

2012

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA



"ANALISIS Y DIAGNOSTICO DE FALLAS EN  
INSTALACIONES DE BOMBEO NEUMATICO"

**T E S I S**  
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE  
INGENIERO PETROLERO  
P R E S E N T A N  
JAIME GRANADOS CALIZ  
PEDRO ARTURO ARENAS MEDINA  
RAUL RAZO FLORES



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

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

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

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

# "ANALISIS Y DIAGNOSTICO DE FALLAS EN INSTALACIONES DE BOMBEO NEUMATICO"

## I n d i c e

### INTRODUCCION

### C a p í t u l o 1

#### BOMBEO NEUMATICO

- 1.1 Generalidades
- 1.2 Descripción General
- 1.3 Características de las válvulas de bombeo neumático.
- 1.3.1 Mecanismos de las válvulas subsuperficiales de bombeo neumático.
- 1.3.2 Clasificación de las válvulas de bombeo neumático.
- 1.3.3 Consideraciones de diseño.
- 1.4 Clasificación de las instalaciones de bombeo neumático.
- 1.4.1 Instalación abierta.
- 1.4.2 Instalación semicerrada.
- 1.4.3 Instalación cerrada.
- 1.5 Diseño de instalaciones.
- 1.5.1 Diseño de instalaciones de bombeo neumático continuo.
- 1.5.2 Diseño de instalaciones de bombeo neumático intermitente.

### C a p í t u l o 2

#### OPERACION

- 2.1 Generalidades.
- 2.2 Proceso de descarga.

- 2.2.1 Proceso de descarga en flujo continuo.
- 2.2.2 Proceso de descarga en flujo intermitente.
- 2.3 Controles superficiales de la inyección del gas.
  - 2.3.1 Estrangulador.
  - 2.3.2 Combinación regulador-estrangulador.
  - 2.3.3 Control de tiempo.
- 2.4 Presión superficial en la cabeza del pozo.
  - 2.4.1 Efecto de la contrapresión en flujo continuo.
  - 2.4.2 Efecto de la contrapresión en flujo intermitente.
- 2.5 Sistema de compresión.
  - 2.5.1 Presión de inyección del gas.
  - 2.5.2 Volumen de gas de inyección.
  - 2.5.3 Volumen total de gas de salida.
- 2.6 Recuperación total de fluidos.
- 2.7 Instalaciones nuevas.

## C a p í t u l o 3

### MÉTODOS DE ANÁLISIS

- 3.1 Generalidades.
- 3.2 Métodos de análisis con información obtenida en la superficie.
  - 3.2.1 Gráficas de registro de presiones con medidor de orificio.
  - 3.2.2 Significado del registro de las presiones en la tubería de revestimiento y en la tubería de producción.
  - 3.2.3 Análisis de la operación.
  - 3.2.4 Dispositivo acústico de análisis.
- 3.3 Métodos de análisis con información obtenida mediante línea de acero.
  - 3.3.1 Consideraciones del equipo y de la operación de los registros subsuperficiales.
  - 3.3.2 Procedimientos sugeridos para correr un registro de presión.
  - 3.3.3 Aplicaciones prácticas de los registros subsuperficiales.

## C a p í t u l o 4

### DIAGNOSTICO DE FALLAS

- 4.1 Generalidades.
- 4.2 Diagnóstico de fallas con información obtenida en la superficie.
  - 4.2.1 Diagnóstico para flujo continuo.
  - 4.2.2 Diagnóstico para flujo intermitente.
  - 4.2.3 Determinación del nivel del fluido.
- 4.3 Diagnóstico de fallas con información obtenida mediante línea de acero.
  - 4.3.1 Diagnóstico para flujo continuo.
  - 4.3.2 Diagnóstico para flujo intermitente.

## C a p í t u l o 5

### EJEMPLOS DE APLICACION

- 5.1 Generalidades.
- 5.2 Falla en el regulador de presión antes del compresor.
- 5.3 El caso de las válvulas de bombeo neumático invertidas.
- 5.4 El caso del diseñador descuidado.
- 5.5 El caso del pozo sobrecalentado.

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### NOMENCLATURA

### BIBLIOGRAFIA

## INTRODUCCION

Dada la importancia que tiene el máximo aprovechamiento de los recursos energéticos, es de esperarse que uno de los principales objetivos que deben seguirse en la Industria Petrolera, es el de mantener los Sistemas Artificiales de Producción operando con la mayor eficiencia que sea posible. Esto puede lograrse si se realizan los diseños lo más apropiados a las condiciones que se tengan y sobre todo manteniendo un constante control de la operación de dichos sistemas, así como un adecuado mantenimiento de los mismos.

El bombeo neumático, que es el Sistema Artificial que se contempla en este trabajo, es una fuente de muchos problemas operacionales y de diseño que tendrán que resolver tanto el personal de campo especializado como el personal de Tecnología de Producción. En éste sentido, el presente trabajo trata específicamente sobre algunas de las técnicas más utilizadas en el Diagnóstico de Fallas en Instalaciones de Bombeo Neumático.

Para mayor comprensión del tema es necesario tener conocimiento del principio de operación del bombeo neumático, así como del equipo e instrumentos que se emplean en dicho sistema. Por esto, en los dos primeros capítulos de este trabajo, se presenta, en forma breve, la descripción general del bombeo neumático, así como la de los principales mecanismos que se emplean en éste sistema y su modo de operación.

En los capítulos tres y cuatro se exponen las técnicas de diagnóstico clasificadas en forma general en: técnicas a partir de información obtenida en la superficie y técnicas a partir de información obtenida con línea de acero. Se presenta la descripción de dichas técnicas y una serie de ejemplos que exponen los casos más comunes que se presentan en la práctica.

Finalmente, en el capítulo cinco se presentan cuatro ejemplos de campo en donde se describe en forma detallada el método que en cada caso fue empleado - para determinar los problemas correspondientes.

## CAPITULO 1

### BOMBEO NEUMATICO

#### 1.1 GENERALIDADES

Cada día, más y más pozos en el mundo son puestos a operar en alguno de los varios tipos de sistemas artificiales de producción disponibles actualmente, y el número continúa incrementándose. La selección del tipo de bombeo artificial más adecuado para un pozo o un grupo de pozos puede ser fácil o difícil dependiendo de las condiciones que se tengan.

La lista siguiente es representativa de los sistemas de bombeo usados - actualmente en todo el mundo. Esto varía de país a país, de un estado a otro y de campo a campo.

- 1) Bombeo Mecánico
- 2) Bombeo Neumático
- 3) Bombeo Electrocentrifugo
- 4) Bombeo Hidráulico
- 5) Otros métodos

De una estadística realizada en los Estados Unidos, donde se consideraron 518 867 pozos, el 92.7% es decir, 481 146 producían mediante un sistema artificial. De éstos, el 85.2% producían mediante bombeo mecánico, 10.8% mediante bombeo neumático, 2% mediante bombeo electrocentrifugo y 2% mediante bombeo hidráulico. Aproximadamente 383 000 de los pozos con bombeo artificial producen menos de 10 bl./día por pozo. Considerando que el 100% de estos pozos "agotados" funcionan con bombeo mecánico, una reclasificación de los pozos restantes demuestra que la mayoría de éstos operan con bombeo neumático.

El propósito del bombeo artificial es mantener una baja presión de fondo fluyendo de manera que la formación pueda aportar los fluidos deseados. In

Las partes que componen una válvula de bombeo neumático son: (Fig. 1.1)

- 1) Cuerpo de la válvula
- 2) Elemento de carga (resorte, gas o una combinación de ambos)
- 3) Elemento de respuesta a una presión (fuelle de metal, pistón o diafragma de hule)
- 4) Elemento de transmisión (diafragma de hule o vástago de metal)
- 5) Elemento medidor (orificio o asiento)

Cuando el área del elemento de respuesta es grande, comparada con el área del asiento de la válvula, ésta es relativamente insensible a la presión - en la tubería de producción, entonces, debido a esto el efecto de la columna - de líquido en la tubería de producción para abrir la válvula es pequeño.

### 1.3.2 Clasificación de las Válvulas de Bombeo Neumático.

A continuación se clasifican los tipos de válvulas mayormente usadas:

- a) Válvula operada por presión del gas de inyección.

Generalmente se conoce como válvula de presión. Esta válvula es del 50 al 100% sensible a la presión en la tubería de revestimiento en la posición - cerrada y el 100% sensible en la posición de apertura. Se requiere un aumento de presión en el espacio anular para abrir y una reducción en la misma presión para que la válvula cierre (Figs. 1.2 y 1.3)

- b) Válvula reguladora de presión.

Esta válvula también es conocida como válvula proporcional o válvula de flujo continuo. Las condiciones que imperan en ésta son las mismas a las de la válvula de presión en la posición cerrada. Es decir, una vez que la válvula está en la posición cerrada es sensible a la presión en la tubería de revestimiento, por lo que se requiere que la presión en el espacio anular aumente para que la válvula abra. Sin embargo, en la posición abierta esta válvula es -- sensible a la presión en la tubería de producción. Entonces, para que la válvula cierre se requiere de una reducción de la presión en la tubería de producción o en la tubería de revestimiento. (Fig. 1.4)

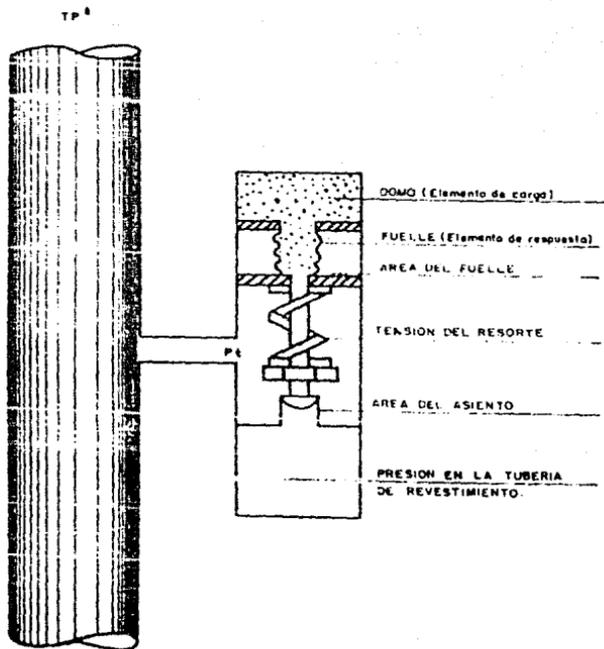


FIG 11 - ESQUEMA DE UNA VALVULA DE BOMBEO NEUMATICO (Operada por presión con doble elemento de carga)

TP 1 NOMENCLATURA AL FINAL

FIG. 1.2.- VALVULA OPERADA POR PRESION

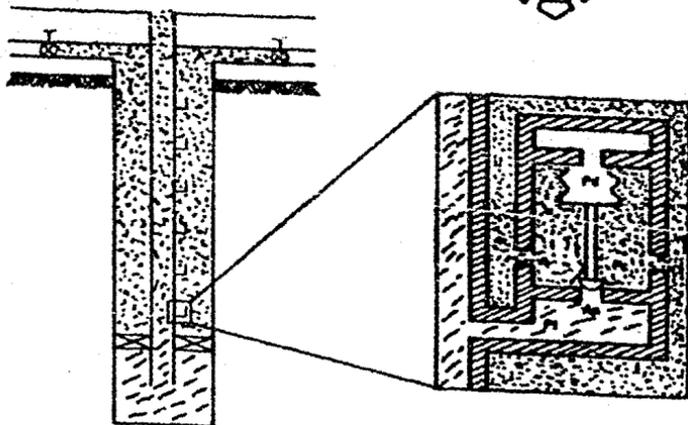
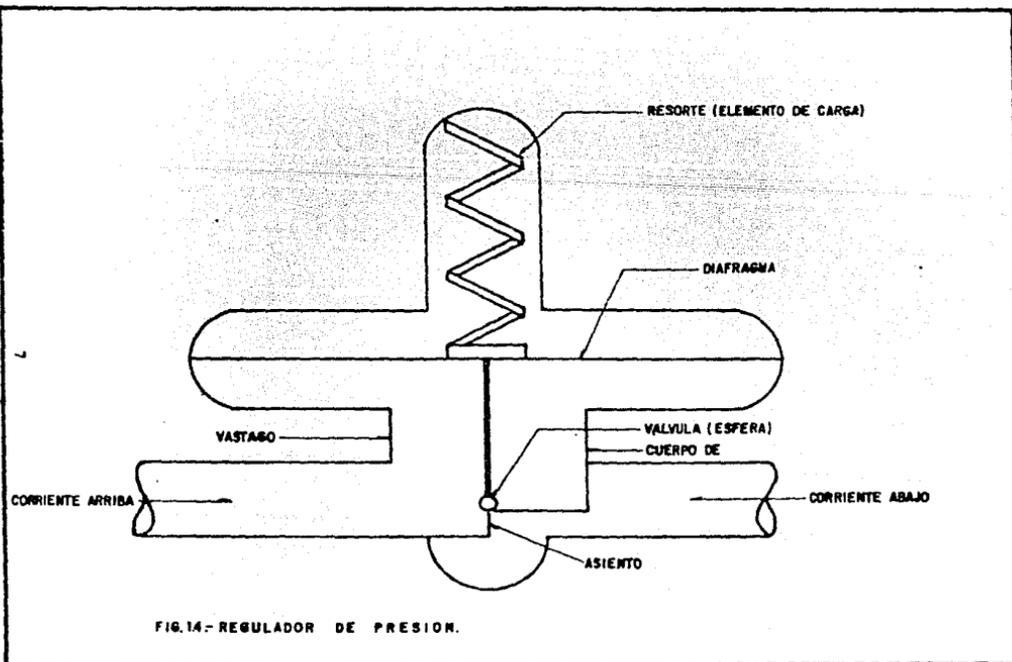


FIG. 1.3.- VALVULA OPERADA POR PRESION BAJO CONDICIONES DE OPERACION.



c) Válvula operada por fluidos de la formación.

La válvula operada por fluidos de la formación es del 50 al 100% sensible a la presión en la tubería de producción en la posición cerrada y 100% sensible a la presión en la tubería de producción en la posición abierta. Esta -- válvula requiere un incremento en la presión en la tubería de producción para abrir y una reducción de la misma presión para cerrar. (Figs. 1.5 y 1.6)

d) Válvula combinada.

También es llamada válvula de presión operada por fluidos y por presión del gas de inyección. En esta válvula se requiere un incremento en la presión de los fluidos para lograr su apertura y una reducción de presión en el espacio anular o en la tubería de producción para cerrar.

### 1.3.3 Consideraciones de Diseño.

Antes de seleccionar el tipo de válvulas que serán usadas en una instalación dada, el diseñador debe decidir si el pozo operará en bombeo neumático continuo o intermitente. Cuando dicha información no está disponible o cuando el pozo está en el límite entre el bombeo neumático continuo y el bombeo neumático intermitente, se desconoce al momento de diseñar si el pozo operará mejor en uno u otro sistema. Existen disponibles válvulas que son adecuadas tanto para flujo continuo como para flujo intermitente, dependiendo del espaciamiento de las válvulas y del tipo de control superficial de inyección del gas. En general esta característica de las válvulas de poderse emplear tanto en flujo continuo como en flujo intermitente es favorable.

#### Válvulas para bombeo neumático continuo.

Una válvula usada para flujo continuo debe ser sensible a la presión en la tubería de producción cuando está en la posición de apertura, es decir, responderá proporcionalmente al incremento y decremento de la presión en la tubería de producción. Cuando la presión disminuye la válvula empieza a regular el cierre, para disminuir el paso de gas. Cuando la presión en la tubería de producción aumenta, la válvula regula la apertura, con lo cual se incrementa el flujo de gas a través de la misma. Estas respuestas de la válvula mantienen estabilizada la presión en la tubería de producción o tienden a mantener una pre

FIG. 1.5.- VALVULA OPERADA POR FLUIDOS.

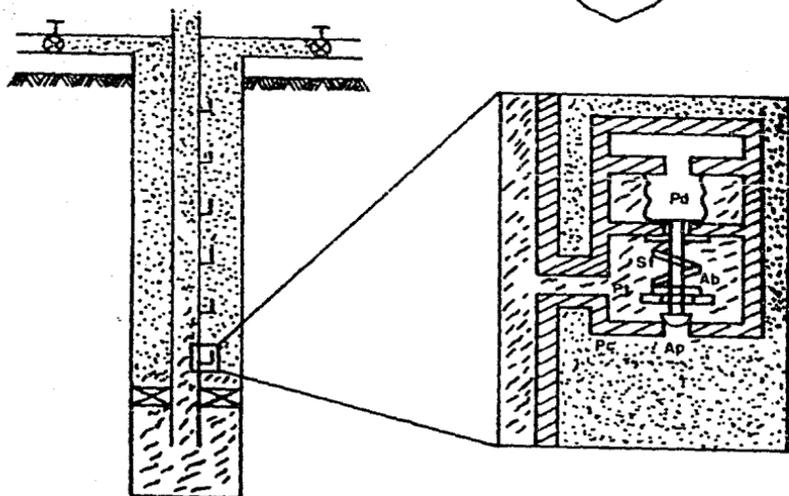
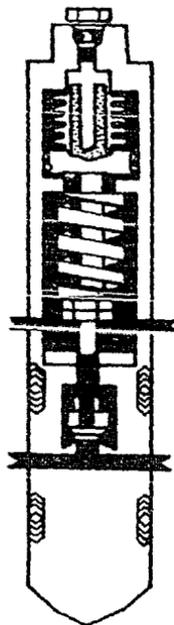


FIG. 1.6.- VALVULA OPERADA POR FLUIDOS BAJO CONDICIONES DE OPERACION.

sión constante.

Válvulas para bombeo neumático intermitente.

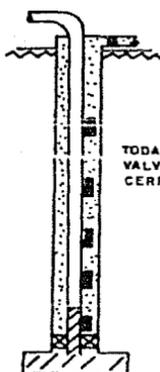
Una instalación de bombeo intermitente puede llevarse a cabo con cualquier tipo de válvula de bombeo neumático, sólo que debe diseñarse de acuerdo a las características o condiciones de trabajo del pozo. Básicamente se tienen dos tipos de bombeo intermitente; uno es el de punto único de inyección y el otro el de punto múltiple de inyección. En el punto único de inyección, todo el gas necesario para subir el bache de aceite a la superficie se inyecta a través de la válvula operante, mientras que en el punto múltiple de inyección, -- la expansión del gas que se inyecta en cada punto eleva consigo el bache de aceite a una válvula localizada inmediatamente arriba, es decir, que la válvula que se encuentra debajo del bache de aceite se comporta como una válvula operante. (Fig. 1.7)

Cuando se tiene un pozo operando con bombeo intermitente es hasta cierto grado necesario, tener una válvula de bombeo neumático con asiento grande; sin embargo, se tiene que controlar el cierre sobre las características de amplitud de la válvula. Debido a esto se desarrolló una válvula piloto, la cual realiza ambas funciones gracias a que cuenta con dos orificios. El asiento --- grande (llamado orificio matriz) es usado para suministrar el gas cuando la válvula abre, mientras que el asiento pequeño (llamado orificio de control) es usado para mantener el control sobre la amplitud de la válvula. (Fig. 1.8)

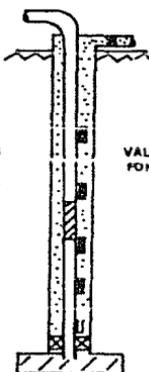
#### 1.4 CLASIFICACION DE LAS INSTALACIONES DE BOMBEO NEUMATICO

En general, el tipo de instalación está condicionada por la decisión de hacer producir un pozo con bombeo neumático continuo o intermitente. Las válvulas están diseñadas de modo que funcionen como un orificio de apertura variable para el caso de bombeo neumático continuo, dependiendo de la presión en la tubería de producción, o pueden tener un asiento amplio para el caso de bombeo neumático intermitente y suministrar un volumen de gas rápidamente a la tubería de producción para desplazar el bache de líquido.

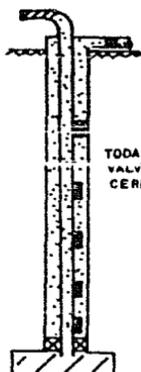
Las características del pozo, el tipo de terminación, así como la posible producción de arena y la conificación de agua y/o gas son condiciones de vital importancia que influyen en el diseño de una instalación. Para determi--



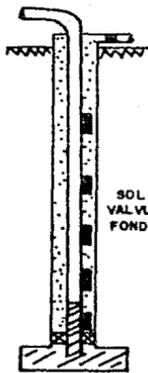
TODAS LAS VALVULA CERRADAS



VALVULA DE FONDO ABIERTA



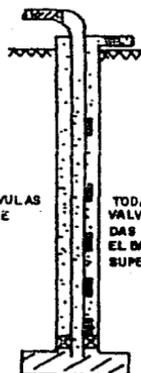
TODAS LAS VALVULA CERRADAS



SOLAMENTE VALVULA DE FONDO ABIERTA



TODAS LAS VALVULAS ABAJO DEL BACHE ABREN



TODAS LAS VALVULA CERRADAS AL LLEGAR EL BACHE A LA SUPERFICIE.

FIG.1.7.- BOMBEO NEUMATICO INTERMITENTE CON PUNTO UNICO DE INYECCION (arriba) Y PUNTO MULTIPLE DE INYECCION (abajo).

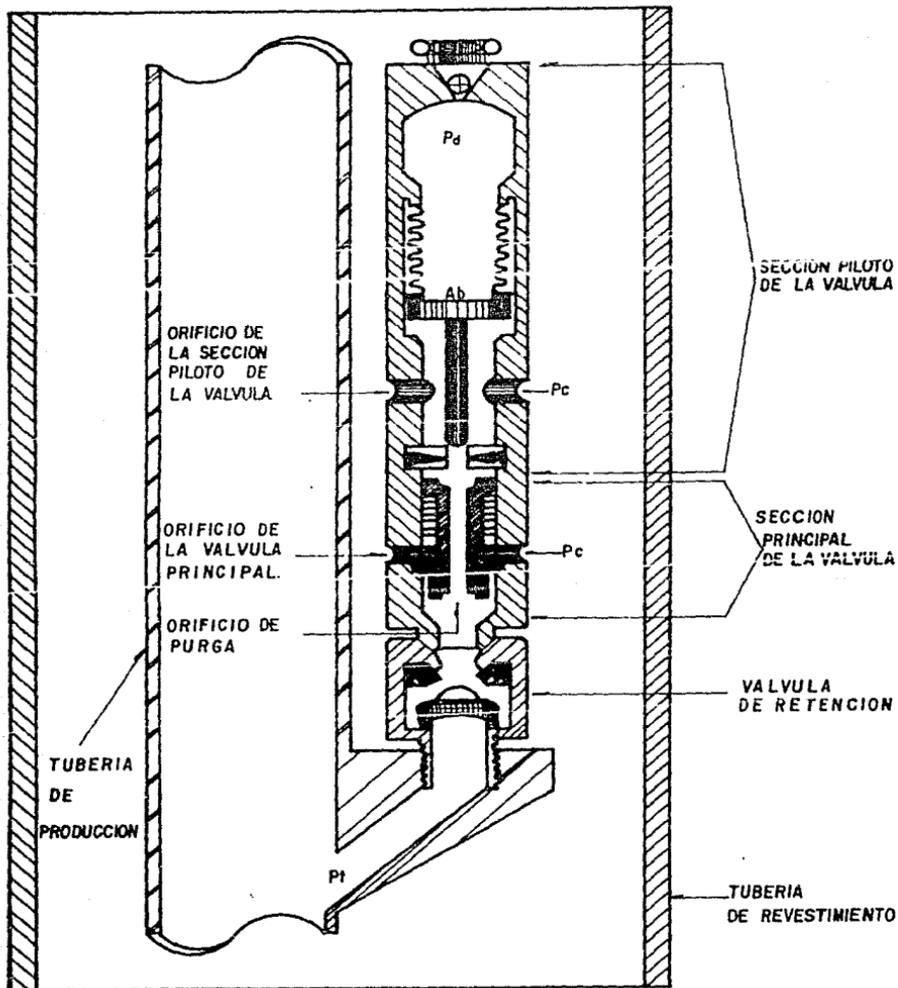


FIG. 1.8 - VALVULA PILOTO OPERADA POR LA PRESION EN LA TUBERIA DE REVESTIMIENTO, PARA FLUJO INTERMITENTE.

nar el tipo de instalación inicialmente se debe decidir en función del comportamiento futuro del pozo, incluyendo el decremento de la presión de fondo fluendo y del índice de productividad.

#### 1.4.1 Instalación Abierta.

En este tipo de instalación el aparejo de producción queda suspendido dentro del pozo y sin empacador. El gas se inyecta en el espacio anular formado entre las tuberías de revestimiento y producción, desplazando los fluidos contenidos en la tubería de producción. Esto permite la comunicación entre las tuberías de revestimiento y producción, de modo que este tipo de instalación queda restringido a pozos con buenas características, que presenten un nivel alto del fluido, formando un sello o tapón. Normalmente esto puede involucrar exclusivamente a pozos que se exploten con bombeo neumático continuo. (Fig.1.9)

#### 1.4.2 Instalación Semicerrada.

Esta instalación es similar a la instalación abierta, excepto que se adiciona un empacador que sirve de aislador entre las tuberías de revestimiento y producción. Este tipo de instalación puede usarse tanto para bombeo neumático continuo como intermitente. Ofrece varias ventajas sobre una instalación abierta. Primero, una vez que el pozo se ha descargado, no hay camino por el cual el fluido pueda regresar al espacio anular de la tubería de revestimiento ya que todas las válvulas tienen un dispositivo de retención "check". Segundo, cualquier fluido dentro de la tubería de producción no puede abandonar la tubería y pasar al espacio anular de la tubería de revestimiento. Tercero, el empacador aísla a la tubería de revestimiento de cualquier fluido proveniente del fondo de la tubería de producción.

Este tipo de instalación se usa también en el bombeo neumático intermitente. El empacador aísla a la formación de la presión que se tenga en la tubería de revestimiento. Sin embargo, esta instalación permite que la presión del gas en la tubería de producción actúe contra la formación, como en el caso de una instalación abierta (Fig. 1.10-A).

#### 1.4.3 Instalación Cerrada.

Este tipo de instalación es parecida a una instalación semicerrada, excepto que se coloca una válvula de pie en la tubería de producción. Aunque la

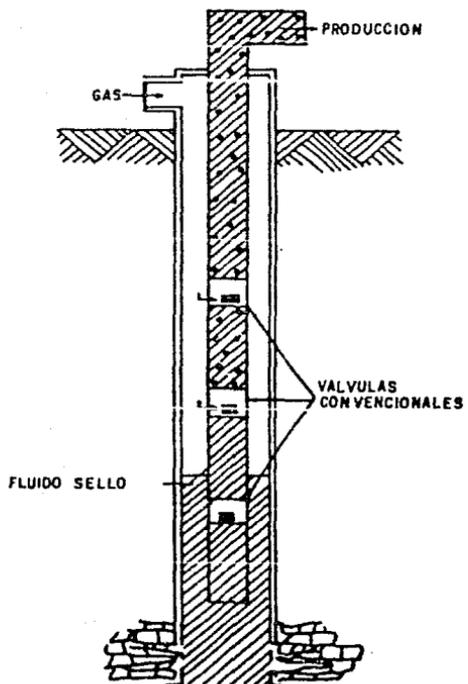


FIG. 1.9.- INSTALACION ABIERTA.

válvula de pie normalmente se coloca en el fondo del pozo, ésta puede situarse inmediatamente abajo de la válvula operante. Esta válvula de pie evita que la presión del gas actúe contra la formación.

En una instalación de bombeo neumático intermitente debe instalarse una válvula de pie, ya que ésta ofrece mayores ventajas para incrementar la producción diaria. (Fig. 1.10-B)

## 1.5 DISEÑO DE INSTALACIONES

En el diseño de una instalación de bombeo neumático son diversos los -- factores que se consideran. Uno de los primeros es determinar si el pozo operará en flujo continuo o en flujo intermitente, aún cuando en muchas instalaciones no puede determinarse al tiempo de diseñar cual tipo de flujo es mejor, lo cual representa problemas para el diseño. Algunas válvulas de bombeo neumático pueden usarse para ambos flujos, sin embargo, otras sólo pueden usarse para -- uno u otro caso.

Las funciones de las válvulas de bombeo neumático son:

- 1) Descargar los fluidos del pozo de modo que el gas pueda inyectarse a la tubería de producción en el punto óptimo.
- 2) Controlar el flujo de gas bajo condiciones de descarga y de operación.

Así como los demás tipos de bombeo artificial, el bombeo neumático crea la presión de fondo fluyendo necesaria para que el pozo produzca el gasto deseado.

La localización de las válvulas de bombeo neumático está determinada -- principalmente por:

- a) La presión del gas disponible para descargar el pozo.
- b) La densidad o el gradiente de los fluidos en el pozo a un determinado tiempo de descarga.
- c) El comportamiento de afluencia al pozo durante el tiempo de descarga.
- d) La contrapresión a boca de pozo, contra la cual los fluidos deben descargar se y producirse.
- e) Nivel del fluido en la tubería de revestimiento, ya sea que el pozo haya sido o no, cargado con fluido de control.

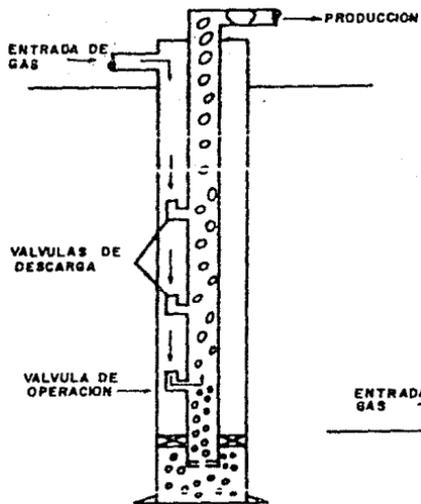


FIG.1.10-A — INSTALACION SEMICERRADA.

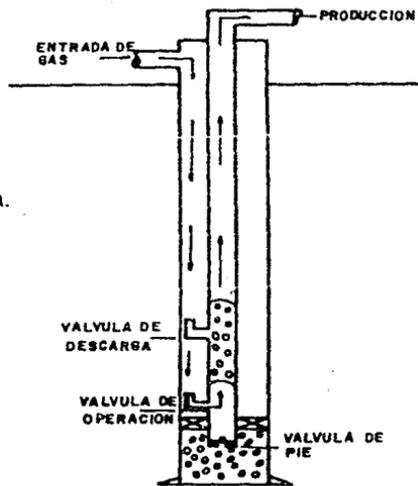


FIG.1.10-B — INSTALACION CERRADA

f) La presión de fondo fluyendo y las características de producción del pozo.

Las instalaciones de bombeo neumático son lo suficientemente flexibles para producir un rango muy amplio. Si se desea producir un alto gasto, esto se rá posible mediante el uso de una o dos válvulas extras. Sin embargo, la misma instalación podría operar satisfactoriamente con bajos gastos de producción.

#### 1.5.1 Diseño de Instalaciones de Bombeo Neumático Continuo.

En el diseño de una instalación de bombeo neumático continuo, primero - debe localizarse el punto óptimo de inyección de la válvula operante. Por ejem- plo, en un diseño típico de una instalación de este tipo podrían considerarse seis válvulas en el pozo. Las cuatro válvulas superiores son usadas para des- cargar el pozo hasta alcanzar la quinta válvula, la cual será la válvula ope- rante. Por seguridad y/o previendo cambios en las condiciones del pozo se adic-iona una válvula abajo del punto de inyección. Las cuatro válvulas de descar- ga permanecen inoperantes al menos que por alguna razón sea necesario volver a descargar el pozo. Para operaciones con flujo continuo son exitosamente utili- zadas válvulas operadas por presión y válvulas operadas por fluidos.

#### 1.5.2 Diseño de Instalaciones de Bombeo Neumático Intermitente.

El diseño de una instalación con bombeo neumático intermitente puede -- ser más difícil que el correspondiente a una instalación de bombeo neumático - continuo.

El bombeo intermitente es un método cíclico de producción en el cual se permite que se forme un bache de líquido en la tubería de producción. Cuando - la combinación de la presión en la cabeza del pozo, el peso de la columna de - gas, y la presión hidrostática del bache alcanzan un valor específico frente a la válvula operante, el gas se inyecta hacia la tubería de revestimiento por - medio de algún tipo de control superficial. Cuando la presión en la tubería de revestimiento aumenta hasta el valor de la presión de apertura de la válvula o perante, el gas pasa hacia el interior de la tubería de producción. Bajo condi- ciones ideales, el líquido en forma de un bache o pistón, se desplaza hacia ar- rriba por la energía del gas que se encuentra abajo de éste. Cuando el bache - de líquido llega a la superficie, la presión en la tubería de producción fren- te a la válvula operante disminuye, incrementandose la inyección de gas a tra-

vés de ella. Cuando la presión en la tubería de revestimiento baja hasta la -- presión de cierre de la válvula operante, la inyección de gas a través de esta válvula se interrumpe.

El tipo de instalación a utilizarse para bombeo neumático intermitente se debe determinar de acuerdo al comportamiento de productividad del pozo. La colocación de la válvula superior se puede fijar conociendo la presión de a--- rranque y la presión de operación en la superficie. Para efectuar el espacia-- miento de las válvulas se puede utilizar un gradiente de descarga basado en el gasto de producción del pozo. El volumen requerido de gas puede establecerse - con gráficas.

Se pueden usar varios tipos de válvulas para el caso de bombeo neumáti- co intermitente. En general, para un punto de inyección dado, la válvula tiene un asiento amplio y abre rápidamente. Dependiendo del tipo de control del gas de inyección en la superficie, se puede o no requerir amplitud de la válvula. Si el gas se controla completamente desde la superficie, se puede usar una amplitud pequeña para el bombeo neumático intermitente. Si se desea utilizar el espacio anular para almacenar un volumen parcial de gas e inyectar el volumen adicional de gas a través de un control de tiempo en la superficie, entonces - es conveniente usar una válvula desbalanceada. De lo contrario, si se desea usar una válvula de aguja o un estrangulador en la superficie para la inyección del 100% del gas requerido, entonces se usará una válvula piloto en la sarta - de producción.

## CAPITULO 2

### OPERACION

#### 2.1 GENERALIDADES

El éxito o fracaso de una instalación de bombeo neumático depende en -- gran parte del personal de campo que opera el sistema. No obstante que las válvulas de bombeo neumático han sido mejoradas hasta ser al menos parcialmente - automatizadas en su operación, una instalación aún requiere de una estrecha su pervisión durante la parte del proceso de descarga y durante el período de a-- ajuste hasta que la inyección del gas ha sido regulada adecuadamente.

#### 2.2 PROCESO DE DESCARGA

Una vez instaladas las válvulas de bombeo neumático, el siguiente paso es la descarga de los fluidos del pozo. La finalidad de esta operación es la - de permitir que el gas llegue a la válvula de bombeo neumático de operación, - sin requerir de excesiva presión de arranque, con objeto de alcanzar la estabi- lización final del gasto de producción deseado.

Durante la instalación inicial de las válvulas de bombeo neumático, el pozo puede o no estar cargado con fluido de control hasta la superficie. Y, se gún sea el sistema de producción elegido, ya sea en flujo continuo o intermi-- tente, el pozo se descarga continua o intermitentemente.

##### 2.2.1 Proceso de Descarga en Flujo Continuo.

El hecho de que un pozo vaya a producir en forma continua no impide que pueda descargarse en forma intermitente. En la mayoría de los casos puede crearse un menor perfil de presiones en la tubería de producción mediante un proceso de descarga intermitente que mediante un proceso de descarga continuo. --

Sin embargo, es usual que un pozo a operarse en forma continua sea descargado continuamente, mientras que un pozo a operarse en forma intermitente sea descargado por etapas.

La Fig. 2.1 muestra una operación de descarga continua. Se observa que el aparejo de producción tiene cuatro válvulas de bombeo neumático cuyas correspondientes presiones de operación son de 625, 600, 575 y 550 lb/pg<sup>2</sup>. Suponiendo que el pozo está inicialmente cargado con fluido de control hasta la superficie, el proceso de descarga continuo sigue los siguientes pasos:

1) Inyectar lentamente gas al espacio anular a través de una válvula de aguja (estrangulador). Inmediatamente el fluido de control empieza a entrar a la tubería de producción. Es importante efectuar lentamente la operación, para que los fluidos que pasan por las válvulas no las dañen. La práctica común es la de descargar el fluido en una "presa" hasta que empiece a salir gas a través de la primera válvula o hasta que aparezca gas en la corriente.

2) Mientras se introduce continuamente gas al espacio anular, se requiere un incremento gradual de la presión en la tubería de revestimiento para lograr el ascenso de los fluidos en la tubería de producción, ya que dicho fluido sube en forma de U, del espacio anular hacia la tubería de producción.

3) Posteriormente la primera válvula (625 lb/pg<sup>2</sup>) es descubierta, con lo cual el gas es inyectado dentro de la tubería de producción. Esto se observa en la superficie por un incremento instantaneo en la velocidad del flujo que sale por la tubería de producción.

4) La descarga del pozo es una mezcla de gas y líquido y la presión en la tubería de revestimiento se estabiliza a 625 lb/pg<sup>2</sup>, que es la presión de operación de la primer válvula.

5) Continúa la inyección de gas dentro del espacio anular, forzando a bajar el nivel del líquido en el espacio anular hasta que la segunda válvula (600 lb/pg<sup>2</sup>) es descubierta. La válvula queda al descubierto debido a que el gradiente es considerablemente aligerado por el gas.

Por ejemplo, si el gradiente del fluido de control era inicialmente de 0.50 lb/pg<sup>2</sup>/pie, con la inyección del gas puede bajar a 0.10 lb/pg<sup>2</sup>/pie en la tubería de producción. Si la distancia a la primer válvula es de 1250 pies, la presión ejercida por estos 1250 pies variará de  $(1250)(0.50)=625$  lb/pg<sup>2</sup> a  $---(1250)(0.10)=125$  lb/pg<sup>2</sup>, o sea una diferencia de 500 lb/pg<sup>2</sup>.

La presión en la tubería de producción cuando el gas empieza a pasar -- por la primer válvula es de  $50 \text{ lb/pg}^2$  (presión superficial) +  $(1250 \times 0.10) = 50 + 125 = 175 \text{ lb/pg}^2$ . Quedan entonces  $(625 - 175) = 450 \text{ lb/pg}^2$  para trabajar el pozo hasta la segunda válvula. Esto también determina el espaciamiento de esta segunda válvula, el cual es de  $(450/0.50) = 900$  pies. Entonces, la segunda válvula se instala a  $(1250 + 900) = 2150$  pies.

6) Tan pronto como es descubierta la segunda válvula, el gas es inyectado a través de ésta a 2150 pies. Además, la presión en la tubería de revestimiento baja a  $600 \text{ lb/pg}^2$  ya que la segunda válvula está calibrada a  $25 \text{ lb/pg}^2$  menos que la primer válvula. El gradiente en la tubería de producción es ahora - de  $0.10 \text{ lb/pg}^2/\text{pie}$  desde la segunda válvula hasta la superficie, siendo la presión en la tubería de producción a la profundidad de la segunda válvula de  $50 \text{ lb/pg}^2$  (presión superficial) +  $(0.10 \times 2150) = 50 + 215 = 265 \text{ lb/pg}^2$ . Esto resulta en una diferencia de  $(600 - 265) = 335 \text{ lb/pg}^2$  con las que se trabaja el pozo hasta alcanzar la tercer válvula localizada a  $(335/0.50) = 670 + 2150 = 2820$  pies.

7) El gas se sigue inyectando continuamente hasta alcanzar la tercer válvula y se repite la misma secuencia hasta alcanzar la cuarta válvula. Durante la descarga del pozo, la presión de fondo baja al punto en que los fluidos de la formación comienzan a entrar en el fondo de la tubería de producción. En este momento la composición de los fluidos comienza a cambiar, transformandose - en una mezcla de los fluidos que se están desplazando del espacio anular y los que salen de la formación. Este hecho vuelve lento el proceso de descarga hasta que se alcanza la válvula operante.

8) Una vez que se alcanza la cuarta válvula a 3306 pies, la presión en la tubería de revestimiento se estabiliza en  $550 \text{ lb/pg}^2$  de presión de operación - superficial y el pozo entra en producción.

El proceso de descarga en flujo continuo debe ser una operación ininterrumpida. Las válvulas están espaciadas para permitir la descarga del pozo por sí mismo, controlando la inyección del gas en la superficie. Si por alguna razón falla el proceso de descarga se recomienda iniciar la inyección y descarga intermitentes, según se indica a continuación.

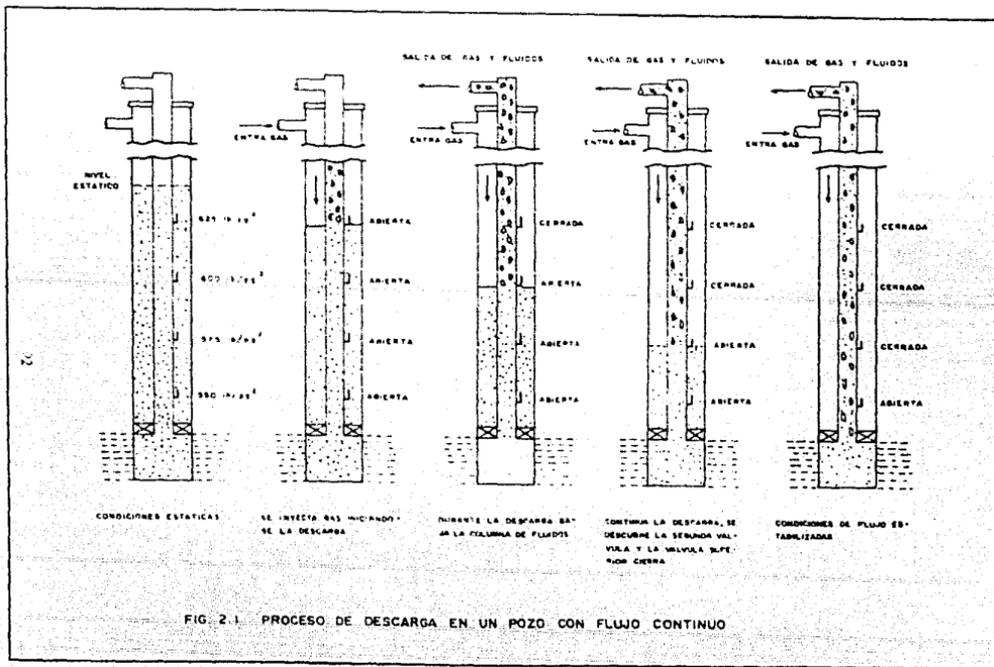


FIG. 2.1. PROCESO DE DESCARGA EN UN POZO CON FLUJO CONTINUO

## 2.2.2 Proceso de Descarga en Flujo Intermitente.

Si un pozo va a operarse con bombeo neumático en flujo intermitente -- (por ejemplo 50 bl/día a 8000 pies), dicho pozo puede descargarse con una menor cantidad de válvulas que si se tratara de una instalación a operar en flujo continuo. Los gradientes de descarga dependen del gasto esperado y del diámetro de tubería de producción. Ya que la mayoría de los pozos con bombeo intermitente producen de 50 a 200 bl/día, un gradiente de  $0.04 \text{ lb/pg}^2/\text{pie}$  suele ser suficiente para efectuar la descarga.

El proceso de descarga intermitente es en principio muy similar al proceso de descarga continuo, excepto que la descarga de fluidos se desaloja hacia la superficie por pistoneo y en baches. Por ejemplo, en un pozo como el de la Fig. 2.2, que tiene el mismo número de válvulas que el de la Fig. 2.1 (flujo continuo), la primera válvula se coloca también a 1250 pies si el pozo está lleno de fluido de control hasta la superficie. El proceso de descarga intermitente se lleva a cabo de la manera siguiente:

1) El pozo se descarga exactamente de la misma forma que para flujo continuo hasta que la primer válvula queda al descubierto.

2) Mediante un control de tiempo de una válvula instalada en la superficie, el pozo se gradúa para cortos períodos de inyección en intervalos breves. Un buen comienzo es ajustar la inyección del gas en intervalos de cinco a diez minutos con períodos de inyección de un minuto. Esto permite mayor tiempo entre los baches, particularmente hasta que se logra alcanzar una mayor profundidad. Tan pronto como se desaloja un bache desde la primer válvula, la caída de presión es de  $(0.4)(1250) = 50 \text{ lb/pg}^2$ , comparada con las  $150 \text{ lb/pg}^2$  en el proceso de descarga continuo. Generalmente, el gradiente de descarga se puede reducir a menos de  $0.04 \text{ lb/pg}^2/\text{pie}$ , aunque éste es un valor con un buen margen de seguridad para fines de diseño.

3) Los líquidos en el espacio anular continúan su trayectoria en U hacia la superficie del mismo modo que en el método de descarga continuo. Sin embargo, la segunda válvula está a una mayor profundidad. Con  $50 \text{ lb/pg}^2$  (presión superficial), la presión total en la tubería de producción a 1250 pies es de  $[50 + (0.04 \times 1250)] = 100 \text{ lb/pg}^2$ . Esto resulta en  $(625 - 100) = 525 \text{ lb/pg}^2$  con las cuales trabaja el pozo hasta la válvula siguiente. La distancia entre la -

primera y segunda válvulas es de  $(525/0.50) = 1050$  pies; o sea que la segunda válvula queda a 2300 pies de profundidad en comparación con los 2150 pies para la descarga continua.

4) Una vez que la segunda válvula queda al descubierto, se crea un gradiente de  $0.04 \text{ lb/pg}^2/\text{pie}$  desde la segunda válvula hasta la superficie, y la presión en la tubería de revestimiento disminuye a  $600 \text{ lb/pg}^2$ . La presión en la tubería de producción a la profundidad de la segunda válvula es entonces de  $[50 + (0.04 \times 2300)] = 142 \text{ lb/pg}^2$ . Esto resulta en  $(600 - 142) = 458 \text{ lb/pg}^2$  -- con las cuales se trabaja el pozo hasta la válvula siguiente. El espaciamiento de la tercera válvula es de  $(458/0.50) = 916$  pies, por lo que queda a  $(2300 + 916) = 3216$  pies, en comparación con los 2820 pies a los cuales se colocó en la descarga continua.

5) Se repite la misma secuencia hasta que se descarga desde la cuarta válvula a 4008 pies. Ahora, el tiempo del ciclo se gradúa para que el pozo opere en condiciones de producción. Nótese que el proceso de descarga intermitente se lleva a cabo con el mismo número de válvulas que el proceso continuo, pero alcanzando una profundidad de 4008 pies en comparación con los 3306 pies alcanzados en la descarga continua.

Puede haber casos durante el proceso de descarga en flujo intermitente en que se dificulte transmitir la inyección de una válvula a la siguiente. Si esto ocurre, una solución es eliminar la contrapresión superficial y utilizar exceso de gas para descargar el pozo. Conforme se alcanzan mayores profundidades, un tiempo del ciclo adecuado es de  $(1.5 \times \text{profundidad}/1000)$ . Esto permite a la válvula un mayor tiempo para cerrar entre los ciclos y, por consiguiente, crear mínima presión en la tubería de producción. Tal efecto es de especial importancia si se desea alcanzar una válvula a mayor profundidad.

### 2.3 CONTROLES SUPERFICIALES DE LA INYECCION DEL GAS

Existen varias formas de controlar la inyección del gas a un pozo. El tipo de control depende en gran medida del tipo de instalación, ya sea en flujo intermitente o continuo. Hay casos en que, condiciones adversas, tales como congelamiento, influyen en la elección del tipo de control. A continuación se mencionan varios tipos de controles superficiales para los dos tipos de flujo.

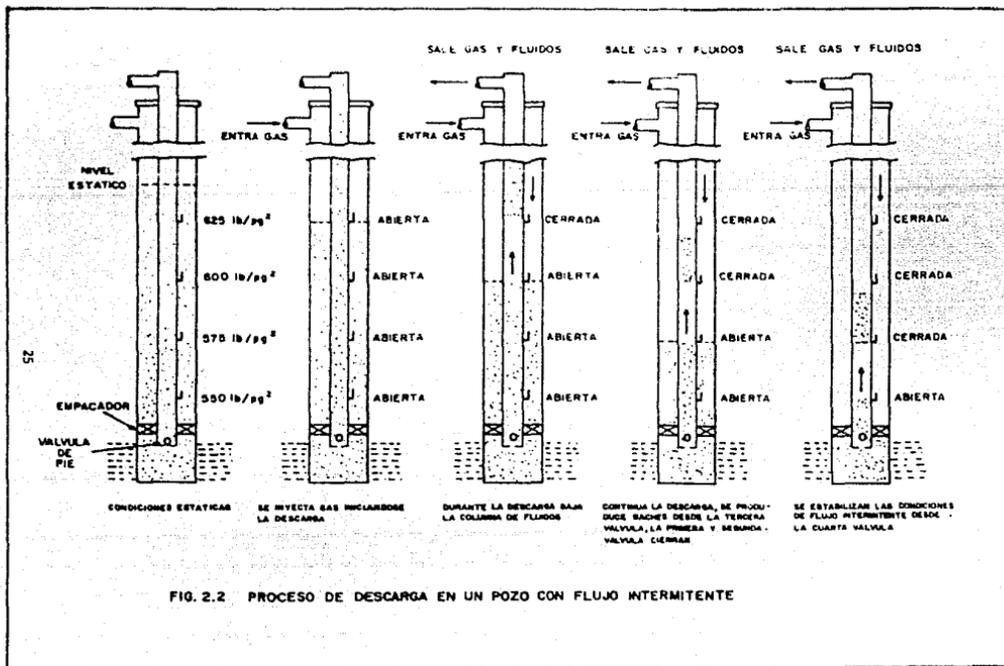


FIG. 2.2 PROCESO DE DESCARGA EN UN POZO CON FLUJO INTERMITENTE

### 2.3.1 Estrangulador.

En flujo continuo, el estrangulador es el más sencillo y eficaz método de control (Fig. 2.3). El estrangulador se instala en la línea de inyección de gas eligiendo el diámetro adecuado que permita el paso a la tubería de producción del volumen deseado de gas. Para determinar el tamaño preciso del estrangulador se requiere emplear una ecuación adecuada de acuerdo a las características del pozo. Los estranguladores variables facilitan la obtención del tamaño adecuado, pero son más propensos al congelamiento. Para solventar este problema el estrangulador puede alojarse dentro de una camisa a través de la cual se hace pasar la corriente caliente del pozo. El inconveniente del flujo a través de esta camisa es la contrapresión adicional que puede crearse debido a -- sus curvas y restricciones. En lugar del estrangulador normal o ajustable a veces se instala una válvula de aguja. Esta es muy parecida al estrangulador ajustable y también tiene los mismos problemas.

En pozos con flujo intermitente que tienen válvulas desbalanceadas de bombeo neumático (pero de adecuada diferencia de presiones de apertura y cierre), también puede hacerse el control mediante el estrangulador. Sin embargo, este tipo de control requiere máxima atención para determinar el tamaño indicado del estrangulador superficial. El régimen de inyección de gas se calcula para que coincida con las características de entrada de fluidos de la formación al pozo. Por ejemplo, puede desearse activar un pozo cada treinta minutos, abrir las válvulas a  $750 \text{ lb/pg}^2$  y cerrarlas a  $700 \text{ lb/pg}^2$ . Esto significa que el estrangulador debe producir un incremento de presión en la tubería de revestimiento de  $50 \text{ lb/pg}^2$  (de  $700$  a  $750$ ), en media hora. Otros pozos requieren el mismo incremento de presión en la tubería de revestimiento en dos horas o en algún otro intervalo de tiempo, dependiendo de las características del pozo. En la mayoría de los casos este tipo de control es el indicado para pozos en los que la fuente de suministro de gas es escasa y en los cuales conviene aprovechar el espacio anular para almacenarlo.

El estrangulador es un buen método de control, pero requiere extremo cuidado en la selección de las válvulas, con las características de amplitud convenientes que permitan el paso del volumen adecuado de gas. Una excesiva amplitud causa un notable incremento en el consumo de gas, mientras que una pe--

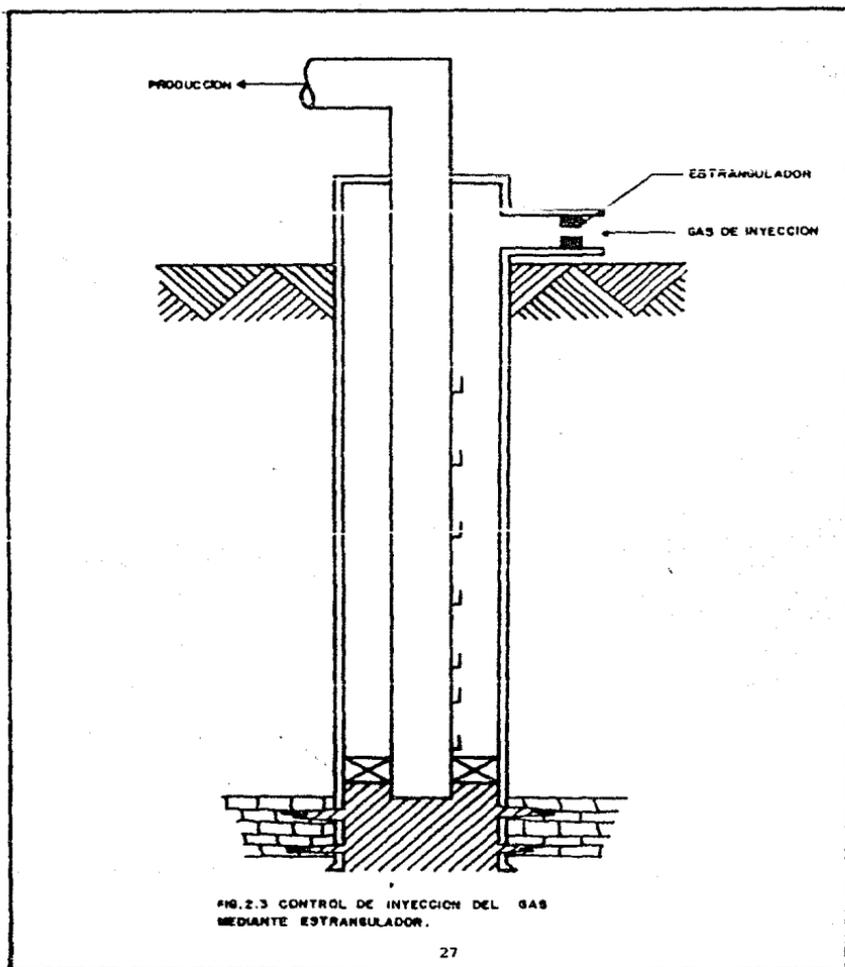


FIG. 2.3 CONTROL DE INYECCION DEL GAS MEDIANTE ESTRANGULADOR.

queña amplitud causará que el pozo se cargue de líquido ya que el gas no es suficiente para desalojarlo. Una válvula con gran amplitud y marcadamente sensible a la presión en la tubería de producción es la más adecuada para este tipo de operación.

### 2.3.2 Combinación Regulador-Estrangulador.

En flujo intermitente, se utiliza un regulador en serie con un estrangulador, de modo que si ocurre el incremento de presión deseado en la tubería de revestimiento antes de que transcurra el tiempo necesario para que ocurra el incremento de presión esperado en la tubería de producción, el regulador impide el paso de gas (Fig. 2.4). Por este motivo el tamaño del estrangulador no es tan crítico. Generalmente puede instalarse un estrangulador algo más grande de lo normalmente necesario, ya que el regulador le impide que deje entrar demasiado gas en el espacio anular. Tal arreglo suele denominarse de control por estrangulador con cierre por presión de la tubería de revestimiento. La válvula de bombeo neumático no abrirá sino hasta que la carga de fluidos en la tubería de producción se incremente lo necesario para accionarla. Si el incremento de presión en la tubería de revestimiento ocurre en 20 minutos los ciclos siguen siendo de 30 minutos debido a las características de la válvula y de la entrada de fluidos al pozo. De cualquier manera, las condiciones mencionadas requieren de un estricto control.

Otra aplicación de este tipo de control es la de pozos en los que el volumen necesario de gas no logra entrar mientras la válvula permanece abierta. Por ejemplo, si la diferencia de presión necesaria para que la válvula permanezca abierta es de  $50 \text{ lb/pg}^2$ , tal vez la cantidad de gas que entra no es la suficiente para levantar la carga de líquidos. En tal caso, el tamaño del estrangulador puede ser mayor a la mitad del tamaño del orificio de la válvula de bombeo neumático. Cuando la válvula de bombeo neumático abre y la presión en la tubería de revestimiento cae, el regulador abre y deja entrar el volumen de gas necesario para elevar la carga de fluidos. Puesto que el orificio de la válvula es mayor que el del estrangulador, la presión en la tubería de revestimiento sigue bajando y la válvula cierra. Cuando esto ocurre, el regulador sigue dando paso al gas hasta que se alcance la presión determinada de apertura en la superficie. El pozo queda entonces listo para que la próxima carga de --

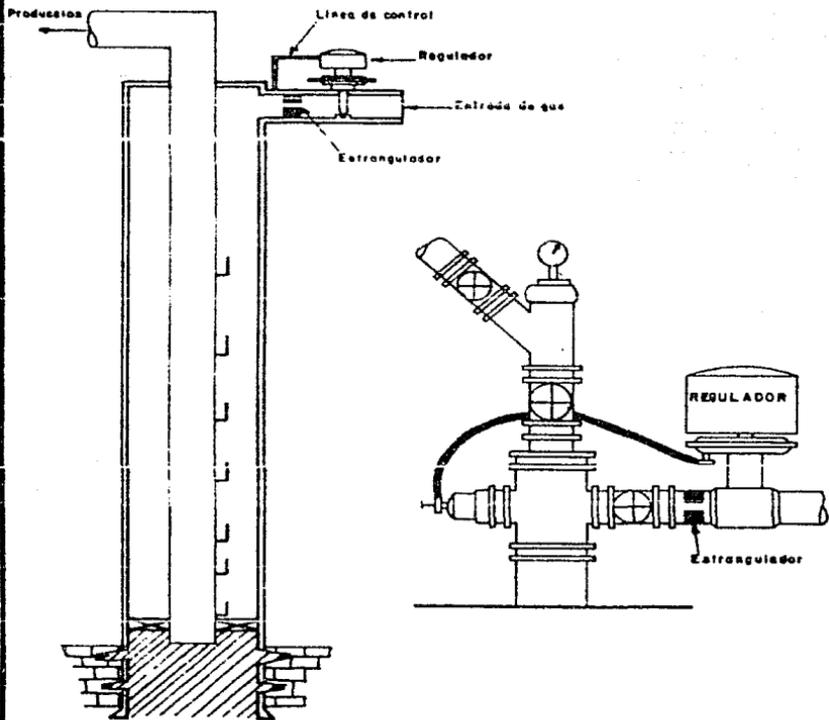


FIG. 2.4 CONTROL DE INYECCION DEL GAS MEDIANTE UN REGULADOR EN SERIE CON UN ESTRANGULADOR. EL REGULADOR ACTUA EN LA TR.

fluidos abra la válvula.

En flujo continuo, puede usarse un estrangulador en serie con una línea de control conectada a la tubería de producción en el cabezal del pozo ( Fig. 2.5 ). Esto evitará la entrada de gas para determinadas altas presiones en la tubería de producción. Este es un excelente método de control para pozos con tendencia a fluir en forma natural, ya que se asegura que no se empleará gas mientras que el pozo fluya por si mismo. También puede utilizarse un regulador en paralelo con un estrangulador para compensar las fluctuaciones de la presión de inyección de gas (Fig. 2.6).

### 2.3.3 Control de Tiempo.

En flujo continuo este tipo de control no es recomendable, salvo en casos en los que el congelamiento impide el uso de estrangulador. Instalando un control de tiempo para ciclos cortos y rápidos, el gas necesario se inyecta a través de un asiento grande y se elimina el congelamiento. (Fig. 2.7)

En flujo intermitente, el control de tiempo es el método más común de controlar la inyección de gas. En superficie, el control puede graduarse casi a cualquier intervalo de inyección. La graduación se hace mediante el simple ajuste de pasadores o variando el número de revoluciones del cronómetro. Por ejemplo, unas condiciones típicas serían inyectar gas durante un minuto a intervalos de 30 minutos, o durante 2 minutos cada 4 horas.

La Fig. 2.8 muestra un cronómetro común de cuerda y la Fig. 2.9 un cronómetro automático.

## 2.4 PRESION SUPERFICIAL EN LA CABEZA DEL POZO

La presión superficial en la cabeza del pozo o contrapresión superficial en una instalación de bombeo neumático es de suma importancia en el control de la producción total de fluidos.

Cuando un pozo de bombeo neumático produce con una excesiva contrapresión superficial, se tienen serias pérdidas de producción. La contrapresión superficial es considerada como la presión que se tiene en el "árbol de navidad" justo corriente arriba en la línea de descarga. Esta excesiva contrapresión generalmente es causada por:

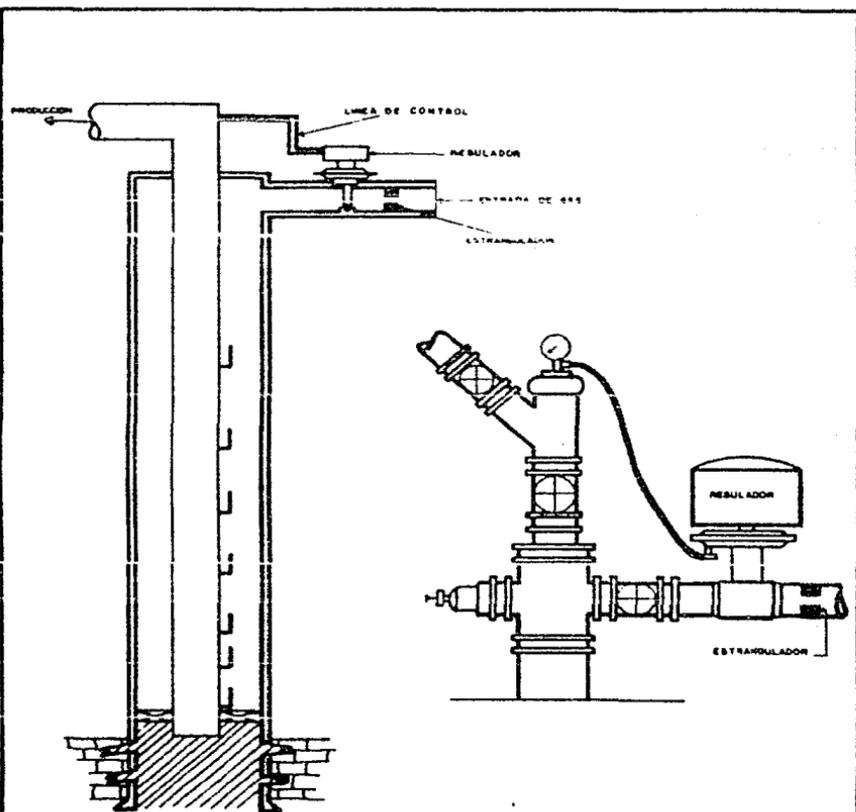
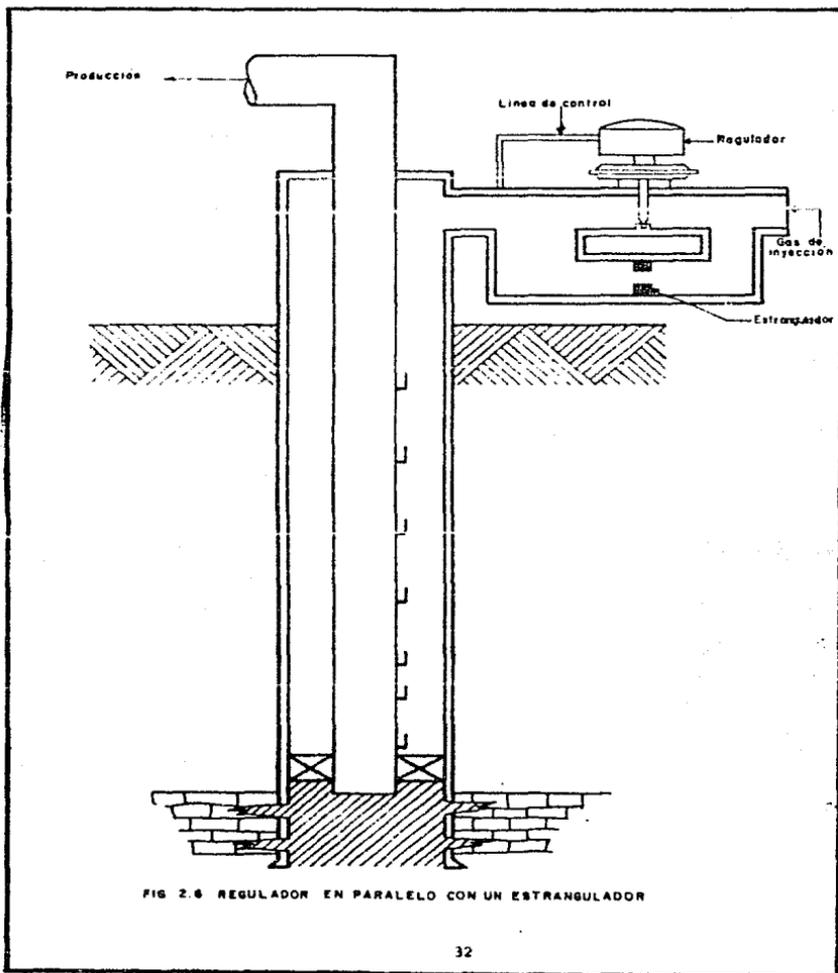


FIG 2.5 CONTROL DE INYECCION DEL GAS MEDIANTE UN REGULADOR EN SERIE CON UN ESTRANGULADOR. EL REGULADOR ACTUA EN LA TP.



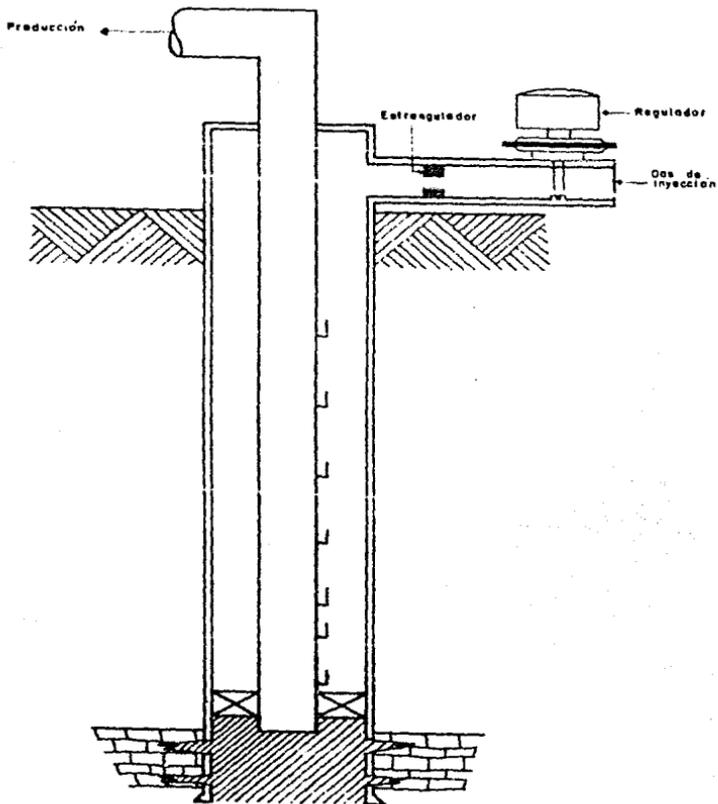


FIG. 2 7 CONTROL DE INYECCION DEL GAS  
MEDIANTE CONTROL DE TIEMPO DEL CICLO.

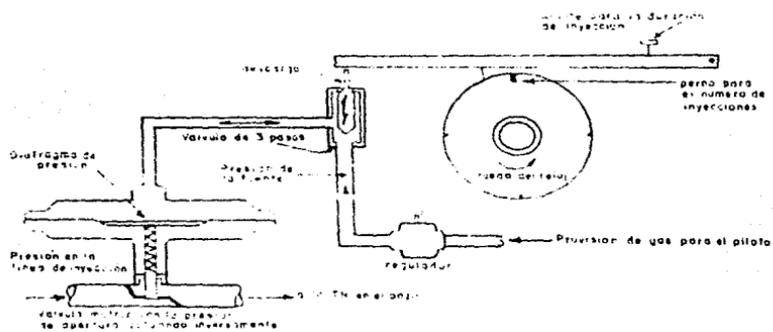


FIG. 2.- CONTROL DE TIEMPO DEL CICLO EN UNA INSTALACION CON BOMBEO NEUMATICO INTERMITENTE UTILIZANDO UN SISTEMA DE CUERDA MANUAL.

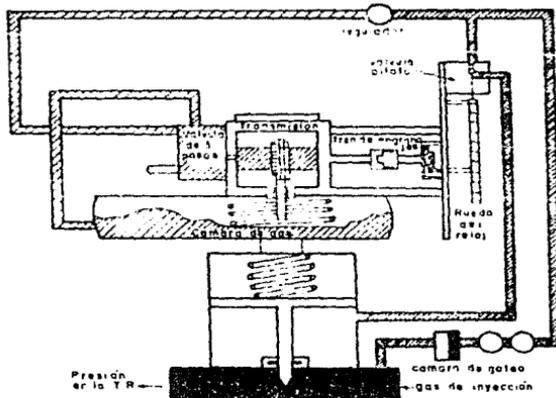


FIG. 2.- CONTROLADOR DE CUERDA AUTOMATICA PARA EL CONTROL DE TIEMPO DEL CICLO EN UNA INSTALACION CON BOMBEO NEUMATICO INTERMITENTE

- 1) Alta presión de separación
- 2) Estrangulamiento en el "árbol de navidad" o en la línea de descarga
- 3) Línea de descarga de mucha longitud
- 4) Tamaño inapropiado de la línea de descarga
- 5) Restricciones en la línea de descarga tales como parafinas, depósitos o incrustaciones, línea doblada, etc.
- 6) Un "árbol de navidad" con muchos ángulos

#### 2.4.1 Efecto de la Contrapresión en Flujo Continuo.

En flujo continuo la presión superficial en la tubería de producción afecta directamente la presión de fondo fluyendo. Para pozos de alta productividad un incremento de la presión de 100 lb/pg<sup>2</sup> podría resultar en un decremento de producción de varios cientos de barriles al día. Una alta contrapresión superficial disminuye la producción de fluidos y aumenta los requerimientos de gas por barril de fluidos bombeado. La disminución de la presión en la tubería de producción permite que se cree una menor presión de fondo fluyendo y que se tenga una menor relación gas-líquido de inyección. Un factor limitante puede ser el requerimiento de una determinada presión de separación.

#### 2.4.2 Efecto de la Contrapresión en Flujo Intermitente.

La contrapresión y las restricciones superficiales también pueden afectar el gasto de producción en un pozo con bombeo intermitente. Por ejemplo, se demostró que el porcentaje de recuperación de un bache inicial puede variar de 35 a 73% produciendo con un estrangulador de 3/8 pg. en comparación con uno de 1 1/2 pg. En cuanto a la medida del estrangulador superficial a instalarse para bombeo intermitente, el factor más importante a considerar es la máxima medida de dicho estrangulador que asegure la protección de todo el equipo superficial.

Cuando se tiene baja presión de fondo en un pozo con bombeo intermitente, éste no puede tolerar alta contrapresión superficial sin sufrir serias pérdidas de producción. El porcentaje de recuperación de los baches intermitentes así como la relación gas-líquido, son factores que se ven afectados por la contrapresión superficial en una instalación de bombeo neumático intermitente.

## 2.5 SISTEMA DE COMPRESION

La selección del compresor adecuado para el diseño de un sistema de bombeo neumático que va a operar por compresión de gas o aire, es considerado uno de los aspectos más importantes, tanto para el buen funcionamiento de las instalaciones como para la reducción de costos de capacidad y de mantenimiento.

Clasificación de los Sistemas de Compresión.

Los sistemas de compresión pueden clasificarse en:

1.- Sistema Abierto. Es un sistema en el cual el gas que proviene de un sistema de baja presión se comprime a la presión requerida en los pozos de bombeo neumático y es devuelto al sistema de baja presión para propósitos de ventas, etc. No se hace esfuerzo alguno para la recirculación del gas.

2.- Sistema Semicerrado. Es básicamente el mismo que el abierto, con la excepción de que el gas que proviene de los pozos se recircula de manera que puede ser nuevamente comprimido. Sin embargo, se dispone de gas ya comprimido para mantener cargado el sistema; en otras palabras, no se intenta recircular todo el gas. El suministro para las ventas a baja presión puede hacerse tomando gas de los pozos.

3.- Sistema Cerrado. En este sistema el gas se recircula del compresor al pozo, de éste al separador y de nuevo al compresor. El gas efectúa un ciclo completo. Un sistema diseñado adecuadamente no requiere de suministro de gas por otra fuente. Sin embargo, es necesario tener gas comprimido adicional para cargar el sistema al principio de la operación.

### 2.5.1 Presión de Inyección del Gas.

Una de las primeras verificaciones que deben hacerse en una instalación ineficiente, es la de la presión de inyección del gas que se tenga en la cabeza del pozo. Una baja presión de operación en pozos con flujo continuo podría explicar bajos gastos de producción. Y lo mismo puede decirse para pozos profundos con bombeo intermitente.

En muchos casos, la presión de inyección disponible limita el gasto de producción. Debe procurarse hacer lo necesario para aumentar dicha presión y así poder aumentar la producción.

### 2.5.2 Volumen de Gas de Inyección.

Toda instalación de bombeo neumático debe equiparse con un medio que permita la medición de la relación gas-líquido de inyección. Debe instalarse un medidor en la sección recta de la línea de inyección y de ser posible utilizarse un medidor portátil.

Un pozo en flujo continuo normalmente no tiene problemas en la medición. Sin embargo, un pozo en flujo intermitente genera registros difíciles de interpretar. Actualmente son usados instrumentos computarizados en la medición del gas. Estos volúmenes de gas deben obtenerse periódicamente, de modo que un incremento en el consumo sea rápidamente detectado.

### 2.5.3 Volumen Total de Gas de Salida.

Este puede ser un complemento del tema anterior "volumen de gas de inyección". Por supuesto, la cantidad de gas total que sale es menor que la que entra a una medida de la relación gas-aceite de la formación.

## 2.6 RECUPERACION TOTAL DE FLUIDOS

Una de las manifestaciones más directas de que existen problemas en una instalación, es la disminución de la producción, por lo que es de mucha importancia mantener un registro diario de la producción. Si ocurre pérdida de producción es importante considerar lo siguiente:

- 1) Volúmenes de gas de inyección.
- 2) Posible exceso de contrapresión.
- 3) Finalmente puede requerirse de un registro de presión o temperatura para detectar el problema.

## 2.7 INSTALACIONES NUEVAS

Durante la instalación de un aparato de bombeo neumático ya sea en un pozo recién terminado o durante el reacondicionamiento de uno antiguo, deben seguirse los siguientes pasos:

- 1.- Antes de instalar las válvulas, estas deben probarse para comprobar que abren a las presiones deseadas.
- 2.- Es preciso que el pozo esté completamente limpio. Para dejarlo listo el lo

do debe circularse varias veces. Si en el pozo han quedado materiales indeseables (cal blanda, por ejemplo), las válvulas se tapan fácilmente y para destaparlas hay que sacar la tubería de producción.

3.- Las válvulas se instalan en la tubería de producción, en las posiciones -- predeterminadas. Evitese usar llaves o tenazas que puedan maltratarlas.

4.- Una vez instalado el aparejo de producción con sus válvulas es necesario desalojar el lodo del pozo. El modo de lograr este objetivo depende del tipo de terminación que se haya empleado en el pozo. Un buen medio de hacerlo consiste en instalar una camisa de circulación de puerta lateral corrediza inmediatamente arriba del empacador y meterla en posición abierta. El empacador se fija y, una vez puestos los niples necesarios en el "árbol de conexiones", se inicia la circulación. Si las válvulas son de flujo, el lodo se desaloja bombeando por la tubería de producción y evacuando por la tubería de revestimiento. El lodo suele desplazarse con aceite o con agua. Al comenzar el bombeo, la presión debe incrementarse una o dos veces para cerciorarse de que se cierren las válvulas de retención inversa de las válvulas de bombeo neumático.

5.- Ya desalojado el lodo, el pozo puede descargarse con gas. Para entonces -- puede cerrarse la camisa de circulación; a menos que se prefiera descargar primero el pozo. Si ésta ha de funcionar en forma intermitente y se sabe de antemano que debe trabajar en base a la presión de fondo, la camisa de circulación abierta indica cuando se ha descargado totalmente la tubería de revestimiento.

6.- Para descargar el pozo, el gas de inyección debe pasar a la superficie por un estrangulador pequeño para que la descarga sea efectiva.

A menos que se espere que el pozo sea fluyente, la tubería de producción debe dejarse totalmente abierta. Para iniciar la descarga el gas debe empezar a inyectarse lentamente. El régimen de inyección se puede graduar a medida que se observa la corriente de descarga. Esta suele ser igual a la capacidad máxima de la tubería de producción hasta que se llega a la primera válvula.

No es aconsejable aplicar inmediatamente toda la presión de la línea sobre la tubería de revestimiento, ya que así se impone presión diferencial adicional sobre todos los fuelles de las válvulas de bombeo neumático. Y si éstas tienen pilotos tipo diferencial, la presión excesiva en la tubería de revestimiento las mantiene en posición cerrada.

7.- Tanto los pozos intermitentes como los de flujo continuo pueden descargar-

garse ininterrumpidamente hasta la primera válvula (siempre que, al comenzar, el pozo haya estado lleno hasta la superficie).

8.- Si el pozo se ha de descargar en forma intermitente después que la descarga llega a la primera válvula, se puede poner bajo ciclos de cinco a diez minutos e inyectar amplio volumen de gas para que cada vez salga a la superficie un buen bache. A medida que se van alcanzando las válvulas más profundas, conviene aumentar la duración de los ciclos. El aumento, en minutos es generalmente de 1.5 por la profundidad en pies entre mil.

9.- Terminada la descarga del pozo, si la camisa sigue abierta, se cierra con equipo de línea de acero y el pozo se pone en producción.

El reacondicionamiento de instalaciones de bombeo neumático puede ser necesario varias veces durante la etapa de producción de los pozos. Las causas más comunes son daños o defectos de las válvulas.

Por regla general las instalaciones nuevas suelen funcionar sin contra-tiempos durante dos o tres años, al cabo de los cuales las válvulas en muchos casos siguen todavía en buenas condiciones. Aún así, y no importa en que condiciones se encuentren, es recomendable reemplazarlas dentro de un plazo prudente.

## CAPITULO 3

### METODOS DE ANALISIS

#### 3.1 GENERALIDADES

Para obtener la máxima producción con el mínimo requerimiento de gas de inyección, es necesario un análisis periódico de las instalaciones de bombeo neumático. El análisis adecuado de la instalación es de mucha importancia para determinar si ésta opera o no satisfactoriamente. Generalmente, el criterio aplicado consiste en esperar que ocurra algún tipo de falla, antes de analizar una instalación de bombeo neumático.

Preferentemente, cada pozo debe analizarse mientras opera normalmente - para observar si la instalación ha sido o no diseñada adecuadamente, para obtener información útil en caso de fallas y, cuando sean posibles algunas mejoras indicar los cambios en el diseño que pueden realizarse con absoluta seguridad. Si no se obtiene tal información, los cambios en el diseño implican cierto --- riesgo.

Generalmente, una falla puede determinarse mientras el pozo opera. Muchos problemas o deficiencias del bombeo neumático pueden corregirse en superficie, sin costo y sin tener que sacar el aparejo del pozo. Si el problema no puede corregirse en la superficie y la tubería de producción tiene que sacarse del pozo, entonces, posteriormente puede rediseñarse una instalación más eficiente basada en el análisis de la anterior.

En una instalación de bombeo neumático existe la tendencia de inyectar exceso de gas cuando el pozo no aporta la producción deseada, sobre todo en -- flujo continuo, y de descuidar la operación de la instalación cuando aparentemente opera correctamente. La producción y el requerimiento de gas pueden optimizarse considerablemente realizando un análisis completo de la instalación. - Muchas veces el análisis demuestra que una instalación no puede mejorarse me--

dante cambios en el diseño y que antes de hacer costosas operaciones debe considerarse obtener la máxima utilidad de la instalación que está operando.

Hay varias formas de analizar instalaciones de bombeo neumático, ya sean con flujo continuo o con flujo intermitente. Estas pueden dividirse en métodos detallados y de observación. A continuación se presenta una lista que puede servir como guía acerca de las preguntas que el personal encargado del análisis debe hacerse antes de introducir al pozo cualquier herramienta, tal como un registro de presión o temperatura. Aunque algunos de estos cuestionamientos pueden parecer triviales, todos han ocurrido en la práctica real.

Lista de cuestionamientos:

- 1) ¿ Está abierta la válvula de aguja ?
- 2) ¿ Está abierta la válvula de la línea de inyección de gas ?
- 3) ¿ Se tiene estrangulador en la línea de descarga ?
- 4) ¿ Está abierta la válvula maestra ?
- 5) ¿ El pozo esta produciendo emulsiones ?
- 6) ¿ Se presenta congelamiento en el estrangulador del gas de inyección ?
- 7) ¿Cuál es la presión de inyección del gas ?
- 8) ¿Cuál es la presión en la cabeza del pozo ?
- 9) ¿Cuál es la presión de separación ?
- 10) ¿ Cuál es la temperatura fluyendo en la cabeza del pozo ?
- 11) ¿Cuál es el diámetro de la tubería de producción que se tiene en el pozo ?
- 12) ¿Cuál es el diámetro en la línea de descarga ?
- 13) ¿ Qué longitud tiene la línea de descarga ?
- 14) ¿ Hay muchas desviaciones del flujo en el cabezal ?
- 15) ¿ Se tiene estrangulador en el cabezal ?
- 16) ¿ Se tiene algún tipo de restricción en el cabezal ?
- 17) ¿Cuál es la producción de aceite agua y gas ?
- 18) ¿Cuál es el gasto del gas de inyección ?
- 19) ¿ El pozo opera en flujo continuo o intermitente ?
- 20) ¿ Se dispone de gráficas de registros de presiones en la tubería de producción y de revestimiento ?
- 21) ¿ Se dispone del reporte de la instalación de las válvulas así como del di

seño original de dicha instalación ?

22) ¿ Está muy caliente o muy fría la línea de inyección ?

23) ¿ Tiene el pozo antecedentes de parafinamiento, corrosión severa, etc. ?

Para simplificar la exposición de los métodos de análisis, en este trabajo se hace una clasificación general que consiste en: Métodos Superficiales y Métodos Subsuperficiales, los cuales se tratan en éste y en el siguiente capítulo.

### 3.2 METODOS DE ANALISIS CON INFORMACION OBTENIDA EN LA SUPERFICIE

La información básica del comportamiento del bombeo neumático es la relacionada a las presiones existentes en todo el sistema. La presión de inyección del gas (presión en la tubería de revestimiento) corriente abajo del control superficial es generalmente la mayor presión a analizarse en la operación del bombeo neumático. La presión en la tubería de revestimiento es de vital importancia para analizar el comportamiento de las válvulas de bombeo neumático, así como en la determinación de fugas en el sistema de alta presión en una instalación. La presión en la tubería de producción es tan importante como la presión en la tubería de revestimiento para analizar la operación. Ambas presiones deben registrarse simultáneamente para realizar un análisis preciso, ya que a partir de estas presiones puede definirse en forma global la operación de una instalación.

A partir de las presiones superficiales en la tubería de revestimiento y en la tubería de producción puede determinarse la siguiente información:

- a) Fugas en la tubería de producción, empacador, o válvulas de bombeo neumático; en flujo intermitente se observa una disminución de la presión en la tubería de revestimiento entre los ciclos.
- b) Restricción superficial; en flujo continuo se observa un incremento de presión en la tubería de producción y en flujo intermitente se nota por un gran incremento de presión durante un ciclo.
- c) Hidratos; se nota por falta de inyección de gas y de recuperación de fluidos. La presión en la tubería de producción se incrementa hasta la presión de separación.
- d) Pozo arenado o taponado; en flujo intermitente la gráfica no muestra incre-

mento de la presión en la tubería de producción y en flujo continuo este incremento es bajo.

- e) Ciclos demasiado rápidos en bombeo intermitente; se observa una rápida caída de la presión en la tubería de revestimiento y pequeños picos en la presión en la tubería de producción.
- f) Ciclos demasiado apartados en bombeo intermitente; se observa una lenta cajda de la presión en la tubería de revestimiento y grandes baches que se interrompen o que no alcanzan la superficie.
- g) Operación alternativa de válvulas; se observa disminución y aumento de la - presión en la tubería de revestimiento.
- h) Pérdida de presión en el domo de la válvula operante; la presión registrada en la tubería de revestimiento será considerablemente menor que la presión de operación superficial calculada, de cualquier válvula instalada. Esto -- también puede indicar fuga en el empaque de las válvulas o una fuga en el - empacador en una instalación con bombeo intermitente.
- i) Fuga somera en la tubería de revestimiento; el registro de la presión en la tubería de revestimiento puede indicar, lo mismo una fuga en una válvula, - que un agujero en la tubería de producción, o pérdida de presión en un domo.
- j) Pozo fluyente; un pozo puede empezar a fluir mediante su energía propia, es to puede observarse mediante una gráfica del registro.

### 3.2.1 Gráficas de Registro de Presiones con Medidor de Orificio.

Mucha de la información requerida para analizar instalaciones de bombeo neumático puede obtenerse sin tener que cerrar los pozos, a partir de gráficas de registros de presión de dos o tres plumillas. Si estas gráficas son inter-pretadas adecuadamente, el operador puede mantener una alta eficiencia de la - instalación mediante los ajustes adecuados en la superficie, sin tener que cambiar el estado mecánico del pozo.

Localización de los medidores de presión en la tubería de revestimiento y en - la tubería de producción.

La presión en la tubería de revestimiento se mide corriente abajo del - dispositivo de control de inyección del gas, en la línea de inyección de gas. Si se usa un medidor de orificio con registrador de flujo, éste puede instalar

se corriente abajo del dispositivo de control de inyección del gas (control de tiempo o válvula de aguja), de modo que el registro se utilice con propósitos de análisis, así como para determinar el volumen de gas de inyección usado en la instalación. La presión en la tubería de producción debe medirse corriente arriba de cualquier restricción.

La instalación de estos registradores de flujo no debe hacerse directamente en el árbol de navidad, ya que las vibraciones producidas por los fluidos generalmente causan problemas. Una conexión con manguera flexible y un montaje apartado del árbol y de la línea de descarga aseguran mejores resultados. Selección de los elementos de presión y del reloj.

Los elementos de presión para un registro de presión con medidor de orificio deben ser compatibles con las presiones a medirse. Para registrar la presión en la tubería de revestimiento generalmente se usa un elemento de presión de 1000 lb/pg<sup>2</sup> abs., y uno de 500 a 1000 lb/pg<sup>2</sup> abs., para registrar la presión en la tubería de producción.

El reloj con gráfica cronométrica rotacional es el más comúnmente utilizado. Para el análisis de la operación generalmente se usa una gráfica cronométrica rotacional de 24 horas, mientras que para analizar ciclos individuales de inyección de gas en flujo intermitente, se usa una gráfica cronométrica rotacional de 24 minutos. Las gráficas de siete días no son muy recomendables.

### 3.2.2 Significado del Registro de las Presiones en la Tubería de Revestimiento y en la Tubería de Producción.

#### a) Instalaciones con flujo continuo

Cuando se opera con flujo continuo, las presiones en la tubería de revestimiento y en la tubería de producción deben permanecer relativamente -- constantes. En algunas instalaciones la presión en la tubería de revestimiento permanece constante, pero la presión en la tubería de producción varía, lo cual puede indicar que el pozo está "cabeceando". El gas y el líquido se segregan entre la superficie y la profundidad correspondiente a la -- válvula operante, lo cual da lugar a un registro de presión en la tubería -- de producción similar al que correspondería a una instalación de flujo in-- termitente. Este "cabeceo" no radica necesariamente en la operación de la --

válvula, cuando se tiene un estrangulador pequeño en la línea de inyección de gas y la presión en la tubería de revestimiento permanece constante. Para reducir o eliminar el "cabeceo" puede hacerse lo siguiente:

- 1.- Variar el volumen de gas de inyección.
- 2.- Estrangular la válvula operante.
- 3.- Procurar un control exacto del volumen del gas de inyección, mediante la instalación de un regulador reductor de presión corriente arriba del estrangulador.

#### b) Instalaciones con flujo intermitente

En la mayoría de las instalaciones con flujo intermitente, es deseable un rápido incremento de la presión en la tubería de revestimiento después de la apertura del control de tiempo. Si la capacidad del sistema de alta presión o el tamaño de la línea de inyección no son adecuados, o si no es suficiente la diferencia entre la presión en la línea de inyección y la presión de operación en la tubería de revestimiento, entonces la presión en la tubería de revestimiento se incrementa lentamente. Un pozo profundo con bajo nivel del fluido o con tubería de revestimiento muy larga, manifiesta un incremento de la presión en la tubería de revestimiento más lento, que un pozo con nivel del fluido alto o con tubería de revestimiento corta. El estrangulador en la línea de inyección de gas también incrementa el tiempo requerido para que la presión en la tubería de revestimiento alcance la presión de apertura de la válvula.

Generalmente un rápido decremento de la presión en la tubería de revestimiento es indicio de una operación correcta de la válvula. Sin embargo, el mismo decremento puede ocurrir en muchas instalaciones con tubería de revestimiento corta o con tubería "macarroni", aunque el funcionamiento de la válvula no sea correcto. En instalaciones con válvulas operadas por la presión de los fluidos puede esperarse un rápido decremento de la presión en la tubería de revestimiento, debido a que varias válvulas abren al mismo tiempo en cada ciclo.

Un decremento lento de la presión en la tubería de revestimiento puede ser resultado de un funcionamiento deficiente de la válvula. En pozos con tubería de revestimiento larga y bajos niveles de fluido se tiene un decre-

mento de presión más lento que en pozos con tubería de revestimiento corta y altos niveles de fluido. Una baja presión diferencial a través de una válvula, debida a una alta presión en la tubería de producción, provoca un decremento lento de la presión en la tubería de revestimiento después de la apertura de la válvula.

La presión en la tubería de revestimiento en el tiempo desde que cierra la válvula operante y hasta que abre el control superficial, es considerable para una instalación en flujo intermitente con empacador. Si ésta presión permanece constante; no existen fugas. Si decrece; existe fuga en una o más válvulas, en el empacador, en la tubería de producción o en la cabeza del pozo. Si la presión aumenta; existe fuga en el control de tiempo.

El incremento de la presión en la tubería de revestimiento durante la inyección del gas debe ser siempre igual en cada ciclo. Puede haber una variación de este incremento debido a la fluctuación de la presión en la línea de inyección del gas, a una falla del reloj (desajuste del cronómetro), etc.

El registro de la presión en la tubería de producción es importante para el análisis de la operación en flujo intermitente. Los factores más importantes son: a) Si la marca del registro es amplia o delgada y b) La máxima presión registrada después de que el bache de fluidos haya alcanzado la superficie.

En flujo intermitente generalmente una marca alta y delgada significa operación correcta con la producción de baches sólidos de líquido. Una marca corta y delgada indica que el bache inicial es probablemente de menor longitud debido a una baja presión de fondo o a una alta frecuencia del ciclo de inyección de gas.

Una marca amplia de la presión en la tubería de producción puede ser -- causada por excesiva contrapresión debida a restricciones en la línea de -- descarga tales como: estrangulador; parafinas u otro tipo de depósitos; demasiados codos y desviaciones cerca del cabezal; tubería de descarga de dímetro pequeño, muy larga o aplastada; etc. Una marca amplia de la presión - en la tubería de producción también puede indicar un bache demasiado aereado o con fracción de gas muy alta. Generalmente las marcas más altas se deben a excesiva contrapresión, y las más pequeñas a excesiva aereación o a -

una emulsión y/o contrapresión excesiva y a baches producidos muy pequeños. Si las válvulas operadas por la presión en la tubería de producción no cierran inmediatamente después de que el bache ha alcanzado la línea de descarga, puede obtenerse una marca amplia en el registro de la presión en la tubería de producción.

### 3.2.3 Análisis de la Operación.

En una instalación que opera con flujo continuo, se parte del reporte de la presión en la tubería de revestimiento y de la presión en la tubería de producción. La variación de la presión en la tubería de producción indica si el pozo cabecea, mientras que la variación de la presión en la tubería de revestimiento indica si la instalación esta operando por más de una válvula, la apertura y cierre de las válvulas, etc.

En una instalación que opera con flujo intermitente y control de tiempo del ciclo de inyección de gas, la operación es indicada por la variación de la presión en la tubería de producción y por las presiones de apertura y cierre de la válvula operante y del control de inyección. Deben permanecer constantes la presión durante el tiempo en que la válvula cierra y hasta que el control abre, la presión de cierre de la válvula operante y el incremento de presión que se tiene cuando el control permanece abierto. Deben reportarse la máxima presión en la tubería de producción después de que el bache ha alcanzado la superficie, el tiempo en que la presión en la cabeza disminuye hasta la presión de separación y la frecuencia del ciclo de inyección de gas durante el tiempo en que las presiones son observadas.

En una instalación con flujo intermitente que sea operada empleando un estrangulador como control de inyección de gas, se parte de la variación en las presiones en la tubería de producción y en la tubería de revestimiento, cuando la válvula abre y cuando cierra. Si las válvulas son operadas por la presión en la tubería de revestimiento y además la instalación está diseñada de modo que las presiones superficiales de cierre disminuyan con la profundidad, entonces, la presión de cierre es una indicación de la profundidad de la válvula operante, mientras que la presión de apertura de la válvula operante es una indicación de la presión en la tubería de producción, a la profundidad de la válvula, cuando ésta abre. En una instalación con válvulas operadas por

fluidos, la variación de las presiones en la tubería de revestimiento y en la tubería de producción es importante para establecer si las válvulas están o no cerrando, inmediatamente después de que el bache alcanza la superficie.

#### 3.2.4 Dispositivo Acústico de Análisis.

Otro método de análisis utilizando equipo de superficie consiste en un dispositivo acústico empleado para determinar el nivel de líquido, tanto en pozos con flujo continuo como intermitente. Este dispositivo conocido como "ecómetro", resulta económico, ya que puede operarse en varios pozos durante un día. Además, con este equipo pueden detectarse los coples y las válvulas de bombeo neumático.

Los registros electrónicos de nivel de líquido se desarrollaron a principio de la década de los cuarentas. Estos instrumentos convierten el sonido en corriente eléctrica, amplifican la señal electrónicamente, la cual se convierte en energía mecánica con un galvanómetro y luego se registra con papel y tinta. Tienen la ventaja de ajustarles la sensibilidad requerida de frecuencia para registrar los coples de la tubería y el nivel de fluido.

Descripción general del ecómetro

El aparato consiste esencialmente de dos unidades:

- 1) Estuche portátil que contiene el amplificador electrónico, galvanómetro grabador y transformador de corriente.
- 2) Conexión al pozo; la conexión al pozo consta de un dispositivo para realizar el disparo y de un micrófono que convierte el sonido en corriente eléctrica.

Principio de operación

El dispositivo acústico consiste en una pistola y un micrófono juntos. Al realizarse el disparo, éste genera un pulso de presión, el cual viaja a través del gas que se encuentra en el espacio anular y es reflejado por las juntas y por el nivel del fluido. Las ondas de presión son detectadas por el micrófono, el cual las convierte en pulsos electrónicos que alimentan al amplificador registrador, el cual a su vez los imprime en una tira de papel adecuada para este efecto. Posteriormente, sólo es necesario contar los coples, para de

terminar la profundidad del nivel del fluido.

Para que se generen adecuadas señales reflejadas, es necesario un pulso de presión adecuado. Si el pulso de presión original es débil, entonces las señales reflejadas serán débiles. Para emitir el pulso de presión se dispone de dos tipos de pistola, una que utiliza cartuchos con bala, que es la más común, y otra llamada pistola de gas que utiliza gas a presión.

Para seleccionar el tipo de pistola deben considerarse dos importantes factores; primero, que la pistola debe generar una onda de presión que permita cotejar las juntas tan bajo como sea posible, y segundo, que la pistola debe generar un pulso de presión con la suficiente intensidad para que las ondas de presión reflejadas por el nivel del fluido sean fácilmente identificadas. En pozos profundos, angostos o depresionados, la onda reflejada por el nivel del fluido es débil, por lo que puede requerirse de un pulso inicial de mayor magnitud.

### Interpretación

Una vez que se obtiene la gráfica del registro, generalmente ésta muestra una marca al principio de la corrida, que representa el instante del disparo. En seguida, se observa una serie de marcas espaciadas uniformemente, las cuales representan coples, y una marca más notoria, que representa el nivel del fluido. En algunas gráficas, estas marcas pueden distinguirse desde la superficie hasta el nivel del fluido, en otras, en donde no se aprecian con claridad cuatro pulgadas después del inicio, entonces, se recomienda el uso del contador de espaciamentos.

En algunas gráficas, los coples pueden distinguirse aproximadamente hasta la mitad. Para esto, deben contarse los coples hasta donde sean claramente diferenciables y después, extrapolar el conteo hasta el nivel del fluido, usando el contador de espacios.

Por lo general, los coples en las primeras cuatro pulgadas del registro se encuentran más juntos que los coples de la parte más baja, siendo la causa, el asentamiento del gas más pesado en el fondo del agujero. En este caso, el sonido viaja más lentamente en gas pesado. En algunos registros, las señales de los coples no son muy precisas, por lo cual se debe colocar el divisor de espacios en la parte más clara del registro, y contar desde el instante del --

disparo, hasta la marca del nivel del fluido.

Son de importancia, las líneas presentes en las gráficas originadas por objetos subsuperficiales, estos objetos reducen la sección transversal del espacio anular, originando ondas sonoras de compresión, y son registradas como marcas hacia abajo. Tales objetos pueden ser válvulas de bombeo neumático, camisas, anclas de gas, depósitos de parafina o nivel del líquido. Las condiciones que tienden a incrementar la sección transversal del espacio anular, proporcionan señales sónicas distorsionadas, y que se registran como marcas hacia arriba.

Para la correcta interpretación del ecómetro, es necesario tener cierta práctica en el campo, donde su empleo es común. Existen casos en que a pesar de la habilidad y experiencia, es necesario efectuar otras pruebas para determinar el nivel del líquido.

### 3.3 METODOS DE ANALISIS CON INFORMACION OBTENIDA MEDIANTE LINEA DE ACERO

Los registros subsuperficiales constituyen otro método empleado para analizar una instalación de bombeo neumático. La localización precisa de fallas y alguna información necesaria para un análisis completo de una instalación de bombeo neumático requieren de la aplicación de registros subsuperficiales de presión y/o temperatura. Para el análisis de la operación de bombeo neumático es mayormente empleado el registro de presión que el de temperatura. La selección adecuada del registro y la correcta aplicación de éste son los principales factores que determinan la cantidad de trabajo en cuanto a su operación e interpretación. El rango de los elementos de presión y temperatura, la velocidad del reloj, profundidad y tiempo para cada estación, etc. son consideraciones de mucha importancia que deben ser compatibles con las condiciones del pozo y el tipo de registro. Un error común es el de esperar hasta que alguna falla ocurra para correr un registro subsuperficial el cual, aún cuando sirva para localizar la falla, no podrá proporcionar información vital para mejorar la instalación.

Los resultados de un registro de presión se emplean para diseñar o recondicionar instalaciones de bombeo neumático, para analizar la operación de la instalación y para diagnosticar desperfectos cuando éstos ocurran. En todo

registro debe incluirse un termómetro para que la temperatura sea también registrada.

Un registro de temperatura normalmente se corre en combinación con un registro de presión, salvo en casos donde sólo se dispone del registro de temperatura o donde el registro de presión no arroja resultados confiables. El registro de temperatura se emplea más que el registro de presión para la localización de fugas y, de la o las válvulas operantes.

Realizar al mismo tiempo el registro de presión y el de temperatura es de mayor beneficio, ya que en muchos casos uno proporciona más información que otro. Esto requiere de una unidad de registro ligeramente de mayor tamaño y -- probablemente un lubricador en la superficie también de mayor tamaño.

### 3.3.1 Consideraciones del Equipo y de la Operación de los Registros Subsuperficiales.

Según el tipo de registro, el operador de la línea de acero debe seguir la forma adecuada de correrlo, de manera que la información que se obtenga pueda ser interpretada adecuadamente.

Antes de correr un registro subsuperficial el operador debe conocer la historia del pozo. Antes de bajar la herramienta de la línea de acero al pozo, deben conocerse las profundidades de las válvulas, así como la localización de niples y otros elementos en la sarta de tubería. También debe conocerse el tipo de terminación del pozo, etc. Otros problemas, los cuales no aparecen necesariamente en el historial del pozo, pero que deben considerarse son: tubería desviada, depósito de escamas o parafinas en la tubería de producción, etc.

#### Selección de los elementos de presión y temperatura

Los elementos de presión y temperatura empleados deben ser compatibles con las presiones y temperaturas a medirse. En un pozo de baja presión no debe utilizarse un elemento de alta presión, ya que en éste elemento la deflexión -- en el registro no es suficiente para realizar un análisis adecuado de la operación del bombeo neumático. La misma consideración es válida para el elemento de temperatura. El rango de este elemento debe seleccionarse en base a las temperaturas esperadas en el pozo.

## Selección del rango del reloj y del tiempo para cada estación

En la mayoría de los registros empleados para realizar análisis en instalaciones de bombeo neumático se utilizan rangos cortos del reloj. Para un registro de presión o temperatura se recomienda un reloj de tres o seis horas, a menos que el registro no pueda realizarse en este período de tiempo. En un pozo en flujo intermitente con baja frecuencia del ciclo de inyección de gas, un reloj rápido puede no ser el adecuado. Antes de seleccionar el reloj, deben -- considerarse el número de estaciones requeridas por el registro y el período -- de tiempo entre las inyecciones de gas. Si se utiliza un reloj de tres horas, el registro debe permanecer de dos a tres minutos en cada estación y de tres a cinco minutos si se utiliza un reloj de seis horas. El tiempo de duración requerido en cada estación para establecer el gradiente estático de los fluidos es mayor para un reloj de 24 a 72 horas que para un reloj más rápido.

## Realización de registros con el pozo cerrado

Para realizar un registro de presión, generalmente se acostumbra iniciarlo en superficie e ir registrando hacia el fondo hasta alcanzar la máxima profundidad. Un registro de presión se efectúa más rápidamente cuando la temperatura en el pozo es baja pero se incrementa, que cuando la temperatura es alta pero decrece. Sin embargo, con un elemento de presión con ajuste de la temperatura se puede iniciar el registro a partir de la máxima profundidad con poco o sin error. En relación al elemento de medición de temperatura las condiciones anteriores no tienen importancia.

## Realización de registros sin cerrar el pozo

Si la instalación de bombeo neumático está produciendo durante la realización del registro, es necesario tomar ciertas precauciones para prevenir que éste sea expulsado de la tubería. La realización del registro se hace más riesgosa si existe gasto alto y tubería de producción de diámetro pequeño.

El peligro de que el registro sea expulsado de la tubería es mayor cerca de la superficie. Algunos operadores comienzan el registro colocando éste en el lubricador al menos durante uno o dos ciclos completos de inyección de gas, cuando es el caso de un pozo en flujo intermitente, o durante el tiempo entre la máxima y mínima presión en la tubería de producción en un pozo con --

flujo continuo, si éste cabecea. Si el registro no es expulsado, pueden entonces obtenerse las lecturas arriba y abajo de las válvulas superiores.

Otra manera es iniciar el registro partiendo de la máxima profundidad a registrarse y realizarlo arriba y abajo sucesivamente en cada válvula superior hasta alcanzar la superficie.

Información que debe incluirse junto con los resultados del registro

Durante la realización de un registro en una instalación de bombeo neumático con el propósito de análisis, el pozo debe estar en medición durante la realización del registro. Deben registrarse las presiones en la tubería de producción y en la tubería de revestimiento y medirse el volumen de gas de inyección, el de gas total producido y el de aceite producido. El operador de la línea de acero debe considerar la información general del pozo, así como la descripción e información del registro.

La información general del pozo incluye la compañía de arrendamiento, - campo, número de pozo, diámetro de la tubería de producción y las presiones en la tubería de producción y en la tubería de revestimiento al inicio y al final del registro. También debe reportarse el estado del pozo, es decir si se encuentra cerrado o abierto durante la prueba y el tiempo que estuvo cerrado antes de la prueba si es que lo estuvo.

Una descripción del registro incluye el tipo y la estructura de éste, - el rango de los elementos de presión y temperatura, número de serie del elemento y la velocidad de la carta del registro rotacional.

La información del registro incluye la fecha y el propósito de éste, -- tiempo en que empezó y terminó, profundidad de cada parada, tiempo de duración de cada parada y la temperatura máxima detectada si es el caso de un registro de presión.

### 3.3.2 Procedimientos Sugeridos Para correr un Registro de Presión.

#### Flujo continuo

En un pozo con flujo continuo no es difícil correr un registro de presión si se utiliza el registro de diámetro adecuado y si el pozo fluye sin agitaciones. Sin embargo, si se observan algunas agitaciones, será conveniente adaptar una sección al registro de modo que se le agregue peso. El siguiente pro

cedimiento puede servir como guía para correr el registro:

- 1) Antes de iniciar el registro, el pozo debe estar fluyendo en condiciones -- completamente normales y estabilizadas, que no se interrumpan antes de iniciar el registro.
- 2) Empezar el registro dejándolo en el lubricador el tiempo necesario para obtener la presión fluyendo en la tubería de producción. Si el registro es -- del tipo de los que es necesario exceder una cierta presión inicial antes -- de comenzarse, y si la presión en la tubería de producción ésta bajo este -- punto, entonces, con ayuda de otro instrumento debe hacerse un registro con -- tínuo de las presiones superficiales en la tubería de producción y en la tu -- bería de revestimiento durante todo el registro. De cualquier manera se con -- sidera conveniente hacer lo anterior.
- 3) Permitir lentamente la entrada del registro a la tubería de producción, de modo que si el cable se afloja pueda sacarse inmediatamente del pozo para e -- vitar que se tuerza. Si el registro avanza libremente los primeros mil pies no se encontrarán posteriores problemas debido al flujo, ya que es en este -- lapso donde se dan las máximas velocidades. Sin embargo, si las velocidades -- son tales que se presente algún problema, debe de llevarse el registro al -- fondo lo más rápido posible cerrando antes el pozo, para posteriormente, -- luego de reabrir el pozo, iniciar el registro a partir del fondo del pozo. En este caso, es necesario que el registro permanezca en el fondo del pozo hasta que se tengan las condiciones de flujo estabilizado, antes de iniciar el viaje de subida.
- 4) Al correr el registro, se hace una parada exactamente abajo de cada válvula de bombeo neumático. Si es el caso de un registro de diagnóstico y ha sido localizada una fuga, también debe hacerse una parada entre las válvulas. Si no se tienen en el pozo válvulas instaladas hasta el fondo, se hacen varias paradas bajo la última válvula para establecer el gradiente de fluidos ab --ajo del punto de inyección de gas.
- 5) Si al correr el registro de bajada no se presentan problemas, las mismas pa -- radas que se hayan hecho en el viaje de bajada deben hacerse en el viaje de subida, para obtener así un doble registro que sirva como verificación.
- 6) Simultáneamente con el registro de presión deben verificarse la producción

total de fluidos y las relaciones gas-líquido de entrada y salida, ya que aún con un instrumento de diámetro pequeño puede haber reducciones de flujo durante el registro.

- 7) Graficando los resultados del registro de presión en las escalas adecuadas puede hacerse un análisis detallado de la instalación.

#### Flujo intermitente

En un pozo con flujo intermitente es más difícil correr un registro de presión que en un pozo con flujo continuo, particularmente si se desconoce --cual es la válvula operante. El peligro se presenta cuando el bache de líquido seguido de un cierto volumen de gas "embisten" al registro. El registro puede ser expulsado del pozo, puede torcerse la línea de acero o puede causarse la caída del registro. Debido a lo anterior, debe tenerse mucho cuidado al correr un registro en un pozo con bombeo intermitente. Se recomienda el siguiente procedimiento:

- 1) Asegurarse que el control de tiempo del ciclo en la línea de inyección esté cerrado.
- 2) Colocar el registro abajo de la válvula operante, la cual en la mayoría de los casos es la válvula de fondo.
- 3) Abrir el control de tiempo del ciclo y producir la carga de fluidos acumulada. Utilizar exceso de gas para extraer el líquido acumulado mientras el registro fue llevado al fondo.
- 4) Cerrar el control de tiempo.
- 5) Colocar el control de tiempo en su ciclo normal de producción.
- 6) Permitir al registro operar varias veces.
- 7) Sacar el registro y revisar la gráfica. Con la presión de fondo fluyendo -- puede determinarse cual es la válvula operante. Si no resultó ser ésta la válvula de fondo, se regresa con una gráfica nueva y se para el registro bajo la válvula operante determinada y se repite el procedimiento de prueba.
- 8) Permitir que el registro permanezca en el fondo el tiempo suficiente para registrar las presiones en el pozo más allá del tapón de fluidos normalmente acumulado y, si es posible, el tiempo suficiente para aproximar al máximo la presión estática.

### 3.3.3 Aplicaciones Prácticas de los Registros Subsuperficiales.

#### Aplicaciones del registro de presión

Cuando se corre el registro de presión con el pozo cerrado, pueden determinarse el nivel estático del fluido, el gradiente estático del fluido y la presión estática de fondo, las cuales son determinaciones que se utilizan para el diseño de una instalación de bombeo neumático.

En un pozo fluyente o en una instalación con bombeo continuo, los registros de presión se emplean para determinar la presión estática de fondo, el gradiente fluyendo y la presión de fondo fluyendo. En un pozo fluyente el registro sirve para determinar el índice de productividad, para verificar curvas de gradiente ya existentes, para diseñar una instalación de bombeo neumático, etc. En un pozo con bombeo continuo el registro se corre para reacondicionar o analizar la instalación y se realiza cuando se tiene una operación normal de la instalación. En un pozo con bombeo continuo pueden localizarse el o los puntos de inyección del gas a la tubería de producción, la o las válvulas operantes y fugas en la tubería de producción.

Finalmente, en un pozo con bombeo intermitente, al mismo tiempo que el registro de presión sirve para analizar la instalación, puede ser una herramienta muy útil para determinar el resbalamiento. De este registro puede determinarse la válvula operante, la carga inicial del bache que se está bombeando, la presión de fondo fluyendo, la mínima presión entre los ciclos, fugas en la tubería de producción, etc.

#### Aplicaciones del registro de temperatura

La principal aplicación del registro de temperatura es la de establecer el gradiente de temperatura, el cual es útil para realizar el diseño de una instalación de bombeo neumático, sobre todo para algunas instalaciones con flujo continuo. La importancia de la temperatura en el pozo a la profundidad de la válvula depende del tipo de válvula y del gasto de producción. Generalmente el registro de temperatura es corrido para localizar la o las válvulas operantes en una instalación con bombeo intermitente, la cual opera durante el registro. Para este propósito generalmente el registro de temperatura es más utilizado que el registro de presión. Las fugas en los asientos de las válvulas y -

en la tubería de producción se detectan mediante el registro de temperatura, a partir del decremento en la temperatura, contrario a lo que ocurre en el punto de inyección de gas dentro de la tubería de producción.

## CAPITULO 4

### DIAGNOSTICO DE FALLAS

#### 4.1 GENERALIDADES

El diagnóstico de fallas en instalaciones de bombeo neumático en algunas ocasiones puede resultar difícil y en otras muy complejo. Algunos de estos problemas podrían determinarse casi de inmediato, mientras que otros requerirán de varios días o semanas. Todos estos problemas requieren de un análisis metódico y sistemático del sistema de bombeo neumático.

Un sistema de bombeo neumático comprende el yacimiento, la sección vertical del pozo (tubería de producción y espacio anular), líneas de descarga, - compresoras de gas y líneas de inyección de gas. Las fallas pueden presentarse en cualquiera de los componentes del sistema, por lo tanto, el análisis que se haga debe incluir el sistema en su totalidad. En ocasiones, los síntomas superficiales parecerán indicar que el problema se encuentra en una parte específica del sistema, mientras que un análisis más a fondo determinará que el problema se localiza en otra parte del sistema.

El diagnóstico de fallas se hace en el campo, en la oficina y en el taller. La persona encargada debe tener suficientes conocimientos en cuanto a -- cálculos en pozos de bombeo neumático, flujo multifásico (vertical, horizontal e inclinado), comportamiento de pozos, equipo y operaciones de producción y especialmente en cuanto a equipo y operación del bombeo neumático. Es importante que la persona que haga el diagnóstico complemente su trabajo de oficina, incursionando en el taller y en el campo. Dicha persona, debe ponerse en comunicación con el personal de talleres, encargados de campo y operadores de campo. Si se considera la opinión de estas personas, puede facilitarse la determinación de los problemas.

Toda la información recopilada en el campo como: pruebas de pozos, mediciones de presión y temperatura, gráficas de registros de flujo, etc., debe a-

nalizarse en la oficina, no dando por hecho que es información precisa tal y como viene del campo. Además, deben investigarse; las condiciones de los medidores de presión y temperatura, donde se hicieron las mediciones, cómo fue medida la producción total, cómo fue determinada la fracción de agua, etc. Por ejemplo, si la presión de inyección de gas es medida corriente arriba del estrangulador de entrada, esta medida no puede emplearse para predecir la presión del gas dentro del pozo, debido a la caída de presión que ocurre en el estrangulador. La mejor manera de informarse es hacer una observación personal de qué y cómo se hace.

En el taller las visitas deben hacerse con el objeto de observar la reparación y montaje de las válvulas de bombeo neumático, ya que generalmente se supone que estas válvulas son colocadas exactamente conforme al diseño. También debe verificarse la forma en que las válvulas fueron cargadas y calibradas.

El análisis de la información de campo es una parte importante en la determinación del problema. Realizando los cálculos en forma invertida, utilizando esta información, frecuentemente se resuelve el problema. Así mismo, la comparación de curvas presión-profundidad construidas a partir de información de campo contra información de diseño, puede poner en evidencia diferentes situaciones.

Para ilustrar la aplicación que tienen los métodos de análisis descritos en el capítulo anterior, en cuanto a la determinación de la forma en que opera la instalación y principalmente para el diagnóstico de fallas en el caso de una operación incorrecta o ineficiente, se presentan ejemplos de gráficas del medidor de orificio y del ecómetro, así como gráficas de registros subsuperficiales de presión y/o temperatura. Para mayor claridad, se presentan por separado las aplicaciones para instalaciones con flujo continuo y para flujo intermitente.

Finalmente, al término de este capítulo se presenta un diagrama tipo árbol de decisión, que puede ser útil en la localización de problemas. Aunque este diagrama fue desarrollado para bombeo neumático continuo con válvulas operadas por presión, muchos de los principios básicos pueden aplicarse bajo condiciones diferentes (Fig. 4.73).

#### 4.2 DIAGNOSTICO DE FALLAS CON INFORMACION OBTENIDA EN LA SUPERFICIE

El registro de las presiones en un pozo debe hacerse mientras que éste opera correctamente, de modo que, si posteriormente se presenta alguna falla, sea posible hacer las comparaciones pertinentes.

Mediante un análisis adecuado de las presiones superficiales en la tubería de revestimiento y en la tubería de producción, pueden diagnosticarse muchos problemas, y corregirse sin tener que recurrir a los registros subsuperficiales o tener que realizar reparaciones al aparejo de producción. En muchos casos pueden hacerse mejoras mediante simples ajustes superficiales. Como ya se mencionó, las gráficas de medidor de orificio que registran las presiones superficiales, son útiles en instalaciones con flujo continuo y con flujo intermitente.

A partir de las presiones superficiales en la tubería de revestimiento y en la tubería de producción es posible determinar las siguientes operaciones subsuperficiales:

- a) Secuencia de descarga.
- b) Operación de la válvula.
- c) Válvula permanentemente abierta.
- d) Fuga en el aparejo de producción (fuga en un cople, agujero en la tubería de producción, fuga en el asiento de la válvula).
- e) Fuga en el colgador de la tubería de producción.
- f) Fuga en el empacador.
- g) Incremento excesivo de la presión en la tubería de revestimiento durante la inyección.
- h) Frecuencia inadecuada del ciclo de inyección de gas.
- i) Apertura de una o más válvulas por ciclo de inyección.
- j) Estrangulamiento (apertura y cierre) de la válvula operante en una instalación con flujo continuo.
- k) Cambio en las condiciones del pozo.
- l) Aereación excesiva.
- m) Problemas de emulsión, etc.

También a partir de las presiones superficiales en la tubería de revestimiento y en la tubería de producción pueden determinarse las siguientes operaciones superficiales:

- a) Control de tiempo permanentemente abierto.
- b) Fuga en el asiento de la válvula motora del control de tiempo.
- c) Falla mecánica del sistema de ciclojeringa.
- d) Congelamiento en la línea de inyección de gas.
- e) Pérdida de presión en la línea de inyección.
- f) Volumen de gas de inyección inadecuado en el sistema.
- g) Excesiva contrapresión en la cabeza del pozo.
- h) Controles de tiempo para varios pozos abriendo al mismo tiempo.
- i) Pozo fluyendo durante la inyección del gas.
- j) Cabeceo en flujo continuo, etc.

Aunque un problema tal como una fuga en la sarta de producción puede de terminarse con registros subsuperficiales de temperatura o presión, las presiones superficiales indican el problema y la necesidad de una investigación más a fondo.

Una instalación de bombeo neumático puede considerarse incompleta si no tiene instalado un registrador de flujo, que registre gráficamente el comportamiento superficial de las presiones en la tubería de producción y en la tubería de revestimiento, durante las veinticuatro horas del día. Sin embargo, si por razones económicas no se justifica dicha instalación en cada pozo, entonces debe disponerse de un registrador de flujo portátil para analizar individualmente los pozos, o en su defecto, realizar un registro visual en los manómetros descargando a la presa de residuos.

Las gráficas que se presentan a continuación sirven para ilustrar casos típicos que se presentan en el análisis de una instalación de bombeo neumático empleando gráficas de registro de presión de dos plumillas.

#### 4.2.1 Diagnóstico para Flujo Continuo.

Fig. 4.1 Gráfica de un registro.- Esta gráfica corresponde a un pozo que produce sin problemas a un gasto alto. Vease la uniformidad de las presiones - en la TP y en la TR, así como la baja contrapresión superficial en la TP.

Fig. 4.2 En esta gráfica puede observarse el proceso de descarga en un pozo con flujo continuo. Para controlar el volumen de gas de inyección dentro de la IR se utilizó un estrangulador en la línea de inyección. Cuando se inició - la inyección del gas, una inmediata oleada de fluidos regresó de la TP hacia - el espacio anular, ya que el pozo estaba completamente lleno con agua salada. Cuando se desplazó el volumen de fluidos del espacio anular y el gasto de gas se estabilizó, la presión en la TP se mantuvo en  $50 \text{ lb/pg}^2$  hasta que la válvula superior fue descubierta y el gas comenzó a pasar a la TP. Conforme cada -- válvula es descubierta se observa una variación en la TP. Finalmente el pozo - se estabilizó operando desde la cuarta válvula.

Fig. 4.3 Gráfica de un registro.- Con presiones de 275 y  $675 \text{ lb/pg}^2$  en la TP y en la TR respectivamente, se tiene una presión diferencial máxima de  $400 \text{ lb/pg}^2$ . Debe disminuirse la contrapresión, la cual puede deberse a una o más - de las siguientes razones: 1) Estrangulador en la línea de descarga; 2) Res--- tricción en la línea de descarga (parafinas, arena, etc.); 3) Línea de descarga de diámetro muy pequeño o demasiado larga; 4) Presión de separación muy alta; 5) Demasiados cambios de dirección en la línea de descarga; 6) Fluidos altamente emulsificados; 7) Excesiva entrada de gas.

Fig. 4.4 Acción intermitente de una válvula para flujo continuo. El breve cierre y apertura de la válvula se debe a la presión superficial que se tiene en la TR, la cual es cercana a la presión de cierre de la válvula. La apertura y cierre es indicada por la forma de onda del registro de la presión en la TP. Este registro corresponde a un pozo con alta productividad en el cual la operación incorrecta de la válvula, aunque indeseable no es un problema serio. El - tamaño del orificio de la válvula es muy grande y/o el volumen de gas de inyec- ción es muy pequeño.

Fig. 4.5 Fugas y rotura en la sarta de TP. Se tiene expulsión periódica - de gas a través de las fugas. Esta gráfica se originó teniendo un pequeño es--

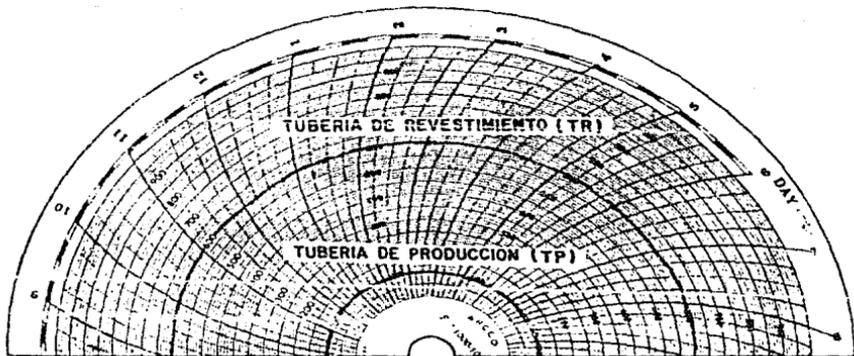


Fig. 4.1 Gráfica de un registro para flujo continuo, donde la operación es correcta.

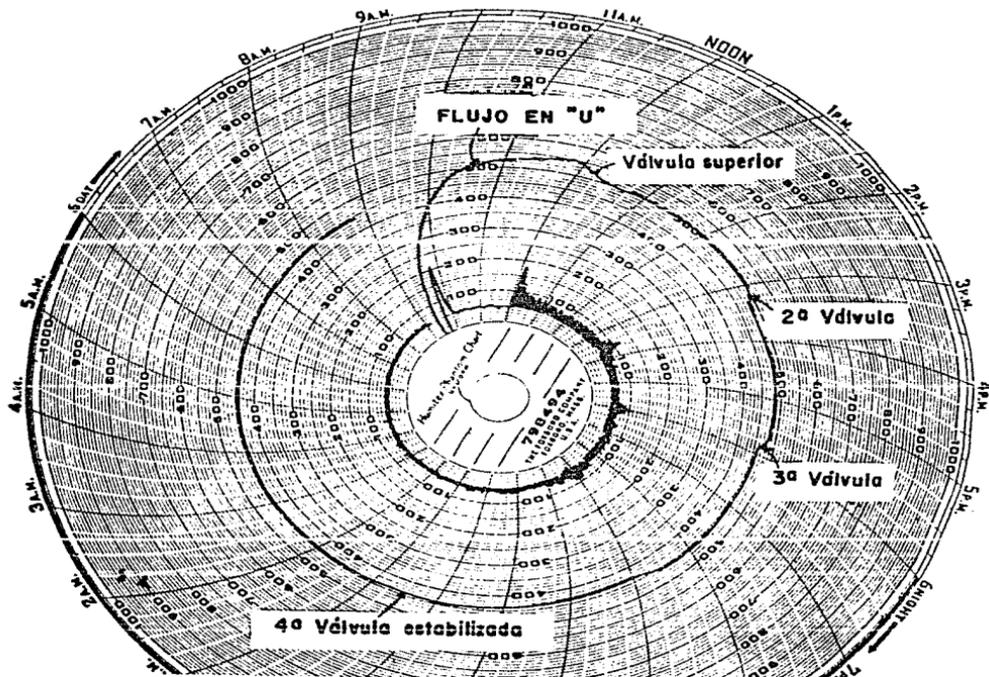


Fig. 4.2 Gráfica de un registro durante el proceso de descarga en flujo continuo.

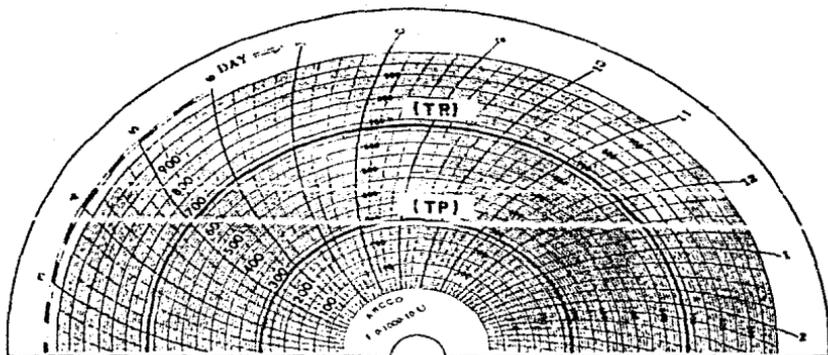


Fig. 4.3 Gráfica de un registro donde se puede apreciar una alta contra-  
presión en la cabeza del pozo.

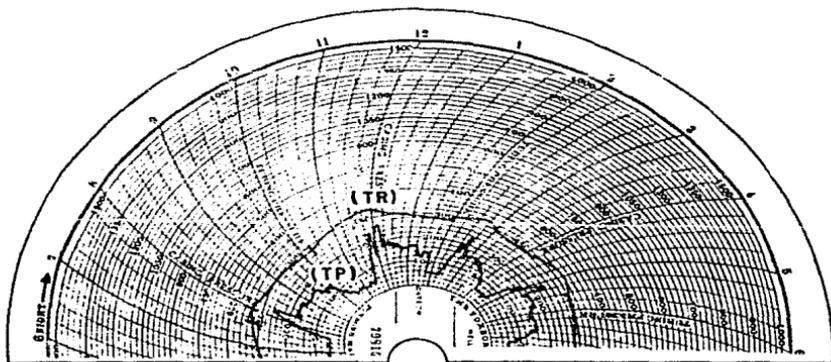


Fig. 4.4 Gráfica donde se observa acción intermitente de una válvula pa-  
ra flujo continuo.

trangulador superficial en la TR. Cuando se retiró la TP se encontraron varios agujeros arriba de los 4000 pies causados por corrosión, y además a dicha profundidad la TP se encontró completamente partida. La gráfica indica que el pozo estuvo fluyendo continuamente a través de los agujeros en la TP y periódicamente (en intervalos de alrededor de  $1\frac{1}{2}$  hr.) por la parte partida de la misma TP. Esto se observa por la brusca caída de presión en la TR, la cual detiene temporalmente la producción debido a la aereación, hasta que la presión en la TR aumenta nuevamente.

Fig. 4.6 Esta gráfica corresponde a un pozo equipado con estrangulador superficial en la TR. El pozo es de alta productividad y alta presión de fondo. El problema en este pozo es la depositación de hidratos en el estrangulador. - Se recomienda instalar un calentador de gas antes del estrangulador, o realizar inyección intermitente del gas.

Fig. 4.7 Operación sin control de inyección de gas (sin estrangulador). - El pozo de este ejemplo es de alta productividad y alta presión de fondo. Se observa que el pozo dejó de fluir durante  $5\frac{1}{2}$  horas debido a que se interrumpió el abasto de gas y a que se realizaban algunas reparaciones en el sistema. La operación seguramente mejoraría instalando un estrangulador en la línea de inyección de gas.

Fig. 4.8 Esta gráfica corresponde a un pozo con flujo continuo donde se tiene condiciones erráticas de flujo, lo cual es indicado por la amplia variación tanto de la presión en la TP como de la presión en la TR. Si el pozo es de la capacidad adecuada, un ajuste de la presión de inyección puede corregir esta situación.

Fig. 4.9 Esta gráfica corresponde a un pozo que trata de operarse en flujo continuo, pero con dos problemas: 1) Se tiene una presión superficial de inyección variable y 2) Se intenta operar con flujo continuo teniendo instaladas en el aparejo válvulas para flujo intermitente. Para mejorar la operación se debe estabilizar la presión en la línea de inyección y reemplazar las válvulas inadecuadas.

Fig. 4.10 Esta gráfica corresponde a un pozo donde se tiene el problema del depósito de hidratos en la línea de inyección de gas, por lo cual se tenía

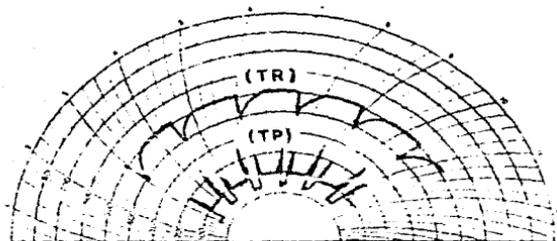


Fig. 4.5 Gráfica de un registro correspondiente a un pozo donde se tienen fugas y roturas en la sarta de TP.

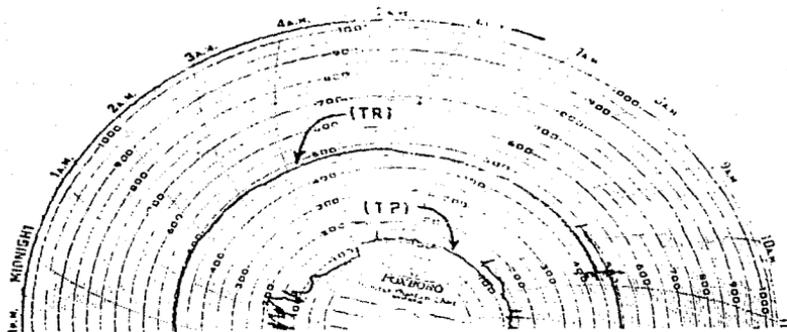


Fig. 4.6 Gráfica correspondiente a un pozo en donde se tiene depósito de hidratos en el estrangulador de entrada.

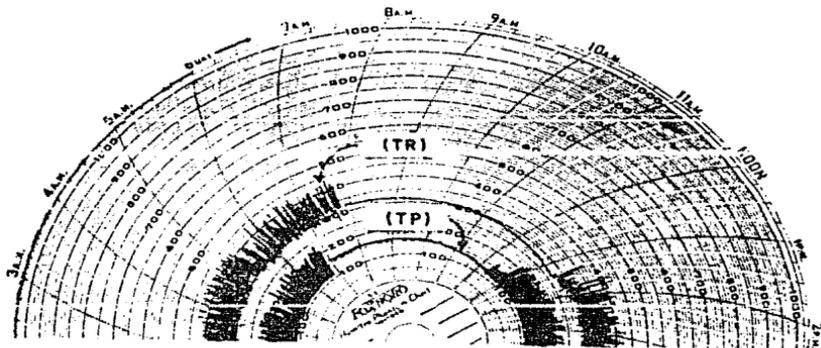


Fig. 4.7 Gráfica para un pozo, el cual se cerró temporalmente.

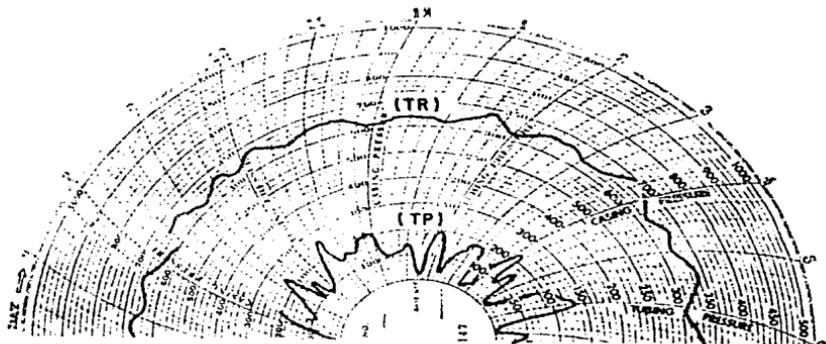


Fig. 4.8 Gráfica para una instalación donde se tienen condiciones erráticas de operación.

una baja presión de inyección. Además se detectó fuga en una válvula, la cual no era muy seria. Posteriormente se removieron los hidratos y el pozo se estabilizó.

Fig. 4.11 Efecto del estrangulador superficial en la TP para flujo continuo. El pozo disminuye su producción en aproximadamente  $1/3$ , cuando se estrangula con un diámetro de  $\frac{1}{2}$  pg.

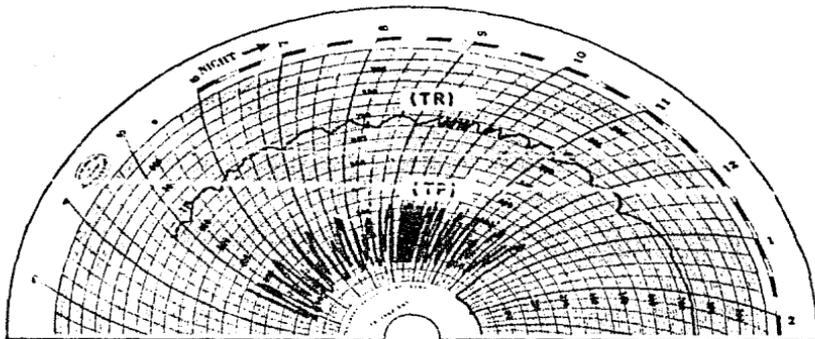


Fig. 4.9 Gráfica de un registro en el cual se observa variación de la -- presión de inyección y operación errática de las válvulas de BN.

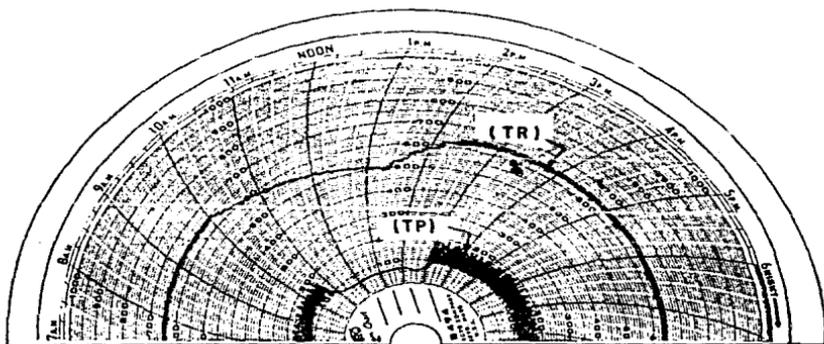


Fig. 4.10 Gráfica de un registro correspondiente a una instalación donde se tiene depósito de hidratos en la línea de inyección.

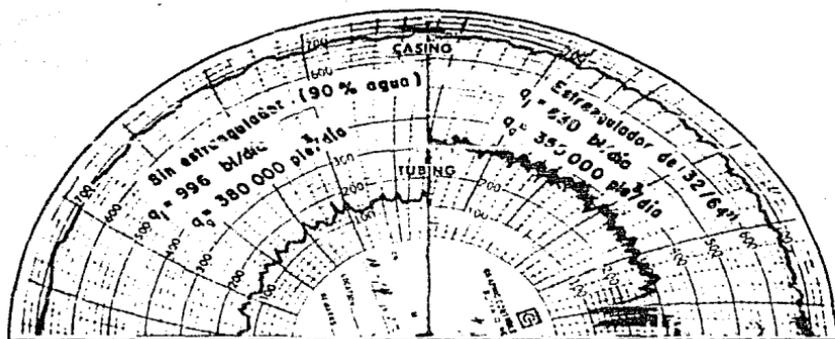


Fig. 4.11 Gráfica que muestra el efecto del estrangulador superficial en la TP.

#### 4.2.2 Diagnóstico para Flujo Intermitente.

Fig. 4.12 En esta gráfica puede observarse como varían las presiones superficiales en la TR y en la TP durante el proceso de descarga en un pozo con flujo intermitente. La caída de presión en la TR indica la transferencia de la operación desde una válvula hacia otra inferior. Obsérvese que el pozo descarga tanto a la presa como al separador (aumenta la contrapresión en la TP).

Fig. 4.13 En esta gráfica pueden observarse características para un pozo con flujo intermitente con control del gas de inyección mediante control de tiempo, el cual opera en forma correcta. La operación correcta puede observarse por lo siguiente:

- a) No hay decremento de la presión de inyección del gas durante el tiempo de espera entre los ciclos.
- b) El rápido decremento de la presión en la TR, lo cual es característico de una buena operación de la válvula.
- c) En la gráfica las descargas del registro de la presión en la TP son razonablemente delgadas, lo cual indica una rápida operación de la válvula.
- d) La altura de las mismas descargas en la TP es significativa de una buena recuperación de líquidos por descarga, aunque una restricción superficial también parecería como una buena recuperación.
- e) La baja contrapresión también es característica de una buena recuperación.

Fig. 4.14 En esta gráfica se puede observar que inicialmente el pozo no operaba desde la válvula de fondo, que es lo deseable. Poniendo el pozo a baja presión (descargándolo a la presa de desperdicio) el pozo inmediatamente operó desde la válvula de fondo a 6000 pies. Muchas veces un pozo alcanza una mayor profundidad de operación si se descarga a baja presión durante un período corto de tiempo.

Fig. 4.15 Esta gráfica corresponde a un registro de bombeo intermitente, empleando un registro de reloj de veinticuatro minutos. En esta gráfica puede observarse a detalle el momento en que la válvula operante abre y el momento en que cierra, el momento en el que el bache de líquido es expulsado y si se tiene un buen o mal bache, así como otra información.

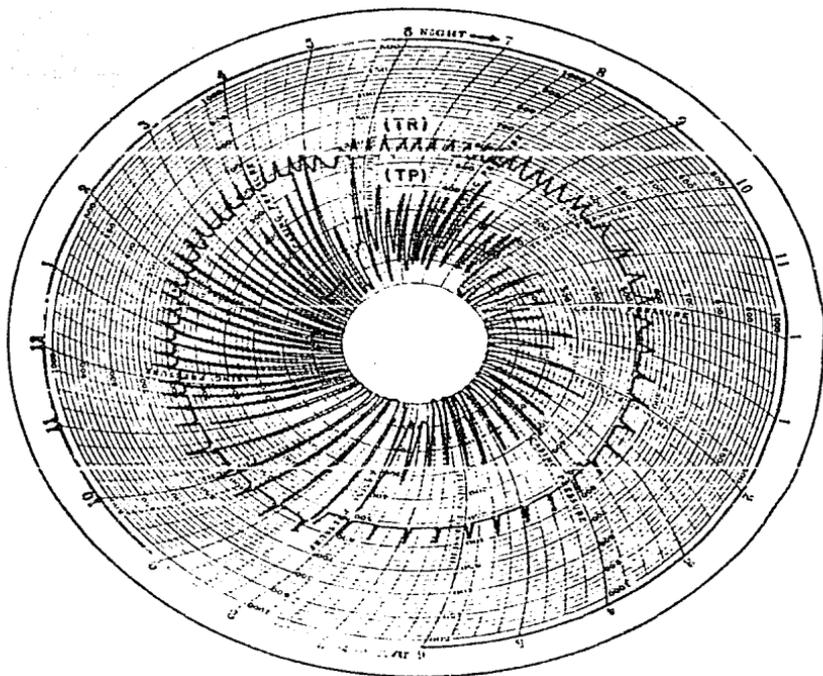


Fig. 4.12 Gráfica de un registro durante el proceso de descarga en flujo intermitente.

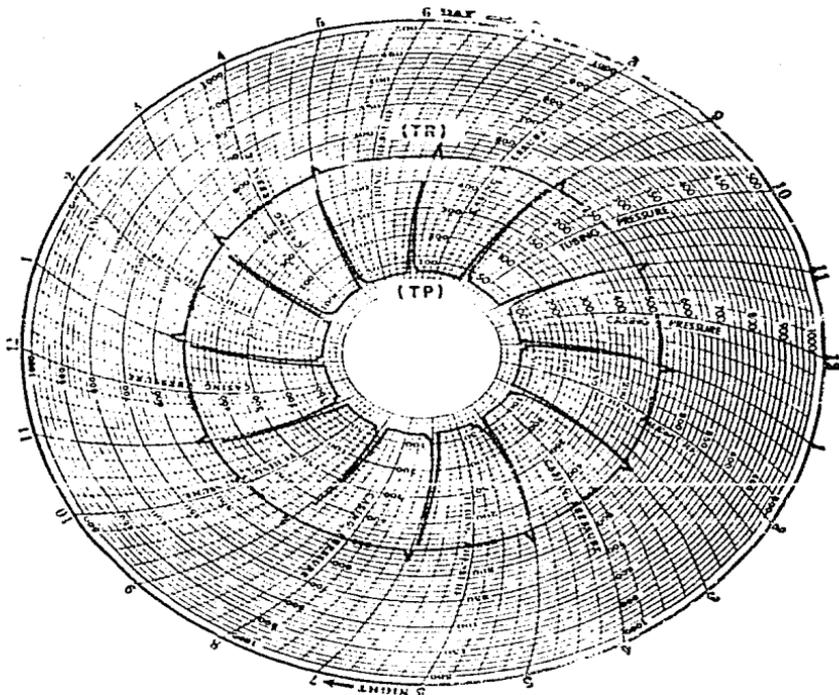


Fig. 4.13 Gráfica de un registro en un pozo con flujo continuo con control de tiempo de inyección del gas, donde la operación es correcta.

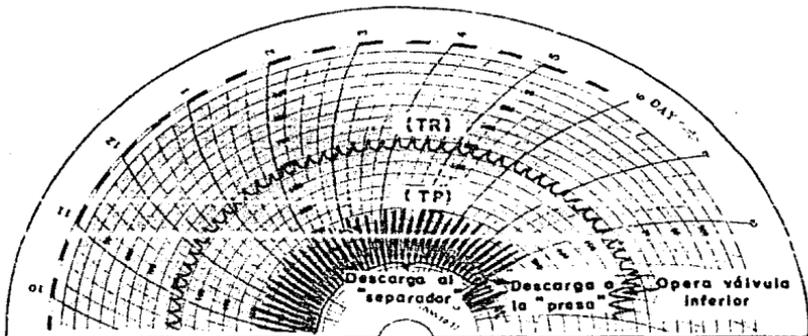


Fig. 4.14 Gráfica correspondiente a un pozo que se puso a producir en baja presión.

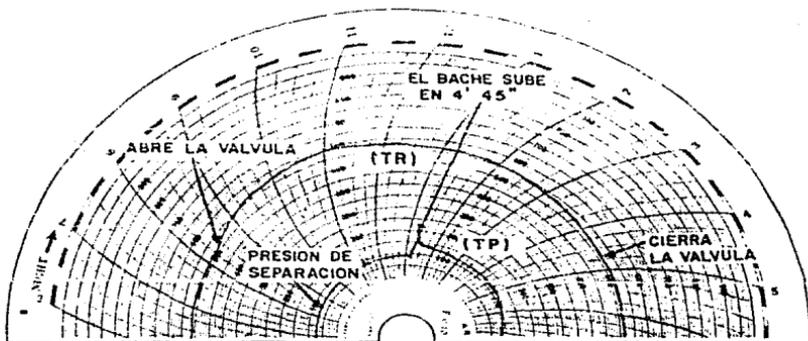


Fig. 4.15 Gráfica de 24 minutos para un análisis detallado de un ciclo en flujo intermitente.

Fig. 4.16 Esta gráfica corresponde a un pozo donde se está operando con ciclos de inyección muy rápidos. Además se están bombeando baches muy ligeros lo cual es indicado por la rápida caída de presión en la TR y por las descargas del registro de presión en la TP demasiado delgadas. La operación de la válvula es correcta.

Fig. 4.17 Esta gráfica es ilustrativa de un caso en donde se tiene una alta contrapresión en la cabeza del pozo. La excesiva contrapresión puede tener las siguientes causas:

- a) Estrangulador inadecuado en la TP (muy pequeño).
- b) Estrangulador taponado.
- c) Falla de la válvula de retención (check) en la línea de descarga.
- d) Línea de descarga obstruida o inclinada.
- e) Excesivo número de codos en la línea de descarga cerca del árbol de válvulas.

Para éste caso se determinó que el estrangulador de 1/2" que se tenía instalado era muy pequeño, resultando en una baja producción de fluidos y una alta relación gas-líquido de inyección. El problema se corrigió instalando un estrangulador más grande y reduciendo el número de ciclos por día.

Fig. 4.18 En esta gráfica se tiene un caso de fuga y operación alternante de válvulas de bombeo neumático. Un ciclo más corto mantendrá la operación de la válvula más profunda. Si la fuga en la válvula es muy severa, ésta debe reemplazarse.

Fig. 4.19 El problema que puede observarse en esta gráfica consiste en una fuga en la válvula operante y gas insuficiente para que la válvula abra en cada ciclo. Disminuyendo la frecuencia del ciclo o reemplazando la válvula puede resolverse el problema.

Fig. 4.20 Esta gráfica corresponde a un pozo en donde la válvula operante a sufrido pérdida de presión. La válvula debe reemplazarse.

Fig. 4.21 Esta gráfica corresponde a un pozo donde se tiene una restricción en la TP o en el cabezal, lo cual es indicado por la amplitud de las descargas, al mismo tiempo que el lento decremento de la presión en la TR cuando se inyecta el gas. La restricción debe investigarse y eliminarse.

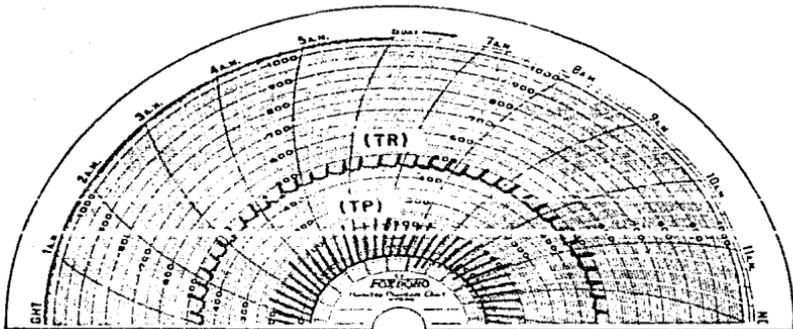


Fig. 4.16 Gráfica de un registro correspondiente a un pozo donde se opera con una frecuencia inadecuada del ciclo de inyección.

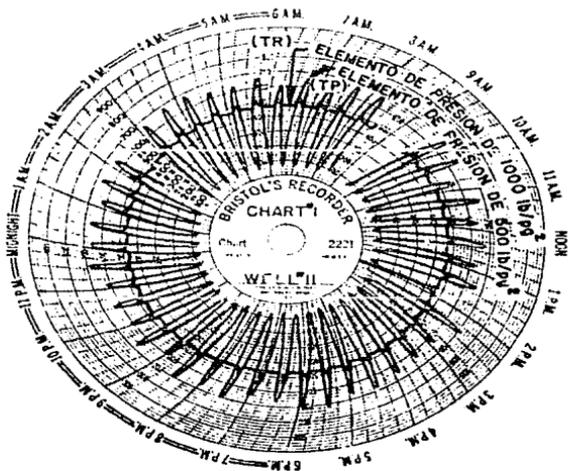


Fig. 4.17 Gráfica para un pozo donde se tiene alta contrapresión en la cabeza del pozo.

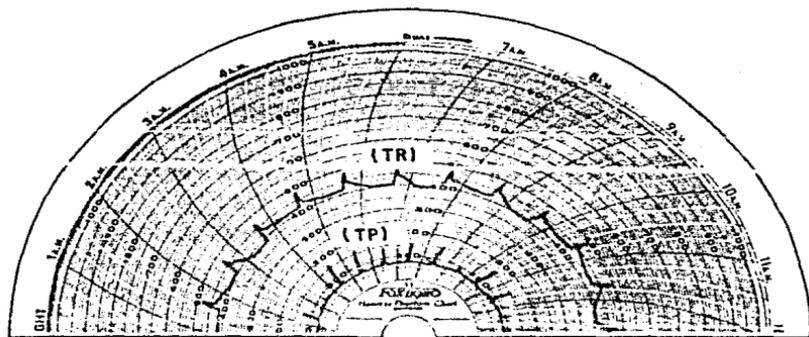


Fig. 4.18 Gráfica correspondiente a un pozo donde se tiene fuga y operación alternante de válvulas de BN.

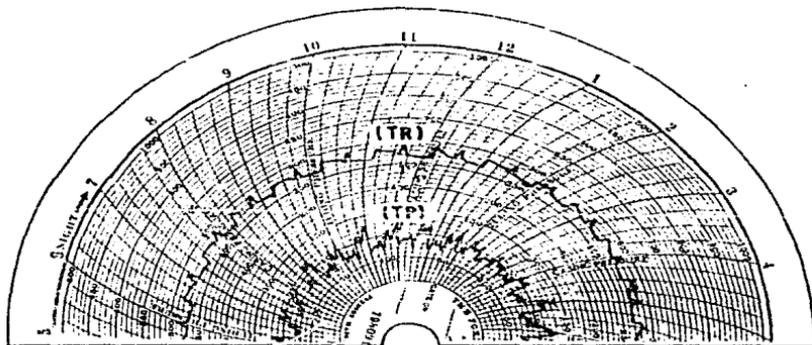


Fig. 4.19 Gráfica para un caso donde se tiene insuficiente gas de inyección, además de fugas en las válvulas de BN.

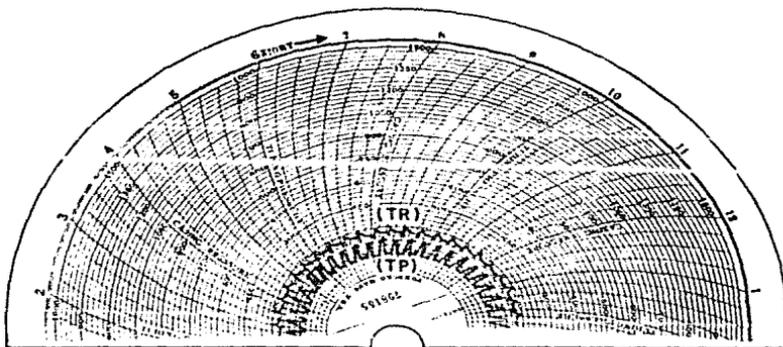


Fig. 4.20 Gráfica para un pozo con pérdida de presión en la válvula operante.

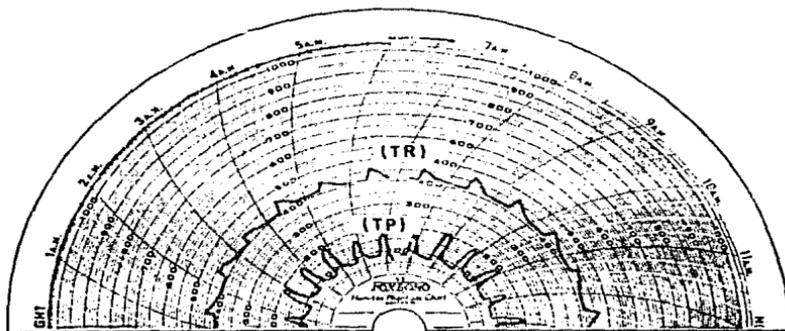


Fig. 4.21 Gráfica para una instalación con restricción al flujo.

Fig. 4.22 En esta gráfica pueden apreciarse los resultados de un registro en un pozo donde se tiene una alta frecuencia del ciclo, acción alternante de válvulas de bombeo neumático, gas insuficiente por ciclo y fuga en la válvula operante. Se puede mejorar la operación disminuyendo la frecuencia del ciclo e inyectando más gas por ciclo.

Fig. 4.23 La forma irregular del trazo de este registro, indica posiblemente que el sistema de relojería está fallando.

Fig. 4.24 Esta gráfica corresponde a un pozo donde se tiene flujo nulo de aceite, fluyendo sólo gas de inyección (gas seco). Una fuga en la TP o una válvula rota o trabada podrían ser la causa.

Fig. 4.25 Esta gráfica corresponde al registro de presiones superficiales en la TR y en la TP en un pozo que opera mediante flujo continuo e intermitente, dependiendo de la cantidad de gas que se inyecte.

Fig. 4.26 Esta gráfica se originó al mismo tiempo que la de la Fig. 4.25. En esta gráfica además de registrarse la presión en la TR, se registra la presión diferencial, la cual es útil para determinar la cantidad de gas que se está inyectando al pozo. De esta gráfica de medición de gas se observa que es posible mantener flujo continuo conservando una alta presión diferencial. Conforme disminuye la diferencial (se inyecta menos gas), el pozo pasa a operar en forma intermitente. Se observó que en este caso la producción fue mayor mediante flujo intermitente que mediante flujo continuo. El pozo de este ejemplo trabaja mediante válvulas operadas por fluidos.

Fig. 4.27 En esta gráfica se observa un caso típico de una operación correcta en un pozo con control del gas de inyección mediante estrangulador. Se observa un rápido decremento de la presión en la TR, lo cual indica que la válvula opera rápidamente. Las descargas son de buena magnitud y la contrapresión es baja.

Fig. 4.28 Esta gráfica corresponde a un pozo que trabaja correctamente con control del gas de inyección mediante la combinación de un regulador de cierre con un estrangulador. Cuando la presión superficial en la TR es suficiente para proveer el gas necesario, el regulador cierra interrumpiendo la inyección del gas. La válvula permanece cerrada hasta que la carga de líquidos -

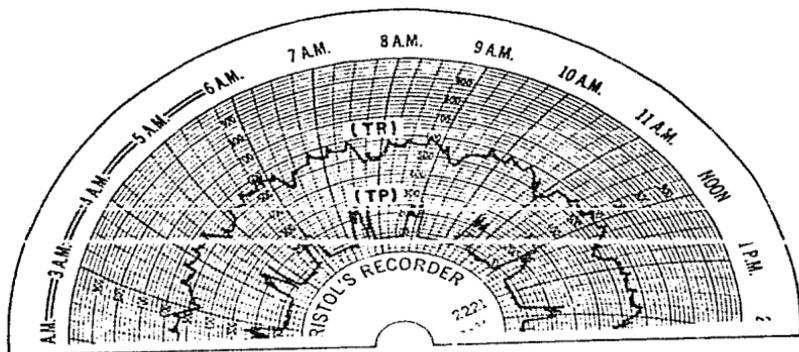


Fig. 4.22 Gráfica de un ejemplo donde se aprecia el efecto de varios -- factores de operación: gas insuficiente, frecuencia inadecuada y operación alternante de válvulas de BN.

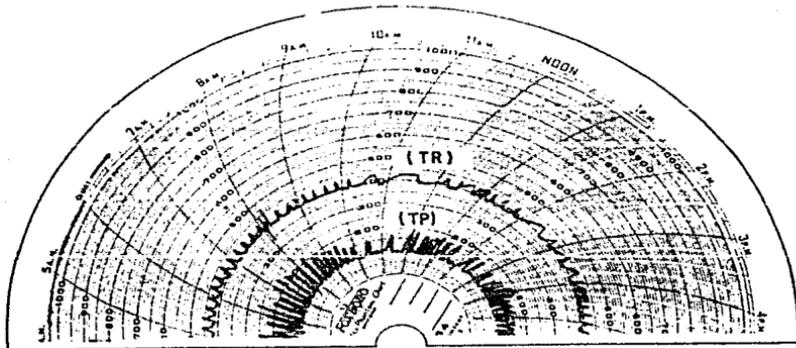


Fig. 4.23 Gráfica donde se aprecia un trazo irregular que probablemente corresponde a una falla en el sistema de relojería.

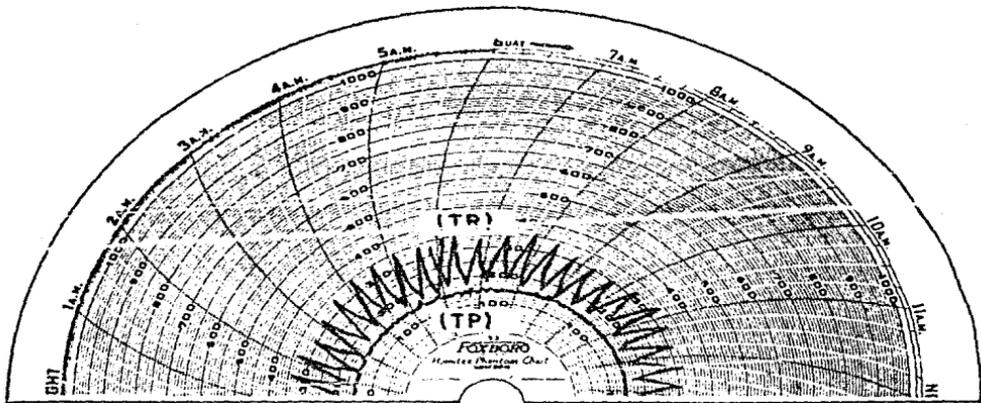


Fig. 4.24 Gráfica correspondiente a un pozo con gasto de producción nulo.

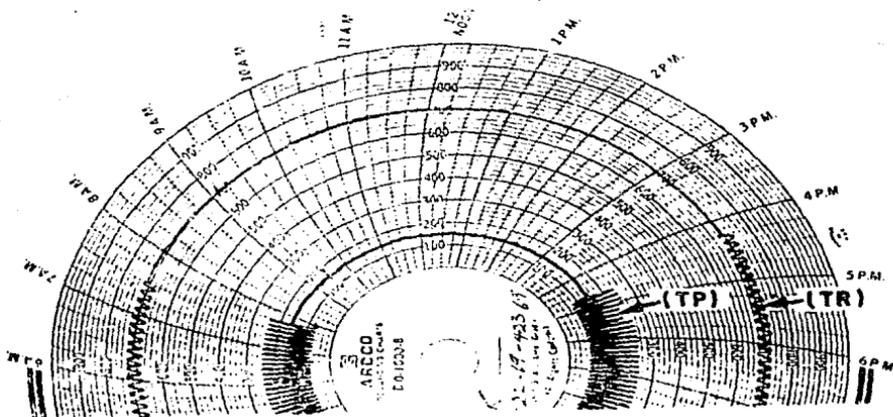


Fig. 4.25 Gráfica de un pozo que opera con flujo continuo y con flujo - intermitente.

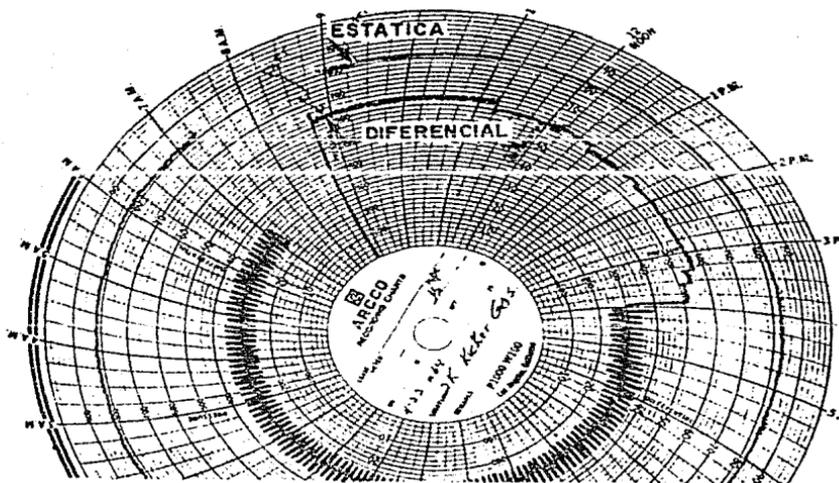


Fig. 4.26 Gráfica en la cual se realizó la medición de la presión diferencial correspondiente al ejemplo de la figura anterior.

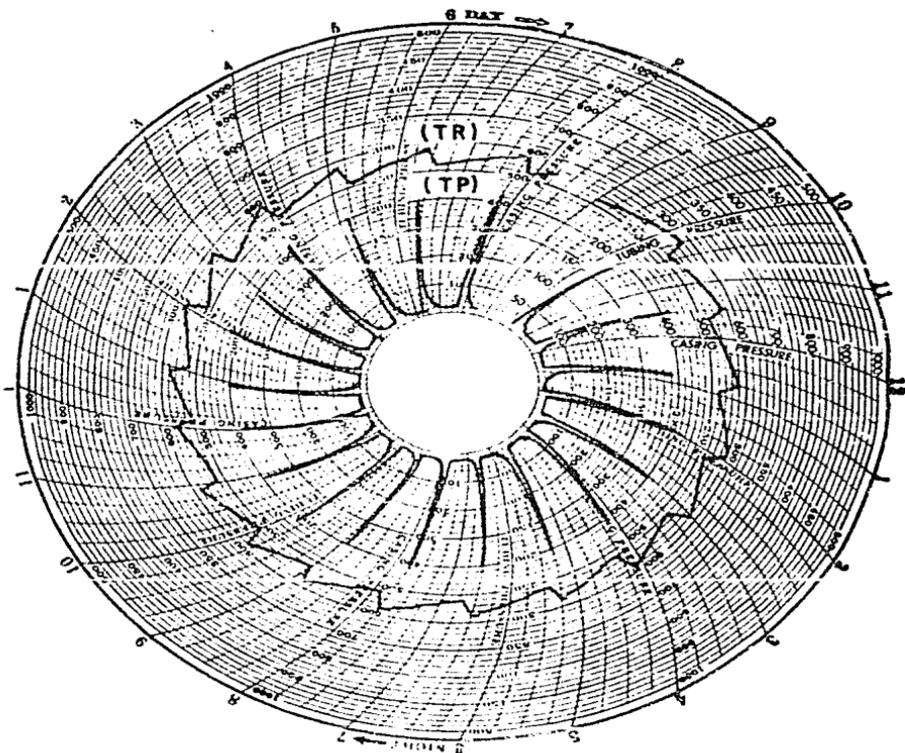


Fig. 4.27 Gráfica para un registro en un pozo con flujo intermitente -- con control de inyección del gas mediante estrangulador, donde la operación es correcta.

en la TP se incrementa lo suficiente para que la válvula abra, manteniendo --- constante la presión superficial en la TR. Luego, abre la válvula y permite el paso del volumen de gas necesario para producir el bache de líquidos. La presión en la TR disminuye.

Fig. 4.29 Esta gráfica corresponde a un pozo con control de inyección del gas mediante un estrangulador, el cual opera incorrectamente. Se tiene una amplitud insuficiente de la válvula de bombeo neumático. El pozo tiende a operar mediante flujo continuo.

Fig. 4.30 Esta gráfica corresponde a un pozo de bombeo neumático en el -- cual la inyección del gas está controlada mediante un estrangulador, teniendo-se inyección continua de gas para operar con bombeo intermitente. Los baches -- son producidos a intervalos aproximados de  $\frac{1}{2}$  hora. La operación es correcta.

Fig. 4.31 En esta gráfica se observa que están operando dos válvulas de -- bombeo neumático en lugar de una. La descalibración puede ser una causa de lo anterior.

Fig. 4.32 En esta gráfica se observan los resultados de una prueba donde se comparó la eficiencia de flujo con diferentes frecuencias del ciclo de inyección. Se encontró que para ciclos más lentos se tiene una mayor producción.

Fig. 4.33 Esta gráfica corresponde a un pozo donde se tiene en el control de la inyección del gas un regulador de presión. El ligero aumento de la presión en la TR indica que existe una fuga en dicho regulador.

Fig. 4.34 En esta gráfica se observa en el registro de la presión de la -- TR una doble inyección de gas, lo cual puede estar ocurriendo por estar regula-- do en el control de tiempo, demasiado tiempo de inyección.

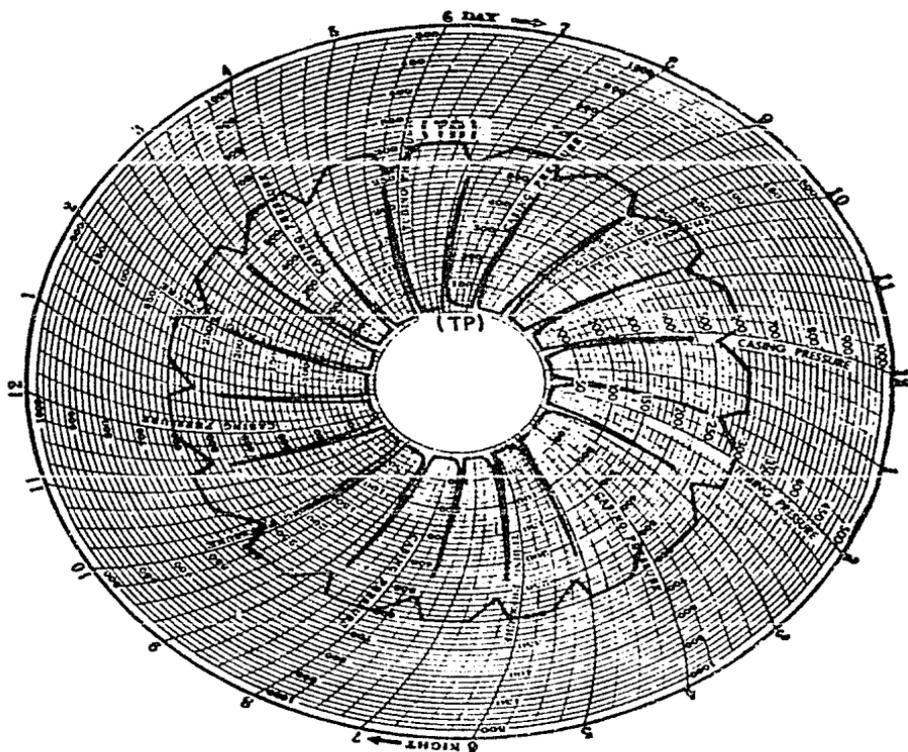


Fig. 4.28 Gráfica para un registro en un pozo con flujo intermitente con control del gas de inyección mediante la combinación estrangulador-regulador donde la operación es correcta.

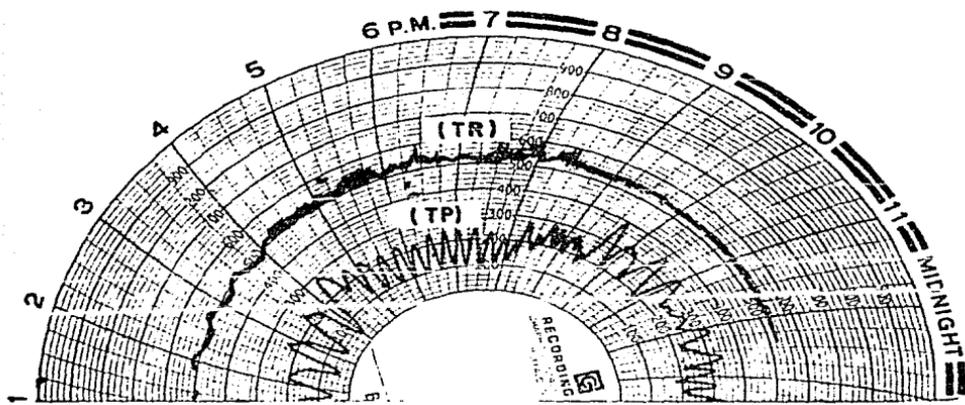


Fig. 4.29 Gráfica para un registro en un pozo con flujo intermitente con control de inyección del gas mediante estrangulador. El pozo trata de operar en flujo continuo (amplitud insuficiente de la válvula de BN).

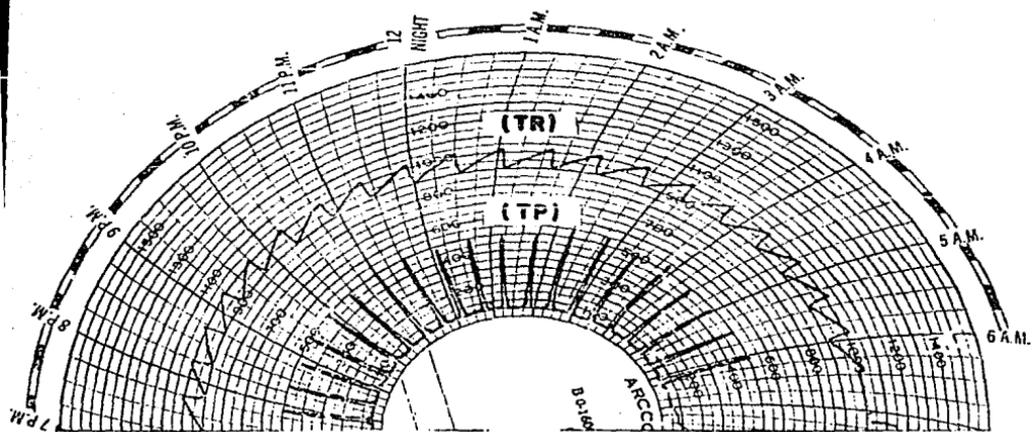


Fig. 4.30 Gráfica para un registro en un pozo que opera correctamente, -- con control de inyección del gas mediante estrangulador.

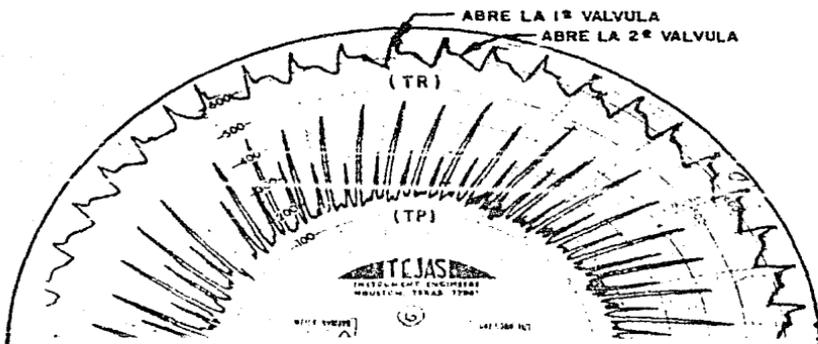


Fig. 4.31 Gráfica donde se observa que están operando dos válvulas de BN en cada ciclo.

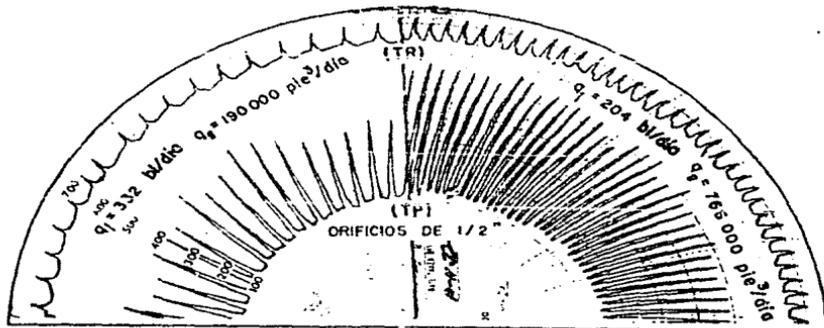


Fig. 4.32 Gráfica donde se aprecia el efecto del cambio en la frecuencia de inyección del gas.

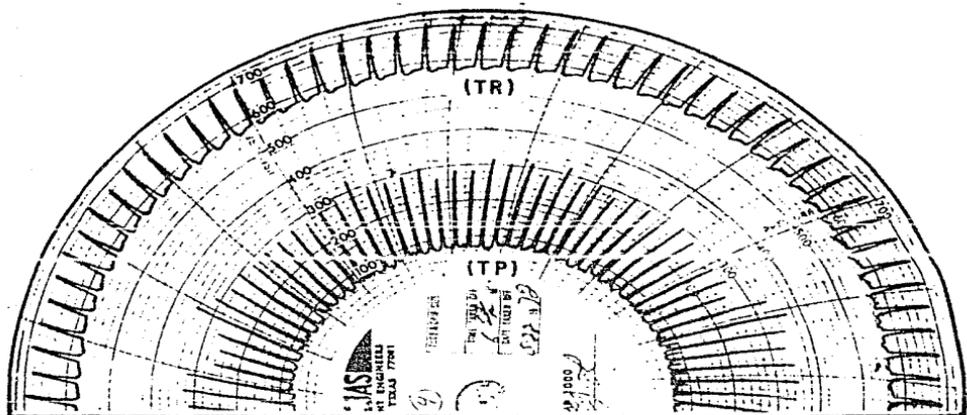


Fig. 4.33 Gráfica donde puede apreciarse que existe fuga en el regulador de cierre.

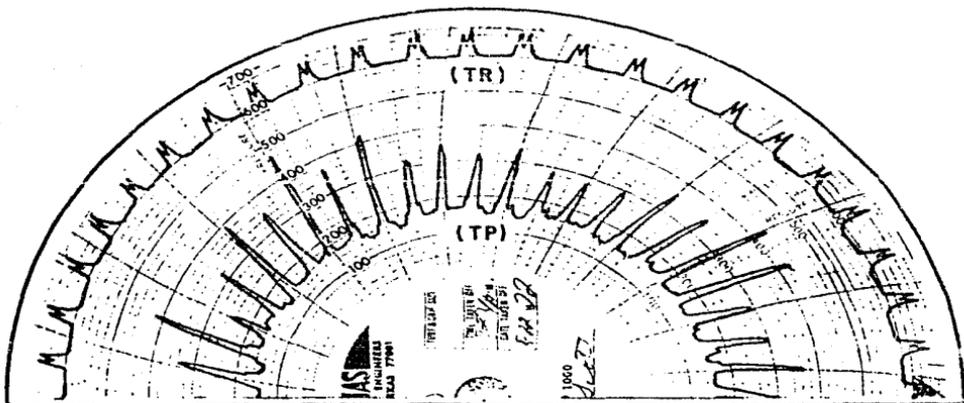


Fig. 4.34 Gráfica donde se aprecia una doble inyección de gas por ciclo.

#### 4.2.3 Determinación del Nivel del Fluido.

Como ya se mencionó en el capítulo anterior, para determinar la profundidad del nivel del fluido en un pozo, puede emplearse el método acústico conocido como "ecómetro", el cual fue descrito en el mismo capítulo. Es necesario que la operación e interpretación de dicho equipo sea realizada por personal bien capacitado.

Desafortunadamente, el nivel del fluido en la TR no siempre indica la profundidad de la válvula operante, a menos que se trate de una instalación abierta. Muchas instalaciones están equipadas con empacador y con válvulas de seguridad invertidas (check). Si no existe fuga en estos elementos, la máxima profundidad del nivel del fluido en el espacio anular no puede variar; esto -- cuando el pozo está cerrado. Aunque el nivel del fluido en la tubería de reves tamiento puede estar por debajo de la válvula operante, el punto más profundo de inyección de gas no puede estar bajo este nivel del fluido.

En un pozo con empacador el nivel del fluido puede ser un indicio engañoso de la válvula operante. Originalmente el pozo puede permanecer sin carga alguna hasta la válvula de fondo y posteriormente tener una acumulación debida ya sea a líquidos que entran de la formación o a líquidos que entran debido a la falla de alguna válvula o el empacador. Aunque el registro del ecómetro indique que el pozo está descargado hasta la última válvula, es posible que la válvula operante sea alguna de las anteriores.

En muchos casos los pozos requieren de inducirse mediante la descarga de fluidos del espacio anular cuando son puestos a producir mediante bombeo -- neumático. Estos mismos pozos después de varios días de producir a partir de -- una válvula determinada, pueden entonces comenzar a producir a partir de una -- válvula superior.

El ecómetro se ajusta muy bien en instalaciones con flujo continuo sin empacador. Aquí, el nivel del fluido en el espacio anular puede detectarse fácilmente. Por lo tanto, una válvula con pérdida de presión que provoque que el nivel ascienda puede detectarse fácilmente. Realizar mediciones del nivel del fluido y, particularmente cuando el pozo opera satisfactoriamente, permite hacer comparaciones de los cambios del nivel del fluido.

En pozos con bombeo intermitente con empacador, donde teóricamente el --

pozo debe operar desde la válvula de fondo, el ecómetro sirve como verificador inmediato. Si el nivel del fluido ha ascendido, puede sospecharse de una válvula con pérdida de presión.

Fig. 4.35 Esta figura muestra un ejemplo típico de un registro de ecómetro. Inicialmente se registran grandes discontinuidades correspondientes a cada cople, las cuales se van haciendo más leves conforme aumenta la profundidad. En este caso es fácil detectar el nivel del líquido, no obstante la dificultad de detectar los coples inmediatamente arriba de dicho nivel. Mediante el uso de un contador de espacios ajustado en una parte donde el registro sea claro, es entonces fácil contabilizar la cantidad de coples. El último y más sofisticado equipo incluye contador automático.

Fig. 4.36 Esta figura muestra un típico registro de ecómetro, en el cual se observa que las marcas de los coples y del nivel pueden acentuarse.

Fig. 4.37 Esta figura corresponden a un registro de ecómetro típico tomado en una instalación de bombeo neumático. Este registro determina cada válvula de bombeo neumático, así como el nivel de trabajo del fluido que se encuentra ligeramente sobre la séptima válvula. Se muestra claramente que el espacio anular a sido descargado de líquidos por la séptima válvula, pero no se confía que sea ésta la válvula operante.

Fig. 4.38 En esta figura se muestra otra gráfica de un registro de ecómetro tomado en una instalación con bombeo neumático. En la gráfica se observan las reflexiones de los collarines, de dos diferentes tamaños de mandriles para válvulas de bombeo neumático y del empacador. Las cinco primeras válvulas están instaladas en mandriles estándar y las tres últimas en mandriles recuperables. Este registro no solo indica la profundidad de los mandriles, sino que además identifica el tipo. En vez del nivel del fluido se determinó la profundidad del empacador, la cual es dos juntas bajo el mandril de fondo, ya que este empacador no está anclado.

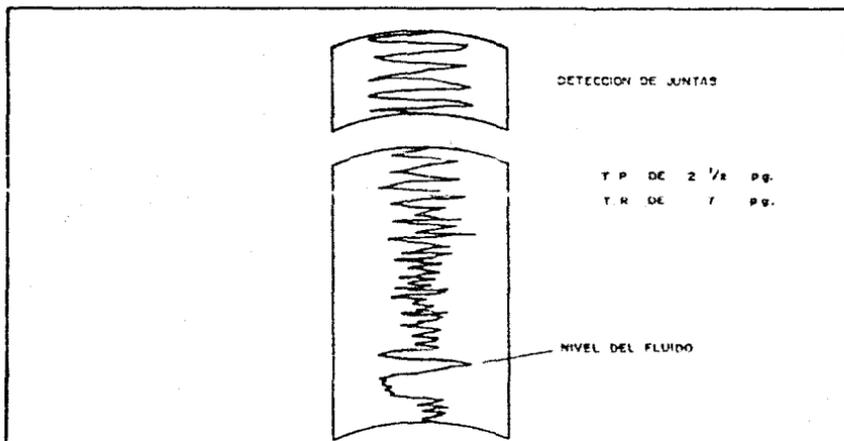


FIG. 4.35 REGISTRO ACUSTICO TYPICO EN UN POZO BOMBEANDO

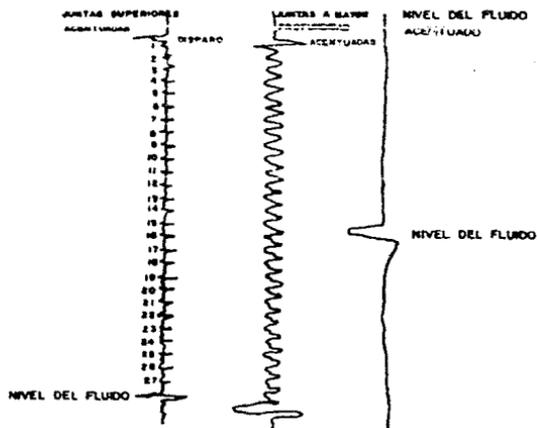


FIG. 4.36 REGISTROS ACUSTICOS TYPICOS (ECOMETRO)

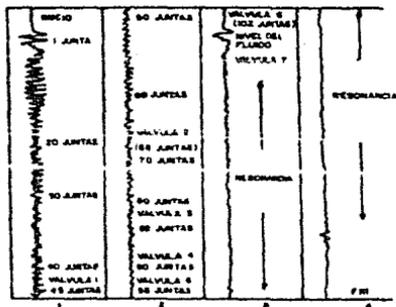


FIG. 4.37 REGISTRO ACUSTICO TÍPICO EN UN POZO CON BOMBEO NEUMÁTICO

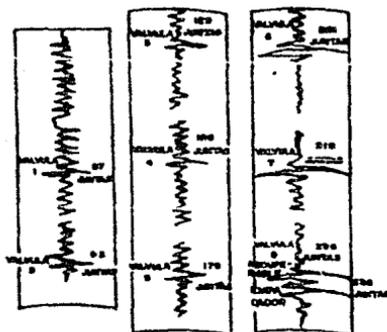


FIG. 4.38 REGISTRO ACUSTICO DE UNA INSTALACION CON BOMBEO NEUMÁTICO CON 6 VALVULAS Y 6 MANDRILES. LAS VALVULAS SUPERIORES -- ESTAN INSTALADAS EN MANDRILES ESTÁNDAR Y LAS INFERIORES -- EN MANDRILES MAS GRANDES CON VALVULAS RECUPERABLES.

#### 4.3 DIAGNOSTICO DE FALLAS CON INFORMACION OBTENIDA MEDIANTE LINEA DE ACERO

Como ya se mencionó, en el análisis de una instalación de bombeo neumático se requiere de cierta información, útil en el diagnóstico de fallas, la cual no es posible obtener sin el uso de un registro subsuperficial de presión y/o temperatura.

En pozos con flujo continuo, los registros subsuperficiales de presión se usan para determinar lo siguiente:

- a) Gradientes de presión estática y presión fluyendo.
- b) Gradientes de los fluidos.
- c) Presión de fondo fluyendo.
- d) Presión de fondo estática.
- e) Nivel estático y dinámico de los fluidos.
- f) Localización de la válvula operante.
- g) Punto o puntos de inyección del gas.
- h) Índice de productividad.
- i) Alta contrapresión.

En pozos con flujo intermitente, los registros subsuperficiales de presión son empleados para determinar lo siguiente:

- a) Carga inicial del bache.
- b) Gradiente de los fluidos.
- c) Mínima presión entre los ciclos.
- d) Resbalamiento.
- e) Presión de fondo fluyendo promedio.
- f) Presión de fondo estática promedio.
- g) Índice de productividad.
- h) Localización de la válvula operante.

Respecto a los registros subsuperficiales de temperatura, mediante una correcta ejecución de un registro de este tipo puede definirse el gradiente de temperatura del pozo, así como fugas en las válvulas y agujeros en la TP.

Para ilustrar el uso de los registros subsuperficiales a continuación - se presentan las gráficas correspondientes a los registros de presión y/o temperatura.

### 4.3.1 Diagnóstico para Flujo Continuo.

#### Registros subsuperficiales de presión

Fig. 4.39 Esta figura muestra un perfil de presión típico obtenido en una instalación que opera con bombeo neumático continuo, donde puede notarse que la válvula operante es la válvula No.3

Fig. 4.40 En esta gráfica se muestra un registro que corresponde a una instalación que opera correctamente desde la válvula de fondo. Esto es posible si a la profundidad de dicha válvula se tiene una presión de inyección en la TR mayor que la presión en la TP. Además, no se presentan cambios del gradiente de presión fluyendo, desde el fondo hasta la cabeza del pozo. La operación puede mejorarse si es posible inyectar una mayor cantidad de gas, con lo que se obtendría un gradiente de presión fluyendo como el mostrado por la línea punteada. Se considera que se mantiene constante la presión en la cabeza del pozo.

Fig. 4.41 Esta gráfica corresponde a una instalación que opera desde la válvula superior, lo cual es indicado por el cambio del gradiente de presión fluyendo que ocurre a la profundidad de dicha válvula. La presión disponible en la TR no es suficiente para operar desde una válvula más profunda. Reduciendo el espaciamiento entre la primera y segunda válvula puede alcanzarse esta última e incrementarse la presión.

Fig. 4.42 En esta gráfica se observa que la válvula No.3 debería ser la válvula operante, pero por alguna razón esto no ocurre. Probablemente la válvula esté taponada, descalibrada o trabada en posición de cierre. Entonces, la válvula No.2 funciona como la válvula operante. También se observa que la válvula No.4 podría ser la válvula operante, disminuyendo temporalmente la presión en la TP y/o aumentando la presión de inyección del gas. Una vez que se alcanzara la válvula No.4 la operación se mantendría desde este punto.

Fig. 4.43 Esta gráfica muestra un caso donde se tiene más de una válvula operante. Esto es indicado por el cambio del gradiente de presión a la profundidad de las válvulas No.3 y No.6. Aunque la operación no es del todo mala, puede ser más eficiente si se inyecta todo el gas a través de la válvula de mayor profundidad posible. Si la válvula No.3 es reparada, probablemente puede alcanzarse la válvula No.7, incrementándose la producción y disminuyendo la relación gas-líquido de inyección.

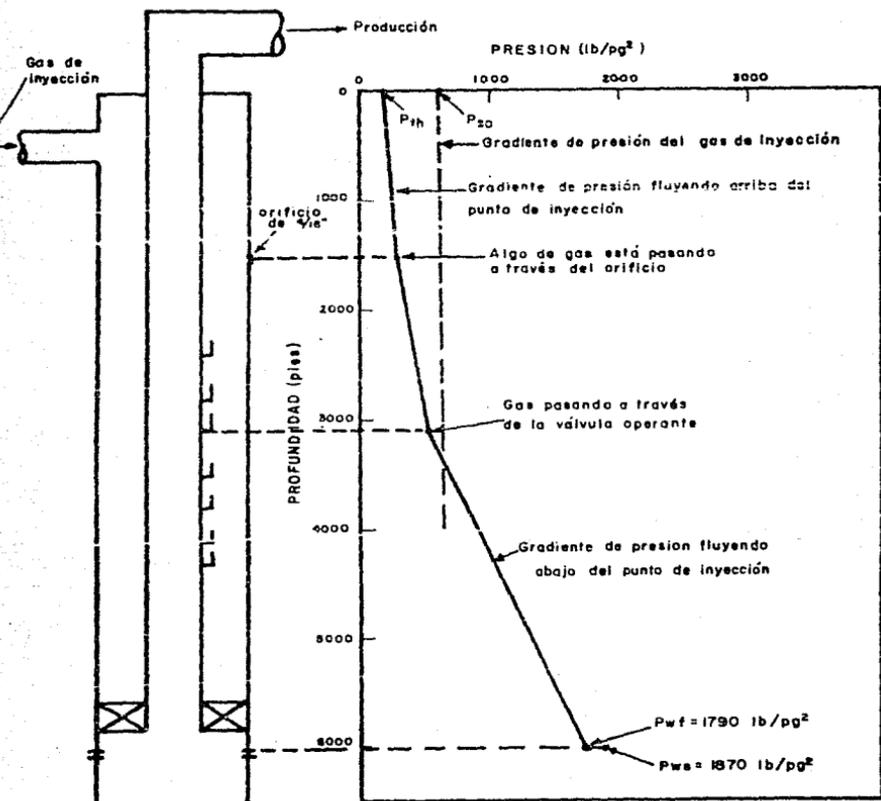


FIG. 4.39 REGISTRO DE PRESION PARA UN POZO QUE PRODUCE CON BOMBEO NEUMATICO CONTINUO.

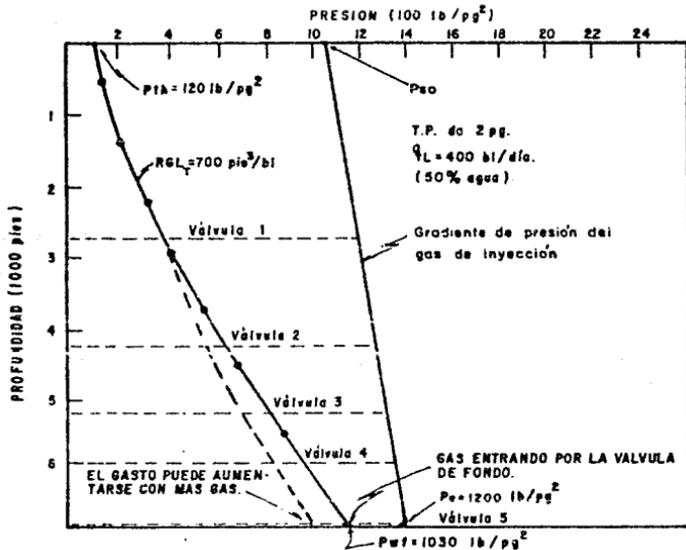


FIG.4.40.-REGISTRO DE PRESION FLUYENDO PARA UNA  $P_{th}$  CONSTANTE EL GASTO PUEDE INCREMENTARSE CON MAS GAS.

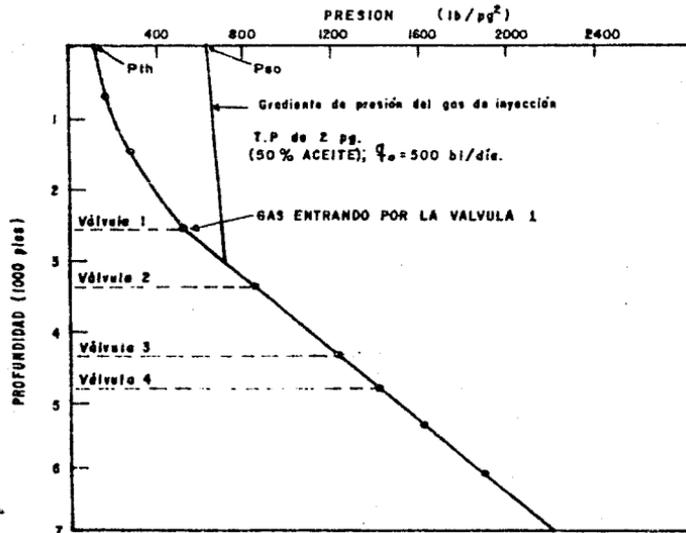


FIG.4.41.-REGISTRO DE PRESION FLUYENDO.OPERACION A PARTIR DE LA VALVULA SUPERIOR.

ción gas-líquido de inyección.

Fig. 4.44 En esta figura se observa claramente que se tiene operando una válvula muy somera (válvula No.2 a 3000 pies), debido a la alta contrapresión en la cabeza del pozo, lo cual da una diferencial de presión " $\Delta P$ " de sólo 400 lb/pg<sup>2</sup> entre las presiones superficiales en la TR y en la TP. La operación parece ser satisfactoria bajo las condiciones dadas, sin embargo debe investigarse la alta presión en la cabeza del pozo.

Fig. 4.45 En esta figura se observa claramente el efecto que tiene la presión de inyección superficial del gas. El efecto de una mayor presión de operación es más significativo para pozos con alta productividad. Aún en este caso, para un índice de productividad de 0.75 bl/día/lb/pg<sup>2</sup>, el gasto se incrementa de 600 a 900 bl/día para un cambio en la presión de operación de 810 a 1520 -- lb/pg<sup>2</sup>. Hay muchas instalaciones en donde para aumentar la producción se requiere de un incremento en la presión de inyección.

Fig. 4.46 Esta figura muestra una instalación de bombeo neumático donde se colocaron muchas válvulas en el pozo. Cuatro válvulas serían suficientes para tener control de este pozo bajo condiciones normales de operación. Sin embargo, si fuera el caso en el que se esperan considerables incrementos en los porcentajes de agua, lo que ocasionaría que descendiera el nivel de trabajo -- del fluido, el uso de válvulas más profundas estaría justificado. La relación gas-líquido de inyección de 150 pie<sup>3</sup>/bl indica una operación muy eficiente.

Fig. 4.47 En esta figura puede detectarse una fuga en la TP. Cuando se toman registros de presión en pozos con flujo continuo es más común encontrar fugas en la TP que fugas en las válvulas o válvulas defectuosas. Estas fugas en la TP se detectan por un brusco cambio del gradiente de presión a la profundidad que se tenga la fuga, como puede observarse en esta figura. La fuga se localiza a 2070 pies entre las válvulas No.1 y No.2.

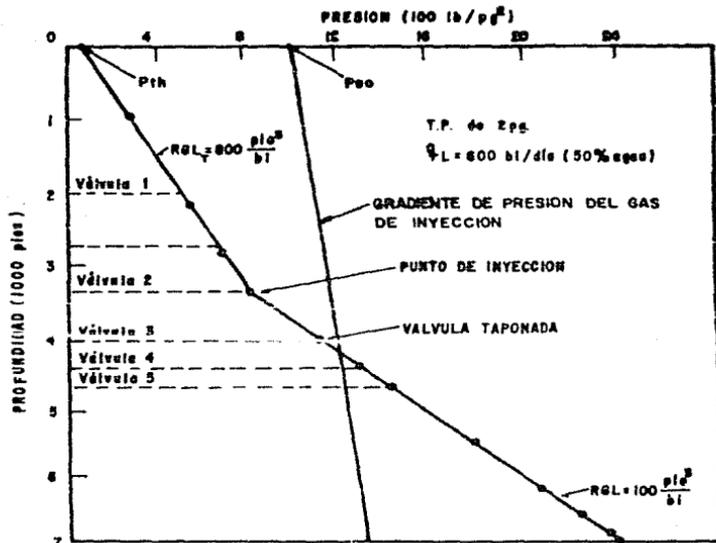


FIG.4.42.-REGISTRO DE PRESION FLUYENDO.EL GAS DEBERIA ESTAR PASANDO POR LA VALVULA 3.

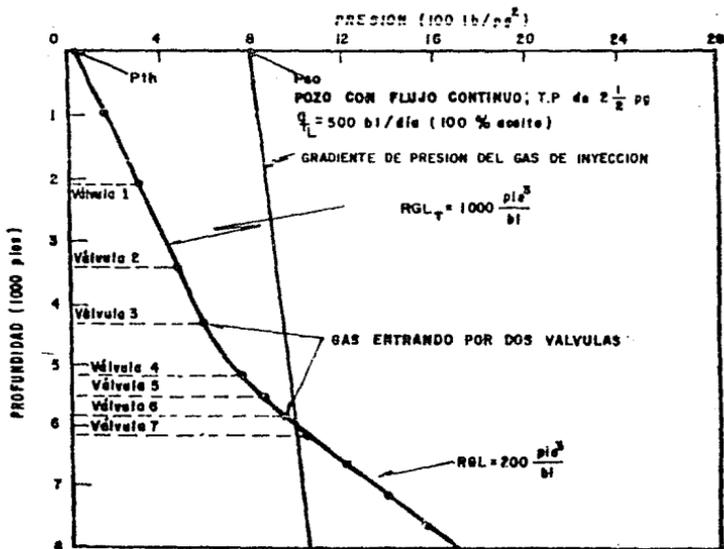
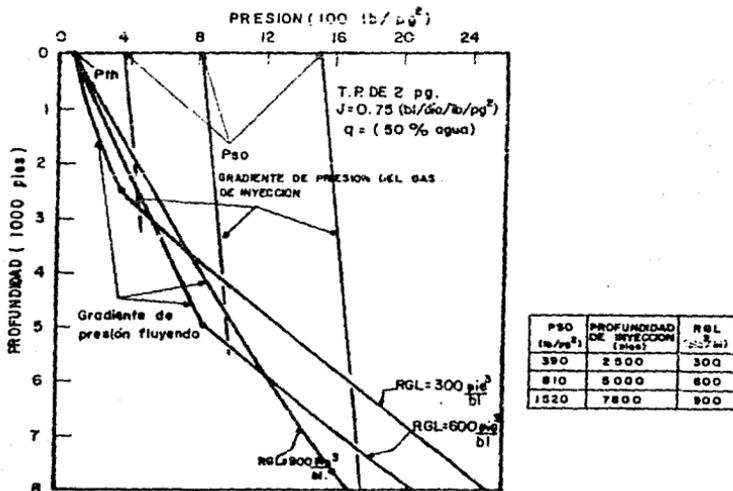
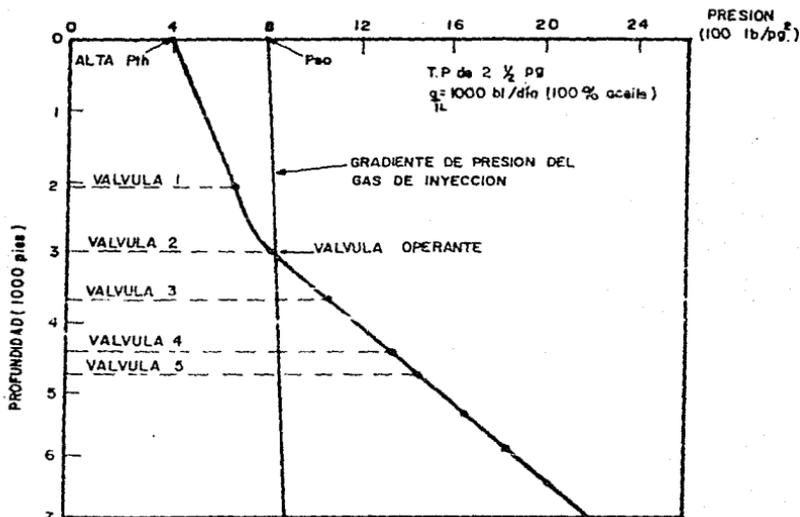


FIG.4.43.-REGISTRO DE PRESION FLUYENDO.GAS ENTRANDO POR LAS VALVULAS 3 y 6.



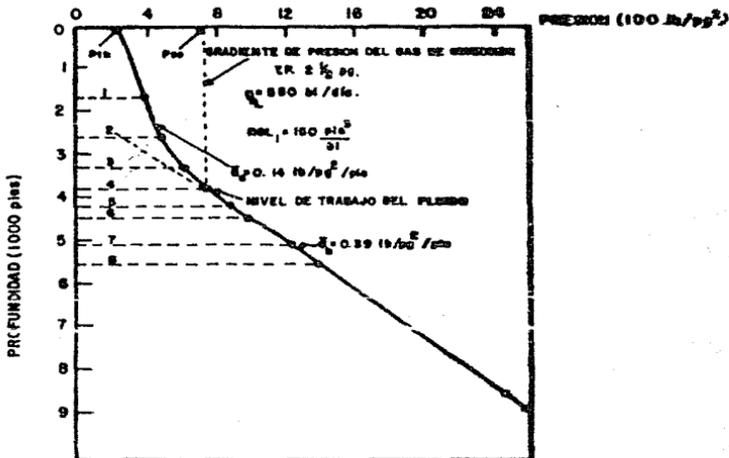


Fig. 4.46 REGISTRO DE PRESION FLUYENDO

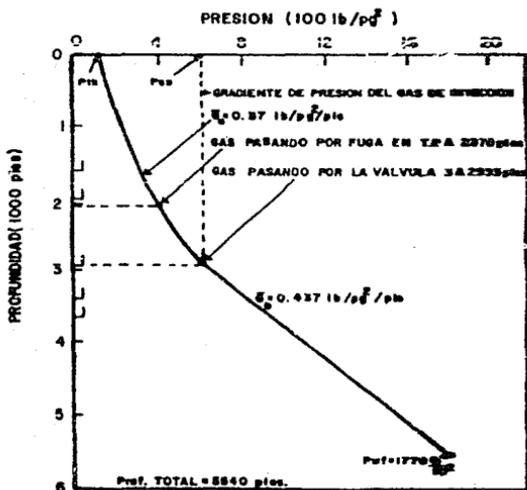


Fig. 4.47 LOCALIZACION DE UNA FUGA EN LA T.R. A PARTIR DE UN REGISTRO DE PRESION EN UN POZO CON BOMBEO NEUMATICO CONTINUO.

Registros subsuperficiales de temperatura.

Fig. 4.48 En esta figura se muestra gráficamente un registro de temperatura fluyendo, en el cual se hicieron muchas paradas. Se observa que la válvula No.3 es la válvula operante. Esto se detecta por la expansión del gas, con el consecuente efecto de enfriamiento, en donde se tenga el pase. Esto se refleja en el registro de presión. Se observa también que la válvula No.2 permite el paso de algo de gas, lo cual probablemente no se reflejaría en un registro de presión. También se observa otro detalle; la temperatura en la cabeza del pozo ( en el lubricador ) es de 90 °F, sin embargo, unos 50 pies bajo la superficie la temperatura es de aproximadamente 117 °F. Sería un serio error considerar un gradiente de temperatura lineal a partir de los 90 °F que se tienen en la superficie y los 156 °F que se tienen en el fondo. Por esta razón, al realizar registros de temperatura siempre debe hacerse una parada a unos 30 o 100 pies bajo la superficie.

Fig. 4.49 En esta gráfica se observa claramente que el total de gas de inyección está pasando a través de la válvula No.3. La pequeña diferencial de temperatura " $\Delta T$ " indica que está pasando poco gas, lo cual se comprueba por la baja relación gas-líquido de inyección de 100 pie<sup>3</sup>/bl.

Fig. 4.50 Aquí se muestra un registro de temperatura fluyendo en un pozo que produce a un gasto alto (4275 bl/día con TP de 4 pg.). En este caso es difícil detectar la válvula operante. Mientras los gastos son más grandes, el efecto de enfriamiento por la expansión del gas es menor y, consecuentemente, es difícil detectar la válvula operante empleando sólo el registro de temperatura.

Fig. 4.51 Este registro corresponde a un pozo que produce 430 bl/día con TP de 3 pg., en el cual se observa que, aparentemente, las cinco válvulas de bombeo neumático están permitiendo el paso de gas. La " $\Delta T$ " en la válvula No.5 indica que a través de ésta pasa la mayor parte del gas. Un registro de presión indicó que sólo estaba pasando gas a través de la válvula No.5, con lo que se demuestra la ventaja de correr simultáneamente los registros de presión y temperatura.

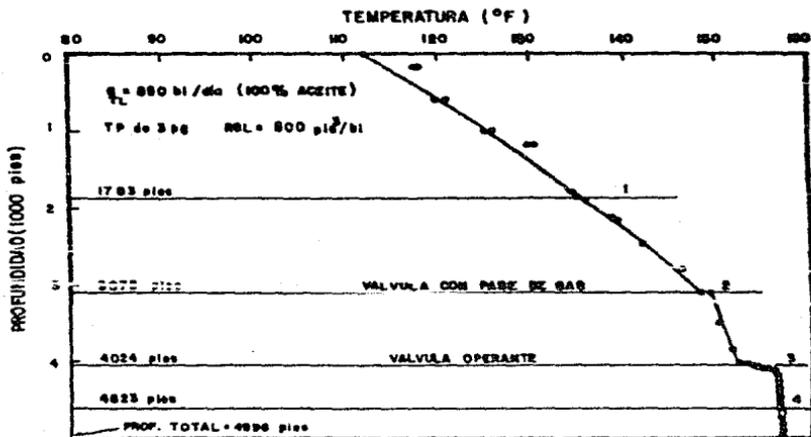


FIG. 4.48 REGISTRO DE TEMPERATURA FLUYENDO

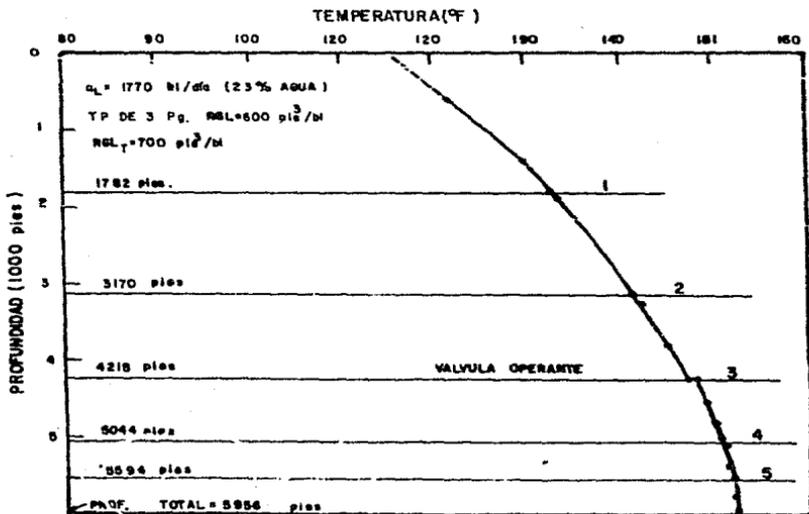


FIG. 4.49 REGISTRO DE TEMPERATURA FLUYENDO

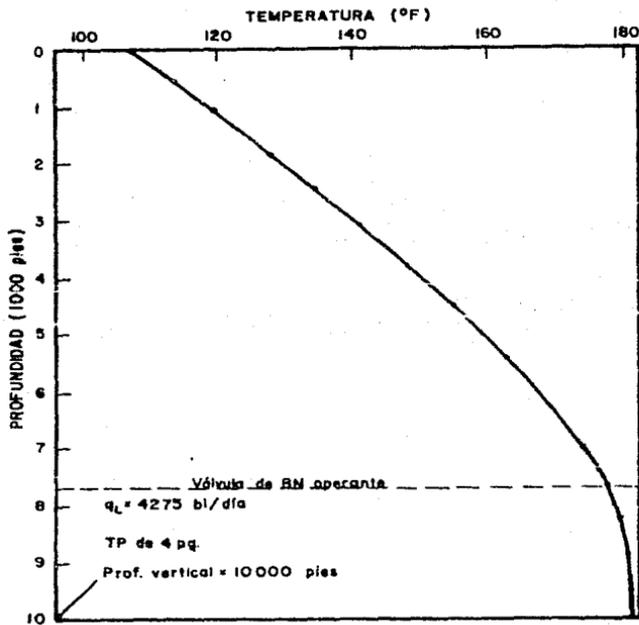


FIG. 4.50 REGISTRO DE TEMPERATURA FLUYENDO.

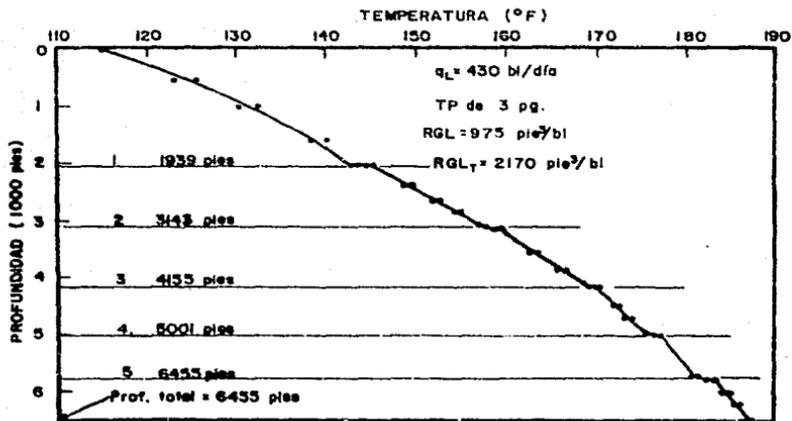


FIG. 4.54 REGISTRO DE TEMPERATURA FLUYENDO.

## Combinación de registros presión-temperatura.

Fig. 4.52 Operación correcta. Este es un buen ejemplo donde se observa -- que todo el gas está pasando a través de la válvula de fondo, en este caso la válvula No.4. Esto es indicado por el indudable cambio en la temperatura que o curre a la profundidad de dicha válvula y confirmado por el registro de pre--- sión. Ninguna otra válvula está permitiendo el paso de gas. Observese la dife- rencia de temperaturas cuando el instrumento operó en la superficie (en el lu- bricador), y cuando operó justo bajo la superficie. En este caso existe una di ferencia de 13 °F.

Fig. 4.53 Esta combinación de registros corresponde a un pozo direccional en donde la válvula operante es fácilmente detectable a partir de ambos regis- tros, siendo ésta la válvula No.7.

Fig. 4.54 Esta figura corresponde a una combinación de registros, los cu les indican que aparentemente la mayor parte del gas está pasando a través de la válvula No.1. Esta información sólo la indica el registro de temperatura, - ya que en el registro de presión sólo se observa una desviación muy ligera a - la profundidad correspondiente. El registro de presión indica que también pue- de estar pasando gas a través de la válvula No.3 a 5700 pies. El pozo puede me jorar si se saca y repara la válvula No.1. Nuevamente queda demostrada la im- portancia de correr simultáneamente ambos registros.

Fig. 4.55 Esta combinación de registros indica que la válvula No.4 es la válvula operante, lo cual es indicado por el registro de presión. La válvula - No.5 prácticamente está descubierta por el gas y debería ser la válvula operan te. Un decremento temporal de la contrapresión o incremento de la presión de - inyección debe inducir el inicio del paso del gas a través de la válvula No.5. Una vez que el gas esté pasando a través de dicha válvula es posible mantener fácilmente la operación, restableciendo el pozo a sus condiciones originales.

Fig. 4.56 En esta gráfica tanto el registro de presión como el de tempera- tura indican que la válvula No.1 es la válvula operante. El registro de pre--- sión proporciona información adicional en cuanto a que se tiene presión dispo- nible en la TR suficiente para abrir la válvula No.2 e inclusive la válvula -- No.3. Puede sospecharse que la válvula No.1 tiene pérdida de presión o que las

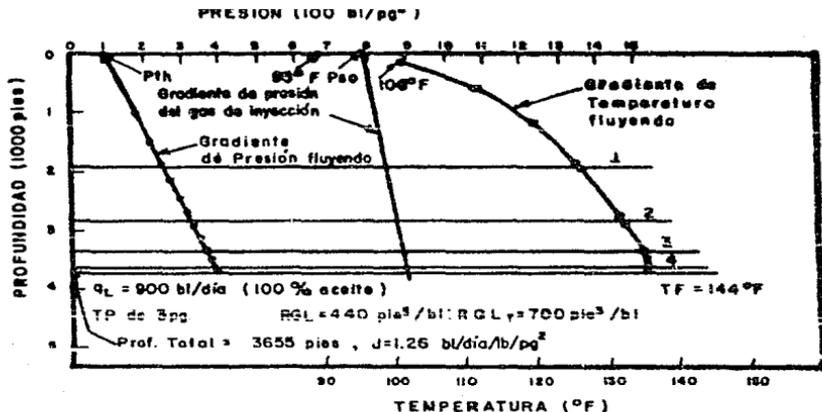


FIG. 4.52 COMBINACION DE REGISTROS DE PRESION Y TEMPERATURA FLUYENDO.

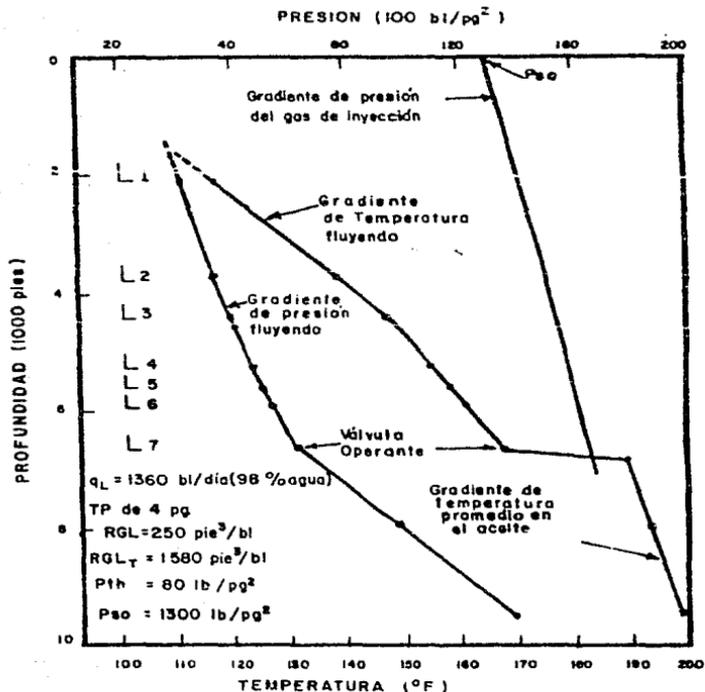


FIG. 4.53 COMBINACION DE REGISTRO DE PRESION Y TEMPERATURA FLUYENDO

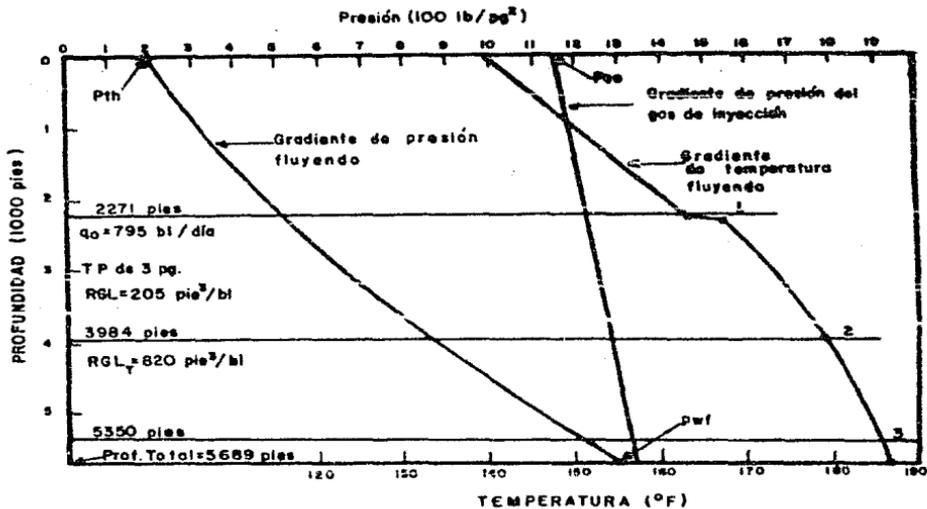


FIG. 4.54 COMBINACION DE REGISTROS DE PRESION Y TEMPERATURA FLUYENDO

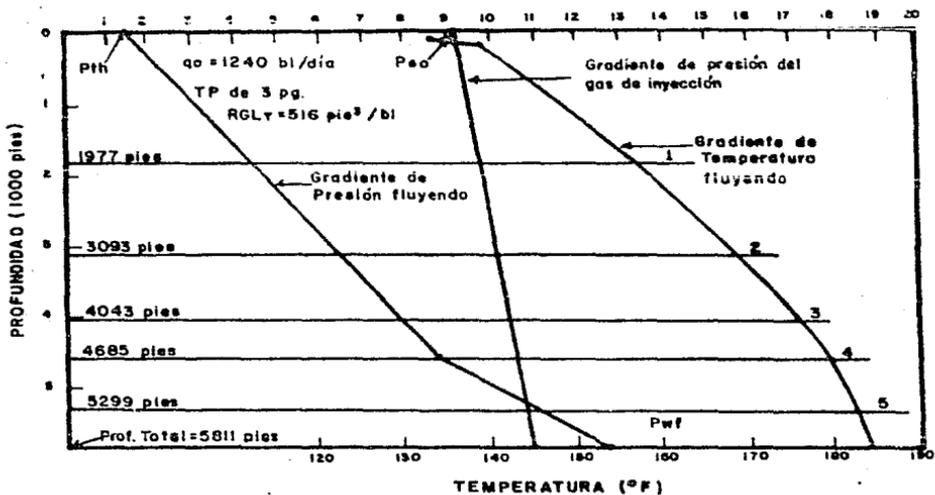


FIG. 4.55 COMBINACION DE REGISTROS DE PRESION Y TEMPERATURA FLUYENDO

válvulas No.2 y No.3 están trabadas o bien están obstruidas en posición de cierre.

Fig. 4.57 En esta figura se muestra un caso de circulación de gas a través de la válvula de fondo. Ya que el gasto de producción es nulo. Puede sospecharse de una formación taponada o que existe un arenamiento en la TP bajo la válvula No.2.

Fig. 4.58 En esta figura puede observarse que la válvula No.1 está permitiendo el paso de gas, teniéndose además un gasto de producción nulo. De la figura puede concluirse que la válvula No.2 está taponada, ya que en la TR se tiene suficiente presión para abrirla.

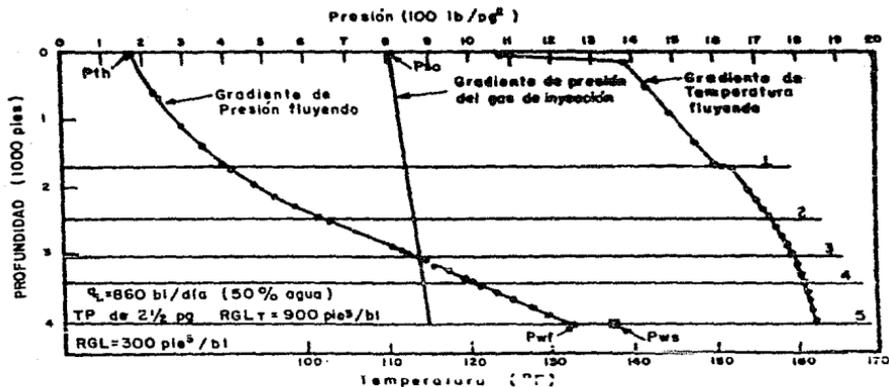


FIG. 4.56 COMBINACION DE REGISTROS DE PRESION Y TEMPERATURA FLUYENDO

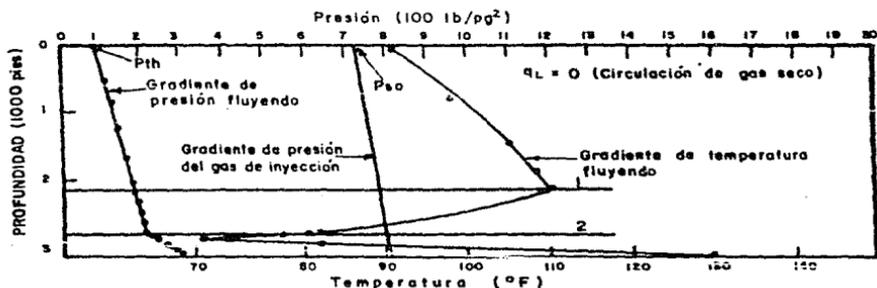


FIG. 4.57 COMBINACION DE REGISTROS DE PRESION Y TEMPERATURA FLUYENDO

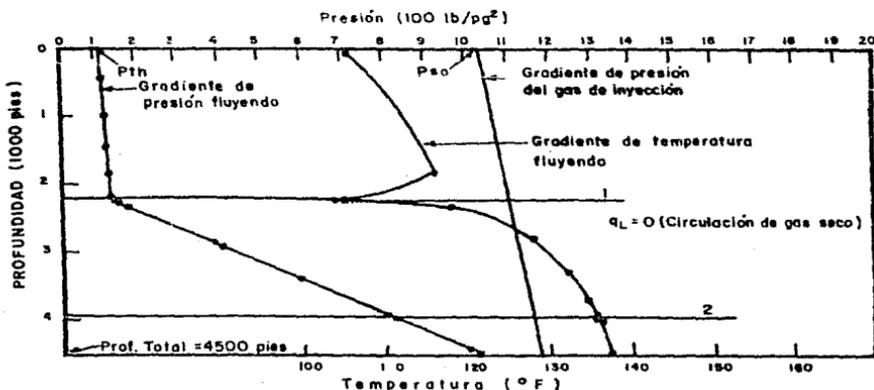


FIG. 4.58 COMBINACION DE REGISTROS DE PRESION Y TEMPERATURA FLUYENDO

#### 4.3.2 Diagnóstico para Flujo Intermitente.

Fig 4.59 Esta figura muestra un perfil de presión típico obtenido en una instalación que opera con bombeo neumático intermitente, a partir de un registro subsuperficial. En este caso es algo difícil determinar la válvula operante. La inyección de lleva a cabo a través de las válvulas colocadas a 5530 y - 6240 pies. Los perfiles de las presiones máxima y mínima registradas para un ciclo completo en cada válvula indican la o las válvulas operantes, los gradientes arriba y abajo de cada válvula y las presiones de fondo. En gráficos de registro de presión puede obtenerse información adicional.

Fig. 4.60 Esta figura muestra un caso típico de una gráfica de registro de presión realizado en una instalación con bombeo intermitente, donde puede observarse lo siguiente:

- a) Inicialmente la válvula abre con una carga en la TP de  $365 \text{ lb/pg}^2$ .
- b) La línea A muestra el incremento de presión en la TR bajo el bache de fluidos.
- c) La presión máxima bajo el bache de fluido llega a  $658 \text{ lb/pg}^2$ .
- d) La válvula cierra en la parte alta de la línea B y luego la presión cae rápidamente.
- e) Se tiene una presión mínima de  $323 \text{ lb/pg}^2$ .

Fig. 4.61 Esta figura muestra una gráfica de un registro de presión para un pozo con bombeo neumático intermitente, en la cual pueden observarse varios aspectos. Puede tenerse una instalación eficiente, ya que está operando la válvula de fondo. El tiempo del ciclo es de 25 minutos. Cuando la válvula abre, la carga en la TR es de  $440 \text{ lb/pg}^2$  sobre el bache y de  $625 \text{ lb/pg}^2$  abajo de éste. La baja presión mínima de  $90 \text{ lb/pg}^2$  indica que la recuperación es excelente.

Fig. 4.62 Esta figura corresponde a una gráfica de registro de presión -- que se corrió bajo la válvula de fondo (abajo de los 5950 pies), aún cuando la anterior válvula a 4950 pies es la válvula operante. Esto es indicado por las altas presiones máximas y mínimas registradas. Luego, la presión de la válvula No.2 a la válvula No.3 es de  $1000 \text{ pies} \times 0.40 \text{ lb/pg}^2/\text{pie} = 400 \text{ lb/pg}^2$ . Para obtener mejor información el registro debe colocarse unos 30 pies bajo la válvula No.2 y repetirse la prueba.

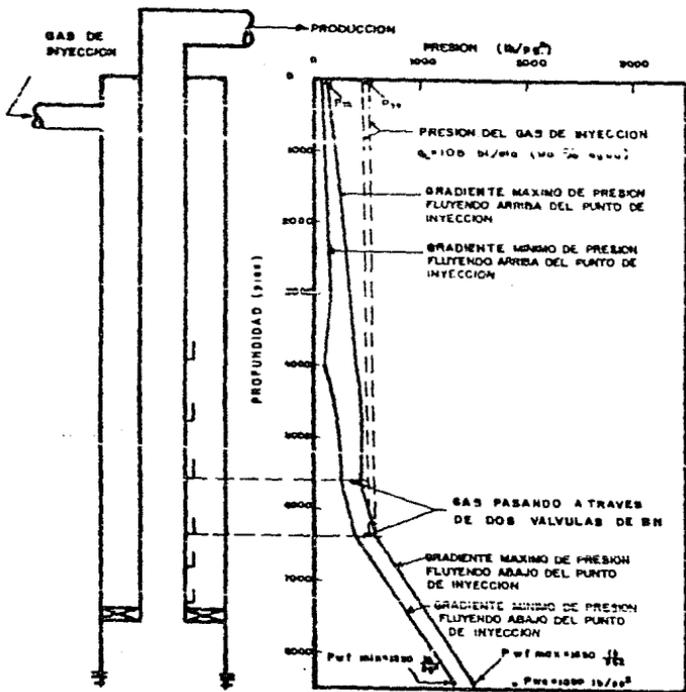


FIG. 4.59 REGISTRO DE PRESION PARA UN POZO QUE PRODUCE CON BOMBEO PNEUMATICO INTERMITENTE

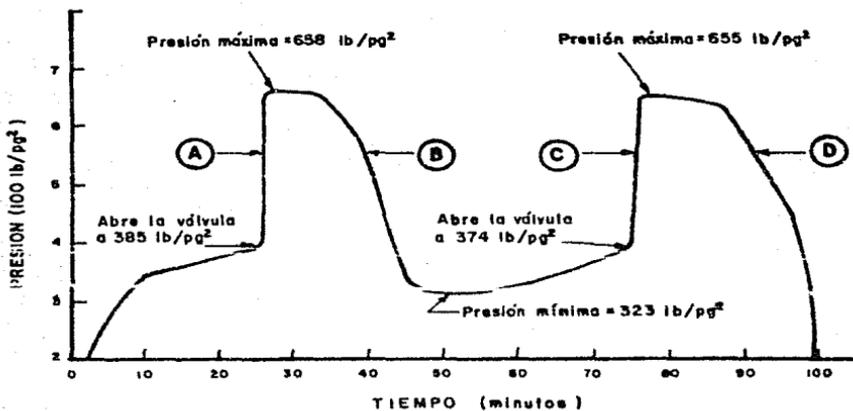


FIG.4.6C REGISTRO DE PRESION TIPICO PARA UN POZO DE BOMBEO NEUMATICO EN FLUJO INTERMITENTE.

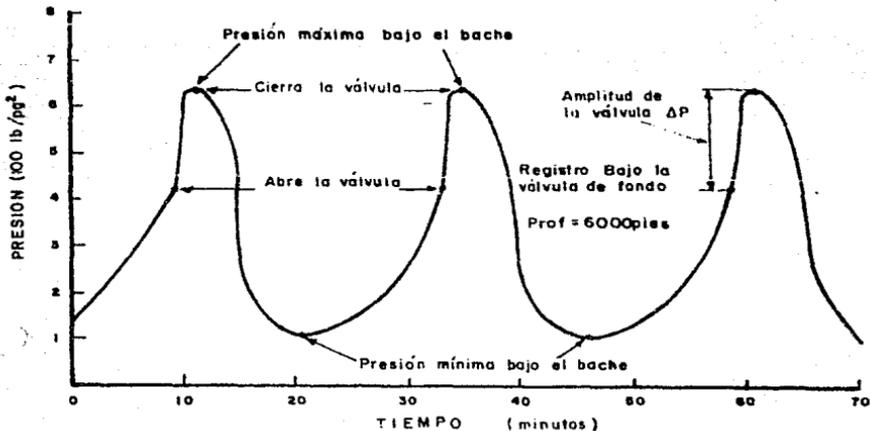


FIG.4.6I REGISTRO DE PRESION PARA UN POZO CON FLUJO INTERMITENTE.

Fig. 4.63 Esta figura corresponde a un caso en el que se tiene producción nula, debido probablemente a un arenamiento en la TP, ya que el registro se tomó abajo de la válvula de fondo. Se tiene producción de gas seco (de inyección)

Figs. 4.64 y 4.65 Estas figuras ilustran un método para calcular la presión de fondo promedio. La Fig. 4.63 corresponde a un pozo equipado sin válvula de pie, mientras que la Fig. 4.64 corresponde a un pozo en el que se tiene dicha válvula. Notese la menor presión de fondo fluyendo en el pozo equipado con válvula de pie, de aquí que pueda mantenerse una mayor producción empleando dicha válvula.

Fig. 4.66 En esta figura se observa el registro de un ciclo completo de intermitencia en un pozo con bombeo neumático intermitente. Existe una anomalía después del cierre de la válvula cerca de la presión mínima, la cual puede representar una reacción del pozo a las condiciones de separación, especialmente si estuviera fallando la válvula de retención en la línea de descarga.

Fig. 4.67 En esta figura están graficados los resultados de un registro de presión corrido en una instalación con bombeo neumático intermitente, con el objeto de determinar la válvula operante. El registro se tomó después de haberse suspendido la inyección de gas y, después de que se produjo el bache en la superficie. La presión de fondo fluyendo fue de  $854 \text{ lb/pg}^2$  a 6840 pies, --- cuando inició el siguiente ciclo de inyección. Se determinó la válvula operante a 6090 pies.

Fig. 4.68 En esta figura están graficados los resultados de un registro de presión correspondientes a un pozo profundo. El registro indicó que la válvula colocada a 7054 pies estaba abriendo en cada ciclo. En base a la curva de máxima presión en la TP, parece que algo de gas pasa a través de la válvula colocada a 7565 pies. Es necesario correr un registro de temperatura para realizar una rectificación.

Fig. 4.69 En esta figura se muestran graficados los resultados de un registro de temperatura realizado en un pozo con bombeo neumático intermitente, donde puede observarse que dos válvulas (a 7173 y 7609 pies) estuvieron abriendo durante cada ciclo de inyección de gas. También se observa que se tienen pequeñas fugas en las válvulas superiores.

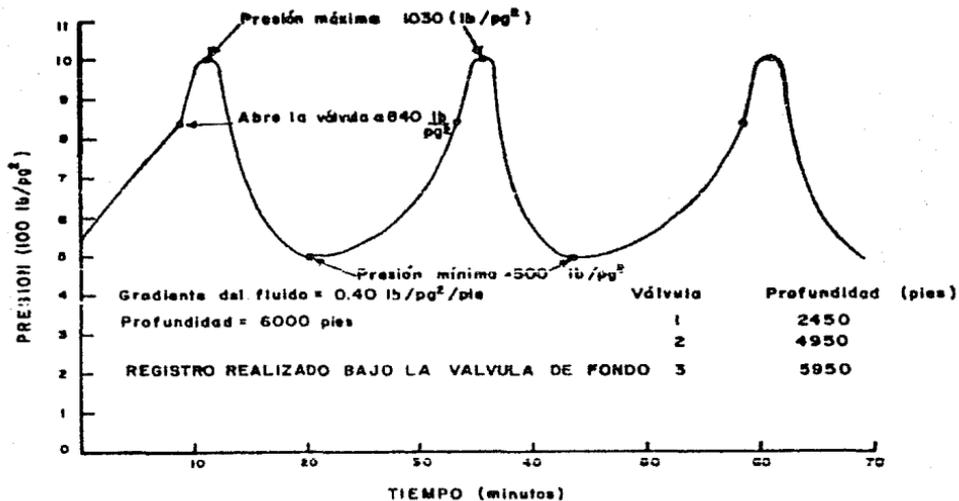


FIG. 4.62 REGISTRO DE PRESION PARA FLUJO INTERMITENTE

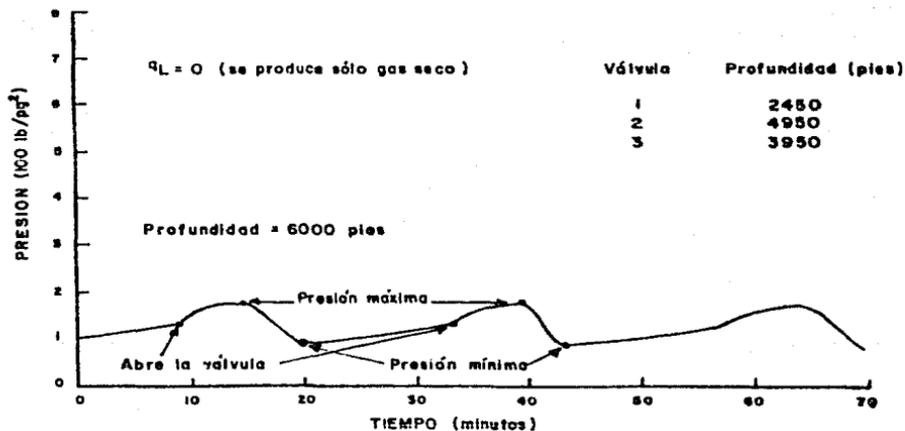


FIG. 4.63 REGISTRO DE PRESION PARA FLUJO INTERMITENTE

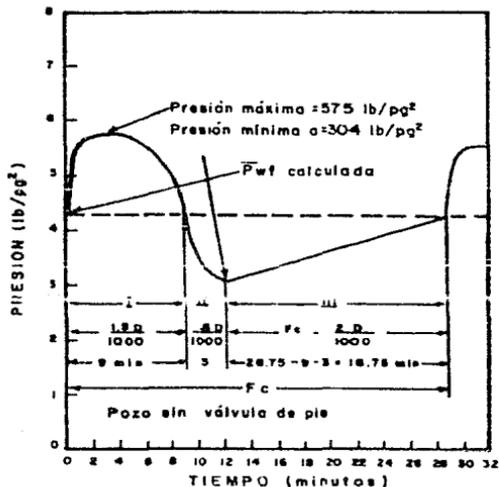


FIG. 4.64 PRESION DE FONDO PROMEDIO CALCULADA A PARTIR DE UN REGISTRO DE PRESION EN UN POZO DE BOMBEO INTERMITENTE SIN VALVULA DE PIE.

$$\bar{P}_{wf} = \frac{(P_v)(T_x) + \left(\frac{P_l + P_m}{2}\right)(T_x + T_{mx})}{F_c}$$

Sustituyendo valores:

$$\bar{P}_{wf} = \frac{(579)(9) + \left(\frac{428 + 304}{2}\right)(28.75 - 9)}{28.75}$$

$$\bar{P}_{wf} = 430.4 \text{ lb/pg}^2$$

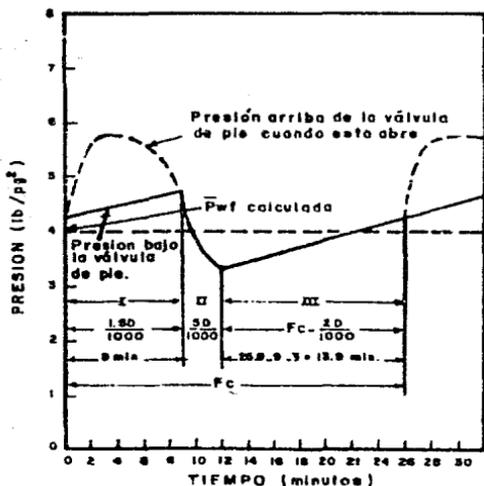


FIG. 4.65 PRESION DE FONDO PROMEDIO CALCULADA A PARTIR DE UN REGISTRO DE PRESION EN UN POZO DE BOMBEO INTERMITENTE CON VALVULA DE PIE.

$$\bar{P}_{wf} = \frac{(P_{bs})(T_x) + \left(\frac{P_l + P_m}{2}\right)(T_x + T_{mx})}{F_c}$$

$$\bar{P}_{wf} = \frac{(428 + 304)(9) + \left(\frac{579 + 311}{2}\right)(25.9 - 9)}{25.9}$$

$$\bar{P}_{wf} = 401.9 \text{ lb/pg}^2$$

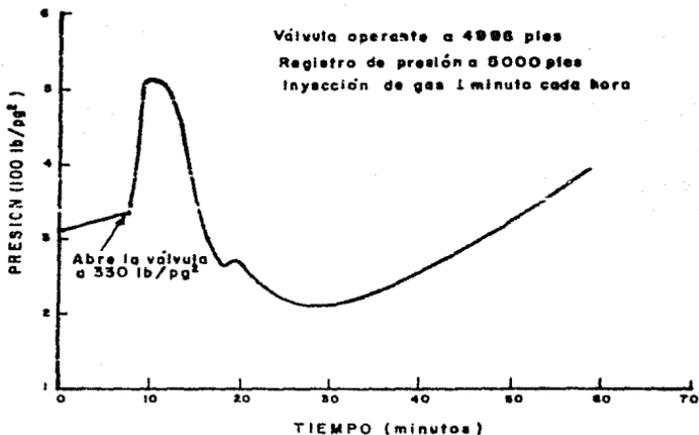


FIG. 4.66 REGISTRO DE PRESION PARA UN CICLO DE FLUJO INTERMITENTE.

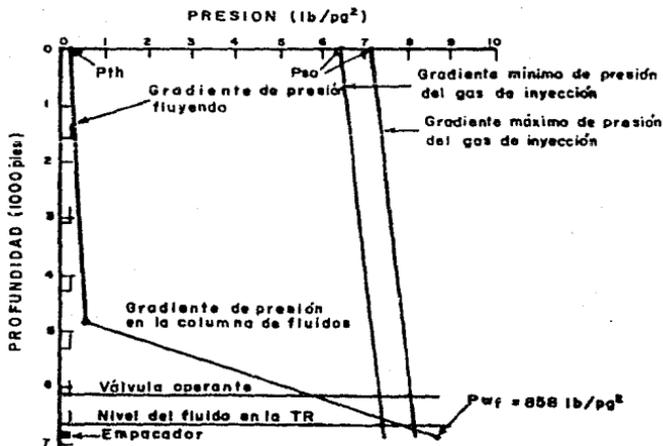


FIG. 4.67 RESULTADO DE UN REGISTRO DE PRESION REALIZADO EN UN POZO CON FLUJO INTERMITENTE.

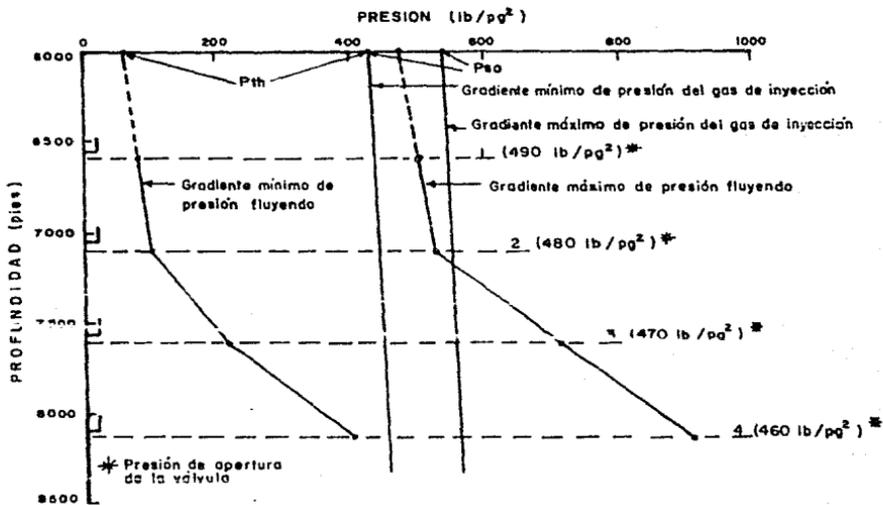


FIG. 4.6B RESULTADO DE UN REGISTRO DE PRESION REALIZADO EN UN POZO CON FLUJO INTERMITENTE.

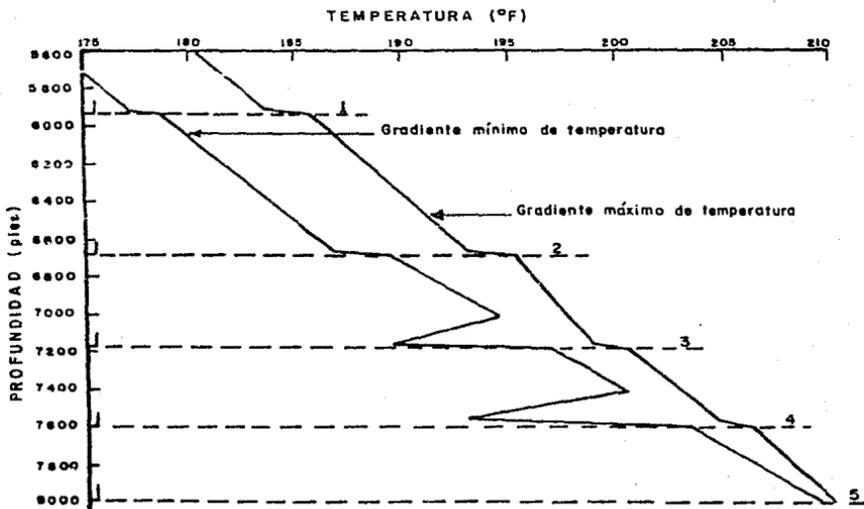


FIG. 4.69 RESULTADO DE UN REGISTRO DE TEMPERATURA REALIZADO EN UN POZO CON FLUJO INTERMITENTE

Fig. 4.70 En esta figura se muestran los resultados de un registro de temperatura para un pozo con bombeo neumático intermitente. Después de sacar la TP se probaron las válvulas de acuerdo a los resultados del registro. Se encontraron fugas en las mismas tres válvulas en las cuales el registro indicaba -- que se tenía dicho problema. El incremento del efecto de enfriamiento arriba de la válvula colocada a 6875 pies, resulta de una mayor presión diferencial a través de la válvula, ya que ésta se encuentra arriba del nivel del fluido en la TP.

Figs. 4.71-A, 4.71-B, 4.72-A y 4.72-B. En las Figs. 4.71-A y B se muestran las gráficas de los registros de presión y temperatura tomados para un -- mismo pozo el mismo día. Las presiones máximas y mínimas fueron determinadas -- del registro de presión y graficadas en la Fig. 4.72-A. Si la presión en la TP a la profundidad de la válvula excede la máxima presión en la TR, a cualquier tiempo durante un ciclo, indica que una válvula superior está abriendo. El gradiente máximo de presión indica que la válvula operante es la colocada a 5025 pies, sin embargo, a esta profundidad la presión en la TP excede ligeramente -- la presión en la TR. En la fig. 4.72-B se grafican los resultados del registro de temperatura, donde puede notarse que, no obstante que está entrando un pequeño volumen de gas en la TP a través de la válvula colocada a 5025 pies, la mayor cantidad de gas entra a través de la válvula colocada a 4534 pies, la -- cual se concluye, es la válvula operante.

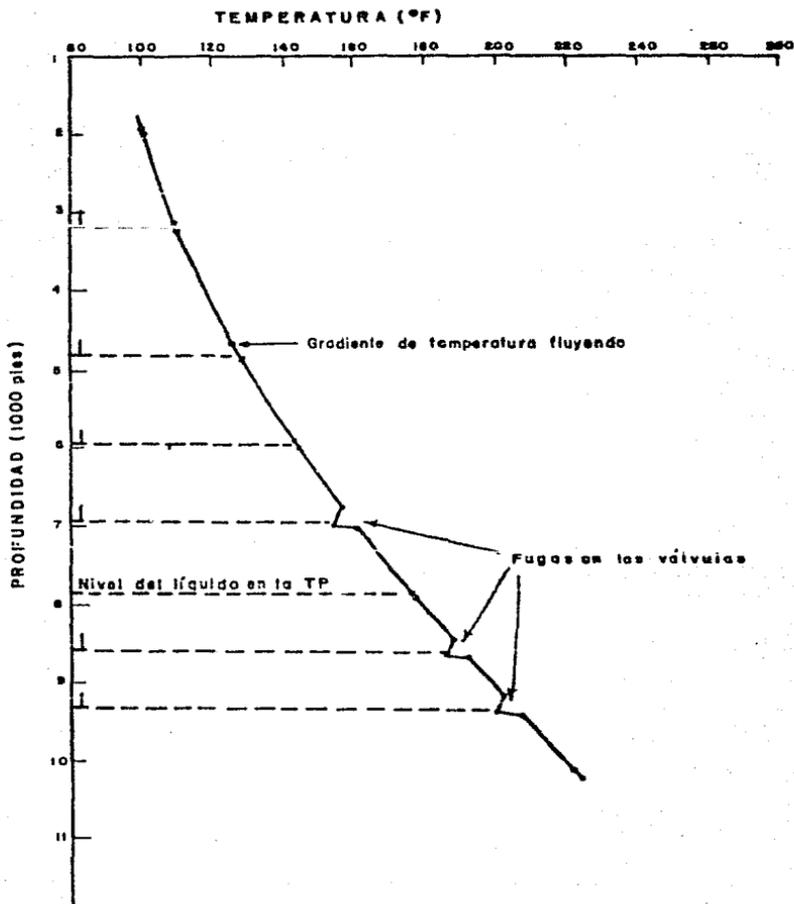
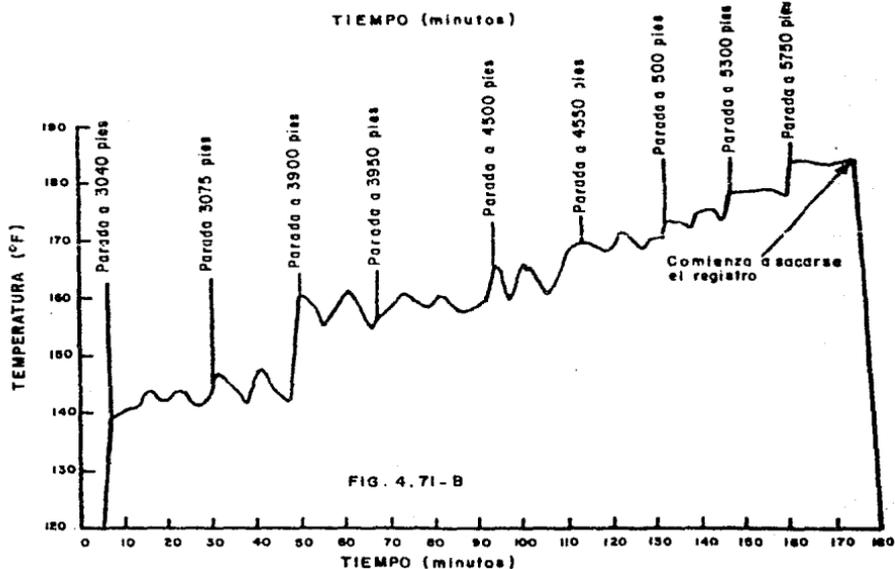
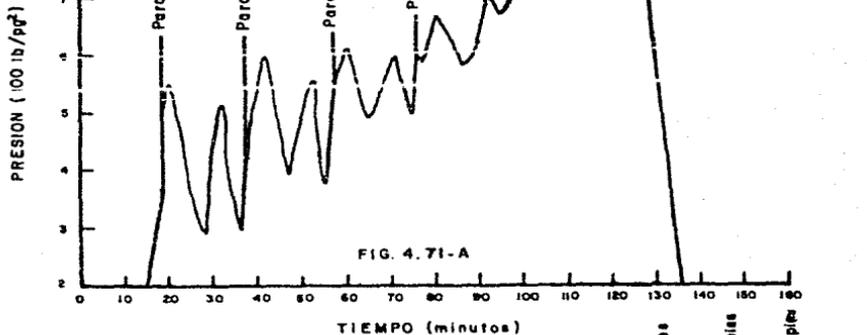
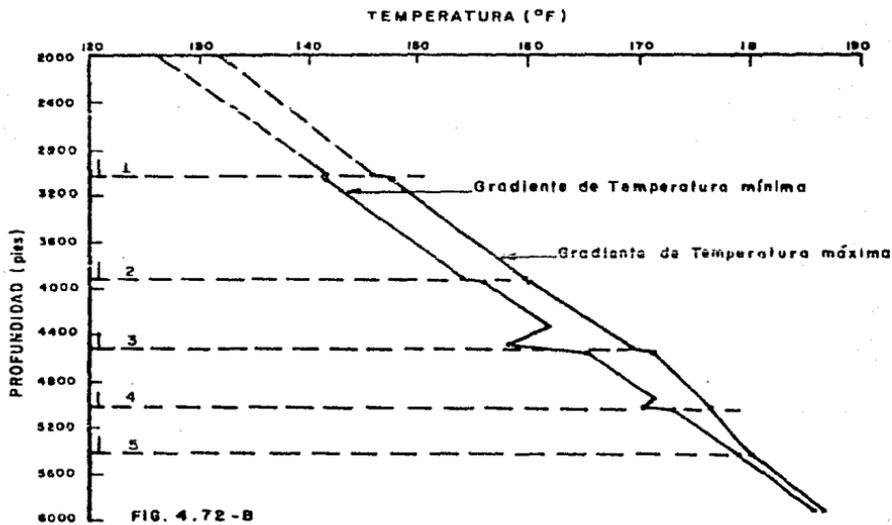
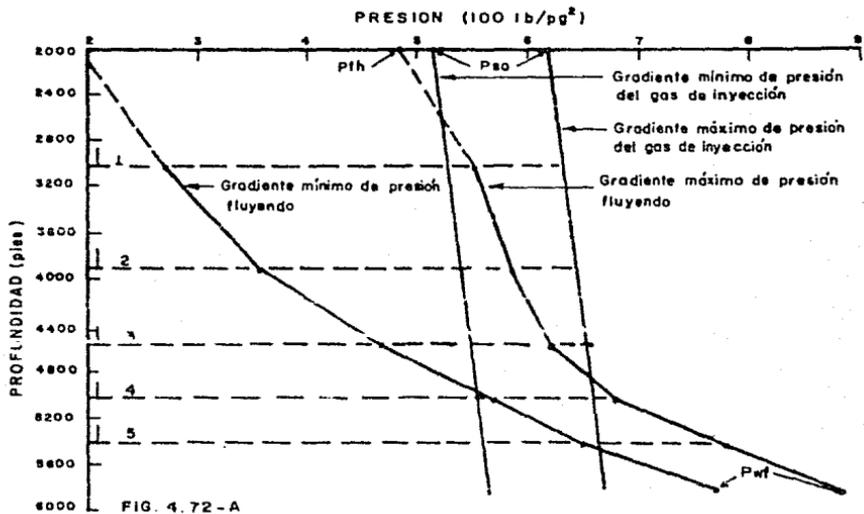


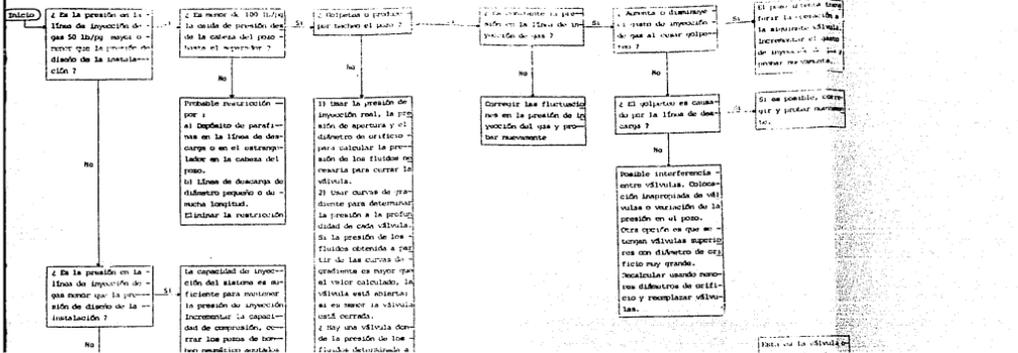
FIG. 4.70 RESULTADO DE UN REGISTRO DE TEMPERATURA REALIZADO EN UNA INSTALACION CON BOMBEO NEUMATICO INTERMITENTE.



FIGS. 4.71-A y 4.71-B. REGISTROS DE PRESION Y TEMPERATURA RESPECTIVAMENTE EN UN MISMO POZO CON BOMBEO NEUMATICO INTERMITENTE.



FIGS. 4.72-A y 4.72-B GRAFICAS DE LOS REGISTROS DE PRESION Y TEMPERATURA CORRESPONDIENTES A LAS FIGURAS 72-A y 72-B RESPECTIVAMENTE.



**INFORMACION ADICIONAL**

- \* de pruebas de pozos
  - 1) Producción total de líquidos (Hlífta).
  - 2) Porcentaje de agua (I del volumen total).
  - 3) Gas total producido (ppsd) o HGL total producido (plb/24 h).
  - 4) Gasto de inyección de gas (Agpl).
  - 5) Presión de inyección del gas en la cabeza del pozo, corriente abajo del estrangulador de entrada (lb/psi<sup>2</sup>).
  - 6) Presión en la línea de inyección del gas, corriente arriba del estrangulador de entrada (lb/psi<sup>2</sup>).
  - 7) Presión en el separador (lb/psi<sup>2</sup>).
  - 8) Presión fluyendo en la cabeza del pozo (lb/psi<sup>2</sup>).
  - 9) Temperatura fluyendo en la cabeza del pozo (°F).
- \* de registros de pozos
  - 1) Para flujo por TP, D.I. de TP (ppd).
  - 2) Para flujo secundario D.I. de TP y D.I. de TH (ppd).
  - 3) Profundidad de colocación de las mallas, - PVV\* (pies).
  - 4) Tipo de válvulas, diámetro de orificio (pulg.) y presiones de apertura (lb/psi<sup>2</sup>).
  - 5) Probabilidad de la formación, PVV\* (pies).
  - 6) Temperatura de fondo (°F).
  - 7) Presión de fondo fluyendo (lb/psi<sup>2</sup>).
  - 8) Probabilidad del separador PVV\* (pies).
- \* PVV = Profundidad vertical verdadera.

4.7.3. El tipo de fluido de densidad, para el diagnóstico de fallas en pozos de bombeo inyectivos con flujo muy lento y espaldas con válvulas operadas por presión, se describe que el pozo está produciendo.

Probablemente puede incrementarse el gasto de producción. Incrementar la inyección de gas y probar nuevamente.

¿ Aumenta o disminuye el nivel de inyección de gas al operar válvulas ?

No

¿ El conjunto es controlado por la línea de descarga ?

No

Possible interferencia entre válvulas. Calibración inapropiada de válvulas o variación de la presión en el punto. Checar según sea necesario las válvulas superiores con diámetro de orificio muy grande. Recalcular usando valores diámetros de orificio y reemplazar válvulas.

El peso afecta tiempo para la reacción a la inyección de gas. Incrementar el nivel de inyección de gas y probar nuevamente.

Si es posible, cerrar y probar nuevamente.

¿ Hay un problema de presión de fondo ?

¿ El caso de la válvula de fondo ?

Requiere de flujo en el controlador de TP. No puede diagnosticarse. Necesita información. El peso puede ser el elemento. Correr un registro presión-temperatura para verificar.

¿ Es esta la válvula de fondo ?

¿ Es la caída de presión a través del estrangulador de entrada mayor de 200 lb/in<sup>2</sup> ?

¿ Es la caída de presión a través del estrangulador de entrada mayor de 50 lb/in<sup>2</sup> ?

Probablemente puede incrementarse el gasto de producción. Incrementar la inyección de gas y probar nuevamente.

Calcular presiones de apertura e instalar válvulas en mandril más profundo. Probar nuevamente.

Presión de apertura de la válvula muy baja o funcionando intermitentemente. Correr un registro presión-temperatura para verificar. Reemplazar y recalibrar válvulas.

Operación de buseo muy estándar normal. Peso por haciendo aproximadamente el gasto máximo.

¿ Hay un nivel de fondo más de 500 pies arriba del empalme ?

¿ Se reduce la presión de los fluidos en la válvula, más de 50 lb/in<sup>2</sup>, si se incrementa la NGI producida en 100 pie<sup>3</sup>/di ?

¿ Se incrementó en la válvula la presión de los fluidos ?

Operación de buseo muy estándar normal. Peso por haciendo aproximadamente el gasto máximo.

Esto significa que el punto de inyección puede ser a mayor profundidad. Si se colocan los mandriles y las válvulas necesarias.

¿ Es la caída de presión a través del estrangulador de entrada menor de 50 lb/in<sup>2</sup> ?

Puede aumentarse el punto de producción. Incrementar la inyección de gas y probar nuevamente.

NGI total producción demasiado alta. Reducir la inyección de gas y probar nuevamente.

Incrementando la inyección de gas debe aumentar la producción sin embargo, la presión diferencial a través del estrangulador de entrada es tan baja, que difícilmente podrá lograrse tal incremento.

Decisión, para el diagnóstico buseo realizado con flujo con válvulas operadas por presión, como está produciendo ?

## CAPITULO 5

### EJEMPLOS DE APLICACION.

#### 5.1 GENERALIDADES

Las experiencias de campo en el diagnóstico de fallas en instalaciones de bombeo neumático indican la importancia de realizar y conservar los registros adecuados, así como la de conservar la información del diseño original. Las visitas al campo y al taller son también una herramienta muy útil en la de terminación de los problemas. Los casos que se presentan en este capítulo se exponen junto con las técnicas de cálculo e interpretación empleadas para determinar los problemas correspondientes.

A continuación se presentan cuatro ejemplos específicos de cómo son aplicadas algunas de estas técnicas. Estos ejemplos no pretenden ser representativos de todos los métodos que se usan para determinar las fallas, ni de todas las situaciones que pueden presentarse; únicamente son ejemplos ilustrativos.

#### 5.2 FALLA EN EL REGULADOR DE PRESION ANTES DEL COMPRESOR

En este ejemplo de campo todos los pozos producen con bombeo neumático continuo. Los compresores tienen una presión de descarga de diseño de 1400 --- lb/pg<sup>2</sup> abs., por lo cual todas las instalaciones de bombeo neumático fueron diseñadas usando 1300 lb/pg<sup>2</sup> abs. como la presión de operación del gas de inyección en la cabeza del pozo. Los pozos están equipados con válvulas de bombeo neumático cargadas con nitrógeno y operadas por presión.

La producción del campo era menor a la esperada, sin embargo, la información indicaba que los pozos debían ser capaces de producir a gastos mayores. Algunos intentos para aumentar la producción en diferentes pozos dieron resultado en la minoría de los casos. La producción diaria de cada pozo era más o menos constante, sin embargo, los gastos eran muy irregulares durante el transcurso del día.

La Fig. 5.1 es un esquema de las conexiones típicas en el cabezal del pozo. Para registrar las presiones en la cabeza del pozo fueron colocados medidores con registradores de flujo de siete días. Las Figs. 5.2 y 5.3 son dos de algunos de los registros obtenidos. El rasgo más evidente en estos registros es la presión diferencial, la cual es muy irregular. Casi todos los días y alrededor del medio día, dicha presión parece tener una mayor variación.

Los cambios en la presión diferencial no son acompañados por cambios similares en la presión de inyección, consecuentemente, el gasto de gas de inyección es gobernado directamente por la presión diferencial. Obviamente el gasto de inyección fluctuará considerablemente durante el día. La fluctuación en el gasto de inyección no sólo causa cambios en la producción, sino que además causa el movimiento arriba y abajo del punto de inyección dentro del pozo. Esta operación ineficiente implica que las relaciones gas-líquido de inyección sean mayores que las normales, y además impide que los pozos operen a partir del punto de inyección deseado.

Ya que la presión en la cabeza del pozo es prácticamente la misma en todos los pozos, las variaciones en el gasto de inyección deben ser ocasionadas por cambios de presión en el sistema de inyección. Un cambio en la presión del sistema ocasiona un cambio en la caída de presión a través del estrangulador ajustable (válvula de aguja) y, consecuentemente, un cambio en el gasto de inyección.

Dado que el sistema de inyección no tenía un manómetro registrador, la presión en la descarga del compresor fue leída visualmente cada hora, comenzando a las siete a.m. y hasta las cuatro p.m.. Se observó que la presión en la descarga de 1400 lb/pg<sup>2</sup> abs. empezaba a declinar alrededor de las ocho a.m. y para las dos p.m. había declinado hasta 1200 lb/pg<sup>2</sup> abs., a partir de donde comenzaba a aumentar.

La Fig. 5.4 es el registro de siete días correspondiente a la sección de succión del compresor. Observese el diario decremento tanto en la presión diferencial como en la presión de succión, que comienza alrededor de las siete u ocho a.m..

La Fig. 5.5 es un esquema muy simplificado del sistema de tuberías de la sección de succión del compresor. De su simple observación, inmediatamente se sospechó del regulador de presión que se encontraba en la línea hacia el --

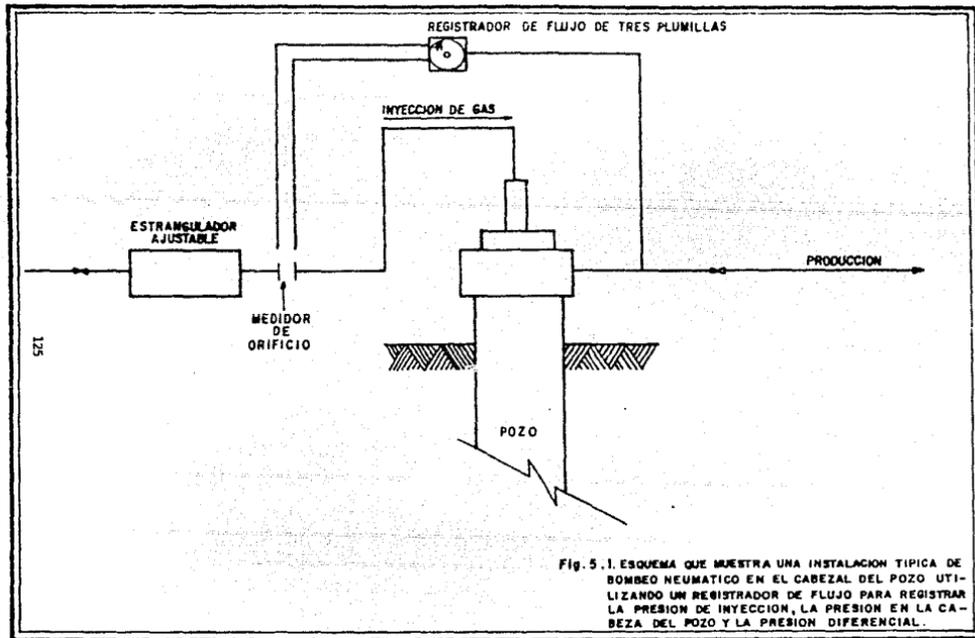


Fig. 5.1. ESQUEMA QUE MUESTRA UNA INSTALACION TÍPICA DE BOMBEO NEUMÁTICO EN EL CABEZAL DEL POZO UTILIZANDO UN REGISTRADOR DE FLUJO PARA REGISTRAR LA PRESIÓN DE INYECCIÓN, LA PRESIÓN EN LA CAJEZA DEL POZO Y LA PRESIÓN DIFERENCIAL.

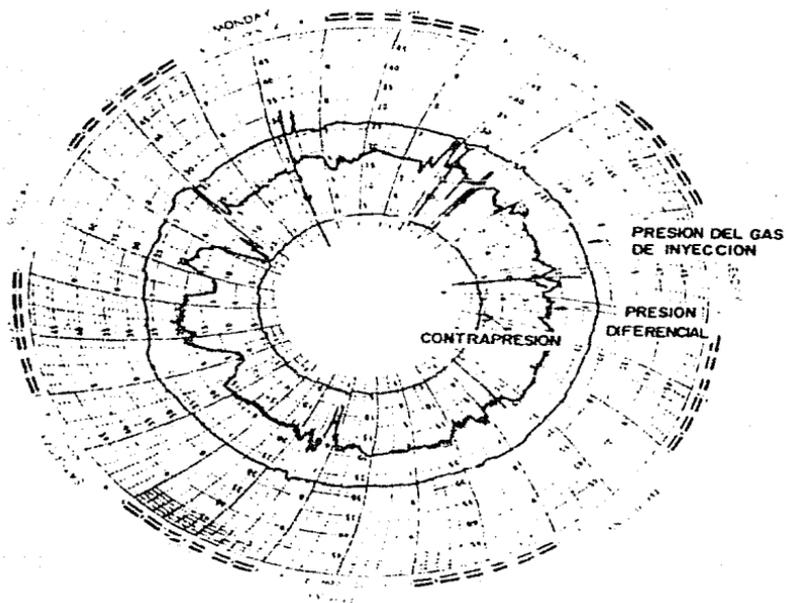


Fig. 5.2 Gráfica de un registro correspondiente a una instalación donde se observa el efecto, que en la operación del pozo, tiene la variación de la presión de succión.

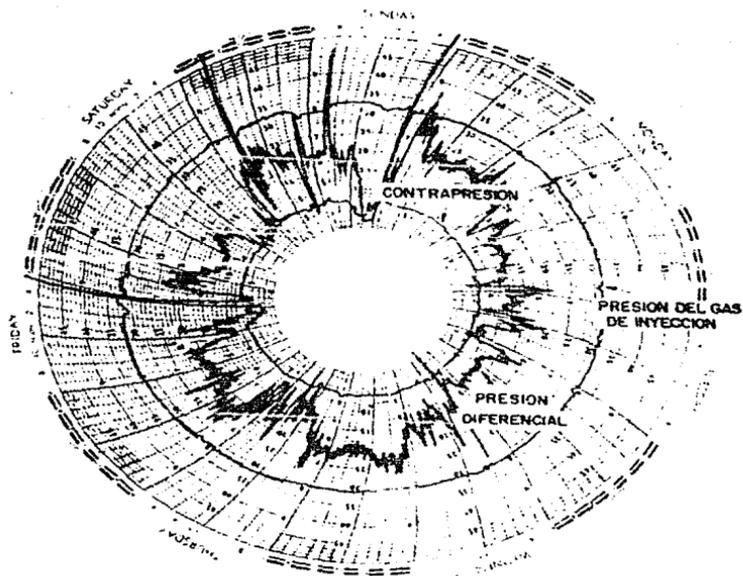


Fig. 5.3 La gráfica de esta figura refuerza el diagnóstico de que el -- problema en esta instalación no es individual por pozo, sino que la falla está en otra parte del sistema.

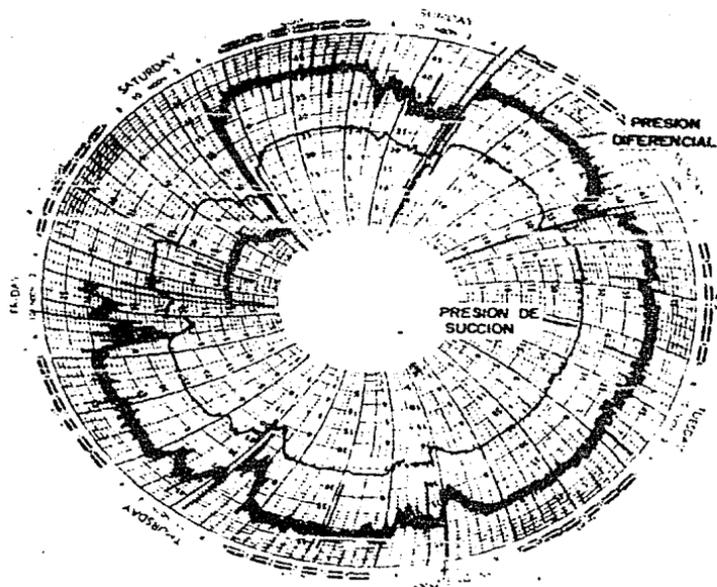


Fig. 5.4 Para confirmar la evidencia que proveen las figuras 5.2 y 5.3 en esta gráfica se midieron las presiones en el lado de succión del compresor. Las variaciones que aquí se observan fueron las causantes de la operación ineficiente de los pozos.

quemador como el causante del problema.

Mediante una revisión del regulador de presión se verificó que éste era el causante de los problemas. La presión del sistema permaneció constante y la mayoría de los pozos incrementaron su producción y se estabilizaron. Aunque esto no resolvió todos los problemas, se localizó el de mayor importancia. Los problemas individuales por pozo podrían ahora ser identificados y analizados.

### 5.3 EL CASO DE LAS VALVULAS DE BOMBEO NEUMÁTICO INVERTIDAS

El pozo correspondiente a este caso fue terminado con mandriles y válvulas recuperables. Alrededor de dos años después de la terminación, cuando el bombeo neumático fue requerido, se instalaron las válvulas de bombeo neumático con equipo de línea de acero. El pozo fue puesto a producir surgiendo tres días más tarde el problema. El pozo producía de 15 a 20 minutos y cesaba durante 2 horas, luego, producía durante 15 a 20 minutos y cesaba durante 2 horas. En este caso el problema tuvo que analizarse en la oficina, ya que el pozo estaba alejado unas 2000 millas. Las características de producción listadas en la tabla 5.1 dieron lugar al diseño original.

TABLA 5.1

Flujo anular por TP de 2 3/4 pg. de D.E. y TR de 4 1/2 pg. de D.E.	
Profundidad	8600 pies
Presión de arranque del gas de inyección	1600 lb/pg <sup>2</sup>
Presión de operación del gas de inyección	1500 lb/pg <sup>2</sup>
Presión fluyendo en la cabeza del pozo (contrapresión)	350 lb/pg <sup>2</sup>
Temperatura de fondo a 8600 pies	210 °F
Temperatura fluyendo en la cabeza del pozo	140 °F
RGA de formación	730 pie <sup>3</sup> /bl
Gasto de producción deseado	1500 bl/día (50% agua)
Densidad relativa del aceite	0.82 (agua = 1.0)
Densidad relativa del agua	1.13 (agua = 1.0)
Densidad relativa del gas	0.74 (aire = 1.0)

Válvulas de bombeo neumático de 1 pg. de D.E. cargadas con gas y operadas por presión; diámetro de orificio de 3/16 pg.;  $A_p/A_b = 0.094$  y  $1 - A_p/A_b = 0.906$ .

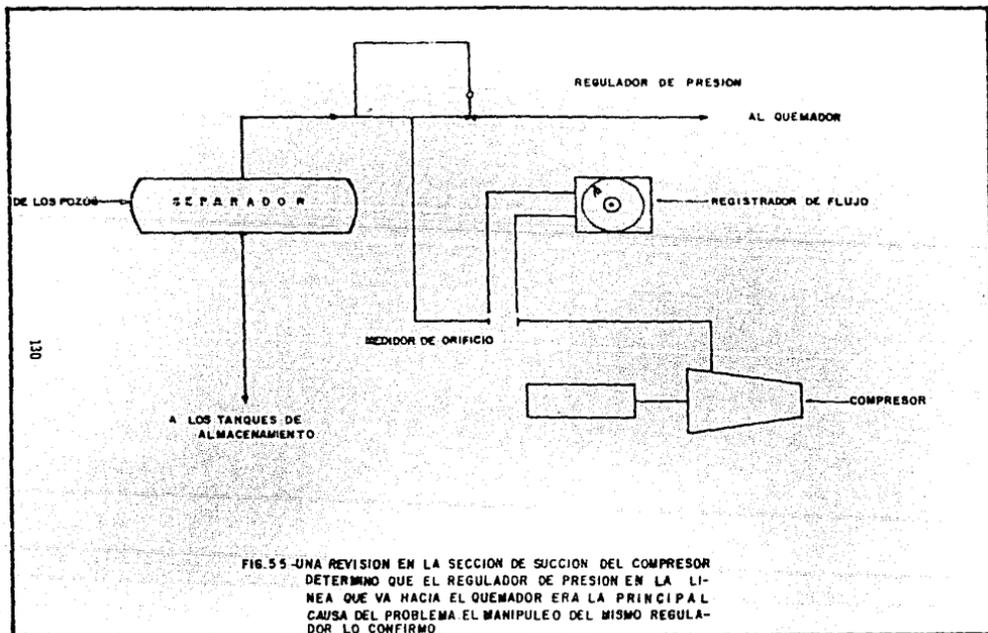


FIG.55-UNA REVISION EN LA SECCION DE SUCCION DEL COMPRESOR DETERMINO QUE EL REGULADOR DE PRESION EN LA LINEA QUE VA HACIA EL QUEMADOR ERA LA PRINCIPAL CAUSA DEL PROBLEMA EL MANIPULEO DEL MISMO REGULADOR LO CONFIRMO.

### Diseño original:

Profundidad de colocación de la válvula (pies)	Diámetro del orificio de la válvula (pg.)	Ptro* (lb/pg <sup>2</sup> )
2650	3/16	1485
5100	3/16	1570
6100	3/16	1575
6850	3/16	1580
7450	3/16	1565

\* Ptro es la presión de apertura de la válvula en el taller (a 60 °F)

La revisión de los cálculos de diseño no reveló ningún error. La información recopilada en el campo indicó que la presión de inyección en la cabeza del pozo fue constante e igual a 1600 lb/pg<sup>2</sup>, y que la presión fluyendo en la cabeza del pozo fue de 220 lb/pg<sup>2</sup> entre los intervalos de producción y de más de 350 lb/pg<sup>2</sup> durante los intervalos de producción. Esta información concuerda muy bien con los datos de diseño. Además, cuando se colocaron las válvulas se verificó la profundidad de colocación de los mandriles.

Para un pozo con un comportamiento como éste, cada válvula en el pozo tendrá que estar ya sea cerrada o cubierta de líquido durante el periodo de no producción. Entonces, una válvula tendrá que estar ya sea abierta o descubierta para inyectar el gas durante la descarga de la producción. Esto podría ocurrir si dos de los mandriles estuvieran excesivamente espaciados. Sin embargo, tanto los espaciamientos reales como los de diseño fueron revisados.

Otra posibilidad fue una fuga en la cola del tapón de la válvula superior, causando que su presión de apertura (Pvo) se incrementara. Puesto que las válvulas de bombeo neumático, en este caso, son introducidas al pozo mediante línea de acero y cargadas con gas, ésto pudo ocurrir. Sin embargo, es dudoso que esta condición permaneciera durante mucho tiempo, debido a que generalmente, una vez que se inicia la fuga en la cola del tapón, la presión en los fuelles aumenta hasta el punto en que la válvula cierra.

No obstante, una tercera posibilidad fue que las válvulas estuvieran colocadas en mandriles equivocados. Si la válvula superior estaba mal colocada, entonces, al menos alguna otra válvula estaba en un mandril equivocado. Si es-

to era cierto, entonces muy probablemente la instalación estaba completamente invertida, de modo que la válvula de fondo estaba colocada en el mandril superior y la válvula superior estaba colocada en el mandril de fondo.

Cuando un pozo es arrancado (puesto a producir), la válvula superior se encuentra a la temperatura correspondiente a su profundidad de colocación. A medida que el pozo se descarga, los líquidos más calientes provenientes del fondo del pozo, elevan la temperatura de la válvula. Si la válvula llega a calentarse demasiado, ésta cerrará. Para verificar esta condición se considera que la válvula de fondo está colocada en el mandril superior.

En seguida se calcula la presión de los fluidos mínima necesaria para abrir la válvula, con la presión disponible de arranque en la superficie y la válvula a temperatura constante. La temperatura a 2650 pies es de 120 °F y la presión de arranque del gas a la misma profundidad es de 1788 lb/pg<sup>2</sup>.

$$\text{Entonces:} \quad P_{tro} = P_d \times C_t \quad \dots (5.1)$$

$$\text{donde:} \quad P_d = P_t \left( \frac{A_p}{A_b} \right) + P_c \left( 1 - \frac{A_p}{A_b} \right) \quad \dots (5.2)$$

$$\text{y} \quad C_t = \frac{1}{1 + 0.00215 (T_v - 60)} \quad \dots (5.3)$$

Sustituyendo la temperatura  $T_v = 120$  °F :

$$C_t = \frac{1}{1 + 0.00215 (120 - 60)} = 0.886$$

De la información del diseño original;  $P_{tro} = 1485$  lb/pg<sup>2</sup>. Entonces, sustituyendo valores en la ecuación 5.1 queda :

$$P_{tro} = 1485 = P_d \times 0.886 \quad ; \text{ de donde despejando } P_d :$$

$$P_d = \frac{1485}{0.886} = 1676 \text{ lb/pg}^2$$

Luego, considerando la información del diseño original y sustituyendo los valores de  $P_c = 1788$  lb/pg<sup>2</sup> y  $P_d = 1676$  lb/pg<sup>2</sup> en la ecuación 5.2 :

$$P_d = 1676 = P_t (0.094) + 1788 (0.906)$$

Finalmente, despejando  $P_t$  :

$$P_t = \frac{1676 - 1788 (0.906)}{0.094} = 597 \text{ lb/pg}^2$$

De este modo si es posible abrir la válvula. No obstante, mientras se -- tenga flujo de fluidos desde el fondo del pozo, la válvula se calentará, incrementándose la presión en el domo cargado con nitrógeno ( $P_d$ ). Si la válvula se calienta lo suficiente para que la presión en el domo iguale la presión de inyección del gas a la profundidad de la válvula, entonces; la presión en el domo, la presión de inyección del gas y la presión mínima necesaria para abrir la válvula ejercida por los fluidos, serán todas iguales. Si la presión en el domo sobrepasa este punto, entonces, la presión ejercida por los fluidos requerida para que la válvula abra será mayor que la presión disponible ejercida -- por el gas, y no será posible la inyección del gas. Entonces, se determina la temperatura a la cual la presión en el domo es igual a la presión ejercida por el gas de inyección :

Igualando  $P_d = P_c = 1788 \text{ lb/pg}^2$  ; y sustituyendo en la ecuación 5.1 :

$$1485 = 1788 \times C_t \quad ; \text{ de donde despejando } C_t :$$

$$C_t = \frac{1485}{1788} = 0.830$$

Luego, despejando  $T_v$  de la ecuación 5.3 queda :

$$T_v = \frac{1}{C_t \times 0.00215} - 405.11 \quad ; \text{ donde sustituyendo } C_t = 0.830 :$$

$$T_v = \frac{1}{0.830 \times 0.00215} - 405.11 = 155 \text{ }^\circ\text{F}$$

Lo que quiere decir que el factor de corrección determinado de 0.830 es el correspondiente a una temperatura de 155  $^\circ\text{F}$  .

En base al gradiente geotérmico se determinó que una temperatura de 155  $^\circ\text{F}$  se tiene a una profundidad de 4960 pies. Entonces, los líquidos podrían estar pasando por la válvula superior a 155  $^\circ\text{F}$ , antes que la segunda válvula, --

que se encuentra a 5100 pies, sea descubierta, creándose la situación que se ha experimentado.

Posteriormente, se encargó a personal de campo que se sacaran dos válvulas cualesquiera y que se verificaran las presiones de apertura, para verificar si dichas válvulas habían sido colocadas en los mandriles correctos. Cuando contestaron, reportaron que sólo se había sacado una válvula; ésta fue la válvula número tres. Ahora bien, en una instalación de cinco válvulas, dicha válvula sería la válvula media y sería la misma aún si la instalación estuviera invertida. Después de otra revisión se resolvió el problema, determinándose que las válvulas habían sido colocadas en orden invertido. ¿ Como pudo suceder esto ? (si antes de salir del taller cada válvula es marcada con su presión de apertura y su profundidad de colocación). La respuesta fue encontrada rápido.

El operador de la línea de acero, quien instaló las válvulas, acababa de llegar de otra área, donde las presiones de apertura de las válvulas siempre decrecían con la profundidad. El optó por sí mismo, sin decir nada a nadie en invertir el orden de las válvulas para concordar con lo que él comunmente hacía.

Tiempo después, se obtuvo el registro de flujo de dos plumillas mostrado en la Fig. 5.6, observándose la situación original. Vease que la presión en la tubería de producción o presión de inyección (en este caso se inyecta el gas por la tubería de producción y la producción se obtiene por la tubería de revestimiento), está en la presión de arranque. El pozo arrancaba más o menos cada dos horas y producía alrededor de treinta minutos antes de dejar de fluir.

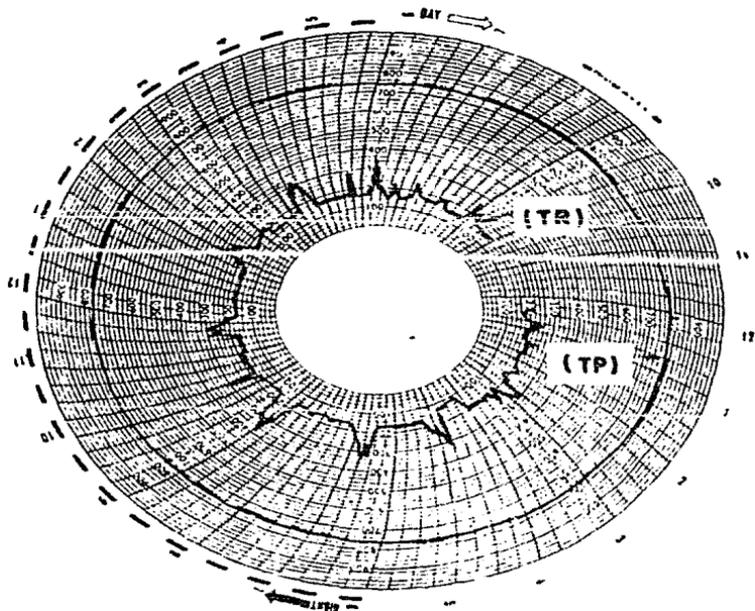


Fig. 5.6 Esta gráfica corresponde a un pozo en el cual las válvulas de bombeo neumático fueron instaladas en orden invertido. Aunque esta gráfica fue obtenida después de haberse determinado la falla, es útil para confirmar el análisis realizado.

#### 5.4 EL CASO DEL DISEÑADOR DESCUIDADO

Este ejemplo, entre otras cosas, muestra la conveniencia de conservar - copias de todos los cálculos hechos durante la "vida" del pozo. Si se tienen - disponibles estos cálculos, es fácil revisar lo que se hizo y las bases del di- seño de la instalación.

La información del pozo de este ejemplo se muestra en la tabla 5.2 . El problema fue que el pozo no producía el tiempo suficiente para hacer bajar el nivel del fluido por debajo de la segunda válvula. Esta información es mucho - más completa que la que normalmente se dispone, sin embargo, aún tiene dudosa confiabilidad. Por ejemplo, la fracción de agua en septiembre siete fue de 37% y en octubre primero fue de 58%. Este incremento tan rápido es posible, aunque poco probable. La temperatura de fondo fue reportada en septiembre siete de -- 180 °F y en octubre primero de 176 °F . Sin embargo, la temperatura de fondo - no debe variar de esa manera, a menos que ocurra algo drástico o poco usual. - Es palpable que en este caso la diferencia fue debida al uso de dos elementos térmicos diferentes en las mediciones.

Las Figs. 5.7 y 5.8 muestran información de la tabla 5.2 en forma gráfi- ca. Es bastante obvio que la segunda válvula es el punto más profundo de inyec- ción de gas. La Fig. 5.8 indica que la transferencia del punto de inyección ha- cia la tercera válvula había ocurrido, lo cual no era cierto. Dos cosas podían estar dando origen a esta situación. La primera, que la tercera válvula por a- lguna razón estuviera cerrada; y la segunda, que la válvula superior estuviera abierta en lugar de estar cerrada, permitiendo el paso de gas.

Hay abundancia de información en cuanto a formas para determinar si las válvulas superiores se encuentran cerradas. Esto por supuesto, considerando -- que la válvula ha estado abierta, según se ha reportado. La ecuación a utili- zarse es:

$$P_{tro} = \frac{[P_c (1 - A_p/A_b) + P_t (A_p/A_b)] C_t}{1 - A_p/A_b} \dots (5.4)$$

Los valores conocidos incluyen la presión de apertura de la válvula --- (P<sub>tro</sub>), las características de la válvula (A<sub>p</sub>/A<sub>b</sub>), C<sub>t</sub> a partir de la temperatu

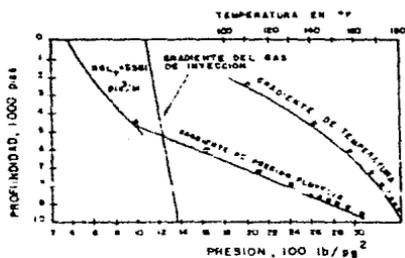


Fig. 5.7 EN UNA PRUEBA DE PRESION EN ESTE POZO TERMINADO CON TP DE  $3\frac{1}{4}$ , SE OBTUVO UN GASTO DE - 474 bl/dia (39 % de Agua) ESTE ANALISIS INDICO QUE LA 2ª VALVULA ERA EL PUNTO MAS PROFUNDO DE INYECCION DE GAS.

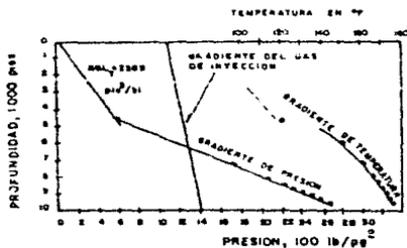


Fig. 5.8 EN ESTA 2ª PRUEBA REALIZADA EN EL MISMO POZO DE LA FIG. 5.7 SE OBTUVO UN GASTO DE 650 bl/dia CON 58% DE AGUA SIN EM-BARGO, EL GAS SEGUIA ALCANZANDO SOLO LA 2ª VALVULA

Fecha de la prueba	7 de Septiembre	1º de Octubre
Presión en la TP (lb/pg <sup>2</sup> )	400	110
Presión en la TR (lb/pg <sup>2</sup> )	1100	1140
Producción bruta (bl/día)	494	650
Aceite (bl/día)	300	276
Agua (bl/día)	194	374
RGL total (pie <sup>3</sup> /bl)	3581	2389
Fracción de agua	0.39	0.58

Profundidad (pies)	Diámetro del asiento (pg)	Ptro. (lb/pg <sup>2</sup> )	7 de Septiembre		1º de Octubre	
			Pt (lb/pg <sup>2</sup> )	Temperatura (°F)	Pt (lb/pg <sup>2</sup> )	Temperatura (°F)
2400	1/4	1065	670	110	-	-
4500	1/4	1080	986	141	629	120
6050	1/4	1095	1611	157	1321	152
7200	5/16	1200	2095	166	1723	162
7950	5/16	1215	2406	171	2077	167
8400	5/16	1220	2579	174	2225	170
8600	5/16	1220	2665	175	2310	171
8800	5/16	1220	2744	176	2416	172
9000	5/16	1220	2832	177	2501	173
9200	5/16	1220	2921	178	2564	174
9525	no hay	-	3073	180	2738	176

TP de 3 1/2 pg. de D.E. y TR de 7 pg. de D.E.  
Válvulas de bombeo neumático de 1 pg. de D.E., cargadas con nitrógeno y operadas por presión

TABLA 5.2

ra a la profundidad de colocación de la válvula, y la presión ejercida por la columna de gas (Pc). A partir de esto, la presión ejercida por los fluidos (Pt) o presión requerida en la TP para que la válvula esté cerrada, puede calcularse. La presión medida en la TP debe ser menor que la calculada, para que la válvula esté cerrada. Entonces, sustituyendo valores en la ecuación 5.4 :

Prueba del 7 de septiembre:

$$1065 = \frac{(1160(0.836) + Pt(0.164)) \times 0.903}{0.836}$$

Despejando Pt= 99 lb/pg<sup>2</sup> abs. que es menor a las 670 lb/pg<sup>2</sup> medidas.

Prueba del 1<sup>o</sup> de octubre (como no se midió la temperatura, se estimó en 110 °F).

$$1065 = \frac{(1200(0.836) + Pt(0.164)) \times 0.903}{0.836}$$

Despejando Pt= -105 lb/pg<sup>2</sup> abs.

Siendo Pt negativa, significa que la presión ejercida por la columna de gas (Pc), es suficiente para abrir la válvula.

Una reconstrucción del diseño de la instalación reveló que todas las presiones de apertura de las válvulas estaban bajas. Aparentemente, las válvulas habían sido espaciadas considerando una presión de arranque de 1200 lb/pg<sup>2</sup> y una presión de operación de 1150 lb/pg<sup>2</sup>. El diseño original parecía estar correcto, excepto por una cosa, las presiones de apertura de las válvulas. El diseñador debió haberse equivocado al leer de su gráfica la presión ejercida por el gas en cada válvula. Cada una estaba casi exactamente 100 lb/pg<sup>2</sup> por debajo del valor correcto.

Si el diseño original y los cálculos habían sido conservados, la solución del problema sería simple.

Las presiones de apertura fueron recalculadas, las válvulas reinstaladas y el pozo fue puesto de nuevo a producir, dando 1029 bl/día desde la cuarta válvula.

## 5.5 EL CASO DEL POZO SOBRECALENTADO

El pozo de este ejemplo estaba produciendo 1800 bl/día desde la tercera válvula. Sin embargo, debía ser capaz de producir más del doble. Todos los esfuerzos para conseguir que el pozo produjera desde válvulas más profundas fueron infructuosos. La tabla 5.3 lista la información disponible del pozo.

Una reconstrucción del diseño original de la instalación indicó que en los cálculos había sido usada una temperatura fluyendo en la cabeza del pozo - de 195 °F. También, aparentemente había sido aplicada la práctica acostumbrada, de determinar la temperatura de operación de las válvulas a partir del trazo - de una línea recta que parte desde la temperatura fluyendo en la cabeza del pozo, hasta la temperatura en el fondo del pozo. Esta práctica es perfectamente aceptada en muchas instalaciones, pero no en este caso, debido a la alta temperatura que se tiene en el fondo del agujero.

TABLA 5.3

Flujo anular	TP de 2 7/8 pg. de D.E. y TR de 7 pg. de D.E.
Temperatura de fondo	215 °F a 9000 pies
Presión estática de fondo	2979 lb/pg <sup>2</sup> a 9000 pies
Producción de aceite	1808 bl/día
Índice de productividad	5.2 bl/día/lb/pg <sup>2</sup>
Densidad relativa del gas de inyección	0.875 (aire = 1.0)
Presión del gas de inyección	1300 lb/pg <sup>2</sup>
Presión fluyendo en la cabeza del pozo	200 lb/pg <sup>2</sup>
Válvulas de bombeo neumático de 1 pg. de D.E., cargadas con nitrógeno y operadas por presión.	

Las características del pozo listadas en la tabla 5.3 dieron origen al siguiente diseño:

Profundidad (pies)	Diámetro del asiento de la válvula (pg.)	Pvo (lb/pg <sup>2</sup> )
2500	1/4	1220
4000	1/4	1260
5300	1/4	1275
6450	1/4	1285
7450	1/4	1285
8250	1/4	1285
8950	1/4	1275

Los gradientes de temperatura para diferentes gastos mostrados en la -- Fig. 5.9 fueron desarrollados partiendo de varias temperaturas medidas en el -- campo. Observese la gran variación de la temperatura en la parte superior del agujero, con el cambio en el gasto de producción. A 2000 pies de profundidad, un cambio en el gasto de producción de 2000 bl/día a 4000 bl/día, incrementa -- la temperatura de 152 °F a 184 °F . De este modo, utilizando el último gasto -- de producción para seleccionar la temperatura de operación de las válvulas superiores, resulta en temperaturas de operación demasiado altas.

Considerando que altas temperaturas de operación resultan en bajas presiones de apertura de las válvulas, sería difícil, si no imposible, que las -- válvulas cerraran bajo condiciones de descarga, cuando las temperaturas de operación de éstas son bajas. Las temperaturas de operación de las válvulas para calcular las presiones de apertura, debían ser seleccionadas en base al gasto que se espera produzca el yacimiento y que pueda ser manejado por la válvula -- en cuestión.

La Fig. 5.10 es una gráfica de la instalación que muestra los gradientes de temperatura reales y el gradiente de temperatura de diseño. Los siguientes gastos esperados del yacimiento obtenibles a partir de las tres primeras -- válvulas, pueden estimarse usando el gradiente de presión fluyendo de 0.34 --- lb/pg<sup>2</sup>/pie, la presión mínima ejercida por los fluidos en cada válvula, la presión de inyección, la presión estática, etc.

válvula superior      ——— 0 bl/día  
segunda válvula      ——— 2000 bl/día  
tercera válvula      ——— 3000 bl/día

En seguida se hace una comparación de la temperatura de operación de -- las válvulas determinada a partir del diseño original, con la temperatura obtenida mediante el uso del gasto esperado.

Profundidad (pies)	Temperatura a partir del diseño original (°F)	Temperatura a partir del gasto esperado (°F)
2500	200	140
4000	203	179
5300	207	202
6450	209	209
7450	212	212
8250	214	214
8950	215	215

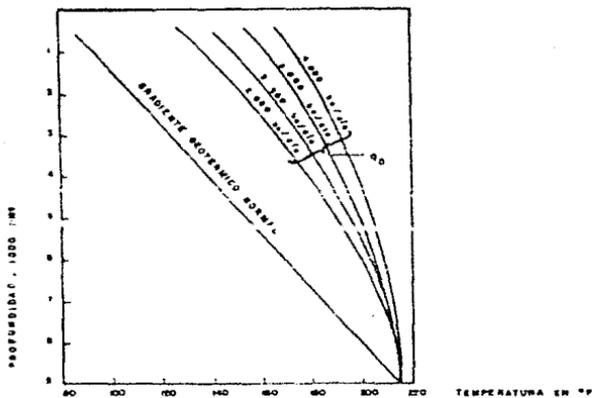


FIG 5.9 GRADIENTES DE TEMPERATURA CONTRA GASTOS DE PRODUCCION, DONDE SE OBSERVA UNA AMPLIA VARIACION EN LA PARTE SUPERIOR DEL AGUJERO EN ESTE POZO EL PROBLEMA RESULTO EN QUE LAS VALVULAS FUERON CALIBRADAS CON -- PRESIONES DE APERTURA MUY BAJAS

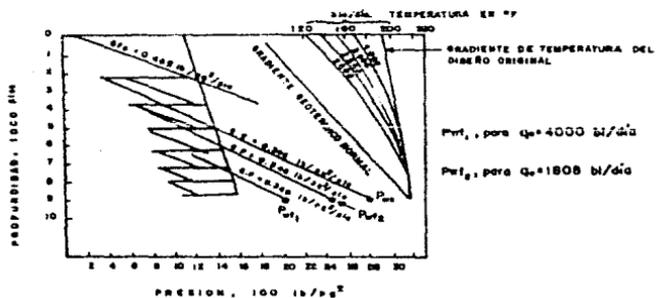


FIG 5.10 GRAFICA QUE MUESTRA LA INSTALACION DEL CASO DEL POZO SOBRECALENTADO, MOSTRANDO LOS GRADIENTES DE TEMPERATURA REAL Y EL DE DISEÑO.

Obsérvese que en este caso sólo se ve afectada la temperatura de las -- tres primeras válvulas. Consecuentemente, solamente fue necesario modificar la presión de apertura de estas mismas válvulas.

La rectificación mencionada quedó como sigue:

Profundidad (pies)	Pvo (lb/pg <sup>2</sup> )
2500	1335
4000	1310
5300	1285

Las tres primeras válvulas fueron recalibradas y el pozo fue puesto a - producir. Dos semanas más tarde la producción era de 4000 bl/día y continuaba incrementándose.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- 1.- Las evaluaciones y modificaciones adecuadas que se hagan en una instalación de bombeo neumático generalmente resultarán en un aumento de la producción, o cuando menos la producción obtenida será la adecuada.
- 2.- La presión y volumen del gas de inyección, la disposición y operación de las válvulas en el pozo, la operación de los dispositivos de inyección del gas, el aparejo de producción, las condiciones de flujo, la contrapresión en el pozo, así como el diseño de la instalación son los puntos críticos que deben cuidarse en una instalación de bombeo neumático. La optimización de cualquiera de estos factores seguramente mejorará la eficiencia de la instalación.
- 3.- El diagnóstico de fallas en instalaciones de bombeo neumático es una cuestión que presenta cierto grado de dificultad, debido a la amplia variedad y condiciones en que se presentan las fallas. Los problemas que se presentan pueden tardar varios días o semanas en resolverse, aunque algunos pueden ser solucionados casi de inmediato. Sin embargo, todos los problemas requieren de un cuidadoso y metódico análisis de la instalación de bombeo neumático.
- 4.- El análisis debe hacerse en forma integral, es decir considerando todos los componentes del sistema de bombeo neumático que ya fueron mencionados. Además, deben tomarse como bases, tanto la información del diseño como la información real de campo y de taller. Y, llevarse a cabo por personal con la capacitación adecuada para realizar esta labor.
- 5.- De los métodos de diagnóstico tratados en este trabajo, los métodos a partir de información superficial, por su misma naturaleza, tienen la ventaja de ser más rápidos y económicos que los métodos subsuperficiales, por lo cual los primeros son los métodos más comúnmente utilizados. Sin embargo, los métodos subsuperficiales son muy útiles, sobre todo en el aspecto de diseño de instalaciones, en la detección de fugas en el aparejo de producción y en la localización de la o las válvulas operantes.

6.- El diagnóstico de fallas en instalaciones de bombeo neumático intermitente por su modo más complicado de operación, requiere de un análisis más cuidadoso que cuando se hace el diagnóstico para bombeo neumático continuo. Tanto los registros superficiales como los subsuperficiales generados en pozos intermitentes, tienen un mayor grado de dificultad en cuanto a su análisis e interpretación.

7.- Por regla general, las instalaciones nuevas suelen funcionar sin contratiempos durante dos o tres años, al cabo de los cuales, en la mayoría de los casos las válvulas se encuentran en buenas condiciones. Aún así, y sin importar las condiciones en que se encuentren, es recomendable reemplazarlas dentro de un plazo prudente. Si cada vez que se reacondiciona el pozo se sacan las válvulas usadas para examinarlas y probarlas, la demora puede costar mucho dinero, ya que el equipo y la reparación se detienen mientras que las válvulas no sean entregadas. Por esto, en la mayoría de los casos resulta más práctico y económico colocar válvulas nuevas, las cuales son garantía de buen funcionamiento, al menos durante algún tiempo.

8.- Si las válvulas son revisadas en la superficie una vez removidas del pozo, deben lavarse con agua para eliminar los residuos de lodo y demás materias extrañas. Dentro del pozo, una determinada válvula puede funcionar correctamente pero una vez sometida a la acción del fluido de control tal vez falle aún sin estar dañada, debido a que pueden haberse formado depósitos sólidos en las partes móviles. Casi siempre lo indicado es enviar las válvulas usadas al taller de instrumentos para ser probadas y recalibradas, lo cual siempre debe hacerse antes de reinstalarlas.

9.- La producción de una instalación de bombeo neumático seguramente aumentará si se realizan las evaluaciones y modificaciones adecuadas. Los controles y las mediciones del sistema deben hacerse continuamente una vez que éste haya sido instalado. Cada pozo debe probarse dos veces al mes para determinar su producción de aceite, agua y gas, el volumen de gas empleado y las presiones en las tuberías de revestimiento y producción.

10.- Mientras que el pozo produzca satisfactoriamente, cada seis meses deben efectuarse estudios sobre la temperatura y presión de flujo. Además, debe considerarse la variación del índice de productividad y de la misma temperatura y presión de flujo, a fin de tener datos en el caso de que se requiera un reacondicionamiento de la instalación. Una semana después de haberse hecho una re instalación, debe repetirse el análisis para evaluar la eficiencia de la misma. Finalmente, debe evaluarse la eficiencia total del sistema, por lo menos una vez al año y cada vez que la producción decline significativamente.

11.- Como ya se mencionó, los ejemplos que se presentan en este trabajo no representan la totalidad de los casos posibles, por lo que si se desea consultar acerca de un caso que aquí no aparezca, puede consultarse la bibliografía que se cita en este mismo trabajo.

## NOMENCLATURA

- Ab = Area efectiva del fuelle ( $\text{pg}^2$ ).
- Ap = Area del asiento de la válvula ( $\text{pg}^2$ ).
- BN = Bombeo Neumático.
- C<sub>t</sub> = Factor de corrección por temperatura (adimensional).
- D = Profundidad (pies).
- D.E. = Diámetro exterior (pg).
- D.I. = Diámetro interior (pg).
- Fc = Frecuencia del ciclo (seg/ciclo).
- Ga = Gradiente de presión arriba del punto de inyección ( $\text{lb/pg}^2/\text{pie}$ ).
- Gb = Gradiente de presión abajo del punto de inyección ( $\text{lb/pg}^2/\text{pie}$ ).
- GE = Gradiente estático ( $\text{lb/pg}^2/\text{pie}$ ).
- GF = Gradiente fluyendo ( $\text{lb/pg}^2/\text{pie}$ ).
- G<sub>fc</sub> = Gradiente del fluido de control ( $\text{lb/pg}^2/\text{pie}$ ).
- J = Índice de productividad ( $\text{bl/día}/\text{lb/pg}^2$ ).
- Pbs = Presión bajo la válvula de pie ( $\text{lb/pg}^2$ ).
- Pc = Presión en la tubería de revestimiento ( $\text{lb/pg}^2$ ).
- Pd = Presión en el domo ( $\text{lb/pg}^2$ ).
- Pi = Presión de inyección ( $\text{lb/pg}^2$ ).
- Pm = Presión mínima ( $\text{lb/pg}^2$ ).
- Ps = Presión de separación ( $\text{lb/pg}^2$ ).
- Pso = Presión superficial de apertura ( $\text{lb/pg}^2$ ).
- Pt = Presión en la tubería de producción ( $\text{lb/pg}^2$ ).
- Pt<sub>ro</sub> = Presión de apertura en el taller ( $\text{lb/pg}^2$ ).
- Pth = Presión en la cabeza del pozo ( $\text{lb/pg}^2$ ).
- Pv = Presión en la TP a la profundidad de la válvula ( $\text{lb/pg}^2$ ).
- Pvo = Presión de apertura de la válvula ( $\text{lb/pg}^2$ ).
- Pwf = Presión de fondo fluyendo ( $\text{lb/pg}^2$ ).
- Pws = Presión de fondo estática ( $\text{lb/pg}^2$ ).
- q<sub>l</sub> = Gasto de líquido (bl/día).
- q<sub>o</sub> = Gasto de aceite (bl/día).

- RGL = Relación gas-líquido de la formación ( $\text{pie}^3/\text{bl}$ ).
- $\text{RGL}_i$  = Relación gas-líquido de inyección ( $\text{pie}^3/\text{bl}$ ).
- $\text{RGL}_t$  = Relación gas-líquido total ( $\text{pie}^3/\text{bl}$ ).
- $R_s$  = Relación de solubilidad ( $\text{pie}^3/\text{bl}$ ).
- $S_t$  = Presión equivalente causada por la tensión del resorte ( $\text{lb}/\text{pg}^2$ ).
- $T_v$  = Temperatura a la profundidad de la válvula ( $^{\circ}\text{F}$ ).
- $T_f$  = Temperatura fluyendo ( $^{\circ}\text{F}$ ).
- TP = Tubería de producción.
- TR = Tubería de revestimiento.
- $\Delta P$  = Diferencial de presión ( $\text{lb}/\text{pg}^2$ ).
- $\Delta T$  = Diferencial de temperatura ( $^{\circ}\text{F}$ ).

## BIBLIOGRAFIA

- 1.- Brown Kermit E. " The technology of Artificial Lift Methods " Vol 2A, Petroleum Publishing Co., Tulsa Okla. (1930).
- 2.- Herald W. Winkler and Sidney S. Smith. " CAMCO Gas Lift Manual " CAMCO Incorporated Co., Houston Texas (1962).
- 3.- F. Tuck Focht, " Troubleshooting Gas Lift Wells ", Revista World Oil, Junio de 1981.
- 4.- J.W. Montgomery, " Troubleshooting Gas Lift Wells ", Engineering Practices, Manual No. 7. World Oil, Houston Texas (1964).
- 5.- Gómez Cabrera J.A., " Apuntes de la Materia Producción de Pozos I " U.N.A.M., México D.F. (1984).