0411

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA PETROLERA

TRABAJO ESCRITO

UNICO

REGISTRO DE PRODUCCION EN POZOS PETROLEROS

JORGE PEÑA ORDAZ

MEXICO, D. F. 1969

Universidad Nacional Autónoma de México
UNAM
Biblioteca Central
Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

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 esta 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.

REGISTRO DE PRODUCCION EN POZOS PETROLEROS

TRABAJO ESCRITO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
FACULTAD DE INGENIERIA
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA PETROLERA

64 68
UNAM
INGENIEROS
PETROLEROS

JORGE PEÑA ORDAZ

MEXICO, D. F. 1969

Folio _____

UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTONOMA DE
MEXICO

SECRETARIA GENERAL
DIRECCION GENERAL DE
SERVICIOS ESCOLARES
DEPTO. DE EXMS. PROFS. Y
GRADOS NUM. II

Nombre de la Tesis:

C I R C U L A R

Por la presente comunico a usteded que el día
de , tendrá lugar en

el examen profesional de
de
con el siguiente jurado:

PRESIDENTE

VOCAL:

C O N T E N I D O .

INTRODUCCION.

RESUMEN.

C A P I T U L O I

GENERALIDADES

C A P I T U L O II

DESCRIPCION DEL EQUIPO

A).- INSTRUMENTOS PARA POZOS DE MEDIANA Y BAJA PRODUCCION.
1.-MEDIDOR DE FLUJO CON OBTURADOR ANULAR INFLABLE.
2.-MEDIDOR INFLABLE COMBINADO.
B).- INSTRUMENTOS PARA POZOS DE ALTA PRODUCCION.
3.-MEDIDOR CONTINUO DE FLUJO.
4.-GRADIOMANOMETRO.
C).- OTROS INSTRUMENTOS PARA EL REGISTRO DE PERFILES.
5.-TERMOMETRO DE GRAN SENSIBILIDAD.
6.-CALIBRADOR QUE PUEDE PASAR POR DENTRO DE LA TUBERIA.
7.-COLECTOR DE MUESTRAS DE PRODUCCION.

C A P I T U L O III

APLICACIONES

C A P I T U L O IV

EJEMPLOS TIPICOS.
CONCLUSIONES.
FIGURAS Y GRAFICAS.
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.

INTRODUCCION

Tomando en consideración que la localización, perforación y operaciones subsecuentes de un pozo petrolero representan una gran inversión, es comprensible que de cada uno de los pozos perforados se trate de obtener la mayor cantidad posible de hidrocarburos para compensar la erogación hecha. Sin embargo, la experiencia ha demostrado que en muchos pozos que se consideraba producían en una forma eficiente se presentan fallas, que al ser corregidas, se logra aumentar la producción del pozo.

En algunos casos, cuando esas fallas han ocurrido durante un período largo de tiempo han llegado a crear problemas en los casos de recuperación secundaria. Por consiguiente, los registros de producción sirven para planear las reparaciones en pozos de baja producción y ayudan a resolver los problemas cuando se presenta una alta relación gas-aceite y/o entrada de agua.

El presente trabajo trata de dar una explicación y modo de operación del equipo y herramientas usados durante una prueba de registro de producción, así como un enfoque global de los casos en que es necesario recurrir a él.

R E S U M E N

Dentro del grupo de instrumentos utilizados para obtener los perfiles de producción se incluyen los medidores de flujo de dos tipos: de medición contínua y los que tienen un obturador anular, termómetros de una alta sensibilidad, gradiomanómetros, saca-muestras de fluído de producción, densímetros, medidores de fracción de agua y calibradores de pequeño diámetro que pueden pasar por dentro de la tubería de producción. Estos instrumentos permiten el registro de la producción o de la inyección y la obtención de las características de los fluídos procedentes de la formación; del diámtero del pozo, y de las temperaturas. También se registran los coples o juntas de la tubería para un mejor control de la profundidad. Muestras del fluído para estudios del tipo PVT pueden ser recuperadas de cualquier profundidad. La mayoría de los problemas de producción quedan resueltos con la interpretación de éstos datos, en especial cuando se dispone también de los perfiles de rayos gamma neutrónico y de los de control de cementación; para ambos existen dispositivos de pequeño diámetro que pueden pasar por dentro de la tubería de producción.

Los instrumentos para obtener perfiles de producción son diseñados para trabajos dentro del pozo, en condiciones dinámicas. De ésta manera suministran la información necesaria para evaluar las técnicas empleadas en la terminación o reparación del pozo. Los instrumentos son construídos de tal manera que pueden operar dentro de tuberías de dos pulgadas y a presiones hasta de 703 Kg/cm^2 y temperaturas de 150°C. El equipo de control de presión permite el descenso de los instrumentos en pozos en producción con presiones de superficie de hasta 420 Kg/cm^2, y en pozos de inyección con presiones de hasta 510 Kg/cm^2.

En terminaciones nuevas los perfiles de producción sirven para asegurar una recuperación máxima de fluído y para explicar problemas de producción que saltan a la vista por el comportamiento en la superficie. En pozos viejos, los perfi-

les ayudan a la planeación de los trabajos de reparación para pozos productores en declinación. Otra aplicación importante es el control de proyectos para recuperación secundaria.

C A P I T U L O I

GENERALIDADES.- La medición de coeficientes de flujo, no es una novedad, sin embargo, siempre ha sido difícil determinar dentro del pozo la composición de los fluídos. Los instrumentos usados actualmente hacen posible la identificación de los componentes del fluído y a la vez permiten conocer la fracción del flujo total que corresponde a cada uno de ellos, una vez hecha la identificación de los fluídos, las mediciones de los coeficientes de flujo en el pozo resultan de mayor significación.

El desarrollo de instrumentos para estas mediciones en condiciones dinámicas del pozo ha hecho progresar considerablemente el uso de los perfiles de producción. Mediante el uso de uno de éstos instrumentos en forma combinada (Medidor de flujo, aparato para identificación de fluídos, y control de profundidad) podemos contestar a las preguntas: ¿ Cuánto de fluído ? ¿ De dónde proviene ? y ¿Qué clase de fluído ?.

Los efectos de la velocidad de los fluídos sobre la mezcla, así como las combinaciones posibles de petróleo, gas y agua, complican el problema de la identificación de éstos fluídos. Para seleccionar el tipo de dispositivo apropiado a usar, se debe de tomar en cuenta la mezcla y la velocidad de los fluídos, también es de vital importancia investigar aquellos parámetros que varían lo suficiente como para obtener una identificación satisfactoria de los fluídos componentes de un flujo multifásico. Por ejemplo, efectuando la medición de densidades de fluídos se obtienen los mejores resultados, cuando se trata de determinar entradas de gas, en cambio las densidades de mezclas de agua y petróleo resultan muy parecidas para permitir una buena identificación.

Si tomamos en cuenta las constantes dieléctricas de los hidrocarburos (2 a 6) que son muy diferentes a las del agua (aproximadamente 80), vemos que el parámetro del agua es el que se medirá para definir las mezclas agua-petróleo. Teóricamente, cuando se determinan las densidades, así como las constantes dieléctricas, es posible conocer las fracciones de

gas, petróleo y agua.

Para efectuar la determinación de las fracciones de los fluídos es de mucha importancia considerar las velocidades de éstos. Generalmente, se supone que la distribución de los componentes de cualquier sistema miscible de fluídos que fluyen en forma vertical en la tubería de producción es función de la mezcla. Por ejemplo, en mezclas agua-petróleo a bajas velocidades, el petróleo se presenta generalmente en forma de gotas suspendidas en el agua, cuando hay velocidades más altas hay espuma y aglutinación de petróleo, cuando se llega a velocidades aún más altas se forman emulsiones. Cuando se trata de mezclas gas-líquido, ocurren también transformaciones parecidas. Para un análisis correcto, al efectuar cualquier medición de fluídos en movimiento, se debe tomar en cuenta éstas variaciones en la distribución de los fluídos.

Al tener velocidades bajas de flujo ocurre segregación por densidad, dentro de la tubería de revestimiento, lo cual altera la distribución promedio "in situ" de los fluídos y puede llevar a interpretaciones falsas. La distribución de volúmenes de fluído en movimiento dentro de la tubería de revestimiento puede ser distinto de las cantidades de fluído producido en la superficie. La diferencia resulta de las velocidades verticales de distintos valores que tienen los componentes de la mezcla, lógico es que el componente más liviano se eleve más rápidamente que el pesado.

Se deben tomar en cuenta los valores diferentes en la velocidad de los fluídos que componen el flujo en la tubería de revestimiento, para poder relacionar las mediciones hechas dentro del pozo, con la producción en la superficie. Esto es necesario ya que los instrumentos para medir fracciones de fluído solo responden a los volúmenes ocupados por cada uno de los fluídos componentes del flujo y no a sus velocidades relativas. Se puede considerar como ejemplo el caso de cuando se está produciendo únicamente petróleo, en un pozo que tiene un nivel de agua por encima de la zona de los disparos, el petróleo entra a la tubería de revestimiento y se mueve hacia arriba a través del agua. Si se mide la densidad de una mues-

tra representativa del fluído tomada abajo del nivel del agua se notará una proporción bastante apreciable de agua, lo que causará sorpresa en vista de la ausencia de agua en el fluído producido en la superficie. Sin embargo, en éste caso se mueve solo el petróleo y la velocidad ascendente del agua es nula.

En el caso de tener producción de petróleo y agua ocurre un fenómeno parecido, ya que el petróleo se mueve con mayor velocidad vertical y contribuye a la sección transversal del fluído en un porcentaje menor del que se podría suponer si se tomara en cuenta la fracción de petróleo producido.

La diferencia entre la fracción de volumen de petróleo en la tubería de revestimiento y el volumen que se está produciendo, es función no solamente de la velocidad de flujo sino también de las características físicas del petróleo y del agua (densidad, viscosidad, tensión superficial, etc.) debido a las muchas variaciones que pueden sufrir estos parámetros, es difícil convertir mediciones de fondo de pozo a valores de producción en la superficie.

Para poder conocer las proporciones en que se encuentran los componentes de una mezcla de fluídos dentro de un pozo, la velocidad de flujo debe ser suficientemente alta, para reducir al mínimo el efecto de segregación. Cuando la velocidad del flujo es alta, la fricción interna entre los fluídos es aparentemente suficiente para contrarrestar la segregación. En pozos de producción alta (más de 7oo bls/día ó 112 m^3/día en T.R. de 5 1/2 pulgadas) las velocidades de flujo generalmente son lo suficientemente altas para permitir una buena identificación de los fluídos mediante mediciones de densidad. Los pozos con producción baja, que normalmente se presentan, permiten la segregación de fluídos, lo cual en el pasado ha sido una de las causas que han originado los problemas encontrados, en la determinación de las fracciones de fluídos dentro del pozo.

Los nuevos instrumentos para la obtención de los perfiles de producción, resuelven el problema de la segregación de fluídos en los pozos de baja producción. El equipo de regis-

tro de producción en su estado actual, es el resultado de la combinación de investigaciones de laboratorio con pruebas extensas de campo.

C A P I T U L O II

DESCRIPCION DEL EQUIPO

A).- INSTRUMENTOS PARA POZOS DE MEDIANA Y BAJA PRODUCCION.

1.- MEDIDOR DE FLUJO CON OBTURADOR ANULAR INFLABLE.

Este instrumento (Figura 1) consta de un velocímetro de tipo de hélice, que mide coeficientes de flujo total a las profundidades requeridas. Tiene además, un obturador anular flexible que es resistente a los hidrocarburos, el cual es inflado por medio de una bomba hidraúlica que obliga a todo el fluído a pasar a través de una sección medidora de pequeño diámetro que contiene la hélice, la cual al empezar a girar produce una corriente alterna cuya frecuencia es proporcional al coeficiente absoluto de flujo.

Para disminuir imprecisiones en el perfil de flujo real la pérdida por fricción de los fluídos se ha reducido al mínimo permitido por el diámetro interior del instrumento. (Menos de 0.35 Kg/cm^2 tratándose de pozos con producción menor de 400 bls/día ó 64 m^3/día).

Existen dos tipos de medidores de flujo con obturador anular inflable, uno de ellos es de 1 11/16" de diámetro, el otro tipo de medidor es de 2" de diámetro. Las características de éste aparato son que trabaja a una presión máxima de 600 Kg/cm^2 y a una temperatura de 125°C.

2.- MEDIDOR INFLABLE COMBINADO.

Este dispositivo (Figura 2), incluye instrumentos para la identificación de fluídos en la sección medidora, la que es suficientemente pequeña de modo que aún pequeños volúmenes de fluído pueden desarrollar buenas velocidades, reduciéndose así al mínimo el efecto de segregación. En éste dispositivo se encuentran, además del medidor de flujo, un medidor de la fracción de agua y un densímetro.

El medidor de la fracción de agua hace la medición de las constantes dieléctricas de los fluídos que pasan a través de la sección medidora. Este dispositivo es fundamentalmente-

un condensador. Los fluídos que pasan a través de la sección de medición fluyen entre las placas cilíndricas del condensador cuya capacidad es determinada por un circuito eléctrico.- Después de la transmisión de las señales a la superficie y luego de su registro, se puede determinar el índice de corte de agua del flujo a la profundidad deseada.

La gran diferencia entre las constantes dieléctricas de los hidrocarburos y el agua permite una buena identificación en mezclas no emulsificadas, cuando la fase continua de una mezcla emulsificada es eléctricamente conductora (agua), la capacidad medida por el medidor de la fracción de agua es casi la misma como si hubiera un cien por ciento de agua. Para emulsiones cuya fase continua es el petróleo, las mediciones no se alteran apreciablemente en pozos cuya producción es mayor de 200 bls/día (32 m^3/día), con porcentajes de agua mayores del 30%, la mezcla tiende a emulsificarse dentro del instrumento.

EL DENSIMETRO, está diseñado para dar un índice de densidad de los fluídos que pasan por la sección medidora, el flujo es dirigido a través de un cilindro hueco que contiene cuchillas radiales alineadas con el flujo. El cilindro está sometido a una vibración circular por acción de un mecanismo electromagnético y oscila a una frecuencia natural, que es función de la densidad de los fluídos que atraviesan el cilindro. La frecuencia de oscilación se mide con un sistema de detección apropiado que envía señales eléctricas a la superficie donde son registradas, éstas señales eléctricas se convierten luego a índices de densidad de fluídos mediante el uso de gráficas apropiadas.

B).- INSTRUMENTOS PARA POZOS DE ALTA PRODUCCION.

3.- MEDIDOR CONTINUO DE FLUJO. (Figura 3).

Es un velocímetro centralizado de tipo hélice, que dá un perfil contínuo del flujo en función de la profundidad. El perfil consta de una curva expresada en porcentaje de flujo total, la curva se registra en sentido contrario al flujo.

Los coples (juntas), la tensión del cable y su velocidad quedan también registrados. Con éste último dato se debe corregir la curva de flujo por el efecto de la velocidad del instrumento en sentido contrario. Es aconsejable hacer un perfil de calibración para obtener en ésta forma una precisión más alta en la determinación del volumen producido por el pozo.

El medidor continuo de flujo viene en dos tamaños: uno de 1 11/16" y el otro de 2" de diámetro exterior. Las especificaciones máximas de éste aparato son: presión de 1000 Kg/cm^2 temperatura de 160°C.

4.- GRADIOMANOMETRO.

Este aparato (Figura 4), sirve para tomar un perfil contínuo de la diferencia de presión entre dos puntos. Esta medición de la presión diferencial es hecha por dos fuelles provistos de membranas que son sensibles a las variaciones de presión, y están espaciados 0.60 m uno del otro. Generalmente cuando la sonda opera dentro de la tubería de revestimiento, el gradiomanómetro mide el peso específico promedio de los fluídos que se encuentran entre los dos fuelles y es permisible despreciar las pérdidas por fricción. La escala del perfil está dada en unidades de peso específico y se calibra fuera del pozo, de tal manera que se lea: cero en agua dulce y cero en el aire. Cuando se opera en el interior de la tubería de producción, las pérdidas por fricción y la turbulencia de los fluídos afectan las mediciones dando lugar a resultados cualitativos.

Si se considera la variación de presión debida a las pérdidas por fricción (que es siempre el caso en tuberías de revestimiento de 5 1/2" de diámetro en adelante), se tendrá un registro de la densidad promedio del fluído, ó de la mezcla de fluídos en el perfil gradiente de presión.

Las características de éste aparato son:

Diámtero exterior	1 11/16"
Temperatura máxima	125 °C
Presión máxima	600 Kg/cm^2

C).- OTROS INSTRUMENTOS PARA EL REGISTRO DE PERFILES.

5.- TERMOMETRO DE GRAN SENSIBILIDAD.

Con éste aparato (Figura 5), podemos registrar un perfil de temperatura y también un perfil de coples en forma simultánea, se pueden registrar anomalías de temperatura de tan solo 0.5 °F. La sonda consta de un sistema de puente eléctrico que utiliza una resistencia no aislada, sensible a la temperatura, como un ramal del puente.

La gran sensibilidad del termómetro lo capacita especialmente para detectar el movimiento de fluídos entre la tubería de revestimiento y la formación o entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción.

Las características de operación de éste instrumento son:

Temperatura máxima	177 °C
Presión máxima	1080 Kg/cm^2

6.- CALIBRADOR QUE PUEDE PASAR POR DENTRO DE LA TUBERIA.

Este aparato de calibración (Figura 6), dá una curva del diámetro del pozo promediada por tres brazos. El perfil correspondiente indica variaciones en el diámetro del agujero entre 2 y 12", con una sensibilidad de ± 0.1".

Las especificaciones de operación son:

Temperatura máxima	140°C
Presión máxima	700 Kg/cm^2

7.- COLECTOR DE MUESTRAS DE PRODUCCION.

Este aparato (Figura 7) se utiliza para recuperar una muestra de fluído de 2.05 litros de volumen a cualquier profundidad en pozos productores. Consta de dos cámaras separadas por una válvula de explosión y un regulador de flujo.

La profundidad de muestreo se selecciona normalmente de aquellos perfiles que dan las características de los fluídos tales como el gradiomanómetro.

Los orificios grandes del aparato permiten recuperar muestras sin caída de presión. El cierre efectivo después de recogida la muestra es controlado desde la superficie, evitando así la contaminación. La muestra entera puede ser trasladada, bajo presión , a una cápsula para análisis de tipo PVT.

C A P I T U L O III

A P L I C A C I O N E S

1.- MEDIDOR DE FLUJO CON OBTURADOR ANULAR INFLABLE.

En principio, el dispositivo con obturador anular inflable es el mejor instrumento para las determinaciones de flujo y de las fracciones de fluídos dentro del agujero. Sin embargo, en pozos de producción elevada en agujeros abiertos o en tuberías de revestimiento de diámetro grande, pueden conducir a caídas excesivas de presión a través del instrumento y también a velocidades de flujo demasiado altas. Estas últimas pueden llegar a producir emulsiones de petróleo y agua que harían imposible la determinación de las fracciones de fluídos. La caída excesiva de presión a través de la sonda, no solamente interfiere con las condiciones normales de producción sino que en muchos casos impide el anclaje efectivo del obturador anular.

Se puede utilizar éste aparato en pozos de bombeo usando una tubería adicional instalada únicamente para bajar el medidor de flujo, lo cual es posible únicamente en pozos revestidos con tubería de 6 5/8" o más. Cuando el pozo tenga una tubería de revestimiento de 5 1/2" se puede bajar el aparato a través del espacio anular a condición de que el pozo esté equipado con: **Una cabeza terminal de tubería giratoria y una tubería con juntas de extremo liso.**

Como el medidor de flujo con obturador anular inflable viene en dos tamaños, uno de ellos, el de 1 11/16" de diámetro se puede operar dentro de tuberías de producción de 2" y con flujos de producción bajos hasta medianos. El otro, de 2" de diámetro, ofrece menos resistencia y puede usarse en pozos de alta producción siempre y cuando el diámetro de la tubería de producción lo permita.

El medidor de flujo con obturador anular inflable se utiliza para registrar perfiles, ya sean de producción o de inyección. Un generador asimétrico de señales indica la dirección del flujo. (Ya sea hacia arriba o hacia abajo).

BIBLIOTECA CENTRAL
U. R. A. M.

Se cuenta con equipos y métodos diferentes para mediciones en pozos cuya producción es grande.

2.- MEDIDOR INFLABLE COMBINADO.

Mediante el uso de éste dispositivo se elimina el problema de segregación de fluídos en los pozos de baja producción, aumentando la velocidad del flujo. Después de anclado e inflado, el obturador anular dirige el flujo de todos los fluídos que vienen de abajo a través de una sección medidora de diámetro pequeño. En ésta sonda, las mediciones de la constante dieléctrica y de densidad son hechas dentro de la parte rápida del flujo. El uso de éste dispositivo permite la determinación de fracciones de petróleo dentro del pozo con producción ligeramente superior a 10 bls/día.

El medidor de la fracción de agua se utiliza principalmente para determinar las fracciones de petróleo y agua a base de un " índice de corte de agua ".

Debido a la tendencia del medidor de la fracción de agua y del densímetro a aumentar la fricción al flujo, el uso de la herramienta inflable combinada queda limitado a pozos cuya producción es más baja que aquellos que son permisibles para el uso del medidor de flujo con obturador anular inflable.

3.- MEDIDOR CONTINUO DE FLUJO.

En pozos cuya producción es demasiado elevada para el uso de los dispositivos con obturador anular se utiliza el medidor contínuo de flujo, para hacer los perfiles de producción dentro del pozo. El uso de éste aparato es más efectivo y excelente en condiciones de flujo monofásico en pozos de alta producción, (como pozos de gas) y/o dentro de tubería de revestimiento de diámetro pequeño.

Tratándose de flujos bifásicos, con pequeñas gotas o burbujas de la fase discontínua también es recomendable su uso.- En fluídos que presentan burbujas grandes, la interpretación es extremadamente difícil y las indicaciones dadas por éste medidor son bastante irregulares y erróneas.

El medidor contínuo de flujo sirve para determinar la fracción con que cada zona contribuye a la producción total -

o recibe en el caso de pozos de inyección.

El aparato también sirve para ayudar a resolver problemas de cambio en la distribución del flujo debidos a condiciones de flujo, taponamiento de las perforaciones, agotamiento, aumento del porcentaje de agua, selección del tipo de terminación y del proceso de estimulación.

4.- GRADIOMANOMETRO.

Este aparato sirve para determinar los tipos de fluídos y tiene mayor efectividad en la identificación de entrada de gas y para localizar niveles estáticos de agua, así como determinar el contacto petróleo-agua y el contacto gas-petróleo. Cuando la velocidad de los fluídos es suficientemente alta, el instrumento puede identificar también entradas de petróleo y de agua en pozos de producción, basándose en las diferencias de peso específico existente entre el fluído que entra y aquel, que ya se encuentra en la tubería de revestimiento. Por tal razón no es fácil detectar entradas de agua en pozos productores que tengan una alta producción de agua.

Si las velocidades de flujo no son suficientemente altas pueden ocurrir efectos de segregación de las fracciones de fluído producidas.

5.- TERMOMETRO DE GRAN SENSIBILIDAD.

Este instrumento sirve para localizar la distribución del agua, inyectada a una formación y determinar si existe ó no el flujo cruzado, para localizar canalizaciones detrás de la tubería de revestimiento, para ubicar fugas en la tubería de producción y para establecer gradientes geotérmicos. Así como para determinar el punto de burbujeo, el control de la operación de las válvulas de gas de inyección, pérdidas de circulación,etc.

En pozos de inyección, por ejemplo, una serie de curvas de temperatura registradas a intervalos de cuatro horas después de suspender la inyección, identifica las zonas que están tomando fluído. Estas zonas, enfriadas por el fluído inyectado hasta puntos más alejados del agujero, no retornan de inmediato a su temperatura normal de formación como las zonas

no inyectadas.

Es de especial interés notar que las anomalías por en-- friamiento aparecen aún a través de la tubería de revestimiento. Estas zonas pueden o no coincidir con los niveles a los - cuales los fluídos inyectados sales de la tubería.

En algunas circunstancias, como por ejemplo, tratándose- de formaciones de porosidad muy alta o presión diferencial -- muy baja, la entrada de gas no es siempre indicada por una a- nomalía fría; por lo cual es recomendable sacar un perfil de- gradiente de presión junto con el perfil de temperatura para- la determinación exacta de las entradas de gas.

6.- CALIBRADOR QUE PUEDE PASAR POR DENTRO DE LA TUBERIA.

Los perfiles de calibración son de gran valor en la de-- terminación del volumen de producción en terminaciones de po- zos abiertos. Sin embargo, aún los perfiles de flujo hechos - en tubería de revestimiento pueden quedar afectados por enja- rre, depósitos de parafina o daños en la tubería de revesti - miento.

Este aparato se emplea principalmente en combinación con el medidor contínuo de flujo ó con el medidor de flujo con ob- turador anular inflable, tanto en pozos entubados, como en po- zos abiertos. Cuando no se conoce exactamente el diámetro de- un pozo donde se usa el medidor contínuo de flujo, es impera- tivo hacer un perfil, utilizando el calibrador que puede pa-- sar por dentro de la tubería, ya que uno de los parámetros ne- cesarios para la interpretación del perfil de flujo es el co- nocer exactamente el diámetro del pozo en cada punto.

7.- COLECTOR DE MUESTRAS DE PRODUCCION.

El aparato colector de muestras consta de dos cámaras -- separadas por una válvula de explosión y un regulador de flu- jo. El funcionamiento del aparato es el siguiente:

Antes de tomar la muestra, la cámara inferior que está-- situada encima del pistón flotante, está llena de aceite a -- 70 Kg/cm^2 de presión. La cámara superior contiene aire a pre- sión atmosférica. La válvula de explosión es accionada desde- la superficie al llegar a la profundidad del muestreo.

La presión exterior aplicada a la base del pistón ------ flotante (a través de los orificios de entrada de la mues -- tra), obliga al aceite situado encima del pistón a pasar a - través del regulador hacia la cámara de aire de baja presión. Cerca del final de su trayectoria, el pistón flotante recoge- la válvula inferior, cierra la cámara de muestreo y asegura - el sello del pistón de cierre contra la entrada del fluído.

C A P Í T U L O IV

En la figura 8 se muestran mediciones obtenidas en un pozo de bombeo mecánico. EL pozo forma parte de un gran proyecto de inyección de agua en la parte central de los Estados Unidos. Los pozos de inyección y de producción del programa, están terminados en agujero abierto en una capa gruesa que contiene varias zonas de cierta permeabilidad. No fué posible evaluar la operación de inyección con mediciones hechas en la superficie, debido a las variaciones de permeabilidad de las arenas, y a la falta de control en la inyección por agujero abierto.

Se corrieron perfiles de producción en varios pozos para evaluar el comportamiento de la inyección de agua y para contar con la información necesaria para la elaboración de un programa de reparación.

Cuando se corren perfiles de producción en pozos de bombeo mecánico se presentan dificultades que complican la operación. Siempre que sea posible, se sugiere bajar tubería de producción paralela, a través de las cuales pueden correrse las sondas. También, se puede emplear un sistema temporal de " gas lift ", de modo que las sondas puedan bajar por dentro de la tubería de producción. La situación menos deseable, es tener que correr la sonda por el espacio anular, entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción, porque existe mayor probabilidad de encontrar dificultades al bajar los dispositivos al fondo o al volver a sacarlos a la superficie. A menos que se use una tubería de producción paralela y un ancla para doble tubería, es necesario quitar el ancla del tubo para poder correr las herramientas por fuera de la tubería de producción. Además, para obtener perfiles de producción debe de quedar por encima del tramo disparado más alto.

En éste proyecto se corrió la sonda por el espacio anular en la tubería de revestimiento. Con excepción del aprato calibrador se encontró poca dificultad al bajar y subir los dispositivos. sin embargo, se requirieron numerosas corridas-

adicionales, porque el obturador anular del aparato combinado inflable, frecuentemente se rompió al bajarlo dentro del pozo. La falta de un perfil de calibración para seleccionar las profundidades de anclaje, también contribuyó a complicar las operaciones en éstas terminaciones en agujero abierto.

La experiencia adquirida en éste caso, indica que siempre que sea posible se debe correr una tubería paralela de producción, o un sistema temporal de " gas lift " para poder obtener perfiles de producción en pozos de bombeo.

El perfil del gradiomanómetro y los valores computados del aparato combinado inflable (Figura 8), se obtuvieron de un pozo de bombeo con una producción promedio de 300 bls/día (48 m^3/día), con aproximadamente el 40% de petróleo y 60% de agua, y con 27 MPCD de gas. La bomba estaba colocada cerca de 100 pies más arriba de la zapata de la tubería. El gradiomanómetro debía de determinar el nivel estático del fluído y también ayudar a detectar si había producción de gas libre de la formación. El perfil del peso específico señaló el nivel del líquido (en el espacio anular de la tubería de revestimiento) a unos 1500 pies más arriba de la bomba. La presión de fondo, calculada del gradiente dado por el gradiomanómetro fué de solo 35.2 Kg/cm^2. Como éste valor era menor que el punto del burbujeo se esperaba producción de gas libre. La producción de gas fué confirmada por un cambio de densidad, en el perfil del gradiomanómetro, cerca de 15 pies por debajo de la zapata de la tubería de revestimiento.

El perfil del gradiomanómetro fué seguido por el aparato combinado inflable, para determinar el perfil de flujo abajo en el pozo y la distribución de fluídos. Las lecturas hechas en la estación indican un flujo total de 345 bls/día (55 m^3/día) y un corte aparente de agua de 34%. Estas cifras difieren considerablemente de aquellas obtenidas en la producción en la superficie, a menos que se hagan correcciones por la diferencia de condiciones. Tomando en cuenta el flujo de gas, la producción del líquido a condiciones de superficie, en la estación 1, resulta de 196 bls/día (31 m^3/día), es decir,

76 bls/día de petróleo y 120 bls/día de agua (un corte de agua de 62%). Estos valores concuerdan con la producción en la superficie durante las operaciones de perfilaje. En una corrida de prueba de 12 horas, hecha a continuación del perfilaje, la producción medida en la superficie fué de 270 bls/día de líquido (43 m^3/día), correspondiente a 99 bls/día de petróleo y 171 bls/día de agua (corte de agua de 63%). Además el índice de densidad de 0.4 en la estación 1, confirma la entrada de gas libre entre las estaciones 1 y 2. La producción de gas libre afecta la efisciencia de la bomba, causando variaciones en la producción (entre 200 y 375 barriles de fluído por día, o sea, entre 32 y 60 m^3 de fluído por día).

Para interpretar otra anomalía de los perfiles, el operador decidió repetir los registros de flujo. El pozo fué bombeado durante toda una noche y al día siguiente se corrió el medidor de flujo con obturador anular. La curva general del flujo, resultó similar para la producción total inferior con excepción de la estación 4. En ésta parte, con profundidades de anclaje ligeramente mayores, se determinó que algo del flujo de la porción inferior del agujero, estaba entrando en la formación más abajo de la estación 4, y que el fluído entraba al pozo justamente por encima de éste anclaje más profundo. De ésta información se deduce la presencia de por lo menos una zona ladrona. Otras zonas ladronas pueden provocar la disminución aparente del caudal de agua entre las estaciones 3 y 4. La falta de conocimiento de lugares apropiados de anclaje del obturador (falta de un perfil de calibración), impidió mediciones en otros niveles intermedios para obtener un análisis más detallado.

Estos perfiles de producción recalcaron la falta de control en el proceso de inyección de agua. Para un mejoramiento de éste control se decidió bajar forros que luego serían perforados con disparos.

El operador concluyó, que el empleo de perfiles de producción hechos durante la vida de la inyección, habrían de mejorar la efisciencia de ésta y conducir a una recuperación --

mayor y más económica.

En la figura 9 se ilustra el uso del termómetro de gran-sensibilidad para detectar fugas en la tubería de producción-de un pozo de gas. Se sabía que en éste pozo de la costa del-Golfo de México, había escapes en la tubería de producción, - porque cuando se cerraba el pozo se igualaban las presiones - del espacio anular y de la tubería de producción.

Surgió la necesidad de reparar dicha fuga, debido a que-el cabezal de la tubería de revestimiento no era adecuado para controlar una presión superficial de 140 Kg/cm^2. Para llevar a cabo ésta operación, se tomó un Registro de Temperatura dentro de la tubería de producción estando el pozo cerrado,-- esto es, sin producción por dicha tubería. Se descargó la presión del espacio anular para permitir el escape de gas desde-la tubería a través del sitio de la fuga, la expansión del -- gas en el espacio anular frente a la fuga creó una "zona --- fría", identificada por el perfil de temperatura, simultáneamente se corrió el medidor de coples (juntas) para precisar la profundidad de la fuga.

Estos contados ejemplos no cubren de ninguna manera las-muchas aplicaciones de los Perfiles de Producción, pero son - problemas típicos donde los perfiles señalaron el mejor camino a seguir para efectuar los trabajos de reacondicionamiento del pozo. Se alcanzó un marcado éxito en Europa y Africa del-Norte, donde inicialmente fué introducido éste grupo de ins-- trumentos para el perfilaje de producción. Allí, los operadores se han guiado por el éxito en la aplicación de éstos perfiles para establecer programas de Perfilaje para pozos nuevos, cuyas características normales de producción han quedado establecidas. Es notable el número de veces en que los nuevos pozos se comportan dentro del agujero en forma distinta a la-que se ha programado. El reacondicionamiento apropiado y efectuado a tiempo ha llevado a una mejor producción inicial.

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

La experiencia ha demostrado que sin perfiles de producción se conoce muy poco del comportamiento dinámico interno del pozo. En algunos casos se ha llegado al abandono del pozo, creyendo que el pobre rendimiento de éste, es consecuencia de que el yacimiento está agotado, cuando en realidad se trata de problemas de obturamiento de perforaciones, reducción del diámetro de la tubería de producción, daño a la formación en las vecindades del pozo, etc.

Las nuevas técnicas e instrumentos utilizados para obtener los perfiles de producción, suministran toda la información requerida para determinar efectivamente el comportamiento interno durante la vida productiva y programar la adecuada reparación del pozo. Son de gran utilidad en el control de los pozos inyectores en los campos sujetos a programas de recuperación secundaria por inyección de agua. A medida que la industria adquiera más experiencia sobre los perfiles de producción, se conseguirá mayor precisión y nuevas aplicaciones en la solución de los problemas existentes dentro del pozo.

Las operaciones de perfilaje de producción, al suministrar la información apropiada para los reacondicionamientos, constituyen la clave para lograr el máximo rendimiento de los pozos, y por consiguiente, aumentar la recuperación.

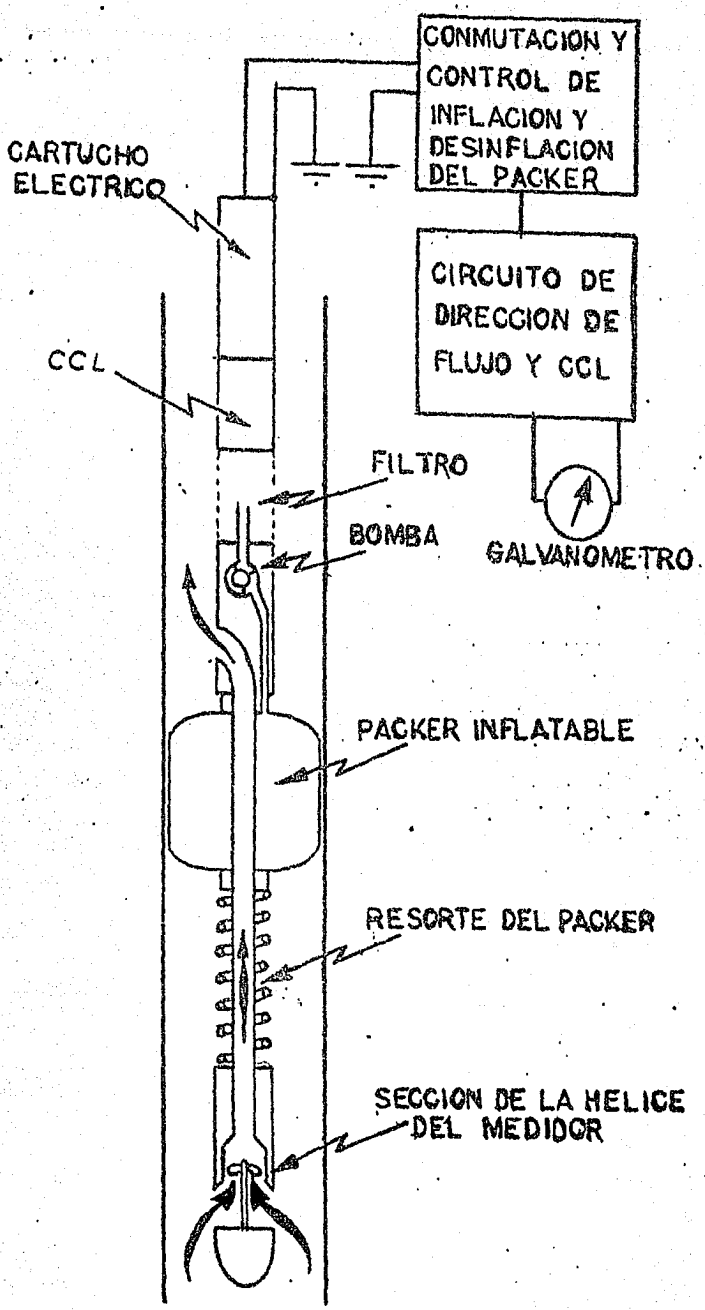

FIG. 1 - MEDIDOR DE FLUJO CON OBTURADOR ANULAR INFLABLE (INFLATABLE PACKER FLOWMETER)

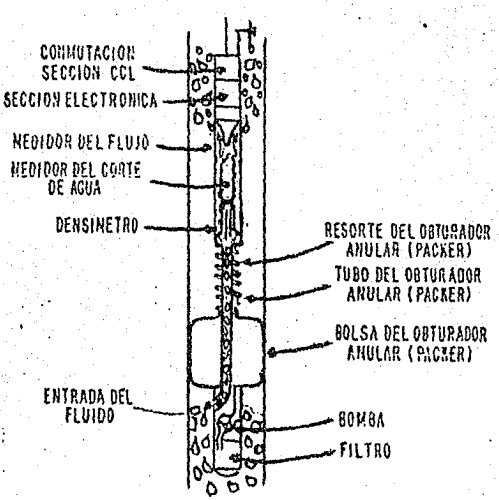

FIG. 2 - APARATO COMBINADO INFLABLE
MEDIDOR DEL CORTE DE AGUA, DENSIMETRO Y MEDIDOR DE FLUJO

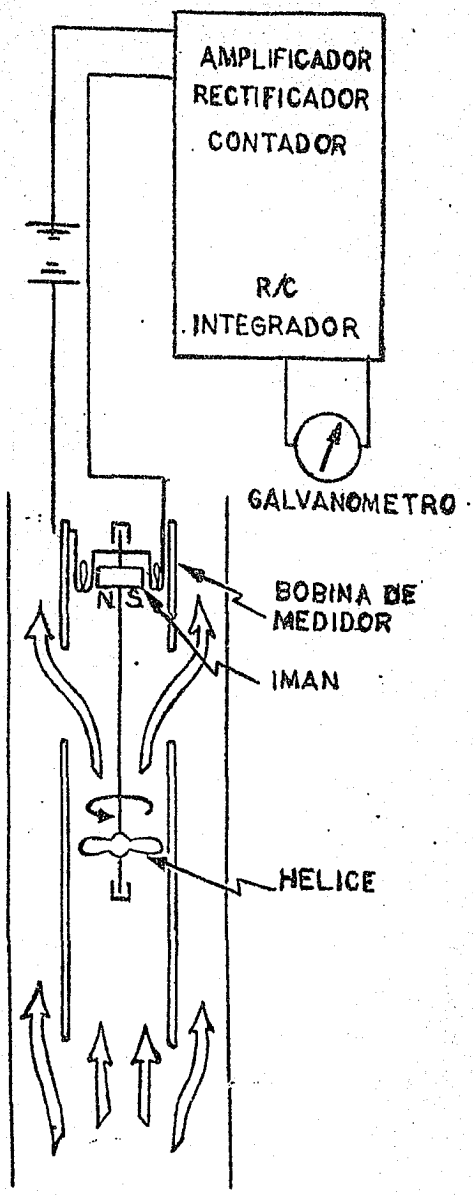

FIG 3 - DIAGRAMA ESQUEMATICO DE LA SECCION MEDIDORA
DEL MEDIDOR CONTINUO DE FLUJO
(CONTINUOUS FLOWMETER)

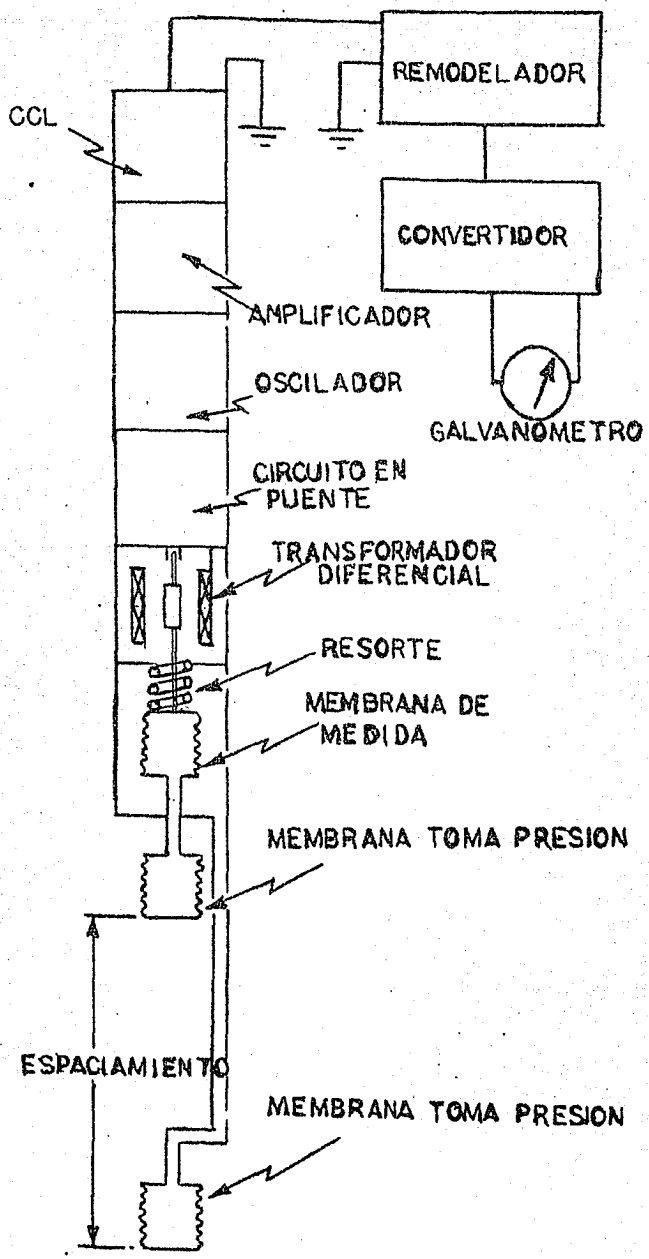

FIG. 4 EL GRADIOMANOMETRO REGISTRA UN PERFIL CONTINUO DEL GRADIENTE DE PRESION ENTRE LOS DOS FUELLES SENSIBLES

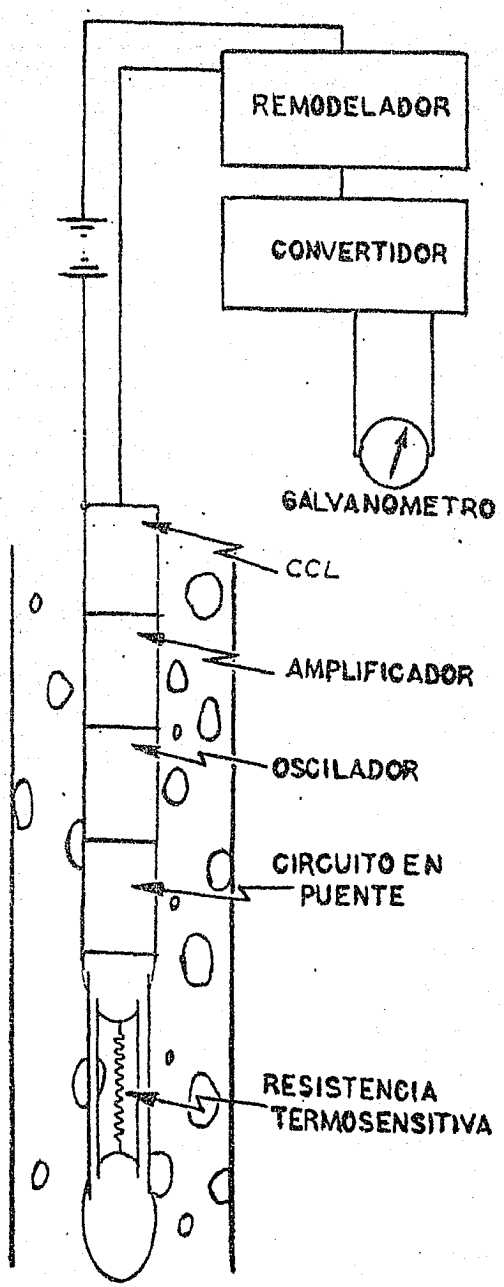

FIG 5 EL TERMOMETRO DE GRAN SENSIBILIDAD (high-resolution thermometer) REGISTRA ANOMALIAS DE TEMPERATURA DE TAN SOLO 0,5° F

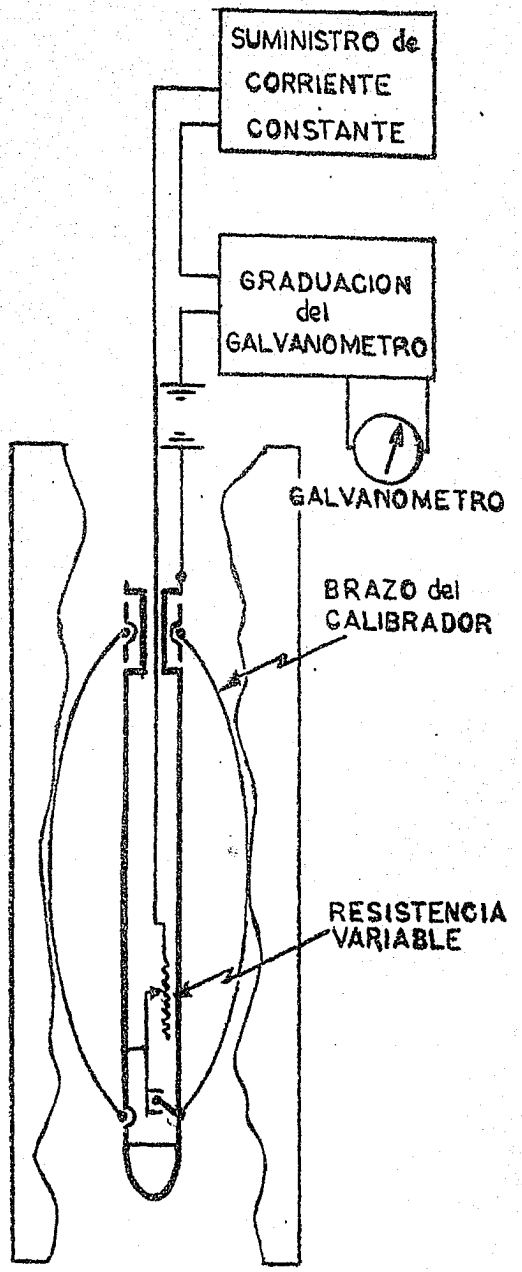

FIG. 6 - EL CALIBRADOR QUE PUEDE PASAR POR DENTRO DE LA TUBERIA (through-tubing caliper) TIENE UN DIAMETRO EXTERIOR DE 1-11/16" Y MIDE DIAMETROS DE POZO DE 2" A 12"

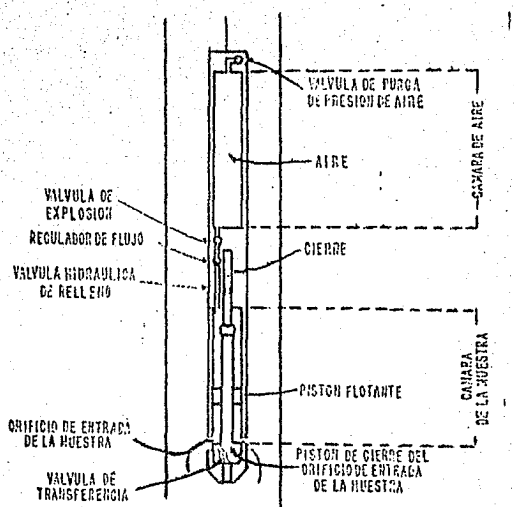

FIG. 1 - EL COLECTOR DE FLUIDOS (production - fluid sampler) RECOJE UNA MUESTRA PVT DE 0,55 GALONES A CUALQUIER PROFUNDIDAD DE UN POZO EN PRODUCCION

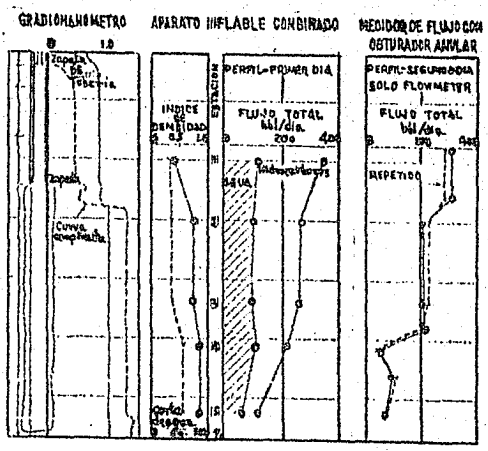

FIG. 8 EJEMPLO DE PERFILES DE PRODUCCION EN UN POZO EN BOMBEO

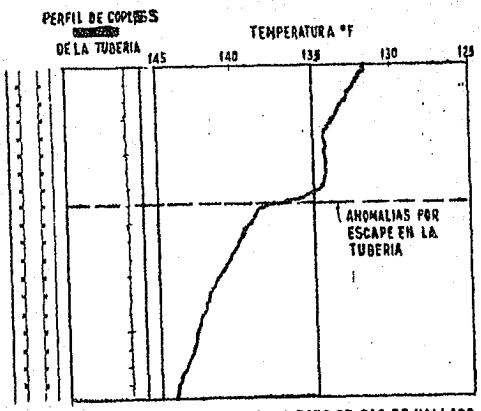

FIG. 9- ESCAPE EN LA TUBERIA EN UN POZO DE GAS ES HALLADO POR UN PERFIL DE TEMPERATURA HECHO CON UN TERMOMETRO DE GRAN SENSIBILIDAD.

R E F E R E N C I A S B I B L I O G R A F I C A S

1.- Wade, R. T., Cantrell, R. C., Poupon, A. y Moulin, J. Perfiles de Producción. La manera de lograr el máximo rendimiento de los pozos. Diciembre, 1966.

2.- Aitken, J., Alpaerts, B. y Maurer, C. Perfiles de -- Producción. Caracas, Venezuela. Octubre, 1963.

3.- Cocanower, R. D. y Morris, B. P. Selection of Profile Techniques Based on Well Conditions. Journal of - Petroleum Technology. Mayo, 1966.