	58	551	706
$X_5 = 0.0010$	72	489	847
$X_6 = 0.0067$	86	440	915
$X_7 = 0.0140$	28	492	228

Donde;  $X_1$ : metano,  $X_2$ : etano,  $X_3$ : propano,  $X_4$ : butano,  $X_5$ : pentano,  $X_6$ : hexano,  $X_7$ : nitrógeno.

Para el cálculo de las condiciones críticas, se utilizan las siguientes reglas de mezcla :

$$P_{cm} = X_i P_{ci} \quad \dots\dots\dots(9)$$

$$T_{cm} = X_i T_{ci} \quad \dots\dots\dots(10)$$

Para el peso molecular de la mezcla se utiliza :

$$P.M._m = X_i P.M._i \quad \dots\dots\dots(11)$$

Cálculo del peso molecular del gas natural:

138

$$P.M._m = (0.9430)(16) + (0.0070)(20) + (0.0075)(44) + (0.0048)(58) + (0.0010)(72) + (0.0027)(86) + (0.0140)(28).$$

$$P.M._m = 17.206 \text{ lb/lb mol}$$

cálculo de la temperatura crítica:

$$T_{cm} = (0.9430)(244) + (0.0070)(550) + (0.0075)(506) + (0.0048)(766) + (0.0010)(847) + (0.0027)(915) + (0.0140)(323).$$

$$T_{cm} = 353.67 \text{ } ^\circ\text{R}$$

cálculo de la presión crítica:

$$P_{cm} = (0.943)(573) + (0.0070)(703) + (0.0075)(617) + (0.0048)(551) + (0.0010)(689) + (0.0027)(440) + (0.0140)(493).$$

$$P_{cm} = 575.3 \text{ psia}$$

Cálculo de las condiciones reducidas:

$$T_r = T/T_{cm} \quad ; \quad T_r = \frac{100 + 460}{353.67} = 1.534 \quad \dots\dots\dots(12)$$

$$P_r = P/P_{cm} \quad ; \quad P_r = 150/575.3 = 0.26 \quad \dots\dots\dots(13)$$

de gráficos obtenemos  $z = 0.93$

1. Cálculo del volumen específico :

$$V_1 = \frac{Z \cdot 1544 (T + 460)}{14.7 P (P)} = \text{ft}^3/\text{Lb} \dots\dots(14)$$

Cond. :

$$T : ^\circ\text{F} \quad \text{y} \quad P : \text{psia}$$

sustituyendo datos :

$$V_1 = \frac{0.98 (1544)(100 + 460)}{14.7(17.2)(150)} = 2.18 \text{ ft}^3/\text{Lb.}$$

Corrección de la capacidad del gas natural a las condiciones de entrada de P y T.

$$\text{IPCG} = \frac{15.029 \times 10^6}{60 \times 24} \frac{14.7}{P} \frac{T + 460}{520} \frac{z}{1.0} = \text{ft}^3/\text{min.} \dots\dots(15)$$

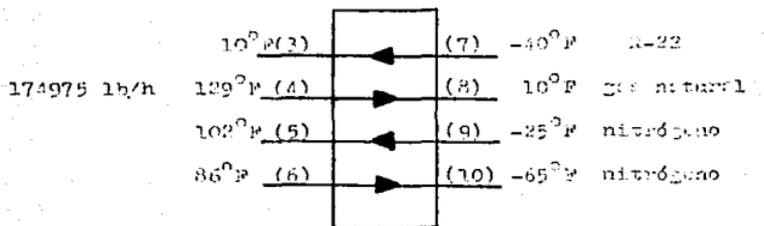
sustituyendo datos :

$$\text{IPCG} = \frac{90 \times 10^6}{60 \times 24} \frac{14.7}{150} \frac{100 + 460}{520} \frac{0.98}{1.0} = 6664.23 \text{ ft}^3/\text{min.}$$

cálculo del flujo másico  $W_m$  :

$$W_m = \frac{\text{IPCG}}{V_1} = \text{lb}/\text{min.} \dots\dots\dots(16)$$

$$W_m = \frac{6664.23 \text{ ft}^3/\text{min}}{3.08 \text{ ft}^3/\text{Lb}} = 2163.8 \text{ lb}/\text{min.} \times 60 = 129828.00 \text{ lb}/\text{h}$$



$$\text{Balance global : } Q_3 + Q_5 = -Q_7 + -Q_6 \quad \dots\dots(17)$$

$$\text{corr. 3 : } Q_3 = W_3 \lambda_3 \quad \dots\dots(18)$$

$$\text{corr. 4 : } Q_4 = W_4 CP_4 (T_3 - T_4) \quad \dots\dots(19)$$

$$\text{corr. 5 : } Q_5 = W_5 CP_5 (T_5 - T_9) \quad \dots\dots(20)$$

$$\text{corr. 6 : } Q_6 = W_6 CP_6 (T_{10} - T_6) \quad \dots\dots(21)$$

$$\text{Orto del proceso : } W_5 = W_6 \quad \dots\dots(22)$$

$$W_5 / W_4 = 1.47 \quad \dots\dots(23)$$

Donde :

$Q_i$  : Btu/h

$W_i$  : lb/h

$CP_i$  : Btu/lb-°F

$T_i$  : °F

Para la corriente 4, que es gas natural tenemos :

$$T_{\text{prom.}} = 69.5 \text{ } ^\circ\text{F}$$

$$CP_m = \sum X_i CP_i$$

$$CP_m = (0.940)(0.530) + (0.0261)(0.416) + (0.0072)(0.295) + \\ (0.0027)(0.40) + (0.0009)(0.394) + (0.0026)(0.293) + \\ (0.0125)(0.348) = 0.521 \text{ Btu / Lb-}^\circ\text{F}$$

De ec. (19) :

$$Q_4 = 174975 (0.521)(10 - 129) = -10,843,275.0 \text{ Btu/h}$$

Lo cual nos representa el calor cedido por el gas natural en el intercambiador H2 - G1.

De ec. 23 calculamos el nitrógeno requerido :

$$W_5 = 174975 (1.47) = 257212.25 \text{ Lb/h de nitrógeno.} = W_6$$

Para la corriente 5 tenemos :

$$T_{\text{prom.}} = 38.5 \text{ } ^\circ\text{F} \quad CP = 0.248 \text{ Btu/lb-}^\circ\text{F}$$

$$Q_5 = 257212.25 (0.248)(102 - (-25)) = 8,101,139.58 \text{ Btu/h}$$

De ec. 21 para la corr. 6 :

$$Q_6 = 257212.25 (0.246)(-25 - 26) = -9,622,121.73 \text{ Btu/h}$$

Con la ec.17 correspondiente al balance global de calor, calculamos la cantidad de calor absorbido por el refrigerante

H - 22.

$$Q_3 = (-Q_4) + (-Q_5) - Q_6$$

142

$$Q_3 = 20,480,396.80 - 8,101,188.52 = 12,379,208.28 \text{ Btu/h.}$$

Para la corriente 3 se tiene lo sig.:

$$T_{\text{prom.}} = -15.0^{\circ}\text{F}$$

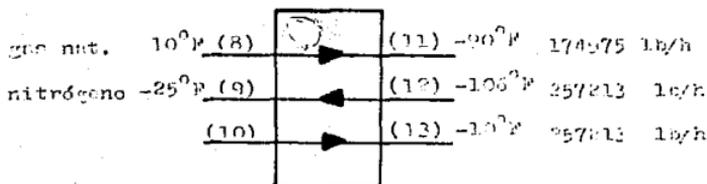
$$\lambda_3 = 96.198 \text{ Btu/Lb}$$

De la ecuación (18) obtenemos la cantidad de refrigerante

R-22 requerido para absorber el calor  $Q_3$  en el intercambiador de calor BA - 01;

$$W_3 = \frac{12,379,208.28}{96.198} = 128,584.07 \text{ Lb/h}$$

BALANCE DE BA - 02



$$\text{balance global : } (-Q_8) = Q_9 + Q_{10} \quad \dots\dots(24)$$

$$\text{corr. 8 : } Q_8 = W_8 \text{ CP}_8 (T_{11} - T_8) \quad \dots\dots(25)$$

$$\text{corr. 9 : } Q_9 = W_9 \text{ CP}_9 (T_9 - T_{12}) \quad \dots\dots(26)$$

$$\text{corr. 10 : } Q_{10} = W_{10} \text{ CP}_{10} (T_{13} - T_{10}) \quad \dots\dots(27)$$

Parte corr. 8 :

$$T_{\text{prom.}} = -50^{\circ}\text{F} \quad CP_8 = 0.496 \text{ btu/lb-}^{\circ}\text{F}$$

con ec. (25) :

$$Q_8 = 174975 (0.496)(-90 - 10) = -8,678,760.0 \text{ btu/h}$$

Parte corr. 9 :

$$T_{\text{prom.}} = -65.5^{\circ}\text{F} \quad CP_9 = 0.243 \text{ btu/lb-}^{\circ}\text{F}$$

con ec. (26) :

$$Q_9 = 357213.25 (0.243)(-25 - (-106)) = 5,166,809.76 \text{ btu/h}$$

De la ecuación (24) correspondiente al balance global, calculamos  $Q_{10}$  :

$$(+Q_{10}) = (-Q_8) - Q_9$$

$$Q_{10} = 8,678,760.0 - 5,166,809.76 = 3,511,950.23 \text{ btu/h}$$

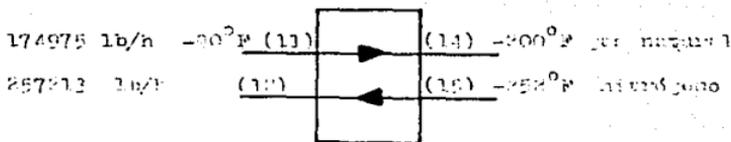
De la ecuación (27) calculamos la temperatura de entrada para la corriente 10 :

$$T_{10} = - \frac{Q_{10}}{W_{10} CP_{10}} + T_{13}$$

$$\text{a } T_{10} = -37.5^{\circ}\text{F} \quad CP_{10} = 0.248 \text{ btu/lb-}^{\circ}\text{F}$$

$$T_{10} = - \frac{3,511,950.23}{357,213.25 (0.248)} - 10$$

$$T_{10} = -65^{\circ}\text{F}$$



$$\text{Balance closed : } (-q_{11} = q_{12}) \quad \dots\dots(28)$$

$$\text{corr. 11 : } q_{11} = W_{11} CP_{11} (T_{14} - T_{11}) \quad \dots\dots(29)$$

$$\text{corr. 12 : } q_{12} = W_{12} CP_{12} (T_{12} - T_{13}) \quad \dots\dots(30)$$

Para corriente 11 se tiene :

$$T_{\text{prom.}} = -145.0^{\circ}\text{F} \quad CP_{11} = 0.436 \text{ stu/lb-}^{\circ}\text{F}$$

con ec. (29) :

$$q_{11} = 174975 (0.436)(-200 - (-200)) = -9,324,162.5 \text{ stu/h}$$

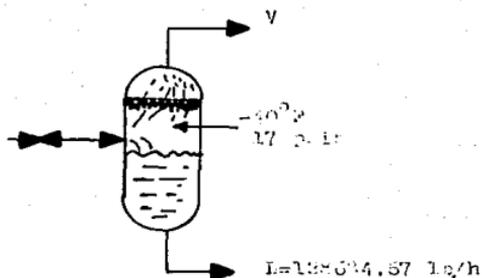
Para corriente 12 con ec.(30), calculamos la temperatura de salida  $T_{12}$  :

$$T_{12} = \frac{-q_{12}}{W_{12} CP_{12}} + T_{13}$$

$$T_{12} = \frac{-9,324,162.5}{257,212.15 (0.339)} - 250 = -106.0^{\circ}\text{F}$$

$$T_{\text{prom.}} = -179.0^{\circ}\text{F} \quad CP_{12} = 0.339 \text{ stu/lb-}^{\circ}\text{F}$$

H-22  
 P  
 90°W  
 200 c.c.



De un balance de entalpías durante la expansión se obtiene:

$$(1 - X) = \frac{h_{L1} - h_{L2}}{H_{V2} - h_{L2}} \dots \dots \dots (31)$$

Donde :

(1 - X) : Fracción de vapor formado durante la expansión.

X : Fracción de líquido formado durante la expansión.

$h_{L1}$  : entalpía de la alimentación.

$h_{L2}$  : entalpía de líquido formado

$H_{V2}$  : entalpía de vapor formado.

De un diagrama de Mollier o de toales, se obtiene :

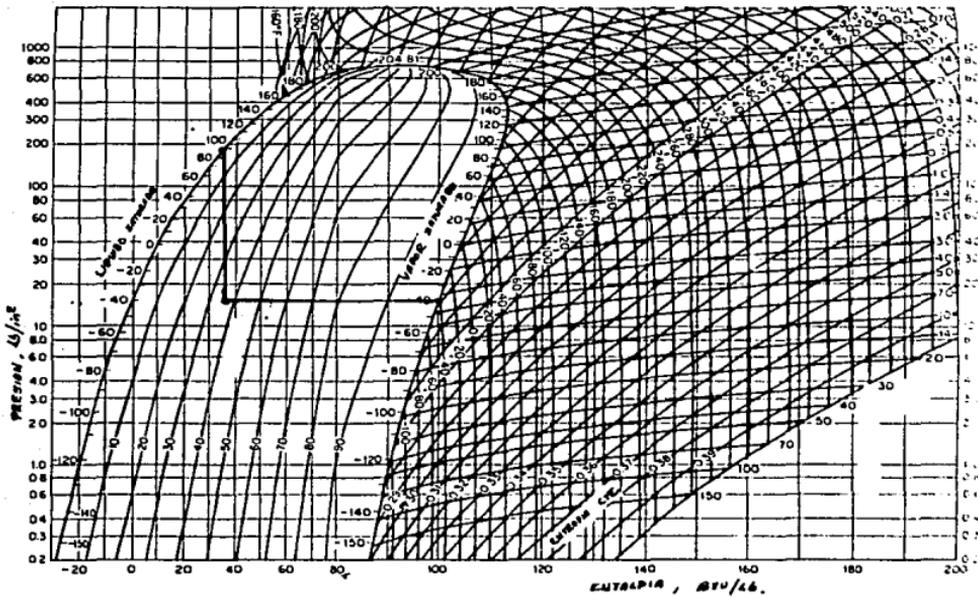


Fig. 39 Diagrama de Molliere para el refrigerante monocloro-  
difluorometano ( R - 22 )

$$t_1 = 90^\circ\text{F} ; h_{L1} = 36.158 \text{ Btu/Lb}$$

$$t_2 = -40^\circ\text{F} ; h_{L2} = 0.0$$

$$H_{V2} = 100.257 \text{ Btu/Lb}$$

sustituyendo datos en ec. (31), se obtiene :

$$(1 - K) = \frac{36.158 - 0.0}{100.257 - 0.0} = 0.36$$

por lo tanto  $K = 0.64$ . Este indica que de cada 100 lbs. de gas que se alimentan, el 36% se convierte en vapor y el restante en líquido.

En otras palabras, con los resultados obtenidos se deduce que la relación  $V/F = 0.36$ , y de un balance global obtenemos la cantidad de alimentación requerida.

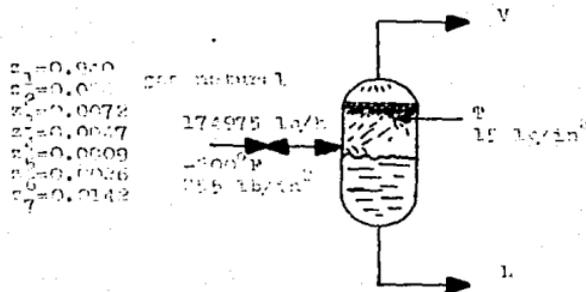
Balance global :  $F = V + 128,684.67$  reemplazando y sustituyendo

datos  $F = 0.36F + 128,684.67$

$$F = \frac{128,684.67}{1 - 0.36} = 201,069.8 \text{ Lb/h}$$

Por lo tanto la cantidad de vapor formado es:

$$V = 0.36 (201,069.8) = 72,385.12 \text{ Lb/h}$$



El balance en este equipo corresponde a la solución de un flash adiabático, para el cual se requiere la siguiente ecuación:

Estepa 1.- Estimar una  $T$

Estepa 2.- Calcular presiones de vapor con la ecu. (2):

$$P_i^0 = C_1 + \frac{C_2}{C_2 + T} + C_3 T + C_4 T^2 + C_5 \ln T \quad \dots (32)$$

Donde:  $C_1, C_2, \dots$ , son etc. (ver ref. 18)

Estepa 3.- Evaluar  $K_i = P_i^0 / P_T$  ..... (33)

Estepa 4.- Evaluar  $h_i^V, h_i^L$  (ver ref. 20)

Estepa 5.- Evaluar  $\alpha$  de la sig. ec.:

149

$$f(\alpha, \psi) = \frac{\sum z_i (1 - K_i)}{1 + \alpha (K_i - 1)} \dots\dots\dots(34)$$

calcular  $x_i = \frac{z_i}{1 + \alpha(K_i - 1)} \dots\dots\dots(35)$

$$y_i = K_i x_i \dots\dots\dots(36)$$

Estepa 6.- Normalizar X e Y :

$$x_i = z_i / \sum x_i \dots\dots\dots(37)$$

$$y_i = y_i / \sum y_i \dots\dots\dots(38)$$

Estepa 7.- Evaluar :

$$h_m^V = \sum y_i h_i^V \dots\dots\dots(39)$$

$$h_m^L = \sum x_i h_i^L \dots\dots\dots(40)$$

Estepa 8.- Evaluar  $f_2(T)$  :

$$f_2(T) = \frac{h_m^F - \alpha h_m^V - (1 - \alpha) h_m^L}{1000} \dots\dots\dots(41)$$

Estepa 9.- Checar : si  $f_2(\psi) = 0.0$ , el problema queda resuelto, si no, estimar una nueva T y regresar a la etapa núm. 2 .

Inicio del cálculo :

$$\text{Estimamos } T = -260^{\circ}\text{F} = 110.77^{\circ}\text{K}$$

Con ec.(24) calc. las presiones de vapor :

$$\text{metano: } \ln P_1^0 = 38.374 + \frac{-1419.41}{110.77} + 0.02193(110.77) + (-5.962)\ln(110.77) = -0.07294$$

$$P_1^0 = 0.9237 \text{ atm. (14.7)} = 13.652 \text{ lb/in}^2$$

$$K_1 = 13.652/15 = 0.91$$

$$\text{etano: } \ln P_2^0 = 28.495 + \frac{-2437.723}{110.77} + (-0.1291)(110.77) + (0.000259)(110.77)^2 + (-2.641)\ln(110.77) = -7.0590$$

$$P_2^0 = 0.008626 \text{ atm. (14.7)} = 0.0126 \text{ lb/in}^2$$

$$K_2 = 0.0126/15 = 0.00082$$

$$\text{propeno: } P_3^0 = 0.0 \quad ; \quad K_3 = 0.0$$

$$\text{butano: } P_4^0 = 0.0 \quad ; \quad K_4 = 0.0$$

$$\text{pentano: } P_5^0 = 0.0 \quad ; \quad K_5 = 0.0$$

$$\text{hexano: } P_6^0 = 0.0 \quad ; \quad K_6 = 0.0$$

$$\text{nitrógeno: } \ln P_7^0 = 44.205 + \frac{(-1053.654)}{110.77} + (0.04108)(110.77) + (-7.75)\ln(110.77) = 2.7162$$

$$P_7^0 = 15.629 \text{ atm (14.7)} = 220.93 \text{ lb/in}^2$$

$$K_7 = 220.93/15 = 14.72$$

Cálculo de las entalpías de vapor  $h_i^V$  de tabla:

$$h_1^V = 218.4 \text{ atm/lb}, \quad h_2^V = 0.0, \quad h_3^V = 0.0, \quad h_4^V = 0.0, \quad h_5^V = 0.0,$$

$$h_6^V = 0.0, \quad h_7^V = 55.46 \text{ atm/lb}.$$

$$f(\alpha, T) = \frac{0.940(1-0.91)}{1+\alpha(0.94-1)} + \frac{0.020(1-0.00082)}{1+\alpha(0.02083-1)} + \frac{0.0072(1-0)}{1+\alpha(0-1)} +$$

$$\frac{0.0047(1-0)}{1+\alpha(0-1)} + \frac{0.0009(1-0)}{1+\alpha(0-1)} + \frac{0.0026(1-0)}{1+\alpha(0-1)} +$$

$$\frac{0.0185(1-14.72)}{1+\alpha(14.72-1)}$$

Resolviendo por ensayo y error, se obtiene :

	$\alpha$	$f(\alpha, T) = 0.0$
	0.10	0.0520
	0.01	-0.0401
	0.05	-0.0068
convergencia	0.035	-0.00057

Con  $\alpha = 0.035$ , se calculan las composiciones en el líquido con la ec. (37) :

$$x_1 = \frac{0.94}{1 + 0.035(0.91 - 1)} = 0.9489$$

$$x_2 = \frac{0.020}{1 + 0.035(0.02083 - 1)} = 0.0169$$

$$x_3 = \frac{0.0072}{1 + 0.035(0 - 1)} = 0.0077$$

$$x_4 = \frac{0.0047}{1 + 0.035(0 - 1)} = 0.0048$$

$$x_5 = \frac{0.0009}{1 + 0.035(0 - 1)} = 0.0009$$

$$x_6 = \frac{0.0026}{1 + 0.035(0 - 1)} = 0.0026$$

$$x_7 = 0.0142$$

Con ec. (38), calculamos las composiciones en el vapor:

$$y_1 = 0.9489(0.91) = 0.860, \quad y_2 = 0.00082(0.027) = 0.0, \quad y_3 = 0.0,$$

$$y_4 = 0.0, \quad y_5 = 0.0, \quad y_6 = 0.0, \quad y_7 = 0.14$$

Cálculo de las entalpías de líquido  $h_i^L$  de cada:

$$h_1^L = -1915.4 \text{ Btu/lb}, \quad h_2^L = 0.0, \quad h_3^L = 0.0, \quad h_4^L = 0.0, \quad h_5^L = 0.0,$$

$$h_6^L = 0.0, \quad h_7^L = 48.78 \text{ Btu/lb.}$$

con ec.(21), calculamos la entalpía de vapor con la mezcla;

$$h_m^V = 0.860(218.4) + 0.140(55.73) = 195.71 \text{ Btu/lb}$$

con ec.(22), calculamos la entalpía de líquido para la mezcla:

$$h_m^L = 0.9429(-1915.4) + 0.0142(48.78) = -1805.33 \text{ Btu/lb}$$

con ec.(23), evaluamos  $f_3(T)$ :

$$f_3(T) = \frac{-1721.32 - 0.035(195.71) - (1 - 0.035)(-1805.33)}{1000} = -0.050$$

$f_3(T) \approx 0.0$  para la temperatura de equilibrio.

El flash PA-02, opera a  $T = -200^\circ\text{F}$  y  $P = 15.0 \text{ lb/in}^2$ .

A partir de un balance global en PA-02, se tiene:

$$174975 \text{ lb/h} = V + L$$

$$\text{donde } 0.035 = V/P \text{ se obtiene: } V = 0.035(174975) = 6117.0 \text{ lb/h}$$

$$\text{por lo tanto: } L = 174975 - 6117 = 168858.0 \text{ lb/h}$$







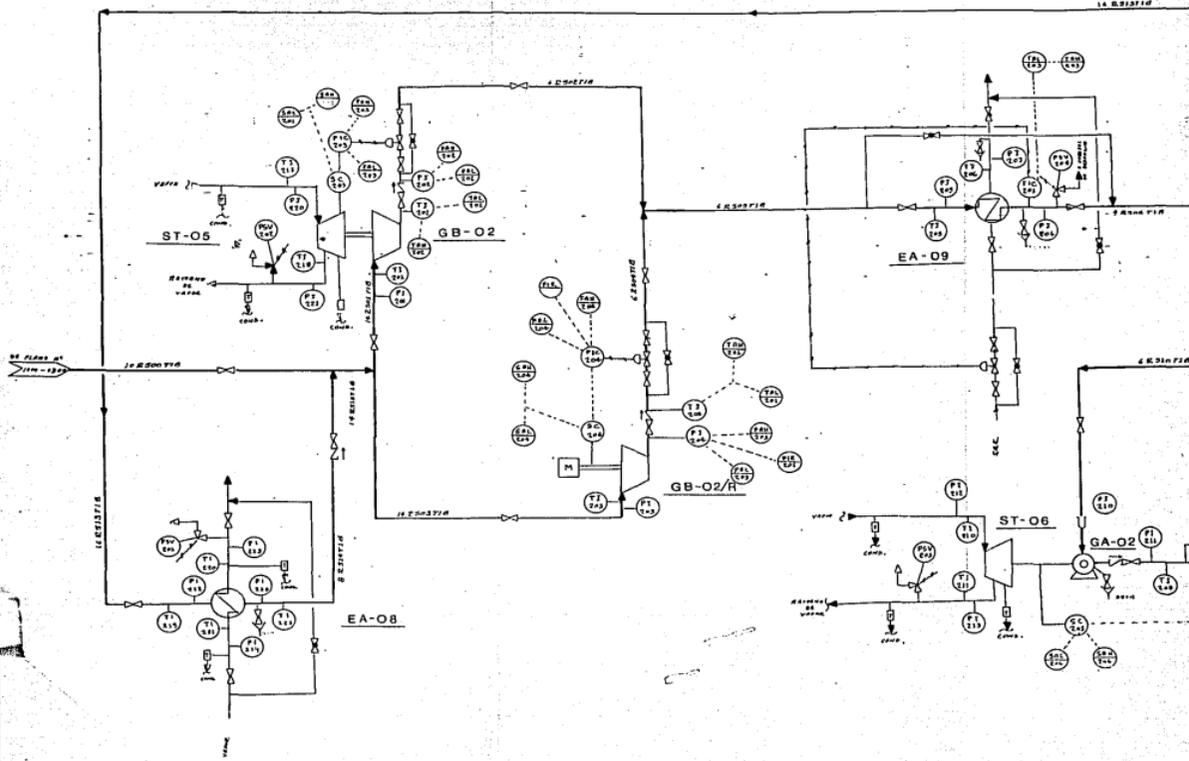


9-2-52  
 11-1-52  
 11-1-52

11-1-52  
 11-1-52  
 11-1-52

11-1-52  
 11-1-52  
 11-1-52

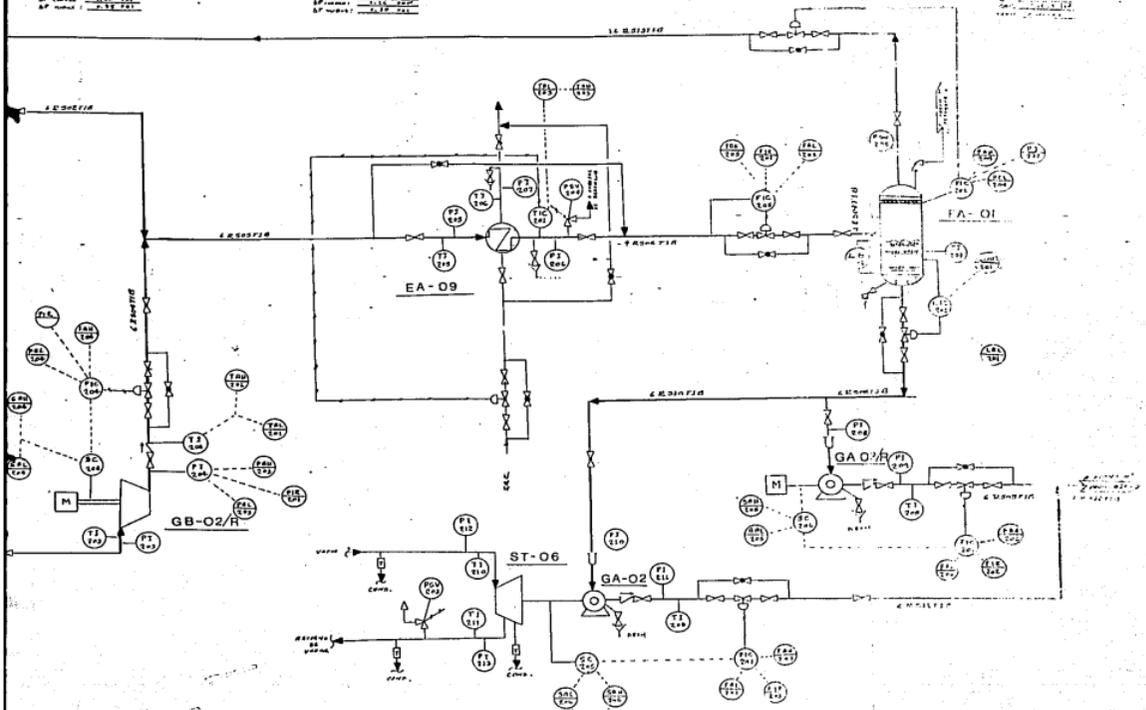
LA 8320714



1. E.D. - 111  
 2. E.D. - 112  
 3. E.D. - 113  
 4. E.D. - 114  
 5. E.D. - 115  
 6. E.D. - 116  
 7. E.D. - 117  
 8. E.D. - 118  
 9. E.D. - 119  
 10. E.D. - 120

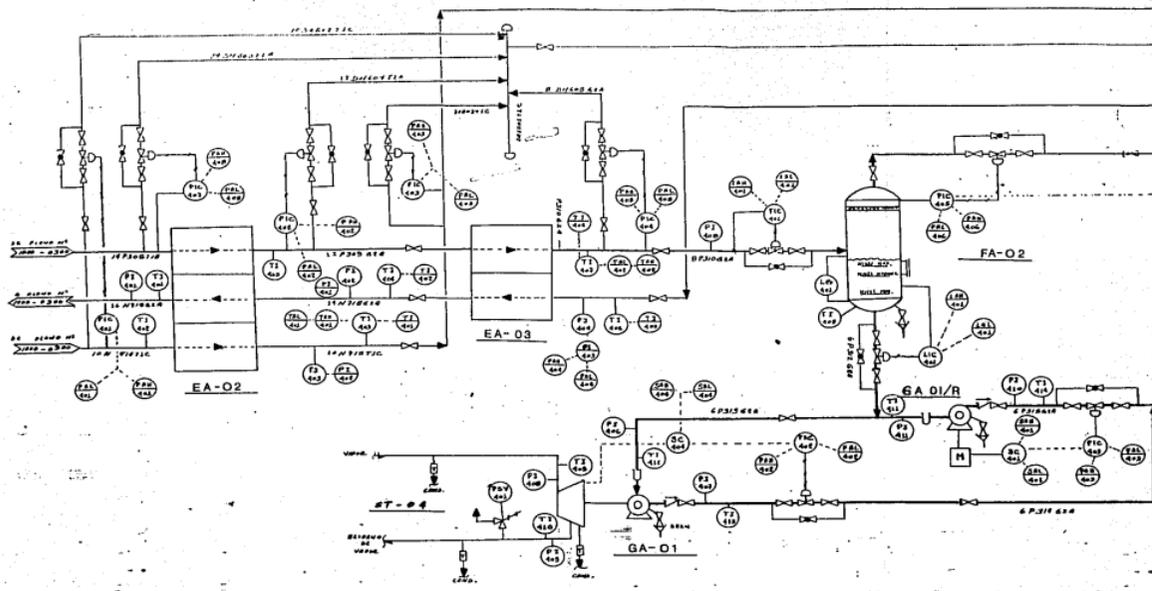
11. E.D. - 121  
 12. E.D. - 122  
 13. E.D. - 123  
 14. E.D. - 124  
 15. E.D. - 125  
 16. E.D. - 126  
 17. E.D. - 127  
 18. E.D. - 128  
 19. E.D. - 129  
 20. E.D. - 130

21. E.D. - 131  
 22. E.D. - 132  
 23. E.D. - 133  
 24. E.D. - 134  
 25. E.D. - 135  
 26. E.D. - 136  
 27. E.D. - 137  
 28. E.D. - 138  
 29. E.D. - 139  
 30. E.D. - 140



A PRODUCTO DE ESTUDIOS PRELIMINARES  
**LABORATORIO**  
 PARA LA LICUACION Y  
 RECUPERACION DE BENCENO  
 EN UN PROCESO DE LICUACION  
 DE GAS.

11-11-61  
 11-11-61  
 11-11-61  
 11-11-61



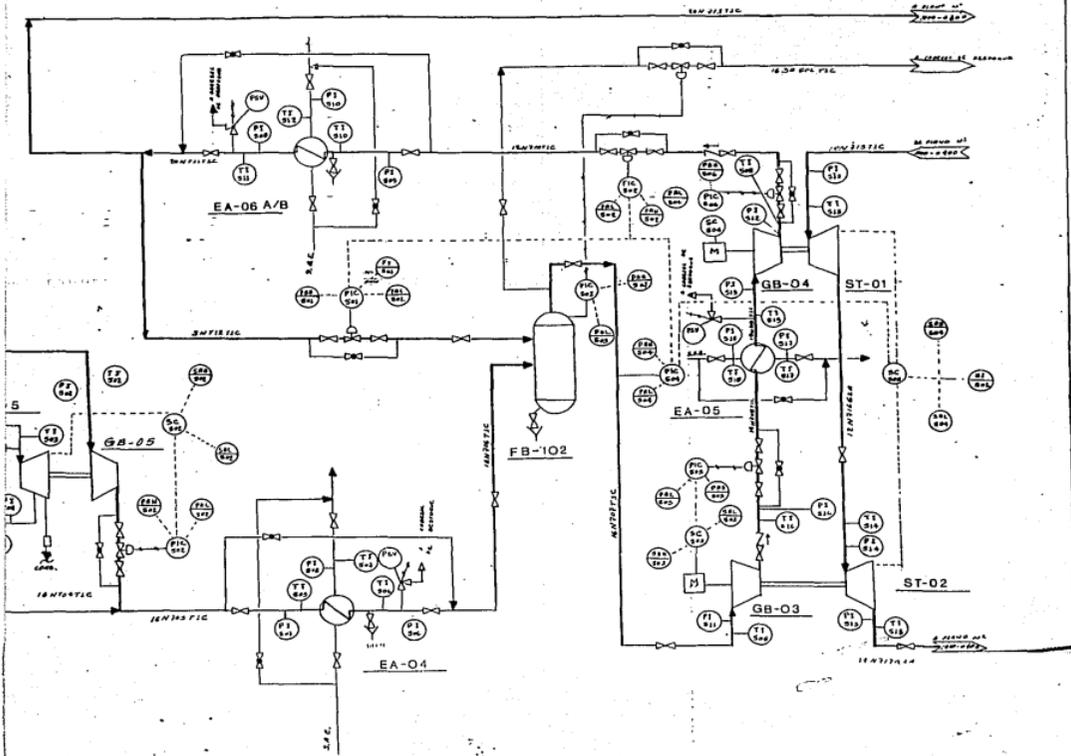


E.S. - 06  
 P.E.S. - 01  
 P.E.S. - 02  
 P.E.S. - 03  
 P.E.S. - 04  
 P.E.S. - 05  
 P.E.S. - 06  
 P.E.S. - 07  
 P.E.S. - 08  
 P.E.S. - 09  
 P.E.S. - 10  
 P.E.S. - 11  
 P.E.S. - 12  
 P.E.S. - 13  
 P.E.S. - 14  
 P.E.S. - 15  
 P.E.S. - 16  
 P.E.S. - 17  
 P.E.S. - 18  
 P.E.S. - 19  
 P.E.S. - 20

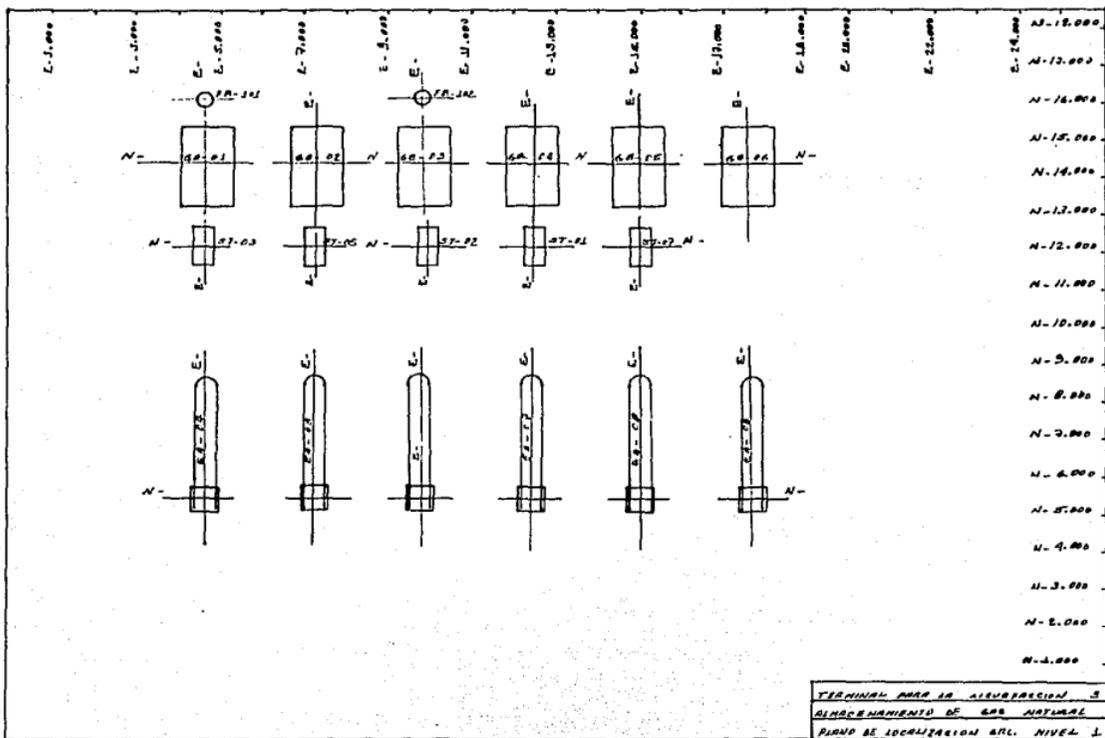
P.E.S. - 01  
 P.E.S. - 02  
 P.E.S. - 03  
 P.E.S. - 04  
 P.E.S. - 05  
 P.E.S. - 06  
 P.E.S. - 07  
 P.E.S. - 08  
 P.E.S. - 09  
 P.E.S. - 10  
 P.E.S. - 11  
 P.E.S. - 12  
 P.E.S. - 13  
 P.E.S. - 14  
 P.E.S. - 15  
 P.E.S. - 16  
 P.E.S. - 17  
 P.E.S. - 18  
 P.E.S. - 19  
 P.E.S. - 20

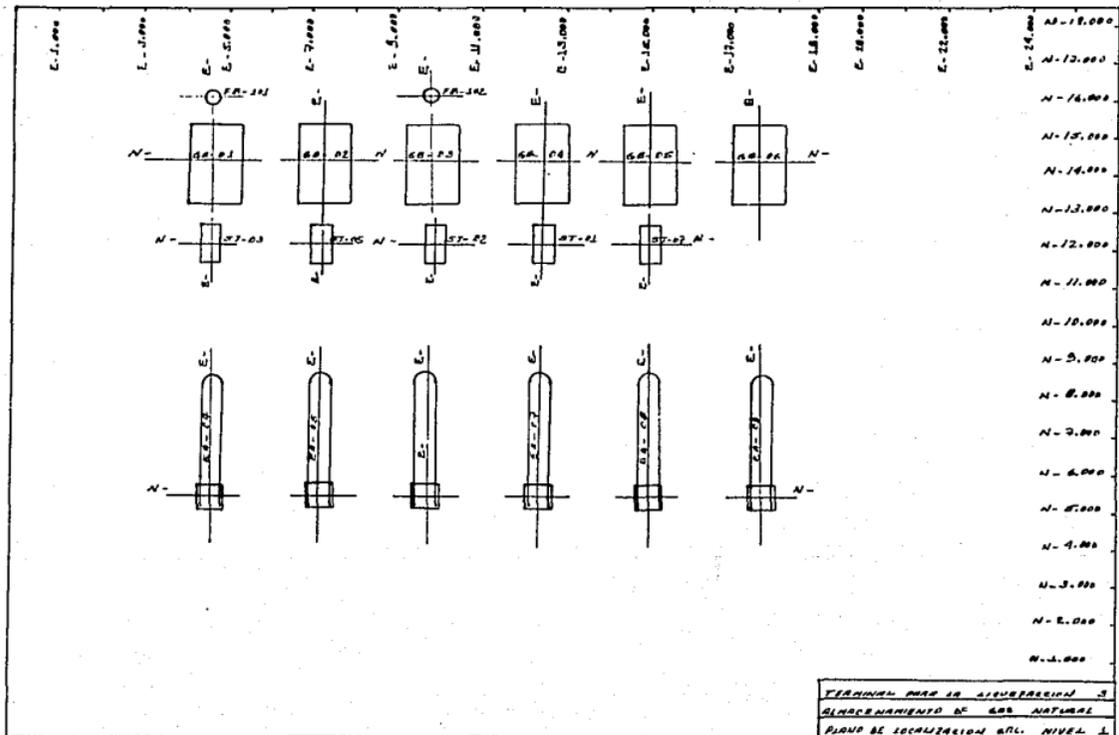
P.E.S. - 01  
 P.E.S. - 02  
 P.E.S. - 03  
 P.E.S. - 04  
 P.E.S. - 05  
 P.E.S. - 06  
 P.E.S. - 07  
 P.E.S. - 08  
 P.E.S. - 09  
 P.E.S. - 10  
 P.E.S. - 11  
 P.E.S. - 12  
 P.E.S. - 13  
 P.E.S. - 14  
 P.E.S. - 15  
 P.E.S. - 16  
 P.E.S. - 17  
 P.E.S. - 18  
 P.E.S. - 19  
 P.E.S. - 20

P.E.S. - 01  
 P.E.S. - 02  
 P.E.S. - 03  
 P.E.S. - 04  
 P.E.S. - 05  
 P.E.S. - 06  
 P.E.S. - 07  
 P.E.S. - 08  
 P.E.S. - 09  
 P.E.S. - 10  
 P.E.S. - 11  
 P.E.S. - 12  
 P.E.S. - 13  
 P.E.S. - 14  
 P.E.S. - 15  
 P.E.S. - 16  
 P.E.S. - 17  
 P.E.S. - 18  
 P.E.S. - 19  
 P.E.S. - 20



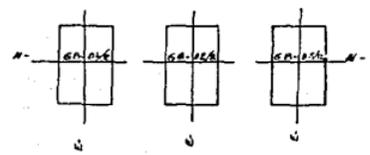
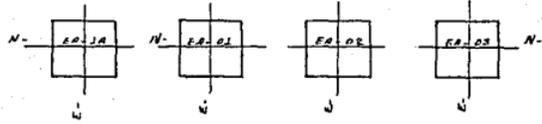
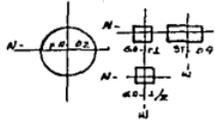
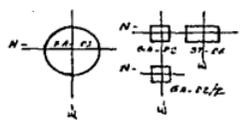
ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES  
 ZARAGOZA  
 TERMINAL PARA LA LIQUEFACCION Y  
 ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL  
 PROGRAMA DE TEORIA E INSTRUMENTACION  
 DIA - 100 - 100  
 FECHA PROFESIONAL UNAM 1989  
 FERNANDO V. RIVERA LINARES





TERMINAL DADO IS ALTERNATIVE 3  
 DIMENSIONES DE LOS MÓDULOS  
 PIANO DE LOCALIZACIÓN GR. NIVEL 1

E-1.000m E-2.000m E-3.000m E-4.000m E-5.000m E-6.000m E-7.000m E-8.000m E-9.000m E-10.000m E-11.000m E-12.000m E-13.000m E-14.000m E-15.000m E-16.000m E-17.000m E-18.000m E-19.000m E-20.000m E-21.000m E-22.000m E-23.000m



N- 18.000  
 N- 17.000  
 N- 16.000  
 N- 15.000  
 N- 14.000  
 N- 13.000  
 N- 12.000  
 N- 11.000  
 N- 10.000  
 N- 9.000  
 N- 8.000  
 N- 7.000  
 N- 6.000  
 N- 5.000  
 N- 4.000  
 N- 3.000  
 N- 2.000  
 N- 1.000

TERMINAL PARA LA LIBERACION O  
 RECONOCIMIENTO DE GAS NATURAL  
 PLAN DE ADQUISICION GAS NIVEL 2

El dimensionamiento de tuberías en una planta de proceso depende de la longitud de la tubería y de la caída de presión deseable, de acuerdo con el criterio que se tenga.

La parte principal en el cálculo de la caída de presión, es la estimación de las pérdidas por fricción. El método de dimensionar las tuberías es una técnica familiar a los ingenieros: se supone el diámetro del tubo y se calcula la caída de presión; si esta es satisfactoria, entonces el diámetro del supuesto tubo es adecuado. El problema, consiste en decidir que caída de presión es satisfactoria. Si se usa una baja caída de presión, los costos de tubos, válvulas, y accesorios son elevados. Si se usa una caída de presión alta, los costos de bombeo y compresión pueden ser excesivos, esto sugiere un balance económico entre los costos de material y los costos de compresión y bombeo.

Muchas firmas de ingeniería dedicadas al diseño de tuberías, han preparado estándares que especifican caídas de presión admisibles, o velocidades razonables que se utilizan como guías para calcular el diámetro del tubo.

A continuación se enlistan algunos criterios de dimensionamiento de tuberías para diversos servicios.

Líquidos en general	Diám. Nom.	Vel.(ft/seg.)	ΔP/100 (psi)
succión de bombas (líquido saturado)	2" o menor	0.5 - 1.5	0.05 - 0.25
	3" - 8"	1.5 - 2.5	0.05 - 0.25
	10" - 20"	2.5 - 3.5	0.05 - 0.50
	20"	3.5 - 4.0	0.05 - 0.50
succión de bombas (líq. subenfriado)	2" o menor	1 - 2	0.1 - 1
	3" - 8"	2 - 4	0.1 - 1
	10" - 20"	3 - 6	0.1 - 2
	20"	6 - 8	0.1 - 2
descarga de bombas	2" o menor	1 - 4	1 - 4
	3" - 8"	5 - 8	1 - 3
	10" - 20"	8 - 10	1 - 3
	20"	10 - 15	1 - 2
líneas refrigerantes salida de un condensador		2 - 4	0.14
		3 - 5	0.50
gases y vapores	P < 40 psig.		0.10
	0 < P < 50		0.15
	50 < P < 150		0.30
	150 < P < 200		0.60
	200 < P < 500		1.5
	P > 500		2.0
entrada a turbinas de gas.		120 - 320	3.0
succión de un compresor			0.5
descarga de un compresor		100 - 250	1.0
Agua líneas de drenes	2" o menor	3 - 4	
	3" - 10"	3 - 5	
agua de enfriamiento (cabezales grandes), ramales y cabezales chicos.		15	0.5 - 2.0
		6	

Diám. Nom.	Vel.(ft/seg.)	$\Delta P/100$ (psi)
vapor de agua		
0 < P < 50 psig.		0.25
50 < P < 150		0.50
150 < P < 300		1.0
300 < P < 500		1.5
P > 500 psig.		
líneas de mas de 600 ft.		0.50
líneas de menos de 600 ft.		1.0
ramales pequeños.		2.5
Entrada a turbinas	120 - 320	3.0

Gases y vapores.  
gas combustible a quemadores.

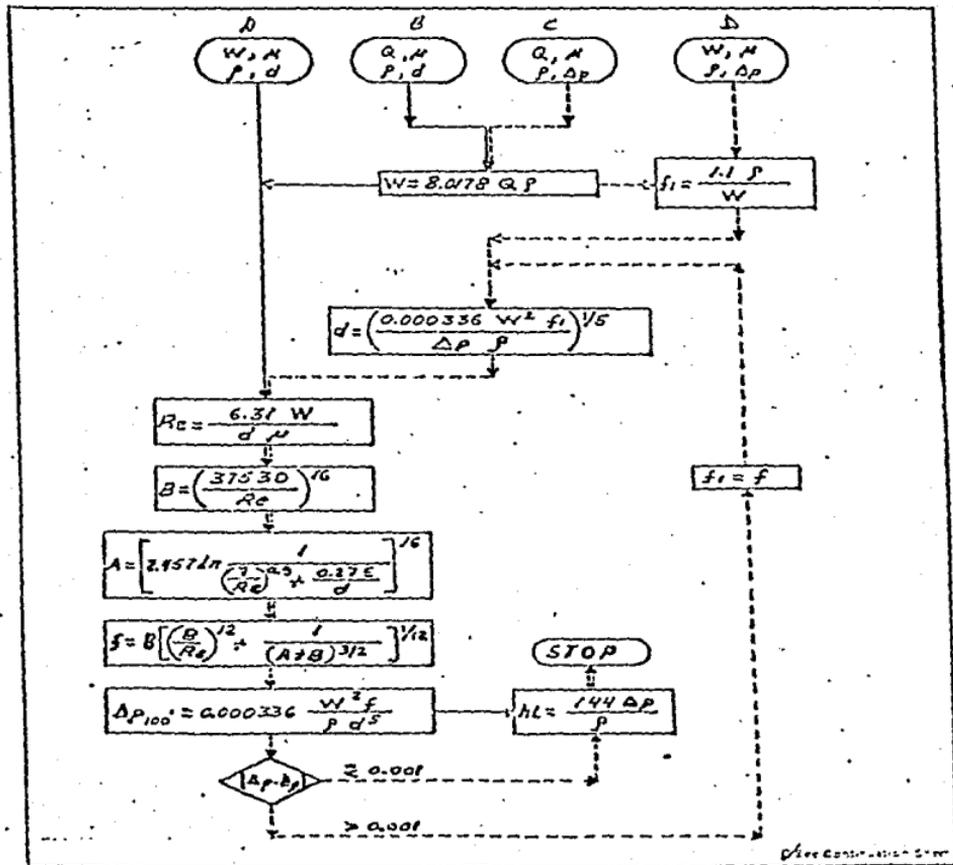
$\Delta P/100 = 0.5\% P$  del quemador.

acetileno	67
amoniaco	100
etileno	100
hidrógeno	67
gas natural	100
cloro	34 - 84

Se toma en consideración que los valores recomendados, ya sea velocidad o  $\Delta P/100$ , arrojen resultados bastante aceptables en la mayoría de los casos, pero existe la posibilidad de un - cambio de diámetro en el momento de realizar un chequeo hidráulico en donde se contempla con mayor exactitud la trayectoria de la tubería.

Los criterios aquí presentados fueron recopilados sobre la experiencia de algunas compañías de diseño de ingeniería.

A continuación se presenta un método de cálculo pasado a programación en una calculadora TI-59, para el dimensionamiento de tuberías del proceso en cuestión.



## Nomenclatura:

$W$  = velocidad de flujo, lb/h

$Q$  = velocidad de flujo, gal./min.

$\mu$  = viscosidad absoluta, centipoise.

$\rho$  = densidad del fluido, lb/ft<sup>3</sup>.

$d$  = diámetro del tubo, pulg.

$\Delta P$  = caída de presión por 100 pies, psi.

$f_1$  = factor de fricción inicial.

$f$  = factor de fricción de Darcy.

$h_L$  = pérdidas de cabeza, en ft de fluido

$Re$  = número de Reynolds.

$\epsilon$  = 0.00015 ft. rugosidad efectiva para acero comercial.







d) 30" a 54"  $\phi$  : 10.5Kg/cm<sup>2</sup> a 65.6°C, agua.

- T1A.5 MAQUINADO Y BARRENADO.
- T1A.5.1 Cara realzada (Ck), 150# ANSI, en acero.  
Cara plana (CP), 125# , en hierro fundido.
- T1A.6 JUNTAS.
- T1A.6.1 1 1/2"  $\phi$  y menores : roscadas .  
2"  $\phi$  y mayores : soldables.

Especificación T1B

- T1B.1 CLASE
- T1B.1.1 150# ANSI, cara realzada, acero al carbón.
- T1B.2 SERVICIO
- T1B.2.1 Hidrocarburos líquidos no corrosivos o ligeramente corrosivos, vapores, aceite combustible, gas combustible, gas natural, combustóleo, amoníaco refrigerante (vapor o líquido), solución de álcalis, solución de -aminas, solución de sulfito, solución de fosfatos y aire de proceso.
- T1B.3 TOLERANCIA POR CORROSION : 1.27 mm (0.050")
- T1B.4 LIMITES DE TEMPERATURA Y PRESION
- 7.0Kg/cm<sup>2</sup> a 399°C
- 10.5Kg/cm<sup>2</sup> a 260°C
- 19.4Kg/cm<sup>2</sup> -29°C a 38°C.
- T1B.5 MAQUINADO Y BARRENADO.
- T1B.5.1 Cara realzada (CK), 150# ANSI en acero.

T1B.6 JUNTAS.

105

T1B.6.1 1 1/2"  $\phi$  y menores: de embutir para soldar (socket-weld).

T1B.6.2 2"  $\phi$  y mayores : soldables.

T1B.13 TUBERIA.

T1B.13.1 Tubería de 1 1/2"  $\phi$  y menor: acero al carbón ASTM-A-53, grado B, sin costura, extremos planos.

T1B.13.2 Tubería de 3"  $\phi$  a 16"  $\phi$  : acero al carbon ASTM-A-53, grado B, sin costura, extremos biselados para soldar.

T1B.13.3 Tubería de 18"  $\phi$  a 24"  $\phi$  : acero al carbón ASTM-A-53, grado B, con o sin costura, extremos biselados para soldar. Calcular el espesor de pared para 24"  $\phi$ , con base en un mínimo de 0.250".

T1B.13.4 Tubería de 26"  $\phi$  y mayores : acero al carbón ASTM-A-155, grado C55, clase 2, con una costura longitudinal, extremos biselados para soldar. Calcular el espesor de pared con un mínimo de 0.250".

T1B.13.5 Espesores de tubería:

1 1/2" $\phi$ y menor .....	ced. 80
2" a 6" $\phi$ .....	ced. 40
8" a 12" $\phi$ .....	ced. 30
14" a 20" $\phi$ .....	ced. 10
24" $\phi$ .....	calcular
26" a 36" $\phi$ .....	calcular

Nota:

Calcular el espesor de acuerdo con las condiciones de temperatura y presión y conforme ANSI B31.3.



	H-202 MATERIALES DE TUBERIA 150# R.F. ACERO AL CARBON.	CLASE <b>T1B</b>
Abril 29, 1980. Rev. 7	T.C. = 0.0625"	2 2

Contrato:

Nota # 1 .

Todas las conexiones para termopozos serán de 1" N.P.T. a menos que se indiquen bridas en los Diagramas de Tuberia e Instrumentación. Norma IMP A-EABB-2.311.

HOJA DE ESPECIFICACIONES		MATERIALES DE TUBERIA		CLASIF.	
		800,7 H.F. ACERO AL CARBONO		TIC	
EDICION 29 Abril 1980 Rev. 7		T.C. = 0.05"		HOJA 1 DE 2	
PARTIDA		DIAM.	DESCRIPCION	ESPECIFICACION	CODIGO No.
TUBO	Extremos Planos	3/4" a 2"	Sin costura, Céd. XS.	A106 Gr. B	22
	Extremos Biselados	2 1/2" a 16"	" " " Est.	A53 Gr. B	15
	RIPLES	3/4" a 2"	Sin costura, Céd. 160 (un extremo roscado)	A156 Gr. B	129
VALVULAS BRIDAS	Compuerta (cuña sólida)	3/4" a 2"	600# SW OSGY, BB	A105	264
	Globo (disco libre)	3/4" a 2"	" " " "	Int. 12Cr. A-	354
	Retención vert. (bola)	3/4" a 2"	" " U <sub>6</sub> B.	Asiento o dis-	351
	Retención horiz. (bola)	3/4" a 2"	" " " "	co endureci-	481
	Macho (auto lubricada)	3/4" a 2"	300# SW (Op.c/maneral)	do p/comp. y globo	
				A27 Gr 60-30	674
	Compuerta (cuña sólida)	3" y may.	300# AF, OSGY, BB	A216 Gr. WCB	269/253
	Globo (disco libre)	3" a 14"	" " "	Int. 12Cr. —	359/353
	Retención (columpio)	3" y may.	" " , BC	Asiento o dis-	485/472
				co endureci-	
				do al CuNi p/ comp. y nitró	
BRID	Inserto soldable	3/4" a 2"	300# AF int. p/Céd. XS.	A105	771
	Cuello soldable	2 1/2" a 16"	" " " " Est.	"	772
CONEXIONES	Inserto soldable	3/4" a 2"	3000#	A105	
	Soldables a tope	2 1/2" a 16"	Cédula Estándar	SIN COSTURA A234 Gr. WPB	
	JUNTAS	TODOS	Com. metalica, cinta de a cero inox. 304 y asbesto enrollada en espiral de 1/8" de espesor	ANSI B16.5	2193
	TORNILLERIA	TODOS	Espárragos Tuercas hexagonales	A193 Gr. B7 A194 Gr. 2H	2245
UNIONES	Mantenimiento	" TODOS.	Brida		
	Normal	3/4" a 2" 2 1/2" a 16"	Coples Soldables a tope		
	Presión	3/4"	Nipolet 6000# Inserto Soldable	A105	2161
	Temperatura (Nota # 1)	1"	N.P.T. Norma IHP A-EABB-2, 311		

Ver notas en hoja 2 de 2

N.º 1000 MATERIAL DE TUBERIA	H-302 MATERIALES DE TUBERIA 800# R.P. ACERO AL CARBON	CLASE
29 de Abril 1980 Rev. 7	T. C. = 0,05"	TIC
<p>Nota # 1. Todas las conexiones para termopozos serán de 1" N.P.T., a menos que se indiquen bridas en los Diagramas de Tubería e Instrumentación. Norma IMP A-EAB-2.313.</p>		2

HOJA DE ESPECIFICACIONES		MATERIALES DE TUBERIA		CLASE	
		Cód. de acuerdo a A313E (Servicio para baja temperatura)		G2A	
Especificación 29 Abril, 1980 Rev. G		T. C. = 0.00"		HOJA 1 DE 2	
Limitaciones en temperatura y presión, -300°F - 1400 psig. máx.					
PARTIDA		DIAM.	DESCRIPCION	ESPECIFICACION	CODIGO No.
TUBO	Extremos Planos	2" a 12"	S/c costura, Cód. E05	A312Gr. TP304	40
	Extremos Bicolados	2" a 12"	S/c costura, Cód. E05	A313Gr. TP304	42
	Extremos Bicolados	Nota #1 16" 18" 20" 24"	S/c cost.	A353Gr. 304 Clase 1	42
	"		"E"w" {pared 0.501		45
	"		"E"w" {pared 0.751		46
"	"E"w" {pared 0.805		47		
REFLES		2" a 12"	S/cost. Cód. E05 (un extremo roscado)	A312Gr. TP304	131
VALVULAS	Cuerpo	Cuerpo (doble disco, Notas # 2 y 3)	1440#SW CESY, US, columna de gas 12" mínimo	A182Gr. F316	277
		Cinta (disco tipo macho modificado, Nota # 3)	1440#SW CESY, BS, columna de gas 12" mínimo	Empaque de Teflón.	375
		Retención (columpio)	1440#SW BC, disco renovable		492
	Trampas	Cuerpo (doble disco, Notas # 2, 3 y 4)	600#RF, OSGY, BS, columna de gas 12" mínimo.	A351Gr. CF8M	278
		Cinta (disco tipo macho modificado, Nota # 3 y 4)	600#RF, OSGY, BR, columna de gas 12" mínimo.	Empaque de Teflón.	375
		Retención (columpio)	600#RF, BC, disco renovable		493
BRID	Inserto soldable	2" a 12"	600#RF-Int. p/Cód. E05	A182Gr. F304	769
	Cuello soldable	2" a 12"	600#RF-Int. p/Cód. E05	A182Gr. F304	791
	Cuello soldable	14" a 24"	600#RF-Int. p/Cód. Tubo	A182Gr. F304	792
CONEXIONES	Inserto soldable	2" a 12"	3000#	A182Gr. F304	
	Soldables a tope (Nota # 1)	2" a 24"	Cód. de acuerdo a la - del tubo	A403Gr. WP304	
	JUNTAS	TODOS	Laminética, cinta acero inox. 304 y asbesto, enrollada en espiral - de 1/8" de espesor	Sin costura Fluxitallic "CG" 5 equivalente	2157
TORNILLERIA		TODOS	Emparragos Tuercas hexagonales	A320Gr. B. A194Gr. B	2258
UNIONES	Mantenimiento	TODOS	Brida		
	Normal	2" a 12" 2" a 24"	Coples Soldables a tope		
	Presión	3/4"	Hipolot 3000#		
	Temperatura	1 1/2"	Inserto soldable	A182Gr. F304	2173
COEX. INSTR.	Temperatura	1 1/2"	Borrnq. HRP A1, B14 Boquilla bridaada		
	Ver también en Hoja 2 de 2.				

HOJA DE  
ESPECIFICACIONES

ITEM # 2  
MATERIALES DE TUBERIA  
CON R.P. NORMA HERRINGBLE

CHAGE

G2A

EDICION 29 Abril, 1969 Rev. 0

T.C. = 0.00"

HOJA 2 DE 2

Nota # 1.- La tubería y conexiones soldadas con metal de aporte requieren la prueba de impacto de acuerdo al ANSI B31.3 a una temperatura de -154°C (-250 °F).

Nota # 2.- Un orificio igualador de presiones de 1/8" de Ø, será previsto en uno de los discos, con el fin de tener la misma presión en la cavidad del casquete y el lado de contención del fluido, cuando la válvula esté cerrada. Se deberá colocar una flecha indicadora en el sentido del flujo en la parte exterior de la válvula.

Nota # 3.- Donde se especifique, las válvulas deberán tener casquetes alargados para formar en torno al vástago una columna de gas que va desde la restricción de entrada del vástago al casquete, hasta la parte inferior del empaque del vástago.

Nota # 4.- Las válvulas de compuerta y globo de 10" de Ø y mayores se operarán con engrane.

INDICE DE SERVICIO

SERVICIO	TEMP. MAX. OP. LÍQ. / VAP.	P. MAX. OP. LÍQ. / VAP.	MATERIAL TUBERÍA
<u>CLASE T1A</u> Alimentación agua de enfriamiento. Agua contra incendio.	90°F 90°F	60 psig 170 psig	AC. al C. A-53 Gr B
<u>CLASE T1B</u> Refrigerante R-22 Gas Natural (P)	-40°F 235°F 200°F	17 psig 205 300	AC. al C. A-53 Gr B
<u>CLASE T1C</u> Nitrógeno (N) Desfogue de Media Desfogue de alta	416°F 416°F 416°F	755 psig 275 psig 755 psig	AC. al C. A-53 Gr B
<u>CLASE G2A</u> Gas Natural (P) Nitrógeno (N)	-260°F 200°F 416°F	15 psig 300 755 psig	Acero Inox. A-353 Gr B
<u>CLASE H2X</u> Aire de instrumentos	110°F	90 psig	AC. al C. galvanizado

AGENCIA DE PROYECTO Y CONSTRUCCION  
(SUBAGENCIA DE PROYECTOS)

REV. 1 \_\_\_\_\_  
REV. 2 \_\_\_\_\_  
REV. 3 \_\_\_\_\_

UNIDAD \_\_\_\_\_  
PLANTA C.N.A.  
FECHA \_\_\_\_\_  
PREPARO F. B. L.  
HOJA No. 1 DE 1

ESPECIFICACIONES CAMBIADOR DE CALOR

DESCRIPCION

EQUIPO No. EA-07 NOMBRE DEL EQUIPO ENRIADOR DE GAS NATURAL  
TIPO TUBOS A CORAZO  
TAMAO 35-216 AES

SUP. DE LA UNIDAD 3572.33 ft<sup>2</sup> ENVOLVENTES POR UNIDAD \_\_\_\_\_ SUP. POR ENVOLVENTE \_\_\_\_\_

TRABAJO DE UNA UNIDAD

	LADO DEL ENVOLVENTE	LADO DE LOS TUBOS
FLUIDO CIRCULADO	<u>GAS NATURAL</u>	<u>AGUA</u>
FLUIDO TOTAL ENTRANDO	<u>174,375.0 lb/h</u>	<u>62,366.0 lb/h</u>
NO CONDENSABLES	—	—
FLUIDO VAPORIZADO O CONDENSADO	—	—
VAPOR CONDENSADO	—	—
DENSIDAD ESPECIFICA LIQUIDO	—	—
VISCOSIDAD LIQUIDO	—	<u>1.50 cP @ 110°F</u>
PEO MOLECULAR VAPORES	—	—
CALOR ESPECIFICO LIQUIDOS	—	<u>1.0 BTU/lb-°F</u>
CONDUCTIVIDAD TERMICA	<u>0.050 BTU/h-ft-°F</u>	<u>0.356 BTU/h-ft-°F</u>
CALOR LATENTE VAPORES	—	—
TEMPERATURA DE ENTRADA	<u>192.0 °F</u>	<u>64.0 °F</u>
TEMPERATURA DE SALIDA	<u>129.0 °F</u>	<u>176.0 °F</u>
PRESION DE OPERACION	—	—
NUMERO DE PASOS	<u>2</u>	<u>4</u>
VELOCIDAD	—	—
EAIDA DE PRECION (MAX. PERMISIBLE)	<u>2.0 PSI</u>	<u>10.0 PSI</u>
FACTOR DE ENSUCIAMIENTO	<u>0.001</u>	<u>0.0005</u>
CALOR INTERCAMBIADO	<u>5,332,124.0 BTU/h</u>	<u>26.0 °F</u>
COEFICIENTE IDEAL DE TRANSPERENCIA-SERVICIO	<u>63.52 BTU/h-ft<sup>2</sup>-°F</u>	<u>60.56 BTU/h-ft<sup>2</sup>-°F</u>

CONSTRUCCION

PRECION DE DISEO 300.0 lb/in<sup>2</sup>  
PRECION DE PRUEBA 450.0 lb/in<sup>2</sup>  
TEMPERATURA DE DISEO 142.0 °F

TUBOS No. 1004 D.E. 3/4" SWG 18 LONGITUD 12 ft PASO 2  
ENVOLVENTE D.I. 35" D.E. \_\_\_\_\_ ESPESOR \_\_\_\_\_

TAPA ENVOLVENTE \_\_\_\_\_ TAPA CABEZA FLOTANTE \_\_\_\_\_

CANALIZ (SNETE) \_\_\_\_\_ TAPA CANAL \_\_\_\_\_

ESPEJOS - ESTACIONARIOS \_\_\_\_\_ FLOTANTES \_\_\_\_\_

MAMPARAS - TRANSV. TIPO HORIZONTAL ESPESOR 5/16"

MAMPARAS - LONG. TIPO \_\_\_\_\_ ESPESOR \_\_\_\_\_

SOPORTES DE TUBOS \_\_\_\_\_ ESPESOR \_\_\_\_\_

EMPALMES \_\_\_\_\_

CONEXIONES ENVOLVENTE ENTRADA \_\_\_\_\_ SALIDA \_\_\_\_\_ SERIE \_\_\_\_\_

TUBOS ENTRADA \_\_\_\_\_ SALIDA \_\_\_\_\_ SERIE \_\_\_\_\_

TOLERANCIA CORROSION \_\_\_\_\_ ENVOLVENTE \_\_\_\_\_ TUBOS \_\_\_\_\_

REQUERIMIENTOS DE CODIGO ASME SECC. VIII DIV. 1 CLASE TEMA \_\_\_\_\_

PEO-CADA ENVOLVENTE \_\_\_\_\_ NAZ-TUBULAR \_\_\_\_\_ LLENO DE AGUA \_\_\_\_\_

PINTURA \_\_\_\_\_ PLACA IDENTIF. EA-07

OBSERVACIONES: \_\_\_\_\_

AGENCIA DE PROYECTOS Y CONSTRUCCION  
(SUBDIRECCION DE PROYECTOS)

REV. 1 \_\_\_\_\_ UNIDAD \_\_\_\_\_  
 REV. 2 \_\_\_\_\_ PLANTA: LNB  
 REV. 3 \_\_\_\_\_ FECHA \_\_\_\_\_  
 PREPARO F. A. L.  
 HOJA No. 1 DE 1

ESPECIFICACIONES CAMBIADOR DE CALOR

DESCRIPCION

EQUIPO No. EN-07 NOMBRE DEL EQUIPO ENFRIADOR DE NITROGENO

TIPO TUBOS Y CORAZA

TAMAÑO 33 - 214 PES

SUP. DE LA UNIDAD 2932.7 ENVOLVENTES POR UNIDAD \_\_\_\_\_ SUP. POR ENVOLVENTE \_\_\_\_\_

TRABAJO DE UNA UNIDAD

	LADO DEL ENVOLVENTE	LADO DE LOS TUBOS
FLUIDO CIRCULADO	<u>NITROGENO</u>	<u>AGUA</u>
FLUIDO TOTAL ENTRANDO	<u>248,316.0 lb/h</u>	<u>212,546.0 lb/h</u>
NO CONDENSABLES	---	---
FLUIDO VAPORIZADO O CONDENSADO	---	---
VAPOR CONDENSADO	---	---
DENSIDAD ESPECIFICA LIQUIDO	---	<u>3.936 lb/h.ft<sup>3</sup>-F</u>
VISCOSIDAD LIQUIDO	---	---
PESO MOLECULAR VAPORES	---	<u>1.0 BTU/lb.-F</u>
CALOR ESPECIFICO LIQUIDOS	---	<u>0.956 BTU/h.ft<sup>2</sup>-F</u>
CONDUCTIVIDAD TERMICA	<u>0.026 BTU/h.ft.-F</u>	---
CALOR LATENTE VAPORES	---	---
TEMPERATURA DE ENTRADA	<u>116.0 F</u>	<u>67.0 F</u>
TEMPERATURA DE SALIDA	<u>100.0 F</u>	<u>176.0 F</u>
PRESION DE OPERACION	---	---
NUMERO DE PASOS	<u>1</u>	<u>2</u>
VELOCIDAD	---	---
CAIDA DE PRESION (MAX. PERMISIBLE)	<u>2.0 PSI</u>	<u>10.0 PSI</u>
FACTOR DE ENSUCIAMIENTO	<u>0.001</u>	<u>0.0005</u>
CALOR INTERCAMBIADO	<u>18,554,233.0 BTU/h</u>	<u>82.72 BTU/h.ft<sup>2</sup>-F</u>
COEFICIENTE IDEAL DE TRANSFERENCIA-SERVICIO	<u>80.6 BTU/h.ft<sup>2</sup>-F LIMPIO</u>	<u>103.0 BTU/h.ft<sup>2</sup>-F</u>

CONSTRUCCION

PRESION DE DISEÑO 230.0 lb/in<sup>2</sup>  
 PRESION DE PRUEBA 345.0 lb/in<sup>2</sup>  
 TEMPERATURA DE DISEÑO 166.0 F

TUBOS No. 830 D.E. 3/4" SWG 18 LONGITUD 12 ft PASO 2

ENVOLVENTE D.I. 33" D.E. \_\_\_\_\_ ESPESOR \_\_\_\_\_

TAPA ENVOLVENTE \_\_\_\_\_ TAPA CABEZA FLOTANTE \_\_\_\_\_

CANALIS BORETE) \_\_\_\_\_ TAPA CANAL \_\_\_\_\_

ESPEJOS ESTACIONARIOS \_\_\_\_\_ FLOTANTES \_\_\_\_\_

MANFARAS TRANSV. TIPO HORIZONTAL ESPESOR 5/16"

MANFARAS LONG. TIPO \_\_\_\_\_ ESPESOR \_\_\_\_\_

SOPORTES DE TUBOS \_\_\_\_\_ ESPESOR \_\_\_\_\_

EMPAQUES \_\_\_\_\_

CONEXIONES ENVOLVENTE ENTRADA \_\_\_\_\_ SALIDA \_\_\_\_\_ SERIE \_\_\_\_\_

TUBOS ENTRADA \_\_\_\_\_ SALIDA \_\_\_\_\_ SERIE \_\_\_\_\_

TOLERANCIA CORROSION ENVOLVENTE \_\_\_\_\_ TUBOS \_\_\_\_\_

REQUERIMIENTOS DE CODIGO ASME SECC. VIII DIV. 1 CLASE TEMA \_\_\_\_\_

PESO-CADA ENVOLVENTE \_\_\_\_\_ LLENO DE AGUA \_\_\_\_\_

PINTURA \_\_\_\_\_ PLACA IDENTIF. \_\_\_\_\_

OBSERVACIONES: \_\_\_\_\_

GERENCIA DE PROYECTOS Y CONSTRUCCION  
(SUBSIDIARIA DE PROYECTOS)

REV. 1 \_\_\_\_\_ UNIDAD 10  
REV. 2 \_\_\_\_\_ PLANTA 105  
REV. 3 \_\_\_\_\_ FECHA  
PREPARO F. R. L.  
HOJA No. 1 DE 1

ESPECIFICACIONES CAMBIADOR DE CALOR  
DESCRIPCION

EQUIPO No. EA-05 NOMBRE DEL EQUIPO ENRIADOL DE NITROGENO  
TIPO TUBOS Y CORAZA  
TAMAÑO 58-236 AES  
SUP. DE LA UNIDAD 4155.0 ft<sup>2</sup> ENVOLVENTES POR UNIDAD \_\_\_\_\_ SUP. POR ENVOLVENTE \_\_\_\_\_

TRABAJO DE UNA UNIDAD

	LADO DEL ENVOLVENTE	LADO DE LOS TUBOS
FLUIDO CIRCULADO	NITROGENO	AGUA
FLUIDO TOTAL ENTRANDO	248, 516.0 10/h	171, 516.5 10/h
NO CONDENSABLES	-	-
FLUIDO VAPORIZADO O CONDENSADO	-	-
VAPOR CONDENSADO	-	-
DENSIDAD ESPECIFICA LIQUIDO	-	1.936 10/11 °F
VISCOSIDAD LIQUIDO	-	-
PESO MOLECULAR VAPORES	-	1.0 870/10 °F
CALOR ESPECIFICO LIQUIDOS	-	0.356 870/11-14 °F
CONDUCTIVIDAD TERMICA	0.023 870/h-11 °F	-
CALOR LATENTE VAPORES	-	-
TEMPERATURA DE ENTRADA	355.0 °F	84.0 °F
TEMPERATURA DE SALIDA	100.0 °F	176.0 °F
PRESION DE OPERACION	552.0 14/12	-
NUMERO DE PASES	1	2
VELOCIDAD	-	-
CARGA DE PRESION (MAX. PERMISIBLE)	2.0 PSI	10.0 PSI
FACTOR DE ENRIACIAMIENTO	0.001	0.0005
CALOR INTERCAMBIADO	15,779, 523.0 870/h	6725 °F
COEFICIENTE IDEAL DE TRANSPARENCIA-SERVICIO	56.0 870/h-11 °F LIMPIO	63.0 870/h-11 °F

CONSTRUCCION

PRESION DE DISEÑO 580.0 14/12  
PRESION DE PRUEBA 870.0 14/12  
TEMPERATURA DE DISEÑO 405.0 °F

TUBOS No. 1176 D.E. 3/4" SWG 18 LONGITUD 12 ft PASE 2  
ENVOLVENTE D.E. 39" D.E. \_\_\_\_\_ ESPESOR \_\_\_\_\_  
TAPA ENVOLVENTE \_\_\_\_\_ TAPA CAREZA FLOTANTE \_\_\_\_\_  
CANAL (BONETE) \_\_\_\_\_ TAPA CANAL \_\_\_\_\_  
ESPEJOS - ESTACIONARIOS \_\_\_\_\_ FLOYANTES \_\_\_\_\_  
MAMPARAS - TRANSV. TIPO HORIZONTAL ESPESOR 3/8"  
MAMPARAS - LONG. TIPO \_\_\_\_\_ ESPESOR \_\_\_\_\_  
REPORTES DE TUBOS \_\_\_\_\_ ESPESOR \_\_\_\_\_  
EMPALMES \_\_\_\_\_

CONEXIONES ENVOLVENTE ENTRADA \_\_\_\_\_ SALIDA \_\_\_\_\_ SERIE \_\_\_\_\_  
TUBOS ENTRADA \_\_\_\_\_ SALIDA \_\_\_\_\_ SERIE \_\_\_\_\_  
TOLERANCIA CORROSION ENVOLVENTE \_\_\_\_\_ TUBOS \_\_\_\_\_  
REQUERIMIENTOS DE CODIGO ASME SECC VII DIV. 1 CLASE TEMA \_\_\_\_\_  
PESO CADA ENVOLVENTE \_\_\_\_\_ MAX. TUBULAR \_\_\_\_\_ LLENO DE AGUA \_\_\_\_\_  
PINTURA \_\_\_\_\_ PLACA IDENTIF. \_\_\_\_\_

OBSERVACIONES:

AGENCIA DE PROYECTOS Y CONSTRUCCION  
(SUBAGENCIA DE PROYECTOS)

REV. 1 \_\_\_\_\_ UNIDAD \_\_\_\_\_  
 REV. 2 \_\_\_\_\_ PLANTA LNS  
 REV. 3 \_\_\_\_\_ FECHA \_\_\_\_\_  
 PREPARO F.A.L.  
 HOJA No. 1 DE 4

ESPECIFICACIONES CAMBIADOR DE CALOR

DESCRIPCION

EQUIPO No. ER-06 A/B NOMBRE DEL EQUIPO ENFRIADOR DE NITROGENO  
 TIPO TUBOS Y CARERA  
 TAMAÑO 35-2LG AES  
 CUP. DE LA UNIDAD 2522.3 ft<sup>3</sup> ENVOLVENTES POR UNIDAD SUP. POR ENVOLVENTE

TRABAJO DE UNA UNIDAD

	LADO DEL ENVOLVENTE	LADO DE LOS TUBOS
FLUIDO CIRCULADO	NITROGENO	AGUA
FLUIDO TOTAL ENTRANDO	248,516.0 lb/h	55,603.0 lb/h
NO CONDENSABLES	-	-
FLUIDO VAPORIZADO O CONDENSADO	-	-
VAPOR CONDENSADO	-	-
DENSIDAD ESPECIFICA LIQUIDO	-	1.936 BTU/lb-ft
VISCOSIDAD LIQUIDO	-	-
PELO MOLECULAR VAPORES	-	-
CALOR ESPECIFICO LIQUIDOS	-	-
CONDUCTIVIDAD TERMICA	0.022 BTU/lb-ft-°F	0.356 BTU/lb-ft-°F
CALOR LATENTE VAPORES	-	-
TEMPERATURA DE ENTRADA	163.0 °F	80.0 °F
TEMPERATURA DE SALIDA	66.0 °F	150.0 °F
PRESION DE OPERACION	755.0 lb/in <sup>2</sup>	-
NUMERO DE PASOS	1	2
VELOCIDAD	-	-
CAIDA DE PRESION (MAX. PERMISIBLE)	2.0 PSI.	10.0 PSI.
FACTOR DE ENSUCIAMIENTO	0.001	0.0005
CALOR INTERCAMBIADO	5,115,453.3 BTU/h	LMTD 12.0
COEFICIENTE IDEAL DE TRANSFERENCIA-SERVICIO	16.0 BTU/h-ft <sup>2</sup> -°F LIMPIO	54.0 BTU/h-ft <sup>2</sup> -°F

CONSTRUCCION

PRESION DE DISEÑO	760.0 lb/in <sup>2</sup>		
PRESION DE PRUEBA	1170.0 lb/in <sup>2</sup>		
TEMPERATURA DE DISEÑO	218.0 °F		
TUBOS	No. 1206 D.E. 3/4" RBW 18 LONGITUD 12 ft PASO 2		
ENVOLVENTE	D.I. 39" D.E.	ESPESOR	
TAPA ENVOLVENTE		TAPA GAREZA FLOTANTE	
CANAL (BONETE)		TAPA CANAL	
ESPEJOS- ESTACIONARIOS		FLOTANTES	
MAMPARAS- TRANSV.	TIPO HORIZONTAL	ESPESOR 3/8"	
MAMPARAS- LONG.	TIPO	ESPESOR	
SOPORTES DE TUBOS		ESPESOR	
EMPAQUES			
CONEXIONES ENVOLVENTE	ENTRADA	BALIDA	SERIE
TUBOS	ENTRADA	BALIDA	SERIE
TOXICIDAD CORROSION	ENVOLVENTE		TUBOS
REQUERIMIENTOS DE CODIGO	ASME SECC. VIII DIV. 1	CLASE TEMA	
PESO-CADA ENVOLVENTE		HAZ-TUBULAR	LLENO DE AGUA
PINTURA	0		PLACA IDENTIF.

OBSERVACIONES:

BENEFICIA DE PROTECTOS Y CONSTRUCCION  
(SUSCRIPTENCIA DE PROTECTOS)

REV. 1 \_\_\_\_\_  
REV. 2 \_\_\_\_\_  
REV. 3 \_\_\_\_\_

UNIDAD NO. \_\_\_\_\_  
PLANTA LNS  
FECHA \_\_\_\_\_  
PREPARO F.R.L.  
HOJA No. 1 DE 1

ESPECIFICACIONES CAMBIADOR DE CALOR

DESCRIPCION

EQUIPO No. EA-03 NOMBRE DEL EQUIPO ENFRIADOR DE REFRIGERANTE R-22

TIPO TUBO H CORRA

TAMAÑO 21-216 AES

SUE. DE LA UNIDAD 10670 ft<sup>2</sup> ENVOLVENTES POR UNIDAD \_\_\_\_\_ SUP. POR ENVOLVENTE \_\_\_\_\_

TRABAJO DE UNA UNIDAD

	LADO DEL ENVOLVENTE	LADO DE LOS TUBOS
FLUIDO CIRCULADO	REFRIGERANTE R-22	AGUA
FLUIDO TOTAL ENTRANDO	22,385.0 lb/h	33,586.0 lb/h
NO CONDENSABLES	—	—
FLUIDO VAPORIZADO O CONDENSADO	—	—
VAPOR CONDENSADO	—	—
DENSIDAD ESPECIFICA LIQUIDO	—	—
VISCOSIDAD LIQUIDO	—	—
PESO MOLECULAR VAPORES	86.0 lb/lb mol	—
CALOR ESPECIFICO LIQUIDOS	—	1.0 BTU/lb-°F
CONDUCTIVIDAD TERMICA	0.0055 BTU/h-ft-°F	0.356 BTU/h-ft-°F
CALOR LATENTE VAPORES	—	—
TEMPERATURA DE ENTRADA	233.0 °F	60.0 °F
TEMPERATURA DE SALIDA	90.0 °F	130.0 °F
PRESION DE OPERACION	205.0 lb/in <sup>2</sup>	—
NUMERO DE PASOS	1	2
VELOCIDAD	—	10.0 PSI
CAIDA DE PRESION (MAX. PERMISIBLE)	2.0 PSI	0.0005
FACTOR DE ENSUCIAMIENTO	—	—
CALOR INTERCAMBIADO	1,675,332.0 BTU/h	LMTD 40.50 °F
COEFICIENTE IDEAL DE TRANSFERENCIA-SERVICIO	38.0 BTU/h-ft <sup>2</sup>	LIMPIO 46.0 BTU/h-ft <sup>2</sup>

CONSTRUCCION

PRESION DE DISEÑO	230.0 lb/in <sup>2</sup>		
PRESION DE PRUEBA	345.0 lb/in <sup>2</sup>		
TEMPERATURA DE DISEÑO	185.0 °F		
TUBOS	No. 302	O.E. 3/4"	NBS 18
ENVOLVENTE	D.I. 21 1/2"	D.E.	LONGITUD 12 ft PASO 2
TAPA ENVOLVENTE			ESPESOR
CANAL(S) SOMETE)			TAPA CABEZA FLOTANTE
ESPEJOS - ESTACIONARIOS			TAPA CANAL
MAMPARAS - TRANSV.		TIPO	FLOTANTES
MAMPARAS - LONG.		TIPO	ESPEJOR
SOPORTES DE TUBOS			ESPESOR
EMPAQUES			
CONEXIONES ENVOLVENTE	ENTRADA	SALIDA	SERIE
TUBOS	ENTRADA	SALIDA	SERIE
TOLERANCIA CORROSION	ENVOLVENTE		TUBOS
REQUERIMIENTOS DE CODIGO	ASME SECC. VIII DIV. 1	CLASE TEMA	
PESO-CADA ENVOLVENTE		MAZ-TUBULAR	LLENADO DE AGUA
PINTURA	6		PLACA IDENTIF.
OBSERVACIONES:			

AGENCIA DE PROYECTOS Y CONSTRUCCION  
(SUBAGENCIA DE PROYECTOS)

REV. 1 \_\_\_\_\_ UNIDAD 1  
REV. 2 \_\_\_\_\_ PLANTA 2 NG  
REV. 3 \_\_\_\_\_ FECHA  
PREPARO F. P. L.  
HOJA No. 1 DE 1

ESPECIFICACIONES CAMBIADOR DE CALOR

DESCRIPCION

EQUIPO No. EA-08 NOMBRE DEL EQUIPO CALENTADOR DE REFRIGERANTE R-22  
TIPO 10-216  
TAMAÑO 10-216 AED  
SUP. DE LA UNIDAD 215.5 ft<sup>2</sup> ENVOLVENTES POR UNIDAD SUP. POR ENVOLVENTE

TRABAJO DE UNA UNIDAD

	LADO DEL ENVOLVENTE		LADO DE LOS TUBOS	
	REFRIGERANTE R-22	WATER	WATER	REFRIGERANTE R-22
FLUIDO CIRCULADO				
FLUIDO TOTAL ENTRAIDO	72 385.0 10/h		946.18 14/h	
NO CONDENSABLES	-		-	
FLUIDO VAPORIZADO O CONDENSADO	-		-	
VAPOR CONDENSADO	-		-	
DENSIDAD ESPECIFICA LIQUIDO				
VISCOSIDAD LIQUIDO				
PESO MOLECULAR VAPORES	86.0 14/16 mol			
CALOR ESPECIFICO LIQUIDOS				
CONDUCTIVIDAD TERMICA	0.055 BTU/h-ft <sup>2</sup> -F			
CALOR LATENTE VAPORES				
TEMPERATURA DE ENTRADA	-40.0 °F		228.0 °F	
TEMPERATURA DE SALIDA	50.0 °F		228.0 °F	
PRESION DE OPERACION	57.0 14/12		73.5 14/12	
NUMERO DE PASOS	1		2	
VELOCIDAD				
CAIDA DE PRESION (MAX. PERMISIBLE)	2.0 PSI			
FACTOR DE ENCUANAMIENTO				
CALOR INTERCAMBIADO				
COEFICIENTE IDEAL DE TRANSFERENCIA-SERVICIO	87.0 14/12		322.84 14/12	

CONSTRUCCION

PRESION DE DISEÑO	42.0 14/12			
PRESION DE PRUEBA	63.0 14/12			
TEMPERATURA DE DISEÑO	60.0 °F			

TUBOS	No.	D. E.	SWG	LONGITUD	PASO
ENVOLVENTE	D. I.	30"	D. E.	ESPESOR	
TAPA ENVOLVENTE				TAPA CABEZA FLOTANTE	
CANALIZACIONES				TAPA CANAL	
ESPEJOS ESTACIONARIOS				FLOTANTES	
MAMPARAS TRANSV.	TIPO	HORIZONTAL		ESPESOR	3/16"
MAMPARAS LONG.	TIPO			ESPESOR	
SOPORTES DE TUBOS				ESPESOR	
EMPAQUES					

CONEXIONES ENVOLVENTE	ENTRADA	SALIDA	SERIE
TUBOS	ENTRADA	SALIDA	SERIE

TOLERANCIA CORROSION ENVOLVENTE TUBOS

REQUERIMIENTOS DE CODIGO ASME SECC. VIII DIV. 1 CLASE TEMA TUBOS

PESO CADA ENVOLVENTE MAX-TUBULAR LLENO DE AGUA

PINTURA 8 PLACA IDENTIF.

OBSERVACIONES:

PA. 12101 Y CONSTRUCTOIN  
INDUSTRIAL DE PRODUCTOS

REV 2 \_\_\_\_\_

PLANT  
FECHA 30/SEPT/85

REV.3 \_\_\_\_\_

PREPARO P.R.L.

HOJA No. 1 DE 1

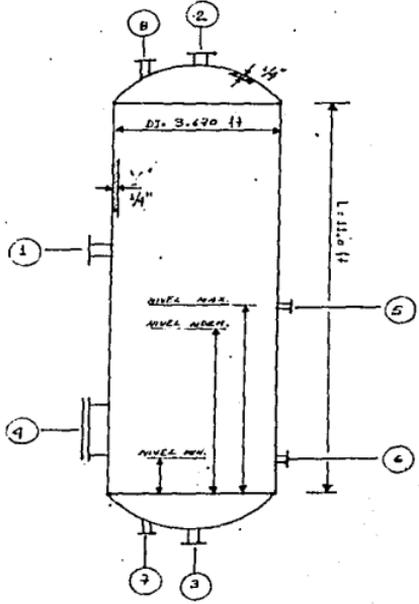
ESPECIFICACIONES RECIPIENTES

NOMBRE DEL EQUIPO SEPARADOR LIQUIDO - VAPOR DE REFRIGERANTE R-22  
EQUIPO No. FA-01

UNIDADES REQUERIDA		L	
1	MAXIMA 10.0 °F	DE OPERACION	31.7 psia
2	MINIMA -50.0 °F	DE DISEÑO	150 psia
3	DE OPERACION -100 °F	DE PRUEBA	180 psia
4	DE DISEÑO		PUENTE VALV. DE SEGURIDAD
		CONTENIDO REFRIGERANTE R-22	
		CAPACIDAD 116.4 ft <sup>3</sup>	EFICIENCIA SOLDADURAS 85%
		CODIGO NAME SECC. VII DIV. L	

5	SERVICIO	SEPARACION LIQUIDO - VAPOR
6	DENSIDAD ESPECIFICA	1.16
7	PESO RECIPIENTE VACIO	
8	PESO RECIPIENTE LLENO	
9	VOLUMEN NORMAL DE LIQUIDO	
10	ESPESOR PLACA DEL CUERPO	1/4"
11	ESPESOR PLACA DE TAPAS	1/2"
12	RELEVAR REFUERZO	SI
13	INSPECCION RADIOSNAPICA	SI 85%
14	TIPO DE TAPAS	ELLIPTICAS
15	PLATAFORMAS, SOPORTES	
16	ALZAMIENTO	0.1
17	SERVICIO INTERNO	
18	DIAMETRO D.I./D.C.	0.388
19	ALTURA CILINDRICA	11.0 ft
20	LONGITUD DE TAPAS	
21	ALTURA TOTAL	
22	CORDONEN PERMISIBLE	0.125"
23	CUERPO Y TAPAS	SA-516 A.C.
24	ESTRUCTURA METAL	
25	TORNILLERIA EXTERNA	A 193 6x 3/4"
26	TORNILLERIA INTERNA	A 193 6x 1/2"
27	EMPAQUES	SEMIMETALICO ANK. 204 3/4" CAPAS
28	JUNTAS	SEMIANILAS
29	RECUBRIMIENTO	PRIMARIO RPS-24
30	PINTURA	

CONEXIONES	MATERIALES		DISEÑO Y CONSTRUCCION		SERVICIO	
	MARCA	CANT.	DIAM.	TIPU	LIBRAJE	SERVICIO
	1	1	4"	W.N.	300	ALIMENTACION
	2	1	10"	W.N.	150	SALIDA DE VAPOR
	3	1	6"	W.N.	150	SALIDA DE LIQUIDO
	4	1	2 1/2"	W.N.	150	VALV. DE MANTEN
	5	1	1"	W.N.	150	INDIC. DE NIVEL
	6	1	1"	W.N.	150	INDIC. DE NIVEL
	7	1	3/4"	W.N.	150	DREN
	8	1		W.N.	150	VALV. DE SEG.



**ESPECIFICACIONES RECIPIENTES**

NOMBRE DEL EQUIPO SEPARADOR LIQUIDO - VAPOR DE GAS NATURAL

EQUIPO No. FA - 02

UNIDADES REQUERIDAS 1

1	TEMP.	MAXIMA	DE OPERACION <u>29.3 PSIA</u>	CONTENIDO <u>GAS ANTRAC</u>	EFICIENCIA SOLDADURAS
2		MINIMA <u>-260.0 °F</u>	DE DISEÑO <u>150 4 1/2"</u>	CAPACIDAD <u>15.5 T13</u>	<u>100 %</u>
3		DE OPERACION <u>-260.0 °F</u>	DE PRUEBA <u>100 1 1/2"</u>	CODIGO <u>ASME SECC. VIII DIV. 1</u>	
4		DE DISEÑO	AJUSTE VALV. DE SEGURIDAD		

5 SERVICIO SEPARADOR LIQUIDO - VAPOR

6 DENSIDAD ESPECIFICA

7 PESO RECIPIENTE VACIO

8 PESO RECIPIENTE LLENO

9 VOLUMEN NORMAL DE LIQUIDO

10 ESPESOR PLACA DEL CUERPO 1/8"

11 ESPESOR PLACA DE TAPAS 1/8"

12 RELEVAR ESFUERZOS SI

13 INSPECCION RADIOGRAFICA SI 100 %

14 TIPO DE TAPAS ELIPTICAS

15 PLATAFORMAS, SOPORTES

16 AISLAMIENTO SI

17 SERVICIO INTERNO

18 DIAMETRO O.I./D.R. 0.992

19 ALTURA CILINDRICA 7.74 ft

20 LONGITUD DE PATAS

21 ALTURA TOTAL

22 CORROSION PERMISIBLE 0.0"

23 CUENPO Y TAPAS SA - 353 G 2

24 ESTRUCTURA INTERNA

25 TORNILLERIA EXTERNA A - 320 G 88

26 TORNILLERIA INTERNA A - 320 G 88

27 EMPAQUES FIBRAITIC LG, 1/8" ESPESOR

28 JUNTAS

29 RECUBRIMIENTO PAINTADO G.P. - 2\*

30 PINTURA

31

32

33

34

35

36

37

38

39

40

41

42

43

44

45

46

47

48

49

50

51

52

53

54

55

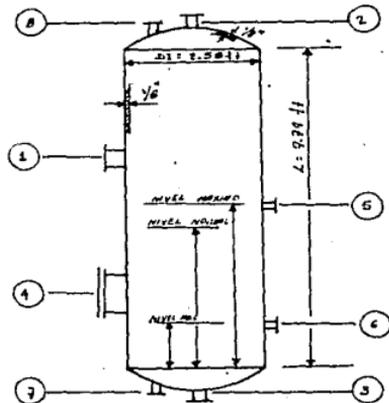
56

57

58

59

60



CONEXIONES

MARCA	CANI	D.I.A.M	TIPO	LIBRAGE	SERVICIO
1	1	8"	N.N.	300	ALIMENTACION
2	1	6"	N.N.	150	SALIDA DE VAPOR
3	1	6"	N.N.	150	SALIDA DE LIQUIDO
4	1	2 1/2"	N.N.	100	NEG. DE NIVEL
5	1	1"	N.N.	150	INDIC. DE NIVEL
6	1	1"	N.N.	150	INDIC. DE NIVEL
7	1	1/2"	N.N.	150	DREN
8	1		N.N.	150	VALV. DE SEG.

**Conclusiones.**

El diseño de un sistema para licuar el gas natural en alta mar, se ha llevado a cabo dentro de los alcances -- establecidos en el anteproyecto.

Los procesos analizados desde el punto de vista de -- características de ventajas y desventajas, se han hecho tomando en cuenta los proyectos realizados en la actualidad en Norteamérica y Países Nórdicos.

En el tipo de plataforma seleccionada, es conveniente investigar los aspectos de evaluación económica de construcción para determinar los resultados de factibilidad de este proyecto.

En el país ya se ha trabajado con plataformas similares a la seleccionada, en zonas de perforación de pozos petroleros localizados en la Sonda de Campeche, por lo que ya se tiene experiencia y conocimientos en el control de plataformas semi-sumergibles, en aguas con rango de 30 a 150 mts. de tirante marino con sus respectivos movimientos de oleaje.

El desarrollo de la ingeniería básica y de detalle, no presenta problema, ya que en México se cuenta con organismos de suficiente nivel de tecnología que pueden realizar este proyecto, como lo es el Instituto Mexicano del Petróleo.

Con el inicio de este proyecto, se busca crear un impulso al desarrollo de esta tecnología en el país, ya que las perspectivas a largo plazo se visualizan bastante favorables, -- considerando que México cuenta con grandes reservas de hidrocarburos para muchos años, abasteciendo tanto su consumo -- interno, así como para desarrollar grandes proyectos para -- exportación de gas natural licuado (LNG).

## CAPITULO 8

## Bibliografía.

- 1.- "Applied thermodynamics Properties"  
B. Sterling  
Gulf Publishing Co.
- 2.- "Applied Design Process for Chemical and Petrochemical Plants"  
B. Ludwig  
Gulf Publishing Co.
- 3.- "A Barge-Mounted Gas Liquefaction and Storage Plant"  
Chemical Engineering Progress
- 4.- "Rigs Derrick Barge Installs New Platform"  
The oil and gas journal, January 1970.
- 5.- "Calculo de Balances de Materia y energía"  
D.J. Henley and L.M. Rosen
- 6.- "Cayo Arcas Pemex New Offshore Oil Port"  
Conacyt, August 1982.
- 7.- "Ekofisk Starts Production Worldwide Survey of Platform Rigs"  
Offshore, July 1971.
- 8.- "Fire Protection for LNG Plants"  
Hydrocarbon Processing, sept. 1971.
- 9.- "Heat Transfer Characteristics of Belowground LNG Storage"  
ChP, June 1967.
- 10.- "Ingeniería de Proyectos para Plantas de Proceso"  
F.H. Kase and K.H. Barrow
- 11.- "Información Científica y Tecnológica"  
Conacyt, Julio 1979.
- 12.- "Low Temperature"  
ChP, Nov. 1963
- 13.- "Licuefacción de gas natural en alta mar"  
Thyssen  
Expo-Técnica Alemana, Méx. 1981.

- 14.- "LNG Terminal Design"  
Hydrocarbon Processing, nov. 1973.
- 15.- "Plataformas Marinas en la Banda de Campeche"  
Pémex , 1983.
- 16.- "Procesos de Transferencia de Calor"  
D.Q. Kern
- 17.- "Refrigeration Systems for Low Temperatures Process"  
Chemical Eng. , July 1982.
- 18.- "Selection Materials for Process Piping"  
Chem. Eng. , nov. 1960.
- 19.- "Status of LNG Technology"  
CLP , June 1967.
- 20.- "Trouble Free LNG"  
CLP , nov. 1975.
- 21.- "Tecnología del gas natural licuado"  
IMP ,
- 22.- "Thermo Data Refined for LNG"  
Hydrocarbon Processing , May 1972.