

19 Cigarr.



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA PETROLERA,
MINERA, GEOLOGIA Y GEOFISICA

REGISTROS DE PRODUCCION
EN POZOS PRODUCTORES

TRABAJO ESCRITO

Que para obtener el título de
INGENIERO PETROLERO

presenta

RAYMUNDO PERALTA ARIAS

1961



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 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.

I N D I C E

	Pág.
I.- INTRODUCCION	6
II.- ANTECEDENTES	10
III.- REGISTRO DE TEMPERATURA	14
1.- Generalidades	14
2.- Métodos de operación y equipo	18
Termómetro de Alta Sensibilidad	18
Termómetro Amerada Tipo RT - 7	20
IV.- REGISTROS DE MOLINETE HIDRAULICO	35
1.- Generalidades	35
2.- Métodos de operación y equipo	38
V.- REGISTROS DE TRAZADORES RADIOACTIVOS	46
1.- Generalidades	46
Trazadores no Radioactivos	47
Trazadores Radioactivos	55
2.- Métodos de operación y equipo	61
VI.- REGISTRO SONICO DE CEMENTACION	72
1.- Generalidades	72
2.- Métodos de operación y equipo	74
Cementaciones múltiples	86
VII.- APLICACIONES DE LOS REGISTROS DE PRODUCCION	97
1.- Generalidades	97
2.- Pozos inyectoros y productores	99
3.- Recuperación Secundaria	107
4.- Reacondicionamiento y reparación de pozos	116
VIII.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	128
BIBLIOGRAFIA	134

CAPITULO I

INTRODUCCION

En los últimos años se ha observado con mayor interés, el uso de los registros de producción, ya que con éstos se puede obtener con mayor detalle el comportamiento de los pozos terminados, como también en los pozos productores o bien inyectoras, no obstante lo anterior, aún queda mucho por hacer, ya que cada vez las técnicas empleadas en estos registros nos permiten obtener parámetros más precisos para su interpretación.

Los registros de producción nos permiten conocer las condiciones del intervalo abierto a producción, así como el flujo de éste, o en la inyección de agua en pozos para la recuperación secundaria, en consecuencia, nos permiten determinar la eficiencia de la terminación, así como planear trabajos tendientes a mejorar la eficiencia de las terminaciones, es decir, obtener una mayor recuperación en el caso de los pozos productores ó en la inyección de un mayor volumen de agua, en el caso de los pozos inyectoras, ya que nos indicará si todo el intervalo está aceptando fluido, o bien si solamente una parte del intervalo recibe fluido.

Anteriormente sólo se usaba el registro de molinete hidráulico para obtener el volumen de inyección y esporádicamente el registro de temperatura; para determinar el nivel del cemento atrás de las tuberías de revestimiento -- después de las cementaciones.

Antes de programar la toma de los registros de producción en un pozo, es necesario conocer datos técnicos del pozo como son: características del fluido, densidad, viscosidad, tipo de flujo, etc., para seleccionar las herramientas más adecuadas para el desarrollo del trabajo.

La experiencia ha demostrado que las mediciones de flujos en la boca del pozo, no son suficientes o no bastan para conocer la eficiencia de una terminación de un pozo; ya que en muchos pozos que aparentemente producen en forma eficiente, se han encontrado fallas, que en cuanto al ritmo de producción, que si no son corregidas, pueden causar una disminución notable en la recuperación total de los hidrocarburos del yacimiento, en algunos casos las deficiencias de producción obtenidas con la producción esperada, son grandes que pueden llegar a afectar la recuperación secundaria total de un yacimiento, ya sea que produzca en forma natural o en forma artificial.

Generalmente, en la explotación de los yacimientos, se presentan infinidad de problemas, los cuales se han ido resolviendo paulatinamente mediante estudios e investigaciones de laboratorio y aplicaciones en el campo, obteniéndose en ocasiones resultados satisfactorios.

Del establecimiento de métodos de recuperación primaria y secundaria de hidrocarburos, ha surgido la necesidad imperiosa de conocer el comportamiento de los yacimientos sujetos a cualquiera de los métodos antes mencionados. En la recuperación de hidrocarburos para que la explotación del yacimiento sea óptima, se necesita que cada pozo contribuya a la producción en forma lo más uniformemente posible a través de todo el intervalo abierto sin embargo, debido a la heterogeneidad de las formaciones no sucede así, constituyendo un problema con que se ha enfrentado el ingeniero petrolero, ya que tiene la necesidad de conocer con la mayor certeza posible, el desplazamiento de los fluidos por lo menos en las inmediaciones del agujero, ya que es imposible conocerlo a través de todo el yacimiento.

En la recuperación secundaria por medio de inyección de agua, también se tendría la necesidad que todos los intervalos abiertos, admitan lo más uniformemente posi-

ble, el flujo de inyección, para obtener la mayor eficiencia de desplazamiento y por lo tanto una mejor recuperación, sin embargo, esto tampoco sucede debido a las variaciones de permeabilidad y porosidad de las formaciones, que como se ha dicho, constituye un grave problema por resolver.

Finalmente, tenemos que los registros de producción -- nos van a dar una valiosa información para poder evaluar correctamente los trabajos desarrollados en los pozos -- productores, estos trabajos son de reacondicionamiento -- de un pozo, técnicas de terminación y reparación, las cementaciones defectuosas y desde el punto de vista práctico, se toman los registros de producción en pozos inyectoros y productores para poder determinar los intervalos que tomen o aporten cantidades importantes de fluido.

CAPITULO II

ANTECEDENTES

El objetivo principal de la mayor parte de los registros de pozos que se toman en la actualidad, es, determinar si una formación contiene hidrocarburos, así como también las características litológicas de la formación que las contiene, en el pasado, con anterioridad a la invención de los registros de pozos, prácticamente la única manera de conocer estas dos propiedades fundamentales de las rocas, era mediante la inspección y análisis directo de las muestras de roca cortada por la barrena y pruebas de formación, hoy en día muchas de éstas operaciones mecánicas que llevan tal objetivo, han sido suprimidas, obteniéndose la información indirectamente a través de la interpretación de los registros de pozos.

Los orígenes de los registros de pozos se remontan probablemente, a la segunda década de este siglo, sin embargo, no fué sino hasta el año de 1927, cuando los hermanos SCHLUMBERGER, efectuaron algunos registros de resistividad, en forma experimental con objeto de localizar formaciones productoras de hidrocarburos.

Posteriormente también se descubrió la presencia de potenciales eléctricos naturales en los pozos, que tenían relación con la existencia de capas permeables, la combinación de estas dos curvas, la de resistividad y la de potencial, constituyó el origen de uno de los registros más usados; en la actualidad existe una gran diversidad de tipos de registros de pozos, sin embargo, la gran mayoría de ellos podrían clasificarse en dos grandes grupos:

A.- Aquellos que tienen como denominador común el envío de una cierta señal a través de la formación, cuyo nivel de energía propia o transferida se mide al cabo de haber recorrido cierta distancia para obtener indirectamente determinadas propiedades de las rocas.

B.- Aquellos que registran propiedades que naturalmente existen en las rocas, o debidas a fenómenos que se generan espontáneamente al perforar el pozo.

Se tiene además un tercer grupo de tipo de registros de pozos, que aún cuando no tienen como objetivo la obtención de las propiedades de las rocas, sirven de complemento a la interpretación de los anteriores o bien son útiles para otros diferentes usos.

Entre los primeros de este tercer grupo, se tienen los registros de diámetro; y entre los segundos, se pueden citar los llamados registros de producción, que es de lo que se tratará de exponer en este trabajo.

En México pasó mucho tiempo para que se usara este tipo de registros en los pozos productores, y no fué sino hasta 1945, que se utiliza el primer registro de producción en Petróleos Mexicanos, el primer registro que se usó fué el de temperatura, el cual sirve para la determinación de la cima del cemento en la última tubería de producción.

En 1950, se emplea otro registro de producción que es el registro de molinete hidráulico por estaciones, el cual es operado con cable eléctrico, este tipo de registro de producción, tuvo su auge durante los años de 1952 a 1955, el cual fué principalmente usado en el desarrollo de los yacimientos de Poza Rica.

Para el año de 1959, se utiliza un nuevo registro en Petróleos Mexicanos, que es el registro de densidad, el cual es de gran utilidad porque nos determina la ubicación de las masas de agua en los contactos del nivel agua-aceite del yacimiento.

En los años de 1965, en Petróleos Mexicanos ya se cuenta con diferentes tipos de registros de producción, los cuales son de gran utilidad para un mejor desarrollo de un pozo productor, los registros con que cuenta actualmente Petróleos Mexicanos, son los de trazador radioactivo, el de densidad, el de molineta hidráulico, el de temperatura, el sónico de cementación y varios más.

Durante los años siguientes, los registros de producción tienen un gran auge, en Petróleos Mexicanos tomando registros de producción en pozos inyectoras; y para la década de los setentas, se hacen programas respecto a las tomas de registros de producción en pozos productores y también la toma de los registros en todo un sistema, para lo cual es necesario programar el uso racional de los registros de producción.

CAPITULO III

REGISTROS DE TEMPERATURA

1.- GENERALIDADES

Es bien conocido el hecho de que la temperatura de la corteza terrestre varía en forma directamente proporcional con la profundidad de la misma, este fenómeno tiene gran influencia en las propiedades, tanto de los fluidos de un yacimiento como de los materiales utilizados en la perforación, terminación y explotación de un pozo petrolero, así también es una característica que influye en la vida productiva de un yacimiento.

Las altas temperaturas encontradas en los diferentes niveles de profundidad a los que se encuentran los yacimientos petrolíferos, causan efectos benéficos en el aceite que éstos contienen, ya que reduce apreciablemente su viscosidad, aumentando con ello su movilidad a través del medio poroso, con el consecuente resultado de incrementar la recuperación del mismo; sin embargo, estas temperaturas producen efectos adversos en los materiales usados para perforar, reparar y terminar los pozos, ya que tanto los productos químicos como todos los materia-

los utilizados para el tratamiento de lodos de perforación, tienden a ser inestables e ineficientes a esas altas temperaturas.

También en el tiempo de esposamiento y fraguado de las lechadas de cemento, los efectos de la temperatura son notorios, ya que las altas temperaturas y presiones aceleran dichos fenómenos, la resistencia y rigidez del acero, utilizado en la fabricación de tuberías de perforación y barrenas, disminuyen con las temperaturas elevadas, las anteriores causas y muchas otras, hacen necesario el conocimiento de las temperaturas con las cuales se trabaja a las profundidades comunes de los pozos petroleros, el incremento de la temperatura, bajo condiciones de equilibrio térmico, se le conoce con el nombre de Gradiente Geotérmico.

Se conoce por temperatura de la formación, aquella temperatura que tiene la formación cuando no han ocurrido perturbaciones térmicas, es decir, cuando las rocas se encuentran en su equilibrio térmico.

El gradiente geotérmico varía de 1 °F (0.55 °C), por cada 20 m. (60 pies) y a 1 °F (0.55 °C), por cada 30 m. (100 pies), esta variación es explicable, ya que el calor trans

mitido desde el centro de la tierra fluye a través de diferentes tipos de minerales con diferentes conductividades térmicas. En la superficie de la corteza terrestre, la temperatura promedio de las rocas varía según las estaciones y según su latitud.

De lo anterior se infiere que el gradiente geotérmico en una determinada región varía según el tipo de material encontrado en cada formación, por lo que si pusiéramos en un eje vertical las profundidades y en el eje horizontal el gradiente geotérmico, se tendría para determinada región una serie de segmentos lineales unidos y correspondientes al espesor y a la conductividad térmica de cada estrato.

En la tabla siguiente se proporcionan algunos valores de conductividad de las rocas más comunes en las cuales se aprecia que los segmentos lineales tendrían la misma pendiente.

CONDUCTIVIDAD TÉRMICA DE LAS ROCAS

(Unidades C.G.S. $\times 10^3$)

$$\text{gr/cm } ^\circ\text{C} = \text{gr} \times \text{cm}^{-1} \times ^\circ\text{C}^{-1}$$

Carbón lignito	0.5 a 1.0
Lodo	2.0 a 3.0
Creta	2.0 a 3.0
Esquistos	2.0 a 4.0
Areniscas	3.0 a 5.0
Caliza porosa	3.0 a 5.0
Caliza densa	5.0 a 8.0
Sal de roca	8.0 a 15.0

Como se mencionó anteriormente, en la perforación, reparación y explotación de un pozo petrolero, es de gran importancia el conocimiento de la temperatura, para ello, - la industria petrolera ha ideado en base a los registros geofísicos de explotación, la forma de medir este parámetro físico, mediante los registros de temperatura, a la fecha, su aplicación se ha extendido considerablemente a raíz de la necesidad de obtener información del movimiento de los fluidos dentro de las tuberías de pozos petroleros y aún más en el comportamiento de los fluidos en la - vecindad del agujero, empezándose a usar a partir del año 1950, como un registro de los catalogados como registros-

de producción y utilizados en forma satisfactoria en un proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua, el registro de temperatura aunado a los registros de molinete hidráulico y el de trazador radiactivo, han proporcionado una información confiable del movimiento de los fluidos, tanto en pozos productores como inyectores.

2.- METODOS DE OPERACION Y EQUIPO .

En Petróleos Mexicanos, se usan los siguientes tipos de termómetros: mecánicos y eléctricos, y dentro de los mecánicos el que más se usa es el Amerada RT-7, y dentro de los eléctricos el de Alta Sensibilidad Tipo DWT de 3 1/8, cuyo funcionamiento y partes principales se describirán más adelante.

EL TERMOMETRO DE ALTA SENSIBILIDAD.- Es un termómetro cuyo elemento sensible es una resistencia sensitiva a la temperatura.

Un voltaje correspondiente al valor de esta resistencia se transmite por medio del cable a la superficie, donde se registra en una película fotográfica, respecto a su diámetro, hay dos tipos: de 3 3/8, para la mayoría de los trabajos en pozos petroleros, con agujero descubierto

y entubados; y de 1 3/4, para trabajos a través de tuberías de producción y de inyección.

Generalmente, se pueden tomar estos registros con los mismos equipos montados en camiones que se utilizan para tomar los registros eléctricos, ya que normalmente tienen los páneces necesarios para tal fin, a excepción del termómetro.

PROCEDIMIENTO.- El registro de temperatura con el termómetro de alta sensibilidad, se obtiene de la siguiente manera:

El instrumento, por medio de un cable de 7 conductores se va bajando gradualmente dentro del pozo, de manera -- que el termómetro tenga tiempo de registrar la temperatura del fluido circundante, a medida que se va bajando el instrumento, se hacen las medidas de temperatura, para -- eliminar el efecto perturbador del cable, la velocidad -- usada para estas corridas es de 600 m/hora (183 pies/hr) siendo esta la más satisfactoria, sin embargo, la velocidad máxima puede ser hasta de 1525 m/hora, (835.3 pies/hora).

En caso necesario que se necesitan hacer dos o más co-

rridas en el pozo, es necesario esperar de 6 a 12 horas, entre una y otra corrida para que se estabilicen las condiciones normales de temperatura.

TERMOMETRO ANERADA TIPO RT-7.- Este instrumento es el mismo que se utiliza para medir las presiones de fondo, o sea, el tipo RPG-3, al cual sólo hay que reemplazarle el elemento de presión, por el elemento sensitivo del -- termómetro RT-7, y se obtiene el termómetro registrador, cuyas características y partes principales se describen a continuación.

Diámetro de 1 1/4" Rango: 40°C - 145°C

37.8 - 148.9°C

Longitud 64.5" (163.83 cm.=1.64 m=5.38')

Peso = 15 Libras = 6.85 kg. aproximadamente.

Todas las partes exteriores del instrumento así como las interiores, están hechas de aleaciones de níquel resistentes a la acción corrosiva.

Partes principales del termómetro RT-7

- 1) Termómetro (ampollita con fluidos)
- 2) tubo helicoidal de Bourdon.

- 3) Porta-estilete
- 4) Elevador del porta-carta.
- 5) Porta-carta
- 6) Reloj

El termómetro es del tipo de tensión de vapor, es una ampollita que contiene un fluido volátil y dentro el termómetro sellado a un tubo helicoidal de Bourdón (del mismo tipo que el usado en el elemento de presión).

El exterior de la ampollita queda descubierto al líquido del pozo y la presión de vapor del fluido volátil en la ampollita, es transmitida al interior de un tubo de Bourdón, el cual mueve un estilete que registra dicho movimiento en una carta.

El elemento activo del medidor de presión (que es el mismo del termómetro), es un tubo helicoidal de Bourdón, fijo en un extremo (inferior) a la ampollita del termómetro y cuyo interior está sujeto a la presión del pozo. - La rotación que resulta en el extremo libre (extremo superior) del tubo de Bourdón, es transmitida directamente a un estilete registrador, sin el uso de engranajes o palancas. El estilete registra sobre una carta de metal-impulsada por un reloj; la carta está dentro de un cilindro

dro porta-carta removible.

Los relojes usados para accionar la carta del medidor-de presión o medidor de temperatura, son de construcción extremadamente resistente, están regulados con mucha precisión y prácticamente no son afectados por temperaturas menores de 275^oF (135^oC). Se conocen cinco tipos de relojes de diferentes rangos: de 3 horas, de 12 horas, de 24 horas, de 48 y 74 horas.

Por rango del reloj se entiende el tiempo necesario para empujar la carta una distancia de cinco pulgadas (12.7 cm.) .

Todas estas partes están protegidas por una funda de acero que se enrosca en las partes donde empieza el tubo de Bourdon, y en la parte superior termina en rosca, donde se le adapta una campana de acero; a la cual se sujeta el cable con el que se baja al pozo el instrumento.

EQUIPO ADICIONAL

Para efectuar una operación de registro de temperatura se necesita además del termómetro descrito, del siguiente equipo adicional:

- 1) Alambre de acero
- 2) Malacate
- 3) Medidor de profundidad
- 4) Remolque o camión
- 5) Preventor de reventones
- 6) Lubricador con estopero

El alambre de acero que se utiliza para bajar al pozo el instrumento o sacarlo de él, una vez efectuada la operación, se tiene en los siguientes diámetros .

0.072" (0.183 cm.) con resistencia a la tensión de 800 libras (363 kg.)

0.082" (0.208 cm.) con resistencia a la tensión de 900 libras (408 Kg.)

0.092" (0.234 cm.) con resistencia a la tensión de 1200 libras (544 kg.)

Los dos primeros diámetros se utilizan para trabajos - poco pesados, o sea, para la toma de registros y vienen enrollados en un malacate montado en un remolque, en el que viene además, montado un motor eléctrico de 5 HP., - que sirve para mover el malacate en la operación de extracción del termómetro del pozo, un medidor de cable y un freno hidráulico.

El tercer diámetro, se tiene enrollado en un malacate que está montado en un camión y trae, además de todos los aditamentos mencionados en el remolque, un registrador de peso, ya que este cable y el equipo se utilizan para trabajos más pesados, tales como pescas, etc.

El preventor y el lubricador se llevan en el camión o camioneta, junto con algunas tuercas y conexiones para utilizarse en el pozo.

PROCEDIMIENTO.- La forma o procedimiento para obtener un registro de temperatura, es el siguiente:

Se coloca en el árbol de válvulas del pozo por registrar, una botella de 2 7/8" a 2" de diámetro, con tuerca unión a la que se conecta el preventor y en seguida el lubricador de 2" (5.08 cm.) de diámetro, dicho lubricador tiene una rama para purgas o para conectarle algún otro instrumento, además tiene unos estribos para que se pueda subir una persona y pueda introducir el termómetro registrador.

Una vez armado todo el equipo y el registrador amarrado, cerrada la válvula del preventor, se introduce el aparato en el lubricador, descansándolo en él, en segui-

da se abre la válvula del preventor y el instrumento empieza a descender dentro del pozo por su propio peso.

Llegando a la profundidad de 100 a 200 metros (328 a - 656 pies), arriba del o de los intervalos por registrar, se hace la primera estación de 12 minutos, y se siguen - haciendo estaciones de menos tiempo, a medida que se va descendiendo, a una velocidad muy lenta, dando tiempo a que el termómetro registre la temperatura circundante, - todo esto está sujeto a un programa de antemano elaborado y que se le da al operador para que lo ejecute; en -- los puntos de mayor interés, se programan estaciones de mayor duración, o sea, que el termómetro se deja más tiempo en ese lugar.

Se ha determinado que de 5 a 7 minutos de permanencia - del instrumento en cada estación es satisfactorio.

Todos estos datos de profundidad, tiempo de duración, - en cada estación y número de ellas, se van anotando en - una planilla en la cual se anotarán posteriormente las - mediciones de las variaciones hechas en la carta.

Habiéndose tomado ya el registro, y sacado el apara - to del pozo, en el mismo campo, se saca la carta y en el

gabinete se miden las variaciones registradas en ella por el estilete.

Estas variaciones se leen o más bien se miden, mediante una escala que está en milésimas de pulgada y que trae -- adaptado un microscopio o lente amplificador de potencia, 7 a 10, donde las desviaciones pueden ser leídas con --- aproximación de más o menos 0.003 de pulgada (0.008 cm.)- hay también aparatos especiales para leer las desviaciones de una manera más exacta, éstos se llaman Verniers para leer gráficas.

Las desviaciones medidas corresponden a incrementos de temperatura, que ya vienen calculados en unas tablas que la casa fabricante proporciona y que expondremos más adelante.

Todos estos datos se anotan en la planilla de registro que se mencionó anteriormente.

Como ejemplo se exponen los datos y el registro de temperatura tomado al Pozo San Andrés # 25 :

Campo: San Andrés

Operó:

Fozo: San Andrés # 25

Fecha de registro:

Datos del Fozo:

Producción

Elevación M.R. 85.39 m.

Aceite _____

Prof. Tot. 3186 m.

Gas _____

Prof. T.R. 5 1/2" 3185 m.

R. G. A. _____

Prof. T.P. No tiene

Estranga. T.P. ___ T.R. ___

Prof. Disparos 3090-3100

Presión T.P. ___ T.R. ___

3105-3115-3120-3170 Dist. M.R. al terreno 4.25 m.

RESULTADO DE LA OPERACION

Estado del pozo al

registrarse

CERRADO

Fecha de cierre

19 de Enero

9:30 hrs.

Se inició a las

3:45 hrs.

Se terminó a las

8:30 hrs.

Presión T.P.

53 Kg./cm².

Presión T.P.

T.R. 53 kg./cm².

Temperatura máxima del fondo

Temperatura en la boca del pozo

Temperatura de calibración

Instrumento y rango

Coefficiente termal a 6876 m. - (40 - 153 °C)

T - 5573

R - 2131.5 - 12 horas

PROFUNDIDAD			LECTURA CORREGIDA	TEMPERATURA
TIEMPO	METROS	HORAS		
12"	0	4:25	0	80
	2925	39	177	68.7
	2950	45	180	69.0
	3000	51	160	66.7
	3025	57	182	69.2
	3050	5:03	183	69.4
	3070	09	142	64.5
	3075	15	126	62.4
	3080	21	103	59.1
	3085	27	61	52.6
	3090	33	14	43.0
	3095	39	26	45.6
12"	3100	45	26	45.6
	3105	57	26	45.6
	3110	6:03	27	45.8
	3115	09	28	46
	3120	15	42	49.0
	3125	21	47	50.2
12"	3130	6:27	64	53.1

	3135	33	94	57.9
	3140	59	113	60.6
	3145	45	123	69.0
	3150	51	188	69.9
	3155	57	188	69.9
	3160	7:03	208	72.1
	3165	09	221	73.4
12°	3170	15	357	76.9

Después de que todos los datos han sido corregidos y anotados en la planilla de registro, las temperaturas resultantes se vacían en una película que tiene aproximadamente 22.5 cm. (8.86 pulgadas) de ancho y de largo las dimensiones que requiere el trabajo; sujetándose a dos escalas, una vertical y otra horizontal, de tal manera, que en la escala vertical una división corresponde a un metro, o sea, escala 1:500, en la escala horizontal también una división corresponde a un incremento de 1 °C -- (33.8 °F) de temperatura.

En general, todos los registros de temperatura se presentan en copias heliográficas, tomadas de películas con rayados Schlumberger (misma que se usa en todos los registros eléctricos), conservando los tres carriles y con escalas de profundidad y temperatura de 1:500 y 10 °C (50 °F) por carril, respectivamente.

Desde hace muchos años, las mediciones de temperatura, en pozos petroleros se utilizan para muchos fines, dentro de los cuales se destacan los siguientes:

- 1) Localizar la altura del cemento detrás de la T.R. y las posibles zonas de canalización.
- 2) Localizar la profundidad de pérdida de circulación.
- 3) Localizar horizontes productores de gas.
- 4) Recientemente, su aplicación ha sido más amplia para correlacionarlos con los registros eléctricos, - sónico de cementación, radioactivo, molinete hidráulico, para obtener una idea del movimiento de los - fluidos en la formación más cercana al agujero.

ANALISIS DEL REGISTRO DE TEMPERATURA DESPUES DE UNA CEMENTACION

Los registros de temperatura efectuados después de una cementación, se hacen con el objeto de localizar la parte superior del cemento, ya que éste genera una gran cantidad de calor al fraguar, se observará un aumento de temperatura, en todo el espacio donde tenga cemento atrás de la tubería, hasta el nivel a donde llegue; actualmente, ya no se usan para tal fin y en su lugar se emplea - el registro sónico de cementación, este registro se estudiará mas adelante.

La figura 1, muestra un registro de cementación en una zona de derrumbes, se observa que en dicha zona está depositado el mayor volumen de cemento, esto permite una buena correlación con los registros de calibración y -- eléctrico.

En ocasiones los registros de temperatura, sirven para hacer mejores correlaciones para control de profundidad, que los obtenidos con registros radioactivos.

ANÁLISIS DE REGISTRO EFECTUADO PARA LOCALIZAR UNA PERDIDA DE CIRCULACION.

En este caso el fluido absorbido por la formación, está continuamente siendo reemplazado en el pozo por la -- bomba de inyección.

Las temperaturas medidas dentro del pozo hasta la zona de pérdida de circulación, tenderán a ser apreciablemente más frías que la temperatura de equilibrio de las for maciones, lógicamente abajo del punto de pérdida de circulación, el fluido no fué removido un tiempo más o menos largo y por lo tanto, se encuentra a la temperatura natural de equilibrio de la formación; por ello, en este punto se aprecia un cambio notable en la temperatura, en

PERFIL DE TEMPERATURA °F
COPLES 107° 137°

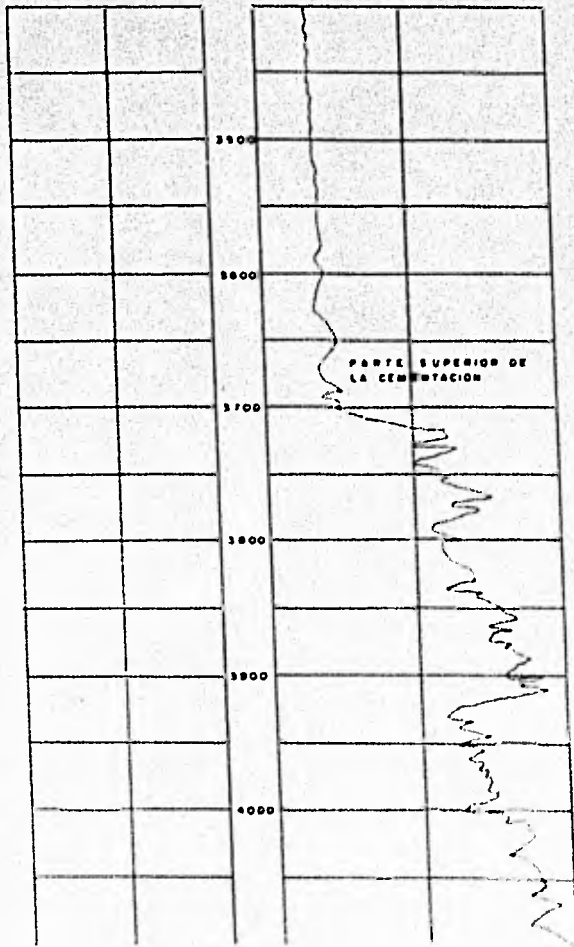


Fig. 1.- Parte del Registro de Temperatura en el Pozo Estuado, mostrando la parte superior de la Cementación

la figura 2, se muestra el registro de una zona de pérdida de circulación.

ANÁLISIS DE REGISTRO DE TEMPERATURA PARA INVESTIGAR HORIZONTES PRODUCTORES DE GAS .

Los registros de temperatura señalan con precisión las entradas de gas, como manifestaciones de un efecto refrescante, debido a la expansión del mismo gas, o sea, - que la temperatura en el pozo está afectada por el enfriamiento producido por la expansión del gas.

La caída de temperatura frente a la zona productora de gas, puede alcanzar a 20 °F (-6.7 °C) o más, por lo que utilizando termómetros especiales con alta sensibilidad y bajas constantes de tiempo, los registros de temperatura mostrarán con alta precisión los puntos de entrada -- del gas, hacia el pozo. En algunos casos (casos propicios), se puede observar en el registro de temperatura - una estimación aproximada de la cantidad de gas producido por el horizonte del pozo productor.

La figura 3, muestra una forma típica del registro de temperatura para el caso de dos capas que se supone, producen el mismo volumen de gas.

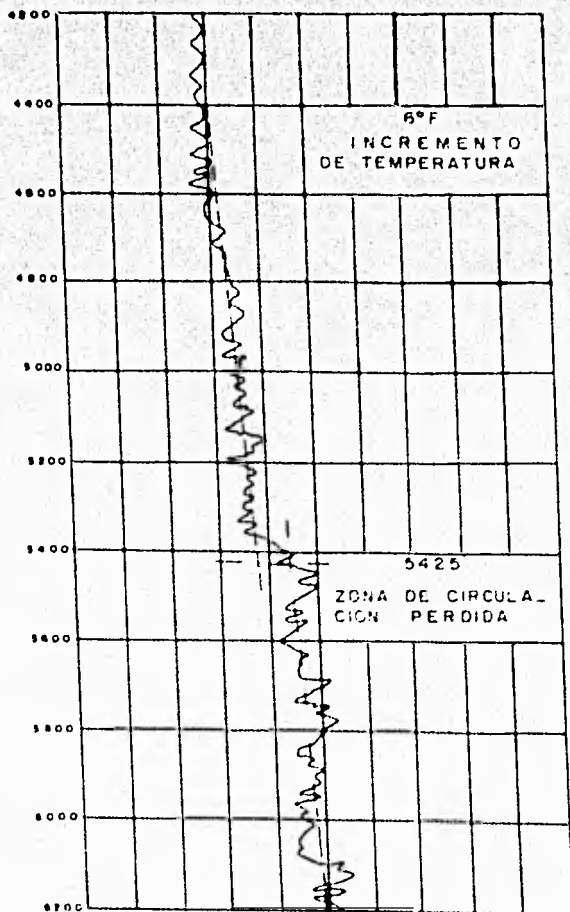
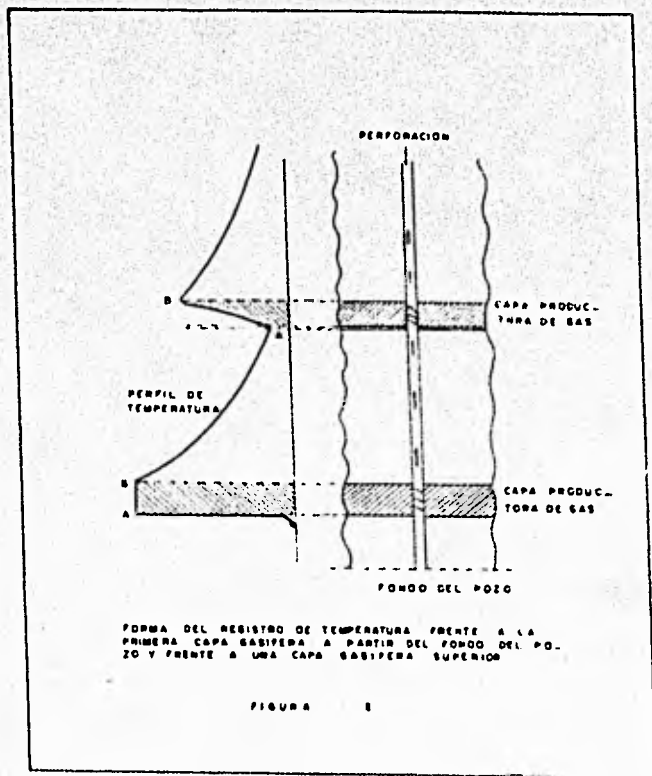


FIG 2 REGISTRO DE TEMPERATURA, MOSTRANDO LA UBICACION DE LA ZONA DE CIRCULACION PERDIDA



EL REGISTRO DE TEMPERATURA COMO REGISTRO DE PRODUCCION.

Ultimamente los registros de temperatura se están utilizando tanto en los pozos productores como en inyectores, para obtener una idea del comportamiento de los fluidos y de las formaciones en la vecindad del agujero, los registros de temperatura se están tomando principalmente en pozos inyectores de agua; para que la información que reporten sea más clara, se toman en dos formas: cuando se está inyectando agua al pozo y a pozo cerrado (sin inyección).

A POZO INYECTANDO.- Estos registros tienen la finalidad de definir los límites del intervalo admisor, o más precisamente, ver que tramos del intervalo expuesto a la inyección toman agua.

Teóricamente el registro de temperatura para un régimen de flujo constante, es una curva exponencial con una asíntota paralela al perfil geotérmico, la curva cambia o varía hacia las temperaturas más altas en el caso de producción; y hacia las más bajas en el caso de pozos de inyección.

Cabe hacer notar que el perfil geotérmico, se le considera como una línea recta que va aumentando su temperatu-

ra en razón directa de la profundidad.

A POZO CERRADO.- Este tipo de registros, se toman con el propósito de obtener el gradiente natural de temperatura o perfil geotérmico, de esta manera, si se ha estado inyectando agua por un pozo, se deja de inyectar por determinado tiempo, las formaciones que han admitido dicho fluido estarán más frías que las restantes, mientras no se establezca el equilibrio térmico entre ellas, por lo tanto, el perfil geotérmico tendrá que sufrir variaciones de temperatura en esta zona.

Consecuentemente, el análisis de estos registros darán idea de la distribución del fluido de inyección dentro de las formaciones.

La práctica ha demostrado que para la determinación de los registros, o sea, para obtener la información requerida, basta con tomar cuando menos tres registros, aunque el intervalo de tiempo entre la toma de ellos podrá ser diferente para cada pozo y a veces para cada campo; generalmente, en casi todos los campos se acostumbra tomarlos a las 24:00, 48:00 y 72:00 horas de cerrado el pozo.

Las figuras 4, 5 y 6 representan la variación del perfil geotérmico en pozos productores y de inyección.

REGISTRO DE TEMPERATURA EN UN POZO PRODUCTOR

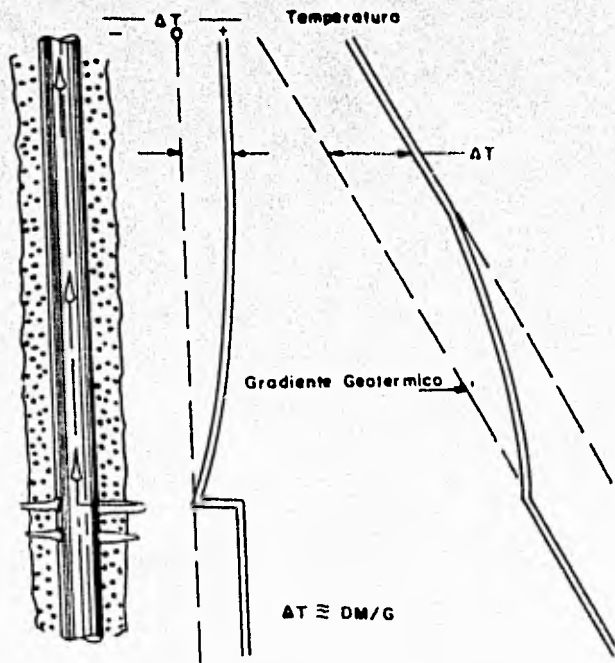


Fig. 4

VARIACION DE PERFIL GEOTERMICO EN POROS
DE INYECCION DE AGUA

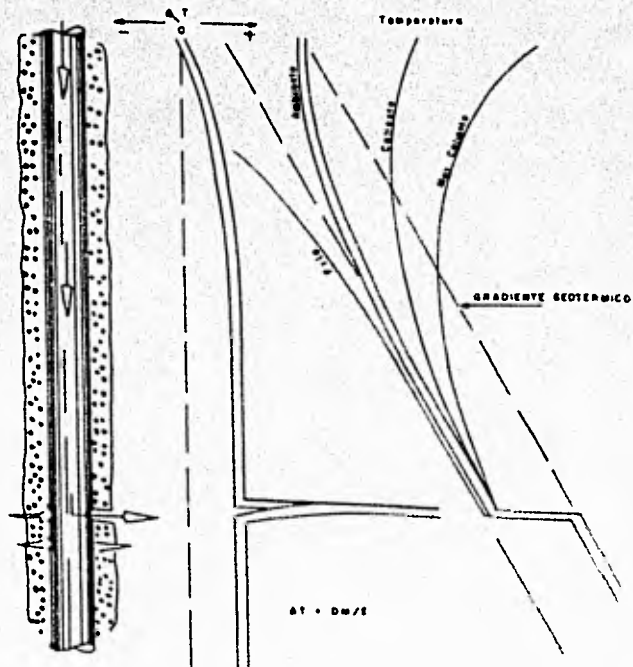


FIG. 5

VARIACION DE PERFIL GEOTERMICO EN POZOS
DE INYECCION INYECTANDO Y CERRANDO

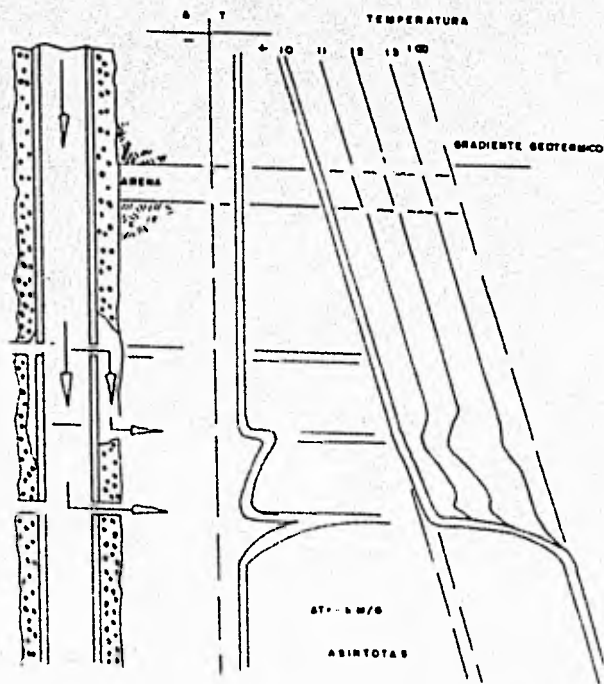
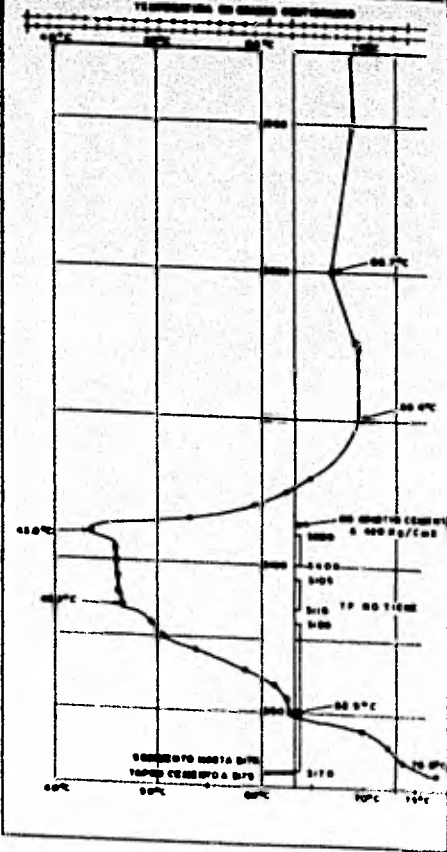


FIG. 6

REGISTRO DE TEMPERATURA

HORA	TEMPERATURA	NOTAS
01:00	18.0°C	
02:00	18.0°C	
03:00	18.0°C	
04:00	18.0°C	
05:00	18.0°C	
06:00	18.0°C	
07:00	18.0°C	
08:00	18.0°C	
09:00	18.0°C	
10:00	18.0°C	
11:00	18.0°C	
12:00	18.0°C	
13:00	18.0°C	
14:00	18.0°C	
15:00	18.0°C	
16:00	18.0°C	
17:00	18.0°C	
18:00	18.0°C	
19:00	18.0°C	
20:00	18.0°C	
21:00	18.0°C	
22:00	18.0°C	
23:00	18.0°C	
00:00	18.0°C	



CAPITULO IV

REGISTROS DE MOLINETE HIDRAULICO

1.- GENERALIDADES.

Respecto a la explotación, la evaluación de la producción, es uno de los factores que influyen grandemente en su desarrollo, refiriéndose concretamente a la producción de hidrocarburos, la medición de los fluidos producidos por cada pozo, es el factor principal que rige la planeación y el desarrollo de ésta.

Variados, de diferentes sistemas de operación y de diferentes dimensiones y tipos, son los instrumentos y aparatos que en la actualidad se utilizan para la medición de los fluidos.

Sin embargo, experimentalmente, se ha encontrado que las mediciones hechas en la superficie no son suficientes para dar a conocer la eficiencia del sistema de producción en el fondo del pozo, ni de la zona productora; en muchos casos que aparentemente los pozos producen en forma eficiente, se han encontrado fallas que si no son corregidas a tiempo, pueden causar disminución notable -

en la recuperación total de los fluidos.

Por tal motivo, se requiere el uso de dispositivos registradores de medición dentro del pozo; para tal fin se han ideado los dispositivos y técnicas que se ha dado en llamar "REGISTROS DE PRODUCCION".

Dentro de las herramientas que intervienen en la familia de los registros de producción, sólo se incluyen dos tipos de medidores de flujo: los de medición continua y los que emplean obturador anular (empacador).

A estos instrumentos se les conoce en el medio petrolero mexicano con el nombre de "Molinete Hidráulico", debido probablemente a que utilizan para la medición del flujo en un pozo, una propela o hélice que gira a razón directa a la velocidad del fluido por medir y que hasta la fecha se ha usado con mayor frecuencia cada vez, en los pozos inyectoros de agua y esporádicamente en pozos productores.

Los registros de la velocidad de propela del molinete-hidráulico, dan como resultado unas gráficas que se ha dado en llamar perfiles de producción o inyección, según el pozo de que se trate; la correcta interpretación de -

estos registros, permiten determinar el rango del flujo, las condiciones de cómo éste fluye o es inyectado a través de las perforaciones; dando con ello una idea clara de la eficiencia de los intervalos expuestos a producción o a la inyección, y señalando además qué partes o porcentajes de cada intervalo fluyen o admiten fluido (entradas de flujo al pozo o puntos de inyección).

Correlacionándolos con los demás registros de producción, brindan amplia información acerca del comportamiento de los fluidos en las formaciones circunvecinas al pozo, los volúmenes producidos o inyectados, la composición y la posición de entrada del agua, del aceite y/o del gas.

Con toda esta información se puede programar el reacondicionamiento adecuado de algunos pozos y en otros evitar intervenciones innecesarias y costosas; se determina la eficiencia de las terminaciones y en consecuencia se pueden planear los trabajos necesarios que tiendan a mejorar dicha eficiencia, lo que puede traducirse en una mayor recuperación en el caso de pozos productores o un mayor volumen de agua inyectada o por inyectar; y mejor distribuída en la formación, tratándose de pozos inyectoras, consecuentemente, se puede tener un mejor control de los proyectos de recuperación. En las figuras 7,8 y 9 se presen

DIFERENTES TIPOS DE MOLINETE HIDRAULICO

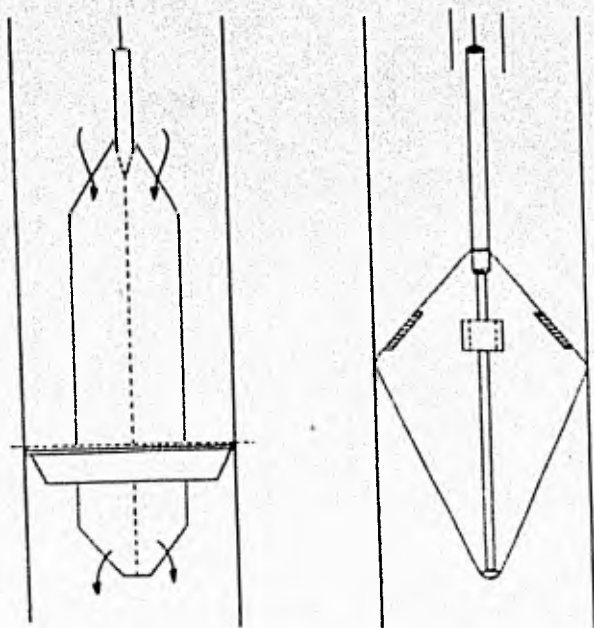
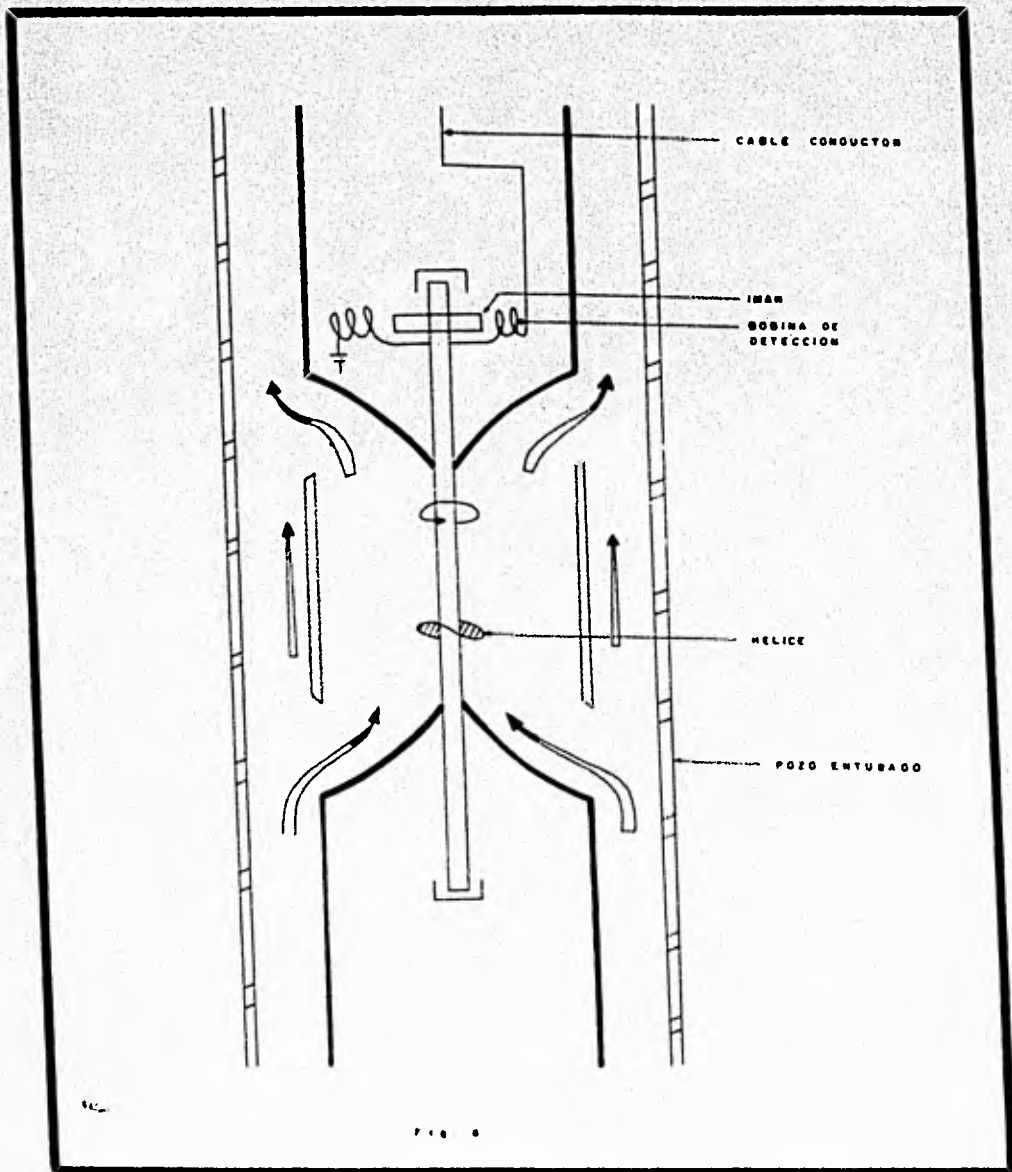
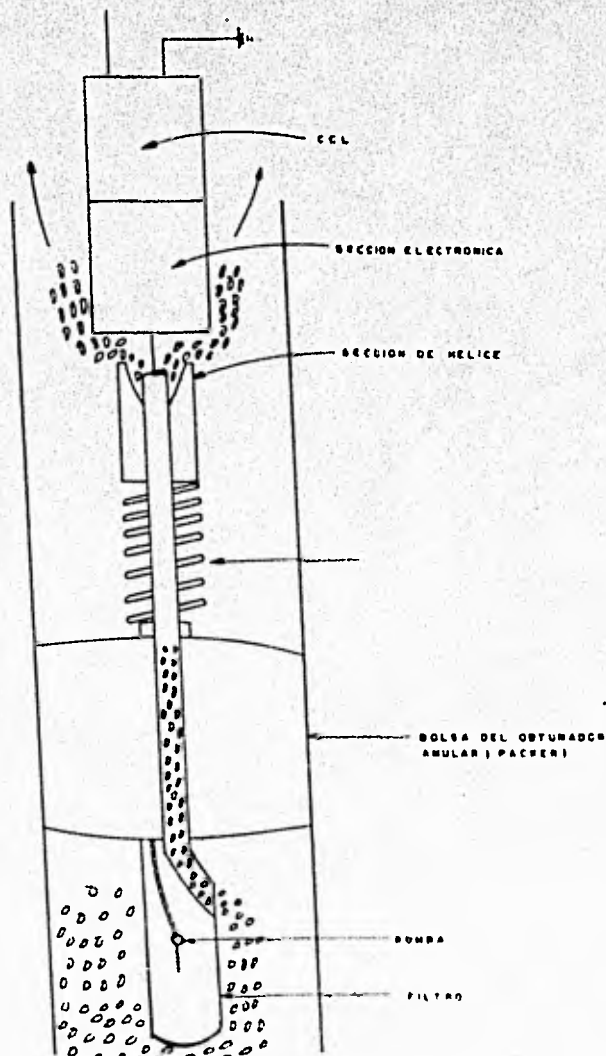


FIG. 7





MEDIDOR DE FLUJO CON OBTURADOR ANULAR INFLABLE

tan diferentes tipos de molinete hidráulico.

2.- METODOS DE OPERACION Y EQUIPO.

El uso del molinete hidráulico data de aproximadamente 10 o 12 años, habiéndose utilizado con más frecuencia y en una forma rutinaria a partir de 1961, a raíz de los proyectos de recuperación secundaria por inyección de agua, en el Distrito de Foza Rica, y desde entonces se han usado y probado varios de diferentes características y de los dos tipos de medidores de flujo antes mencionados.

Hasta la fecha el molinete que más se usa es de fabricación nacional y fué diseñado por la sección de Geofísica de explotación del Distrito de Foza Rica, dicha herramienta es de las de tipo continuo y su diseño y características principales, son las siguientes:

Como todos los medidores de flujo de tipo continuo, -- consta de un velocímetro centralizado del tipo hélice o propela, la cual, al girar mueve un colector que contiene 8 placas delgadas, y por medio de un cable conductor, envía pulsos eléctricos a un filtro amplificador de señal colocado en el panel de registros, después de ampli-

ficada la señal, es enviada a la cámara de registro o cámara óptica, que es la parte del equipo superficial donde se reciben todas las señales eléctricas enviadas mediante la sonda, a través del cable conductor, hasta llegar a -- los galvanómetros alojados en el interior de la cámara óptica y que mediante una fuente luminosa y un sistema de -- espejos imprime la señales en una película fotográfica de 8 7/8" (22.5 cm.) X 120 pies (36.6 cm.) .

La película descrita es la misma que se usa para todos los registros eléctricos que se toman, así como también -- la escala de profundidad es la misma, siendo la más usual la de 1:500, usándose la escala 1:200, en los registros -- de detalle.

En la escala de 1:500 la película se marca con una lí-- nea horizontal cada 5 m. (16.4 pies) y con una línea un -- poco más gruesa cada 25 m. (82 pies).

En la escala 1:200 la película se marca cada metro ---- (3.28 pies) con una línea suave, cada 5 m. (16.4 pies) -- con línea un poco más oscura y cada 25 m. (82 pies) con línea más gruesa, de esta manera fácilmente se pueden lo-- calizar las distintas profundidades de registro.

La propela o hélice tiene un diámetro de $1 \frac{1}{4}$ " (3.17 - cm.) y gira en función de la velocidad de flujo, o sea - que la velocidad de la propela es proporcional a la velocidad del flujo, por cada vuelta de propela el colector - envía 8 pulsos eléctricos.

El cable que se utiliza para correr este registro es de $5/16$ " (0.79 cm.) y tiene un sólo conductor, diferenciándose en esto del cable que se utiliza para correr los registros eléctricos que es multiconductor (6 y 7 conductores).

EQUIPO SUPERFICIAL .

El equipo superficial que se ha venido usando en este tipo de trabajos, es el siguiente:

El camión de registros con su equipo necesario; un lubricador con prensa-estopa y ext unión, según la longitud de la sonda o herramienta a usarse, un preventor de cable o de reventones, dos poleas para correr el cable, una pluma o grillo de los usados en producción para sondeo.

Generalmente, la instalación de la pluma requiere de mayor tiempo que la operación por efectuarse, sin embargo, - esto parece que se solucionará , porque empieza a utili--

zar una pluma móvil montada en el camión, provisto de g^{ra}tos hidráulicos para su instalación fácil en el pozo, -- con lo cual se espera abreviar el tiempo que se pierde -- al tomar un registro.

OPERACION .

Las operaciones que se efectúan al tomar un registro de molinete hidráulico son fáciles y consisten en lo siguiente:

Estando la pluma instalada en las inmediaciones del pozo, el camión de registros listo e instalado más o menos a 10 metros o 12 metros del pozo, y la sonda armada y -- lista para la operación, se procede de la siguiente manera: en la mayoría de los casos, se corre primero un registro de calibración y se checa la profundidad del pozo, para tener la seguridad de que la sonda del molinete pueda registrar la profundidad deseada.

Terminado el registro anterior, se procede a introducir la sonda del molinete, que tiene un diámetro de --- 1 11/16" y va provista en su parte inferior de unos flejes elásticos y flexibles que hacen los veces de contradora, para que la propela quede lo más posiblemente var

tical y en el centro del pozo, por supuesto, la sonda es bajada por medio del cable conductor descrito anteriormente.

Estando la sonda en el fondo del pozo o un poco más - abajo de la profundidad por registrar se empieza a jalar el cable, o sea, a subir la sonda; cabe hacer notar que la curva se registra siempre en sentido contrario al flujo; siempre y cuando se trate de pozos inyectoros de agua, en cada caso de pozos productores la curva se registra al introducir la sonda, o sea, de arriba hacia-abajo.

La velocidad de registro es muy variable y fluctúa entre 2800 pies/hora a 2400 pies/hora; (854 metros/hora a 732 metros/hora), además depende de la velocidad de flujo y de la escala, pero independientemente de estos factores, debe ser continua y uniforme.

La escala de profundidad utilizada para este tipo de registros generalmente es la de 1:200.

El registro así obtenido es un perfil continuo de flujo en función de la profundidad y cuya curva está expresada en porcentaje de flujo total; que interpreta correc

tamente, determina la fracción o porcentaje que cada zona admite o contribuye a la producción total del pozo.

A continuación se expone la forma de presentación de un registro de molinete hidráulico y la forma de calcular su porcentaje.

CALCULO DE PORCENTAJE .

Para principiar, se marcan los tramos perforados después se traza una línea vertical sobre la gráfica o perfil, donde se inicia propiamente el registro hasta la primera deflexión de la curva hacia la derecha en este punto quiere decir que el pozo está admitiendo agua, de este punto se traza otra recta siguiendo las deflexiones de la curva, tratando de que en dicha recta se confundan o concentren las deflexiones, hasta encontrar que las deflexiones sean verticales, en este punto se traza otra línea vertical y así sucesivamente hasta que el registro ya más que deflexiones verticales donde se ve que termina.

Se toma como iniciación del registro la primera línea vertical de izquierda a derecha y como final, la línea vertical última, se mide la distancia entre las dos, que representará el 100% del flujo, o sea, la totalidad del-

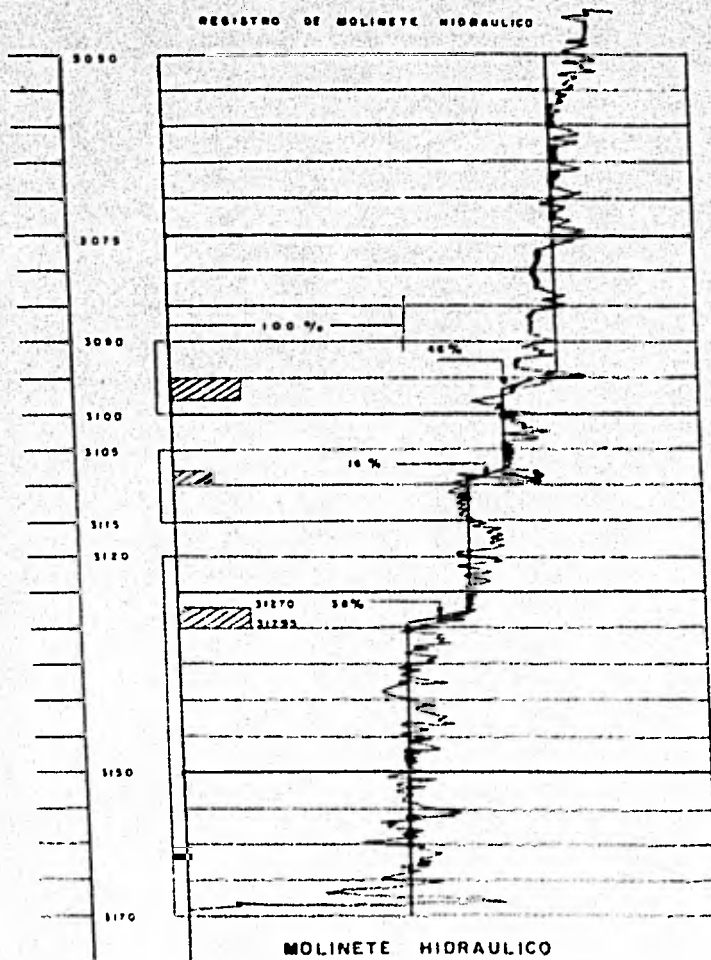
flujo que entra al pozo, de esta manera cada línea vertical intermedia tendrá determinada medida horizontal y representa un porcentaje del flujo total.

En el registro que se presenta (figura 10), se observa que se tienen tres tramos admisores, por lo tanto, cuatro líneas verticales, la distancia entre los dos extremos es de 56 mm. (2.2 pulgadas) que representa al 100% de flujo. La distancia entre la primera y la segunda es de 21.5 mm. (0.85 pulgadas) que representa al 38.4%, la distancia entre la segunda y la tercera es de 8.5 mm. (0.34 pulgadas) y representa el 15.2% y la distancia entre la tercera y la cuarta es de 26 mm. (1.02 pulgadas), que representa al 46.4%, la suma de todos los porcentajes será el 100% del flujo total.

Por otro lado, como la escala de profundidad es 1:200, cada división representa un metro, por lo tanto, si se -- llevan proyecciones hacia la izquierda sobre un eje vertical, de los puntos que marcan las deflexiones de la curva se puede apreciar la cantidad de metros que admiten agua, de todo el intervalo expuesto a la inyección, así se tiene que en la gráfica se observa lo siguiente:

Del tramo 3090-3100 sólo admiten 3 m., en la parte me--

REGISTRO DE MOLINETE HIDRAULICO



dia, lo cual representa el 30% del tramo expuesto.

Del tramo 3105-3115 sólo admiten 2.5 m., en la parte me
dia, y es el 25% de todo el tramo expuesto.

Del tramo 3120-3170 sólo admiten fluido 2.5 m., aproxi-
madamente, en la parte superior y representa el 5% de to-
do el tramo expuesto.

De este análisis, y ya que se pretende que todos los --
tramos expuestos admitan agua uniformemente en toda su --
longitud, se pueden dictar o programar las medidas correg
tivas pertinentes, siempre y cuando los registros de tem
peratura a pozo cerrado muestren una analogía con los re-
gistros de molinete hidráulico.

CAPITULO V

REGISTROS DE TRAZADORES RADIOACTIVOS.

1.- GENERALIDADES .

Se llaman trazadores radioactivos a determinadas sustancias químicas que inyectadas a la formación, en forma adecuada junto con el agua de inyección, nos ayudan a conocer el trazo de los ductos formados por el agua en dicha formación, permitiéndonos aumentar el grado de información necesaria para conocer el comportamiento de las formaciones más allá de las paredes del pozo, atrás de la tubería de revestimiento.

Conociendo los trazos del agua inyectada en una formación, podrán evitarse entrapamientos de aceite que reducen considerablemente la recuperación final en un proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua; evitan además los inconvenientes y riesgos que ocasiona la presencia prematura del agua inyectada en pozos productores.

La idea de usar trazadores radioactivos para tal fin, no es nueva, con anterioridad se han probado muchas subg

tancias con ese propósito, usándose indistintamente sustancias radioactivas y no radioactivas, y los trazadores se denominan TRAZADORES RADIOACTIVOS Y NO RADIOACTIVOS, según la sustancia que se use como tal.

De entre las muchas sustancias no radioactivas que se han probado como trazadores, se anotan a continuación -- las más conocidas: sal, azúcar, sustancias orgánicas, boro y amonio, hay otras muy comunes como la fluoresceína y el tiocianato de amonio.

Pero no todas las sustancias reúnen las condiciones -- que requiere un buen trazador, dentro de esas condiciones, se anotan las más importantes y son:

- 1.- Ser detectable a bajas concentraciones.
- 2.- Ser detectable mediante un simple análisis de campo.
- 3.- Ser fácil y rápidamente soluble al agua.
- 4.- que pueda ser fácilmente manejado, con seguridad -- aún por personal inexperto.
- 5.- que no sea absorbido rápidamente por la formación.
- 6.- que su costo sea bajo.

Se han usado muchas sustancias como trazadores, pero-

parece que los mejores resultados, se han obtenido usando el tiocianato de amonio (NH_4CNS), que además de reunir las características necesarias para ser un buen trazador resulta económico.

Este trazador es de fácil manejo, basta disolver 100 - libras (45.4 Kg.) de él, en un volumen de agua de 56 a - 75 litros para ser inyectado como bache a través de los pozos inyectores, en estas condiciones no se requiere de instalaciones especiales y costosas, ni una inyección - continua del trazador, por lo cual, su empleo resulta - bastante económico.

El tiocianato de amonio puede ser detectable fácilmente, mediante pruebas de campo, basta agregar una muestra de 50 cc. del agua producida que contenga el trazador, - unas gotas de solución concentrada de cloruro férrico, - la reacción del ión férrico con el tiocianato de amonio, da una solución de color rojo, cuya intensidad varía de acuerdo con la concentración del tiocianato de amonio -- que contenga la muestra.

En ausencia del tiocianato de amonio, aparecerá una solución de color amarillo del ión cloro. Por otra parte, es posible detectar concentraciones del orden de 20 ppm.

a simple vista y menores de 5 ppm., pueden detectarse - por medio del fotocolorímetro.

A continuación se presenta el análisis del tiocianato de amonio, hecho en el laboratorio y en vista de los resultados obtenidos se recomienda como buen trazador.

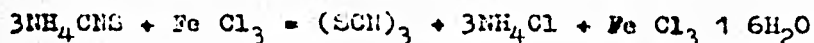
El tiocianato de amonio, cuya fórmula es NH_4CNS y se le conoce también como sulfocianato de amonio, reúne --- ciertas características que lo colocan dentro del grupo de sustancias utilizables como trazadores de agua.

Características físicas.- Sustancia constituida por - cristales blancos o ligeramente amarillos, delicuescentes, solubles en alcohol, acetona y éter.

Solubilidad en el agua a 20°C = 1700 g/lt.

Solubilidad en el agua a 0°C = 1200 g/lt.

El tiocianato de amonio se combina con el cloruro férrico para formar sulfocianuro férrico, caracterizado -- por su color rojo. Reacción:



Características físicas del cloruro de hierro :

(Fe Cl₃). Substancia en forma de cristales color rojo, amarillo muy delicuescentes, solubles al agua, alcohol, acetona, éter, glicerina y en agua caliente soluble en todas proporciones. Fácil de obtener en el comercio.

Método de preparación:

Se preparan soluciones de NH₄SCN de 0.017 a 3.0 gramos por litro de agua.

Se agrega una gota de solución concentrada de cloruro-férrico a 50 cc., de cada una de las soluciones anteriores y se observa la coloración producida. Las soluciones de concentración mayores (1, 2, 3, gramos de NH₄SCN por litro de agua), presentan una coloración roja que va disminuyendo de intensidad hasta tomar una coloración amarilla en las soluciones más diluidas.

La coloración de estas soluciones se compara con la coloración obtenida en una muestra preparada con una gota de solución concentrada de Fe Cl₃ en 50 cc. de agua, sin NH₄SCN, dando esta solución amarilla. Por este procedimiento colorímetro es posible detectar a simple vista -- una concentración de 0.033 gramos de NH₄SCN por litro de agua.

Consideraciones y recomendaciones:

Se considera la conveniencia de efectuar una prueba de campo, con el objeto de valorar en la práctica la bondad de este procedimiento, y se recomienda la utilización de un bache de agua con una concentración de 500 gramos de tiocianato de amonio, por litro de agua, con el propósito de prever los inevitables efectos de absorción del medio que va a actuar.

En los proyectos de recuperación secundaria por inyección de agua, se han observado diversos problemas que impiden el desarrollo eficiente de dichos proyectos; uno de los problemas de mayor importancia lo constituye la presencia prematura del agua de inyección en el pozo central; con el propósito de determinar la procedencia de esa agua, precisar su origen y obtener a la vez información útil que permitiera un mejor y más acertado control de la inyección de agua y de la recuperación de aceite, se recomendó el uso de colorantes en el agua de inyección.

Al respecto, se hicieron varios estudios y pruebas de laboratorio a varias sustancias con la finalidad de buscar un colorante adecuado y a la vez que resultara económico para su uso.

La solución de un agente para el trazo de agua, se complica debido a la absorción del agente dentro de la formación, en el laboratorio se probaron las siguientes sustancias:

<u>NOMBRE</u>	<u>FORMULA</u>	<u>RESULTADOS</u>
Fluoresceína		POSITIVO.- Las soluciones de fluoresceína pasan después del filtrado sin alteración.
Rojo de Metilo	$4(\text{CH}_3)_2-\text{NC}_6\text{H}_4-2\text{COOH}$	NEGATIVO.- No reúne los requisitos como rastreador de agua.
Rojo Congo	$\text{NH}_2\text{C}_6\text{H}_4\text{SO}_3-\text{Na}-\text{N}=\text{N}-\text{C}_6\text{H}_4$	NEGATIVO.- no reúne los requisitos como colorante rastreador de agua.
Azul de Metileno	Metilbenzylanilina	NEGATIVO.- No reúne los requisitos como colorante rastreador de agua.

A estos colorantes se les hicieron dos Pruebas:

- 1.- Paso del colorante a través de un núcleo de caliza.
- 2.- Acción de la caliza y la temperatura sobre la solución.

De todas las substancias estudiadas por el laboratorio las que reúnen las condiciones óptimas como trazador de agua, resultó ser la fluoresceína, aparte de que su uso resulta bastante barato (1 kg. cuesta \$ 37.50), y se recomienda usarlo en proporción de 0.01 gramos por litro de agua.

Casos concretos en los cuales fué necesario la utilización de colorantes para determinar el origen del agua de inyección aparecida en algunos pozos productores del sistema de recuperación secundaria por inyección de agua, - pueden citarse los siguientes:

1.- El Pozo Poza Rica # 44, productor del Tamabra Superior (Sistema de recuperación secundaria del Campo Poza Rica), ha incrementado su porcentaje de agua producida, - variando desde 4% inicialmente hasta 90%, 100%, con salinidad que fluctúa desde 74 000 ppm., hasta 9 200 ppm., - lo que indica que el agua producida contiene agua de inyección procedente de algunos de los pozos vecinos, ya sea del Pozo Rica #134 que es inyector del Tamabra Superior, localizado a 380 m., del Pozo Rica # 44, o del Pozo Rica # 126, que es el inyector del Tamabra Superior y localizado a 440 m., del Pozo Rica # 44, (ver figura No. 11).

Varios son los argumentos que se han discutido para explicar el origen y la presencia del agua de inyección en este pozo, pero independientemente de los detalles al respecto, es necesario determinar su procedencia, ya que de lograrlo se obtendrá valiosa información sobre el comportamiento no sólo de los fluidos en el sistema de los tres pozos mencionados, sino que tendríamos la información necesaria para el control de los métodos de recuperación secundaria por inyección de agua, para poder aplicarlos a los diferentes distritos y no nada más al Distrito de Poza Rica.

2.- Otro ejemplo en el cual se podría apreciar la utilidad de los trazadores no radioactivos, se tiene en la prueba piloto de inyección de agua en San Andrés, y es el siguiente:

El pozo San Andrés #24, productor central de la prueba piloto en el campo del mismo nombre, se ha ido incrementando paulatinamente su porcentaje de agua producida, de un 4% hasta un 25%, con una salinidad baja entre 2000 ppm., y 7000 ppm., se pensó que esta baja salinidad se debe a la presencia del agua de inyección procedente del pozo San Andrés # 23, ya que es uno de los pozos de una prueba piloto que inyecta mayor volumen de agua, ha in-

yectado un volumen total de 567 921 metros cúbicos.

Con el propósito de determinar el origen del agua con poca salinidad aparecida en el San Andrés No. 24, se ha proyectado utilizar el tiocianato de amonio como trazador, inyectándolo por el Pozo San Andrés No. 23, a este respecto se tendrá que elaborar un programa al cual deberán sujetarse en las operaciones.

TRAZADORES RADIOACTIVOS.

Son sustancias radioactivas que inyectadas junto con el agua de inyección, proporcionan a la formación una radioactividad inducida, que detectada posteriormente por un registro de rayos gamma (radioactivo), nos permite determinar posteriormente la trayectoria del agua y su distribución dentro de la formación.

El uso de los trazadores radioactivos, vienen a despejar otra incógnita en el problema de la permeabilidad de las formaciones, ya que como auxiliar del molinete hidráulico, determina la verdadera trayectoria de los fluidos de inyección en la formación más allá de las paredes de la tubería de revestimiento. Además se logra mayor información relativa al comportamiento de las formaciones-

vecinas a las paredes del pozo y por consecuencia, se tienen una idea del comportamiento del frente de avance del agua de inyección, con respecto a los cálculos teóricos.

Varias son las substancias radioactivas que podrían usarse como trazadores, pero debido a que muchas de ellas tienen una vida media demasiado larga y otras demasiado corta, variando desde fracciones de minuto a varios miles de años, se ha llegado a la conclusión de -- que los isótopos más aconsejables o recomendables para usarse como trazadores, son los de vida media más o menos corta. De las substancias que reúnen esos requisitos y que más se han usado como tales, se pueden citar las siguientes:

<u>NOBRE</u>		<u>VIDA MEDIA</u>
DANTHANIUM	140	40 Horas
IODO	131	8.1 días
ESCOENIO	46	80 días
COBALT	60	5.3 días

Debido al peligro que representa el uso de dichas --- substancias radioactivas, y a que se requieren condicio

nes especiales, personal entrenado para manejarlas y en algunos casos equipos especiales, su uso está bajo control de la Comisión Nacional de Energía Nuclear y para utilizarlos se necesita autorización de dicha comisión.

TECNICAS EMPLEADAS .

El curso del flujo del agua inyectada, o sea su distribución dentro de las formaciones, después de las paredes del pozo, es siempre un problema estrechamente relacionado con el éxito de un proyecto de inyección, para determinar esta distribución de agua, se han desarrollado varias técnicas en las cuales se usa siempre material radioactivo en diferentes formas.

En una de estas técnicas se utiliza una suspensión de partículas relativamente grandes de material radioactivo al introducirse al pozo, este material es arrastrado por el fluido de inyección hasta las zonas permeables, por donde pasa el fluido, aquí las partículas son infiltradas o depositadas y permanecen ahí para indicar la distribución del agua o fluido de inyección, al ser detectada la radioactividad por medio de un registro radioactivo.

La cantidad de radioactividad depositada en un metro-

de formación, es proporcional a la cantidad de agua que penetra en ese metro; se dice que la unidad de volumen de agua inyectada se distribuye de la misma manera que la permeabilidad de la zona; si esto es cierto, el volumen unitario conteniendo el material trazador debe distribuirse en igual forma. El resultado de la distribución del material radioactivo, indica el perfil de entrada o toma.

Para que esta teoría sea explicada más satisfactoriamente, es necesario que las partículas radioactivas tomen la velocidad del fluido de acarreo e inyección y -- sean completamente filtradas en la cara de la formación.

La forma en que el material radioactivo sea filtrado, depende grandemente del tamaño de la partícula, la habilidad de estas partículas para tomar la velocidad del agua está ligada a un tamaño determinado. Esta relación está definida por la Ley de STOKES :

$$V = \frac{2 Gr^2 (d_1 - d_2)}{9}$$

Donde:

V = Velocidad alcanzada por la partícula .

- g = Aceleración de la gravedad .
- r = Radio de la partícula .
- d_1 = Densidad de la partícula .
- d_2 = Densidad del líquido.

Si (r) duplica su tamaño, la velocidad a la cual la partícula se asentará en un fluido dado se cuadruplica, la velocidad de la partícula en el fluido se va acortando más. El único medio práctico disponible es hacer -- que $d_1 - d_2$, tienda a cero. Con una diferencia de densidad de 0.0001 g/cm^3 , una partícula de mil micrones se acortará su velocidad aproximadamente 7 pulgadas por hora.

Para elaborar estas partículas, se usan dos tipos de plásticos, uno más pesado y otro más ligero que el agua se mezclan junto con el isótopo radioactivo a una temperatura determinada de tal manera que se obtenga la densidad deseada, así el isótopo radioactivo en todos los casos está en solución en el material plástico; las partículas más comúnmente usadas son las de forma esférica y alrededor de mil micrones de diámetro.

Algunos de estos isótopos tienen mayor penetración de radiación gamma y por lo tanto más aconsejables en los-

agujeros más grandes.

Otra técnica o manera de usar el isótopo radioactivo, es en forma de solución.

En estas dos formas mencionadas, es como se utilizó el isótopo radioactivo Escandio 46, en trabajos efectuados para obtener los registros de trazadores radioactivos en seis pozos, de los cuales tres son del Campo Taraulipac, Constituciones del Distrito de Ebanó y tres del San Andrés.

Se efectuaron estos trabajos con el objetivo principal de constatar mediante los registros de producción si se obtenía información adicional a la ya existente, relativa al comportamiento de las formaciones en la vecindad de los pozos productores e inyectoras; se creyó conveniente y necesario ampliar hasta donde fuera posible la información respectiva, para lograr con ello la mayor eficiencia posible en los proyectos de recuperación secundaria por inyección de agua al yacimiento en desarrollo.

Los trabajos como ya se dijo se llevaron a cabo en tres pozos, del Campo San Andrés y los pozos son: el San

Andrés 25, el San Andrés 174, inyectoros ambos y el San Andrés 24, productor de la prueba piloto de la inyección de agua al yacimiento.

A continuación se hará una descripción del equipo empleado, el trabajo desarrollado y los resultados obtenidos.

2.- METODOS DE OPERACION Y EQUIPO.

Al equipo que es móvil y consta esencialmente de un camión donde están montados e instalados los instrumentos de registro y el malacate con cable de tres conductores y de 3/16" de diámetro, se denomina "Unidad de Registros de Producción"; con esta unidad se pueden obtener los siguientes registros: molinete hidráulico, (con emparador inflable o FLC-PAK), de temperatura, de rayos gamma, decoples, de trazador radioactivo y de densidad de fluidos lográndose obtener todos en una sola corrida, o sea, con una misma sonda.

Esta unidad, además está equipada con un mástil de 32 pies (9.75 metros) de longitud; que es operado hidráulicamente y nivelado con gatos, la línea de tres conductores, un lubricador especial de alta presión y un preven-

tor de reventones; con esta unidad se pueden correr los registros antes mencionados con bastante seguridad bajo presiones en la cabeza del pozo, superiores a 230 kg/cm^2 , ningún otro equipo auxiliar es necesario, debido a ello, el equipo se instala en el pozo con bastante facilidad y rapidez, lo que permite acortar los tiempos de operación en los pozos, pudiéndose registrar por lo menos dos pozos diariamente.

Los trabajos efectuados, consistieron en la toma de los siguientes registros :

POZO SAN ANDRES 25

RADIOACTIVO (Rayos Gamma)

DETECTOR DE COFLES

TRAZADOR RADIOACTIVO usando el Escandio 46

TEMPERATURA tres, uno inyectando y dos a pozo cerrado a las 3 y 17 horas.

No se logró obtener el registro de molinete por falta del empacador inflable.

POZO SAN ANDRES 174

RADIOACTIVO

DETECTOR DE CÓPLES

TRASEADOR RADIOACTIVO usando el Escandio 46

TEMPERATURA. Inyectando. Las condiciones especiales - del pozo (empacador entre los tramos superior y medio), dificultades en la obtención correcta de estos registros.

POZO SAN ANDRES 24

RADIOACTIVO

DETECTOR DE CÓPLES

TEMPERATURA

DE DENSIDAD DE FLUIDOS.

Resultados.- Después de haberse hecho un análisis comparativo mediante correlaciones elaboradas con los registros de producción tomados con equipos de PEMEX, patente Schlumberger y con los tomados con equipos de patente Birdwell, se llegó a las siguientes conclusiones:

1.- Los registros de rayos gamma, de coples y de temperatura inyectando, tomados con equipo de BIRDWELL, -- proporcionan básicamente la misma información que los obtenidos con equipo SCHLUMBERGER.

2.- Los registros de temperatura a pozo cerrado re --

quieren menos tiempo para mostrar los cambios de temperatura que indican la distribución del agua dentro de la formación.

3.- Los registros de trazador radioactivo y de densidad de fluidos, aportaron información adicional a la ya existente.

El primero sirve para determinar un perfil de inyección semejante al de molinete hidráulico, sólo que con más penetración y también determina en cierto grado las canalizaciones detrás de la tubería de revestimiento.

El registro de densidad de fluidos, sirve para determinar la variación de la densidad de los fluidos dentro de los pozos, ya sea en condiciones dinámicas o bien estáticas. La información ofrece grandes posibilidades tomando dicho registro en pozos productores, ya que se puede determinar qué fluidos son producidos por cada zona.

PROCEDIMIENTO DE REGISTRO.

En la práctica se emplea una combinación de herramientas, consiste en un probador eléctrico de roturas de tubería, un tubo Geiger de 6 pulgadas (15.24 cm.) y un elemento sensitivo de temperatura; esta combinación disminu

ye los disturbios del pozo durante el levantamiento del registro.

Normalmente se corre primero un registro de temperatura para complementar el registro de trazador, esto da -- excelente información cualitativa, señalando las fugas de la T.P., pobre aislamiento de los malos empacadores o cementaciones defectuosas e indicando las zonas de entrada en general.

En seguida se corre un registro radioactivo para obtener el modelo base de radioactividad natural en las formaciones y tener un dato de comparación.

Después por medio de un impulso eléctrico desde la superficie se rompe una ampollita que contiene partículas radioactivas, que va alojada dentro de la sonda, a una profundidad predeterminada en la tubería, arriba de la zona de inyección (intervalos inyectoras), una vez rota la ampollita, se hacen corridas sucesivas a través de la sección contaminada de agua radioactiva a medida que ésta se mueve hacia las formaciones, o sea, que el bache radioactivo es seguido hacia abajo y hacia arriba para detectar su radioactividad hasta que desaparece, este movimiento se registra en una película que revela algunas-

veces fugas de la tubería si las hay, las cuales de otro modo podrían pasar desapercibidas.

Al intervalo inyector, se le permite tomar un mínimo - de diez veces el volumen del agujero comprendido en la zona de inyección antes de que sea corrido el último registro trazador. Después que el total del volumen de la ampollita con partículas radioactivas, ha sido introducido en la formación no hay cambios apreciables en los registros sucesivos de rayos gamma. La velocidad de registro para este levantamiento fluctúa entre 3 y 5 pies/minuto (1.52 y 2.54 cm./minuto.) .

Con el propósito de aclarar algunas dudas relacionadas con la interpretación de las curvas del registro de temperatura tomados en pozos inyectores, se planeó y programó el uso del trazador radioactivo Iodo 131 . El objetivo del registro de este trazador, era precisar el grado de canalización del agua en las formaciones y en el espacio anular TR- formación y verificar la información proporcionada por los registros de temperatura en lo que -- respecta a la ubicación del agua de inyección en la formación.

ALGUNAS CARACTERÍSTICAS DEL ISÓTOPO RADIOACTIVO

IODO 131

Substancia que se obtiene en estado líquido y su radio

actividad tiene una vida media de ocho días. Es soluble - en agua, y en ácido pero no en aceite.

Puede usarse como trazador y para tratamientos con ácido o inyección de agua, se recomienda usarlo en concentraciones de 1 milicurie por cada 4 000 litros (4 m) (141 pies), de agua o ácido. Su uso requiere autorización de la Comisión Nacional de Energía Nuclear.

PRECAUCIONES.- Para vaciar el Iodo al agua de inyección, se deberán usar guantes y delantal de hule y de preferencia manejarlo a una distancia de 70 cm., usando unas tenazas que permitan su manejo a esa distancia.

La homogeneización de la solución deberá hacerse circulando lentamente con las bombas del equipo. Independientemente de las recomendaciones anteriores, se deberán acatar las instrucciones que al respecto dicte alguna de las personas autorizadas para su manejo, quién deberá estar presente durante la operación.

PREPARACION DEL TRAZADOR .- Se prepara aproximadamente para cada pozo 20 m (706 pies), de agua activada con 5 milicuries de Iodo 131 (10 cc. de líquido), usando para ello un tanque metálico de 20 m (706 pies).

Teniendo el tanque lleno de agua tratada, se le agrega unos 10 cc. de Iodo 131, a continuación se procede a agitar el agua, en unos casos, manualmente con tiras de madera y en otros con el equipo de bombeo, después de un tiempo determinado de agitación, el agua queda lista para usarse en el tratamiento.

EQUIPO NECESARIO .

- 1 Tanque de 20 m.
- 1 Fluma
- 1 Lubricador
- 1 Freventor para cable .

El aparejo superficial de registro y el camión de registro , 1 equipo de alta presión.

TECNICA SEGUIDA.- Una vez instalado el aparejo superficial de registro, se procede a tomar un registro de rayos gamma para ser usado como base de comparación, esto se sigue como una rutina en todos los pozos en que se hace esta operación del trazador radiactivo.

Después de haber tomado el primer registro de rayos gamma, se coge la sonda dentro del pozo, situándola fren

te a la parte superior del tramo perforado (inyector), - inmediatamente después, como ya se tienen el agua activada lista, se procede a inyectarla a una velocidad moderada, procurando no sobrepasar la presión de inyección que bien puede ser más o menos de 140 kg/cm^2 (1991 lbs/pulgada²).

Después de haberse inyectado completamente el bache de 20 m^3 de agua activada y cuando se calcula que la parte final del bache pasa frente a la sonda, se inyecta otro bache de agua tratada, pero sin trazador (aproximadamente 6 barriles, 0.95 m^3 , 33.69 pies^3), en seguida se toma otro (el segundo) registro de rayos gamma.

Inmediatamente después y en forma sucesiva, con el propósito de seguir al trazador radioactivo, se toman nuevos registros de rayos gamma, llegando en algunos casos a tomarse más de 8 ó 10 registros en un pozo.

Se sabe que habiendo pasado el bache radioactivo por un punto determinado de la tubería, al pasar la sonda, - por ese mismo punto, no detecta huellas del trazador, -- por lo que se concluye que los aumentos de radioactividad que aparezcan en los registros, son debidos sin duda alguna a la presencia del lodo 131 en la formación o en

el espacio anular TR-formación.

Consecuentemente, se pueden seguir las huellas del trazador y precisar su posición, si se toman en cuenta los desplazamientos de las variaciones de las curvas de rayos gamma debidos al trazador, relacionándolos con las magnitudes de los volúmenes de agua sin trazador inyectados en exceso.

En conclusión, si con pequeños volúmenes de agua pura - sin trazador de exceso, las curvas muestran desplazamientos verticales hacia arriba del trazador, se tratará de canalizaciones en el espacio anular TR-cemento, en cambio si no aparecen modificaciones de las curvas de la radioactividad original frente a los tramos perforados y desaparecen las variaciones de las curvas de rayos gamma, provocados por el trazador con los volúmenes de agua inyectada en exceso, se podrá afirmar que no existen canalizaciones y que las variaciones de la curva muestran lo ocurrido en las formaciones frente a los intervalos de inyección.

Conviene hacer notar que los registros de temperatura a pozo cerrado, auxilian a la interpretación del registro del trazador todo 131, por lo que siempre deben tomarse en cuenta.

Con los registros tomados de cada pozo, se elaboran co rrelaciones, incluyendo el correspondiente de cada pozo, los siguientes registros:

- 1) Registro convencional de potencial natural .
- 2) Registro de calibración de agujero .
- 3) Microregistro .
- 4) De resistividad .
- 5) Mónico de cementación.
- 6) Molinete de perfil de inyección .
- 7) De temperatura inyectando y a pozo cerrado.
- 8) Trazador radioactivo .

En la figura 12, se muestra en (a) que el agua se inyecta a través de tramo (e) de la zona perforada AB, pero muestra también que es posible que el agua sea inyectada por el tramo (n).

Los siguientes esquemas muestran cómo se puede desvanecer la duda. En (b) se representa el registro radioactivo correspondiente a la zona de interés. En (c) se indica que se inyecta una sustancia radioactiva, cuya acción o distribución se determina mediante registros de la radioactividad inducida por el trazador, con las curvas (2) y (3) según muestran los esquemas (D) y (e), se obtiene la información requerida.

CAPITULO VI

REGISTRO SONICO DE CEMENTACION

1.- GENERALIDADES .

El problema de obtener buenas cementaciones de la tubería de revestimiento, con objeto de aislar las zonas productoras y de eliminación de fluidos indeseables, es aún de los más difíciles de resolver, que se encuentran en la industria petrolera. Para investigar si este objetivo se ha cumplido, se han usado varios métodos de registro que indican la existencia de cemento detrás de la tubería de revestimiento.

El incremento de costos, ha determinado la necesidad de mejorar la técnica de las cementaciones primarias, con los análisis de los métodos de cementación usados en el campo, se ha llegado a la conclusión de que es necesario eliminar el lodo del espacio anular, para obtener una buena cementación primaria, mediante el empleo de flujo turbulento dentro de los límites prácticos.

El registro sónico de cementación en algunas ocasiones ha revelado resultados satisfactorios en la cementación-

de tuberías de revestimiento o en una operación de recementación.

El registro sónico de cementación responde a condiciones específicas de cementación, tales como las recementaciones de áreas cementadas.

La valorización de un trabajo de cementación mediante el registro sónico de cementación, generalmente se basa en valorar la calidad de la cementación en intervalos específicos asociados con zonas productivas y la calidad de la cementación, el grado y el porcentaje de adherencia a través de toda la área cementada, con el propósito de valorizar las variaciones en las prácticas y técnicas de cementación.

Así, la principal función del registro sónico de cementación es la valorización individual de las cementaciones y recementaciones de tuberías de revestimiento.

Se han visto casos, no muy frecuentes, donde la calidad de toda la cementación es satisfactoria en el intervalo específico de la zona productora y sin embargo; la calidad de toda la cementación es relativamente mala, tales circunstancias son indudablemente el producto de una

casualidad e indican que los esfuerzos para mejorar los resultados de la cementación primaria deben continuar.

2.- METODOS DE OPERACION Y EQUIPO .

Las observaciones originadas de la aplicación práctica de diferentes campos del registro sónico de cementación, trajo consigo resultados económicamente favorables en la cementación de las tuberías de revestimiento.

El principio principal está basado en la medición de tiempo de tránsito t , fundándose en el fenómeno del "Salto de ciclo", que es normalmente interpretado como la llegada de señales originadas por un transmisor y registradas por un receptor (figura 12 A).

El registro del salto de ciclo, es bastante confiable y correcto, sin embargo, depende demasiado del grado de ajuste del instrumento para poder dar con exactitud una indicación sobre la fuerza de la señal recibida. La calidad del cemento, revelada por atenuación de la señal, es obtenida mucho más eficientemente, registrando en forma continua la amplitud de la señal.

En el registro sónico de cementación, los pulsos sónicos

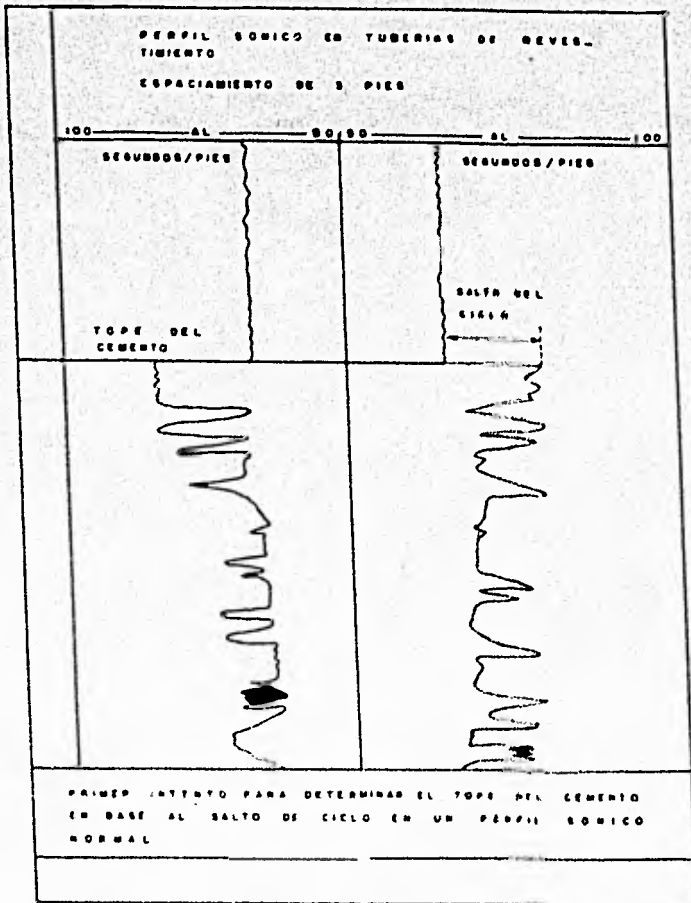


FIG. 12-A

cos emitidos por un transmisor a razón de 10 pulsos por segundo, son detectados por un receptor colocado de 6 a 7 pies (183 a 213.4 cm.), del transmisor, figura 13.

Los impulsos sónicos son transmitidos por el fluido de perforación a la tubería de revestimiento, a través de la cual la vibración se propaga hasta el receptor con la velocidad del sonido en el acero, que es de 58 micro-segundos por pie (1 700 pies por segundo), la amplitud de la señal transmitida por la tubería, es medida continuamente y las indicaciones resultantes son enviadas a la superficie donde son registradas.

La escala del perfil en milivoltios de amplitud de señal, se elige arbitrariamente con fines de calibración - la herramienta tiene ciertas limitaciones de temperatura pero si ha sido utilizada con éxito hasta la profundidad de 4375 metros (14 354 pies) y una temperatura de 300°F (149 °C), puede ser utilizada simultáneamente con un perfilaje de rayos gamma.

Haciendo referencia a la figura 13, los ángulos del frente con respecto a la vertical, en el líquido del pozo y en el cemento, son aproximadamente iguales a:

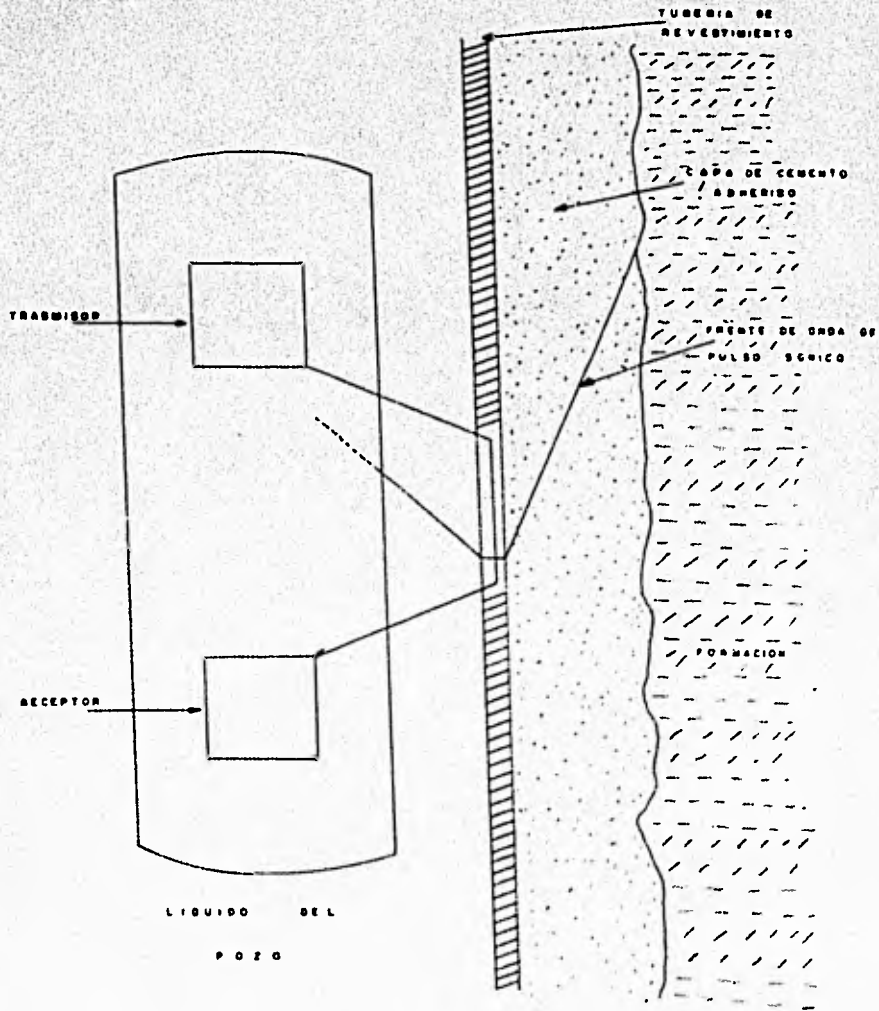


FIG 13

$$\text{Arco seno} = \frac{V_{\text{fluido}}}{V_{\text{Acero}}} \quad \text{y} \quad \text{Arco seno} = \frac{V_{\text{cemento}}}{V_{\text{Acero}}}$$

La velocidad con la cual la energía sonora del frente de onda de la vibración se pierde en el líquido y en el cemento, es proporcional al nivel de energía, es decir, al cuadrado de amplitud de onda, suponiendo que la frecuencia de la vibración permanece, es esencialmente invariable durante su paso a través del tramo que se considera.

La amplitud en el líquido y en el cemento será en todo momento proporcional a la amplitud en la tubería en el punto equivalente del mismo frente de onda. La propagación del frente de onda a lo largo de la tubería causa una deformación momentánea de la pared de la tubería incluyendo un movimiento longitudinal.

Todo material sólido que esté en la inmediata vecindad de la tubería y adherido a ella, será arrastrado por ese movimiento, puesto que la velocidad en la tubería es mayor que en el cemento, la transmisión del movimiento al cemento causa una continua transferencia de energía del frente de onda en la tubería al correspondiente en el cemento, si el material alrededor de la tubería no es sólido.

do, e no está adherido a la misma, el movimiento de la tubería en el frente de onda no es impedido substancialmente, en consecuencia, la pérdida de energía, es decir, la atenuación es mucho menor.

Las señales sónicas como se dijo antes, son emitidas del transmisor y captadas por un receptor, estando los dos aislados acústicamente en la sonda, las señales siguen una trayectoria a través de la tubería, figura 14, en su trayectoria a través de la tubería, la intensidad de la señal o más específicamente la amplitud de la onda sónica se atenúa en una variación de grados correspondiendo a las características del material que está atrás de la tubería de revestimiento.

El efecto de atenuación será mayor si el material que se encuentra fuera de la tubería está adherido a ella, y mucho menor si es un fluido o un sólido sin adherencia.

Las amplitudes representativas de trenes de ondas de señales sucesivas, se convierten en señales eléctricas y se registran en milivoltios sobre la escala de registro.

La amplitud varía inversamente con el grado de atenuación, produciendo la señal que origina la tubería por el

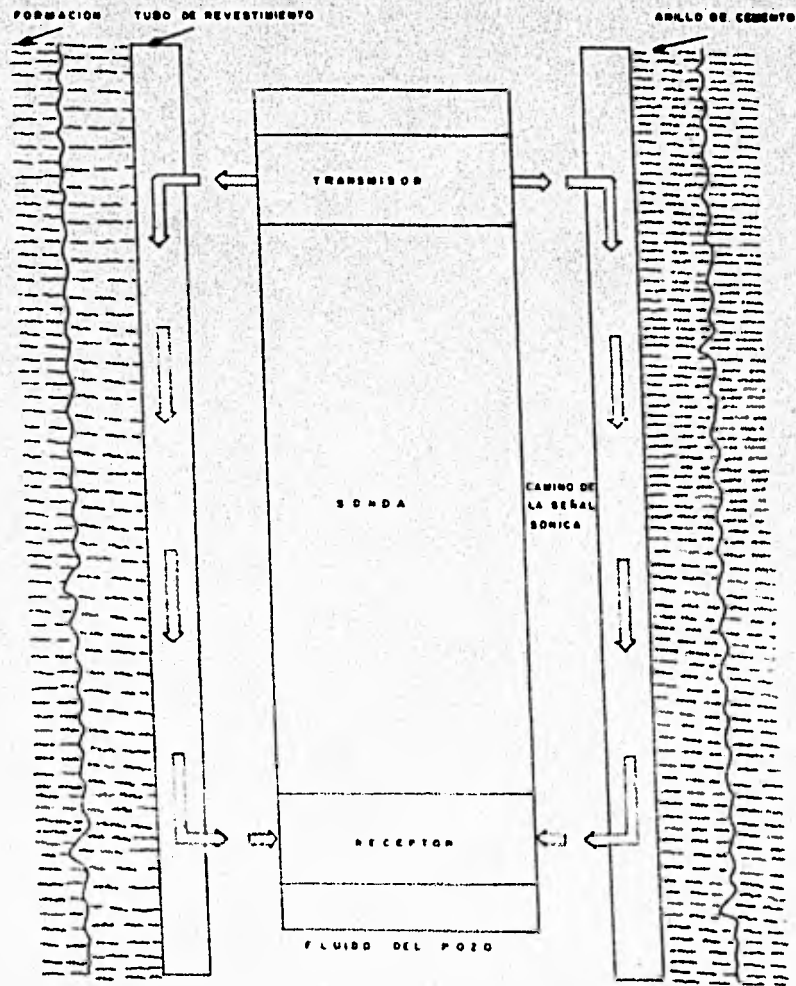


FIG. 14 - DIBUJO ESQUEMATICO DE LA TRAYECTORIA DE LA SEÑAL SONICA A TRAVES DE LA TUBERIA DE REVESTIMIENTO

material que se encuentra atrás de ésta, así que la mínima amplitud indica la mejor adherencia.

Cuando el control de la señal recibida no es continua, en lugar del control instrumental se emplea un circuito de entrada el cual abre después de tiempo de iniciada la señal individual en el transmisor y permanece abierto un periodo específico de tiempo, controlando solamente una parte del tren total de ondas de cada señal.

El propósito de este procedimiento de entrada es el de permitir el control del paso de la señal que origina la tubería de revestimiento y el de asegurar el control de la parte específica del tren de ondas sónicas recibidas, ya que no es de carácter armónico. Es necesario la consideración de la fluctuación en la amplitud de tiempo de la onda cuando es solamente para indicar las variaciones en la atenuación de la señal originada por la tubería de revestimiento, figura 15 B.

En esta representación de dos señales originadas por la tubería según se ve en el receptor, la señal representa una señal de gran amplitud o señal atenuada, cuando el intervalo de entrada es idéntico para ambas señales - como pudiera ser (entrada 1), la amplitud relativa de la

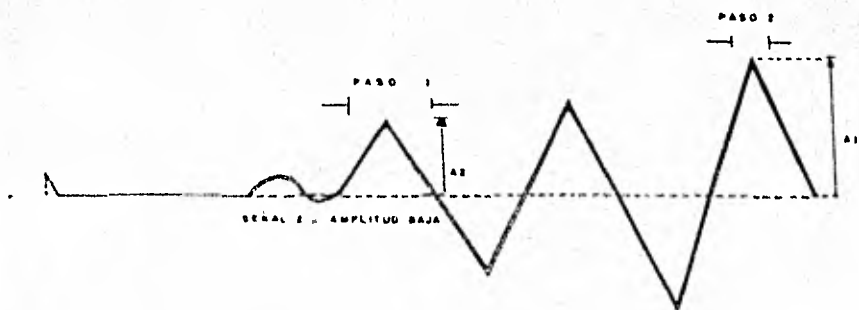
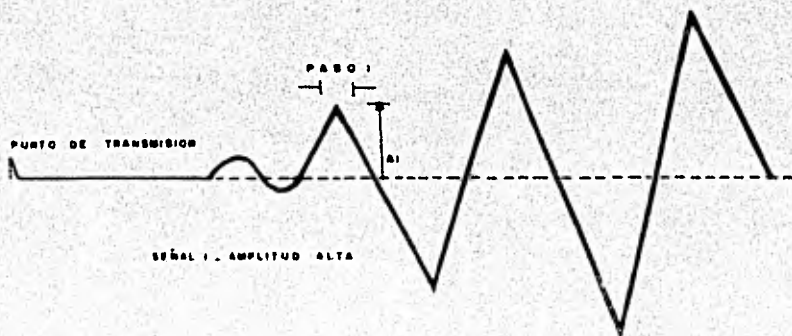


FIG. 1.8 - TRENES DE ONDAS ACUSTICAS ILUSTRANDO LA FUNCION DEL PROCESAMIENTO DE ENTRADA

y A_2 , son indicativas de la atenuación a la que se ha su-
jetado la señal 2 .

Si por alguna razón la señal 2 entra en un tiempo posterior (entrada 2), la amplitud medida podría ser posiblemente de una magnitud igual a la señal 1, que ha entrado con anterioridad, indicando erróneamente que ambas señales y el correspondiente efecto de atenuación son de la misma magnitud.

APLICACION DEL REGISTRO SONICO DE CEMENTACION

La sencillez de interpretación, es quizás la principal ventaja ofrecida por el perfilaje acústico (registro sónico) y de ahí su utilidad práctica como registro con el cual se impone economizar en programas de registros de pozos. Muchos son los casos en que el registro sónico es el único medio de obtener la información que se busca para evitar pérdidas costosas.

A continuación se detallan algunos de los usos en que satisfactoriamente se ha usado.

El registro sónico de cementación se ha venido usando desde 1960, este sistema es utilizado para efectuar un -

análisis cualitativo de la cementación y mediante el cual
pueden conocer el grado de calidad de adherencia en una
cementación, permitiendo conocer además el nivel de cemen-
to en el espacio anular.

Es por eso que la valoración de un trabajo de cemen-
tación mediante el registro sísmico, generalmente sigue dos
campos de investigación, el primero de los cuales valori-
za la calidad de la investigación en los intervalos espe-
cíficos asociados con zonas productoras y la segunda Sir-
ve como base para poder comparar un trabajo de cemen-
tación con otro, con el propósito de valorizar en las prác-
ticas y técnicas de cementación.

La valorización individual en la cementación es el prin-
cipal propósito del registro sísmico de cementación ya que
lo que interesa es conocer si las zonas productoras están
aisladas satisfactoriamente unas de otras.

El uso del registro sísmico de cementación ha tenido una
relativa desventaja en operaciones lejos de la costa, de-
bido al gran número de pozos direccionales perforados, lo
que generalmente se ha encontrado una calidad inferior en el re-
gistro y una dificultad mayor en su interpretación en po-
zos desviados, debido a la magnitud del efecto que tiene-

trada en una de las paredes de la tubería de revestimiento, mediante un patín magnético localizado en la parte inferior de la sonda.

Aunque el método de operación es algo fuera de lo común, probablemente permite menor movimiento a la sonda, que el método centrado, tiene la ventaja que el resultado en la recepción es muy débil relativamente a la fuerza de la señal transmitida, esto requiere un mayor grado de veracidad en la medida de la señal y el uso de una amplitud de escala más baja y más sensible, de donde se vendría que las variaciones en la amplitud debido a los diferentes grados de atenuación o adherencia, se dan a conocer, siendo más difíciles de definir a lo bajo de la señal.

Se ilustra esto en la figura 16, la cual muestra la diferencia en la respuesta del registro a una segunda etapa de intervalos cementados en pozos desviados.

En el pozo A se registró con la sonda centrada y en el pozo B con la zona descentrada, nótese la diferencia en la amplitud de la escala, la cual indica la diferencia en la fuerza total de la señal controlada por cada registro, los trabajos en ambos pozos fueron igualmente satisfactorios, en el pozo A se indica que no tiene una buena

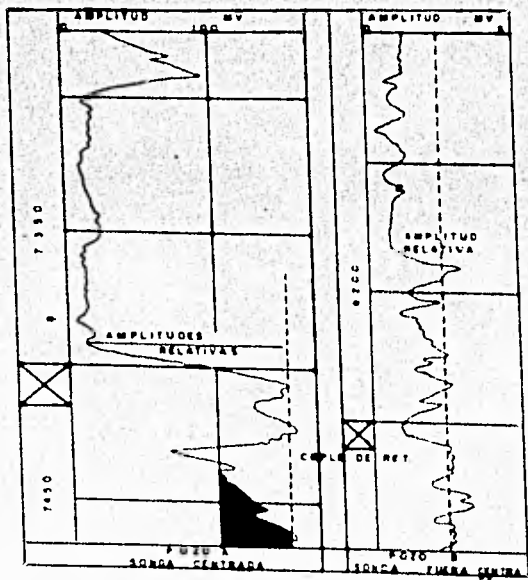
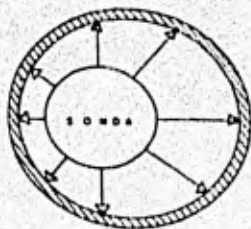
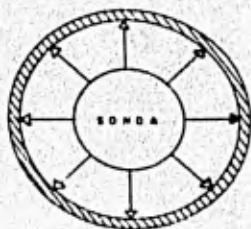
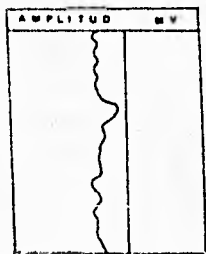
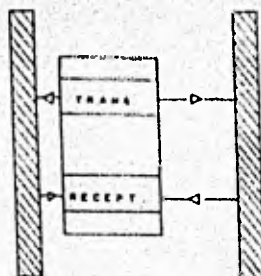
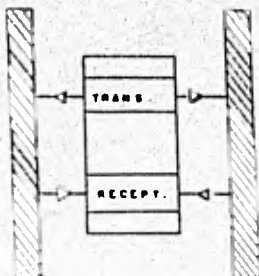


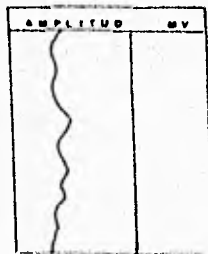
FIG. 16. COMPARACION DE LOS REGISTROS SONICOS DE ADNERENCIA ILUSTRANDO EL EFECTO DE LA POSICION DE LA SONDAS



TUBO DE REVESTIMIENTO



CENTRADA



DESENTRADA

ILUSTRACION ESQUEMATICA DEL EFECTO DE LA POSICION

adherencia para un intervalo aproximadamente a 30 metros (98.4 pies), arriba del cople.

El contraste en amplitudes arriba y abajo del cople, - representando el grado máximo de variación de la tubería libre y el pozo con adherencia en la tubería es grande, - en el Pozo B no hay adherencia en un intervalo de 21 metros (69 pies), arriba del cople, probablemente debido a la contaminación del cemento. Arriba de esto se tiene - buena adherencia en los 8 metros (26.5 pies), que siguen al intervalo de adherencia dudosa, el contraste entre la amplitud máxima y mínima es pequeña comparada a la que - se tiene en el Pozo A.

La interpretación de este tipo de registro efectuado - con una sonda excéntrica está menos definida y consecuente - temente es de una confiabilidad menor. Por esta razón, - consideramos que los registros tomados con sondas excéntricas son relativamente inferiores a aquellos tomados - con la sonda centrada.

Recientemente se ha desarrollado un medio no flexible, aislado acústicamente para usarse entre el transmisor y el receptor, resultando una sonda completamente rígida - en la construcción. Este desarrollo, simultáneamente --

con el aprovechamiento continuo del equipo y métodos de-
centradores, permite un grado satisfactorio del control-
y centralización en pozos desviados.

VALORIZACION PRACTICA DE LA CEMENTACION CON EL USO DE RASPADORES .

El registro señala la necesidad de quitar el enjarre --
excesivo del lodo que existe frente a las capas permea-
bles de la formación, esto conducirá a un espesor grande-
del anillo de cemento frente a los intervalos específicos
que nos interesan.

A este respecto, el buen resultado del trabajo de cemen-
tación primaria, se refleja en el resultado obtenido debi-
do al uso de los raspadores, en el pozo A de la figura 17,
dicha ilustración compara el trabajo de cementación del -
pozo A, con el pozo B, que estando en la misma área, su -
trabajo de cementación es menos satisfactorio relativamen-
te.

El pozo B, se usó como una comparación debido a las con-
diciones básicas a su operación de cementación fueron si-
milares a las del pozo A .

Estas condiciones básicas fueron:

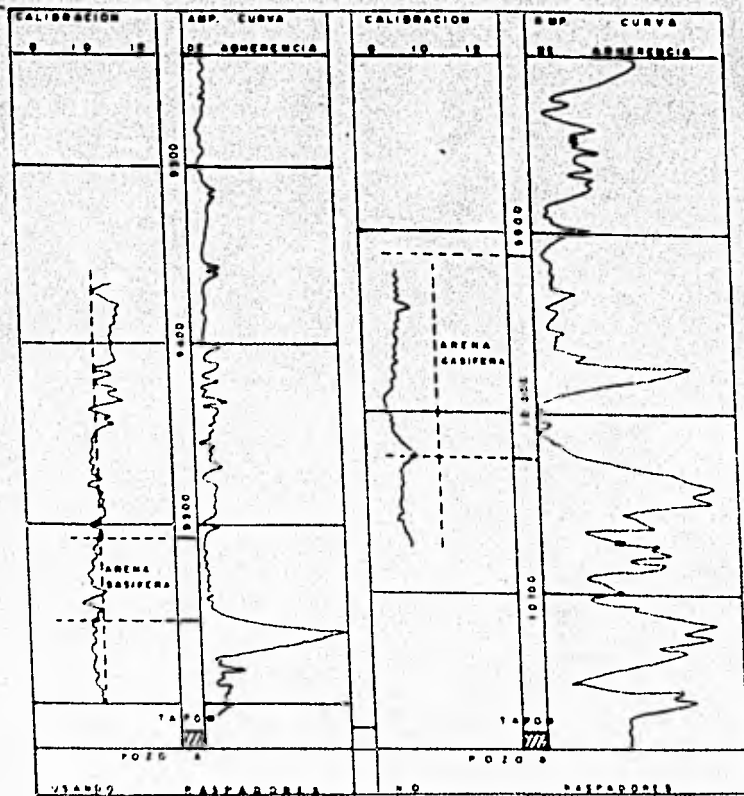


FIG. 17 - COMPARACION DE DOS REGISTROS SONICOS DE ADHERENCIA MOSTRANDO EL EFECTO DE LOS RASPADORES DE PARED EN UNA CEMENTACION PRIMARIA

- a) En ambos el agujero es de 9 5/8" .
- b) En ambos se usó l.f. de 7", 26 y 29 lbs/pie., con profundidades semejantes.
- c) El cemento empleado fué de la misma composición, de fraguado lento, más 4 % de gelatina, con densidad de 1.75 gr/cm³.
- d) Se usaron volúmenes de lechada semejantes : 500 sacos.

No se hizo uso del flujo turbulento en dichos pozos, - la única diferencia en la técnica de cementación empleada en dichos pozos fué el uso de raspadores en el pozo A.

Los raspadores fueron colocados en dos intervalos separados de 2 400 m. a 2 580 m. (7 874 a 8 464 pies), y de 2 830 a 2 950 metros (9 285 a 9 678 pies), habiendo una separación de 4.5 metros (14.76 pies), entre raspador y raspador, la tubería de revestimiento se movió durante la circulación y en la operación de cementación, con una carrera de aproximadamente 6 metros (19.7 pies) y en un tiempo de 20 minutos después de que el tapón de hule, -- llegó al cople.

Un examen de los registros sónicos de cementación de los dos pozos, muestra la superioridad del trabajo de ce

mentación del pozo A sobre el del pozo B, lo cual se puede atribuir al uso de los raspadores.

La respuesta característica del registro frente a anillos delgados de cemento no aparece en el registro del pozo A. En el pozo A, se indica una buena adherencia en un 90% del intervalo considerado, mientras en el pozo B, sólo se tiene adherencia en un 45% del intervalo aproximadamente.

Se observan resultados satisfactorios en los tramos -- raspados del pozo A, figura 18, que nos muestra los registros de calibración, sónico de cementación de una parte del intervalo superior de este pozo.

Nótese la correlación entre las áreas de mayor adherencia y diámetros mínimos de agujero, como son los intervalos A, B, C .

CEMENTACIONES MÚLTIPLES.

Se ha observado frecuentemente un modelo definido de registros de cementación con respecto a la posición relativa de la columna total de cemento, particularmente en agujeros desviados. La mayor adherencia se encuentra generalmente más cerca de la parte interior de la tubería-

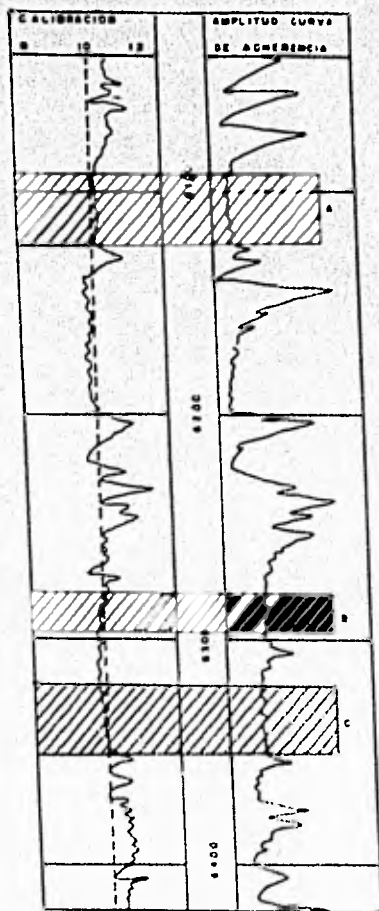


FIG 18 - RELACION DE CALIBRACION - CBL MOSTRANDO LA EFECTIVIDAD DE LOS RASPADORES DE PARED EN LA REMOCION DEL ENJARE

de revestimiento, el porcentaje y grado de adherencia -- disminuyen conforme se aleja de la zapata.

Esta muestra de poca adherencia, la atribuimos a la canalización dentro de la columna de cemento, considerando que el volumen total de cemento se ha terminado de desplazar, la mayor parte de este volumen total de lechada de cemento, será removido por el lodo que inicialmente pasó por la interfase lodo-cemento.

Consecuentemente en las áreas bajas de un intervalo cementado se podrían eliminar más completamente las contaminaciones de lodo que en las áreas de arriba.

La figura 19, muestra tres secciones separadas del registro sónico de cementación de un pozo desviado, en este pozo de 9 5/8", se cementó T.R. de 7" a 3 360 metros, (11023 pies), se tiene una muy buena adherencia en un intervalo mayor de 150 metros (492 pies), arriba de la zapata.

La sección 1, muestra el área de transición de una adherencia uniforme, a una errática, debida esta última a la existencia de una canalización. La sección 2, está aproximadamente 152 metros (499 pies), arriba de la sec-

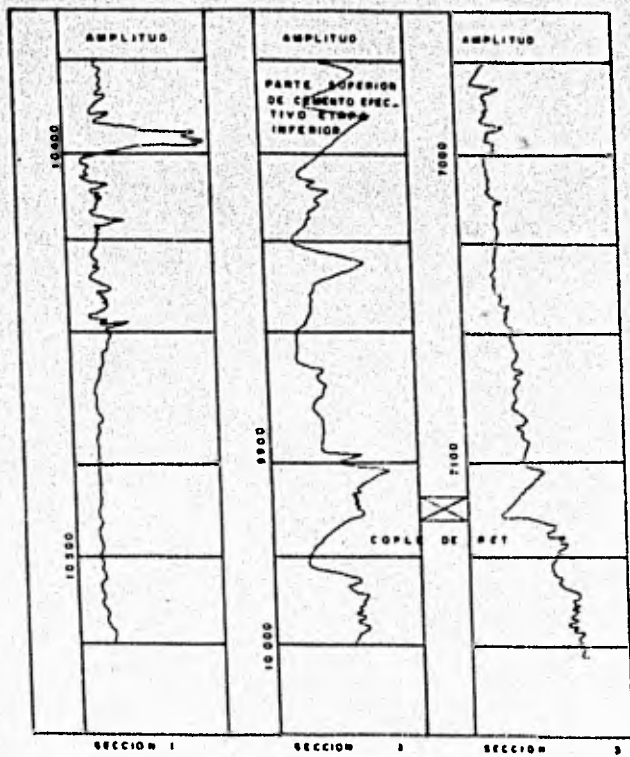


FIG. 10 - TRES SECCIONES DEL MISMO CBL MOSTRANDO RESULTADOS COMPARATIVOS DE DOS ETAPAS DE UN TRABAJO DE RECEMENTACION

ción 1, esta sección incluye el punto más alto de adherencia efectiva, en el intervalo de la etapa más baja, - como se indica a 3 000 m. (9 843 pies).

La sección 3, muestra el área inferior del intervalo - de la etapa superior, incluyendo el cople a 2 170 metros 9 7120 pies.

APLICACION DEL REGISTRO SONICO EN CEMENTACIONES SECUNDARIAS .

El registro sónico de cementación tiene gran utilidad en la valorización de las cementaciones forzadas.

La figura 20, muestra secciones de tres registros sónicos de cementación efectuados en el mismo pozo, después de una cementación primaria.

En este pozo vertical de 9 5/8", se cementó tubería - de revestimiento de 7" a 3150 metros (10335 pies) con - 100 sacos de cemento. El agujero fué dañado durante una corrida de la tubería y no se estableció circulación, - cuando la tubería llegó al fondo.

La cementación primaria se terminó sin haber obtenido

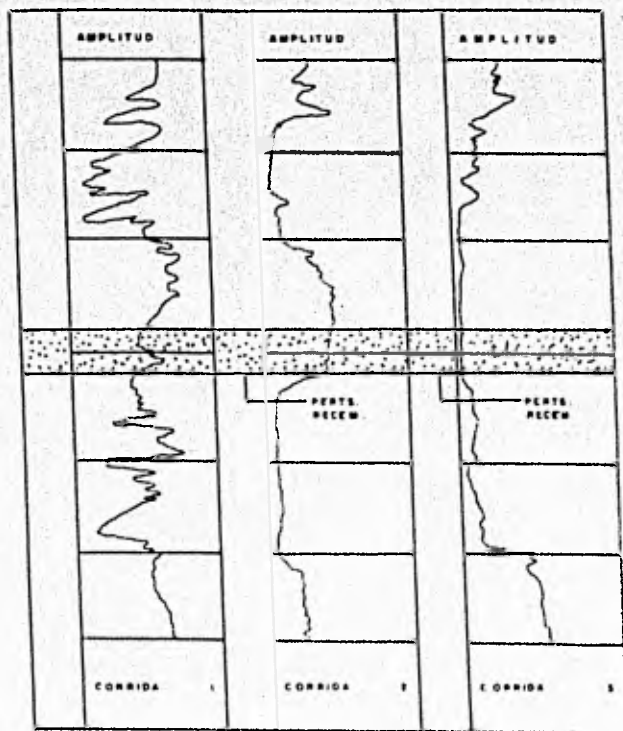


FIG. 20

circulación en la superficie. Un registro sónico de cementación después de la cementación primaria indicó que la zona potencialmente productora localizada a 425 m. (1 394 pies), era un intervalo donde había pobre adherencia.

La figura 20, corrida 2, indica que la etapa inicial de la cementación forzada, efectuada con 200 sacos de cemento dió una buena adherencia en una sección de 22 m. (72.2 pies), abajo de las perforaciones en que se efectuó la cementación forzada y en una sección de 22 m. (72.2 pies), localizada a los 18 metros (59 pies), arriba de las perforaciones, pero aunque se coloque el cemento adicional atrás de la tubería de revestimiento de 2 400 a 2 480 metros (7 874 a 8 137 pies), no se obtendría una buena adherencia en este intervalo.

Durante una segunda prueba para hacer una cementación forzada satisfactoria, la capacidad de bombeo a través de las perforaciones originales son solamente de 161 kg./cm², (2 290 libras/pulgada²), de presión real en la superficie, indicando la falta completa de cemento en el espacio anular, frente a los disparos. Después del bombeo de un total de 400 sacos adicionales de cemento a través de las perforaciones durante la segunda cementa--

ción forzada, se efectuó un tercer registro sónico de cementación (corrida 3), que muestra él, una adherencia buena a lo largo de la zona potencial que interesa de 2400 a 2480 m. (7 874 a 8 137 pies).

Por otro lado, la corrida 3 muestra que los 400 sacos de lechada de cemento bombeada durante la segunda etapa de cementación forzada, se desplaza hacia arriba por el espacio anular, una distancia total de 36 m. (118 pies).

La figura 21, muestra una aplicación del registro sónico de cementación en la eliminación de la entrada de agua. En este pozo de 9 5/8", de diámetro, se cementó una tubería de revestimiento de 7" a una profundidad de 3 500 m. (11 463 pies) y el tope de cemento se localizó mediante un registro de rayos gamma, considerablemente más arriba del tope de las formaciones productivas.

Cuando el pozo se abrió a producción (3204 - 3293 metros) dió una producción de 100% de agua. El registro sónico de cementación indicó una zona de mala cementación frente a las capas de arcilla que separaban las formaciones productivas de las capas acuíferas superiores. Se hizo una cementación forzada en la parte media de arcilla, luego de lo cual el pozo produjo petróleo sin agua.

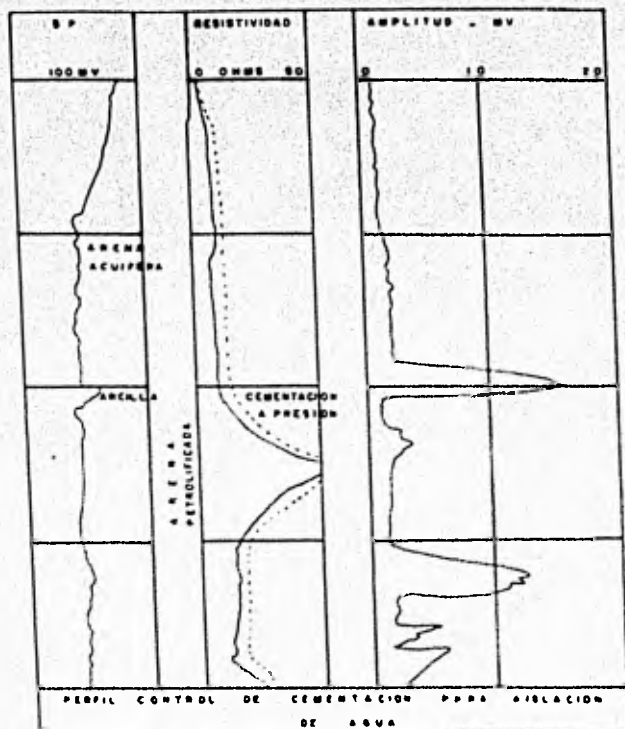


FIG. 21

El registro sónico de cementación puede también, utilizar se para verificar la eficiencia de una cementación a presión, como se ha visto con anterioridad.

Otros problemas para los que el registro sónico de cementación agrega información, son: la influencia del estado del pozo sobre la eficiencia de la cementación y el tiempo del fraguado, se ha observado que a menudo el anillo de cemento es más deficiente frente a un horizonte productivo, que frente a una arenisca acuífera o una arcilla cercana. Durante los ensayos en el campo del registro sónico de cementación, se hicieron estudios sistemáticos de la adherencia en función del tiempo en varios pozos.

El cemento empleado es preparado para pozos de una profundidad de 4 400 metros (14 436 pies) y tomando en cuenta que su tiempo de fraguado va aumentando de acuerdo con las recomendaciones de la A.P.I., con los ensayos de laboratorio que muestran que este tipo de cemento puede fraguar totalmente dentro de las 24 horas después de la cementación.

Se hicieron cuatro registros sónicos de cementación, a las 4, 18, 28 y 33 horas después de la cementación, en el

tramo ilustrado, la adherencia fué completa al cabo de las 33 horas, sin embargo, hay diferencias en el desarrollo de la adherencia en función del tiempo.

Frente a caliza, la adherencia es completa después de 18 horas, mientras que frente a arcillas se requieren 12 horas más. Una explicación posible es que el cemento pierde agua en las formaciones permeables y por consiguiente el fraguado es más rápido.

INTERPRETACION DEL REGISTRO SONICO DE CEMENTACION.

Los resultados que se obtienen con el registro sónico de cementación, están afectados por varios factores que atenúan el efecto de la señal del material atrás de la tubería de revestimiento, estos factores incluyen: Condiciones variables en los pozos, Técnicas de operación y Métodos de registro.

En la interpretación del registro sónico de cementación, la veracidad de la amplitud registrada es una indicación auténtica de la adherencia.

La interpretación se basa entonces en la amplitud relativa de la amplitud registrada, por lo que el registro -

sónico de cementación para determinar la calidad, es relativamente directa. El registro de extenderá a horizontes sin cemento o sin adherencia, lo que será indicado por las lecturas de amplitud grande. Análogamente los menores niveles de amplitud en tramos donde es posible que haya cemento, corresponderán a tramos de cementación de buena calidad.

La figura 23, muestra un registro de control de cementación, obtenido mediante mediciones del laboratorio, debe notarse que los niveles de amplitud más altos, correspondientes a una tubería completamente libre, son de poco interés para la ubicación del anillo de cemento y son eliminadas del registro.

Los valores indicados en la figura 23, menos 1.5 mv., para buena adherencia y más de 5 mv., para adherencia deficiente.

En la figura 23 se muestra la forma de las curvas de amplitud y t , cuando la sonda pasa un cople de tubería, esta respuesta que ha sido verificada en el laboratorio, se complica debido a las discontinuidades en el recorrido metálico, la Geometría de estas discontinuidades conjuntamente con las posiciones relativas sucesivas del --

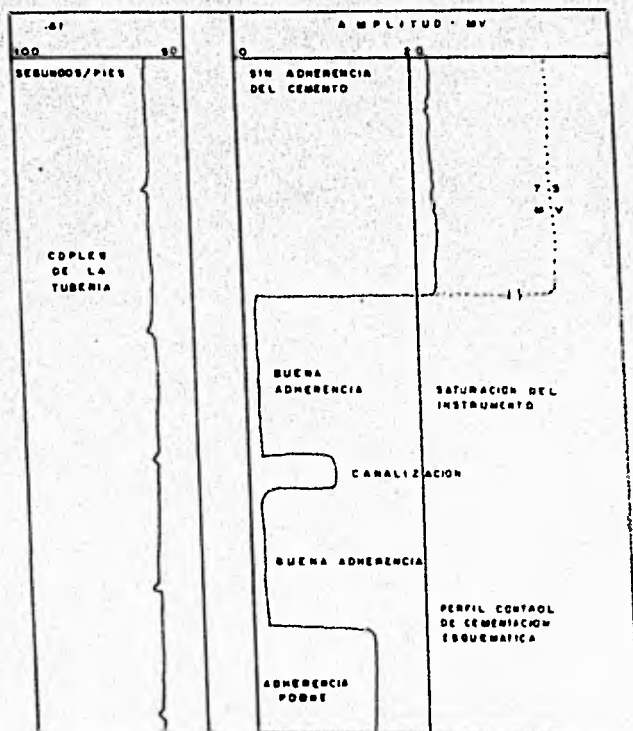


FIG. 23

transmisor o del receptor, dan por resultado las interferencias constructivas o destructivas de las señales que se registren.

En algunos pozos se han encontrado amplitudes moderadamente bajas, más arriba del nivel de cemento. La experiencia más probable es que el lodo en el anillo se ha endurecido lo suficiente para producir una carga sobre la tubería y así reducir la amplitud, o que la tubería se ha acuñado fuertemente contra las paredes del pozo, o ambas cosas a la vez.

Generalmente se incluye en el registro de tramos, una área conocida de tuberías de revestimiento, no cementada, la amplitud máxima se muestra en tales áreas, junto con la amplitud mínima de áreas con adherencia, que son los datos en los que se basa el registro para su interpretación.

En la experiencia con el registro sónico de cemento -- ción, se observó una característica del registro que concierne a la ausencia aparente de la adherencia. Si bien no se ha dado una explicación satisfactoria para nuestro conocimiento, se consideran dos causas posibles que a -- continuación se exponen:.

- a) La respuesta a anillos relativamente delgados aunque con adherencia.
- b) A la contaminación del cemento con hidrocarburos.

Se ha encontrado que los espesores de los anillos de cemento dentro de un rango específico, afectan la adherencia del cemento, atenuando la velocidad de la señal de la tubería de revestimiento. Se notarán muy pequeñas variaciones en espesores de aproximadamente 3/4" o mayores, pero cuando el espesor del anillo de cemento es menor de 3/4", disminuye rápidamente el valor de la atenuación.

Considerando este dato, es muy posible que la amplitud registrada, relativamente alta, considerada frecuentemente frente a la caliza, es la respuesta a un anillo delgado de cemento, ya que en esta zona tenemos un estrato impermeable y por lo tanto tenemos un enjarre considerable, en este caso el registro indica necesariamente la ausencia de adherencia.

Un ejemplo de respuesta de este tipo, particular de registro, se puede referir donde se ha probado razonablemente la efectividad de la cementación y aislamiento frente a una formación que contiene gas condensado. Este

ejemplo se muestra en la figura 11, nótese que la amplitud que es baja, está registrada frente a lutitas, a uno y otro lado de arenas, mientras que la amplitud a través del cuerpo arenoso es relativamente alta. El registro de calibración de agujero que muestra la reducción del diámetro del agujero debido al espesor del enjarre, correlaciona razonablemente a la curva del S.P. y la amplitud de la curva de adherencia indica que no existe adherencia a lo largo del intervalo considerado.

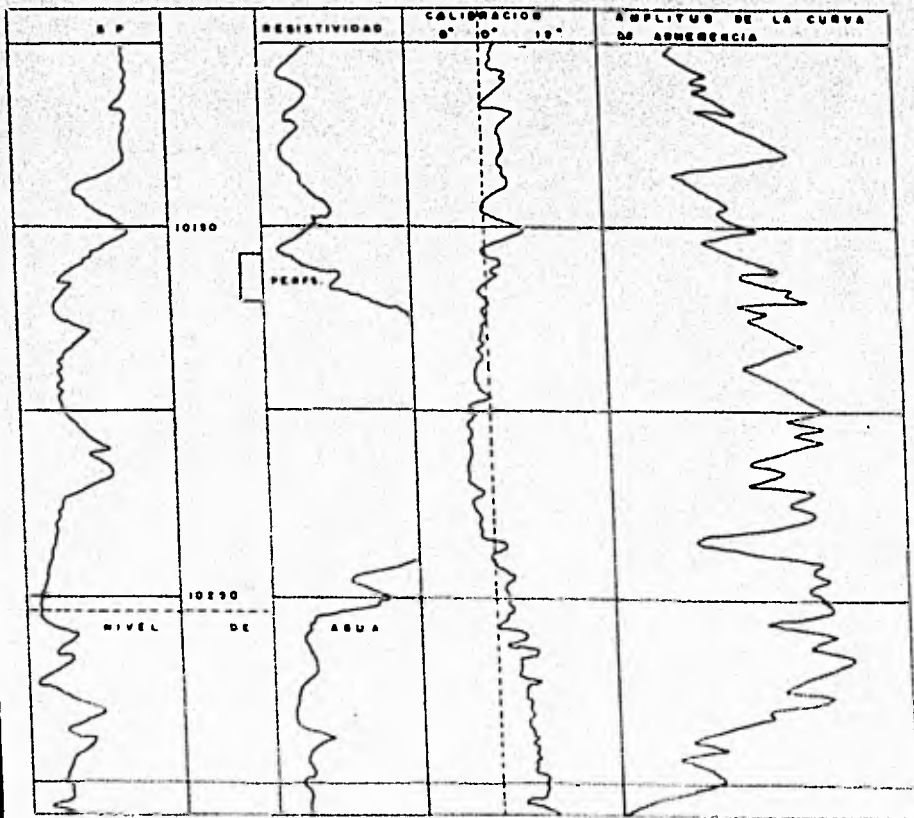


FIG. 11 - ILUSTRACION DE LA RESPUESTA A ANILLOS DFLADOS DE CEMENTO

CAPITULO VII

APLICACIONES DE LOS REGISTROS DE PRODUCCION

1.- GENERALIDADES .

Las aplicaciones de los registros de producción en problemas o estudios de pozos de un yacimiento, son bastante útiles por la información valiosísima que nos proporciona, con esto se han tornado ya indispensables para lograr un mejor resultado con la más eficientemente posible en las operaciones realizadas en los pozos como son las terminaciones, reacondicionamientos, reparaciones, etc.

Los registros de producción son muy usados en los pozos de producción, así como también en los pozos de inyección en donde existe un alto gasto y nos ayudan a evaluar un régimen de inyección, en la terminación de pozos nuevos y la terminación secundaria de los pozos reparados, también nos ayudan a determinar las zonas que contribuyen con un porcentaje de agua en un pozo productor y nos ayudan a detectar los flujos indeseables en el espacio anular TR/formación, los registros de producción -

también son muy útiles para mejorar la recuperación secundaria de un yacimiento, ya que para lograr una producción máxima es necesario contar con la información del comportamiento de los pozos del yacimiento, esta información -- nos la proporcionará el registro de producción.

Desde el punto de vista de la práctica, una de las aplicaciones más importantes de los registros de producción, -- en pozos de inyección y de producción, está en la evaluación de un pozo recién terminado, ya que sabemos que de -- la eficiencia de las terminaciones de los pozos de un yacimiento, depende en alto grado de su explotación racional, su máxima recuperación y por lo tanto, el máximo -- aprovechamiento de las reservas.

Parte de la información dada por los registros de producción nos permitirá conocer con un grado mayor de exactitud el comportamiento de las formaciones productoras, -- para un mejor desarrollo del yacimiento.

Los registros de producción también son usados satisfactoriamente en pozos de reacondicionamiento y en pozos de estimulación para mejorar la recuperación total de un yacimiento.

2.- POZOS INYECTORES Y PRODUCTORES.

En la producción de los pozos, generalmente el objetivo es la identificación de las zonas que producen algún fluido como: agua, petróleo o gas y más específicamente la determinación de las cantidades de cada uno de los fluidos y su entrada o entradas respectivas, uno de los principales propósitos del registro de producción, es generalmente la determinación del perfil de inyección, es decir la asignación cuantitativa de volúmenes o de porcentajes de fluido en cada uno de los intervalos que toman cantidades importantes de esos fluidos.

Mientras se determina el perfil, muchas veces es importante revisar las fallas del revestimiento, las fugas de los obturadores, así como las cementaciones defectuosas, también se pueden investigar los pozos estáticos o los cerrados por medio de los registros de producción, la mayoría de estos registros se realizan en trabajos de pozos de inyección y pozos productores.

Un registro de temperatura con pozo cerrado es un medio reconocido para indicación de los puntos por los que los fluidos inyectados entran al yacimiento, progresos recientes en el registro de temperatura ofrecen la po

sibilidad de identificar el petróleo, gas o agua existentes en el yacimiento por medio de las diferencias entre sus respectivas conductividades térmicas.

POZOS DE INYECCION .

Los pozos de inyección reciben generalmente agua como parte de un proceso de recuperación secundaria, de conservación de presión y en ocasiones sencillamente como un procedimiento de eliminación, el medio de inyección puede también ser de hidrocarburos líquidos, de gases, (incluso aire), o de una combinación de líquido y de gas como en el caso del vapor saturado.

En muchos casos, cuando se presente en pozos, un volumen de inyección relativamente elevado de 1 000 barriles por día ($6.624 \text{ m}^3/\text{hora}$) o más y con un revestimiento de un diámetro que no exceda de 7 pulgadas (17.78 cm.) o menor, hacen del instrumento de registro continuo (molinete), un medio sumamente adecuado para determinar el registro de inyectabilidad, cuando este instrumento no es adecuado, se puede recurrir a los indicadores radioactivos; en algunas ocasiones se puede utilizar el medidor de flujo "de obturador", comúnmente, el registro de temperatura se lleva de conjunto con la explotación efectua

da con el instrumento de registro continuo (molinete), con indicador radioactivo, es de una gran utilidad particular para definir la presencia de la columna estática.

POZOS PRODUCTORES.

Puesto que generalmente en los pozos productores existen por lo menos dos fases (petróleo y agua), se debe aplicar usualmente un sistema distinto al que se adopta para los pozos de inyección de una sola fase, si las condiciones y los volúmenes de producción del pozo son los adecuados, se puede utilizar el sistema de registro continuo (molinete), para determinar aproximadamente los volúmenes (si existe una producción importante), ese sistema debe ser útil para definir el punto o puntos de entrada.

La utilización del indicador radioactivo soluble en agua se ha demostrado satisfactoriamente para definir preferentemente el intervalo o intervalos de entradas de agua en presencia de cantidades moderadas de petróleo, el indicador radioactivo permite medir el volumen de agua producido a diversas profundidades seleccionadas dentro del pozo, para tener el vo

lumen de agua contra profundidad, además el indicador radioactivo se puede distribuir en un intervalo o intervalos verticales, previamente escogidos para el efecto de difusión del agua de la formación sobre este indicador de los límites de los puntos de entrada.

Para determinar los datos similares correspondientes a las entradas de petróleo, se necesita un sistema diferente en caso de que se produzca alguna cantidad de agua, el dispositivo más satisfactorio para la evaluación en el interior del pozo en operación, dentro de una amplia gama de volúmenes de producción y de proporciones de agua, (especialmente en el caso de que las proporciones sean elevadas), ha resultado ser el muestreador o "trampa", este instrumento permite el muestreo de toda la corriente de producción a diferentes profundidades, previamente seleccionadas dentro del pozo y del cálculo de la cantidad de petróleo, presente en cada una de las profundidades, tomando el número adecuado de estas lecturas se puede construir la gráfica de volumen de petróleo contra profundidad.

Como en el caso de los registros de inyección, el registro de temperatura se obtiene normalmente para todo el intervalo productor, aunque no sea aplicado cuantita-

tivamente o para distinguir entre las entradas de diferentes tipos de fluidos (con excepción del gas posible - en el intervalo), puede ser de gran utilidad para determinar las entradas de los fluidos.

POZOS ESTATICOS O CERRADOS .

El levantamiento de temperatura (incluyendo la versión diferencial), es el medio más común para la evaluación - de los pozos estáticos, si esto no diera resultados satisfactorios, podría hacerse una exploración con indicadores radioactivos para que se pueda identificar la - migración de los fluidos, que no es rara en pozos "estáticos" .

El sistema convencional para tratar algún problema en un pozo productor o estático, no proporciona la información suficiente, de tal manera que se necesitan sistemas especiales, un ejemplo de ellos es la utilización del -- instrumento de conductividad de un sólo electrodo para - determinar la superficie de contacto petróleo - agua o - para identificar el movimiento descendente del agua a -- través de una columna de petróleo.

En algunas ocasiones es difícil evaluar la migración -

del fluido por detrás del revestimiento, es por eso que utilizamos el trazador radioactivo soluble para poder -- determinar la ubicación del fluido, en la siguiente figura que se muestra, tiene una idea de que una parte -- del agua, sale del revestimiento del pozo, aproximadamente de 3 580 a 3 660 pies (1091.2 metros a 1115.6 metros) sin embargo, el indicador soluble radioactivo nos confirmará que hay entradas de agua en ese intervalo, pero como una comprobación más, se puede introducir en el agua, de inyección, desde la boca del pozo una especie de esferas, llamadas "perlas", que están especialmente preparadas (químicamente) y tienen una densidad igual a la del agua; el agua de inyección las arrastra y las deposita -- en la cara de las arenas donde el agua entra al yacimiento.

La naturaleza química que presentan las llamadas "perlas", es tal que cuando entran en contacto con el I-131 que se utiliza como indicador radioactivo, se realiza un intercambio iónico que resulta en una concentración de radioactividad proporcional a la cantidad de perlas presentes en el tratamiento, esta condición elimina el factor tiempo que interviene cuando se utiliza únicamente -- el indicador para la determinación de los canales, puesto que las perlas quedan fijas en la cara de las arenas--

del yacimiento.

En cualquier tipo de inyección de agua, es deseable - obtener el barrido más completo posible en un yacimiento, en cualquier proceso de inyección, esto es de una - importancia todavía mayor en el caso de inyección de va - por, por el costo considerable del proyecto.

En una inyección de vapor puede ser de importancia te - ner la posibilidad de vigilar el avance del frente de - vapor, el método más directo para esto es tomando medi - ciones de temperatura, en el ejemplo se ilustra en las - figuras 27 y 28, es de un pozo que se terminó con un re - vestimiento ciego, los cuatro registros tomados y que - se muestran en estas figuras, fueron tomados a interva - los de aproximadamente 30 días.

En la figura 29, mostraremos la disposición mecánica - para la exploración de un pozo por medio de bombeo, la - bomba o la parte inferior de la sarta de producción de - ben estar por encima de las perforaciones más altas pa - ra que el agua que entre procedente de la formación, -- ascienda para poderla producir.

En los pozos de bombeo, el instrumento de registro de

be viajar entra la tubería y el revestimiento hasta llegar al intervalo productor, el acceso al espacio anular se facilita por medio de una cabeza excéntrica en la tubería que debe tener un espacio anular lo suficientemente amplio para que permita el paso del instrumento de registro de $7/8$ de pulgada o de $13/4$ de pulgada de diámetro exterior.

El lubricador se conecta a esta brida excéntrica por medio de una válvula, en caso de que exista una presión anular que se deba controlar, anulándose así la necesidad de un mástil para soportar el bloque de poleas, con la introducción del instrumento de $7/8$ de pulgada, se han logrado eliminar algunos de los problemas previos de holgura, es evidente que los anclajes de la tubería o cualquier otra obstrucción existente en el espacio anular se debe retirar para realizar el estudio de exploración de pozo productor.

3.- RECUPERACION SECUNDARIA .

Con el objeto de conocer mejor el mecanismo de desplazamiento del aceite en un proyecto de inyección para el mejoramiento de la recuperación secundaria de un yacimiento, es conveniente estudiar los registros efectuados en los pozos para una mayor comprensión de los resultados obtenidos, ya que la aplicación de los métodos de recuperación secundaria por inyección de agua, obliga a conocer de la manera más precisa posible, el comportamiento de las formaciones a la inyección de agua, es decir, a precisar como se efectúa el avance de agua en las formaciones hacia los pozos productores.

Para fines de 1965 sólo dependíamos para conocer la eficiencia de los intervalos disparados, del molinete hidráulico, pero se encontró que sólo indicaba los puntos de entrada del agua en la tubería de revestimiento, más no la distribución o ubicación del agua en las formaciones.

La introducción del registro de temperatura en problemas de estimulación de pozos y de recuperación secundaria, ha suministrado una información mucho muy valiosa para la solución de dichos problemas, pero en varios ca

Los se han obtenido resultados contradictorios en cuanto a la información de la localización y el espesor de las zonas con agua en la formación.

Con el propósito de tomar las medidas más adecuadas para mejorar el barrido del aceite y aumentar la recuperación final del yacimiento, es conveniente efectuar más registros de los diferentes pozos que están dentro de un proyecto de recuperación secundaria, para poder tener un mejor conocimiento de las variaciones que sufren los pozos y la formación.

En los yacimientos con un proyecto de recuperación secundaria, se recomienda que entre los pozos escogidos para tal trabajo se tengan pozos de altos y bajos gastos de inyección, así como pozos que tengan grandes o pequeños volúmenes acumulativos de agua y también procurando que los pozos elegidos tengan un espesor poroso ya sea grande, mediano o pequeño.

A continuación se presenta la aplicación de estas técnicas en los casos realizados en el campo Tamaulipas, -- Constituciones, en donde se realizó con dichas técnicas, un estudio para el mejoramiento de la recuperación secundaria con los siguientes pozos: Tamaulipas 155, Tamauli-

pas 31-D, Constituciones 165, Constituciones 150, Constituciones 210, Constituciones 217, estos pozos fueron escogidos para que cubrieran diferentes zonas del campo y poder obtener una evaluación completa del proyecto, la distribución de los pozos se puede observar en la figura 30.

Para el desarrollo de este trabajo, sólo expondremos la historia de tres pozos, así como el método desarrollado en este proyecto de recuperación y poder dar una idea de los resultados para mejorar la producción diaria del yacimiento y en consecuencia aumentar la recuperación final del yacimiento.

A continuación se presenta un análisis de los tres pozos escogidos (Tamaulipas 31-D, Constituciones 210 y el Constituciones 217).

POZO TAMAULIPAS 31-D .

Este pozo se localiza en la periferia del casquete original del gas, el contacto se estima a 1 780 m.b.n.m., el espesor bruto de la formación es de 87 metros (285 pies), el neto de 64 metros (210 pies) y el resto lo constituyen intercalaciones compactas de 0.5 a 4 metros (1.64 a 13 --

CONFIGURACION
 DE LA CIMA
 JURASICO SAN ANDRES
 CAMPO TAMAULIPAS
 CONSTITUCIONES
 ○ POZOS ESTUDIADOS

CONSTITUCIONES
 TAMAULIPAS

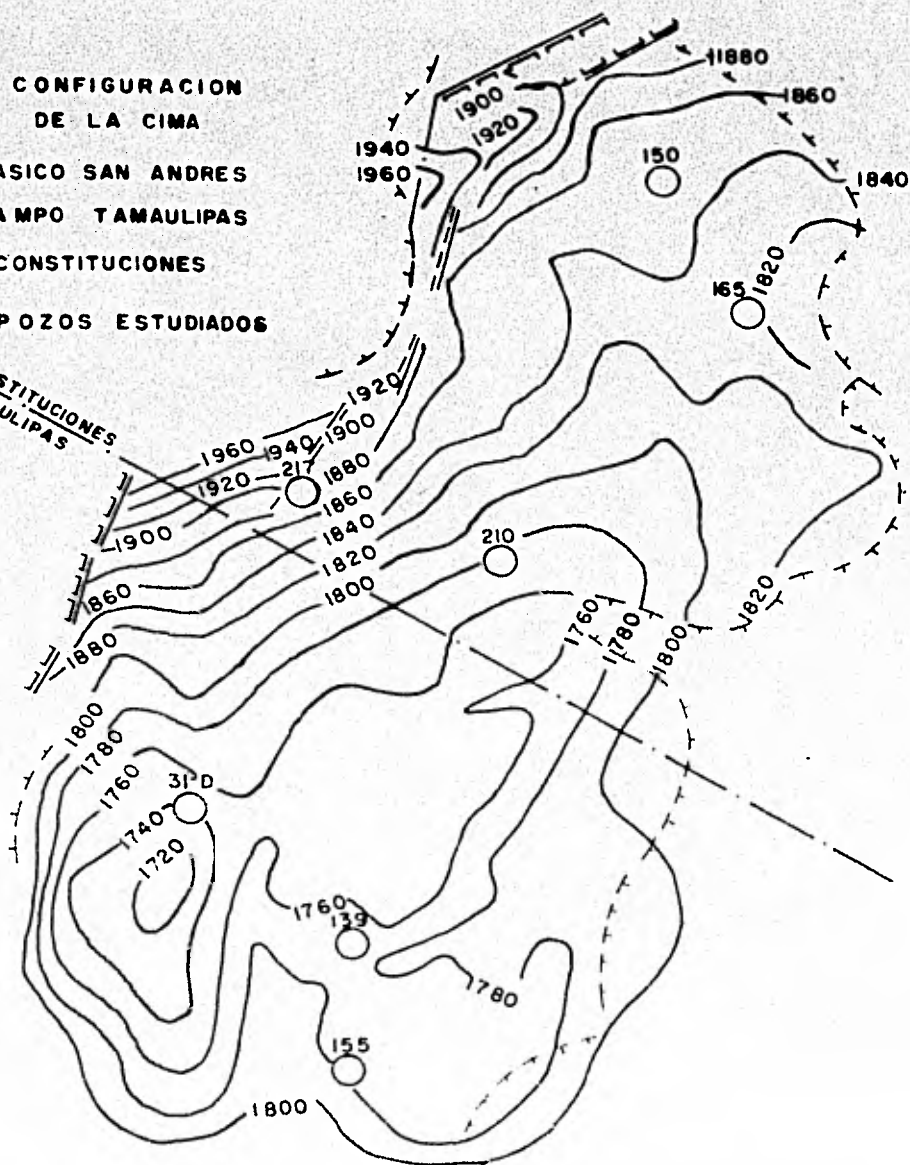


FIG. 30 LOCALIZACION DE LOS POZOS ESTUDIADOS

pies) de espesor, la cementación de este pozo se considera satisfactoria, según registro sónico de cementación se perforaron cinco tramos de 5 a 17 metros (16 a 55 -- pies) de longitud, según se muestra en la figura 31.

En este pozo se tomaron tres series de registros de -- producción a tres tiempos distintos entre la primera y -- la última, como se observa con la correlación de regis-- tros, mostrada en la figura 32, la corrida de molinete -- indica que el 100% del gasto entra en sólo 4 metros (13 pies), de la parte de arriba del tramo superior, después de un tiempo bastante grande se hizo otra corrida de mo-- linete que muestra casi el mismo tramo de entrada (1771-- 1774 m.) .

Anteriormente en este pozo se empleó agua con I-131 y-- se registraron con el detector de rayos gamma las varia-- ciones de radioactividad después de inyectar 6 barriles-- de agua radioactiva (0.95 m^3) y después de desplazar ésta con 6 y 18 barriles de agua dulce (0.95 y 2.26 m^3) se puede observar en la figura 31, que se afectan 66 metros (216 pies) en el tramo de 1776 a 1842 metros, al despla-- zar el trazador, se ve que la parte superior de 28 me -- tros (91.8 pies) de espesor en el intervalo de 1776-1804 metros, es más permeable que la parte inferior del tramo

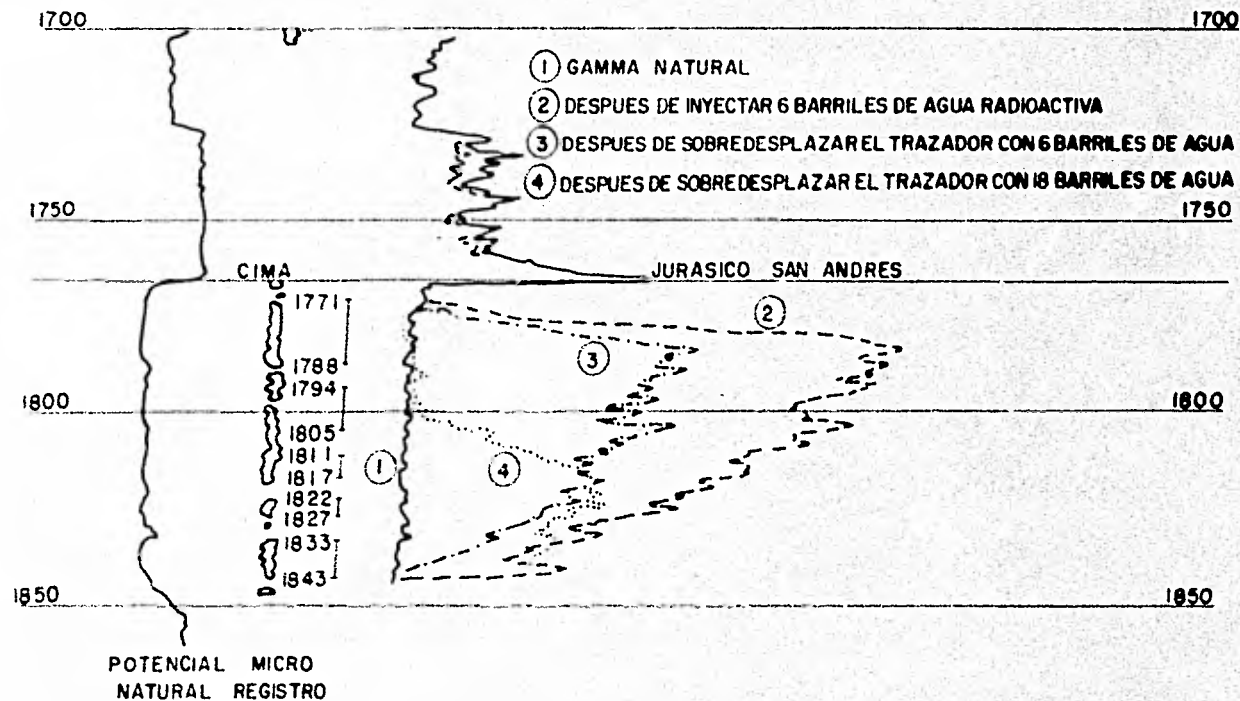


FIG. 31 POZO TAMAILIPAS N° 31-D REGISTROS CON TRAZADOR RADIOACTIVO I-131

de 1804-1842 metros, que de acuerdo con la forma de la curva 2, en la figura 31, se ve que la permeabilidad de la formación decrece de la cima hacia la base.

El registro de temperatura inyectando, tomado en este pozo (Tamaulipas 31-D), indica según la figura 32, que todos los tramos abiertos toman agua, sin embargo, el registro muestra dos valores del gradiente, muy diferentes que distinguen dos zonas de muy distinta permeabilidad. Teniendo en cuenta las relaciones cuantitativas entre el gasto de inyección y el gradiente de temperatura inyectando, lo cual nos expresará que el gasto es inversamente proporcional al gradiente de temperatura, se ha calculado que la entrada en la zona inferior, del tramo de 17882 a 1840 metros, es sólo el 7% del gasto total de inyección, el resto, o sea el 93% del gasto, entra en el tramo de 1771 a 1787 metros, posteriormente se tomó otro registro de temperatura, el cual indica que la zona del tramo de 1771 a 1787 metros toma el 89% y la zona del tramo de 1787 a 1849 metros, el 11% del gasto total de inyección.

Los registros a pozo cerrado tomados en este pozo, -- muestran que toda la formación porosa admite agua, pero que la mayor parte se ubica en el intervalo de 1772 a

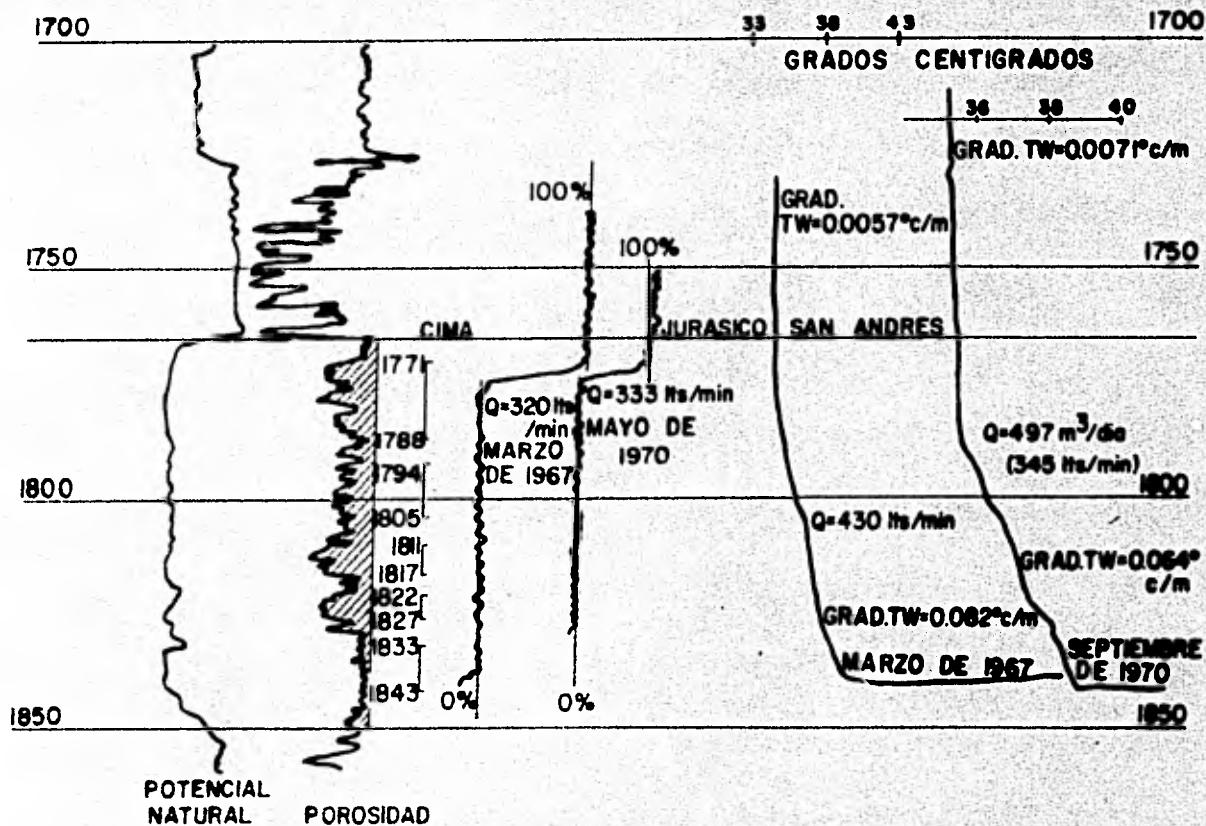


FIG. 32. POZO TAMAULIPAS N°. 31-D. REGISTRO DE MOLINETE Y TEMPERATURA INYECTANDO.

1800 metros, según se observa en la figura 33.

En cambio los registros que se tomaron después también a pozo cerrado, figura 34, indican que el mayor volumen de agua pasa por el intervalo de 1765 a 1774 metros, el cálculo del registro extrapolado con datos de los registros inyectando y cerrado el pozo 6 y 24 horas, indica que la mayor parte del agua pasa por una zona aún más reducida en el intervalo de 1765 a 1771 metros, o sea por un tramo de 6 metros (19.7 pies), únicamente, la figura 35, muestra gráficamente los intervalos de entrada de agua a través de la tubería y los intervalos de la ubicación del agua en la formación.

Se hace notar que la posición de los tramos disparados y las intercalaciones densas no tienen influencia ni en la distribución del trazador radioactivo ni en la del agua inyectada, igualmente se hace notar que a pesar de que todos los tramos, con excepción del tramo superior, fueron estimulados con ácido clorhídrico, el mayor volumen de agua ha viajado a través de una zona de muy poco espesor inmediatamente abajo de la cima de la formación, y que ni siquiera ha sido disparada.

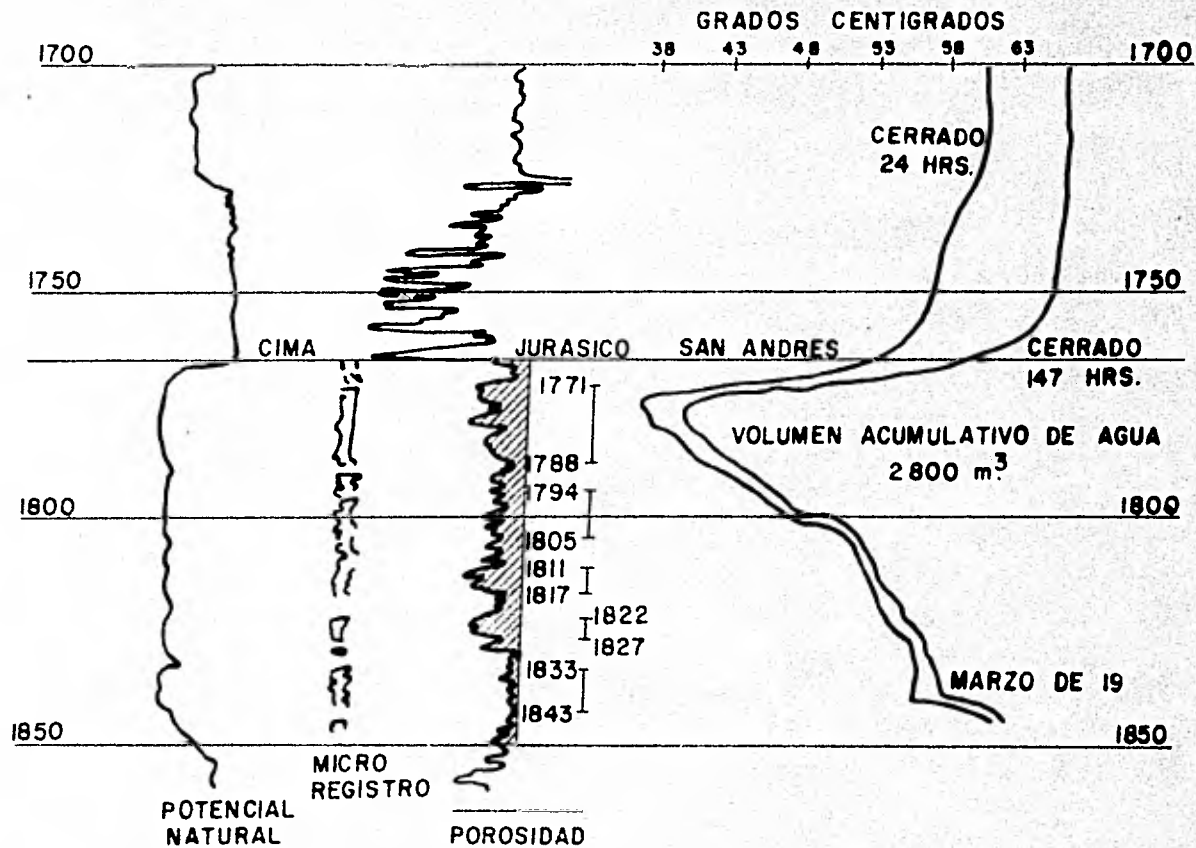


FIG. 33 POZO TAMAILIPAS N° 31-D, REGISTROS DE TEMPERATURA A POZO CERRADO

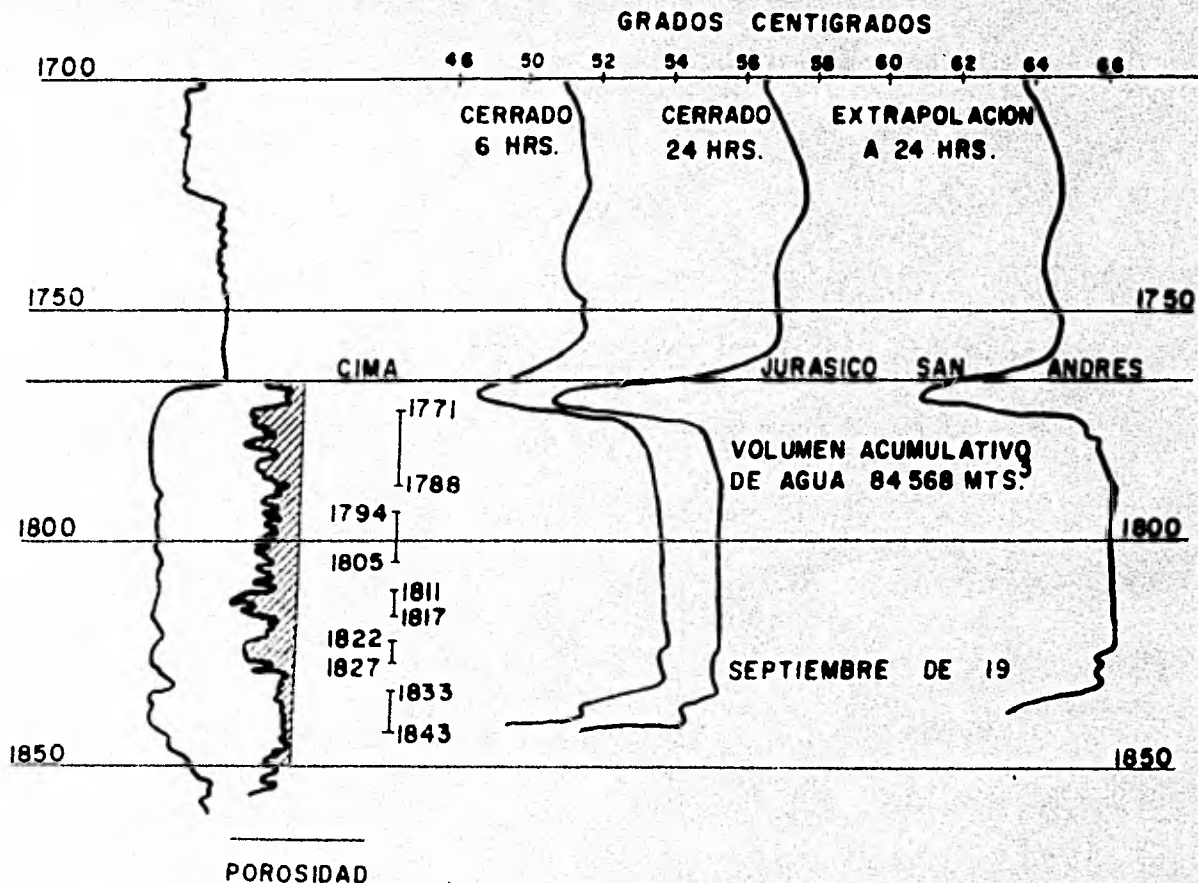


FIG. 34 POZO TAMAULIPAS Nº 31-D REGISTRO DE TEMPERATURA A POZO CERRADO

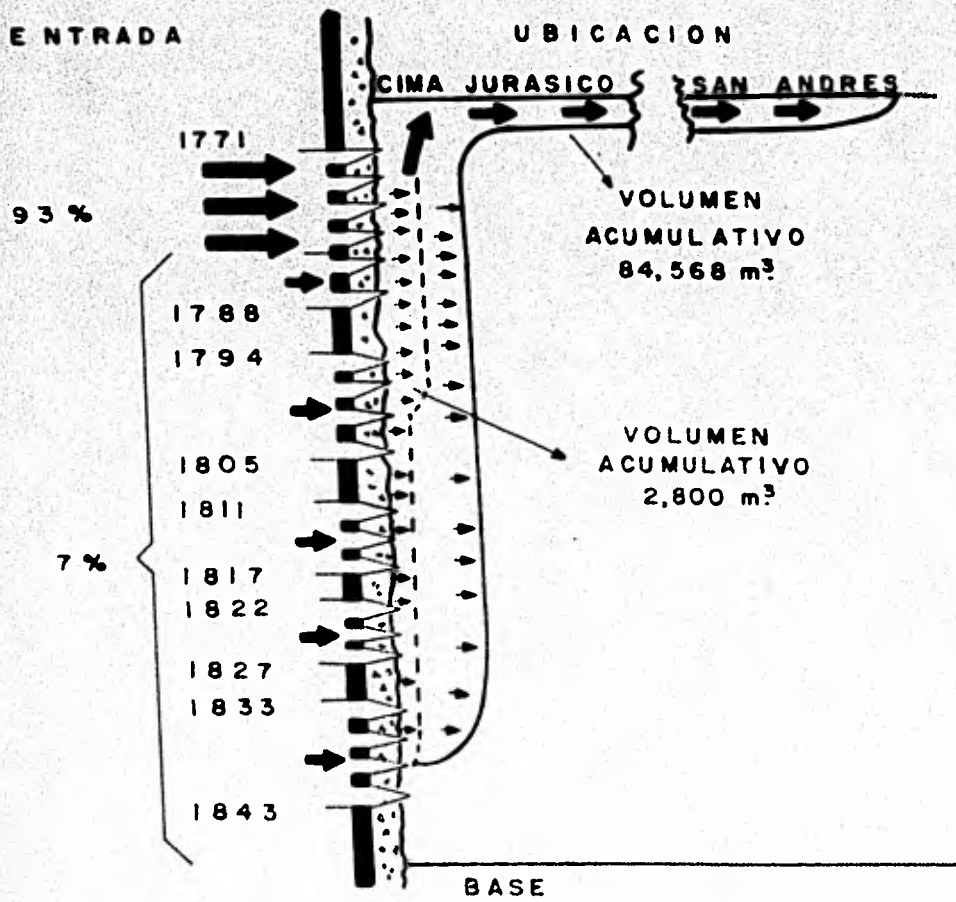


FIG. 35 POZO TAMAUlipas 3i-D ENTRADA Y UBICACION DEL AGUA INYECTADA

POZO CONSTITUCIONES 210

Este pozo está localizado en la parte central del campo - en donde la formación Jurásico San Andrés tiene un espesor poroso de 33 metros (108 pies), la cementación primaria se considera aceptable según el registro sónico, figura 36, en este pozo (Constituciones 210), se perforaron dos intervalos: 1813-1823 y 1780-1794; este último se disparó erróneamente, pues sólo los 5 metros inferiores quedaron dentro de la formación productora y los 9 metros superiores quedaron arriba de la cima frente a una zona compacta.

Los registros de molinete y de temperatura inyectando, tomados en el pozo Constituciones 210, figura 37, indican que la entrada total del gasto es por sólo 4 metros (13 pies), del tramo inferior, o sea por el tramo de 1813 a 1817 metros, se puede apreciar que en los registros de temperatura inyectando no se aprecia el límite superior de entrada del agua.

Los registros a pozo cerrado que se observan en la figura 36 manifiestan que los 1 500 m³ de agua inyectada, se ubican en 27 metros de los 33 que tiene la formación, sin embargo, el registro extrapolado con datos de los regis-

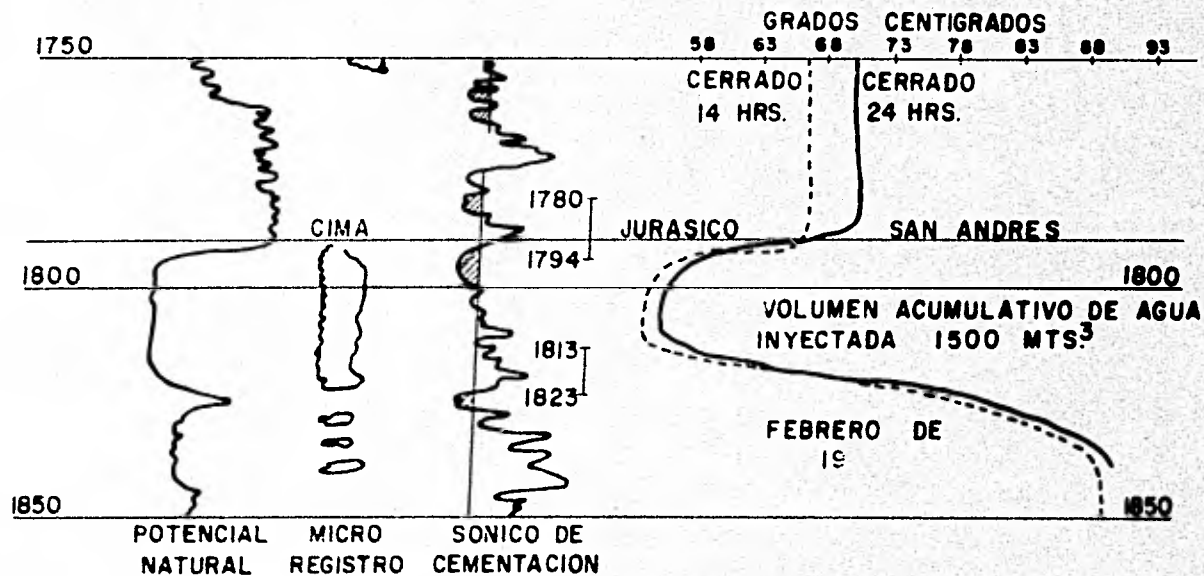


FIG 36 POZO CONSTITUCIONES N° 210, REGISTROS DE TEMPERATURA A POZO CERRADO

tros tomados cuando el pozo tenía 140 000 m³ de volumen acumulativo, la figura 38 muestra que el máximo volumen de agua inyectada ha pasado por una franja de alta permeabilidad de sólo 5 metros de espesor, localizada abajo de la cima de la formación .

Se observa que hay entrada de agua a través del intervalo disparado superior, no obstante que parte de él -- queda en la zona de más alta permeabilidad abajo de la cima, esto puede ser causado por la obstrucción de los disparos, a pesar de ello y de que la entrada se hace -- por el tramo disparado inferior, el agua se ubica en la zona más permeable. En la figura 38, puede verse que -- los registros a pozo cerrado y el extrapolado indican -- una zona de aparente ubicación del agua arriba de la cima de la formación productora, lo anterior se atribuye -- al efecto de conducción vertical del calor, aunque este efecto debería eliminarse en el registro extrapolado.

POZO CONSTITUCIONES 217 .

Está situado este pozo en el flanco Oeste del campo -- en donde la formación porosa tiene un gran espesor (75- metros y un fuerte echado, la cementación primaria es -- satisfactoria, se dispararon tres tramos de longitudes-

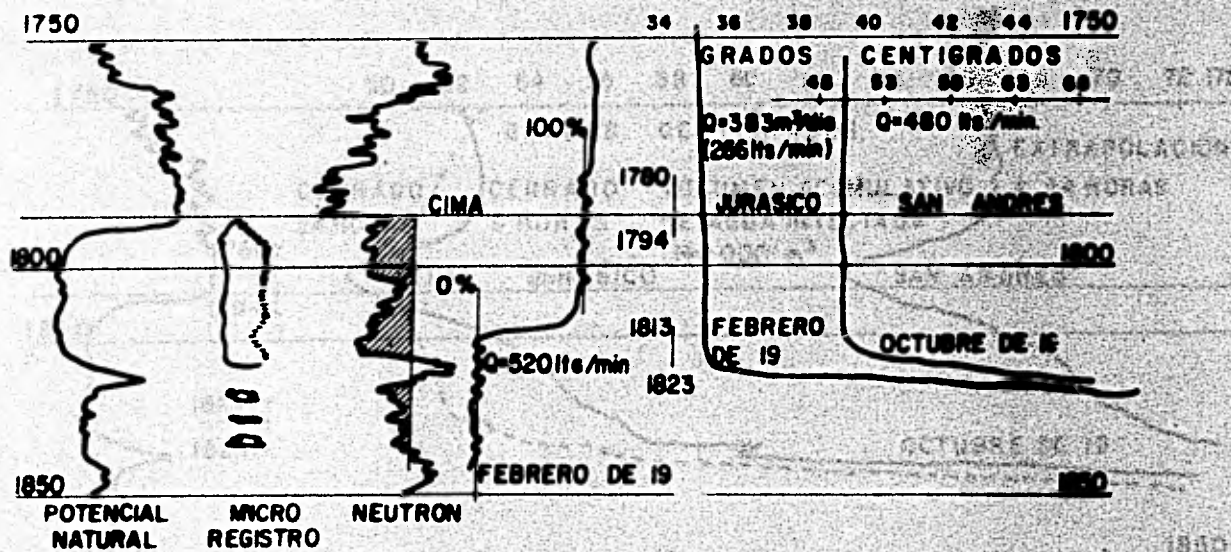


Fig 37 POZO CONSTITUCIONES N° 210. REGISTROS DE MOLINETE Y TEMPERATURA INYECTANDO

Fig. 38 POZO CONSTITUCIONES N° 210 REGISTRO DE TEMPERATURA A 2000 CERRADO

de 12, 21 y 23 metros, según se muestra en la figura 39, los dos intervalos superiores han sido estimulados con ácido, el tramo de 1944 a 1961 metros del intervalo inferior fué obturado con cemento, con la finalidad de estimular el pozo a través de un número limitado de agujeros (la estimulación no se efectuó).

El registro de molinete mostró que la entrada de agua, se hace por los tramos de 1890 - 1895, 1909 -- 1915, y 1942 - 1949, en la proporción de 24%, 48%, y 28% respectivamente, esto se puede observar en la figura 40 . Los registros de temperatura inyectando, fijan únicamente el extremo inferior de la entrada de agua, el que coincide con el marcado por el registro de molinete.

El registro de temperatura que se tomó antes de que el pozo fuera estimulado y después de haber inyectado en volumen de sólo 2 000 m³ de agua; indica que el agua se ubica en el intervalo 1909 - 1965, como se muestra en la figura 41, pero otro registro tomado posteriormente, indica que el agua está en el tramo 1893 - 1952, en una zona de alta permeabilidad comprendida en el tramo 1932 a 1942 metros.

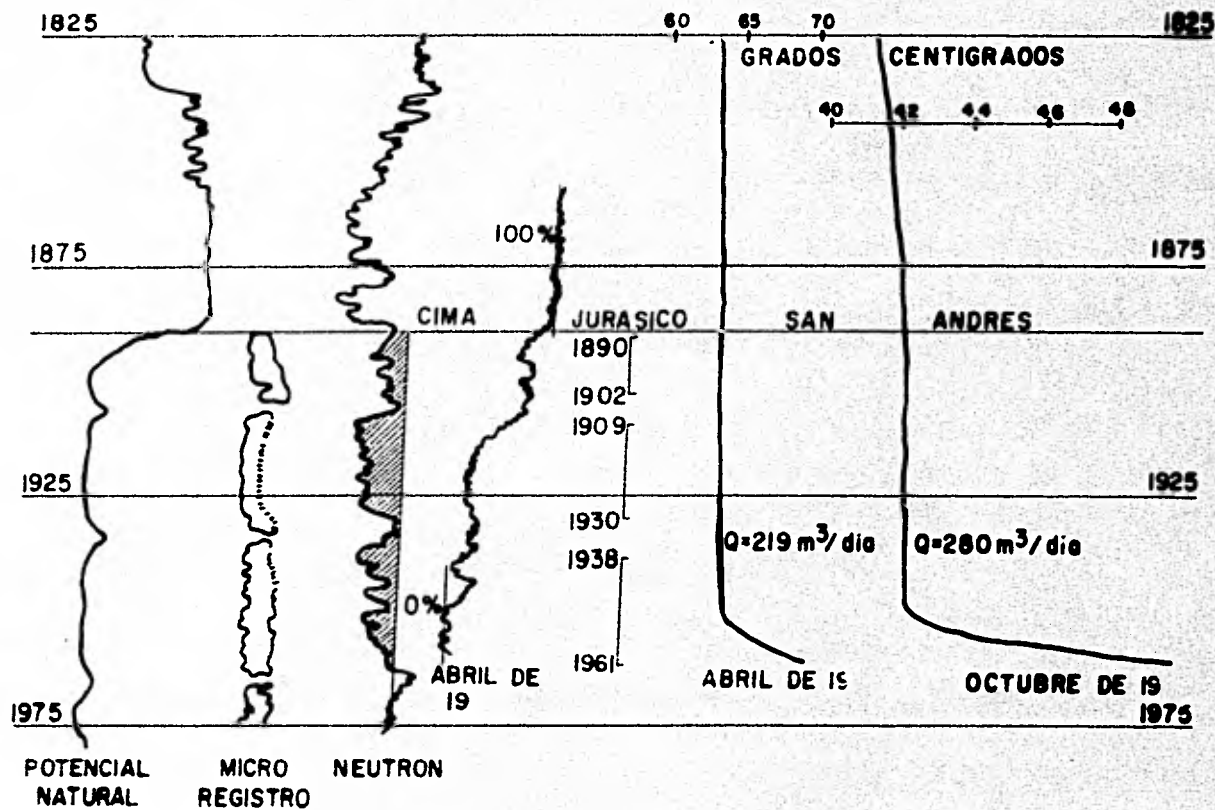


FIG. 39 POZO CONSTITUCIONES N° 217 REGISTROS DE MOLINETE Y TEMPERATURA INYECTANDO

4.- REACONDICIONAMIENTO Y REPARACION DE POZOS.

Las características geológicas de una formación, muchas veces impiden que un yacimiento presente un empuje hidráulico apreciable y un drene por gravedad efectivo, consecuentemente imponen la obtención de las bajas recuperaciones, a menos que la extracción de los hidrocarburos se efectúe estimulando artificialmente su producción en forma adecuada.

Para la verificación de una prueba en forma eficiente y breve, en el caso del reacondicionamiento o reparación de pozos, se tiene la necesidad de programar las operaciones tendientes a proporcionar de los pozos los datos y las características que se requieren para lograr el objetivo y seleccionar además las herramientas que ofrezcan una mayor efectividad y facilidad de operación.

Los programas de reparación y reacondicionamiento se efectúan considerando en su elaboración la conveniencia de concluir una prueba rápida y eficientemente, procediendo en forma tal que fuera posible la obtención de los datos necesarios para la estimación de la recuperación total de un yacimiento.

Con la finalidad de efectuar las reparaciones en forma-

eficiente y breve, se incluyen en los programas las herramientas que se utilizan en la operación, dichas herramientas son: los empacadores Lynes, tapones recuperables, molinete hidráulico y gelatinas que son muy útiles para futuras operaciones de recuperación, reacondicionamiento y terminación de pozos.

Para cada reparación inicialmente se elaboran dos programas, en los cuales se proponen herramientas diferentes, con el objeto de elegir aquél que ofreciera mayores ventajas de acuerdo con los resultados obtenidos al probar las herramientas seleccionadas.

En los programas "A" (se explica más adelante), se propone el uso de tapones, empacadores y cementadores convencionales y en los programas "B" (se explica mas adelante), se propone el uso de empacadores inflables Lynes, en ambos programas se propone el uso del molinete hidráulico, para determinar el perfil de inyección o admisión, además es preferible iniciar la reparación de un pozo siguiendo el programa "B" por las perspectivas que nos ofrece el empacador Lynes de permitir tratar selectivamente un intervalo ya perforado, además de las ventajas de su simplicidad de funcionamiento, su facilidad y seguridad de operación que permiten abreviar el tiempo de reparación.

Los programas "A" se seguirán únicamente en el caso de que el empacador Lynes no garantizara el éxito de las -- operaciones a causa de ciertas limitaciones que dicha herramienta presenta cuando se somete a temperaturas mayores de 200 °F (93.33 °C), en pruebas prolongadas.

Para la mayor comprensión a lo que respecta a los programas "A" y "B", tomaremos como ejemplo el caso realizado en el Distrito de Poza Rica, en el campo San Andrés, -- específicamente con el pozo San Andrés No. 8.

PROGRAMA DE REPARACION Y REACONDICIONAMIENTO DEL
POZO SAN ANDRES No. 8

ANTECEDENTES .

Al cabo de su terminación, el pozo San Andrés No. 8, -- estuvo aportando una producción inicial de 113 m³/día -- (170 barriles/día), RGA 98 m³/m³, fluyendo por una T. P. de 10 mm. y 38 kg/cm², (540 libras/pulgada²), este pozo -- fué reparado a causa de un probable derrumbe de la formación al tratar de efectuar una hidrofractura, motivo por el cual dejó de fluir. Los datos posteriores a su reparación son: 170 m³/día, (1068 barriles/día), RGA de -- 190 m³/m³, por T.P. de 18 mm. y 30 kg/cm² (427 libras/ --

pulgada²) de presión T.P. a la fecha su producción es de 18 m³/día (113 barriles/día), y su acumulativa de 89 820 m³ (565 767 barriles).

En relación a su producción inicial se observa una may cada declinación que se atribuye al rápido y considera-- ble abatimiento de su presión de fondo, característica - de los yacimientos bajo saturados carentes de empuje hi-- dráulico.

Se presenta a continuación su programa de reparación .

ESTADO DEL POZO

Presión de fondo estática actual (aproximada) 210 kg/cm².
Tubería de revestimiento de 13 3/8 cementada a 101.1m. BMR
Tubería de revestimiento de 9 5/8 cementada a 1498.7m. BMR
Tubería de revestimiento de 6 5/8 cementada a 3078.9m. BMR
Tubería de revestimiento de 4 1/2 J-55, 11.6 libras/pie, -
3042.8 a 3170 m. BMR
Profundidad total (agujero 5 5/8") 3228.0m. BMR
Pescado T.P. 2 7/8" con tubo ranurado en su extremo infe--
rior de :
3149,3 a 3220.2 m BMR
Incrustado en la pared del pozo

Tapón de cemento en la T.R. de 4 1/2" a 3165.0 m BMR
 T.R. 4 1/2" perforada con 400 cgs. de 3130.0 a 3160.0 m BMR
 T.P. 2 3/8" y 7/8" con cople biselado 2111.2 m BMR

TRATAMIENTO CON ACIDO

Durante la vida fluyente del pozo se efectuaron tres --
 tratamientos con ácido para incrementar su producción, sus
 resultados se observan en la siguiente tabla:

VOL. ACIDO m ³	PRODUCCION		PRESION BOCA		EN FOZO		EXTRANG. (mm)		PRESIONIZ. (kg/cm ²)		FIN.
	ANT.	DESP.	ANT.	DESP.	ANT.	DESP.	ANT.	DESP.	HUP.	INT.	
6	-	170	-	-	TP32	-	TP13	-	210	210/150	150
9	133	162	TP32	-	TP42	-	TP13	TP13	175	175	105
153	139	190	TP42	-	TP32	-	TP13	TP13	140	140	100

PROGRAMA "A"

PROCEDIMIENTO

- 1) Llenar el pozo con agua tratada y sacar T.P.
- 2) Efectuar una prueba de inyección a una presión máxi-
ma de 140 kg/cm² (1991 libras/pulgada²) en la boca-
del pozo, en el intervalo 3130 - 3160 metros y to-
mar el perfil de admisión.

- 3) Con TP de 2 7/8" a 3050 m. perforar los intervalos 3105 - 3112 m. y 3117 - 3125 m., con pistolas desintegrables de 2 1/8", habiendo determinado previamente la parte superior del intervalo 3130-3160 m., con detector de coples.

- 4) Repasar con barrera de 3 7/8" y escariador de --- 4 1/2" hasta 3165 m.

- 5) Meter TP 2 3/8" y 2 7/8" con tapón puente recuperable Baker, producto 677-C cabeza lavadora, producto 678-H y cementador recuperable, producto 410-C para TR 4 1/2", 11.6 lbs/pie, anclar el tapón puente a 3163 m.

- 6) Levantar TP y anclado el cementador a 3128 m., --- efectuar en el intervalo 3130 - 3160 m., dos tratamientos con ácido (de 30 y 60 m³) sucesivamente. Después de cada tratamiento se eliminará el producto de la reacción por sondeo y se efectuarán pruebas de inyección de agua a una presión máxima de - 140 kg/cm² (1991 lbs/pulg² .), en la boca del - pozo a partir del momento que se estime conveniente.

- 7) Recuperar el tapón y colocarlo a 3129 m., determinando previamente su posición con el detector de coples y probar su efectividad a 210 kg/cm^2 (2986 lbs/pulg².) anclando el cemento a 3126 m.

- 8) Levantar TP y anclando el cementador a 3115 m., -- efectuar los tratamientos con ácido, necesarios para lograr una adecuada capacidad de inyección. Después de cada tratamiento, se eliminará el producto de la reacción por sondeo y se efectuarán -- pruebas de inyección de agua a una presión de 140 kg/cm^2 (1991 lbs/pulg²), en la boca del pozo a partir del momento en que se estime conveniente.

- 9) Recuperar el tapón puente y colocarlo a 3116 m. y con el empacador anclado a 3113 m., probar efectividad del tapón a 210 Kg/cm^2 (2 986 lbs/pulg²).

- 10) Anclar el cementador a 3095 m., y efectuar las operaciones indicadas en el inciso (8), en el intervalo 3105 - 3112.5 metros.

- 11) Recuperar el tapón puente y sin TP efectuar una -- prueba de inyección de agua, en todo el intervalo abierto, determinando el perfil de inyección o ad-

misión, dichas operaciones se efectuarán a una presión máxima de 140 Kg/cm^2 (1991 lbs/pulg^2) en la boca del pozo.

- 12) Sin TP instalar árbol de válvula.
- 13) Tomar la presión de fondo cerrado .

PROGRAMA "B" .

- 1) Llenar el pozo con agua tratada y sacar la TP.
- 2) Efectuar una prueba de inyección de agua en el intervalo 3130 - 3160 m., a una presión máxima de 140 Kg/cm^2 , (1991 lbs/pulg^2), en la boca del pozo y obtener su perfil de inyección.
- 3) Sin TP registrar la parte superior del intervalo -- 3130 - 3160 m., mediante el detector de coples.
- 4) Meter TP 2 7/8" calibrando cada lingada hasta 3050-m., perforar los intervalos 3105 - 3112.5 m., y -- 3115 - 3125 m., con pistolas desintegrables de 2 1/8" utilizando el mismo equipo con el que se efectuó la operación indicada en el inciso (3).

5) Repasar con barrena de 3 7/8" y encariador de 4 1/2" hasta 3165 m.

6) Con base en el perfil de admisión determinado en el inciso (2) y metiendo TP 2 7/8" y 2 3/8", con empacador Lynes doble para TR de 4 1/2" con una separación de 9.88 m. (32.42 pies), (2 extensiones de 10-pies, 3.05 m., y 1 de 5 pies, 1.5 m), entre los elementos de empaque, se procederá a determinar la zona de anclaje que permita tratar selectivamente el intervalo 3130 - 3160 m., a fin de incrementar su permeabilidad y probar la efectividad del procedimiento.

Después de cada tratamiento se eliminará el producto de la reacción por sondeo y se efectuarán pruebas de inyección de agua con una presión máxima de 140 kg/cm² en la boca del pozo, a partir del momento en que se estime conveniente.

7) Anclado convenientemente el empacador Lynes doble, los intervalos 3 105 - 3 112.5 m., y 3 117 - 3 125 m., serán tratados selectivamente con ácido, hasta alcanzar una adecuada capacidad de inyección. Después de cada tratamiento se eliminará el producto de la reacción por sondeo y se efectuarán pruebas -

de inyección de agua con una presión máxima de 140 Kg/cm² (1991 lbs/pulg²) en la boca del pozo a partir del momento que se estime conveniente.

8) Sacar el empacador y sin TP efectuar una prueba de inyección de agua a la presión máxima de 140kg/cm² (1991/Lbs/pulg²), a la boca del pozo, es todo el tramo abierto obteniendo el perfil de inyección.

9) Sin TP instalar el árbol de válvulas.

10) Tomar la presión de fondo cerrado.

El uso de los empacadores inflables Lynes para tratar selectivamente con ácido los intervalos seleccionados, no dieron los resultados satisfactorios esperados, debido a las fallas de operación de los empacadores (los empacadores de hule fallan por la alta temperatura de fondo,) ya que se presentó intercomunicación entre los tramos durante los tratamientos.

En vista de las fallas con los empacadores inflables, se recurrió a los del tipo convencional, obteniéndose también resultados pocos satisfactorios debido principalmente a la cercanía de los intervalos inyectoros, lo

que ocasionó que se comunicaran entre sí a través de las formaciones, durante los tratamientos.

Debido a los fracasos anteriormente citados, los programas originales se modificaron y se elaboraron nuevos programas, en los cuales se propone una técnica nueva, o sea, usar gelatinas y emulsiones con obturantes, para bloquear temporalmente las zonas que por ser más permeables, toman los mayores porcentajes del agua inyectada, y además el uso del molinete hidráulico, que desde que se planeó la prueba de inyección se consideró de gran importancia su uso sistemático, debido a la valiosa información que aporta para determinar las zonas por donde un pozo toma o produce fluido.

El propósito de tratar con ácido los pozos fué el de inyectar agua a través de todos los tramos perforados para lograr de esta manera el objetivo principal de una prueba que es desplazar el aceite horizontal y con un frente vertical de agua inyectada, con esta finalidad sería necesario homogeneizar la permeabilidad de la formación en los tramos perforados, es decir, hacer que toda la formación expuesta tomará más o menos el mismo porcentaje del agua inyectada, de esta manera, teóricamente, el frente de agua inyectada desplazante sería lo más verticalmente po-

sible o cuando menos ésta sería la tendencia a seguir.

Los programas anteriormente citados se elaboraron con la tendencia de homogeneizar la permeabilidad de la formación, pero ante el fracaso obtenido y ya que el uso de las gelatinas y emulsiones con obturantes también -- dió resultados poco satisfactorios debido principalmente a las altas temperaturas que se encuentran en los pozos inyectoros (más o menos 120 °C (248 °F) a 3200 m.b. n.m.), lo cual seguramente rompe las gelatinas antes de terminar los tratamientos.

De este modo, el ácido se canaliza por las zonas más permeables que no se desean acidificar, presentándose entonces los fenómenos de la intercomunicación entre la TP y TR y a través de las formaciones.

Por lo tanto, no habiéndose logrado el propósito de homogeneizar con empacadores inflables ni con gelatinas, se optó finalmente por las técnicas de rutina, es decir, de efectuar tratamientos convencionales con ácido, usando empacadores comunes; los resultados fueron también poco alentadores, debido a que se presentó el fenómeno de intercomunicación entre la TP y TR.

CAPITULO VIII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- 1.- El registro de temperatura a pozo inyectando, básicamente nos mostrará las secciones por donde el agua de inyección entra a las formaciones, realmente corrobora lo indicado por el molinete hidráulico, por ello debe compararse para poder observar sus anomalías y poder así dictar las medidas correctivas necesarias a cada pozo.

- 2.- El registro de temperatura a pozo cerrado, o más bien los contrastes de temperatura que indican sus gráficas, muestran la distribución del agua en las formaciones.

- 3.- El registro de molinete hidráulico proporciona valiosa información para determinar la eficiencia de los intervalos perforados, señalando las zonas por donde un pozo toma o produce fluidos, sólo indica los puntos de entrada del fluido en la tubería de revestimiento, más no la distribución o ubicación del agua en las formaciones.

- 4.- El registro de cementación nos indicará el estado de las cementaciones, puesto que una cementación efectiva -

obtenida previamente, puede ser dañada por cementaciones forzadas posteriores, se tienen mayores posibilidades de éxito en una operación de cementación, cuando se aumenta a lo máximo el tiempo de contacto.

5.- Como garantía de tener mayor éxito en la cementación se recomienda efectuar un movimiento recíprocante en un período de tiempo mínimo de 20 minutos, después de haber llegado al tapón cople, deben emplearse para el desplazamiento del cemento, dos taponés invariablemente, también es recomendable usar fluidos pre-lavadores a la cabeza de la lechada.

6.- El registro de radioactividad por trazadores dan un perfil o gráfica de inyección, semejante al obtenido del registro con molinete hidráulico, sólo que con mayor penetración, pero el objetivo principal es precisar o determinar el grado de canalización del agua dentro de las formaciones y en el espacio anular entre la TR y la formación a través del anillo de cemento, además de verificar la información proporcionada por los registros de temperatura, en cuanto a la ubicación del agua, dentro o en la formación propiamente dicha. Como auxiliar del molinete hidráulico determina la verdadera trayectoria del fluido de inyección más allá de las paredes del agujero,

lográndose con ello tener una idea del comportamiento de las formaciones y en consecuencia del avance del fluido-(agua) de inyección con respecto a los cálculos teóricos.

Ahora bien, si los intervalos perforados para inyectar agua, no aceptan el fluido necesario para lograr una recuperación eficiente, o mejor dicho, si se ha encontrado que dichos intervalos no toman agua como se esperaba, en toda su longitud y si además se presentan interdigitaciones que hacen aparecer prematuramente el agua de inyección en los pozos productores, disminuyendo la eficiencia del barrido e indicando posibles entrampamientos de aceite, salta a la vista, pues, la importancia que tiene homogeneizar la permeabilidad de las formaciones, mientras nose resuelva este problema básico, no se puede decir que los proyectos de recuperación secundaria por inyección de agua se estén llevando satisfactoriamente.

Una de las técnicas o métodos que se propone para ayudar a solucionar en parte dicho problema, es la obtención y aplicación como rutina en todos los pozos petroleros de los registros de Producción, ya que como se ha dicho y tratado de demostrar, correlacionándolos entre sí, y con algunos registros eléctricos e interpretándolos correctamente en conjunto, brindan amplias perspectivas pa

ra tener ideas más claras y hasta cierto punto precisas, acerca del comportamiento de los pozos, de los fluidos - dentro de ellos y dentro de los mismos fluidos en las -- formaciones; lográndose con ello poder controlar más efi-cientemente dicho comportamiento y así estar en condicio-nes de dictar las medidas necesarias y/o correctivas en- las terminaciones y reacondicionamientos de los pozos.

Algunas recomendaciones para el uso de los registros - de producción, en la toma de éstos en pozos petroleros, - tomando en cuenta las condiciones económicas de un yaci- miento, ya que son las que rigen mayormente la manera en que se aprovechan las informaciones derivadas de los re- gistros de producción, tomando en cuenta que cada campo- y a veces cada pozo, presentan un nuevo conjunto de pro- blemas, sin embargo, daremos algunas reglas a seguir en- la toma de los registros de producción.

1.- Los registros de producción se deben correr en un- pozo nuevo para evaluar su rendimiento inicial y averi- guar las buenas condiciones de su terminación y aunque - no exista ningún problema aparente de producción, al mo- mento de terminar un pozo nuevo, los registros que se co- rran en ese momento son muy valiosos para interpretar -- los que se corran subsiguientemente para encontrar una so-

BIBLIOGRAFIA

PERFILES DE PRODUCCION. LA MANERA DE LOGRAR EL MAXIMO RENDIMIENTO DE LOS POZOS. SCHLUMBERGER WELL SURVING CORP. -- HOUSTON, TEXAS.

PRODUCTION LOGGING UNIT. CIA. BIRDWELL A. DIVISION OF SEISMOGRAPH SERVICE CORPORATION, TULSA, OKLAHOMA.

HALLIBURTON Co. "HOWCO CEMENTING MANUAL No. 2"

BAKER OIL TOOLS, INC. PRIMARY CEMENTING PROCEDURES, TECHNICAL MANUAL UNIT 1307

THE CEMENT BOND LOG. SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS OF THE AMERICAN INSTITUTE OF MINING AND PETROLEUM ENGINEERS.

CEMENT BOND LOG. A. STUDY OF CEMENT AND CASING VARIABLES. R.L. AND MORAN? J.H.G.H. MORRIS.

METODO DE TERMINACION DE POZOS. A.HUNER, O. ALLEN.

PERFILAJE DE TEMPERATURA. DOCUMENTO SCHLUMBERGER No. 8

PROGRAMAS DE REPARACION Y RECONDICIONAMIENTO DE POZOS INCLUIDOS EN LA PRUEBA PILOTO DE INYECCION DE AGUA EN EL CAMPO SAN ANDRES. ING. HECTOR GOMEZ I; P. CARAICOCHEA P.

INFORME SOBRE EL REGISTRO DE TRAZADOR RADIOACTIVO YODO 131 USANDO EQUIPO SCHLUMBERGER. ING. MARTIN NAVA G. Y J. MALDONADO

USO DE COLORANTES PARA DETERMINAR EL ORIGEN DE LA PRESENCIA DEL AGUA DE INYECCION EN LOS POZOS PRODUCTORES DEL METODO DE RECUPERACION SECUNDARIA EN EL YACIMIENTO TAMABRA-POZA RICA. ING. -- MARTIN NAVA G. Y JAVIER TENA A.

