



01174 I
201

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO

Facultad de Ingeniería

SISTEMA DE BOMBEO NEUMATICO CON TUBERIA FLEXIBLE EN LA
EXPLOTACION DE POZOS PROFUNDOS.

ADOLFO LUIS GID VAZQUEZ

T E S I S

PRESENTADA A LA DIVISION DE ESTUDIOS DE

POSGRADO DE LA

FACULTAD DE INGENIERIA

DE LA

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

COMO REQUISITO PARA OBTENER

EL GRADO DE

MAESTRO EN INGENIERIA

PETROLERA

CIUDAD UNIVERSITARIA

DICIEMBRE DE 1993.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

I N D I C E

	Pag.
RESUMEN.	1
INTRODUCCION.	2
I. - PROBLEMATICA DE EXPLOTACION EN POZOS PROFUNDOS.	3
I.1 Bombeo mecánico.	4
I.2 Bombeo hidráulico de pistón.	6
I.3 Bombeo hidráulico tipo Jet.	7
I.4 Bombeo electrocentrífugo sumergible.	8
II. - BOMBEO NEUMATICO CONTINUO CON TUBERIA FLEXIBLE.	10
II.1 Bombeo neumático continuo.	10
II.2 Método de Cullender y Smith para el calculo de la presión de inyección del gas en el fondo.	11
II.3 Flujo multifásico en tuberías verticales y espacio anular.	12
II.4 Válvulas y mandriles de bombeo neumático para tubería flexible.	15
II.5 Procedimiento de diseño de la tubería flexible.	16
II.6 Metodología para el diseño del bombeo neumático empleando la tubería flexible.	19
III. - PROCEDIMIENTO DE INSTALACION DE LA TUBERIA FLEXIBLE APLICADA AL BOMBEO NEUMATICO.	21
III.1 Introducción a la tubería flexible.	21
III.1.1 Generalidades.	22
III.1.2 Características de la tubería flexible.	22
III.2 Colgadores para tubería flexible.	23
III.2.1 Tipos de colgadores.	23
III.3 Instalación de la tubería flexible aplicada al bombeo neumático.	25
IV. - DISEÑO DE UNA INSTALACION DE BOMBEO NEUMATICO CON TUBERIA FLEXIBLE.	33
IV.1 Ejemplo de aplicación y análisis del bombeo neumático con tubería flexible en tubería de producción de 3.50 pg.	33

IV.2 Análisis del bombeo neumático con tubería flexible en tubería de producción de 4.50 pg.	39
V.- ANALISIS COMPARATIVO ENTRE EL BOMBEO NEUMATICO CONVENCIONAL Y EL BOMBEO NEUMATICO CON TUBERIA FLEXIBLE.	41
V.1 Análisis del bombeo neumático convencional a diferentes presiones de inyección, profundidades del empacador y diámetros de tubería.	41
V.2 Diferencia de producción y costo entre el bombeo neumático con tubería flexible y bombeo neumático convencional.	42
VI.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	45
NOMENCLATURA.	48
REFERENCIAS.	49
APENDICE I. TABLAS Y FIGURAS.	51
APENDICE II. METODO DE CULLENDER Y SMITH.	87

RESUMEN

Esta tesis muestra el uso de la tubería flexible aplicada en una instalación especial de bombeo neumático empleando válvulas y mandriles especiales en la tubería flexible. Así mismo se realiza una discusión de los parámetros de diseño, componentes y resultados obtenidos al contemplar este sistema artificial de producción para los pozos profundos localizados en la Zona Sureste.

El bombeo neumático con tubería flexible, se debe considerar como un primer intento y una SOLUCION TEMPORAL para resolver la explotación de pozos profundos que producen aceite volátil, con alta relación gas-aceite, a altas presiones de fondo y con un buen nivel estático (de 0 a 1000 mts. con respecto a la superficie).

La característica más importante de esta aplicación es que el sistema se puede instalar sin necesidad de controlar el pozo, únicamente con unidad de servicio de tubería flexible, realizando dicho trabajo en un día, lo que es un ahorro considerable en costos ya que no se requiere de un equipo convencional de reparación, aparte de que se evita dañar a la formación al no controlar el pozo con algún tipo de fluido.

Las modificaciones que se hacen al árbol de válvulas son mínimas y su instalación es muy sencilla.

Para la aplicación del sistema se requiere de un volumen de inyección de gas relativamente bajo (300000 pies³/día), debido a que la mayoría de los pozos que se encuentran en la zona antes mencionada tiene altas RGA y por consecuencia, al inyectar el gas se presenta el gradiente mínimo enseguida.

El diseño de este sistema se aplicó al pozo Bellota 12 que viene siendo un pozo típico de la Zona Sureste y con el cual se obtienen buenos resultados teóricamente, comparándolo con el bombeo neumático convencional. Posteriormente, se hace un análisis general con diferentes curvas de IPR.

INTRODUCCION

En la actualidad los pozos que se perforan son cada día más profundos, como es el caso en la Zona Sureste, donde llegan a tener una profundidad de 5500 a 6000 mts. por lo que al terminar su vida productiva en forma natural, es necesario instalar un sistema artificial de producción para continuar su explotación, ya que dichos pozos cuentan con altas presiones de fondo, niveles estáticos someros e índices de productividad altos por lo general.

De los sistemas artificiales conocidos como son el bombeo mecánico, bombeo hidráulico (Jet y Pistón), bombeo electrocentrifugo sumergible y el bombeo neumático, se debe de elegir el que proporcione los mejores resultados en el levantamiento de líquidos, lo cual no es fácil de determinar, ya que por la profundidad, estado mecánico del pozo, temperatura, RGA, propiedades de los fluidos, presencia de H₂S y CO₂, así como por las presiones de fondo, el sistema a elegir en estos casos es difícil de determinar.

Debido a lo anterior dichos sistemas se encuentran fuera de las condiciones de operación normal, por lo tanto, una solución a CORTO PLAZO sería el bombeo neumático con tubería flexible, equipada con válvulas, el cual consiste en inyectar el gas a través de la tubería flexible hasta el punto de inyección más conveniente y producir el fluido del pozo por el espacio anular, entre la tubería de producción y la tubería flexible.

El sistema propuesto se ha aplicado con éxito en Alabama, EUA, como una alternativa para desalojar agua o condensados en pozos de gas en la Cuenca de Black Warrior en 1984⁽²⁷⁾, pero no se utilizan válvulas de bombeo neumático, sino que se inyecta el gas hasta el extremo inferior de la tubería flexible. Actualmente un gran número de pozos en esta cuenca tienen instalado este tipo de sistema, logrando resultados satisfactorios⁽²⁸⁾.

Posteriormente este tipo de instalación se hizo extensivo a pozos de gas que habían dejado de fluir debido a la columna de líquidos que se forma en la tubería de producción, por lo que se optó por la introducción de la tubería flexible sin inyección de gas, reduciendo

así el área de flujo, incrementándose la velocidad del gas y la capacidad de transportar líquidos como lo señalan Wosson, H.R. Jr y Skurman, J.⁽²⁹⁾, siendo algo diferente al anterior pero colgando la tubería flexible para solucionar el problema.

De Ghetto, G.⁽³⁰⁾ realizó en 1990 pruebas con la unidad de tubería flexible inyectando N₂ en pozos productores de aceite que no pueden aportar en forma natural, con la intención de estimar el índice de productividad así como para verificar la respuesta del pozo a diferentes profundidades de inyección y volúmenes de N₂.

Peavy, M.A. y Fhael, R.A.⁽⁴⁴⁾ realizaron pruebas a pozos de aceite muy viscoso, utilizando también la unidad de tubería flexible, inyectando N₂ a diferentes profundidades y volúmenes, primero como si se tratara del bombeo neumático y posteriormente instalando una bomba Jet en el extremo de la tubería flexible inyectando diesel y agua caliente, obteniendo resultados satisfactorios.

Para realizar el diseño del bombeo neumático con tubería flexible, se eligió un pozo de la Zona Sureste, representativo de los campos productores de dicha zona y que tiene alta RGA como es el Bellota 12 (ver TABLA I), al hacer dicho diseño se expone la metodología usada así como los elementos que se requieren para su funcionamiento.

Posteriormente, se hace un análisis general para observar el comportamiento del bombeo neumático con tubería flexible, con respecto al bombeo neumático convencional, para diferentes curvas de IPR y así tener un panorama más amplio de este sistema utilizando tuberías de producción de 3.50 y 4.50 pg. que son las que se encuentran instaladas por lo general en los pozos de la zona de interés.

Cabe aclarar, que en México, no se ha realizado ninguna prueba de campo con este sistema y además no se cuenta con una metodología establecida para su diseño.

I.- PROBLEMATICA DE EXPLOTACION DE POZOS PROFUNDOS.

Cuando la presión de un yacimiento ya no es suficiente para vencer la columna hidrostática en los pozos o cuando ya no es rentable explotarlo en forma natural, es necesario utilizar algún sistema de explotación artificial para mantener la producción dentro de límites económicos. La transmisión de energía a los fluidos varía de acuerdo al sistema que se vaya a utilizar.

En la actualidad, las condiciones para instalar un sistema artificial de producción son cada vez más críticas, debido a las mayores profundidades de los pozos, lo que implica condiciones de operación con altas presiones y temperaturas, lo cual para algunos sistemas dichas condiciones se encuentran fuera del rango de una operación normal.

Así mismo se pueden presentar otros problemas adicionales, lo cual depende del yacimiento a explotar como son aceites viscosos, altas RGA, presencia de parafina o asfaltenos, alto contenido de H₂S y CO₂, etc., lo que hace más problemática la instalación de un sistema; otro factor importante es el estado mecánico del pozo, ya que si el aparejo del sistema artificial no se puede instalar, es necesario hacer alguna modificación a dicho aparejo, en caso de no tenerse otro sistema como alternativa.

Hoy en día en la Zona Sureste se cuenta con varios campos que tienen pozos profundos (5500 a 6000 mts.) como son Cárdenas, Bellota, Mora, Jolote, Sen, Jujo, Edén, Chipilín y Tecominoacán por mencionar algunos; de los cuales Cárdenas, Mora, Bellota y Edén empezaron su explotación a principios de los años 80' a un ritmo de producción muy alto. Algunos pozos llegaron a producir 12000 bl/día, por tubería de producción y espacio anular.

Lo anterior, originó una declinación en la presión del yacimiento muy pronunciada, trayendo como consecuencia el pronto abatimiento de la producción en los pozos, dejando de fluir en 7 u 8 años con la energía propia del yacimiento, quedando cerrados por presiones igualadas (presión en la cabeza del pozo = presión en la línea de descarga) con un nivel de aceite promedio de 1000 mts.

En la actualidad, estos pozos requieren de un análisis detallado para definir el sistema artificial de producción más conveniente para continuar con su explotación.

Los campos señalados anteriormente, además de que tienen la particularidad de que son profundos, las propiedades de sus fluidos son parecidas, como por ejemplo la densidad promedio del aceite es de 39 °API, las concentraciones de H₂S y CO₂ son del orden de 2 a 5% mol, las RGA son altas (300 a 600 m³/m³), el estado mecánico es semejante variando generalmente en el diámetro de la tubería de producción que normalmente es de 4.5 ó 3.5 pg. y altas temperaturas, llegando a alcanzar algunos de ellos hasta 80 °C en la cabeza del pozo y 175 °C en el fondo.

Los sistemas artificiales de producción existentes como son, el bombeo mecánico, el bombeo hidráulico (Jet y Pistón) y el bombeo electrocentrífugo cuentan con varios factores desfavorables para lograr una operación eficiente, tales como altas temperaturas, pozos profundos, altas Relaciones Gas-Aceite, presencia de CO₂ y H₂S y el estado mecánico del pozo.

A continuación se presentan las desventajas de los sistemas artificiales de producción que pudieran considerarse para continuar con la explotación de los campos antes mencionados.

I.1 BOMBEO MECANICO.

Para el bombeo mecánico^(8,20,21,22) un factor en extremo desfavorable para lograr una operación eficiente del sistema, es la alta relación gas-aceite con la que actualmente producen los pozos de la Zona Sureste, lo que origina una eficiencia volumétrica baja en la bomba, debido a que el gas libre disminuye el volumen disponible del líquido en dicha bomba.

Por lo anterior cabe señalar que en el año de 1986 Schmidt Z. y Doty D.R.⁽²⁰⁾ realizaron pruebas con relaciones gas-aceite de 200 pies³/bl (35.6 m³/m³) y 300 pies³/bl (53.4 m³/m³) considerando estos valores altos en el manejo de gas en la bomba, aún usando un separador de gas; concluyendo que, para que haya una buena eficiencia

en el separador se requiere de presiones bajas, que las burbujas de gas sean largas o grandes, la densidad del gas baja y que la velocidad del líquido sea pequeña, condiciones que no se encuentran en los pozos de los campos antes mencionados.

Otro factor en contra, es el alto contenido de H_2S el que ocasiona severa corrosión a las varillas de succión, cubriéndose por una delgada capa negra de sulfuro de hierro que también es altamente corrosiva. La corrosión produce un debilitamiento en el material, causando a futuro una rotura en las varillas.

Algo semejante sucede con el CO_2 ⁽²²⁾ el cual en combinación con el agua forma el ácido carbónico que también es corrosivo. Este problema se puede solucionar usando varillas de succión con aleación especial pero a un costo mayor.

La profundidad es otro factor determinante en el bombeo mecánico, ya que en un estudio⁽¹⁹⁾ realizado para el tipo de pozos que se mencionaron anteriormente, se encontró que a mayor profundidad de la bomba el gasto de aceite disminuye considerablemente, aparte se incrementa la carga y por consiguiente el esfuerzo en las varillas. Los cálculos realizados se hicieron para diferentes profundidades de la bomba (desde 500 hasta 2500 mts.), el gasto máximo se determinó empleando la unidad de bombeo de mayor capacidad disponible en el mercado (Lufkin Mark II-1280-427-216), se utilizó la sarta de varillas de menor peso y de mayor resistencia a la tensión (varillas Electra de 50000 lb/pg² de esfuerzo máximo a la tensión) y la eficiencia de la bomba se consideró del 100 %. El estudio de estos pozos demuestra que la aplicación de bombeo mecánico deja de ser atractivo a profundidades mayores a los 3000 mts.

I.2 BOMBEO HIDRAULICO DE PISTON.

En el bombeo hidráulico de pistón^(9,10,21), la profundidad y las altas temperaturas no lo afectan, pero el problema principal que enfrentaría sería la cantidad de gas libre presente a la succión de la bomba, lo que reduciría considerablemente la eficiencia de ésta, ya que el gas origina una reducción en la capacidad de manejo de líquidos.

Por lo tanto, se considera indispensable idear la forma más

conveniente de separar el gas libre de la corriente de líquido antes de que éste entre a la bomba; esto en el caso que se pudiera instalar éste sistema, ya que para ventear el gas se requiere de una tubería extra, por lo que se necesitan tamaños de tuberías de revestimiento grandes (mínimo de 7 ⁵/₈ pg.).

Sin embargo, en el caso de los pozos profundos localizados en la Zona Surete, sería problemático instalar este sistema en la mayoría de ellos, abajo de los 3000 mts. aproximadamente, en virtud de que a esa profundidad se encuentra la boca del Liner de 5 pg., por consiguiente el espacio se reduce y la instalación del sistema se complica en caso de querer profundizar en el Liner de 5 pg.; de poder instalar este sistema dentro del Liner antes mencionado, se podría explotar hasta la presión de abandono pero a bajos gastos.

I.3 BOMBEO HIDRAULICO TIPO JET.

Por lo que se refiere al bombeo hidráulico con bomba tipo Jet^(6,10,21), la eficiencia del sistema es relativamente baja y puede llegar a valores críticos si la cantidad de gas libre que maneja la bomba es alta, ya que se puede presentar el fenómeno de cavitación en la cámara de mezclado, originando daños severos dentro de ella.

Por otra parte, para que la bomba Jet opere con buena eficiencia y pueda evitarse el problema de cavitación, es necesario que la bomba se instale con una sumergencia aproximada de 30%⁽²¹⁾ del levantamiento total del líquido y que, la presión de vapor (Pv) sea mínima⁽⁸⁾ a la entrada de la cámara de mezclado de la bomba. Esto significa que la bomba Jet, requiere de pozos con alta presión de fondo fluyendo, por lo que, con este sistema se tendrá problemas al ir disminuyendo la presión del yacimiento y se requerirá de otro sistema para seguir la explotación hasta la presión de abandono.

Así mismo, se requiere de tuberías de revestimiento grandes (mínimo de 7 ⁵/₈ pg.) debido a las dimensiones de la sarta para este tipo de sistema.

I.4 BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO SUMERGIBLE.

En el bombeo electrocentrífugo sumergible^(9,21), la presencia de grandes volúmenes de gas a la succión de la bomba es crítico, ya que una bomba centrífuga no está diseñada para bombear gas, por lo que su presencia afecta considerablemente la eficiencia de la misma.

El comportamiento real de las bombas centrífugas, se aparta completamente de sus curvas características cuando la cantidad de gas que manejan excede el 10% del volumen total de la mezcla, ya que dichas curvas han sido elaboradas para 100% de agua de densidad igual a 1 gr/cm^3 .

Para disminuir este problema los fabricantes de equipo electrocentrífugo han desarrollado separadores de gas, con principios de operación diferentes; sin embargo, su funcionamiento es muy discutible, ya que dentro de las especificaciones del equipo no se reporta su eficiencia para condiciones específicas de operación. Sin embargo, existen referencias donde estos separadores han funcionado bien, así como el equipo electrocentrífugo, por ejemplo en los pozos del campo Mubarras en los Emiratos Arabes Unidos⁽²⁰⁾ donde las RGA varían de 410 pies³/bl ($62 \text{ m}^3/\text{m}^3$) a 806 pies³/bl ($123 \text{ m}^3/\text{m}^3$), la temperatura promedio de fondo es del orden de 122°C y la profundidad general de los pozos es de aproximadamente 10000 pies (3048 mts.), teniendo las bombas subsuperficiales un promedio de vida de 774 días (2.1 años).

Otro caso se presenta en Indonesia⁽²⁴⁾, donde existen más de 100 pozos con este sistema en el área de Arimbi y aquí las condiciones son más favorables teniendo pozos someros (4500 a 5000 pies), RGA de 250 pies³/bl ($45 \text{ m}^3/\text{m}^3$) en promedio, relaciones agua-aceite del 50% y aceites con densidad de 22°API (0.92); todo lo anterior favorece enormemente al bombeo electrocentrífugo.

Otro factor adverso en este sistema es la profundidad, ya que la temperatura de los fluidos, estando a la profundidad de la bomba, puede exceder el valor recomendado para la operación del motor. Lo cual trae como consecuencia que las propiedades dieléctricas de los materiales aislantes del motor y del cable de potencia, se degraden a un ritmo mayor a altas temperaturas, ocasionando fallas frecuentes del sistema

por corto circuito.

No obstante lo anterior, se considera que el bombeo eléctrico puede operar regularmente, siempre que las condiciones de temperatura del cable y motor no excedan las especificaciones para su normal operación y, si el volumen de gas que maneja la bomba es inferior al 10% del volumen total, sin embargo lo anterior resulta difícil en los pozos profundos de la Zona Sureste antes mencionados, debido sobre todo a las altas RGA y temperaturas que manejan.

El bombeo electrocentrífugo requiere de tuberías de revestimiento grandes como el bombeo hidráulico, sin embargo la presencia de la tubería corta (LINER) de 5 pg., limita considerablemente su aplicación.

En vista de la dificultad de aplicar los sistemas de explotación artificial antes mencionados, se considera conveniente analizar la posibilidad de aplicar el bombeo neumático con tubería flexible, debido a que en la actualidad se encuentran pozos cerrados desde hace 5 o 6 años con un buen nivel estático, presiones de fondo grande y un alto índice de productividad; los cuales no han podido continuar su explotación con algún sistema artificial de producción debido a los problemas antes mencionados.

II.- BOMBEO NEUMATICO CONTINUO CON TUBERIA FLEXIBLE.

La aplicación de bombeo neumático con tubería flexible, es una solución a corto plazo, de acuerdo a las necesidades actuales que se requieren para continuar la explotación de pozos profundos, los cuales, por los problemas mencionados en el capítulo anterior, no pueden ser explotados con los sistemas artificiales de producción convencionales.

El principio de este sistema consiste en colgar la tubería flexible con válvulas de bombeo neumático intercaladas en la sarta, para realizar un bombeo continuo de gas a través de la tubería flexible y aligerar la columna de fluidos, manteniendo así el pozo en producción, Fig.1.

Para el diseño de este sistema se recomienda utilizar métodos que estén respaldados por una base teórica, como son: el método de Cullender y Smith⁽¹³⁾, en el cálculo del gradiente de presión del gas de inyección en la tubería flexible, la correlación de flujo multifásico a utilizar en el cálculo de las caídas de presión en el espacio anular, en este caso en particular la de Hagedorn y Brown⁽¹⁸⁾ y la ecuación de Thornhill-Craver, para el cálculo del diámetro del orificio de la válvula de bombeo neumático. Además, es indispensable conocer el funcionamiento del equipo a manejar.

A continuación se presentan los métodos a utilizar en el diseño, así como el tipo de válvula y mandril de bombeo neumático que pueden interconectarse en la tubería flexible.

II.1 BOMBEO NEUMATICO CONTINUO.^(?)

El bombeo neumático, es un medio de levantamiento de fluidos que requiere el uso de gas a presiones relativamente altas (250 lb/pg² mínimo) para elevar desde el fondo del pozo hasta la superficie el volumen de aceite aportado por la formación productora.

Bombeo neumático continuo.

Este método consiste en inyectar un cierto volumen continuo

de gas a alta presión dentro de la tubería de producción, para aligerar la columna de fluido dentro del pozo, hasta lograr una reducción de la presión de fondo que permita obtener el gasto deseado. Para realizar ésto se utiliza una válvula de diseño especial, la cual inyecta el gas en el punto de inyección previamente determinado de acuerdo a la presión del gas de inyección disponible en la superficie.

Producciones mayores a 20000 bl/día se pueden lograr con el sistema de bombeo neumático en pozos de alto índice de productividad y en donde puedan instalarse tuberías de producción de gran diámetro.

Para el cálculo de las caídas de presión, generadas por el gas de inyección en la tubería flexible, se requiere de un método que nos permita obtener el comportamiento del gas a incrementos de profundidades diferentes hasta el fondo del pozo, ya que con los diámetros pequeños de la tubería flexible las caídas de presión son mayores, por lo que se recomienda utilizar el método que a continuación se presenta.

II.2 METODO DE CULLENDER Y SMITH PARA EL CALCULO DE LA PRESION DE INYECCION DEL GAS EN EL FONDO. ^(11,12,13)

Este método, permite calcular las caídas de presión a través de tuberías verticales, horizontales e inclinadas cuando fluye gas en una sola fase, para cualquier diámetro, tomando en cuenta los cambios de temperatura entre la entrada y salida del flujo, una rugosidad absoluta de 0.0006 pg. y la viscosidad del gas.

El procedimiento de cálculo consiste en dividir el pozo en dos segmentos iguales de longitud, $H/2$, encontrando la presión media (P_{mf}) y usando este valor, la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) es obtenida, según el autor; sin embargo, el método se usó para incrementos de profundidad diferentes, realizando el procedimiento original para cada intervalo y, considerando la presión de fondo fluyendo así como la temperatura de fondo resultantes, los datos de entrada para el siguiente intervalo, hasta llegar a la profundidad deseada.

Para la presión de inyección en el fondo, se requiere hacer negativos unos valores en el procedimiento, (la derivación del método se ve en el APENDICE II).

$$P_{mf} = P_{tf} + \frac{18.75 \gamma_g H}{I_{mf} + I_{tf}} \quad (2.2.1)$$

$$P_{wf} = P_{mf} + \frac{18.75 \gamma_g H}{I_{wf} + I_{tf}} \quad (2.2.2)$$

El cálculo del gradiente de presión del gas es muy importante, ya que los diámetros internos de la tubería flexible son pequeños y por consiguiente, al incrementarse el volumen de gas las caídas de presión son mayores.

Una vez realizado el cálculo anterior, se requiere calcular las caídas de presión en el espacio anular, entre la tubería flexible y la tubería de producción, de tal forma que el fluido producido al inyectar el gas, requiere de una correlación de flujo multifásico.

II.3 FLUJO MULTIFASICO EN TUBERIAS VERTICALES Y ESPACIO ANULAR. ^(17,18)

Debido a que el pozo en que se instale el bombeo neumático con tubería flexible, va ha producir por el espacio anular, entre la tubería de producción y la tubería flexible, es necesario aplicar alguna correlación de flujo multifásico por espacio anular en tuberías verticales.

La importancia de la evaluación de las caídas de presión en la tubería vertical, se debe a que la mayor proporción de la presión disponible para llevar los fluidos del yacimiento hasta los separadores se consume en dicha tubería.

Las diversas correlaciones existentes para el cálculo de distribuciones de presión con flujo multifásico, pueden clasificarse en tres tipos:

- 1) No se considera resbalamiento entre las fases. La

densidad de la mezcla se obtiene en función de las propiedades de los fluidos, corregidas por presión y temperatura. Las pérdidas por fricción y los efectos del colgamiento se expresan por medio de un factor de fricción correlacionado empíricamente. No se distinguen patrones de flujo. Dentro de este tipo están incluidos los métodos de Poettman y Carpenter, Fancher y Brown, y Baxendell y Thomas.

2) Se toma en cuenta el resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se calcula utilizando el concepto de colgamiento. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades combinadas del gas y líquido. No se distinguen regímenes de flujo. El método de Hagedorn y Brown cae dentro de este tipo de correlaciones.

3) Se considera resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se determina mediante el colgamiento. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades del fluido en la fase continua. Se distinguen diferentes patrones de flujo. Las principales correlaciones que caen dentro de esta clasificación son: Duns y Ros, Orkiszewski, Aziz, Beggs y Brill, Chierici, Gould y Tek, etc.

Para calcular las caídas de presión ocasionadas por el flujo en dos fases se seleccionó el método de Hagedorn y Brown⁽¹⁸⁾.

La razón por la que se eligió la correlación antes mencionada es que ésta se desarrolló empleando fluidos de baja densidad, altas relaciones gas-líquido y tuberías de diámetro pequeño, condiciones que se tendrán en los pozos de la Zona Sureste al aplicarse el sistema artificial de producción en cuestión. Por lo anterior, se espera que la correlación de Hagedorn y Brown represente con mayor aproximación las caídas de presión que se tienen en la tubería de producción.

Más aún, en la mayoría de los diseños para inducir pozos con tubería flexible, inyectando N₂, se utiliza dicha correlación obteniendo resultados satisfactorios⁽¹⁶⁾.

FLUJO MULTIFASICO EN EL ESPACIO ANULAR.

En la aplicación del bombeo neumático con tubería flexible,

el flujo del pozo es a través del espacio anular formado por la tubería de producción y la tubería flexible, por lo que se requiere de los conceptos del flujo multifásico por espacio anular para realizar parte del diseño.

Los métodos mencionados pueden aplicarse al flujo multifásico por el espacio anular. Para esto basta sustituir el diámetro de la tubería por el diámetro hidráulico (dh) y considerar el Área anular (Ap) en lugar de área de la tubería:

La relación es :

$$dh = \frac{4 \text{ Área de sección de tubería}}{\text{perímetro mojado}} \quad (2.3.1)$$

$$Ap = \frac{\pi (dci^2 - dte^2)}{4} \quad (2.3.2)$$

donde,

dci = diámetro interior de la tubería de revestimiento, pg.

dte = diámetro exterior de la tubería de producción, pg.

Para un conducto anular:

$$dh = \frac{\frac{4 \pi}{4} (dci^2 - dte^2)}{\pi (dci + dte)} = dci - dte \quad (2.3.3)$$

Para el flujo por el espacio anular se ha considerado que el concepto de diámetro hidráulico es válido, cuando el diámetro exterior de la tubería de producción entre el diámetro interior de la tubería de revestimiento es menor de 0.3 ($dte/dci < 0.3$).

El concepto de diámetro hidráulico, esta justificado para el cálculo de las caídas de presión en el espacio anular, para el diseño del bombeo neumático con tubería flexible.

II.4 VALVULA Y MANDRILES DE BOMBEO NEUMATICO PARA TUBERIA FLEXIBLE.

Para que un sistema de bombeo neumático pueda diseñarse correctamente es necesario que la válvula de bombeo neumático tenga las características adecuadas.

La industria del bombeo neumático ha categorizado las válvulas dependiendo de cual presión (TP o TR) tiene mayor efecto en la apertura de la válvula. Esta sensibilidad es determinada por el mecanismo de la válvula.

De acuerdo con la guía de compatibilidad para válvulas de bombeo neumático, accesorios subsuperficiales de control y mandriles, proporcionados por una compañía de servicio^(P), la válvula que conviene utilizar es la J-40, Fig.2, la cual presenta un diámetro externo de 1 pg. y adicionalmente lleva una válvula check del tipo B-1, Fig.3. La válvula check se acopla a la válvula de bombeo neumático antes de instalarla en el mandril.

El mandril apropiado para esta aplicación, es uno de diseño especial el cual puede interconectarse con la tubería flexible por medio de conectores de cuñas, como se muestra en la Fig.4. La válvula de bombeo neumático junto con el check ya acoplado se introducen en el interior del mandril.

Datos del mandril:

Máximo diámetro externo (pg.)	2.069
Tensión mínima (lbs.)	31060
Longitud (pg.)	40.875
Orificio en el mandril (pg.)	0.767
Presión de trabajo (psi)	5000

La tubería flexible es uno de los elementos más importantes del sistema, por lo que su diseño es un factor determinante para el armado de las válvulas y mandriles de bombeo neumático.

II.5 PROCEDIMIENTO DE DISEÑO DE LA TUBERÍA FLEXIBLE.⁽⁹⁾

Para el armado de una sarta de tubería flexible, se cuenta con un diseño previo en el que se especifican las longitudes de tubería de cada espesor, en el diseño de sargas se toman en cuenta varios factores, entre los que se tienen; profundidad de trabajo en el pozo, peso de la tubería flexible, punto de cedencia y factor de seguridad a la tensión.

Para realizar el diseño, se acostumbra emplear tubería con un espesor de pared máximo en el núcleo del carrete de la unidad de servicio, donde va enrollada la tubería flexible, disminuyendo este espesor hasta llegar al mínimo. De esta manera la tubería en la parte superior de la sarta tiene una capacidad de carga mayor que en el resto de la tubería. En caso de que sea necesario tensionar por atoramiento en algún punto, dicha parte superior es la que sufre mayor esfuerzo a la tensión.

En el diseño de la tubería flexible primero se calculan las tuberías de fondo, realizando el siguiente procedimiento:

- 1) Seleccionar el diámetro de la tubería flexible con el que se desea trabajar.

- 2) Proporcionar la longitud de la tubería.

- 3) Dependiendo de la longitud de la tubería se proporciona el margen al jalón (rango de seguridad), que viene siendo de 4000 lbs. si la unidad es chica (opera hasta los 4500 mts.) y de 6000 lbs. si la unidad es grande (opera hasta los 7000 mts.), lo anterior, debido a que la cabeza inyectora de la unidad es la que soporta todo el peso, más el esfuerzo que se genere por tensionar la tubería debido a problemas que se presenten durante la operación.

- 4) De la TABLA II, se toma el valor de cedencia mínima que corresponde al espesor de pared mínimo de la tubería flexible a diseñar y se resta el margen de seguridad.

- 5) El valor obtenido del punto anterior, se divide entre el peso de la sarta en lb/pie para el espesor escogido y se obtiene la longitud de la sarta correspondiente a dicho espesor de pared, verificando si no ha rebasado la longitud propuesta. En caso contrario se escoge el siguiente espesor de pared.

6) Con el nuevo espesor se busca el valor de cedencia mínima en la TABLA II y se resta el margen al jalón propuesto.

7) El resultado obtenido se resta con el valor calculado del paso número 4 y se divide entre el peso en lb/pie del espesor que se este manejando, con lo cual se tiene la longitud de la tubería flexible con éste espesor.

8) Se verifica si la longitud obtenida con la suma de los valores de los pasos número 5 y 7 son mayores al propuesto, en caso de no rebasar dicha longitud se repiten los pasos 6,7 y 8; pero si la suma es mayor, entonces se ajusta la profundidad.

Ejemplo:

Diseño de una sarta de tubería flexible de 1.250 pg. con 6000 lbs. de rango de seguridad (margen al jalón) y una longitud de 5000 mts.

1) a.- Cedencia mínima-Margen de seguridad (de TABLA II).

17430 lbs-6000 lbs = 11430 lbs. para un espesor de pared de 0.067 pg. y un peso de 0.847 lb/pie.

$$b.- L = \frac{11430 \text{ lbs.}}{0.847 \text{ lb/pie}} = 13494.68 \text{ pies} = 4113.23 \text{ mts.}$$

2) a.- 19370 lbs-6000 lbs = 13370 lbs. para un espesor de pared de 0.075 pg. y un peso de 0.941 lb/pie.

$$b.- L = \frac{13370 \text{ lbs}-11430 \text{ lbs}}{0.941 \text{ lb/pie}} = 2061.636 \text{ pies} = 628.54 \text{ mts.}$$

3) a.- 22250 lbs-6000 lbs = 16250 lbs. para un espesor de pared de 0.087 pg. y un peso de 1.081 lb/pie.

$$b.- L = \frac{16250 \text{ lbs}-13370 \text{ lbs}}{1.081 \text{ lb/pie}} = 2664.20 \text{ pies} = 812.25 \text{ mts.}$$

El diseño se realizó para una profundidad de 5000 mts., ya que el nivel medio del pozo Bellota 12 está a 5012 mts., lo anterior para tener una sarta que se pueda introducir con seguridad hasta la profundidad que se desee. Los resultados se pueden observar a continuación.

Margen al jalón = 6000 lbs = 2727.27 kg.

Dext (pg.).....	Dint (pg.).....	Espesor (pg.).....	Peso (lb/pie).....	Longitud (mts.)
1.25	1.116	0.067	0.847	4114.23
	1.100	0.075	0.941	628.54
	1.076	0.087	1.081	812.25
				5555.02

Peso sarta = $11450 + (13370 - 11430) + (16250 - 13370) = 16250$ lbs. = 7386 kg.

Peso total = Peso sarta + Margen al jalón = 22250 lbs. = 10.1 Ton.

También se realizó el diseño para tubería flexible de 0.750, 1.000, 1.500, 1.750 y 2 pg.; observándose los resultados en la TABLA III.

Un parámetro importante es el peso de la sarta más el margen al jalón (6000 lbs), ya que no debe exceder de 13 toneladas si la unidad de tubería flexible es chica (puede operar hasta 4500 mts.) y de 18 a 21 toneladas si la unidad es grande (opera hasta 7000 mts.). Debido a lo anterior se tiene que usar la unidad de tubería flexible grande ya que la cabeza inyectora soporta más peso y se puede trabajar a mayor profundidad.

Ahora bien, el gas debe inyectarse por la tubería flexible y por lo tanto debe de considerarse un espesor de pared mayor, recomendándose el segundo valor del peso correspondiente a la tubería flexible en diseño, ya que se van a intercalar mandriles con válvulas de bombeo neumático en la sarta, lo que implica el riesgo de romperse o desprenderse en algún punto de unión; aparte el diámetro interno debe ser constante de

preferencia para evitar mayores caídas de presión. Los resultados se observan en la Tabla IV.

De los resultados anteriores sólo se toman en cuenta los obtenidos para la tubería flexible de 1.250 y 1.500 pg., por las condiciones mecánicas del pozo en cuestión.

Una vez descritos los métodos a utilizar y el equipo que se requiere, se desarrolló un procedimiento para efectuar los cálculos correspondientes al diseño de una instalación de bombeo neumático con tubería flexible.

II.6 METODOLOGIA PARA EL DISEÑO DEL BOMBEO NEUMÁTICO EMPLEANDO LA TUBERÍA FLEXIBLE.

A continuación se describe el procedimiento que debe emplearse para llevar a cabo el diseño de una instalación de bombeo neumático empleando tubería flexible.

- 1) Seleccionar el pozo adecuado.
- 2) Recabar toda la información referente a su historia de producción, propiedades de los fluidos, estado mecánico, registros de presión e intervenciones anteriores (reparaciones mayores, servicio de limpieza con tubería flexible, etc.) y pruebas de producción.
- 3) Determinar el IPR del pozo de la información recabada empleando el método que se considere adecuado.
- 4) Seleccionar el diámetro de tubería flexible a introducir, realizando su diseño para una profundidad determinada.
- 5) En base al diámetro interno encontrado para la tubería flexible, se calcula el gradiente de presión del gas a diferentes presiones (si se desea) y para determinados volúmenes de gas de inyección.
- 6) Para una presión de inyección determinada, se toma cada curva de gradiente del gas, generada por los diferentes volúmenes de gas de inyección manejados y se determina el punto de inyección para diferentes gastos, así como su presión de fondo fluyendo con alguna correlación de flujo multifásico.
- 7) Con la presión de fondo fluyendo encontrada en el paso anterior, para cada volumen de inyección de gas a diferentes gastos de

aceite y una misma presión de inyección, se grafica la presión de fondo fluyendo contra el gasto y donde se intercepte con la curva de IPR, se obtiene el gasto que puede proporcionar el sistema a un determinado volumen de gas de inyección.

8) Con los resultados obtenidos del paso 7, para cada una de las presiones de inyección a diferentes volúmenes de gas, se grafica el gasto de aceite contra el volumen de gas de inyección y así, se observa con que presión y volumen de inyección se tiene la mejor producción.

9) En base a los resultados del punto anterior se realiza el espaciamiento de las válvulas, el cual forma parte del diseño de la instalación.

III.- PROCEDIMIENTO DE INSTALACION DE LA TUBERIA FLEXIBLE APLICADA AL BOMBEO NEUMATICO.

Debido a que la tubería flexible juega un papel importante en el funcionamiento del sistema artificial de producción propuesto, es conveniente conocer para que fué hecha, en que consiste y su funcionamiento, con lo que se tendrá un panorama más amplio del bombeo neumático con tubería flexible.

III.1 INTRODUCCION A LA TUBERIA FLEXIBLE.

En la década de los años 60', se inició el desarrollo de equipos de tubería flexible en los Estados Unidos, empleando inicialmente tubería de 1/2 pg., y después de 3/4 pg. de diámetro.

En México, una compañía de servicio⁽⁹⁾ en el año de 1972 con un equipo de tubería flexible de 3/4 pg., desarrolló con carácter experimental, una serie de intervenciones enfocadas básicamente a la limpieza de arena de fracturas y de tuberías con incrustaciones.

Los resultados no fueron del todo satisfactorios debido a la limitante en gastos de bombeo por el reducido diámetro de la tubería, sin embargo, las posibilidades de uso de estos equipos en la solución de diversos problemas fue evidente y en 1977 se iniciaron los servicios con equipos de tubería flexible de 1 pg., primeramente en el Distrito Noreste, y posteriormente en los Distritos de Poza Rica, Agua Dulce y las zonas Sureste y Marina.

Actualmente se puede operar con tubería de 0.750, 1.00, 1.250, 1.500, 2.00, 2.375 y 2.875 pg., usando unidades de bombeo especialmente diseñadas.

Entre las operaciones que se realizan en los Distritos de Comalcalco y Villahermosa, se tienen:

- Lavados de pozos.
- Inducciones con N₂.
- Disolución de asfaltenos y parafinas con aromina y otros solventes.

- Estimulaciones con HCL.

De acuerdo al trabajo realizado por una compañía de servicio⁽⁹⁾, se han alcanzado hasta profundidades de 7177 mts. con tubería de 1 pg. y 5600 mts. con tubería de 1.250 pg. con presión de 5000 psi (350 kg/cm²), lo que da una idea del margen de trabajo en el que puede actuar la tubería flexible.

III.1.1 GENERALIDADES.

Los equipos de tubería flexible fueron diseñados para alta movilidad e instalación rápida, ya sea en pozos de tierra o marinos, por lo que éste equipo presenta mayores ventajas económicas y de aplicación sobre equipos de reparación convencional, así como para;

- a) Transporte rápido a pozos terrestres y marinos.
- b) No se pierde tiempo uniendo tramos de tubería para armar la sarta.
- c) No hay necesidad de desanclar o extraer el empacador.
- d) Instalación rápida.
- e) Puede operar sobre el árbol de válvulas de pozos en producción o sobre la mesa rotaria de equipos de perforación o reparación.

Los elementos que componen el equipo de tubería flexible son:

- a) Cabina de control.
- b) Carrete de tubería flexible.
- c) Cabeza inyectora.
- d) Lubricador (STRIPPER).
- e) Preventores.

III.1.2 CARACTERISTICAS DE LA TUBERIA FLEXIBLE.

La característica principal de la tubería, es la flexibilidad para poderla enrollar y desenrollar en el carrete de operación sin que ésta sufra deformaciones, tiene propiedades de resistencia a la

tensión, presión interna y presión al colapso, las cuales están especificadas en la tabla de propiedades y características proporcionada por una compañía de servicio⁽⁴⁾, como se puede observar en la TABLA II.

III.2 COLGADORES PARA TUBERIA FLEXIBLE.

El sistema de colgadores ha sido diseñado especialmente para ser seguro y económico, debido a la creciente demanda en la industria por el método de colgar la tubería flexible en un pozo con presión, de tal manera que no se tengan que hacer grandes modificaciones al árbol de válvulas.

La tubería es instalada en un carrete y transportada al pozo en un camión junto con el equipo necesario para su instalación. La operación de introducir la tubería y colgarla se realiza en un sólo día y el pozo no requiere ser controlado con algún fluido el cual generalmente daña la formación.

Los colgadores que han diseñado las diferentes compañías de servicio^(4,5,6), abarcan todos los tamaños de tubería flexible que van desde 0.750 hasta 2.875 pg. de diámetro externo. Los empaques y cuñas han sido sometidos a pruebas de presión y tensión con respecto a una máxima carga o fuerza en la tubería flexible. Las cuñas tienen una longitud de 2.50 pg. y los empaques están compuestos de un elemento denominado VITON el cual es muy resistente al H₂S y CO₂.

La presión del pozo es controlada por el conjunto de preventores y lubricador, además se puede insertar en la tubería flexible una válvula check o una de contrapresión, como medida de seguridad, ver Figs.5 y 6, respectivamente.

III.2.1 TIPOS DE COLGADORES.⁽⁴⁾

Los colgadores para tubería flexible están disponibles en tres diferentes tipos:

1) Serie TL. Fig.7.

- Mantiene una restricción de 2.400 pg. como diámetro

interno.

- Se puede introducir o sacar la tubería con el pozo fluyendo.
- 2) Serie TM. Fig.8.
- No tiene tornillos colgadores o "yugos", tiene un diámetro interno de 2.250 pg.
 - Se puede meter o sacar la tubería con el pozo fluyendo.
- 3) Serie TD. Fig.9.
- No tiene tornillos colgadores, tiene un diámetro interno de 2.250 pg..
 - Bajo costo.
 - Debe estar controlado el pozo para sacar o meter la tubería.

En el caso de la serie TL, es importante que los tornillos colgadores o "yugos" se ajusten al centro de la tubería, si no se ajustan adecuadamente pueden causar deformaciones en la misma, y/o fallar el empaque del ensamble "colgador/empaque" al bajar y sellar con el carrete colgador.

Las series TL y TM tienen un ensamble "colgador/empaque" del tipo "L", Fig.10 y la serie TD tiene un ensamble del tipo "D" Fig.11.

La función del ensamble "colgador/empaque" es la de sujetar la tubería flexible una vez que se haya llegado a la profundidad deseada y bajarla al carrete colgador para que ahí haga sello con las partes internas de dicho carrete y ajustar su hermeticidad con los tornillos auxiliares.

La serie TL es la que proporciona una mayor capacidad y resistencia por lo que es la que se utiliza más para operaciones en pozos profundos.

III.3 INSTALACION DE LA TUBERIA FLEXIBLE APLICADA AL BOMBEO NEUMATICO.

La instalación de la tubería flexible en el pozo requiere de personal capacitado para su manejo. El trabajo de conexión de los mandriles solo puede hacerse en el sitio del pozo al momento de ir introduciendo la tubería, por lo tanto se requiere desconectar en varias ocasiones el lubricador, para instalar cada mandril a la profundidad correcta.

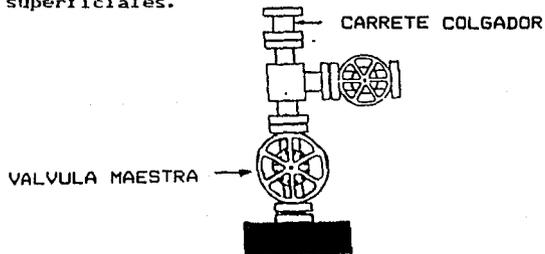
Como se puede observar a continuación, las modificaciones al árbol de válvulas son mínimas y en caso de contar con el equipo y personal adecuado, la operación se puede realizar en un día.

A continuación se presenta el procedimiento que debe seguirse en la instalación de la tubería flexible con válvulas de bombeo neumático.

1.- Enrollar la sarta de acuerdo a un diseño previo, en el carrete de operación de la unidad, instalando una válvula check recuperable en el extremo de la tubería flexible cercano al núcleo del carrete.

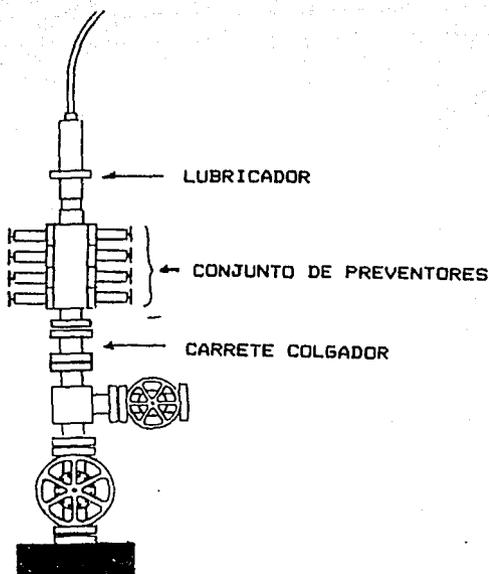
2.- Transportar la unidad hasta el pozo.

3.- Instalar la unidad en el árbol de válvulas y probar conexiones y equipo superficiales.



4.- Cerrar la válvula maestra y depresionar el cabezal, así como los bajantes del pozo, para tener una mayor seguridad en la instalación del sistema.

5.- Se instala el carrete colgador en el cabezal del pozo.



6.- Instalar las conexiones superficiales de la tubería flexible (conjunto de preventores, lubricador y cabeza inyectora).

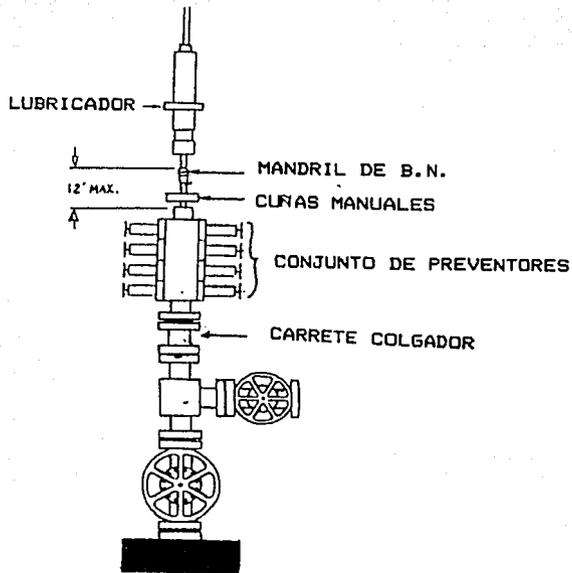
7.- Probar conexiones superficiales y el carrete colgador con N_2 y a una presión de 5000 lbs.

8.- Instalar una válvula de contrapresión en el extremo de la tubería flexible.

9.- Meter la tubería flexible hasta el carrete colgador.

10.- Abrir la válvula maestra.

11.- Iniciar la introducción al pozo de la tubería flexible hasta la profundidad en que irá colocada la válvula inferior (más profunda).



12.- Cerrar preventor anular, para evitar la comunicación de presión del espacio anular, entre la tubería flexible y la tubería de producción, al desconectar el lubricador.

13.- Cerrar preventor de cuñas para sujetar la tubería flexible.

14.- Desconectar lubricador y levantar cabeza inyectora.

15.- Instalar cuñas manuales por seguridad, en caso de fallar el preventor de cuñas.

16.- Cortar la tubería flexible.

17.- Instalar el mandril de bombeo neumático, hay tres

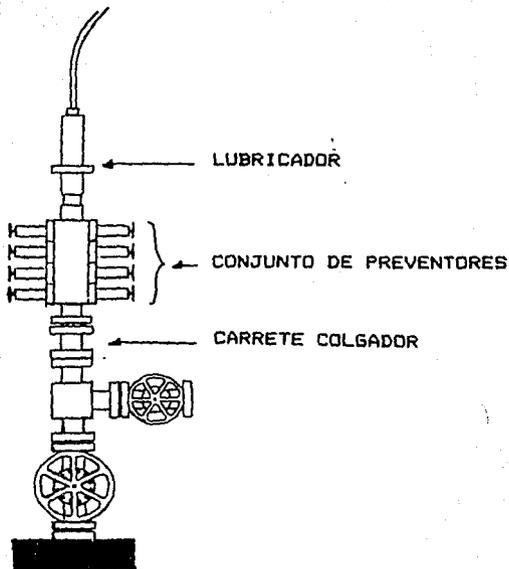
opciones:

1) Soldar con gas Argón.

2) Técnica de " Avellanado ".

3) Conector de cuñas.

18.- Quitar las cuñas manuales.

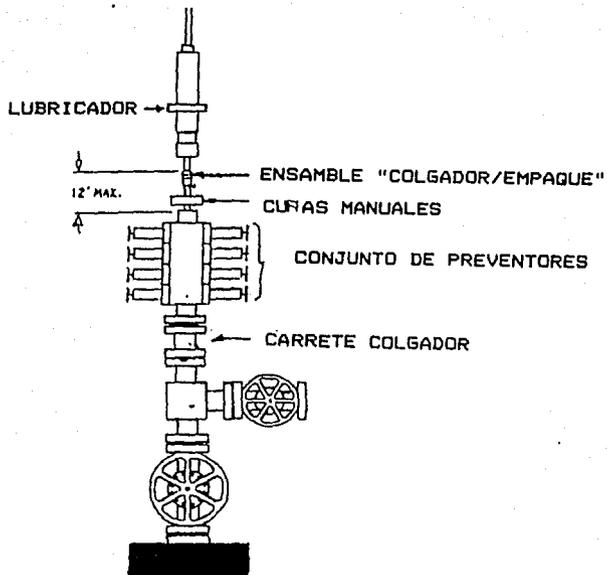


19.- Bajar la cabeza inyectora y conectar el lubricador.

20.- Igualar presiones y abrir el preventor anular.

21.- Abrir el preventor de cuñas.

22.- Continuar bajando la tubería flexible hasta la profundidad de la próxima válvula y repetir los pasos 12 hasta el 22, hasta terminar con el número de válvulas a instalar.



23.- Para la colocación del ensamble "colgador/empaque" primero se cierra el preventor anular.

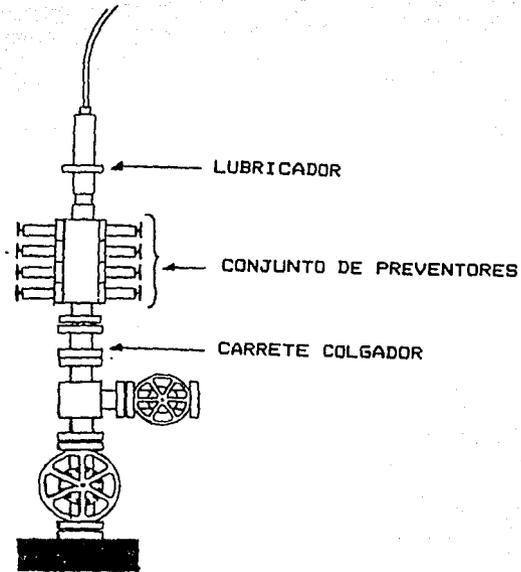
24.- Cerrar el preventor de cuñas.

25.- Desconectar el lubricador y levantar la cabeza inyectora.

26.- Instalar las cuñas manuales.

27.- Instalar el ensamble "colgador/empaque".

28.- Retirar las cuñas manuales.



29.- Bajar cabeza inyectora y conectar el lubricador.

30.- Igualar presiones y abrir el preventor anular.

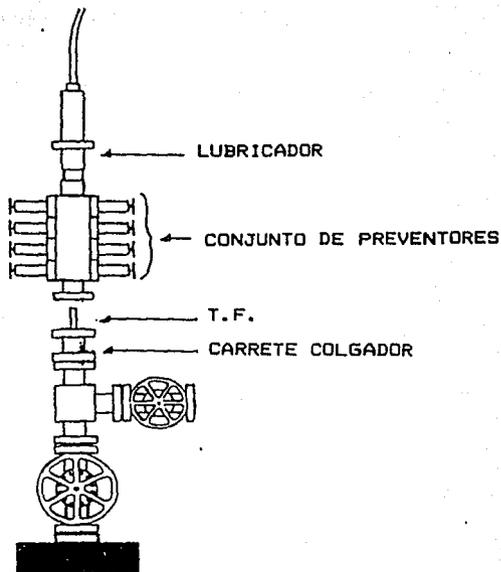
31.- Abrir el preventor de cuñas.

32.- Poner en posición los tornillos colgadores del carrete colgador.

33.- Bajar la tubería flexible hasta que el ensamble llegue al tornillos colgadores.

34.- Instalar los tornillos auxiliares para que las cuñas del ensamble tengan mejor contacto con la tubería flexible.

35.- Probar la conexión.

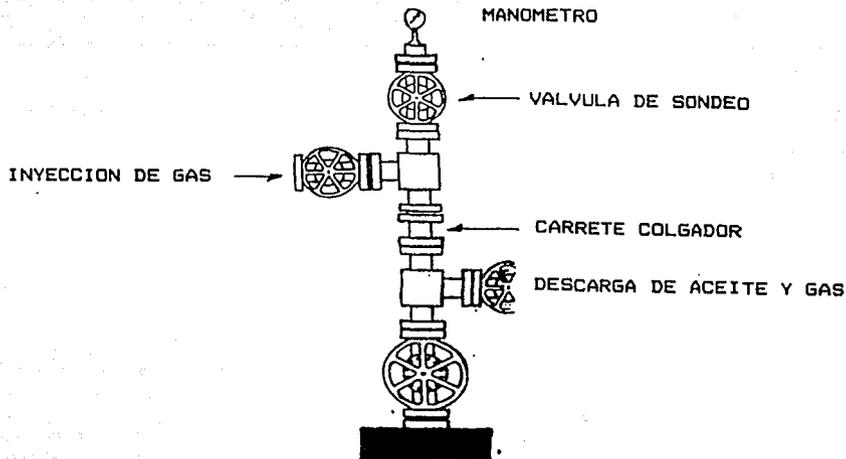


36.- Cortar la tubería flexible con el preventor de corte después de pasar la válvula check por el conjunto de preventores.

37.- Quitar el conjunto de preventores, lubricador y cabeza inyectora.

38.- Cortar la tubería flexible 4 pg. arriba de la herramienta colgadora.

39.- Limar la punta de la tubería flexible hacia su parte interna por si se desea colocar alguna herramienta posteriormente, y así facilitar su introducción.



39.- Instalar las conexiones superficiales del arbol de válvulas.

40.- Quitar la válvula check con la Unidad de Línea de Acero.

41.- Operar pozo.

IV.- DISEÑO DE UNA INSTALACION DE BOMBEO NEUMATICO CON TUBERIA FLEXIBLE.

El diseño se hizo para el pozo Bellota 12, el cual es un pozo representativo de la Zona Sureste y presenta la problemática que se pretende solucionar con el bombeo neumático con tubería flexible.

En el diseño del sistema artificial de producción en cuestión, se consideran las condiciones de separación que se tendrán al entrar a operar la etapa de baja presión, en la Bateria Bellota próximamente, que será a una presión de separación de 7 kg/cm^2 y una presión en el cabezal de recolección de baja presión de 8 kg/cm^2 .

La presión en la cabeza del pozo se considera de 10 kg/cm^2 , ya que la caída de presión, del cabezal de recolección al pozo, es de 2 kg/cm^2 aproximadamente debido a la distancia.

La presión de inyección de 60 kg/cm^2 es con la que actualmente podría operar un anillo de bombeo neumático en el campo Bellota, sin compresoras, ya que se tomaría el gas de inyección del gasoducto de 24 pg. que va de Cd. Pemex a Minatitlán; que tiene esta presión y que abastece a otros campos en su anillo de bombeo neumático, así como a baterías de producción para su gas de instrumentos. Un ejemplo es la batería Cárdenas Norte y el anillo de bombeo neumático del campo Cárdenas.

Sin embargo, se hará el análisis para otras presiones de inyección, con lo que se tendrá un mayor panorama en cuanto a la hidráulica de este sistema.

IV.1 EJEMPLO DE APLICACION Y ANALISIS DEL BOMBEO NEUMATICO CON TUBERIA FLEXIBLE EN TUBERIA DE PRODUCCION DE 3.50 PG.

1) Cálculo de la curva de IPR.

Debido a la escasa información encontrada, se tomaron los valores reportados en los inicios de la producción del pozo, así como la única prueba de producción realizada en 1984, con los cuales se calculó una curva de IPR por el método de Eickmeier⁽²⁶⁾, Fig.12 .

Este tipo de problema se presenta para la mayoría de los diseños de sistemas de producción, debido a la escasa información existente en los Distritos y por no realizarse pruebas de producción frecuentemente.

Para el ejemplo de aplicación del bombeo neumático con tubería flexible se utiliza la curva de IPR calculada por el método antes mencionado, pero para tener un panorama más amplio se calculó una serie de curvas de IPR por medio del método de la IPR Generalizada, Fig.13 .

2) Cálculo del gradiente de presión del gas de inyección por medio del Método de Cullender y Smith.

Para la realización de este cálculo se programó el método en una FC. basándose en la teoría expuesta en la sección II.2 de este trabajo.

En la Fig.14 se muestra el comportamiento del gas de inyección para una presión de 60 kg/cm^2 (853 lb/pg^2), con un diámetro interno de tubería flexible de 1 pg. (1.25 pg Dext.) y para gastos de gas de 0.10, 0.20, 0.25, 0.30, 0.35 y 0.40 MMpcd ; observándose que, a mayor volumen de gas las caídas de presión son mayores, por lo que la presión de inyección en el fondo va disminuyendo. Así mismo, se realizó este procedimiento para presiones de 70, 80, 90, 100 y 110 kg/cm^2 , incrementándose el volumen de gas de inyección con respecto a la presión.

Para la tubería flexible de 1.500 pg. se hizo el mismo procedimiento, solamente que ahora el diámetro interno fue de 1.296 pg.

Lo anterior se hace para tener las curvas de gradiente de presión necesarias y así, realizar el cálculo del punto de inyección del gas con las tuberías de 1.250 y 1.500 pg. a diferentes presiones de inyección.

3) Con las curvas de gradiente de presión obtenidas para diferentes volúmenes de gas a una presión determinada, haciendo uso de una por una, se calcula el punto de inyección para diferentes gastos supuestos (200, 400, 600 y 850 bl/día) determinándose la presión de fondo fluyendo para cada gasto, lo anterior se realizó empleando la correlación de flujo multifásico de Hagedorn y Brown⁽¹⁸⁾.

Para flujo por espacio anular se utilizó el concepto de diámetro hidráulico.

La Fig.15 muestra el comportamiento de las curvas de gradiente de presión para los gastos de aceite antes mencionados y para un volumen de gas de inyección de 0.10 MMpcd en tubería flexible de 1.250 pg. (1 pg. Dint.), a una presión de 60 kg/cm².

4) Una vez calculada la presión de fondo fluyendo para cada volumen de gas de inyección con diferentes gastos de producción y, con una misma presión de inyección, se grafica la presión de fondo fluyendo (Pwf) contra el gasto de aceite (Qo).

La intersección de la curva de fondo fluyendo con la de IPR del pozo, determina el gasto que proporciona la instalación para un determinado volumen de gas de inyección.

El mismo procedimiento se aplicó para los siguientes casos:

Tubería Flexible (pg)	Dint. (pg)	Piny. (kg/cm)	Vgi. (MMpcd)
1.25	1	60	0.10
			0.25
			0.35
			0.40
1.25	1	110	0.10
			0.30
			0.50
			0.81
1.50	1.296	60	0.10
			0.25
			0.40
			0.60
B.N. convencional		60	0.10
			0.25
			0.40
			0.60
			0.80

Aunque para la tubería flexible de 1.25 pg. se realizaron los cálculos para diferentes presiones de inyección, se presentan solamente las curvas de comportamiento de presión de fondo fluyendo de 60 y 110 kg/cm², para tener una mejor comparación entre los resultados obtenidos.

En las Figs. 16, 17, 18 y 19, se observa el comportamiento de la presión de fondo para cada uno de los casos antes mencionados, por ejemplo, en la Fig. 16 se llegó al gradiente mínimo con un volumen de gas de inyección de 0.25 MMpcd, ya que al incrementarse el volumen de gas, la presión de fondo no continuó disminuyendo sino que por lo contrario aumentó.

En las Figs. 17 y 18 no se llegó al gradiente mínimo, sin embargo, se puede observar que al incrementarse el gasto de aceite las caídas de presión en el espacio anular son significativas; ya sea que se inyecte 0.1 ó 0.8 MMpcd, al intersectar la curva de IFR el gasto encontrado varía muy poco, lo anterior se debe a que las caídas de presión por elevación y fricción son mayores en el espacio anular al aumentar el gasto de inyección de gas. Por otra parte, las caídas de presión por aceleración tienden a aumentar considerablemente sobretodo cerca de la superficie, por lo tanto, en el próximo capítulo se utilizarán diferentes IFR para tener un panorama más amplio de este sistema. En las tablas V, VI, VII y VIII se muestran los resultados obtenidos.

5) Ahora se gráfica el gasto contra el volumen de gas de inyección, el cual se obtiene del paso 4 y así poder elegir a que presión de inyección y volumen de gas se tendrá la mejor producción.

En la Fig. 20 se muestra el comportamiento del gasto y se observa que para un volumen de gas de 0.25 MMpcd y una presión de inyección de 60 kg/cm² se obtiene la mayor producción, que es de 875 bl/día, lo anterior si se considera exclusivamente el bombeo neumático con tubería flexible. Haciendo la comparación con el bombeo neumático convencional, hay una diferencia de 40 bl/día (6.3 m³/día) a favor de éste, pero se requiere inyectar 0.80 MMpcd e intervenir el pozo con un equipo de Reparación y Terminación de Pozos lo cual es muy costoso (N\$ 3'000,000.00 aproximadamente), lo que implica un mayor costo, así

mismo controlar el pozo con algún fluido que por lo general daña a la formación.

6) Una vez seleccionado el gasto óptimo, así como el volumen de gas de inyección y la presión de inyección con el que se obtuvo, se realiza el diseño de bombeo neumático con tubería flexible correspondiente, en este caso de 1.250 pg.

En la Fig.21 se muestra el diseño gráfico obtenido, haciendo notar que la primera válvula se coloca al nivel estático del aceite el cual se encuentra a 1000 mts. (3280 pies), ya que al introducir la tubería flexible esta desplazará el fluido 596 pies (182 mts.) arriba del nivel actual, ayudando la válvula No.1 a desplazar esta columna.

7) Cálculo del diámetro del orificio de la válvula de inyección.

Debido a que el flujo de gas de inyección debe pasar por un orificio en el interior de la válvula, el diámetro de éste se debe calcular, en base a la ecuación de Thornhill-Craver, la cual considera la relación de presiones (P_2/P_1) $\geq \Gamma_0$ que es para flujo crítico; por lo que si se cumple, las variaciones en la presión después del orificio de la válvula no afectan la presión de inyección antes del mismo.

A continuación se presenta la ecuación antes mencionada:

$$Q = \frac{155 C_d A P_1 \gamma \sqrt{2g \frac{k}{k-1} \left[\Gamma^{2/k} - \Gamma^{(k+1)/k} \right]}}{(\gamma_g T)^{1/2}}$$

Q = Gasto de gas (Mcf/d) = 250 Mcfd.

Cd = Coeficiente de descarga = 0.865 para B.N.

A = Area del orificio (pg²).

P1 = Presión de entrada (psia) = 895 + 14.7 = 909.7 psia.

P2 = Presión de salida (psia) = 800 + 14.7 = 814.7 psia.

g = Aceleración de la gravedad (ft/seg²) = 32.2 ft/seg².

k = Relación de calores específicos Cp/Cv = 1.3.

$\Gamma =$ Relación P₂/P₁ >= Γ_0 .

$\Gamma_0 = \left(\frac{2}{k+1} \right)^{k/(k-1)}$ = Rel. de presión para flujo crítico.

$\gamma_g = 0.65$ (aire = 1).

T = Temperatura de entrada ($^{\circ}$ R) = 179 $^{\circ}$ F = 639 $^{\circ}$ R.

$$A = \frac{\pi d^2}{4} = 0.0171302 \text{ pg}^2; d = \left(\frac{4 \cdot 0.0171302}{\pi} \right)^{1/2} = 0.14768 \text{ pg.}$$

por lo tanto, el diámetro que más se acerca al obtenido es de 3/16 pg.

La válvula seleccionada es CAMCO J-40 para bombeo neumático continuo, con las siguientes características:

- 1) No tiene resorte.
- 2) Diámetro externo 1 pg.
- 3) Orificio de 3/16 pg.
- 4) Domo con Nz.

B) Calibración de las válvulas.

En el bombeo neumático con tubería flexible, el espaciado de las válvulas de bombeo neumático va a depender de la profundidad a la que se encuentre el nivel estático, y en base a ello se realizará el espaciado de dichas válvulas, tomando en cuenta como el gradiente de fluido de "control" el gradiente del aceite, ya que no se controla el pozo.

Por lo que se refiere a los cálculos de las presiones de apertura y cierre de las válvulas, se hacen de la misma forma que para un sistema convencional de bombeo neumático; el cual depende de un gran número de variables tales como la gravedad y temperatura del gas de inyección, diámetros de la tubería, gradiente de temperatura del pozo, presión del gas de inyección, etc.

A continuación se presentan los resultados obtenidos para las válvulas de bombeo neumático que se instalarán en la tubería flexible:

No. de válv.	Prof. (pies)	Diám.Orif. (pg)	Temp. (°F)	Ct	R=Av/Ab
1	3280	3/16	136.9	0.858	0.094
2	4450	3/16	154.45	0.832	0.094
3	5100	3/16	164.2	0.817	0.094
4	5600	3/16	171.7	0.806	0.094
5	6100	3/16	179.2	0.796	0.094

No. de válv.	Psc (psi)	Pvc (psi)	Po (psi)	Pc (psi)
1	770	819	776	703
2	760	845	776	703
3	750	846	763	691
4	740	844	751	680
5	730	841	738	669

IV.2 ANALISIS DEL BOMBEO NEUMATICO CON TUBERIA FLEXIBLE EN TUBERIA DE PRODUCCION DE 4.5 PG.

Este análisis se realiza como una alternativa para el caso en que el gasto que se obtenga sea mayor al que se obtiene con la tubería de 3.50 pg. en el pozo Bellota 12, de tal manera que se pueda justificar una intervención con el equipo de reparación para el cambio de tubería de producción a 4.50 pg.

Para este análisis se usarán las mismas condiciones mecánicas del pozo Bellota 12, así como las propiedades de sus fluidos, cambiando únicamente la tubería de producción a 4.50 pg.

El procedimiento a seguir es el mismo al descrito anteriormente y los resultados se muestran en las Figs.22 y 23.

En la Fig.22 se observa que el gasto obtenido para una tubería flexible de 1.25 pg. y una presión de inyección de 60 kg/cm² con diferentes volúmenes de gas, es aproximadamente de 930 bl/día. Se observa además que los gastos obtenidos con las diversas curvas es pequeño (TABLA IX). Al comparar el gasto de 875 bl/día que se obtiene como máximo en tubería de producción de 3.50 pg., la diferencia es de únicamente 55 bl/día (8.74 m³/día).

En la Fig. 23 se observa que al emplear la tubería flexible de 1.50 pg. con una presión de inyección de 60 kg/cm^2 y diferentes volúmenes de gas se obtiene un gasto promedio de 925 bl/día que al compararse con el obtenido para tubería de producción de 3.50 pg. a las mismas condiciones, la diferencia es de 70 bl/día ($11.1 \text{ m}^3/\text{día}$), TABLA X.

Aparte se observa que los gastos obtenidos entre las dos tuberías flexibles (1.25 y 1.50 pg.) en tubería de 4.50 pg. son casi iguales como se puede ver en la Fig. 24, teniendo una diferencia máxima de 6 bl/día.

Lo anterior se debe a que las caídas de presión aún no son tan grandes en el espacio anular, a pesar de que se redujo su área con la tubería flexible de 1.50 pg. Por otra parte la curva de IPR es muy pronunciada originando diferencias pequeñas, por lo que es recomendable usar tubería flexible de 1.25 pg.

De los resultados obtenidos hay que destacar que las profundidades de inyección son mayores, aproximadamente en 2700 pies para tubería flexible de 1.25 pg. y en 3400 pies para tubería flexible de 1.50 pg., en comparación con las obtenidas en tubería de producción de 3.50 pg.

El gasto de inyección que se requiere es mínimo, ya que se puede inyectar 0.10 MMpcd en tubería flexible de 1.25 pg. a 60 kg/cm^2 y obtener un gasto de aceite de 925 bl/día, que vendrían siendo 8 bl/día menos que inyectando 0.40 MMpcd a la misma presión.

Del análisis anterior se concluye que para lograr mayor producción y tener un gasto menor de gas de inyección, es necesario utilizar una tubería de producción de 4.50 pg. y no una de 3.50 pg., siendo este sistema muy adecuado para los pozos que se encuentran en el campo Cardenas, en virtud de que los mismos utilizan tuberías de producción de 4.50 pg.

V.- ANALISIS COMPARATIVO ENTRE EL BOMBEO NEUMATICO CONVENCIONAL Y EL BOMBEO NEUMATICO CON TUBERIA FLEXIBLE.

Debido a que solamente se ha propuesto hasta este momento, una metodología para realizar un diseño de bombeo neumático con tubería flexible utilizando el pozo Bellota 12, se desarrollaron curvas de IPR por medio del Método de la IPR Generalizada; para observar el comportamiento del bombeo neumático convencional y así poder compararlo con el bombeo neumático empleando tubería flexible.

V.1 ANALISIS DEL BOMBEO NEUMATICO CONVENCIONAL A DIFERENTES PRESIONES DE INYECCION, PROFUNDIDADES DEL EMPACADOR Y DIAMETROS DE TUBERIA.

En primer lugar se hicieron los cálculos para el bombeo neumático convencional con presiones de inyección de 60,80 y 100 kg/cm² a diferentes volúmenes de gas de inyección (0.10,0.25,0.40,0.60 y 0.80 MMpcd), en una tubería de producción de 3.50 pg., con una profundidad del empacador de 4273 mts. y posteriormente, con una de 4600 mts., lo anterior se realiza para tener una comparación en el comportamiento de la presión, como se puede ver en las Figs.25,26 y 27; en donde se observa que se presenta el gradiente mínimo debido a que las curvas de comportamiento de la presión de fondo fluyendo en vez de disminuir su presión, aumenta.

El gradiente mínimo se presenta al inyectar 0.20 MMpcd aproximadamente, lo que indica que estos pozos requieren poco gas para lograr el fenómeno antes mencionado y así, obtener una producción máxima; favoreciendo ésto la alta RGA que maneja el pozo (300 m³/m³).

En cuanto a la diferencia entre gastos, con respecto a las dos terminaciones propuestas variando la profundidad del empacador (4273 y 4600 mts.), es de 50 bl/día aproximadamente, lo anterior entre las curvas de comportamiento de presión a un mismo gasto de gas de inyección, como se puede observar en las Figs.25,26 y 27 .

Posteriormente, se realizarón los cálculos para bombeo neumático convencional con una Tubería de Producción de 4.50 pg., a las mismas presiones y volúmenes de inyección que con la TP de 3.50 pg., lo anterior se realiza debido a que en la Zona Sureste los estados mecánicos de los pozos, en los campos antes mencionados, son muy semejantes y la diferencia entre ellos es la tubería de producción que varía de 3.50 a 4.50 pg.; además de que se puede observar el comportamiento de la presión con diferentes aparejos de producción, dando resultados que en un momento dado, sirvan para la toma de decisiones en el sentido de cambiar la tubería de producción dependiendo del gasto encontrado a una curva de IPR determinada.

En las Figs.28,29 y 30 se muestra el comportamiento de la presión de fondo fluyendo en una tubería de producción de 4.50 pg. a diferentes volúmenes de gas de inyección y en donde se observa que la variación en la presión de fondo fué mínima, utilizando profundidades en la tubería de producción de 4297 y 4622 mts., lo anterior, es consecuencia de que las caídas de presión no fueron grandes ya que el diámetro de la tubería de producción fué mayor.

Otra característica es que no se presentó el gradiente mínimo, aún cuando se utilice gastos mayores de 2000 bl/día, la diferencia entre las presiones con respecto a las dos profundidades de tubería de producción antes mencionada es muy pequeña (7 lb/pg² aprox.).

Ahora comparando entre la tubería de producción de 3.50 y 4.50 pg. se observa, que el incremento en gasto es mayor en una tubería de producción de 4.50 pg., por lo que si se tiene dicha tubería en el pozo es mejor, sin embargo, si se desea cambiar la tubería de producción de 3.50 a 4.50 pg. entonces el IPR del pozo va a ser un factor importante; en virtud de que si un pozo presenta IPR baja como la del pozo Bellota 12 la diferencia es mínima (40 bl/día aprox.), en cambio, si contamos con un pozo que tiene una IPR de 1.25 bl/día/lb/pg² la diferencia sera de unos 400 bl/día aproximadamente, lo cual sería más conveniente en nuestro sistema de producción.

Debido a lo anterior, es necesario calcular el IPR; ya que como se dijo antes es uno de los factores que pueden dar la pauta para instalar un sistema artificial o no, incluso para intervenir un pozo con una reparación mayor.

V.2 DIFERENCIA DE PRODUCCION ENTRE EL BOMBEO NEUMATICO CONVENCIONAL Y EL BOMBEO NEUMATICO CON TUBERIA FLEXIBLE.

Para obtener las diferencias entre los dos sistemas a tratar, se realizaron los cálculos del bombeo neumático con tubería flexible, utilizando diámetros de 1.250 y 1.500 pg., en tuberías de producción de 3.50 y 4.50 pg., a una presión de inyección de 60 kg/cm^2 y con diferentes volúmenes de inyección de gas, utilizando las mismas curvas de IPR generadas para los casos anteriores. Fig.31.

De los resultados obtenidos, se observa que con la tubería de producción de 4.50 pg. y colgando la tubería flexible de 1.250 pg., se obtienen las menores caídas de presión, sin llegar al gradiente mínimo; y que la diferencia de gastos obtenidos va a depender del IPR, como se muestra en la Fig.31.

Un factor importante es la profundidad del punto de inyección, el cual va siendo más somero conforme se incrementa el gasto del líquido, lo anterior se debe a que al incrementar el gasto, las caídas de presión en el espacio anular son mayores, por lo que dependiendo del nivel estático en el pozo se va a tener la limitante en el gasto.

Ahora, comparando el bombeo neumático convencional y el bombeo neumático con tubería flexible, se tiene que para una tubería de producción de 3.50 pg, se obtienen mayores gastos con el bombeo neumático convencional que introduciendo una tubería flexible de 1.250 o 1.500 pg.; ya que la diferencia en el gasto de aceite va desde 30 bl/día ($5 \text{ m}^3/\text{día}$) hasta 180 bl/día ($29 \text{ m}^3/\text{día}$) aproximadamente, dependiendo de la curva de IPR con la que se quiera comparar. Ahora bien, con respecto a la tubería de producción de 4.50 pg. la diferencia de gastos con respecto a las tuberías flexibles antes mencionadas, no es muy grande ya que van desde 20 bl/día ($3 \text{ m}^3/\text{día}$) hasta 100 bl/día ($16 \text{ m}^3/\text{día}$), lo anterior se debe a que las caídas de presión son menores en el espacio anular, por lo tanto, con una tubería flexible de 1.250 pg. se podría obtener buenos resultados, con la limitante del nivel estático del líquido ya que restringe el gasto.

Para tomar una decisión con respecto a que sistema utilizar, se debe de considerar la diferencia en producción que proporciona

cada uno y algo sumamente importante que es el costo de instalación que tiene cada sistema ya que hay una gran diferencia, debido a que para instalar el bombeo neumático convencional, se debe controlar el pozo lo cual requiere la instalación de un equipo convencional de Reparación y Terminación de pozos (N\$ 3'000,000.00), no así el bombeo neumático con tubería flexible (N\$ 500,000.00), que utiliza solamente una unidad de servicio de tubería flexible sin necesidad de controlar el pozo con algún fluido que por lo general daña la formación.

La instalación del bombeo neumático con tubería flexible se realiza en UN DIA, en cambio, el sistema convencional requiere mínimo de aproximadamente 3 SEMANAS, siempre que no exista algún contratiempo con el equipo de reparación superficial o subsuperficial; lo cual incrementaría altamente el costo de la operación.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1) Del análisis de los resultados obtenidos para el pozo Bellota 12, se concluye que para un volumen de gas de inyección de 0.25 MMpcd y una presión de inyección de 60 kg/cm², se obtiene la mayor producción al emplearse tubería flexible de 1.25 pg., en tubería de producción de 3.50 pg.

2) Prácticamente no existe diferencia en producción, en el pozo Bellota 12, cuando se emplea tubería flexible 1.25 pg. o 1.50 pg., en tubería de producción de 4.50 pg.

3) Con base en los resultados obtenidos se concluye que resulta atractivo emplear el sistema de bombeo neumático con tubería flexible en otros campos con pozos profundos, como los mencionados en el capítulo I, ya que aparte de que cuentan con estados mecánicos parecidos a los del campo Bellota, las propiedades de sus fluidos son muy semejantes, por lo que un análisis de este tipo daría resultados similares.

4) Debido a las altas RGA que se tienen en los pozos de la Zona Sureste, éstos se encuentran muy próximos al gradiente mínimo, por lo que se requiere un mínimo volumen del gas inyectado para alcanzar esta condición.

5) La instalación del bombeo neumático con tubería flexible ofrece las siguientes ventajas: tiempo reducido en su instalación, costos exageradamente menores en comparación con una instalación convencional (N\$ 2'500,000.00), al evitar la intervención de un equipo de reparación de pozos, daño nulo a la formación al no controlar el pozo y extracción e introducción rápida del aparejo de bombeo neumático por falla o rediseño del mismo.

6) De los resultados obtenidos al comparar el bombeo neumático convencional con el bombeo neumático con tubería flexible, se tiene que para una tubería de producción de 3.50 pg. se obtienen gastos mayores con el bombeo neumático convencional que al emplear la tubería flexible. En cambio si la tubería de producción es de 4.50 pg. la diferencia en gastos es relativamente pequeña, obteniéndose prácticamente los mismos resultados entre ambas instalaciones.

7) La curva de IPR es muy importante ya que es uno de los factores que pueden dar la pauta para instalar un sistema o no, incluso para intervenir un pozo con una reparación mayor. Por ejemplo al evaluar los resultados obtenidos con el bombeo neumático convencional en una tubería de producción de 3.50 y 4.50 pg. se observa que si se analiza la curva de IPR del pozo Bellota 12 la diferencia en gasto es mínima, en cambio si se escoge la curva de IPR de 1.25 bl/día/lb/pg² la diferencia será grande. Por lo tanto es indispensable la curva de IPR para la elaboración del diseño de cualquier sistema artificial de producción.

8) La profundidad del punto de inyección disminuye conforme se incrementa el gasto de líquido, lo cual se debe a que las caídas de presión en el espacio anular, entre la tubería de producción y la tubería flexible, son grandes.

9) Debido a que en México no se ha realizado ninguna prueba de campo con el sistema propuesto en esta tesis, se recomienda una o varias pruebas para redondear los resultados y expectativas hechas en el diseño para pozos profundos.

10) Se recomienda calibrar el pozo antes de efectuar la operación, con una barra rígida de una longitud aproximada a la de los mandriles de bombeo neumático, para verificar que la tubería flexible pueda bajar sin problemas.

11) Instalar un anillo de seguridad en la camisa de la tubería de producción (NO GO), por si la tubería flexible llegara a desprenderse evitando que se precipite hasta el fondo y así estar en posibilidades de realizar una operación de pesca menos complicada.

12) La tubería flexible colgada tiene un gran futuro ya que además de usarse para el bombeo neumático, puede servir para la inyección de productos químicos y como tubería de producción para prolongar la vida fluyente del pozo (se conoce también como sarta de velocidad).

NOMENCLATURA

- CO₂. - BIOXIDO DE CARBONO (% mol).
D. - DIAMETRO (pulgada).
H. - LONGITUD (pies).
H₂S. - ACIDO SULFIDRICO (% mol).
T_s. - TEMPERATURA SUPERFICIAL (°F).
T_m. - TEMPERATURA MEDIA (°F).
T_f. - TEMPERATURA DE FONDO (°F).
P_{tf}. - PRESION EN LA BOCA DEL POZO (lb/pg² abs).
P_{mf}. - PRESION A LA PROFUNDIDAD MEDIA DEL POZO (lb/pg² abs).
P_{wf}. - PRESION DE FONDO FLUYENDO (lb/pg² abs).
P_{ws}. - PRESION DE FONDO ESTATICA (lb/pg² abs).
I_{tf}. - VALOR DE LA VARIABLE I a P_{tf}, T_s (adimensional).
I_{mf}. - VALOR DE LA VARIABLE I a P_{mf}, T_m (adimensional).
I_{wf}. - VALOR DE LA VARIABLE I a P_{wf}, T_f (adimensional).
RGA. - RELACION GAS-ACEITE (m³/m³).
T. P. - TUBERIA DE PRODUCCION (pulgada).
T. R. - TUBERIA DE REVESTIMIENTO (pulgada).
γ_g. - DENSIDAD DEL GAS (AIRE=1).

REFERENCIAS

- 1.- Coiled Tubing Technical Data, (Quality Tubing, Inc.).
- 2.- Coiled Tubing Technical Data, (Precision Tube Technology, Inc.).
- 3.- Servicio de TUBERIA FLEXIBLE la solución rápida y económica a problemas complejos y costosos, (PETRO-TEC, S.A. DE C.V.).
- 4.- CATALOGO DE COLGADORES, (TEXAS OIL TOOLS, INC.).
- 5.- COIL TUBING HANGER SYSTEM, (SELECT OIL TOOL LTD.).
- 6.- HANGWELL, (COIL TUBING SERVICES LTD.).
- 7.- K.E. Brown. TECHNOLOGY OF ARTIFICIAL LIFT METHODS, VOLUMEN 2A.
- 8.- K.E. Brown, TECHNOLOGY OF ARTIFICIAL LIFT METHODS, VOLUMEN 2B.
- 9.- GAS LIFT PRODUCT CATALOG, CAMCO, INC. 1987.
- 10.- Productos Tubulares, Hydrill Company, 1980.
- 11.- Cullender, M.H. and Smith, R.V.: "Practical Solution of Gas Flow Equations for Well and Pipelines with Large Temperature Gradients.". AIME 207, (281-287), 1956.
- 12.- Beggs H.D., Gas Production Operations. Capitulo 4. OGCI Publications.
- 13.- Kumar S., Gas Production Engineering. Capitulo 7. Gulf Publishing Company.
- 14.- Peavy M.A. and Fahel R.A.: Artificial Lift Using Coiled Tubing for Flow Testing the Monterey Formation, Offshore California. SPE 20024, 1990.
- 15.- McCoy J.N., Podio A.L., Huddleston K.L. and Drake B.: "Acoustic Static Bottomhole Pressure.". Production Operations Symposium, March:10-12, 1985. Oklahoma City, Oklahoma. Proceedings.
- 16.- Sas-Jaworsky II A.: Coiled Tubing Operations and Services (part 5). World Oil, Abril 1992.
- 17.- Acuña A., Garaicochea F. y Limón T.: Flujo Multifásico en Tuberías. Instituto Mexicano del Petróleo. 1980.
- 18.- Hagedorn A.R. y Brown K.E.: " Experimental Study of Pressure Gradients occurring During Continuous Two-Phase Flow in small Diameter Vertical Conduits", JPT, abril 1965.

19.- Zuñiga, P.H.: "Explotación del Campo Cárdenas con Sistemas Artificiales de Producción." Instituto Mexicano del Petróleo. Proyecto D-3305. Diciembre 1985.

20.- Schmidt, Z. and Doty, D.R.: "System Analysis for Sucker Rod Pumping". SPE 15426. Octubre 1986.

21.- Brown, K.E.: "Overview of Artificial Lift Systems". JPT, Octubre 1972.

22.- Moore, K.H.: "Stop Sucker Rod Failures To Save Money". Petroleum Engineer, Julio 1981.

23.- Miwa, M. and Yamamoto, Y.: "Field Performance of Submersible Oilwell Pump in Mubarras Field, Offshore Abu Dhabi, U.A.E.". SPE 17968. 1989.

24.- Damuski, M. and Wahyudin, P.: " Recirculation Method Using a Bottomhole Choke To Prevent Intermittent Production and Prolong Pump Life in Wells Lifted with the Electric Submersible Pump". SPE 23023. 1991.

25.- Vogel, J.V.: " Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells". JPT, Enero 1968.

26.- Eickmeier J.R.: "How to Accurately Predict Future Well Productivities". World Oil, Mayo 1968.

27.- Graves S.L, Hollingsworth F.C. and Beavers W.M. : " A Field Evaluation of Gas Lift and Progressive Cavity Pumps as Effective De-watering Methods for Coalbed Methane Wells ".GRI No.5084-214-0976, 1986.

28.- Johnson K., Coats A. and Marinello S.: " A Discussion and Demonstration of Gas Lift Technology as Applied to the De-watering of Coalbed Methane Wells in the Black Warrior Basin ". The International Technical Meeting in Calgary, Junio 1990.

29.- Wosson H.R. Jr and Skurman J.: " Coiled tubing velocity strings keep wells unloaded ". World Oil, Julio 1989.

30.- De Ghetto G.: "How To Optimize Well Testing With Coiled Tubing". Petroleum Engineer International. Enero 1990.

A P E N D I C E I

TABLAS Y FIGURAS.

**TABLA I.
POZO BELLOTA 12.**

ESTADO MECANICO.

FLUIDOS PRODUCIDOS.

T.R 7 5/8"	0 a 4775 mts.	DENS. ACEITE = 0.813 = 42.5° API.
LINER 5"	4291 a 5067 mts.	DENS. GAS. = 0.8251 (AIRE = 1).
TAPON MERCURY " KS "	5021 mts.	AGUA 0 %.
T.P. 3 1/2" N-80 12.7 #	0 a 4297 mts.	
CAMISA 3 1/2" C-L 12.7#	4253 mts.	
EMPACADOR 413-06 7 5/8"	4273 mts.	
INTERVALO PRODUCTOR	5005 a 5020 mts.	
PROFUNDIDAD TOTAL	5126 mts.	
PROFUNDIDAD INTERIOR	5021 mts.	

CONDICIONES DE OPERACION A CONSIDERAR.

RGA = 300 M3/M3 (1684 PIE3/bl).
 Twb = 31 ° C. (87.7° F.)
 Twf = 160°C. (320 ° F).
 NIVEL ESTATICO DEL FLUIDO = 1000 mts. (3280 PIES).
 Pwh = 10 Kg/Cm.2. (142 lb/pg.2.).
 Pws = 343 Kg/Cm.2. (4872 lb/pg.2.).
 Psep = 6 Kg/Cm.2. (85 lb/pg.2.).
 Tsep = 31 ° C. (87.7 ° F.).
 DENSIDAD GAS DE INYECCION = 0.65 (AIRE = 1).

TABLE II

QT-700™ COILED TUBING DATA

TUBE DIMENSIONS (Inches)				TUBE AREA (IN)		WEIGHT (LB/FT)	LOAD CAPACITY (LBS)		PRESSURE CAPACITY (PSI)				TORQUE (LB-FT)		INTERNAL CAPACITY PER 1000 FT		EXTERNAL DISPLACEMENT PER 1000 FT		
O.D. NOM.	WALL NOM.	WALL MIN.	I.D. NOM.	WALL NOM.	I.D. NOM.	WALL MIN.	YIELD MIN.	ULTIMATE MIN.	YIELD MIN.	TEST 80%	BURST MIN.	COLLAPSE MIN.	YIELD NOM.	ULTIMATE NOM.	GALES.	BHLS.	GALES.	BHLS.	
0.75	0.067	0.062	0.616	0.144	0.298	0.049	10060	11500	11570	9200	14730	11360	132	176	15.48	0.369	22.95	0.546	
1.00	0.067	0.062	0.866	0.196	0.389	0.068	11740	13710	13710	8680	14910	10850	4250	251	334	30.60	0.729	40.80	0.971
1.00	0.075	0.070	0.850	0.218	0.367	0.074	11520	13430	13430	9790	12340	9710	274	365	29.48	0.702	40.80	0.971	
1.00	0.087	0.082	0.756	0.256	0.536	0.088	17400	19960	11470	9100	14600	11120	306	408	27.84	0.663	40.80	0.971	
1.00	0.095	0.090	0.810	0.270	0.515	0.0918	18900	21600	17400	10000	16130	12030	326	435	26.77	0.637	40.80	0.971	
1.00	0.102	0.097	0.796	0.288	0.498	0.0978	20140	23020	13570	10800	17480	12820	343	457	25.85	0.616	40.80	0.971	
1.00	0.109	0.104	0.782	0.305	0.480	0.1037	21350	24440	14540	11680	18830	13980	359	478	24.95	0.594	40.80	0.971	
1.25	0.067	0.062	1.116	0.239	0.978	0.047	17430	19020	6940	5500	8590	5410	408	544	50.81	1.210	63.75	1.518	
1.25	0.075	0.070	1.104	0.277	0.950	0.041	19370	22140	7830	6280	9780	6780	448	597	49.11	1.178	63.75	1.518	
1.25	0.087	0.082	1.076	0.318	0.909	0.081	22520	25420	9180	7360	11520	8520	504	671	47.24	1.125	63.75	1.518	
1.25	0.095	0.090	1.060	0.345	0.882	0.082	172	24120	27570	10860	8680	12720	9830	540	720	45.84	1.091	63.75	1.518
1.25	0.102	0.097	1.046	0.368	0.859	0.085	22510	25750	29420	10660	13770	10490	570	760	44.64	1.063	63.75	1.518	
1.25	0.109	0.104	1.032	0.391	0.836	0.086	32260	31250	11640	9340	14830	11140	599	798	43.45	1.035	63.75	1.518	
1.25	0.125	0.120	1.000	0.442	0.785	0.102	30920	35340	10700	17280	12660	660	881	40.80	0.971	63.75	1.518		
1.25	0.134	0.129	0.982	0.470	0.757	0.107	32840	37980	14440	11500	18580	13390	692	923	39.24	0.937	63.75	1.518	
1.25	0.156	0.151	0.938	0.536	0.691	0.123	37530	42890	16910	13500	22110	15290	764	1018	35.90	0.855	63.75	1.518	
1.50	0.095	0.090	1.310	0.419	1.348	0.048	29350	33540	8400	6700	10490	7480	808	1078	70.02	1.667	91.80	2.186	
1.50	0.102	0.097	1.296	0.448	1.319	0.053	31350	35830	9050	7200	11350	8480	856	1141	68.53	1.632	91.80	2.186	
1.50	0.109	0.104	1.282	0.476	1.291	0.059	33540	38100	9700	7700	12320	9430	902	1202	67.06	1.597	91.80	2.186	
1.50	0.125	0.120	1.250	0.540	1.227	0.086	37790	43190	11200	8900	14220	10690	1001	1334	63.75	1.518	91.80	2.186	
1.50	0.134	0.129	1.232	0.575	1.192	0.095	40250	46000	12040	9600	15360	11380	1053	1404	61.93	1.474	91.80	2.186	
1.50	0.156	0.151	1.188	0.659	1.108	0.239	46100	52690	14090	11200	18180	13040	1172	1583	57.58	1.371	91.80	2.186	
1.75	0.109	0.104	1.532	0.562	1.843	0.110	39330	44950	8320	6600	10380	7260	1267	1689	95.76	2.280	124.95	2.975	
1.75	0.125	0.120	1.500	0.638	1.767	0.169	44660	51050	9600	7600	12070	9210	1413	1883	91.80	2.186	124.95	2.975	
1.75	0.134	0.129	1.482	0.680	1.725	0.213	47620	54420	10320	8200	13040	9780	1491	1988	89.81	2.134	124.95	2.975	
1.75	0.156	0.151	1.438	0.781	1.624	0.266	54680	61490	12080	9600	15420	11360	1670	2227	84.37	2.069	124.95	2.975	
2.00	0.109	0.104	1.782	0.648	2.494	0.201	45320	52800	8000	9020	5610	1694	2259	129.56	3.085	163.20	3.886		
2.00	0.125	0.120	1.750	0.736	2.405	0.263	51540	58900	8400	6700	10490	7310	1896	2528	124.95	2.975	163.20	3.886	
2.00	0.134	0.129	1.732	0.786	2.356	0.271	54960	62840	9030	7200	11350	8260	2065	2673	122.39	2.914	163.20	3.886	
2.00	0.156	0.151	1.688	0.904	2.238	0.372	63240	72580	10070	8400	13370	10460	2257	3009	116.25	2.768	163.20	3.886	
2.00	0.188	0.183	1.624	1.070	2.071	0.538	74910	85410	11810	10200	16420	11920	2590	3453	107.60	2.562	163.20	3.886	
2.00	0.203	0.198	1.594	1.146	1.996	0.596	81990	92220	11860	11860	17660	12760	2733	3644	103.67	2.468	163.20	3.886	
2.38	0.109	0.104	2.157	0.776	3.654	0.268	63070	74310	4900	7540	3780	2452	3270	189.83	4.520	230.14	5.479		
2.38	0.125	0.120	2.128	0.864	3.544	0.304	61850	70840	6100	5600	8750	5210	2755	3673	184.24	4.387	230.14	5.479	
2.38	0.134	0.129	2.107	0.943	3.487	0.307	66030	75470	7600	6000	9440	6010	2920	3893	181.13	4.313	230.14	5.479	
2.38	0.156	0.151	2.063	1.088	3.343	0.397	76120	87010	8900	7100	11150	7940	3304	4468	173.64	4.184	230.14	5.479	
2.38	0.188	0.183	1.999	1.292	3.138	0.491	90410	103370	10780	8600	13670	10330	3622	5095	163.04	3.832	230.14	5.479	
2.38	0.203	0.198	1.969	1.385	3.045	0.4709	96960	110810	11670	9300	14860	10940	4048	5397	158.18	3.764	230.14	5.479	
2.88	0.125	0.120	2.625	1.080	5.412	0.371	75590	86390	5840	4600	7170	3260	4151	5535	281.14	4.066	337.24	8.029	
2.88	0.134	0.129	2.607	1.154	5.338	0.362	80770	92310	6200	5000	7730	3930	4408	5877	277.29	4.002	337.24	8.029	
2.88	0.156	0.151	2.563	1.333	5.159	0.530	93270	106600	7350	5800	9120	5560	5014	6885	268.01	4.381	337.24	8.029	
2.88	0.188	0.183	2.499	1.587	4.905	0.595	111880	126950	8910	7100	11160	7920	5841	7787	254.80	4.067	337.24	8.029	
2.88	0.203	0.198	2.469	1.704	4.768	0.593	119280	136230	9640	7700	12130	9030	6207	8276	248.71	5.922	337.24	8.029	

NOTES: 1. The effect of Axial Tension on Pressure Rating has not been applied to the above data.
2. Above data is for new tubing at minimum strength.

Maximum Working Pressure is a function of tube condition and is determined by the user.
QT 700™ is a registered trademark of Quality Tubing Corp. and is patented under U.S. Patent Number 4,863,081

TABLA III.
DISEÑO DE TUBERIA FLEXIBLE
MOP = 6000 lbs. DE RANGO DE SEGURIDAD.

DEXT. (pg).	D. INT. (pg).	ESPEJOR. (pg).	PESO. (lb/pie).	LONGIT (mts).
0.750	0.816	0.067	0.489	2531
1.000	0.866	0.067	0.668	3533
	0.850	0.075	0.741	621
	0.826	0.087	0.848	750
	0.810	0.095	0.918	478
1.250	1.116	0.067	0.847	4114
	1.100	0.075	0.941	629
	1.076	0.087	1.081	812
1.500	1.310	0.095	1.426	4992
	1.296	0.102	1.523	400
1.750	1.532	0.109	1.910	5320
2.000	1.782	0.109	2.201	5446

TABLA IV.
DISEÑO DE TUBERIA FLEXIBLE PARA UN SOLO DIAMETRO INTERNO.
MOP = 6000 lbs. DE RANGO DE SEGURIDAD.

D. EXT. (pg).	D. INT. (pg).	ESPEJOR. (pg).	PESO. (lb / pie).	LONGITUD. (mts).	PESO SARTA + MOP. (Ton).
1.000	0.782	0.109	1.037	4513	9.705
1.250	1.000	0.125	1.502	5058	14.040
1.500	1.296	0.102	1.523	5075	14.240
1.750	1.532	0.109	1 910	5320	17.870
2.000	1.782	0 109	2.201	5446	20.590

TABLA V.
B. N. CONVENCIONAL

Vgi. (MMPCD)	Qo. (bl/día).	Pwf. (lb/pg).	PROF. DE INY (Pie).
0.10	907	1560	9000
0.25	908	1556	9150
0.40	910	1540	9240
0.60	912	1535	9290
0.80	915	1515	9400

PRESION DE INYECCION = 60 Kg / Cm.2. T.P. 3.50 pg.

TABLA VI.
B. N. CON T.F. DE 1.250 pg.

Vgi. (MMPCD)	Qo. (bl/día).	Pwf. (lb/pg).	RGLT. (pie 3/ bl).	PROF. DE INYEC. (Pie).
0.10	870	1800	1789.9	6835
0.25	875	1775	1969.7	6100
0.35	874	1785	2084.4	5750
0.40	873	1788	2142.2	5550

PRESION DE INYECCION = 60 Kg / Cm.2. T.P. 3.50 pg.

TABLA VII.
B. N. CON T.F. DE 1.50 ,pg.

Vgi. (MMPCD)	Qo. (bl/día).	Pwf. (lb/pg).	RGLT. (pie 3/ bl).	PROF. DE INYEC. (Pie).
0.10	854	1893	1801.1	5500
0.25	855	1890	1976.4	5385
0.40	856	1883	2151.3	5290
0.60	857	1878	2384.1	5050
0.80	858	1874	2616.4	4750

PRESION DE INYECCION = 60 Kg /Cm.2. T.P. 3.50 pg.

TABLA VIII.
B. N. CON T. F. DE 1.250 pg.

Vgi. (MMPCD)	Qo. (bl/dia).	Pwf. (lb/pg).	RGLT. (pic 3/ bl).	PROF. DE INYEC. (Pic).
0.10	830	2027	1804.5	NMD
0.30	835	1995	2043.3	NMD
0.50	840	1970	2279.2	14800
0.81	850	1910	2636.9	11850
0.90	852	1898	2740.3	10950

PRESION DE INYECCION = 110 Kg / Cm. 2.

T.P. 3.50 pg.

NMD = NIVEL MEDIO DE LOS DISPAROS (5012 m).

TABLA IX.
B. N. CON T.F. DE 1.250 pg.

Vgi. (MMPCD)	Qo. (bl/dia).	Pwf. (lb/pg).	RGLT. (pic 3/ bl).	PROF. DE INYEC. (Pic).
0.10	925	1440	1792.1	9470
0.25	928	1420	1953.4	9100
0.35	930	1415	2060.3	8320
0.40	931	1403	2112.7	8000

PRESION DE INYECCION = 60 Kg / Cm.2.

T.P. 4.50 pg.

TABLA X.
B. N. CON T.F. DE 1.50 pg.

Vgi. (MMPCD)	Qo. (bl/dia).	Pwf. (lb/pg).	RGLT. (pic 3/ bl).	PROF. DE INYEC. (Pic).
0.10	922	1478	1792.4	9120
0.25	924	1465	1954.5	9100
0.40	925	1452	2116.4	8890
0.60	927	1435	2331.2	8370
0.80	929	1420	2544.2	7760

PRESION DE INYECCION = 60 Kg / Cm.2.

T.P. 4.50 PG.

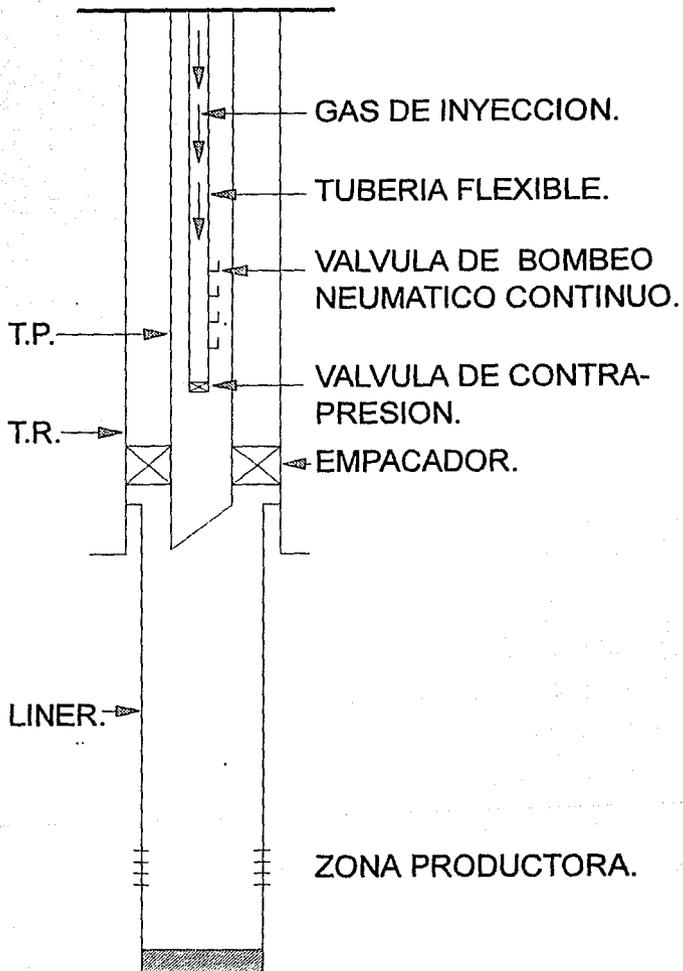


FIG . 1.- PRINCIPIO DEL BOMBEO NEUMATICO CON TUBERIA FLEXIBLE.



J-40

FIG.2.- VALVULA DE BOMBEO NEUMATICO.
(CAMCO, INC.)



B-1

FIG.3.- VALVULA CHECK.
(CAMCO, INC.)

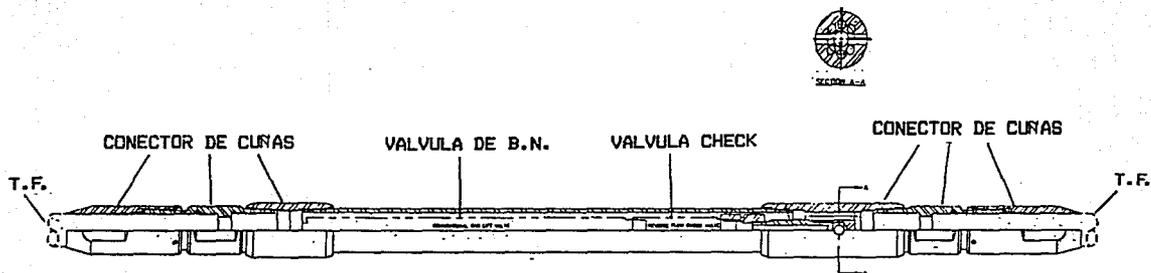


FIG.4.- MANDRIL DE BOMBEO NEUMATICO PARA TUBERIA FLEXIBLE.

(CAMCO, INC.)

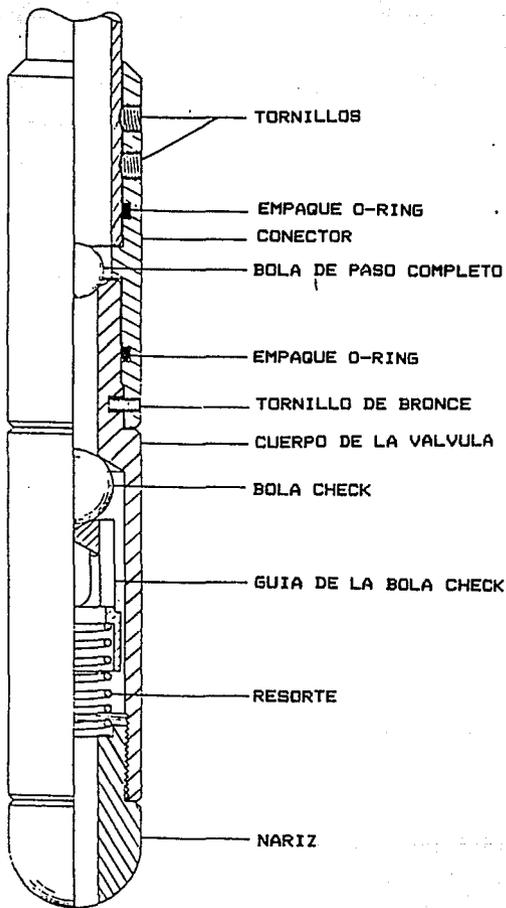


FIG.5- VALVULA CHECK
 (TEXAS OIL TOOLS, INC.)

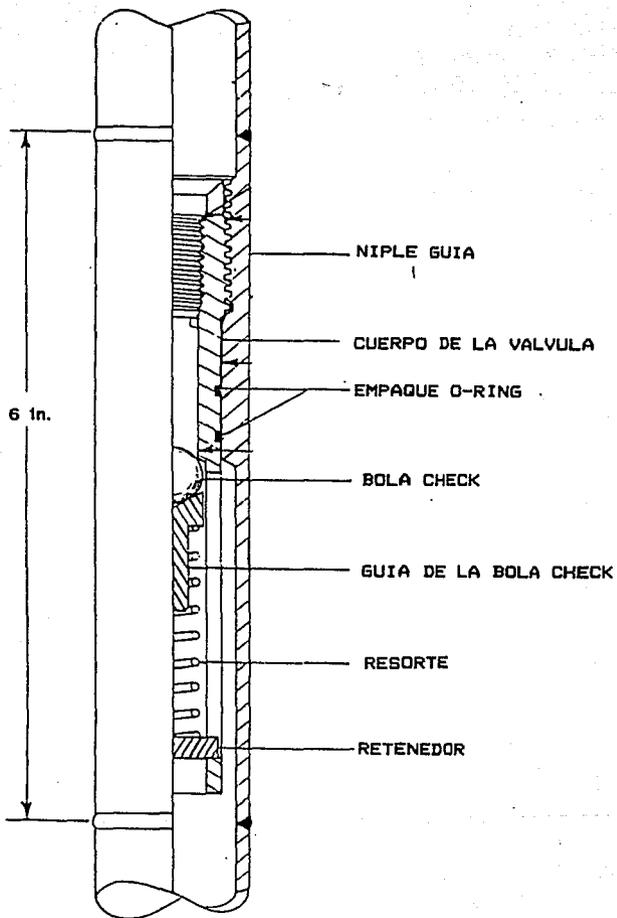


FIG.6.- VALVULA DE CONTRAPRESION
(TEXAS OIL TOOLS, INC.)

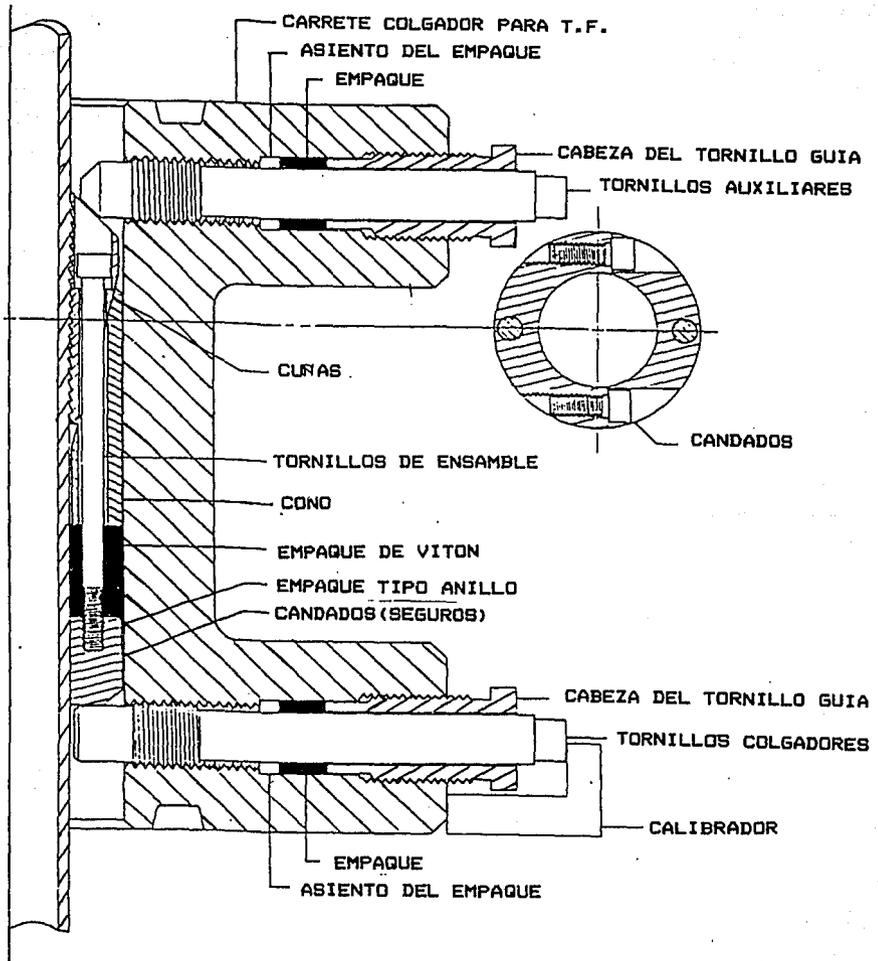


FIG.7.- COLGADOR PARA T.F. SERIE "TL"
 (TEXAS OIL TOOLS, INC.)

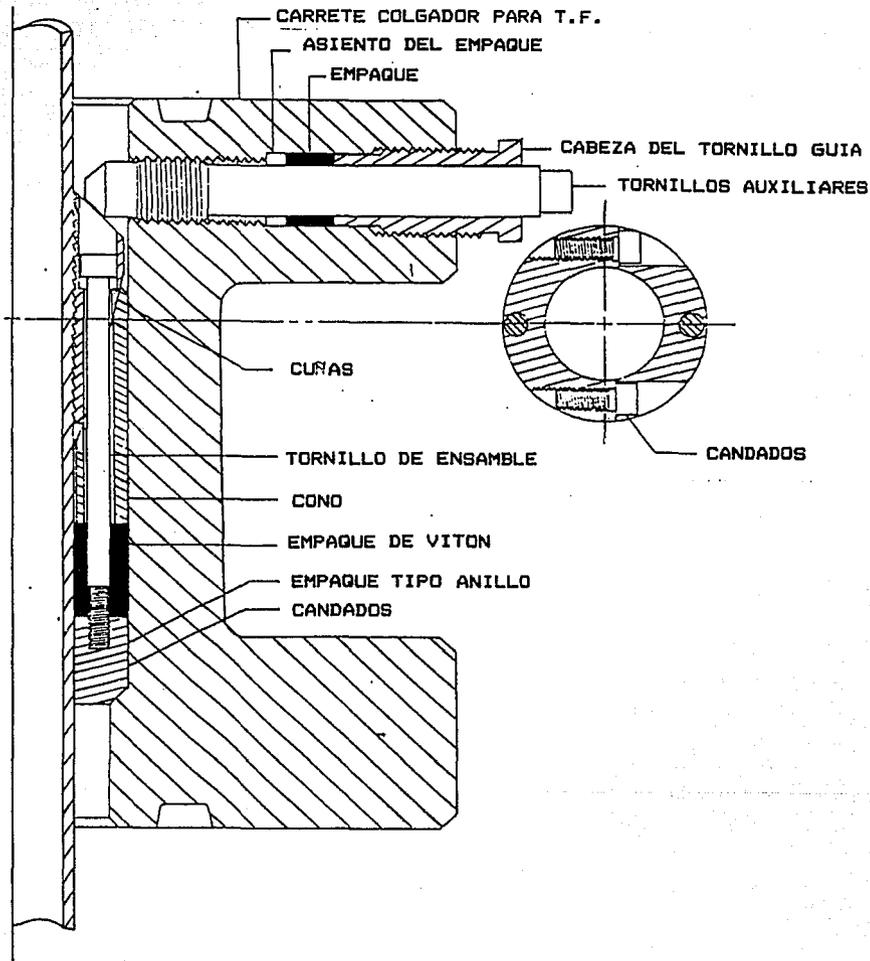


FIG.8.- COLGADOR PARA T.F. SERIE "TM"
 (TEXAS OIL TOOLS, INC.)

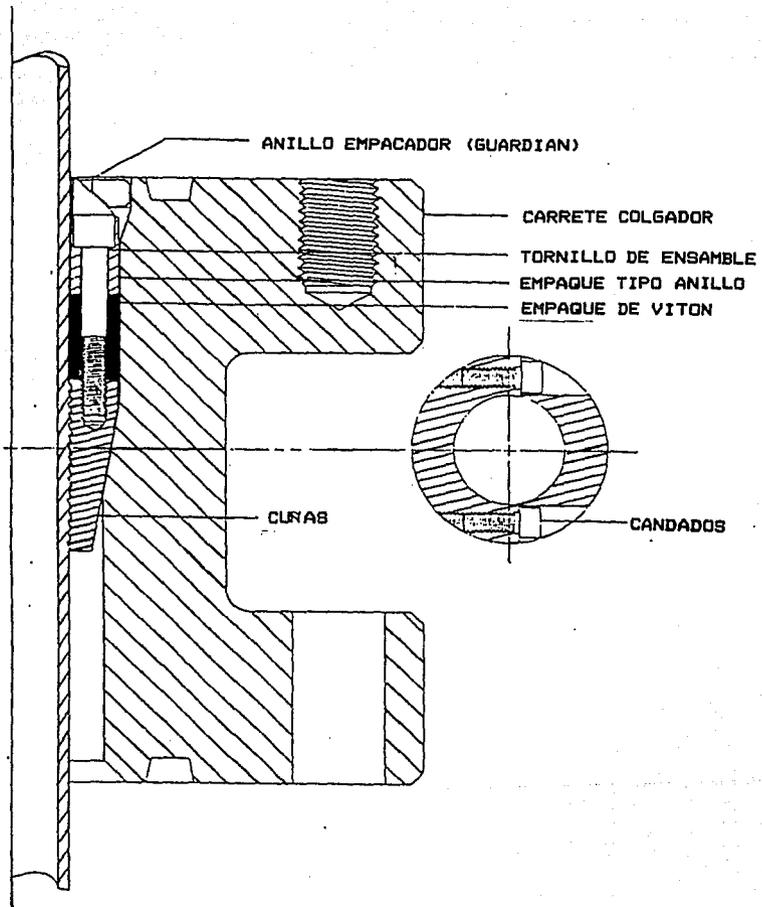


FIG.9.-COLGADOR PARA T.F. SERIE "TD"
 (TEXAS OIL TOOLS, INC.)

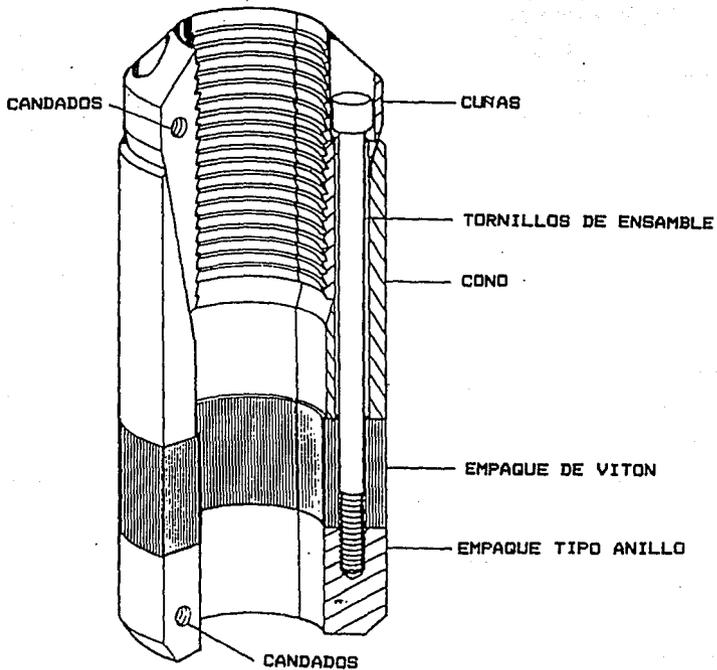


FIG.10.-ENSAMBLE COLGADOR/EMPAQUE TIPO "L"
 (TEXAS OIL TOOLS, INC.)

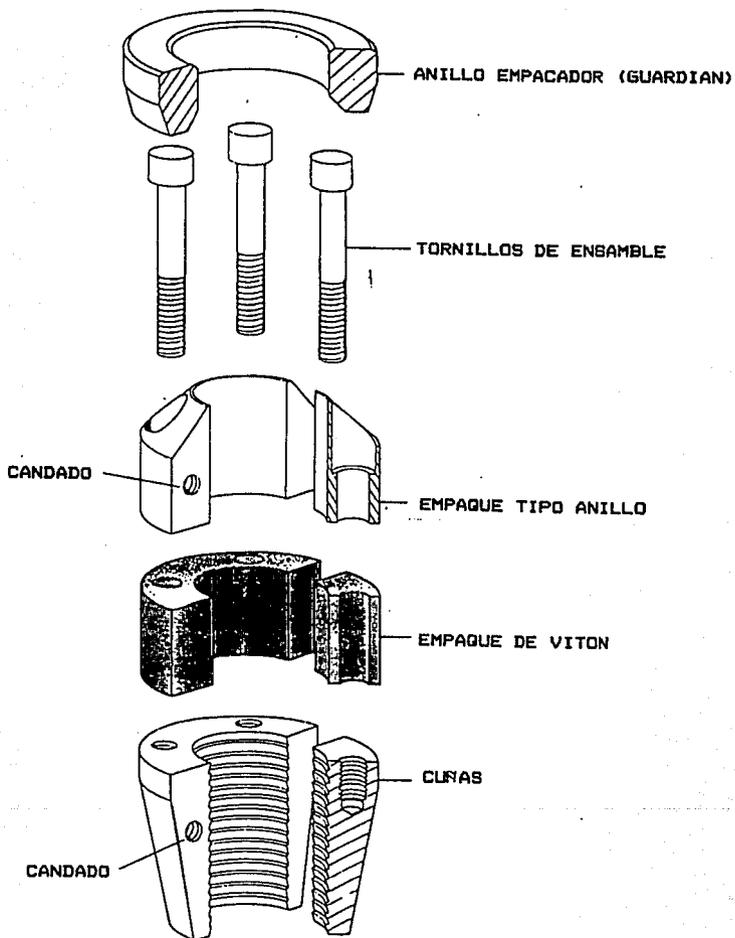


FIG.11.-ENSAMBLE COLGADOR/EMPAQUE TIPO "D"
 (TEXAS OIL TOOLS, INC.)

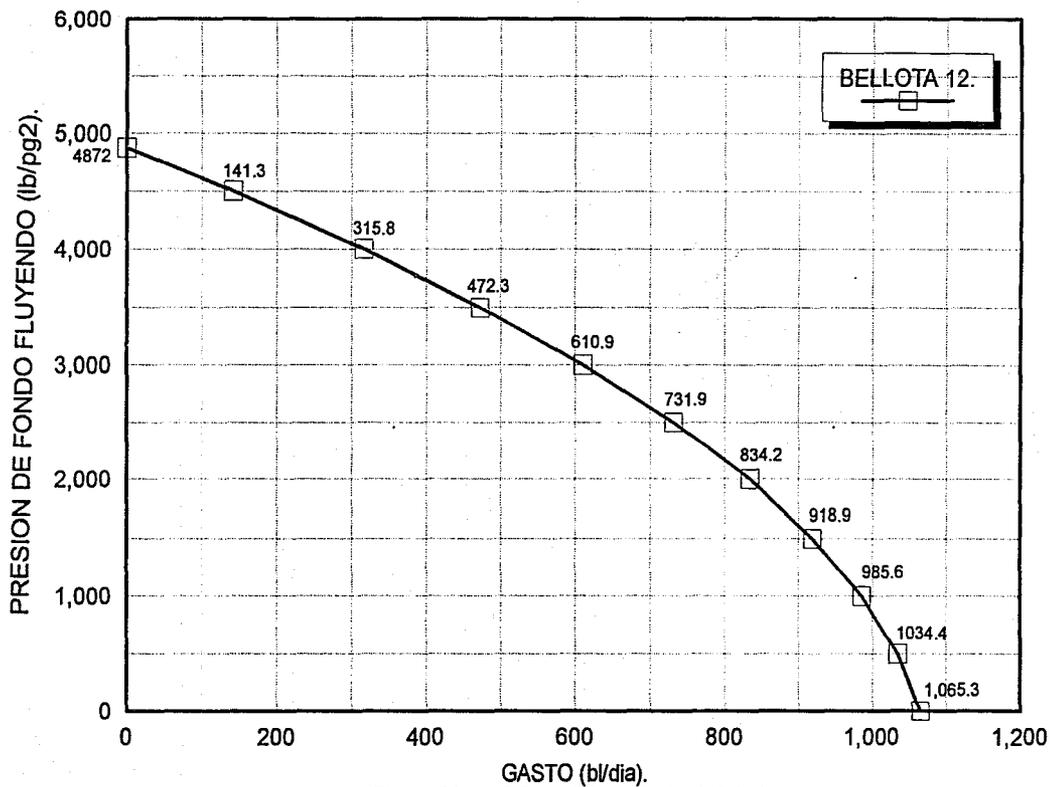


Fig.12 METODO DE FETKOVICH-VOGEL.
 $Q_{max} = 1065.3$ b/dia.

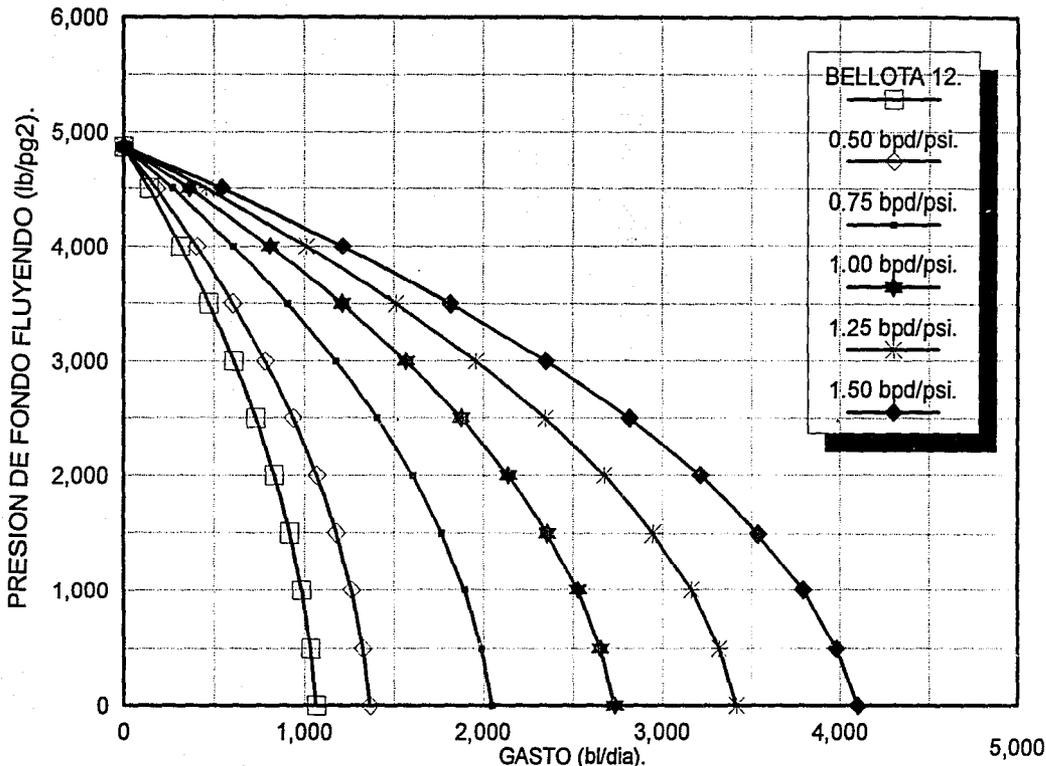


Fig.13 CURVA DE IPR.
METODO DE LA IPR GENERALIZADA.

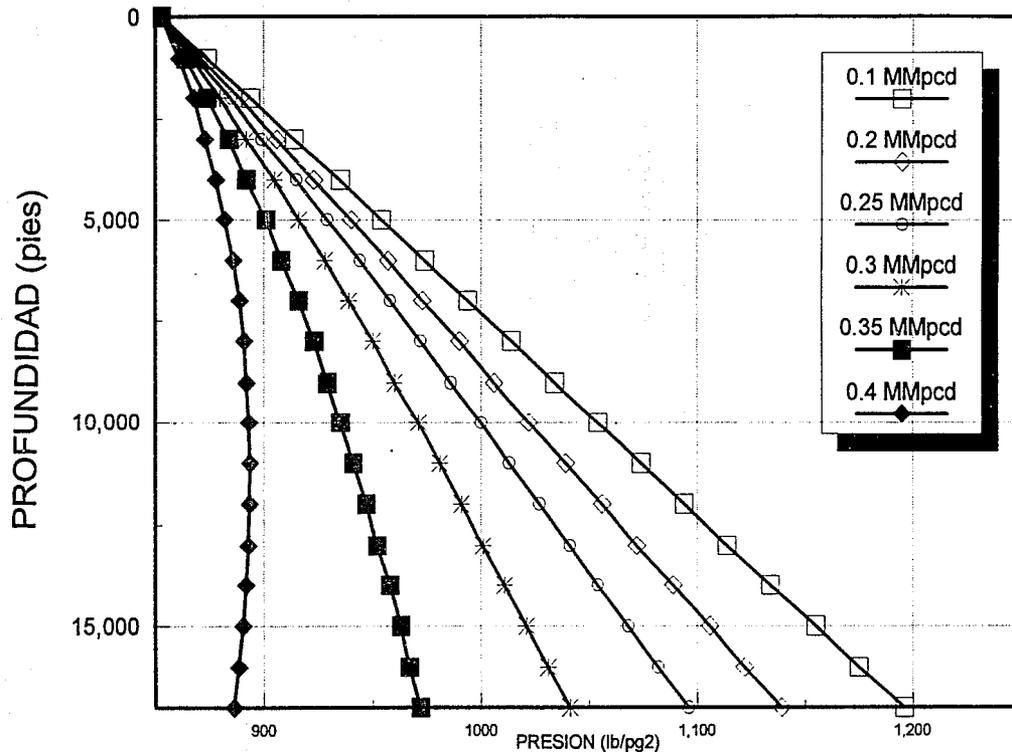


Fig.14 CURVAS DE GRADIENTE DEL GAS DE INYECCION.
 D.I.= 1 pg., Dens. gas= 0.65 (aire=1), Piny.= 853 lb/pg².
 TUBERIA FLEXIBLE DE 1.25 pg.

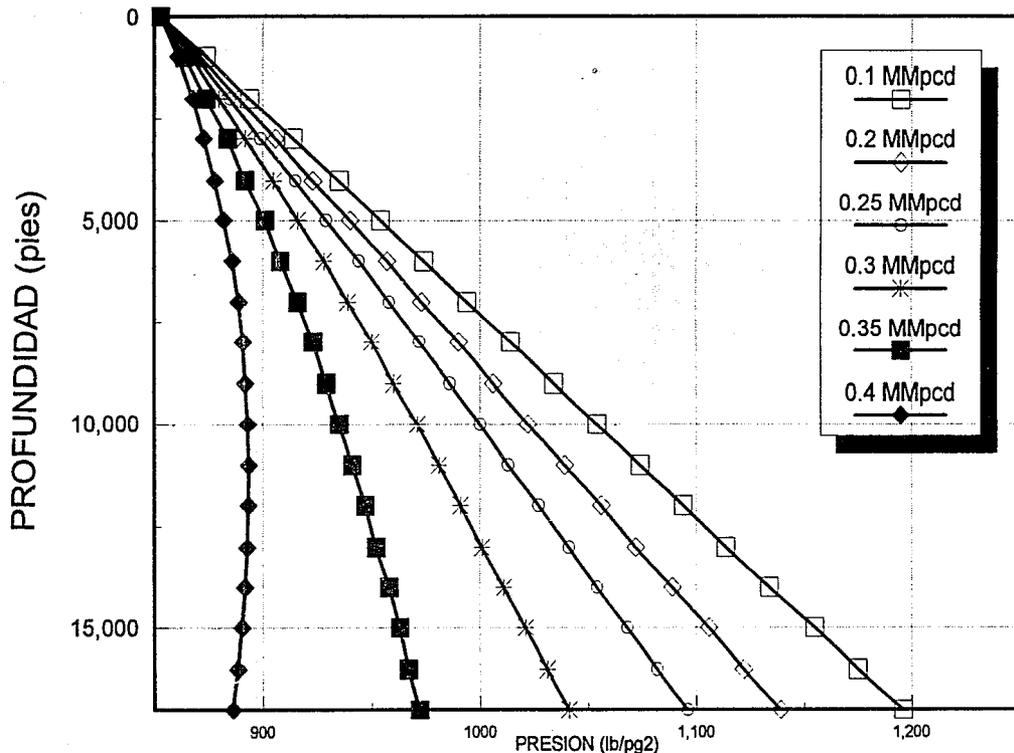


Fig.14 CURVAS DE GRADIENTE DEL GAS DE INYECCION.
 D.I. = 1 pg., Dens. gas = 0.65 (aire=1), Piny. = 853 lb/pg2.
 TUBERIA FLEXIBLE DE 1.25 pg.

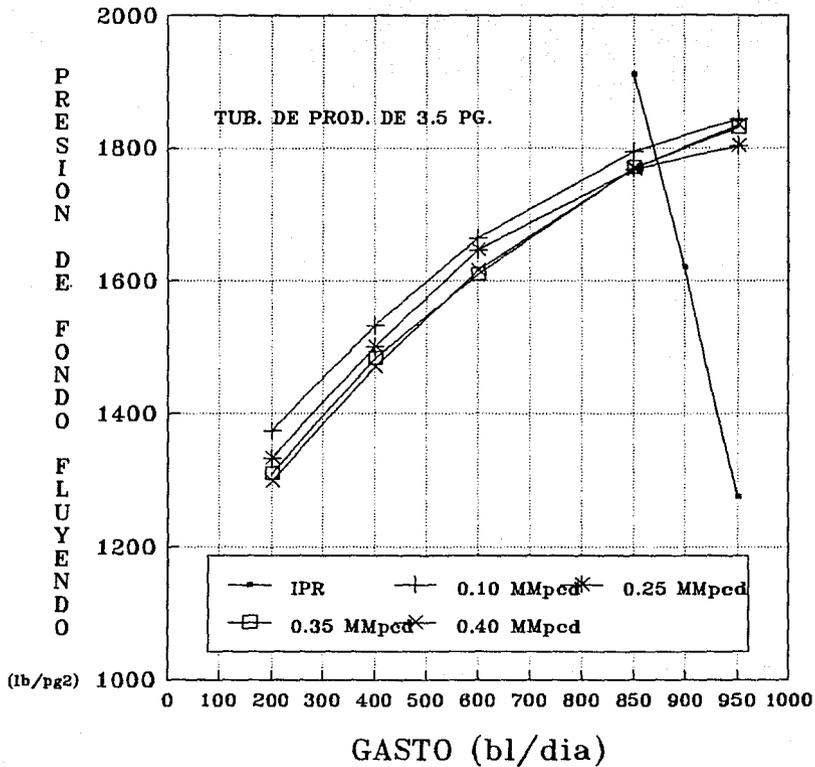


Fig.16 COMPORTAMIENTO DE LA PRESION DE FONDO FLUYENDO CONTRA EL GASTO. T.F. DE 1.25 pg. y Piny.= 60 kg/cm2.

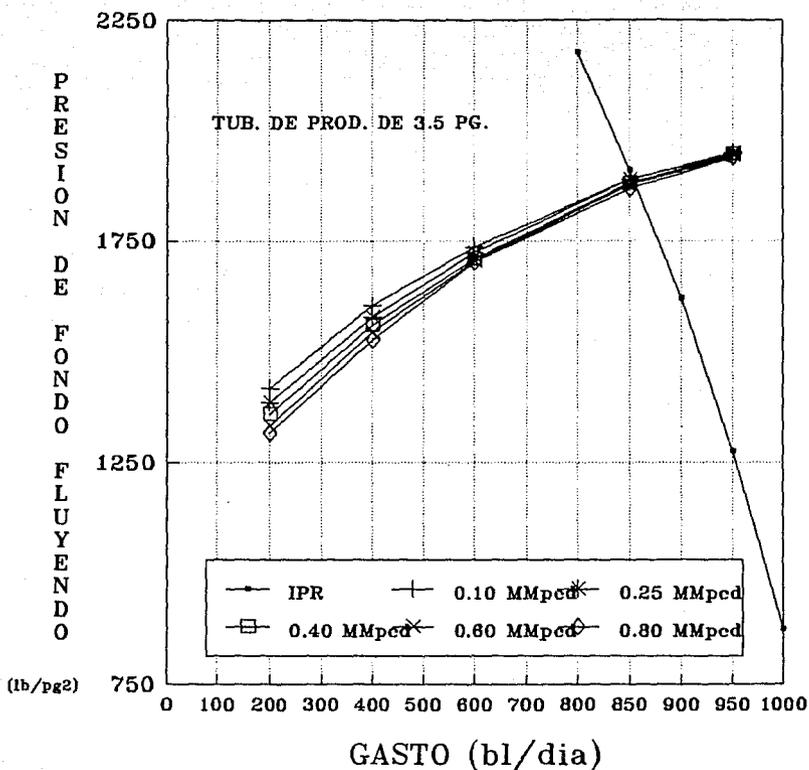


Fig.17 COMPORTAMIENTO DE LA PRESION DE FONDO FLUYENDO CONTRA EL GASTO.
T.F. DE 1.50 pg. y Piny.= 60 kg/cm2.

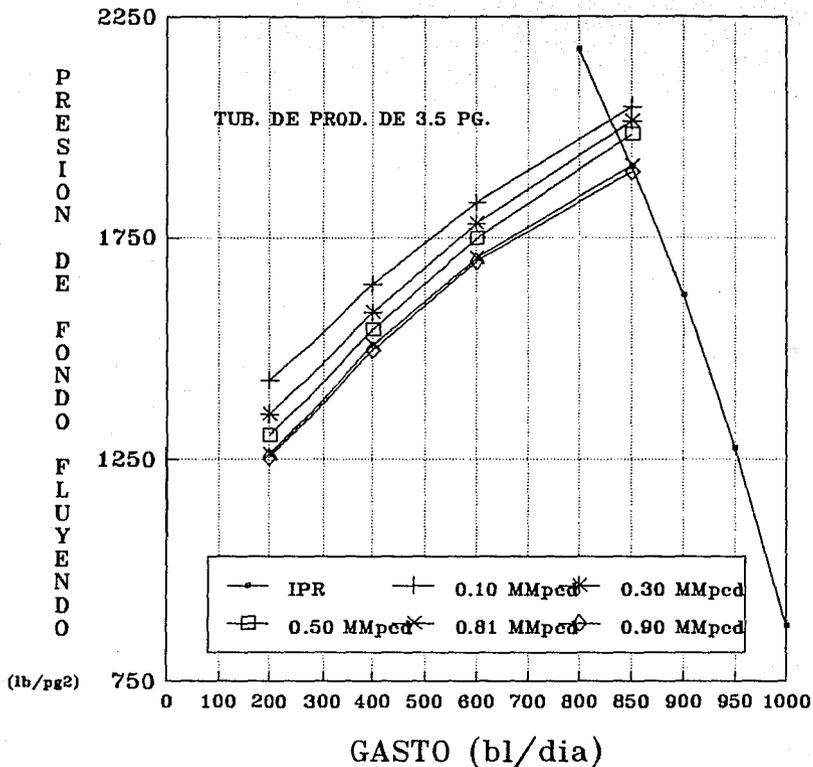


Fig.18 COMPORTAMIENTO DE LA PRESION DE FONDO FLUYENDO CONTRA EL GASTO. T.F. DE 1.25 pg. y Piny.=110 kg/cm².

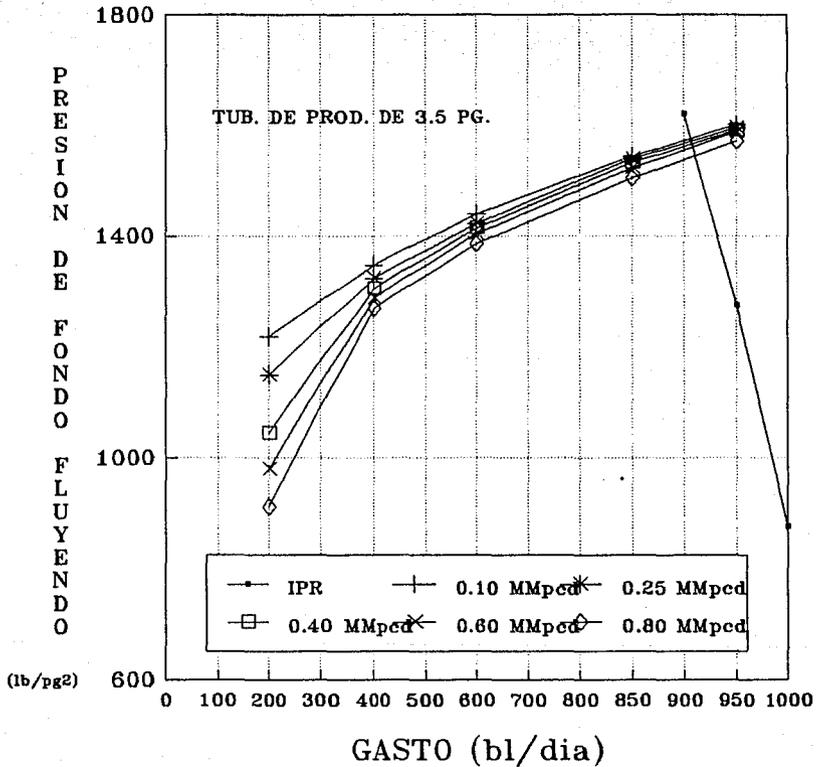


Fig.19 COMPORTAMIENTO DE LA PRESION DE FONDO FLUYENDO CONTRA EL GASTO.
B.N. Convencional y Piny.=60 kg/cm².

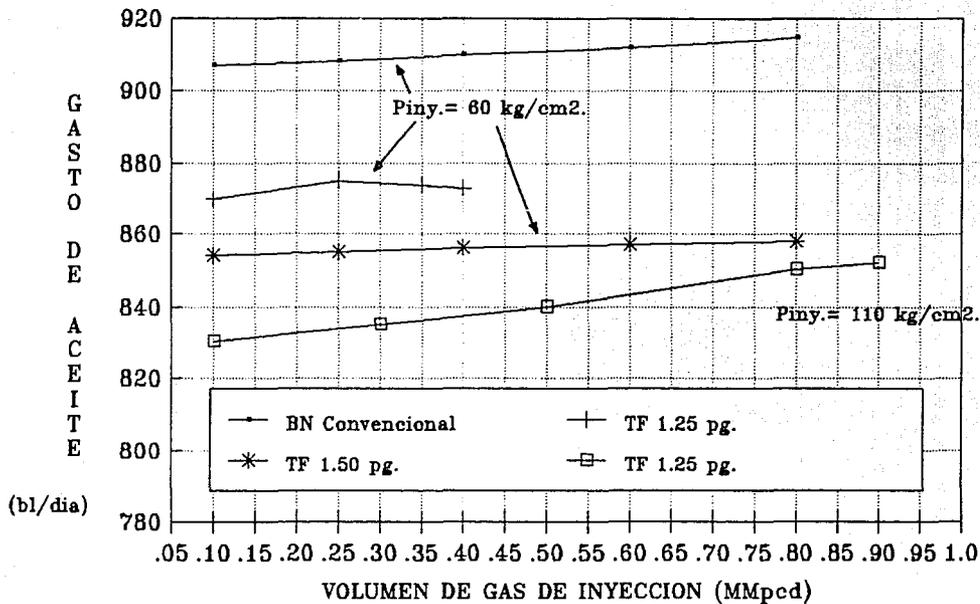


Fig.20 GASTO DE ACEITE CONTRA VOLUMEN DE
GAS DE INYECCION.
TUBERIA DE PRODUCCION DE 3.50 pg.

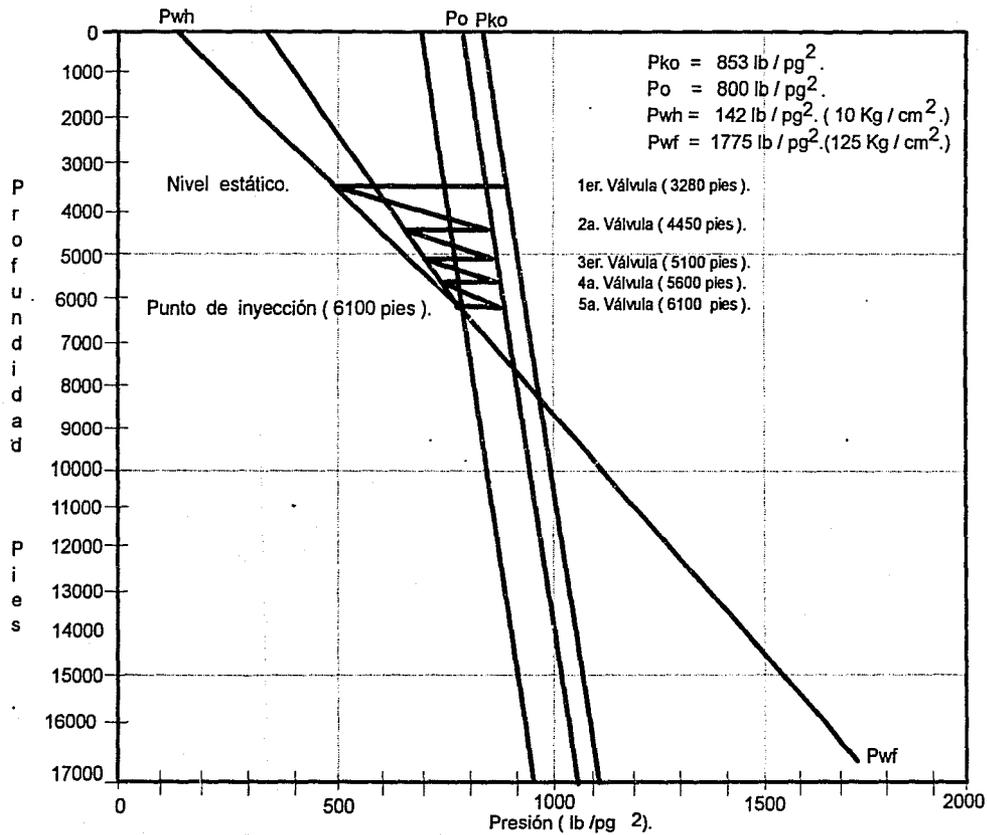


FIG. 21 .- DISEÑO DEL BOMBEO NEUMATICO CON TUBERIA FLEXIBLE.

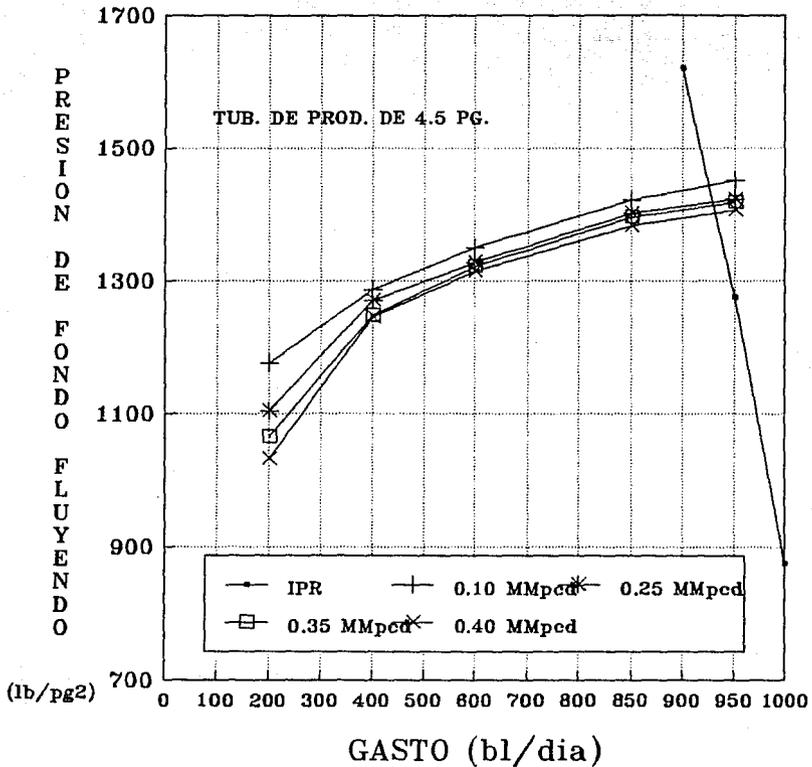


Fig.22 COMPORTAMIENTO DE LA PRESION DE FONDO FLUYENDO CONTRA EL GASTO.

T.F. DE 1.25 pg. y Piny.= 60 kg/cm².

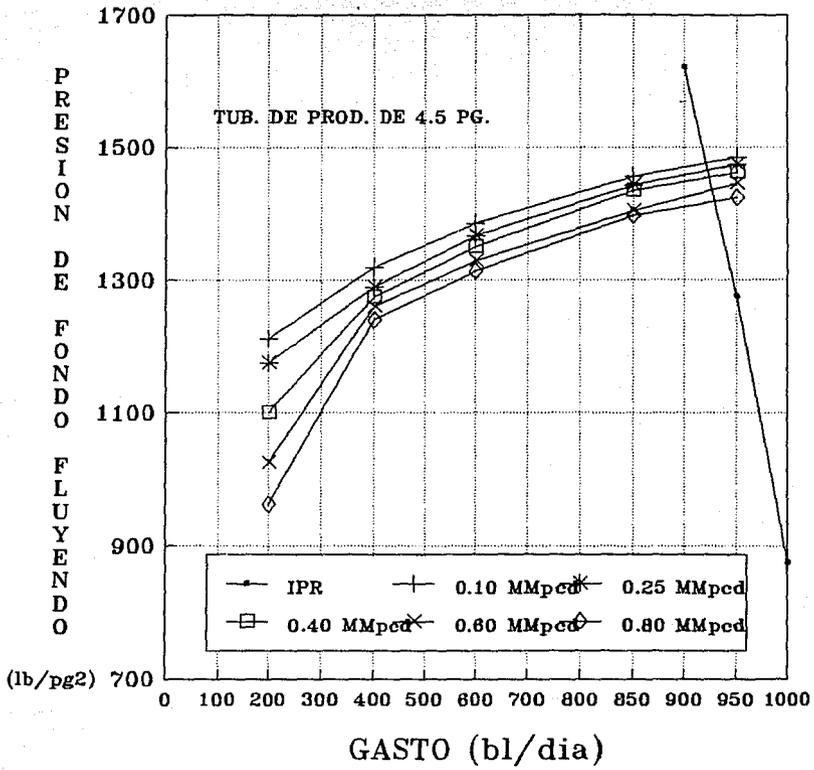


Fig.23 COMPORTAMIENTO DE LA PRESION DE FONDO FLUYENDO CONTRA EL GASTO. T.F. DE 1.50 pg. y Piny.= 60 kg/cm².

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

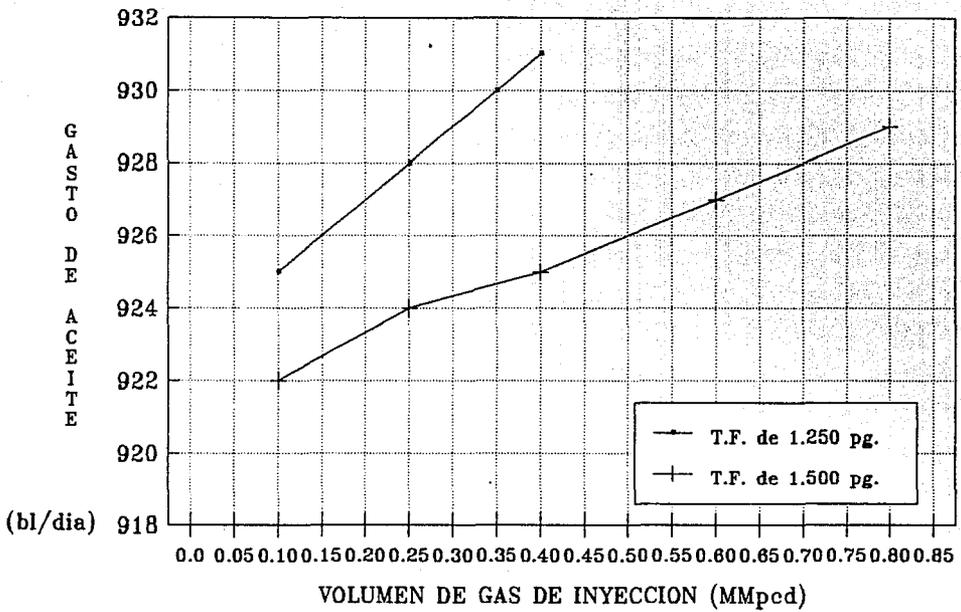


Fig.24 GASTO DE ACEITE CONTRA VOLUMEN DE GAS DE INYECCION.
TUBERIA DE PRODUCCION DE 4.50 pg.

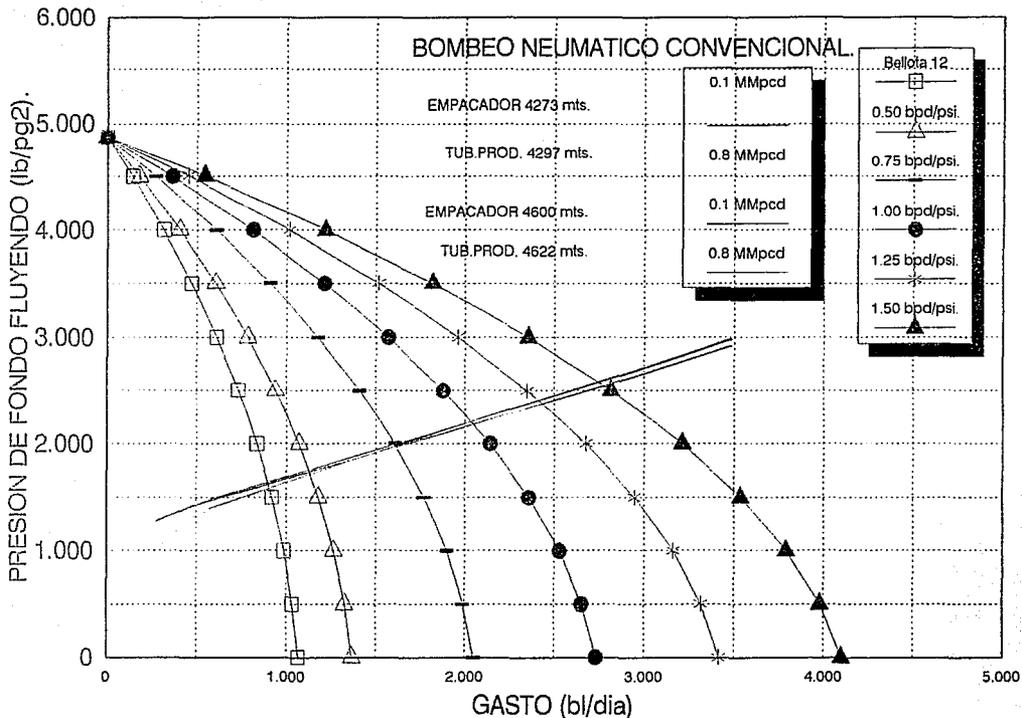


FIG.25 PRESION DE FONDO FLUYENDO CONTRA GASTO PARA TUBERIA DE PROD. 3.50 PG.
PRESION DE INYECCION= 60 KG/CM2.

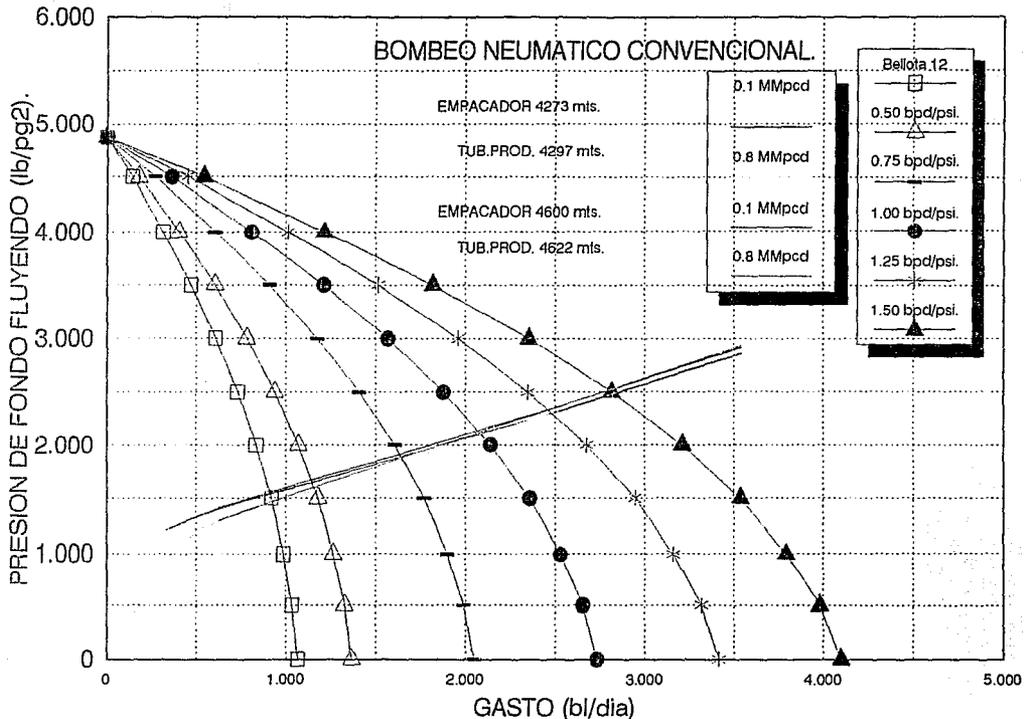


FIG.26 PRESION DE FONDO FLUYENDO CONTRA GASTO PARA TUBERIA DE PROD.3.50 PG.
PRESION DE INYECCION= 80 KG/CM2.

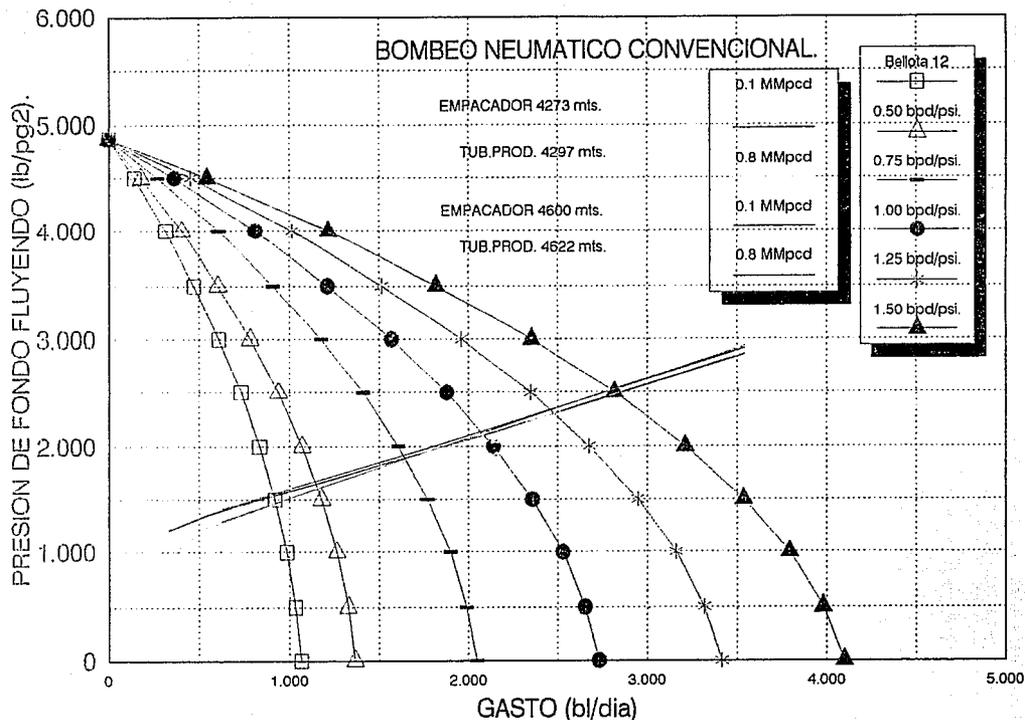


FIG.27 PRESION DE FONDO FLUYENDO CONTRA GASTO PARA TUBERIA DE PROD.3.50 PG.
PRESION DE INYECCION= 100 KG/CM2.

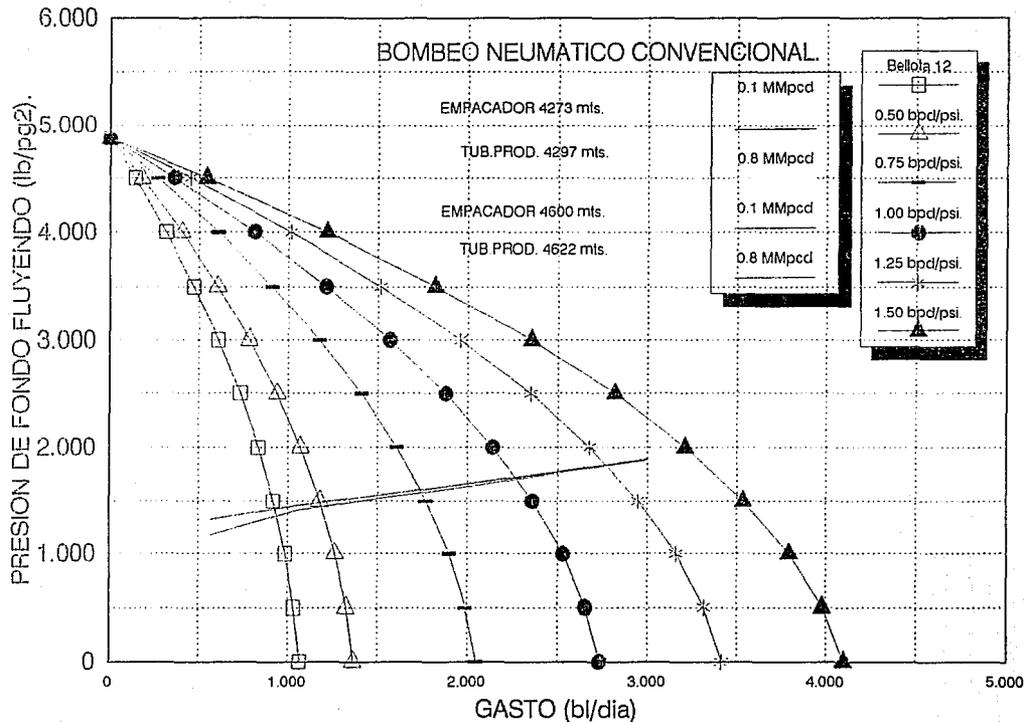


FIG.28 PRESION DE FONDO FLUYENDO CONTRA GASTO PARA TUBERIA DE PROD.4.50 PG.
PRESION DE INYECCION= 60 KG/CM2.

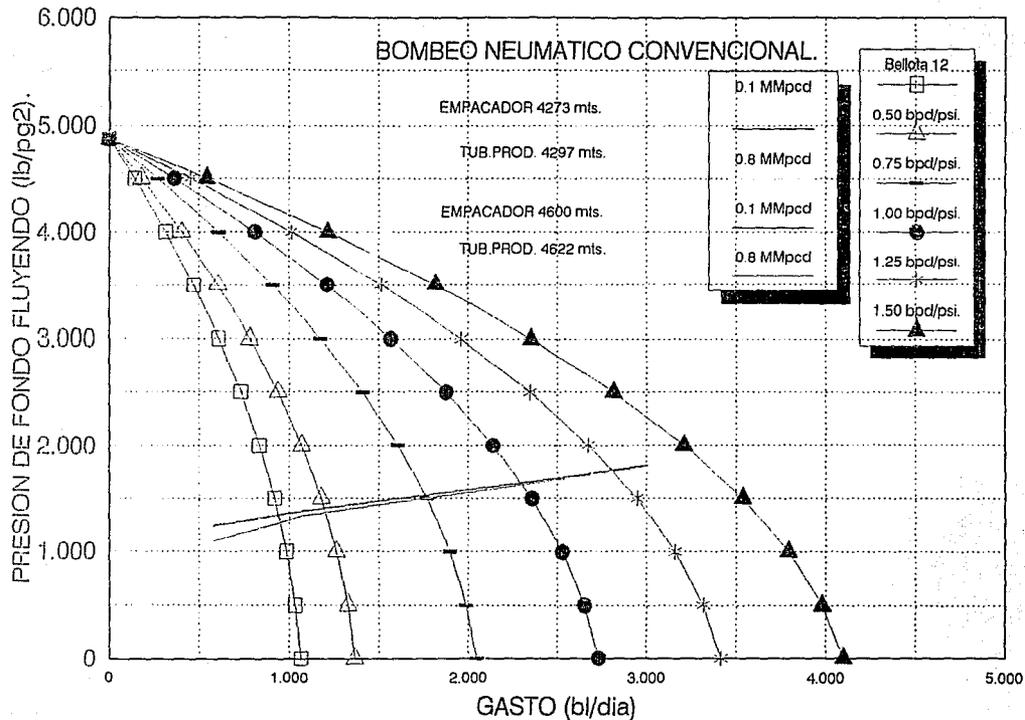


FIG.29 PRESION DE FONDO FLUYENDO CONTRA GASTO PARA TUBERIA DE PROD.4.50 PG.
PRESION DE INYECCION = 80 KG/CM2.

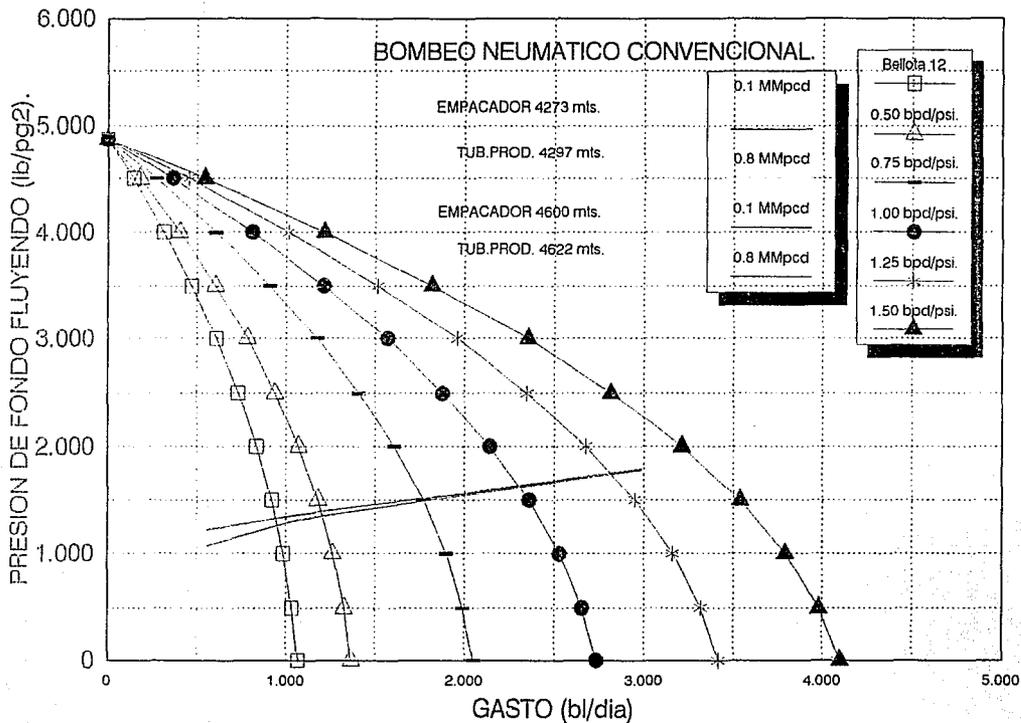


FIG.30 PRESION DE FONDO FLUYENDO CONTRA GASTO PARA TUBERIA DE PROD.4.50 PG.
PRESION DE INYECCION= 100 KG/CM2.

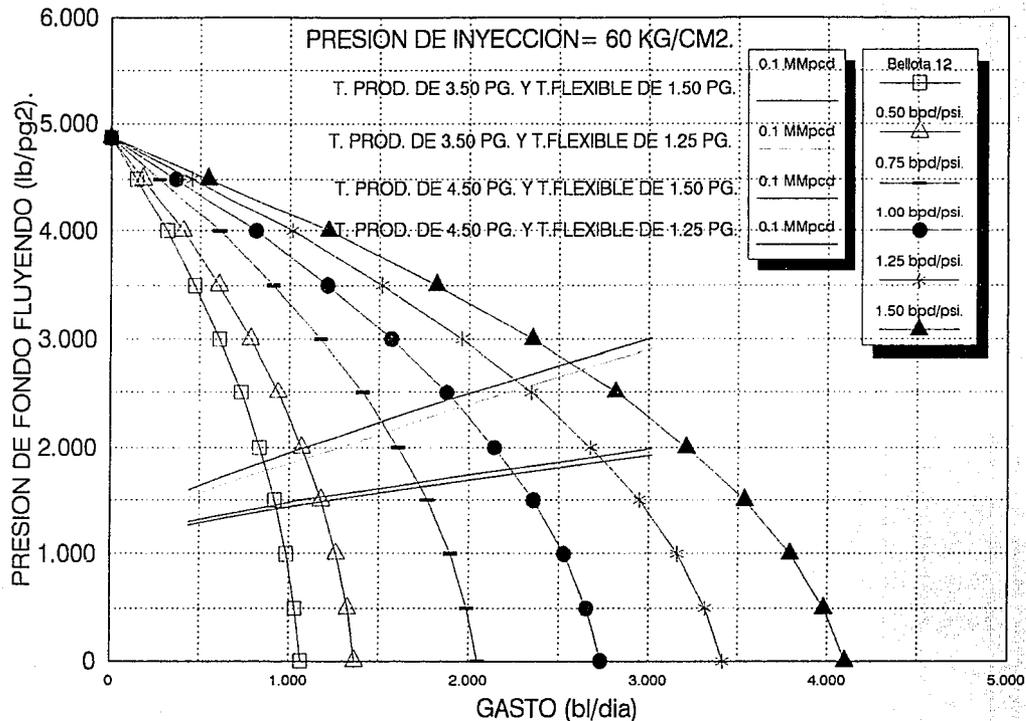


FIG.31 PRESION DE FONDO FLUYENDO CONTRA GASTO PARA EL BOMBEO NEUMATICO CON TUBERIA FLEXIBLE EN TUBERIAS DE PRODUCCION DE 3.50 Y 4.50 PG.

A P E N D I C E II

MÉTODO DE CULLENDER Y SMITH

METODO DE CULLENDER Y SMITH

La ecuación para flujo de fluidos en tuberías horizontales o inclinadas es la siguiente:

$$\frac{dp}{dl} = \frac{g}{g_c} \rho \text{ SIN } \phi + \frac{f \rho v^2}{2 g_c d} + \frac{\rho v dv}{g_c dl} \quad (\text{II.1})$$

donde el factor de fricción, f , es función del Número de Reynolds y la rugosidad de la tubería.

El gradiente de presión total esta compuesto de la siguiente forma;

$$\frac{dp}{dl} = \frac{g}{g_c} \rho \text{ SIN } \phi \quad \text{Gradiente por elevación.}$$

$$\frac{dp}{dl} = \frac{f \rho v^2}{2 g_c d} \quad \text{Gradiente por fricción.}$$

$$\frac{dp}{dl} = \frac{\rho v dv}{g_c} \quad \text{Gradiente por aceleración.}$$

Para pozos fluyentes la velocidad es diferente de cero, y el gradiente por aceleración se ignora debido a que es el 2% aproximadamente de la caída de presión total; por lo que la ecuación para pozos inclinados a un determinado ángulo de la vertical es:

$$\frac{dp}{dl} = \frac{g}{g_c} \rho \text{ COS } \phi + \frac{f \rho v^2}{2 g_c d} \quad (\text{II.2})$$

Ahora, sustituyendo la expresión de la densidad del gas en términos de P , T y Z en la ecuación (II.2), se tiene:

$$\frac{dP}{dL} = \frac{P M}{Z R T} \left(\cos \phi + \frac{f v^2}{2 g_c d} \right) \quad (\text{II.3})$$

A continuación se realizan las sustituciones necesarias, para obtener la expresión de la velocidad en términos de Z,T y P:

$$v = \frac{q}{A} \quad (\text{II.4})$$

$$q = q_{sc} \frac{P_{sc} T Z}{T_{sc} P Z_{sc}} \quad (\text{II.5})$$

sustituyendo (II.4) y (II.5) en (II.3) :

$$\frac{dP}{dL} = \frac{P M \cos \phi}{Z R T} + \frac{M T Z P_{sc}^2 f q_{sc}^2}{R P T_{sc}^2 2g_c d A^2} \quad (\text{II.6})$$

o

$$\frac{P}{Z T} \frac{dP}{dh} = \frac{M}{R} \left[\left(\frac{P}{Z T} \right)^2 \cos \phi + C \right] \quad (\text{II.7})$$

donde la constante " C " considera los siguientes parámetros:

$$C = \frac{8 P_{sc}^2 q_{sc}^2 f}{T_{sc}^2 g_c \pi^2 d^5} \quad (\text{II.8})$$

dicha constante es para un gasto en un diámetro de tubería particular. Separando las variables dadas, se obtiene:

$$\int_{P_{tf}}^{P_{vf}} \frac{\frac{P}{Z T} dP}{\left(\frac{P}{Z T}\right)^2 \cos \phi + C} = \frac{M}{R} \int_0^{MD} dL \quad (II.9)$$

la ecuación anterior es aplicable para cualquier sistema de unidades consistentes. Sustituyendo unidades correspondientes al sistema inglés e integrando del lado derecho de la ecuación II.9, se tiene:

$$\int_{P_{tf}}^{P_{vf}} \frac{\frac{P}{Z T} dP}{0.001 \left[\left(\frac{P}{Z T}\right)^2 \frac{TVD}{MD} + F^2 \right]} = 18.75 \gamma_g MD \quad (II.10)$$

donde

$$F^2 = \frac{0.667 f q_{sc}}{d^5} \quad (II.11)$$

y

$$\frac{TVD}{MD} = \cos \phi \quad (II.12)$$

Simplificando la ecuación II.10 y dividiendo el pozo en dos incrementos de longitud, $H/2$, se obtiene :

$$1) \text{ Mitad superior del pozo} \\ 18.75 \gamma_g (MD) = (P_{mf} - P_{tf}) \frac{(I_{mf} + I_{tf})}{2} \quad (II.13)$$

2) Mitad inferior del pozo

$$18.75 \gamma_g (MD) = (P_{wf} - P_{mf}) \frac{(I_{mf} + I_{tf})}{2} \quad (II.14)$$

donde

$$I = \frac{\frac{P}{T Z}}{0.001 \left[\frac{P}{Z T} \right]^2 \frac{TVD}{MD} + F^2} \quad (II.15)$$

El procedimiento de calculo consiste en dividir el pozo en dos segmentos iguales de longitud, $H/2$, encontrando la presión media (P_{mf}) con la cual se calcula la presión de fondo fluyendo (P_{wf}).

$$P_{mf} = P_{tf} + \frac{18.75 \gamma_g H}{I_{mf} + I_{tf}} \quad (II.16)$$

$$P_{wf} = P_{mf} + \frac{18.75 \gamma_g H}{I_{wf} + I_{mf}} \quad (II.17)$$

PARA EL CALCULO DE LAS CAIDAS DE PRESION OCURRIDAS DURANTE LA INYECCION DE GAS EL VALOR DE F^2 DEBE SER NEGATIVO.

EL PROCEDIMIENTO ANTERIOR SE REALIZA EN CADA INTERVALO DE LONGITUD, EN EL QUE SE DIVIDE LA PROFUNDIDAD TOTAL DEL POZO, Y LOS RESULTADOS OBTENIDOS SON LOS DATOS DE ENTRADA PARA EL SIGUIENTE INTERVALO.