

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**

**PROGRAMA ACADEMICO DE INGENIERIA  
DE PETROLEO Y PETROQUIMICA**

**“ PROYECTO DE UNA  
INSTALACION DE GAS-LIFT  
ROTATIVO ”**

**T E S I S**

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO CON MENCIÓN  
EN INGENIERIA DE PETROLEO**

**RAUL VILLACORTA SALVADOR**

**PROMOCION 1963**

**LIMA - PERU**

**1974**

## CAPITULO

### INTRODUCCION

Un sistema cerrado de Gas Lift permite el levantamiento artificial del petróleo de un número de pozos con una central de suministro de fuerza. Se llama "cerrado" porque el gas de inyección es reciclado. Gas a alta presión de la compresora es inyectado en los pozos para levantar los fluidos. El gas de inyección y los fluidos producidos por los pozos pasan al separador, donde se remueve la fase líquida.

El gas regresa a la compresora, donde es recomprimido, completando así el ciclo.

Diseñando propiamente los sistemas de baja y alta presión, no se necesita ninguna fuente externa de gas para rellenar el gas que sale del sistema, una vez que el sistema está operando. El combustible requerido para los motores de las compresoras se obtiene del gas de formación producido.

El sistema rotativo cerrado ofrece la máxima flexibilidad con el mínimo costo por pozo. La ventaja económica aumenta con el número de pozos y la mayor profundidad del levantamiento.

Los altos costos del gas y las medidas de conservación de la energía del gas, cada vez más restrictivas, hacen que las instalaciones de este tipo sean más atractivas. Además los sistemas de gas lift rotativos pueden ser diseñados para vender gas a alta presión como un aliciente económico, cuando se produce un volumen excesivo del gas de la formación.

Es recomendable en todo caso un proyecto que balancee el costo de la compresión del gas utilizado para la inyección con el precio en el mercado del gas excedente que se vende.

Un sistema cerrado de gas lift rotativo es diseñado para la extracción artificial de un solo pozo de petróleo o de un número de pozos en la misma zona, usando una estación central de compresión.

El sistema se llama cerrado debido a que el volumen total de gas producido por el pozo, esto es, el gas de formación que es el gas residual del yacimiento de petróleo y el gas de inyección, a alta presión, regresa a la estación de compresión como gas de baja presión para su re-compresión y su uso posterior en el mismo pozo o en los demás pozos del sistema.

Después que el sistema fué cargado inicialmente con gas, el único volumen que se rellena es el que corresponde al gas que sale del sistema; como el gas que se usa como combustible en el motor de la compresora, o también el gas que se vende, o que es usado en el campo para otros fines o el que se libera a la atmósfera, en casos críticos.

El balance volumétrico debe ser mantenido, mediante una tubería de carga.

Un diagrama simple de gas lift rotativo para un solo pozo intermitente es que se indica en la figura No. 1.

Puede notarse que en la estación de compresión, la descarga es la línea de alta presión que constituye el sistema de inyección al pozo.

El pozo produce petróleo y gas. El volumen de gas producido es la suma del volumen inyectado más el gas de formación. En el separador el gas forma el sistema a baja presión que regresa a la línea de succión de la compresora y cierra el circuito. El gas de relleno balancea el sistema, teniendo en cuenta el gas que sale del sistema.

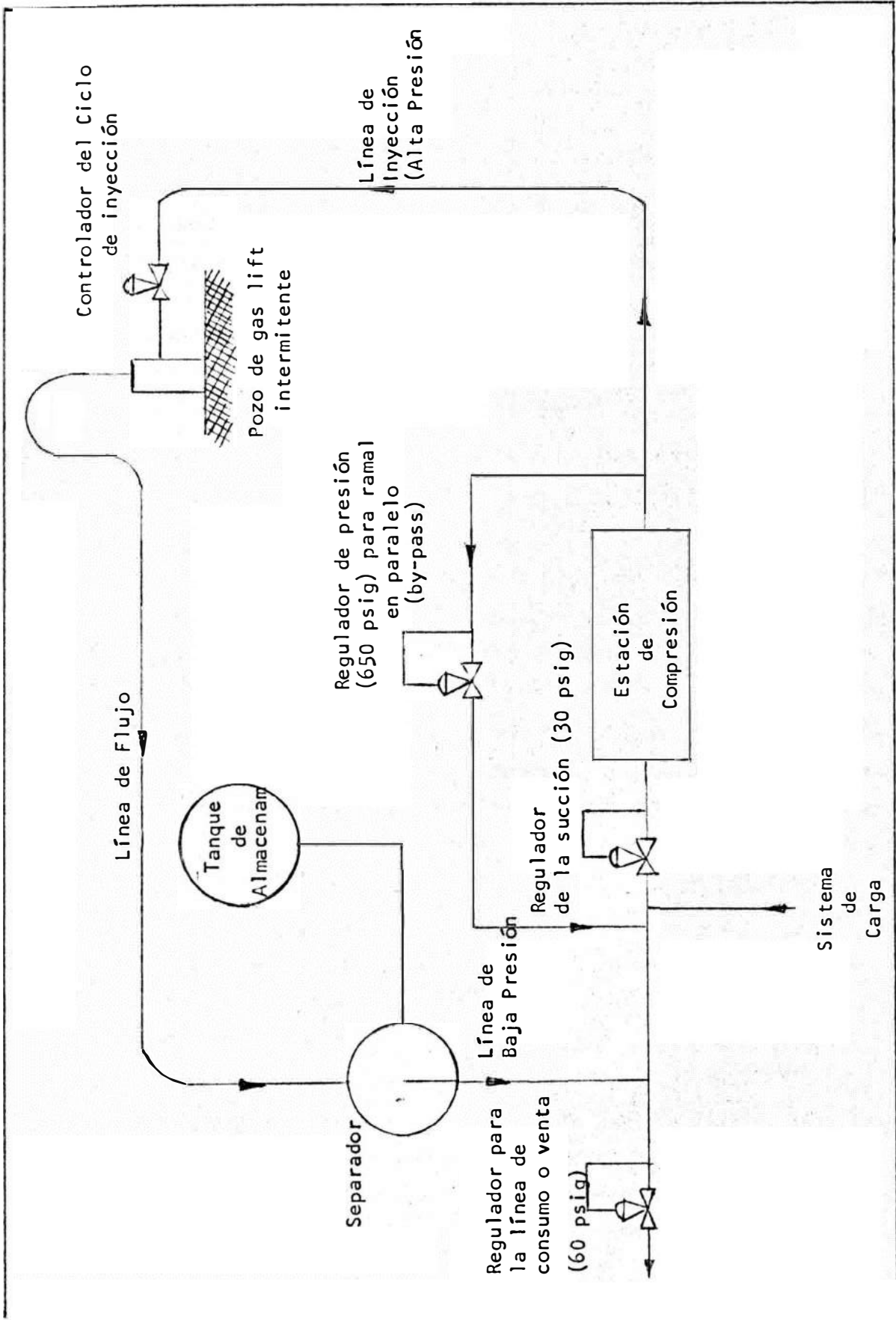


Fig. No. 1 Diagrama de flujo simplificado de un sistema rotativo cerrado de gas lift para un solo pozo intermitente.

Generalmente, el gas de formación de un pozo es más que el adecuado para ser usado como combustible en el motor de la compresora.

Además, en el caso de varios pozos cuyas producciones descargan en la misma batería, cerca de una línea de venta de gas a alta presión, que el mercado lo requiere, la estación de compresión debe ser adecuada en tamaño como para vender todo el gas producido en exceso, lo cual ayuda económicamente al proyecto y paga el costo de la compresión.

Es indudable que el gas lift rotativo puede adaptarse a pozos de gas lift continuo o gas lift intermitente, cada tipo de gas lift tiene sus características propias.

El volumen de gas requerido para el levantamiento del petróleo en pozos de gas lift continuo representa una demanda constante para la estación de compresión y el volumen total de gas que regresa de los pozos es también constante.

Si el sistema consiste de solamente pozos de gas lift continuos, se instala un compresor y su línea de succión se conecta al separador y se descarga a los pozos. En este caso el único desbalance proviene del gas de formación que debe equilibrarse con el gas usado como combustible en la estación de compresión y el que se vende.

El único cálculo necesario es el volumen de inyección que se necesita en los pozos y con ello se determina el tamaño del compresor, de acuerdo con su caballaje.

Pero en la práctica, muchos pozos son intermitentes. En este caso usando controladores del ciclaje de inyección en las líneas de inyección, se van a necesitar grandes volúmenes de gas de inyección para cortos períodos de tiempo solamente y no se necesita gas de inyección entre los períodos en que las válvulas intermi-

tentes están cerradas. Esto conduce a instalaciones multipozos en que los períodos de inyección de los pozos deben formar un proceso casi continuo y no tener varias inyecciones al mismo tiempo, que aumentaría el tamaño de la compresora y del sistema de acumulación del gas a alta presión en tanques y tuberías de gran diámetro, con el consecuente aumento del costo, que en muchos casos sería económicamente prohibitivo.

Es pues importante programar los períodos de inyección en cada pozo a fin de no tener una demanda excesiva en determinado momento.

En el caso de varios pozos la instalación es más versátil y se presta a una reducción de costos. El diagrama en detalle se indica en la figura No. 2.

En el Perú, muy poco se ha hecho en el sentido de usar el sistema rotativo de gas lift para producir petróleo de pozos con diferentes regímenes de producción de gas. La instalación en sistema cerrado no solamente hubiera sido ventajoso en el sentido de un mejor uso del gas sino también hubiera centralizado en determinadas áreas la recolección del gas excedente, disminuyendo el costo de recoger todo el gas disponible para ser transportado en gaseoducto a los lugares donde se instalen las plantas petroquímicas.

El costo de recolección del gas de un sin número de salidas que significa el gas lift no centralizado, puede atentar económicamente en contra de la economía de la industria petroquímica en base al gas producido como gas asociado al petróleo en los campos norteños.

En la mayoría de los pozos de petróleo del N. O. el gas lift ha sido un método de producción que ha desplazado a la producción por bomba dentro de un margen de producción de 100 á 5 barriles por día. Más de 300 pozos trabajan dentro de este

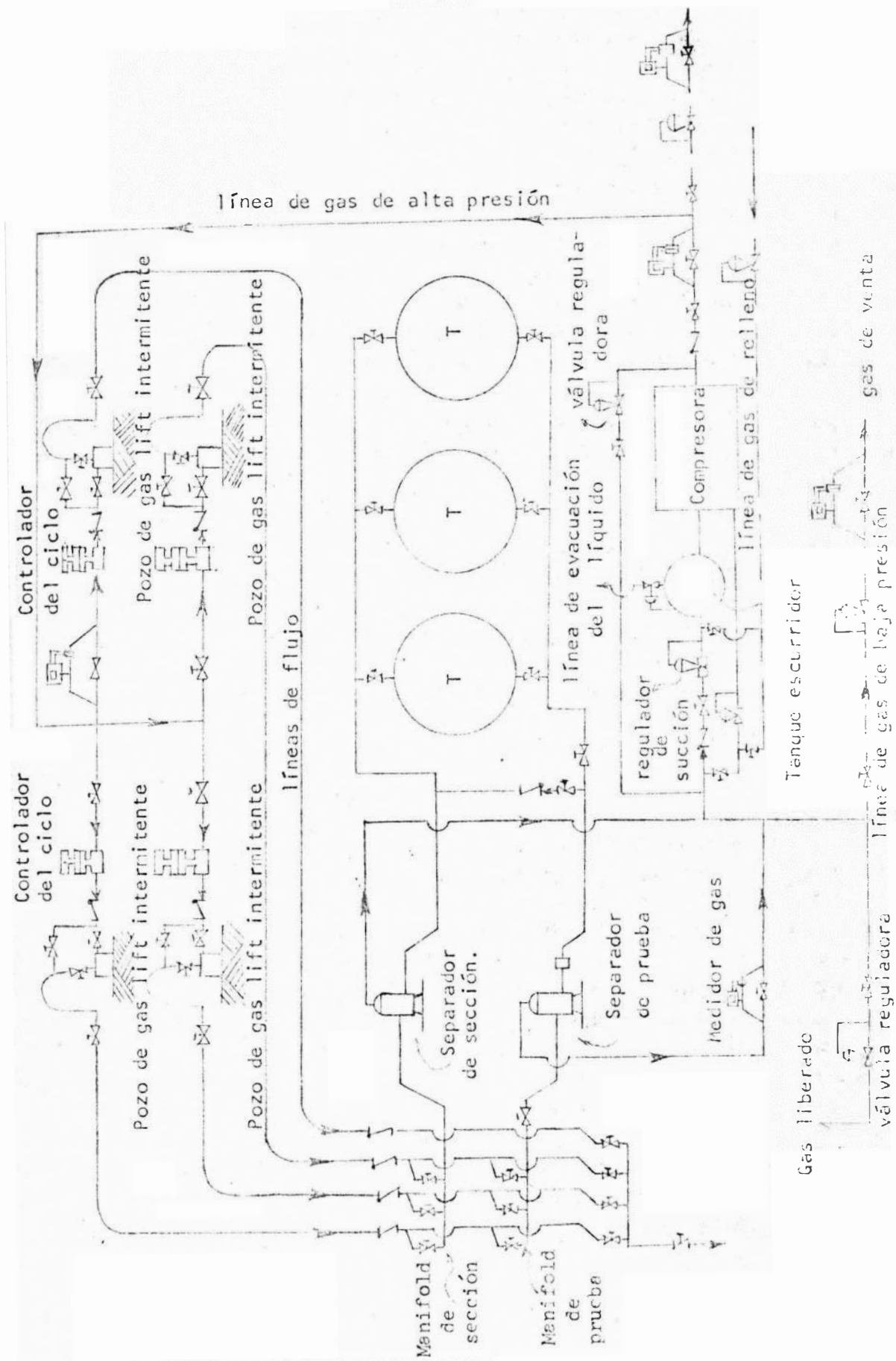


Fig. N° 2 Diagrama de flujo simplificado de un sistema rotativo cerrado de gas lift para una instalación multipozos.

sistema usando una sarta eductora tipo "macaroni" de una pulgada en el interior de otra sarta de 2 pulgadas combinada con niple de acceso con obturador (packer y mandril cóncavo transversal "snorkel", tubo de inmersión y cámara.

La instalación típica usada en el Perú está en las figuras N° 3 y 4 que se acompañan. Las condiciones de los pozos que han sido trabajados con todo éxito han sido:

- pozos con sargas de entubado, de 30 á 40 años.
- tuberías de revestimiento (casing) de gran diámetro (tubería conductora de 14").
- intervalos perforados en la sarta productora más largos.
- muy bajas presiones de fondo, menos que 200 psig.
- bajas ratas de producción 30 á 2 Bbls/día.
- profundidades de 1200 á 2700 pies.

El método convencional de gas lift intermitente con tubería macaroni, niple con mandril cóncavo y cámara ha sustituido con éxito al bombeo con "catalinas" o centrales de bombeo que han resultado obsoletas e ineficientes. Esencialmente el gas lift rotativo con estación central de compresión puede resultar no solamente en una mejor conservación del gas que tanta importancia tiene hoy en día, sino en un programa de unificación de la producción por inyección de gas en los campos ya prácticamente unificados de Concesiones Lima y Brea y Pariñas en el N.O. del Perú.



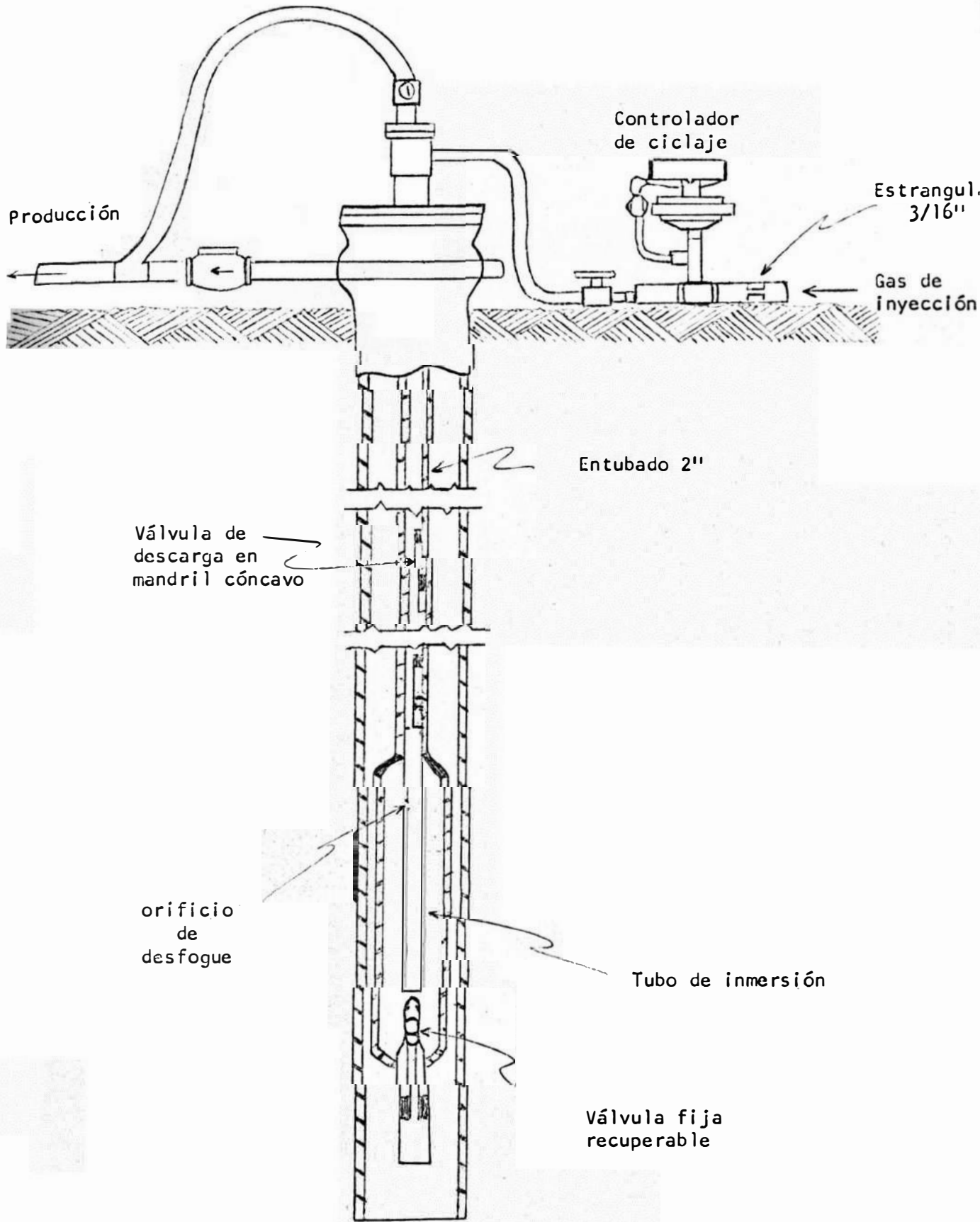


Fig. No. 3

Inyección del gas

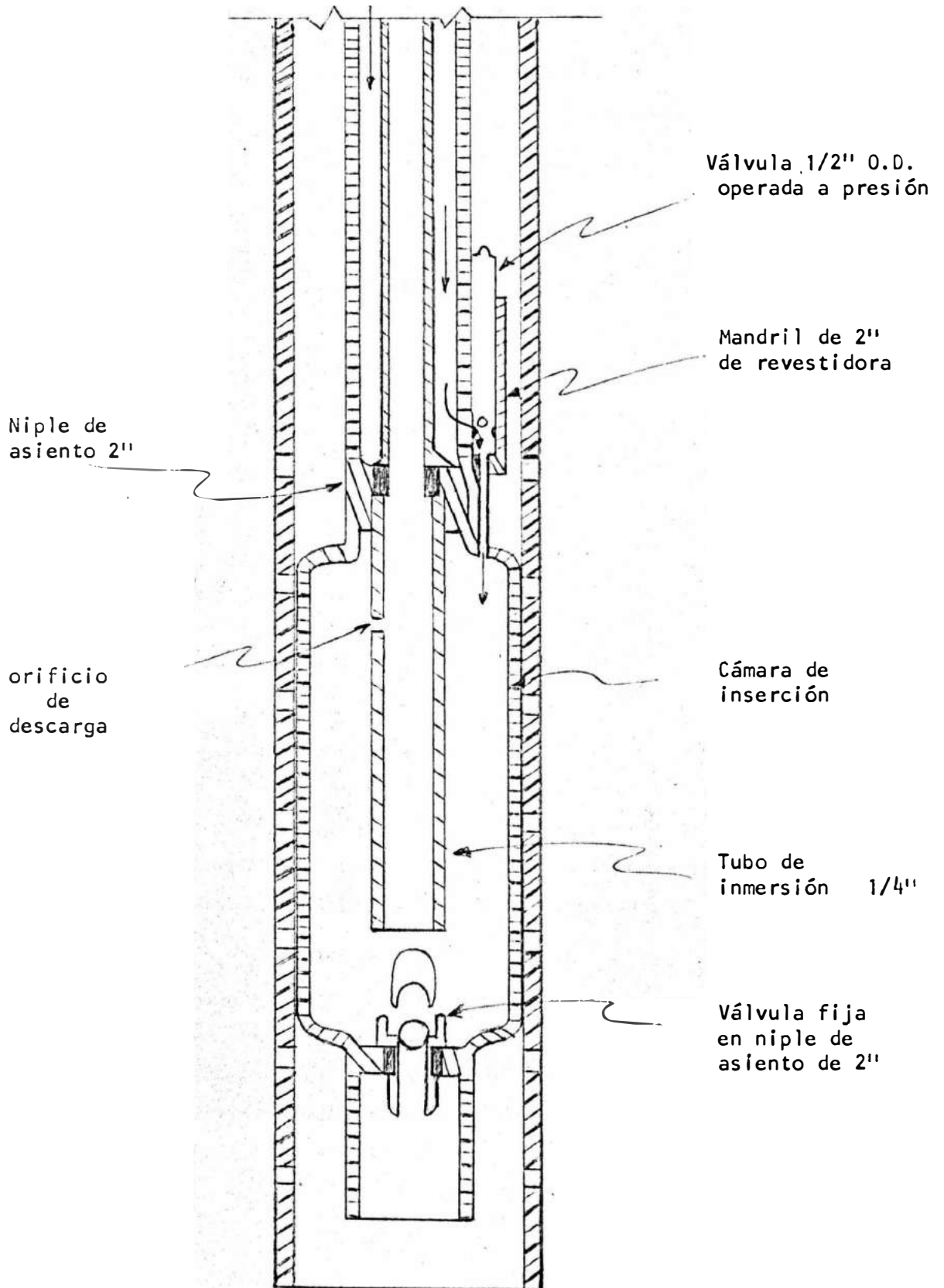


Fig. No. 4

## CAPITULO II

Características del Gas Lift rotativo y requerimientos básicos para el diseño de la instalación.

Antes de decidirse por la instalación del Gas Lift rotativo conviene seleccionar los pozos de acuerdo con sus características actuales de producción individual y el tipo de gas lift que es conveniente para cada pozo, es decir, producción por gas lift continuo o producción por gas lift intermitente.

El gas lift ha sido aplicado a cualquier tipo de pozo de petróleo en producción con el requisito principal que existe una fuente disponible de gas de inyección. En tiempos pasados, el gas se ha usado a un costo relativamente muy pequeño.

El interés creciente en la política de conservación del gas y la economía del gas derivado de su mayor precio como fuente de energía diferente que el petróleo, ha resultado en una demanda por mejorar el equipo utilizado y la tecnología usada en el diseño de las instalaciones.

Debido a su simplicidad, flexibilidad y relativa facilidad, el gas lift sigue aplicándose mayormente en ciertas áreas donde el gas asociado es producido junto con el petróleo de yacimientos con mecanismos de producción de gas disuelto o corona de gas.

El gas lift es realizado en una de las 2 formas:

- 1.- Por inyección continua de gas en la sarta de producción a cierta profundidad pre-determinada de manera de crear una menor gradiente de presión encima del nivel de inyección y así reducir la presión en el fondo del pozo que está opuesto a la formación productiva; al aumentar por este medio la presión diferencial disponible, se aumenta el régimen de producción. Figura N° 5.

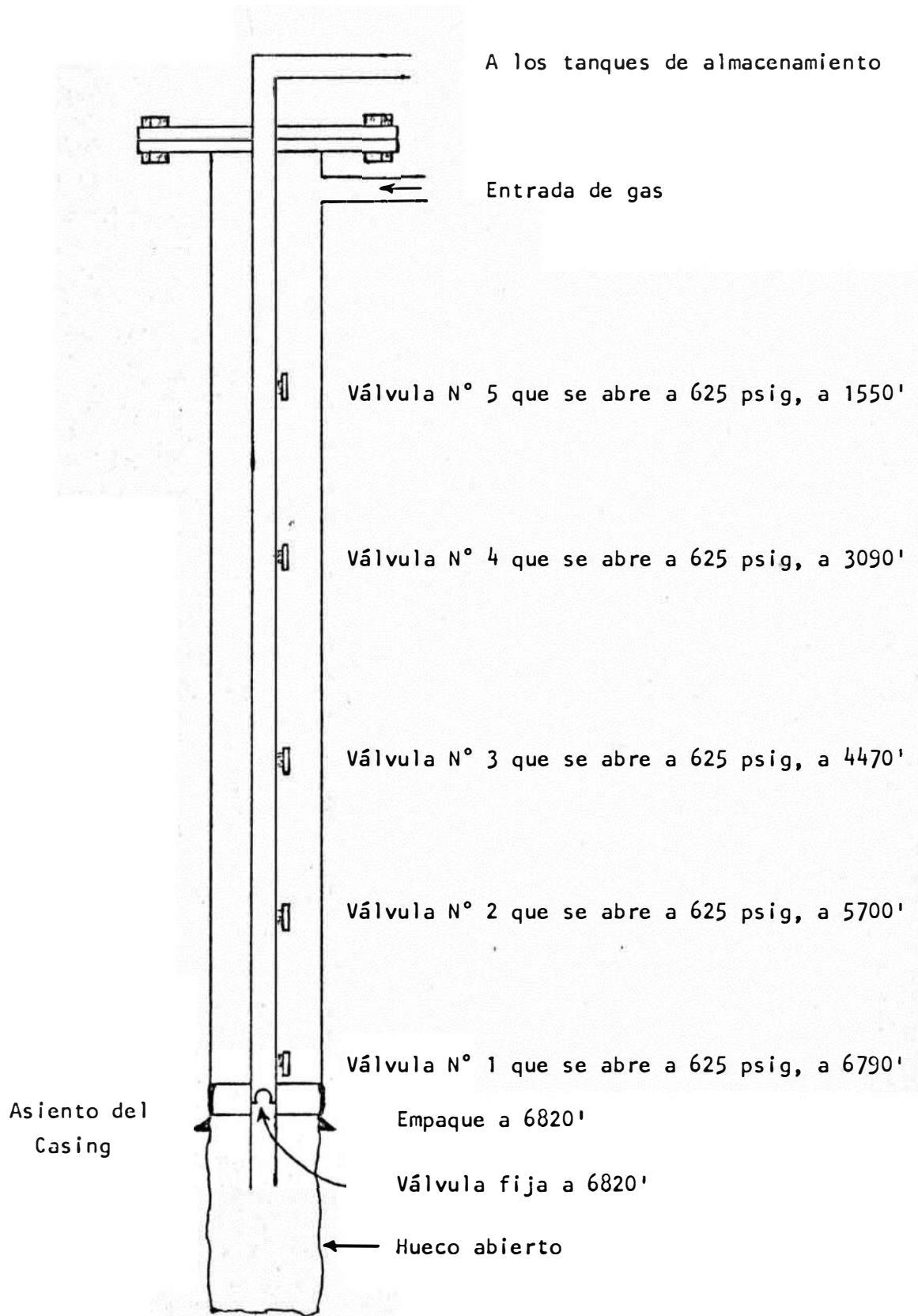


Fig. N° 5 Instalación de Gas Lift Continuo

2.- Por inyección de gas a una alta rata o régimen de inyección instantáneo por un corto período de tiempo y expeler periódicamente un cilindro o tapón de fluido del pozo a la línea superficial de producción a intervalos de tiempo debidamente controlados (ciclos de producción) Fig. 6.

El primer proceso forma el gas lift continuo y el segundo el gas lift intermitente.

El gas lift continuo se aplica satisfactoriamente a la mayoría de los pozos que tienen un buen mantenimiento de presión (alta presión de fondo) y un relativamente alto índice de productividad ( $PI \geq 0.5$ ), lo cual indica mayor producción de fluido en barriles/día por cada unidad de caída de presión o diferencial entre la presión estática de fondo (presión con el pozo cerrado) y la presión fluyente de fondo.

El gas lift intermitente se aplica en cambio a pozos con baja presión de fondo y bajo índice de productividad ( $PI < 0.5$ ).

En general, el tipo de instalación está controlado por el volumen de fluido que se va a producir, las características del yacimiento y la disponibilidad del gas de inyección. Para pozos con entubado de 2" y 2.1/2", se ha determinado que se requieren mayores presiones fluyentes de fondo para producir en flujo continuo ratas de 250 barriles/día y menos, comparados con ratas de flujo de 250 á 800 barriles/día que requieren presiones de fondo más bajas. El flujo continuo a baja rata puede mantenerse con un mantenimiento de alta presión en el yacimiento, en aquellos pozos en que la alta caída de presión instantánea debido al flujo intermitente puede causar una alta producción de arena al pozo o el "coneado" del agua o del gas en el fondo del pozo, que se debe evitar.

El flujo continuo o el flujo intermitente es empleado indistintamente, dependiendo de las características de producción del pozo. Algunos

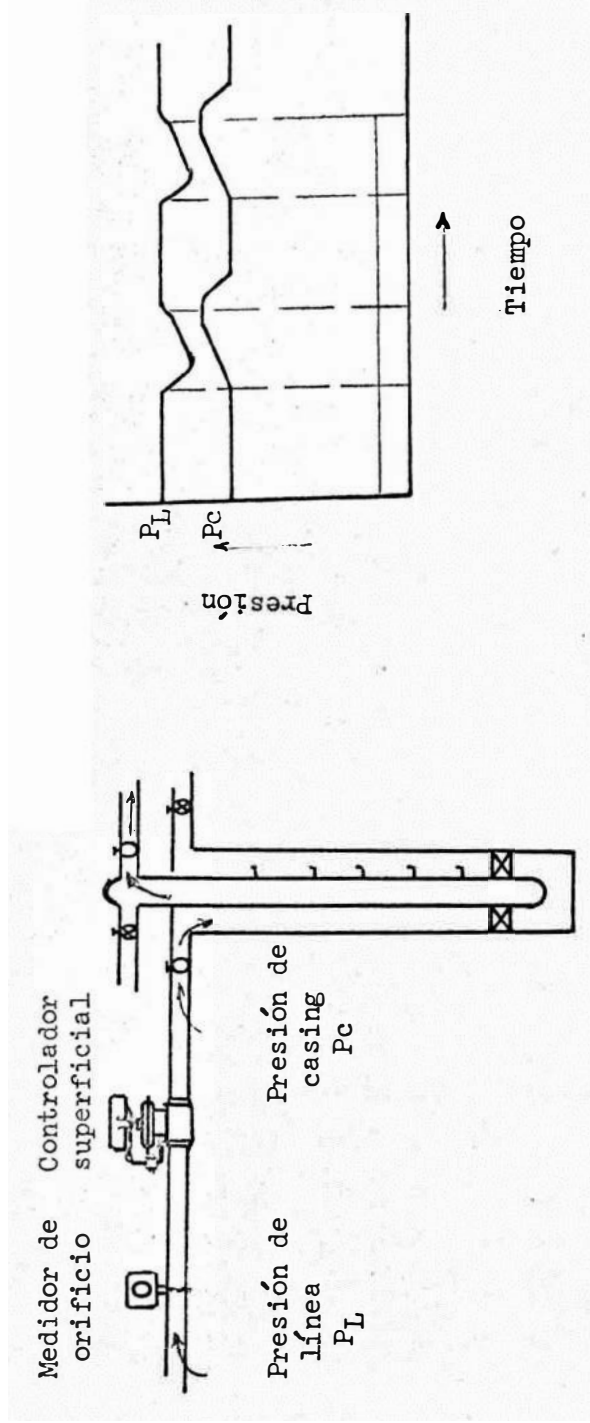


Fig. No. 6 Esquema de una instalación típica de Gas Lift intermitente, mostrando la presión en la línea y en el casing en los diferentes momentos del ciclo.

de los factores que afectan la selección de la forma de operación del gas lift (continuo o intermitente) son:

La rata o régimen de producción que se espera.

La presión de fondo estabilizada cuando el pozo está cerrado (BHPS).

El índice de productividad ó PI medido como bbls de fluído por día por cada libra por pulgada cuadrada de presión diferencial entre la formación y el pozo.

La profundidad de elevación del fluído con respecto a la superficie, que depende del nivel estático de fluído.

La presión del gas de inyección, que va a determinar la capacidad de compresión que se necesita.

El flujo continuo en el gas lift es similar al flujo natural.

La operación del flujo continuo en el gas lift consiste en la inyección controlada de gas en una columna de fluído para causar la aireación desde el punto de inyección hasta la superficie y obtener una gradiente tan baja que permita un BHPP ó presión surgente en el fondo del pozo adecuada para la rata de producción que se desea. Si se conoce que el PI es 0.1 bbls/día/psi y se desea producir por ejemplo 100 bbls de fluído/día, se deberá mantener entre la formación y el pozo una presión diferencial de

$$\frac{100}{0.1} = 1000 \text{ psi.}$$

Si la presión de la formación (presión estática de cierre del pozo es 1000 psi, debemos adecuar la inyección de gas en el entubado a un cierto nivel, a un valor tal que la gradiente del fluído no aireado (debajo del nivel de inyección) y la gradiente "aireada" (encima del nivel de inyección) crece en el fondo del pozo una presión de 875 psi para mantener la diferencial de 125 psi.

La operación del flujo intermitente se obtiene mediante la inyección de gas en volumen suficiente y presión dada, por debajo de una columna de fluido en el entubado, para que haciendo el efecto de un pistón neumático, levante el líquido a la superficie. El gas se inyecta usualmente en la superficie a través de una válvula intermitente, fluye por el anillo entre la tubería de revestimiento (casing) y el entubado de producción y se admite al entubado a través de una válvula, a alta velocidad para minimizar los efectos de dispersión del gas a alta presión y la caída del líquido del cilindro que se mueve por efecto del pistón de gas, hasta la cabeza del pozo. El % de líquido que cae (alrededor del 40 al 60%) mide la eficiencia del proceso.

La instalación de cámara en el fondo del pozo completa el sistema intermitente cerrado o semi-cerrado.

En las instalaciones cerradas se requiere un "packer" u obturador. Un "packer" se recomienda principalmente para prevenir el soplido alrededor del extremo inferior del entubado si el pozo tiene baja presión de fondo fluyente; también para estabilizar el nivel de fluido en el espacio anular que a su vez mejora el control del gas de inyección y por último para prevenir la descarga del líquido que se acumularía cada vez que se cierra el pozo. El "packer" aísla el espacio anular entre las sartas del pozo y la formación productiva.

Una válvula de pie (bola y asiento) se usa en las instalaciones cerradas, en pozos de baja presión de fondo para evitar que el fluido sea forzado hacia la formación, previene una alta presión contra la formación que es peligroso y que el fluido entre a la formación cuando la válvula operadora está abierta.

La consideración primaria en la selección del equipo para el levantamiento artificial de un pozo es que el equipo seleccionado pueda



ser capaz de manejar la producción deseada al costo mínimo por barril producido.

Un estudio del levantamiento artificial para un pozo o grupo de pozos debe basarse en las características del yacimiento. La condición que el equipo sea el adecuado en tamaño o demasiadamente grande para la producción del pozo es muy importante. Es deseable agotar un pozo con el mínimo costo total, que incluye tanto la inversión depreciada a una cierta tasa de depreciación y los costos de operación basados en dólares por pozo por mes o año, ya que estos costos de operación son relativamente fijos y no decrecen con la producción.

El costo inicial del equipo de gas lift es siempre menor que de otro tipo de extracción artificial si se dispone de gas a alta presión.

El equipo de gas lift es competitivo o cuesta menos en la mayoría de los casos que otros tipos de extracción, aún en el caso de instalar una estación de compresión.

Una operación de gas lift es el método ideal para producir petróleo en un campo con mantenimiento de presión mediante re-inyección del gas. Desde que la estación de compresión y líneas de alta presión ya están instaladas en un campo, el equipo adicional que se requiere para instalar gas lift en un pozo cuesta muy poco, en comparación con otros métodos.

El bajo costo de operación asociado al gas-lift no debe ser sobreestimado para levantar el petróleo en pozos profundos, pozos que producen arena, pozos con altos GLR (relación gas-líquido), pozos marginales o de baja capacidad productiva y pozos con profundidades de levantamiento o niveles líquidos variables.

Una instalación de gas lift puede diseñarse para que inicialmente trabaje como gas lift continuo, seguido por gas lift intermitente con cámara de acumulación, en la etapa en que la presión del yacimiento haya decrecido a niveles bajos. Pozos productores con alto GLR y con problemas de arena, pueden ser trabajados con gas lift, sin dificultad.

Los costos de operación son difíciles de estimarse para algunas instalaciones y más bien son el resultado de la experiencia.

En condiciones similares es posible generalizar algunos costos de operación. En la mayoría de los casos el costo de compresión del gas puede estimarse en 4 a 5 centavos de dólar por MSCF (mil pies cúbicos standard).

Este costo está basado en compresión de 2 etapas y presiones de descarga entre 600 y 850 psig.

El uso de compresoras montadas en patines que son fácilmente transportables, está aumentando mucho. El alto valor de salvataje para una nueva re-ubicación del equipo es una ventaja económica.

Los pozos en gas lift continuo tienen un volumen de inyección constante para cada pozo, de acuerdo con sus características, tales como:

- Producción total de fluido en Bbls/día.
- Producción de agua como % de la producción total o WOR (relación entre barriles de agua y barriles de petróleo producidos)
- Índice de productividad, ya sea medidos en el pozo (pruebas de presión y pruebas de producción de líquido) o calculados a partir de las curvas de gradiente.

Otros factores que hay que tomar en cuenta son:

- Diámetro del entubado (generalmente 1" - 2" - 2-1/2").
- Presión en la cabeza del pozo (en relación con la presión del separador).

- GOR del gas en solución.
- Gravedad API del petróleo producido.
- Gravedad específica del gas producido.

### Volumen de la inyección en pozos de Gas Lift continuo

El volumen de la inyección por pozo en MSPC/día (mil pies cúbicos standard por día) en el gas lift continuo se basa en el método de la presión de inyección óptima que corresponde al HP adiabático mínimo para varios GOR de inyección.

Determinando la presión de inyección óptima se determina el GOR de inyección más eficiente para dicho pozo.

El análisis en detalle parte del cálculo de casos diferentes, teniendo cada caso un conjunto de condiciones diferentes. Los pasos a seguir son los siguientes:

- 1.- Se plotea en un sistema de ejes cartesianos presión (psia) en el eje "Y" y profundidad (pies) en el eje "X" la presión correspondiente a la presión fluente de fondo del pozo.

Si se conoce el PI se puede calcular a partir de la presión estática (de una prueba "build up" o estimada) con la fórmula

$$\text{BHPF} = \text{BHPS} - q$$

donde "q" es la producción en barriles totales/día que corresponde a la presión fluente BHPF.

PI es bbls totales/día/psi.

Ubicado el BHPF y con la gradiente fluente que corresponde a los puntos debajo del punto de inyección del gas (nivel de la válvula de inyección) se traza el gráfico de la gradiente fluente desde

el fondo del pozo hasta el nivel de inyección.

- 2.- Partiendo de la presión en la cabeza del pozo (que debe conocerse) y con el GOR de inyección asumido más el GOR de la formación (correspondiente al gas disuelto a la presión de la formación) se plotea la gradiente fluyente encima del punto de inyección.
- 3.- La intersección de estas 2 curvas de gradiente determina la profundidad de inyección o nivel de inyección y la presión de inyección.
- 4.- Se determina el HP adiabático teórico para el GOR de inyección y la presión de inyección.
- 5.- Se selecciona y localiza las válvulas en el pozo.

Para calcular las gradientes fluyentes debajo y encima del nivel de inyección, pueden usarse las correlaciones de Poettmann y Carpenter para entubados de 2" y 2.5" que se acompañan. (Figs.7 y 8)

Para entrar a estos gráficos se calcula primero

$$q_M = \text{bbls ST0/día} \times \text{lbs/bbl ST0} = \text{lbs/día} \text{ ó rata de la masa de flúidos producidos en lbs/día.}$$

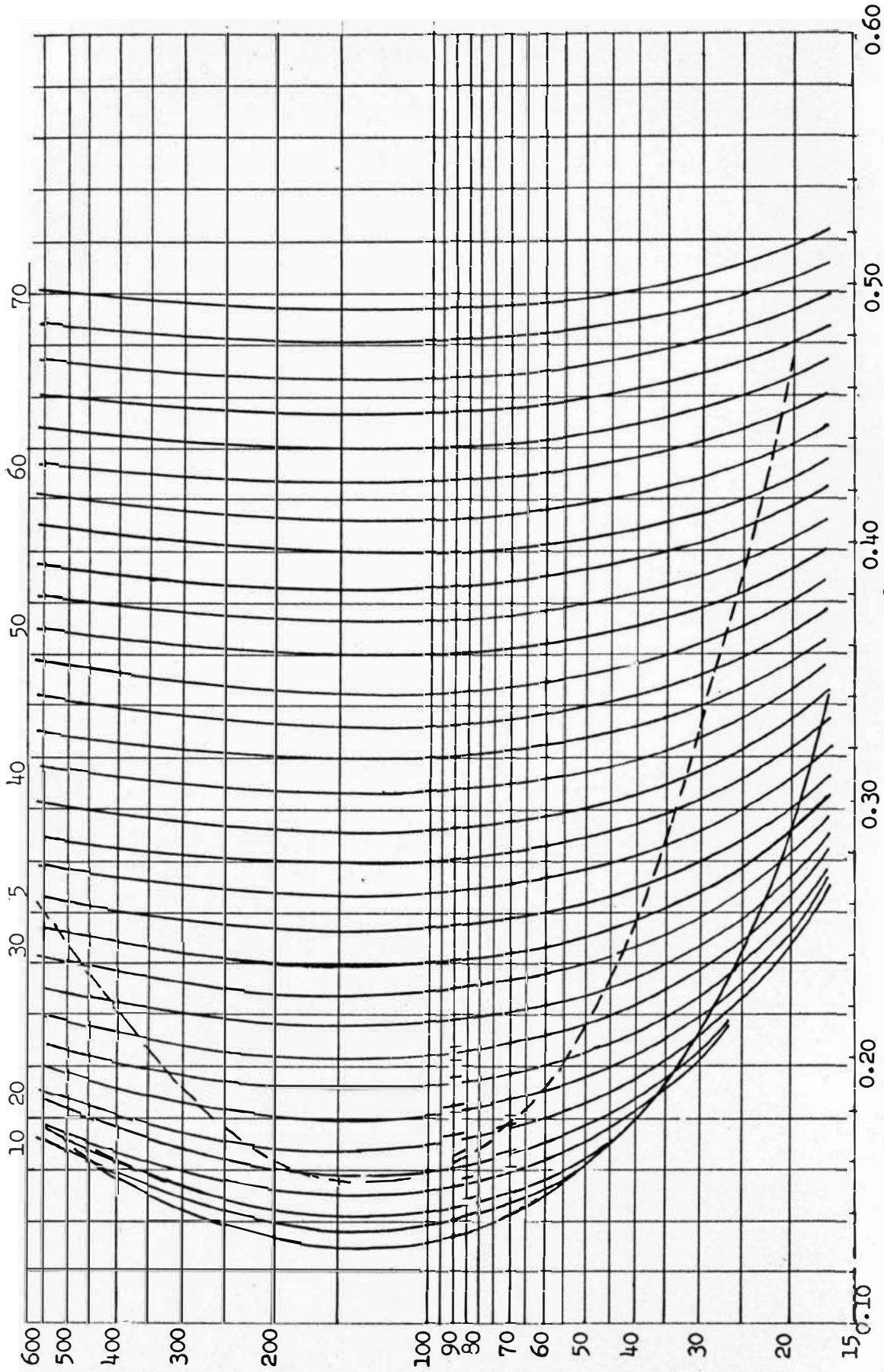
Se calcula la densidad promedio en cada punto de presión dada

$$\bar{\rho} \text{ en lbs/pie}^3 \text{ por el cociente } \frac{M}{5.615 \times \beta_t} = \frac{\text{lbs/bbl ST0}}{5.615 \text{ pies}^3 \times \frac{\text{bbl}}{\text{bbl ST0}}}$$

Cortando a la curva  $\rho$  correspondiente o interpolando entre 2 curvas de valores conocidos de  $\rho$  se baja verticalmente y se lee la gradiente fluyente  $\frac{\Delta P}{\Delta h}$  en psi/pie.

Este método es suficientemente exacto si se hace con cuidado.

Densidad del fluido ( $\bar{\rho}$ ) en lbs/pie<sup>3</sup>



Gradiante de presión fluente ( $\frac{dp}{dn}$ ) en psi/pie.

Fig. No.8 - Esta correlación se usa para entubado vertical de 2 1/2".

resc total del fluido producido por día (70M) en 1000 lbs/día.

Además existen buenas correlaciones para determinar en cada punto de presión los factores de volumen  $\beta_0$  (del petróleo) y  $\beta_t$  (del petróleo mas el gas libre) =  $\beta_0 + (R_p - R_s) \beta_g$

$R_p$  = SPC gas producido/bbl ST0

$R_s$  = SPC gas disuelto/bbl ST0 a la presión dada

$\beta_g$  = factor de volumen del gas =  $0.00504 \frac{TZ}{P}$  en bbls SPC

T = temperatura absoluta media en °R

Z = factor de compresibilidad del gas (gráfico en función de la presión reducida y la temperatura reducida).

P = presión absoluta (variable independiente)

Se acompañan los gráficos correspondientes a las correlaciones usadas que se explican por si mismos (Figs. N° 9, 10 y 11).

En el cálculo de  $\beta_0$ , Frick dá las siguientes fórmulas (que pueden usarse si no se desea usar la correlación correspondiente).

$$\beta_0 = 0.972 + 0.000147 F^{1.175}$$

$$F = R_s \frac{(\gamma_g)^{0.5}}{\gamma_o} + 1.25 T$$

$$R_s = \gamma_g \left[ \frac{P_b}{18} \times \frac{10^{0.0125 (^\circ\text{API})}}{10^{0.00091 (T)}} \right]^{0.83}$$

$R_s$  = gas disuelto en el petróleo a la presión dada en SPC/bbl ST0

$\gamma_g$  = gravedad específica del gas (aire = 1)

$\gamma_o$  = gravedad específica del petróleo

(agua = 1) = 141.5

131.5 + °API

$T$  = temperatura media en  $^{\circ}\text{F}$ .

presión en psia a la cual se supone que el petróleo está completamente saturado (no acepta más gas en solución).

Ej. Encontrar  $\beta_o$  y  $\beta_t$  para un yacimiento de petróleo con gas disuelto a la presión  $P_b \geq 500$  psia (presión de saturación) con los siguientes datos:

$$\text{API del petróleo} = 35^{\circ}$$

$$T = 200^{\circ}\text{F}$$

$$\gamma_g = 0.70$$

$$R_p = 2000 \text{ SPC/BSTO (gas producido)}$$

1er. Paso. Cálculo de  $s$

$$R = 0.70 \left[ \frac{5000}{18} \times \frac{10^{(0.0125)(35)}}{10^{(0.00091)(200)}} \right] 1.205 =$$

$$= 1250 \text{ SPC/BSTO}$$

2do. Paso.

$$R_p - R_s = 2000 - 1250 = 750 \text{ SPC/BSTO}$$

(gas libre)

3er. Paso

$$F = 1250 \left( \frac{0.70}{0.85} \right)^{0.50} + 1.25 (200) = 1384$$

4to. Paso

$$\beta_o = 0.972 + 0.000147 (1384)^{1.175} = 1.685 \text{ Bbl/Bbl STO}$$

5to. Paso.

$$\beta_g = \frac{0.00504 \times (200 + 460) \times 0.992}{5000} = 0.000659 \text{ Bbls SPC}$$

Se estima Z de las correlaciones de las pseudo críticas del gas en función de la gravedad específica del gas y de las pseudo reducidas ( $Z = 0.992$ ).

6to. Paso.

$$\beta_t = 1.685 + (0.000659)(750) = 2.179 \text{ Bbls/BSTO}$$

Si el pozo produce agua, por ejem.

$$\begin{aligned} \text{WOR} = 5, \text{ el factor total sería simplemente } & 2.179 + 5.000 = \\ = 7.179 \text{ Bbls} & \\ \text{BSTO} & \end{aligned}$$

correspondiente al volumen total de fluídos (petróleo, gas libre y agua) por cada barril de petróleo en el tanque.

En el cálculo del volumen de la inyección y la presión de inyección para un conjunto de condiciones en el pozo, se parte de que el pozo no puede producir más de lo que le permite su PI (índice de productividad). De allí la importancia de tener una cifra confiable como PI. Puede recurrirse a pozos vecinos para estimar el PI más real.

También debe conocerse la declinación del PI con relación al tiempo.

Es obvio que si se tienen pruebas de laboratorio para determinar el comportamiento de los fluídos del pozo ( $\beta_o, \beta_g, R_s$ ) ó pruebas de presión en base a medidas directas, estos datos tendrán más valor para el pozo en referencia.

Como un ejemplo típico resolvamos el problema siguiente:

Profundidad del pozo 8000 pies

PI del pozo =

BHPS = 3000 psía.

Presión en la cabeza  
del pozo = 100 psía.

WOR = 10



API del petróleo 40° ( $\gamma_o = 0.826$ )

Gravedad específica del agua 1.15

Gravedad específica del gas = 0.60

Presión disponible en el gas de inyección (al nivel de la cabeza del pozo) = 650 psig.

Esta condición puede limitar la presión de inyección al nivel de la válvula de inyección.

Gravedad específica del gas de inyección 0.6

Temperatura fluyente en la cabeza del pozo 100°F.

Entubado del pozo 2 1/2" E.U.E.

(6.25 - 6.5 #/pie)

Se requiere las condiciones óptimas para el gas lift continuo para producir 40 Bbls. de petróleo/día con un GOR total que no exceda de 4400 SPC/BSTO.

Como datos suplementarios tenemos:

1) La temperatura del yacimiento.

Se asume una función lineal con una gradiente de 1.6°F/100pies.

$$T_f = 70 + 1.6 (80) = 198 \approx 200^\circ\text{F}.$$

2) De la correlación de Standing se estima que el gas disuelto ( $R_s$ ) a 3000 psia y 200°F es 590 SPC/BSTO. Por consiguiente la inyección debería calcularse por diferencia entre el GOR total y el debido al gas disuelto, o sea  $4400 - 590 = 3810$  SPC/BSTO.

3) Usando la correlación de Standing para  $\beta_o$  se tiene

$$\beta_o = 1.317$$

4) El GOR de 4400 SPC/Bbl STO

con un WOR = 10 : 1 corresponde a 440 SPC/Bbl total ó GLR.

$$5) \Delta P = \frac{q}{PI} = \frac{440}{1} = 440 \text{ psi.}$$

$$6) \text{ BHPF} = \text{BHPS} - \frac{q}{PI} = 3000 - 440 = 2560 \text{ psia.}$$

7)  $R_s$  a 2560 psia y 200°F de la correlación de Standing es igual a 470 SPC/BSTO.

Las condiciones limitantes aquí son el GOR total = 4400 SPC/BSTO y la presión disponible de 650 psig.

La tabla siguiente presenta la manera de tabular los cálculos tanto por debajo del punto de inyección (de la presión BHPF hacia arriba) como por encima del punto de inyección (de la presión de cabeza del pozo ó presión del separador hacia abajo).

Ploteando profundidades en pies (eje X) versus presiones en psia (eje Y) se obtiene las gradientes de flujo y el nivel de inyección que corresponde a la válvula operadora, así como la presión de inyección mínima. En este caso: el nivel de inyección estaría a 3800 pies, el GOR de inyección (con el factor limitante debido al volumen de gas disponible) sería 3810 SPC/BSTO y la presión de inyección 575 psia.

La Tabla No. 1 explica por sí el método a seguir para los cálculos de la gradiente en cada punto siguiendo el método aceptado en la industria de petróleo de Poettman y Carpenter. Como estudio en detalle daremos los pasos siguientes:

1.- Se determina m ó rata de la masa en lbs/BSTO que se asume constante. Para ello se necesitan los datos de la producción del pozo, en términos de petróleo, agua y gas.

Para nuestro caso es que la gravedad específica del petróleo es 0.825, la del agua 1.15 y la del gas 0.6, un GOR debido al gas disuelto de 590 SPC/BSTO y un WOR = 10, se tiene:

Para el petróleo (cálculo para 1 Bbl STO)

$$62.4 \frac{\text{lbs}}{\text{pie}^3} \times 5.61 \frac{\text{pies}^3}{\text{Bbl}} \times 0.825 = 289 \text{ lbs/BSTO}$$

Para el agua (que se produce con 1 Bbl STO)

$$62.4 \frac{\text{lbs}}{\text{pie}^3} \times 5.61 \frac{\text{pies}^3}{\text{Bbl}} \times 1.15 \times 10 = 4025 \text{ lbs/BSTO.}$$

Para el gas (que se produce como gas libre en la cabeza del pozo, con 1 Bbl STO)

$$0.0764 \frac{\text{lbs}}{\text{SPC}} \times 0.6 \times 590 \frac{\text{SPC}}{\text{BSTO}} = 27.1 \text{ lbs/BSTO}$$

Luego:

m (debajo de la inyección) =

$$= 289.00 + 4025 + 27.1 = 4341 \text{ lbs/BSTO}$$

2.-  $q_{om}$  (debajo) =  $4341 \times 40 = 173500 \text{ lbs/día.}$

Con este valor se entra en el gráfico de gradientes.

3.- Debajo del punto de inyección, la presión que constituye el primer punto en la tabla es la presión fluyente BHPF que se calcula:

T A B L A No. 13

ANALISIS DE GRADIENTES DEBAJO DEL PUNTO DE INYECCION

Puntos de Presión No.	(1) P <sub>i</sub> psia	$\beta_0$	R <sub>S</sub> S <sub>BSTO</sub>	$\beta_t$	$\beta_c$	$\frac{m}{\beta_t}$	$\rho = \frac{m \text{ lbs/pie}^3}{5.615 \beta_t}$	(2) $\frac{\Delta \text{ psi/ft}}{\text{prom.}}$	$h_i$ ft	Profundidad
1	2560 (BHFF)	1.255	470	1.395	11.395	381	67.9	0.4760	8000	
3	2160	1.250	420	1.466	11.466	379	67.4	0.4720	7578	
4	1960	1.200	370	1.506	11.506	377	67.1	0.4215	7154	
		1.175	322	1.588	11.588	375	66.8	0.4680	6728	

y así sucesivamente se pueden tomar más puntos hacia arriba

ANALISIS DE GRADIENTES ENCIMA DEL PUNTO DE INYECCION

								(3)		
5	100 (cabeza del pozo)	1.000	0	136.50	146.50	30.85	5.50			
6	300	1.010	25	44.76	54.76	82.50	14.70	0.122	0.102	1960
7	500	1.032	60	26.58	36.58	123.80	22.10	0.164	0.144	1390
8	700	1.053	100	18.80	28.80	157.30	28.10	0.235	0.199	7005

y así sucesivamente se pueden tomar más puntos hacia abajo

$q_{\text{encima de la inyección}} = 4516 \text{ lbs/bbl.}$        $q_u = 400 \text{ Bbls/día}$        $q_m \text{ (debajo)} = 173500 \text{ lbs/día}$   
 $q_{\text{debajo de la inyección}} = 4341 \text{ lbs/bbl.}$        $q_{\text{total}} = 440 \text{ bbls/día}$        $\frac{WOR}{GOR} = 10 : 1$   
 $= 40 \text{ BSTO/día}$        $q_m \text{ (encima)} = 181000 \text{ lbs/día}$        $GOR = 4400 \text{ SPC/BSTO}$

Las presiones se han escogido con incrementos de 20 en 20 psi.  
 La gradiente en cada punto se obtiene del gráfico debido a Poettman y Carpenter para entubado de 2½"  
 En densidades 10 lbs/ft<sup>3</sup> hay que extrapolar.

$$= \text{BHPF} = \text{BHPS} - \frac{q_t}{\text{PI}} = 3000 - \frac{440}{1} = 2560 \text{ psia.}$$

En este caso el PI se refiere a barriles totales de fluído (agua más petróleo) que es lo que el pozo produce.

4.- A esta presión de 2560 psia. y con los datos de la temperatura de flujo el API del petróleo y la gravedad específica del gas, se estima  $\beta_o$  o sea el factor de volumen para el petróleo. La correlación de Standing puede usarse con bastante aproximación, si es que no se poseen datos de Laboratorio.

$\beta_o$  á 2.560 psia y 200°F resulta 1.255. Esto mismo se hace con los demás puntos.

5.- A esta misma presión y con los datos de temperatura, API y gravedad específica del gas se estima el gas disuelto en el petróleo. Puede también usarse la correlación de Standing,  $R_s$  á 2560 psia y 200°F es 470 SPC/BSTO.

Como la presión de saturación es 2900 psia y a esta presión el gas disuelto (usando la correlación) es 590, el gas libre a 2560 psia sería  $590 - 470 = 120$  SPC/BSTO.

$$\begin{aligned} 6.- \text{ Se calcula } \beta_t &= \beta_o + (R_p - R_s)\beta_g \\ \text{donde } \beta_g &= 0.00504 \frac{TZ}{P} = \\ &= 0.00504 \times (460 + 200) \times \frac{0.9}{2560} = 0.00117 \\ \beta_t &= 1.255 + (120 \times 0.00117) = \\ &= 1.255 + 0.1403 = 1.395 \frac{\text{Bbls}}{\text{Bbl STO}} \end{aligned}$$

7.- Como se produce agua se calcula el factor  $\beta_c$  (petróleo + gas + agua) =  $1.395 + 10 = 11.395$  Bbls/BSTO.

Se anota que el WOR = 10 significa que por cada barril de petróleo se producen 10 Bbls de agua.

$$8.- \text{ La densidad } \bar{\rho} = \frac{m}{\beta_c} =$$

$$= \frac{4341}{11.395} = 381 \frac{\text{lbs}}{\text{Bbl}} = \frac{381}{5.61} \frac{\text{lbs}}{\text{pie}^3}$$

Con este valor y el de "q<sub>o</sub>m" se entra al gráfico y se lee la gradiente, en este caso 0.476 psi/pie. Este es el final para el primer punto.

9.- Se repite este cálculo para cada uno de los puntos del fondo del pozo hacia arriba con presiones de 200 en 200 psi menor, o sea 2360, 2160, 1960 psia, etc.

10).- Completado el análisis con tantos puntos como uno quiera se encuentra la gradiente promedio entre 2 puntos consecutivos, por medio de la media aritmética. Esto equivale a una integración de la curva presión versus profundidad por la regla trapezoidal. En este caso la gradiente promedio en un intervalo funciona como la ordenada media en el trapecio ó área elemental.

Por ejem. para los puntos correspondientes a 2560 y 2360 psia, la gradiente promedio es  $\frac{0.476 + 0.472}{2} = 0.474$  psi/pie

11.- Encontrando la gradiente promedio, se calcula la distancia entre los 2 puntos de presión asumidos, dividiendo P entre la gradiente promedio.

Como P (decremento ó incremento de presión) es constante e igual a 200 psi, se tiene:

$$h_i = \frac{200 \text{ psi}}{0.474 \text{ psi/pie}} = 422 \text{ pies}$$

12.- La profundidad en el primer punto que corresponde al BHPF es la profundidad del pozo = 8000 pies. Para el 2º punto la profundidad sería  $8000 - 422 = 7578$  pies.

Así hemos determinado 2 puntos de la curva de gradiente:

(8000 pies, 2560 psia)

y

(7578 pies, 2360 psia)

Puede continuarse con los demás puntos, pivoteando siempre con un punto para tener el próximo, hacia arriba partiendo del fondo del pozo.

13.- Para establecer la curva de gradiente encima del nivel de inyección el punto de partida es la presión en la cabeza del pozo que debe conocerse. Esta presión debe fijarse de acuerdo a la presión del separador y a la presión de succión de la compresora, que es factor importante en el diseño del gas lift rotativo.

Pero los cálculos son iguales a la primera curva (debajo de la inyección). Comenzando con la presión en la cabeza del pozo, se va incrementando la presión en los demás puntos, hacia abajo del pozo.

La diferencia es en el cálculo de 'm' o rata de la masa en lbs/BSTO porque ya interviene el nuevo GOR de inyección, porque ya la columna de flujo está 'aireada' con el gas que se ha inyectado a través de la válvula operadora.

Como el GOR de inyección es 3810 SPC/BSTO, el GOR total es igual al GOR de inyección más el GOR de formación, o sea  $3810 + 590 = 4400$  SPC/BSTO =  $R_p$  para los cálculos de  $\beta_t$ .

En el gráfico de gradientes hay que calcular antes el valor de m (encima de la inyección) que es:

$$\begin{aligned}
& m + 289 \frac{\text{lbs petr33leo}}{\text{BSTO}} + 4025 \frac{\text{lbs agua}}{\text{BSTO}} + \\
& + 0.0764 \frac{\text{lbs aire}}{\text{SPC}} \times 0.6 \times \frac{4400 \text{ SPC}}{\text{BSTO}} = \\
& = 289 + 4025 + 202 = 4516 \frac{\text{lbs}}{\text{BSTO}} \\
& \text{Entonces } q_{om} = 40 \times 4516 = 181100 \frac{\text{lbs}}{\text{d33a}}
\end{aligned}$$

Con este valor hay que entrar en el gr33fico de gradientes para todos los puntos encima del nivel de inyecci33n.

Tabulando los datos se obtiene la curva de gradientes que es esencial para conocer el volumen de inyecci33n que se requiere en un pozo. (Fig. No.12)

#### Volumen de la Inyecci33n en pozos de gas lift intermitente.-

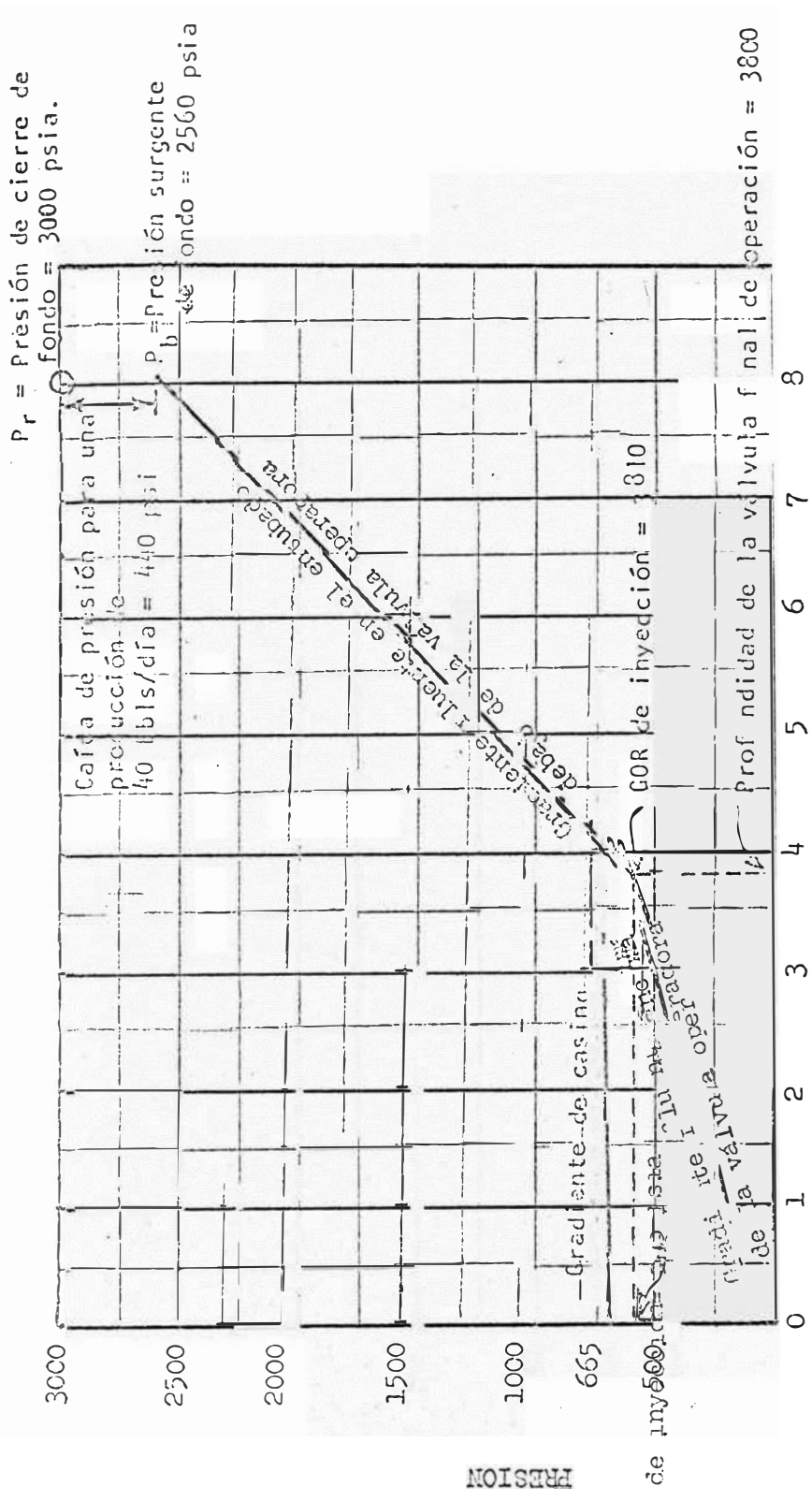
El mecanismo del flujo intermitente es considerablemente diferente que el mecanismo de flujo continuo. Se aplica normalmente en pozos de alta presi33n de fondo y bajo PI 33 de baja presi33n de fondo y bajo PI - En cualquier caso, estos tipos de pozos si se les tratar33a de hacer producir por flujo continuo requerir33an una excesivamente alta ca33da de presi33n que se traduce en un GOR prohibitivo.

El proceso intermitente es complicado debido a 2 factores principales:

- 1) La gradiente de flujo completa, y
- 2) La contribuci33n del PI a la producci33n real del pozo.

El PI es funci33n de los par33metros de flujo del yacimiento (como la permeabilidad, el espesor productivo y la viscosidad del flu33ido) y para una ca33da de presi33n la rata de flujo es proporcional al 33rea





Presión mínima

PROFUNDIDAD (1000')

Problema de diseño de flujo continuo. Los resultados presentados en la Tabla N° 1 han sido ploteados en este gráfico, para encontrar la presión mínima de inyección.

Fig. N° 12

debajo de la curva y el PI deja de ser una constante; por lo tanto a bajas presiones o a altas presiones un mismo  $\Delta P$  (diferencial de presión) no crea el mismo flujo.

En el gas lift intermitente, la inyección de gas a alta presión desde la superficie está controlada por una válvula especial que tiene un mecanismo de cierre y apertura instantánea.

Cuando el cilindro líquido está acumulándose en el entubado que está en conexión con la cámara de acumulación por el tubo de inmersión, la gradiente de presión que se forma en el interior del entubado es mínima, la válvula superficial está cerrada y el crecimiento de la presión es función del tiempo de cierre.

En un momento dado la válvula superficial se abre y la gradiente en el entubado crece hasta un punto de máxima gradiente, después cae la presión por las pérdidas de presión (resbamiento del gas en la parte baja del cilindro líquido y pérdida de energía debido a la velocidad del gas). Cuando la válvula superficial se cierra, cae la presión hasta un mínimo y el ciclo de variación de presión con el tiempo se repite, de acuerdo a la figura No. 13 que se acompaña.

El ciclo AA' representa el tiempo en que el pozo produce un determinado número de barriles líquido, empujado a manera de pistón por el gas. Esta producción se estima en barriles/ciclo y multiplicado por el número de ciclos/día se tiene la producción en barriles/día.

Dos posiciones del cilindro líquido que se forma en el entubado, son importantes:

- 1) Cuando el cilindro líquido empieza justo a moverse, las gradientes de presión para las diferentes posiciones del cilindro se muestran en la misma figura anterior.

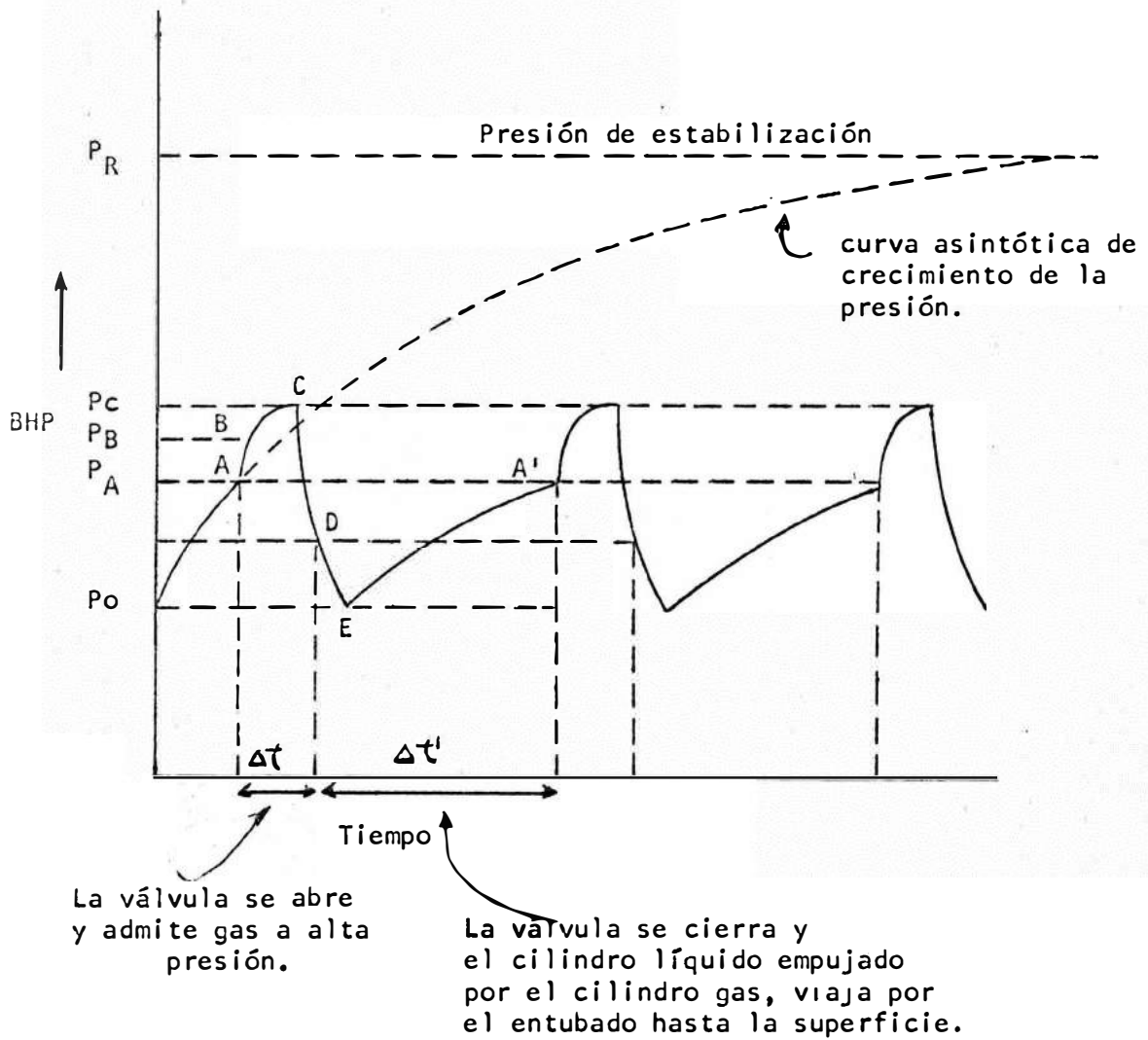


Fig. No. 13

2) Cuando el slug ocupa una posición correspondiente a la máxima gradiente en el entubado (posición C del gráfico presión versus tiempo.

En esta situación el cilindro líquido está viajando en el entubado entre un cilindro superior de gas (encima del cilindro líquido) de menor presión y otro cilindro inferior de gas (debajo del cilindro líquido) de mayor presión.

Debe anotarse en el gráfico BHP versus tiempo que la curva de crecimiento de presión es asintótica al tiempo y que muchos pozos nunca llegan a su presión estabilizada, que la presión  $P_A$  ó  $P_{A'}$  es la máxima presión del yacimiento antes del ciclo de inyección y esta presión es considerablemente menor que la presión estática  $P_R$ , en este instante la válvula de inyección de gas se abre y el yacimiento está alimentando líquido al pozo, mientras que el cilindro líquido ya formado está viajando hacia arriba. Entonces la frecuencia del ciclaje debe ser determinado por la diferencia de presiones entre  $P_0$  (inicio del crecimiento de la presión de cierre ó máxima caída de presión en el pozo) y  $P_A$  (en el momento en que la válvula se abre). Esta diferencia da la pendiente de la curva de crecimiento de la presión, si esta curva es plana, la frecuencia de la inyección debe ser larga (más ciclos por día), si esta curva es de alta pendiente, la frecuencia debe ser corta (menos ciclos por día).

La frecuencia óptima sólo se consigue por múltiples tanteos. Puede notarse que mientras en el gas lift continuo, es la caída de presión entre el yacimiento y el pozo que hace la producción simultánea de petróleo, (proceso continuo), mientras que en el intermitente depende de la velocidad con que se llena el yacimiento y el entubado cuando el pozo está cerrado y la presión

sigue creciendo desde un valor bajo hasta una presión alta. (Fig.14)

En el pozo de gas lift intermitente la gradiente fluyente en el entubado no está representado por una sola línea como en el flujo continuo, tiene 3 componentes, la gradiente del gas encima del cilindro líquido, la gradiente del cilindro líquido y la gradiente del gas y el líquido atrapado por debajo del cilindro líquido. Como el líquido tiende a disgregarse cuando llega a la cabeza del pozo, hay que considerar que solamente se produce el 40 ó 60% del volumen del cilindro. Si este cilindro está en un entubado "macaroni" de 1" es más largo, que en un entubado de 2" (Fig.Nº15).

Si se instalan cámaras debe considerarse que cuanto mayor es el diámetro de la cámara, mayor es el líquido para un crecimiento de presión en un intervalo de tiempo mientras la válvula está cerrada y más líquido significa más barriles por ciclo por el mismo volumen de inyección, a su vez esto representa un menor GOR de inyección. Además contribuye a una mayor eficiencia para remover el cilindro líquido. En efecto, como el gas es inyectado en el interior de la cámara en la parte superior del cilindro líquido, el líquido es forzado hacia abajo, para ascender por la tubería de inmersión que llega casi hasta el fondo de la cámara y de allí al entubado del pozo; esto resulta en una velocidad inicial máxima del cilindro líquido (efecto balístico), antes que el gas entre al entubado y contribuye a una mayor eficiencia en el levantamiento.

Aún cuando el cálculo del volumen de inyección es complicado, en la práctica se basa en el volumen mínimo de la inyección por ciclos por cada 1000 pies de entubado a una presión media entre la presión en el entubado debajo del cilindro en el instante en que éste llega a la superficie y la presión de cierre superficial de la válvula de operación.

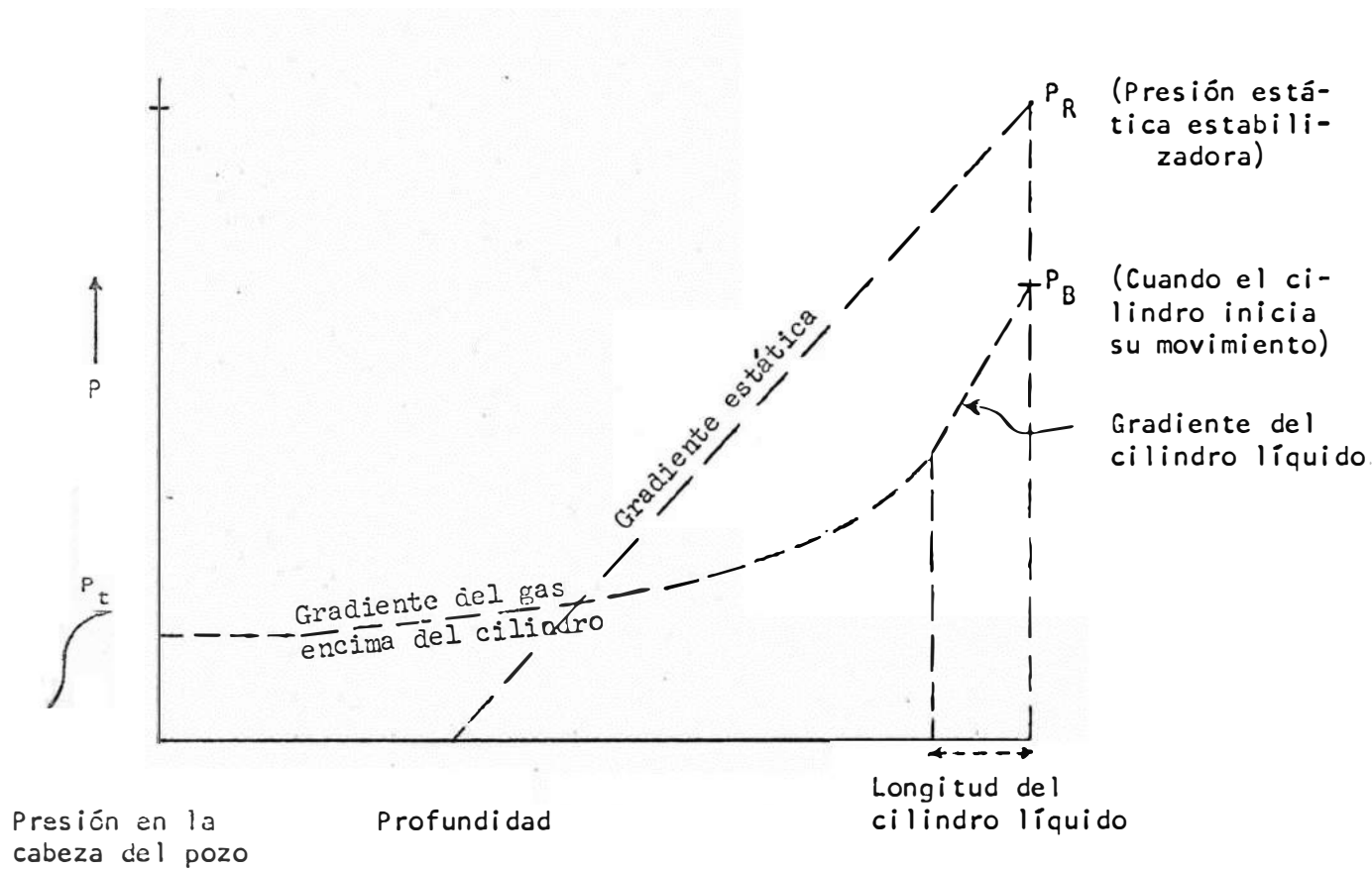


Fig. No. 14

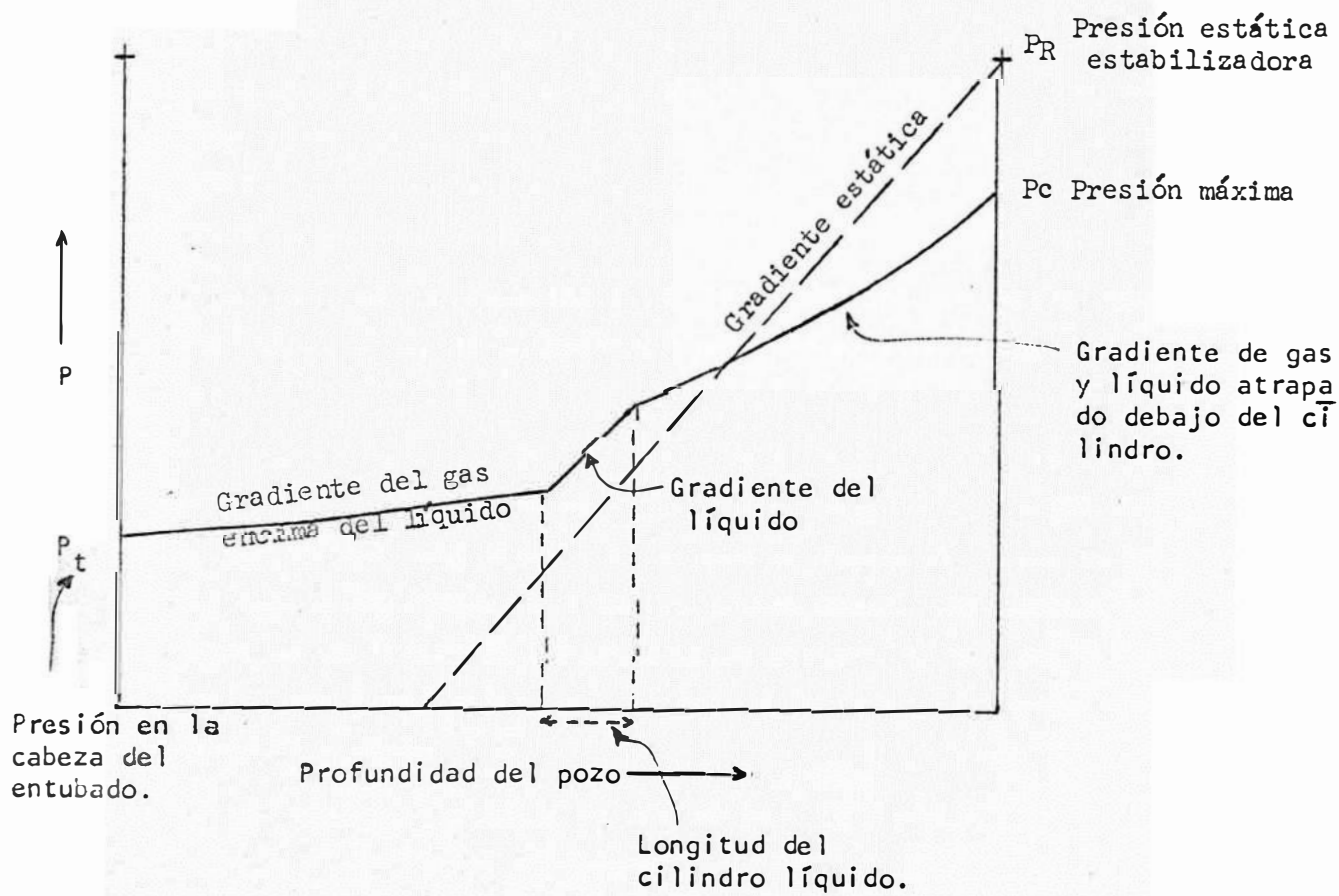


Fig. No. 15

Es obvio que el gas lift continuo requiere menor volumen de gas que el intermitente. En el continuo se utiliza la expansión y la "aireación" (incorporación al líquido para bajarle su densidad) del gas de inyección desde la presión de inyección al nivel de la válvula operadora hasta la presión de la cabeza del pozo. En el intermitente la presión del gas de inyección, debajo del cilindro líquido, en el momento en que éste llega a la superficie se gasta en la línea superficial de flujo y esa presión no contribuye al levantamiento. Es nítidamente un proceso de desplazamiento de un cilindro o émbolo líquido por gas a alta presión y por lo tanto el volumen de gas que se necesita es el que lleva el entubado debajo del cilindro líquido cuando está a la superficie y al nivel de la válvula de operación que se abre en cada ciclo.

En la práctica la inyección es de 200 á 400 SPC por barril por cada 1000 pies de levantamiento cuando no existen datos disponibles.

En instalaciones con cámara, GOR'S de formación bastante altos y casi ninguna producción de agua, puede llegar a 200 ó 300 SPC por barril por 1000 pies. Presiones de inyección bajas en pozos profundos y entubados de diámetro grande pueden resultar en altos volúmenes de inyección debido a mayor dispersión del gas y caída ("fall back") del líquido, al llegar a la cabeza del pozo.

Veamos un ejemplo:

Profundidad de la válvula de operación 5000 pies

Entubado 2 1/2" E.V.E. nominal

(capacidad 0.00579 bbls/pie)

Válvula operadora a 5000 pies de profundidad

Presión de apertura de la válvula 400 psig.

Presión en la cabeza del entubado 50 psig.

Gradiente estática del fluido 0.4 psi/pie



Primero calculamos la máxima producción diaria basada en el máximo ciclaje que se estima en 3 minutos/1000 pies de levantamiento.

En este caso: 3 minutos/1000 pies x 5000 pies = 15 minutos

$$\text{Máxima frecuencia de los ciclos de inyección} = \frac{1440 \text{ minutos/día}}{15 \text{ minutos/ciclo}} =$$

$$= 96 \text{ ciclos por día.}$$

El factor de eficiencia se expresa por la expresión:

$$1 - \frac{\% \text{ pérdida de líquido}}{100}$$

El % de pérdida varía entre 5% y 7%/1000 pies (valor experimental)

Acéptanto 5%/1000 pies se tiene:

$$5\%/1000 \text{ pies} \times 5000 \text{ pies} = 25\%$$

El volumen inicial del cilindro líquido en bbls/ciclo se calcula con la gradiente estática y la capacidad volumétrica del entubado en bbls/pie.

$$\frac{400 \text{ psig} - 50 \text{ psig}}{0.4 \text{ psi/pie}} (0.00579 \text{ bbls/pie}) = 5.1 \text{ bbls/ciclo}$$

El volumen final del cilindro es el volumen producido.

$$5.1 \times \left(1 - \frac{25}{100}\right) = 5.1 \times 0.75 = 3.8 \frac{\text{bbls}}{\text{ciclo}}$$

La máxima producción de líquido se basa en la cifra anterior y es:

$$3.8 \text{ bbls/ciclo} \times 96 \text{ ciclos/día} = 365 \text{ bbls/día}$$

El volumen de la inyección se calcula en base a la longitud del entubado que se llena con gas en cada ciclo de inyección.

La longitud del cilindro producido es igual al volumen del cilindro producido entre la capacidad del entubado en bbls/pie, o sea,

$$\frac{3.8 \text{ bbls}}{0.00579 \text{ bbls/pie}} = 656 \text{ pies}$$

Calculamos ahora la presión media en el entubado. En el momento en que el cilindro líquido llega a la superficie, la presión teórica debajo del cilindro es la presión en la cabeza del entubado más la presión debido al cilindro líquido en movimiento cuya altura es la longitud del cilindro producido, o sea:

$$50 \text{ psig.} + 656 \text{ pies} \times 0.4 \text{ psi/pie} = 312 \text{ psig.}$$

Como la presión debajo del cilindro cuando éste inicia su desplazamiento es la presión de cierre de la válvula de operación, medido en la superficie; en este caso se estima en 500 psig.

Luego,

$$\text{Presión promedia} = \frac{312 + 500}{2} = 406 \text{ psig.}$$

En este caso se ha compensado la presión debido al peso del gas entre la superficie y la válvula de operación con la caída de presión a través de la válvula.

Entrando al gráfico No. 16 con esta presión promedia para un entubado de 2 1/2" se tiene 920 SPC/1000 pies.

El espacio del entubado ocupado por el gas es igual a la profundidad de la inyección menos la longitud del cilindro líquido en el momento que se forma, es decir:

$$5000 \text{ pies} - \frac{5.1 \text{ bbls}}{0.00579 \text{ bbls/pie}} \quad 5000 - 881 = 4119 \text{ pies}$$

El volumen de la inyección por ciclo es:

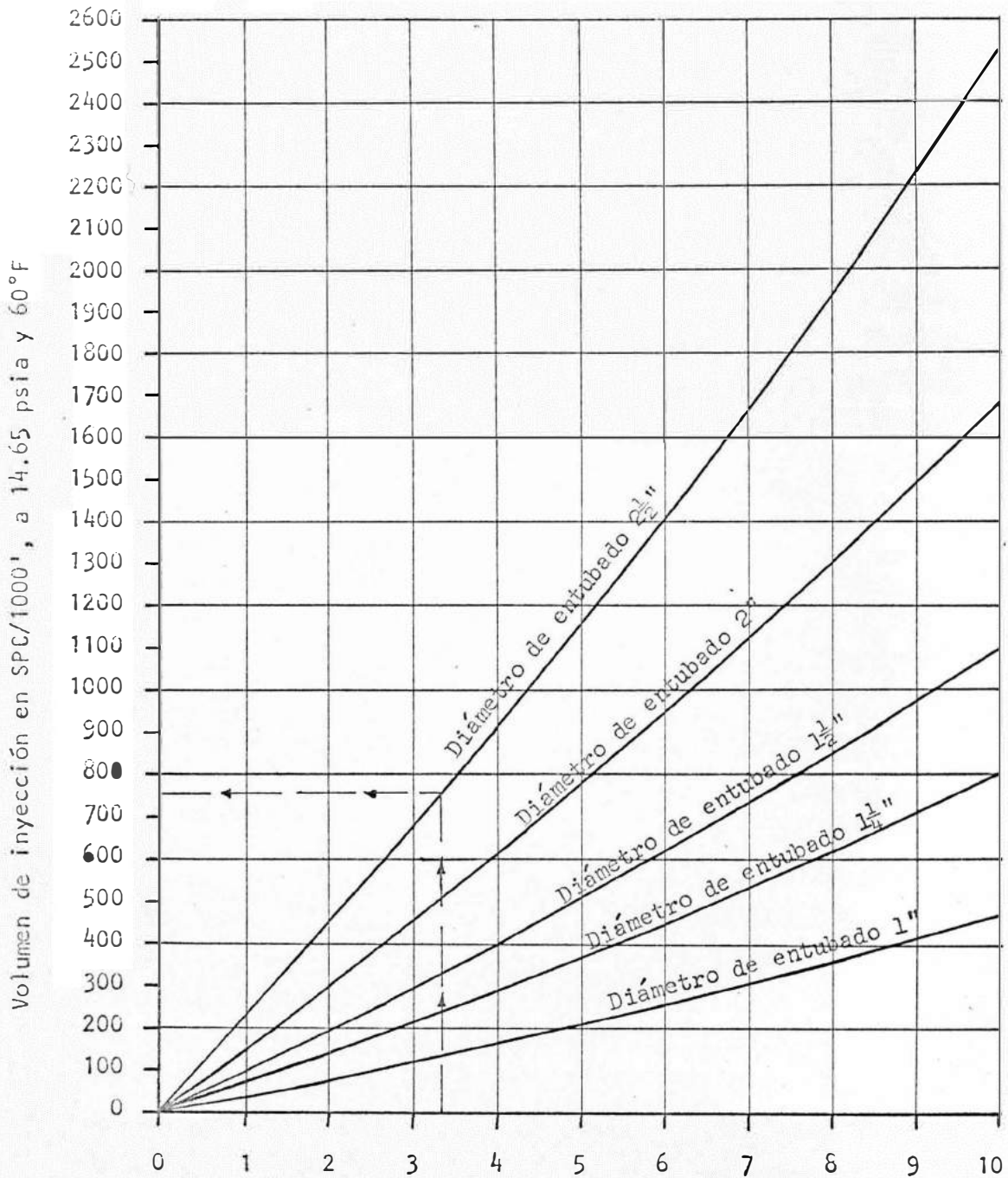
$$920 \frac{\text{SPC}}{1000 \text{ pies}} \times 4119 \text{ pies} = 3790 \text{ SPC/ciclo}$$

La inyección mínima sería:

$$3790 \frac{\text{SPC}}{\text{ciclo}} \times 96 \frac{\text{ciclos}}{\text{día}} \times \frac{1}{1000} \frac{\text{MSPC}}{\text{SPC}} = 364 \text{ MSPC/día}$$

La rata de inyección de gas desde la superficie debe estar entre 1000 y 2000 SPC/minuto para que las válvulas trabajen eficiente-

Volumen de gas de inyección requerido para llenar el entubado, debajo del cilindro líquido en diseño de una insalación de gas lift intermitente, en SPC/1000'



Presión promedio en el entubado en el instante en que el cilindro líquido llega a la superficie, en 100 psig.

Fig. N° 16

mente. El tiempo de inyección (parte del ciclo total), en este caso puede estimarse en 2 minutos.

Como esta es la inyección mínima, se deben tomar otros valores cambiando el ciclaje para tener varios GOR'S de inyección y calcular el HP mínimo que da el GOR óptimo.

### Sistemas de Inyección y Recolección

Cuando se diseña el sistema de inyección (compresora, tuberías, etc.) debe considerarse el máximo requerimiento de gas y la incorporación de nuevos pozos. La capacidad adicional de las tuberías puede solucionarse derivando nuevas líneas en paralelo, cuando sea necesario, de modo que se formen líneas troncales principales y líneas secundarias a los pozos.

Se debe considerar el almacenaje adecuado en las tuberías, desde que éstas siempre van a estar llenas.

Al principio si la compresora suministra el máximo volumen de gas requerido y las tuberías han sido bien diseñadas, habrá una capacidad amplia en el sistema. A medida que crece la demanda de gas cuando se enganchan mayor número de pozos, es posible que se exceda la capacidad de la compresora y se necesite almacenamiento extra, esto se consigue con tanques especialmente diseñados, o pozos abandonados de grandes diámetros o espacios anulares (anillos entre tuberías de revestimiento y entubado de producción en pozos que no están en gas lift).

La tabla de volúmenes requeridos de gas pozo por pozo es el primer paso. En algunos casos, hay que considerar el valor más conservativo (caso del pozo No.2 de la Tabla No. 2). Cuando el WOR está creciendo muy rápido (66% de agua).

El segundo paso es proyectar las tuberías en forma de crear una red de inyección que tenga la menor caída de presión para el flujo de gas, de preferencia líneas troncales y paralelas; se va acumulando los volúmenes de gas simplemente sumando los volúmenes hasta la compresora.

El tercer paso es calcular el diámetro de las tuberías para una capacidad máxima y una caída de presión mínima, que ni siquiera se tome en cuenta. Se usa la conocida fórmula de Weymouth, que da la caída de presión por milla de tubería para varios diámetros y varias ratas de flujo.

Naturalmente que la topografía del terreno debe tomarse en cuenta para el tendido de las tuberías.

También hay que tener en cuenta la densidad de pozos por acre de área; si los pozos están muy espaciados, el costo de la tubería es mayor.

Las líneas de recolección del gas a baja presión de los separadores deben correr paralelamente a las líneas de gas a alta presión para la inyección y se debe calcular para un rango de variación del gas producido por día. En los casos de "picos" en la curva de producción de gas pueden usarse tuberías en paralelo en las líneas antiguas, para bajar el costo del sistema. Es obvio que si aumenta el GOR del gas de la formación productiva, disminuye la inyección y así puede balancearse el sistema con pequeños ajustes. Este mayor volumen también puede salir del sistema, vía línea de venta de gas, excepto el volumen necesario para rellenar el sistema de inyección.

Las ventajas de mantener el balance entre el sistema de inyección y el sistema de recolección es ventajoso, ya que no hay desperdicio de gas, todo el gas en exceso que está sobre los requerimientos de la inyección vá a la línea de venta de gas, que siempre es un aliciente económico. Una vez que el sistema contiene el máximo volumen requerido de gas, solamente se requieren volúmenes nominales para rellenar

las pérdidas (combustible, goteras, etc.). Esto significa que los pozos pueden llegar a su depletación económica (mínima producción) con una cantidad fija de gas y los castigos por pozos con altos GOR'S pueden ser minimizados.

Si no hay venta de gas por una u otra razón, el gas excedente debe regresar al yacimiento o ser almacenado en un pozo abandonado, todo lo cual debe ser considerado al principio, para tomar en cuenta la inversión inicial necesaria. La reserva de petróleo y gas debe por lo tanto ser estimada antes, para tener un buen proyecto.

A continuación se muestran a vía de ejemplo 2 diagramas con sistemas de inyección para 2 grupos de pozos (9 y 10 pozos respectivamente cada uno).

Los números o letras en círculos representan los pozos y las cifras entre paréntesis, el flujo en MSPC/día que pasa por cada tubería. Las cifras sin paréntesis son las longitudes en pies de los diversos tramos de tuberías. La ubicación de la compresora también se muestra para dar una idea de la capacidad total del sistema de inyección.

Las líneas de recolección de gas corren paralelamente a las de inyección y de los separadores hacia la succión de la compresora.

Se acompañan dos esquemas de una instalación de 9 pozos y 10 pozos respectivamente. (Figs. Nos. 17 y 18).

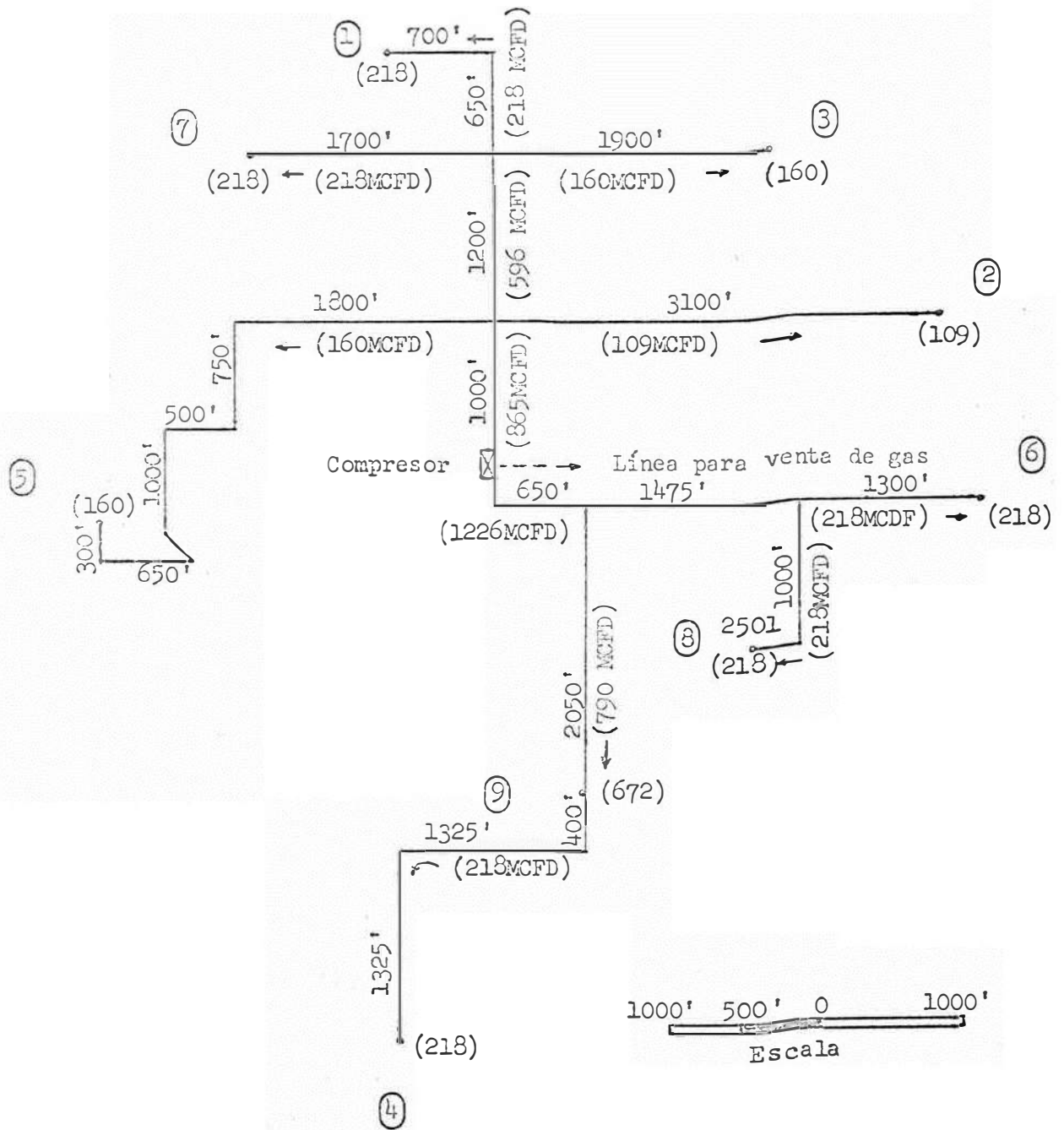


Fig. No. 17 - Esquema mostrando el Sistema de Inyección para un grupo de 9 pozos, ubicando la compresora en la parte central.

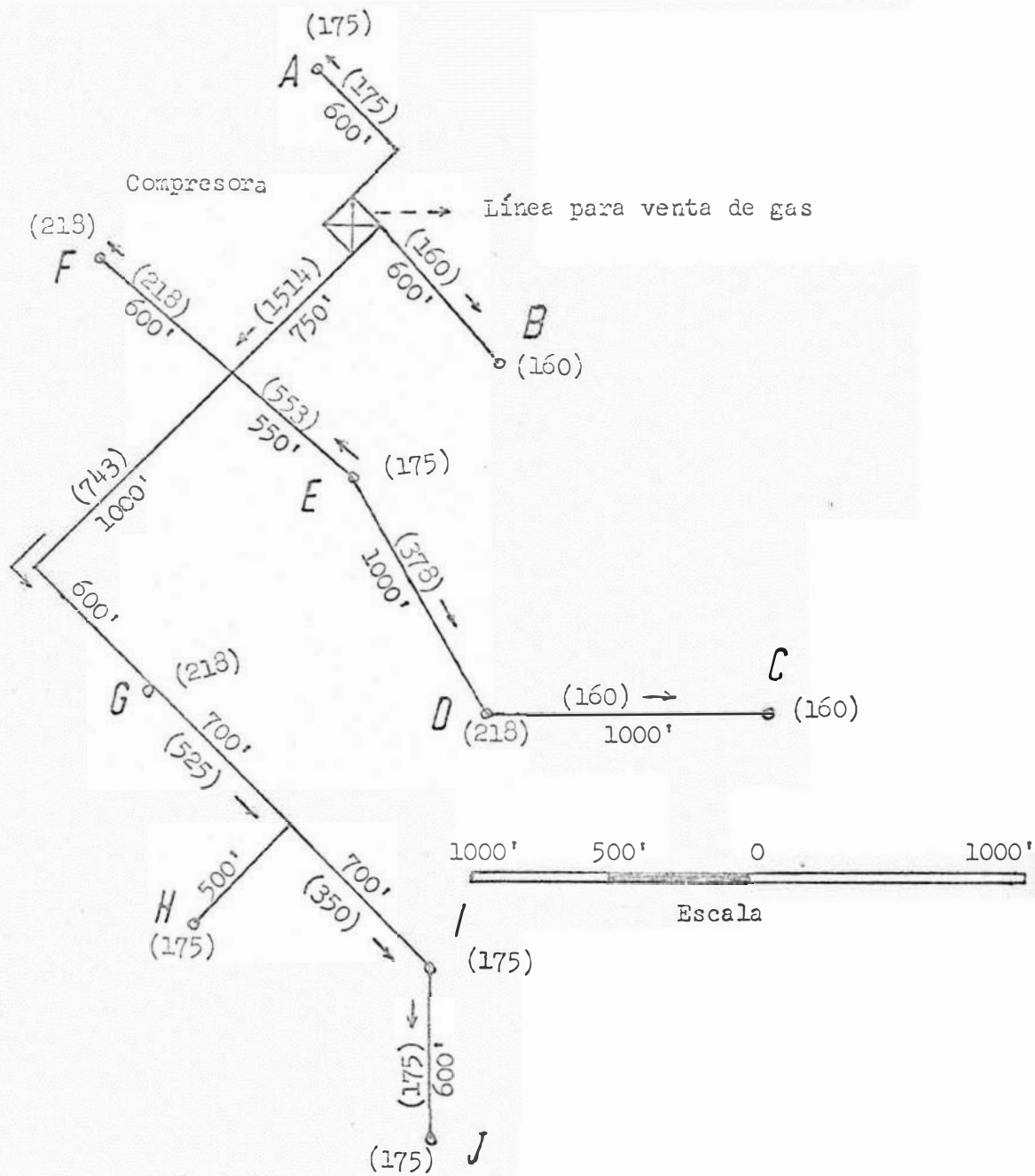


Fig. No. 18 - Esquema mostrando el Sistema de Inyección para 10 pozos, ubicando la compresora en el extremo del campo.



## CAPITULO III

Diseño de un sistema de Gas Lift rotativoConsideraciones generales.-

El diseño y la instalación de un sistema de gas lift rotativo está aumentando hoy en día. Existen muchas razones para justificar este aumento:

- 1) El gas a alta presión que es necesario para sistemas abiertos intermitentes o continuos, no está siempre disponible.
- 2) Es evidente que las medidas de conservación del gas como fuente de energía o materia prima para la Petroquímica, son ahora más exigentes que antes y el circuito cerrado del gas en la instalación rotativa es el mejor medio para evitar la disipación. En áreas de producción donde es deseable una máxima producción de líquido, los pozos pueden ser estimulados para producir a más altas ratas de producción, mediante la aplicación del gas lift. Esto resulta en mayor recuperación de líquido y consecuentemente un GOR reducido.

En Estados Unidos por ejemplo, el gas lift rotativo ofrece 4 ventajas importantes:

- 1) mayor recuperación de líquido con bajos GOR
- 2) cuotas de producción prorrateada (reguladas por los organismos estatales) más altos debido a los bajos GOR.
- 3) el operador puede aprovechar los sistemas de transporte o tuberías matrices de gas a alta presión para el mercado de las grandes ciudades, para un retorno más rápido de la inversión, mediante la venta del gas producido que resulta excedente. Todavía más, si el gas es rico (alto contenido en hidrocarburos de gasolina), el sistema puede ser complementado con una planta portátil, montada en patines, para la recuperación de productos líquidos (gasolina natural) de alto

valor en las Refinerías, que a su vez acelera el pago de la inversión.

4) La vida económica de los pozos hasta que la producción de agua los convierta en pozos anti-económicos, puede extenderse más, debido a la recuperación más alta de volúmenes líquidos. Cuando se considera el diseño de un sistema de gas lift rotativo, se debe tener en cuenta las siguientes consideraciones:

1) Los volúmenes de gas que se necesitan, tanto el volumen actual como el final que corresponde al máximo número de pozos que entran al sistema rotativo en circuito cerrado. Debe tomarse en cuenta que en un sistema rotativo, una vez que se ha llegado al volumen máximo requerido para la instalación, solamente se necesita rellenar un volumen mínimo para mantener el sistema en operación. Este es un problema de balance volumétrico entre el gas que sale y el gas que entra al sistema.

2) El diseño de la línea de inyección (alta presión) y las líneas de recolección del gas producido (baja presión). Debe considerarse aquí la capacidad de almacenamiento en el sistema de inyección y lo que van a requerir los pozos adicionales en el futuro.

3) Selección de la compresora basado en las presiones óptimas de inyección determinadas por el análisis del gas requerido en cada pozo. Debe incluirse, las relaciones de compresión, la capacidad de la compresora, el montaje y la aplicación de impulsores rotativos para aumentar la presión de entrada en la línea de succión de las compresoras.

4) La selección del equipo de gas lift en cada pozo y las instalaciones auxiliares (válvulas intermitentes, reguladores, medidores de orificio, registradores de presión, obturadores, etc.).

5) Deben considerarse las líneas de gas para venta, en las vecindades y la posible incorporación de plantas de recuperación

de fracciones líquidas en el gas producido, antes de volver a las compresoras. Si el gas producido es rico suficientemente y es disponible en cantidades tan bajas como 1 MM SCF/día, pueden obtenerse tiempos de pago de la inversión más atractivos.

En un problema dado o específico, el análisis de las características de producción actual de un número determinado de pozos y después con un número mayor de pozos, en el mismo campo, debe ser efectuado, teniendo en cuenta el efecto del índice de productividad, el diámetro del sistema de recolección y de descarga y varias presiones de cabeza en los pozos, para tener un esquema comparativo de la forma como varían los factores enumerados.

En los casos en que el yacimiento es del mecanismo de gas disuelto y los pozos tienen baja productividad, el gas lift intermitente es el más práctico. Como ya se ha explicado, el gas pasa a través de una válvula de flujo debajo de una columna de fluido en el entubado; esta columna de fluido actuando como un pistón se levanta hasta la superficie y es producido al tanque de almacenamiento. Cuando de nuevo una columna de fluido llene el entubado, el gas es de nuevo inyectado en el anillo y se repite el ciclo. Como el gas puede venir de una fuente distinta a la de un pozo de gas, el sistema debe ser rotativo; el gas es tomado de los separadores y tratadores, es comprimido a alta presión y usado para la inyección. El gas usado más el gas producido es tomado a baja presión, recomprimado y usado otra vez para levantar el petróleo, repitiéndose el ciclo. Cualquier gas producido más allá de la capacidad de la compresora pasará a través de una válvula de contrapresión a la atmósfera o al sistema de alimentación de una planta de gasolina natural. El único volumen de gas que se pierde en el sistema es el requerido para el motor de la compresora mas cualquier gotera en la línea.

Estimación del volumen de gas requerido y la presión óptima de inyección

Pozos de gas lift continuo

En el ejemplo anterior se ha desarrollado un caso en que se conoce el GOR de inyección en el gas lift continuo como condición limitante porque no se dispone sino de un volumen de gas adecuado a esa condición. Pero en un grupo de pozos en los cuales va a diseñarse una central de compresora para el gas lift rotativo hay que disponer de curvas de gradiente para diferentes condiciones de productividad (diferentes P<sub>l</sub>'s) y diferentes GOR's de inyección, para seleccionar la condición óptima que corresponde al HP adiabático mínimo, que define el tamaño de la compresora y la capacidad volumétrica del sistema de gas a alta presión y gas a baja presión.

En el gráfico que se acompaña para el mismo ejemplo desarrollado se han hecho curvas para GOR's de inyección de 2000, 2200, 2510, 3250, 3810 y 4500 SPC/BSTO.

Los puntos de intersección de la curva de gradiente debajo del nivel de inyección (que es una sola) con las curvas de gradientes encima del nivel de inyección para los diferentes GOR, determinan los niveles de inyección en cada caso y las presiones de inyección.

Se calculan los HP adiabáticos con las fórmulas:

$$W = \frac{144 PV}{1 - K} \left[ \left( \frac{P}{P_{\text{cabeza}}} \right)^{\frac{K-1}{K}} - 1 \right]$$

$$HP = W q_o \times \frac{1}{1440} \times \frac{1}{33000}$$

W es negativo porque expresa trabajo en pies - lbs efectuado por el gas.

P = presión de inyección en psia. (que se toma de las diferentes curvas de gradiente).

$V$  = volumen del gas inyectado en  $\text{pies}^3/\text{BSTO}$  a la presión y temperatura  $T$  (promedia).

El GOR está en  $\text{SPC}/\text{BSTO}$ , hay que convertirle en  $\text{pies}^3$  a la presión de inyección por la fórmula:

$$V = \text{GOR} \left( \frac{14.65}{P} \right) \left( \frac{T + 460}{520} \right)$$

GOR es el GOR de inyección en  $\text{SPC}/\text{BSTO}$

14.65 la presión standard, psia;  $T$  la temperatura media en  $^{\circ}\text{F}$  y 520 es la temperatura absoluta en  $^{\circ}\text{R}$  correspondiente a la temperatura standard de  $60^{\circ}\text{F}$ .

$k$  es la relación entre los calores específicos del gas natural, igual más o menos a 1.3

$P_{\text{cabeza}}$  = presión en el cabezal del pozo o presión del separador en psia.

Para un GOR de inyección de  $3810 \frac{\text{SPC}}{\text{BSTO}}$  y una presión de inyección de 575 psia (Fig. N°12).

$$V = 3810 \times \frac{14.65}{575} \times \frac{590}{520} = 108 \text{ pies}^3$$

$$W = \frac{144 \times 575 \times 108}{(1 - 1.3)} \left[ \left( \frac{575}{100} \right)^{\frac{0.3}{1.3}} - 1 \right]$$

$$\text{HP} = \frac{144 \times 575 \times 108 \times 40}{1440 \times 33000 \times (1 - 1.3)} \left[ \left( \frac{575}{100} \right)^{\frac{0.3}{1.3}} - 1 \right] = 1250 \text{ HP}$$

Si calcularíamos el HP isotérmico aplicaríamos la fórmula

$$\text{HP} = 144 PV \left( \log_e \frac{P}{P_{\text{cabeza}}} \right) \left( \frac{q_0}{1440 \times 33000} \right)$$

$$\text{HP} = \frac{144 \times 575 \times 108 \times (\log 595/100)}{1440 \times 33000} = 13.19 \text{ HP}$$

Igual procedimiento para el cálculo del HP se sigue en los pozos de gas lift intermitente.

En la práctica se acepta que las condiciones de la compresora se acercan más a la compresión adiabática mucho más que la isotérmica, pero de todos modos el HP es un dato comparativo. El flujo en el entubado de un pozo se acerca al proceso isotérmico, pero en la compresora se acerca al proceso adiabático.

Para los diferentes GOR's de inyección, 2000, 2200, 2510, 3250, 3810 y 4500 SPC/BSTO y las presiones de inyección leídas del gráfico se calculan los HP adiabáticos y se grafica para estimar el HP mínimo que determina el menor tamaño de la compresora. El HP mínimo da la presión de inyección de máxima eficiencia (Figs. Nos. 19 y 20).

En otro gráfico se plotea los GOR de inyección versus presiones de inyección. Con la presión de inyección que corresponde al HP mínimo se determina el GOR de inyección más eficiente que es el que debe tomarse para el proyecto, en este caso 2510 SPC/BSTO con una presión en la cabeza del entubado del pozo de 100 psia. (Fig. N°21).

#### Programación de las curvas de gradiente más apropiadas.

Partiendo de los datos de producción de los pozos y el PI actual de los mismos, se puede confeccionar las curvas de gradiente presión versus profundidad para varios PI's y varios GOR's de inyección para un rango de producción total que varía entre un máximo y un mínimo para cada pozo.

Se tiene así un conjunto de valores de GOR's de inyección y de presiones de inyección para dos valores de producción y varios PI's para diferentes presiones de cabeza, se obtienen así los gráficos correspondientes.

A su vez se calculan los HP adiabáticos correspondientes a cada GOR de inyección y se obtienen las curvas HP versus presiones de inyección para diferentes presiones en la cabeza del pozo.

Con estos gráficos es fácil determinar la más eficiente presión

de inyección para una presión de cabeza dada, que por definición corresponde al HP mínimo. Esta presión óptima dá el GOR de inyección que se debe tomar como definitivo.

Veamos el caso para 9 pozos con las características siguientes:

<u>Pozo N°</u>	<u>Producción total deseada</u>	<u>% agua producida</u>	<u>PI total actual</u>
	100 Bbls/día	Trazas	0.20
2	400	66.00%	4.94
3	400	26.00	2.00
4	400	0.30	1.00
5	400	0.40	2.00
6	200	10.00	0.20
7	400	0.30	1.00
8	400	0.20	1.00
9	400	7.00	0.50

Entubado de producción 2.0"

Presión de cabeza en

el pozo 200 psig.

BHPS = 2700 psig.

GOR de solución 800 SPC/BSTO

Gravedad del petróleo 43°API

Gravedad del gas 0.70

Como la producción de agua es alta en algunos pozos, se puede considerar el PI bastante consistente. El análisis puede basarse en valores de PI de 0.5, 1.0 y 2.0. El WOR para el cálculo puede considerarse 10:1 (90% de producción de agua) que es bastante conservativo, ya que solo el pozo No.2 llega al 66%, pero es posible que en el futuro la producción de agua siga aumentando.

En este caso se han calculado las gradientes siguiendo el procedimiento ya explicado, para presiones de cabeza de pozo de 40, 100 y 200 psig.

La presión de 200 psig. se prefiere en este caso debido a la longitud grande del sistema de recolección y los compromisos de venta del gas.

Las ratas de producción son 400 y 600 Bbls/día totales y el WOR de 10 : 1.

Los gráficos que se acompañan muestran las curvas de gradiente y los niveles de inyección en función de la presión BHPS ó  $P = 2700$  psia., PI's de 0.5, 1.0 y 2.0 y varios GOR's de inyección asumidos en MSPC/BSTO (Figs.N° 22, 23, 24, 25, 26, 27).

Las ratas auxiliares para estos gráficos de gradientes son:

$$q_{total} = 400, 600 \text{ Bbls/día}$$

$$PI = 0.5, 1.0 \text{ y } 2.0$$

$$\text{Presión en la cabeza } 40, 100, 200 \text{ psig.}$$

$$WOR = 10 : 1$$

$$\text{Entubado de los pozos } 2'' \text{ (Figs. 28-29-30-31-32-33)}$$

Estos gráficos dan GOR's de inyección y presiones de inyección (a nivel de las válvulas de gas lift para diferentes combinaciones de condiciones.

Para el cálculo de los HP adiabáticos se asume que el gas es comprimido desde la presión de separación igual a la presión de cabeza de los pozos (40, 100, 200 psig) a las presiones de inyección (800, 1000 psig). Se plotean las curvas HP versus presión de inyección para la rata de producción de 400 Bbls/día.

La presión óptima para una presión de separador de 200 psig. sería 1200 psia. Sin embargo una presión de 1000 psia. está dentro del 10% de la condición óptima y se considera cerca de la óptima, sin recargar a la compresora. Aún esta presión de 1000 psia. puede usarse en los pozos con presiones de cabeza de 100 psig, debido al diámetro reducido de las tuberías del sistema de recolección.



La presión de inyección de 800 psig. en cambio resulta ineficiente para los pozos con 200 psig. de presión superficial.

La relación de compresión y la capacidad de la compresora para todas las condiciones debe ser un factor para decidir la presión de inyección más adecuada.

Del GOR óptimo para la presión de inyección adecuada se calcula el volumen de la inyección en pies<sup>3</sup>/día.

En los pozos de bajo PI, la presión de inyección adecuada para los otros pozos puede indicar un alto GOR de inyección que es prohibitivo o no puede intersectar la curva de gradiente debajo del nivel de inyección; en estos casos el pozo puede producir por gas lift intermitente, ya que el gas lift continuo es ineficiente.

En los pozos N° 1 y 6 de PI = 0.2 en las estimaciones para el flujo continuo, que representan condiciones de alto BHp y bajo nivel de fluido, como medida conservativa se han duplicado las cifras estimadas.

La Tabla N° 3 da los valores estimados de la inyección en MSPC/día para cada uno de los pozos y el total de gas que se requiere en MSPC/día para el grupo de 9 pozos en gas lift continuo que debe conocerse antes de efectuar el proyecto de gas lift rotativo.

### Pozos de Gas Lift intermitente

En los casos de pozos en gas lift intermitente, hay que calcular la inyección para un rango de variación del ciclo total de inyección.

A qué frecuencia debe fijarse el ciclaje de las inyecciones sucesivas en un pozo? Es función del tiempo de estabilización de la presión, este es el tiempo requerido para que el líquido en el pozo adquiera el nivel de trabajo después que el cilindro líquido haya llegado a la superficie. Existen pozos que no necesitan un ciclaje más rápido que 1 a 2 horas, otros necesitan un ciclaje más rápido y cuanto más rápido, se acercan más a la condición de flujo continuo.

El tiempo mínimo en un entubado de 2" es 1.5 minutos/1000 pies, Velocidad del cilindro líquido que viaja en el entubado es aproximadamente de 1000 pies/min. En un pozo en que el levantamiento es 8000 pies, el tiempo mínimo de inyección es  $1.5 \times 8 = 12$  minutos que es la suma de:

tiempo de inyección	1 ó 2 minutos
tiempo de viaje del cilindro	8 minutos
tiempo de estabilización	3 ó 2 minutos

El tiempo de estabilización es en realidad el tiempo del llenado del cilindro líquido desde la arena productora hasta el nivel de trabajo y el regreso del % no producido del cilindro líquido que ha llegado a la superficie (fall back).

En la práctica este tiempo de estabilización es más largo que el teórico. Para un pozo de entubado de 8000 pies - 2" de diámetro puede llegar a 40 minutos, dependiendo del % de recuperación, la

gravedad API del petróleo producido y la presión diferencial entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción.

Existen gráficos para determinar este tiempo de estabilización de la presión para una profundidad dada, el diámetro de entubado, el área del orificio de la válvula gas lift, las presiones en la cabeza de la tubería revestidora y el entubado de producción y el % de recuperación del cilindro líquido que se produce en cada ciclo.

Cambiando los ciclos de inyección y las presiones en la cabeza del entubado se pueden calcular varios GOR de inyección para una producción esperada de acuerdo al ciclaje de la inyección. Los volúmenes de inyección en MSPC/día se calculan en cada caso, para determinar los HP adiabáticos.

La presión de inyección debe ser calculada al nivel de la cabeza de la tubería de revestimiento.

Con estos datos se plotea la curva HP versus la presión de inyección, el mínimo de la curva corresponde a la presión óptima y ésta da el GOR óptimo que a su vez sirve para calcular el volumen de inyección en MSPC/día que se necesita.

Método recomendado por el Manual de CAMCO para estimar  
la inyección de gas en instalaciones intermitentes

Medir exactamente el gas inyectado en una instalación intermitente es difícil.

Cuando la válvula intermitente se abre para admitir gas existe la máxima diferencia de presión entre la línea y la tubería revestidora, después que la válvula se abre la presión en la tubería revestidora crece y la presión de la línea decrece.

Este método se basa en que se conoce el volumen de gas inyectado que

se requiere para obtener un aumento dado en la presión de la cabeza de la tubería de revestimiento. Se determina el volumen de inyección en el anillo inmediatamente antes que la válvula de control intermitente se abra y en el instante en que se cierra; la diferencia entre estos volúmenes se usa para calcular el volumen de la inyección.

Usando la presión promedio superficial en el anillo cuando la válvula de control se abre y se cierra, se calcula por la curva el volumen de inyección por cada 1000 pies de entubado (Fig. N° 34).

Una carta registradora de presión de 2 plumas que da la presión del entubado y la presión de la tubería revestidora en 24 horas, da la presión en el anillo cuando la válvula se cierra (máxima presión) y cuando la válvula se abre (mínima presión).

Ej. Datos del pozo

Profundidad de la válvula operadora 5000 pies  
 Entubado 2" EUE nominal  
 Tubería de revestimiento 5 1/2" O.D.  
 17 lbs/pie

La válvula controladora se abre cada hora (24 ciclos/día)

Cuando la válvula de control se cierra la máxima presión registrada en la tubería de revestimiento es 515 psig. medido en la superficie.

Cuando se abre, la mínima presión registrada es 460 psig. medido en la superficie.

La presión de 515 psig. en la superficie es igual a 572 psig. al nivel de 5000 pies; luego cuando la válvula se cierra, la presión media en el anillo es  $\frac{515 + 572}{2} = 544$  psig.

A esta presión promedio, en el gráfico CAMCO para un anillo 5 1/2" -2" se lee 3470 pies<sup>3</sup>/1000 pies.

La presión de 460 psig en la superficie es igual a 511 psig. al nivel de 5000 pies; luego cuando la válvula se abre, la presión media en el anillo es  $\frac{460 + 511}{2}$  486 psig.

A esta presión promedio, en el gráfico CAMCO se lee 3100 pies<sup>3</sup>/1000 pies.

El volumen de la inyección a condiciones standards es:

$$\left[ \frac{3470 - 3100}{1000} \right] \times 5000 = 1850 \text{ pies}^3/\text{ciclo}$$

El volumen de la inyección es:

$$1850 \text{ pies}^3/\text{ciclo} \times 24 \text{ ciclos/día} = 44.4 \text{ MSPC/día}$$

Cuando no se dispone sino de datos limitados el volumen de gas requerido para levantar el fluido es la cantidad que se requiere para llenar el entubado a una presión equivalente a la ejercida por la columna de fluido más la presión en el tope de la columna ejercida por el separador.

$$V_g = \frac{PF + P_b + P_s}{P_b} (VT)$$

$V_g$  = volumen de gas en SPC/ciclo

PF = presión ejercida por la columna de fluido, psig.

$P_b$  = presión base 14.7 psig.

$P_s$  = presión del separador, psig.

VT = volumen del entubado, pies<sup>3</sup>

La presión ejercida por la columna de fluido se calcula por la fórmula:

PF = bbls/ciclo x factor de longitud de la tubería (pies/bbl) x x gradiente fluido psi/pie.

### Sistemas de inyección y recolección.-

En el diseño de la tubería de inyección, deben tenerse en cuenta el volumen máximo de inyección que se requiere y la posible incorporación de nuevos pozos al sistema cerrado.

Debe considerarse la red troncal, las líneas en derivación y los "nudos" o uniones de las tuberías troncales y los ramales, para aumentar la capacidad del sistema.

Debe disponerse de una capacidad adecuada de almacenamiento en el sistema.

El sistema de distribución es la red de tuberías que suministra el gas de la compresora a los pozos. En un sistema rotativo pequeño, por ejem. de 16 pozos o menos, una tubería de 2" será suficiente para transportar todo el gas necesario con solamente una pequeña caída de presión. Aproximadamente  $10^6$  SPC de gas puede pasar por una tubería de 2" á 600 psig. desde la compresora al pozo mas lejano (asumiendo un total de 16 pozos) con solamente una caída de 20 psi.

La caída de presión puede ser calculada por la fórmula de Weymouth.

$$Q_g = 28.6 (d)^{2.66} \left[ \frac{P_1^2 - P_2^2}{\gamma_g L} \right]^{\frac{1}{2}}$$

$Q_g$  = SPC/hora

$d$  = diámetro de la tubería en pulgadas

$P_1$  = presión inicial, psia

$P_2$  = presión final, psia

$\gamma_g$  = gravedad específica del gas

$L$  = longitud de la tubería en millas.

En algunos textos figura esta fórmula como sigue:

$$q_g = 18.062 \frac{T_o}{P_o} \left[ \frac{(P_1^2 - P_2^2)}{\gamma_g TLZ_{av}} \times d^{16/3} \right]^{1/2}$$

$q_g$  = SPC/hora medido a  $T_o$  y  $P_o$  ( $^{\circ}R$  y psia)

$L$  = longitud en millas

$d$  = diámetro interno de la tubería en pulgadas

$p_1$  = presión inicial, psia.

$p_2$  = presión final, psia

$\gamma_g$  = gravedad específica del gas

$T$  = temperatura promedio en la tubería,  $^{\circ}R$ .

$Z_{av}$  = factor de compresibilidad, promedio

En algunos casos se puede usar el Nomograma de la Natural Gasoline Supply Men's Association (ver Fig. N° 35).

Una evaluación completa del yacimiento es necesario para tener la presión de succión de la compresora. La presión de succión reflejará hacia atrás en la presión del separador, el que a su vez reflejará en la presión en la cabeza del entubado del o de los pozos. La presión en el entubado influenciará la contrapresión en la arena en contacto con el pozo, que influenciará directamente la rata de alimentación de fluido al pozo. Por ejem. un pozo intermitente de bajo BHP y alto PI, por ejem.  $PI = 2$ ; realizará un decrecimiento en su producción de 2 bbls/día por cada psi. de aumento en la contrapresión contra la arena. Los pozos en gas lift continuo con alto PI serán influenciados del mismo modo.

La baja presión de succión debe ser balanceada contra el HP de la compresora, esto es cuanto más baja es la presión de succión, más alto HP se necesitará en la compresora para obtener una descarga a la presión y volumen que se requiere.

El sistema de distribución consiste de todas las tuberías de la red de inyección y el equipo auxiliar para dirigir el gas que descarga la compresora a los diferentes pozos.

Los sistemas grandes generalmente utilizan una línea principal de mayor diámetro de la cual se toman los ramales para cada pozo. Los diámetros de estas líneas van a depender de los requerimientos de gas en los pozos, pero generalmente diámetros de 2" son suficientes.

En los pozos intermitentes existe un "pico" en la curva de demanda cada vez que se abre una o más válvulas intermitentes para inyectar gas en los pozos. Para cubrir esta mayor demanda se instalan cámaras formadas por tuberías de gran diámetro o puede usarse los forros de pozos abandonados.

Un método elemental para calcular el volumen de cámara que se necesita para una inyección (correspondiente a la mayor demanda) expresada en SPC/ciclo es:

$$\Delta P \times V = q_g$$

$$\text{donde } V = \frac{q_g}{\Delta P}$$

$$V = \text{volumen de la cámara en pies}^3 = L \times \frac{1}{4} \pi \times D^2$$

$$L = \text{longitud de la cámara en pies}$$

$$D = \text{diámetro de la cámara en pies}$$

$$\Delta P = \text{caída de presión en la cámara, en atmósferas}$$

$$q_g = \text{rata de inyección que se necesita en SPC/ciclo}$$

Ejem. un pozo intermitente está equipado con tubería de revestimiento de 5 1/2" (17 lbs/pie) y entubado de 2 3/8" O.D. Para levantar 6 barriles de petróleo desde una profundidad de 6000 pies se requiere 10000 SPC/ciclo de gas con una presión de operación en la superficie de 700 psia. Una válvula balanceada que requiere todo el gas inyectado por la válvula intermitente superficial, es



usada. Para una presión de descarga de la compresora de 900 psia, qué longitud de cámara de inyección se necesita si se usa una tubería vieja de 30" de diámetro.

$$\Delta P = 900 - 700 = 200 \text{ psi.}$$

$$\frac{200}{14.7} = 13.6 \text{ atmósferas}$$

$$13.6 \times V = 10000$$

$$V = \frac{10000}{13.6} = 737 \text{ pies}^3$$

$$L \times \frac{1}{4} \pi \left( \frac{30}{12} \right)^2 = 736$$

$$L = 150 \text{ pies}$$

No se toma en cuenta los cambios de T y Z que son muy pequeños en un  $\Delta P$  de 200 psi.

Veamos otro caso: Asumimos que un pozo abandonado con tubería de revestimiento de 7" (23 lbs/pie) es usado para almacenar gas para abastecer a un pozo intermitente de profundidad 6000 pies. Qué volumen de gas almacenará si existe una caída de 900 psia a 700 psia.

El volumen para una tubería de 7" es 0.2210 pies<sup>3</sup>/pie.

$$0.2210 \times 6000 = 1326 \text{ pies}^3$$

$$\Delta P = \frac{900 - 700}{14.7} = 13.6 \text{ atmósferas}$$

$$1326 \times 13.6 = 18000 \text{ SPC}$$

Como el volumen de gas que se necesitó para el pozo era 10000 SPC/ciclo, el pozo abandonado es capaz de suministrar casi suficiente gas para 2 pozos.

Ahora asumamos que la compresora está suministrando 500 SPC/minuto al pozo del ejemplo anterior y que el ciclo de inyección dura dos minutos. Esto significa que el volumen de la cámara deberá ser reducido en  $2 \times 500 = 1000$  SPC que será suministrado por la compre-

sora misma. También la línea de inyección almacena un volumen de gas que debe suministrar parte de este volumen.

Una práctica muy común es tener una presión en la línea principal por lo menos 100 psi mayor que la presión de operación en los pozos para asegurar volúmenes y presiones de gas amplios. Un estrangulador (choke) flujo abajo de la válvula intermitente superficial aumentará el período de tiempo durante el cual el pozo es alimentado, reduciendo así el "pico" en la demanda requerida. Sin embargo esto no es recomendable desde que la abertura de la válvula puede ser descalibrada por el gas.

También, si la válvula que se usa permite almacenar gas en el anillo de la tubería revestidora, la cámara puede eliminarse o ser reducida en su diámetro. Es peligroso diseñar la válvula con el juego justo entre la presión de apertura y cierre (spread) de modo que todo el gas sea estrangulado en la superficie.

Si por alguna razón el pozo es más débil en producción que lo que se ha anticipado y falla en alimentar la carga de fluido necesaria en el entubado, existirá un "spread" o diferencial muy grande y eso implica que se usará demasiado volumen de gas. Una válvula del tipo diferencial que juegue entre la presión del entubado y de la tubería de revestimiento, sería recomendado en este caso.

El diseño de un sistema de recolección del gas es particularmente importante desde que un buen diseño elimina el gas de relleno en el sistema. El sistema de recolección está compuesto de todas las líneas o tuberías, separadores y cámaras de baja presión que suministran gas a la succión de la compresora. El diseño para pozos en flujo continuo es relativamente simple desde que una fuente constante de gas es disponible del gas de inyección y el gas producido.

Para pozos intermitentes el problema es más complicado. Cuando muchos pozos intermitentes están dando su producción de gas a la línea

de succión de una compresora, los cilindros de petróleo producidos en cada pozo deben ser separados y no deben salir al sistema de recolección simultáneamente para no sobrecargar al separador con el gas que sale detrás del cilindro líquido en cada ciclo, lo que tendría que liberarse a la atmósfera. Esto es difícil en válvulas automáticas operadas por el fluido que está encima de la válvula en el entubado; no es pues recomendable tener varias producciones intermitentes de diferentes pozos al mismo tiempo.

El dispositivo de reloj de las válvulas intermitentes permiten controlar los ciclos de producción en forma escalonada en los diferentes pozos. Esto simplifica el problema y permite evitar el volumen adicional de cámaras de almacenamiento en el sistema de baja presión.

Es evidente que un pozo intermitente es más difícil de diseñar. Si los ciclos están muy distanciados, la compresora estaría exenta de gas entre los ciclos y se necesitará un gran volumen de gas de relleno para balancear el sistema. La única solución sería la construcción de cámaras de gas a baja presión para guardar gas y alimentar a la compresora, lo que aumenta el costo. Otras precauciones deben tomarse para eliminar una succión excesiva en el separador, lo cual libera un gran volumen del gas que se necesita; por ejem. la colocación de un estrangulador ("choke") no en la cabeza del pozo sino en el separador, permitiendo que el cilindro líquido producido se acumule en la línea o tubería de flujo y previene la succión en el separador. Esto a su vez alarga el tiempo que toma el gas para pasar por el separador, la cámara de baja presión y la compresora.

El cálculo del volumen en la línea de baja presión se hace exactamente como en la de alta.

Ejem. un pozo que requiere 10000 SPC/ciclo de gas es inyectado cada 30 minutos. El gas en solución es producido continuamente a la rata de 100 SPC/minuto. El cilindro de fluido y gas es disipado en 10 minutos, dejando 20 minutos en el cual la compresora carece de gas de

alimentación. La succión de la compresora es capaz de recoger el gas a la rata de 500 SPC/minuto a 75 psia. Cual es el volumen de tubería que se necesita para almacenar gas y suplir esta deficiencia, si la presión de la succión es 75 psia.

El volumen del separador es 100 pies<sup>3</sup>. El volumen de la tubería que conecta a la compresora es 300 pies<sup>3</sup>. La más baja presión de succión aconsejable es 5 psig. (= 20 psia) a la cual la compresora está recogiendo gas a 100 SPC/minuto. Asumiendo que todo el sistema de almacenamiento a baja presión suministra los 5000 SPC que se necesita durante los próximos 20 minutos para iniciar un nuevo ciclo.

La solución sería la siguiente:

El volumen total que se necesita durante los 20 minutos es 5000 SPC para la compresora. Durante este período el gas en solución suministra  $100 \times 20 = 2000$  SPC. La cámara de baja presión debe ser capaz de entregar  $5000 - 2000 = 3000$  SPC entre las presiones de 75 psia y 20 psia.

El volumen total es la suma de los volúmenes del separador, de la línea o tubería y de la cámara.

$$P = \frac{75 - 20}{14.7} = 3.74 \text{ atmósferas}$$

$$3.74 \times V = 3000$$

$$V = \frac{3000}{3.74} = 800 \text{ pies}^3$$

La cámara a baja presión deberá tener un volumen de  $800 - 100 - 300 = 400$  pies<sup>3</sup>

Si se tiene una cámara de 30", el volumen por pie de cámara sería:

$$\frac{\pi}{4} \left( \frac{30}{12} \right)^2 (1) = 4.9 \text{ pies}^3/\text{pie}$$

$$\text{La longitud de la cámara} = \frac{400}{4.9} = 82 \text{ pies}$$

El gas de relleno en el sistema es esencial para cargar originalmente el sistema al menos que pozos surgentes estén enganchados a la misma

batería. Para un sistema cerrado de un solo pozo intermitente, el gas de relleno es casi una necesidad para cargar originalmente el sistema y poner en marcha la compresora después de una parada. Si se usa aire debe tenerse en cuenta las precauciones especiales de explosividad de la mezcla aire-gas; mejor es evitarse de usar aire. Para un solo pozo el gas de relleno debe entrar al sistema corriente abajo de las cámaras y cerca de la succión de la compresora. Se debe usar una válvula reguladora de control para permitir la entrada de gas solamente cuando la presión en la cámara de baja presión haya llegado a su mínimo.

La disponibilidad de salidas de gas para la venta es económicamente favorable. El gas en vez de ser quemado cuando sale del separador para evitar la succión excesiva puede ser reducido colocándolo en la línea de venta. También esta línea de venta, si es disponible, puede influenciar el tipo de compresora que se usa. A veces un sistema semicerrado funciona mejor.

Por último, debe tenerse en cuenta la posibilidad de la formación de hidratos, para tomarse las precauciones debidas en el diseño. Si existen las condiciones apropiadas de presión, la formación de hidratos puede ocurrir encima del punto de congelación del agua.

Se ha encontrado que la congelación puede ser causada por la combinación de vapores de agua e hidrocarburos.

Cuanto más alta es la presión de inyección que se usa, más alta será la temperatura a la cual pueden formarse los hidratos. Por ejemplo a 2000 psig. los hidratos no son raros de formarse a 80°F, mientras que a 500 psig pueden principiar a formarse por debajo de 50°F; es obvio que los hidratos constituyen un serio problema durante los meses de invierno. Los remedios pueden ser los siguientes:

- 1) Eliminar tanto como sea posible las bajadas y depresiones en las tuberías, porque en estos sitios se almacenan los hidratos.
- 2) Instalar válvulas de purga cerca de dichos sitios.

- 3) Inyectar en las tuberías ciertos agentes químicos que bajan la temperatura a la cual pueden formarse hidratos, como alcohol, glicol, amoniaco o metanol.
- 4) Instalar un deshidratador para sacar el agua.
- 5) Instalar un calentador en la línea para calentar el gas sobre la temperatura a la cual pueden formarse los hidratos.

Existen gráficos o curvas de presión y temperatura para el metano o gases de gravedades específicas conocidas para predecir la formación de hidratos.

Usando estas curvas puede conocerse hasta que presión puede expandirse un gas cuya gravedad específica se conoce y cuya presión y temperatura se conoce, sin el peligro de formación de hidratos. O también hasta que límite de temperatura puede enfriarse un gas sin que esto ocurra.

Kirkpatrick da las relaciones básicas que gobiernan los sistemas de almacenamiento en la descarga y la succión de las compresoras.

$$S_D = \frac{[(W_m) (Q_A) - Q_m] (14.65) (T)}{P_D - P_C}$$

$$S_L = \frac{[(W_m) (Q_A) (T) - (Q_m) (t)] (14.65)}{P_L - P_{C_i}}$$

$S_D$  = almacenamiento en el sistema de descarga, pies<sup>3</sup>.

$S_L$  = almacenamiento en el sistema de succión, pies<sup>3</sup>

$P_D$  = presión de descarga de la compresora, psig.

$P_C$  = presión máxima de inyección en el pozo, psig.

$P_L$  = presión de succión en el sistema de baja presión.

$P_{C_i}$  = presión de succión en la compresora

$T$  = tiempo de inyección, minutos/ciclo  
para los pozos intermitentes

$t$  = tiempo en minutos para que el gas abandone el separador

$Q_A$  = rata de inyección promedio, en los pozos, pies<sup>3</sup>/minuto

$Q_m$  = es la rata máxima de descarga en la compresora, pies<sup>3</sup>/min.

$W_m$  = es el número máximo de pozos inyectando gas simultáneamente.

Estas relaciones no toman en cuenta la caída de presión en la línea, de la compresora al pozo.

#### Diseño del Sistema de Compresión.-

Altas eficiencias y menores costos de inversión y operación se obtienen en el gas lift rotativo siguiendo algunos principios de Ingeniería que se basan en las características de operación de la compresora. Reconociendo los factores que afectan la eficiencia de la compresora y su descarga y diseñando el sistema para obtener ventaja de estos factores, menos caballaje se necesitarán instalarse para producir los volúmenes adecuados de gas.

La compresora es el corazón del sistema, ya que suministra la energía que sirve para levantar los flúidos en el gas lift rotativo. La adecuada selección de una compresora y el utilizarle a su máxima eficiencia afectará la economía de la operación. Debe existir un volumen adecuado de relleno del gas que se consume como combustible y para cargar los pozos una vez que éstos se hayan descargado por operaciones de mantenimiento en los pozos u otras razones. En el caso de pozos intermitentes, éstos deben ser sincronizados tanto como sea posible de modo que la demanda de gas en el sistema sea relativamente constante en un período de 24 horas.

Deben evaluarse 3 importantes factores para seleccionar una compresora para un servicio eficiente de gas lift:

- 1) La presión de succión,

- 2) La presión de descarga
- 3) El volumen de gas requerido por día

Una presión de succión deseable es importante ya que influencia el costo de la compresión y establece el límite de contrapresión con que pueden operar los pozos. Una presión de succión promedio para compresoras usadas en gas lift es 30 psig., pero el rango puede considerarse de 20 á 59 psig.

Las presiones de descarga son determinadas por el tipo del pozo y las profundidades de inyección.

Una regla práctica es usar como presión de descarga 100 psig. por cada 1000 pies de profundidad de inyección.

Si la válvula más baja en la sarta está a 10000 pies, de acuerdo a esta regla una presión de descarga de 1000 psig. será la requerida.

Altas presiones de succión están generalmente asociadas a altas presiones de descarga. Algunos ejemplos típicos son 25 psig. de succión a 500 psig. de descarga, 30 psig. de succión a 600 psig. de descarga, 30 psig. de succión a 700 psig. de descarga, 40 psig. a 800 psig. de descarga y 50 psig. de succión a 1000 psig. de descarga.

La mayoría de las compresoras usadas en gas lift son de doble etapa. La relación de compresión se calculan en psia. A una relación de 13:1, se requieren aproximadamente 160 HP por MMPC por día a las sgtes. presiones:

<u>Succión</u> psig.	<u>Descarga</u> psig.
25	505
30	570
35	635
40	700
45	765

Aún cuando cada par de presiones de succión y descarga correspondiente requieren 160 HP/MMPC/día, existe un costo adicional de la compresora



de 5 á 8% en los altos rangos de presión.

Mientras que se necesita 160 HP para comprimir MMPC de gas por día con una presión de succión de 30 psig. y una presión de descarga de 570 psig., se necesitará 248 HP para comprimir el mismo volumen por día con una presión de succión de 0 psig. y una de descarga de 570 psig. Este ejemplo muestra el efecto del HP de la compresora cuando las presiones de succión son bajas. Para prevenir que en el lado de la succión hayan caídas a más bajas presiones es mejor mantener una presión más alta en el lado de la descarga. Haciendo esto se puede mantener una relación de compresión más baja. Por ejemplo si la presión diferencial deseada en el sistema es 540 psig., menos HP se requiere si la succión es 30 psig. y la descarga 570 psig. que si la succión fuera 20 psig. y la descarga 560 psig.

En el primer caso la relación de compresión es 13 y en el segundo caso es 16.4. Se requerirá todavía menos HP si la presión de succión fuera 40 HP y la descarga 580 psig. (presión diferencial igual a 540 psig.), para dar una relación de compresión de 10.9.

Si la demanda momentánea para gas a alta presión durante los períodos de inyección es considerablemente más grande que la descarga de la compresora, la instalación de reservorios o tanques en el lado de la succión y de la descarga ofrecen muchas ventajas. Se puede almacenar suficiente gas de modo que pueden instalarse compresoras más pequeñas para hacerlas trabajar más eficientemente. Estos reservorios son especialmente beneficiosos en sistemas cerrados pequeños donde algunos de los pozos son intermitentes.

Si se incluyen suficientes pozos en el sistema, estarán tomando gas continuamente y la demanda puede estar regulada en alguna extensión. Sin embargo, en sistemas pequeños, por ejem. 6 á 8 pozos, los reservorios de almacenamiento de gas son necesarios.

Mejores resultados se obtienen en el gas lift cuando el gas se desplaza en tapones o cilindros (inyecciones a alta velocidad) en vez de una

inyección en forma de goteo a baja velocidad. Cuando se abre una válvula intermitente un cilindro de gas adecuado está formado en el reservorio de gas en la línea de alta presión, así se obtiene un buen crecimiento de la presión en la tubería de revestimiento y se aumenta la eficiencia. Si el pozo requiere 1000 SPC/minuto y la compresora sólo entrega 500 SPC/minuto, los 500 SPC restantes se obtienen del tanque o reservorio. Tan pronto como la válvula intermitente se cierra, la compresora rellena el reservorio y queda listo para otra demanda instantánea en el próximo ciclo de inyección del mismo pozo o en la inyección desfasada de otro pozo intermitente.

Desde que es prácticamente imposible sincronizar los relojes de las válvulas intermitentes de un pozo a otro, existirán períodos donde más de un pozo tomará gas para su ciclo de inyección.

Cuando 2 pozos están en ciclo de inyección, el tanque o reservorio de almacenamiento es necesario para poder arrancar la inyección en ambos pozos al mismo tiempo. En la práctica, en sistemas que contienen de 2 á 8 pozos intermitentes, cuyos períodos de inyección están distanciados de 15 á 30 minutos, el volumen del tanque o reservorio adicional debe ser de 350 pies cúbicos. Sin embargo, el volumen real debe ser estimado en cada caso en base al "pico" de la demanda y a la descarga de la compresora.

Los tanques o reservorios en el lado de la succión de la compresora permiten que se disponga de un volumen constante de gas a una presión constante. Por lo general estos deben tener un volumen doble de aquellos reservorios en el lado de la descarga; de este modo, la contrapresión en los pozos puede bajarse de modo que los pozos no fluyan contra una alta presión en el separador. El reservorio en la succión, bajo estas condiciones, contará con el volumen de gas suficiente para mantener el flujo de entrada a la compresora, de modo que ésta tenga la descarga calculada. La presión en la succión sería más alta al final de la soplada producida, después que el flujo ya está en el tanque, la compresora entonces tomará esta presión y lo hará decrecer

hasta que esté a un punto bajo, antes que el próximo pozo fluya en el separador, para hacer subir la presión en el reservorio de succión. Es pues necesario un regulador de presión para mantener la presión de succión constante.

Tuberías de gran diámetro para ser usadas como reservorios de gas son más económicas por cada pié cúbico de volumen. En la descarga debe usarse tuberías de revestimiento (casing) de 16 pulgadas de diámetro, mientras que en la succión debe usarse 30" O.D. para un volumen de 700 pies cúbicos.

En algunos sistemas de gas lift cerrado, el anillo de los forros de por lo menos un pozo equipado con válvulas controladas con línea de alambre, es usado como reservorio en el lado de la descarga. Pozos taponeados o abandonados se convierten en reservorios de descarga cuando el equipo de la tubería revestidora está en buenas condiciones.

#### Sistema de 8 Pozos.-

Para ilustrar el valor de una cuidadosa consideración de la compresora y el efecto de un buen planeamiento, se describe un grupo de 8 pozos, 6 de ellos son intermitentes con ciclos de 30 minutos y 2 son de flujo continuo. La presión del separador es 30 psig. y la presión de inyección es 700 psig. La inyección que se necesita es 860000 SPC/día. Una compresora de 150 HP hará este trabajo eficientemente, si es que el sistema ha sido diseñado correctamente.

Si se asume que cada pozo toma el mismo volumen de gas por día, se necesitará  $\frac{860000}{8} = 107500$  SPC/día/pozo

Desde que hay 2 pozos en flujo continuo que están tomando y vaciando gas, no habrá ningún efecto apreciable en la presión de succión o en la descarga. Para los 6 pozos intermitentes se necesitarán

$$107500 \times 6 = 645000 \text{ SPC/día.}$$

Cuando se hace una sincronización adecuada, uno de los 6 pozos inyectará gas cada 5 minutos por un período de 2 minutos, entonces todas las válvulas de intermitencia estarán cerradas durante 3 minutos, otro pozo se abrirá por 2 minutos y el ciclo se repetirá.

El diagrama sería:

12 00' horas	Pozo N° 1 abierto
12 - 02' horas	se cierra la válvula en el pozo #1
12 - 05' horas	Pozo N° 2 abierto
12 - 07' horas	se cierra la válvula en el pozo #2
12 - 10' horas	Pozo N° 3 abierto
12 - 12' horas	se cierra la válvula en el pozo #3
12 - 15' horas	Pozo N° 4 abierto
12 17' horas	se cierra la válvula en el pozo #4
12 - 20' horas	Pozo N°5 abierto
12 22 horas	se cierra la válvula en el pozo #5
12 - 25' horas	Pozo N° 6 abierto
12 - 27' horas	se cierra la válvula en el pozo #6
12 - 30' horas	Se repite el ciclo - Pozo N° 1 abierto.

Un regulador de reducción de presión mantiene la presión de succión en 30 psig. La presión de descarga en el sistema variará con un promedio de 700 psig. Para poner en operación el pozo N° 1 a las 12.00 horas se usará una presión de descarga de 730 psig.

La descarga diaria de la compresora es 860000 SPC para los 8 pozos.

Los dos pozos en flujo continuo toman  $107500 \times 2 = 215000$  SPC/día y descargan este mismo volumen en los separadores.

El problema en el diseño aparece de las fluctuaciones en la demanda de gas de los 6 pozos intermitentes que requerirán  $107500 \times 6 = 645000$  SPC/día.

La capacidad de la compresora es  $\frac{860000}{24 \times 60} = 597$  SPC/minuto.

De este volumen  $\frac{215000}{24 \times 60} = 149$  SPC/minuto suministrarán a la compresora los dos pozos en gas lift continuo.

Los 448 SPC/minuto deben ser usados para hacer producir los 6 pozos intermitentes.

Para los propósitos del crecimiento de la presión en el lado de la descarga la capacidad remanente de la compresora de 448 SPC/minuto debe ser usada para el cálculo de los volúmenes de las cámaras de acumulación tanto en la descarga como en la succión.

Cada uno de los pozos intermitentes inyectará 48 veces al día (uno cada 1/2 hora) y usará 2239 SPC/ciclo cada vez y cada ciclo tendrá 2 minutos de duración (ciclo de inyección solamente).

Pero la compresora solamente dará  $448 \times 2 = 896$  SPC de gas y el resto o sea  $2239 - 896 = 1343$  SPC deben ser suministrados por la cámara de acumulación que tiene un volumen de 350 pies cúbicos.

La caída de presión en la cámara será:

$$1343 \times 14.7 = 350 \times \Delta P$$

$$\Delta P = \frac{1343}{350} \times 14.7 = 56.6 \text{ psig.}$$

Luego la presión de iniciación del ciclo, al principio, fué 730 psig. Al fin de la inyección en el pozo N° 1, la presión de descarga habrá decaído en  $730 - 56.6 = 673.4$  psig.

La compresora operará durante 3 minutos mientras que todas las válvulas intermitentes están cerradas, de este modo la presión en la cámara subirá a la cifra original de 730 psig. debido al aumento de

$$(3 \times 448) \times 14.7 = 350 \times \Delta P$$

$$\Delta P = 56.5 \text{ psig.}$$

O sea,  $673.5 + 56.5 = 730$  psig.

Al régimen de 448 SPC/minuto, durante 3 minutos, el volumen reemplazado

en la cámara es 1344 SPC. Durante el próximo período de inyección este volumen es tomado otra vez de la cámara y restaurado al final del próximo período de inyección.

A las 12-05<sup>1</sup> horas, el pozo No.2 se abre por 2 minutos y la presión de descarga cae a 673.5 psig. Durante los siguientes 3 minutos no se inyecta gas en ningún pozo y la presión en la descarga sube de nuevo a 730 psig.

Si el volumen de la cámara en la descarga, la compresora demorará 5 minutos para inyectar los 2239 SPC de gas y bajo estas condiciones, el gas lift será ineficiente.

Controles automáticos de velocidad y de presión son usados en las compresoras. Este tipo de control reduce la velocidad de la compresora cuando se ha alcanzado una presión máxima pre-determinada. Si la presión cae debajo de este valor, la velocidad de la compresora es aumentada. En este tipo de operación, debe instalarse más HP de compresión para suministrar los "picos" de la demanda. El mismo trabajo puede realizarse con el uso de tanques volumétricos, tanto en el lado de la succión como en el lado de la descarga y esto resulta en un menor costo que el aumento de los HP en la compresora.

En el grupo de 8 pozos descritos, sin instalar cámaras y solamente con controles de velocidad y presión, se necesitaría para los "picos" de la demanda un caballaje adicional de por lo menos el doble. En este caso la compresora estaría trabajando por 2 minutos, luego estaría ociosa (sin trabajar) durante 3 minutos por cada período de 5 minutos; para suministrar 2239 SPC de gas en 2 minutos, la compresora debe descargar 1120 SPC/minuto.

Este trabajo requiere una compresora de 375 HP. En cambio una compresora de 150 HP puede hacer el mismo trabajo a 448 SPC/minuto con el uso de cámaras adicionales.

La cantidad de gas que no es comprimida durante los períodos de des-

canso de la compresora con control de velocidad, debe ser producida cuando la unidad está trabajando a su velocidad de catálogo. EL HP que se necesita en este caso es un HP extra que significa mayor costo. Si uno de los 8 pozos está parado por alguna razón, el sistema no necesita ningún cambio. Una válvula de contrapresión que está acondicionada para abrirse a 770 psig. pasará el exceso de gas a la línea de succión de la compresora a través de una tubería en derivación, para conservar el gas.

Una vez que los pozos están operando normalmente, la presión de descarga caerá a su rango original y permanecerá allí. Las razones para ello son:

- 1) la compresora coloca afuera menos gas a alta presión y,
- 2) la válvula intermitente permite que pase más gas al pozo a una presión más alta.

Ambos eventos tienden a bajar la presión hasta su nivelación. Después que el gas es inyectado en el anillo, pasa a través de la válvula de inyección y entra al entubado donde recoge el fluido del pozo. Este fluido es llevado a la superficie y aquí a los separadores donde el gas es separado y fluye enseguida a la succión de la compresora. Con una cámara de 700 pies cúbicos en la succión (el doble de la descarga) teóricamente habrá solamente la mitad de presión incrementada ó 28 1/4 psig. Realmente este incremento será un poco menos debido a que el gas no regresa a la superficie tan rápido como es inyectado. Donde la inyección es de 2 minutos como en este caso, será necesario 3 ó 4 minutos y posiblemente más para regresar al circuito por el lado de la succión. Cuando hay pozos de diferentes tipos en el sistema, el esquema puede variar, pero en todo caso el retorno del gas debe ser lo más evidente posible.

Una válvula de seguridad para aliviar la presión es montada en la cámara del lado de la succión y debe trabajar a 75 ó 100 psig. Una válvula de contrapresión también en el lado de la succión permite arrojar

el gas a una presión menor en caso de emergencia. Cuando la compresora es parada por un período extenso, se cierra una válvula en el lado de la cámara de descarga para prevenir la pérdida de gas. Los pozos intermitentes continúan en este caso trabajando sólo con el gas de las cámaras de descarga; este gas es vaciado en el separador que a su vez descargan en la línea de succión de la compresora. Una vez que la presión se ha incrementado lo suficiente, cualquier gas adicional deberá ser liberado a la atmósfera y por supuesto este gas se pierde.

Debido a que algunos relojes en las válvulas intermitentes son rápidos y otros lentos, es muy difícil la sincronización de éstos exactamente.

Es deseable que 2 pozos no estén abiertos al mismo tiempo, los intermitentes (patentes) deben ser reajustados para que los pozos abran en tiempos diferentes, teniendo en cuenta aquellos pozos con relojes rápidos y otros con relojes más lentos (los ajustes son mecánicos).

Las cámaras en el lado de la descarga y la succión deben mantener la eficiencia del sistema y cubren la posibilidad de que más de un pozo esté tomando gas al mismo tiempo. Como la producción de los pozos intermitentes es por tapones o cilindros de líquido y gas separados, si 2 pozos están colocando su producción en la línea superficial al mismo tiempo y la línea de succión puede llegar al volumen requerido más rápidamente, esto se evita con el ciclaje de cada pozo, desplazando la inyección en un pozo y otro y regulando esto por la observación hasta llegar a un período de tiempo adecuado entre el inicio de la inyección en un pozo y otro y la duración de la inyección .



Como se selecciona la compresora.-

Las compresoras están disponibles en cualquier tamaño para cubrir las necesidades prácticas del gas lift.

Las hay de 1, 2 ó 3 etapas. Pueden ser de transmisión directa o por faja. Las portátiles son montadas en patines y pueden ser transportadas fácilmente de un sitio a otro.

La mayoría de ellas para el gas lift usan el mismo gas como combustible del motor. Se estima el consumo del combustible en 10 SPC/hora/BHP.

BHP = caballos ingleses al freno

Un catálogo de compresoras debe consultarse antes de hacer la selección final.

En el cálculo se observan los siguientes pasos:

- 1) Se obtienen las condiciones de operación de la compresora.
  - a) Presión de succión, psig. ó psia.
  - b) Temperatura de succión (°F ó °C)
  - c) Presión de descarga, psig. ó psia.
  - d) Capacidad requerida en pies<sup>3</sup>/minuto ó pies<sup>3</sup>/día a la presión y temperatura dada.
  - e) Elevación
  - f) Presión atmosférica en el lugar de instalación (psia. o pulgadas Hg.)
  - g) Características del gas
    - 1) valores K ó N = Cp/Cv (relación de calores específicos)
    - 2) gravedad específica o peso molecular
    - 3) composición del gas en % volumen ó % peso
  
- 2) Determinar la relación de compresión

$$CR = \frac{\text{presión de descarga en psia.}}{\text{presión de succión en psia.}}$$

Si  $CR > 6.0$  debe usarse una compresora de 2 etapas.

- 3) Determinar el HP al freno ó BHp requerido por MM SPC/día a 14.4 psia y a la temperatura de succión.  
Se encuentra con los gráficos de la Natural Gasoline Supply Men's Association, entrando con los valores de  $N = C_p/C_v$  conocido y el valor de CR ó R simplemente.  
Esta capacidad es medida a la presión de 14.4 psia (presión base).  
Ver Figs. 36, 37, 38 y 39.
- 4) Calcular los HP al freno totales requeridos. Multiplicando los BHp/MMCF/día por el número de MM CF/día siempre referidos a 14.4 psia (como el cálculo se hace en MMSPC/día hay que convertir a MMCF/día a 14.4 psia).
- 5) Seleccionar con el BHp total el tamaño de la compresora, referida al mayor BHp que corresponde a los datos del cilindro y de la estructura de la compresora a la velocidad especificada.
- 6) Estimar el desplazamiento en pies<sup>3</sup>/día requeridos por el cociente entre la capacidad requerida (paso 1) por el número de atmósferas de presión en la succión y por el factor de eficiencia volumétrica (usualmente 0.75).  
Si la temperatura de succión es diferente que la standard, hay que multiplicar por un factor de corrección.
- 7) Seleccionar la cilindrada de la compresora (máxima capacidad) que debe ser siempre mayor que el desplazamiento estimado. Se debe chequear las máximas presiones permisibles y las máximas presiones diferenciales del cilindro seleccionado contra las presiones de operación y la presión diferencial de operación (= presión de descarga menos presión de succión). No se debe exceder de los máximos permisibles.
- 8) Determinar la eficiencia volumétrica. Generalmente dá el fabricante.

Puede aplicarse el criterio de:

$$V.E. = \text{constante} - \text{Espacio muerto} \left[ (CR)^{1/N} - 1 \right]$$

Espacio muerto ó "luz" en el cilindro es un % del volumen total.

CR es el radio de compresión.

N relación entre los calores específicos a presión constante y volumen constante.

- 9) Determinar la capacidad de la compresora seleccionada.
- Capacidad real = desplazamiento del cilindro seleccionado x eficiencia volumétrica x atmósferas de succión.
  - Capacidad para el cálculo del caballaje HP = capacidad real x factor de corrección de presión =  

$$= \frac{\text{presión atmosférica local, psia}}{14.4 \text{ psia.}}$$
 No hay corrección por temperatura.
  - La capacidad debe calcularse en SPC/día = capacidad real x factor de corrección de temperatura  $\left( \frac{520^{\circ}\text{R}}{T \text{ en } ^{\circ}\text{R}} \right)$   
 siendo T la temperatura de succión x factor de corrección de presión si hay lugar.

- 10) Calcular los HP totales al freno requerido. Multiplicar la capacidad del paso 9-b) expresado en MMCF/día por el número de BHp por MMCF/día del paso 3. Este número de HP al freno no debe exceder al HP máximo del catálogo.

Si excede hay que escoger la próxima unidad y hay que hacer nuevos cálculos a partir del paso 5.

En los casos en que se escoge una compresora de doble etapa, primero se calcula la razón de compresión.

$$CR = \frac{\text{Presión descarga, psia}}{\text{Presión de succión, psig}}$$

Si es  $\geq 10$  hay que ir a la doble etapa. En este caso se calcula la razón de compresión ideal por la fórmula.

$$\text{ICR (ideal)} = \sqrt{\text{CR}}$$

En los demás pasos hay que trabajar con el ICR en vez del CR.  
Ejemplos:

Caso de compresión en una sola etapa

Paso 1.- Condiciones de operación.

- a) Presión de succión 50 psig.
- b) Temperatura de succión 100°F
- c) Presión de descarga 150 psig.
- d) Capacidad requerida 800000 SPC/día
- e) Elevación 8000 pies
- f) Presión atmosférica = 10.91 psia.
- g) Características del gas
  - Gas Natural
  - $N = 1.26$
  - Peso molecular 17.75

Paso 2.-

$$\text{CR} = \frac{150 + 10.91}{50 + 10.91} = 2.64$$

Paso 3.-

En el gráfico correspondiente se lee

$$\text{BHP/MMCF/día} = 58.6$$

Paso 4.-

$$\text{BHP total} = 58.6 \times 0.80 \times \frac{14.7}{14.4} = 47.8 \text{ BHP}$$

Paso 5.-

Se selecciona una compresora cuya estructura está en el rango de 60 HP a 514 rpm.

Paso 6.-

$$\text{Succión (Atmósferas)} = \left\{ \frac{50 + 10.91}{14.7} \right\} = 4.15$$

$$\text{Corrección de temperatura} = \frac{100 + 460}{520} = 1.077$$

$$\begin{aligned} \text{Desplazamiento} &= \frac{800000}{0.75 \times 4.15 \times 1.077} \\ &= 276,300 \text{ PC/día} \end{aligned}$$

Paso 7.-

Del catálogo se toma:

Desplazamiento del cilindro = 296,640 PC/día

Succión 300 psig.

Presiones máximas Descarga 479 psig.

Diferencial 179 psig.

Paso 8.-

$$\text{Eficiencia volumétrica} = 83 - 8.63 (2.64^{1/1.26} - 1) = 73\%$$

Paso 9.-

Capacidad de la compresora

a)  $296640 \times 0.73 \times 4.15 = 898000 \text{ PC/día}$  a 14.7 psia y 100°F de temperatura (succión)

b)  $898000 \times \frac{14.7}{14.4} = 917000 \text{ PC/día}$   
a 14.4 psia y 100°F de temperatura

c)  $898000 \times \frac{520}{100+460} = 898000 \times 0.928$   
 $= 843000 \text{ SPC/día}$  a 14.7 psia. y 60°F

Paso 10.-

BHP total  $0.917 \times 58.6 = 53.7 \text{ BHP}$

Resultados Finales

Presión de succión 50 psig.

Temperatura de succión 100°F

Presión de descarga 150 psig.

Capacidad	834000 SPC/día á 14.7 psia y 60°F
BHp de la compresora	53.7
RPM de la compresora	514.
N (del gas)	1.26
Elevación	8000 pies
Presión atmosférica	10.91 psia

### Caso de una compresión de dos etapas

#### Paso 1.- Condiciones de operación

- a) Presión de succión 60 psig
- b) Temperatura de succión 70°F
- c) Presión de descarga 850 psig
- d) Capacidad requerida = 2'000,000 PC/día á 14.7 psia y 70°F (temperatura de succión)
- e) Elevación: a nivel del mar
- f) Presión atmosférica = 14.7 psia
- g) Características del gas
  - Gas natural
  - N = 1.26
  - Peso molecular 17.75

#### Paso 2.-

$$CR = \frac{850 + 14.7}{60 + 14.7} = 11.57 > 10$$

#### Paso 3.-

$$ICR = \sqrt{11.57} = 3.4$$

#### Paso 4.-

$$\begin{aligned} \text{Presión intermedia} &= (60 + 14.7) \times 3.4 = 74.7 \times 3.4 = \\ &= 254 \text{ psia} = 254 - 14.7 = 239.3 \text{ psig.} \end{aligned}$$

Paso 5.- Del gráfico respectivo

BHp por MMPC/día por cada etapa 74.

Paso 6.-

- a) Hp por cada etapa =  $74 \times 2 \times \frac{14.7}{14.4} = 151$  BHp  
 b) BHp total =  $151 + 151 = 302$  BHp

Paso 7.- Del catálogo

Estructura de la compresora  
 350 HP á 1000 rpm.

Paso 8.- Desplazamiento estimado

a) Primera etapa

$$\text{Succión} = \frac{60 + 14.7}{14.7} = \frac{74.7}{14.7} = 5.08 \text{ atmósferas}$$

$$\text{Corrección de temperatura} = \frac{130 + 460}{70 + 460} = 1.113$$

Desplazamiento (1ra. etapa)

$$\frac{2'000,000}{5.08 \times 0.70} = 562000 \text{ PC/día}$$

b) Segunda etapa

$$\frac{2'000,000}{\frac{254}{14.7} \times 0.60} \times 1.113 = 215000 \text{ PC/día}$$

En la segunda etapa el factor de eficiencia volumétrica es 0.60.

Paso 9.-

1ra. etapa - Del catálogo se toma un cilindro de 10" (desplazamiento = 640,800 PC/día)

Presiones máximas:

Succión 800 psig.

Descarga 1118 psig.

Diferencial 318 psig.

2da. etapa - Del catálogo se toma un cilindro de 6'' (desplazamiento = 223,200 PC/día)

Presiones máximas

Succión 1500 psig.

Descarga 2384 psig.

Diferencial 884 psig.

Paso 10.- Eficiencias volumétricas

1ra. etapa (cilindro de 10'')

$$90 - 15.5 (3.4^{1/1.26} - 1) = 64.5\%$$

2da. etapa (cilindro de 6'')

$$90 \times 20.8 (3.4^{1/1.26} - 1) = 55.9\%$$

Paso 11.- Capacidad de la 1ra. etapa

$$a) 640800 \times 0.645 \times 5.08 = 2'100,000 \text{ PC/día}$$

a 14.7 psia y 70°F.

$$b) 2'100,000 \times \frac{14.7}{14.4} = 2'143,000 \text{ PC/día}$$

a 14.4 psia. y 70°F

Paso 12.- BHp de la 1ra. etapa

$$2.143 \times 74 = 158.6 \text{ BHp}$$

Paso 13.- Capacidad de la 2da. etapa

$$a) 223200 \times 0.559 \times 17.27 = 2'152,000 \text{ PC/día}$$

a 14.7 psia. y 130°F (temperatura de succión de la 2da. etapa)

$$b) 2'152,000 \times \frac{14.7}{14.4} = 2'199,000 \text{ PC/día}$$

a 14.4 psia. y 130°F

Paso 14.- BHp de la 2da. etapa

$$2.199 \times 74 = 162.7 \text{ BHp}$$



Paso 15.-    BHp total = 158.6 + 162.7 = 329.3

Resultados finales

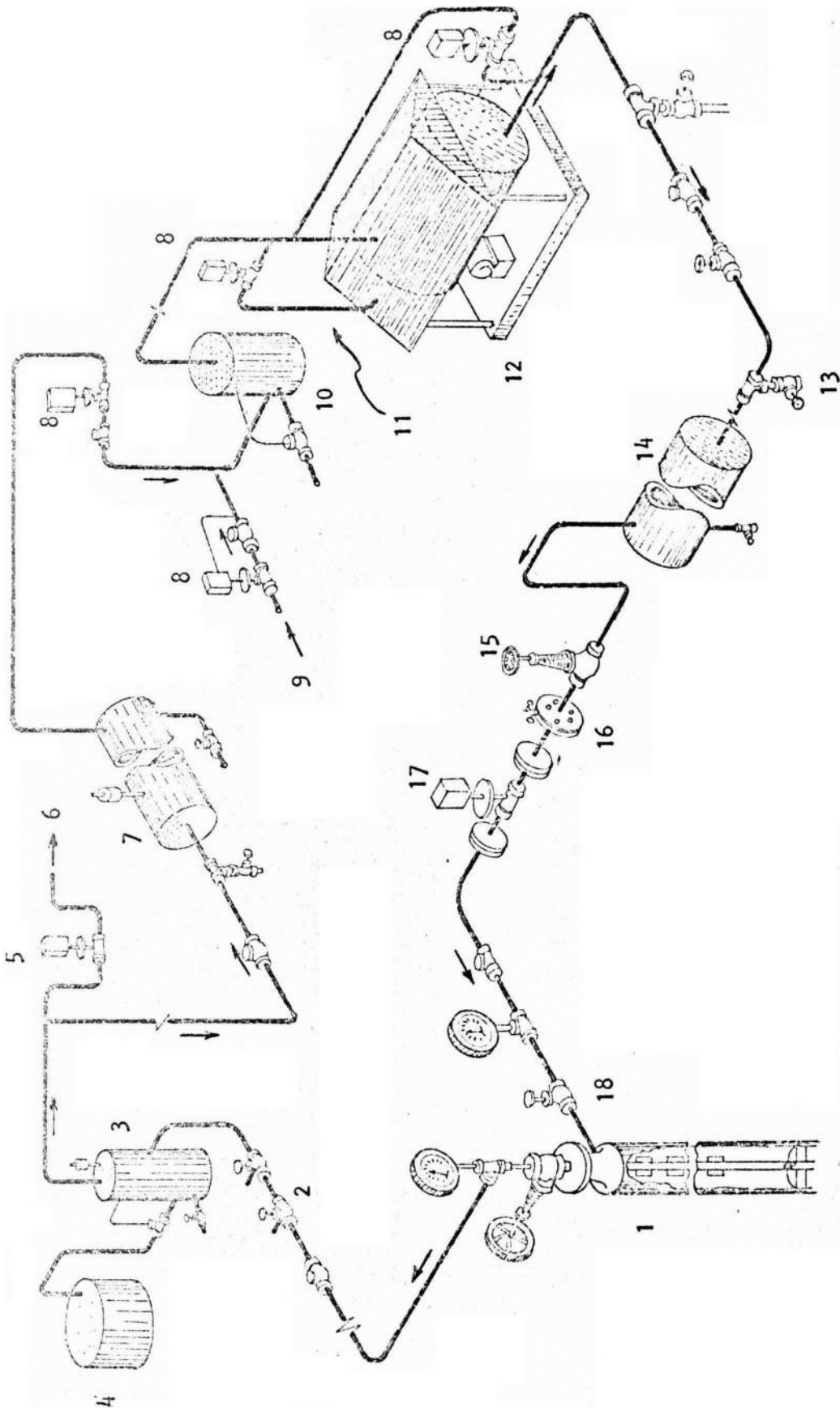
Presión de succión	60 psig.
Temperatura de succión	70°F
Presión inter-etapas	239.3 psig.
Presión de descarga	850 psig.
Capacidad	2'100000 PC/día a 14.7 psia. y 70°F (temperatura de succión)
BHp de la compresora	321.3
Velocidad de la compresora	1000 RPM
N (del gas)	= 1.26

Diseño de un sistema de compresión para Gas Lift rotativo

La figura No. 40 muestra un arreglo típico para un sistema de gas lift rotativo.

Este diagrama ilustra un típico sistema cerrado de gas lift para un solo pozo intermitente. Puede notarse las cámaras volumétricas en el lado de alta presión (descarga) y de baja presión (succión), retirando estas cámaras puede servir para un pozo de gas lift continuo que evidentemente no necesita cámaras. Puede servir el mismo diagrama para muchos pozos, simplemente añadiendo líneas de inyección y líneas de recolección para los demás pozos, se recomienda en este caso el uso de tuberías múltiples o "manifoles". La cámara de alta presión puede ser eliminada si se usan válvulas con control del "spread" (diferencial entre la presión de apertura y la presión de cierre).

Sin considerar si una válvula intermitente es abierta por el gas suministrado por la válvula de control (intermitter) o por el gas alma-



Este diagrama ilustra un sistema típico de un solo pozo intermitente en gas lift rotativo cerrado. Este sistema serviría también para uno de flujo continuo dejando afuera las cámaras volumétricas de baja y alta presión, también serviría para muchos pozos con la adición de líneas de inyección y de recolección, que sean necesarios para operar los demás pozos. La cámara volumétrica de alta presión puede eliminarse para el caso de una válvula de control tipo balanceada (Spread).

Fig. N° 40 Sistema Rotativo de un solo pozo intermitente.

- 1) Pozo de gas lift en producción.
- 2) Entrada de la producción de otro pozo adicional.
- 3) Separador.
- 4) Tanque de almacenamiento de petróleo.
- 5) Regulador de la contra-presión para la línea de desfogue.
- 6) Salida del gas para la línea de venta o para ser liberada a la atmósfera.
- 7) Cámara volumétrica de baja presión.
- 8) Regulador de presión.
- 9) Entrada del gas adicional para balancear el sistema.
- 10) Tanque de entrada (Scrubber).
- 11) Gas de entrada para operar el motor de la compresora.
- 12) Compresora.
- 13) Conexión para otros pozos adicionales.
- 14) Cámara volumétrica de alta presión.
- 15) Válvula de compuerta.
- 16) Brida de orificio para medir el gas de entrada.
- 17) Válvula de control de la inyección.
- 18) Válvula de entrada del gas HP al anillo de la tubería de revestimiento.

cenado en el anillo del pozo a través de un estrangulador, el problema de almacenar el gas producido está presente en un sistema de un solo pozo intermitente. Esto se explica por el hecho de que una buena intermitencia requiere que el gas sea inyectado en el entubado tan rápidamente como sea práctico y que la velocidad del cilindro líquido o tapón sea alta para asegurar una buena recuperación. Esto significa que a la mayoría de los pozos la disipación de la presión desde la de inyección hasta la de descarga en el separador sea cuestión de unos pocos minutos.

Por eso es que la presión de trabajo del pozo está en exceso casi inmediatamente y un gran volumen de gas debe ser quemado a la atmósfera, si se quema en exceso puede faltar gas para la compresora entre los ciclos y se requiere mucho gas de relleno para continuar la operación.

Se recomienda un estrangulador superficial antes del separador, esto disminuye la rata de alimentación del gas al separador y retiene una parte más grande del gas para alimentar la succión de la compresora. También explica el hecho de que se necesita una cámara de acumulación de baja presión entre el separador y la succión de la compresora. La entrada del gas de relleno debe ser tal que debe ser utilizada para un mínimo de gas extra y se abre solamente cuando el gas del lado de la succión está parcialmente depletado o cuando la presión de succión de la compresora alcanza un valor mínimo. Todas las precauciones deben mantenerse para drenar cualquier líquido del gas húmedo antes de llegar a la compresora.

Los siguientes pasos deben seguirse en el diseño de una compresora.

Paso 1.- Analizar el sistema con respecto a los factores mencionados.

Se hace un diagrama del sistema completo, incluyendo todos los pozos del sistema, locación de las baterías, separadores, tratadores, líneas de flujo, etc. La topografía del terreno debe considerarse así como los caminos, vías de acceso, etc.

Paso 2.- Determinar el número de pozos que van a producir como gas lift continuo o intermitente.

Paso 3.- Diseño del sistema de producción por gas lift para cada pozo, escogiendo la presión de operación más recomendable para la operación (óptima). Este diseño debe ser completo para cada pozo y para todos ellos, incluyendo la frecuencia del ciclo para los intermitentes, así como los volúmenes de gas de inyección totales que se necesitan en cada pozo. Además, debe conocerse los volúmenes totales, incluyendo el gas en solución, este último es importante ya que ayuda para alimentar la succión de la compresora.

Paso 4.- Estimar el tiempo de abandonamiento para cada pozo y también determinar el tiempo aproximado al cual pozos adicionales deben ser añadidos al sistema.

Paso 5.- Seleccionar el tipo de válvulas gas lift para que la compresora opere en las mejores condiciones. Aquí hay que decidirse por válvulas controladas por el "spread" o diferencia entre la presión de apertura y de cierre o por válvulas balanceadas (spread igual a cero), en las que el gas es controlado por la válvula intermitente superficial.

Paso 6.- Determinar el número de ciclos/día para los pozos intermitentes y el máximo número de pozos intermitentes que están inyectando al mismo tiempo. Esta información es necesaria para determinar los "picos" de la demanda en el volumen de gas, así como las cámaras a baja presión posibles en el lado de la succión.

Paso 7.- Determinar la contrapresión con que deben trabajar los separadores, que es la presión de succión para la compresora. No debe aumentarse la contrapresión para ahorrar los costos de la compresión cuando se conoce que una contrapresión excesiva puede reducir la producción en los pozos individuales. Excesivas contrapresiones son el peor enemigo de pozos a bajas presiones de fondo.

Paso 8.- Localizar la o las compresoras. Determinar el diámetro de las líneas de distribución para dar las presiones de operación de diseño en cada pozo. El diámetro principal puede ser la apropiada, con ramales de 2" para cada pozo.

No se recomienda tuberías de diámetro menores de 2".

Paso 9.- Se determina el diámetro del sistema de tuberías de recolección de la producción, incluyendo las cámaras en el lado de baja presión. Una tabulación del volumen disponible en el sistema a baja presión, incluyendo separadores, tratadores, tuberías, etc., debe ser efectuada.

Paso 10.- Seleccionar la compresora apropiada que es capaz de descargar gas a una presión de 100 psig. encima de la presión de diseño y es capaz de entregar un volumen de gas de 10 á 15% en exceso al que se necesita. Esta cifra hay que tomarla en exceso a los 10 SPC/BHp-hora que se necesita para ser usado como combustible en el motor de la compresora.

Puede ser recomendable usar instalaciones de compresión de tipo permanente o montado en patinetes (portátiles). También, si en el momento del diseño, solamente pocos pozos están en el sistema de gas lift rotativo, puede añadirse nuevas compresoras.

Un análisis económico debe ser efectuado para tomar en cuenta todas estas consideraciones.

Ver Tablas N° 4 y 5.

### Cálculos de Diseño

#### 1 - Estimación de la inyección en SPC/día de gas para la presión de inyección asumida.-

El volumen de la inyección es una función de la presión de inyección disponible para producir el pozo y de la presión en la cabeza del pozo. La presión de inyección seleccionada debe ser la adecuada para producir el pozo eficientemente hasta la depletación.

La presión en la cabeza del pozo usada para calcular el volumen disponible de gas de inyección debe exceder a la presión de succión de la compresora. Ya se ha visto el efecto de la presión de inyección y la presión de succión en los requerimientos de la inyección y desde luego en el costo de la instalación.

Una pérdida no controlable de gas en la mayoría de los sistemas rotativos, es en su mayor parte debido a un error en las mediciones y se estima en aproximadamente un 4% de la entrega de la compresora.

Los siguientes pasos se siguen para la estimación de la inyección del gas en MSPC/día.

- 1) Tabular los datos de producción para todos los pozos que van a ser incluidos en el sistema de gas lift rotativo. Estos datos incluyen rata de producción total, GOR, corte de agua, profundidad de la zona productiva, presión estática de fondo del pozo, índice de producción, presión en la cabeza del pozo, gravedad del petróleo, gravedad del agua, diámetro del entubado, de la tubería revestidora, etc.
- 2) Se agrupan los pozos en pocos pozos representativos, tanto como sea posible. Los pozos serán divididos en categorías, basados en el tipo de instalación de gas lift, profundidad de la válvula de

operación, rata de producción, etc.

Esto reduce el número de cálculos que se requiere.

- 3) Calcular el volumen de gas que se requiere para cada pozo representativo para las ratas de producción actual y final (en el abandonamiento del pozo). El volumen de gas que se requiere para una instalación intermitente sería calculado en base al volumen de gas que se requiere para llenar el entubado debajo del cilindro líquido. En el caso de pozos en gas lift continuo se usan las curvas de gradientes de flujo o los cálculos de balance volumétrico para determinar el volumen de gas que se requiere.
- 4) Se multiplica el volumen de gas requerido para cada pozo representativo por el número de pozos en cada categoría para obtener el volumen que se necesita para cada grupo de pozos en una categoría. Se suman los volúmenes requeridos para cada categoría y se añade las pérdidas de gas no controlables para tener el volumen requerido de gas por día que sirve para el cálculo de la compresora.

#### Cálculo del caballaje al freno aproximado para la compresora.-

- 1) Se selecciona una presión de succión y de descarga para la compresora. La presión de descarga de la compresora debe ser 100 ó 200 psig. más alta que la presión de inyección de operación que se requiere para producir los pozos intermitentes. Una presión en la tubería más alta que la presión de operación, asegura un almacenamiento de gas en el sistema de alta presión debido a una diferencia de presión y permite el uso de una más alta presión de apertura de las válvulas de gas lift para descargar el pozo. La presión de succión debe ser menor que la presión en la cabeza del pozo que se asume para el cálculo del volumen de inyección.
- 2) Calcular los BHp (caballos al freno) aproximados para los volúmenes de gas de inyección actual y máximo que se requieren, usan



do las curvas suministradas por las casas manufactureras o las curvas de la Natural Gasoline Supply Men's Association Engineering Data Handbook. El volumen total de inyección diaria de gas debe ser corregido a la presión base de 14.4 psia. y la temperatura de la succión (entrada de la compresora) antes del cálculo de los BHp de las curvas de diseño usadas.

3) Seleccionar un BHp del catálogo que exceda al calculado. Algunas veces la instalación de la compresora es diseñada inicialmente para la necesidades actuales de gas y luego se añaden las compresoras a medida que se necesitan. El BHp del catálogo correspondiente inicialmente a la compresora, debe basarse en el BHp de la estación compresora que satisfaga las condiciones finales a fin de evitar un número excesivo de compresoras de bajos BHp en la depletación de los pozos, lo que aumenta la inversión inicial.

4) Ponerse en contacto con un representante para especificar el tamaño de la compresora, en base a los BHp seleccionados. Antes hay que tabular los datos necesarios, como el valor de  $N$  ó relación de calores específicos, presión de succión, presión de descarga, temperatura de entrada, volumen de gas a la presión y temperatura base, presión atmosférica, temperatura del ambiente, etc.

Unidades de compresión del tipo horizontal, 2 etapas, con transmisión de correas en V existen disponibles en clasificación nominal de 70, 120, 200 y 310 BHp. Unidades horizontales con transmisión directa también se ofrecen en el rango de 100 á 450 BHp. Compresoras integrales, portátiles, montadas en patines en el rango de 175 á 1000 BHp se ofrecen en la industria. Para el servicio de gas lift las compresoras más usadas son las del último tipo entre 440 y 660 BHp.

La clasificación por el BHp varían muy ligeramente en las diferentes marcas, pero todas son competitivas en tamaño y precios para cada tipo.

Un número excesivo de compresoras de bajo BHp aumentan la atención y

el mantenimiento y aumentará desde luego el costo final de la estación de compresión.

La diferencia en costo entre compresoras pequeñas basando en \$/BHp puede estimarse del ejemplo de 2 compresoras horizontales de 2 etapas, montada en patines, transmisión en faja tipo V con sus motores a gas, limpiadores, enfriadores, válvulas de seguridad, etc. Una compresora de 2 etapas, de 80 BHp, 8" x 4" x 9" con capacidad de 425000 PC/día a 14.4 psia, 20 psig presión de succión y 600 psig presión de descarga cuesta aproximadamente \$20,250.00 FOB, en Houston, Texas, U.S.A., en cambio, una compresora de 2 etapas, de 40 BHp, 5.1/2" x 4" x 9", capacidad de 185000 PC/día con las mismas presiones de succión y descarga, cuesta aproximadamente \$19,000.00 FOB en Houston, Texas, U.S.A.

#### Diseño del sistema de inyección a alta presión.-

Si el gas de inyección entra al anillo de la tubería revestidora de todos los pozos a una rata constante a través de los orificios o estranguladores en las líneas de inyección, el diseño de las líneas de alta presión no tiene ningún interés. Pero cuando se usa controladores superficiales con válvulas piloto de inyección adecuadas a un tiempo de ciclaje, el requerimiento de la inyección es alto cuando el controlador está abierto y no se necesita inyección en los largos períodos de tiempo en que el controlador está cerrado.

El sistema de alta presión debe ser diseñado para suministrar la diferencia entre la entrega de la compresora y los requerimientos de la inyección para producir los pozos durante el tiempo en que los controladores están abiertos. Pozos abandonados pueden ser usados para aumentar la capacidad del sistema de alta presión.

Uno de los conceptos más importantes en el diseño de los sistemas de alta y baja presión es que no hay volumen de gas almacenado en un con-

ducto sobre una presión dada a menos que haya una diferencia tanto en capacidad como en presión (la presión del gas debe ser más alta que la presión dada). La capacidad es un valor fijo basado en el diámetro del conducto. El volumen del gas varía con la capacidad del conducto y la presión y temperatura del gas.

Más altas presiones diferenciales y consecuentemente, mayores volúmenes de gas para la misma capacidad, son posibles en el sistema a alta presión más que en el sistema a baja presión.

La siguiente ecuación, sin tomar en cuenta la desviación del gas y la corrección por temperatura, puede usarse para el cálculo aproximado del volumen del gas y capacidad de sistemas a alta y baja presión.

$$\text{Volumen de gas a la presión atmosférica} = \left[ \frac{\text{Diferencia de presión}}{\text{Presión atmosférica}} \right] \times \text{Capacidad}$$

La presión base standard puede reemplazarse por la presión atmosférica si se desea el volumen referido a la presión base. Generalmente la desviación del gas balancea la corrección por temperatura en los cálculos relacionados con sistemas a alta presión.

- 1) Calcular la entrega de la compresora durante el tiempo que el controlador superficial está abierto.
- 2) Calcular la diferencia entre la entrega de la compresora y la inyección de gas requerida durante el tiempo que el gas de inyección está entrando a los pozos. Este volumen de gas de inyección debe ser almacenado en el sistema a alta presión.
- 3) Calcular la capacidad aproximada del sistema a alta presión usando la ecuación anterior. Este cálculo está basado en el volumen mínimo de gas que debe ser almacenado en el sistema a alta presión. la presión de inyección en la tubería inmediatamente antes de que se abra el controlador superficial y la máxima presión incrementada en la tubería revestidora del pozo durante el tiempo en que el controlador superficial está abierto.

- 4) Calcular la pérdida de presión en las tuberías de mayor diámetro y de menor diámetro del sistema de alta presión. Para ello hay que convertir el volumen de gas requerido en SPC/minuto á SPC/hora ó SPC/día y usar la ecuación de flujo de gas de Weymouth. Un abaco puede usarse para calcular estas pérdidas de presión en relación con el volumen de la inyección por día y la presión corriente arriba. Si la pérdida de presión es excesiva, deben usarse tuberías de mayor diámetro. Ver Fig. N° 35.

Cálculo del volumen de gas en exceso o gas de relleno.-

El gas en exceso ó el gas en relleno está basado en el gas producido por los pozos, el combustible requerido por la estación de compresión y cualquier otra pérdida de gas en el sistema. Es aconsejable basar estos cálculos sobre una aproximación del 4% de la entrega de la compresora como pérdidas no controlables, si no hay otros datos disponibles.

Si los pozos tienen un alto GOR y existe en la cercanía una línea para venta de gas a alta presión, el operador considerará adecuar el tamaño de la compresora para la capacidad adicional requerida para entregar el exceso de gas a las líneas de venta de gas a alta presión

- 1) Calcular el gas producido en SPC/día de los pozos. Multiplicar el GOR por la producción de petróleo en Bbls/día en cada pozo y totalizar los volúmenes de gas.
- 2) Calcular el volumen de gas en SPC/día que se requiere para operar la compresora. Puede estimarse como consumo de combustible 10 SPC/BHp-hora.
- 3) Comparar el volumen total de gas producido con la suma del volumen de gas usado como combustible y el volumen de pérdidas no controlables en el sistema. Si el gas producido excede a los 2 último

sumandos, no se necesita gas de relleno, siempre que el sistema rotativo haya sido propiamente diseñado y su operación no tenga problemas de desbalance.

#### Diseño del sistema de recolección de gas a baja presión.-

Cuando el gas de inyección más el gas de formación está entrando al sistema de baja presión a una rata constante (pozos en gas lift continuo), la capacidad del sistema a baja presión no es de importancia. Aún cuando una instalación de gas lift intermitente puede ser diseñada para controlar la inyección de gas a alta presión con un estrangulador (inyección continua sin altas ratas de inyección por pequeños períodos de tiempo), el volumen total de gas regresa al sistema a una relativamente alta rata inmediatamente después que el cilindro llega a la superficie, es decir se completa el ciclo de producción. Si el gas producido que es la suma del gas inyectado más el gas de formación, no puede ser almacenado en el sistema de recolección, a baja presión, debe ser liberado a la atmósfera o puede sacarse del sistema desviándolo a una línea de venta.

Pozos con altos GOR que producen gas entre los ciclos de inyección de gas disminuyen los problemas asociados con el sistema de recolección de gas. Generalmente la diferencia entre la presión de succión de la compresora y la máxima presión del separador es mucho menor que la diferencia entre la presión del casing o tubería revestidora y la presión del gas en la línea de inyección. Consecuentemente, un sistema de baja presión adecuada a un diámetro dado es importante para pequeños sistemas rotativos cerrados con pozos intermitentes, si no se usa una central de control de tiempo para operar los controladores de superficie de todos los pozos. El sistema de recolección de gas de una instalación de gas lift rotativo cerrado, debe incluir todos los pozos que sea posible, sin tener en cuenta que ellos están en gas lift o no.

El siguiente procedimiento se sigue para el diseño de un sistema de

recolección de gas, con el fin de retener el gas de la formación producido necesario para suministrar los requerimientos de combustible al motor de la compresora y el volumen de gas de relleno sería balanceado con las pérdidas no controlables en el sistema.

1) Estimar el máximo volumen de gas que entra al sistema de baja presión durante un período de tiempo dado, tal que el volumen de entrega de la compresora y el requerido para combustible haya sido excedido (desbalance entre lo que se dispone y lo que se usa). Este cálculo está basado en el máximo número de pozos intermitentes que estarían produciendo simultáneamente a la línea de producción - Ver figura No. 41 - del registro del volumen total de gas producido por ciclo en un pozo de gas lift intermitente.

Esta estimación es la más difícil que se hace en el diseño de un sistema rotativo cerrado. Un supuesto que puede constituir una ayuda es que aproximadamente la mitad del volumen total de gas producido por ciclo, que incluye el gas de inyección y el gas de la formación, entra al sistema de baja presión en el intervalo de unos cinco minutos, probando que el pozo no está estrangulado y que la línea no es extremadamente larga o más corta que el entubado del pozo.

2) Calcular el volumen requerido para suministrar la entrega y lo que se requiere para fuerza motriz en la compresora durante el tiempo que la capacidad de la compresora es excedida.

Un método para calcular este volumen total de gas es multiplicar la sumación de estos volúmenes diarios por el número de minutos que la capacidad de la compresora es excedida y dividir el resultado por 1440. El requerimiento de combustible por día fué calculado previamente para determinar el exceso o volumen de gas de relleno.

3) Calcular el volumen de gas en exceso que puede ser vendido o liberado, por ciclo, del sistema de baja presión, si el gas producido por el pozo excede la sumación del volumen de gas usado como combustible y la entrega de la compresora.

Este volumen de gas se obtiene dividiendo el exceso estimado diario que puede ser vendido o liberado por el número de ciclos/día.

Para el diseño del sistema a baja presión, todo el gas es asumido que debe ser liberado o vendido del sistema durante el tiempo que la capacidad y lo que se requiere para combustible de la compresora está excedido.

4) Calcular el volumen de gas que permanecerá en el sistema a baja presión durante el período de alta rata de entrada de gas en el sistema. Para el período de tiempo que la capacidad de la compresora y lo requerido como combustible está excedido, restar el volumen de gas requerido para la entrega y el combustible, del paso 2 y el volumen de gas en exceso, que puede ser vendido o liberado calculado en el paso 3, del máximo volumen de gas que entra al sistema de baja presión durante el mismo período de tiempo calculado en el paso 1.

5) Calcular la capacidad aproximada del sistema a baja presión usando la ecuación de la página 81. Estos cálculos están basados en el volumen de gas calculado en el paso 4, la presión máxima del separador (debido a la línea de venta o la presión de apertura del regulador de la válvula de escape). En otras palabras, la presión del sistema de recolección de gas se asume que va a aumentar la presión de la línea de venta o la presión de apertura de la válvula reguladora del escape, durante el tiempo que la capacidad de la compresora está excedida.

Cuando la rata de gas producido de los pozos es menor que la entrega y lo requerido como combustible de la compresora, la presión en el sistema de recolección comienza a decrecer. Cuando se ha alcanzado la presión de succión de la compresora, el gas de los pozos entra al sistema de recolección a una rata que excede la capacidad y lo requerido como combustible en la compresora y el ciclo se repite.

6) Se selecciona el diámetro adecuado de las líneas, eliminando las restricciones, curvas, conecciones, etc., tanto como sea posible

entre la cabeza del pozo y el separador. La tubería de flujo nunca debe ser de menor diámetro que el entubado del pozo, sino preferiblemente de mayor diámetro. Si el pozo tiene eventualmente un alto corte de agua y debe producir a alta rata, las líneas de flujo inicialmente deben diseñarse para la producción máxima hasta la depletación del pozo.

Si es difícil retener gas en el sistema de recolección a baja presión, hay que estrangular (usar "choke") los pozos intermitentes en la batería. Un pozo intermitente no debe ser estrangulado en la cabeza del pozo. Un modo barato de aumentar la capacidad en el sistema a baja presión es usar separadores grandes ya obsoletos, vacíos, sin las partes interiores.

### Ejemplos prácticos de diseño

#### Caso de un solo pozo intermitente

Un sistema de gas lift rotativo cerrado para un solo pozo intermitente representa las peores condiciones de operación posibles, particularmente si un controlador superficial del ciclaje es usado en la línea de inyección de gas. El diseño de este sistema de un solo pozo, que operará sin gas de relleno después que el sistema ha sido cargado inicialmente, ilustrará todos los cálculos y las condiciones del diseño que se requieren para pozos intermitentes con controladores superficiales de ciclaje. Los siguientes datos se dan para el diseño del sistema de gas lift rotativo con un solo pozo intermitente.

Profundidad de operación de la válvula	5000 pies
Rata de producción diaria	48 Bbls/día
GOR de formación	600 SPC/BSTO
El gas se inyecta por 2 minutos cada 30 minutos	= 48 ciclos/día



Producción por ciclo	=	1 BST0/ciclo	
Inyección de gas	=	2000 SPC/ciclo	✓
Presión de operación del gas de inyección	=	500 psig.	
Presión de succión de la compresora	=	30 psig.	✓
Presión de descarga de la compresora	=	650 psig.	✓
Temperatura del gas en la succión	=	100°F	
Gravedad específica del gas de inyección	=	0.6	
Presión y temperatura base	=	14.65 psia y 60°F.	
Temperatura promedio del gas en los sistemas de baja y alta presión	=	100°F.	
Presión máxima (de apertura de la válvula de regulación) en la línea de venta del gas	=	60 psig.	
Pérdidas de gas no registradas, en el sistema	=	4% de la descarga de la compresora.	
Diámetro y longitud de las líneas de inyección	2"	1000 pies.	
Volúmenes de gas producidos (tomados de la carta-registro en la línea de baja presión, del medidor de orificio instalado)			

Algunos pasos han sido simplificados en el cálculo del siguiente ejemplo, debido a que se dá cierta información que normalmente deben ser calculados, como por ejemplo, el volumen requerido del gas de inyección y las presiones de succión y descarga de la compresora. Estos datos se dan, en vez de ser calculados.

Paso A - Estimación de la inyección en SPC/día.

Si el pozo necesita 2000 SPC/ciclo

$$2000 \frac{\text{SPC}}{\text{ciclo}} \times 48 \frac{\text{ciclos}}{\text{día}} = 96000 \text{ SPC/día}$$

a 14.65 psia y 60°F. (presión y temperatura base)

Como el gas que se pierde es el 4% del volumen requerido, en la compresora deberá disponerse de un volumen de

$$96000 \times 1.04 = 99840 \text{ SPC/día a } 14.65 \text{ psia y } 60^\circ\text{F}$$

Paso B.- Cálculo del BHp (HP al freno) de la compresora.

De las curvas de BHp para una succión de 30 psig y una descarga de 650 psig, se obtiene:

$$\text{BHp/MMPC/día a } 14.4 \text{ psia y } 100^\circ\text{F} = 182$$

Del paso A calculamos la inyección a 14.4 psia y 100°F

$$99840 \times \frac{14.65}{14.4} \times \frac{100 + 460}{60 + 460} = 109400$$

PC/día a 14.4 psia. y 100°F

Luego:

$$\text{BHp de la compresora (aproximado)} = 182 \times \frac{109400}{1000000} = 20 \text{ BHp}$$

Paso C.- Diseño del sistema de alta presión (lado de la inyección)

1.- La entrega de la compresora en SPC/minuto será:

$$\frac{99840 \text{ SPC/día}}{1440 \text{ min/día}} = 69 \text{ SPC/minuto}$$

2.- El volumen de inyección requerido en el pozo del sistema de alta presión es la diferencia entre lo que necesita el pozo para producir por gas lift y lo que la compresora es capaz de suministrarle en el tiempo que dura la inyección (2 minutos). Es decir:

$$2000 - (2 \times 69) = 2000 - 138 = 1862 \text{ SPC}$$

3.- El sistema de alta presión constituido por la tubería, la cámara, etc. se calcula así:

$$1862 = \left( \frac{650 - 500}{14.65} \right) \times \text{Capacidad}$$

Donde 650 psig. y 500 psig. son las presiones disponibles en la descarga de la compresora y en la cabeza del pozo (presión de operación del pozo)

$$\text{Capacidad} = \frac{1862 \times 14.65}{150} = 182 \text{ pies}^3$$

Este volumen puede representar en una tubería de 4" de la clasificación API - non upset -

$$\frac{182 \text{ pies}^3}{8.54 \frac{\text{pies}^3}{100\text{pies}}} = \frac{182 \times 100}{854} = 2131 \text{ pies de tubería}$$

Ver Tabla N° 6.

Si la tubería tiene esta longitud, se tendrá una capacidad de almacenamiento suficiente, sino hay que instalar una cámara adicional.

4.- Usando el abaco de la fórmula de Weymouth se puede estimar la caída de presión en la tubería.

El volumen diario de la inyección basado en la entrega por minuto se calcula así:

$$\frac{2000 \text{ SPC/ciclo}}{2 \text{ minutos/ciclo}} \times 1440 \text{ minutos/día} =$$

$$= 1'440,000 \text{ SPC/día á } 14.65 \text{ psia y } 60^\circ\text{F} =$$

$$= 1'440,000 \times \frac{14.65}{14.4} \times \frac{560}{520} =$$

$$= 1'578,000 \text{ PC/día á } 14.4 \text{ psia y } 100^\circ\text{F (en la succión)}$$

$$\text{Del abaco se tiene } P_1^2 - P_2^2 = 12800$$

$$P_2^2 = (664.65)^2 - 12800 = 441800 - 12800 = 429000$$

$$P_2 \quad 655 \text{ psia} \quad 640 \text{ psig}$$

Como  $P_1 = 650 \text{ psig}$  Y, la caída es prácticamente negligible

Paso D.- Cálculo del volumen de gas en exceso o el gas de relleno.

1.- Gas de formación producido en SPC/día

$$48 \frac{\text{bbls STO}}{\text{día}} \times 600 \frac{\text{SPC}}{\text{BSTO}} = 28800 \text{ SPC/día}$$

2.- Combustible para el motor de la compresora

$$10 \text{ SPC/BHp-hora} \times 24 \text{ horas/día} \times 20 \text{ BHp} = 4800 \text{ SPC/día}$$

3.- Pérdidas no controlables en el sistema.

$$0.04 \times 96000 = 3840 \text{ SPC/día}$$

4.- Por balance de materia calculamos el volumen por día que corresponde al gas que puede ser vendido o liberado a la atmósfera para retirar del sistema el exceso de gas en la línea de baja presión.

	28800	SPC/día(producido)
Menos	4800	(usado como combustible)
Menos	3840	(pérdidas no controladas)
	20160	SPC/día

Paso E.- Diseño del sistema de recolección de gas a baja presión.

1.- El volumen de gas que entra al sistema de baja presión durante el período de tiempo en que la capacidad de la compresora es excedida se calcula por la fórmula.

$$\text{Orificio I.D (pulgadas)} = \left( \frac{C'}{250} \right)^{0.5}$$

donde I.D es el diámetro del orificio en pulgadas, usado en la medición del volumen de gas que pasa por la línea y  $C'$  es el coeficiente de desplazamiento para la instalación en SPC/hora.

Aplicando esta ecuación para un orificio de 1 1/8" en una tubería de 3", se tiene:

$$1.125 = \frac{C'}{(250)^{0.5}}$$

$$C' = 1.266 \times 250 = 316.5$$

Con este valor y aplicando para la capacidad de la compresora, la fórmula del flujo de gas por un orificio, se tiene:

$$Q = C' \sqrt{hP}$$

Donde  $Q =$  SPC/hora

$$C' = \text{constante} = 316.5$$

$h =$  presión diferencial que genera el flujo, en pulgadas de agua.

P = presión máxima en la línea = 60 psig. = 75 psia.

$$h = \frac{Q^2}{C^2 P} = \frac{\left(\frac{99840}{24}\right)^2}{(316.5)^2 \times 75} \sim 2'' \text{ agua}$$

Quiere decir que para la capacidad de la compresora de 99840 SPC/día, todas las presiones diferenciales encima de la ordenada correspondiente a 2'' de agua en la carta del gráfico, corresponden a puntos en que la capacidad de la compresora es excedida. Esto sucede entre los puntos 2 y 5 del gráfico en la carta de registro, o sea durante 10 minutos de tiempo.

Este volumen en exceso está dado por un valor aproximadamente en promedio (leído de la carta) de  $h = 21''$  agua y  $P = 44$  psig. Aproximadamente se calcula:

$$Q = 316.5 \times \sqrt{21 \times 59} \cong 11040 \text{ SPC/hora} = 1840 \text{ SPC en 10 minutos}$$

- 2.- Volumen de gas requerido para la entrega del combustible a la línea de alta presión y requerimiento del combustible, por el mismo período

Entrega	99840	SPC/día
Combustible	<u>4800</u>	
	104640	

$$\frac{104640 \text{ SPC/día} \times 10 \text{ minutos/ciclo}}{1440 \text{ min/día}} = 727 \text{ SPC/ciclo}$$

- 3.- Volumen de gas en exceso por ciclo que debe ser vendido o liberado.

$$\frac{20160 \text{ SPC/día}}{48 \text{ ciclos/día}} = 420 \text{ SPC/ciclo}$$

- 4.- Volumen de gas que debe ser almacenado en el sistema de baja presión

$$1840 - 727 - 420 = 693 \text{ SPC á}$$

$$14.65 \text{ psia y } 60^\circ\text{F} = 693 \times \frac{560}{520} = 746 \text{ PC á } 14.65 \text{ psia y } 100^\circ\text{F.}$$

5.- Capacidad aproximada del sistema a baja presión.

$$746 = \left( \frac{60 - 30}{14.65} \right) \text{ Capacidad}$$

$$\text{Capacidad} = 363 \text{ pies cúbicos}$$

En este ejemplo 60 psig es la presión máxima en la línea que está controlada por la válvula de regulación y 30 psig. es la presión de succión de la compresora.

#### Caso de mayor número de pozos en el sistema

Un diagrama en detalle de un sistema de gas lift rotativo para una instalación de muchos pozos se muestra en la figura N° 2. El efecto de pozos adicionales se ha calculado siguiendo los pasos programados y bajo los supuestos siguientes:

- 1.- Los datos de los pozos se asume igual al pozo representativo en el caso del cálculo de un solo pozo.
- 2.- El período de inyección de gas de 2 minutos para cada pozo se ha escalonado perfectamente en relación con los períodos de inyección de los demás. En otras palabras, una central de programación del tiempo está controlando la frecuencia del ciclaje de inyección de gas y la duración de la inyección para todos los pozos. Los resultados en forma tabulada son los siguientes:  
Ver Tabla N° 7.

No. 1 á No. 2 - El cilindro líquido entró a la línea de flujo y viajó al separador.

No. 2 á No. 3 - El cilindro líquido entró al separador.

No. 3 - El gas de inyección inmediatamente detrás del líquido empieza a entrar al separador.

No. 3 á No. 6 - El gas total de inyección y de formación detrás del cilindro líquido entraron al separador.

Los volúmenes de gas que se registran son:

No. 3 á No. 4 - Volumen de inyección y de gas de formación =  
= 1300 pies<sup>3</sup>.

No. 2 á No. 5 - Volumen de inyección y de gas de formación =  
= 1840 pies<sup>3</sup>.

No. 1 á No. 6 - Volumen total de inyección y de gas de formación por ciclo = 2600 pies<sup>3</sup>.

De las tablas anteriores se deducen muchas conclusiones: A medida que el número de pozos en el sistema aumenta, la importancia de la capacidad del sistema de alta y de baja presión decrece. En la práctica los sistemas de alta presión (inyección) y de baja presión (succión) aumentan en capacidad a medida que mayor número de pozos se incluyen en el sistema. Este es un factor que reduce los problemas de operación en sistemas más grandes.

Los cálculos para el sistema de alta presión con muchos pozos intermitentes son efectuados directamente, como puede verse en la Tabla No. 7. pero no sucede eso con los cálculos del sistema de recolección del gas. Desde que el volumen de gas total que sale no entra al sistema de baja presión instantáneamente cuando el cilindro líquido entra a la superficie, la capacidad del sistema de recolección para muchos pozos intermitentes generalmente estará adecuada a las líneas de flujo, separadores, líneas de succión, etc. probando que los cilindros líquidos producidos por los pozos entran al sistema alternativamente.

La diferencia entre un cilindro líquido entrando al sistema cada 30 minutos y cada 15 minutos puede ilustrarse usando la carta de

registro tomada como ejemplo. El cálculo para el sistema a baja presión en el cual la inyección ocurre cada 30 minutos se ha dado en el diseño del sistema de un solo pozo. Cuando este sistema crece de un solo pozo a dos pozos, la frecuencia del ciclaje de inyección de gas aumenta de 48 á 96 ciclos/día o sea que se produce un ciclo de inyección cada 15 minutos. El requerimiento de la inyección total de gas para los dos pozos es aproximadamente 200 MSP/día. Por consiguiente, la capacidad de la compresora es excedida entre los puntos 3 y 4 de la carta de registro, o sea solamente durante 5 minutos (en vez de 10 minutos como en el caso de un solo pozo). En el tiempo de 5 minutos aproximadamente 1300 pies cúbicos de gas entrarían al sistema de baja presión. En la práctica, algo más de 1300 pies cúbicos entrarían al sistema durante este intervalo debido a que algún gas estaría aún entrando al sistema de otro pozo, como puede verse en la carta de registro. Sin tomar en cuenta este pequeño volumen de gas del otro pozo y la diferencia en el cambio en la presión del separador para el sistema de 2 pozos comparado con el de un pozo, la capacidad aproximada requerida del sistema de baja presión decrecerá de 363 pies cúbicos a 81 pies cúbicos.

Si un tercer pozo fuera añadido al sistema y los períodos de inyección fueran sincronizados, un cilindro líquido estaría entrando al separador cada 10 minutos. Por consiguiente la capacidad del sistema de baja presión sería de escasa importancia para una diferencia de 30 psi. entre la máxima presión y la mínima presión en el sistema de recolección de gas.

El único factor que afecta la validez de todos los cálculos relacionados con los sistemas de alta y baja presión para pozos intermitentes en un sistema rotativo cerrado es la sin-



cronización de los controladores de superficie del ciclo de inyección. Es difícil y casi imposible, mantener los períodos de inyección, sincronizados con relojes individuales en la válvula piloto del ciclo en los controladores de superficie. Un programa es el único medio positivo para sincronizar los períodos de inyección.

Para ilustrar la importancia de la sincronización de los ciclos de inyección, vamos a calcular el efecto de dos inyecciones simultáneas en un sistema de 4 pozos, tal como aparece en la Fig. No. 2.

El requerimiento de la inyección de 384 MSPC/día y la entrega de la compresora durante el período de 2 minutos de 552 SPC, tampoco se cambiaría. La capacidad aproximada del sistema de alta presión que se requiere para suministrar un volumen adecuado de inyección para levantar el petróleo de ambos pozos al mismo tiempo, se calcula del modo siguiente:

$$\begin{aligned} \text{Volumen de gas de inyección requerido, del sistema de alta} \\ \text{presión} &= 2 (2000 \text{ SPC/ciclo} + 552 \text{ SPC/ciclo}) = \\ &= 3448 \text{ SPC/ciclo.} \end{aligned}$$

La capacidad aproximada del sistema de alta presión sería:

$$\begin{aligned} 3448 &= \left[ \frac{650 - 500}{14.65} \right] \times \text{Capacidad} \\ \text{Capacidad} &= 337 \text{ pies}^3 \end{aligned}$$

La capacidad del sistema de alta presión habría aumentado cerca de 2.4 veces para suministrar el gas de inyección para levantar simultáneamente 2 pozos en el sistema de 4 pozos.

Si el sistema de alta presión tendría solamente 141 pies cúbicos, como aparece en la tabla, los pozos no recibirían suficiente gas

durante ese ciclo para levantar los cilindros líquidos y la producción de ambos pozos en este ciclo se habría perdido.

Si los controladores superficiales se habrían abierto con un intervalo de 2 minutos en vez de abrirse al mismo tiempo, el pozo con su controlador superficial que se habría abierto antes habría recibido 2000 SPC de gas, pero el otro pozo habría tenido solamente la entrega de la compresora durante el ciclo de inyección, o sea 552 pies cúbicos.

En sistemas pequeños con pozos intermitentes que emplean controladores superficiales del tiempo de inyección, éstos deben ser sincronizados o el sistema de alta presión debe ser lo suficientemente grande para asegurar los volúmenes de inyección adecuados en cada ciclo de inyección.

El sistema de bajapresión en una instalación pequeña presenta un problema de diseño similar al de alta presión, si es que más de un cilindro líquido entra al separador al mismo tiempo.

Los controladores del tiempo de ciclaje deben sincronizarse para prevenir todo esto. Sin embargo, cuando el gas a alta presión es inyectado continuamente a travez de un pequeño estrangulador (choke), la apertura de la válvula de gas lift en el pozo no puede ser controlado positivamente en la superficie.

Si los cilindros líquidos de 2 pozos en el sistema de 4 pozos entran al separador al mismo tiempo, la capacidad del sistema LP puede determinarse usando los datos para el sistema de dos pozos, de la tabla No. 7. Las condiciones serían similares al sistema de 2 pozos, excepto que un volumen doble de gas entraría al sistema de baja presión y la entrega de la compresora, consumo de combustible y pérdidas no controlables, serían también duplicadas. Por consiguiente en este caso se necesitaría

un sistema de baja presión de capacidad doble con respecto al sistema de 2 pozos.

En otras palabras, el sistema de baja presión tendría que tener una capacidad de 162 pies cúbicos para prevenir la venta o la liberación del gas de inyección que en este caso habría permanecido en el sistema. Si los ciclos de inyección de gas fueran sincronizados, la capacidad del sistema LP no habría sido de importancia.

Como conclusiones de este capítulo podremos decir lo siguiente:

- 1.- Sistemas pequeños de gas lift rotativo con pozos intermitentes, requieren proporcionalmente sistemas LP y sistemas HP, más grandes que los sistemas más grandes de gas lift cuando se usan controladores superficiales de los ciclos de inyección.  
Estos pequeños sistemas deben ser diseñados cuidadosamente si el gas de relleno es costoso y cuando una programación central no es usada.
- 2.- Una central programadora debe ser considerada para pequeños sistemas de gas lift rotativo con pozos intermitentes para la sincronización de los ciclos de inyección. La sincronización asegura que cada pozo reciba un volumen adecuado de gas de inyección a la presión de operación a la que ha sido diseñado el sistema y ningún volumen de gas es liberado o vendido del sistema LP por el hecho de que muchos pozos puedan producir simultáneamente, ya que el balance entre la compresora y los pozos es perfecto.
- 3.- La sincronización de los ciclos de inyección de gas no es imperativo en los sistemas grandes debido al gran número de pozos y a la mayor capacidad de los sistemas HP y LP (debido

al mayor número de tuberías en ambos sistemas).

A medida que un sistema de gas lift rotativo aumenta en tamaño, los problemas de operación disminuyen, siempre que el sistema esté bien diseñado.

## CAPITULO IV

PROYECTO DE UNA INSTALACION TIPICA DE GAS LIFT ROTATIVO

Una instalación de gas lift rotativo para un sistema múltiple de pozos tiene que ser eficiente y económico.

El sector del campo en producción se denomina sector X. Los pozos han sido perforados a una profundidad aproximada de 7000 pies. El método de completación puede variar de un pozo a otro; en algunos casos las arenas productivas fueron fracturadas hidráulicamente (hydra frac) y en otros por la técnica "nitro shooting" para aumentar la permeabilidad.

El programa de la tubería revestidora también puede variar, en muchos casos se usó "laina" 5 1/2" ó 7" colgada de la base de la sarta intermedia al tope de la arena, en otros casos donde no se empleó tubería intermedia, se usó sarta productora o sarta petrolífera completa 5 1/2" ó 7" desde la superficie al tope de la arena. En ambos casos se usó tubería de producción de 2" E.U.E. (external upsetting).

La formación es principalmente arena o arenisca fina, verticalmente fracturada en una gran extensión.

La productividad de los pozos es variable, pero aún los mejores pozos tienen baja productividad. La presión de fondo en los pozos es baja, siendo originalmente subnormal. El campo no es lo suficientemente viejo para hacer predicciones exactas en la rata de declinación de la presión de fondo, pero se conoce que

la declinación será rápida y la vida del campo será muy corta, relativamente.

Como el yacimiento es del mecanismo de gas en solución y el PI de los pozos es bajo, debe usarse gas lift intermitente y como no existen pozos de gas cuya producción podría usarse en el sistema de inyección, debe proyectarse un sistema de gas lift rotativo.

Se supone las necesidades de gas de inyección, iguales en cada uno de los pozos.

#### 1.- Volumen del gas requerido

Se asume para un entubado de 2", 1.1/2 barriles/ciclo.

Para los efectos prácticos el volumen de gas en SPC para levantar el fluido en cada pozo es el volumen requerido para llenar el entubado a una presión equivalente a la ejercida por la columna de fluido más la presión en el tope de la columna ejercida por el separador.

La capacidad de un entubado está dado por la fórmula

$$0.0054541 d^2 \left( \text{pies}^3/\text{pie} \right)$$

Para un entubado de 2" EUE la tabla marca 2.17 pies<sup>3</sup>/100 pies.

Luego el volumen del entubado VT se calcula así:

$$VT = 2.17 \times 70 = 152 \text{ pies}^3$$

La presión ejercida por la columna de fluido por cada barril de petróleo = 5.615 pies<sup>3</sup> es

$$\frac{5.615}{2.17} \times 100 \text{ pies} \times 0.434 \times 0.8 \frac{\text{psi}}{\text{pie}} =$$

$$= 258.7 \times 0.35 = 90.5 \text{ psi/Db1}$$

La presión total es:

$$1.5 \frac{\text{Bbls}}{\text{ciclo}} \times 90.5 \frac{\text{Psi}}{\text{Bbl}} = 135.75 \text{ psi.}$$

Siendo  $P_b$  (presión base) = 14.7 psia.

$P_s$  (presión del separador) = 35 psig.

Apliquemos la fórmula:

$$V_g = \frac{(PF + P_b + P_s) (VT)}{P_b}$$

$V_g$  = volumen del gas en SPC/ciclo

PF = presión ejercida por la columna de petróleo, psig.

VT = volumen del entubado, pies<sup>3</sup>.

Luego:

$$V_g = \frac{(135.75 + 14.7 + 35) 152}{14.7} \approx 1930 \text{ pies}^3 \text{ standard}$$

$$\text{GOR} = \frac{1930 \text{ SPC/ciclo}}{1.5 \text{ Bbls/ciclo}} = 1285 \text{ SPC/BSTO}$$

## 2.- Capacidad de la compresora requerida

La producción del sector X es 121 bbls/día.

Basado en una producción neta de 25 días, esto representa una producción permisible sin prorrateo de  $121 \times \frac{25}{30.4} \approx$

100 bbls/día.

La cantidad teórica de gas requerida para levantar 100 bbls de petróleo/día es  $100 \times 1285 = 128000 \text{ SPC/día.}$

Si se asume una presión inicial de succión de 35 psig. y una presión de inyección en los pozos de 600 psig., se tiene:

$$\text{C.R.} = \frac{614.7}{49.7} = 12.4$$

Usando las curvas del BHp requerido para comprimir 1 MM PC/día desde una presión inicial dada hasta una presión final dada, se

tiene para una doble compresión:

158 BHp/MM PC/día. Luego para cada pozo se tiene:

$$158 \times \frac{128500}{1000000} = 20.3 \text{ BHp}$$

Si la producción de los pozos y la presión declinan, como es de esperar, la eficiencia de operación declinará. El requerimiento de gas sin embargo, permanecerá aproximadamente el mismo hasta que la producción baje a 65 bbls/día. La razón es que el GOR aumentará casi en la misma proporción, ya que menor producción del pozo significa menos barriles/ciclo, y como los SPC/ciclo son aproximadamente iguales, la relación GOR aumenta y el requerimiento de la inyección permanecerá igual.

De modo que la capacidad de la compresora es en la práctica conservativa.

Después de haber calculado los BHp/pozo requeridos, el próximo paso es calcular el tamaño de la compresora. Cuando se conoce muy poco del yacimiento es mejor instalar una compresora no más grande que la mitad de la capacidad requerida para el sector del campo que se considera.

En este caso asumimos que se consideran 16 pozos en gas lift rotativo, luego la capacidad total de la compresora sería



$$20.3 \text{ BHp/pozo} \times 16 \approx 320 \text{ BHp.}$$

Se puede instalar una compresora de 320 BHP ó 2 de 160 BHP. La razón para instalar compresoras no más grande que éstas es de evitar una capacidad excesiva de compresora instalada y prevenir con ello innecesarios gastos en equipo. Una compresora de 320 BHP es capaz de hacer producir los 16 pozos a su plena producción, o sea 1600 Bbls/día.

Si se encuentra después de instalada la compresora que no todos los pozos están en su producción tope y se produce menos de 1600 Bbls/día, hay una posibilidad de que la compresora es muy grande. Esto no afectará la operación del sistema de gas lift, pero resultará en gastos innecesarios. Una buena medida económica es instalar una compresora de 160 BHP y si después se encuentra que se necesita un volumen adicional de gas, puede instalarse una compresora adicional para suministrar el gas que se necesita.

### 3.- Sistema de Inyección HP

El sistema de distribución es la red de tuberías que suministran el gas a los pozos desde las compresoras. En los sistemas de gas lift rotativo pequeños (16 pozos) como el que se ha tomado como ejemplo y tubería de 2" será suficiente para distribuir todo el gas necesario, con una pequeña caída de presión. Aproximadamente 1 MM SCF/día pueden pasar por una tubería de 2" a 600 psig. al pozo más distante de la compresora (asumiendo un grupo de 16 pozos) con solamente una caída de 20 psi. En efecto, la fórmula de Weymouth es:

$$Q = 28.6 (D)^{2.66} \left[ \frac{P_1^2 - P_2^2}{GL} \right]^{1/2}$$

donde:

$$Q = \frac{1000000}{24} = 41700 \text{ SPC/hora}$$

- $D$  = diámetro de la tubería = 2.067"  
 $P_1$  = 615 psig. = presión inicial (salida de la compresora)  
 $P_2$  = presión final (llegada al pozo más distante)  
 $G$  = gravedad específica del gas = 1.0  
 $L$  = longitud de la tubería (se supone 2800 pies la distancia al pozo más lejos) =  $\frac{2800}{5280}$  = 0.53 millas

$$41,700 = 28.6 (2.067)^{2.66} \left[ \frac{(615)^2 - P_2^2}{1 \times 0.53} \right]^{1/2}$$

$$P_2^2 = 354400$$

$$P_2 = 595 \text{ psia.} = 580 \text{ psig.}$$

Caída de presión = 600 - 580 = 20 psi.

#### 4.- Deshidratadores.-

Como en los meses de invierno puede presentarse el problema de formación de hidratos (hielo), hay 2 métodos posibles para eliminarlos o por lo menos disminuir este efecto.

- 1) Inyectando sustancias químicas como metanol u alcohol en las líneas de gas para bajar la temperatura de congelación de los hidratos.
- 2) Instalar un deshidratador para remover los hidratos. Este último es el método más satisfactorio, sin embargo representan una mayor inversión inicial, aún cuando los gastos de operación y las dificultades son menores.

#### 5.- Sistema de Recolección LP

El sistema de recolección es la red de tuberías que regresan

el gas de las diferentes baterías a la compresora.

Deben ser lo suficientemente grandes para pasar las cantidades requeridas de gas con muy poca caída de presión.

También el sistema debe ser de suficiente capacidad para contener el gas usado durante un ciclo de operación sin un aumento excesivo de presión.

El diámetro de la tubería para una pre-determinada caída de presión se calcula por la fórmula de Weymouth.

$$Q = 41700$$

$$P_1 = 35 \text{ psig} = 50 \text{ psia} \text{ (presión inicial)}$$

$$P_2 = 30 \text{ psig} = 45 \text{ psia} \text{ (presión final)}$$

$$G = 1.0$$

$$L = \frac{1900}{5280} = 0.36$$

Se asume que la mayor distancia de un separador a la compresora es 1900 pies.

$$41700 = 28.6 (D)^{2.66} \left[ 50^2 - 45^2 \right]^{1/2}$$

$$D = 4.02 \sim 4 \text{ pulgadas}$$

Luego, para que el sistema de recolección pueda pasar 1 MM SPC/día a aproximadamente 35 psig. con una pérdida tan pequeña como 5 psig., las tuberías del sistema de recolección deben ser de 4" de diámetro o más grandes.

La capacidad del sistema de recolección debe ser tal que las presiones excesivas no son requeridas para contener el volumen de gas usado en un ciclo. Para determinar la capacidad requerida deben conocerse 2 cosas: 1) el gas usado por ciclo y 2) el aumento de presión posible.

Ya se ha calculado previamente que aproximadamente 1285 SPC/BST0 es el requerido.

Para ser conservativos o estar dentro de un factor de seguridad se asume que por lo menos se mantendrá una producción de 2 bbls/ciclo. El volumen total de gas requerido por ciclo será  $1285 \times 2 = 2570$  pies cúbicos.

Se asume que aproximadamente 2 atmósferas de presión debe añadirse a la presión original de 35 psig. y la producción máxima en el 'pico' de la curva de crecimiento de la presión sería  $35 + (2 \times 15) = 65$  psig.

En el cálculo de la capacidad del sistema de recolección, la línea de flujo, los separadores y el entubado del pozo en referencia será añadido a la capacidad de las cámaras de acumulación.

- (a) Volumen del separador  $2.1/2 \times 12$  pies =  
= 39 pies cúbicos.
- (b) Volumen del entubado  $2'' \sim 7000$  pies =  
del pozo  
= 152 pies cúbicos
- (c) Volumen de la línea de flujo  $2'' \sim 950$  pies =  
= 21 pies cúbicos

Para un grupo de 16 pozos con baterías en cada 4 pozos, los volúmenes parciales serán:

- (a)  $39 \times 4 = 156$  pies cúbicos
- (b)  $152 \times 1 = 152$  pies cúbicos
- (c)  $21 \times 16 = \frac{336}{644}$  pies cúbicos

Si se usa tubería de 4" en el sistema de recolección en una

sección de 16 pozos dividida en 4 grupos de 4 pozos, el volumen total contenido en la línea es:

$$(4 \times 1900) \text{ pies} \times 0.0884 \text{ pies}^3/\text{pie} = 670 \text{ pies}^3$$

El volumen total para el sistema es

$$644 + 670 = 1314 \text{ pies}^3$$

Asumiendo que un aumento de presión de 30 psi es práctico, el volumen total que se necesita es  $\frac{2570}{2} = 1285 \text{ pies}^3$  y como hay disponible  $1314 \text{ pies}^3$  en el entubado del pozo, línea de flujo, líneas de recolección y separadores, no hay necesidad de instalar una cámara o reservorio volumétrico. Si el sistema tiene menos de 16 pozos, menos de  $4 \times 1900 = 7600$  pies de tubería de 4", es usada en el sistema de recolección, en este caso la capacidad del sistema tiene que ser aumentada ya sea por adición de un tanque para aumentar el volumen disponible o proyectando un sistema de recolección más grande.

En un grupo de 4 pozos donde no se necesitan líneas de recolección, el único volumen disponible sería el único separador, 4 líneas de flujo y el entubado de un pozo.

Este volumen sería:

$$(a) \quad 39 \times \quad = 39 \text{ pies cúbicos}$$

$$(b) \quad 152 \times \quad = 152 \text{ pies cúbicos}$$

$$(c) \quad 21 \times 4 = 84 \text{ pies cúbicos}$$

$$275 \text{ pies cúbicos}$$

Como la capacidad del sistema de recolección en un grupo de 4 pozos no es suficiente para contener el gas usado en un ciclo, debe añadirse volúmenes adicionales en forma de tanques o tubería. En este caso se requeriría aproximadamente un volumen adicional de  $1000 \text{ pies}^3$ . El costo de

este volumen adicional estaría cerca de \$ 3000.- si fueran tanques. Si se usan tuberías de gran diámetro, por ejemplo de 10" ó 12" para usarse como tanques, el costo es aproximadamente \$ 6,000 por 1000 pies<sup>3</sup>. Puede ser aconsejable, sin embargo, usar tuberías de gran diámetro a pesar del costo adicional debido al alto valor de salvataje.

A continuación se muestran 2 diagramas, uno del sistema de distribución del gas HP (inyección) y otro del sistema de recolección del gas LP (producción) para 16 pozos en grupos de 4 - Figs. N° 42 y 43.

#### 6.- Equipo de gas lift requerido

Como único equipo subsuperficial se necesita 5 válvulas gas lift en una instalación típica - Como equipo superficial se necesita un controlador del tiempo de ciclaje, más los manómetros indicadores y las válvulas de aguja. Todo ello conforma una instalación típica que se diagramatiza en las figuras N° 44 y 45.

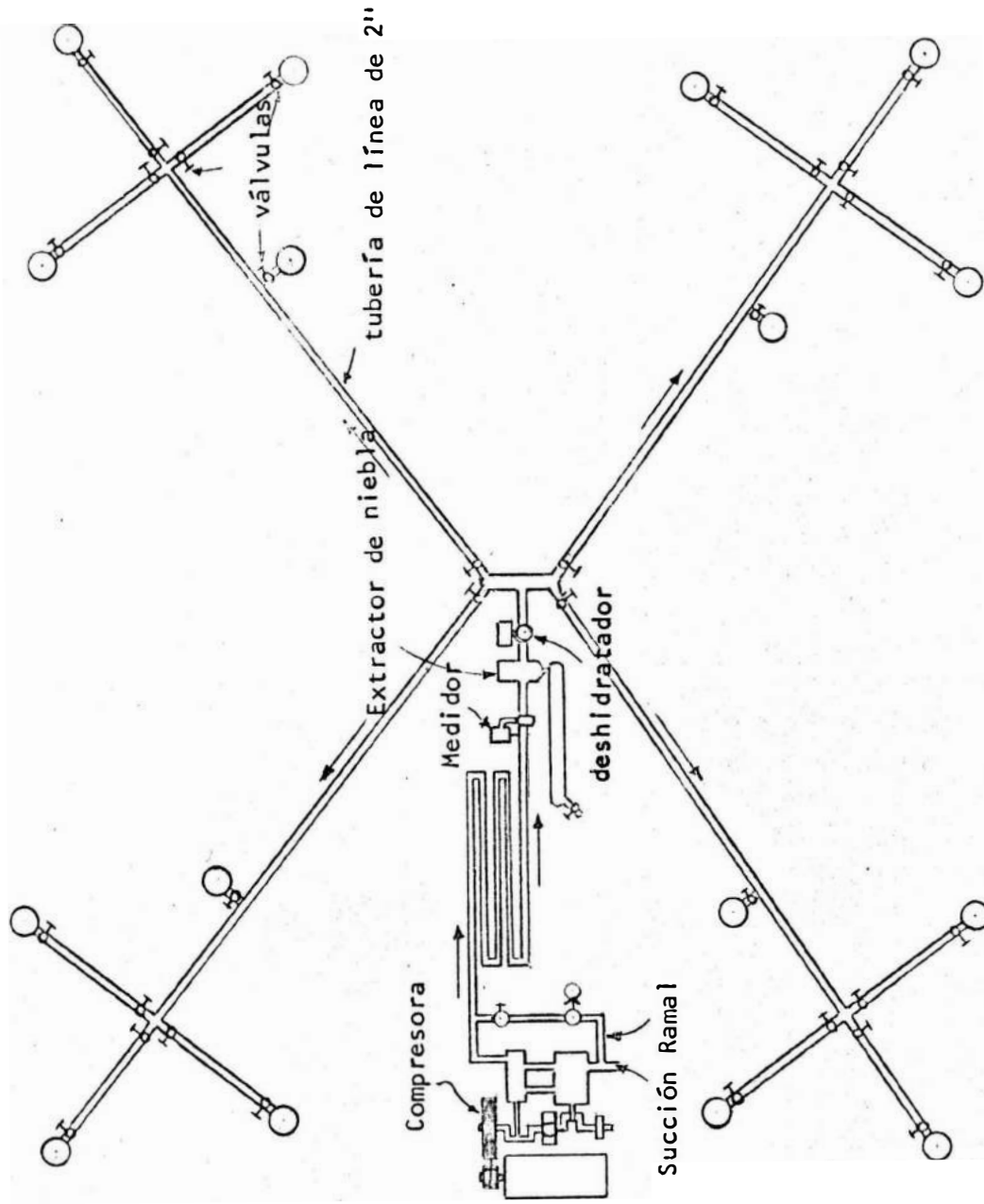


Fig. N° 42 Sistema de distribución para 16 pozos en grupos de 4.  
(gas de inyección)

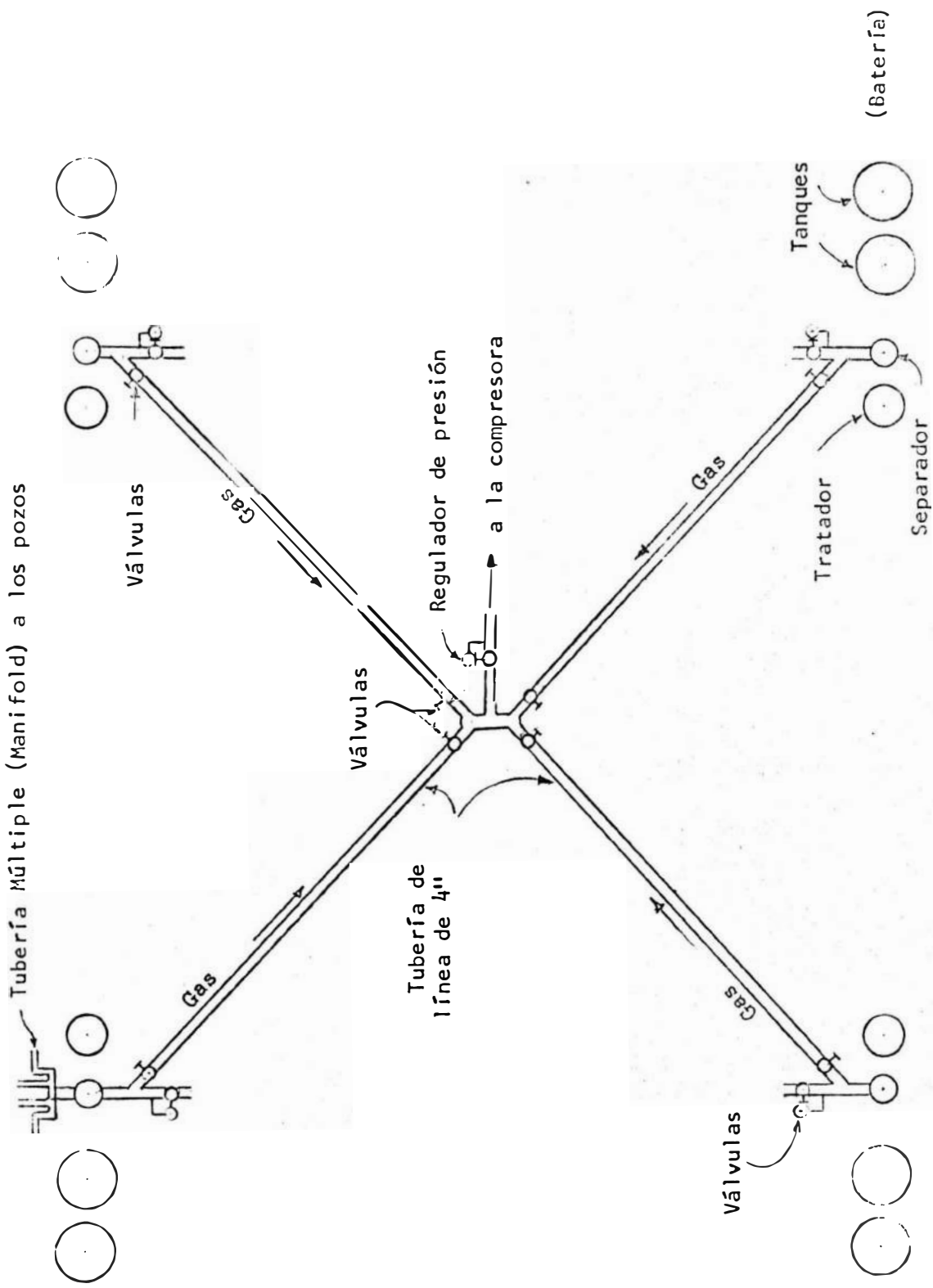


Fig. N° 43 Sistema de Recolección (gas producido)



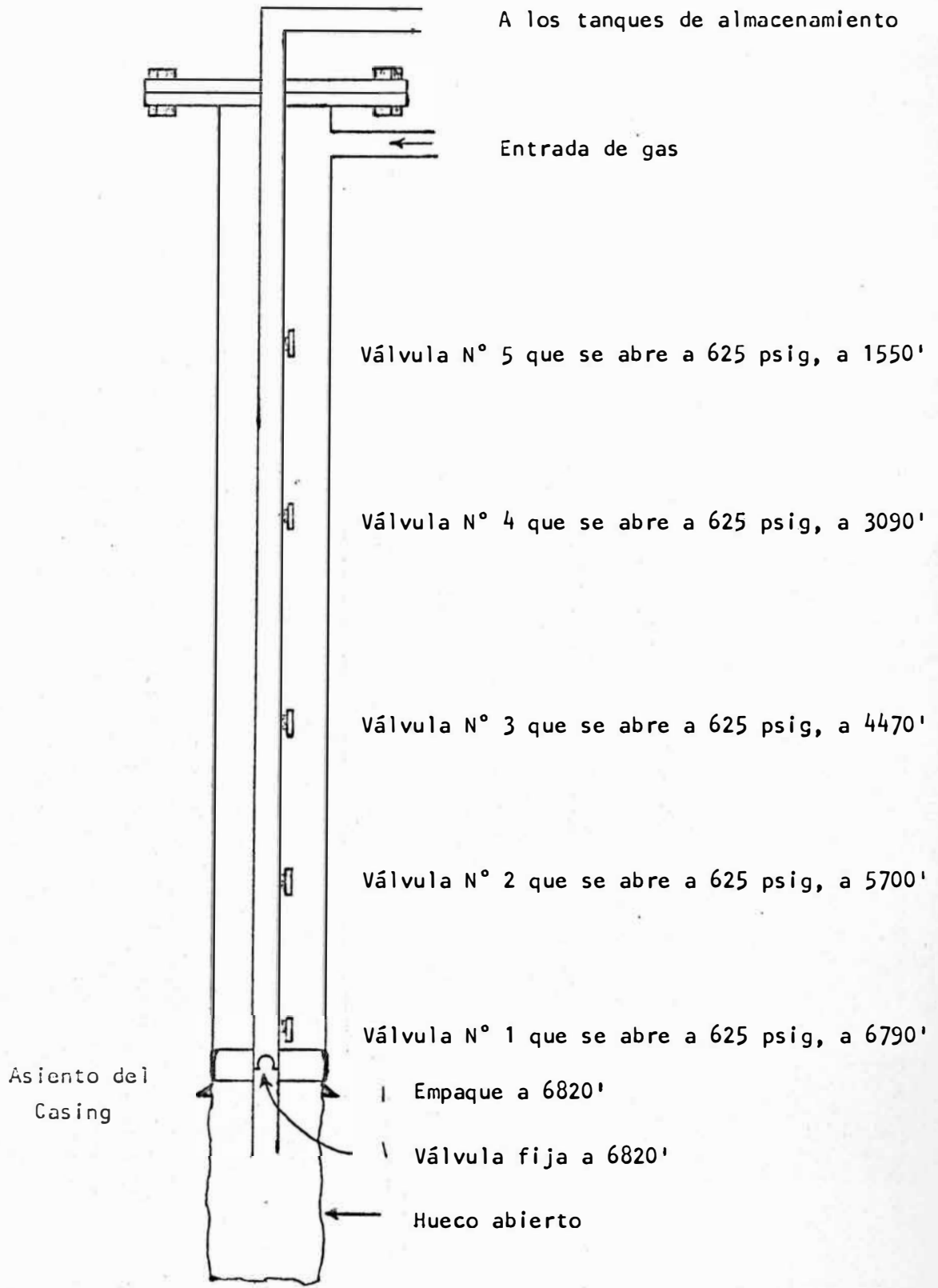
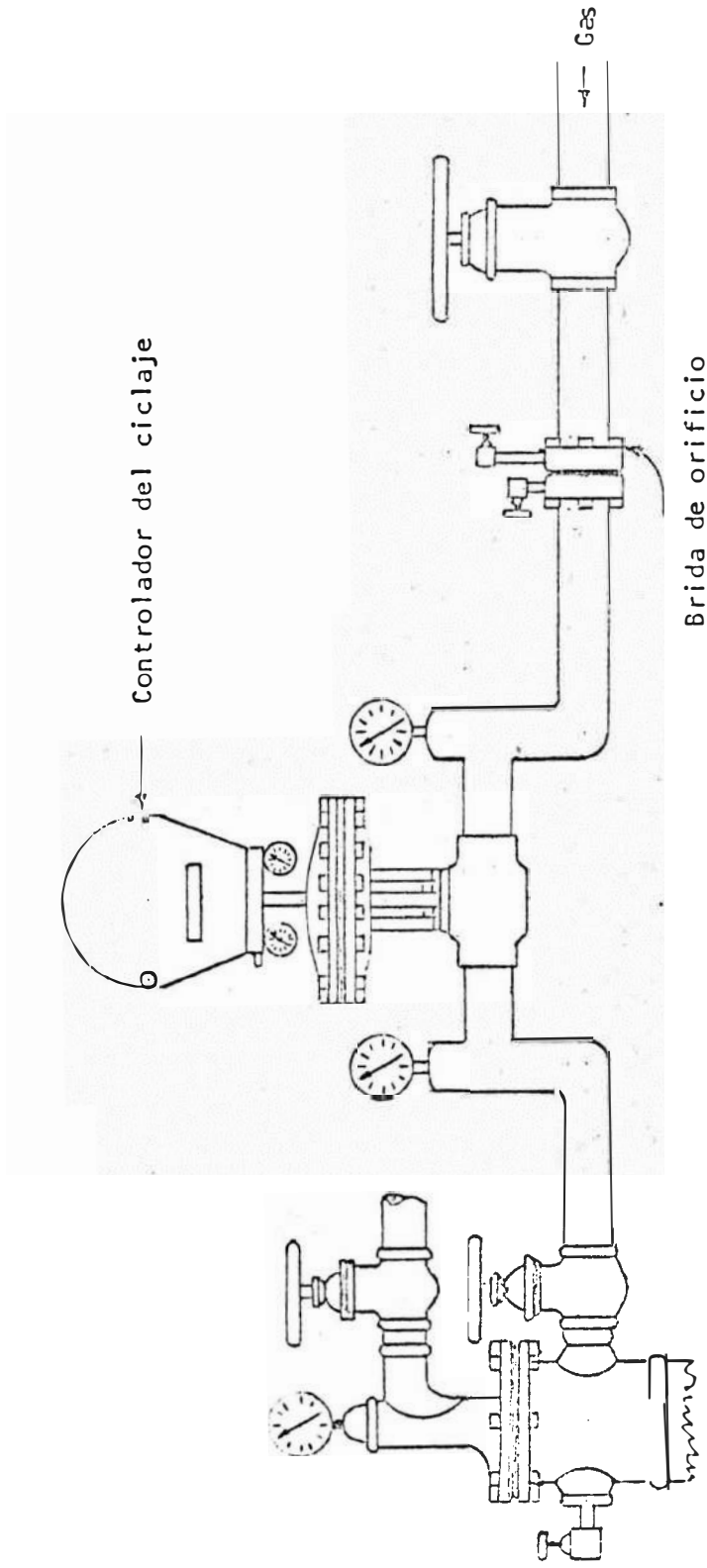


Fig. N° 44 Instalación Subsuperficial



Instalación superficial en la cabeza del pozo.

Fig. N° 45

## CAPITULO V

ESTIMACION ECONOMICA DEL PROYECTOA Costos de Operación

Los costos de operación de un sistema de gas lift rotativo no son mayores que otros métodos de producción artificial.

Los costos estimados se basan en supuestos, tomando como base los de aquellos campos similares. Para el análisis estos costos los dividiremos en 3 categorías:

Costos del pozo

Costos de las instalaciones del campo

Costos de mano de obra

Los costos del pozo incluyen el costo de cualquier trabajo hecho en un pozo tales como izaje, reparación de válvulas gas lift y mantenimiento del equipo superficial. La experiencia indica que con toda probabilidad un pozo en gas lift tiene que ser desentubado no mas a menudo que una vez cada 3 años, para ser conservativo tomemos una vez cada 2 años y el costo total del izaje de la sarta y el sentado de la misma es aproximadamente de \$360.-

En adición será necesario reparar las válvulas, este costo

se asume en \$200.00. El costo total por cada trabajo de izaje y sentada de la sarta y trabajos de reparación será \$560.00. Como es una vez cada 2 años, este costo es  $\frac{560}{2} = \$ 280./año.$

Los costos de las instalaciones del campo incluyen cualquier costo de trabajo o mantenimiento en el campo, tales como mantenimiento y reparación de las compresoras, equipo de medición de gas y otros equipos diversos del campo. No existen muchos datos de mantenimiento de equipo, especialmente en la compresora portátil, que se ha proyectado en el ejemplo dado. Se anticipa sin embargo que los motores de las compresoras deben ser destapadas y desmontadas para reparación no más a menudo que una vez cada dos años a un costo aproximado de \$1200.- por motor. La compresora no necesitará una reparación total sino una vez cada 5 años a un costo de aproximadamente \$2000.-

También el gas usado como combustible se carga a razón de \$0.05 por cada 1 MPC de gas usado por la compresora. Otros gastos diversos no excederán de \$100/año.

Los costos de la mano de obra son en realidad bajos. Un encargado de la bomba o mecánico de tablero de llaves sería suficiente para 16 pozos, probando que éstos no están muy dispersos y el área de trabajo no es muy grande. Se asume \$400/mes el salario de un obrero y otra suma igual por supervisión correspondiente para una función de control eficiente.

Tabla de Costos totales de Operación

Caso de 16 pozos

1) Costos del pozo

Costo del izaje por año  
 $\frac{360}{2} \times 16 = \$ 2880.$

Costo de reparación de  
 válvulas por año  
 $\frac{200}{2} \times 16 = \underline{1600.}$

Costos totales de pozos \$ 4480.

2) Costos del Campo

Reparación del motor de  
 la compresora por año \$1200.

Reparación de la compresora  
 por año 800.

Costo del gas por año 1450.

Costos diversos por año 100.

Costos totales del Campo 3550.

3) Costos de mano de obra

Bombeo, por año 4800.

Supervisión, por año 4800.

Costo total de labor 9600.

Costo total de operación, por año \$ 17630.-

=====

Si este costo de operación se reparte en \$/bbl. para los 16 pozos, para una producción entre el rango de 100 bbls/día/pozo, se tendría el cuadro siguiente:

Producción Bbls/día/pozo	Producción total (16 pozos) Bbls/año	Costo en \$/bbl
100	584000	0.0302
80	467000	0.0378
60	352000	0.0502
40	234000	0.0754
20	117000	0.151
10	58400	0.302
5	28200	0.625
3	17500	1.01
2	11700	1.51
	5840	3.02

Un ítem se ha omitido en estos costos de operación, que es el costo debido a la deposición de la parafina, que ocasiona siempre algún problema. Este costo comprende las operaciones de limpieza del entubado, líneas de flujo, separadores y tanques. Pero con respecto a los pozos en etapa surgente, el aumento del costo en pozos gas lift sería casi insignificante.

Costos del Deshidratador

1) Deshidratador a glicol		
2.3 MM SPC, 1000 lbs CWP	\$	2110.
Transporte .....		100.
Glicol		<u>81.</u>
Costo Total		<u>2291.</u>
2) Serpentes de enfriamiento	\$	350.
Extractor de niebla y tanque de acumulación de agua .....		<u>250.</u>
	\$	600.
Mano de obra para instalación .....		300.

Costos totales del Deshidratador

Deshidratador completo	\$	2291.
Serpentes de enfriamiento y extractor de niebla		600.
Mano de obra		<u>300.</u>
Total		3191.
Total por 4 pozos en \$/pozo	\$	800.
Total por 6 pozos en \$/pozo		532.
Total por 8 pozos en \$/pozo		400.
Total por 12 pozos en \$/pozo		266.
Total por 16 pozos en \$/pozo		200.

B.- Inversión y Análisis de CostosB-1 Caso de 4 pozosSistema de Inyección HPMateriales

3760 pies	2" tubería standard a \$0.34/pie	\$ 1280.-
9	Válvulas de compuerta, 2000 lbs CWP a \$ 45 c/u	405.
1	Manifold 4" con entradas y salidas de 2"	150.
5	Circuitos de medición de 3" a \$86. c/u	430.
9	Teés de Acero de 2000 lbs. de 2" a \$3.63 c/u	33.
	Codos de acero de 2000 lbs., de 2" a \$2.57 c/u	23.
12	Uniones de 2000 lbs G.J.Lip, de 2" a \$5.45 c/u	66.
4	Válvulas de compuerta de 2000 lbs., de 1/2" \$12.60 c/u	51.
16	Válvulas de aguja de 2000 lbs., de 1/2" a \$6.53 c/u	105.
8	Niples de campana (reductores) de 2000 lbs, 1/2" x 2" a \$4.23 c/u	34.
8	Teés de acero, de 2000 lbs., 1/2" a \$1.06 c/u	9.
8	Niples 1/2" x 2" para tubos a \$0.12 c/u	1.
	Válvula reguladora a contra-presión, 2" a \$282 c/u	282.
	Costo Total de Materiales:	\$ 2869.

Mano de Obra

	Para excavar, colocar, cubrir y rellenar tubería de 2" a \$0.30 por pie	\$ 1018.
	Mano de obra para conectar el sistema, 7 días	500.
	Costo Total de Mano de Obra:	\$ 1518.



Costos Totales del Sistema HP

Material	\$ 2869.
Mano de Obra	1518.
Costo Total:	4387.

Sistema de recolección LPMaterial

3 Reguladores a contra-presión de 125 lbs., 2" a \$120. c/u	\$ 360.00
1 Regulador reductor de presión de 125 lbs., 2" a \$120. c/u	120.00
1 Regulador reductor de presión de 125 lbs., 4" a \$ 190. c/u	190.00
1 Regulador de combustible de 1" a \$15. c/u	15.00
3 Válvulas de compuerta, 125 lbs. CWP de 4" a \$39.90 c/u	119.70
6 Tees 125 lbs. CWP de 4" a \$4.29 c/u	25.74
5 Niples de campana standard, de 4" a \$4. c/u	20.00
4 Uniones standard de 4" a 23. c/u	92.00
3 Codos standard de 4" a \$3.25 c/u	9.75
80 Pies de tubería standard de 4" a \$1.11/pie	88.80
50 Pies de tubería "line pipe" de 2" a \$0.34/pie	17.00
2 Tanques volumétricos 6 pies x 20 pies 125 lbs CWP a \$1585. C/u	<u>3170.00</u>
Total en Material:	\$ 4227.99

Mano de Obra

Para colocar los tanques y conectarle al separador, tratador y otros diversos, 4 días de labor	\$ 300.00
Total en Mano de Obra	300.00

Costos Totales en Sistema LP

Material	\$ 4227.99
Mano de Obra	300.00
	\$ 4527.99

CompresoraMateriales

Compresora a gas, 2 etapas, consistente en lo sgte:  
 Cilindro único, doble acción, horizontal, enfriado por agua, con pistón metálico empaquetado, lubricación de alimentación forzada, con su motor formando una unidad, montado en patines de acero, coberturas, fajas, poleas, guarniciones de seguridad y tuberías de gas y agua, lista para operación \$ 14,442.00

Mano de Obra

Transporte	200.00
Fundaciones y edificios	1,000.00
Mano de obra auxiliar, 4 días	<u>300.00</u>
Total Mano de Obra:	\$ 1,500.00

Costos Totales de la Compresora

Materiales	\$ 14,442.00
Mano de Obra	<u>1,500.00</u>
Total:	\$ 15,942.00

## Costos de los Pozos

Materiales

5 Válvulas "intermitters" para tubería de 2"	\$ 1155.
Packer 7" x 2"	350.
Control de tiempo de ciclaje	289.
Válvula de pie	<u>28.</u>
Total por Pozo :	\$ 1822.
Total por 4 pozos:	\$ 7288.

Mano de Obra

Tiempo unitario 32 horas por pozo á \$15/hora	\$	480.
Mano de Obra auxiliar a \$50/pozo		50.
Total por Pozo	\$	530.
Total por 4 pozos	\$	2120.

Costos Totales de los Pozos

Materiales	\$	7288.
Mano de Obra		<u>2120.</u>
Total:	\$	9408.

Costos totales para la Instalación de 4 Pozos

Compresora	\$	15942.00
Sistema HP		4387.00
Sistema LP		4527.00
Costos de pozos		<u>9408.00</u>
Costo Total	\$	34264.00
Por Pozo		8566.00

B-2 Caso de 3 PozosSistema de Inyección HP

## Materiales

8840 pies de tubería standard de 2" á \$0.34/pie	\$	3000.
16 Válvulas de compuerta, 2", 2000 lbs CWP á \$45. c/u		720.
18 Uniones G.J., 2000 lbs., 2" á \$5.45 c/u		98.
24 Teés de acero, 2000 lbs., 2" á \$3.63 c/u		87.
24 Codos de acero, 2000 lbs., 2" á \$2.57 c/u		62.
16 Niples de campana, 2" x 1/2" á \$4.23 c/u		68.
32 Válvulas de aguja, de 1/2" á \$6.53 c/u		209.
8 Válvulas de compuerta de 1/2" á 12.60 c/u		101.
9 Bidas de orificio 3" á \$86.00 c/u		775.
16 Teés de acero 1/2", 2000 lbs. CWP á \$ 1.06 c/u		17.
Regulador a contra-presión, de 2", á \$ 282.00 c/u		282.
		<hr/>
Total, Costo del Material	\$	5419.

Mano de Obra

Para excavar, colocar y rellenar la zanja para instalar 8840 pies de tubería de 2" á \$0.30/pie	\$	2652.
Mano de obra auxiliar, 1 cuadrilla trabajando 10 días á \$70/día		700.
		<hr/>
Costo Total de Mano de Obra	\$	3352.

Costo Total del Sistema HP

Materiales	\$	5419.
Mano de Obra		<u>3352.</u>
Total	\$	8771.

Sistema de Recolección LPMateriales

3	Reguladores a contra-presión, 125 lbs., 2" á \$120.c/u	\$	360.00
	Regulador de reducción, 125 lbs., 2" á \$120. c/u		120.00
	Regulador de reducción, 125 lbs., 4" á \$190. c/u		190.00
	Regulador de combustible, de 1" á \$ 15. c/u		15.00
3	Válvulas de compuerta, 125 lbs. CWP, 4" á \$ 39.90 c/u		119.70
6	Teés, 125 lbs. CWP, 4" á \$4.29 c/u		25.74
5	Niples de campana standard, 4" á \$4.c/u		20.00
4	Uniones standard, 4", á \$23. c/u		92.00
3	Codos standard de 4" á \$3.25 c/u		9.75
80	pies de tubería standard, de 4" á \$1.11/pie		88.80
50	Pies de tubería standard, de 2" á \$0.34/pie		17.00
2	Tanques volumétricos de 6' x 20', 125 lbs. CWP á \$1585. c/u		3170.00
	Total en Materiales:	\$	4227.99

Mano de Obra

	Mano de obra auxiliar para colocar los tanques y conectar al separador, tratador, etc., 4 días de trabajo		300.00
	Total Mano de Obra	\$	300.00

Costo Total del Sistema LP

	Materiales	\$	4227.99
	Mano de Obra		300.00
	Total	\$	4527.99

Costos de los Pozos en Gas LiftEquipos

5 Válvulas "intermitters", para tubería de 2"	\$ 1155.
Packer 7" x 2"	350.
Control de tiempo de ciclaje	289.
Válvula de pie	28.
	<hr/>
Total por Pozo :	\$ 1822.
Total por 8 Pozos	14576.

Mano de Obra (Por Pozo)

Tiempo unitario - 32 horas por pozo á \$15./hora más mano de obra auxiliar á \$50./pozo	\$ 530.
Total por Pozo	\$ 530.
Total por 8 Pozos	\$ 4240.

Costo Total de Pozos

Materiales	\$ 14576.
Mano de Obra	4240.
	<hr/>
	\$ 18816.

Costo de CompresoraMateriales

Compresora a gas, un solo cilindro, doble acción, horizontal, enfriado por agua, completo con su motor, equipo de arranque, de seguridad y montado en patines de acero \$ 10693.

Compresora a gas, un solo cilindro, de las mismas características, en tandera con la primera 16095.

Costo Total de Compresoras: \$ 26788.

Mano de Obra

Transporte de 2 unidades	\$	400.
Fundaciones y casetas		1700.
Mano de obra auxiliar		450.
	\$	2550.

Costos totales de Compresoras

Material	\$	26788.
Mano de Obra		2550.
		<hr/>
Total	\$	29338.

## Costos totales (Grupo de 8 pozos)

Sistema HP de inyección	\$	8771.
Compresora		29338.
Sistema LP de recolección		4528.
Costos de Pozos		<hr/> 18816.
	\$	61453.
Costo por pozo	\$	7681.

B-3 Caso de 12 pozosSistema de Inyección HPMateriales

19000	pies de tubería de 2" á \$ 0.34/pie	\$ 6460.
28	Válvulas de compuerta, 2000 lbs. CWP 2" á \$45.c/u	1260.
44	Teés de acero, 2000 lbs. CWP, 2" á \$3.63 c/u	160.
32	Uniones de acero G.J., 2000 lbs. CWP, 2" á \$5.45 c/u	175.
40	Codos de acero, 2000 lbs. CWP de 2" á \$2.57 c/u	103.
36	Niples de campa sin costura, 2" x 1/2" á 4.23 c/u	153.
32	Válvulas de aguja de 1/2" á \$6.53 c/u	209.
13	Bridas de orificio 3" á \$86. c/u	1120.
24	Teés de acero, 2000 lbs. CWP de 1/2" á \$1.06 c/u	26.
12	Válvulas de compuerta de acero, 2000 lbs. 1/2" á \$12.60 c/u	151.
	Regulador a contra-presión, 1500 lbs. WOG á \$282.	282.
	Conexiones varias	<u>200.</u>
	Costo Total de Material:	\$ 10299.

Mano de Obra

	Mano de obra para conectar, alquitranar y rellenar zanja para 19000 pies de tubería de 2" á \$0.30/pie	\$ 5700.
	Mano de obra auxiliar, 10 días á \$70./día	<u>700.</u>
	Costo total de mano de obra:	\$ 6400.



Costo Total de Sistema de Inyección HP

Materiales	\$ 10299.
Mano de Obra	<u>6400</u>
Total	\$ 16699.

Sistema de Recolección LPMateriales

4 Reguladores a contra-presión, 125 lbs. CWP, 2" á \$120.c/u	\$ 480.
4 Reguladores de reducción, 125 lbs. CWP, 2" á \$120. c/u	480.
7600 pies de tubería de 4" á \$1.11/pie	8440.
10 Válvulas, 125 lbs. CWP, 4" á \$49.28 c/u	493.
12 Uniones, 150 lbs. cWP, 4" á \$10.05 c/u	121.
8 Teés, 150 lbs. CWP, 4" á \$4.51 c/u	36.
8 Codos, 150 lbs. CWP, 4" á \$3.41 c/u	28.
Regulador de reducción, 125 lbs. CWP, 4" á \$190. c/u	190.
Regulador de combustible, 1" á \$15.c/u	15.
Conexiones diversas	<u>200.</u>
Costo Total de Material	\$ 10483.

Mano de Obra

Mano de obra para colocar tubería de 4" en superficie (sin enterrarla) á \$0.20/pie	\$ 1520.
Mano de Obra auxiliar, 10 días á \$70./día	<u>700.</u>
Costo total de Mano de Obra:	\$ 2220.

Costo Total del Sistema de Recolección LP

Materiales	\$ 10483.
Mano de Obra	<u>2220.</u>
Total	\$ 12703.

Costos de CompresorasMateriales

2 Compresoras horizontales a gas, de un solo cilindro, acción doble enfriadas por agua, completa con chaqueta, válvulas de seguridad, válvulas y equipo misceláneo. Motor a gas y patines de acero, listo para instalación, a \$16.095. c/u.	\$ 32,190.
--	------------

Mano de Obra

Transporte	400.
Fundación y casetas	2,100.
Mano de obra auxiliar, 4 días a \$70./día	<u>280.</u>
Total Costo de Mano de Obra :	\$ 2,780.

Costo total de la compresora

Material	\$ 32,190.
Mano de Obra	2,780.
	\$ 34,970.

Costos de PozosMateriales (Por Pozo)

5 Válvulas "intermitters" para entubado de 2"	\$ 1,155.
Packer	350.
Controlador de tiempo de ciclaje	289.
Válvula de pie	<u>28.</u>
Total por Pozo	\$ 1,822.
Total por 12 Pozos:	\$ 21,864.

Mano de Obra (Por Pozo)

Tiempo unitario, 32 horas/pozo á \$15./hora	\$	480.
Mano de obra auxiliar a \$50./pozo		<u>50.</u>
Costo total de mano de obra por pozo:	\$	530.
Por 12 pozos	\$	6,360.

Costo total de Pozos

Materiales	\$	21,864.
Mano de Obra		<u>6,360.</u>
Total:	\$	28,224.

Costos totales para el grupo de 12 pozos

Sistema de Inyección HP	\$	16,699.
Sistema de recolección LP		12,703.
Compresoras		34,970.
Costos de Pozos		<u>28,224.</u>
Total (12 pozos)	\$	92,596.
Total por pozo		7,716.

B.4 Caso de 16 pozosSistema de Inyección HPMateriales

19000	pies de tubería de 2" á \$0.34/pie	\$ 6,460.
32	Válvulas de 2000 lbs CWP, 2" á \$45. c/u	1,440.
44	Uniones G.L., 2000 lbs. CWP, 2" á \$5.45 c/u	240.
48	Codos de acero, 2000 lbs. CWP, 2" á \$2.57 c/u	124.
48	Teés de acero, 2000 lbs. CWP, 2" á \$3.63 c/u	175.
32	Niples de campana 2" x 1/2", sin costura, a \$4.23 c/u	135.
64	Válvulas de aguja, 2000 lbs. CWP 1/2" á \$6.53 c/u	418.
16	Válvulas de compuerta, 2000 lbs. CWP, 1/2" á \$12.60 c/u	202.
21	Bridas de orificio de 3" á \$86. c/u	1,806.
32	Teés de acero, 2000 lbs. CWP, 1/2" á \$1.06 c/u	34.
1	Regulador a contrapresión, de 2" á \$282. c/u	282.
	Diversas conexiones, niples, etc.	<u>200.</u>
	Costo Total de Material	\$ 11,516.

Mano de Obra

	Mano de obra para colocar, excavar y rellenar 19000 pies de tubería de 2" á \$0.30/pie	\$ 5,700.
	Mano de obra auxiliar, 10 días á \$70/día	<u>700.</u>
	Costo Total de Mano de Obra :	\$ 6,400.

Costo Total del Sistema de Inyección HP

Materiales	\$ 11,516.
Mano de Obra	<u>6,400.</u>
	\$ 17,916.

Sistema de Recolección a LPMateriales

4 Reguladores a contrapresión, 125 lbs. CWP 2" á \$120. c/u	\$ 480.
4 Reguladores de reducción, 125 lbs. CWP, 2" á \$120. c/u	480.
7600 pies de tubería de 4" á \$1.11/pie	8,440.
10 Válvulas, 125 lbs. CWP, 4" á \$49.28 c/u	493.
12 Uniones, 150 lbs. CWP, 4" á \$10.05 c/u	121.
8 Teés, 150 lbs. CWP, 4" á \$4.51 c/u	36.
8 Codos, 150 lbs. CWP, 4" á \$3.41 c/u	28.
1 Regulador de reducción, 125 lbs. CWP 4" á \$190 c/u	190.
1 Regulador de combustible, de 1" á \$15.c/u	15.
Conexiones misceláneas	<u>200.</u>
Costo Total de Material	\$ 10,483.

Mano de Obra

Mano de obra, para conectar tubería de 4" en la superficie sin enterrarla, a \$0.20/pie	1,520.
Mano de obra auxiliar, 10 días a \$70./día	<u>700.</u>
	\$ 2,220.

Costo Total del Sistema de Recolección LP

Materiales	\$ 10,483.
Mano de Obra	<u>2,220.</u>
Total	\$ 12,703.

Costo de los PozosMateriales (Por pozo)

5 Válvulas "intermitters", para entubado de 2"	\$ 1,155.
1 Packer a \$350. c/u	350.
1 Controlador del tiempo de ciclaje a \$288.75	289.
1 Válvula de pie á \$28. c/u	<u>28.</u>
Costo total de Material, por pozo :	\$ 1,822.
Total por 16 pozos :	\$ 29,152.

Mano de Obra (por pozo)

Tiempo unitario 32 hrs/pozo á \$15./hora	\$ 480.
Mano de obra auxiliar a \$50./pozo	<u>50.</u>
Costo total de mano de obra, por pozo:	\$ 530.
Total por 16 pozos :	\$ 8,480.

Costo total de los pozos

Materiales	\$ 29,152.
Mano de obra	8,480.
Total	\$ 37,632.

Costos de las compresorasMateriales

2	Compresoras a gas, de un solo cilindro, duplex, doble acción, horizontal, dos etapas, enfriamiento por agua, completas, con equipo de seguridad, drenaje, mecanismo de arranque, válvulas, etc., con su unidad de fuerza, a \$23,339. c/u	\$	46,678.
---	---	----	---------

Mano de Obra

Transporte			400.
Fundaciones y casetas			2,100.
Mano de obra auxiliar, 4 días a \$70./día			280.
	Total Mano de Obra	\$	2,780.

Costo Total de Compresoras

Materiales	\$	46,678.
Mano de Obra		<u>2,780.</u>
Total	\$	49,458.

Costos Totales de Campo

Sistema de Inyección HP	\$	17,916.
Sistema de Recolección LP		12,703.
Compresoras		49,458.
Costo de Pozos y equipo de Gas Lift		<u>37,632.</u>
Costo Total para 16 pozos	\$	117,709.
Costo por Pozo		7,360.

RESUMENCostos de Instalación por Pozo

Nº de Pozos en el Sistema Rotativo	Costos de Equipo y Mano de Obra	Costo de <u>Deshidratación</u>	Costo total por Pozo
4	\$ 8,566.	\$ 800.	\$ 9,366.
8	7,681.	400.	8,081.
12	7,716.	266.	7,982.
16	7,360.	200.	7,560.

Estos costos son solamente relativos y corresponden a datos de catálogos de 20 años atrás. Probablemente en la actualidad estos costos por lo menos deben duplicarse para tener una visión real del problema económico.

La Tabla siguiente da estos costos actuales, en dólares y Soles.

<u>Número de Pozos</u>	<u>Costo total de instalación por pozo</u>	
	Dólares	<u>(Actual)</u>
4	18,732.	Soles (aproximado) 936,600.
8	16,162.	808,310.
12	15,964.	798,200.
16	15,120.	756,000.



CAPITULO VI

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El presente trabajo demuestra que el Gas Lift rotativo para un campo en producción debe ser enfocado como un método de producción económico y eficiente.

El éxito de este sistema cerrado es particularmente importante para las posibilidades de conservación de gas, para usos industriales.

Efectuando una eficiente sincronización de las válvulas superficiales que controlan la inyección, la instalación de alta presión pueden restringirse a las tuberías de del gas y los separadores, para controlar las fluctuaciones de presión.

Usando una presión de descarga en la compresora de 100 á 200 psi. encima presión de operación, se usa la propia tubería de inyección para almacenar gas mientras las válvulas de intermitencia en la superficie están cerradas, evitándose las cámaras de acumulación de gas.

Pueden unirse al sistema de baja presión los separadores de los pozos surgentes para proveer a la compresora de un adecuado volumen de succión.

Cuando los pozos entran en un período de depletación, el diámetro adecuado de las tuberías en el lado de alta y de baja presión, permiten una operación más eficiente.

Puede producirse de 2 formaciones con diferentes mecanismos de producción, depletación por gas disuelto e influjo de agua para aprovechar el aumento en el GOR en los pozos con mecanismo de gas disuelto y continuar la producción de los pozos con un WOR cada vez mayor en los de impulso de agua, siempre que la compresora y el diámetro de la línea de alta presión sean diseñados cuidadosamente para no tener problemas de interferencia en los períodos de inyección de cada pozo.

El balance económico del gas lift rotativo cerrado es siempre favorable con respecto al gas lift abierto, ya que puede usarse el gas en exceso para fines industriales, sin bajar la eficiencia productiva de los pozos en Gas Lift.

Como recomendaciones finales, cabe lo siguiente:

- 1.- En cualquier campo con producción bajo Gas Lift, este sistema debe ser ensayado primero como un programa piloto que sea capaz de ofrecer la máxima flexibilidad con el mínimo costo por pozo.
- 2.- La ventaja económica del programa piloto aumenta con el número de pozos y la mayor profundidad del levantamiento.

- 3.- El gas tiende a tener un costo cada vez más alto y a la vez debe tratar de centralizarse los puntos de salida del gas en un campo petrolero. Esto se consigue muy fácilmente en un proyecto de gas lift rotativo, que cada vez tiende a ser más atractivo.
  
- 4.- Con una bien diseñada central de compresoras puede rehabilitarse antiguos campos de producción que tienen una producción proveniente de pozos marginales, siempre que el costo de colocar el gas excedente de otros campos en la succión de las compresoras y el costo de la inversión en el programa piloto en relación con el aumento de la producción de los pozos que entran al programa aseguren una ganancia real y efectiva.

## BIBLIOGRAFIA

- 1.- Gas Lift Theory and Practice, Kermit E. Brown, Prentice Hall Inc., Englewood Cliffs, New Jersey.
- 2.- The Power of Gas, C. V. Kirkpatrick, Camco Inc., Houston, Texas.
- 3.- Gas Lift Manual, Camco Incorporated, Houston, Texas.
- 4.- How to design a closed rotative gas lift system, H. W. Winkler, The Petroleum Engineer. Mayo 1957.
- 5.- Advances in Gas Lift Technology, C. V. Kirkpatrick, N. P. I. Division of Production, Marzo 1959.
- 6.- Gas Lift Installation in the Spraberry, B. J. Rhoads Jr. The Petroleum Engineer, Julio 1952.
- 7.- Closed System of intermittent Gas Lift applied in single well operation. E.H. Short, Jr. World Oil, 27 de Octubre 1945.
- 8.- Getting most from rotative gas lift, Bobby Moore, World Oil, 1° Julio 1952.
- 9.- Producing Stripper wells by Gas Lift in Peru. The Petroleum Engineer. Abril 1958.
- 10.- How to design a closed rotative gas lift system, Part 1, Part 2. H.W. Winkler, World Oil, Julio-Agosto 1, 1960.
- 11.- Apuntes de Clase Ing. Juan Rodríguez del Castillo, Universidad Nacional de Ingeniería, Lima-Perú, 1966.

# I N D I C E

CAPITULO	Pág.
- Introducción	1
CAPITULO II	
- Características del gas lift rotativo y requerimientos básicos para el diseño de la instalación	6
Volumen de la inyección en pozos de gas lift continuo	12
Volumen de la inyección en pozos de gas lift intermitente	23
Sistema de inyección y recolección	30
CAPITULO III	
- Diseño de un sistema de gas lift rotativo - Consideraciones generales	33
- Estimación del volumen de gas requerido y la presión óptima de inyección - Pozos de gas lift continuo	36
- Programación de las curvas de gradientes más apropiadas	38
- Pozos de gas lift intermitente	42
- Método recomendado por el Manual de CAMCO para estimar la inyección de gas en instalaciones intermitentes	43
Sistema de inyección y recolección	46
- Diseño del sistema de compresión	55
- Sistema de 8 pozos	59
- Como se selecciona la compresora	65
- Caso de compresión de una sola etapa	68
- Caso de una compresión de dos etapas	70
- Diseño de un sistema de compresión para gas lift rotativo	73
- Cálculo de diseño - Estimación de la inyección en SPC/día de gas para la presión de inyección asumida	77
- Cálculo del caballaje al freno aproximado para la compresora	78

	Pág.
Diseño del sistema de inyección a alta presión	80
- Cálculo del volumen de gas en exceso o gas de relleno	82
- Diseño del sistema de recolección de gas a baja presión	83
Ejemplos prácticos de diseño    Caso de un solo pozo intermitente	86
- Caso de mayor número de pozos en el sistema	92
<b>CAPITULO IV</b>	
- Proyecto de una instalación típica de gas lift rotativo	99
- Volumen del gas requerido	100
- Capacidad de la compresora requerida	101
- Sistema de inyección HP	103
- Deshidratadores - Sistema de recolección LP	104
- Equipo de gas lift requerido	108
<b>CAPITULO V</b>	
Estimación económica del proyecto - Costos de operación	109
- Tabla de costos totales de operación	111
- Inversión y análisis de costos - Caso de 4 pozos	114
Caso de 8 pozos	118
- Caso de 12 pozos	122
- Caso de 16 pozos	126
- Resumen - Costos de instalación por pozo	130
<b>CAPITULO VI</b>	
- Conclusiones y recomendaciones	131
- Bibliografía	134