

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

Facultad de Ingeniería de Petróleo



ALTERNATIVAS PARA REDUCIR EL VOLUMEN DE GAS NATURAL LIBERADO A LA ATMOSFERA EN EL ZOCALO NORTE DEL PERÚ

T E S I S

Para optar el Título Profesional de
INGENIERO DE PETROLEO

ABEL ALBERTO CHUMPITAZ ARENAS

PROMOCION 1966

Lima - Perú

1984

C A P I T U L O I

- 1-1 INTRODUCCION
- 1-2 RESERVORIO DE GAS NATURAL
- 1-3 ZONA PRODUCTIVA
- 1-4 INTERVALO PRODUCTIVO
- 1-5 RESERVORIO DE PETROLEO Y GAS
- 1-6 CIERTOS ASPECTOS EN LA PRODUCCION DEL GAS
NATURAL
- 1-7 CARACTERISTICAS DEL GAS NATURAL EN EL ZO-
CALO NORTE
- 1-8 ALTERNATIVAS PARA REDUCIR EL GAS NATURAL
QUE SE LIBERA A LA ATMOSFERA

C A P I T U L O II

- 2-1 EQUIPOS PRINCIPALES USADOS EN LA PRODUCCION
DE GAS NATURAL.
 - 2-1a Baterias
 - 2-1b Separadores
 - 2-1c Medidores
 - 2-1d Registradores de presión

- 2-1e Bridas y plato de orificio
- 2-1f Líneas de flujo
- 2-1g Compresores
 - 2-1g.1 Tipos
 - 2-1g.2 Locación
 - 2-1g.3 Perfomance
 - 2-1g.4 Factores que afectan la capacidad y potencia de un compresor.

2-2 MEDICION DEL GAS

- 2-2a Elementos de medición en el cálculo del volumen de gas.
 - 2-2a.1 Presión estática
 - 2-2a.2 Presión diferencial
 - 2-2a.3 Constante de orificio
 - 2-2a.4 Factores que intervienen en su cálculo.
 - 2-2a.5 Cálculo del factor "Z"
- 2-2b Métodos para el cálculo de volúmenes de gas.

2-4 PROBLEMAS DE MEDICIONES

- 2-4a Problema de campo

- 2-4b Problema de lectura
- 2-4c Problema de información
- 2-4d Problemas varios

C A P I T U L O III

- 3-1 USOS DEL GAS NATURAL EN EL ZOCALO NORTE
 - 3-1a Gas inyectado a la formación
 - 3-1b Gas usado como gas Lift
 - 3-1c Gas usado para procesos industriales
(gas de venta)
 - 3-1d Gas usado como combustible
 - 3-1e Balance de gas para el sistema de recolección y distribución
- 3-2 PRINCIPALES CAUSAS DEL GAS LIBERADO A LA ATMOSFERA.
- 3-3 DISCUSION DE LAS ALTERNATIVAS PARA LA REDUCCION DEL VOLUMEN DE GAS LIBERADO A LA ATMOSFERA
 - 3-3a Incremento de la contrapresión
 - 3-3b Incremento del volumen de gas inyectado a la formación
 - 3-3c Incremento del volumen de gas para procesos industriales.

- 3-3d Análisis comparativo de las alternativas anteriores.
- 3-3e Alternativas considerada para reducir el volumen de gas liberado a la atmósfera.
- 3-3f Condiciones de operación en los compresores

C A P I T U L O IV

- 4-1 VOLUMEN DE GAS RECUPERABLE
- 4-2 ESTUDIO ECONOMICO
 - 4-2a Costo del proyecto
 - 4-2b Economía del proyecto
- 4-3 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

BIBLIOGRAFIA.

* * *

C A P I T U L O I

1.1 INTRODUCCION

El gas natural constituye hoy en día una fuente energética muy práctica para usos industriales, así como para el mismo reservorio, una de las alternativas consideradas para reducir el volumen liberado a la atmósfera se orienta principalmente a obtener el mejor uso para estos fines. Aunque cabe mencionar que hace muchos años el gas natural se le consideraba un subproducto del petróleo, cuyo valor real era insignificante, por lo que liberarlo a la atmósfera no representaba mayores perjuicios económicos para las compañías petroleras.

En estos tiempos, el gas natural como fuente de energía y de materia prima, ha cobrado mucha importancia; es decir, su valor se ha incrementado hasta ubicarse en valores equivalentes a los combustibles líquidos. Concretamente, en el zócalo del noroeste peruano el gas natural no escapa a este fenómeno, es así que se han instalado complejos industriales que han sido motivadores para lograr un mejor aprovechamiento del

gas natural, proveniente del zócalo marino y de tierra. Razón por la cual una de las alternativas para reducir el volumen de gas liberado a la atmósfera, considera el aprovechamiento de la mayor cantidad de gas en procesos industriales, con una mejor recolección en el sistema de plataformas en el zócalo y mejorando el rendimiento de las unidades de compresión. Además planteamos otras dos alternativas para su análisis y discusión referente a un sistema de recolección y distribución del gas, que pueda servir como guía para cualquier otro sistema establecido en el zócalo marino.

En este sistema de ocho (8) plataformas presentamos un balance del gas que nos muestra la cantidad de gas liberado por bajo rendimiento de las unidades de compresión y ciertas fugas en líneas de recolección, y otro balance con las nuevas condiciones de operación en donde se observa una reducción del volumen de gas liberado y consecuentemente un mayor volumen de gas comprimido; siendo el objetivo aumentar el volumen de gas para procesos industriales, se ha incrementado los volúmenes de inyección a la formación, en menor porcentaje que para ventas.

1.2 RESERVORIO DE PETROLEO Y GAS

Un reservorio de petróleo y gas puede definirse como un cuerpo de roca porosa y permeable que contiene petróleo y gas a través del cual pueden moverse los fluidos hacia las aberturas existentes de donde se les recuperan bajo presiones definidas.

1.3 ZONA PRODUCTIVA

Zona productiva la definimos como una potencia ó espesor de una formación productiva, en la cual existen capas permeables que pueden liberar petróleo y gas, pero en forma intercaladas con ellas pueden existir capas duras de lutitas, calcareas ó areniscas que son estériles ó si contienen petróleo son tan impermeables que no liberan sus fluidos.

1.4 INTERVALO PRODUCTIVO

En formaciones productivas potentes para propósitos de explotación los pozos se acondicionan de manera que ellos producen solamente de cierto intervalo estratigráfico que constituye un intervalo productivo. Este puede incluir mas de una zona productiva a no ser que se manifiesten capas acuíferas intermedias entre e

llas y desde luego muchos ó algunos reservorios individuales pueden contribuir a dicho intervalo productivo.

1.5 RESERVORIO DE GAS NATURAL

Son aquellos reservorios en que el gas producido no contiene líquidos recuperables comercialmente.

Sin embargo algunos (gases) se producen en plantas de procesamiento ó cuando son enfriados: gasolina natural. Así mismo el gas condensado ó retrógrado generalmente encontrado en pozos profundos a altas presiones y temperaturas son económicamente mas caros por su bajo rendimiento comparándolo con el gas de un reservorio petróleo-gas.

1.6 CIERTOS ASPECTOS EN LA PRODUCCION DEL GAS NATURAL EN EL ZOCALO NORTE

El gas natural producido en el zócalo norte sabemos que no es producido por sí solo en la mayoría de los casos, sino, que esta asociado al petróleo actuando el gas como fuente de energía en el reservorio es decir, como fuerza impulsora, manifestada por expansión

del gas por liberación de la presión a que esta sometido en la roca reservorio.

Otro aspecto que debe tomarse en cuenta en la producción del gas natural son las reservas en el yacimiento, estas reservas deben ser suficientes para mantener las operaciones en el campo y la venta para procesos industriales ya que nuestra alternativa es aumentar el volumen del gas para ventas disminuyendo el volumen de gas liberado a la atmósfera.

1.7 CARACTERISTICAS DEL GAS NATURAL EN EL ZOCALO NORTE

Para efectos de ciertos cálculos en el comportamiento del gas natural durante la recolección y distribución es necesario conocer sus componentes mas importantes como son: el metano y etano en mayor porcentaje como constituyentes básicos, conteniendo en menor porcentaje hidrocarburos mas pesados y trazas de otros gases tales como dióxido de carbono, nitrógeno, oxígeno, así como vapor de agua.

A continuación daremos ciertas características de un gas cualquiera y algunas relaciones:

Gas Húmedo.- Un gas es húmedo cuando contiene de 1 ó 2 G.P.M. (Galones por mil pies cúbicos) de gasolina -

natural.

Gas Seco.- Si el gas contiene menos de 0.2 G.P.M. de gasolina.

Gas ácido.- Cuando contiene ácido sulfúrico.

Gas dulce.- Cuando en su composición no presentan ácido sulfúrico.

Gravedad específica.- Nos indica la relación de la densidad de un gas a la densidad del aire a condiciones normales (14.7 Psia y 60°F) y esta expresada por:

$$\begin{aligned} \text{Gravedad Esp.} &= \frac{\text{Densidad del Gas}}{\text{Densidad del aire}} = \frac{M/379}{28.966/379} = \\ &= \frac{M}{28.966} \end{aligned}$$

Sabiendo que un Mol de gas cualquiera ocupa el mismo volumen a condiciones normales (379 pies cúbicos) y que el peso molecular del aire es igual a 28.966.

Para el caso consideremos M = Peso Molecular

Según el análisis del gas del cuadro adjunto tenemos la fracción mol de los componentes y el peso molecular de cada uno de ellos, lo que nos daría el peso molecular de la mezcla : M = 22.8060.

Conociendo el peso molecular del aire igual a 28.966, entonces podemos calcular la gravedad específica de la mezcla en referencia.

$$G = \frac{22.806}{28.966}$$

$$G = 0.787$$

El cálculo de la densidad para la mezcla podemos obtenerla de la aplicación de la ley general de los gases en el comportamiento del gas natural que esta expresado por:

$$PV = ZNRT \quad \text{EC (1-1)}$$

En donde:

P = Presión absoluta

V = Volumen

N = Número de moles

R = Constante de los gases

T = Temperatura absoluta

Z = Factor de compresibilidad

De la Ec. (1-1) deducimos:

$$PV = Z \frac{W}{M} RT, \quad \text{siendo:} \quad N = \frac{W}{M}$$

$$P \frac{V}{W} = \frac{ZRT}{M}, \quad \text{Si} \quad \frac{V}{W} = v \quad (\text{volumen específico del gas})$$

$$Pv = \frac{ZRT}{M}, \text{ Reemplazando } v = \frac{1}{d} \text{ tenemos}$$

$$\frac{P}{d} = \frac{ZRT}{M}, \text{ Siendo "d" la densidad del gas, obtenemos:}$$

$$d = \frac{PM}{ZRT}$$

El valor de la constante "R" depende del sistema de unidades que se use tanto para la presión, volumen y temperatura como lo indica el cuadro siguiente:

<u>PRESION</u>	<u>VOLUMEN</u>	<u>TEMPERATURA</u>	<u>"R"</u>
Atmósfera	cc	°K	82.1000
Atmósfera	Litros	°K	0.0821
m.m.Mercurio	cc	°K	62369.0000
Gramos/cm ²	cc	°K	8.3150
Libras/pulg ²	pie ³	°R	10.7000
Libras/pie ²	pie ³	°R	1545.0000
Atmósfera	pie ³	°R	0.7300

ANALISIS DE UNA MUESTRA DE GAS OBTENIDA EN EL ZOCALO NORTE

Comp.	Y Frac.Mol.	Peso Mol.	P _c Psia	T _c °R	Y x P _c	Y x T _c
C ₁	0.7759	16.042	673.10	343.19	522,325	266,281
C ₂	0.0689	30.068	708.30	549.47	58.873	37.837
C ₃	0.0559	44.094	617.38	665.95	34.573	37.226
iC ₄	0.0200	58.120	529.10	734.65	10.582	14.693
C ₄	0.0309	58.120	550.70	765.31	17.072	23.648
iC ₅	0.0209	72.146	483.00	829.69	10.143	17.340
C ₅	0.0119	72.146	489.50	845.61	5.874	10.063
C ₆	0	0	0	0	0	0
CO ₂	0.0049	44.010	1073.00	547.67	5.365	2.684
O ₂	0.0019	32.000	730.00	277.85	1.460	0.556
N ₂	0.0079	28.013	492.00	226.01	3.936	1.792
					<u>660.203</u>	<u>412.120</u>

$$P_{pc} = 660.203$$

$$T_{pc} = 412.120$$

El factor "Z" llamado también factor de compresibilidad es usado para balancear los volúmenes ideales y reales de los gases, empleando correlaciones en función de la presión, temperatura y de los componentes. Considerando al gas natural como una mezcla estas relaciones son conocidas como presión y temperatura pseudoreducidas, necesarias para obtener el valor del factor "Z" con ayuda de gráficos.

Según la muestra de gas obtenida en el zócalo norte - podemos calcular el valor de "Z" para una presión fluyente de 400 psig. y temperatura de 85°F.

Si $Y \times P_c = 660.20$ presión Pseudo crítica

$Y \times T_c = 412.12$ Temperatura Pseudo crítica

La presión pseudo reducida estará dada por:

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} = \frac{400 + 14.7}{660.20} \text{ psia.}$$

$$P_{pr} = 0.6281$$

La temperatura pseudoreducida estará dada por:

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} = \frac{460 + 85}{412.12} \text{ } ^\circ\text{R}$$

$$T_{pr} = 1.3224$$

Con los valores de $P_{pr} = 0.6281$ y $T_{pr} = 1.3224$

de la figura 1-1 obtenemos "Z"

$$Z = 0.9100$$

Expresiones usadas:

cc = Centímetros cúbicos

$^\circ\text{K}$ = Grados Kelvin

$^\circ\text{R}$ = Grados Rankine

W = Peso total del gas

M = Peso molecular del gas

Y = Fracción molar

P_c = Presión crítica (Fig.1.1a)

T_c = Temperatura crítica (Fig.1.1a)

P_{pc} = Presión pseudo crítica

T_{pc} = Temperatura pseudo crítica

P_{pr} = Presión pseudo reducida

T_{pr} = Temperatura pseudo reducida

G = Gravedad específica del gas

C_p = Capacidad molar de calor a presión constante

C_v = Capacidad molar de calor a volumen constante

K = Relación de calores específicos del gas

1.8 ALTERNATIVAS PARA REDUCIR EL VOLUMEN DE GAS LIBERADO
A LA ATMOSFERA

Considerando importante el mejor uso del gas para conservarlo como fuente de energía del reservorio y para procesos industriales, señalaremos alternativas que nos den el mayor volumen de gas para estos usos, sin afectar la producción de petróleo, liberando la mínima cantidad de gas a la atmósfera y aplicando estas - alternativas en zonas donde el volumen liberado sea - crítico.

Sus comparaciones y discusiones las daremos más adelante, concretándonos por el momento a nombrarlas:

- 1°. Aumento en la contrapresión a los pozos en donde exista mayor volumen de gas liberado a la atmósfera.
- 2°. Aumento del volumen de gas de inyección a la formación.
- 3°. Aumento del volumen de gas para procesos indus - triales (gas de venta) mejorando el sistema de recolección y distribución del gas.
- 4°. Análisis comparativo de las alternativas anteriores.

C A P I T U L O I I

2.1 EQUIPOS PRINCIPALES USADOS EN LA PRODUCCION DE GAS

2.1a Baterias

Son instalaciones diseñadas para recibir la producción de un determinado número de pozos y en donde se realiza la separación y medición de los fluidos que contienen (gas-petróleo-agua), generalmente están constituidas por válvulas reguladoras de presión medidores de flujo, múltiple, separadores, recipientes que miden y desplazan volúmenes exactos mediante ciclos acumulativos (volumeter), tanques de recepción del crudo y líneas de flujo de petróleo y gas (líneas de transferencia). El agua remanente de la producción es drenada de los tanques de recepción en tierra.

2.1b Separadores

Son recipientes que reciben la producción de petróleo que involucra el manipuleo de líquido y gas en contacto íntimo, después de lo cual, el gas produce el arrastre mecánico del líquido, estando sujeto a un control directo por medio de reguladores de presión.

Generalmente la temperatura en un separador es determinada por la temperatura del fluido entrante, pero de

acuerdo a las condiciones atmosféricas ésta es variable tanto en la noche (valor bajo) como en el día (valor alto).

Los separadores pueden ser: Verticales en donde el flujo entra en forma tangencial impartiendo al fluido un movimiento circular.

Separadores horizontales en donde se tiene un mejor control del nivel de líquido y separación del gas en solución.

Separadores esféricos en los cuales se aprovecha mas la gravedad, disminuye la velocidad de entrada de los fluidos y tiene ventajas sobre los otros anteriores por costo, compactación y mantenimiento.

2.1c Medidores

Son instrumentos que registran el volumen de gas a través de una tubería, representado gráficamente en una carta a las condiciones de presión a la que fluye el gas (presión estática y diferencial) por medio de un sistema de relojería en un tiempo requerido.

2.1d Registadores de presión

Se componen de dos resortes ó tubo de "Bourdon" conec

tados por dos líneas de cobre a la línea de flujo, de tal modo que en el registro ó disco de registro se indica la presión estática (generalmente línea roja) y la presión diferencial (usualmente línea azul).

2.1e Bridas y Plato de Orificio

Las Bridas en una línea de flujo de gas son conexio - nes enroscadas ó soldadas y sellados, con empaqueta - duras ó anillos con un orificio a través del cual es posible el flujo del gas, en estas bridas es colocada un plato o disco metálico, llamado también "plato de orificio" con orificio concéntrico (debe tener regis - trado el diámetro del orificio), quedando en posición concéntrica a las bridas y tubería, instalado de este modo, actúa como un elemento de obstrucción y la velo - cidad del flujo en este punto es mayor que en cual -- quier otro punto de la tubería.

2.1f Líneas de Flujo

La operación de transporte para un flujo de gas natu - ral requiere prontitud tan luego producido para su u - so inmediato y no liberarlo a la atmósfera, por tal

motivo su importancia en el zócalo para el transporte del gas.

Al diseñar un sistema de transporte o recolección de gas para su distribución, se tiene como objetivo disponer de capacidad suficiente para satisfacer necesidades actuales y futuras.

Manteniendo la presión dentro de cierto límite, al menor costo posible y especificaciones señaladas, posiblemente en sistemas pequeños se puedan hacer una selección óptima de los elementos que constituyen el sistema en forma empírica, debido a las pocas variables de decisión que intervienen. Sin embargo el sistema en el zócalo es muy complejo, el número de variables se incrementan haciendo mas complicado el problema para encontrar la selección óptima.

2.1g Compresores

Definición.- En forma general un compresor es una máquina que comprime gas, permitiendo la transferencia del fluido de un punto a otro mediante diferencia de presión, manteniendo la masa constante.

2.lg.1 Tipos Actualmente se usan 4 tipos de compresoras:

Axiales, Rotativos, Centrífugas y Reciprocantes.

Siendo el tipo Reciprocante el mas usado en la industria del petróleo por las ventajas operacionales con que cuentan. Estos principalmente estan compuestos de pistones que se desplazan dentro de cilindros en una sincronización de movimientos, con válvulas de entrada y salidas (succión y descarga). En vista que para efecto de operación en la locación se usan estos tipos de compresores, mas adelante se considerarán ciertos análisis requeridos para un rendimiento en este tipo de unidad.

2-lg.2 Locación.- Para la instalación de un compresor en una plataforma debe basarse en un proyecto en el cual se indique la finalidad para el cual va a trabajar, ya sea para gas lift, como inyector de gas.

(energía para mantener la presión de otros pozos), ó como recolector de gas, usado para materia prima en Plantas de Procesos, teniendo en cuenta lo antes dicho, la instalación misma en la plataforma debe --

Evaluar ciertas alternativas y consideraciones puesto que su ubicación debe ser la más adecuada dada la variedad de otros equipos que se instalan en una plataforma. Teniendo en cuenta que esta constade 2 mesas; mesa superior e inferior para la instalación citaremos ciertas alternativas y consideraciones:

Como alternativas podemos citar:

Que el compresor se instala en la mesa superior, debido:

1. A que no halla interferencia cuando hubiera que realizar trabajos de Servicio a los Pozos.
2. Por razones de seguridad, ubicándolo de tal manera que no interfiera con el movimiento de la grúa al levantar cargas.
3. Que el compresor se instale en la mesa inferior acoplando una extensión, generalmente en el lado norte de la plataforma.

De acuerdo a estas alternativas se debe considerar :

1. Que los motores del compresor operen sin interferencia del calor.
2. Tener en consideración el viento, sabiendo -- que generalmente en el área, los vientos tienen la dirección del Suroeste a Noreste, (sis tema de enfriamiento).
3. Aunque en otras partes o locaciones que no -- son del Noroeste del Perú, la dirección del viento no tiene gran importancia, a pesar de áreas con ambientes de alta temperatura los - compresores trabajan normalmente.
4. La instalación para el futuro de otro compresor.
5. La experiencia de otros compresores ubicados en plataformas similares sin que hubiera problemas de eficiencia al operar.

2.lg.3 Rendimiento. Siendo el compresor recíprocante el más aceptado dentro de la industria del petróleo por las ventajas operacionales con que cuenta, antes de analizar las consideraciones requeridas en la evaluación, solución y especificación de este tipo

de unidades; ilustraremos en forma general la acción de un pistón dentro de un cilindro de compresión.

La figura 2-1 ilustra el ciclo ideal de compresión en el cual la expresión final del gas del cilindro - después de la compresión es 100%. El vector A-B re-

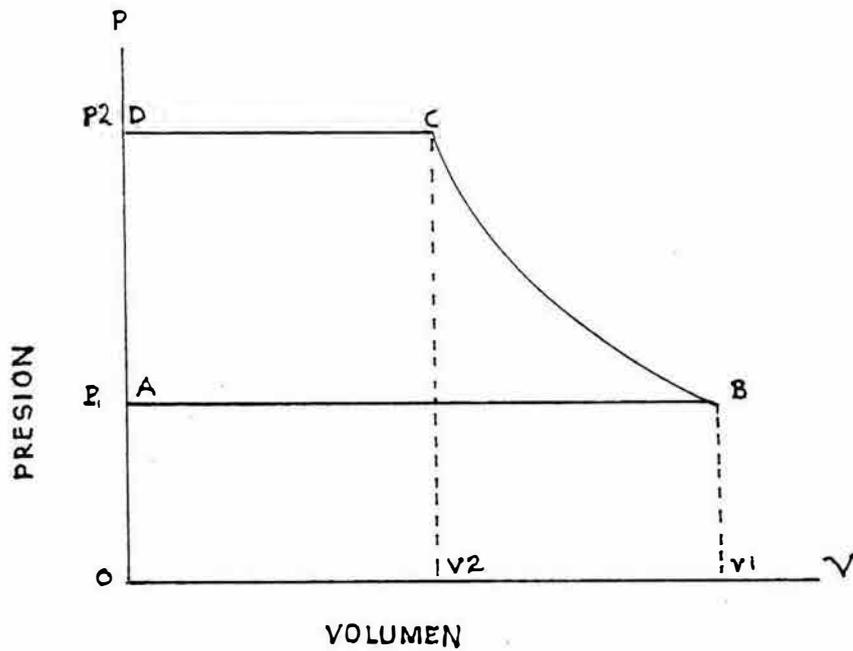


FIG. 2 - 1

presenta el movimiento del pistón en la succión, en el cual el gas empieza a ingresar al cilindro a través de la válvula de succión hasta el volumen V_1 , que es el volumen total del cilindro de compresión, durante este movimiento la presión P_1 permanece constante y es igual a la presión en la succión del compresor.

En el punto "B", el motor del compresor empieza a actuar positivamente y comprime el gas hasta el punto "C", en el cual se ha alcanzado la presión deseada de descarga P_2 , y momento en que la válvula de salida se abre permitiendo la transferencia total del gas del cilindro de compresión al sistema en el punto "D".

Como estamos operando un compresor perfecto que nos permite una compresión ideal, el punto "D" corresponderá a un volumen de cero cuando se cierra la válvula de salida. Aquí empieza el retorno del pistón, pasando de "D" al punto "A" y de P_2 a P_1 , idealmente, ya que al llegar al punto "D" el volumen es cero, la presión no tendrá ningún valor.

Sabido es que los equipos de compresión no son perfectos, por lo que vamos a analizar un ciclo real de com -

presión, correspondiente a un compresor común y corriente: según la figura 2-2 nos muestra el ciclo más aproximado, que corresponde a la operación de un compresor real.

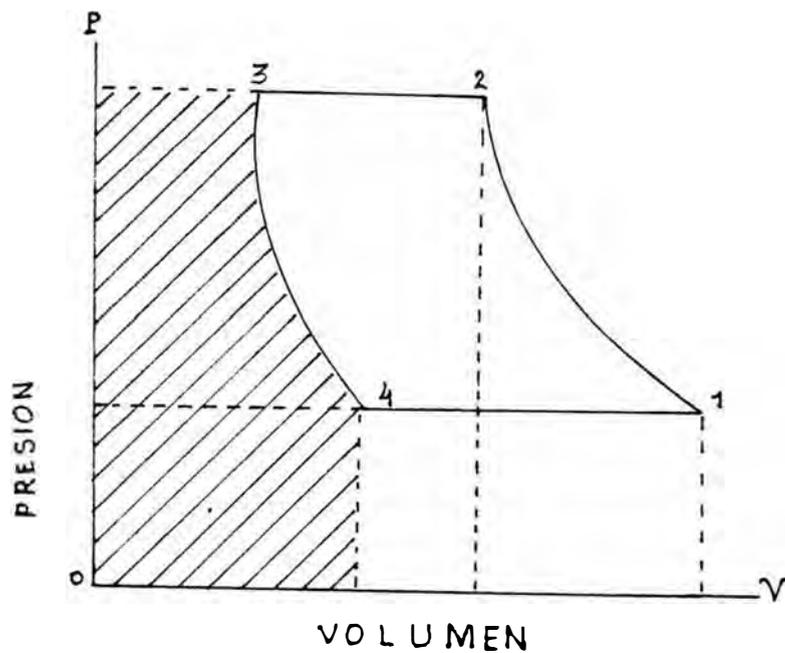


FIG 2 -2

En la posición 1 se inicia el movimiento del pistón en la compresión. El cilindro está lleno de gas a la presión de succión como el pistón empieza a moverse pa

ra tomar la posición 2, el gas es comprimido a lo largo de la curva 1-2.

En la posición 2 la presión en el cilindro ha sido mayor que la presión de la línea, causando la apertura de la válvula de descarga, siguiendo la transferencia de gas a la línea de descarga a la presión de ésta, mediante el desplazamiento del cilindro del punto 2 al punto 3.

En la posición 3, aquí el pistón ha completado toda - la descarga del gas a la línea y a su vez terminado - el movimiento del pistón en la descarga. Como por - razones de diseño es imposible lograr un acoplamiento perfecto entre la superficie circular del pistón y el extremo del cilindro, queda un volumen remanente de gas que se llama "volumen muerto" o "Clearance Volu - men". Al empezar el retorno del pistón, la presión dentro del cilindro será mayor que la presión de suc - ción (debido a que el "volumen muerto" estaba a la presión de descarga) y se irá expendiendo con la con - secuente disminución de presión a lo largo de la cur -

va 3-4, hasta llegar a la presión de succión (4). En la posición 4 al estar la presión del cilindro igualizada con la presión de succión, y empezar el stroke de succión se produce la apertura de la válvula de succión e ingreso del gas al cilindro a través de la curva 4-1, con estos conceptos daremos algunas definiciones que usaremos mas adelante.

Desplazamiento del Pistón. (PD) Es el volumen de gas desplazado por el pistón durante el viaje de éste desde la posición 1 hasta la posición 3 y expresado en -- PCM (pies cúbicos por minuto).

En caso de los cilindros de doble acción se incluye el barrido de la otra superficie del cilindro, descontando el volumen del eje.

Para un cilindro de simple acción tendremos:

$$PD = \frac{Ahe \times S \times RPM}{1728}$$

Para un cilindro de doble acción:

$$PD = \frac{Ahe \times S \times RPM}{1728} + \frac{Ace \times S \times RPM}{1728}$$

En donde:

Ahe = Area del pistón en pulg² (Head End)

S = Carrera del pistón en pulgadas

RPM = Revoluciones por minuto

Ace = Area del pistón - Area del eje: pulg²
(Crank End)

PD = Desplazamiento del pistón en pies³

1728 = Factor de conversión: pulg³ a pie³

Razon de Compresión

Para un cilindro compresor, esta definido como la relación de la presión absoluta de descarga entre la -- presión absoluta de succión.

$$R_c = \frac{P_d + 14.7}{P_s + 14.7}$$

"Espacio Muerto" (Clearance volumen) es el volumen remanente en el cilindro compresor al final del pistón en la descarga.

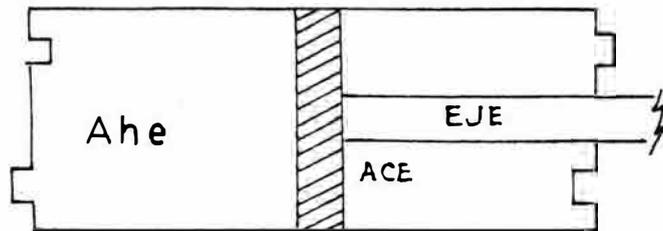
En el diagrama P_v (fig. 1-2) el punto 3 representa es te volumen el cual incluye el espacio entre el final del pistón y el cabezo del cilindro, el espacio libre en las válvulas de succión y descarga entre éstas

y sus respectivos asientos.

Porcentaje de "Espacio Muerto" (Percent Clearance) el volumen "espacio muerto" esta generalmente expresado como un tanto por ciento del desplazamiento del pistón. Es decir:

$$\% \text{ CL } (\% \text{ "Espac.Muerto"}) = \frac{V_c \text{ ("Espacio muerto" en pulg}^3)}{\text{PD (Desplazam.del Pistón en) pulg}^3}$$

En aquellos cilindros de doble acción el porcentaje - del "Espacio Muerto" para cada lado de la acción del pistón es diferente y el porcentaje final será igual a la suma de los "espacios muertos" entre la suma de los PD (Descontando el volumen del ROD ó barra del pistón).



COMPRESION - DOBLE ACCION

FIG 2 - 3

Si: V_c = Volumen comprimido tendremos:

$$V_{C_{he}} \text{ (ida)} = V_{C_{ce}} \text{ (vuelta)} = \frac{V_c \cdot \text{total}}{2}$$

$$\% \text{ CL} = \frac{VC \text{ Total}}{PD \text{ Total}} \times 100$$

Separadamente tendremos:

$$\% \text{ CL}_{he} \text{ (ida)} = \frac{V_{C_{he}} \times 100}{PD_{he}}$$

$$\% \text{ CL}_{ce} \text{ (vuelta)} = \frac{V_{C_{ce}} \times 100}{PD_{ce}}$$

Eficiencia Volumétrica. "EV" : mide la eficiencia volumétrica de un cilindro compresor. El efecto que el "espacio muerto" (CL), tiene en EV depende de la razón de compresión y de las características del gas en este caso se trata de la constante "K".

EV puede ser calculada de la siguiente ecuación:

$$\% \text{ EV} = 100 - R - \% \text{ CL} (R^{1/k} - 1)$$

siendo:

$$R = \text{Razón de compresión} = \left[\frac{P_2}{P_1} \right]^{1/k}$$

*Considerando en el PD total, el descuento del volumen de la barra del pistón:

% CL = "Espacio muerto"

K = Razón de los calores específicos

Esta ecuación puede ser derivada del diagrama "PV"

(Fig.2-4)

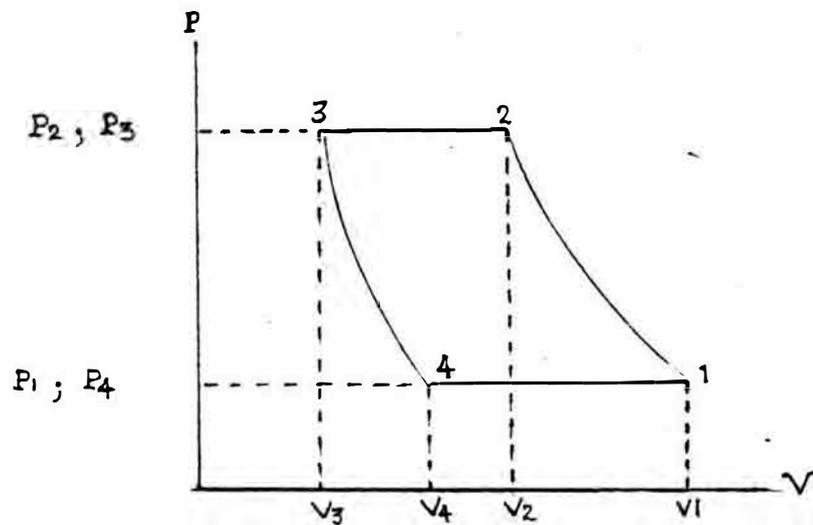


FIG. 2 - 4

Volumen Desplazado:

$$VD = V_1 - V_3$$

Volumen del Cilindro:

$$V_1 - V_4$$

Luego:

$$EV = \frac{V_1 - V_4}{VD}$$

Si:

$$CL = \frac{V_3}{VD} \quad \text{Expresado como fracción}$$

$$V_3 = CL \times VD$$

$$V_1 = VD + (CL \times VD)$$

Partiendo de la igualdad: $P_V^k = \text{constante}$

$$\frac{V_4^k}{V_3^k} = \frac{P_3}{P_4}$$

$$\frac{V_4}{V_3} = \left[\frac{P_3}{P_4} \right]^{1/k}$$

Según el diagrama PV (Fig.2-4):

$$P_2 = P_3 \quad \text{y} \quad P_1 = P_4$$

Entonces:

$$V_4 = V_3 \left[\frac{P_2}{P_1} \right]^{1/k}$$

Reemplazando el valor de V_3 :

$$V_4 = CL \times VD \left[\frac{P_2}{P_1} \right]^{1/k}$$

Sustituyendo en:

$$EV = \frac{V_1 - V_4}{VD}$$

$$EV = \frac{\left[VD + CL \times VD \right] - \left[CL \times VD \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{1/k} \right]}{VD}$$

$$EV = \frac{VD \left[1 + CL - CL \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{1/k} \right]}{VD}$$

$$EV = 1 + CL - CL \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{1/k}$$

$$EV = 1 - CL \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{1/k} - 1 \right] \quad \text{Ec.2-1}$$

Esta ecuación basada en el Diagrama ideal "PV" no toma en cuenta los factores que afectarán la "Eficiencia Volumétrica" del cilindro compresor; por debajo de las reales condiciones de operación, esto significa que las presiones reales dentro del cilindro son ligeramente mayores que las presiones de succión y descarga en las bridas por efecto de la caída de presión.

La línea de re-expansión real, tiene un poco más de pendiente que la línea de compresión y el calor residual dentro del cilindro, tiende a transferirse al gas de succión. Esto ha originado la adición del

factor Rc (Razón de compresión) a la ecuación ideal, de esta forma se compensará los efectos de los factores de variación indicados anteriormente.

Luego la ecuación final de la "Eficiencia Volumétrica" podemos escribirla:

$$\% Ev = 100 - Rc - \% CL \left[Rc^{1/k} - 1 \right] \quad \text{Ec. 2+2}$$

Graficada en Fig (2-5), (2-6), (2-7), (2-8), (2-9) (2-10).

Valor "K"

"K" es una constante que indica la razón de los calores específicos de los gases que están siendo comprimidos.

Esta relación de los calores específicos a presión y volumen constante puede escribirse:

$$K = \frac{C_p}{C_v}$$

Donde:

C_p = Calor específico a presión constante

C_v = Calor específico a volumen constante

Según relación de los gases tenemos:

$$MC_p - MC_v = 1,986$$

De la ecuación anterior tendremos:

$$MC_p = MC_v + 1.986$$

$$MC_v = MC_p - 1.986$$

Dividiendo ambas igualdades

$$\frac{MC_p}{MC_v} = \frac{C_v}{C_p} = K = \frac{MC_v + 1.986}{MC_p - 1.986}$$

Sustituyendo sus equivalentes

$$K = \frac{MC_p - 1.986 + 1.986}{MC_p - 1.986}$$

Luego:

$$K = \frac{MC_p}{MC_p - 1.986} \quad \text{Ec. 2-3}$$

En donde:

M = Peso molecular

MC_p = Capacidad molar de calor a presión constante

1.986 = Constante para todos los hidrocarburos gaseosos

De acuerdo a las características del gas presentado en el Capítulo anterior, considerando "Y" como Fracción Molar podemos obtener el calor específico para cada componente y el valor de "K".

<u>Componente</u>	<u>C_p a 60°F y 14.696 psia</u>	<u>Y x C_p</u>
Metano	0.5266	0.4086
Etano	0.4097	0.0283
Propano	0.3881	0.0217
I-Butano	0.3872	0.0077
N-Butano	0.3867	0.0120
I-Pentano	0.3827	0.0080
N-Pentano	0.3883	0.0047
CO ₂	0.1991	0.0010
O ₂	0.2188	0.0004
N ₂	0.2482	0.0020
		<hr/>
		0.4944

Siendo el peso molecular de la mezcla:

$$M = 22.83 \quad y$$

$$C_p = 0.4944$$

el producto:

$$M \times C_p = 22.83 \times 0.4944$$

$$M \times C_p = 11.2872$$

reemplazando MC_p en la Ecuación 2-3 tenemos el valor de "K".

$$K = \frac{11.2873}{11.2872 - 1.986}$$

$$K = 1.2135$$

Potencia (Horsepower - HP)

La potencia requerida para un cilindro compresor depende por lo general de la cantidad neta de trabajo que se necesita durante un ciclo completo de compresión.

Su cálculo se simplifica debido que han sido preparadas unas curvas para obtener la potencia por unidad de volumen, basadas en pruebas reales y conociendo el valor de " R_c " y "K" del gas comprimido.

Las figuras (2-11), (2-12), (2-13), (2-14) expresan la potencia por millon de pies cúbicos de gas a 14.4 y a temperatura de succión.

La potencia también puede obtenerse basado en el volumen real a condiciones de succión; es decir:

$$HP = \frac{P_1}{229} \times \frac{K}{K-1} \left[R^{\frac{K-1}{K}} - 1 \right] V \times F_p \quad \text{Ec.2-4}$$

Donde:

P_1 = Presión a condiciones normales

K = Constantes de los gases

R_c = Razón de compresión

V = Volumen real o inicial en MMPCD

F_p = Factor por pérdidas (fricción en válvulas, pistones, etc.)

HP = Potencias requeridas para un cilindro del compresor.

Generalmente es necesario obtener la potencia por millón de pies cúbicos por día entonces aplicaremos:

$$HP/MMPCD = \frac{0.0857}{E} \frac{K}{K-1} T_1 \left[\left(\frac{P_1}{P_2} \right)^{\frac{K-1}{K} Z} - 1 \right] \quad \text{Ec.2-5}$$

Donde:

P_2 = Presión de descarga

T_1 = Temperatura de succión

0.0857 = Constante á 14.7 Psia y 60°F

Z = Factor de compresibilidad a la presión de succión

E = Eficiencia Mecánica

MMPCD = Millón de pies cúbicos por día

CAPACIDAD DEL COMPRESOR:

Se determina usualmente con la fórmula:

$$Q = PD \times Ev \times \frac{P_s}{P_b} \times \frac{T_b}{T_s} \times \frac{1440}{1000} \quad \text{Ec.2-6}$$

Donde:

Q = Capacidad del compresor en MPCD a condiciones normales

PD = Desplazamiento del pistón en PCM

EV = Eficiencia volumétrica, expresado en decimal

Ps = Presión de succión

Pb = Presión base - 14.7 Psia

Tb = Temperatura base: 520°R

Ts = Temperatura de succión

$\frac{1440}{1000}$ = Constante para convertir PCM a MPCD

ESFUERZOS DE LA BARRA DEL PISTON:

Para el cálculo de la carga por compresión se usa las siguientes fórmulas:

$$R_c = (A_{he} \times P_d) - (A_{ce} \times P_s) \quad \text{Ec.2-7}$$

Para el cálculo del esfuerzo por tensión usaremos

$$R_t = (A_{ce} \times P_d) - (A_{he} \times P_s) \quad \text{Ec. 2-8)$$

En donde:

- R_c = Carga de la barra por compresión en libras
- R_t = Carga de la barra por tensión en libras
- A_{he} = Area del pistón en pulgadas cuadradas
- P_d = Presión de succión en Psig.
- P_d = Presión de descarga en Psig.
- A_{ce} = Calculado por diferencia entre el área del pistón y el área de su eje, en pulgadas -- cuadradas.

TEMPERATURA DE DESCARGA:

La temperatura de descarga después de la compresión - puede ser calculada por la siguiente ecuación:

$$T_d = T_s \times \left[R \right]^{\frac{k-1}{k}} \quad \text{Ec. 2-9}$$

En donde:

T_d = Temperatura de descarga en °R

T_s = Temperatura de succión en °R

R = Razón de compresión

k = Constante de los calores específicos del gas

2.lg.4 Factores que Afectan la Capacidad y Potencia de un Compresor.

Siendo el objetivo aumentar el volumen de gas comprimido, mejorando el rendimiento de cada compresor, analizaremos brevemente los factores significantes que afectan la capacidad y la potencia.

Luego consideraremos:

1. Espacio libre del cilindro (CL).("Espacio Muerto")
2. Desplazamiento del cilindro
3. Presión de succión
4. Presión de descarga (razón de compresión)
5. Temperatura de succión

6. Razón de calores específicos del gas

7. Revoluciones por minuto (RPM)

Al analizar estos factores nos referiremos siempre al 1er. cilindro del compresor.

1.) ESPACIO LIBRE (CL). Si en la ecuación de la eficiencia volumétrica (E_v) mantenemos constante los factores que involucran esta expresión y variamos el % CL, Observaremos que la capacidad del cilindro es proporcional a este factor, desde que el % CL es determinado dividiendo el espacio libre entre el desplazamiento del pistón, bajo condiciones de temperatura y presión constante, no habiendo variación del HP requerido.

2.) DESPLAZAMIENTO DEL CILINDRO: Desde que no variamos la capacidad del cilindro por razones de los altos costos que representan para efectos del -- proyecto, no lo consideramos como factor variable en el aumento del volumen comprimido.

3.) PRESION DE SUCCION: Matemáticamente la presión de succión (P_s) no es directamente proporcional-

a la capacidad del cilindro, sin embargo para ciertos rangos de P_s a temperatura de succión, pre sión de descarga constante y un cilindro específi co, la P_s y la capacidad del cilindro llevadas a un gráfico, nos mostrará una línea recta; esto significa que si la P_s aumenta, la capacidad del cilindro también aumenta.

- 4.) PRESION DE DESCARGA: Este factor se le considera en el cálculo de la capacidad, como parte de la R_c y de la E_v ; pero los cambios de rango de este factor generalmente producen poco efecto en la ca pacidad del cilindro. Pero la potencia si tendrá una variación significativa, porque existe una pro porcionalidad directa entre la potencia y R_c .
- 5.) TEMPERATURA DE SUCCION: Considerando la tempe - ratura de succión del gas como factor constante , mencionaremos cierto efecto que tiene para un vo lumen de gas comprimido en un cilindro: A dife - rentes revoluciones por minuto (RPM) del pistón - la capacidad es inversamente proporcional a la - temperatura de succión (T_s).

6.) RAZON DE CALORES ESPECIFICOS: También esta característica del gas la consideraremos constante, pero anotaremos que para grandes rangos de este factor resultará alta eficiencia volumétrica en el cilindro del compresor.

7.) REVOLUCIONES POR MINUTO (RPM): La velocidad del motor de un compresor es directamente proporcional a la capacidad del cilindro y al HP desarrollado; entonces como práctica común es necesario controlar las RPM en el motor para una limitada Ps.

De todo lo indicado anteriormente consideraremos para efecto del proyecto, como factores constantes: el desplazamiento del cilindro, la presión de descarga requerida, temperatura de succión y razones de calores específicos. Con la alternativa de realizar ciertas variaciones de los otros factores, en función de las nuevas condiciones establecidas.

El requerimiento principal sería la mayor capacidad de gas que se pueda comprimir, para recuperar la mayor cantidad posible del gas que se libera, tomando en cuenta los factores mencionados.

2.2 MEDICION DEL GAS:

2.2a ELEMENTOS DE MEDICION EN EL CALCULO DEL VOLU-
MEN DE GAS

Las características de los elementos de medición están generalmente basados en valores tabulados, correspondiente a la performance de elementos similares a las pruebas.

Los coeficientes de los elementos de medición no serán deducidos matemáticamente, pero tales ecuaciones dada por "AMERICAN METER DIVISION" son expresiones empíricas que han sido cuidadosamente generadas para fijar los valores promedios de las características del flujo para las cuales se realizaron pruebas.

En la medición del gas en líneas de flujo por bridas de orificio los discos ó cartas registradoras contiene la presión diferencial y presión estática y de la interpretación de estas cartas el gas medido es de - terminado por la fórmula siguiente:

$$Q = C \sqrt{P_d \times P_s} \quad \text{Ec.2-12}$$

En donde:

Q = Volumen del gas a condiciones normales en pies cúbicos por hora.

C = Constante de orificio

P_d = Presión diferencial en pulgadas de agua

P_s = Presión estática en Psia.

La expresión $\sqrt{P_d \times P_s}$ también se le conoce como presión de extensión.

2-2a.1 Presión Estática. °

Nos indica la presión del flujo antes del paso por el plato de orificio, siendo graficada por una plumilla conectada a través de un mecanismo y válvulas a un resorte el mismo - que esta conectado a una Brida del orificio, se lee en libras por pulgada cuadrada.

2-2a.2 Presión Diferencial

Nos indica la diferencia entre las presiones de flujo antes y después del paso por el plato de orificio se lee en pulgadas de agua.

2-2a.3 Constante de Orificio (Plato y Línea) "C"

Llamado así a la relación entre el plato del orificio y la línea de flujo dependiendo de factores que no serán deducidos por las razones antes mencionadas, tan solo daremos su referencia y significado.

2-2a.4 Factores que Intervienen en el Cálculo de "C"

El valor de "C" es calculado por el producto de los siguientes factores en la ecuación:

$$C = F_b \times F_{pb} \times F_{tb} \times F_g \times F_{tf} \times F_r \times Y \times \\ \times F_{pv} \times F_m \times F_a \times F_l \quad \text{Ec.2-13}$$

En donde:

(F_b) Factor de orificio basado en condiciones de presión base (14.73 psia) temperatura base (60°F = 520 °R),

Gravedad específica del gas, temperatura de flujo bajo condiciones en donde el número de REYNOLDS es infinito, basándose sobre todo en el diámetro

interno de la tubería.

El valor del factor de orificio F_b esta expresado por la fórmula:

$$F_b = 338.17 \times K_o \times d^2$$

En donde:

338.17 = Constante usado bajo condiciones de presión base 14.73 psia, temperatura-base 60°F temperatura fluyente 60°F y gravedad específica del gas = 1.

K_o = Coeficiente de descarga cuando el número de Reynold se considera infinito.

d = Diámetro del orificio en pulgadas.

Este factor también puede hallarse en las tablas Nos (2-15) á (2-17).-

En los factores siguientes se adjunta el N° de la tabla para obtenerlos directamente.

(Fpb) Factor de Presión Base. Tomando como presión base 14.7, cualquier otra presión referida está dada por :

$$F_{pb} = \frac{14.7}{p_b}$$

en donde p_b = Presión base referida a la localización.

Tabla N° 2-18.

(Ftb) Factor de Temperatura Base

Como la temperatura base se considera 60°F ó 520°R, cualquier otra temperatura base estará dada por:

$$F_{tb} = \frac{T_b + 460}{60^\circ\text{F} + 460}$$

en donde T_b = Temperatura base especificada en los cálculos.

Tabla N° 2-19

(Fg) Factor de Gravedad Específica

Es obtenida de acuerdo a la gravedad específica del gas fluyente, y está determinada por:

$$F_g = \sqrt{\frac{1}{G}}$$

en donde G = Gravedad específica del gas que se mide.

Tabla N° 2-20

(F_{tf}) Factor de Temperatura de Flujo

Si se considera como temperatura de flujo a condiciones standards, 60°F ó 520 °R, el factor estará dado por:

$$F_{tf} = \sqrt{\frac{520}{T_f}}$$

En donde T_f = Temperatura actual del flujo del gas.

Tabla N° 2-21

(Fr) Factor del Número de Reynold

Este factor depende de las variaciones del coeficiente descarga en un orificio con el número de Reynold. Este coeficiente de descarga del orificio disminuye, tanto; como aumenta el número de Reynold. La variación es suficientemente alta y la viscosidad se considera constante cuando se trata el gas comercialmente.

Para propósitos prácticos se da el factor del número de REYNOLD como función del diámetro del orificio y la línea, además de la presión de extensión, ajustándose a la siguiente expresión:

$$Fr = 1 + \frac{b}{\sqrt{P_f \times P_d}}$$

En donde "b" puede obtenerse de las tablas Nos. (2-22) á (2-24).

(Y) Factor de Expansión

Podemos obtenerlo directamente de las tablas Nos (2-25) á (2-26) conociendo la relación:

$\frac{P_d}{P_f}$ en donde P_d es la presión diferencial P_f la presión fluente (presión estática).

$\frac{d}{D}$ en donde "d" es el diámetro del orificio en el plato y "D" diámetro de la tubería.

Se explica el factor de expansión cuando el gas fluye a través de un orificio y el cambio en la velocidad y presión esta acompañado con un cambio en el peso específico del gas y el factor puede ser aplicado para el

coeficiente que permite este cambio.

(Fpv) Factor de Supercompresibilidad.

Este factor puede ser determinado de acuerdo al análisis de una muestra de gas, dependiendo de la temperatura, presión y gravedad específica (Ver su cálculo mas adelante).

(Fm) Factor de Manómetro.

Este factor es usado en medidores de tipo Mercurio, en donde el gas toma contacto con la superficie del mercurio, y es generalmente considerado igual a la unidad.

Tabla N° 2-29

(Fa) Factor de Expansión Termal es considerado como una corrección para el diámetro del orificio , desde que en su manufactura experimenta fuertes cambios de temperatura aunque entre rangos de temperatura de 0°F a 120°F el efecto no es tan grande que la tolerancia por la manufacturera del plato de orificio para efectos de la

medición del gas conviene no tomarlo en cuenta para los cálculos, al menos si no hubiera otras condiciones al respecto.

Tabla N° 2-30

F1 Factor de locación

El factor de locación es incluido en los cálculos de la medición del gas a fin de corregir otras mayores de 45° de latitud y nivel del mar.

Estas correcciones ocurre por el efecto del cambio de la aceleración de la gravedad, 32.174 - pie por segundo al cuadrado, asumida para la ecuación básica.

Tabla N° 2-31

Reemplazando todos estos valores en la ecuación (2-13) obtendremos el valor de "C" que reemplazando en la ecuación (2-12) nos da "Q" en pie cúbico por hora.

$$Q = C \sqrt{P_d \times P_s}$$

en donde:

- Q = Cantidad de gas en pie cúbico por hora
C = Constante de orificio
Pd = Presión diferencial
Ps = Presión estática

2-2a.5 Cálculo del Factor de Supercompresibilidad "Z"

El factor de supercompresibilidad esta expresado como la raíz cuadrada de la inversa del factor de compresibilidad aplicada a la ley general de los gases; esto es:

$$F_{pv} = \sqrt{\frac{1}{Z}}$$

Pero podemos calcylarlo directamente de unas tablas-adjuntas conociendo tanto las presiones como temperatura corregida pero con los análisis del gas medido-para este caso debemos conocer la gravedad específi-ca % de CO₂ y % de N₂.

$$F_p = \frac{156.47}{160.8 - 7.22 G + K_p}$$

Donde Kp = constante de presión diluyente y esta dado por :

$$K_p = M_c - 0.392 M_n$$

Corrección para la temperatura de flujo.

$$F_t = \frac{226.29}{99.15 + 211.9 G - K_t}$$

Donde K_t = Constante diluyente de temperatura

K_t esta expresado por:

$$K_t = M_x + 1.681 M_n$$

Donde:

G = Gravedad específica

M_c = Porcentaje molecular del CO_2

M_n = Porcentaje molecular del N_2

Entonces las presiones de ajuste estará dado por:

$$P = P_f \times F_p$$

y para la temperatura:

$$T = T_f \times F_t - 460 \text{ } ^\circ\text{F}$$

Con estos valores de ajuste podemos hallar de la Tabla A el valor directo del factor "Z".

2-2b Métodos para el Cálculo de Volúmenes de Gas

a) Uso de Fórmula:

Se usa fórmula aplicada al calculo de volúmenes de gas en caso de no contar con un integrador para estos fines, teniendo en cuenta al promediar la presión estática y diferenciar el rango de presiones.

Es recomendable para promediar la presión diferencial considerarla como área, de ahí que el buen promedio depende bastante del criterio del operador.

La fórmula a usarse en este caso es la siguiente:

$$Q = \sqrt{(P_s + P_a) \times P_d} \times C \times 24$$

en donde:

Q = Volumen de gas en PCD

P_s = Presión estática

P_a = Presión atmosférica

P_d = Presión diferencial

C = Constante de orificio

b) Integrador.

En los cálculos de las cartas registradoras para obtener uno de los factores para el cálculo de volúmenes de gas de un pozo se hace uso de un integrador - que es una máquina básicamente sencilla, que convierte los valores registrados en la carta en revoluciones de placas y rodillos impulsado por fricción, multiplica las revoluciones y suma los productos en términos de revoluciones, en un contador; teniendo en la carta:

- 1° El tiempo de flujo del fluido, en horas
- 2° La presión estática en libras sobre la atmósfera como cero.
- 3° La presión diferencial a través del orificio en pulgadas de agua.

La extensión de la carta para un período dado de tiempo es igual a:

$$E = T \times \sqrt{P_s \times P_d}$$

en donde:

- T = Tiempo en horas
P_s = Presión estática en libras
P_d = Presión diferencial en pulgadas de agua
E = Extensión de la carta

La extensión de la carta esta expresada directamente por el producto de las revoluciones del contador que nos da una lectura numérica mediante un contómetro - (Lc) y una constante para cada rango de presión indi cada en la carta (Cr), que puede ser calculada para- 24 horas por la fórmula siguiente:

$$Cr = \frac{P_s \times P_d}{500 \times 100}$$

Luego la extensión de la carta puede ser expresada - por:

$$E = \text{Revoluciones del contador (LC)} \times Cr$$

Para el cálculo del volumen de gas mediante un inte- grador aplicaremos:

$$Q = Lc \times Cr \times C$$

en donde:

Q = Volumen del gas en pie cúbico por día

Lc = Lectura del contómetro

Cr = Constante para cada rango de presión

C = Constante de Orificio

Como aplicación de este método calcularemos el volumen de gas a través de un plato de orificio en una línea de 2 pulgadas de diámetro.

Conociendo:

Orificio del Plato = 1.5 pulgadas

Diámetro de la línea = 2 pulgadas (2.067)

Temperatura del gas = 85 °F

Presión fluente = 88 Psig.

Gravedad del gas = 0.6854

Presión diferencial = 7 pulgadas

Cálculo de los factores para la constante de orificio.

$F_b = 542.27$ Tabla 2-15

$F_{pb} = \frac{14.7}{14.7} = 1$

$$F_{tb} = \frac{460 + 60}{460 + 60} = 1$$

$$F_g = \frac{1}{0.6854} = 1.20789$$

$$F_{tf} = \frac{460 + 60}{85 + 460} = 0.9768$$

$$F_r = 1 + \frac{b}{\sqrt{P_f \times P_d}}$$

b = 0.0773 con D = 2.067 y d = 1.5 Tabla 2-22

$$\sqrt{(88 + 14.7) \times 7} = 26.8162$$

Luego:

$$F_r = 1 + \frac{0.0773}{26.8162} = 1.00288$$

Y = 1.0003 por interpolación de los valores

$$\frac{d}{D} = 0.7256 \quad \text{y} \quad \frac{P_d}{P_f} = 0.06816 \quad \text{Tabla 2-26}$$

$$F_{pv} = \sqrt{\frac{1}{Z}}$$

Considerando dentro de los componentes del gas en referencia: $\text{CO}_2 = 0.3 \%$ y $\text{N}_2 = 0.0 \%$

$$Kp = Mc - 0.392 Mn , \quad 0.3 - 0.392 \times 0.0 = 0.3$$

$$Kt = Mc + 1.681 Mn , \quad 0.3 - 1.681 \times 0.0 = 0.3$$

$$F_p = \frac{156.47}{160.8 - 7.22 \times G + Kp} = \frac{156.47}{160.8 - 7.22 \times 0.6854 \times 0.3}$$

$$F_p = 1.0020$$

$$F_t = \frac{226.29}{99.15 + 211.9 \times G - Kt} = \frac{226.29}{99.15 + 211.9 \times 0.6854 - 0.3}$$

$$F_t = 0.9271$$

Presión de ajuste:

$$P = P_f \times F_p = 88 \times 1.002 = 88.176$$

Para la temperatura:

$$T = 545 \times 0.9271 - 460 = 45.2695$$

Por interpolación:

$$F_{pv} = 1.00773 \quad \text{Tabla A.}$$

Si consideramos los factores $F_m, F_a, F_l = 1$ para

$$C = F_b \times F_{pb} \times F_{tb} \times F_g \times F_{tf} \times F_r \times Y \times F_{pv} \times \\ \times F_m \times F_a \times F_l$$

$$C = 542.27 \times 1 \times 1 \times 1.20789 \times 0.9768 \times \\ \times 1.00288 \times 1.0003 \times 1.00773 \times 1 \times \\ \times 1 \times 1 = 646.80$$

Si el rango de presiones en la carta es de 100 # X
100" su constante será:

$$0.4472$$

Tabla B

Asumiendo la lectura en el contómetro (LC = 293, el
valor de "Q" será:

$$Q = L_x \times C_r \times C$$

$$Q = 293 \times 0.4472 \times 646.80$$

$$Q = 84,749.95 \text{ PCD}$$

2-3 PROBLEMAS EN MEDICIONES

2-3a Problemas en el Campo (Plataforma)

Entre los muchos problemas que existen en medir todo
el gas en los pozos, radica generalmente en:

- a) falta de puntos de medición,
- b) frecuencia con que se descalibran los medidores,

implicando hasta cierto punto no tener un número suficiente de pruebas.

- c) manifestación de fugas en la línea de flujo, puede que se detecte en la misma plataforma en donde es fácil su reparación o detectarse en el fondo marino, lo cual requiere los servicios de buzos y barcazas dependiendo de la magnitud de la fuga.
- d) diámetro de los platos de orificio, con respecto al flujo de gas, que muchos descalibran los medidores (Barton) por ser muy alta la presión diferencial y/o estática que dan lecturas muy confusas.

Este problema también está relacionado con el rango del medidor.

En pruebas de pozoso que conjuntamente acompaña una prueba de gas, indirectamente el transporte es un problema que interfiere con el programa estipulado para las pruebas, ya que en plataformas en donde no

existen baterías, el personal encargado de estas operaciones tiene que transportarse en lanchas, que muchas veces por el tipo de trabajo que tienen que cumplir en otras plataformas no es posible cumplir con el transporte de dicho personal (recorredores) quedando pendiente en muchas ocasiones el cumplir con estas pruebas.

2-3b Problemas de Lectura

En las cartas registradoras de gas, muchas veces hay dificultad en la lectura para los cálculos del volumen, debido a una mala calibración del medidor, ya que plumillas que registran las presiones no marcan en el disco el mínimo (cero) o el máximo rango de presión a la que está calibrada el medidor; es responsabilidad del operador estar chequeando constantemente el disco de prueba para evitar estas anomalías.

También existe problema en la lectura de un disco, cuando la información del disco es incompleta; de esto nos ocuparemos seguidamente, ya que los datos fí-

sicos son de mucha importancia.

2-3c Información Incompleta

Diremos que en una carta registradora (discos de prueba) es muy importante que la información de los parámetros físicos con que se realiza la prueba, se incluya en el mismo disco y no queda pendiente para luego reportarlo en las hojas del reporte de campo, ya que esto ocasiona pérdida de tiempo en los cálculos; estos parámetros deben incluir desde el nombre de la plataforma, número del pozo, diámetro del plato de orificio y línea, rango del medidor, fecha y hora de la prueba, presiones del pozo, tiempo y ciclo de inyección (si se trata de un pozo G/L), choke, muestras que se tomarán en la prueba (agua % BSW), la producción del pozo y el tiempo de duración de la prueba.

Desde luego la información es incompleta en una carta registradora cuando en ésta se omite algunos de los parámetros antes mencionados.

2-3d Otros Problemas.

Para una prueba ya sea de crudo o de gas, aparte de los problemas antes mencionados, citaremos otros, que si bien no son tan importantes como los anteriores, se deben de tener en cuenta para cumplir con la prueba ya que van a incidir en los cálculos de las mediciones:

1. No ajustarse a los programas de pruebas estipulados.
2. No repetir las pruebas deficientes
3. No reportar anomalías que interfieran con la prueba.
4. No especificar el tiempo real de la prueba de crudo, ya que el gas se puede deducir de acuerdo a la figura del disco, con la experiencia de la persona que calcula el disco.
5. No reportar cambios de los elementos que intervienen en una prueba.
6. No reportar parada de los compresores, lo que o-

re -
ento
el
os.

casiona una baja de presión en el circuito, re -
flejada en los discos.

7. A pesar de tener orden de cambiar algún elemento de la prueba (plato rango, etc.) no lo hace el operador por falta de existencia de los mismos.

R A N G O				CONST.X 24 HRS	
150	#	X	300"	.9487	RS
250	#	X	50"	.5000	
250	#	X	100"	.7071	
250	#	X	150"	.8660	
250	#	X	200"	1.0000	
250	#	X	250"	1.1180	
500	#	X	50"	.7071	
500	#	X	100"	1.0000	
500	#	X	150"	1.2247	
500	#	X	200"	1.4142	
500	#	X	250"	1.5811	
500	#	X	500"	2.2361	
1000	#	X	50"	1.0000	
1000	#	X	100"	1.4142	
1000	#	X	150"	1.7321	
1000	#	X	200"	2.0000	
1000	#	X	250"	2.2361	
1000	#	X	300"	2.4495	
1000	#	X	350"	2.6458	
1000	#	X	400"	2.8284	
1000	#	X	500"	3.1623	

R A N G O	CONST.X 24 HRS	<u>IRS</u>
1500 # X 50"	1.2247	
1500 # X 100"	1.7321	
1500 # X 150"	2.1213	
1500 # X 200"	2.4495	
1500 # X 250"	2.7386	
1500 # X 300"	3.0000	
1500 # X 350"	3.2404	
1500 # X 500"	3.8730	
2000 # X 50"	1.4142	
2000 # X 100"	2.0000	
2000 # X 150"	2.4495	
2000 # X 200"	2.8284	
2000 # X 250"	3.1623	
2000 # X 300"	3.4641	
2000 # X 350"	3.7417	
2000 # X 500"	4.4721	
3000 # X 50"	1.7321	
3000 # X 100"	2.4495	
3000 # X 150"	3.0000	
3000 # X 200"	3.4641	

<u>R A N G O</u>	<u>CONST.X 24 HRS</u>
3000 # X 250"	3.8730
3000 # X 300"	4.2426
3000 # X 350"	4.5826
3000 # X 400"	4.899
3000 # X 500"	5.4772

C A P I T U L O I I I

3-1 USOS DEL GAS NATURAL EN EL ZOCALO NORTE

Actualmente el uso que se le da al gas natural en el zócalo norte se concreta en su mayor volumen para ope raciones de producción como son: inyección a los re- servorios, gas lift y como combustible, enviando un promedio de 33.33 % del gas neto producido para proce sos industriales (gas para ventas).

Siendo el uso del gas natural como fuente de energía, significa que en el futuro se efectuarán esfuerzos técnicos y económicos a fin de recolectar el mayor vo lumen de gas del que actualmente se libera.

3-la Gas Inyectado a la Formación

La energía natural del pozo puede ser suplementada pa- ra aumentar la recuperación del petróleo por inyección de gas, si tal inyección tiene lugar cuando la presión del reservorio es aún alta y los pozos estan fluyendo, es para mantener dicha presión pero si la inyección se

lleva a cabo cuando la presión del reservorio es depletada, estaremos usando el gas para una recuperación secundaria.

3-lb. Gas Usado como Gas Lift

No entraremos en detalle las técnicas ni procedimientos de operación en el uso del gas Lift, si no que indicaremos que el gas natural usado en gas Lift tiene importancia como fuerza impulsora del petróleo en pozos donde la energía almacenada en el reservorio no es suficiente. Como todo proyecto la instalación de este sistema requiere inversión de equipos (compresor separadores, líneas etc.) y una fuente de gas consecuentemente es necesario aprovechar el máximo volumen de gas producido para este fin.

3-lc Gas usado para procesos industriales (Gas de Venta)

En el sistema de distribución del gas natural, parte del total gas producido es enviado del zócalo a punto de entrega en tierra, de acuerdo a convenios especiales, este volumen de gas es enviado desde pla

taformas en donde es recolectado para ser comprimido y luego transferido. Se entiende que esta recolección del gas obedece a un programa establecido de tal manera que no pueda afectar el suministro a otras estaciones para efectos de la producción de crudo.

De acuerdo a este proyecto, cobra importancia el gas para venta desde que es una de las alternativas para poder reducir el gas liberado a la atmósfera, aumentando el volumen de venta, pero previo análisis de los sistemas de compresión, transporte (fugas en líneas), medición y sobre todo la necesidad del consumo.

3-1d Gas usado como combustible

El volumen de gas usado como combustible en el zócalo Norte se limita tan solo al necesario para el funcionamiento de los equipos de operación en las plataformas, siendo su volumen promedio del 14.87 % de todo el volumen de gas neto producido.

3-le Balance de gas para el Sistema de Recolección y Distribución

Para los balances de gas, tanto para las condiciones iniciales como para las nuevas condiciones de operación detallamos la recolección y distribución del gas partiendo de las estaciones de compresión:

Plat. N° 2, 6, 7

a) A condiciones iniciales de operación:

PLATAFORMA N° 2

Total gas producido	1,100	MPCD
Total gas recibido:		
a) De plat.N° 1 (todo el gas producido)	1,350	MPCD
b) Parte del gas producido por Plat. N° 4 y 5	1,400	MPCD
Total gas disponible	3,850	MPCD
Total gas comprimido	(2,600)	MPCD
Total gas usado en combustible	(412)	MPCD
Total gas liberado a la atmósfera	838	MPCD

Distribución del gas comprimido:

Gas usado como gas lift en Plat.N° 1	600	PMCD
Gas usado como gas lift en Plat.N° 2	500	PMCD
Gas enviado a la estación de transferencia en tierra.	1,500	MPCD
Total gas comprimido	2,600	MPCD

PLATAFORMA N° 6

Total gas producido	3,000	MPCD
Total gas recibido Plat.N° 3 (todo el gas producido)	4,500	MPCD
Total gas disponible	7,500	MPCD
Total gas comprimido	(5,500)	MPCD
Total gas usado en combustible	(760)	MPCD
Total gas a la atmósfera	1,240	MPCD

Distribución del gas comprimido:

Gas usado como gas lift, en Plat. N° 6	900	MPCD
Gas usado como gas lift en Plat. N° 3	1,200	MPCD
Gas usado como inyección en Plat. N° 6	1,020	MPCD
Gas enviado a la estación de transferencia, en tierra	2,380	MPCD
Total gas comprimido	5,500	MPCD

PLATAFORMA N° 7

Total gas producido	1,350	MPCD
Total gas recibido de:		
De Plat.N° 8 (todo el gas produc.)	2,850	MPCD
Parte del gas producido por plata- formas N° 4 y 5.	3,000	MPCD
Total gas disponible	7,200	MPCD
Total gas comprimido	(5,620)	MPCD
Total gas usado en combustible	(774)	MPCD
Total a la atmósfera	806	MPCD
Distribución del gas comprimido:		
Gas usado como gas lift, en plat. N° 4	700	MPCD
Gas usado como gas lift, en plat. N° 5	1,100	MPCD
Gas usado como gas lift en plat. N° 7	700	MPCD
Gas usado como gas lift en plat. N° 8	800	MPCD
Gas usado como inyección en plat. N° 7	700	MPCD
Gas enviado a la estación de trans- ferencia en tierra	1,620	MPCD
Total gas comprimido	5,620	MPCD

Gas recibido en Estación de Transfe-
rencia en tierra para la venta

Total gas comprimido recibido de plat N° 2	1,500	MPCD
Total gas comprimido recibido de plat N° 6	2,380	MPCD
Total gas comprimido recibido de plat N° 7	1,620	MPCD
Total gas recibido en tierra	5,500	MPCD
Total gas transferido para ventas	5,500	MPCD

b) Para el balance de gas a nuevas condiciones de o
peración tendremos la distribución siguiente:

PLATAFORMA N° 2

Total gas producido	1,100	MPCD
Total gas recibido:		
De Plat.N° 1(todo el gas producido)	1,350	MPCD
Parte del gas producido por las Plataformas N° 4 y 5	1,400	MPCD
Total gas disponible	3,850	MPCD
Total gas comprimido	(3,200)	MPCD
Total gas producido en combustible	(484)	MPCD

Total gas a la atmósfera	166	MPCD
Distribución del gas comprimido:		
Gas usado como gas lift en plat.N° 1	600	MPCD
Gas usado como gas lift en plat.N° 2	500	MPCD
Gas enviado a la estación de transferencia en tierra	2,100	MPCD
Total gas comprimido	3,200	MPCD

PLATAFORMA N° 6

Total gas producido	3,000	MPCD
Total gas recibido de plat.N° 3	4,500	MPCD
Total gas disponible	7,500	MPCD
Total gas comprimido	(6,500)	MPCD
Total gas usado en combustible	(880)	MPCD
Total gas liberado a la atmósfera	120	MPCD
Distribución del gas comprimido:		
Gas usado en gas lift, plat. N° 3	1,200	MPCD
Gas usado en gas lift, plat. N° 6	900	MPCD
Gas usado como inyección plat. N° 6	1,247	MPCD
Gas enviado a la estación de transferencia en tierra	3,153	MPCD
Total gas comprimido	6,500	MPCD

PLATAFORMA N° 7

Total gas producido	1,350	MPCD
Total gas recibido de:		
Plat.N° 8 (todo el gas producido)	2,850	MPCD
Parte del gas producido por las plataformas N° 4 y 5	3,200	MPCD
Total gas disponible	7,400	MPCD
Total gas comprimido	(6,400)	MPCD
Total gas usado en combustible	(868)	MPCD
Total gas liberado a la atmósfera	132	MPCD
Distribución del gas comprimido:		
Total gas usado en gas lift plat. N° 4	700	MPCD
Total gas usado en gas lift plat. N° 5	1,100	MPCD
Total gas usado en gas lift plat. N° 7	700	MPCD
Total gas usado en gas lift plat. N° 8	800	MPCD
Total gas usado en inyección plat. N° 7	827	MPCD
Total gas enviado a la estación de transferencia en tierra	2,273	MPCD
Total gas comprimido	6,400	MPCD

Gas recibido en Estación de transferencia en tierra para venta.

Total gas comprimido recibido de plat. N° 2	2,100	MPCD
Total gas comprimido recibido de plat. N° 6	3,153	MPCD
Total gas comprimido recibido de plat. N° 7	2,273	MPCD
Total gas recibido en tierra	7,526	MPCD
Total gas transferido para venta	7,526	MPCD

OBSERVACIONES:

Comparando los balances anteriores mencionaremos las siguientes observaciones:

- a) Un aumento de 354 MPCD para el gas inyectado a la formación.
- b) Del total gas producido por las plataformas N° 4 y N° 5 igual a 4,600 MPCD, se está recibiendo en la N° 7, 3,000 MPCD siendo la diferencia de 1,600 MPCD enviada a la plataforma N° 2, pero en esta plataforma, tan solo se reciben 1,400 MPCD, lo que demuestra la existencia de una fuga de 200 MPCD entre plataforma N° 5 y N° 2, reparada-

la línea, éste volumen incrementa el total de recibido en plataforma N° 7 en 3,200 MPCD.'

- c) Tanto el aumento del gas para venta, y gas inyectado como la disminución en el gas liberado a la atmósfera, son consecuencias de un mejor rendimiento de los compresores en las estaciones de compresión.

Como comprobación del balance de gas podemos aplicar las siguientes relaciones:

Total gas neto = Gas producido - Gas lift

" gas comprimido = Gas de inyección + Gas lift +
+ Gas de ventas.

" Gas producido = Gas comprimido + Gas combustible + Gas liberado a la atmósfera.

" Gas neto = Gas de inyección + Gas combustible + Gas de ventas + Gas liberado a la atmósfera

Si consideramos el balance a nuevas condiciones de operación tendremos :

Total Gas neto = 18,750 - 6500 = 12,250 MPCD

Total Gas comprimido = 2,074 + 6500 + 7526 = 16,100

MPCD

Total gas producido = 16,100 + 2,232 + 418 = 18,750

MPCD

Total gas neto = 2,074 + 2,232 + 7,526 + 418 = 12,250

MPCD.

Adjuntamos en forma tabulada los balances de gas en las condiciones de operación y un esquema de flujo para el sistema de recolección y distribución considerado. Fig. 3-1.

BALANCE DE GAS A CONDICIONES INICIALES DE OPERACION

LOCACION	GAS PRODUCIDO MPCD	GAS COMPRESIDO MPCD	GAS LIFT MPCD
1	1350	—	600
2	1100	2600	500
3	4500	-	1200
4	1500	-	700
5	3100	-	1100
6	3000	5500	900
7	1350	5620	700
8	2850	-	800
	<hr/>	<hr/>	<hr/>
TOTAL :	18750	13720	6500

LOCACION	GAS INYECTADO MPCD	GAS COMBUSTIBLE MPCD	GAS VENTA MPCD
1	-	-	-
2	-	412 ⁺	1500
3	-	-	-
4	-	-	-
5	-	-	-
6	1020	760 ⁺	2380
7	700	774 ⁺	1620
8	-	-	-
	<hr/>	<hr/>	<hr/>
TOTAL	1720	1946	5500

LOCACION	GAS LIBERADO MPCD	GAS NETO MPCD
1	-	750
2	838	600
3	-	3300
4	-	800
5	200 ⁺⁺	2000
6	1240	2100
7	806	650
8	-	2050
	<hr/>	<hr/>
TOTAL:	3084	12250

NOTA:

+ Incluye 100 MPCD de gas de baja presión usado en generadores, bombas, etc.

++ Gas liberado a la atmósfera por fuga en línea de transferencia de plataforma N° 5 a N° 2.

BALANCE DE GAS A NUEVAS CONDICIONES DE OPERACION

LOCACION	GAS PRODUCIDO MPCD	GAS COMPRESIDO MPCD	GAS LIFT MPCD
1	1350	-	600
2	1100	3200	500
3	4500	-	1200
4	1500	-	700
5	3100	-	1100
6	3000	6500	900
7	1350	6400	700
8	2850	-	800
TOTAL:	18750	16100	6500

LOCACION	GAS INYECTADO MPCD	GAS COMBUSTIBLE MPCD	GAS VENTA MPCD
1	-	-	-
2	-	484 +	2100
3	-	-	-
4	-	-	-
5	-	-	-
6	1247	880 +	3153
7	827	868 +	2273
8	-	-	-
TOTAL:	2074	2232	7526

LOCACION	GAS LIBERADO MPCD	GAS NETO MPCD
1	-	750
2	166	600
3	-	3300
4	-	800
5	-	2000
6	120	2100
7	132	650
8	-	2050
	<hr/>	<hr/>
TOTAL:	418	12250

NOTA:

+ Incluye 100 MCPD de gas de baja presión usado en generadores, bombas, etc.

3.2 PRINCIPALES CAUSAS PARA LA LIBERACION DEL GAS A LA ATMOSFERA.

Mencionaremos las principales causas que originan liberación de gas a la atmósfera, en un sistema de plataformas establecidos en el zócalo.

- a) En una estación de compresores todo el gas se libera a la atmósfera al no operar el compresor por mantenimiento o reparación.
- b) La descarga simultánea de dos o mas pozos que operan con el sistema de G/L, originan una sobre carga en el separador, accionando de inmediato la válvula reguladora de presión para liberar el exceso de gas a la atmósfera, restableciéndose el equilibrio en la presión de trabajo del seprador.
- c) En alguna plataforma el volumen de gas producido es tan pequeño que no se justifica el tendido de una línea submarina hacia otra plataforma para su recolección.

- d) Existen en el zócalo continental reservorios sumamente sencibles a los efectos de contrapresión en la cabeza de los pozos, por esta razón en esos casos los pozos se producen descargando al separador con la mínima contrapresión la cual no es suficiente para transferir el gas separado a otra plataforma, por consiguiente en aquellas plataformas, si no hay compresores el gas se libera a la atmósfera.

3.3 DISCUSION DE LAS ALTERNATIVAS PARA REDUCIR EL VOLUMEN DE GAS LIBERADO A LA ATMOSFERA.

3-3a Aumento de la Contrapresión.

Si bien es cierto que esta alternativa da un resultado inmediato sin costo alguno, tiene sus desventajas por reducir la producción de petróleo.

3-3b Aumento del Volumen de Gas Inyectado a la Formación.

Existiendo un programa de pozos candidatos para inyectoras de gas, y poder usar el exceso de gas existente, implica lo siguiente:

- Ubicación de una estación de compresión que reúna las características diseñadas para ciertas condiciones de operación para la inyección; esta estación debe de estar ubicada en base a un balance de recolección para poder utilizar mejor las líneas de flujo existente.

Si esta alternativa reduce el volumen de gas liberado a la atmósfera tendría sus desventajas en cuanto a la posibilidad de instalar una nueva unidad de

compresión ó tendido de nuevas líneas submarinas, lo que compromete un costo de inversión; que podría ser mucho mayor que el requerido para aumentar el gas de venta.

3-3c Aumento del volumen de gas para procesos industriales (Gas de venta).

Es una alternativa dependiente del mejor sistema de recolección y distribución del gas, para estar en condiciones de mejorar el rendimiento de las unidades compresoras y alcanzar una mayor capacidad de compresión.

Desde luego que el mejor método de recolección y distribución se obtiene luego de un balance de todo el sistema, para detectar pérdidas por fugas, exceso de gas recibido en algunas estaciones de compresión y escasez en otras.

Mejorando el sistema de recolección se estará aumentando el volumen de gas enviado a las unidades compresoras de gas para venta y con posibilidad de aumentar la producción de petro-

leo, reduciendo la contrapresión de los pozos.

La desventaja de esta alternativa sería el costo adicional si luego del balance respectivo tendríamos que tender nueva o nuevas líneas submarinas de recolección y modificación de conexiones superficiales.

3-3d Análisis Comparativo de las Alternativas Anteriores

Comparativamente las alternativas anteriores nos dan ciertas ventajas para reducir el volumen de gas liberado, pero resultan inconvenientes en algunos casos por restricción en la producción de petróleo y por consiguiente gas para un mayor volumen de compresión, tanto para la inyección a la formación como para ventas. Pero se entiende que habrá pérdida en la producción de los pozos convertidos en inyectores, que se compensaría con ganancia de producción de los pozos responsores.

3-3e Alternativa considerada para reducir el volumen de Gas liberado a la atmósfera

En un sistema de ocho (8) plataformas establecidas-

en una área del zócalo norte, presentamos un balance de todo el gas producido, en donde el volumen de gas liberado a la atmósfera se manifiesta en las estaciones de compresión y por fuga en una línea de transferencia, con un volumen total de 3.084 MMPCPD. Si no alteramos el sistema de recolección y transferencia podemos mejorar el rendimiento de los compresores estableciendo nuevas características de operación para cada unidad de compresión, mejorando el rendimiento de cada compresor estaremos aumentando el volumen comprimido para enviarlo a la estación central de rebombeo o transferencia.

En tierra; este aumento de gas comprimido nos representa como recolección 2.026 MMPCD para gas de venta y una reducción en el gas liberado en 2.666 MMPCD.

Siendo factible mejorar el rendimiento de los compresores, reparar fugas existentes en líneas de recolección ó transferencia, usar lo mejor posible las líneas de recolección o transferencia, con un programa de mantenimiento para todas las líneas de flujo y

también considerar la alternativa de aumentar el volumen de gas para procesos industriales, llamándose en adelante gas para ventas.

Considerando esta alternativa se realizaran las revisiones de todos los sistemas de medición (presión, temperatura, volumen, etc) y los reemplazos de ciertos instrumentos necesarios. Del mismo modo se considerará la reparación y/o instalación de conexiones superficiales en las instalaciones de las estaciones de compresión para tener menor caída de presión y --simplificar las operaciones mismas.

Dentro del circuito de líneas para la recolección ó transferencia del gas, se reparará la fuga en la línea de recolección entre la plataforma 5 y 2, recuperando 200 MPCD; y un factor muy importante para evitar ciertas restricciones en el flujo o contrapresión en la línea, la limpieza de las mismas interiormente, aunque la contrapresión muchas veces se manifiesta debido a la formación de hidratos, siendo necesario considerar en el costo del proyecto la ins

instalación de 3 (tres) nuevas bombas "TXT" para la inyección del producto deshidratante (Metanol).

3-3f Condiciones de Operación en los Compresores

a) Condiciones iniciales de Operación en los compresores.

Con la finalidad de alcanzar el volumen requerido para aumentar las ventas, consideremos un incremento en las RPM de los compresores partiendo de las condiciones iniciales de operación, si los resultados no fueran suficiente tendríamos que considerar nuevas condiciones de operación basándonos en otros factores que tengan efectos sobre la potencia y capacidad de compresión.

Consideremos las mismas características del gas indicadas en el Capítulo 1-7 y las condiciones operativas de los compresores en donde nombraremos a cada uno de ellos con el mismo número de la plataforma -- donde esta ubicado.

a) Características del Gas:

- Valor de $K = 1.2135$

- Valor de $Z = 0.9970$ a 14.7 Psia y 60 °F

- Temperatura Pseudo crítica = 412.12 °R

- Presión Pseudo crítica = 660.20 Psia

Como temperatura de succión se considerará 70 °F ó 530 °R para la primera etapa de compresión y 100°F ó 560 °R para las siguientes etapas:

b) CONDICIONES OPERATIVAS DE LOS COMPRESORES:

Nº Compr.	Ps (Psig)	Pd (Psig)	V (MMPCD)	Nº Cil.	% c/Cil.	Esp. "muerto" %	RPM
2	15	78½	2.600	3	20.5"-9.5"-7"	20-14.75-20.18	800
6A	17	830	2.800	3	20.5"-9.5"-7"	20-14.75-20.18	830
6B	18	850	2.700	3	"	"	800
7A	16	820	2.800	3	"	"	830
7B	17	825	2.820	3	"	"	830

d) Desplazamiento del Cilindro para cada RPM en
PCM:

- Diámetro de cada cilindro (\emptyset)	20"---9.5"-- 7"	
- Desplazamiento para 800 RPM	1672---356	187
- Desplazamiento para 830 RPM	1735---369	194

Basándonos en estas condiciones calcularemos el nuevo volumen de gas, aumentando las RPM; con la posibilidad de que los resultados sean suficientes para recuperar todo el gas disponible en las estaciones de compresión.

Para el caso haremos el cálculo del nuevo volumen - para el compresor de mayor capacidad inicial Compresor 7B = 2.820 MMPCD.

COMPRESOR 7B

- Características del gas:

$$K = 1.2135$$

$$Z_s = 0.9970 \text{ á } 14.7 \text{ Psia y } 60 \text{ °F}$$

$$\text{Temperatura Pseudo crítica (Tpc)} = 412.12 \text{ °R}$$

$$\text{Presión Pseudocrítica (Ppc)} = 660.20 \text{ Psia}$$

- Condiciones operativas del compresor:

$$\begin{aligned}V_1 &= 2,820 \text{ MPCD} \\T_s &= 70 \text{ }^\circ\text{F} - 530 \text{ }^\circ\text{R} \\P_s &= 17 \text{ Psig} \\P_d &= 825 \text{ Psig} \\RPM &= 830\end{aligned}$$

Desplazamiento = 1735 PCM en el ler.cilindro de:

20.5" y 5.5" carrera del pistón

1) Cálculo de V_1 en PCM

$$2820 \text{ MPC/D} \div 1440 \text{ M/D} = 1958 \text{ PCM}$$

2) El volumen inicial (V_1) en el ler, cilindro:

$$V_1 = 1958 \times \frac{14.7}{31.7} \times \frac{530}{520} \times \frac{Z_1}{Z_s}$$

3) Calculo de Z_1

$$P_{pr} = \frac{31.7}{660.20} = 0.0480 ; \quad T_{pr} = \frac{530}{412.12} = 1.2860$$

Con $P_{pr} = 0.0480$ y $T_{pr} = 1.2860$ de la Fig. (1-1)

$$Z_1 = 0.9930$$

Luego reemplazando en (2)

$$V_1 = 1958 \times \frac{14.7}{31.7} \times \frac{530}{520} \times \frac{0.9930}{0.9970}$$

$$V_1 = 920 \text{ PCM} \qquad E_v = 53.08 \%$$

- Si aumentamos las RPM a 900, el nuevo desplazamiento del pistón será :

$$\frac{1735}{830} \times 900 = 1881 \text{ PCM}$$

- Con la $E_v = 53.02 \%$, el nuevo volumen inicial V_1 será:

$$0.5302 \times 1881 = 997 \text{ PCM}$$

- El valor de V_1 a condiciones normales = V_2

$$V_2 = 997 \times \frac{31.7}{14.7} \times \frac{520}{530} \times \frac{0.9970}{0.9930} \times \frac{1440}{1000}$$

$$V_2 = 3,050 \text{ MPCM}$$

Observamos que aumentando las RPM alcanzamos 3,050 MPCM, como volumen comprimido, será necesario mejorar el rendimiento de los compresores bajo nuevas condiciones de operación teniendo en cuenta los factores que afectan la capacidad y potencia mencionadas en el Capítulo N° 2 (2-1g.4) para obtener mayor capacidad de compresión.

Estos factores pueden ser controlados si mantenemos la potencia disponible para evitar una sobre-carga del motor del compresor al variar la presión de succión y si consideramos constante la presión de descarga.

NUEVAS CONDICIONES DE OPERACIONES EN LOS COMPRESORES

Según el balance de gas en el sistema, los volúmenes requeridos para aumentar las ventas, estarán sujetos a las nuevas condiciones operativas de los compresores.

Estas condiciones operativas serán calculadas de acuerdo al volumen comprimido por cada compresor, siendo estos volúmenes para los compresores: N° 2, 7A 7B de 3,200 MMPCD y para N° 6A, 6B de 3,250 MMPCD

CALCULO DE LAS NUEVAS CONDICIONES DE OPERACION PARA LOS COMPRESORES

Si consideramos:

Compresor : 3 Etapas

Diámetro de c/Cilindro: 20.5" , 9.5" , 7"

Carrera del Pistón 5.5"

Presión de descarga : 900 Psig.

RPM : 900

Desplazamiento en c/Cilindro :

1881 , 396 , 210 PCM respectivamente

% CL en 2° Cilindro: 14.75, 3° Cilindro: 20.18

Por calcular:

- a) Presión de succión
- b) % CL en el 1° Cilindro

COMPRESORES: N° 2, 7A, 7B

Cálculo de la Presión de Succión:

Considerando como potencia disponible igual a 745 HP
calcularemos la presión de succión (aproximadamente)
de la ecuación (2-5)

$$HP/MMPCDE = \frac{0.0857}{E} \times \frac{T_s \times k}{k - 1} \left[\left(\frac{P_1}{P_2} \right)^{\frac{k-1}{k} z} - 1 \right]$$

Conociendo:

$$MMPCD = 3,200$$

$$HP = 745$$

$$T_s = 70 \text{ }^\circ\text{F} \text{ (530 }^\circ\text{R)}$$

$$k = 1.2135$$

$$Z = 1 \text{ (asumido por que no se conoce } P_1)$$

$$P_2 = 900 \text{ Psig. (914.7 psia)}$$

$$E = 0.90 \text{ (efic. mec.)}$$

Reemplazando en la ecuación anterior:

$$745 = \frac{3.200 \times 0.0857 \times 530 \times 1.2135}{0.90 \times 0.2135} \left[\left(\frac{914.7}{P_1} \right)^{\left(\frac{0.2135}{1.2135} \right)} - 1 \right]$$

De donde:

$$P_1 = 31.25 \text{ Psia}$$

$$P_1 = 31.25 - 14.7 = 16.55 \text{ Psig.}$$

Para efectos prácticos podemos considerar:

$$P_1 = 17 \text{ Psig.}$$

CALCULO DEL ESPACIO LIBRE (% CL)

1) Cálculo del volumen inicial en el 1° cilindro:

$$V_2$$

a) Volumen requerido:

$$3.200 \text{ MMPCD y } P_s = 17 \text{ Psig.}$$

Volumen en PCM:

$$3.200 \text{ MMPCD} \div 1440 = 2,222$$

$$V_1 = 2,222 \text{ PCM}$$

V_1 a presión de succión = V_2

$$V_2 = 2,222 \times \frac{14.7}{31.7} \times \frac{530}{520} \times \frac{Z_1}{Z_s}$$

b) Cálculo de Z_1

$$P_{pr} = \frac{31.7}{660.2} = 0.0480 \quad T_{pr} = \frac{530}{412.12} = 1.2860$$

con P_{pr} :

$$0.0480 \text{ y } T_{pr} : 1.2860 \quad \text{Fig. (1-1)}$$

$$Z_1 = 0.9930$$

Luego:

$$V_2 = 2,222 \times \frac{14.7}{31.7} \times \frac{530}{520} \times \frac{0.9930}{0.9970}$$

$$V_2 = 1,046 \text{ PCM}$$

c) Cálculo de la eficiencia volumétrica:

$$E_v = \frac{1046}{1881} = 0.5561$$

d) Cálculo de la presión de succión en la 2a.

etapa. Aplicando:

$$P_s = \left(P_1^2 \times P_2 \right)^{1.03/3} \text{ Psia}$$

Donde:

P_1 = Presión de succión

P_2 = Presión de descarga

1.03 = Factor de pérdida de presión

3 = N° de etapas

Luego:

$$P_s = \left[(31.7)^2 \times 914.7 \right]^{0.3433} \text{ Psia}$$

$$P_s = 111.49 \text{ Psia}$$

Entonces la presión de descarga en la 1ra. etapa será:

$$P_d = 111.49 \times 1.03 = 114.83 \text{ Psia.}$$

e) Cálculo de la razón de compresión en la 1ra. etapa. Aplicando:

$$R_c = \frac{P_2}{P_1}$$

$$R_c = \frac{114.83}{31.7} = 3.62$$

f) Cálculo del espacio libre (% CL) requerido:

Aplicando:

$$\% \text{ CL} = \frac{100-L-Ev}{Rc^{1/k} - 1}$$

donde:

Ev = Eficiencia volumétrica

L = Pérdida en la eficiencia volumétrica a-
proximada 3 %

Luego:

$$\% \text{ CL} = \frac{100 - 3 - 55.61}{(3.62)^{1/1.2135} - 1}$$

$$\% \text{ CL} = \frac{41.39}{1.8869}$$

$$\% \text{ CL} = 22.46$$

Se considerará 22 % de espacio libre:

2°) Cálculo del volumen inicial en el 2do.cilindro:

Datos:

$$V_1 = 1046 \text{ PCM (1er. cilindro)}$$

$$P_s = 111.49 \text{ Psia (2da.etapa)}$$

$$T_s = 100^\circ\text{F} = 560 \text{ }^\circ\text{R (2da.etapa)}$$

a) Luego volumen en la 2da etapa = V_2

$$V_2 = 1046 \times \frac{31.7}{111.49} \times \frac{560}{530} \times \frac{Z_2}{Z_1}$$

Cálculo de Z_2 . Ps : 111.49 Psia y Ts : 560 °R

$$P_{pr} = \frac{111.49}{660.20} = 0.1689; \quad T_{pr} = \frac{560}{412.12} = 1.3588$$

Con estos datos de la Fig. (1-1)

$$Z_2 = 0.9810 ; \quad \text{luego reemplazando:}$$

$$V_2 = 1,046 \times \frac{31.7}{111.49} \times \frac{560}{530} \times \frac{0.9810}{0.9930}$$

$$V_2 = 310 \text{ PCM}$$

b) Cálculo de la eficiencia volumétrica.

$$E_v = \frac{310}{396} = 0.7828$$

Si permanece el mismo % CL del cilindro, podemos calcular la razón de compresión.

c) Cálculo de la razón de compresión

Aplicando:

$$R_c = \left(\frac{100 - L - E_v}{CL} + 1 \right)^k \quad \begin{array}{l} L = 5 \% \\ CL = 14.75 \% \end{array}$$

$$R_c = \left(\frac{100 - 5 - 78.28}{14.75} + 1 \right)^{1.2135}$$

$$R_c = 2.51$$

d) Cálculo de la presión de descarga:

$$P_d = 2.51 \times 111.49$$

$$P_d = 280 \text{ Psia}$$

Luego la presión de succión para la 3ra. etapa será:

$$P_d = 1.03$$

$$P_s = \frac{280}{1.03}$$

$$P_s = 272 \text{ Psia.}$$

3°. Cálculo del volumen en el 3er. cilindro.

Datos:

$$V_2 = 310 \text{ PCM (2do.cilindro)}$$

$$P_s = 272 \text{ Psia (3ra. etapa)}$$

$$T_s = 100 \text{ °F} = 560 \text{ °R (3ra,etapa)}$$

a) Luego volumen de la 3ra. etapa = V_2

$$V_3 = 310 \times \frac{111.49}{272} \times \frac{560}{560} \times \frac{Z_3}{Z_2}$$

Cálculo de Z_3 a 272 Psia y 560 °R

$$P_{pr} = \frac{272}{660.2} = 0.4120 \quad T_{pr} = \frac{560}{412.12} = 1.3588$$

Con estos datos de la Fig. (1-1)

$$Z_3 = 0.9500$$

Reemplazando:

$$V_3 = 310 \times \frac{111.49}{272} \times \frac{560}{560} \times \frac{0.9500}{0.9810}$$

$$V_3 = 123 \text{ PCM}$$

b) Cálculo de la Ev :

$$Ev = \frac{123}{210} = 0.5857$$

c) Cálculo de la razón de compresión:

$$Rc = \left[\frac{100 - 5 - 58.57}{20.18} + 1 \right]^{1.2135}$$

Considerando 5 % como pérdida de Ev.

$$Rc = 3.49$$

Luego la presión de descarga:

$$P_d = 3.49 \times 272 = 949 \text{ Psia}$$

$$P_d = 949 - 14.7 = 934 \text{ Psig}$$

La presión de descarga obtenida tiene un 2.07 % de exceso, debido a las pérdidas por E_v que han sido asumidas en cada etapa.

COMPRESORES: N° 6A y 6B

CALCULO DE LA PRESION DE SUCCION:

Aplicando la ecuación (2-5) y conociendo:

$$MMPCD = 3.250$$

$$HP = 745$$

$$T_s = 70 \text{ } ^\circ\text{F} \text{ (} 530 \text{ } ^\circ\text{R)}$$

$$k = 1.2135$$

$$Z = 1 \text{ (asumido)}$$

$$P_2 = 900 \text{ Psig. (} 914.7 \text{ Psia)}$$

$$E = 0.90 \text{ (efic.mec.)}$$

Reemplazamos

$$745 = \frac{3.250 \times 0.0857 \times 530 \times 1.2135}{0.90 \times 0.2135} \left[\left(\frac{914.7}{P_1} \right)^{\left(\frac{0.2135}{1.2135} \right)} - 1 \right]$$

$$P_1 = 32.46 \text{ Psia}$$

$$P_1 = 32.46 - 14.7 = 17.76$$

$$P_1 = 18 \text{ Psig.}$$

CALCULO DEL ESPACIO LIBRE (% CL)

1) Cálculo del volumen inicial en el 1º cilindro:

$$V_2$$

Volumen requerido 3.250 MMPCD, Ps = 18 Psig = 32.7 Psia.

a) Volumen en PCM:

$$3.250 \text{ MMPCD} \div 1440 = 2,257 \text{ PCM}$$

$$V_1 \text{ a presión de succión} = V_2$$

$$V_2 = 2,257 \times \frac{14.7}{32.7} \times \frac{530}{520} \times \frac{Z_1}{0.9970}$$

b) Cálculo de Z_1 : 32.7 Psia y 530 °R

$$Ppr = \frac{32.7}{660.20} = 0.0495; \quad Tpr = \frac{530}{412.12} = 1,2860$$

Con: Ppr y Tpr de la Fig. (1-1)

$$Z_1 = 0.9925$$

Luego:

$$V_2 = 2,257 \times \frac{14.7}{32.7} \times \frac{530}{520} \times \frac{0.9925}{0.9970}$$

$$V_2 = 1.029 \text{ PCM}$$

c) Cálculo de la eficiencia volumétrica:

$$E_v = \frac{1.029}{1.881} = 0.5470$$

d) Cálculo de la Presión de succión en la 2da. etapa

$$P_s = \left[(32.7)^2 \times 914.7 \right]^{0.3433}$$

$$P_s = 113.89 \text{ Psia.}$$

Luego la presión de descarga en la 1ra. etapa

$$P_d = 113.89 \text{ Psia} \times 1.03 = 117 \text{ Psia}$$

e) Cálculo de la razón de compresión

$$R_c = \frac{117}{32.7} = 3.57$$

f) Cálculo del espacio libre (% CL) requerido

$$\% \text{ CL} = \frac{100 - 3 - 54.70}{(3.57)^{0.8241} - 1}$$

$$\% \text{ CL} = 23$$

2° CALCULO DEL VOLUMEN EN EL 2do. CILINDRO:

Datos:

$$V_1 = 1.029 \text{ PCM (1er.cilindro)}$$

$$P_s = 113.89 \text{ Psia (2da. etapa)}$$

$$T_s = 100 \text{ °F} = 560 \text{ °R (2da.etapa)}$$

a) Volumen en la 2da. etapa = V_2

$$V_2 = 1,029 \times \frac{32.7}{113.89} \times \frac{560}{530} \times \frac{Z_2}{0.9925}$$

b) Cálculo de Z_2 a 113.89 Psia y 560 °R

$$P_{pr} = \frac{113.89}{660.20} = 0.1725, \quad T_{pr} = \frac{560}{412.12} = 1.3588$$

Con estos valores de la Fig. (1-1)

$$Z_2 = 0.9785$$

Luego:

$$V_2 = 1.029 \times \frac{32.7}{113} \times \frac{560}{530} \times \frac{0.9785}{0.9925}$$

$$V_2 = 310.19 \text{ PCM}$$

c) Cálculo de la eficiencia volumétrica

$$E_v = \frac{310.19}{396} = 0.7833$$

d) Cálculo de la razón de compresión

$$R_c = \left[\frac{100 - 5 - 78.33}{14.75} + 1 \right]^{1.2135}$$

$$R_c = 2.50$$

e) Cálculo de la Presión de descarga.

$$P_d = 2.50 \times 113$$

$$P_d = 282.50 \text{ Psia}$$

Luego la presión de succión para la 3ra. etapa será:

$$P_s = \frac{282.50}{1.03} = 274 \text{ Psia}$$

3°. CALCULO DEL VOLUMEN EN EL 3er. CILINDRO.

Datos:

$$V_1 = 310.19 \text{ PCM (2do.cilindro)}$$

$$P_s = 274 \text{ Psia (3ra. etapa)}$$

$$T_s = 100 \text{ °F ó } 560 \text{ °R (3ra.etapa)}$$

a) Cálculo del volumen en la 3ra. etapa = V_2

$$V_2 = 310.19 \times \frac{113}{274} \times \frac{560}{560} \times \frac{Z_3}{Z_2}$$

b) Cálculo de Z_3 a 274 Psia y 560 °R

$$P_{pr} = \frac{274}{660.20} = 0.4150, \quad T_{pr} = \frac{560}{412.12} = 1.3588$$

Con estos valores de la Fig. (1-1)

$$Z_3 = 0.9520$$

Luego el volumen:

$$V_2 = 310.19 \times \frac{113}{274} \times \frac{560}{560} \times \frac{0.9520}{0.9785}$$

$$V_2 = 124.46 = 125 \text{ PCM}$$

c) Cálculo de la Ev.

$$Ev = \frac{125}{210} = 0.5952$$

d) Cálculo de la razón de compresión

$$Rc = \left[\frac{100 - 5 - 59.52}{20.18} + 1 \right]^{1.2135}$$

$$Rc = 3.43$$

Luego la presión de descarga será:

$$P_d = 343 \times 274 = 939.82 = 940 \text{ Psia.}$$

ó

$$P_d = 940 - 14.7 = 925.3 \text{ Psig.}$$

Exceso de presión = 2.8 %

CALCULO DEL HP PARA CADA ETAPA DE LOS COMPRESORES
DE ACUERDO A LAS NUEVAS CONDICIONES DE OPERACION

Se realizará el cálculo del HP de los compresores Nos. 2, 7A y 7B; considerando un factor por pérdidas por fricción de válvulas, pistón, manifold, - etc.

Luego:

$$\text{HP (actual)} = \text{HP (teor.)} \times \text{Factor (fricc)}$$

siendo este factor tomado de la Fig. (3-2) conociendo R_c .

Aplicando:

$$\text{HP} = \frac{P_1 V_1}{229} \times \frac{k}{k-1} \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right] \times F_p.$$

Donde:

P_1 = Presión de succión en Psia

V_1 = Volumen de succión en PCM

P_2 = Presión de descarga en Psia

k = Razón de calores específicos

F_p = Factor por pérdida

1ra. ETAPA Compresor: 2, 7A y 7B

$$P_1 = 31.7 \text{ Psia}$$

$$V_1 = 1,046 \text{ PCM}$$

$$k = 1.2135$$

$$P_2 = 114.83 \text{ Psia}$$

$$F_p = 1.18 \text{ (Fig.3-2)}$$

Reemplazando en la ecuación:

$$HP_1 = \frac{31.7 \times 1,046}{229} \times \frac{1.2135}{0.2135} \left[\left(\frac{114.83}{31.7} \right)^{0.1759} - 1 \right] 1.18$$

Resolviendo:

$$HP_1 = 246.75 \cong 247 \text{ NOTA: Se considerará constante el valor de :}$$

$$0.02482 = \frac{k}{229 (k-1)}$$

2da. ETAPA:

$$P_1 = 111.49$$

$$V_1 = 310 \text{ PCM}$$

$$k = 1.2135$$

$$P_2 = 280 \text{ Psia}$$

$$F_p = 1.208 \text{ (Fig.3-2)}$$

Luego:

$$HP_2 = \frac{11.49 \times 310}{229} \times \frac{1.2135}{0.2135} \left[\left(\frac{280}{111.49} \right)^{0.1759} - 1 \right] 1.208$$

$$HP_2 = 0.02482 \times 111.49 \times 310 \times 0.2124$$

$$HP_2 = 182.20 = 182$$

3ra. ETAPA:

$$P_1 = 272 \text{ Psia}$$

$$V_1 = 123 \text{ PCM}$$

$$k = 1.2135$$

$$P_2 = 949 \text{ Psia}$$

$$F_p = 1.17 \text{ (Fig.3-2)}$$

Reemplazando en la ecuación simplificada:

$$HP_3 = 0.02482 \times 272 \times 123 \left[\left(\frac{949}{272} \right)^{0.1759} - 1 \right] 1.17$$

$$HP_3 = 238.8 = 239$$

Luego el HP total será:

$$HP_T = HP_1 + HP_2 + HP_3$$

$$HP_T = 247 + 182 + 239 \text{ -- } HP_T = 668$$

Si la eficiencia mecánica es 90 % entonces:

$$HP = 742$$

CALCULO DEL HP PARA LOS COMPRESORES 6A y 6B

1ra. ETAPA:

$$P_1 = 32.7$$

$$V_1 = 1029$$

$$k = 1.2135$$

$$P_2 = 117 \text{ Psia}$$

$$F_p = 1.18 \text{ de la Fig. (3-2)}$$

Reemplazando en la ecuación simplificada:

$$HP_1 = 0.02482 \times 32.7 \times 1029 \left[\left(\frac{117}{32.7} \right)^{0.1759} - 1 \right] 1.18$$

$$HP_1 = 247.71$$

2da. ETAPA:

$$P_1 = 113.89 \text{ Psia}$$

$$V_1 = 310.19 \text{ PCM}$$

$$k = 1.2135$$

$$P_2 = 282.50 \text{ Psia}$$

$$F_p = 1.215 \text{ de la Fig. (3-2)}$$

Reemplazando en la Ec. simplificada

$$HP_2 = 0.02482 \times 113.89 \times 310.19 \left[\left(\frac{282.50}{113.89} \right)^{0.1759} - 1 \right] 1.215$$

$$HP_2 = 184.59$$

3ra. ETAPA:

$$P_1 = 274 \text{ Psia}$$

$$V_1 = 125 \text{ PCM}$$

$$k = 1.2135$$

$$P_2 = 940 \text{ Psia}$$

$$F_p = 1.19$$

Reemplazando en la ecuación:

$$HP_3 = 0.02482 \times 274 \times 125 \left[\left(\frac{940}{274} \right)^{0.1759} - 1 \right] 1.19$$

$$HP_3 = 244.95$$

El HP total será :

$$HP_T = 247.71 + 184.59 + 244.95$$

$$HP_T = 677.25$$

Considerando 90 % de eficiencia mecánica

$$HP = 752.5$$

La diferencia de los HP totales por etapas con respecto al HP total disponible, se debe al valor promedio como factor de pérdida por fricción tomada de la Fig. (3-2); de todas maneras se alcanza su valor muy cercano por defecto y exceso referente al HP total.

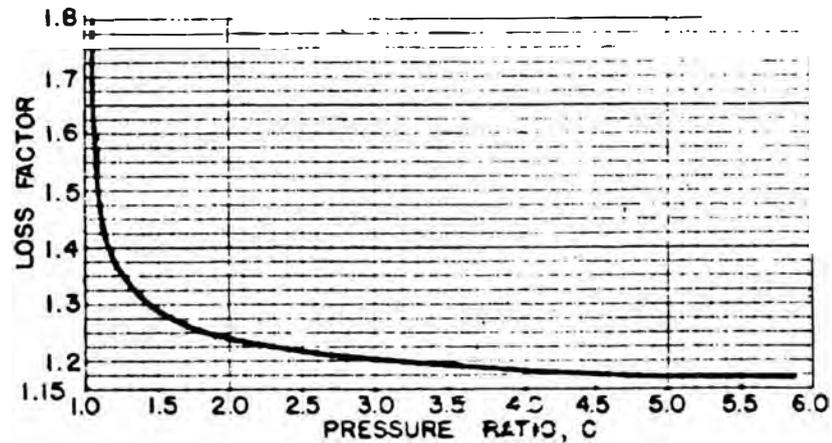


Fig. 3-2

RESUMEN DE LAS NUEVAS CONDICIONES DE OPERACION CALCULADAS PARA LAS UNIDADES

DE COMPRESION

Comp. Nº	PD Psig	PS Psig	RPM	1º Cil	2º Cil	3º Cil	Capacidad MMPCD	Potencia HP
2	934	17	900	22	14.75	20.18	3.200	742
7A	934	17	900	22	14.75	20.18	3.200	742
7B	934	17	900	22	14.75	20.18	3.200	742
6A	925	18	900	23	14.75	20.18	3.250	752
6B	925	18	900	23	14.75	20.18	3.250	752

C A P I T U L O I V

4.1 VOLUMEN DE GAS RECUPERABLE

La Fig.4-1 representa la curva de declinación de la producción de gas para el sistema de recolección sin incluir la producción de los nuevos pozos, manteniendo como " q_i " el volumen inicial de gas recuperado.

Si :

$$q_1 = 2026 \text{ MPCD}$$

$$q_2 = 1600 \text{ MPCD declinación de la producción - en el 1º año.}$$

$$q_t = 1000 \text{ MPCD límite económico asumido}$$

Declinación anual: (do)

$$\frac{q_2}{q_1} = 1 - do ; \quad \frac{1600}{2026} = 1 - do$$

$$do = 0.2103$$

Declinación continua: (b)

$$\exp.(-b) = 1 - do : \exp.(-b) = 1 - 0.2103$$

$$b = 0.2361$$

Tiempo del límite económico:

$$q_t = q_1 \times \exp. (-bt)$$

$$1,000 = 2,026 \times \exp. (- 0.2361) \times t$$

$$t = 3 \text{ años}$$

Producción adicional en 3 años (Q)

$$Q = 365 \times (q_1 - q_t) / b$$

$$Q = 365 \times (2026 - 1000) / 0.2361$$

$$q = 1'586,150 \text{ MPCD}$$

El volumen recuperable de gas en tres (3) años será de 1'586,150 MPCD con una declinación efectiva-anual de 0.2103 y declinación continua de 0.2361.

4.2 ESTUDIO ECONOMICO

4-2a Costo total del proyecto

<u>Inversiones</u>	<u>Costo. \$</u>
Tres (3) bombas "TXT" para inyección (para eliminar hidratos)	5,100

Construcción e instalación de re- fuerzos a las bases donde estan u bicados los compresores, incluye uso de barcaza.		<u>60,000</u>
	TOTAL \$	65,100

Gastos de Operaciones

<u>Descripción del trabajo</u>	Tiempo días	Costo \$
1) Implementación de equi- pos y materiales, inclu- yendo transporte.	4	2,000
2) Mantenimiento de las bom- bas de inyección - "TXT"	6	300
3) Limpieza interior de lí- neas submarinas.	3	600
4) Revisar y/o cambiar ins- trumentos de medición, in- cluyendo materiales.	5	5,000
5) Revisar, reparar y fijar líneas submarinas, usan- do barcaza y buzos.	8	30,000
6) Ubicar fuga y reparar lí- nea submarina de plat. N° 2 a plat. N°5, incluyendo materiales.	2	7,500

Descripción del trabajo	Tiempo dias	Costo \$
7) Mejorar rendimiento de compresores.	7	1,400
8) Reparar y/o instalar conexiones de superfi- cie en cada estación - de compresores, inclu- yendo materiales.	21	21,000
9) Supervisión		<u>4,000</u>
	TOTAL \$	71,800

E C O N O M I A D E L P R O Y E C T O

Tiempo Años	Producción Diaria * MPC	Ganancia Bruta M \$	Gastos de Operación M \$	Inver- sión M \$	Ganancia Neta sin descuento M \$	Factor de Descuento	Ganancia Neta con descuento M \$	Ganancia Neta Acumulada M \$
0				65.1	(65.1)		(65.1)	(65.1)
1	1,800	1,971.0	71.8		1,899.2	0.8696	1,651.5	1,586.4
2	1,420	1,554.9	71.8		1,483.1	0.7561	1,121.4	2,707.8
	1,120	1,226.4	71.8		1,154.6	0.6576	759.1	3,466.9

CONSIDERANDO:

- Precio de venta del gas 3.00 \$/1,000 P.C
- Costo del Capital : 15 % Anual
- Relación Ganancia/Inversión: 3,466 M \$ ÷ 65.1 M \$ = 53.24 \$/\$

* - Obtenida del punto medio en la declinación anual (Fig. 4-1)

T A S A D E R E N T A B I L I D A D

Tiempo Años	Ganancia Bruta M \$	10 %		20 %		30 %		40 %		50 %	
		Factor de Descuento	Ingreso Neto M \$								
1	1,971.0	0,9091	1,791.8	0.8333	1,642.4	0.7692	1,516.0	0.7143	1,407.9	0.6667	1,314.1
2	1,554.9	0.8264	1,284.9	0.6944	1,072.8	0.5917	920.0	0.5102	793.3	0.4444	691.0
3	1,226.4	0.7513	921.4	0.5787	709.7	0.4552	558.3	0.3644	446.9	0.2963	363.4
	4,752.3		3,998.1		3,424.9		2,994.3		2,648.1		2,368.5

C O N C L U S I O N E S

Mejorando el rendimiento de los compresores se ha incrementado el gas para las ventas en 2.026 MMPCD como consecuencia se ha reducido el gas liberado a la atmósfera - 418 MPCD.

Del total de gas recuperado: 2.666 MMPCD, por disminución del gas liberado a la atmósfera ha aumentado en -- 2.026 MMPCD para gas de ventas, 354 MPCD para el gas inyectado a la formación y en 286 MPCD para combustible al obtener mayor capacidad de compresión.

De acuerdo a los cálculos realizados para obtener un mejor rendimiento de los compresores, las condiciones de operación que se deben tomar en cuenta para cada unidad de compresión serán: Compresores N° 2, 7A, 7B. Presión de descarga = 934 Psig. Presión de succión = 17 Psig, -- RPM = 900, Espacio Libre = 22 %, desarrollando una potencia de 742 HP, compresores N° 6A y 6B, presión de descarga = 925 Psig, presión de succión = 18 Psig, RPM = 900 espacio libre = 23 % desarrollando una potencia de 752 HP.

El gasto de operaciones para la alternativa considerada se estima en \$ 71,800 con una inversión de \$ -- 65,100, para un costo del capital del 15 % anual y una relación Ganancia/inversión igual a 53.24 \$/\$ siendo \$ 3.00 el precio de venta por cada 1,000 pies cúbicos de gas.

El tiempo de retorno de la inversión será de 15 días (Fig. 4-2), con una ganancia neta de 3,466.9 M \$ y una tasa de rentabilidad de 320 % (Fig. 4-3).

R E C O M E N D A C I O N E S

Basándonos en que las pruebas de gas usados en nuestros balances son confiables, la alternativa considerada para reducir el volumen de gas a la atmósfera, aumentando el gas para ventas, ha sido factible - mediante un análisis de las condiciones de operación - en las unidades de compresión, por lo que se recomienda mejorar el rendimiento de las unidades de compresión.

Para evitar contrapresiones en las líneas de flujo, considerar un programa de mantenimiento y limpieza, para no permitir la reducción del diámetro interior de la línea por la parafina, generalmente en las líneas de recolección de gas hacia las estaciones de compresión.

Mantener constantemente operativas las bombas de inyección de los productos deshidratantes, para las líneas con flujo de alta presión.

Revisión constante de los instrumentos de medición y si fuera necesario el reemplazo de alguna unidad instrumental deteriorada.

Se recomienda en forma especial al referirnos a las pruebas en general, poner en práctica ciertas indicaciones de fácil implementación, esperando que sirvan para obtener datos de mayor confiabilidad. Podríamos citar las siguientes:

- a) Insistencia en la revisión constante del instrumental de medición.
- b) Mantener un Stock mínimo de instrumentos de reemplazo.
- c) Embalaje especial para el transporte de medidores.
- d) Uniformar el horario del inicio de las pruebas, de acuerdo a la disponibilidad de transporte.
- e) Anotar todas las anomalías que puedan haber afectado a la prueba, ya sea por baja de presión de gas en el sistema, compresores que no funcionan, etc.

Cabe mencionar que con la instalación de complejos industriales en el Noroeste, es de mucha importancia hoy en día, obtener una mejor recolección y distri

bución del gas natural como mercado potencial, que implica estudios económicos de los costos de equipos, instalación y revisión de sistemas de mediciones, etc. Es menester para tal efecto, activar la logística para la implementación de repuestos y que la priorización del material crítico funcione dentro de los cronogramas establecidos, a fin de su reposición inmediata; y contar con el stock necesario de repuestos para cumplir cabalmente con el programa respectivo de reparación y mantenimiento.

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

- RICHARD W. HARDING : Assistan professor mineral industries "Natural gas distribution"
- ROBERT KERN H. : "Useful properties of fluidos"
- ACUÑA R.D. : "Diseño de una línea de descarga de pozos situados en el mar"- Rev.LMP Vol.1-Nº 2 (04-69).
- NIND T.E.W. : "Principies of oil well production" - Mc Graw-Hill book Co. (1964).
- E.W. GABERT : "Notes on gas compressor" - Executive Director of Petroleum industry training service.
- R.C. NISBER : "Reciprocating gas compressors" - School of production technology Univ.de Texas - 1976.
- LESTER CLYDE LICHTY : "Measurement compression and transmission of natural gas" Associate professor of Mechanical engineering Univ. de Oklahoma.

- H.B. BECK : "Orifice meter constants" - Handbook E-2. Revised to conform with A.G.A. Report N° 3 - 1969.
By G.M. Crabtree.
- DEAN HALE : "Design of gas transmission pipelines".
Editor, American gas journal Dallas of "Petroleum transportation handbook" - Section 5.
- CAMPBELL REY V., F.E. VAN DAVEER AND CARL J. BEIT. : "Compressor Station"
- C.H. BURNHAM, H.L. FRUECHTEBIGHT, D.R. PFLUG AND C.A. SWENINGGSEN : "Transmission pipelines"
- J.K. DAWSON AND C.F. KLECK : "Distribution pumping"
- CAMPBELL JOHN : "Gas measurement and regulation"
- NIND T.E.W. : "Reservoir engineering fundamentals" Chapter I - "Production economics" Chapter XII.

- INGERSOLL-RAND GAS
COMPRESSORS : "Gas properties and compres
sor data".
- BELL HAROLD SILL : "Petroleum transportation
handbook"
Section 1 "Crude oil and
refined product pipelines".
- KATS DONALL : "Handbook of Natural Gas
Engineering"
Chapter 8 - "Gas-Flow measu
rements".
Chapter 7 - "Flow and compres
sion calculations".
