

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA

INCORPORADA A LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA ELECTRICA



6^o Gen.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

DISEÑO DE LAS INSTALACIONES PARA EL APROVECHAMIENTO
DEL GAS EN UN CAMPO PETROLERO

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
P R E S E N T A
MARIO R. GARCIA RODRIGUEZ
GUADALAJARA, JALISCO. 1986



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.

I N D I C E

	Página
INTRODUCCION	1
RESUMEN	3
CAPITULO I	
"ANTECEDENTES GEOGRAFICOS".....	5
Localización Geográfica	5
Descubrimiento del Campo	5
Climatología	6
Comunicaciones	6
CAPITULO II	
"PRODUCCION Y ESPECIFICACIONES DEL FLUIDO (GAS)"....	8
Producción actual y Programa al futuro	9
Variaciones en la relación Gas-Aceite; pronósticos de producción y tipos de fluidos	12
Dispositivos para el manejo primario del Gas	17
CAPITULO III	
"ALTERNATIVAS DE PRODUCCION".....	20
Formas en que se presenta esta producción	21
Alternativas a considerar	23
Selección de alternativas	25

CAPITULO IV

"SELECCION Y CALCULO DEL EQUIPO".....	29
Equipo de separación, rectificación y enfriamiento.	30
Cálculo y selección del equipo de separación :	
a) Separadores	33
b) Selección de la válvula de seguridad para los - separadores	44
c) Cálculo y selección del colector general de gas en la descarga de separadores	48
Cálculo y selección del equipo de rectificación pri maria	52
Cálculo y selección del equipo de enfriamiento	58
Cálculo y selección del equipo de rectificación se cundaria	67

CAPITULO V

"SELECCION Y CALCULO PARA CONDUCCION EN LINEAS".....	73
Requerimiento para transporte por líneas de conduc ción :	
a) Cálculo de la placa de orificio para medir la - producción general de gas en la batería	74
b) Selección de la válvula de contrapresión de la producción general de gas	90
Cálculo y selección de tubería, Gasoducto	93

CAPITULO VI

"ANALISIS DE COSTOS".....	100
Costos	101
CONCLUSIONES	111
BIBLIOGRAFIA	116
FORMULAS, TABLAS Y GRAFICAS	118

" I N T R O D U C C I O N "

A medida que una demanda en el consumo de gas crece, se hace necesario el empleo y activación de nuevos trabajos en el campo exploratorio de desarrollo y explotación, para lo cual se requiere la superación de técnicas empleadas para obtener mejores resultados.

Antes de que un producto elaborado esté adecuado para su consumo, se requiere que haya pasado por diferentes etapas en su obtención y proceso. Una de estas etapas es el objeto del presente estudio.

La producción en el campo, se incrementa a medida que ésta lo requiere por medio de nuevas instalaciones y explotación de nuevos pozos perforados.

Precisamente para la explotación del campo es para lo que se hace necesario cuantificar la producción del mismo y de los pozos que lo integran.

La manera más apropiada de hacerlo es por medio de pruebas de producción, con las cuales, además de determinar la capacidad de producción de éstos, es posible seguir su comportamiento durante su vida de explotación, normar la máxima recuperación y finalmente fijar la conveniencia de

continuar su explotación.

En el pasado, los medios para determinar la capacidad de producción de un pozo y la cualificación de ese producto eran escasos y los resultados dudosos, pero a medida que se hace necesario lo expedito de los medios, se modifican los sistemas, se avanza en el ramo Tecnológico y se crean nuevos métodos de análisis.

Actualmente en el campo se utilizan pruebas a pozos de gas y aceite y además se han modificado los métodos de cálculo en la obtención de capacidad de producción en un pozo con el fin de tener medidas lo más representativas posibles.

Mediante esta nueva Tecnología se efectúan pruebas de productividad a los pozos de gas y aceite en una forma breve, económica y eficiente.

" R E S U M E N "

Tomando en cuenta el creciente incremento de la re -
gión Petrolera localizada en la Zona Sureste, se hace neces
rio ponderar la importancia de las pruebas de productividad
en pozos petrolíferos, y los elementos secundarios y equipos
de los que se hace uso para llevarlas a cabo.

Se describen los separadores, rectificadores, enfria
dores, tuberías, válvulas, etc., la medición que se hace del
gas y posteriormente se entra de lleno al estudio del equipo
con que se cuenta para efectuar eficientemente el trabajo re
querido; se toma en cuenta su eficiencia para así lograr la
mayor producción con el máximo de economía.

C A P I T U L O I

" ANTECEDENTES GEOGRAFICOS "

" LOCALIZACION GEOGRAFICA "

En base a los estudios realizados por Petróleos Mexicanos, se determinó el Area Cárdenas (que en esta Tesis se utilizará como el campo petrolífero modelo) como Zona Petrolera.

Se encuentra ubicado en el Municipio de Cárdenas, Estado de Tabasco, a 58.142 Km. al Oeste de la ciudad de Villahermosa, Tabasco, y en las coordenadas X=77,764.67 M, Y=20,198.14 M.

" DESCUBRIMIENTO DEL CAMPO "

El pozo con el cual se descubrió el campo fue el "Cárdenas 101" que se terminó de perforar el 19 de Marzo de 1980, a una profundidad de 5,355 Mts., resultando productor de Aceite y Gas.

Su estructura es de tipo anticlinal, ligeramente alargado y orientado de Noroeste a Sureste. Esta estructura fue detectada por trabajos de Sismología de Reflexión y cuenta con una superficie aproximada de 60 Km².

" CLIMATOLOGIA "

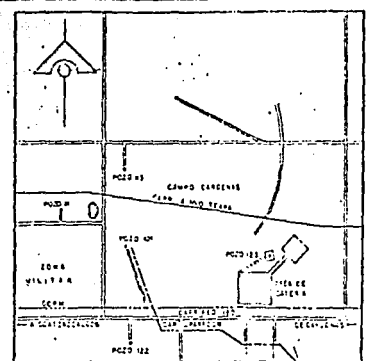
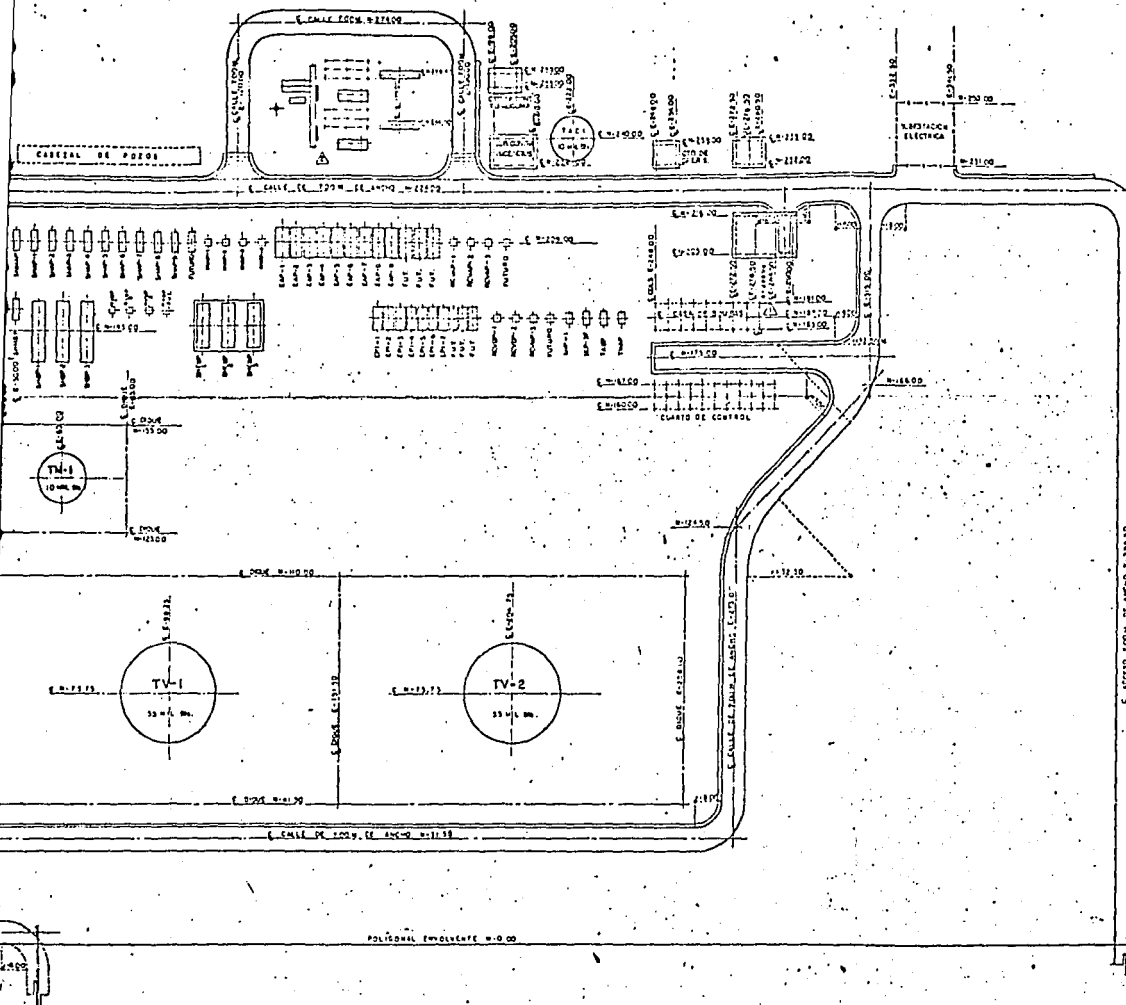
El clima que se presenta en el Campo es de tipo Tropical Húmedo, caluroso, con presentación de lluvias en la -- época de verano. La temperatura media promedio es de 26.6°C; la temperatura máxima promedio es de 37.5°C; y la mínima promedio es de 16.8°C.

Existe una precipitación pluvial de 2,150 mm. promedio anual, lo que equivale a alrededor de 120 días de lluvia al año (llueve el 30% del año).

La evaporación registrada por efectos de la humedad y el calor es mayor a los 3,000 mm. anuales.

" COMUNICACIONES "

Se llega al campo mediante la carretera pavimentada VILLAHERMOSA-COATZACOALCOS, y por esta misma, a la altura -- del Km. 55 por un acceso a un camino de terracería con una -- longitud de 60 Km.



CROQUIS DE LOCALIZACION

INTEGRACION	
S.P.C.	

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA	
LOCALIZACION GENERAL	
TESIS PROFESIONAL	MARIO R. GARCIA RODRIGUEZ
ESC. 1: 750	PLANO No. 013

C A P I T U L O I I

" PRODUCCION Y ESPECIFICACIONES DEL FLUIDO (GAS) "

" PRODUCCION ACTUAL Y PROGRAMA AL FUTURO "

La producción con que se cuenta actualmente ha ido -
ascendiendo de acuerdo a las etapas de perforación de pozos,
ya que en un principio el campo cuenta con cierta capacidad
de producción y de acuerdo al número de nuevos pozos que se
le integran, la capacidad de producción aumenta.

En diciembre del 82, se contaba con una producción -
promedio diaria de 20,895 BPD de aceite y 37 MMPCD de gas. -
Actualmente se cuenta con 13 pozos en explotación (104, 109,
111-A, 112, 121, 124, 132, 141, 142, 144, 161-A, 162, 182)*
y su producción acumulada, al 31 de Marzo del 85, fue de ---
84,500 BPD de aceite y 139,100 MMPCD de gas.

En ese tiempo se encontraba 1 pozo de reparación ---
(122) y 6 en etapa de perforación (101-B, 103, 105, 107, ---
114-A, 115).

(*) - A los pozos se les clasifican números para su reconocimiento.

BPD: Barriles por Día.

MMPCD: Miles de Miles de Piés Cúbicos Diarios.

De acuerdo al programa de aumento de producción se siguió con la perforación y explotación de nuevos pozos en el transcurso del año 1983.

En este año la situación del campo fue la siguiente:

POZOS EN PRODUCCION:	7
POZOS EN TERMINACION:	5
POZOS EN PERFORACION:	4
POZOS FUTUROS A PERFORAR:	6

El volumen total manejado en este campo entre la mitad y finales de 1983 era de 32,162 BPD de aceite y 54 MMPCD de gas.

Esto era en promedio de producción por pozo explotado de 4,595 BPD de aceite y 7.7 MMPCD de gas.

Tomando en consideración este promedio y los pozos programados para su terminación en el año de 1983 y principios del año 1984, se tenía una producción de 57,500 BPD de aceite y 95 MMPCD de gas.

A mediados del año 1984, se contaba con una mayor producción y explotación de pozos que muestran los datos siguientes:

(Pasa a la página 11)

POZOS EN PRODUCCION:	9
POZOS EN TERMINACION:	3
POZOS EN PERFORACION:	5
POZOS IMPRODUCTIVOS:	1

En base a esto la producción del campo aumentó a --- 58,163 BPD de aceite y 97 MMPCD de gas; sacando con esto un promedio de producción por pozo de 6,463 BPD de aceite y 10.7 MMPCD de gas.

La producción en este campo ha ido en aumento gracias a que la explotación y perforación de los pozos ha mantenido una estabilidad de acuerdo a los cálculos de Petróleos Mexicanos.

En base a estos cálculos, se logró que la producción para este campo aumentara de manera que se produjeran a finales de 1984, 67,000 BPD de aceite y 116 MMPCD de gas.

Considerando este promedio se aumentará a 100,000 -- BPD de aceite y 168 MMPCD de gas la producción total programada para este campo que será entre mediados y finales de -- 1985.

" VARIACIONES EN LA RELACION GAS-ACEITE;
PRONOSTICOS DE PRODUCCION Y TIPOS DE FLUIDOS. "

Los hidrocarburos gas y aceite, se localizan a altas presiones en los yacimientos subterráneos; y bajo estas presiones, se encuentran mezclados en un estado líquido.

Sobre el yacimiento en la superficie, se encuentran las instalaciones superficiales las cuales operan a una presión menor. Al abrirse paso hacia estas instalaciones a través de la tubería que lo conducirá, el gas, el único comprimible de los dos elementos, tenderá a subir hacia la superficie, arrastrando consigo una buena cantidad de aceite.

En las pruebas iniciales de producción del pozo, se determina esta relación gas-aceite; piedra fundamental para los números con que se calculará y seleccionará el equipo de proceso. Además de esta relación gas-aceite, se necesitan otros factores tales como el tamaño del yacimiento, el largo, ancho y espesor, así como el número total de pozos a perforar.

Una vez conocida esta información, existe una Dependencia de Petróleos Mexicanos llamada Ingeniería de Yacimientos, la cual con estos datos estará en condiciones de proporcionar el porcentaje en que variará la relación Gas-Aceite -

(Cantidad de Gas y cantidad de Aceite) en las extracciones - que se hagan del yacimiento, y junto con este dato el período o tiempo de explotación. Todo este conjunto de datos se conocen comunmente como pronósticos de producción.

A continuación se presentan datos de acuerdo al tipo de yacimientos que se localizan en la Zona Sureste de México y que se utilizarán para la realización de la presente tesis.

Los pozos producen aceite del cretácico inferior y - del Kimmeridgiano, a la vez se produce una asociación de --- aceite ligero y gas.

Se tiene calculada aproximadamente una producción en la relación Gas-Aceite, de:

MAYOR PRODUCTOR	MENOR PRODUCTOR
1,841 MT ³ ACEITE	63 MT ³ ACEITE
583,597 MT ³ GAS	20,412 MT ³ GAS

Existe en los yacimientos un porcentaje de agua casi nulo que no se toma en consideración.

Se considera en la relación Gas-Aceite un Número Adimensional que se utiliza para el cálculo de equipo. En este caso la relación Gas-Aceite es de 300 esto es $300 \text{ MTS}^3 / \text{MTS}^3$, de la relación, 1 MT³ de aceite por 300 MTS³ de gas.

Un complemento para esta información es el desarrollo del análisis de los hidrocarburos en cuestión para conocer el tipo de fluidos con los que se está tratando.

En los últimos yacimientos Petroleros en los cuales incluiremos el campo tema de esta Tesis, es caso cotidiano el tratar con Hidrocarburos contaminados con ácido Sulfhídrico (Amargos); para lo cual especialmente en el caso del gas y los condensados, por ser en estos más alta su concentración ácida, se hace indispensable un tratamiento especial (Plantas Endulzadoras de Gas y Condensados) para eliminar este elemento altamente tóxico y corrosivo.

Es necesario entonces, en nuestra selección de Equipo de Trabajo, considerar un factor de seguridad extra por corrosión.

Debido a la gran experiencia adquirida por Pemex en este renglón, la práctica común consiste en añadir 100 milésimas de pulgada más de espesor de pared, en todos los elementos de acero del circuito de proceso.

El Acero a utilizar se recomienda sea de terminado suave, como el que se tiene dentro de la clasificación ASTM-A-53* Grado B para Tuberías.

(*) - American Standard for Testing Materials.

Es un Acero suave, ya que una de las características del ácido Sulfhídrico es el de atacar a los aceros con una dureza mayor de 190 grados Brinell, con un fenómeno denominado corrosión y cuya representación física son agrietamientos microscópicos del material, por donde, a las presiones que se operan, se ocasionan escapes del fluido, y que con el tiempo va erosionando el material a un grado en que las grietas al hacerse mayores causan situaciones de elevada peligrosidad.

Por último, otra consideración sumamente importante es la temperatura.

Los yacimientos Petroleros de nuestro campo se localizan a profundidades que varían entre los 5,070 MTS. y 5,500 MTS.

Por lo que la temperatura en esas condiciones de presión y profundidad es sumamente elevada. Tanto, que en las instalaciones que se encuentran en la superficie está calculado que se trabaja con fluidos a temperaturas que varían de los 55°C a los 80°C.

Para nuestro cálculo de las instalaciones será necesario recordar el efecto de dilatación que la temperatura -- causa en los cuerpos, especialmente en las líneas de conducción.

La presión de fondo estática de los pozos varía de la manera siguiente:

610 KG/CM²

MAXIMA

366 KG/CM²

MINIMA

Este diferencial de presión es considerado como la energía del Pozo.

Las temperaturas en el pozo serán por lo general mayores a los 100°C.

En el Aceite, las concentraciones de ácido sulfhídrico son muchísimo menores y la temperatura es la misma; por lo que las consideraciones para este fluido serán las mismas que para el gas.

Es un aceite catalogado como aceite negro ligero, cuya densidad se encuentra en los 32.4°API* por lo que su manejo se puede hacer perfectamente y sin problemas, con equipo comunmente fabricado sin ninguna consideración especial.

* NOTA: En algunos Pozos la calidad del Hidrocarburo ha alcanzado los 38°A.P.I. (Excelente Calidad).

A.P.I. : American Petroleum Institut. (Medida Internacional para medir la calidad de un Hidrocarburo (GRADOS).

" DISPOSITIVOS PARA EL MANEJO PRIMARIO DEL GAS "

El gas y el aceite se encuentran mezclados en el subsuelo y sujetos a elevadas presiones.

Al tener en la superficie una instalación operando a una presión menor, el gas, único compresible de los dos fluidos, tenderá a circular hacia el lado de menor presión, arrastrando consigo el aceite.

Por lo tanto, una vez en la superficie, el primer paso consistirá en separar el gas del aceite y enviar cada uno a su proceso específico.

Esta operación se lleva a cabo en los recipientes cilíndricos que trabajan a presión llamados separadores donde el gas natural en estado gaseoso, y el aceite en estado líquido, por efecto de la gravedad se separan, fluyendo el aceite (más pesado) por la parte inferior del recipiente y el gas (más ligero) por la parte superior del mismo. Ambos, por salidas estratégicamente colocadas con ese propósito.

Una vez que la separación se ha realizado, el gas y el aceite tomarán direcciones diferentes en tuberías separadas conectadas a las salidas de los separadores.

El gas (fluido de nuestro interés) es transportado -

por la tubería a la siguiente fase que será la rectificación primaria. Estas vasijas o recipientes cilíndricos tendrán una entrada y una salida por las cuales el gas circulará.

Estos rectificadores se encargarán de eliminar impurezas sólidas como basuras, arenas, etc., y una pequeña cantidad de líquidos que arrastra consigo el gas en forma de rocío. Esta fase tiene el objetivo principal de enviar el gas libre de impurezas a enfriamiento, el cual circula a través de haces de tubos aletados con un diámetro muy reducido de 1 pulgada promedio los cuales fácilmente se tapanían con cualquier impureza de un tamaño semejante.

Una vez que el gas pasó el proceso de rectificación denominado primario el gas será conducido a enfriamiento.

Este proceso se conseguirá a base de tubos cambiadores de calor Gas/Aire, esto es, que circulará gas en el interior y aire en el exterior.

El gas circula por tubos aletados en su exterior; un ventilador fuerza el aire a través del haz de tubos de tal forma que disipa el calor y enfría el gas que circula en el interior, disminuyendo así el calor del gas, en un diferencial de temperatura de 35°C promedio, dependiendo éste de la temperatura ambiente.

Una vez que el gas ha decrecido en su temperatura --

éste será trasladado a una fase final la cual se denomina --
rectificación secundaria.

Esta fase es de una importancia igual a las anteriores. El Gas circula por una boquilla u orificio de entrada a una vasija cilíndrica (RECTIFICADOR). Una vez que el Gas se encuentra circulando dentro del rectificador, éste tendrá por objetivo recuperar del gas ya enfriado, los líquidos que se obtuvieron por condensación, al enfriarse el gas en los -
cambiadores de calor.

Estos condensados son prácticamente gasolinas naturales que son enviadas para su proceso a plantas especiales.

Ahora, el gas aquí obtenido prácticamente sin líquido, es desalojado por una boquilla de salida y enviado por -
tuberías a su siguiente paso de proceso.

Cada una de las fases mencionadas, paso a paso son -
una pequeña descripción del proceso general por el cual debe
rá pasar el gas para que éste y todos los derivados obteni-
dos a lo largo de este primer proceso, sean utilizados con -
un máximo de aprovechamiento en un segundo proceso que se de
terminará dependiendo del fluido con el cual se trabaja.

C A P I T U L O I I I

" A L T E R N A T I V A S D E P R O D U C C I O N "

" FORMAS EN QUE SE PRESENTARA ESTA PRODUCCION "

Con base en los resultados de las pruebas efectuadas al primer pozo perforado en el campo modelo, la información así obtenida referente a la producción de gas y aceite puede tomarse como promedio en los cálculos de volúmenes a futuro, considerando el número de pozos a perforar.

Los Departamentos de Ingeniería de Yacimientos y Geología, nos determinan con base en sus estudios especializados del subsuelo, las dimensiones del yacimiento por explotar.

A partir de esta información deduciremos las cantidades parciales de gas y aceite que se obtendrán en forma paulatina, de acuerdo a los programas de perforación.

Determinaremos también el pronóstico, con un elevado grado de certeza, de los volúmenes finales a manejar.

Estas cifras de producción parcial y total de cada uno de los fluidos a manejar, gas y líquidos, junto con la información obtenida en las primeras muestras de su composición Química y sus propiedades físicas serán fundamentales para una adecuada selección del equipo a utilizar y de la formulación de alternativas a considerar.

De acuerdo a estos estudios, la composición Química determinante lo es el contenido de ácido sulfúrico, por sus características tóxicas y corrosivas aún en los metales.

La propiedad física importante es la temperatura de los fluidos estando una vez en la superficie, ya que en múltiples ocasiones, la elevada temperatura, muy fuera en exceso, de los rangos normales de operación (TEMPERATURA AMBIENTE PROMEDIO DE 27°C), ha causado que los oleoductos sufran dilataciones tan grandes que traen como consecuencia final un aplastamiento y roturas de tubería con la consabida y económicamente onerosa pérdida debida a la fuga del Hidrocarburo.

Así, con los últimos datos obtenidos se logra la siguiente tabla:

- 1) TIPOS DE FLUIDOS
- 2) COMPOSICION QUINICA
- 3) PROPIEDADES FISICAS

Que será base fundamental para nuestros siguientes pasos en este estudio.

" ALTERNATIVAS A CONSIDERAR "

De acuerdo a lo que se formula en este Capítulo, las alternativas que se nos presentan a considerar son del orden técnico y del orden económico.

Las alternativas de orden técnico serán definidas sobre las bases de la información de las características Físicas y Químicas de los fluidos a manejar.

Tipos de fluidos: Aceite y Gas.

El petróleo obtenido es aceite negro con un grado -- API de 32 (DE LA MEJOR CALIDAD), con una cantidad práctica - mente despreciable de sales y con muy bajo contenido de azufre.

El gas, es una composición de Hidrocarburos con una cantidad de Etano, Propano y Butano como para dar alimentación a plantas de Petroquímica básica. Una cantidad preocu pante de ácido sulfúrico (H_2S) y un pequeño arrastre de con densados ligeros (líquidos en forma de rocío).

Ambos Hidrocarburos se obtienen a presiones originales mayores de $100KG/CN^2$ ó $1,450 LBS/PLG^2$ en el fondo del - pozo (4,800 Mts. de profundidad)*, que en la superficie se

(*) - NOTA: Presión y profundidad son datos generales de un pozo en la Zona Sureste.

podrá regular de ese valor hacia abajo. Y por último la temperatura de ellos en la superficie es de 65°C promedio.

El alto contenido de ácido sulfúrico tiene una nefasta y peligrosa acción corrosiva que se denota en experiencias en todo el mundo por un ataque denominado corrosión, el cual ocurre sobre todo en los aceros cuya dureza excede de 190° BRINELL*; y que se representa físicamente en microscópicas roturas que, bajo presión, ceden y permiten la fuga del hidrocarburo contenido. Estas roturas, que sin estar sujetas a presión alguna sólo pueden ser detectadas por sistemas especiales como aceites penetrantes o ultrasonido.

Las alternativas económicas se refieren a la instalación de compresores de gas en el campo, o en su caso a la utilización de las instalaciones cercanas construídas con anterioridad para el mismo fin en una cercanía de 20.0 Km. del campo modelo; y siguiendo a todo esto una inversión global, en un solo esfuerzo, o bien, ejerciendo ese presupuesto en forma paulatina.

(*) - BRINELL: Medida utilizada para medir la dureza de los metales (GRADOS).

" SELECCION DE ALTERNATIVAS "

Esta selección se hará en base a los dos factores de terminantes, el aspecto técnico y el aspecto económico.

En el aspecto técnico, la decisión más efectiva será la siguiente:

El primer paso del proceso del gas será separarlo -- del aceite. Una vez separado se enviará por medio de su propia energía y en un circuito especial (TUBERIA) a enfriamiento.

El tipo de enfriamiento recomendado, es el de hacerlo circular por Haces de Tubos Aletados, y circular con un ventilador aire fresco a través de esos tubos para disipar el calor, haciendo que éste se transfiera al aire que circula, y de esa forma disminuir la temperatura original del gas.

Como al bajar su temperatura algunos Hidrocarburos Gaseosos se licúan y se precipitan, será necesario instalar antes y sobre todo después del enfriamiento, sistemas a base de recipientes que nos permitan efectuar una separación y recuperar los líquidos condensados, para integrarlos a otro -- circuito de manejo específico de líquidos.

El gas, ya prácticamente sin líquidos, es enviado a

su siguiente paso, circulando por un sistema de medición, regulación y control.

Este sistema se puede aplicar al gas en dos diferentes medidas de presión que dependerá según la misma a la que la mayoría de pozos trabajen que serán:

- 1) ALTA PRESION
- 2) BAJA PRESION

1) A ALTA PRESION, que será esto cerca de los 80 KG/CM² para que el gas así obtenido fluya por su propia energía hasta el lugar donde se llevará a cabo el segundo paso de su proceso; este lugar será el Complejo Petroquímico donde se le extraerá el Acido Sulfúrico.

Este Complejo Petroquímico se encontrará a una distancia de 34.5 KM del lugar de donde será extraído el gas, por lo que será necesario transportarlo por tubería, y como el Complejo opera a una presión de 70 KG/CM² se tendrá que diseñar una tubería que tenga una caída de presión menor de 10 KG/CM², pero esto es materia aparte.

Unicamente se hace mención de las necesidades que se requieren en cada paso; nuestra misión concluye al entregar el gas en la estación de compresión.

2) A BAJA PRESION: El gas se obtendrá a presiones abajo de las 150 LB/PLG² y será necesario recomprimirlo a presiones mayores de 70 KG/CM² para así poder enviarlo al Complejo Petroquímico.

Para recomprimirlo se requiere de una estación de -- compresión nueva o en nuestro caso un Gasoducto que lo envíe a la estación más próxima que se encuentra a 20 KM de distancia.

En el aspecto económico nos encontramos con la necesidad de construir un ducto de 20 KM. que significa un costo de alrededor de 1,450 Millones de Pesos* y la utilización de una instalación existente o en su caso la ampliación de ésta misma para un mejor aprovechamiento de la infraestructura con que se cuenta.

La construcción de una nueva Estación de Compresoras representa una erogación de aproximadamente 1,600 Millones de Pesos*. En base a esta diferencia en costos, se optó por investigar si la Estación de Compresoras más cercana tendría la capacidad de transportar la producción total de nuestra batería hasta el Complejo Petroquímico. Petroleos Mexicanos fa - cilitó los datos e indicó que la capacidad de esta Estación - era mucho mayor de la necesaria ya que había sido diseñada de esta manera con el propósito de que en un futuro el manejo del Volumen de Producción sería superior al actual por el descu -

(*) - Valor calculado para 1985 por Petróleos Mexicanos.

brimiento de nuevos yacimientos y la construcción de más baterías, y así la Estación estaría preparada para manejar este nuevo Volúmen.

Por lo anterior, la alternativa a tomar será la construcción de un ducto para transportar el gas de baja presión a la Estación de Compresoras que como se mencionó se encuentra a 20 KM. de distancia.

Con respecto a la inversión, ésta será regida por los programas de producción; estos programas determinan el ritmo en que se llevará a cabo la perforación y la extracción de los Hidrocarburos. Hago mención de que estos programas están sujetos a las disposiciones de Petróleos Mexicanos; esto se debe a que los cálculos de Producción tienen un margen ya que el comportamiento y producción de los pozos está calculado en base a experiencias anteriores, pero como en todo existen los impredecibles.

Como mencionaba, este ritmo será paulatino por lo que la construcción de instalaciones será igualmente por etapas, distribuyendo el costo total de la obra en erogaciones parciales debidamente programadas, que permitirá distribuir el gasto en un período más largo.

C A P I T U L O I V

" SELECCION Y CALCULO DEL EQUIPO "

" EQUIPO DE SEPARACION, RECTIFICACION Y ENFRIAMIENTO "

Físicamente los separadores son recipientes cerrados provistos de una entrada y salida del fluido de peso molecular más bajo y generalmente de dos salidas para drenar el fluido separado del peso molecular más alto, (UNO MANUAL Y EL OTRO AUTOMATICO). Además, tiene salidas para válvulas de seguridad o de alivio, control de nivel óptico así como instalaciones para manómetros y termómetros.

Su función es separar gases y líquidos de una mezcla dada, son fabricados con lámina de acero al carbón soldadas, conteniendo en el interior una serie de dispositivos como mamparas o baffles y otros para efectuar una separación lo más eficiente entre dos o tres fases.

Por teoría, la separación Gas-Líquido obedece a los principios básicos siguientes:

- 1) La separación es el proceso mediante el cual es separado un líquido de un gas, debido al choque súbito de la corriente del fluido sobre una mampara.
- 2) La expansión que se efectúa depende de la naturaleza de los fluidos a separar y de la relación que existe entre los dos.

- 3) Si la mezcla se somete a movimiento centrífugo, aumenta - la eficiencia de separación, sobre todo cuando el contenido de la fase líquida es considerable.

De acuerdo a las condiciones de trabajo, los separadores deberán tener las siguientes secciones:

- I) Sección de separación primaria. (Esta sección es útil para eliminar rápidamente baches lentos de líquido y -- grandes gotas de líquido de la corriente de gas para -- permitir reducir al mínimo la turbulencia), aquí en esta sección se efectúa la separación al chocar la corriente gaseosa-líquida con la mampara deflectora.
- II) Permite recibir y depositar los líquidos separados; esta sección está diseñada de manera que impida que el líquido separado no sea perturbado por la corriente de gas.
- III) Separación Secundaria.- Esta sección permite eliminar pequeñas partículas de gotas de líquido; el principio - es el asentamiento por gravedad de la corriente de gas.
- IV) Sección de extracción de neblina.- Su diseño permite - eliminar gotas de líquido pequeñas que no pueden ser -- asentadas por gravedad, (COLADERA).

" EQUIPO DE RECTIFICACION "

Los rectificadores de gas son recipientes diseñados para ser usados en sistemas de gas húmedo, para separar líquidos del gas, preparándolo para la compresión o procesamiento.

Su operación y tipos son idénticos a los separadores pues sólo varían en capacidad de manejo de gas-aceite, dando como consecuencia mayor tamaño de las boquillas de entrada de la corriente, salida de gas y salida de líquidos.

" S E P A R A D O R E S "

- A) Cálculo y Selección de separadores horizontales.
- B) Cálculo y Selección de separadores verticales.

DESARROLLO :

- 1) Conversión de la densidad del aceite a condiciones de tan que a densidad del aceite a condiciones de separación --- (Presión de Separadores).
- 2) Obtención del factor de corrección del gas por efectos de presión y temperatura de separación.
- 3) Determinación del tamaño del separador una vez calculado el efecto "G" que es una relación entre el volumen de gas a manejar y el factor de corrección del gas por efectos - de presión y temperatura.

Nuestra Batería trabajará con los siguientes volúmenes:

VOLUMEN DE ACEITE:	100,000	BLS/DIA
RELACION GAS-ACEITE:	300	M^3/M^3
VOLUMEN DE GAS:	168	MMPCD
DENSIDAD DEL GAS (δG)	0.78	(AIRE=1)
DENSIDAD DEL ACEITE (δo)	0.89	
PRESION DE SEPARACION	100	LBS/PLG ²

TEMPERATURA DE SEPARACION 60°C=140°F

En nuestro caso, puesto que el volumen de aceite y gas es bastante grande para manejarse con un separador, se puede lograr esto calculando el número de vasijas que se quiere tener.

A) Cálculo y selección de separadores horizontales.

Número de separadores deseados: 5 *
 Volumen de aceite: 100,000 BPD TOTAL

$$\frac{100,000 \text{ BLS/DIA}}{5} = 20,000 \text{ BPD/SEPARADOR}$$

Volumen de gas: 168 MMPCD TOTAL

$$\frac{168 \text{ MMPCD}}{5} = 33 * \quad 34 \text{ MMPCD/SEPARADOR}$$

AHORA:

- a) Se transforma la gravedad específica del aceite en tanque, a gravedad específica a la presión de separación usando la gráfica N° 8.1 gravedad específica a condiciones de tanque = 0.893 gravedad específica a condiciones de separación = 0.875 a 100 LBS/PLG².
- b) El factor de corrección del gas se determina entrando a la tabla N° 8.1 con los siguientes datos:

(*) - El número de separadores deseados se calcula con respecto a sus dimensiones, capacidad, y de acuerdo al Area que se tiene destinada -- para éstos en la Batería.

PRESION DE SEPARACION	100 LBS/PLG ²
TEMPERATURA DE SEPARACION	140°F
GRAVEDAD ESPECIFICA DEL GAS	0.78
GRAVEDAD ESPECIFICA DEL ACEITE	
A CONDICIONES DE SEPARACION.	0.875

Factor de corrección tomando 0.8 como densidad del gas, y 0.85 la densidad del aceite a 140°F = 0.6544.

El Factor de corrección tomando 0.8 la densidad del gas, y 0.90 la densidad del aceite a 140°F = 0.6771.

Interpolando, el Factor de Corrección será = 0.6657

Tenemos entonces:

$$1 \text{ FACTOR } G = \frac{\text{VOL. DEL GAS EN MMPCD}}{\text{FACTOR DE CORRECCION}} = \frac{34}{0.6657} = 51.07$$

Con el Factor G y de la tabla 8.2 para selección de separadores horizontales buscando en la columna de la presión máxima de separación de la vasija, esto es sobre 125 LBS/PLG², obtenemos las dimensiones de 72' x 15' con un factor de 48.7 inferior al calculado; el inmediato superior es de 57.2 que corresponde a un separador de 72" x 20' cuya capacidad de manejo de líquidos es de 39,000 BLS/DIA o sea superior a la de 20,000 BLS/DIA que es la mínima requerida. En cuanto a la capacidad de manejo de Gas también satisface nuestras necesidades ya que maneja 38 MMPCD.

Por lo tanto se requerirá de 5 separadores de 72" x 20' para el manejo de la producción.

B) Cálculo y selección de separadores verticales.

Con el mismo Factor "G" y entrando a la tabla 8.3 de separadores verticales tenemos que el valor de "G" más próximo a 51.07 es el que corresponde a 46.3 que equivale a un separador de 72" X 20' pero se desconoce si llena el requisito para manejar nuestra producción de gas.

En este caso se procede en forma inversa.

Con el Factor "G" de la tabla determinamos el volumen de gas que realmente maneja la vasija:

$$G = 46.3$$

$$\text{Factor de corrección} = 0.6657$$

De ecuación 1 tenemos que:

$$G = \frac{\text{VOL. DE GAS MMPCD}}{\text{FACTOR DE CORRECCION}}$$

DESPEJANDO EL VOLUMEN DE GAS EN MMPCD TENEMOS:

$$\text{Vol. de Gas MMPCD} = 0.6657 (46.3) = 30.8$$

Con este valor y partiendo de que el volumen de gas total es de 168 MMPCD tenemos:

Nº de Separadores Verticales de: 72" X 20' = $\frac{168}{30.8} = 5.45 = 6$, en lo que respecta al volumen de aceite también llena los requisitos ya que maneja 28,800 BLS/DIA y nosotros manejaremos sólo 17,000.

Según Petróleos Mexicanos es recomendable debido a los programas de mantenimiento que se cuente con una unidad más y así en un momento dado se deje fuera de operación una de las unidades.

Por lo tanto, para nuestra batería estaremos en opción de seleccionar:

5 Separadores Horizontales de 72" X 20' (1 RELEVO).

o

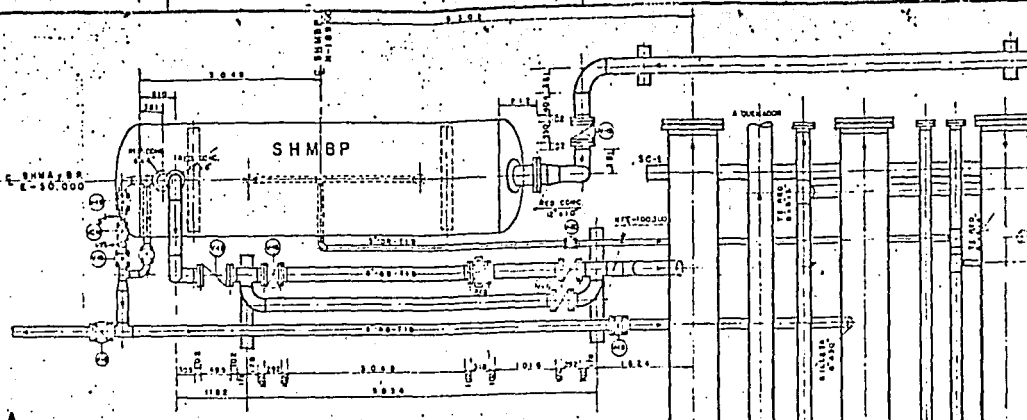
6 Separadores Verticales de 72" X 20' (1 RELEVO).

La selección definitiva recaerá en el aspecto económico.

LISTA DE VALVULAS

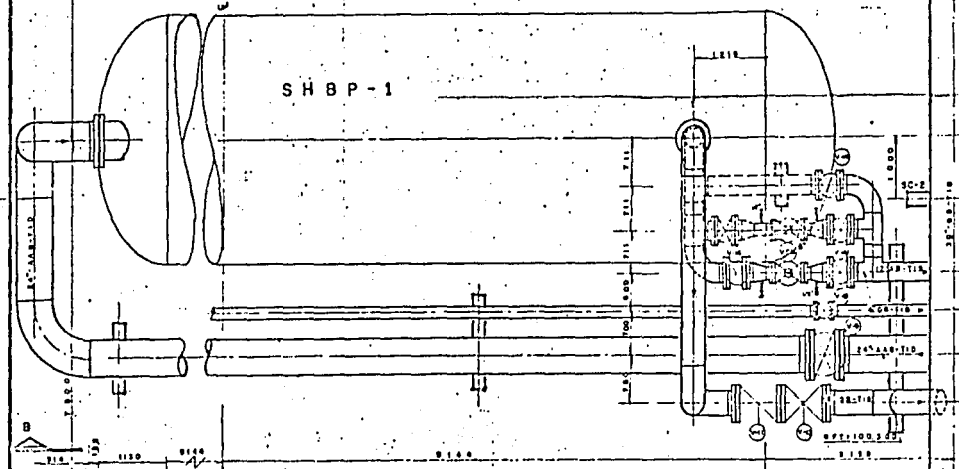
- (1-1) VALV. MACHO 1 1/2" 1500 P.P.
- (1-2) VALV. RETEN 1 1/2" 1500 P.P.
- (1-3) VALV. COMP. 1 1/2" 1500 P.P.
- (1-4) VALV. MACHO 2" 1500 P.P.
- (1-5) VALV. RETEN 2" 1500 P.P.
- (1-6) VALV. COMP. 2" 1500 P.P.
- (1-7) VALV. MACHO 3" 1500 P.P.
- (1-8) VALV. RETEN 3" 1500 P.P.
- (1-9) VALV. COMP. 3" 1500 P.P.
- (1-10) VALV. MACHO 4" 1500 P.P.
- (1-11) VALV. RETEN 4" 1500 P.P.
- (1-12) VALV. COMP. 4" 1500 P.P.
- (1-13) VALV. MACHO 5" 1500 P.P.
- (1-14) VALV. RETEN 5" 1500 P.P.
- (1-15) VALV. COMP. 5" 1500 P.P.
- (1-16) VALV. MACHO 6" 1500 P.P.
- (1-17) VALV. RETEN 6" 1500 P.P.
- (1-18) VALV. COMP. 6" 1500 P.P.
- (1-19) VALV. MACHO 8" 1500 P.P.
- (1-20) VALV. RETEN 8" 1500 P.P.
- (1-21) VALV. COMP. 8" 1500 P.P.
- (1-22) VALV. MACHO 10" 1500 P.P.
- (1-23) VALV. RETEN 10" 1500 P.P.
- (1-24) VALV. COMP. 10" 1500 P.P.
- (1-25) VALV. MACHO 12" 1500 P.P.
- (1-26) VALV. RETEN 12" 1500 P.P.
- (1-27) VALV. COMP. 12" 1500 P.P.
- (1-28) VALV. MACHO 14" 1500 P.P.
- (1-29) VALV. RETEN 14" 1500 P.P.
- (1-30) VALV. COMP. 14" 1500 P.P.

PERA CONTINUACION DE
ESTE LINEA VER PLANO
TU-700

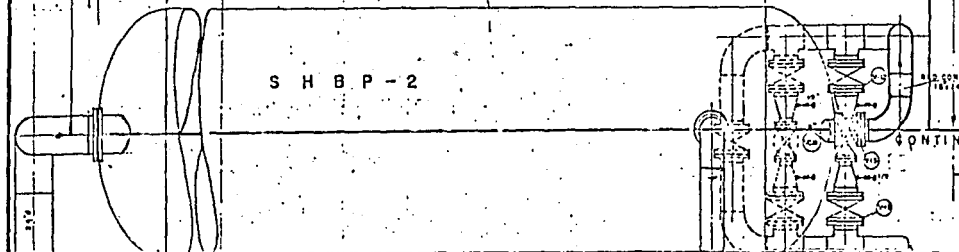


1/4 PLANO TU-700

SHBP-1

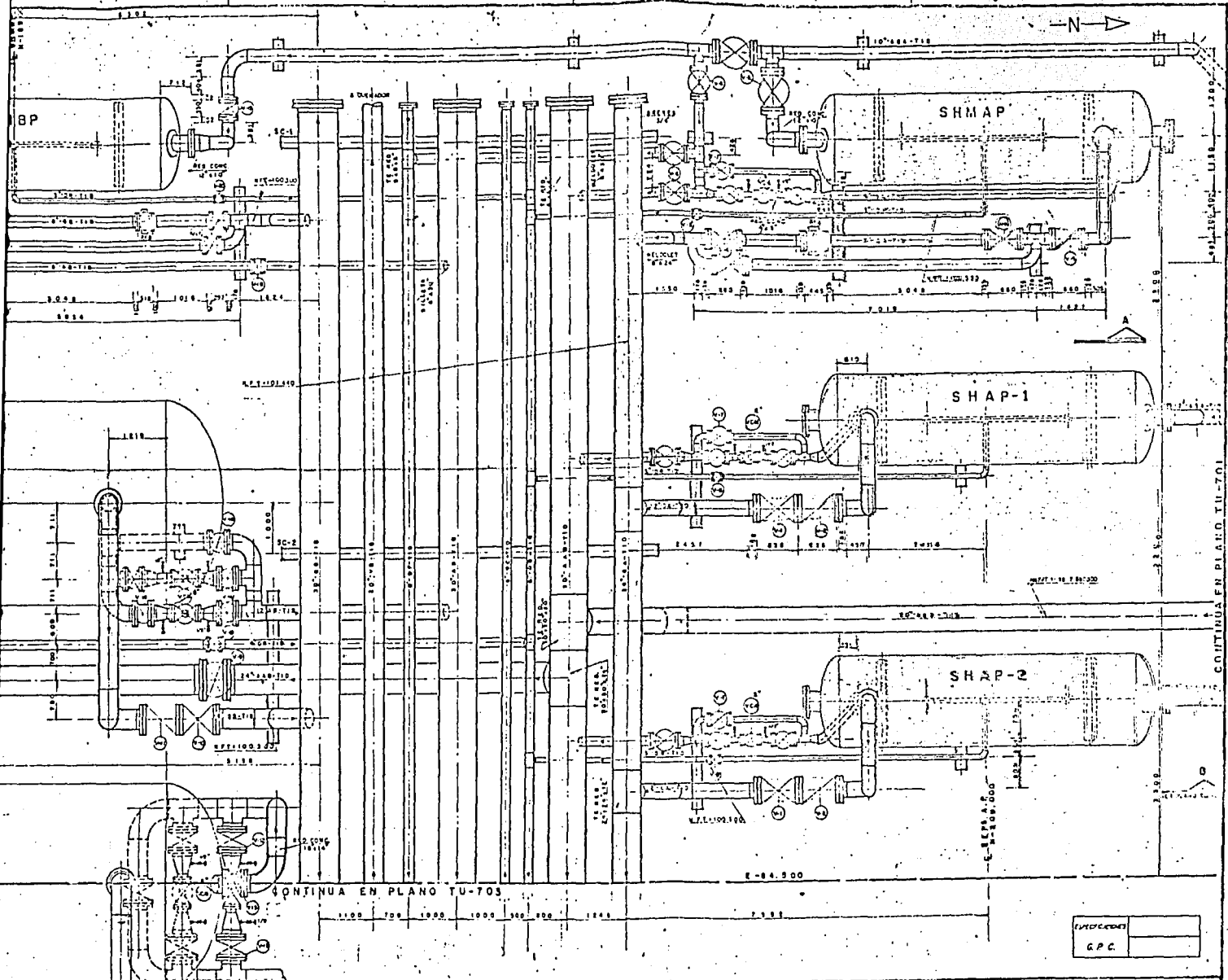


SHBP-2



CONTINUA EN PLANO TU-703

1100 700 1000 1000 500 000



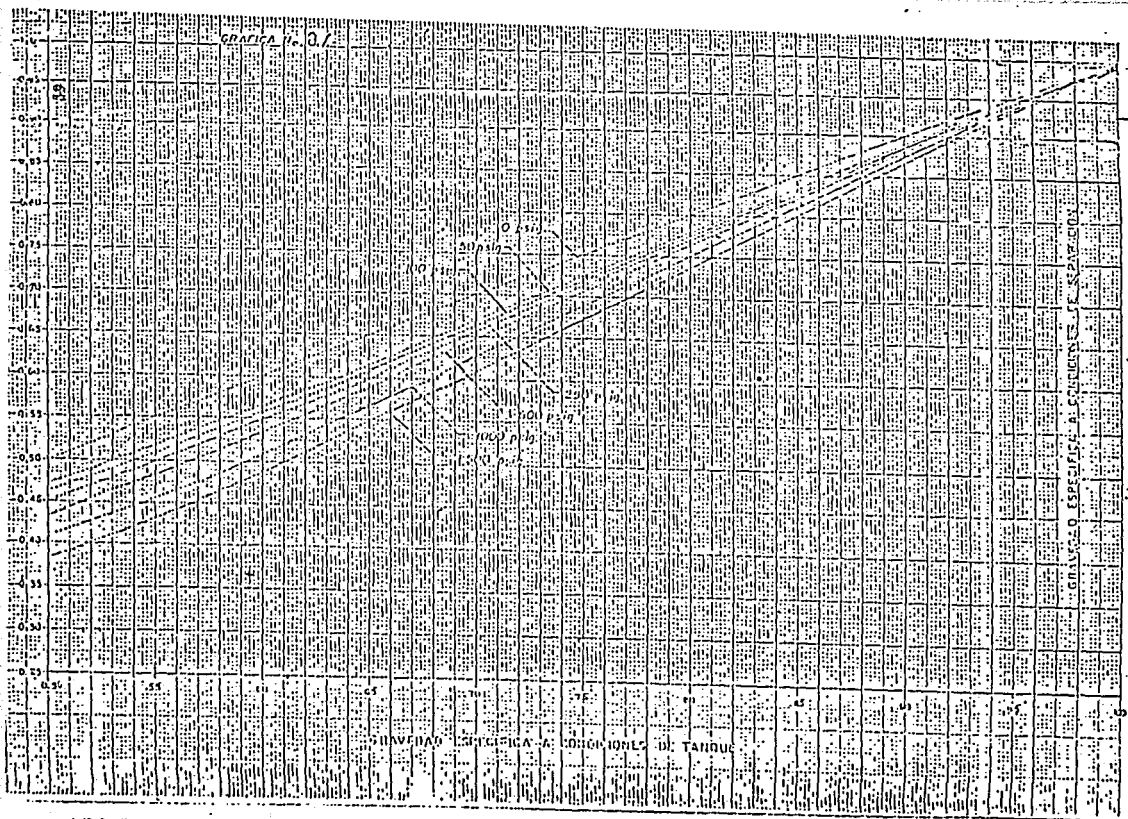
UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA
SEPARADORES HORIZONTALES A.Y.B. PRESION
planta de tuberia

TESIS PROFESIONAL MARIO R. GARCIA RODRIGUEZ

ESC. I: 40

PLANO No. 003

GRÁFICA No. 37



INVESTIGACIONES AERONAUTICAS DE TAHQUE

GRÁFICO ESPECIAL DE CONSTRUCCION DE SECCIONES

TABLE No. 8. FACTOR DE CORRECCION DEL (divido en el p/da obtenen "G")
 TEMPERATURA DE SEPARACION

PRESION DE SEPARACION	CONCENTRACION DEL ACEITE	TEMPERATURA DE SEPARACION																			
		60°F					100°F					120°F					140°F				
		DENSIDAD DEL GAS					DENSIDAD DEL GAS					DENSIDAD DEL GAS					DENSIDAD DEL GAS				
		0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0
0 Psg.	1.00	1.113	1.091	1.068	1.045	1.021	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	
	0.95	1.045	1.024	1.001	0.978	0.954	0.933	0.912	0.891	0.870	0.849	0.828	0.807	0.786	0.765	0.744	0.723	0.702	0.681	0.660	
	0.90	1.080	1.059	1.036	1.013	0.989	0.966	0.943	0.920	0.897	0.874	0.851	0.828	0.805	0.782	0.759	0.736	0.713	0.690	0.667	
	0.85	1.115	1.094	1.071	1.048	1.024	1.001	0.978	0.954	0.931	0.908	0.885	0.862	0.839	0.816	0.793	0.770	0.747	0.724	0.701	
	0.80	1.150	1.129	1.106	1.083	1.059	1.036	1.013	0.989	0.966	0.943	0.920	0.897	0.874	0.851	0.828	0.805	0.782	0.759	0.736	
30 Psg.	1.00	1.035	1.013	0.990	0.967	0.944	0.921	0.898	0.875	0.852	0.829	0.806	0.783	0.760	0.737	0.714	0.691	0.668	0.645	0.622	
	0.95	1.068	1.046	1.023	1.000	0.977	0.954	0.931	0.908	0.885	0.862	0.839	0.816	0.793	0.770	0.747	0.724	0.701	0.678	0.655	
	0.90	1.103	1.081	1.058	1.035	1.012	0.989	0.966	0.943	0.920	0.897	0.874	0.851	0.828	0.805	0.782	0.759	0.736	0.713	0.690	
	0.85	1.138	1.116	1.093	1.070	1.047	1.024	1.001	0.978	0.955	0.932	0.909	0.886	0.863	0.840	0.817	0.794	0.771	0.748	0.725	
	0.80	1.173	1.151	1.128	1.105	1.082	1.059	1.036	1.013	0.990	0.967	0.944	0.921	0.898	0.875	0.852	0.829	0.806	0.783	0.760	
100 Psg.	1.00	1.071	1.049	1.026	1.003	0.980	0.957	0.934	0.911	0.888	0.865	0.842	0.819	0.796	0.773	0.750	0.727	0.704	0.681	0.658	
	0.95	1.106	1.084	1.061	1.038	1.015	0.992	0.969	0.946	0.923	0.900	0.877	0.854	0.831	0.808	0.785	0.762	0.739	0.716	0.693	
	0.90	1.141	1.119	1.096	1.073	1.050	1.027	1.004	0.981	0.958	0.935	0.912	0.889	0.866	0.843	0.820	0.797	0.774	0.751	0.728	
	0.85	1.176	1.154	1.131	1.108	1.085	1.062	1.039	1.016	0.993	0.970	0.947	0.924	0.901	0.878	0.855	0.832	0.809	0.786	0.763	
	0.80	1.211	1.189	1.166	1.143	1.120	1.097	1.074	1.051	1.028	1.005	0.982	0.959	0.936	0.913	0.890	0.867	0.844	0.821	0.798	
200 Psg.	1.00	1.107	1.085	1.062	1.039	1.016	0.993	0.970	0.947	0.924	0.901	0.878	0.855	0.832	0.809	0.786	0.763	0.740	0.717	0.694	
	0.95	1.142	1.120	1.097	1.074	1.051	1.028	1.005	0.982	0.959	0.936	0.913	0.890	0.867	0.844	0.821	0.798	0.775	0.752	0.729	
	0.90	1.177	1.155	1.132	1.109	1.086	1.063	1.040	1.017	0.994	0.971	0.948	0.925	0.902	0.879	0.856	0.833	0.810	0.787	0.764	
	0.85	1.212	1.190	1.167	1.144	1.121	1.098	1.075	1.052	1.029	1.006	0.983	0.960	0.937	0.914	0.891	0.868	0.845	0.822	0.799	
	0.80	1.247	1.225	1.202	1.179	1.156	1.133	1.110	1.087	1.064	1.041	1.018	0.995	0.972	0.949	0.926	0.903	0.880	0.857	0.834	
400 Psg.	1.00	1.099	1.077	1.054	1.031	1.008	0.985	0.962	0.939	0.916	0.893	0.870	0.847	0.824	0.801	0.778	0.755	0.732	0.709	0.686	
	0.95	1.134	1.112	1.089	1.066	1.043	1.020	0.997	0.974	0.951	0.928	0.905	0.882	0.859	0.836	0.813	0.790	0.767	0.744	0.721	
	0.90	1.169	1.147	1.124	1.101	1.078	1.055	1.032	1.009	0.986	0.963	0.940	0.917	0.894	0.871	0.848	0.825	0.802	0.779	0.756	
	0.85	1.204	1.182	1.159	1.136	1.113	1.090	1.067	1.044	1.021	0.998	0.975	0.952	0.929	0.906	0.883	0.860	0.837	0.814	0.791	
	0.80	1.239	1.217	1.194	1.171	1.148	1.125	1.102	1.079	1.056	1.033	1.010	0.987	0.964	0.941	0.918	0.895	0.872	0.849	0.826	

TABLA No. 3. FACTOR DE CORRECCION GAS (divida en 10 p/dia p/longo "G")

PRESION DE SEPARACION	TEMPERATURA DEL ACEITE	TEMPERATURA DE SEPARACION																			
		60°F					100°F					120°F					140°F				
		DENSIDAD DEL GAS					DENSIDAD DEL GAS					DENSIDAD DEL GAS					DENSIDAD DEL GAS				
	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	
600 Psig.	1.00	2.011	1.957	1.877	1.848	1.855	2.041	1.906	1.810	1.747	1.817	1.990	1.837	1.733	1.633	1.600	1.936	1.810	1.707	1.644	1.654
	0.95	2.016	1.900	1.801	1.794	1.853	1.902	1.750	1.763	1.804	1.763	1.935	1.801	1.704	1.605	1.650	1.870	1.759	1.645	1.531	1.531
	0.90	1.776	1.841	1.750	1.710	1.840	1.839	1.791	1.829	1.806	1.863	1.732	1.637	1.541	1.503	1.573	1.805	1.705	1.585	1.474	1.474
	0.85	1.626	1.764	1.621	1.631	1.760	1.639	1.714	1.634	1.700	1.630	1.596	1.667	1.574	1.503	1.515	1.735	1.633	1.514	1.410	1.432
	0.80	1.500	1.623	1.507	1.507	1.624	1.502	1.617	1.565	1.600	1.559	1.519	1.593	1.501	1.416	1.460	1.680	1.578	1.459	1.354	1.379
	0.75	1.421	1.523	1.410	1.410	1.524	1.403	1.507	1.459	1.492	1.447	1.487	1.419	1.424	1.350	1.374	1.596	1.496	1.378	1.271	1.271
0.70	1.354	1.449	1.340	1.340	1.451	1.321	1.417	1.369	1.400	1.355	1.409	1.355	1.413	1.290	1.271	1.501	1.409	1.293	1.182	1.218	
0.65	1.264	1.475	1.408	1.377	1.461	1.226	1.420	1.322	1.292	1.311	1.404	1.374	1.295	1.215	1.215	1.430	1.351	1.240	1.156	1.156	
700 Psig.	1.00	2.150	2.139	2.053	2.076	2.208	2.212	1.964	1.985	1.805	2.079	2.162	2.009	1.909	1.804	1.903	2.021	1.856	1.835	1.721	1.600
	0.95	2.103	2.072	1.974	1.960	2.162	2.144	2.001	1.974	1.816	2.011	2.097	1.940	1.839	1.734	1.833	2.039	1.874	1.853	1.740	1.620
	0.90	2.191	1.991	1.910	1.887	2.140	2.085	1.925	1.852	1.770	1.914	2.014	1.871	1.769	1.664	1.769	2.029	1.864	1.843	1.730	1.610
	0.85	2.071	1.913	1.813	1.719	2.052	1.981	1.817	1.771	1.700	1.846	1.917	1.750	1.647	1.542	1.647	1.916	1.751	1.730	1.616	1.503
	0.80	1.944	1.842	1.780	1.719	1.914	1.851	1.721	1.666	1.600	1.742	1.801	1.634	1.531	1.426	1.531	1.780	1.616	1.595	1.481	1.368
	0.75	1.847	1.737	1.684	1.634	1.816	1.753	1.615	1.560	1.500	1.642	1.702	1.535	1.432	1.327	1.432	1.650	1.486	1.465	1.351	1.238
0.70	1.761	1.671	1.611	1.561	1.710	1.722	1.601	1.556	1.466	1.607	1.667	1.499	1.400	1.295	1.399	1.550	1.386	1.365	1.251	1.138	
0.65	1.712	1.591	1.523	1.499	1.682	1.643	1.524	1.463	1.393	1.514	1.594	1.477	1.400	1.314	1.314	1.465	1.301	1.280	1.166	1.053	
800 Psig.	1.00	2.419	2.320	2.213	2.199	2.625	2.371	2.212	2.143	2.053	2.345	2.314	2.150	2.056	1.950	2.115	2.238	2.092	1.965	1.853	2.011
	0.95	2.289	2.220	2.139	2.125	2.567	2.270	2.143	2.073	1.983	2.263	2.202	2.008	1.904	1.800	2.049	2.020	1.893	1.770	1.657	1.817
	0.90	2.174	2.056	1.940	1.911	2.315	2.122	2.076	1.981	1.891	2.173	2.162	2.005	1.901	1.810	1.967	2.039	1.914	1.791	1.678	1.837
	0.85	2.071	1.973	1.904	1.852	2.210	2.029	1.982	1.882	1.791	1.995	1.974	1.816	1.713	1.622	1.779	1.846	1.721	1.602	1.489	1.648
	0.80	1.963	1.881	1.813	1.759	2.118	1.935	1.799	1.740	1.651	1.861	1.840	1.682	1.579	1.488	1.645	1.710	1.585	1.472	1.359	1.518
	0.75	1.848	1.786	1.718	1.664	2.023	1.831	1.703	1.645	1.557	1.779	1.777	1.619	1.516	1.425	1.582	1.647	1.522	1.409	1.296	1.455
0.70	1.752	1.659	1.634	1.601	1.929	1.740	1.621	1.566	1.480	1.686	1.695	1.537	1.434	1.405	1.510	1.629	1.516	1.403	1.290	1.448	
900 Psig.	1.00	2.815	2.454	2.209	2.266	2.929	2.386	2.237	2.167	2.060	2.469	2.294	2.129	2.062	1.933	2.303	2.220	2.045	1.977	1.871	2.221
	0.95	2.491	2.377	2.302	2.294	2.811	2.492	2.274	2.229	2.127	2.196	2.221	2.122	2.024	1.925	2.371	2.301	2.151	2.021	1.916	2.181
	0.90	2.399	2.267	2.231	2.140	2.730	2.345	2.187	2.107	2.016	2.202	2.201	2.122	2.023	1.927	2.262	2.192	2.042	1.912	1.807	2.146
	0.85	2.303	2.163	2.176	2.045	2.616	2.240	2.094	2.044	1.935	2.114	2.080	2.129	2.039	1.937	2.156	2.201	2.059	1.929	1.816	2.050
	0.80	2.209	2.053	2.031	1.923	2.493	2.120	2.001	1.941	1.831	1.995	2.020	2.038	1.942	1.832	2.062	2.109	1.910	1.811	1.705	1.829
	0.75	2.101	1.938	1.935	1.850	2.383	2.040	1.865	1.804	1.700	1.860	1.906	1.948	1.859	1.759	2.012	2.060	1.860	1.782	1.664	1.805
0.70	2.047	1.881	1.881	1.800	2.283	1.938	1.790	1.751	1.640	1.817	1.850	1.874	1.783	1.683	1.874	1.916	1.716	1.638	1.520	1.663	
0.65	1.937	1.731	1.732	1.650	2.186	1.847	1.711	1.659	1.577	1.750	1.822	1.862	1.803	1.703	1.852	1.915	1.715	1.597	1.494	1.406	
1000 Psig.	1.00	3.117	2.550	2.344	2.225	3.201	2.812	2.481	2.411	2.260	2.500	2.458	2.351	2.221	2.236	2.450	2.337	2.191	2.097	1.992	2.424
	0.95	2.627	2.544	2.435	2.426	3.150	2.571	2.405	2.436	2.319	2.588	2.459	2.352	2.221	2.247	2.464	2.450	2.262	2.192	2.097	2.349
	0.90	2.424	2.415	2.310	2.261	3.024	2.450	2.302	2.269	2.162	2.460	2.329	2.217	2.158	2.063	2.240	2.210	2.098	2.024	1.915	2.232
	0.85	2.254	2.212	2.159	2.107	2.898	2.303	2.214	2.163	2.060	2.247	2.205	2.132	2.038	1.943	2.116	2.100	2.020	1.945	1.836	1.731
	0.80	2.144	2.081	2.050	1.998	2.772	2.181	2.065	2.014	1.910	2.100	2.077	1.975	1.870	1.775	2.000	2.010	1.901	1.826	1.717	1.613
	0.75	2.034	1.933	1.933	1.881	2.646	2.071	1.955	1.904	1.800	1.990	2.007	1.905	1.800	1.705	1.930	1.940	1.831	1.756	1.647	1.543
0.70	1.924	1.883	1.841	1.789	2.520	1.948	1.832	1.781	1.676	1.866	1.883	1.781	1.676	1.571	1.800	1.810	1.701	1.626	1.517	1.413	
0.65	1.814	1.698	1.698	1.646	2.394	1.833	1.717	1.666	1.561	1.750	1.822	1.811	1.706	1.601	1.825	1.835	1.726	1.651	1.542	1.438	

" SELECCION DE LA VALVULA DE SEGURIDAD
PARA LOS SEPARADORES "

En el supuesto caso que por algún motivo se llegara a represionar el sistema, como medida de seguridad para los separadores, se instala una válvula que permita escapar a la atmósfera el excedente de gas, para así conservar una presión en la vasija siempre inferior a la presión de trabajo de la misma y ligeramente mayor a la presión de separación.

" CALCULO PARA SELECCIONAR UNA VALVULA DE SEGURIDAD "

Fórmula práctica obtenida del catálogo de Válvulas de Seguridad CROSBY-ASHTON:

$$(1) \quad A = \frac{S \text{ C F M}}{17.8 P K_t K_{sg}}$$

DONDE:

SCFM = Volumen de Gas en Pies³/Min. considerando (60°C y 14.7 Psia)

A = Area del orificio en Pulg.²

P = Presión de apertura en Lb/Pg² Manométricas.

K_t = Factor de corrección por Temperatura.

K_{sg} = Factor de corrección por Gravedad Específica.

SCFM = 19444 PIES³/Min.

(Se tomó este dato del cálculo del N° de separadores necesarios para manejar la producción de la Batería, 28 MPPCD/SEPARADOR.)

$$P = 110 \text{ LB/PULG}^2 \text{ (10 0/0 + Presión Separada)}$$

$$K_t = \text{para } T = 60^\circ\text{C} = 140^\circ\text{F de la tabla 4.1}$$

$$K_t = 0.9309$$

K_{sg} para una densidad de 0.78 de la gráfica 4.0 y con la --
fórmula $K_{sg} = \sqrt{1/G}$ se obtiene que:

$$K_{sg} = 1.1522$$

Sustituyendo en la fórmula 1 tenemos:

$$A = \frac{19444}{17.8 (110) (1.1522) (0.9309)}$$

$$A = 9.42 \text{ PLG}^2 \text{ y de } A = \pi r^2 \text{ tenemos } d = 3.46$$

Seleccionando 2 válvulas por separador tenemos:

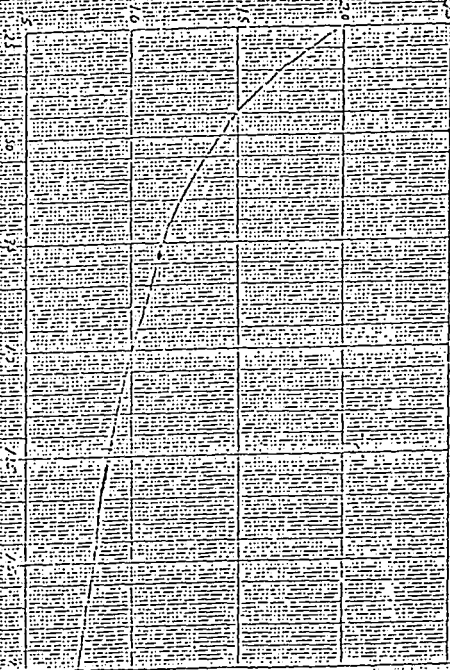
$$\frac{A}{2} = 4.71 \text{ PLG}^2 \text{ y } d = 2.45$$

TABLA No. 4.1

FACTOR DE CORRECCION POR TEMPERATURA APLICABLE
A GAS Y AIRE (K_T)

GRADOS FAHR	K_T	GRADOS FAHR	K_T	GRADOS FAHR	K_T
- 400	2.944	0	1.063	250	.8558
- 380	2.550	10	1.052	260	.8499
- 360	2.280	20	1.041	270	.8440
- 340	2.082	30	1.031	280	.8383
- 320	1.927	40	1.020	300	.8272
- 300	1.803	50	1.010	320	.8155
- 280	1.700	60	1.000	340	.8062
- 260	1.612	70	.9905	360	.7964
- 240	1.537	80	.9813	380	.7868
- 220	1.472	90	.9723	400	.7776
- 200	1.414	100	.9636	420	.7687
- 180	1.363	110	.9552	440	.7601
- 160	1.317	120	.9469	460	.7518
- 140	1.275	130	.9388	480	.7438
- 120	1.237	→140	→.9310	500	.7360
- 100	1.202	150	.9233	550	.7175
- 90	1.186	160	.9158	600	.7004
- 80	1.170	170	.9085	650	.6845
- 70	1.155	180	.9014	700	.6695
- 60	1.140	190	.8944	750	.6556
- 50	1.126	200	.8876	800	.6425
- 40	1.113	210	.8811	850	.6300
- 30	1.100	220	.8746	900	.6184
- 20	1.087	230	.8682	950	.6073
- 10	1.075	240	.8619	1000	.5968

Factor de conversión Log. (Kg. / V. / G.)



G

V

" CALCULO Y SELECCION DEL COLECTOR GENERAL
DE GAS EN LA DESCARGA DE SEPARADORES "

Para manejar el gasto Q_g en la Bateria modelo se aplicará la fórmula de WEYMOUTH.

$$(1) \quad DP = P_1 - P_2 = 0.000504 \frac{(P_o)^2 (Q_g)^2 \text{ LGT}}{(T_o)^2 P_m D^{5.33}}$$

De ésta se despejará D:

$$D = \sqrt[5.33]{\frac{0.000504 (P_o)^2 (Q_g)^2 \text{ LGT}}{(T_o)^2 P_m \text{ DP}}}$$

De donde:

D = Diámetro interior en Pulg.

P_o = Presión base en LB/PULG² Absolutas

L = Longitud en pies

G = Gravedad específica del gas (Aire=1)

T = Temperatura de Flujo en °R

T_o = Temperatura Base en °R

P_m = Presión media = $\frac{P_1 + P_2}{2}$ en LB/PLG² absolutas

DP = Diferencial de Presión en LB/PLG² Manométricas

Determinaremos los siguientes datos:

$$P_o = 14.73 \text{ LB/PLG}^2$$

$$Q_g = 168,000 \text{ MPCD}$$

L = 200 M = 656 pies (Longitud del inicio del cabezal a la válvula controladora de presión + un excedente permisible por cambios de dirección y válvulas extras)

$$G = 0.78$$

$$T = 148^{\circ}\text{F} = 608^{\circ}\text{R}$$

$$T_o = 86^{\circ}\text{F} = 546^{\circ}\text{R}$$

$$P_m = \frac{P_1 + P_2}{2} \quad (2)$$

$$P_1 = 100 \text{ LB/PLG}^2 \text{ Manom.} = 114.73 \text{ LB/PLG}^2 \text{ absolutas}$$

$$P_2 = 99.5 \text{ LB/PLG}^2 \text{ Manom.} = 114.23 \text{ LB/PLG}^2 \text{ absolutas}$$

Ahora en EC.2 tenemos:

$$P_m = \frac{114.73 + 114.23}{2} = \frac{228.96}{2} = 114.48 \text{ LB/PLG}^2 \text{ absolutas}$$

Entonces el diferencial DP:

$$DP = 0.5 \text{ LB/PLG}^2 \text{ Manométricas}$$

En la EC.2 se supone una caída de presión mínima para que no existan problemas en el suministro de gas a la estación de - compresoras.

Sustituyendo en la fórmula:

$$D = \sqrt[5.33]{\frac{(0.000504) (114.73)^2 (168,000)^2 (656) (0.78) (608)}{(546)^2 (114.48) (0.5)}}$$

$$D = \sqrt[5.33]{\frac{9.60189 \times 10^{14}}{1.7064 \times 10^7}} = \sqrt[5.33]{\frac{9.60189 \times 10^7}{1.7064}}$$

$$D = \sqrt[5.33]{56269324} = 28.45''$$

El colector tendrá un diámetro de 30" diámetro nominal que se selecciona de las tablas de tubería para la presión de operación con que cuenta Petróleos Mexicanos.

De éstas se saca la tubería de 30" 5 LX-52 de 0.250" de espesor de pared, esto indica que el diámetro interior será de 29.50" con una presión de trabajo de 347 LB/PLG² EN TIPO "D" y que es mayor a la presión de operación de nuestra Batería.

WORKING PRESSURES OF PIPE

(Based on USAS Code B31.4—1939 and USAS Code B31.4—1957)

Table 5, Page 4

API Standard 5LX-52 —

Seamless, Electric Resistance Welded,
Electric Flash Welded, and Submerged Arc Welded Pipe

(Specified Minimum Yield Strength — 52,000 psi)

Nominal Size (In.)	Outside Diameter (In.)	Wall Thickness (In.)	Standard Min. Yield Pressure (psi)	1		2		3		4		5		6	
				85% of Min. Test Pressure (psi)	Internal Pressure to Stress (psi)	Working Pressure Type "A" Castings (psi)	Working Pressure Type "B" Castings (psi)	Working Pressure Type "C" Castings (psi)	Working Pressure Type "D" Castings (psi)						
23	24	74.63	6,753	5,750	734	529	428	397	454	511	568	625	682	739	796
		83.25	6,291	5,390	759	562	452	421	478	535	592	649	706	763	820
		91.87	6,012	5,111	784	587	477	446	503	560	617	674	731	788	845
		100.49	6,132	5,231	809	612	502	471	528	585	642	699	756	813	870
		110.24	6,576	5,675	834	637	527	496	553	610	667	724	781	838	895
		120.00	6,069	5,168	859	662	552	521	578	635	692	749	806	863	920
		130.23	6,419	5,518	884	687	577	546	603	660	717	774	831	888	945
		140.25	6,853	5,952	909	712	602	571	628	685	742	799	856	913	970
		150.23	6,532	5,631	934	737	627	596	653	710	767	824	881	938	995
		160.23	6,652	5,751	959	762	652	621	678	735	792	849	906	963	1,020
30	30	79.43	6,250	5,250	633	487	424	393	450	507	564	621	678	735	
		88.25	6,279	5,279	658	512	449	418	475	532	589	646	703	760	
		97.25	6,112	5,112	683	537	474	443	500	557	614	671	728	785	
		106.25	6,241	5,241	708	562	499	468	525	582	639	696	753	810	
		115.25	6,373	5,373	733	587	524	493	550	607	664	721	778	835	
		124.25	6,402	5,402	758	612	549	518	575	632	689	746	803	860	
		133.25	6,431	5,431	783	637	574	543	600	657	714	771	828	885	
		142.25	6,563	5,563	808	662	599	568	625	682	739	796	853	910	
		151.25	6,695	5,695	833	687	624	593	650	707	764	821	878	935	
		160.25	6,827	5,827	858	712	649	618	675	732	789	846	903	960	
32	32	84.23	6,353	5,353	683	537	474	443	500	557	614	671	728		
		93.25	6,382	5,382	708	562	499	468	525	582	639	696	753		
		102.25	6,514	5,514	733	587	524	493	550	607	664	721	778		
		111.25	6,543	5,543	758	612	549	518	575	632	689	746	803		
		120.25	6,675	5,675	783	637	574	543	600	657	714	771	828		
		129.25	6,704	5,704	808	662	599	568	625	682	739	796	853		
		138.25	6,733	5,733	833	687	624	593	650	707	764	821	878		
		147.25	6,865	5,865	858	712	649	618	675	732	789	846	903		
		156.25	6,894	5,894	883	737	674	643	700	757	814	871	928		
		165.25	7,026	6,026	908	762	700	669	726	783	840	897	954		
34	34	89.23	6,353	5,353	733	587	524	493	550	607	664	721			
		98.25	6,382	5,382	758	612	549	518	575	632	689	746			
		107.25	6,514	5,514	783	637	574	543	600	657	714	771			
		116.25	6,543	5,543	808	662	599	568	625	682	739	796			
		125.25	6,675	5,675	833	687	624	593	650	707	764	821			
		134.25	6,704	5,704	858	712	649	618	675	732	789	846			
		143.25	6,733	5,733	883	737	674	643	700	757	814	871			
		152.25	6,865	5,865	908	762	700	669	726	783	840	897			
		161.25	6,894	5,894	933	787	724	693	750	807	864	921			
		170.25	7,026	6,026	958	812	750	719	776	833	890	947			
36	36	94.23	6,250	5,250	783	637	574	543	600	657	714				
		103.25	6,279	5,279	808	662	599	568	625	682	739				
		112.25	6,411	5,411	833	687	624	593	650	707	764				
		121.25	6,440	5,440	858	712	649	618	675	732	789				
		130.25	6,572	5,572	883	737	674	643	700	757	814				
		139.25	6,601	5,601	908	762	699	668	726	783	840				
		148.25	6,733	5,733	933	787	724	693	750	807	864				
		157.25	6,762	5,762	958	812	750	719	776	833	890				
		166.25	6,894	5,894	983	837	774	743	800	857	914				
		175.25	7,026	6,026	1,008	862	800	769	826	883	940				

ESPECIFICACIONES TECNICAS

TECHNICAL SPECIFICATIONS

Diámetro	Espesor de Pared	Peso		Diámetro Interior	Presiones de Prueba				
		Wall Thickness	Weight		Inside Diameter	Kg/Cm ² /minimo			
Min. Pulg.	Min.	Min.	Kg/M	Min.	Grain B	K 32			
			Lbs/Ft ²	Ruif.	Grade B	X 56			
						X 42			
						X 46			
50A.9 20	6.35	0.350	70.54	49.53	27	66	82	89	95
	7.14	0.375	88.15	49.17	41.	75	82	100	107
	7.92	0.400	107.71	63.60	49.22	46	83	110	110
	8.74	0.344	107.50	63.60	49.05	51	91	112	121
	9.52	0.315	117.97	78.00	48.00	56	100	109	142
	10.31	0.285	136.20	84.90	46.74	60*	108	116	154
	11.09	0.258	145.32	97.13	45.57	65	117	127	167
	11.91	0.230	145.32	97.13	44.21	74	124	136	178
	12.70	0.200	155.10	104.13	42.85	74	133	146	190
	13.58	0.175							
60B.8 24	7.14	0.281	106.02	50.23	24	63	77	83	89
	7.92	0.312	117.27	70.93	29	69	76	92	96
	8.74	0.344	129.45	86.91	42	78	84	101	109
	9.52	0.315	140.94	94.62	46	83	91	111	119
	10.31	0.285	152.29	107.21	50*	90	98	120	129
	11.13	0.258	164.17	110.22	54	97	106	132	138
	11.91	0.230	175.55	117.66	58.8	104	114	139	146
	12.70	0.200	186.92	125.49	62	111	121	148	158
	13.58	0.175	209.54	140.68	69	124	136	154	168
	14.47	0.150	232.41	158.03	77	138	152	162	182
70A.0 30	7.92	0.312	141.25	66.27	31	59	69	74	79
	8.74	0.244	162.28	100.95	34*	61	67	82	87
	9.52	0.215	176.73	118.65	37	66	72	88	93
	10.31	0.200	191.43	120.32	40*	72	78	96	103
	11.13	0.200	205.28	120.32	43	77	83	103	111
	11.91	0.169	220.22	147.92	46*	83	91	111	119
	12.70	0.150	234.84	157.53	50	89	97	118	127
	13.58	0.132	242.08	176.69	56	96	105	127	136
	14.47	0.108	262.18	176.69	62	104	114	137	146
	15.36	0.088	292.05	196.20	67	111	121	142	152
16.25	0.068	320.81	215.26	72	122	134	151	162	
17.14	0.050	340.97	234.29	74	133	146	157	170	
18.05	0.042	377.02	253.12	78	144	157	166	180	
19.05	0.042	405.40	272.17	80	155	168	178	205	
20.02	0.013								
21.11									

" CALCULO Y SELECCION DEL EQUIPO
DE RECTIFICACION PRIMARIA "

En principios de cálculo, la selección y la utilización de los rectificadores es en cierto grado la misma que la de un separador. Existirán variantes dependiendo del gas; éste pudiendo ser seco o en nuestro caso húmedo. Los cálculos que utilizaremos para la selección de los rectificadores será básicamente la misma que en los separadores, tomando como referencia que en esta Rectificación Primaria trabajaremos a presión y temperaturas iguales; subsecuentemente tendremos las mismas características en los fluidos sólo que en este paso tendremos casi exclusivamente gas y un poco de líquido restante, para el cual esta fase ha sido diseñada de manera que al pasar a la etapa de enfriamiento, nuestro gas se encuentre completa o casi completamente separado.

Para nuestro volumen de gas será conveniente la utilización de Rectificadores Ciclónicos Verticales, ya que además de trabajar con mayor volumen de gas existe una eficiencia mayor y una reducción en la superficie de colocación de rectificador.

DESARROLLO

Nuestra Bateria trabajará con los siguientes volúmenes:
(Ver siguiente página)

VOL. DE ACEITE:	100,000	BPD
VOL. DE GAS:	168	MMPCD
RELACION GAS - ACEITE:	300	M ³ /M ³

Ahora, las características de nuestro fluidos serán las siguientes:

DENSIDAD DEL GAS (δ_g)	= 0.78	(AIRE = 1)
DENSIDAD DEL ACEITE (δ_o)	= 0.89	(CONDICIONES DE TANQUE)

Nuestras condiciones de trabajo serán:

PRESION DE SEPARACION	=	100 LBS/PLG ²
TEMPERATURA DE SEPARACION	=	60°C = 140°F

Nuestro volumen de Gas tendrá que ser manejado por un número X de rectificadores ya que éste es muy grande.

Utilizaremos la gráfica 8.1 ya que se necesita transformar la gravedad específica del aceite en tanque a una gravedad específica a la presión de separación dentro del rectificador.

La gravedad específica del aceite a condiciones de tanque es de 0.89, y observando en la gráfica, la gravedad específica a condiciones de separación nos dará un resultado de 0.875 a una presión de 100 LBS/PLG².

Con los siguientes datos determinaremos el Factor de Corrección del Gas:

Presión de separación:	100 LB/PULG ²
Temperatura de separación:	140°F
Gravedad específica del gas:	0.78
Gravedad específica del aceite a condiciones de separación:	0.785

En la gráfica 8.1 relacionaremos los datos para de - terminar factor de corrección.

- 1) Tomando 0.8 densidad del gas y 0.85 densidad del aceite a temperatura de 140°F tenemos:

$$\text{Factor de Corrección} \quad F_1 = 0.6544$$

- 2) Tomando 0.8 densidad del gas y 0.90 densidad del aceite a temperatura de 140°F tenemos:

$$\text{Factor de Corrección} \quad F_2 = 0.6771$$

Ahora, con los valores F_1 y F_2 se proseguirá a inter polar para establecer el va-or real de "F".

$$I = .6771 - \frac{2}{5} (.6771 - .6544) = 0.6680$$

$$\text{El Factor de Corrección} = 0.6680$$

Determinaremos el Factor "G" :

$$\text{FACTOR G} = \frac{\text{VOL. DE GAS MMPCD EN CADA RECTIFICADOR}}{\text{FACTOR DE CORRECCION}}$$

Tomando como referencia el área que ocuparán los rectificadores se podrán utilizar un máximo de 8 rectificadores verticales de cierta dimensión cada uno.

Supondremos:

$$\frac{168 \text{ MMPCD}}{7 \text{ vasijas}} = 24 \text{ MMPCD/RECTIFICADOR}$$

$$(1) \quad \text{FACTOR "G"} = \frac{24}{0.6680} = 35.92$$

Utilizaremos el Factor "G" en la tabla 8.3* para la selección de los rectificadores con la columna de la presión máxima de separación de la vasija que será de 125 LBS/PLG².

Nuestro Factor "G" es de 35.92 y en las tablas encontramos que el valor inmediato inferior es de 34.9 que corresponde a un rectificador de dimensiones 60" x 20' y cuya capacidad de manejo en líquidos y gas es inferior a la deseada.

En este caso se procederá de forma inversa para determinar el volumen de Gas que maneja la vasija con el factor inmediato superior que es de 37.3 y cuyas dimensiones son 72" x 10'.

(*) - La tabla 8.3 se considera para separadores verticales. Nosotros la utilizaremos en este caso ya que un separador y un rectificador son prácticamente iguales, con iguales dimensiones y mismos volúmenes de trabajo.

$$\text{FACTOR "G"} = 37.3$$

$$\text{FACTOR DE CORRECCION} = 0.6680$$

De la fórmula 1 despejaremos el Volumen de Gas en MMPCD :

$$\text{VOLUMEN DE GAS EN MMPCD} = \text{FACTOR DE CORRECCION} \times \text{FACTOR "G"}$$

$$\text{VOLUMEN DE GAS EN MMPCD} = 0.6680 (37.3) = 24.91$$

El volumen real de Gas manejado en MMPCD en el rectificador será de = 24.91. Con este valor y tomando en --- cuenta que nuestro volumen total a manejar es de 168 MMPCD, tendremos:

$$\text{N}^{\circ} \text{ de rectificadores ciclónicos verticales de } 72'' \times 10' = \frac{168 \text{ MMPCD}}{24.91} = 6.74 = 7$$

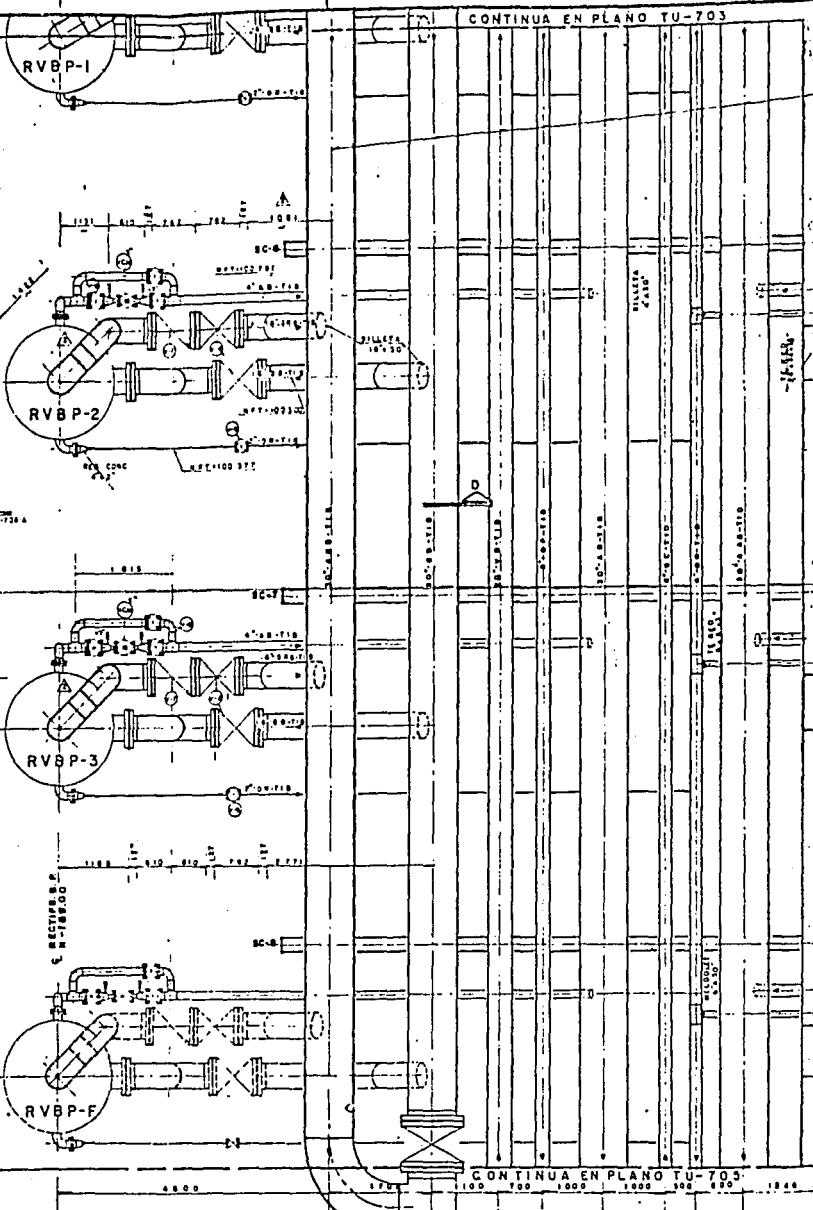
Se determina que 7 Rectificadores Ciclónicos Verticales de Dimensiones 72" x 10' manejarán el volumen total de Gas de la Batería.

Se utilizará un Rectificador más de relevo que servirá para los programas de mantenimiento y de emergencia, dando un total de 8 Rectificadores.

CONTINUA EN PLANO TU-703

LISTA DE VALVULAS

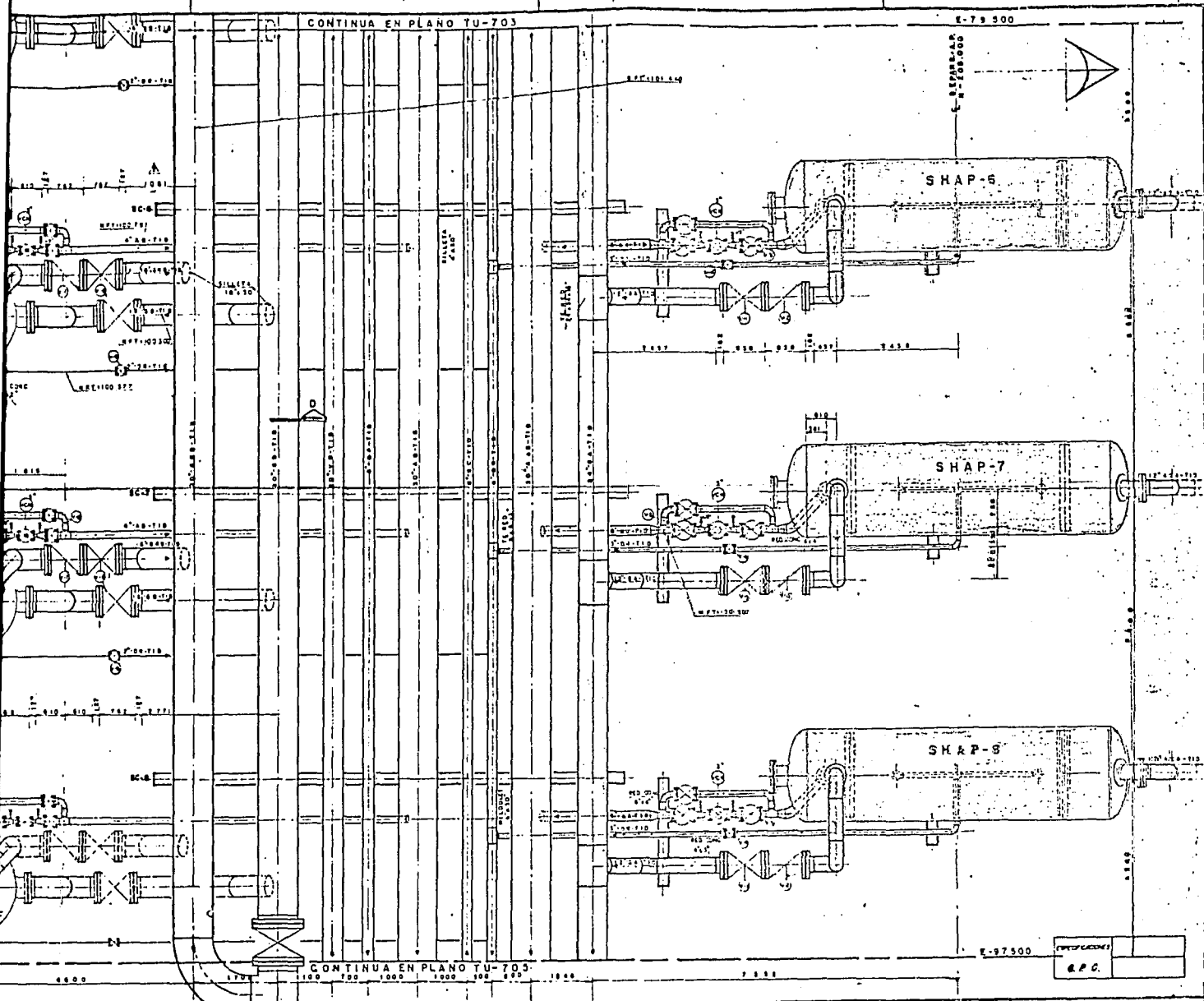
- 1V-1 VALV MACHO 1 1/2" 300# RT
- 1V-2 VALV HEMB 1 1/2" 300# RT
- 1V-3 VALV COMP 2" 300# RT
- 1V-4 VALV COMP 2" 300# RT
- 1V-5 VALV COMP 2" 300# RT
- 1V-6 VALV MACHO 1 1/2" 300# RT
- 1V-7 VALV HEMB 1 1/2" 300# RT
- 1V-8 VALV COMP 2" 300# RT
- 1V-9 VALV COMP 2" 300# RT



D
VIE PLANO TU-703A

CONTINUA EN PLANO TU-703

100 200 300 400 500 600 700



UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA	
SEPARADORES HORIZONTALES A Y B. PRESION	
planta de tuberia	
TESIS PROFESIONAL	MARIO R. GARCIA RODRIGUEZ
ESC. 1:40	PLANO No. 005.

" CALCULO Y SELECCION DEL EQUIPO DE ENFRIAMIENTO "

El equipo de enfriamiento que se utilizará en la Batería modelo se clasifica de tipo atmosférico, o sea, chambas de calor enfriados con aire (AIR COOLED HEAT EXCHANGERS); estos equipos reciben el nombre común de Soloaires dentro de la Industria Petrolera.

El enfriamiento producido con aire puede ser de dos diferentes formas: Tiro inducido y tiro forzado.

El flujo de proceso (EL GAS CALIENTE) pasa a través de bancos de tubos aletados en contacto con la corriente de aire; cuando no se dispone de agua de enfriamiento o su uso no es económico, este tipo de enfriamiento resulta muy útil.

Con este sistema se pueden enfriar corrientes con niveles de temperatura bastante elevados del rango de los - 500°F a 600°F (260°C a 316°C).

Un cambiador de calor enfriado con aire consiste de un banco de tubos con aletas conectadas a un cabezal, a través del cual pasa el líquido o los vapores. El aire es circulado por los tubos de alta velocidad, ya sea mediante tiro inducido o tiro forzado, dependiendo de que el ventila-dor esté arriba o abajo del banco de tubos. El calor elimi

nado se disipa en la atmósfera.

En estos equipos, el aire se hace pasar a través de un banco de tubos con superficies extendidas conocidos como tubos aletados, por los cuales circula el gas, al cual se le va a reducir su temperatura tanto como se requiera, de acuerdo con las condiciones del proceso, teniendo como límite una temperatura cercana a la del bulbo seco del aire. Este aire se impulsa a través del banco de tubos mediante un ventilador del tipo axial, que, de acuerdo a su posición en el equipo, ya sea abajo del banco de tubos suministrando el flujo de aire en forma de tiro forzado, o arriba del banco de tubos suministrando el flujo de aire en forma de tiro inducido.

En el diseño y selección del equipo de enfriamiento se consideran los siguientes parámetros básicos:

- 1) El tipo de aleta que se utiliza.
- 2) La forma de manejar el volumen de aire.
- 3) La profundidad del banco de tubos, o sea el número de hileras de que consta el equipo.
- 4) La potencia de los ventiladores.

Los ventiladores más utilizados son los de tipo axial, ya que pueden manejar grandes volúmenes de aire ocasionando caídas de presión relativamente pequeñas, dependiendo de las dimensiones del ventilador, número de aspas y arreglo de las

mismas. Generalmente constan de cuatro a seis aspas, las --
 cuales pueden ser de aluminio, plástico moldeado, plástico -
 laminado, acero al carbón y acero inoxidable.

Los diámetros estándar de estos ventiladores varían
 de los 5 hasta los 14 piés (1.525 a 4.27 metros). Se debe -
 tratar que el área de flujo cubierta por los ventiladores en
 una sección sea como mínimo el 40% del área del flujo del --
 banco de tubos.

La eficiencia mecánica de estos ventiladores es ---
 aproximadamente 65% mientras que la del impulsor es de 95%.

Generalmente el diámetro exterior de los tubos es de
 una pulgada (2.54 CM), aunque para servicios cuyo fluido es
 viscoso o bien un gas, se emplean tubos de 1.5 PULG. (3.81 -
 CM) de diámetro externo.

La altura de las aletas varía de 0.5 a 0.625 PULG. -
 (1.27 a 1.587 CM). El número usual de aletas por pulgada os
cila entre 7 y 11 y el espaciamiento entre los tubos varía -
 desde 1.5 a 2.5 PULG (3.81 a 6.35 CM), teniendo siempre un -
 arreglo triangular el banco de tubos aletados, al igual que
 las de tubos lisos en un cambiador de calor de tubo y coraza
 están unidos en sus extremos por dos cabezales que tienen co
mo función la alimentación a los tubos del fluido de proceso
 que se desea enfriar.

La selección del tipo de cabezal depende básicamente de la presión de diseño. Los tubos en los cabezales se encuentran atornillados individualmente para que su limpieza sea sencilla tanto como su reajuste o su reparación en caso de fugas. Estos cabezales son los más comunes y tienen una presión de diseño máxima de 3,000 PSIG.

Los bancos de tubos aletados por lo general tienen un extremo flotante, el cual se desliza sobre el mismo para absorber la dilatación. La caja o cámara de aire es el espacio intermedio entre el ventilador y el banco de tubos, y tiene como principal objetivo el distribuir el aire a la superficie efectiva del banco.

El cálculo necesario para la selección de los enfriadores será mínimo, debido a que los fabricantes al diseñarlos utilizan especificaciones de tipo estándar, esto es, -- que los enfriadores pueden trabajar con casi cualquier tipo de fluido (si éste es de características especiales, el diseño del enfriador también lo será, siendo éste de fabricación especial).

En cuanto a la presión de trabajo se utilizarán enfriadores de baja presión (se fabrican exclusivamente de -- Baja, Media y Alta Presión) que son los que van de acuerdo a la presión de trabajo de nuestra Batería que es de 100 -- LBS/PLG².

Y finalmente, el Volumen de Trabajo. En los enfriadores está limitado únicamente a dos diferentes medidas de volumen en baja presión: a 15 MMPCD y a 35 MMPCD.

La capacidad, o sea el volumen con que trabajan los enfriadores dependerá de la temperatura de entrada y el diferencial de temperatura creado dentro del enfriador el cual puede ser variable puesto que se trabaja con un gas.

Sin embargo, dentro de las especificaciones que da el fabricante se recomienda no modificar tanto el motor como las aletas ya que la presión interna que se crea en el enfriador viene calculada, y una variación en el flujo de aire podría provocar un aumento o caída de temperatura que afectaría a la presión interna, que podría ocasionar daños internos severos e inclusive provocar la explosión del enfriador.

En cuanto a la temperatura de entrada ésta puede incluso ser controlada para incrementar o reducir el diferencial de temperatura interno que ocasionaría un diferente manejo en el volumen. Sin embargo, en el proceso de Rectificación Primaria la temperatura del gas regularmente se maneja sobre los 140°F.

Las dimensiones que se tienen para los enfriadores de baja presión serán únicamente dos: 3.07 Mts. x 5.88 Mts. para enfriadores de 15 MMPCD de capacidad, y 4.20 Mts. x 9.80 Mts. para enfriadores de 35 MMPCD de capacidad.

Nuestro cálculo para la selección de los enfriadores será el siguiente:

PRESION DE TRABAJO	=	100 LBS/PLG ²
TEMPERATURA DE ENTRADA	=	140°F
TEMPERATURA DE SALIDA	=	100°F
VOLUMEN TOTAL DE GAS	=	168 MMPCD

Ahora, según especificaciones de diseño:

VOLUMEN MANEJADO = 35 MMPCD POR ENFRIADOR.

$$\text{N}^{\circ} \text{ DE ENFRIADORES} = \frac{\text{VOLUMEN TOTAL DE GAS EN MMPCD}}{\text{VOLUMEN MANEJADO POR ENFRIADOR EN MMPCD}}$$

$$\text{N}^{\circ} \text{ DE ENFRIADORES} = \frac{168 \text{ MMPCD}}{35 \text{ MMPCD}} = 4.8 \approx 5$$

Por lo tanto utilizaremos 5 enfriadores con capacidad de 35 MMPCD más un enfriador extra como relevo para los programas de mantenimiento y de emergencia dando un total de 6 enfriadores de baja presión y de dimensiones 4.20 Mts. x 9.80 Mts.

" ENFRIADOR DE GAS DE BAJA PRESION "

- 1) Marca: COOK E.M.
- 2) Flujo: 35 MMPCD
- 3) Fluido: 0.867 SP. GR.
- 4) Temperatura de entrada (pruebas): Hasta 233°F.
- 5) Temperatura de salida (pruebas): Hasta 100°F.
- 6) Presión: 125 PSIA
- 7) Caída de presión: 2 PSIA
- 8) Servicio: Descarga de gas.
- 9) Diferencia de temperatura media verdadera: 43.9°F.
- 10) Velocidad total: 104.4
- 11) Factor fouling: 0.002
- 12) Superficie de tubo: 614 FT²
- 13) Superficie total: 13139 FT²
- 14) N° de secciones: 1
- 15) Temperatura de diseño: 350°F.
- 16) Presión de diseño: 151 PSIA
- 17) Presión de prueba: 208 PSIA
- 18) Conexiones: Simples o individuales.
- 19) N° de pasos: 2
- 20) Boquillas: 6" Ø 600# R.F. (RACED FACE)
- 21) Tubos ODX BWG: 1 x 0.085 MW.
- 22) Material: Acero SA 214
- 23) N° de tubos por sección: 59
- 24) Longitud de sección: 40 FT
- 25) N° de camas de tubos: 3

- 26) Aletas tipo: Disco
- 27) Material: Aluminio
- 28) Cabezas tipo: Caja
- 29) Material: Acero
- 30) Tolerancia a la corrosión: 1/8 PULG.
- 31) Tamaño: 4.20 Mts. x 9.80 Mts.

CONTINUA EN PLANO TU-707

E-147.878



LISTA DE VALVULAS

CV-13 VALV. BICHO 4"X-1500 R.P.
 CV-14 VALV. BICHO 4"X-1500 R.P.
 CV-15 VALV. BICHO 4"X-1500 R.P.
 CV-16 VALV. BICHO 4"X-1500 R.P.
 CV-17 VALV. BICHO 4"X-1500 R.P.
 CV-18 VALV. BICHO 4"X-1500 R.P.
 CV-19 VALV. BICHO 4"X-1500 R.P.

E A P - 5

E A P - 6

E A P - 7

E A P - 8

CONTINUA EN PLANO TU-709

E-164.440

A.P.C.

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA
 ENFRIADORES A.Y B.P. RECUPERADOR DE VAPOR
 planta de tubería

TESIS PROFESIONAL MARIO R. GARCIA RODRIGUEZ

ESC. 1:40 PLANO No. 008

" CALCULO Y SELECCION
DEL EQUIPO DE RECTIFICACION SECUNDARIA "

Cálculo y selección de tipo y tamaño para manejo de gas.

- 1) Conversión de la densidad del aceite que restará dentro del gas en porcentaje casi mínimo, en condiciones de -- tanque a densidad en condiciones de separación (presión de rectificación).
- 2) Determinación del factor de corrección del gas por efectos de presión y temperatura de rectificación.
- 3) Determinación del rectificador una vez que se ha calculado el efecto "G" que es la relación entre el volumen de gas a manejar y el factor de corrección del gas por efectos de presión y temperatura.

DATOS:

VOLUMEN DE GAS:	168 MMPCD
RELACION GAS-ACEITE:	300 M ³ /M ³
DENSIDAD DEL GAS (δg)	0.68 (AIRE = 1)
PRESION DE SEPARACION:	100 LB/PLG ²
TEMPERATURA DE SEPARACION:	100°F.

El volumen de gas se repartirá dependiendo del número

ro de rectificadores deseados, y según el área designada para éstos.

$$\text{VOLUMEN DE GAS} = \frac{168 \text{ MMPCD}}{4} = 42 \text{ MMPCD}$$

Con la gravedad específica del aceite a condiciones de tanque y la presión de separación se sacará la gravedad específica a condiciones de separación.

$$\begin{aligned} \text{GRAVEDAD ESPECIFICA DEL ACEITE} &= 0.79 \\ \text{PRESION DE SEPARACION} &= 100 \text{ LB/PLG}^2 \end{aligned}$$

Utilizando la gráfica 8.1 se determina la gravedad específica en condiciones de separación que será de 0.765.

El factor de corrección del gas se determinará con la tabla 8.1 y los siguientes datos:

$$\begin{aligned} \text{PRESION DE SEPARACION} &= 100 \text{ LBS/PLG}^2 \\ \text{TEMPERATURA DE SEPARACION} &= 100^\circ\text{F.} \\ \text{GRAVEDAD ESPECIFICA DEL GAS} &= 0.68 \\ \text{GRAVEDAD ESPECIFICA DEL ACEITE} & \\ \text{A CONDICIONES DE SEPARACION} &= 0.78 \end{aligned}$$

Factor de corrección tomando 0.7 densidad del gas y 0.75 densidad del aceite a 100°F = .6744

Factor de corrección tomando 0.7 densidad del gas y

0.80 densidad del a ceite a 100°F = .7009

INTERPOLANDO:

$$I = .7009 - \frac{2}{5} (.7009 - .6744) = .6903$$

$$\text{EL FACTOR DE CORRECCION ES DE} = .6903$$

FACTOR "G" :

$$(1) \text{ FACTOR "G"} = \frac{\text{VOLUMEN DE GAS EN MMPCD}}{\text{FACTOR DE CORRECCION}}$$

$$\text{FACTOR "G"} = \frac{42}{.6903} = 60.84$$

Con el factor "G" y entrando a la tabla 8.3 de separadores verticales* tenemos que el valor "G" más próximo a 60.84 será el de 72.3 que equivale a un separador vertical (que en nuestro caso será un rectificador vertical) de 84" X 20'.

Determinaremos el volumen de gas que manejará el rectificador.

$$\text{FACTOR "G"} = 72.3$$

$$\text{FACTOR DE CORRECCION} = 0.6903$$

Despejando en 1 tenemos:

$$\text{VOL. DE GAS EN MMPCD} = 0.6903 \times 72.3 = 49.90$$

(*) - Aunque la tabla 8.3 representa separadores esto no influye ya que un rectificador tiene las mismas medidas y trabaja con los mismos volúmenes; el funcionamiento será casi el mismo.

Ahora:

VOLUMEN TOTAL DE GAS = 168 MMPCD

Nº de rectificadores verticales:

$$84'' \times 20' = \frac{168}{49.90} = 3.36 \approx 4$$

Por lo tanto nuestra Batería utilizará 4 rectificadores ciclónicos verticales de 84'' X 20' activos, y 1 rectificador de relevo, dando esto un total de 5 rectificadores.

" RECTIFICADOR CICLONICO VERTICAL "

CONDICIONES:

- 1) Capacidad: 51 MMPCD
- 2) Presión de operación: 125 PSIA
- 3) Temperatura de operación: 100°F.
- 4) Gravedad específica del gas: 0.884
- 5) Gravedad específica del líquido: 0.45

ESPECIFICACIONES:

- 1) Tipo de unidad: Rectificador vertical ciclónico modelo
36 X 1320 KVS.
- 2) Tamaño: Diámetro 84" junta a junta 20' vertical.
- 3) Presión de diseño: 500 PSIA
- 4) Temperatura de diseño: 200°F.
- 5) Presión de prueba: 600 PSIA
- 6) Código ASME sección VII
- 7) Material: A-515-70
- 8) Eficiencia de junta: por código.
- 9) Tolerancia a la corrosión: 1/8 PULG.
- 10) Relevado de esfuerzo: por código.
- 11) Radiografiado: por código.
- 12) Capacidad garantizada en la unidad: 49.94 MMPCD a 100 PSIA.
- 13) Caída de presión en la unidad: 1.0 PSIA Máxima.
- 14) Tamaño boquilla entrada (succión): 6" Ø 600# R.F.

- 15) Tamaño boquilla salida (descarga) : 6" Ø 600# R.F.
- 16) Diámetro colector de condensados : 36" Ø

ACCESORIOS:

Válvulas y Manómetros.

Medidor de Presión Diferencial.

Controlador de Nivel de Líquido.

Válvula Controladora de Nivel de Líquido.

Válvula de Relevo.

C A P I T U L O V

" SELECCION Y CALCULO PARA CONDUCCION EN LINEAS "

" CALCULO DE LA PLACA DE ORIFICIO
PARA MEDIR LA PRODUCCION GENERAL DE GAS EN LA BATERIA "

DATOS:

Del cálculo del colector general de gas tenemos:

$$D = 30''$$

$$D_i = 29.50''$$

$$T_{\text{flujo}} = 608^\circ\text{R}$$

$$G = 0.78$$

$$P = 114.48 \text{ LB/PLG}^2$$

NOTA: Se tomó la presión media considerando que la colocación del medidor se encontrara a 50 % de la longitud total del colector.

$$P_1 = 114.73 \text{ LB/PLG}^2$$

$$P_2 = 114.23 \text{ LB/PLG}^2$$

Rango del medidor = 100" H₂O X 200 LB/PLG²

$$Q = 168 \text{ MMPCD}$$

FORMULA BASICA:

$$Q = M F_{pb} F_{tb} F_g F_{tf} F_{pr} F_r F_a F_m Y_2 F_b (L_d \cdot L_e)^{1/2}$$

DONDE:

M = Constante que depende del rango del aparato.

F_{pb} = Factor por presión base del lugar de medición.

F_{tb} = Factor de temperatura base del lugar de medición.

F_g = Factor de densidad del gas.

F_{tf} = Factor de temperatura de flujo.

F_{pr} = Factor de supercompresibilidad.

F_R = Factor del N° de REYNOLDS.

F_a = Factor de expansión o contracción térmica de la placa.

F_m = Factor de registradores con mercurio.

Y_2 = Factor de corrección por expansión.

F_b = Factor básico de orificio.

L_d = Lectura diferencial de la gráfica.

L_e = Lectura estática de la gráfica.

PARA M:

En la gráfica L.10 las lecturas corresponden a la raíz cuadrada del valor dado en gráficas directas.

$$M = 0.01 \sqrt{R_d \cdot R_e}$$

DONDE:

R_d = Rango de diferencial del medidor.

R_e = Rango de presión del medidor.

TENEMOS:

$$M = 0.01 \sqrt{100(200)} = 1.4142$$

PARA F_{pb} :

$$\text{FORMULA } F_{pb} = \frac{14.73}{P_b}$$

DONDE:

$P_b = 14.65 \text{ LB/PLG}^2$ presión base de la Zona Sur.

TENEMOS:

$$F_{pb} = \frac{14.73}{14.65} = 1.00546$$

PARA F_{tb} :

$$\text{FORMULA } F_{tb} = \frac{T_b}{520^\circ R}$$

DONDE T_b = TEMPERATURA BASE DE LA ZONA SUR = $30^\circ C = 546^\circ R$

$$F_{tb} = \frac{546}{520} = 1.05$$

PARA F_g :

$$\text{FORMULA } F_g = \sqrt{\frac{1}{G}} \quad \text{DONDE } G = 0.78$$

$$F_g = \sqrt{1/0.78} = 1.132277$$

PARA F_{tf} :

$$\text{FORMULA } F_{tf} = \sqrt{\frac{520}{T_f}} \quad \text{DONDE } T_f = 608^\circ R$$

$$F_{tf} = \sqrt{\frac{520}{608}} = 0.9248$$

PARA F_{pr} :

$$\text{FORMULA } F_{pr} = \left[1 + \frac{P_f 9.16 \times 10^5 (10^{1.188}) G}{T_f 3.825} \right]^{1/2}$$

DONDE P_f = PRESION DE FLUJO EN PSIA = $114.48 - 14.65 = 99.83$ PSIA T_f = TEMPERATURA DE FLUJO EN $^\circ R$ = $608^\circ R$

$$F_{pr} = \left[1 + \frac{99.83 (9.16 \times 10^{15}) 10^{1.188} (.78)}{608 3.825} \right]^{1/2}$$

$$F_{pr} = \left[1 + \frac{7.7231 \times 10^8}{4.4507 \times 10^{10}} \right]^{1/2} = \left[1 + 0.017352 \right]^{1/2}$$

$$F_{pr} = 1.0086$$

PARA F_r : FORMULA $F_r = 1 + \frac{b}{(H_m P_f)^{1/2}}$

DONDE H_m = CAIDA DE PRESION A TRAVES DE LA PLACA DE ORIFICIO

$$H_m = \frac{L_d^2 \cdot R_d}{100}$$

En nuestro caso Petr6leos Mexicanos sugiere una lectura diferencial de 7.1 que equivale al 50.41 % del rango del aparato de medici6n.

$$H_m = \frac{7.1^2 (100)}{100} = 50.41$$

$$F_r = 1 + \frac{b}{[(50.41) (114.48)]^{1/2}}$$

Se obtendr6 b de la tabla N° 20.1 considerando el di6metro de la placa a 20" que equivale al 66% del di6metro de la lina, obtenemos: $b = .0426$

POR LO TANTO: $F_r = 1 + \frac{.0426}{[(50.41) (114.48)]^{1/2}} = 1.00056$

PARA F_a :

$$F_a = 1 + 0.0000185 (T_f - 68^\circ F)$$

$$F_a = 1 + 0.0000185 (148^\circ F - 68^\circ F) = 1.00148$$

PARA F_m :

F_m = Petróleos Mexicanos utiliza por lo general registrados de fuelle con cámara de unidad diferencial (sin - mercurio), por lo que se considerará que:

$$F_m = 1$$

PARA Y_2 :

Y_2 se obtendrá de la tabla 20.2 para la cual es necesario:

$$\frac{H_m}{P_{f2}} \quad \text{y} \quad \beta = \frac{d}{D} \quad \text{DONDE :}$$

$H_m = 50.41$ del valor calculado para obtener F_r . $P_{f2} = 114.48$

$$\text{POR LO TANTO: } \frac{H_m}{P_{f2}} = \frac{50.41}{114.48} = .44053 \quad \text{y}$$

$$\beta = \frac{20''}{29.25''} = .68''$$

OBTENEMOS:

$$\text{PARA } H_m/P_{f2} = 0.4 ; Y_2 = 1.0018$$

$$\therefore Y_2 = 1.0020$$

$$\text{PARA } H_m/P_{f2} = 0.5 ; Y_2 = 1.0025$$

PARA F_b :

Para determinar F_b de la ecuación Básica

$$Q = K_i F_b (L_d \cdot L_e)^{1/2}$$

DONDE:

$$K_i = M \cdot F_{pb} \cdot F_{tb} \cdot F_g \cdot F_{tf} \cdot F_{pr} \cdot F_r \cdot F_a \cdot F_m \cdot Y_2 = 1.5310$$

$$L_d = \text{Lectura diferencial propuesta} = 7.1$$

$$L_e = \sqrt{\frac{114.48}{200}} (100) = 7.5657$$

$$Q = 168 \text{ MMPCD} = 7'000,000 \text{ Pies } 3/\text{Hr.}$$

$$F_b = \frac{Q}{K_i \cdot L_d \cdot L_e} = \frac{7'000,000}{(1.5310)(7.1)(7.6757)} = 85,116.8 \text{ Pie}^3/\text{Hr.}$$

Utilizando las medidas de conexión en brida:

De la tabla 20.3 para F_b observamos que el valor más cercano para un diámetro interior de 29.25 en brida es de 86,244 en -- pie³/Hr, y que éste corresponderá a una placa con un orificio de 19.5".

La constante de esta placa será:

$$K = K_i F_b = 1.5310 (86244) = 3.169 \text{ MMPCD}$$

ESTA TESIS NO DEBE SALIR DE LA BIBLIOTECA

TABLA QUE INDICA LAS LECTURAS A OBTENER
VARIANDO EL RANGO DEL REGISTRADOR

AP(H ₂ O)	R A N G O (H ₂ O)				
	75	100	150	200	400
25	5.77	5.00	4.08	3.53	2.50
50	8.16	7.07	5.77	5.00	3.53
75	10.00	8.66	7.07	6.12	4.33
100		10.00	8.16	→ 7.07	5.00
125			9.12	7.90	5.59
150			10.00	8.66	6.12
175				9.35	6.61
200				10.00	7.07
300					8.66
400					10.00

METER FACTORS, L-10, CHARTS—M

Temperature, °F	3.7	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500
100	0.147	0.272	0.311	0.331	0.345	0.355	0.362	0.367	0.371	0.374	0.376
200	0.272	0.498	0.562	0.603	0.631	0.651	0.665	0.675	0.682	0.687	0.690
300	0.410	0.740	0.830	0.880	0.910	0.930	0.945	0.955	0.962	0.967	0.970
400	0.550	1.000	1.120	1.200	1.260	1.300	1.330	1.350	1.365	1.375	1.382
500	0.700	1.300	1.450	1.550	1.630	1.690	1.730	1.760	1.780	1.795	1.805
600	0.850	1.550	1.750	1.880	1.980	2.060	2.120	2.160	2.190	2.210	2.225
700	1.000	1.800	2.050	2.220	2.320	2.410	2.480	2.530	2.560	2.580	2.595
800	1.150	2.050	2.350	2.550	2.680	2.780	2.860	2.920	2.960	2.985	3.000
900	1.300	2.300	2.650	2.880	3.050	3.180	3.280	3.360	3.420	3.460	3.480
1000	1.450	2.550	2.950	3.220	3.420	3.580	3.720	3.830	3.910	3.970	4.000

Values in this column are for 100 in. Meter. Factors with slight variations apply to 100 in. Meter. Factors with slight variations apply to 100 in. Meter. Factors with slight variations apply to 100 in. Meter. Factors with slight variations apply to 100 in. Meter.

FLOWING TEMPERATURE FACTORS—F₁₁

$$F_{11} = \sqrt{\frac{500}{100 + \text{actual flowing temperature}}}$$

T, °F	Factor	T, °F	Factor	T, °F	Factor	T, °F	Factor	T, °F	Factor
1	1.000	10	0.995	20	0.990	30	0.985	40	0.980
50	0.975	100	0.950	150	0.925	200	0.900	250	0.875
300	0.850	350	0.825	400	0.800	450	0.775	500	0.750
600	0.700	700	0.675	800	0.650	900	0.625	1000	0.600

SEAL FACTORS FOR LIQUIDS (Mercury Meters)—F₁₂

Liquid	Temperature, °F	Factor	Liquid	Temperature, °F	Factor
Mercury	68	1.000	Mercury	68	1.000
Water	68	0.999	Water	68	0.999
Alcohol	68	0.998	Alcohol	68	0.998
Oil	68	0.997	Oil	68	0.997

VARIAION OF SAYBOLT VISCOSITY WITH TEMPERATURE

Temp, °F	100	150	200	250	300	350	400	450	500
100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
150	100	100	100	100	100	100	100	100	100
200	100	100	100	100	100	100	100	100	100
250	100	100	100	100	100	100	100	100	100
300	100	100	100	100	100	100	100	100	100
350	100	100	100	100	100	100	100	100	100
400	100	100	100	100	100	100	100	100	100
450	100	100	100	100	100	100	100	100	100
500	100	100	100	100	100	100	100	100	100

All values less than 1.00 are viscosity ratios in water at 68°F.

VISCOSITY FACTORS FOR LIQUIDS—F₁₃

Viscosity at 68°F, centipoise	Value of d ₁₁ , ft.									
	15	20	40	60	100	150	200	250	300	400
100	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
200	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
300	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
400	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
500	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000

*Viscosity in relation to water at 68°F.

FLANGE TAPS—VALUES OF F_r

Table with 11 columns (0 to 10) and 36 rows (0.10 to 2.00). It lists values of F_r for different pipe diameters and Reynolds numbers.

VALUES FOR REYNOLDS-NUMBER FACTOR, F_r —FLANGE TAPS Table No. 29

Table with 11 columns (0 to 10) and 36 rows (0.10 to 2.00). It lists values of F_r for different pipe diameters and Reynolds numbers, with sub-tables for internal diameters of pipe, D, in inches.

FLANGE TAPS—BASIC OFFICE FACTORS—F

FLANGE TAPS—PIPE DIAMETER FACTORS—F

Internal Diameter of Pipe, D, inches

160/F Factor	Internal Diameter of Pipe, D, inches					
	20	24	30	36	42	48
1.00	14.16	19.20	25.20	31.20	37.20	43.20
1.05	13.44	18.24	23.76	29.28	34.80	40.80
1.10	12.72	17.28	22.32	27.84	33.36	39.36
1.15	12.00	16.32	20.88	26.40	31.92	37.92
1.20	11.28	15.36	19.44	24.96	30.48	36.48
1.25	10.56	14.40	18.00	23.52	29.04	35.04
1.30	9.84	13.44	16.56	22.08	27.60	33.60
1.35	9.12	12.48	15.12	20.64	26.16	32.16
1.40	8.40	11.52	13.68	19.20	24.72	30.72
1.45	7.68	10.56	12.24	17.76	23.28	29.28
1.50	6.96	9.60	10.80	16.32	21.84	27.84
1.55	6.24	8.64	9.36	14.88	20.40	26.40
1.60	5.52	7.68	7.92	13.44	18.96	24.96
1.65	4.80	6.72	6.48	12.00	17.52	23.52
1.70	4.08	5.76	5.04	10.56	16.08	22.08
1.75	3.36	4.80	3.60	9.12	14.64	20.64
1.80	2.64	3.84	2.16	7.68	13.20	19.20
1.85	1.92	2.88	72	6.24	11.76	17.76
1.90	1.20	1.92	0	4.80	10.32	16.32
1.95	0.48	0.96	0	3.36	8.88	14.88
2.00	0	0	0	1.92	7.44	13.44

Internal diameter of pipe, D, inches

160/F Factor	Internal diameter of pipe, D, inches											
	60	72	84	96	108	120	132	144	156	168	180	192
1.00	10.00	12.00	14.00	16.00	18.00	20.00	22.00	24.00	26.00	28.00	30.00	32.00
1.05	9.52	11.42	13.32	15.22	17.12	19.02	20.92	22.82	24.72	26.62	28.52	30.42
1.10	9.04	10.94	12.84	14.74	16.64	18.54	20.44	22.34	24.24	26.14	28.04	29.94
1.15	8.56	10.46	12.36	14.26	16.16	18.06	19.96	21.86	23.76	25.66	27.56	29.46
1.20	8.08	9.98	11.88	13.78	15.68	17.58	19.48	21.38	23.28	25.18	27.08	28.98
1.25	7.60	9.50	11.40	13.30	15.20	17.10	19.00	20.90	22.80	24.70	26.60	28.50
1.30	7.12	9.02	10.92	12.82	14.72	16.62	18.52	20.42	22.32	24.22	26.12	28.02
1.35	6.64	8.54	10.44	12.34	14.24	16.14	18.04	19.94	21.84	23.74	25.64	27.54
1.40	6.16	8.06	9.96	11.86	13.76	15.66	17.56	19.46	21.36	23.26	25.16	27.06
1.45	5.68	7.58	9.48	11.38	13.28	15.18	17.08	18.98	20.88	22.78	24.68	26.58
1.50	5.20	7.10	9.00	10.90	12.80	14.70	16.60	18.50	20.40	22.30	24.20	26.10
1.55	4.72	6.62	8.52	10.42	12.32	14.22	16.12	18.02	19.92	21.82	23.72	25.62
1.60	4.24	6.14	8.04	9.94	11.84	13.74	15.64	17.54	19.44	21.34	23.24	25.14
1.65	3.76	5.66	7.56	9.46	11.36	13.26	15.16	17.06	18.96	20.86	22.76	24.66
1.70	3.28	5.18	7.08	8.98	10.88	12.78	14.68	16.58	18.48	20.38	22.28	24.18
1.75	2.80	4.70	6.60	8.50	10.40	12.30	14.20	16.10	18.00	19.90	21.80	23.70
1.80	2.32	4.22	6.12	8.02	9.92	11.82	13.72	15.62	17.52	19.42	21.32	23.22
1.85	1.84	3.74	5.64	7.54	9.44	11.34	13.24	15.14	17.04	18.94	20.84	22.74
1.90	1.36	3.26	5.16	7.06	8.96	10.86	12.76	14.66	16.56	18.46	20.36	22.26
1.95	0.88	2.78	4.68	6.58	8.48	10.38	12.28	14.18	16.08	17.98	19.88	21.78
2.00	0.40	2.30	4.20	6.10	8.00	9.90	11.80	13.70	15.60	17.50	19.40	21.30

" SELECCION DE LA VALVULA DE CONTRA PRESION
DE LA PRODUCCION GENERAL DE GAS "

Método analftico: (VALVULA FISHER)

$$\text{FORMULA } C_g = \frac{Q}{P_1} \sqrt{\frac{GT}{520}}$$

DONDE:

C_g = Coeficiente de tamaño (GAS - AIRE)

Q = Gasto en pies³/hora a condiciones estándar

P_1 = Presión de entrada en LB/PG² Absolutas

G = Gravedad específica (AIRE = 1)

T = Temperatura de flujo en °R

TOMANDO NUESTROS DATOS TENEMOS:

$$C_g = X \text{ (INCOGNITA)}$$

$$Q = 168,000 \text{ MPCD} = 7 \times 10^6 \text{ FT}^3/\text{Hr.}$$

$$P_1 = 114.23$$

$$G = 0.78$$

$$T = 148\text{F} = 608^\circ\text{R}$$

$$C_g = \frac{7 \times 10^6}{114.23} \sqrt{\frac{0.78(608)}{520}} = 61279.8 \sqrt{0.912}$$

$$C_g = 58,521$$

De las tablas de Catálogo Fisher para válvulas diseño "ED" apertura rápida tenemos que para el tamaño 8" un diámetro de orificio de 8", el C_g para el 70% de apertura es de 28,100; al 80% de apertura el $C_g = 29,600$, por lo tanto teniendo dos válvulas de este tipo al 80% el C_g total sería de $29,600 \times 2 = 59,200$.

El fabricante de las válvulas Fisher aconseja que estas válvulas para un mejor funcionamiento deben operar al 50% de su apertura máxima; entonces conforme a este porcentaje de apertura 3 válvulas manejarán según tablas en el Catálogo:

$$C_g \text{ al } 50\% = 23,400 \times 3 = 70,200$$

Con el C_g total las 3 válvulas manejarán:

de fórmula (1)

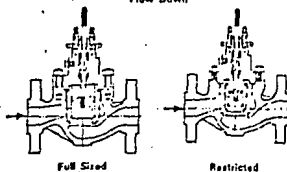
$$Q = C_g P_1 \cdot \sqrt{\frac{1}{520}} = 70,200 (114.23) \frac{1}{0.95498}$$

$$Q = 8.596 \times 10^6 \text{ FT}^3/\text{Hr.} = 201.5 \text{ MMPCD} > 168 \text{ MMPCD}$$

Por lo tanto con tres válvulas de 8" al 50% manejaremos más del gasto y así se estará en opción de usar dos de ellas como relevo operando éstas al 80% aproximadamente de apertura mientras a una tercera se le da mantenimiento.

Design ED
 ANSI Classes 125 - 600

Lock Opening Cage



Full Sized

Restricted

FLOW COEFFICIENTS

For additional body information
 see Bulletin 31-110

Body Series	Body Size, In.	Port Diameter, In.	Coeffs. for 1/4" Travel ¹	Total Travel ¹ In.	Valve Opening—Percent of Total Travel										K ₁ and C ₂		
					10	20	30	40	50	60	70	80	90	100			
					1 & 1/4	1-1/2	2	2-1/2	3	4	4-3/8	6	8	8			
C ₂ (liquid)	1 & 1/4	1-5/16	11.7	3/4	4.87	9.33	13.4	16.9	19.9	20.2	21.1	21.8	21.9	22.1	22.1	22.1	22.1
	1-1/2	1-7/8	22.6	3/4	7.79	14.4	20.5	26.8	32.0	36.9	39.4	41.3	43.0	43.7	44.0	44.0	44.0
	2	2-5/16	23.7	1-1/8	13.4	24.8	34.9	51.3	62.9	70.6	73.7	75.6	76.8	77.8	78.0	78.0	78.0
	2-1/2	2-7/8	33.4	1-1/2	29.9	35.6	58.8	74.2	84.9	92.0	93.0	93.5	93.9	93.9	93.9	93.9	93.9
	3	3-7/16	43.5	1-1/2	27.2	42.7	77.9	97.5	124	143	149	154	158	161	161	161	161
	4	4-3/8	45.9	2	37.7	75.0	124	163	193	230	238	241	241	251	251	251	251
	6	7	52.0	2	73.6	150	232	305	353	399	419	431	451	460	467	467	467
	8	8	108	2	80.3	188	290	352	400	456	615	658	705	744	745	745	745
	8	8	108	3	291	474	651	651	651	756	751	817	841	861	861	861	861
	1-1/2	1-5/16	16.2	3/4	5.05	9.98	14.7	20.0	24.0	25.7	26.2	27.4	28.6	29.9	29.9	29.9	29.9
	2	1-5/16	16.7	3/4	4.80	9.58	14.9	20.2	25.7	29.7	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2
	2-1/2	1-7/8	25.3	3/4	7.63	15.2	22.8	31.0	41.0	46.7	54.9	60.3	68.4	71.2	71.2	71.2	71.2
	3	2-5/16	35.2	1-1/8	15.9	31.7	47.2	67.7	74.4	82.4	87.3	89.5	91.0	91.9	91.9	91.9	91.9
4	2-7/8	44.8	1-1/2	25.0	47.2	79.1	88.5	101	114	121	127	129	150	150	150	150	
6	4-3/8	64.9	2	57.9	101	150	193	247	285	310	329	345	358	358	358	358	
C ₂ (gas)	1 & 1/4	1-5/16	4.91	3/4	14.9	22.4	45.6	55.2	59.8	61	63.5	64.9	65.2	65.9	65.9	65.9	65.9
	1-1/2	1-7/8	74.5	3/4	21.9	46.1	67.7	88.4	109.0	119.0	123.0	132.0	134.0	135.0	135.0	135.0	135.0
	2	2-5/16	10.9	1-1/8	41.2	59.4	139.0	178.0	219.0	229.0	235.0	242.0	243.0	245.0	245.0	245.0	245.0
	2-1/2	2-7/8	10.9	1-1/2	64.0	110.0	209.0	294.0	299.0	329.0	329.0	344.0	344.0	351.0	352.0	352.0	352.0
	3	3-7/16	13.9	1-1/2	64.1	121.0	249.0	339.0	419.0	459.0	469.0	484.0	486.0	487.0	487.0	487.0	487.0
	4	4-3/8	143.9	2	119.0	249.0	499.0	579.0	724.0	729.0	799.0	809.0	839.0	839.0	839.0	839.0	839.0
	6	7	292.0	2	249.0	484.0	759.0	1029.0	1229.0	1229.0	1429.0	1529.0	1539.0	1539.0	1539.0	1539.0	1539.0
	8	8	349.0	2	264.0	549.0	949.0	1239.0	1639.0	1739.0	2249.0	2449.0	2449.0	2649.0	2749.0	2749.0	2749.0
	8	8	349.0	3	439.0	549.0	1139.0	1539.0	2139.0	2539.0	2539.0	2739.0	2739.0	2939.0	3139.0	3139.0	3139.0
	1-1/2	1-5/16	6.29	3/4	18.1	28.9	57.2	74.7	87.9	97.9	99.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	2	1-5/16	5.81	3/4	14.6	22.8	45.7	63.5	67.9	71.5	75.9	78.9	81.9	82.9	82.9	82.9	82.9
	2-1/2	1-7/8	8.11	3/4	27.1	47.8	72.2	99.9	129.0	159.0	169.0	176.0	182.0	182.0	182.0	182.0	182.0
	3	2-5/16	136.2	1-1/8	53.9	116.0	178.0	231.0	272.0	299.0	309.0	312.0	314.0	317.0	317.0	317.0	317.0
4	2-7/8	146.0	1-1/2	63.1	129.0	222.0	272.0	322.0	329.0	419.0	429.0	449.0	479.0	479.0	479.0	479.0	
6	4-3/8	225.0	2	184.0	353.0	572.0	762.0	862.0	916.0	1056.0	1156.0	1166.0	1166.0	1166.0	1166.0	1166.0	
C ₂ (steam)	1 & 1/4	1-5/16	24.7	3/4	7.25	16.2	22.6	27.6	29.9	31.1	31.6	32.3	32.6	33.0	33.0	33.0	
	1-1/2	1-7/8	37.3	3/4	11.6	23.1	33.9	44.2	53.0	59.5	62.6	66.0	67.6	68.0	68.0	68.0	
	2	2-5/16	50.5	1-1/8	26.9	44.7	65.5	87.5	105	115	118	121	122	123	123	123	
	2-1/2	2-7/8	54.0	1-1/2	32.4	65.6	101	139	184	194	199	199	202	204	204	204	
	3	3-7/16	64.9	1-1/2	41.1	85.5	125	172	218	227	235	237	243	245	245	245	
	4	4-3/8	71.5	2	51.5	125	214	265	320	374	375	424	415	419	419	419	
	6	7	150	2	129	247	379	510	629	710	710	759	755	755	755	755	
	8	8	175	2	132	264	476	685	649	915	1120	1229	1310	1320	1320	1320	
	8	8	175	3	213	401	755	969	1170	1510	1415	1612	1620	1620	1620	1620	
	1-1/2	1-5/16	31.5	3/4	9.05	19.9	28.6	37.4	44.0	47.4	47.7	47.9	51.0	52.0	52.0	52.0	
	2	1-5/16	28.1	3/4	7.29	15.5	24.9	33.8	42.9	49.7	53.1	55.5	57.9	59.0	59.0	59.0	
	2-1/2	1-7/8	40.6	3/4	11.1	21.5	36.1	49.5	61.9	70.6	75.5	75.5	77.5	78.0	78.0	78.0	
	3	2-5/16	65.0	1-1/8	27.0	54.0	85.0	111	137	149	153	156	157	157	157	157	
4	2-7/8	72.0	1-1/2	42.1	84.5	127	180	227	197	227	262	257	259	259	259		
6	4-3/8	113	2	57.0	117	264	351	422	426	525	525	580	528	528	528		

¹For body and port diameters, use the diameters shown for 1/4" travel.
²For body and port diameters, use the diameters shown for 1/2" travel.
³For body and port diameters, use the diameters shown for 3/4" travel.

¹From turbine only, the C₂ values for the C₂ series are the C₂ values for the C₂ series.
²From turbine only, the C₂ values for the C₂ series are the C₂ values for the C₂ series.
³From turbine only, the C₂ values for the C₂ series are the C₂ values for the C₂ series.

The coefficients shown on this page are also appropriate for the Designs EDR, ET and ETR.

" CALCULO Y SELECCION DE TUBERIA. GASODUCTO. "

Las fórmulas que se utilizan para la determinación de la capacidad de transporte de gas en tuberías son las siguientes:

- A) Fórmula de Weymouth
- B) Fórmula de Panhandle

A) Fórmula de Weymouth

Esta fórmula se emplea para el cálculo de Gasoductos que trabajan con un alto índice de eficiencia.

$$Q = 433.45 \frac{T_o}{P_o} \left(\frac{d^{16/3}}{GTL} \right)^{1/2} (P_1^2 - P_2^2)^{1/2}$$

DONDE:

- Q = Pie³/día a condiciones estándar
- d = Diámetro interior de la línea en Pg.
- L = Longitud de la línea en millas
- G = Gravedad específica del gas (AIRE = 1.0)
- T_o = Temperatura base del lugar en °R
- T = Temperatura de flujo en °R
- P_o = Presión base en PSIA
- P₁ = Presión inicial en PSIA
- P₂ = Presión final en PSIA

Despejando el diámetro (FORMULA PRACTICA):

$$D = 5.33 \sqrt{\frac{0.000504 (P_o)^2 (Q_g)^2 LGT}{(T_o)^2 P_m DP}}$$

DONDE:

L = EN PIES

Q_g = Gasto en millares de pies³/día (MPCD)

$$P_m = \frac{P_1 + P_2}{2}$$

DP = $P_1 - P_2$ (CAIDA DE PRESION)

Los datos para este caso serán:

G = 0.78

Q_g = 168,000 MPCD

L = 20 KM = 65,600 pies (DISTANCIA A LA ESTACION DE COMPRESION)

T_o = 546°R

T = 608°R

P_o = 14.73 PSIA

P_1 = 114.23 PSIA (PRESION DE SALIDA DE LA BATERIA)

P_2 = 85 PSIA = 99.73 PSIA (PRESION DE SUCCION DE LAS COMPRESORAS DE BAJA A ALTA PRESION)

D_p = 14.5 PSIA

P_m = 106.98 PSIA

$$D = \frac{5.333 \sqrt{0.000504 (14.73)^2 (168,000)^2 65,600 (.78) 608}}{(546)^2 (106.98) (14.5)}$$

$$D = \frac{5.333 \sqrt{9601.89 \times 10^{13}}}{4.62441 \times 10^8}$$

$$D = \frac{5.333 \sqrt{2.07635 \times 10^8}}{4.62441 \times 10^8}$$

D = 36.26 Pg.

B) Fórmula de Panhandle:

La fórmula de Panhandle se emplea frecuentemente por Petróleos Mexicanos para el cálculo de Gasoductos de diámetro grandes y con diferentes factores de eficiencia.

El factor de eficiencia que utilizaremos en nuestro diseño se ha calculado por Petróleos Mexicanos con base en datos reales de campo donde se ha observado que en los diferentes gasoductos, es aproximadamente el 65% la eficiencia.

$$Q = 737 \left(\frac{T_o}{P_o} \right)^{1.02} E \left[\frac{P_1^2 - P_2^2}{TLG \cdot 0.961} \right]^{0.510} D^{2.53}$$

Despejando "D" tenemos:

$$D = \sqrt[2.53]{\frac{Q}{737 \left(\frac{T_o}{P_o} \right)^{1.02} E \left(\frac{P_1^2 - P_2^2}{TLG \cdot 0.961} \right)^{0.510}}}$$

DONDE:

Q = Gasto en pies³/día

L = Longitud en millas = 12.43

E = Factor de eficiencia = 65% = 0.65

SUSTITUYENDO:

$$D = \sqrt[2.53]{\frac{168'000,000}{737 \left(\frac{546}{14.73} \right)^{1.02} \cdot 0.65 \left[\frac{(114.23)^2 - (99.73)^2}{608(12.43) \cdot 78^{0.961}} \right]^{0.510}}}$$

$$D = \sqrt[2.53]{\frac{168'000,000}{23690.908}} = \sqrt[2.53]{12270.917}$$

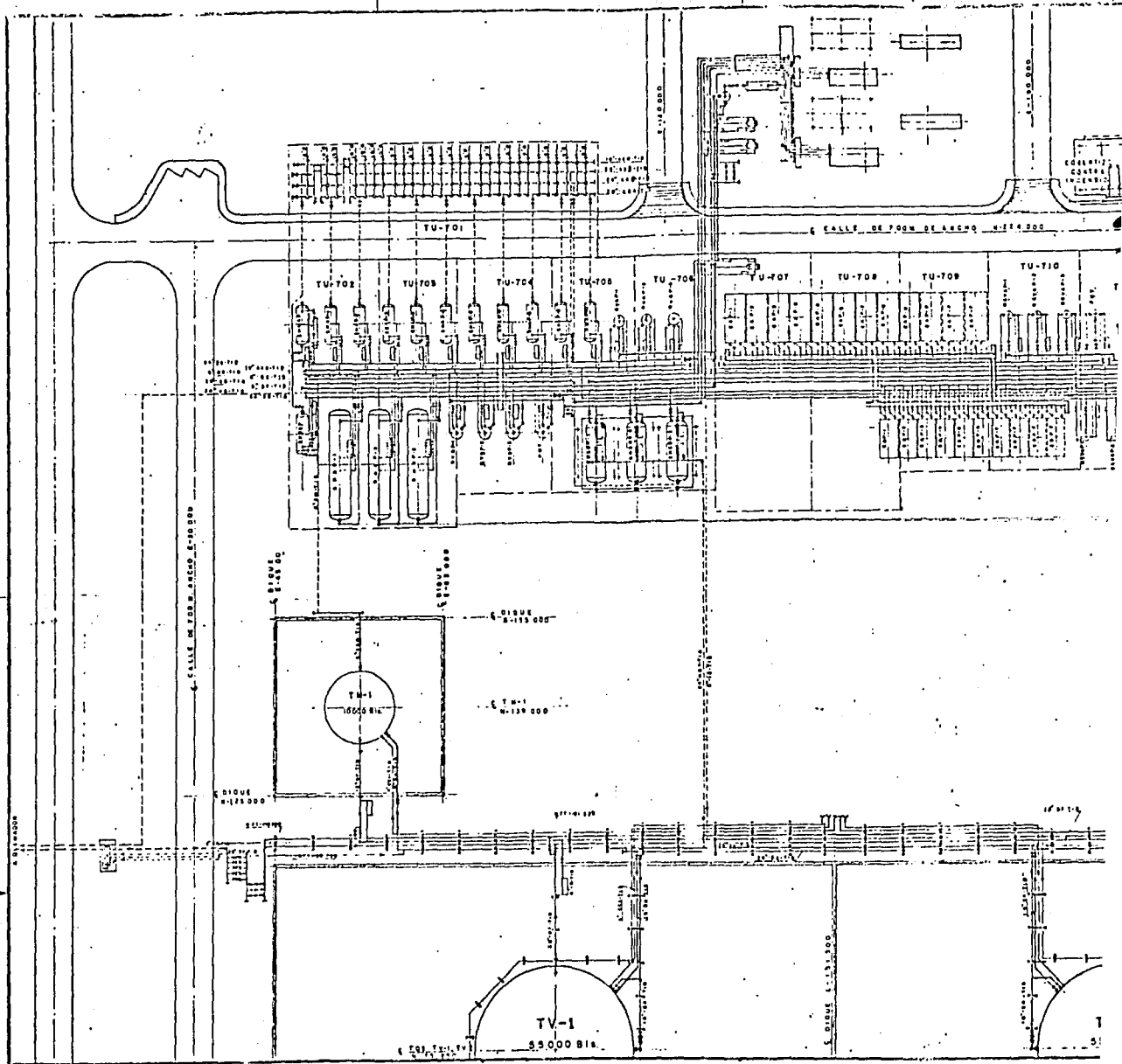
$$D = 41.32 \text{ Pg.}$$

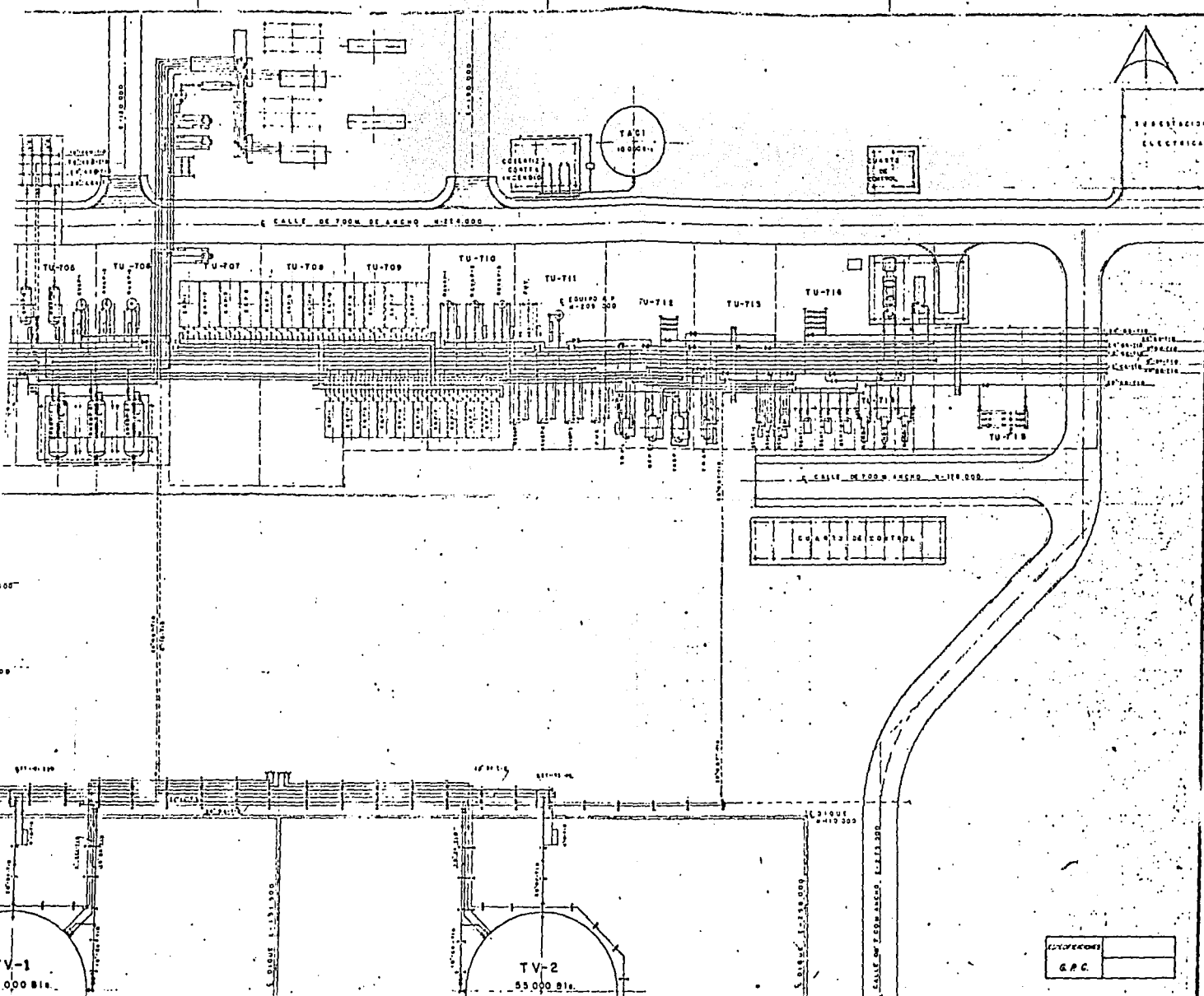
Por lo tanto se utilizará una tubería de 42" Ø API - ESTANDARD 5LX-42, con espesor de 0.375" o sea, con un diámetro interior de 41.25" con una presión de operación máxima - de 300 LB/PG² en tipo "D".

Calcularemos el gasto a manejar con este diámetro:

$$Q = 737 \left[\frac{546}{14.73} \right] 1.02 \cdot 0.65 \left[\frac{(114.23)^2 - (99.73)^2}{608(12.43) (0.78)^{0.961}} \right]^{0.510} (41.25)^{2.53}$$

Q = 167.28 MMPCD al 65% de eficiencia.





ESTADOS UNIDOS	
G.P.C.	

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA
LOCALIZACION GENERAL
area de tuberias

TESIS PROFESIONAL MARIO R. GARCIA RODRIGUEZ

ESC 1: 400

PLANO No. 001

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

Diámetro	Espesor de Pared		Peso		Diámetro Interior		Presiones de Prueba			
	Wald Thickness	Min. Pulg.	Weight	Lbs/Ft	Inside Diameter	Grade D	X 42	X 46		
Min. Pulg.	Min.	Pulg.	Kg/M	Lbs/Ft	Min. Pulg.	Grade D	X 42	X 46		
63.8 24	7.92	0.312	16720	11225	641.8	23.716	27	49	53	
	6.74	0.314	18418	12365	646.1	23.312	28 *	52	58	
	5.52	0.315	20059	13467	644.6	23.550	32	56	64	
	4.30	0.400	21608	14567	643.0	23.188	35 *	60	70	
	3.08	0.438	23383	15700	641.3	23.124	38	66	75	
	1.86	0.469	25016	16795	639.8	23.062	40 *	71	80	
	12.10	0.500	26246	17889	638.2	23.000	44	78	88	
	91.4 36	7.92	0.312	17713	11982	808.6	33.376	25	46	51
		6.74	0.314	19512	13100	806.9	33.312	28 *	51	57
		5.52	0.315	21252	14236	805.4	33.250	31	56	60
		4.30	0.400	23188	15424	803.8	33.188	34 *	60	65
3.08		0.438	24178	16034	802.1	33.124	38	65	71	
1.86		0.469	26309	17287	800.0	33.056	42 *	69	76	
12.70		0.500	28028	18937	800.0	32.988	46 *	74	81	
14.27		0.562	31682	21220	802.8	34.876	41	84	91	
15.88		0.625	35172	23613	802.6	34.750	51	92	101	
17.46		0.688	39046	25947	802.4	34.624	61	101	111	
19.05		0.750	42954	28225	802.3	34.500	62	111	121	
20.62	0.812	45454	30518	802.2	34.376	67	120	132		
22.22	0.875	48801	32824	800.0	34.250	72	129	141		
106.8 42	8.74	0.314	22795	15304	1049.3	41.312	24	44	48	
	5.52	0.315	24021	16671	1047.0	41.250	27	48	52	
	4.30	0.400	26062	18035	1046.2	41.188	29	51	56	
	3.08	0.438	28059	19442	1044.5	41.124	31	56	60	
	1.86	0.469	30006	20893	1043.0	41.062	33	60	65	
	12.10	0.500	32009	22416	1041.4	41.000	35	63	70	
	14.27	0.562	34047	24018	1039.3	40.936	39	71	78	
	15.88	0.625	36052	25702	1037.0	40.870	42 *	79	86	
	17.46	0.688	38027	27468	1034.8	40.800	49	87	95	
	19.05	0.750	40215	29325	1032.7	40.736	52	95	104	
	20.62	0.812	42220	31278	1030.7	40.670	57	103	112	
22.22	0.875	45243	33431	1028.4	40.600	62	111	121		

X 52	X 56	X 60
60	65	70
61	66	71
62	67	72
63	67	72
64	68	73
65	69	74
66	70	75
67	71	76
68	72	77
69	73	78
70	74	79
71	75	80
72	76	81
73	77	82
74	78	83
75	79	84
76	80	85
77	81	86
78	82	87
79	83	88
80	84	89
81	85	90
82	86	91
83	87	92
84	88	93
85	89	94
86	90	95
87	91	96
88	92	97
89	93	98
90	94	99
91	95	100
92	96	101
93	97	102
94	98	103
95	99	104
96	100	105
97	101	106
98	102	107
99	103	108
100	104	109
101	105	110
102	106	111
103	107	112
104	108	113
105	109	114
106	110	115
107	111	116
108	112	117
109	113	118
110	114	119
111	115	120
112	116	121
113	117	122
114	118	123
115	119	124
116	120	125
117	121	126
118	122	127
119	123	128
120	124	129
121	125	130
122	126	131
123	127	132
124	128	133
125	129	134
126	130	135
127	131	136
128	132	137
129	133	138
130	134	139
131	135	140
132	136	141
133	137	142
134	138	143
135	139	144
136	140	145
137	141	146
138	142	147
139	143	148
140	144	149
141	145	150
142	146	151
143	147	152
144	148	153
145	149	154
146	150	155
147	151	156
148	152	157
149	153	158
150	154	159
151	155	160

TÉCNICAL DIRECTION

C A P I T U L O VI

" ANALISIS DE COSTOS "

" C O S T O S "

Este capítulo trata de uno de los más importantes -- factores a considerar y que se topa en un amplio margen con una serie de vicisitudes que van desde el aspecto económico, tecnológico, hasta el político.

La siguiente lista de precios tendrá por objeto la - realización de un presupuesto en el que además de estar inte grado todo nuestro equipo, incluirá otros conceptos que no - mencionamos en la presente tesis pero que son de igual impor tancia además de ser un complemento. Se sumarán a nuestro - presupuesto los montos por concepto de mano de obra civil y mecánica, así como el monto del terreno, afectaciones, cami nos, etc.

El tiempo en el que se comenzó y terminó el presente capítulo de costos fue en el mes de Junio de 1985. En esta fecha la paridad del peso frente al Dólar Americano es de -- \$241.97 (10/JUN/85) con un deslizamiento diario de 21 centa vos.

Como nota de importancia cabe ratificar que el equi po de importación se encontraba en estas fechas en existen ci cías en los almacenes de Petróleos Mexicanos. Con esto se - pudo hacer la conversión de costos en Moneda Nacional a un - valor actualizado.

En el Capítulo IV, en la parte de Cálculo y Selección del Equipo de Separación nos encontramos con la necesidad de escoger el tipo de separador que más nos convendrá para nuestro equipo de trabajo. La decisión recaerá en varios factores principalmente el de costo. Esta se hará entre los separadores de tipo horizontal y los separadores de tipo vertical.

En los separadores de tipo horizontal la instalación es prácticamente sencilla ya que van montados únicamente sobre un par de zapatas niveladas. Uno de los inconvenientes de estos separadores es la superficie que ocupan sobre el área total de la batería la cual es un poco grande.

En cuanto a la eficiencia de estos separadores es un poco mayor a la de los separadores de tipo vertical.

En lo referente al costo el precio por unidad es de \$83,836.50 Dls., o sea, \$20'285,917.91 Pesos (M.N.)

Los separadores de tipo vertical a diferencia de los horizontales ocupan un espacio mucho menor dentro del área total de la batería.

La instalación de estos separadores será de tipo especial pues será necesaria una base más reforzada y muy bien nivelada para que la fuerza de trabajo que exista dentro del

separador quede bien distribuida. Un inconveniente será la elevación de ciertas partes de tubería debido a la altura de los separadores y a la colocación de las boquillas.

La eficiencia de los separadores verticales es un poco menor que la de los separadores de tipo horizontal.

El costo por unidad es de \$85,632.30 Dls., o sea --- \$20'720,447.63 Pesos (M.N.).

Haciendo una evaluación de los diferentes factores - en cada tipo de separador nos inclinamos por los de tipo horizontal ya que el área que se tiene destinada dentro de --- nuestra batería para los separadores es suficiente tomando - en cuenta el total de éstos.

También la instalación será más sencilla y menos costosa además de rápida.

Aunque no existe una gran diferencia en cuanto a la eficiencia entre un tipo y otro de separador, si la hay en cuanto a costo por unidad, y esta diferencia se acrecienta - mucho más si se multiplica por el total de separadores que se necesitarán.

El costo de 7 separadores de tipo vertical es de --- \$145'043,133.40 mientras que el costo de 6 separadores de ti

po horizontal es de \$121'715,507.50.

Como señalan los números existe una diferencia de -- \$23'327,625.94 Pesos (M.N.) la cual es un ahorro muy signifi cante.

El siguiente listado llevará un orden de acuerdo al de los capítulos y comprenderá los siguientes datos:

- A) El número de piezas (equipo) necesarias.
- B) Marca.
- C) Especificaciones necesarias para su reconocimiento.
- D) Precio: 1) En Moneda Nacional.
2) En Moneda Nacional y en Dólares si la pieza es de importación.
- E) Si la pieza se encuentra en existencia o si se necesita su requerimiento.

CANTIDAD	ESPECIFICACIONES	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL	FECHA
5	SEPARADOR HORIZONTAL. MARCA: MALONEY-CRAWFORD DIMENSIONES: 72" x 20" PRES. TRAB.: 125 LB/PLG ² (BAJA) CAP. GAS: 30 MMPCD CAP. LIQUIDOS: 59,800 BPD EN EXISTENCIAS	\$ 83'836.50 Dls.	\$ 419,182.50 Dls.	JUNIO-85
		20'285,917.91 M.N.	101'429,589.50 M.N.	JUNIO-85
10	VALVULA DE SEGURIDAD. MARCA: CROSBY-ASHTON DIAMETRO: 2 1/2" PRES. TRAB: 125 LB/PLG ² CUERPO: ACERO AL CARBON EN EXISTENCIAS	631.34 Dls.	6,313.42 Dls.	JUNIO-85
		152,766.00 M.N.	1'527,660.00 M.N.	JUNIO-85
200 MTS. (656 FT)	COLECTOR GENERAL DE GAS DESCARGA EN SEPARADORES. MARCA: TUBACERO, S.A. DIAM. EXT: 30" DIAM. INT: 29.50" ACERO AL CARBON GRADO "D" SLX-52 EN EXISTENCIAS	45,000.00 M.N. x METRO	9'000,000.00 M.N.	JUNIO-85

CANTIDAD	ESPECIFICACIONES	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL	FECHA
8	RECTIFICADOR CICLONICO VERTICAL. MARCA: SCRUBBERS DIMENSIONES: 72" x 10' PRES. TRAB.: 125 LB/PLG ² (BAJA) CAP. GAS: 23.8 MMPCD CAP. LIQUIDO: 18,000 BPD EN EXISTENCIAS	\$ 41,918.75 Dls. 10' 142,958.95 M.N.	\$ 335,346.00 Dls. 81' 143,671.62 M.N.	JUNIO-85 JUNIO-85
6	ENFRIADOR DE AIRE PARA GAS. MARCA: RAINNEY PRES. TRAB.: 125 LB/PLG ² CAP. GAS: 35 MMPCD EN EXISTENCIAS	50,668.17 Dls. 12' 260,178.69 M.N.	304,009.05 Dls. 73' 561,072.15 M.N.	JUNIO-85 JUNIO-85
5	RECTIFICADOR CICLONICO VERTICAL. DIMENSIONES: 84" x 20' MARCA: WILSON PRES. TRAB.: 125 LB/PLG ² (BAJA) CAP. GAS: 50 MMPCD CAP. LIQUIDO: 43,000 BPD EN EXISTENCIAS	90,918.00 Dls. 21' 999,428.46 M.N.	454,590.00 Dls. 109' 997,142.30 M.N.	JUNIO-85 JUNIO-85

CANTIDAD	ESPECIFICACIONES	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL	FECHA
1	VALVULA PORTA ORIFICTO MARCA: FISHER DIAMETRO: 30" PRES. TRAB.: 150 LB/PLG ² CUERPO: ACERO AL CARBON EN EXISTENCIAS	35,574.00 M.N.	35,574.00 M.N.	JUNIO-85
1	PLACA PARA ORIFICTO CIEGA DE ACERO INOXIDABLE, DIAM. EXT.: 29.250" DIAM. INT.: 19.50" ESPESOR PLACA: 1/4" EN EXISTENCIAS	47,120.00 M.N.	47,120.00 M.N.	JUNIO-85
3	VALVULA REGULADORA DE PRESTON DE GAS. MARCA: FISHER GOVERNOR DIAMETRO: 8" PRES. TRAB.: 150 LB/PLG ² CUERPO: ACERO FUNDIDO AL CARBON, EN EXISTENCIAS	4,592.64 Dls. 1,111,281.10 M.N.	13,777.92 Dls. 3,333,843.30 M.N.	JUNIO-85 JUNIO-85

CANTIDAD	ESPECIFICACIONES	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL	FECHA
20,000 MIS. (65,600 FT)	TUBERIA GASODUCTO MARCA: TUBESA, S.A. DIAM. EXT.: 42" DIAM. INT.: 41.25" ACERO AL CARBON GRADO "B" SIX-52 EN EXISTENCIAS	\$ 65,000.00 M.N. x METRO	\$ 1,300'000,000.00 M.N.	JUNIO-85

COSTO TOTAL DEL EQUIPO (MATERIALES) = \$ 1,680'075,672.80 M.N.

CONCEPTO	COSTO TOTAL	FECHA
CIMENTACION, ERECCION Y PINTURA DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO EN LA BATERIA (ACEITE)	\$ 60'976,735.00 M.N.	ABRIL-85
OBRA ELECTROMECANICA DE LA BATERIA (INCLUYE - EQUIPO ELECTRICO EN GRAL. Y EL EQUIPO PARA -- APROVECHAMIENTO DE ACEITE).	142'603,500.00 M.N.	ABRIL-85
URBANIZACION, EDIFICIOS Y ELECTRIFICACION EN LA BATERIA (EN SU TOTALIDAD).	357'994,000.00 M.N.	ABRIL-85
PROTECCION ANTICORROSIVA DE TUBERIAS Y EQUIPO MECANICO EN LA BATERIA.	37'963,100.00 M.N.	ABRIL-85
TERRENO Y AFECTACIONES DE LA BATERIA.	1,428'042,000.00 M.N.	ABRIL-85
CONSTRUCCION DE TERRACERIAS Y CAMINOS PAVIMEN TADOS (CAPA ASFALTICA).	177'030,000.00 M.N.	ABRIL-85
<hr/>		
COSTO TOTAL DE CONSTRUCCION	F \$ 2,204'609,335.00 M.N.	

COSTO TOTAL DE CONSTRUCCION (TOTALIDAD DE LA BATERIA)

\$ 2,204'609,335.00 M.N.

COSTO TOTAL DEL EQUIPO (UNICAMENTE EQUIPO PARA EL TRATAMIENTO DE GAS).

\$ 1,680'075,672.80 M.N.

" CONCLUSIONES "

La tarea que realiza Petróleos Mexicanos en el --
 área económica, tecnológica y humana es verdaderamente im -
 presionante.

El desarrollo que ha tenido la industria petrolera
 en los últimos años es un orgullo para nuestro país.

En el tiempo que me he dedicado a la realización -
 de la presente tesis, he logrado observar el empeño que se -
 realiza en el campo. El clima es la mayor parte del tiempo
 extremo; se alcanzan temperaturas muy altas y se trabaja -
 bajo un sol abrasador. Sin embargo, los Ingenieros, Operadores
 Soldadores y el resto de los trabajadores que realizan
 los proyectos en el campo, demuestran que se puede lograr un
 avance tecnológico e industrial de gran magnitud.

Analizando el aspecto administrativo lo encontré -
 un poco lento debido posiblemente a que como en todo sistema
 burocrático existen personas con poca capacidad que definitiva -
 vamente disminuyen el ritmo de trabajo.

Durante mi investigación me dirigí con los Directores
 y Superintendentes de diferentes Departamentos y Depend -
 encias con la intención de pedir tanto ayuda como informaci -

ción. Observé que estas personas cuentan con un nivel de preparación y conocimientos remarcable que sólo se demuestra a través de muchos años de trabajo y experiencia en la industria del petróleo. La atención que hacia mí mostraron fue espléndida y altamente agradecida.

La mayoría de estas personas, Ingenieros en su totalidad, se encuentran rodeados de personal eficiente y calificado, además de ser atentos y formales.

Abordando el tema tecnológico e industrial mencionaré ciertos factores que son en cierto modo conflictivos para nuestro país.

A pesar de que nuestra tecnología es altamente calificada y comparable a cualquier otra en Latinoamérica, tenemos una deficiencia que a mi juicio resulta cara y al mismo tiempo lamentable:

Nuestra dependencia hacia otros países en el ramo de maquinaria y de los equipos de trabajo.

Existen industrias en nuestro país que fabrican cierto tipo de equipo para satisfacer sólo una parte de las necesidades de la industria petrolera; sin embargo, es un porcentaje relativamente pequeño en comparación con las verdaderas necesidades.

Un porcentaje bastante elevado tanto de equipo mecánico como eléctrico se importa de otros países. Japón, Alemania y sobre todo Estados Unidos nos tienen como un --- cliente importante y necesitado. Son nuestros más grandes vendedores y por desgracia estamos atendidos a esta situación.

Con el presupuesto desarrollado en el Capítulo VI se podrá observar el altísimo costo de los materiales, siendo éstos una muy pequeña o mínima parte de los increíbles - costos que tiene Petróleos Mexicanos día con día.

Existe tanto en el Sureste (área más importante), como en el resto del país cientos de baterías, pozos, refinerías, complejos petroquímicos, plataformas marinas, cientos o miles de ramales de tubería y estaciones de bombeo y de compresión. Todo este complejo sistema que es Petróleos Mexicanos trabaja en su mayoría con equipo de importación.

Las erogaciones que tiene el país por concepto de salida de divisas son exorbitantes, y aún más con el problema de tener una moneda fluctuante y menos estable en comparación con el sólido Dólar Americano.

Hago un énfasis muy grande en esto, ya que si se encontrara la forma de dar alicientes, ayudar o fomentar la industria mexicana, bajaríamos esta salida tan importante -

más ahora de divisas de nuestro país, además de abrir nuevas plazas de empleo así como aumentar el desarrollo industrial; y se puede porque la tecnología la tenemos.

" BIBLIOGRAFIA "

" FORMULAS, TABLAS Y GRAFICAS "

" B I B L I O G R A F I A "

- * DESIGN MANUAL AND OPERATING INSTRUCTION, VOLUME I AND II.
CRAWFORD ENTERPRISES INCORPORATED
C.E. MILLER CORPORATION

- * CATALOGO E.P.N. SOCIEDAD ANONIMA
DISEÑO, FABRICACION E INSTALACION DE EQUIPO INDUSTRIAL.

- * SECCION DE ESTADISTICAS Y SECCION DE CONTROL DE CALIDAD -
DE HIDROCARBUROS.
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA DE PRODUCCION.

- * CATALOGO ASME
ASME CODE UNFIRED PRESSURE VESSELS.

- * COOK E.M.
AIR COOLED HEAT EXCHANGERS.
CHEMICAL ENGINEERING.

- * DEPARTAMENTO DE INGENIERIA DE SISTEMAS DE PRODUCCION --
ZONA SURESTE (PETROLEOS MEXICANOS).

- * DISEÑO Y OPERACION DE INSTALACIONES PETROQUIMICAS.
PETROLEOS MEXICANOS.

- * CATALOGO DE VALVULAS DE SEGURIDAD CROSBY-ASHTON.

- * DEPARTAMENTO DE INGENIERIA DE YACIMIENTOS (PETROLEOS --- MEXICANOS).

- * DEPARTAMENTO DE PERFORACION.
PETROLEOS MEXICANOS, ZONA SURESTE.

- * CATALOGO VALVULAS FISHER.
FISHER CONTROLS COMPANY.

- * WORKING PRESSURE OF PIPE. (TUBERIA).
A.P.I.

- * TUBACERO, S.A. (TUBERIA)
MONTERREY, N.L.

- * MARATHON MEXICANA, S.A. (ACEROS).
DEW THYSSEN (STEELS).

- * MERCOID CONTROLS. (MEDIDORES).
CHICAGO, ILL.

- * PORTA-TEST SYSTEM, INC. (RECTIFICADORES).
HOUSTON, TEXAS.

- * TUBESA, S.A. (TUBERIA).
ZONA SURESTE.

- * VASASESA (VALVULAS)
MEXICO, D.F.

" FORMULAS, TABLAS Y GRAFICAS "

SEPARADORES Y RECTIFICADORES

TABLAS 8.1, 8.2, 8.3 proporcionadas por PETROLEOS MEXICANOS.
 GRAFICA 8.1 obtenida del Libro de Gráficas de PORTA-TEST, INC.

VALVULAS DE SEGURIDAD

TABLA 4.1 proporcionada por PETROLEOS MEXICANOS.
 GRAFICA 4.0 proporcionada por CROSBY-ASHTON, INC.

TUBERIAS

Fórmula de WEYMOUTH y Fórmula de PANHANDLE obtenidas del --
 Libro PRESSURES AND GRAPHICS ON FLUIDS, del AMERICAN PETRO -
 LEUM INSTITUTE.

TABLAS 3 y 5 obtenidas del Manual PRESSURES OF PIPE del --
 AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE.

PLACA DE ORIFICIO

Fórmula Básica proporcionada por CROSBY-ASHTON, INC.
 TABLAS L-10, 20.1, 20.2, 20.3 obtenidas del libro PRESURES
 AND GRAPHICS ON FLUIDS del AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE.

VALVULA DE CONTPA PRESION

Fórmula y Tabla proporcionadas por FISHER CONTROLS COMPANY