

C
5

UNAM



109

TESIS-BCCT

4677(315)
V.61

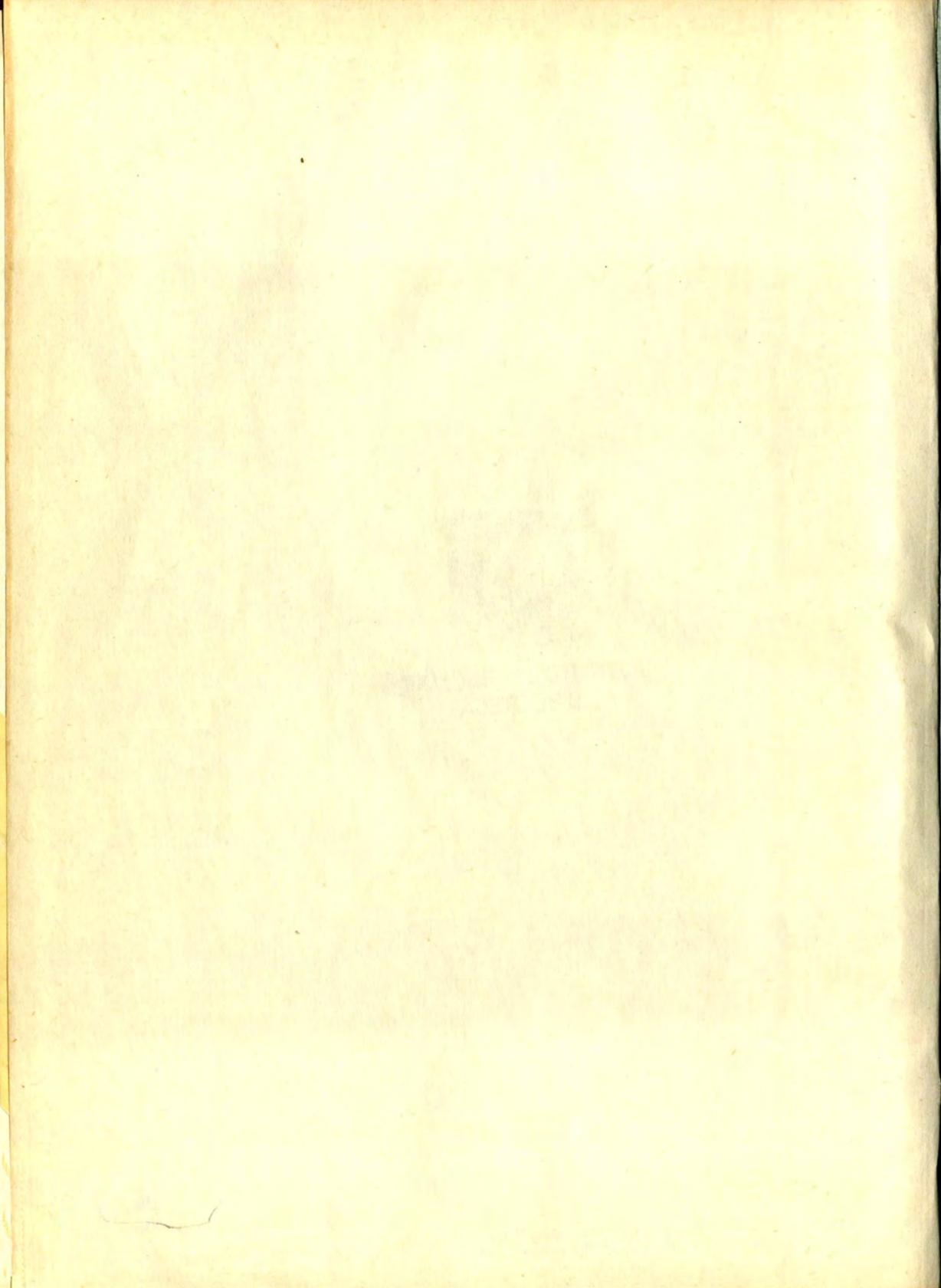
F-100

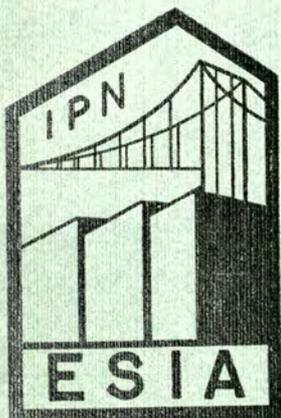




INSTITUTO DE GEOLOGIA
BIBLIOTECA

I 117
609





67.7(311)
16t

CARLOS VILLAGOMEZ AMADOR

México, D. F.

1945

CLASIF. VAC1945 I-1

ADQUIS. I-117

FECHA Feb-2008

PROCED.

I . P . N

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA

TERMINACION DE POZOS
EN EL CAMPO REYNOSA.

TESIS

QUE PRESENTA EL PASANTE
CARLOS VILLAGOMEZ AMADOR

PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

ESUELA SUPERIOR DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA

Escuela Superior de Ingenieria y Arquitectura
Calle 13 de Marzo No. 100
C. P. 44100 Villahermosa, Q. Roo.

4677(311)
vi6z

TERMINACION DE POZOS
EN EL CAMPO REYNOSA.

TESIS

QUE PRESENTA EN PASANTE
CARLOS VILLAGOMEZ AMADOR
PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO
CON ESPECIALIDAD EN
EXPLORACION Y PRODUCCION

Con respeto y cariño
a mis padres.

Sr. José Dolores Villagómez
Sra. Eufemia A. de Villagómez

A mis queridos hermanos
Rafaela, Edmundo y Hermelinda.

A Obdulia
con cariño.

088

Con respeto y cariño
a mis queridos
Sr. José Dolores Villagómez
Sra. Rufina A. de Villagómez

A mis queridos hermanos
Rafaela, Eduardo y Herminia.

A Océlla
con cariño
A mis queridos

**A mis maestros
Con estimación y agradecimiento**

México, D. F., a 14 de mayo de 1971

Al C. Consejo de
Ing. Petroleros
Carlos Villalón S.
Pr. 1000000000

A continuación se entregan a usted el material que deberá desarrollarse en un curso profesional de ingenieros petroleros

CONTENIDO DEL CURSO DE INGENIERIA PETROLERA

A mis amigos

- 1) Teoría de la Ingeniería
- 2) Teoría de la Ingeniería
- 3) Interpretación de resultados
- 4) Teoría de la Ingeniería
- 5) Teoría de la Ingeniería
- 6) Teoría de la Ingeniería
- 7) Teoría de la Ingeniería
- 8) Teoría de la Ingeniería

En el desarrollo del curso se tendrá en cuenta el plan básico de ingeniería de petróleo de la UNAM.

Oportunamente deberá presentarse al Secretario del Comité 12 ejemplares de la tesis de licenciatura y haber los mismos extendidos para título y expedirlos de no haber otros datos al respecto por presentar los mismos.

A mis familiares.

Das ist ein...
...
...

...

...



SECRETARIA
DE
EDUCACION PUBLICA

INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA

SECCION

NÚMERO DEL OFICIO 626
EXPEDIENTE

ASUNTO: Comunicación tema para tesis Profesional.

México, D. F., a 14 de mayo de 1954.

Al C. Pasante de
Ing. Petrolero.
Carlos Villagomez A.
Presente.

A continuación comunico a usted el tema que deberá desarrollar en su tesis profesional de Ingeniero-Petrolero:

" TERMINACION DE POZOS EN EL CAMPO REYNOSA.

- 1 - Geología.
- 2 - Perforación.
 - a) Programas
 - b) Pruebas de formación.
- 3 - Terminación.
 - a) Interpretación de registros.
 - b) Última tubería de ademe.
 - c) Disparos.
 - d) Pruebas de producción.
 - e) Recementaciones.
 - f) Aparejo de producción."

Para el desarrollo del tema transcrito, se concede a usted el plazo máximo de un año, contado a partir de esta fecha.

Oportunamente deberá presentar en la Secretaría del Plantel 12 ejemplares de la tesis de que se trata 3 retratos tamaño standard para título y constancias de no adeudar aparatos libros ni cuotas por concepto de colegiaturas.

Además deberá cubrir los derechos de examen correspondiente y dentro de los días siguientes a haber entregado su tesis se procederá a la prueba oral.



Atentamente,
EL DIRECTOR

Ing. Arq. Carlos Rousseau G.

/etc.

Escuela Superior de Ingeniería
y Arquitectura
SECRETARIA



REGISTRO
NÚMERO DEL OFICIO
EXPERIMENTAL

Asunto: Comisión para tesis profesional.

México, D. F., a 14 de mayo de 1954.

Al C. Pasante de
Ing. Petrolero,
Carlos Villalobos A.
Presente.

A continuación comunico a usted el tema que deberá desarrollar en su tesis profesional de Ingeniero Petrolero

TERMINACION DE POZOS EN EL CAMPO REYNOSA.

- 1 - Geología.
- 2 - Petrología.
- 3 - Terminación.
- 4 - Interpretación de registros.
- 5 - Urtina (burbuja de gases).
- 6 - Diagramas.
- 7 - Pruebas de producción.
- 8 - Recomendaciones.
- 9 - Aparato de producción.

Para el desarrollo del tema transmitido se concede a usted el plazo máximo de un año, contado a partir de esta fecha.

Oportunamente deberá presentar en la Secretaría del Plantel 12 ejemplares de la tesis de que se trata 3 registros tamaño estándar para título y comparación de no haberse operado libros ni cuotas por concepto de costos.

Además deberá cubrir los derechos de examen correspondientes, antes de las fechas de haber entrado a su tesis en producción y prueba oral.

Atentamente,
EL DIRECTOR
Ing. Carlos Hobsbaum G.



RECIBIDO
SECRETARÍA

I N D I C E

| | Pág. |
|-----------------------------|------|
| 1.- Geología | 1 |
| 2.- Perforación | |
| Programas | 6 |
| Pruebas de formación | 7 |
| 3.- Terminación | |
| Interpretación de registros | 12 |
| Ultima tubería de ademe | 34 |
| Disparos | 46 |
| Pruebas de producción | 47 |
| Recementaciones | 52 |
| Aparejo de producción. | 54 |

INDICE

pág.

1

1.- Geología

2.- Perforación

6

Programas

7

Pruebas de formación

3.- Terminación

12

Interpretación de registros

31

Ultimas tuberías de sistema

46

Dispositivos

47

Pruebas de producción

52

Recomendaciones

54

Asesorio de producción

GEOLOGIA DEL CAMPO REYNOSA.

Localización.

El Campo Reynosa se encuentra situado aproximadamente a 10 kilómetros al Sureste de la Ciudad de Reynosa Tamaulipas. La carretera Reynosa-Matamoros pasa al Norte de dicho campo y la carretera Reynosa-San Fernando al Oeste.

Sismológicamente la estructura Reynosa es de configuración irregular en su cierre perimetral con un eje de rumbo Noroeste-Sureste y con un cierre estructural de 50 metros. (fig. 1).

Esta estructura se encuentra al centro de un grupo de estructuras ya perforadas. Misión, Valadecés, Camargo y -- Norias al Poniente. Monterrey al Sur; Francisco Cano, Treviño, Brasil y 18 de Marzo al Oriente, y Klump, al Norte -- en el estado de Texas.

Descubrimiento e Historia.

Las posibilidades productoras de esta estructura se -- conocieron al terminarse la perforación del pozo Reynosa -- número 1 con una profundidad total de 2474.0 m. B.K.b. --- (2418.0 m. b. n. m.). Se descubrieron las arenas Reynosa, Frontera, Escondida, Bravo y Pemex, siendo la primera y la última productoras de aceite y las otras de gas.

Perforaciones efectuadas posteriormente vinieron a indicar la presencia de nuevas arenas que en orden de profundidad recibieron los siguientes nombres:

Reynosa, Olmito, Retama, Sabino, Nogal, Huizache, Mezquite, Frontera, Escondida, Bravo, Pemex.

GEOLOGIA.

Los sedimentos y caliche que cubren la región, difi--

GEOLÓGIA DEL CAMPO REYNOSA.

localización.

El Campo Reynosa se encuentra situado aproximadamente a 10 kilómetros al Sur de la Ciudad de Reynosa Tamaulipas. Las carreteras Reynosa-Matamoros para el Norte de Reynosa y la carretera Reynosa-San Fernando al Oeste.

Geomorfológicamente la estructura Reynosa es de configuración irregular en un relieve perimetral con un eje de simetría N-S con un relieve estructural de 50 m.

Esta estructura se encuentra al centro de un grupo de estructuras ya perforadas. Misión, Valdeas, Garay y Norte al Poniente, Monterrey al Sur; Francisco Canoy, El Valle, Brasil y 18 de Marzo al Oriente, y Llanos, al Norte en el estado de Texas.

Desarrollo e Historia.

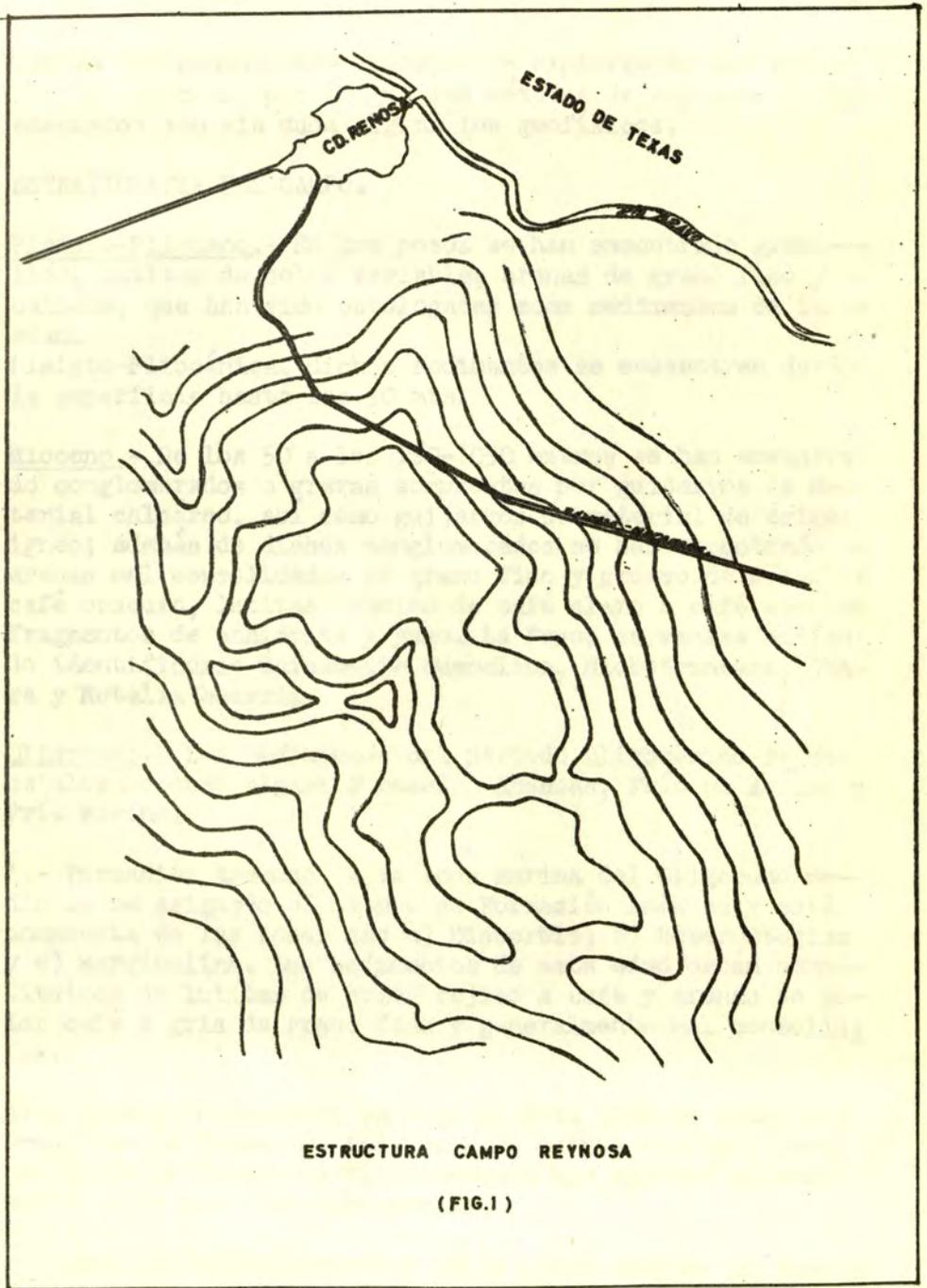
Las posibilidades productoras de esta estructura se conocieron al terminarse la perforación del pozo Reynosa número 1 con una profundidad total de 21.110 m. B.K.O. (21.800 m. p. n. m.). Se describieron las arenas Reynosa, Monterrey, Escandida, Bravo y Pinar, siendo la primera y la última productoras de aceite y las otras de gas.

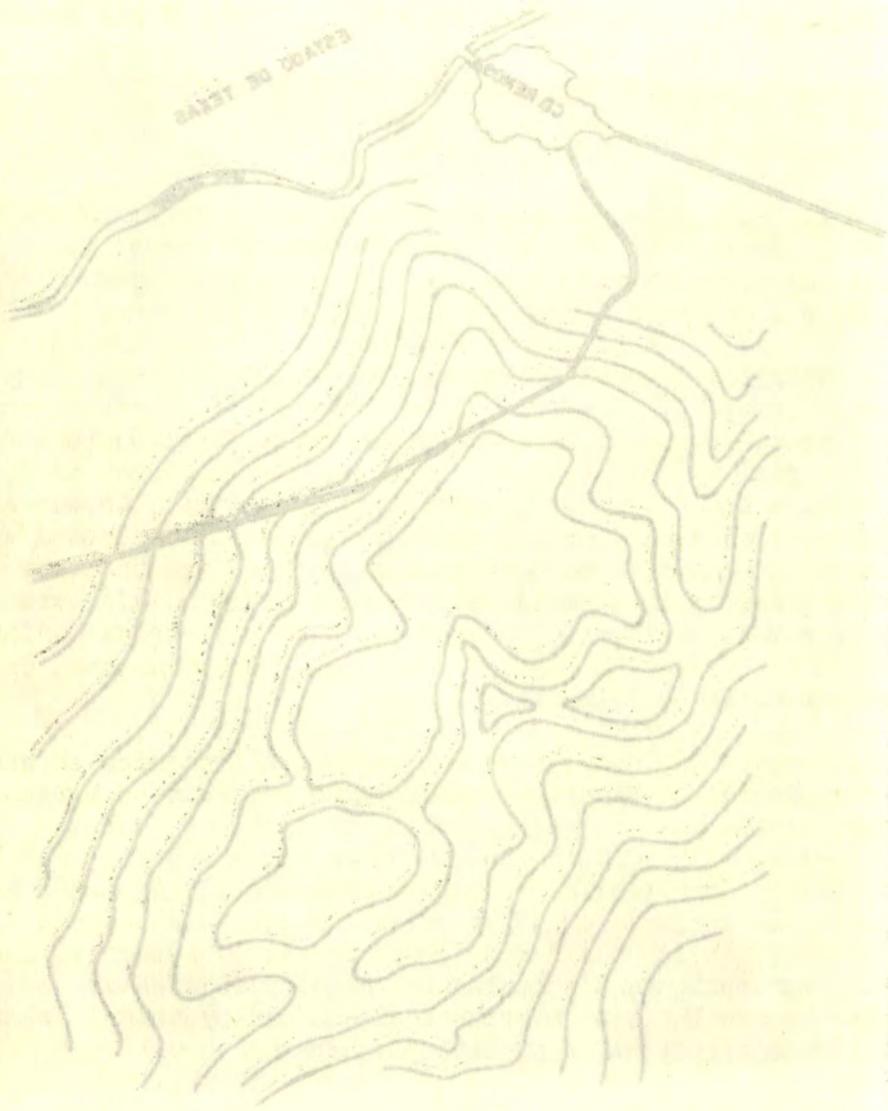
Perforaciones efectuadas posteriormente vinieron a confirmar la presencia de nuevas arenas que en orden de profundidad recibieron los siguientes nombres:

- Reynosa, Olimpo, Reforma, Sabin, Hoyal, Intasche, Mexicana, Monterrey, Escandida, Bravo, Pinar.

Geología.

Los estratos y caliche que cubren la región, allí...





ESTRUCTURA CAMPO REYNOSA

[FIG. 1]

cultan enormemente los trabajos de exploración por geología superficial, por lo que los métodos de exploración más adecuados son sin duda alguna los geofísicos.

ESTRATIGRAFIA DEL CAMPO.

Pleisto-Plioceno.- En los pozos se han encontrado gravillas, lutitas de color variable, arenas de grano fino y caliche, que han sido catalogadas como sedimentos de la edad.

Pleisto-Pliocénica, dichos sedimentos se encuentran desde la superficie hasta los 50 mts.

Mioceno.- De los 50 a los 950-1050 metros se han encontrado conglomerados o gravas compuestas por guijarros de material calcáreo, así como guijarros de material de origen igneo; además de dichos conglomerados se han encontrado arenas mal consolidadas de grano fino y grueso de color café obscuro, lutitas también de café claro a café obscuro fragmentos de anhidrita y yeso. La fauna es escasa pudiendo identificarse únicamente Gumbelina, Globotruncana, Chara y Rotalia becarii.

Oligoceno.- Los sedimentos del periodo Oligocénico se han catalogado como sigue: Formación Anáhuac, Frío no Marino y Frío Marino.

1.- Formación Anáhuac. A la zona marina del Oligoceno medio se ha asignado el nombre de Formación Anáhuac y está compuesta de las zonas de: a) Discorbis; b) Heterostegina y c) Marginulina. Los sedimentos de esta edad están constituidos de lutitas de color rojizo a café y arenas de color café a gris de grano fino y generalmente mal consolidadas.

a).- Zona de Discorbis: La cima de ésta zona se considera como cima de formación Anáhuac y se define con la primera aparición de Discorbis Villaderboana que aparece generalmente entre los 1020-1090 metros.

Con los datos obtenidos se le puede asignar un espe--

...encontrados son raras algunas las geológicas.

ESTRATIGRAFIA DEL CAMPO.

...En los pozos se han encontrado gravas...
...que han sido catalogadas como sedimentos de la...
...hasta los 50 mts.

...De los 50 a los 100-150 metros se han encontrado...
...conglomerados o gravas compuestas por fragmentos de...
...así como fragmentos de material de origen...
...además de dichos conglomerados se han encontrado...
...de grano fino y grueso de color...
...también de color claro a café obscuro...
...La arena es escasa...
...Gambelina, Gobioceras, Ch...

...Los sedimentos del período Oligoceno se han...
...Formación Anáhuac, Río no Marino y...

...Formación Anáhuac. A la zona marina del Oligoceno...
...se ha asignado el nombre de Formación Anáhuac y está...
...compuesta de las zonas de: a) Diabrota; b) Heterostegina...
...y c) Marginalina. Los sedimentos de esta edad están...
...de color rojo a café y arena de...
...y generalmente mal consolidada.

...Zona de Diabrota: la zona de esta zona se...
...como zona de Formación Anáhuac y se define con la...
...de Diabrota y Marginalina que aparece...
...entre los 100-150 metros.

...Con los datos anteriores se ha podido...
...en el...

sor máximo de 80 metros, o sea de los 1020 a los 1100 metros.

b).- Zona Heterostegina: La cima de la zona Heterostegina se define con la aparición de la Heterostegina texana.

Aunque no se ha logrado identificar la Heterostegina texana por medio de estudios micropaleontológicos la zona se ha situado entre los 1110 y 1115.0 metros.

c).- Zona Marginulina. Esta zona no se ha identificado y probablemente no se encuentre desarrollada en este campo.

Como los estudios micropaleontológicos no han sido decisivos en la identificación de la formación Anáhuac se ha situado la base de esta formación en la parte inferior de un horizonte arenoso encontrado entre los 1050 y 1090 metros.

Formación Frío:

a).- Zona No-Marina. Por cambios litológicos en las muestras de canal, se puede fijar la cima del Frío a los 1300 metros. Este cambio se nota en la coloración de las lutitas de café rojizo claro del Anáhuac a café oscuro. Como este cambio de color varía en los pozos se ha aceptado la base de la arena de Heterostegina como la cima correlacionable de la formación Frío.

Los sedimentos de la Formación Frío se componen de lutitas gris y verde, fragmentos de anhidrita, yeso, algo de lignita y numerosos cuerpos arenosos que son los productos del campo. Estos sedimentos carecen de fauna, habiéndose identificado únicamente *Rotalia*, *Becarii*, *Chara* y *Eponides*. sp.

Los cuerpos arenosos son de color gris a gris verdoso de grano fino a grueso, compactas a permeables y altamente calcáreas en partes.

El estudio de los estratos, o sea de los 1000 a los 1100 m--

La zona heterostegina: La zona de las zonas heterosteginas
se define con la aparición de la heterostegina taxana.

Aunque no se ha logrado identificar la heterostegina
por medio de estudios microscópicos la zona
se ha situado entre los 1100 y 1050 m--.

La zona Marginalia. Esta zona no se ha identificado y
probablemente no se encuentra desarrollada en este campo.

Como los estudios microscópicos no han sido de
carácter definitivo en la identificación de la formación Anámas se ha
situado la base de esta formación en la parte inferior de
un horizonte estrato encontrado entre los 1050 y 1000 m--.

Formación Frio:

La zona No-Mixta. Por cambios litológicos en las masas
de arenal, se puede fijar la cima del Frio a los 1000
metros. Este cambio se nota en la coloración de las lutitas
de este tipo claro del Anámas a café obscuro. Como
este cambio de color varía en los pozos se ha aceptado la
base de la zona de Heterostegina como la cima correlato-
ruble de la formación Frio.

Los sedimentos de la Formación Frio se componen de --
lutitas grises y verdes, fragmentos de anhidrita, yeso, algo
de lignita y numerosos cuerpos estratos que son los produ-
cidos del campo. Estos sedimentos carecen de fauna, hasta
los identificados únicamente *Hotelia*, *Beauri*, *Chara* y *Epo-*
chela, sp.

Los cuerpos estratos son de color gris a gris verdoso
de grano fino a grueso, compactos a porcelanados y altamente
resistentes en caliente.

La zona No-Marina tiene un espesor de 1200 metros --- aproximadamente o sea que se encuentra de 1090 a 2300 me--tros de profundidad, donde esta la cima de la zona Marina.

b).- Zona Marina. A los 2313.5 m. en el pozo Reynosa número I aparece la cima de una columna de lutitas, con un alto contenido de fauna identificable con la zona Marina como son *Textularia mississippiensis*, *Epónides bryamensis*, --- *Siphonia aduena*, *Quinqueloculina sp.* y *Lenticulina convergens*. La base de estas lutitas se encuentra a 2665 metros donde empieza una columna de arenas con delgadas intercalaciones de lutita que se prolonga hasta la profundidad total del pozo 7 (3211 m) estas arenas tuvieron manifestación de hidrocarburos pero al ser probadas resultaron comercialmente improductivos.

En un principio se consideró la posibilidad de que estas arenas y lutitas fueran representativas de la forma---ción Vicksburg del Oligoceno inferior, debido a la fauna - identificada como *Textularia mississippiensis*, *Quinqueloculina sp.* *Globigerina bulboides*, *Siphonia aduena*, *Uvigerina byramensis*, *Cibicides americanus*, *Elphidium sp.* y *Nonion - seaphon* pero debido a no haberse encontrado *Textularia -- warreni* que clasifica definitivamente a dicha formación se decidió catalogar estos sedimentos dentro de la formación Frío Marino.

La zona No-Marina tiene un espesor de 1500 metros aproximadamente o sea que se encuentra de 1090 a 2300 metros de profundidad, donde esta la cima de la zona Marina.

En un principio se considero la posibilidad de que las arenas y lutitas fueran representativas de la zona de Voksbury del Oligoceno inferior, debido a la forma de las arenas y lutitas masasapianitas, Quindjibonitas sp. Globiferina bulboides, Siphonia alvens, Uvigerina pyramentalis, Globiferina americana, Elphidium sp. y Nontion. Pero debido a no haberse encontrado Textaria, se clasifico definitivamente a dicha formacion de los sedimentos dentro de la formacion de la zona Marina. En un principio se considero la posibilidad de que las arenas y lutitas fueran representativas de la zona de Voksbury del Oligoceno inferior, debido a la forma de las arenas y lutitas masasapianitas, Quindjibonitas sp. Globiferina bulboides, Siphonia alvens, Uvigerina pyramentalis, Globiferina americana, Elphidium sp. y Nontion. Pero debido a no haberse encontrado Textaria, se clasifico definitivamente a dicha formacion de los sedimentos dentro de la formacion de la zona Marina.

En un principio se considero la posibilidad de que las arenas y lutitas fueran representativas de la zona de Voksbury del Oligoceno inferior, debido a la forma de las arenas y lutitas masasapianitas, Quindjibonitas sp. Globiferina bulboides, Siphonia alvens, Uvigerina pyramentalis, Globiferina americana, Elphidium sp. y Nontion. Pero debido a no haberse encontrado Textaria, se clasifico definitivamente a dicha formacion de los sedimentos dentro de la formacion de la zona Marina.

TABLA I
Formaciones del Noreste de México.

| Edad | Epoca | Grupo | Formación |
|-----------------------------|-------------|------------|-------------------------------|
| Cuaternario (Psicozoico) | Pleistoceno | | Beaumont |
| | | | Lissie |
| Terciario (Cenozoico) | Plioceno | | Goliad |
| | Mioceno | | Lagarto |
| | | | Oakville |
| | Oligoceno | | Catahoula |
| | | | Anáhuac (Oligoceno Marino) |
| | | Frío | No Marino |
| | | | Marino |
| | | Vicksburgh | |
| | Eoceno | | Jackson |
| | | | Yegua. |

Formaciones del Noroeste de México. TABLA I

| Formación | Grupo | Época | Edad |
|-------------------------------|-------|-----------|---------------------------|
| Beaumont Llante | | Plioceno | Catastrario (Plioceno) |
| Golias | | Plioceno | |
| Lagarto | | Mioceno | |
| Galvies | | | |
| Catalpa | | Oligoceno | |
| Anáhuac (Oligoceno Marino) | | | |
| No Marino | | | Palo |
| | | | |
| Wakaburgh | | | |
| Jackson | | Eoceno | |
| Yegua | | | |

OPERACIONES EFECTUADAS EN UN POZO.

Las operaciones efectuadas en un pozo se pueden clasificar en dos partes esencialmente:

- 1).- Perforación.
- 2).- Terminación.

Perforación.

En las perforaciones efectuadas en el Campo Reynosa - se acostumbra iniciarlos con barrenas de $12\frac{1}{4}$ " hasta los 500 metros, a ésta profundidad se cementa la primera tubería de ademe de $9\frac{5}{8}$ " , J 55,36 #/pie con cemento portland standard, Una vez cementada la tubería se coloca la cabeza de la misma y preventores de seguridad, fraguado el cemento se procede a efectuar la prueba de la tubería y cementación.

La prueba de la tubería se efectúa aplicando una presión de 800 #/pulg² durante 30 minutos, probada la tubería se perfora el tapón de hule y la zapata con barrena de $8\frac{5}{8}$ " , se aplica presión (600 #/pulg²) durante 10 minutos y se continua la perforación con barrenas del mismo diámetro hasta la profundidad total (que varía entre 1800 y --- 2500 metros en este campo) a excepción de los intervalos - que se han de muestrear para lo cual se utilizan coronas - de $7\frac{5}{8}$ " de alas ó roles según que las formaciones sean - suaves o duras. Los intervalos muestreados se amplían con las mismas barrenas usadas para la perforación.

Durante la perforación se hace uso de lo que podríamos llamar Servicios Auxiliares que consisten en:

- a.) Registros Eléctricos.
- b.) Pruebas de formación.

OPERACIONES EFECTUADAS EN UN POZO.

Las operaciones efectuadas en un pozo se pueden clasificar en dos partes esencialmente:

- 1) -- Perforación.
- 2) -- Terminación.

Perforación.

En las perforaciones efectuadas en el Campo Negro se acostumbra iniciarlas con barrenas de 12 1/2" hasta los 500 metros, a esta profundidad se cementa la primera tuberia de acero de 9 5/8" y 2 1/2" de espesor con cemento Portland estándar. Una vez cementada la tuberia se coloca la cabeza de la misma y preventores de seguridad, trasado el cementado se procede a efectuar la prueba de la tuberia y cementación.

La prueba de la tuberia se efectúa aplicando una presión de 800 $\frac{1}{2}$ pulg² durante 30 minutos, probada la tuberia se perfora el tapón de lula y la zapata con barrenas de 9 5/8", se aplica presión (500 $\frac{1}{2}$ pulg²) durante 10 minutos y se continúa la perforación con barrenas del mismo diámetro hasta la profundidad total (que varía entre 1800 y 2500 metros en este campo) a excepción de los intervalos que se han de muestrear para lo cual se utilizan coronas de 7 5/8" de alca ó rolas según que las formaciones sean lavas ó duras. Los intervalos muestreados se lavan con las mismas coronas usadas para la perforación.

Durante la perforación se hace uso de la que perdura los mismos Servicios Auxiliares que constatan en:

- 1) Servicios Auxiliares.
- 2) Pruebas de Termination.

c.) Muestras de pared.

a).- Registros Eléctricos.

Debido a que es un campo de explotación se efectúa un Registro Eléctrico desde la zapata de la tubería de $9\ 5/8''$ hasta la profundidad total.

El empleo del Registro Eléctrico ha sido de suma utilidad ya que mediante la correlación efectuada con Registros de pozos próximos podemos determinar con bastante exactitud las profundidades de las arenas objetivo del pozo, por lo que dicho registro se verifica en corridas parciales para fijar los intervalos que se deberán muestrear.

Mediante la interpretación del Registro Eléctrico podemos estimar el contenido de fluidos de las arenas.

b) Pruebas de formación.

En los campos del Distrito Frontera Noreste se acostumbra muestrear los cuerpos arenosos como ya se dijo antes con coronas de $7\ 5/8''$, si al recuperar el núcleo éste tiene saturación (sabor u olor) de hidrocarburos se procede a efectuar una prueba de formación en el intervalo muestreado, para dicha prueba se emplean actualmente los probadores Halliburton y S.P.M.

Estas pruebas nos permiten un conocimiento inmediato del tipo de fluido o fluidos contenidos en el cuerpo arenoso probado, la presión de flujo en la superficie, presión de fondo fluyente y presión de fondo estática, el gradiente de presión y la presión estática producida por el fluido de perforación.

Los datos obtenidos durante éstas pruebas son decisivos en la selección de los intervalos en que deberá terminarse el pozo.

c).- Muestras de Pared.

Debido a que en este campo se presenta al problema de

c.) Muestras de gases.

d.) Registros Eléctricos.

Debido a que en un campo de explotación se efectúan un gran número de trabajos desde la salida de la tubería de 2 1/2" hasta la profundidad total.

El empleo del Registro Eléctrico ha sido de suma utilidad ya que mediante la correlación eléctrica con Registros de pozos próximos podemos determinar con bastante precisión las profundidades de las arenas objetivo del pozo, por lo que dicho registro se verifica en corrientes parciales para fijar los intervalos que se deberán muestrear.

Mediante la interpretación del Registro Eléctrico podemos estimar el contenido de límites de las arenas.

f.) Pruebas de formación.

En los campos del Distrito Provenza Norte se acostumbra muestrear los gases arenas como ya se dijo anteriormente con corrientes de 2 1/2", al al recomponer el núcleo éste se efectúa una prueba de formación en el intervalo muestreado, para dicha prueba se emplean actualmente los procedimientos Haliburton y S.P.M.

Estas pruebas nos permiten un conocimiento inmediato del tipo de límite o límites contenidos en el campo que se prueba, la presión de fondo en la superficie, presión de fondo fluyente y presión de fondo estática, el grado de presión y la presión estática producida por el grado de perforación.

Los datos obtenidos durante estas pruebas son decisivos para la selección de los intervalos en que deberá terminarse el pozo.

g.) Pruebas de Perforación.

Debido a que en este campo se presenta el problema de

la lenticularidad de las arenas, es frecuente que al efectuar un Registro Eléctrico se encuentran cuerpos arenosos con probable saturación de hidrocarburos que no se esperaban encontrar, habiendo la necesidad de obtener muestras de pared haciendo uso del equipo A-I con el que podemos -- obtener núcleos hasta de 30 cms. de longitud, al analizar estos núcleos se determina porosidad, permeabilidad, contenidos de flúidos y agua congénita.

TERMINACION DE POZOS.

En los trabajos desarrollados en un campo, la terminación de pozos es la parte más importante, pues de ello depende la explotación racional del campo.

Una vez que se ha llegado a la profundidad total se -- hace un estudio de todos los datos obtenidos durante el -- transcurso de la perforación tales como: análisis de nú--cleos, Registros Eléctricos, pruebas de formación, flúidos recuperados en ellas, Registro de presiones; etc. con el -- objeto de determinar el horizonte en que sea más convenien--te explotar el pozo.

Análisis de núcleos.- Mediante el análisis de núcleos podemos cuantificar las propiedades físicas de las zonas -- descubiertas durante la perforación como son porosidad, -- permeabilidad, contenido de flúidos y agua congénita.

Porosidad.- La porosidad se define como la relación -- que existe entre el volúmen de espacios vacíos de una roca y el de la parte sólida de la misma. Como en una roca no -- todos los espacios vacíos están interconectados es fácil -- ver que podemos tener 2 tipos de porosidad:

1.- Porosidad absoluta. Esta porosidad está dada por la re--lación que existe entre el volúmen total de poros y el vo--lúmen total de la muestra.

2.- Porosidad efectiva.- Está dada por la relación entre --

La porosidad de las arenas, es frecuente que al estar un Registro Electrodo se encuentren en grandes espacios con probable saturación de hidrocarburos que no se espera encontrar, habiendo la necesidad de obtener muestras de pared haciendo uso del equipo A-1 con el que podemos obtener muestras hasta de 30 cms. de longitud, al analizar estas muestras se determinan porosidad, permeabilidad, contenido de líquidos y agua congénita.

TERMINACION DE POZOS.

En los trabajos desarrollados en un campo, la terminación de pozos es la parte más importante, pues de ella depende la explotación racional del campo.

Una vez que se ha llegado a la profundidad total se hace un estudio de todos los datos obtenidos durante el desarrollo de la perforación tales como: análisis de líquidos, Registros Electrodo, pruebas de formación, líquidos recuperados en ellas, Registro de presiones; etc. con el objeto de determinar el horizonte en que sea más conveniente explotar el pozo.

Análisis de muestras.- Mediante el análisis de muestras se puede cuantificar las propiedades físicas de las zonas descubiertas durante la perforación como son porosidad, permeabilidad, contenido de líquidos y agua congénita.

Porosidad.- La porosidad se define como la relación que existe entre el volumen de espacios vacíos de una roca y el de la parte sólida de la misma. Como en una roca existen los espacios vacíos están interconectados se tiene que los pozos deben tener 2 tipos de porosidad:

Porosidad absoluta.- Esta porosidad está dada por la relación que existe entre el volumen total de pozos y el volumen total de la muestra.

Porosidad efectiva.- Esta dada por la relación entre

el volúmen de poros intercomunicados y el volúmen total de la muestra.

Para determinar el volúmen total de la muestra se hace uso de un picnómetro que no es más que un recipiente de vidrio en el cual se introduce el núcleo por analizar, el recipiente previamente se llena de mercurio; una vez introducido el núcleo se sumerge en el mercurio por medio de un tapón que tiene un orificio que permite la salida del mercurio sobrante como lo muestra la fig. 2. Una vez que el tapón del picnómetro ha quedado en su posición normal se pesa el mercurio desalojado y conociendo el peso específico del mismo se calcula el volúmen total de la muestra.

El volúmen de poros comunicados se puede determinar por medio del llamado método de Washburn-Bunting, basado en la medición directa del volúmen de gas que se encuentra en los espacios porosos interconectados de una muestra a la presión atmosférica.

El porosímetro empleado es el que se muestra en la fig. 3 y la operación consiste en lo siguiente:

La muestra por analizar una vez eliminados todos los fluidos contenidos en ella, por medio de los solventes (tetracloruro) y calentamiento, es colocada en la cámara A, se abre la válvula "C" y se eleva la botella B (niveladora) hasta que el mercurio contenido en el aparato sale por la válvula C, con esto logramos tener el espacio poroso lleno de aire a presión atmosférica, se cierra la válvula y se baja la botella B con lo que tenemos dentro del porosímetro una presión menor que la atmosférica por lo que el aire contenido en la muestra escapa, permaneciendo en esta posición durante 5 minutos aproximadamente, transcurrido este tiempo se eleva la botella B hasta que los niveles de mercurio en las dos ramas del porosímetro sean iguales, Esta operación nos permite conocer el volumen de aire a la misma presión atmosférica, para obtener datos más exactos se puede repetir la operación 3 ó más veces con lo que tendremos que:

el volumen de gases interconectados y el volumen total de la muestra.

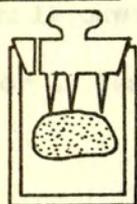
Para determinar el volumen total de la muestra se usa de un pletómetro que no es más que un recipiente de vidrio en el cual se introduce el núcleo por analizar, el recipiente previamente se llena de mercurio; una vez introducido el núcleo se sumerge en el mercurio por medio de un tubo que tiene un orificio que permite la salida del mercurio sobrante como lo muestra la fig. 3. Una vez que el pletómetro ha quedado en su posición normal, se pasa el mercurio desahogado y conocido el peso específico de cada uno se calcula el volumen total de la muestra.

El volumen de gases conectados se puede determinar por medio del método de Washburn-Bunting, basado en la medición directa del volumen de gas que se encuentra en los espacios porosos interconectados de una muestra a la presión atmosférica.

El pletómetro empleado es el que se muestra en la fig. 3 y la operación consiste en lo siguiente:

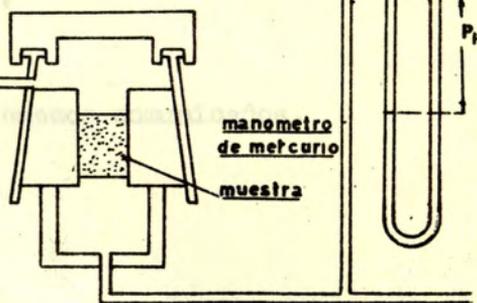
La muestra por analizar una vez eliminados todos los gases contenidos en ella, por medio de los solventes (acetona) y calentamiento, se coloca en la cámara A sobre la válvula "C" y se eleva la botella B (interconectada) que el mercurio contenido en el espacio poroso libre de la C, con este sistema tener el espacio poroso libre de aire a presión atmosférica, se cierra la válvula y se eleva la botella B con lo que tenemos dentro del poroso una presión menor que la atmosférica por lo que el gas contenido en la muestra escapa, permitiendo en esta forma durante 5 minutos aproximadamente, transcurrir el tiempo se eleva la botella B hasta que por niveles de mercurio en las dos ramas del pletómetro sean iguales, esta operación nos permite conocer el volumen de aire a la presión atmosférica, para obtener datos más exactos se puede repetir la operación 3 ó más veces con lo que tendremos que:

PICNOMETRO

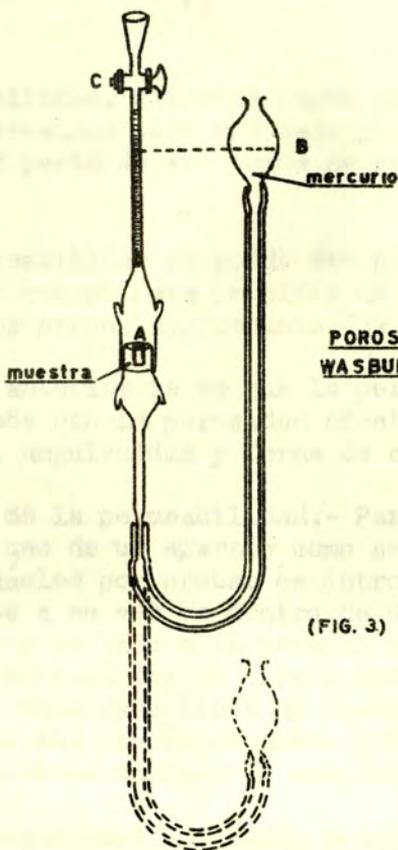


(FIG. 2)

medidor de flujo
 P_2
manómetro de agua
 P_0



(FIG. 4)



**POROSIMETRO DE
WASBURN - BUNTING**

(FIG. 3)

el volumen de gases intercambiados y el volumen total de la muestra.

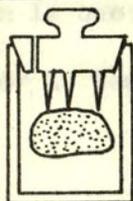
Para determinar el volumen total de la muestra se usa un picnómetro que no es más que un recipiente de vidrio en el cual se introduce el núcleo por analizar, el recipiente previamente se llena de mercurio; una vez introducido el núcleo se sumerge en el mercurio por medio de un tubo que tiene un orificio que permite la salida del mercurio sobrante como la muestra la fig. 2. Una vez que el picnómetro ha quedado en su posición normal se pesa el mercurio desalojado y conociendo el peso específico de él mismo se calcula el volumen total de la muestra.

El volumen de gases comunicados se puede determinar por medio del llamado método de Washburn-Bunting, basado en la medición directa del volumen de gas que se encuentra en los espacios porosos intercambiados de una muestra a la presión atmosférica.

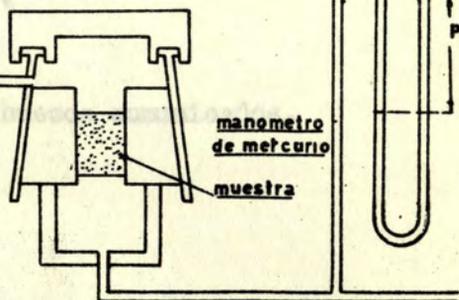
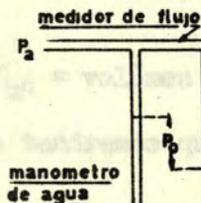
El porostato empleado es el que se muestra en la fig. 3 y la operación consiste en lo siguiente:

La muestra por analizar una vez eliminados todos los gases contenidos en ella, por medio de los solventes (acetona) y calentamiento, es colocada en la cámara A sobre la válvula "C" y se eleva la botella B (niveladora) para que el mercurio contenido en el espacio entre la válvula C, con esto dejamos saber el espacio poroso lleno de aire a presión atmosférica, se cierra la válvula y se baja la botella B con lo que tenemos dentro del porostato una presión menor que la atmosférica por lo que el aire contenido en la muestra escapa, permitiendo en esta operación durante 5 minutos aproximadamente, transcurrir un tiempo se eleva la botella B hasta que los niveles de mercurio en las dos ramas del porostato sean iguales, esta operación nos permite conocer el volumen de aire a la misma presión atmosférica, para obtener datos más exactos se puede repetir la operación 3 ó más veces con lo que se tienen que:

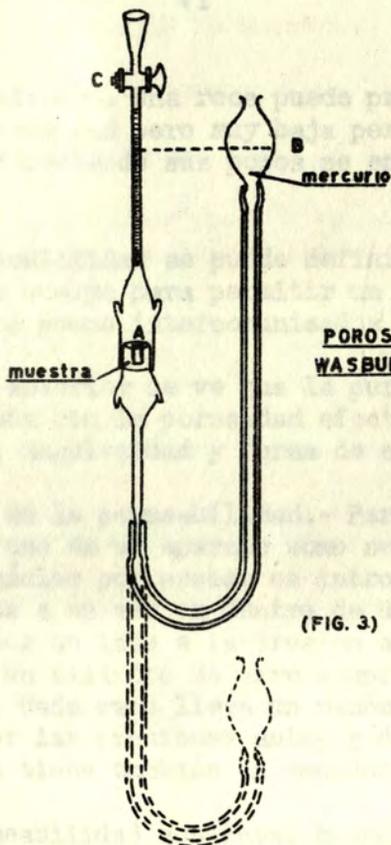
PICNOMETRO



(FIG. 2)

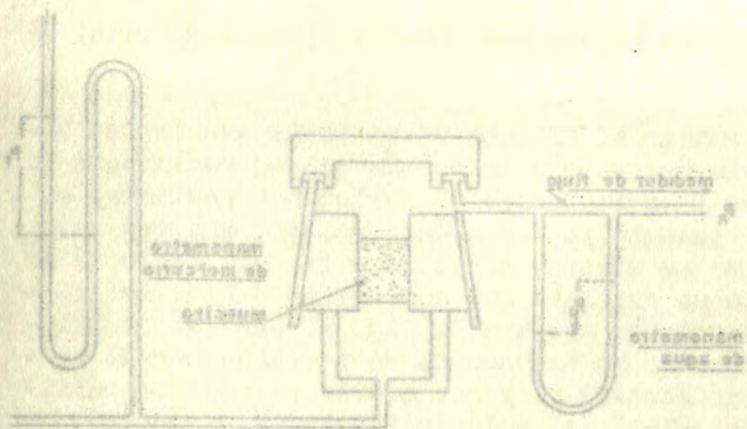


(FIG. 4)



**POROSIMETRO DE
WASBURN - BUNTING**

(FIG. 3)

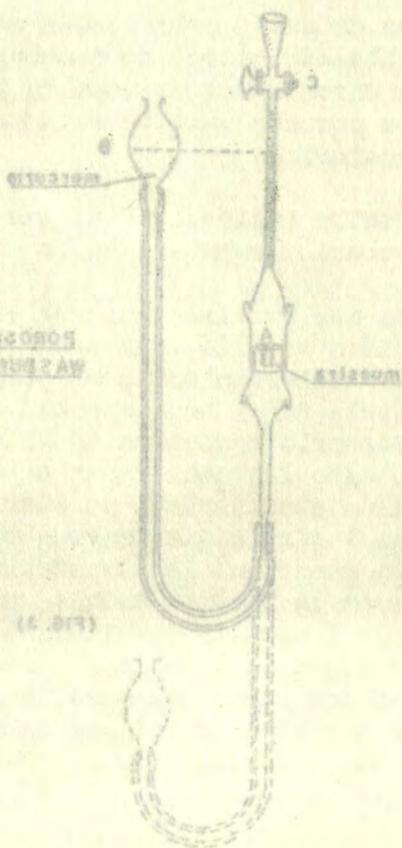


(Fig. 4)



(Fig. 5)

**FORSIMETRO DE
WASSER-UMTUNG**



(Fig. 6)

$$V_{hc} = \sum_1^n v$$

en la que: V_{hc} = volúmen de huecos comunicados.

por lo tanto tendremos que:

$$P_c = \frac{V_{hc}}{VT}$$

Permeabilidad. Una roca puede presentar un alto porcentaje de porosidad pero muy baja permeabilidad debido a que la mayor parte de sus poros se encuentran incomunicados.

La permeabilidad se puede definir como la habilidad que tiene un cuerpo para permitir un flujo de fluidos a través de los poros intercomunicados de un medio poroso.

Por lo anterior se ve que la permeabilidad está íntimamente ligada con la porosidad efectiva y en consecuencia con: tamaño, angulosidad y forma de empaque de los granos.

Medida de la permeabilidad.— Para medir la permeabilidad se hace uso de un aparato como se ve en la fig. 4 en el cual el núcleo por probar es introducido en un cilindro de hule, este a su vez va dentro de un recipiente metálico comunicado por un lado a la presión atmosférica y por el otro lado a un cilindro de aire comprimido o a cualquier otro fluido. Cada rama lleva un manómetro en U que nos permiten conocer las presiones antes y después de la muestra, en la salida tiene también un medidor de flujo.

La permeabilidad absoluta, cuando se emplea flujo de gas se calcula por medio de la siguiente fórmula :

$$V_{hc} = \sum_{i=1}^n V_i$$

en la que: V_{hc} = volumen de piezas suministradas.

por lo tanto tenemos que:

$$f_c = \frac{V_{hc}}{V_i}$$

Permisibilidad. Una pieza puede presentar un alto porcentaje de porosidad pero esta permisibilidad depende de la mayor parte de sus poros se encuentren en zonas...

La permisibilidad se puede definir como la habilidad que tiene un cuerpo para permitir un flujo de fluidos a través de los poros interconectados de un medio poroso.

Por lo anterior se ve que la permisibilidad está directamente ligada con la porosidad efectiva y en consecuencia con tamaño, distribución y forma de espigas de los granos.

Medida de la permisibilidad. Para medir la permisibilidad se hace uso de un aparato como se ve en la fig. 4 en el cual el fluido por probar es introducido en un cilindro de vidrio, este a su vez dentro de un recipiente metálico sellado por un lado a la presión atmosférica y por el otro lado a un cilindro de aire comprimido o a cualquier otro fluido. Cada vez que se manifiesta en U que nos permite conocer las presiones antes y después de la muestra, la salida tiene también un medidor de flujo.

La permisibilidad absoluta, cuando se emplea flujo de gas se calcula por medio de la siguiente fórmula:

$$K = \frac{Q_a U L}{(P_i - P_o)A}$$

En la que:

Q_a = gasto

U = viscosidad del fluido empleado.

L = longitud de la muestra.

$(P_i - P_o)$ = presión diferencial de la muestra.

A = sección transversal de la muestra.

Si Q_a está dado en cm^3/seg . U en centipoises, L en centímetros y A en cm^2 la permeabilidad así calculada estará dada en Darcys.

Contenido de fluidos. El método más empleado en los campos para determinar el contenido de fluidos es el de la retorta que consiste en la destilación fraccionada de una muestra de peso y volumen conocidos. En éste método se emplea un dispositivo como lo muestra la fig. 5.

La muestra una vez determinado su peso y volumen es triturada con el objeto de facilitar la destilación de los fluidos contenidos en ella.

La destilación se principia con una temperatura aproximada de 150°C durante 15 minutos, en este período de la destilación se logra la vaporización del agua y fracciones ligeras, posteriormente la temperatura es a 600°C con el objeto de que las fracciones pesadas que constituyen el residuo de la muestra sean vaporizadas, los vapores producidos son condensados al pasar por el refrigerante y colec

$$K = \frac{Q_2 U_1}{(P_1 - P_0) A}$$

En la que:

Q_2 = gasto

U_1 = viscosidad del fluido en el tubo

L = longitud de la muestra.

$(P_1 - P_0)$ = presión diferencial de la muestra.

A = sección transversal de la muestra.

Este Q_2 está dado en cm^3/seg . U_1 en centipoises, L en centímetros y A en cm^2 . La permeabilidad así calculada está en Darcy .

Contenido de fluidos. El método más empleado en los campos para determinar el contenido de fluidos es el de la retorta que consiste en la destilación fraccionada de una muestra de peso y volumen conocidos. En este método se emplea un dispositivo como lo muestra la fig. 5.

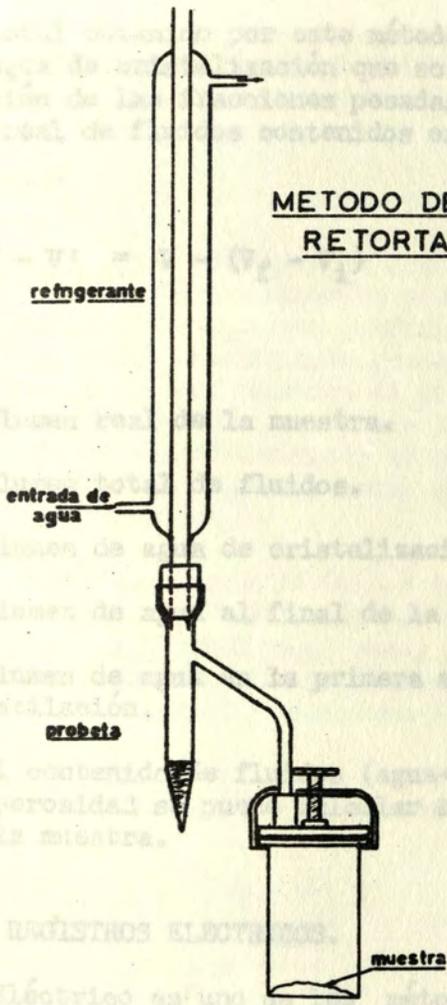
La muestra una vez determinado su peso y volumen es triturada con el objeto de facilitar la destilación de los fluidos contenidos en ella.

La destilación se efectúa con una temperatura aproximada de 150°C durante 15 minutos, en este período de la destilación se levan las vaporizaciones del agua y fracciónes pesadas, posteriormente la temperatura es a 600°C con el objeto de que las fracciones pesadas que no se vaporizan al residuo de la muestra sean vaporizadas, las vaporizaciones y condensados al pasar por el refrigerante y condensador

todo en una sola vez.

El volumen total de muestra por este método estará determinado por el agua de refrigeración que se obtiene durante la destilación de las sales pesadas, por lo tanto el volumen total de fluidos contenidos en la muestra será igual a:

METODO DE RETORTA



en la que:

V_1 = volumen real de la muestra.

V_2 = volumen de los fluidos.

V_3 = volumen de agua de cristalización.

V_4 = volumen de agua al final de la destilación.

V_5 = volumen de agua en la primera etapa de la destilación.

Conociendo el contenido de fluidos (agua-soluto) y con los datos de porosidad se puede determinar el porcentaje de saturación de la muestra.

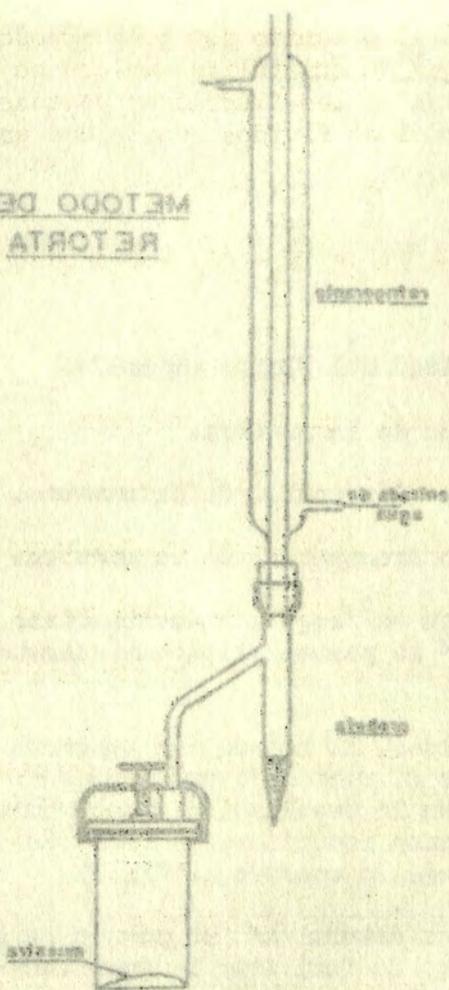
REGISTROS ELECTRICOS.

El Registro Eléctrico es uno de los métodos indirectos empleados por la industria petrolera para determinar las características físicas y químicas de las formaciones estratigráficas durante la perforación, así mismo nos permite conocer los fluidos contenidos en ellas.

(FIG. 5)

El Registro Eléctrico está compuesto básicamente de 2 circuitos que son el Circuito de Corriente y Resistividad.

METODO DE
RETORTA



(Fig. 2)

tados en una probeta.

El volúmen total obtenido por este método estará -- afectado por el agua de cristalización que se obtiene du -- rante la destilación de las fracciones pesadas, por lo -- tanto el volúmen real de fluidos contenidos en la muestra será igual a:

$$V_r = V - V' = V - (V_f - V_i)$$

en la que:

V_r = volumen real de la muestra.

V = volumen total de fluidos.

V' = volumen de agua de cristalización.

V_f = volumen de agua al final de la destilación.

V_i = volumen de agua en la primera etapa de la destilación.

Conociendo el contenido de fluidos (agua-aceite) y -- con los datos de porosidad se puede calcular el porciento de saturación de la muestra.

REGISTROS ELECTRICOS.

El Registro Eléctrico es uno de los métodos indirectos empleados por la industria petrolera para determinar -- las características litológicas de las formaciones atravesadas durante la perforación de pozos, asimismo nos permite conocer los fluidos contenidos en ellas.

El Registro Eléctrico esta compuesto básicamente de 2 curvas que son: Potencial Espontaneo y Resistividad.

dados em um produto.

El volumen total obtenido por este método estará afectado por el agua de cristalización que se obtiene durante la destilación de las fracciones pesadas, por lo tanto el volumen real de líquidos contenidos en la muestra será igual a:

$$V_1 = V - V_2 - V_3 - V_4 - V_5 - V_6 - V_7 - V_8 - V_9 - V_{10} - V_{11} - V_{12} - V_{13} - V_{14} - V_{15} - V_{16} - V_{17} - V_{18} - V_{19} - V_{20} - V_{21} - V_{22} - V_{23} - V_{24} - V_{25} - V_{26} - V_{27} - V_{28} - V_{29} - V_{30} - V_{31} - V_{32} - V_{33} - V_{34} - V_{35} - V_{36} - V_{37} - V_{38} - V_{39} - V_{40} - V_{41} - V_{42} - V_{43} - V_{44} - V_{45} - V_{46} - V_{47} - V_{48} - V_{49} - V_{50} - V_{51} - V_{52} - V_{53} - V_{54} - V_{55} - V_{56} - V_{57} - V_{58} - V_{59} - V_{60} - V_{61} - V_{62} - V_{63} - V_{64} - V_{65} - V_{66} - V_{67} - V_{68} - V_{69} - V_{70} - V_{71} - V_{72} - V_{73} - V_{74} - V_{75} - V_{76} - V_{77} - V_{78} - V_{79} - V_{80} - V_{81} - V_{82} - V_{83} - V_{84} - V_{85} - V_{86} - V_{87} - V_{88} - V_{89} - V_{90} - V_{91} - V_{92} - V_{93} - V_{94} - V_{95} - V_{96} - V_{97} - V_{98} - V_{99} - V_{100}$$

en la que:

V_1 = volumen real de la muestra.

V = volumen total de líquidos.

V_2 = volumen de agua de cristalización.

V_3 = volumen de agua al final de la destilación.

V_4 = volumen de agua en la primera etapa de la destilación.

Conociendo el contenido de líquidos (agua-acetato) y con los datos de densidad se puede calcular el porcentaje de saturación de la muestra.

REGISTROS ELÉCTRICOS.

El Registro Eléctrico es uno de los métodos indirectos empleados por la industria petrolera para determinar las características físicas de las formaciones a través de la perforación de pozos, así como nos permitieron conocer los líquidos contenidos en ellas.

El Registro Eléctrico está compuesto básicamente de 2 curvas que son: Potencial Espontáneo y Resistividad.

Potencial Espontáneo.- Es la medida de la generación espontánea de una diferencia de potencial a través de las capas; esta diferencia de potencial es debida a dos causas: 1.) A una fuerza electroquímica o electrósmosis y, -- 2.) a la electrofiltración.

1.) **Electrósmosis.** Esta f.e.m. es originada por el contacto de dos electrolitos que en nuestro caso vienen a ser el lodo de perforación y el agua contenida en las formaciones. Como el lodo de perforación generalmente es preparado con agua dulce y el agua de las formaciones profundas es salada esto da por resultado que la corriente generada sea de dirección variable ya sea de la formación al pozo o bien del pozo a la formación sin olvidar que puede presentarse el caso en que las fuerzas electromotrices se anulen cuando las concentraciones de iones cloro y sodio de los electrolitos en contacto son iguales.

El caso más común es cuando la salinidad del agua de la formación es mayor y en este caso la dirección de la corriente generada es de la formación al pozo, si la salinidad del lodo es mayor a la del agua de la formación entonces la dirección de la corriente es contraria a la del caso anterior.

El valor de la fuerza electromotriz generada está --- dado por la siguiente fórmula :

$$E = K_1 T \log \frac{C_1}{C_2} = K_2 T \log \frac{R_2}{R_1}$$

en la que: E = diferencia de potencial

K_1 y K_2 = constantes

C_1 = concentración de sales en el lodo.

dados en una probeta.

El volumen total obtenido por este método estará afectado por el agua de cristalización que se obtiene durante la destilación de las fracciones pesadas, por lo tanto el volumen real de líquidos contenidos en la muestra será igual a:

$$V_1 = V - V_2 - V_3 - V_4 - V_5 - V_6 - V_7 - V_8 - V_9 - V_{10} - V_{11} - V_{12} - V_{13} - V_{14} - V_{15} - V_{16} - V_{17} - V_{18} - V_{19} - V_{20} - V_{21} - V_{22} - V_{23} - V_{24} - V_{25} - V_{26} - V_{27} - V_{28} - V_{29} - V_{30} - V_{31} - V_{32} - V_{33} - V_{34} - V_{35} - V_{36} - V_{37} - V_{38} - V_{39} - V_{40} - V_{41} - V_{42} - V_{43} - V_{44} - V_{45} - V_{46} - V_{47} - V_{48} - V_{49} - V_{50} - V_{51} - V_{52} - V_{53} - V_{54} - V_{55} - V_{56} - V_{57} - V_{58} - V_{59} - V_{60} - V_{61} - V_{62} - V_{63} - V_{64} - V_{65} - V_{66} - V_{67} - V_{68} - V_{69} - V_{70} - V_{71} - V_{72} - V_{73} - V_{74} - V_{75} - V_{76} - V_{77} - V_{78} - V_{79} - V_{80} - V_{81} - V_{82} - V_{83} - V_{84} - V_{85} - V_{86} - V_{87} - V_{88} - V_{89} - V_{90} - V_{91} - V_{92} - V_{93} - V_{94} - V_{95} - V_{96} - V_{97} - V_{98} - V_{99} - V_{100}$$

en la que:

V_1 = volumen real de la muestra.

V = volumen total de líquidos.

V_2 = volumen de agua de cristalización.

V_3 = volumen de agua al final de la destilación.

V_4 = volumen de agua en la primera etapa de la destilación.

Conociendo el contenido de líquidos (agua-acetato) y con los datos de porcentajes se puede calcular el porcentaje de saturación de la muestra.

REGISTROS ELÉCTRICOS.

El Registro Eléctrico es uno de los métodos indirectos empleados por la industria petrolera para determinar las características físicas de las formaciones a través de la perforación de pozos, así como nos permite conocer los líquidos contenidos en ellas.

El Registro Eléctrico está compuesto básicamente de 2 curvas que son: Potencial Espontáneo y Resistividad.

Potencial Espontáneo.- Es la medida de la generación espontánea de una diferencia de potencial a través de las capas; esta diferencia de potencial es debida a dos causas: 1.) A una fuerza electroquímica o electrósmosis y, -- 2.) a la electrofiltración.

1.) **Electrósmosis.** Esta f.e.m. es originada por el contacto de dos electrolitos que en nuestro caso vienen a ser el lodo de perforación y el agua contenida en las formaciones. Como el lodo de perforación generalmente es preparado con agua dulce y el agua de las formaciones profundas es salada esto da por resultado que la corriente generada sea de dirección variable ya sea de la formación al pozo o bien -- del pozo a la formación sin olvidar que puede presentarse el caso en que las fuerzas electromotrices se anulen cuando las concentraciones de iones cloro y sodio de los electrolitos en contacto son iguales.

El caso más común es cuando la salinidad del agua de la formación es mayor y en este caso la dirección de la -- corriente generada es de la formación al pozo, si la salinidad del lodo es mayor a la del agua de la formación entonces la dirección de la corriente es contraria a la del caso anterior.

El valor de la fuerza electromotriz generada está --- dado por la siguiente fórmula :

$$E = K_1 T \log \frac{C_1}{C_2} = K_2 T \log \frac{R_2}{R_1}$$

en la que: E = diferencia de potencial

K_1 y K_2 = constantes

C_1 = concentración de sales en el lodo.

potencial espontáneo. - En la medida de la generación espontánea de una diferencia de potencial a través de las espaldas; esta diferencia de potencial es debida a las causas: 1.) A una fuerza electroquímica o electroquímica y 2.) a la electrificación.

1.) Electromotriz. Esta f.e.m. es originada por el contacto de dos electrolitos que en nuestro caso forman a ser el todo de perforación y el agua contenida en las formaciones. Como el todo de perforación generalmente es purgado con agua dulce y el agua de las formaciones profundas es salada de este da por resultado que la corriente generada sea de dirección variable ya sea de la formación al pozo o bien del pozo a la formación sin olvidar que puede presentarse el caso en que las fuerzas electroquímicas se anulen cuando de las concentraciones de iones cloro y sodio de los electrolitos en contacto son iguales.

El caso más común es cuando la salinidad del agua de la formación es mayor y en este caso la dirección de la corriente generada es de la formación al pozo, así a medida del todo es mayor a la del agua de la formación entonces la dirección de la corriente es contraria a la del caso anterior.

El valor de la fuerza electroquímica generada está dado por la siguiente fórmula:

$$E = K_1 T \log \frac{C_1}{C_2} = K_2 T \log \frac{R_2}{R_1}$$

en la que: E = diferencia de potencial

R₁ y R₂ = resistencias

C₁ = concentración de sales en el todo

C_2 = concentración de sales en el agua de la formación.

R_1 = resistividad del lodo.

R_2 = resistividad de formación.

T = temperatura del medio

Cuando $C_1 > C_2$ (formaciones someras)

$$E = K_1 T \log \frac{C_1}{C_2} \quad (+)$$

Cuando $C_1 = C_2$ (Las f.e.m. se anulan)

$$E = K_1 T \log \frac{C_1}{C_2} = 0$$

Cuando $C_1 < C_2$ (formaciones profundas)

$$E = K_1 T \log \frac{C_1}{C_2} = (-)$$

Electrofiltración. Esta fuerza electromotriz es generada por la filtración del agua del lodo a través de un medio poroso y permeable, pues al hacer fluir un electrolito a través de un medio dielectrico permeable se genera una f.e.m. que es directamente proporcional a la presión y resistividad eléctrica del electrolito e inversamente proporcional a su viscosidad. Como en el caso de la electrosmosis la dirección de la corriente puede ser de la formación

C_2 = concentración de sales en el agua de la forma--
ación.

R_1 = resistividad del lodo.

R_2 = resistividad de formación.

T = temperatura del medio

Quando $C_1 > C_2$ (formaciones someras)

$$E = K_1 T \log \frac{C_1}{C_2} \quad (+)$$

Quando $C_1 = C_2$ (Las f.e.m. se anulan)

$$E = K_1 T \log \frac{C_1}{C_2} = 0$$

Quando $C_1 < C_2$ (formaciones profundas)

$$E = K_1 T \log \frac{C_1}{C_2} = (-)$$

Electrofiltración. Esta fuerza electromotriz es generada por la filtración del agua del lodo a través de un medio poroso y permeable, pues al hacer fluir un electrolito a través de un medio dieléctrico permeable se genera una f.e.m. que es directamente proporcional a la presión y reactividad eléctrica del electrolito e inversamente proporcional a su viscosidad. Como en el caso de la electrosmosis la dirección de la corriente puede ser de la formación

al pozo, si la presión de esta es mayor que la presión hidrostática producida por la columna de lodo; en el caso general de que la presión hidrostática sea mayor que la presión de la formación, la dirección de la corriente será del pozo a la formación; en el caso de que las dos presiones sean iguales no habrá f.e.m. por no haber filtración.

El valor de la fuerza electromotriz generada por -- electrofiltración está dado por la siguiente fórmula :

$$E = m \frac{R}{V} p$$

en donde:

E = potencial en milivolts.

m = constante de la formación.

R = resistividad del lodo

V = viscosidad del lodo.

p = diferencia de presión ($p_2 - p_1$) entre la -- formación y la columna del lodo.

Cuando $P_1 < P_2$ (lodo gasificado)

$$E = m \frac{R}{V} (P_2 - P_1) \quad (+)$$

Cuando $P_1 = P_2$ (fuerza electromotriz nula)

al poco, si la presión de esta es mayor que la presión hidrostática producida por la columna de lodo; en el caso contrario, la dirección de la formación será hacia el fondo; en el caso de que las dos presiones sean iguales no habrá f.e.m. por no haber filtración.

El valor de la fuerza electromotriz generada por la electrofiltración está dado por la siguiente fórmula:

$$E = m \frac{R}{V}$$

en donde:

E = potencial en millivoltios.

m = constante de la formación.

R = resistividad del lodo.

V = viscosidad del lodo.

p = diferencia de presión ($p_s - p_f$) entre la formación y la columna del lodo.

Quando $p_f > p_s$ (lodo espesado)

$$E = m \frac{R}{V} (p_s - p_f) \quad (+)$$

Quando $p_f = p_s$ (fuerza electromotriz nula)

$$E = m \frac{R}{V} (P_2 - P_1) = 0$$

Cuando $P_1 > P_2$ (caso general)

$$E = m \frac{R}{V} (P_2 - P_1) \quad (-)$$

Medida del potencial.- El potencial natural es medido por medio de dos electrodos conectados a un potenciómetro. Un electrodo es conectado a tierra y cuyo potencial debe ser constante, este potencial arbitrariamente es considerado igual a cero; el otro electrodo es bajado al interior del pozo por medio de un conductor aislado, el potenciómetro marca la diferencia de potencial entre los puntos tocados por el segundo electrodo y el electrodo conectado a tierra. (fig. 6).

Variación del potencial. La curva de potencial natural es un índice de la permeabilidad de las formaciones expuestas en un pozo y dado que, la porosidad y permeabilidad de las rocas es el resultado de la forma, tamaño, acomodo y material cementante de los granos de que están constituidas se ve que las rocas que forman las capas impermeables en los yacimientos petrolíferos, lutitas principalmente, están constituidas por partículas finísimas de arcilla que dan lugar a rocas porosas pero no permeable, estas rocas en las curvas del potencial espontáneo de un registro eléctrico se manifiestan por su poca variación dando como resultado una línea recta llamada "Línea de Referencia" ó base de lutitas.

Tomando en cuenta las fuerzas que originan el potencial natural (electrósmosis y electrofiltración) este tendrá valores positivos y negativos, convencionalmente están representados a la derecha y a la izquierda respectivamente y su valor expresado en milivolts variará con el aumen-

$$E = \frac{R}{V} (P_2 - P_1) = 0$$

Quando $P_1 > P_2$ (caso general)

$$E = \frac{R}{V} (P_2 - P_1) \quad (-)$$

Medida del potencial. - El potencial natural es medido por medio de dos electrodos conectados a un potenciómetro. Un electrodo es conectado a tierra y cuyo potencial debe ser constante, este potencial arbitrariamente es considerado igual a cero; el otro electrodo es bajado al interior del pozo por medio de un conductor aislado, el potenciómetro marca la diferencia de potencial entre los puntos, para los dos por el segundo electrodo y el electrodo conectado a tierra. (fig. 6).

Variación del potencial. - La curva de potencial natural es un índice de la permeabilidad de las formaciones expuestas en un pozo y dado que la porosidad y permeabilidad de las rocas es el resultado de la forma, tamaño, modo y material cementante de los granos de que están compuestas se ve que las rocas que forman las capas impermeables en los yacimientos petrolíferos, litas principalmente, están conectadas por partículas finas de arcilla que dan lugar a rocas porosas pero no permeables, estas rocas en las curvas del potencial espontáneo de un pozo eléctrico se manifiestan por su poca variación dando como resultado una línea recta llamada "línea de Referencia" ó base de litas.

Tomando en cuenta las fuerzas que originan el potencial natural (electrificación y electrofiliación) este tendrá valores positivos y negativos, convencionalmente están representados a la derecha y a la izquierda respectivamente y su valor expresado en milivolts variará con el aumento

los dispositivos de la presión diferencial y la calidad de
del agua de la formación.

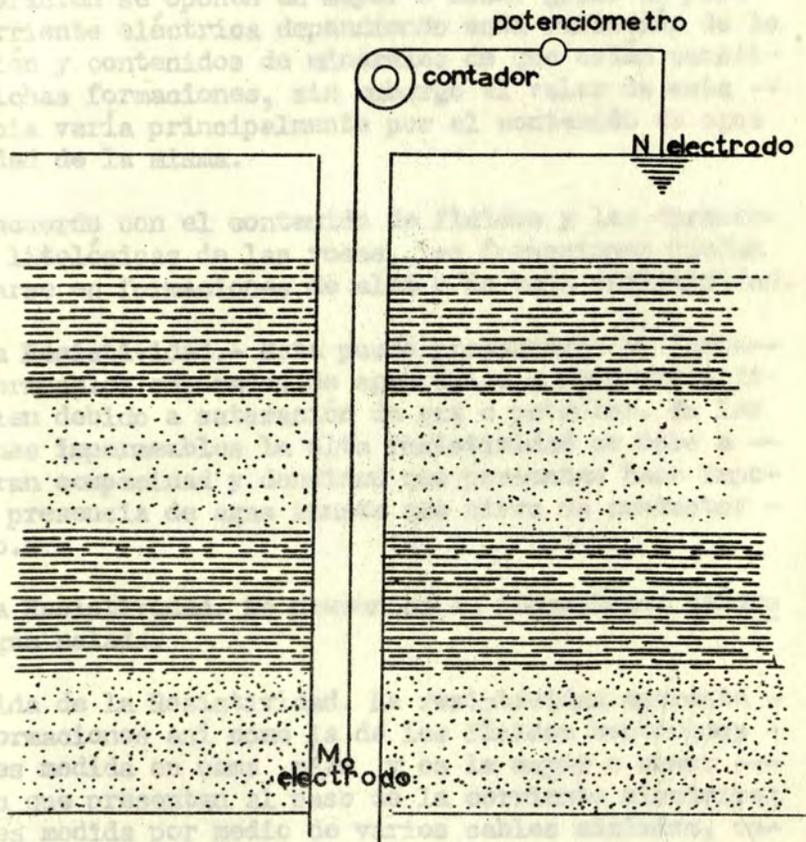
Realidad Aparente. Las formaciones estratificadas en
una perforación se oponen en mayor o menor grado al paso de
de la corriente eléctrica dependiendo de la composición y contenidos de las
estas dichas formaciones, sin embargo la resistencia varía principalmente por el voltaje de
y calidad de la misma.

De acuerdo con el voltaje de las formaciones y las corrientes
ríticas en el momento de la perforación se clasifican en:

Alta
estas porciones de las formaciones que la gran parte de la corriente eléctrica

Baja
de las formaciones que la gran parte de la corriente eléctrica

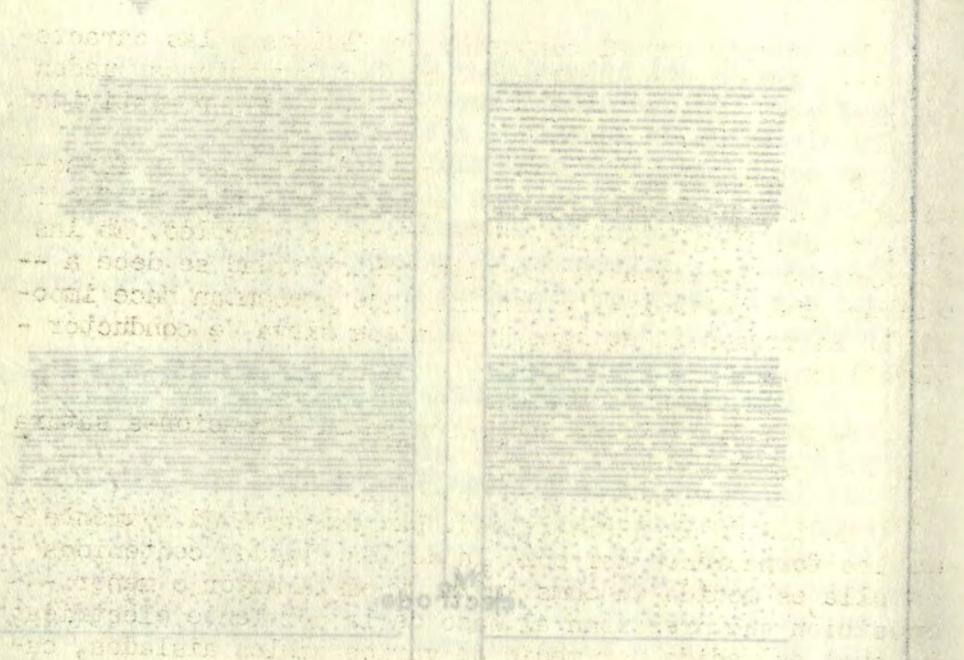
Media
de las formaciones que la gran parte de la corriente eléctrica



CIRCUITO PARA MEDIDA DEL POTENCIAL
NATURAL (figs)

Si el electrodo se encuentra en un medio homogéneo, se
emitir una corriente a través de un electrolito de 0,1-
un sistema, la intensidad de la corriente es constante
en todas direcciones, por lo que se debe utilizar un

Este aparato se utiliza para la medición de la resistencia de los conductores en un circuito eléctrico. El mismo está formado por un puente de resistencias, en el que se encuentran dos resistencias de valor conocido y una resistencia de valor desconocido que se desea medir. Al aplicar una corriente eléctrica al puente, se produce un desequilibrio que se mide a través de un galvanómetro. El valor de la resistencia desconocida se determina a partir de las lecturas del galvanómetro y de los valores conocidos de las resistencias.



CIRCUITO PARA MEDIDA DEL POTENCIAL NATURAL (Fig. 1)

Este circuito se utiliza para la medición del potencial natural de un conductor. El mismo está formado por un puente de resistencias, en el que se encuentran dos resistencias de valor conocido y una resistencia de valor desconocido que se desea medir. Al aplicar una corriente eléctrica al puente, se produce un desequilibrio que se mide a través de un galvanómetro. El valor de la resistencia desconocida se determina a partir de las lecturas del galvanómetro y de los valores conocidos de las resistencias.

to o disminución de la presión diferencial y la salinidad del agua de la formación.

Resistividad Aparente. Las formaciones atravesadas en una perforación se oponen en mayor o menor grado al paso de la corriente eléctrica dependiendo esta variación de la composición y contenidos de minerales de que están constituidas dichas formaciones, sin embargo el valor de esta -- resistencia varía principalmente por el contenido de agua y salinidad de la misma.

De acuerdo con el contenido de fluidos y las características litológicas de las rocas, las formaciones pueden clasificarse en formaciones de alta o de baja resistividad.

Alta Resistividad. -- Esta puede presentarse en formaciones permeables saturadas de agua dulce a poca profundidad, o bien debido a saturación de gas o petróleo. En las formaciones impermeables la alta resistividad se debe a -- que la gran compacidad y densidad que presentan hace imposible la presencia de agua innata que sirva de conductor eléctrico.

Baja Resistividad. Se presentan en formaciones saturadas de agua salada.

Medida de la Resistividad. La resistividad aparente -- de las formaciones así como la de los fluidos contenidos -- en ella es medida en ohms m^2/m y es la mayor o menor -- oposición que presentan al paso de la corriente eléctrica; la cual es medida por medio de varios cables aislados, cada cable lleva en su extremo un electrodo sirviendo uno de estos como trasmisor y el otro como receptor de la corriente emitida a la tierra y los otros para medir la diferencia de potencial entre dos o más lugares del subsuelo, causada por la corriente enviada (fig. 7).

Si el electrodo se encuentra en un medio homogéneo, -- al emitir una corriente a través de un electrodo se origina un circuito, la intensidad de la corriente es constante en todas direcciones, por lo cual se forman esferas equi--

de la resistencia de la pila diferencial y la salinidad del agua de la formación.

Resistividad Anómala. Las formaciones estratificadas en una porción se oponen en mayor o menor grado al paso de la corriente eléctrica dependiendo esta variación de la composición y contenidos de minerales de que están constituidas dichas formaciones, sin embargo el valor de esta resistencia varía principalmente por el contenido de agua y salinidad de la misma.

De acuerdo con el contenido de fluidos y las características físicas y químicas de las rocas, las formaciones pueden clasificarse en formaciones de alta o de baja resistividad.

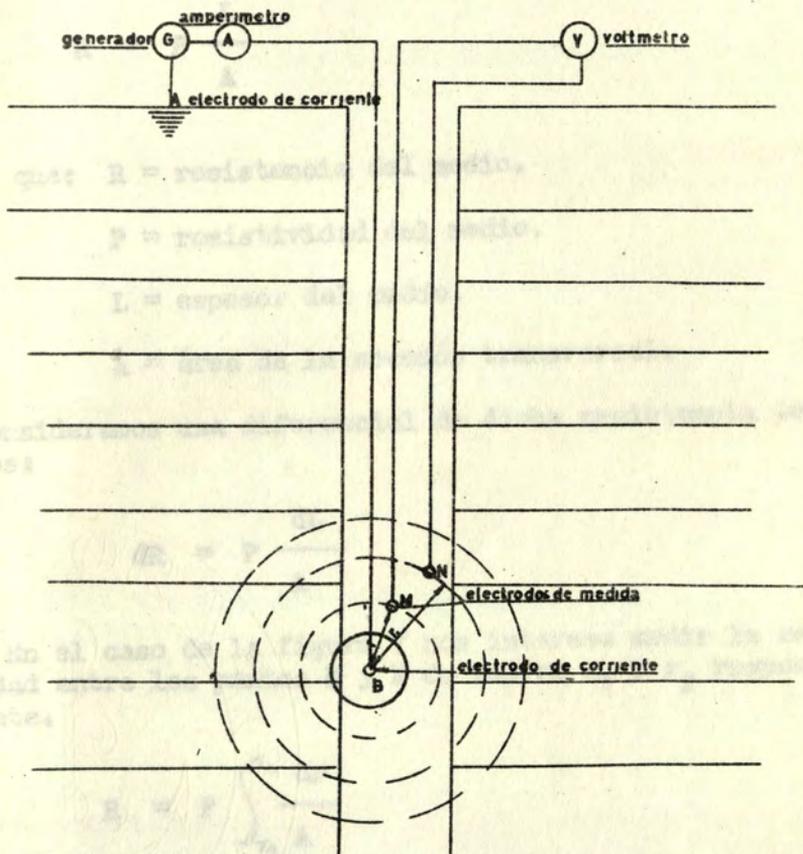
Alta Resistividad. - Esta puede presentarse en formaciones permeables saturadas de agua dulce a poca profundidad, o bien debido a saturación de gas o petróleo. En las formaciones impermeables la alta resistividad se debe a que la gran compacidad y hermetidad que presentan hace imposible la presencia de agua finita que sirve de conductor eléctrico.

Baja Resistividad. Se presentan en formaciones saturadas de agua salada.

Medida de la Resistividad. La resistividad aparente de las formaciones así como la de los fluidos contenidos en ellas se mide en ohms m^2/n y es la mayor o menor oposición que presentan al paso de la corriente eléctrica; la cual se mide por medio de varios cables atados, cada cable lleva en su extremo un electrodo sirviendo uno de estos como transmisor y el otro como receptor de la corriente enviada a la tierra y los otros para medir la diferencia de potencial entre dos o más lugares del subsuelo, cada par de la corriente enviada (fig. 7).

Si el electrodo se encuentra en un medio homogéneo, al emitir una corriente a través de un electrodo se origina un campo, la intensidad de la corriente es constante en todas direcciones, por lo cual se forman esferas concén-

MEDIDA DE LA RESISTIVIDAD



(FIG. 7)

MEDIDA DE LA RESISTIVIDAD

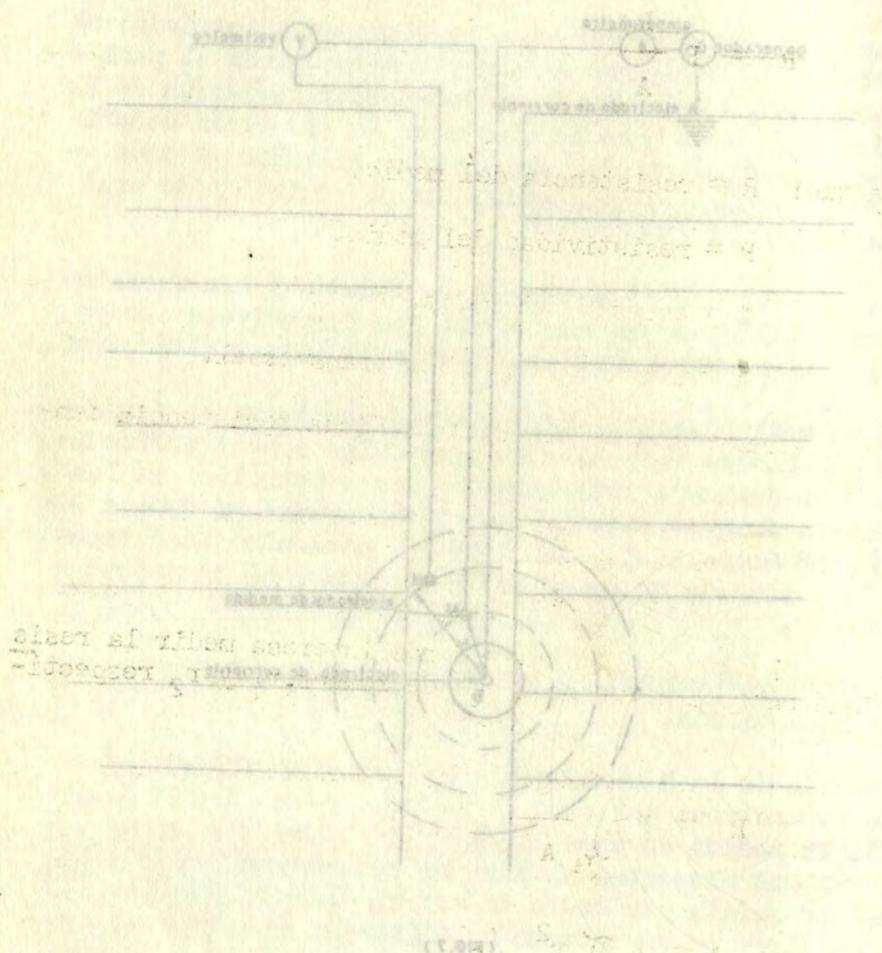


Diagrama de la medida de la resistividad

(Fig. 1)

potenciales que siguen la siguiente ley.

$$R = P \frac{L}{A}$$

en la que: R = resistencia del medio.

P = resistividad del medio.

L = espesor del medio.

A = área de la sección transversal.

Si consideramos una diferencial de dicha resistencia tendremos:

$$dR = P \frac{dL}{A}$$

En el caso de la figura 7 nos interesa medir la resistividad entre los puntos M y N de radios r_1 y r_2 respectivamente.

$$R = P \int_{r_1}^{r_2} \frac{dr}{A}$$

en la que: $A = 4 \pi r^2$;

$$R = \frac{P}{4 \pi} \int_{r_1}^{r_2} \frac{dr}{r^2} = \frac{P}{4 \pi} \left(\frac{1}{r_1} - \frac{1}{r_2} \right)$$

potenciales que siguen la siguiente ley.

$$V = \frac{Q}{4\pi\epsilon_0 r^2}$$

- en la que: V = resistencia del medio.
- ρ = resistividad del medio.
- l = espesor del medio.
- A = área de la sección transversal.

Si consideramos una diferencial de dicha resistencia tenemos:

$$dV = \frac{\rho \cdot dl}{A}$$

En el caso de la figura y nos interesa medir la resistencia entre los puntos M y N de radios r_1 y r_2 respectivamente.

$$R = \int_{r_1}^{r_2} \frac{\rho \cdot dr}{A}$$

en la que: $A = 4\pi r^2$

$$R = \frac{\rho}{4\pi} \int_{r_1}^{r_2} \frac{dr}{r^2} = \frac{\rho}{4\pi} \left(\frac{1}{r_1} - \frac{1}{r_2} \right)$$

$$R = \frac{P}{4 \pi} \frac{(r_2 - r_1)}{r_1 r_2}$$

De acuerdo con la ley de ohm tenemos que:

$$R = \frac{E}{I} \quad \dots$$

$$\frac{E}{I} = \frac{P}{4 \pi} \frac{r_2 - r_1}{r_1 r_2}$$

$$P = \frac{4 \pi r_1 r_2 E}{(r_2 - r_1) I}$$

Ecuación que rige los registros eléctricos y en la -- que es fácil ver que la resistividad P está dada por E -- (diferencia de potencial) I intensidad de corriente (conocida), r_1 y r_2 constantes para cada arreglo de electrodos.

La medida de la resistividad está afectada por varios factores que influyen de una manera decisiva, estos factores son: temperatura, invasión de agua, material coloidal, salinidad del lodo, diámetro del agujero, espesor del estrato, velocidad del registro y separación de electrodos.

Efecto de la temperatura. Al aumentar la temperatura de un electrolito aumenta el porcentaje de sales en solución y en consecuencia disminuye la resistividad, Como la temperatura en los pozos aumenta con la profundidad, la resistividad de los flúidos contenidos en ellas tiende a disminuir.

Invasión del agua del lodo. El lodo de perforación es

de acuerdo con la ley de Ohm tenemos que las resistencias propias de los conductores en serie, como el caso de agua y vidrio...

$$R = \frac{P}{I^2} = \frac{P}{I^2 - I_1^2}$$

$$R = \frac{P}{I^2}$$

$$\frac{R}{I} = \frac{P}{I^2 - I_1^2}$$

$$P = \frac{I^2 R}{I^2 - I_1^2}$$

Resolución que sigue los registros eléctricos y para ser que es fácil ver que la resistencia P está dada por la diferencia de potencial (I intensidad de corriente) (constante) r_1 y r_2 constantes para cada energía de electrodo.

La medida de la resistividad está afectada por varios factores que influyen de una manera decisiva, estos factores son: temperatura, inversión de agua, material coloidal, anchura del tubo, diámetro del agujero, espesor del electrodo, velocidad del registro y separación de electrodos.

Efecto de la temperatura. Al aumentar la temperatura de un electrolito aumenta el porcentaje de sales en solución y en consecuencia disminuye la resistividad. Como la temperatura en los pozos aumenta con la profundidad, la resistividad de los líquidos contenidos en ellas tiende a disminuir.

Inversión del agua del tubo. El tubo de perforación es

tratado de manera que la columna del mismo ejerza una presión hidrostática mayor que la presión de la formación con el objeto de prevenir posibles brotes. Esta diferencia de presiones da lugar a una filtración del agua del lodo a la formación, esta filtración dependerá de la profundidad, -- permeabilidad de la roca y especialmente de ciertas propiedades del lodo tales como el peso, pérdida de agua y viscosidad.

En el caso de que una formación permeable saturada de agua salada sea invadida por el agua del lodo (dulce) el registro indicará una formación de alta resistividad pudiéndose suponer que sea de gas o aceite, si en caso contrario, una formación petrolífera es invadida por el agua del lodo (salada) el registro nos indicará una baja resistividad, es decir podremos suponer, se trata de una formación invadida de agua salada.

De lo anterior se deduce que una sola medida de la resistividad no es suficiente para tener un conocimiento exacto de las características del fluido original de la formación por lo que es necesario medir dicha resistividad a una distancia mayor de las paredes, lo que se logra aumentando las distancias entre los electrodos de medición.

Material Coloidal.— En arenas saturadas de hidrocarburos que contienen materiales coloidales (bentonita, arcilla, etc.) estos permiten que las corrientes pasen a través de ellas con una indicación menor de resistividad de la que en realidad posee.

Salinidad del lodo.— La salinidad del agua con que se prepara el lodo afecta grandemente la resistividad de este. Si el lodo es muy salado puede considerarse como una columna conductora de la corriente empleada para las medidas, la cual absorberá parte de la corriente enviada reduciendo la diferencia de potencial entre los electrodos de medida, el cual nos representa la resistividad de las formaciones registradas. Esto da por resultado curvas de poca variación y de difícil interpretación.

Velocidad del registro.— La velocidad con que se co--

tratado de manera que la columna del mismo este en un
 posición hidrostática mayor que la presión de la formación con
 el objeto de prevenir posibles escapes. Esta diferencia de
 presiones se logra a través de la filtración del agua de la
 formación, esta filtración depende de la permeabilidad de la
 formación, esta filtración depende de la roca y especialmente de ciertos tipos
 de rocas como el yeso, hídrida de agua y viscosidad.

En el caso de que una formación permeable sea invadida
 agua salada sea invadida por el agua del fondo (diferencia de
 registro indicará una formación de alta resistividad por
 ejemplo, si en un caso se supone que sea de gas o aceite, si en otro
 caso, una formación petrolífera es invadida por el agua
 del fondo (salada) el registro nos indicará una alta resis-
 tividad, es decir podremos suponer, se trata de una forma-
 ción invadida de agua salada.

De lo anterior se deduce que una sola medida de la
 resistividad no es suficiente para tener un conocimiento
 exacto de las características del fluido original de la
 formación por lo que es necesario medir dicha resistividad
 a una distancia mayor de las paredes, lo que se logra su-
 mantiendo las distancias entre los electrodos de medición.

Materiales Coloidales. - En arena saturada de hidrógeno
 que contienen materiales coloidales (bentonitas, arcillas,
 etc.) estos permiten que las corrientes pasen a través
 de ellas con una indicación menor de resistividad de
 la que en realidad posee.

Salinidad del fondo. - La salinidad del agua depende de
 el grado de invasión de la resistividad de este.
 Si el fondo es muy salado puede considerarse como una columna
 de conductores de la corriente eléctrica para las medidas.
 La zona superior de la columna eléctrica reduciendo
 la diferencia de potencial entre los electrodos de medida,
 el cual nos representa la resistividad de las formaciones
 registradas. Esto da por resultado curvas de poca variación
 y de difícil interpretación.

Velocidad del registro. - La velocidad con que se toman

re un registro eléctrico afecta principalmente a la curva del potencial espontáneo. Si la velocidad es alta pueden omitirse estratos de espesor reducido o bien intercalaciones de lutitas y arcillas en desarrollos de gran espesor.

Espaciamiento de electrodos. Como anteriormente se dijo la invasión del agua del lodo tiene gran influencia en la medida de la resistividad por lo que se hace necesario la obtención de diferentes medidas de dicha resistividad, esto se logra al variar la separación de los electrodos (espaciamiento), con lo cual se tiene una variación en el radio de investigación.

Si el espaciamiento de electrodos es corto el agua del filtrado tendrá una influencia determinante en la medida de la resistividad, pero si por el contrario el espaciamiento es aumentado el valor de la resistividad de los fluidos almacenados en la roca predominará en la medida efectuada.

Según sea el espaciamiento de los electrodos podemos tener diferentes tipos de sondas y así tenemos:

Sonda Normal.- Se tiene una sonda normal cuando la separación entre los electrodos de corriente es mayor que la distancia entre un electrodo de corriente y uno de medida. Se emplean dos clases de sonda normal; la normal corta y la normal larga. La normal corta nos da la medida de la resistividad de la formación afectada por la invasión de agua del lodo y la normal larga nos da la medida de la resistividad aparente de la formación así como la de los fluidos en ella almacenados.

Sonda lateral o inversa. Es aquella en que la separación de los electrodos de corriente es menor que la distancia entre un electrodo de corriente y otro de medida. Esta sonda es empleada para obtener un valor de la resistividad aparente más exacto, dado que su radio de investigación es mayor que en el caso de las sondas normales.

Los arreglos de los electrodos para los diferentes tipos de sonda se muestran en la fig. 8.

... un registro eléctrico efectuado principalmente a la curva del potencial espontáneo. Si la velocidad es alta pueden omitirse estratos de espesor reducido o bien intervalos de meda de lujitas y xivillas en desarrollo de gran espesor. El espesor de la sonda que la unidad de medida se --

... espaciamiento de electrodos. Como anteriormente se dijo la invasión del agua del todo tiene gran influencia en la medida de la resistividad por lo que se hace necesario el uso de electrodos de diferentes medidas de dicha resistividad, esto se logra al variar la separación de los electrodos (espaciamiento), con lo cual se tiene una variación en el radio de investigación.

Si el espaciamiento de electrodos es corto el agua del filtro tendrá una influencia determinante en la medida de la resistividad, pero al por el contrario el espaciamiento es aumentado el valor de la resistividad de los fluidos almacenados en la roca predominará en la medida efectuadas.

Según sea el espaciamiento de los electrodos podemos tener diferentes tipos de sondas y así tenemos:

Sonda Normal. -- Se tiene una sonda normal cuando la separación entre los electrodos de corriente es mayor que la distancia entre un electrodo de corriente y uno de medida. Se emplean dos clases de sondas normales; la normal corta y la normal larga. La normal corta nos da la medida de la resistividad de la formación afectada por la invasión del agua del todo y la normal larga nos da la medida de la resistividad aparente de la formación así como la de los fluidos en ella almacenados.

Sonda lateral o inversa. Es aquella en que la separación de los electrodos de corriente es menor que la distancia entre un electrodo de corriente y otro de medida. Esta sonda es empleada para obtener un valor de la resistividad aparente más exacto, dado que su radio de investigación es mayor que en el caso de las sondas normales.

Los arreglos de los electrodos para los diferentes tipos de sondas se muestran en la fig. 6.

El valor de la resistividad aparente medida es diferente a la resistividad real estimada en estratos delgados y gruesos. Se dice que un estrato es delgado cuando la relación del espesor del estrato entre el espaciamento de electrodos es menor que la unidad; En caso contrario se dice que el estrato es grueso.

De lo anterior se deduce que es necesario calcular la relación espesor a espaciamento para poder determinar la resistividad real de la formación.

INTERPRETACION DE REGISTROS ELECTRICOS.

Por medio de los registros eléctricos se pueden identificar los diferentes estratos atravesados durante la perforación así como las características de los fluidos contenidos en los mismos, es decir se puede hacer un análisis cualitativo y cuantitativo.

Análisis Cualitativo. La identificación de los estratos de pozo a pozo se conoce como correlación y es el empleo más vasto dado a los registros eléctricos en el Distrito Reynosa ya que por medio de tal correlación se evitan los gastos que se tendrían que efectuar de tener unidades detectoras de hidrocarburos en cada pozo.

Por medio de la curva de potencial natural es fácil darse cuenta del tipo de roca atravesada, pues como ya se dijo antes esta presentará variaciones altas frente a formaciones porosas y permeables. Sin embargo hay que tomar en cuenta que dichas variaciones también dependen de la concentración de los electrolitos y de la presión diferencial.

Los estratos porosos y permeables se identifican con ayuda de las curvas de resistividad ya que estas tienen valores altos frente a tales estratos debido a los fluidos que contienen.

Otras aplicaciones del registro eléctrico son las construcciones de mapas estructurales, determinación de fallas y niveles de agua principalmente.

El valor de la resistividad aparente medida se difiere de la resistividad real existente en estas delgadas y gruesas. Se dice que un espesor es delgado cuando la relación del espesor del estrato entre el espesor de los estratos es menor que la unidad; en caso contrario se dice que el estrato es grueso.

De lo anterior se deduce que es necesario calcular la resistividad real de la formación para poder determinar la relación espesor a espesor.

INTERPRETACION DE REGISTROS ELECTRICOS.

Por medio de los registros eléctricos se pueden identificar las diferentes estratos atravesados durante la perforación así como las características de los fluidos contenidos en los mismos, es decir se puede hacer un análisis cualitativo y cuantitativo.

Análisis cualitativo. La identificación de los estratos de pozos se puede hacer como correlación y se el mismo se vaote dando a los registros eléctricos en el mismo tanto favorables ya que por medio de tal correlación se ven los estratos que se tendrían que efectuar de tener unidos los detectores de hidrocarburos en cada pozo.

Por medio de la curva de potencial natural es fácil darse cuenta del tipo de rocas atravesadas, pues como ya se dijo antes esta presenta variaciones altas frente a formaciones porosas y permeables. Sin embargo hay que tomar en cuenta que dichas variaciones también dependen de la concentración de las electrolitos y de la presión diferencial.

Los estratos porosos y permeables se identifican con ayuda de las curvas de resistividad ya que estas tienen valores altos frente a tales estratos debido a los fluidos que contienen.

Otras aplicaciones del registro eléctrico son las correlaciones de mapas estratigráficos, determinación de las litas y valores de agua potencialmente disponible.

Análisis Cuantitativo.- Una vez determinada una formación porosa y permeable es necesario conocer el tipo de fluidos almacenados en ella así como su porcentaje de saturación. Generalmente en un yacimiento petrolífero los hidrocarburos se encuentran en mayor o menor cantidad debido al agua intersticial, por lo tanto la cuantificación de esta es de suma importancia para definir si una formación puede o no contener una impregnación comercial de hidrocarburos.

Experimentalmente se ha comprobado que para considerar una formación como comercialmente productora se necesita que la saturación de agua intersticial S_w varíe entre los siguientes valores:

| | | |
|-------------------------------------|-----------|-----|
| Arenas impregnadas de aceite pesado | — | 50% |
| Arenas impregnadas de aceite ligero | — | 75% |
| En calizas | — — — — — | 25% |

Son varios los métodos para la determinación de la saturación de agua de una formación, haré mención únicamente a uno de ellos.

Método Clásico.- La saturación de agua se calcula por medio de las curvas de desviación de la resistividad y la siguiente fórmula :

$$S_w = \sqrt{\frac{R_o}{R_t}}$$

en la que:

S_w = saturación del agua intersticial en por ciento

R_o = resistividad real de la formación saturada de agua.

R_t = resistividad de la formación en estudio.

Análisis Cuantitativo - Una vez determinada una formación porosa y permeable es necesario conocer el tipo de fluidos almacenados en ella así como su porcentaje en el total. Generalmente en un yacimiento petrolífero los hidrocarburos se encuentran en mayor o menor cantidad disueltos en el agua intersticial, por lo tanto la cuantificación de esta es de suma importancia para definir si una formación puede o no contener una impropriación comercial de hidrocarburos.

Experimentalmente se ha comprobado que para determinar una formación como comercialmente productora se necesita saber que la saturación de agua intersticial se varía entre los siguientes valores:

| | | |
|------------------------------------|-----|-----|
| En calizas | 25% | 35% |
| Arenas improprias de aceite ligero | 35% | 45% |
| Arenas improprias de aceite pesado | 45% | 55% |

Con estos valores los métodos para la determinación de la saturación de agua de una formación, han sido únicos, simplemente uno de ellos.

Método Clásico - La saturación de agua se calcula por medio de las curvas de densación de la resistividad y la siguiente fórmula:

$$S_w = \sqrt{\frac{R_o}{R_f}}$$

en la que:
 S_w = saturación del agua intersticial en porcentaje
 R_o = resistividad real de la formación saturada de agua
 R_f = resistividad de la formación en estado

Como los valores de R_o y R_t están afectados por diferentes factores tales como el espaciamiento de electrodos, invasión de agua, diámetro del agujero etc. el problema se reduce a calcular los valores de R_o y R_t . Todos los factores antes mencionados se han considerado en las curvas de desviación de la resistividad calculadas y graficadas para diferentes condiciones de tales factores.

En la práctica el valor máximo de R_t se puede leer en la curva normal larga o en la inversa, el de R_o también se puede leer en las mismas curvas. Este método es muy útil y de fácil aplicación pero requiere cierto cuidado, tal que el valor de R_o debe observarse en la misma formación de la que se tomó R_t ya que si dicha formación no presenta un 100% de saturación de agua esta puede tomarse de un pozo que se encuentre estructuralmente más bajo en el cual se presente una saturación de 100% de agua.

Cálculo de R_t

Datos: e = espesor neto de la formación.

d = diámetro del agujero.

s = espaciamiento de los electrodos

$R'm$ = resistividad del lodo a la temperatura de la superficie.

T_s = temperatura superficial.

T_f = temperatura del fondo

R_{ap} = resistividad aparente.

R_t se calculará mediante las curvas de separación y como existen curvas tanto para los normales como para la inversa es necesario seleccionar el grupo de curvas por emplearse. Esto se logra calculando la relación e/d que aparece en la parte superior izquierda de las gráficas que tienen como abscisas la relación s/d y como ordenadas la

Como los valores de R_0 y R_1 están afectados por diferentes factores tales como el espaciamiento de electrodos, saturación de agua, diámetro del agujero etc., el problema se reduce a calcular los valores de R_0 y R_1 . Todos los factores mencionados se han considerado en las curvas de observación de la resistividad calculadas y graficadas para diferentes condiciones de tales factores.

En la práctica el valor máximo de R_0 se puede leer en la curva normal larga o en la inversa, el de R_1 también se puede leer en las mismas curvas. Este método es muy útil y de fácil aplicación pero requiere cierto cuidado, así que el valor de R_0 debe observarse en la misma formación de la que se tomó R_1 ya que si dicha formación no presenta un 100% de saturación de agua esta puede tomarse de un pozo que se encuentra estratigráficamente más bajo en el cual se presente una saturación de 100% de agua.

Cálculo de R_0

$R_0 =$ espesor total de la formación.

$d =$ diámetro del agujero.

$a =$ espaciamiento de los electrodos.

$R_m =$ resistividad del fondo a la temperatura de la superficie.

$T_s =$ temperatura superficial.

$T_f =$ temperatura del fondo.

$R_{sp} =$ resistividad aparente.

Se calcula mediante las curvas de separación y como están curvas tanto para los normales como para las inversas necesario seleccionar el grupo de curvas por aplicar. Esto se logra calculando la relación a/d que aparece en la parte superior izquierda de las gráficas que sirven como guías a la relación a/d y como ordenadas la

de $\frac{R_{ap}}{R_m}$.

Dado que la resistividad del lodo varía con la temperatura y por consiguiente con la profundidad y puesto que R_m nos representa la resistividad del lodo frente a la formación habrá necesidad de corregirla mediante la siguiente fórmula :

$$R_m = R'_m \frac{T_s}{T_x}$$

en la que : R'_m = resistividad del lodo en las condiciones de la superficie.

R_m = resistividad del lodo a la profundidad -- considerada.

T_x = temperatura frente a la formación.

T_s = temperatura en la superficie.

T_x = se conoce mediante el registro de temperatura -- del agujero abierto, pero en caso de no contarse con él, - se puede calcular mediante la siguiente expresión :

$$T_x = \frac{T_f - T_s}{H} h$$

en la que: T_x = temperatura frente a la formación.

T_s = temperatura superficial.

T_f = temperatura de fondo.

h = profundidad de la formación.

H = profundidad total, a la cual se midió T_f

de $\frac{R_{sp}}{R_m}$ para las sondas

Dado que la resistividad del lodo varía con la temperatura y por consiguiente con la profundidad y R_m nos representa la resistividad del lodo frente a la formación habrá necesidad de corregirla mediante la siguiente fórmula:

$$R_m = R_m' \frac{T_s}{T_x}$$

en la que: R_m' = resistividad del lodo en las condiciones de la superficie.

R_m = resistividad del lodo a la profundidad considerada.

T_x = temperatura frente a la formación.

T_s = temperatura en la superficie.

$T =$ se conoce mediante el registro de temperatura del agujero abierto, pero en caso de no contar con él, se puede calcular mediante la siguiente expresión:

$$T_x = \frac{T_f - T_s}{H} h$$

en la que: T_x = temperatura frente a la formación.

T_s = temperatura superficial.

T_f = temperatura de fondo.

h = profundidad de la formación.

H = profundidad total a la cual se midió T_s .

Calculados los valores de $\frac{s}{d}$ y $\frac{R_{ap}}{R_m}$ para las sondas

normal corta y normal larga y puesto que hay un grupo de curvas para cada relación e/d, es necesario conocer esta, además es conveniente tener una idea del factor de resistividad de la formación para lo cual ayuda la descripción de las muestras obtenidas durante la perforación ya que la --

relación $\frac{R_i}{R_m} = \frac{\text{Resistividad de la zona invadida}}{\text{Resistividad del lodo}}$ que --

aparece en cada grupo de curvas es aproximadamente igual al factor de resistividad de la formación.

Se define como Factor de Resistividad de la Formación a la relación que existe entre la resistividad verdadera de la formación completamente saturada de un fluido y la resistividad del fluido saturante. Generalmente se toma como fluido saturante el agua intersticial de la roca, por lo tanto podemos expresar que :

$$F = \frac{R_o}{R_w}$$

en la que: F = Factor de Resistividad

R_o = resistividad real de la formación saturada de agua intersticial.

R_w = resistividad del agua saturante.

La resistividad del agua saturante la podemos calcular a partir de unas gráficas que nos la dan en función de la temperatura y la salinidad, si se quiere un valor más exacto se puede calcular con la ecuación de Nernst.

$$SP = -K \log \frac{R_m}{R_w}$$

Calculados los valores de $\frac{R_{sp}}{R_w}$ para las curvas

normal corre y normal. Luego y puesto que para un grupo de curvas para cada relación R_{sp}/R_w es necesario obtener esta relación es convenientemente tener una idea del factor de actividad de la formación para lo cual ayuda la descripción de las curvas obtenidas durante la perforación ya que la

$$\text{relación} = \frac{R_{sp}}{R_w} = \frac{\text{Resistividad de la zona travésada}}{\text{Resistividad del fondo}}$$

aparece en cada grupo de curvas es aproximadamente igual al factor de resistividad de la formación.

Se define como factor de Resistividad de la Formación a la relación que existe entre la resistividad verdadera de la formación realmente saturada de un fluido y la resistividad del fluido saturante. Generalmente se toma como fluido saturante el agua intersticial de la roca, por lo tanto podemos expresar que:

$$F = \frac{R_o}{R_w}$$

en la que: F = factor de Resistividad
 R_o = resistividad real de la formación saturada de agua intersticial.

R_w = resistividad del agua saturante.

La resistividad del agua saturante la podemos calcular a partir de una gráfica que nos la dan en función de la temperatura y la salinidad, si se quiere un valor más exacto se puede calcular con la ecuación de Normal.

$$SP = -K \log \frac{R_w}{R_w}$$

en la que: S.P. = diferencia de potencial expresada en milivolts y medida a partir de la base de las lutitas.

R_m = resistividad del lodo medida a la temperatura existente frente a la formación.

R_w = resistividad del agua intersticial a la misma temperatura.

K = constante que depende de la temperatura.

Una vez que se tienen todos los datos anteriores, sobre un papel transparente, en el que previamente se han trazado dos ejes de coordenadas rectangulares, se llevan sobre el eje de ordenadas las relaciones R_{ap}/R_m y sobre el de las abscisas las relaciones s/d a la misma escala logarítmica de las curvas de separación con lo cual se tienen determinados dos puntos de la curva cuya relación: R_T/R_m se trata de encontrar.

Habiendo calculado la relación e/d y con el valor de F aproximado, se va colocando el papel transparente sobre las gráficas, haciendo coincidir el origen de estas con el origen de los ejes trazados en el papel. La curva de R_T/R_m que se trata de encontrar es la que coincide con los puntos colocados en el papel. Si los puntos no coinciden con ninguna de las curvas correspondientes a la relación e/d calculada se puede tomar otro tramo de un espesor menor en la misma arena e investigar en las curvas de relación e/d menor.

En las curvas de separación cada una de estas representa un valor :

$$X = \frac{R_t}{R_m} \quad \dots \quad R_t = X R_m$$

Registro Microeléctrico.— Mediante el uso de este registro es posible tener un conocimiento bastante aproximado de la permeabilidad de los estratos atravesados duran

en la que: $S.P.$ = diferencia de potencial expresada en milivolts y medida a partir de la base de las láminas.
 R_m = resistividad del todo medida a la temperatura ambiente frente a la temperatura de la curva.
 R_t = resistividad del agua intersticial a la misma temperatura.
 K = constante que depende de la temperatura.

Una vez que se tienen todos los datos anteriores, se puede un papel transparente, en el que previamente se han trazado dos ejes de coordenadas rectangulares, se llevan sobre el eje de ordenadas las relaciones R_m/R_t y sobre el de las abscisas las relaciones $\frac{1}{\sqrt{d}}$ a la misma escala logarítmica de las curvas de separación con lo cual se fijan determinados dos puntos de la curva cuya relación R_m/R_t se trata de encontrar.

Habiendo calculado la relación $\frac{1}{\sqrt{d}}$ con el valor de R_m/R_t se va colocando el papel transparente sobre las gráficas, haciendo coincidir el origen de estas con el origen de los ejes trazados en el papel. La curva de R_m/R_t que se trata de encontrar es la que coincide con los puntos colocados en el papel. Si los puntos no coinciden con ninguna de las curvas correspondientes a la relación $\frac{1}{\sqrt{d}}$ calculada se puede tomar otro tramo de un espesor menor en la misma arena e investigar en las curvas de relación $\frac{1}{\sqrt{d}}$ menor. En las curvas de separación cada una de estas representará un valor:

$$X = \frac{R_p}{R_m} = X R_m$$

Registro Microscópico. -- Mediante el uso de este registro es posible tener un conocimiento bastante aproximado de la permeabilidad de los estratos travertinos durante

te la perforación.

En una formación limpia saturada con un electrolito - la relación entre la resistividad de la formación y la resistividad del electrolito es constante y es llamado Factor de Resistividad de la Formación o simplemente "Factor de Formación"; este factor es una función de las características litológicas de la formación y principalmente de la porosidad de la misma. La siguiente fórmula nos expresa la relación existente entre el factor de formación y la porosidad.

$$F = \frac{a}{\phi^m}$$

en la que: F = Factor de Formación.

ϕ = porosidad de la formación.

a y m = parámetros que dependen de la naturaleza de la formación.

Diferentes valores, que varían principalmente con los tipos de formación son propuestos para a y m pero las curvas de las gráficas de F contra ϕ están hechas para valores de a y m que no difieren mucho uno de otro.

El cálculo de la porosidad por medio del registro eléctrico esta basado en la determinación del factor de formación. Para que esta determinación sea posible es necesario suponer que una parte de la formación en estudio está saturada con agua de resistividad conocida y que la resistividad de esta formación puede ser conocida.

Lo anterior se debe a que a una corta distancia de las paredes del agujero el agua congénita es desplazada por la invasión del agua del filtrado del lodo y a que el aceite sobrante en caso de haberlo es considerablemente reducido. La extensión de la zona de invasión es considerada entre 2" y 3" a partir de la pared del pozo, la proporción de fluidos originales aumenta progresivamente al aumentar la distancia a la pared del pozo hasta llegar a una

La actividad de la formación...

En una formación, la actividad de la formación... La actividad de la formación es constante y es igual a la actividad de la formación...

$$F = \frac{A}{V_{form}}$$

donde: F = Factor de formación.

Q = cantidad de la formación.

A y V = parámetros que dependen de la actividad de la formación.

Diferencias entre las actividades de la formación... que varían principalmente con los tipos de formación...

El cálculo de la actividad de la formación... está basado en la determinación del factor de formación. Para que esta determinación sea posible es necesario suponer que una parte de la formación en cuestión sea sustituida con una de actividad conocida...

El exterior se debe a que a una corta distancia de las paredes del agujero el agua congelada se desliza con la inversión del agua del fondo del lago y a que el agua congelada en estado líquido es considerablemente más pesada que el agua congelada...

distancia tal en que la formación esta libre de agua de -- filtrado.

Cuando en la zona invadida no hay aceite residual, es decir en el caso de formaciones acuíferas, el factor de -- formación será igual a : R_{xo}/R_{mf} en la que: R_{xo} será la -- resistividad de la zona invadida y R_{mf} la resistividad del filtrado de lodo; la porosidad estara dada por:

$$\phi = (0.62 \frac{R_{mf}}{R_{xo}})^{1/2.15}$$

En el caso de las formaciones saturadas de aceite, si R_{os} es la saturación residual del aceite entonces:

$$\phi = \frac{1}{1 - R_{os}} (0.62 \frac{R_{mf}}{R_{xo}})^{1/2.15}$$

El valor de R_{mf} puede ser fácilmente medido de una -- muestra de lodo.

El factor R_{os} no es conocido con exactitud pero se -- puede tomar aproximadamente igual al valor del por ciento -- de volumen de poros del aceite residual en los poros, y -- varía de 10 a 30%.

El valor de R_{xo} puede ser calculado con el registro -- microeléctrico y mediante la interpretación adecuada de -- las gráficas al respecto.

En el registro eléctrico tenemos dos curvas que co--- rresponden a dos diferentes espaciamientos (fig. 9) y que por consiguiente tienen diferentes profundidades de pene-- tración, estas son: la microinversa de 1 1/2" ($AM_1 = 1''$) y la micronormal de 2" ($AM_2 = 2''$).

distancia tal en que la formación esta libre de agua de --
filtrado.

Cuando en la zona invertida no hay aceite residual, es decir en el caso de formaciones acuíferas, el factor de --
formación será igual a: $R_{xo} \sqrt{R_{mf}}$ en la que: R_{xo} será la --
resistividad de la zona invertida y R_{mf} la resistividad del --
filtrado de fondo; la porosidad estará dada por:

$$Q = \frac{R_{mf}}{R_{xo}} \sqrt{2.15}$$

En el caso de las formaciones saturadas de aceite, si R_{os} es la aspiración residual del aceite entonces:

$$Q = \frac{1}{1 - R_{os}} \frac{R_{mf}}{R_{xo}} \sqrt{2.15}$$

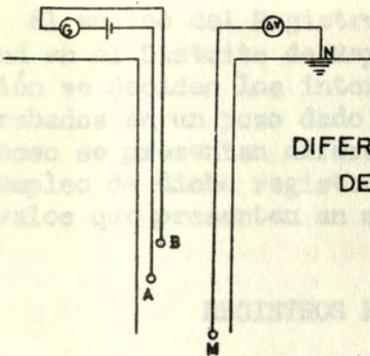
El valor de R_{mf} puede ser fácilmente medido de una --
muestra de fondo.

El factor R_{os} no es conocido con exactitud pero se --
puede tomar aproximadamente igual al valor del porcentaje --
de volumen de poros del aceite residual en las poras, y --
varia de 10 a 30%.

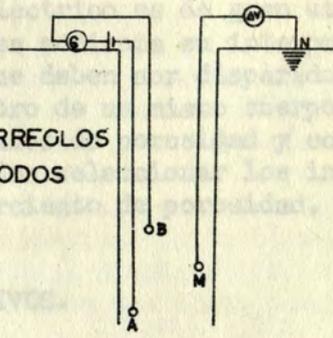
El valor de R_{xo} puede ser calculado con el registro --
microeléctrico y mediante la interpretación adecuada de --
las gráficas al respecto.

En el registro eléctrico tenemos dos curvas que co-
rresponden a dos diferentes espesores (fig. 2) y que --
por consiguiente tienen diferentes profundidades de pene-
tración, estas son: la microcorriente de $1 \sqrt{2} \text{ (AM)} = 1''$ --
y la microcorriente de $2'' \text{ (AM)} = 2''$.

NORMAL STANDARD



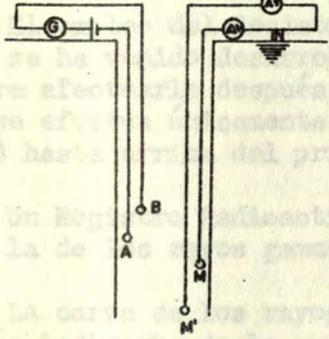
NORMAL INVERSA



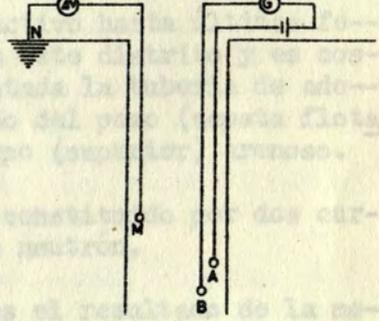
DIFERENTES ARREGLOS DE ELECTRODOS

(FIG. 8)

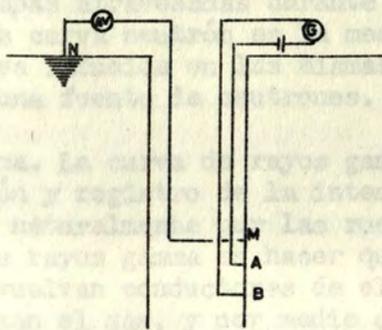
NORMAL CORTA Y LARGA



LATERAL INVERSA



MICRO-INVERSA



(FIG. 9)

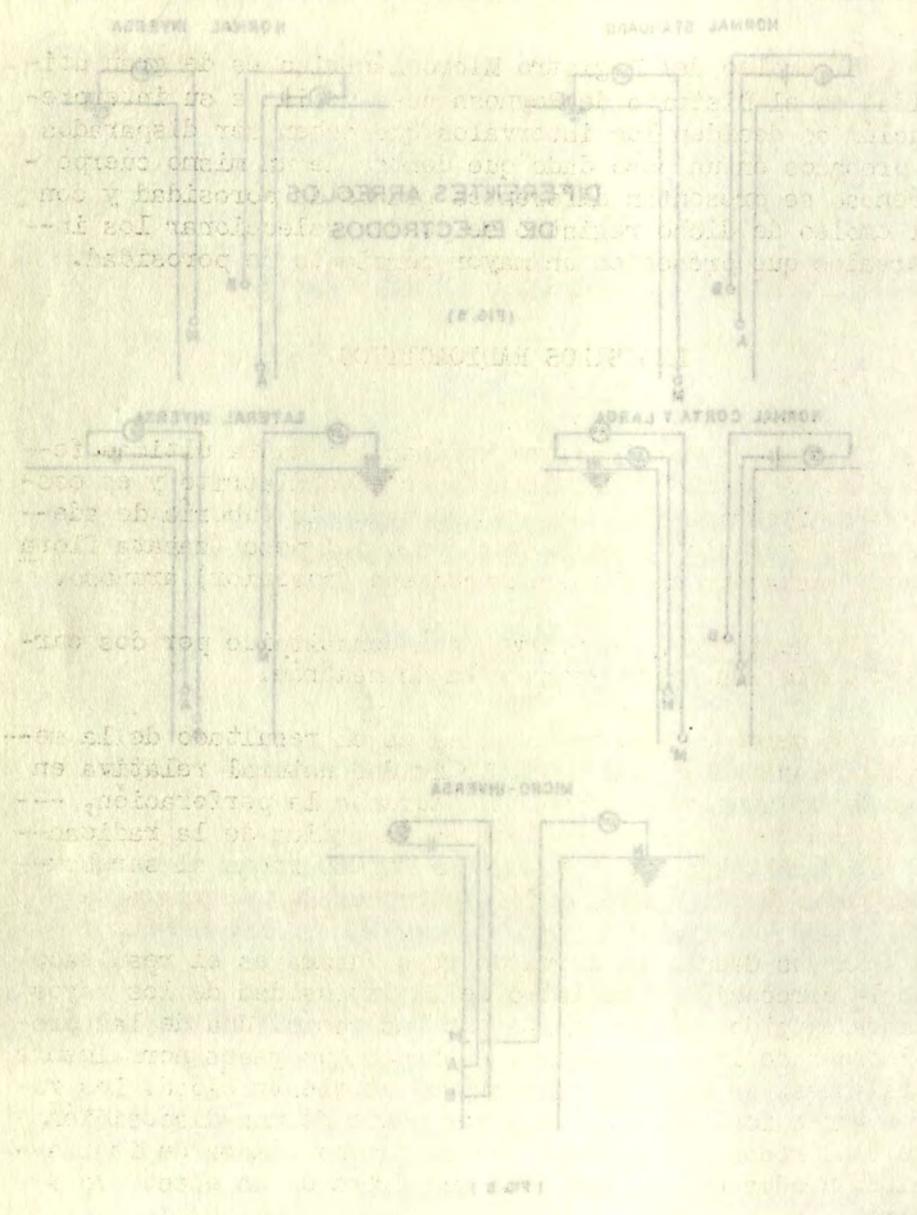


Fig. 2. Diagrams of electrical connections for different types of wiring: a) normal; b) normal short and long; c) lateral; d) micro.

El empleo del Registro Microeléctrico es de gran utilidad en el Distrito de Reynosa pues mediante su interpretación se deciden los intervalos que deben ser disparados y probados en un pozo dado que dentro de un mismo cuerpo arenoso se presentan diferentes grados de porosidad y con el empleo de dicho registro se pueden seleccionar los intervalos que presenten un mayor por ciento de porosidad.

REGISTROS RADIOACTIVOS.

El empleo del Registro Radioactivo hasta últimas fechas se ha venido desarrollando en este distrito y es costumbre efectuarlo después de cementada la tubería de adme, se efectúa únicamente del fondo del pozo (zapata flota dora) hasta arriba del primer cuerpo (superior) arenoso.

Un Registro Radioactivo está constituido por dos curvas: la de los rayos gamma y la de neutrón.

La curva de los rayos gamma es el resultado de la medición indirecta de la radioactividad natural relativa en las diversas capas atravesadas durante la perforación, mientras que la curva neutrón es la medida de la radioactividad relativa inducida en las mismas rocas al ser bombardeadas por una fuente de neutrones.

Rayos Gamma. La curva de rayos gamma es el resultado de la percepción y registro de la intensidad de los rayos gamma emitidos naturalmente por las rocas. Una de las propiedades de los rayos gamma es hacer que gases normalmente aislantes, se vuelvan conductores de electricidad. Los rayos gamma ionizan el gas, y por medio de una disposición de electrodos conveniente dentro de una cámara de ionización, producen una corriente que fluye de un electrodo a otro.

El equipo para registrar una curva de rayos gamma se muestra en la fig. 10. Este instrumento se corre en el pozo con un cable aislado y al pasar el aparato frente a las

El ángulo del Registro Radiactivo en el punto
 situado en el Registro de Registro que medidos en
 la zona se deduce los intervalos por donde se
 y produce en un caso dado que dentro de un mismo
 se producen diferentes grados de potencia y con
 el ángulo de dicho registro se pueden seleccionar
 variables que permitan un mayor porcentaje de potencia.

REGISTROS RADIOACTIVOS.

El ángulo del Registro Radiactivo hasta ahora se
 obtiene en un sentido horizontal en este distrito y es
 también electrónica después de conectada la zona de
 que se efectúa únicamente del fondo del pozo (zona
 zona) hasta arriba del primer cuerpo (superior) anexo.

El Registro Radiactivo está constituido por dos
 una la de los rayos gamma y la de neutrones.

La curva de los rayos gamma es el resultado de la
 distribución de la radioactividad natural relativa en
 las diversas capas estratificadas durante la penetración
 mientras que la curva neutrones es la medida de la radio-
 actividad relativa inducida en las mismas zonas al ser bom-
 bardadas por una fuente de neutrones.

Rayos gamma. La curva de rayos gamma es el resultado
 de la penetración y registro de la intensidad de los rayos
 gamma emitidos naturalmente por las rocas. Una de las pro-
 piedades de los rayos gamma es hacer que pase normalmente
 a través de cualquier conductor de electricidad. Los ra-
 yos gamma ionizan el aire y por medio de una disposición
 de electrodos convenientes dentro de una cámara de ioniza-
 ción producen una corriente que fluye de un electrodos a
 otro.

El método para registrar una curva de rayos gamma se
 muestra en la fig. 10. Para funcionamiento se extrae en el po-
 zo con un tubo aislado y al pasar el espacio frente a las

formaciones, se interceptan grandes cantidades de rayos gamma de las rocas adyacentes por la cámara de ionización que contiene un gas inerte a alta presión. Al entrar un rayo gamma en la cámara de ionización hace que el electrón sea arrojado del átomo que ha sido tocado. Este electrón viaja a gran velocidad y sigue un camino irregular a través del gas golpeando a muchos otros átomos. Cada vez que un átomo es tocado, se desprende un electrón. Estos electrones libres, llevan una carga negativa, mientras que la porción restante, conocida como ión, lleva una carga positiva.

Se proporciona una carga positiva con relación a la tierra, por medio de una pequeña batería a uno de los electrodos de la cámara de ionización y los electrones libres se apresuran hacia este electrodo. El ión que lleva carga positiva es atraído hacia el electrodo negativo. La corriente originada es convertida a un voltaje que es medido haciéndolo pasar a través de una resistencia.

La corriente que fluye a través de este circuito, y por lo tanto, el voltaje desarrollado a través de la resistencia, es directamente proporcional a la intensidad de los rayos gamma que entran en la cámara. La corriente de ionización es muy pequeña. Por medio de un circuito eléctrico dentro del instrumento se trasmite a un amplificador un voltaje proporcional a la corriente causada por la ionización del gas por los rayos gamma. El voltaje amplificado se trasmite a la superficie a través del cable aislado a donde es amplificado y registrado por un registrador automático del tipo de pluma en el tablero del camión de instrumentos.

Los átomos de los elementos radioactivos de la tierra no emiten los rayos gamma a una intensidad uniforme. Debido a esto, es necesario correr el instrumento a una velocidad que permita la medición del promedio de emisiones. En áreas donde las formaciones tienen intensidades bajas, el registro deberá hacerse lentamente, a fin de obtener valores precisos. En áreas donde las intensidades son más altas, pueden obtenerse resultados satisfactorios a veloci

formaciones, se interceptan grandes cantidades de rayos gamma de las rocas adyacentes por la cámara de ionización que contiene un gas inerte a alta presión. Al entrar un rayo gamma en la cámara de ionización hace que el átomo sea arrastrado del átomo que le está tocando. Este arrastre es a gran velocidad y sigue un camino irregular a través del gas golpeando a muchos otros átomos. Cada vez que un átomo es tocado, se desgrana un electrón. Estos electrones libres, llevan una carga negativa, mientras que la porción restante, conocida como ion, lleva una carga positiva.

Se proporcione una carga positiva con relación a la tierra, por medio de una pequeña batería a uno de los electrodos de la cámara de ionización y los electrodos libres se atraerán hacia este electrodos. El ion que lleva carga positiva es atraído hacia el electrodo negativo. La corriente originada es convertida a un voltaje que es medido haciendo pasar a través de una resistencia.

La corriente que fluye a través de este circuito y por lo tanto, el voltaje desarrollado a través de la resistencia, es directamente proporcional a la intensidad de los rayos gamma que entran en la cámara. La corriente de ionización es muy pequeña. Por medio de un circuito electrónico dentro del instrumento se transmite a un amplificador un voltaje proporcional a la corriente causada por la ionización del gas por los rayos gamma. El voltaje amplificado se transmite a la superficie a través del cable aislado a donde es amplificado y registrado por un registrador automático del tipo de pluma en el papel del camión de instrumentos.

Los átomos de los elementos radiactivos de la tierra no emiten los rayos gamma a una intensidad uniforme. Debido a esto, es necesario correr el instrumento a una velocidad que permita la medición del promedio de emisiones. En áreas donde las formaciones tienen intensidades bajas el registro deberá hacerse lentamente, a fin de obtener valores precisos. En áreas donde las intensidades son altas, pueden obtenerse resultados satisfactorios a velocidades más altas.

dades mayores de registro.

Investigaciones hechas han demostrado que aún los rayos gamma más intensos no penetran una gran porción de roca. Por esto, la curva de rayos gamma es una medida de la radiación del material que rodea al pozo.

Cuando los rayos gamma llegan a la pared del pozo, -- atraviesan la tubería de revestimiento, el cemento u otro material en el espacio anular. La intensidad de los rayos gamma se disminuye por el acero de la tubería, el cemento que la circunda y otros materiales, sin embargo esta resistencia es constante para cada pozo y no afecta al número -- de rayos gamma emitidos de la formación.

Curva Neutrónica. La curva neutrónica, es un registro de los rayos gamma artificialmente estimulados que son inducidos por la colisión de neutrones con núcleos atómicos en la formación. Los neutrones están presentes en todos -- los núcleos atómicos de los elementos excepto el hidrógeno. Son partículas mínimas de materia, las que al ser emitidas por el núcleo atómico pueden hacerse viajar a altas velocidades, no llevan carga eléctrica. Los neutrones tienen la propiedad de penetrar a través de varios centímetros de -- material como tubería de revestimiento de acero o las ro-- cas que rodean al pozo.

Para fines de registro, una fuente de neutrones y una cámara de ionización (semejante a la empleada para rayos - gamma) es usada.

El neutrón originado en esta fuente, atraviesa las -- rocas que rodean al pozo y sufre un choque contra uno o -- más átomos de los elementos que constituyen la masa roco-- sa. El neutrón es capturado por el núcleo de un átomo de -- alguno de los elementos que forman la roca y en el proceso de captura del neutrón, el núcleo atómico emite un rayo -- gamma.

El rayo gamma pasa a través del estrato, de la tube-- ría y cemento que haya, a la cámara de ionización. La reac-- ción después de penetrar en el gas de la cámara de ioniza--

datos mayores de radiación.

Investigaciones hechas han demostrado que con los rayos gamma una intensidad de penetración una gran porción de la masa del concreto, la curva de rayos gamma es una medida de la radiación del material que rodea al pozo.

Cuando los rayos gamma llegan a la pared del pozo, atraviesan la tubería de revestimiento, el cemento y otros materiales en el espacio anular. La intensidad de los rayos gamma se disminuye por el acero de la tubería, el cemento que la circunda y otros materiales, sin embargo esta vez la pérdida es constante para cada pozo y no afecta al número de rayos gamma emitidos de la formación.

Curva Neutrónica. La curva neutrónica, en el registro de los rayos gamma artificialmente estimulados que son inducidos por la captación de neutrones con algunos materiales en la formación. Los neutrones están presentes en todas las moléculas atómicas de los elementos excepto el hidrógeno. Son partículas mínimas de materia, las que al ser emitidas por el núcleo atómico pueden hacerse viajar a altas velocidades, no llevan carga eléctrica. Los neutrones tienen la propiedad de penetrar a través de varias centímetros de material como tubería de revestimiento de acero o las rocas que rodean al pozo.

Para fines de registro, una fuente de neutrones y una cámara de ionización (sensitivo a la emisión de rayos gamma) es usada.

El neutro atrapado en esta fuente, atraviesa las rocas que rodean al pozo y entra un equipo contante que mide las tasas de los elementos que constituyen la masa total. El neutro es capturado por el núcleo de un átomo de alguno de los elementos que forman la roca y en el proceso de captura del neutro, el núcleo atómico emite un rayo gamma.

El rayo gamma pasa a través del escudo, de la tubería y cemento que hay, a la cámara de ionización. La cámara después de penetrar en el gas de la cámara de ionización.

ción es la misma que la descrita para los rayos gamma.

Los neutrones de la fuente son llamados "neutrones -- rápidos debido a las altas velocidades que poseen. Estos - neutrones puede considerarse que sufren 2 procesos, dismi- nución de velocidad y captura. Puesto que los neutrones no llevan carga eléctrica, chocan fácilmente con núcleos ató- micos, dando por resultado que su velocidad y por consi- guiente su poder de penetración se reduce. Muchos elemen- tos tienen la propiedad de capturar neutrones, en el proce- so de captura, el núcleo atómico se apodera del neutrón y, en el reequilibrio de energía uno o dos rayos gamma son -- emitidos. Estos rayos gamma, artificialmente estimulados, son los que se miden en la cámara del instrumento neutrón.

Como el núcleo de hidrógeno tiene una masa que se -- aproxima a la del neutrón, el hidrógeno es el factor más - importante para disminuir la velocidad del neutrón. Cuando existe hidrógeno en la formación, se reduce la velocidad - de los neutrones cerca de la fuente y en consecuencia el - número de electrones disponibles para ser capturados cerca de la cámara de ionización es menor. En el caso de las -- formaciones secas, que no contienen flúidos, estas permiten una mayor penetración de neutrones, dando por resultado -- una captura mayor de estos y en consecuencia en la emisión de mayor número de rayos gamma. Estos rayos gamma induci- dos penetrarán al pozo y serán medidos del mismo modo que las radiaciones naturales.

La curva neutrónica, por lo dicho anteriormente, res- ponde a la presencia de hidrógeno en una formación.

La fuente de neutrones induce en las rocas rayos ga- mma de mayor intensidad que los rayos gamma naturales emi- tidos por las formaciones, debido a sus elementos radioac- tivos, esto permite la medición de la radiación inducida - sin interferencia de la radiación natural más débil.

El registro radioactivo puede efectuarse en cualquier momento ya que los datos sobre las formaciones se pueden - obtener tanto en pozos entubados como en agujero abierto.

ción es la misma que la describe para los rayos gamma.

Los neutrones de la fuente son llamados "neutrones rápidos" debido a las altas velocidades que poseen. Estas neutrones puede considerarse que salen 2 procesos, diamagnético de velocidad y capturar. Puesto que los neutrones no llevan carga eléctrica, chocan fácilmente con núcleos atómicos, dando por resultado que su velocidad y por consiguiente su poder de penetración se reduce. Muchos elementos tienen la propiedad de capturar neutrones, en el proceso de capturar, el núcleo atómico se excita y el neutrón y en el momento de liberar energía uno o dos rayos gamma son emitidos. Estos rayos gamma, especialmente estimulados, son los que se miden en la cámara del instrumento neutrón.

Como el núcleo de hidrógeno tiene una masa que se aproxima a la del neutrón, el hidrógeno es el factor más importante para disminuir la velocidad del neutrón. Cuando existe hidrógeno en la formación, se reduce la velocidad de los neutrones cerca de la fuente y en consecuencia el número de electrones disponibles para ser capturados cerca de la cámara de ionización es menor. En el caso de las formaciones secas, que no contienen líquidos, estas presentan una mayor penetración de neutrones, dando por resultado una captura mayor de estos y en consecuencia en la emisión de mayor número de rayos gamma. Estos rayos gamma inducidos penetran al poco y serán medidos del mismo modo que las radiaciones naturales.

La curva neutrones, por lo dicho anteriormente, responde a la presencia de hidrógeno en una formación.

La fuente de neutrones induce en las rocas rayos gamma de mayor intensidad que los rayos gamma naturales emitidos por las formaciones, debido a sus elementos radiactivos, esta permite la medición de la radiación inducida y una inferencia de la radiación natural más débil.

El registro radiactivo puede efectuarse en cualquier momento ya que los datos sobre las formaciones se pueden obtener tanto en pozos entubados como en agujeros abiertos.

En el caso de que el registro radiactivo se efectúa después de ensayar la última tubería de adena, el objeto principal es el de el... en la medida de la profundidad al... el registro radiactivo... hasta 50 ó 100 mts. en este registro... las tuberías... las operaciones de... con mayor precisión... paros, esta... copias, aplicando... para perforar...

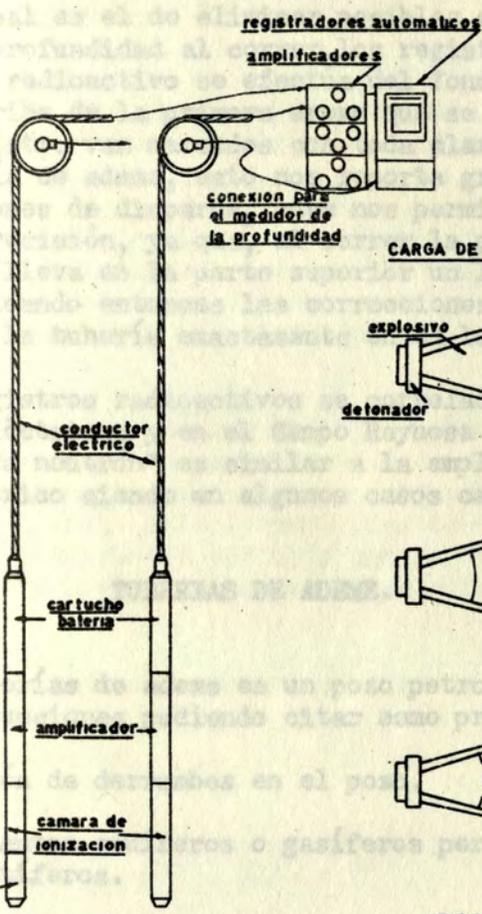
Los registros... registros al... que la... registro eléctrico... en algunos casos casi idénticos.

Las tuberías de adena es un pozo petrolero descargado... principales:

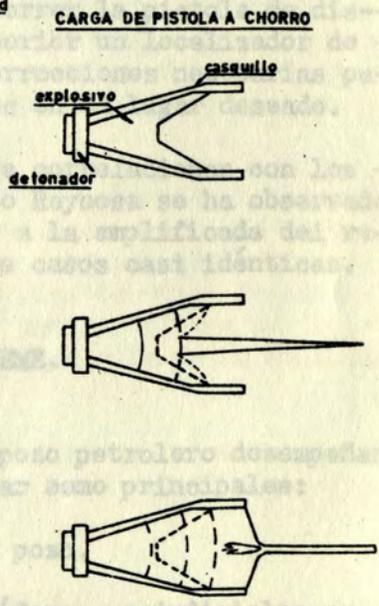
- 1.- Prevenir de derrames en el pozo...
- 2.- Aislar... o gasíferos perjudiciales a...
- 3.- Evitar el escape de aceite a través de capas porosas...

Para la totalidad de los pozos petroleros se encuentran... por 2 ó más tuberías de adena... el pozo de la burbuja necesaria para llegar a la profundidad deseada.

Las tuberías de adena deben reunir determinadas condiciones... para el... para el...



(FIG. 10)



(FIG. 11)

En el Campo Reynosa el registro radioactivo se efectúa después de cementar la última tubería de ademe, el objeto principal es el de eliminar posibles errores en la medida de la profundidad al correr los registros eléctricos, el registro radioactivo se efectúa del fondo hasta 50 ó 100 mts. arriba de la primera arena que se desea explotar, en este registro van marcados con toda claridad los coples de la tubería de ademe, esto nos reporta gran utilidad en las operaciones de disparos, pues nos permite efectuarlos con mayor precisión, ya que, al correr la pistola de disparos, esta lleva en la parte superior un localizador de coples, aplicando entonces las correcciones necesarias para perforar la tubería exactamente en el lugar deseado.

Los registros radioactivos se correlacionan con los registros eléctricos y en el Campo Reynosa se ha observado que la "curva neutrón" es similar a la amplificada del registro eléctrico siendo en algunos casos casi idénticas.

TUBERIAS DE ADEME.

Las tuberías de ademe en un pozo petrolero desempeñan diferentes funciones pudiendo citar como principales:

- 1.- Prevención de derrumbes en el pozo.
- 2.- Aislar mantos acuíferos o gasíferos perjudiciales a los aceitíferos.
- 3.- Evitar el escape de aceite a través de capas porosas superiores.

Casi la totalidad de los pozos petroleros se encuentran revestidos por 2 ó más tuberías de ademe que nos permiten el paso de la barrena necesaria para llegar a la profundidad deseada.

Las tuberías de ademe deben reunir determinadas condiciones de resistencia para poder desempeñar sus funciones

En el Campo Raynosa el registro radiactivo de tuberías de ademe, después de comenzar la última tubería de ademe, se debe de tener presente el de eliminar posibles errores en la medida de la profundidad al correr los registros eléctricos, el registro radiactivo se efectúa del fondo hasta 50 ó 100 pies arriba de la tubería de ademe para ser descubierto. En este registro van marcados con toda claridad los puntos en la tubería de ademe, esto nos permite una utilidad en las operaciones de disparos, pues nos permite efectuarlas con mayor precisión, ya que al correr la pistola de disparos, esta lleva en la parte superior un localizador de cables, evitando así las correcciones necesarias para perforar la tubería exactamente en el lugar deseado.

Los registros radiactivos se correlacionan con los registros eléctricos y en el Campo Raynosa se ha observado que la "curva neutra" es similar a la ampliada del registro eléctrico siendo en algunos casos casi idéntica.

TUBERÍAS DE ADEME.

Las tuberías de ademe en un pozo petrolero desempeñan diferentes funciones pudiendo citar como principales:

- 1.- Prevención de derrumbes en el pozo.
- 2.- Aislamiento acústico o barridos perfringentes a los acústicos.
- 3.- Evitar el escape de aceite a través de juntas superiores.

Casi la totalidad de los pozos petroleros se encuentran revestidos por 2 ó más tuberías de ademe que nos permiten el paso de la patrona necesaria para llegar a la profundidad deseada.

Las tuberías de ademe deben reunir determinadas condiciones de resistencia para poder desempeñar sus funciones.

satisfactoriamente. Los principales factores que deben considerarse en el cálculo de una columna de tubería son: - Resistencia al colapso, a la tensión y a la presión interior.

Colapso.- La resistencia de una tubería al colapso es de gran importancia sobre todo cuando se trata de pozos profundos.

La tubería debe tener una capacidad para resistir la presión de colapso originada por la diferencia entre la presión máxima ejercida por la columna exterior del fluido de perforación y la presión interior mínima que pueda presentarse en un pozo.

En la práctica el cálculo de la resistencia al colapso de columnas de tubería de ademe se hace considerando el caso más desfavorable, cuando la columna se introduce vacía - (presión atmosférica). Exteriormente las tuberías de ademe están sujetas a la presión ejercida por la columna de fluido de perforación cuya longitud es igual a la de la columna de tubería.

La ecuación empleada para el cálculo de la resistencia al colapso es:

$$P = \frac{2 E}{1 - r^2} \cdot \frac{1}{(D/t) (D/t - 1)^2}$$

en la que:

P = presión al colapso en Lbs/pulg²

D = diámetro exterior de la tubería en pulgadas.

t = espesor de la pared en pulgadas.

E = módulo de Young.

Resistencia al colapso, a la tensión y a la presión interna. Los principales factores que deben considerarse en el cálculo de una columna de tubería son:

Colapso. - La resistencia de una tubería al colapso es de gran importancia sobre todo cuando se trata de pozos profundos.

La tubería debe tener una capacidad para resistir la presión de colapso originada por la diferencia entre la presión máxima ejercida por la columna exterior del fluido de perforación y la presión interior mínima que queda presente en un pozo.

En la práctica el cálculo de la resistencia al colapso de columnas de tubería de acero se hace considerando el caso más desfavorable, cuando la columna se introduce verticalmente (presión atmosférica). Exteriormente las tuberías de fluidos están sujetas a la presión ejercida por la columna de fluido de perforación cuya longitud es igual a la de la columna de tubería.

La ecuación empleada para el cálculo de la resistencia al colapso es:

$$P = \frac{2 E t^3}{(D \sqrt{E} - 1) S}$$

en la que:

P = presión al colapso en libras

D = diámetro exterior de la tubería en pulgadas

t = espesor de la pared en pulgadas

E = módulo de Young

r = relación de Poisson.

Si $E = 30000000$ y $r = 0.3$ la ecuación se simplifica en:

$$P = \frac{0.75 \times 62.6 \times 10^6}{(D/t) (D/t - 1)^2}$$

Ecuación aplicable para todos los casos en que D/t es igual ó mayor de 14 pero si D/t menor de 14 la presión al colapso puede ser calculada mediante la siguiente fórmula:

$$P = S \left(\frac{2.503}{D/t} - 0.0460 \right)$$

en la que : S = esfuerzo de ruptura a la tensión.

Tensión.- Una tubería de ademe se calcula para que -- cada una de sus partes sea lo suficientemente resistente a la tensión causada por el peso de la misma columna.

Debido a que el cople es la parte de menor resistencia a la tensión en la columna, su resistencia máxima a la tensión es utilizada en los cálculos con preferencia a la resistencia del cuerpo mismo en la tubería.

El peso de la tubería colgando libremente es el dato empleado en los cálculos para la elección del peso, grado y tipo de tubería que debe ser empleado, el esfuerzo de -- tensión es calculado mediante la siguiente fórmula:

$$T = WL$$

SI E = 3000000 y r = 0.3 la ecuación se simplifica en:

$$p = \frac{0.75 \times 0.3 \times 10}{(D \sqrt{e})^2 - 1}$$

Resolución aplicable para todos los casos en que D < e igual o mayor de la raíz de D < e menor de la presión en columnas puede ser calculada mediante la siguiente fórmula:

$$p = \frac{2.203}{D \sqrt{e}} - 0.0160$$

en la que : S = esfuerzo de ruptura a la tensión.

Tensión.- Una tubería de acero se calcula para que cada una de sus partes sea lo suficientemente resistente a la tensión causada por el peso de la misma columna.

Debido a que el coeficiente de seguridad es menor resisten a la tensión en la columna, su resistencia máxima a la tensión es utilizada en los cálculos con preferencia a la resistencia del mismo acero en la tubería.

El peso de la tubería colgando libremente es el dato empleado en los cálculos para la elección del peso, grado y tipo de tubería que debe ser empleado, el esfuerzo de tensión es calculado mediante la siguiente fórmula:

$$T = W L$$

en la que:

T = tensión total en libras.

W = peso por pie.

L = longitud en pies.

Como el pozo se encuentra lleno de fluido de perforación el esfuerzo de tensión será reducido por efecto del empuje ejercido por dicho fluido.

La carga de tensión total ejercida por la columna de tubería suspendida dentro de un pozo lleno de fluido de perforación está dado por la siguiente fórmula:

$$T = Lw \left(1 - \frac{d_f}{d_s} \right)$$

En la que:

T = carga total en libras.

L = longitud de la columna en pies.

w = peso por pie.

d_f = densidad del fluido de perforación.

d_s = densidad del acero.

En la práctica el cálculo se hace considerando la tubería colgando libremente en el aire. Otro factor que tiende a disminuir la carga de tensión es la fricción de la tubería contra las paredes del pozo, pero, en el caso de tener que jalar la tubería para extraerla si se encuentra pegada, este factor aumenta la carga de tensión.

en la que:
 $T = \text{carga total en libras.}$
 $W = \text{peso por pie.}$

$L = \text{longitud en pies.}$
 Como el peso de elementos lleno de fluido de perforación el esfuerzo de tensión será reducido por efecto del empuje ejercido por dicho fluido.

La carga de tensión total ejercida por la columna de tubería suspendida dentro de un caso lleno de fluido de perforación está dada por la siguiente fórmula:

$$T = Lw \left(1 - \frac{d_1^2}{d_2^2} \right)$$

En la que:

- $T = \text{carga total en libras.}$
- $L = \text{longitud de la columna en pies.}$
- $w = \text{peso por pie.}$
- $d_1 = \text{densidad del fluido de perforación.}$
- $d_2 = \text{densidad del acero.}$

En la práctica el cálculo se hace considerando la pérdida colgando libremente en el aire. Otro factor que tiende a disminuir la carga de tensión es la fricción de la tubería contra las paredes del pozo, pero, en el caso de tener que bajar la tubería para extraerla al no encontrarse pegada, este factor aumenta la carga de tensión.

Los valores de la longitud y la densidad de los metales

Presión interior.- El exceso de la presión interior - sobre la presión exterior en una tubería origina un factor que también debe ser tomado en cuenta, sobre todo cuando - se trata de efectuar cementaciones forzadas y pruebas se-
cas.

La fatiga debida a la presión interior es calculada - mediante la fórmula de Barlow :

$$P = \frac{2 st}{D} \times 0.875$$

En la que:

P = presión interior en Lbs/pulg²

s = esfuerzo permisible del acero en lbs/pulg²

t = espesor de la pared del tubo en pulgadas

D = diámetro exterior en pulgadas.

Además de estos factores deben considerarse de impor-
tancia para el cálculo de tuberías de ademe:

Resistencia de la tubería trabajando como columna --- cuando esta descansa en el fondo del pozo y no está colga-
da en su extremo superior, el alargamiento de la tubería - producido por su propio peso y esfuerzos debido a cambios de temperatura que tienen lugar cuando los extremos de la tubería están fijos de manera que no haya cambios de longi-
tud.

El programa de tuberías seguido en el Campo Reynosa - es el siguiente:

Una vez que se ha llegado a la profundidad de 500 mts.

Presión interior. El exceso de la presión exterior sobre la presión exterior en una tubería resulta en favor de la presión exterior, sobre todo cuando se trata de electrolitos concentrados y cuando la tubería es de vidrio.

La fatiga debida a la presión interior es calculada mediante la fórmula de Barlow:

$$P = \frac{2st}{D} \times 0.875$$

En la que:

P = presión interior en lbs/pulg²

s = esfuerzo permisible del acero en lbs/pulg²

t = espesor de la pared del tubo en pulgadas

D = diámetro exterior en pulgadas

Además de estos factores deben considerarse de igual manera para el cálculo de tuberías de acero:

Resistencia de la tubería tratada como columna cuando está descansa en el fondo del pozo y no está colgada en su extremo superior, el alargamiento de la tubería producido por el propio peso y esfuerzos debido a cambios de temperatura que tienen lugar cuando los extremos de la tubería están fijos de manera que no haya cambios de longitud.

El programa de tuberías regido en el Campo Neoyorquino es el siguiente:

Una vez que se ha llegado a la profundidad de 500 mts.

con barrenas de $12 \frac{1}{4}$ " se cementa la primera tubería de ademe de $9 \frac{5}{8}$ " ; J-55; 36 lbs/pie con 400 sacos de cemento portland standard que son suficientes para cubrir el espacio anular hasta la superficie, fraguado el cemento y colocados los preventores se continúa la perforación con barrenas de $8 \frac{5}{8}$ " hasta la profundidad total.

El cálculo de la última tubería de ademe ($6 \frac{5}{8}$ ") está en función directa de la profundidad a que debe cementarse y de la densidad del fluido de perforación; como el cálculo por tensión está íntimamente relacionado con el peso de la tubería que se encuentra abajo de la sección considerada, es conveniente iniciar el cálculo del fondo del pozo.

En la parte inferior no se considera el efecto producido por la tensión, por ser un valor demasiado pequeño y siempre es absorbido por las tuberías usadas.

La tubería seleccionada para satisfacer los esfuerzos en el fondo del pozo es continuada hacia arriba hasta que la presión producida por la columna de lodo ha disminuido lo suficiente para permitir el uso de tubería de un grado o peso menor.

La columna de tubería se va completando con secciones progresivamente más livianas y de menor grado hasta que las condiciones de resistencia a la tensión predominan sobre las de resistencia al colapso. Las secciones superiores de la columna deben ser más fuertes y pesadas puesto que deben satisfacer las condiciones de resistencia a la tensión y a la presión interior.

Se ha comprobado prácticamente que el mayor grado de economía se logra empleando tuberías de alta resistencia en el cople pero de peso ligero y grado inferior, así mismo se aconseja el empleo de tuberías de alta resistencia a la tensión para ofrecer seguridad contra eventuales cambios de presión y temperatura en los pozos.

con barras de 12 1/2" se cementa la primera tubería de
 adobe de 9 5/8" x 1-5/8"; 30 libras con 100 sacos de cemen-
 to portland estándar que son suficientes para cubrir el
 espacio anular hasta la superficie superior del tubo.
 colocados los primeros se continúa la perforación con
 barras de 8 5/8" hasta la profundidad total.

El cálculo de la línea tubaria de adobe (6 5/8") es
 en función directa de la profundidad a que debe cemen-
 tarse y de la densidad del fluido de perforación; como el
 cálculo por tensión está íntegramente relacionado con el
 peso de la tubería que se exponerá abajo de la sección
 considerada, es conveniente indicar el cálculo del fondo
 del pozo.

En la parte inferior se considera el efecto produ-
 cido por la tensión, por ser un valor demasiado pequeño y
 siempre es absorbido por las tuberías vacías.

La tubería seleccionada para satisfacer los requisitos
 en el fondo del pozo es continuada hasta arriba hasta que
 la presión producida por la columna de fluido ha disminuido
 lo suficiente para permitir el uso de tubería de un grado
 o peso menor.

La columna de tubería se va completando con secciones
 progresivamente más livianas y de menor grado hasta que
 las condiciones de resistencia a la tensión predominan
 sobre las de resistencia al colapso. Las secciones superio-
 res de la columna deben ser más fuertes y pesadas que
 las inferiores. Las condiciones de resistencia a la
 tensión y a la presión interior.

Se ha comprobado prácticamente que el mayor grado de
 economía se logra empleando tuberías de alta resistencia
 en el coque pero de peso ligero y grado inferior, así mis-
 mo se aconseja el empleo de tuberías de alta resistencia a
 la tensión para ofrecer seguridad contra eventuales cam-
 bios de presión y temperatura en los pozos.

W. L. R. & Co. Inc.

1000 Broadway, New York, N. Y.

Cálculo de las tuberías por ensayo y error.

Factores de seguridad.- Para cubrir las necesidades de los campos petroleros mexicanos se ha visto que el uso de los siguientes factores son los más recomendables.

Para el cálculo por tensión: $F = 1.8$

presión interior : 1.1

colapso: 1.125

Cálculo de una tubería de ademe de 6 5/8" a 1875 m. - de profundidad y con un lodo de densidad de 1.3 (10.8 lbs/gal.).

Determinación de constantes:

$p =$ gradiente de presión del lodo en lbs/pulg²/pié.

$$p = \frac{1.3}{32.8} \quad 14.22 = 0.570 \text{ lbs/pulg}^2/\text{pié}$$

$c =$ resistencia efectiva de la tubería al colapso (considerando la tensión) en lbs/pulg².

$$C = (F)(P)(h)$$

en la que: $F =$ factor de seguridad (1.125)

$P =$ gradiente de presión (lbs/pulg² pié)

$h =$ profundidad (pies)

$$C = 1.125 \times 0.570 h = 0.642h$$

$a =$ factor de corrección.

Calculo de las tuberías por ensayo y error.

Factores de seguridad - Para cubrir las necesidades de los campos petroleros marítimos se ha visto que el uso de los siguientes factores con los que se recomienda.

Para el calculo por densidad: $T = 1.8$

question anterior: 1.1

colapso: 1.125

Calculo de una tubería de acero de 2 1/8" a 1875 m. de profundidad y con un fodo de densidad de 1.3 (10.8 lba/gal.).

Determinación de constantes:

$p =$ gradiente de presión del fodo en lba/in²/pie

$$p = \frac{1.3}{32.8} \times 14.22 = 0.570 \text{ lba/in}^2/\text{pie}$$

$c =$ resistencia efectiva de la tubería al colapso (construyendo la tensión) en lba/in².

$$c = (T)(p)(n)$$

en la que: $T =$ factor de seguridad (1.125)

$p =$ gradiente de presión (lba/in²/pie)

$n =$ profundidad (pies)

$$c = 1.125 \times 0.570 \times n = 0.642n$$

$e =$ factor de corrección.

$$a = \frac{\text{peso efectivo del acero sumergido en el lodo}}{\text{peso del acero en el aire.}}$$

$$a = \frac{488 \text{ lbs/pie}^3 - (7.48 \text{ gal/pie}^3)(10.8 \text{ lbs/gal})}{488 \text{ lbs/pie}^3}$$

$$a = \frac{488 - 81}{488} = \frac{407}{488} = 0.835$$

Cálculo de la sección:

$$C_0 = 0.642 h_0$$

$$h_0 = 1875 \text{ m} = 6150 \text{ pies}$$

$$C_0 = 0.642 \times 6150 = 3950 \text{ lbs/pulg}^2$$

Las gráficas de la Spang- Chalfant correspondientes a la tubería de 6 5/8" muestran que la tubería que satisface esta condición es la J-55; 24 lbs/pie cuya resistencia es de 4250 lbs/pulg².

Los valores de C_0 son determinados con las gráficas - del Spang. Handbook en donde la resistencia al aplastamiento de los diferentes pesos y grados de tubería, está dada en forma gráfica en función del peso soportado por la tubería.

Para calcular la longitud de la primera sección formada por tubería J-55; 20 lbs/pié.

Si : h_1 = profundidad de la primera sección

h_2 = profundidad del fondo de la segunda sección.

peso efectivo del acero sumergido en el fluido

peso del acero en el aire

$$W_{\text{sub}} = W_{\text{air}} - W_{\text{fluid}}$$

$$W_{\text{sub}} = W_{\text{air}} - W_{\text{fluid}} = 10.8 \text{ lbs} - 1.88 \text{ lbs} = 8.92 \text{ lbs}$$

Cálculo de la sección:

$$C = 0.015 \times 1875 = 281.25 \text{ lbs/in}^2$$

$$R = 1875 \text{ m} = 6150 \text{ lbs}$$

$$C = 0.015 \text{ m} = 281.25 \text{ lbs/in}^2$$

Las gráficas de la Spang-Chalfant correspondientes a la tubería de 2 1/2" muestran que la tubería que satisface esta condición es la 1-25; su peso unitario es de 1875 lbs/pie.

Los valores de C son determinados con las gráficas del Spang Handbook en donde la resistencia al estiramiento de los diferentes pesos y grades de tubería, está dada en forma gráfica en función del peso soportado por la tubería.

Para calcular la longitud de la primera sección tomamos por tubería 1-25; 20 lbs/pie.

Si: h_1 = profundidad de la primera sección.
 h_2 = profundidad del fondo de la segunda sección.

X_1 = longitud de la primera sección.

W_1 = peso efectivo de la primera sección.

$$W_1 = 0.835 \times 24 X_1 = 20 X_1$$

$$h_1 = 6150 - X_1$$

$$C_1 = 0.642 h_1 = 0.642(6150 - X_1)$$

$$C_1 = 3950 - 0.642 X_1$$

| X_1 (pies) | $C_1 =$ $= 3950 - 0.642 X_1$ | W_1 | C_c | $C_c - C_1$ |
|--------------|---------------------------------|-------|-------|-------------|
| 1500 | 2985 | 30000 | 2925 | - 60 |
| 1550 | 2955 | 31000 | 2920 | - 35 |
| 1600 | 2915 | 32000 | 2915 | - |

2a. Sección formada por tubería J-55; 20 lbs/pié y -
suponiendo que la tercera sección está formada por tubería
H-40; 20 lbs/pié.

h_2 = profundidad del tope de la segunda sección.

h_2 = profundidad del fondo de la tercera sección.

X_2 = longitud de la segunda sección.

W_2 = peso efectivo suspendido en la tubería.

H-40; 20 lbs/pié.

$$W_2 = W_1 + 0.835 \times 20 X_2 = 32000 + 16.7 X_2$$

$$h_2 = 6150 - X_1 - X_2 = 6150 - 1600 - X_2 = 4550 - X_2$$

X_1 = longitud de la primera sección.

W_1 = peso efectivo de la primera sección.

$$W_1 = 0.835 \times 24 X_1 = 20 X_1$$

$$h_1 = 6150 - X_1$$

$$C_1 = 0.682 h_1 = 0.682(6150 - X_1)$$

$$C_1 = 3970 - 0.682 X_1$$

| X_1 (pies) | $C_1 = 3970 - 0.682 X_1$ | W_1 | $C_1 W_1$ |
|--------------|--------------------------|-------|-----------|
| 1500 | 2982 | 30000 | 894600 |
| 1550 | 2952 | 31000 | 925080 |
| 1600 | 2922 | 32000 | 955680 |

La Sección Formada por tubería 1-2; 20 lbs/pie y -
 anunciando que la tercera sección está formada por tubería
 H-10; 20 lbs/pie.

h_2 = profundidad del tope de la segunda sección.

h_1 = profundidad del fondo de la tercera sección.

X_2 = longitud de la segunda sección.

W_2 = peso efectivo suspendido en la tubería.

H-10; 20 lbs/pie.

$$W_2 = W_1 + 0.835 \times 20 X_2 = 35000 + 16.7 X_2$$

$$h_2 = 6150 - X_1 - X_2 = 6150 - 1600 - X_2 = 4550 - X_2$$

$$C_2 = 0.642 h_2 = 0.642 (4550 - X_2)$$

$$\equiv 2950 - 0.642 X_2$$

| X_2 | $C_2 = 2920 - 0.642 X_2$ | W_2 | C_c | $C_c - C_2$ |
|-------|--------------------------|-------|-------|-------------|
| 1300 | 2085 | 53700 | 2100 | + 15 |
| 1220 | 2122 | 52400 | 2120 | + 2 |

Se podría, según la resistencia al colapso, usar en la tercera sección tubería H-40; 20 lbs/pié hasta la superficie pero si se verifica el cálculo por tensión tendremos que:

Capacidad máxima de las juntas de tubos H-40; 20 lbs/pié es 195000 lbs.

Capacidad de juntas utilizable.

$$= \frac{195000}{1.8(\text{factor de seguridad})} = 108000 \text{ lbs.}$$

Como el peso de los 2 primeros tramos es de 62800 libras tenemos:

$$108000 - 62800 = 45200 \text{ lbs.}$$

$$\frac{45200 \text{ lbs}}{20 \text{ lbs/pie}} = 2250 \text{ pies.}$$

entonces, longitud de la tercera sección :

$$X_3 = 2250 \text{ pies}$$

$X_2 = 0.018 X_1 = 0.018 (1200 + 1250 + 1250 + 1250) = 0.018 (4950) = 89.1$
 $X_3 = 0.018 X_2 = 0.018 (89.1) = 1.6038$

$X_1 = 1200 + 1250 + 1250 + 1250 = 4950$
 $X_2 = 0.018 X_1 = 0.018 (4950) = 89.1$
 $X_3 = 0.018 X_2 = 0.018 (89.1) = 1.6038$

Se podrá, según la resistencia al colapso, usar en la tercera sección tubería H-10; 20 pulgadas hasta la altura flete para si se verifica el cálculo por tensión.

Capacidad máxima de las juntas de tipo H-10: 20 lbs.

Capacidad de juntas utilizables.

$$1.8(\text{factor de seguridad}) = \frac{12500}{10800 \text{ lbs.}}$$

Como el peso de los 2 primeros tramos es de 6200 lbs. para tenerlos:

$$10800 - 6200 = 4600 \text{ lbs.}$$

longitud de la tercera sección.

$$X_3 = 2250 \text{ pies}$$

La cuarta sección estará formada por tubería J-55; --
20 lbs/piés y cuya longitud será :

$$X_4 = 6150 - (2250 + 1220 + 1600) = 1080 \text{ piés}$$

Antes de proceder a efectuar la cementación de la última tubería de ademe se corre un registro de calibración del agujero desde el fondo del pozo hasta unos 100 ó 200 - metros arriba de la profundidad a la cual quiere uno llegar con el cemento, mediante este registro y con el uso de un planímetro se obtiene el diámetro medio del agujero y conociendo este diámetro y el de la tubería, con el uso de las tablas editadas por la casa "Howco" se calcula el número de sacos de cemento necesarios para cubrir el intervalo deseado.

Con el objeto de tener una cementación efectiva se -- hace uso de raspadores y centralizadores que tienen por -- objeto los primeros, destruir la capa de lodo formada en -- las paredes del pozo durante la perforación, con lo que se logra tener un contacto directo entre el cemento y la formación, y los centralizadores sirven para centrar la tubería del agujero de tal manera que el cemento se distribuye uniformemente a su alrededor, además de raspadores y centralizadores se conecta a la tubería una zapata flotadora y en algunos casos un cople flotador. La zapata flotadora al igual que el collar están provistos de una válvula de canica la cual nos permite el paso del fluido al espacio anular pero una vez que se ha terminado la operación de -- inyectado del cemento esta válvula impide que el cemento entre nuevamente al interior de la tubería.

La localización de la cima de el cemento es de suma importancia ya que por medio de ella nos podemos dar cuenta de, si la cementación fué correcta y para lograrlo se efectúa un registro de temperatura aprovechando que el cemento durante su fraguado emite calor, este cambio de temperatura es registrado a través de la tubería de ademe.

La otra sección estará formada por tubos 4-55; --
30 pulgadas y cuya longitud será:

$$X_1 = 6150 - (2250 + 1250 + 1600) = 1050 \text{ pies}$$

Antes de proceder a efectuar la cementación de la línea tubular de abasco se hará un registro de exploración del agujero desde el fondo del pozo hasta unos 100 ó 200 metros arriba de la profundidad a la cual quiere una tubería con el cemento, mediante este registro y con el uso de un plomazo se obtiene el diámetro medio del agujero y conociendo este diámetro y el de la tubería con el uso de las tablas editadas por la casa "Newco" se calcula el número de sacos de cemento necesarios para cubrir el interior del agujero.

Con el objeto de tener una cementación efectiva se hace uso de raspadores y centralizadores. Se tienen por objeto los primeros, destruir la capa de lodo formada en las paredes del pozo durante la perforación, con lo que se logra tener un contacto directo entre el cemento y la tubería y los centralizadores sirven para centrar la tubería del agujero de tal manera que el cemento se distribuya uniformemente a su alrededor, además de raspadores y centralizadores se conecta a la tubería una sonda flotadora y en algunos casos un doble flotador. La sonda flotadora al igual que el collar están provistos de una válvula de escape la cual nos permite el paso del fluido al espacio anular pero una vez que se ha terminado la operación de limpieza del cemento esta válvula también que el cemento entre nuevamente al interior de la tubería.

La localización de la cima de el cemento es de suma importancia ya que por medio de ella nos podemos dar cuenta de si la cementación fue correcta y para lograr esto se efectúa un registro de temperatura aprovechando que el cemento durante su fraguado emite calor, este cambio de temperatura es registrado a través de la tubería de abasco.

TUBERIA COMBINADA 6 5/8" DE DIAMETRO.

Columna total 6150' (1875 m.). Lodo = 10.8 lbs/gal. (densidad = 1.3)

| Sección. | Peso Lbs/ pie. | Grado | Cople | Profundida des. Arriba Abajo pies | Longi- tud de - la sec-- ción. pies. | Resistencia al aplasta- miento de - la sección considerada lbs/pulg ² | Presión del lodo en el fondo de la sección con- siderada. lbs/pulg ² | Peso de la sec-- ción en el aire. Lbs. | Peso de la tu-- bería debajo -- del tope de la sección. Lbs. | Máxima resis- tencia de -- junta - - - + 1.8 Lbs. |
|----------|----------------------|-------|-------|---|--|---|--|--|--|---|
| 4 | 20 | J-55 | Corto | 0 1080 | 1080 | 2600 | 615 | 21600 | 129400 | 143500 |
| 3 | 20 | H-40 | Corto | 1080 3330 | 2250 | 2120 | 2120 | 45000 | 107800 | 108000 |
| 2 | 20 | J-55 | Corto | 3330 4550 | 1220 | 2915 | 2915 | 24400 | 62300 | 143500 |
| 1 | 24 | J-55 | Corto | 4550 6150 | 1600 | 4250 | 3950 | 38400 | 38400 | 178000 |

13

SECRET

TURKEY

Information is being furnished to you for your information only. It is not to be disseminated outside your agency.

| Section | Pass | Category | Code | Remarks |
|---------|------|----------|------|---------|
| 1 | 1-25 | Go | 1080 | |
| 2 | H-10 | Go | 1080 | |
| 3 | 1-25 | Go | 1150 | |
| 4 | 1-25 | Go | 1150 | |

This information is being furnished to you for your information only. It is not to be disseminated outside your agency.

DISPAROS.

La terminación de pozos con perforaciones a chorro es en la actualidad el más empleado y en el Campo Reynosa todos los pozos son terminados en esta forma, este método -- tiene la ventaja de permitir la explotación selectiva de -- los horizontes productores y así de acuerdo con los registros eléctricos en un cuerpo arenoso se puede tener abierto a producción el intervalo que presente las mejores condiciones de porosidad y saturación de hidrocarburos, así -- mismo permite tener aislada el agua salada en un horizonte ya que al efectuar los disparos estos siempre serán arriba del nivel agua-aceite ó agua-gas.

Hay dos tipos de perforadores: Perforador a bala y -- perforador a chorro.

Unicamente se tratará en este trabajo del perforador a chorro por ser el que se emplea en este campo.

En este tipo de pistolas no se usa ningun proyectil, sino mediante el empleo de una cápsula que contiene un material explosivo produce una corriente de gases y partículas de metal que se desplazan a una velocidad de 30 000 -- pies/segundo y es capaz de penetrar a través la tubería de revestimiento, el cemento y penetra en la formación una -- distancia suficiente para llegar más allá de la zona de -- invasión de la zona permeable.

La detonación de la carga se muestra en la fig. 11 -- y es originada en la parte de atrás de la carga por un fusible que enlaza todas las cargas en la pistola, cuando la detonación del explosivo avanza hacia el frente, el forro interior de la cápsula sufre un colapso que da origen a la formación de una corriente de gases, este forro interior -- es desintegrado y sus partículas pasan a formar parte de -- la corriente de gases resultante de la explosión de la carga.

Las cargas están montadas en una pistola de material plástico que varía en tamaño y número de cargas, pero to--

DISPAROS

La terminación de pozos con perforaciones a corto es en la actualidad el más empleado y en el campo Rayco se los pozos son terminados en esta forma, este método tiene la ventaja de permitir la explotación selectiva de los horizontes productores y así de acuerdo con los tipos de perforación en un campo se puede tener un intervalo de producción que presente las mejores condiciones de porosidad y saturación de hidrocarburos, así mismo permite tener aislada el agua salada en un horizonte ya que al efectuar los disparos estos siempre serán arriba del nivel agua-acuífero o agua-gas.

Hay dos tipos de perforadores: Perforador a pala y perforador a chorro.

Únicamente se trata en este trabajo del perforador a chorro por ser el que se emplea en este campo.

En este tipo de pistola no se usa ningún proyectil sino mediante el empleo de una capilla que contiene material explosivo produce una corriente de gases a una velocidad de 1000 pies por segundo y se emplea para penetrar a través de la zona de revestimiento, el cemento y penetrar en la formación distinta suficiente para llegar más allá de la zona de inversión de la zona permeable.

La detonación de la carga se inicia en la punta y se origina en la parte de atrás de la carga por un tubo que enlaza todas las cargas en la pistola, cuando la detonación del explosivo avanza hasta el frente, el fondo interior de la capilla atraves un collar que da origen a la formación de una corriente de gases, este fondo interior es destruido y las partículas pasan a formar parte de la corriente de gases resultante de la explosión de la capilla.

Las cargas empleadas en esta pistola de material plástico que varía en tamaño y número de cargas.

das ellas son detonadas al mismo tiempo por un fusible -- común que es incendiado eléctricamente desde la superfi-- cie.

En el Campo Reynosa se acostumbra usar una densidad de 6 agujeros/pie.

Este tipo de pistolas lleva en su parte superior un -- localizador de coples y con la ayuda del registro radio--- activo en el que tenemos marcadas las profundidades de los mismos es posible evitar cualquier error al efectuar los -- disparos.

PRUEBAS DE PRODUCCION.

Para efectuar una prueba de producción es necesario aislar la formación que se desea probar, permitir el flujo de fluidos en ella contenidos sin contaminación alguna y -- controlar a dicho flujo.

Para lograr este propósito se introduce al pozo un -- aparato para prueba de producción formada por las siguientes partes en orden ascendente: un protector, registrador de presiones, pichancha, probador, tubería necesaria para llegar a la superficie y una unión giratoria (fig. 12).

El probador de formaciones elimina la presión hidros-- tática del lodo sobre la formación, quedando esta bajo la acción de la presión atmosférica a través de la tubería -- con la cual se introduce el probador permitiendo por diferencia de presiones el flujo de fluidos de la formación al pozo.

En el Campo Reynosa tanto en las pruebas de produc--- ción como en las de formación se emplea el probador Halli-- burton diferenciandose en cada caso únicamente en el tipo de empaque empleado para aislar la formación.

Unión giratoria. Esta unión (fig. 13) tiene por obje-- to encausar los fluidos que lleguen a la superficie hacia un lugar adecuado, también permite conocer la presión de --

das ellas son detenidas al mismo tiempo por un resorte
común que es impulsado eléctricamente desde la superficie
de la...

En el campo de pruebas se encuentran una gran cantidad
de aparatos...

Este tipo de pruebas lleva en su parte superior un
localizador de cables y con la ayuda del resorte común
está en el que se hacen marchas las perforaciones de los
mismos es posible evitar cualquier error al efectuar las
pruebas.

PRUEBAS DE PRODUCCION.

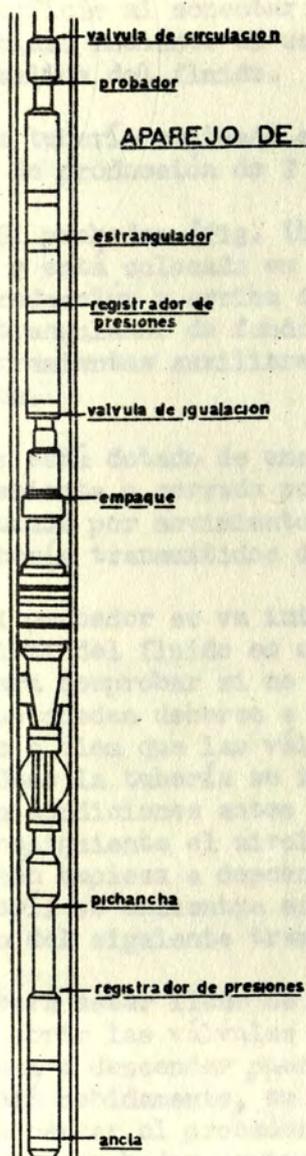
Para efectuar una prueba de producción es necesario
instalar la formación que se desea probar, permitir al flujo
de líquidos en ella con el fin de comprobar el flujo y
comenzar a dar el flujo.

Para lograr este propósito se introduce al caso un
aparato para prueba de producción formado por las partes
de un probador, un probador, un probador, un probador
de pruebas, probador, probador, probador, probador para
llevar a la superficie y una unidad eléctrica (fig. 12).

El probador de formación elimina la presión interna
dentro del tubo sobre la formación, quedando esta bajo la
acción de la presión atmosférica a través de la tubería
con la cual se introduce el probador permitiendo por este
medio de presiones al flujo de líquidos de la formación al
exterior.

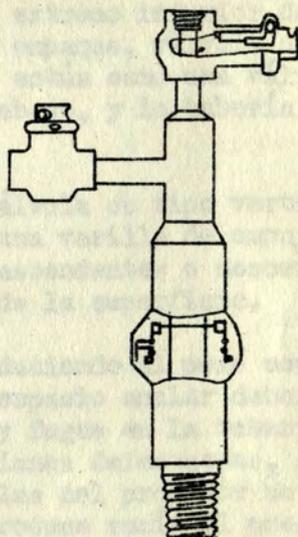
En el campo de pruebas tanto en las pruebas de produ-
ción como en las de formación se emplea el probador Halli-
norton diferenciándose en cada caso únicamente en el tipo
de aparatos empleados para instalar la formación.

Una vez instalada esta unidad (fig. 13) tiene por obje-
to suministrar los líquidos que llevan a la superficie hasta
un lugar adecuado, también permite conocer la presión de



(FIG.12)

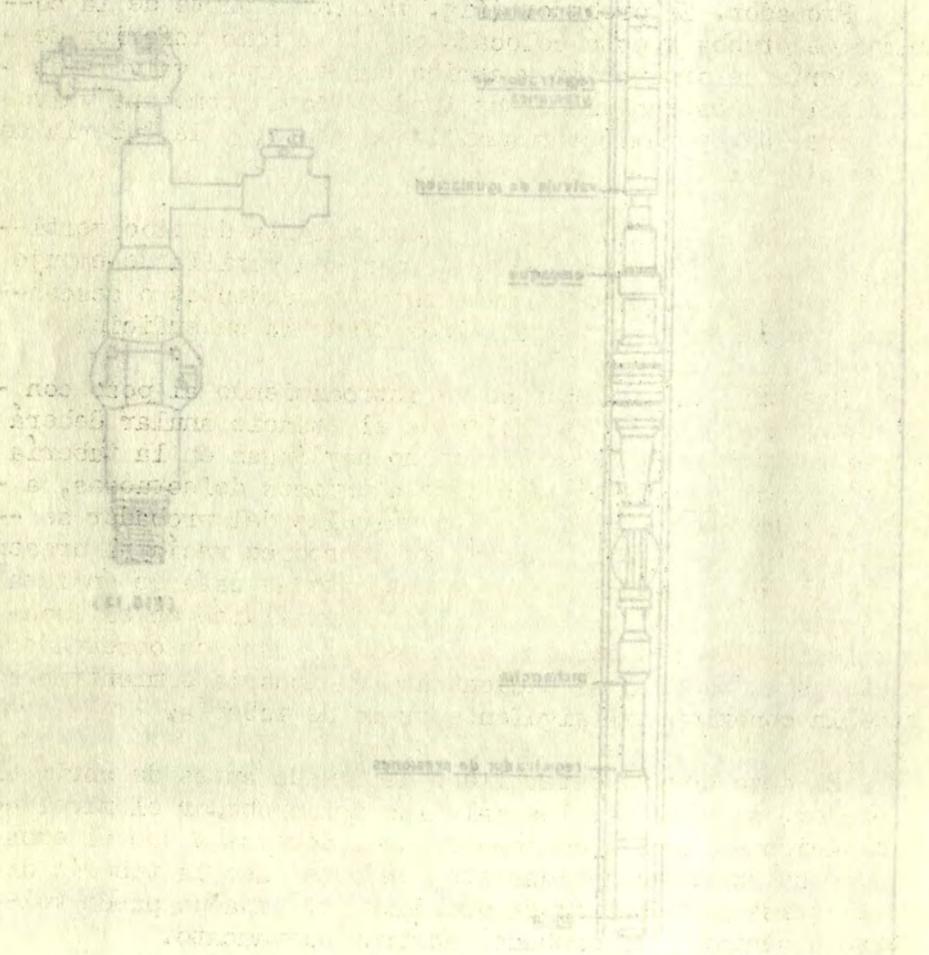
UNION GIRATORIA



(FIG.13)

The following is a list of the various parts of the
 apparatus, and their respective functions, as
 described in the accompanying drawings.

UNION CRISTALINA



The apparatus is designed for the purpose of...
 and is constructed from high-quality glass...
 to ensure the accuracy and reliability of the...

flujo en la superficie al conectar un manómetro y en el control de su velocidad mediante el uso de un estrangulador -- colocado en la salida del fluido.

Tubería. La tubería empleada en las pruebas de producción es tubería de producción de 2 3/8"; J-55. 4.7 lbs/pie.

Probador. El probador (fig. 14) forma parte de la columna de prueba y está colocado en el extremo inferior de la tubería de producción y arriba del empaque, válvula de igualación y estrangulador de fondo y actúa como una válvula entre las herramientas auxiliares abajo, y la tubería de producción arriba.

El probador está dotado de una válvula de tipo vertical la cual es abierta o cerrada por una varilla de empuje (push rod) accionada por movimientos ascendentes o descendentes de la tubería transmitidos desde la superficie.

Mientras el probador se va introduciendo al pozo con la tubería el nivel del fluido en el espacio anular deberá ser observado para comprobar si no hay fugas en la tubería de producción que pueden deberse a uniones defectuosas, a tubos colapsados o bien que las válvulas del probador se hayan abierto. Como la tubería se introduce vacía al presentarse una de las condiciones antes citadas esta se empieza a llenar, por consiguiente el nivel del fluido en el espacio anular también empieza a descender, esto es observado mientras la tubería se encuentra estacionaria o mientras se hace la conexión del siguiente tramo de tubería.

El pozo deberá estar lleno de fluido antes de abrir el probador, si al abrir las válvulas del probador el nivel del fluido empieza a descender puede deberse a que el empaque no se expandió debidamente, en este caso la tubería debe elevarse para cerrar el probador, el empaque puede volver a sentar y el probador abrirse nuevamente.

El probador está dotado de una llave J que sirve para prevenir aberturas prematuras de la válvula piloto. Para que el probador puede ser abierto es necesario que encuentre un punto de apoyo (proporcionado al sentar el empaque)

lugar en la superficie al conectar un manómetro y en el caso
de su velocidad mediante el uso de un estrangulador
colocado en la salida del fluido.

La tubería es probada en las pruebas de producción de tubería. La tubería sometida a las pruebas de producción de tubería de 2 3/8" a 1-1/2".

Probador. El probador (Fig. 11) forma parte de la construcción de prueba y está colocado en el extremo inferior de la tubería de producción y arriba del empaque, válvula de regulación y estrangulador de fondo y actúa como una válvula de cierre las herramientas auxiliares abajo y la tubería de producción arriba.

El probador está dotado de una válvula de tipo vertical con la cual se abre o cierra por una varilla de escape (push rod) accionada por movimientos ascendentes o descendentes de la tubería transmitidos desde la superficie.

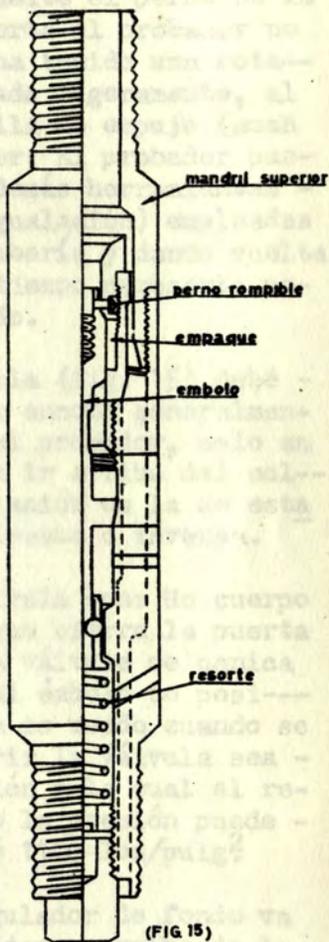
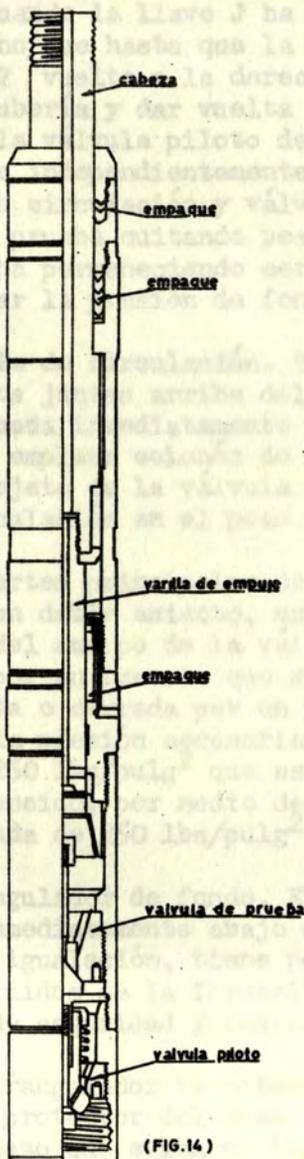
Mientras el probador se va introduciendo al pozo con la tubería el nivel del fluido en el espacio anular deberá ser observado para comprobar si no hay fugas en la tubería de producción que pueden deberse a uniones defectuosas o a tipos colocados o bien que las válvulas del probador se hayan abierto. Como la tubería se introduce van a al presentarse más de las condiciones antes citadas esta es una advertencia por consiguiente el nivel del fluido en el espacio anular también empieza a descender, esto es observado mientras la tubería se encuentra estacionaria o mientras hace la conexión del siguiente tramo de tubería.

El pozo deberá estar limpio de fluido antes de abrir el probador, si al abrir las válvulas del probador el nivel del fluido empieza a descender puede deberse a que el empaque no se expandió debidamente, en este caso la tubería deberá elevarse para cerrar el probador, el empaque puede verse a sentir y el probador cerrarse nuevamente.

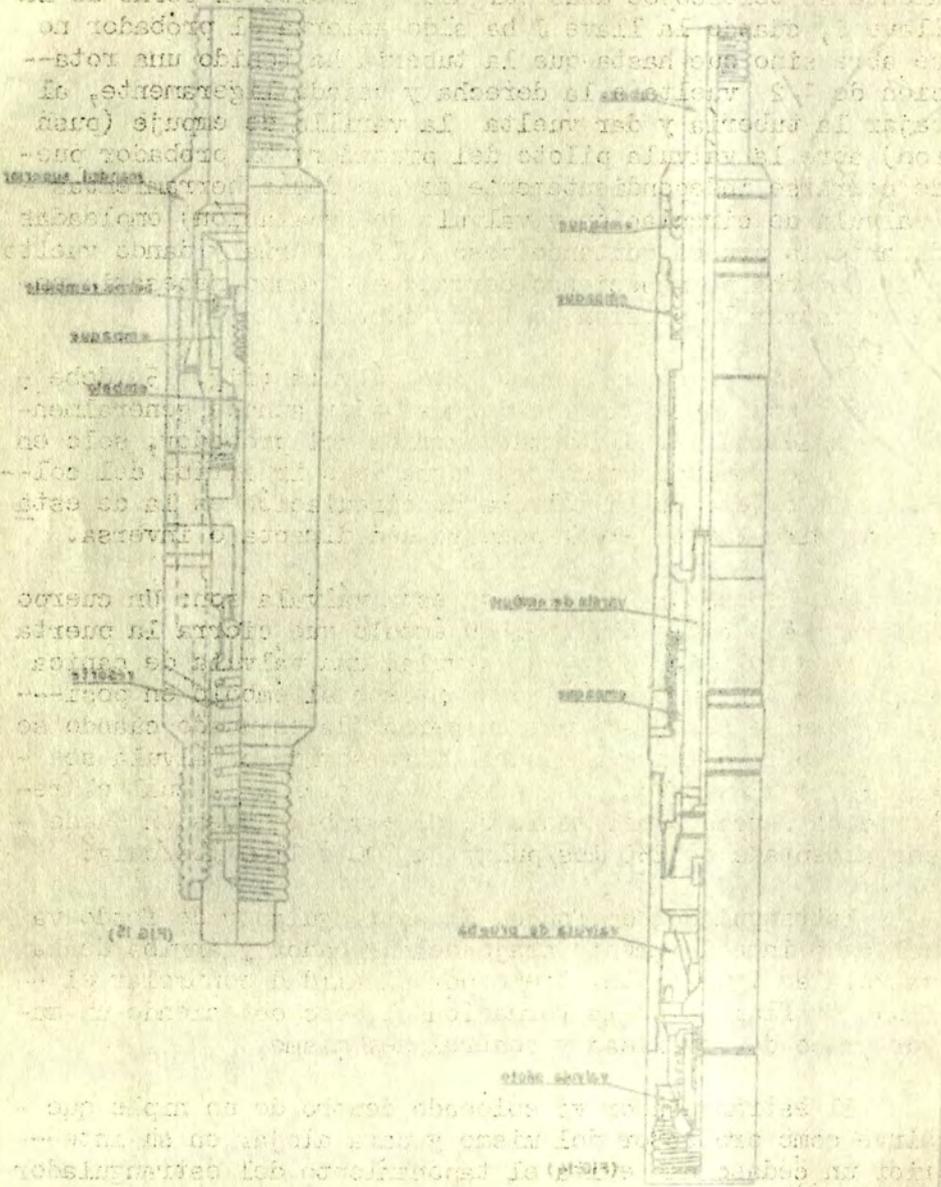
El probador está dotado de una llave T que sirve para prevenir apertura prematura de la válvula piloto. Para que el probador pueda ser abierto es necesario que cuando se un punto de apoyo (proporcional al sentir el empaque)

PROBADOR HOWCO

VALVULA DE CIRCULACION



PROBADOR HOWCO VALVULA DE CIRCULACION



lo suficientemente resistente para permitir que la herramienta se telescopee unas pulgadas y suelte el perno de la llave J, cuando la llave J ha sido abierta el probador no se abre sino que hasta que la tubería ha tenido una rotación de $1/2$ vuelta a la derecha y bajada ligeramente, al bajar la tubería y dar vuelta la varilla de empuje (push rod) abre la válvula piloto del probador. El probador puede cerrarse independientemente de las demás herramientas - (válvula de circulación y válvula de igualación) empleadas durante la prueba quitando peso a la tubería y dando vuelta a la derecha permaneciendo cerrado el tiempo necesario para registrar la presión de fondo cerrado.

Válvula de circulación. Esta válvula (fig. 15) debe ir una o dos juntas arriba del probador aunque generalmente va colocada inmediatamente arriba del probador, solo en el caso de emplear colchón de agua debe ir arriba del colchón. El objeto de la válvula de circulación es la de establecer circulación en el pozo ya sea directa o inversa.

Las partes principales de esta válvula son: Un cuerpo inferior con doble asiento, un émbolo que cierra la puerta de salida del cuerpo de la válvula, una válvula de canica accionada por un resorte que mantiene al émbolo en posición abierta o cerrada por un perno que es usado cuando se desea que la presión necesaria para abrir la válvula sea mayor, de 250 lbs/pulg^2 que es la presión a la cual el resorte es vencido, por medio de el perno la presión puede ser aumentada de 250 lbs/pulg^2 a 700 ó 1100 lbs/pulg^2 .

Estrangulador de fondo. El estrangulador de fondo va colocado inmediatamente abajo del probador y arriba de la válvula de igualación, tiene por finalidad controlar el flujo de fluidos de la formación al pozo obteniendo un mayor grado de seguridad y control del mismo.

El estrangulador va colocado dentro de un niple que sirve como protector del mismo y para alojar en su interior un cedazo que evita el taponamiento del estrangulador (fig. 16).

lo suficientemente resistente para permitir que la bomba...
 mientras se desajuste una pulgada y media el punto de la
 llave, cuando la llave se abra el operador no
 se abre sino que hasta que la tubería ha tenido una rotu-
 rón de $\frac{1}{2}$ vuelta a la derecha y bajada ligeramente, el
 bajar la tubería y dar vuelta la vuelta de escape (push
 rod) abre la válvula piloto del operador. El operador que-
 de cerrarse independientemente de las bombas hidráulicas -
 (válvula de circulación y válvula de regulación) empuestas
 durante la prueba cuando peso a la tubería y cuando vuelta
 a la derecha permitiendo cerrar el tiempo necesario pa-
 ra registrar la presión de fondo cerrado.

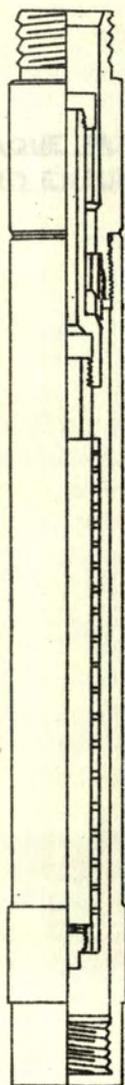
Válvula de circulación. Esta válvula (fig. 12) debe
 ir una o dos juntas arriba del operador aunque generalmen-
 te va colocada inmediatamente arriba del operador, solo en
 el caso de emplear cojín de agua debe ir arriba del col-
 chón. El objeto de la válvula de circulación es la de per-
 mite la circulación en el pozo ya sea directa o inversa.

Las partes principales de esta válvula son: un cuerpo
 inferior con doble asiento, un émbolo que cierra la puerta
 de salida del cuerpo de la válvula, una válvula de carga
 accionada por un resorte que mantiene el émbolo en posi-
 ción abierta o cerrada por un pérmio que se usado cuando se
 desea que la presión necesaria para abrir la válvula sea
 mayor, de 250 lbs/pulg² que es la presión a la cual el re-
 sorte es vencido, por medio de el pérmio la presión puede
 ser aumentada de 250 lbs/pulg² a 100 ó 1100 lbs/pulg².

Estabilizador de fondo. El estabilizador de fondo va
 colocado inmediatamente abajo del operador y arriba de la
 válvula de regulación, tiene por finalidad controlar el
 flujo de fluidos de la formación al pozo operando un ma-
 por grado de seguridad y control del mismo.

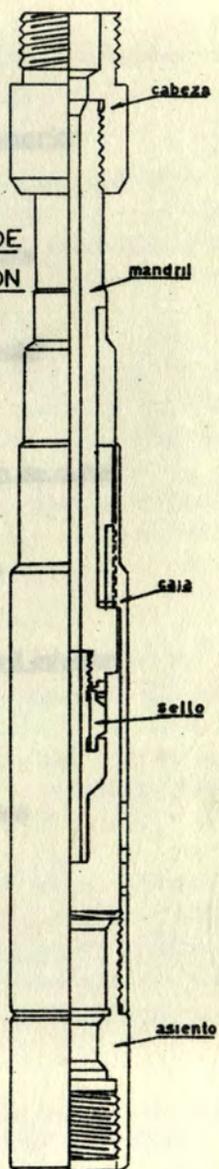
El estabilizador va colocado dentro de un rigle que
 sirve como protector del mismo y para alzar en su inte-
 rior un cedazo que evita el asentamiento del estabilizador
 (fig. 13).

ESTRANGULADOR DE FONDO



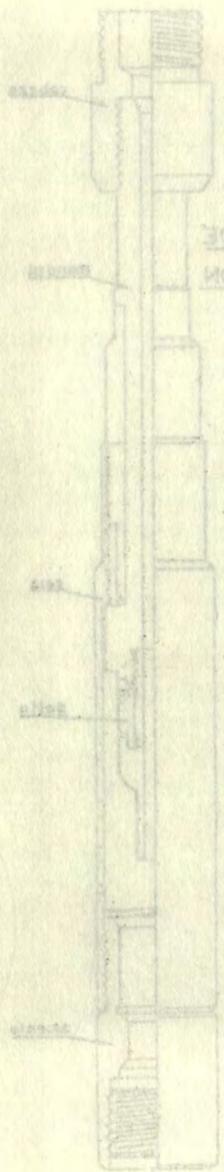
(FIG. 16)

VALVULA DE CIRCULACION



(FIG. 17)

ESTRANQUEADOR DE FONDO

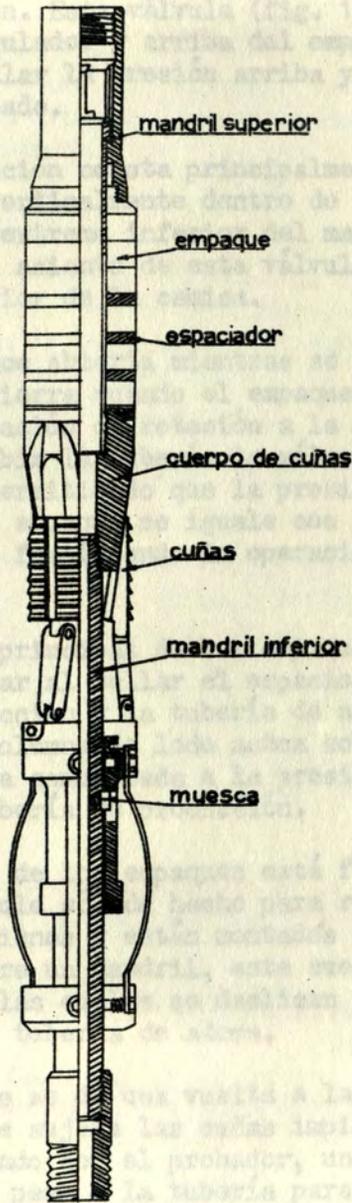


(Fig. 17)



(Fig. 18)

EMPAQUE PARA AGUJERO ENTUBADO



Válvula de regulación. La función principal es igualar la presión arriba y abajo del empaque antes de ser montado.

La válvula de regulación se encuentra arriba del empaque, su función principal es igualar la presión arriba y abajo del empaque antes de ser montado.

Esta válvula permanece cerrada cuando se va bajando la tubería al pozo y se abre cuando el empaque ha sido montado mediante la aplicación de la presión a la derecha y hacia abajo en la tubería, al subir la tubería, la válvula se abre automáticamente por la presión hidráulica ejercida abajo del empaque, iguala con la presión ejercida arriba del mismo empaque.

Esquinas. La función principal es aislar el intervalo por probar y evitar la tubería de producir agua de abajo. La tubería es ajustada por la expansión y la formación queda sellada por medio de la tubería.

El elemento de sello se encuentra en la parte superior de la tubería y está formado por una serie de sellos de hule que sellan la tubería para evitar que el agua de abajo entre en la tubería. Este cuerpo posee una serie de sellos de hule que sellan la tubería para evitar que el agua de abajo entre en la tubería.

Para bajar el empaque se va bajando la tubería a la derecha y se abre la válvula de regulación que permite que las cuñas incidiendo que se van bajando el probador, una vez fijado el empaque se aplica presión a la tubería para que los sellos se expandan y sellen el espacio anular.

Debajo del empaque se coloca una plancha de metal que evita la entrada de los fluidos

Válvula (fig. 17) se encuentra arriba del empaque, su función principal es igualar la presión arriba y abajo del empaque antes de ser montado.

Esta válvula permanece cerrada cuando se va bajando la tubería al pozo y se abre cuando el empaque ha sido montado mediante la aplicación de la presión a la derecha y hacia abajo en la tubería, al subir la tubería, la válvula se abre automáticamente por la presión hidráulica ejercida abajo del empaque, iguala con la presión ejercida arriba del mismo empaque.

Esquinas. La función principal es aislar el intervalo por probar y evitar la tubería de producir agua de abajo. La tubería es ajustada por la expansión y la formación queda sellada por medio de la tubería.

El elemento de sello se encuentra en la parte superior de la tubería y está formado por una serie de sellos de hule que sellan la tubería para evitar que el agua de abajo entre en la tubería. Este cuerpo posee una serie de sellos de hule que sellan la tubería para evitar que el agua de abajo entre en la tubería.

Para bajar el empaque se va bajando la tubería a la derecha y se abre la válvula de regulación que permite que las cuñas incidiendo que se van bajando el probador, una vez fijado el empaque se aplica presión a la tubería para que los sellos se expandan y sellen el espacio anular.

Debajo del empaque se coloca una plancha de metal que evita la entrada de los fluidos

Figura de la sección de un tubo de acero entubado. (Fig. IV) se muestra el estado del tubo entubado en el momento en que se está haciendo el ensayo de tracción. El tubo está sujeto al extremo superior por un gancho.

La figura de la sección de un tubo de acero entubado muestra el estado del tubo en el momento en que se está haciendo el ensayo de tracción. El tubo está sujeto al extremo superior por un gancho.

El tubo está sujeto al extremo superior por un gancho. El tubo está sujeto al extremo superior por un gancho.

El tubo está sujeto al extremo superior por un gancho. El tubo está sujeto al extremo superior por un gancho.

El tubo está sujeto al extremo superior por un gancho. El tubo está sujeto al extremo superior por un gancho.

El tubo está sujeto al extremo superior por un gancho. El tubo está sujeto al extremo superior por un gancho.

El tubo está sujeto al extremo superior por un gancho. El tubo está sujeto al extremo superior por un gancho.

El tubo está sujeto al extremo superior por un gancho. El tubo está sujeto al extremo superior por un gancho.

gancho superior

empuje

separador

campo de fibras

cuñas

resortes interiores

travesa



ACERO ENTUBADO

EMPUJE

Válvula de igualación. Esta válvula (fig. 17) se encuentra abajo del estrangulador y arriba del empaque, su función principal es igualar la presión arriba y abajo del empaque antes de ser sentado.

La válvula de igualación consta principalmente de un mandril que se desplaza verticalmente dentro de una camisa o caja de la válvula, el extremo inferior del mandril lleva un empaque de hule, el asiento de esta válvula se encuentra en la parte inferior de la camisa.

Esta válvula permanece abierta mientras se va bajando la tubería al pozo y se cierra cuando el empaque ha sido --sentado mediante la aplicación de rotación a la derecha y peso en la tubería, al subir la tubería la válvula es ---abierta automáticamente permitiendo que la presión hidros---tática ejercida abajo del empaque se iguale con la presión ejercida arriba del mismo facilitando la operación de de---sempacar.

Empaque. La función principal de los empaques es aislar el intervalo por probar al sellar el espacio anular --entre la tubería de producción y la tubería de ademe. La -presión ejercida por la columna de lodo actúa sobre el empaque y la formación queda comunicada a la presión atmos---férica por medio de la tubería de producción.

El elemento de sello de los empaques está formado por una serie de anillos de hule sólido hecho para resistir --altas temperaturas y presiones y están montados sobre un -cuerpo que se desliza sobre un mandril, este cuerpo posee unas guías cónicas sobre las cuales se deslizan las cunas que fijan el empaque a la tubería de ademe.

Para fijar el empaque se da una vuelta a la derecha para soltar la llave J que sujeta las cuñas impidiendo que estas se abran al ir bajando con el probador, una vez fi---jado el empaque se aplica peso a la tubería para que los -hules se expandan y sellen el espacio anular.

Pichancha. Abajo del empaque es colocada una pichan---cha (tubo perforado) que permite la entrada de los fluidos

Válvula de seguridad. Esta válvula (fig. 17) se encuentra debajo del estrangulador y arriba del empaque en la función principal es igual a la presión arriba y abajo del empaque antes de ser sellado.

La válvula de seguridad consta principalmente de un mandril que se desliza verticalmente dentro de una caja o caja de la válvula, el extremo inferior del mandril lleva un empaque de hule, el asiento de esta válvula se encuentra en la parte inferior de la cámara.

Esta válvula permanece abierta mientras se va bajando la tubería al pozo y se cierra cuando el empaque ha sido sellado mediante la aplicación de rotación a la tubería y peso en la tubería, al subir la tubería la válvula se abre automáticamente permitiendo que la presión hidroestática ejercida abajo del empaque se iguala con la presión arriba del mismo facilitando la operación de descomprimir.

Empaque. La función principal de los empques es sellar el intervalo por probar el espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de inyección, la presión ejercida por la columna de fluido arriba del empaque y la formación queda comunicada a la tubería de producción.

El elemento de sello de los empques está formado por una serie de anillos de hule sólido hecho para resistir altas temperaturas y presiones y están montados sobre un cuerpo que se desliza sobre un mandril, este cuerpo posee unas guías cóncavas sobre las cuales se deslizan las guías que fijan el empaque a la tubería de inyección.

Para fijar el empaque se da una vuelta a la derecha para soltar la llave, que actúa las guías haciendo que estas se aparten al ir bajando con el probador, una vez fijado el empaque se solta para a la tubería para que los anillos se expandan y sellen el espacio anular.

Pichonera. Abajo del empaque se coloca una pichonera (tipo perforado) que permite la entrada de los fluidos

a la tubería de producción.

Registrador de presiones. Es diseñado para obtener un registro continuo de los cambios de presión de los fluidos en un pozo durante una prueba.

La gráfica que se obtiene nos muestra:

- 1.- El incremento de la presión hidrostática de la columna de fluido al ir bajando con el probador.
- 2.- El cambio de presión al ser sentado el empaque.
- 3.- Reducción de la presión al ser abierto el probador.
- 4.- Presión de fondo fluyendo.
- 5.- Presión de fondo cerrado.
- 6.- Variación de la presión hidrostática de la columna al sacar la tubería.

En el registrador de presiones (fig. 18) la presión del pozo es transmitida por medio de un resorte que se encuentra dentro de una cámara de solución, a un pistón que acciona un estilete colocado en el otro extremo del pistón el estilete registra los movimientos verticales sufridos por el resorte con los cambios de presión en un papel montado en el interior de un tambor o porta carta al cual se le imparte un movimiento giratorio por medio de un sistema de relojería.

Finalmente el extremo de la columna de prueba lleva una ancla de protección (fig. 19) que no es más que un tapón de acero.

La duración de una prueba de producción es variable y en el Campo Reynosa es costumbre dejar un pozo fluyendo hasta que la presión de flujo en la superficie se estabiliza, en caso de no lograrse esto, se puede deber a invasión de agua en la formación lo que se comprueba al sacar la tubería y recuperar el fluido que en ella venga, si no se obtiene ningún flujo en la superficie puede ser porque no haya abierto el probador pudiéndose deducir esto de la gráfica de presiones como se ve en la fig. (20) ó bien porque la formación carezca de presión. Cuando la presión se ha estabilizado se puede hacer un cálculo aproximado de

a la tuberia de produccion.

Registrador de presiones. Es diseñado para obtener un registro continuo de los cambios de presion de los fluidos en un pozo durante una prueba.

Las graficas que se obtiene nos muestran:

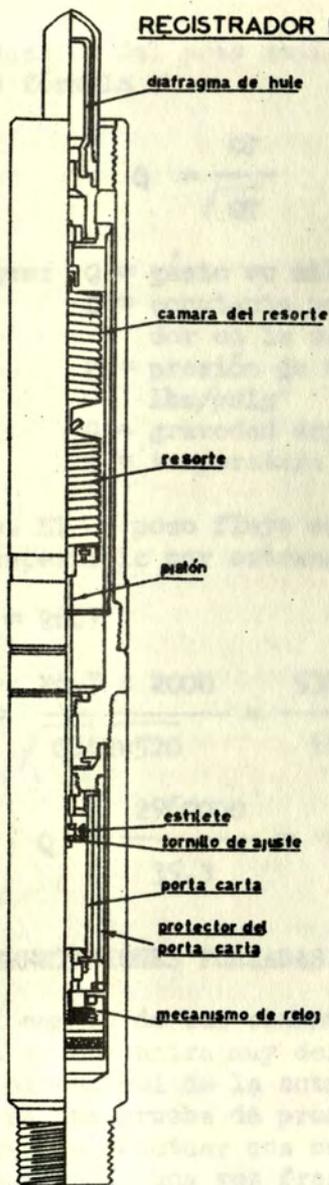
- 1.- El incremento de la presion hidrostática de la columna de fluido al ir bajando con el probador.
- 2.- El cambio de presion al ser cerrado el empuje.
- 3.- Reduccion de la presion al ser abierto el probador.
- 4.- Presion de fondo fluyendo.
- 5.- Presion de fondo cerrado.
- 6.- Variacion de la presion hidrostática de la columna al sacar la tuberia.

En el registrador de presiones (fig. 18) la presion del pozo es transmitida por medio de un resorte que se encuentra dentro de una camera de solenoide, a un pistón que acciona un estilote colocado en el otro extremo del tubo. El estilote registra los movimientos verticales sufridos por el resorte con los cambios de presion en un papel montado en el interior de un tambor o porta cartos al cual se le imprime un movimiento giratorio por medio de un sistema de relojeria.

Finalmente el extremo de la columna de prueba lleva una ancha de produccion (fig. 19) que no es mas que un tapon de acero.

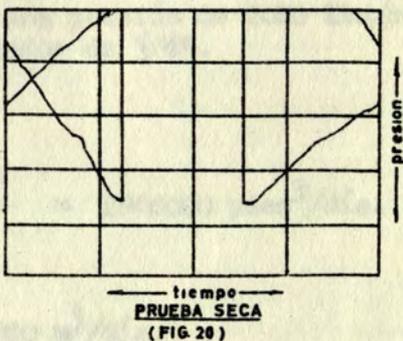
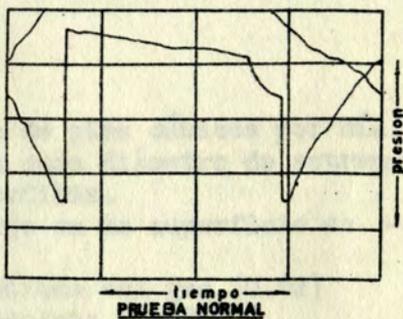
La duracion de una prueba de produccion es variable y en el campo algunas se continúan hasta un pozo fluyendo hasta que la presion de fluido en la superficie se estabiliza, en caso de no lograrse esto, se puede deber a invasion de arena en la formacion lo que se comprueba al sacar la tuberia y recuperar el fluido que en ella venga, si no se obtiene ningun flujo en la superficie puede ser porque no haya abierto el probador pudiéndose demostrar esto de las graficas de presiones como se ve en la fig. (20) ó bien porque la formacion carezca de presion. Cuando la presion se ha estabilizado se puede hacer un calculo aproximado de

REGISTRADOR DE PRESIONES



(FIG. 18)

GRAFICAS DE PRESIONES



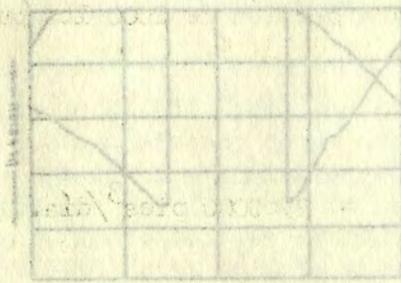
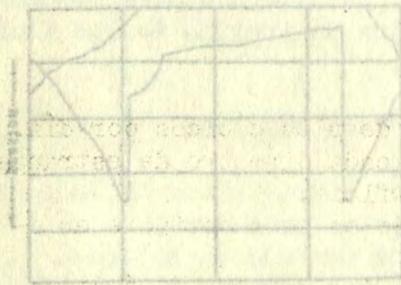
ANCLA



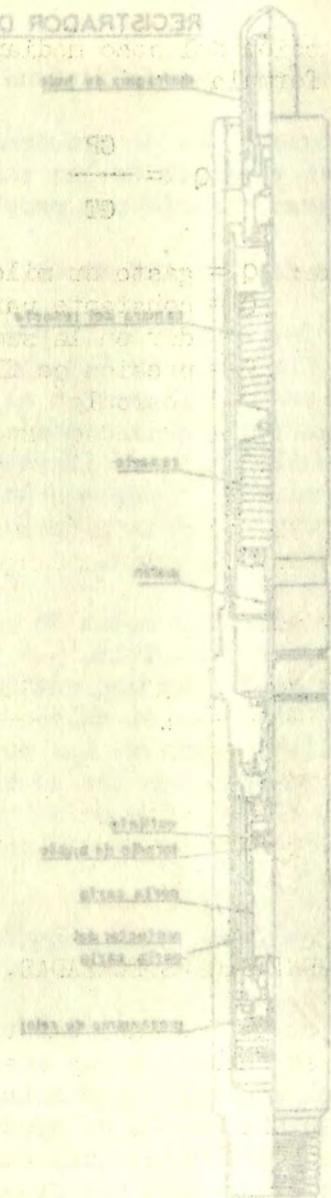
(FIG. 19)

REGISTRADOR DE PRESIONES

GRAFICAS DE PRESIONES



ANCLA



El presente aparato sirve para registrar las variaciones de la presión en los cilindros de escape, admisión y trabajo de un motor de explosión. El registro se realiza en un papel que gira sobre un eje horizontal, permitiendo obtener gráficas de presión que sirven para el diagnóstico de los problemas de funcionamiento del motor.

El mecanismo consta de un eje de transmisión que recibe el movimiento del motor y lo transmite a los cilindros de escape, admisión y trabajo. Cada cilindro tiene un pistón que transmite el movimiento a un brazo que actúa sobre un lápiz, el cual registra la presión en el papel.

El cilindro de escape registra la presión de escape, el cilindro de admisión registra la presión de admisión y el cilindro de trabajo registra la presión de trabajo. El registro de estas presiones permite detectar problemas como fugas de gases, problemas de sincronización, etc.

la producción del pozo mediante la aplicación de la siguiente fórmula :

$$Q = \frac{CP}{\sqrt{GT}}$$

En la que: Q = gásto en miles de pies cúbicos por día.
 C = constante para cada diámetro de estrangulador en la superficie.
 P = presión de flujo en la superficie en - - lbs/pulg²
 G = gravedad específica del gas (0.62)
 T = temperatura absoluta (520°)

Ejemplo. Si un pozo fluye con una presión de 2000 lbs/pulg² en la superficie por estrangulador de $\frac{1}{4}$ ".

$$C = 26.7$$

$$Q = \frac{26.7 \times 2000}{\sqrt{0.62 \times 520}} = \frac{53400}{18} = 2960000 \text{ pies}^3/\text{día.}$$

$$Q = \frac{2960000}{35.3} = 84000 \text{ m}^3/\text{día.}$$

CEMENTACIONES FORZADAS.

El empleo de las cementaciones forzadas en el Campo Reynosa se encuentra muy desarrollado principalmente para lograr el control de la entrada de agua de las formaciones. Cuando en una prueba de producción se obtiene agua salada, se procede a efectuar una cementación forzada en el intervalo perforado, una vez fraguado el cemento se efectúa una prueba seca para comprobar el aislamiento del agua, si la prueba resulta satisfactoria se dispara más arriba dentro de la misma formación, otras aplicaciones que tienen las cementaciones forzadas son: obturar las fugas en la tubería de ademe y recementar las tuberías de ademe cuando el

la producción del pozo mediante la aplicación de la siguiente fórmula:

$$Q = \frac{2.7 \times 10^{-4} \times T \times (p - p_0)}{\sqrt{h}} \times \frac{1}{\mu}$$

Para elevar las cementaciones forzadas es necesario en la parte superior del pozo colocar un dispositivo que permita la circulación del agua en la superficie superior del pozo en la superficie superior del pozo.

- Q = producción superficial del pozo (m³/día)
- T = temperatura absoluta (250°)
- p = presión de fluido en la superficie superior del pozo
- p₀ = presión de fluido en la superficie superior del pozo
- h = altura del pozo (m)
- μ = coeficiente de viscosidad del agua

Ejemplo. Si un pozo tiene con una presión de 2000 lb/ft² en la superficie por extrusor de 1/8" de diámetro y una producción de 1.50 m³/día.

$$Q = \frac{2.7 \times 10^{-4} \times T \times (p - p_0)}{\sqrt{h}} \times \frac{1}{\mu}$$

$$1.50 = \frac{2.7 \times 10^{-4} \times 250 \times (2000 - p_0)}{\sqrt{h}} \times \frac{1}{\mu}$$

$$1.50 = \frac{2.7 \times 10^{-4} \times 250 \times 1800}{\sqrt{h}} \times \frac{1}{\mu}$$

$$1.50 = \frac{121500 \times 10^{-4}}{\sqrt{h} \times \mu}$$

$$1.50 = \frac{12150}{\sqrt{h} \times \mu}$$

$$\sqrt{h} \times \mu = \frac{12150}{1.50}$$

$$\sqrt{h} \times \mu = 8100$$

CEMENTACIONES FORZADAS.

El empleo de las cementaciones forzadas en el campo petrolero se incrementa muy rápidamente principalmente para hacer el control de la entrada de agua de las formaciones. Cuando en una prueba de producción se obtiene agua salada, se procede a efectuar una cementación forzada en el interior del pozo, una vez terminado el cemento se efectúa una prueba seca para comprobar el aislamiento del agua, al la prueba termina satisfactoria se dispone más agua dentro de la misma formación, estas aplicaciones que tienen las cementaciones forzadas son: obtener las fugas en la tubería de xheme y recementar las tuberías de agua cuando se encuentran con fugas.

cemento se ha canalizado y aislar una formación productora cuando se encuentra en medio de dos formaciones acuíferas, y en formaciones productoras de aceite para reducir la relación gas aceite.

Para efectuar las cementaciones forzadas es usado el cementador recobable Howco (fig. 21) que consiste de un cuerpo con cuñas hidráulicas, dos empaques de copa y una válvula de circulación. El cementador es conectado al extremo inferior de la tubería de producción y bajado hasta la profundidad deseada, después de efectuada la cementación el aparato es recuperado totalmente.

Al introducir el cementador en el pozo el fluido de perforación que se encuentra abajo de los empaques de copa es forzado a pasar por el interior del cuerpo de cuñas a la válvula de circulación entrando a la tubería de producción o fluyendo a través de la válvula de circulación al espacio anular (diagrama de operación fig. 22). La válvula de circulación permanece abierta al bajar el cementador, la camisa que cierra las puertas de la válvula esta dotada de un fleje de fricción que hace contacto con el interior de la tubería de ademe, las puertas de la válvula de circulación son cerradas elevando la tubería de producción 1.50 mts. aproximadamente, la camisa de cierre permanece estacionaria en el pozo hasta que se imparte nuevo movimiento a la tubería.

Una junta de seguridad es conectada abajo de la válvula de circulación con el objeto de:

- 1.- Desunir la válvula de circulación y la tubería de producción en el caso de que las cuñas del cuerpo del cementador se "peguen" a la tubería de ademe.
- 2.- Adaptar la válvula de circulación al cuerpo del cementador.

El cuerpo del cementador está construido de material perforable, las cuñas de este cuerpo son fijadas a la tubería de ademe aplicando presión al interior de la tubería de producción (200 lbs/pulg²).

Inmediatamente abajo de las cuñas se encuentran dos empaques especiales de copas montados sobre un mandril, --

cimiento se ha canalizado y aislar una formación productora cuando se encuentra empujado de las formaciones solitarias, y en formaciones productoras de aceite para reducir la relación gas aceite.

Para efectuar las cementaciones forzadas es usado el cementador recuperable Howco (fig. 21) que consiste de un cuerpo con empujes hidráulicos, dos empujes de copa y una válvula de circulación. El cementador es conectado al extremo inferior de la tubería de producción y bajado hasta la profundidad deseada, después de elevarla la cementación el aparato es recuperado totalmente.

Al introducir el cementador en el pozo el fluido de perforación que se encuentra abajo de los empujes de copa es forzado a pasar por el interior del cuerpo de empujes a la válvula de circulación entrando a la tubería de producción o fluyendo a través de la válvula de circulación al espacio anular (diagrama de operación fig. 22). La válvula de circulación permanece abierta al bajar el cementador, las cámaras que cierran las puertas de la válvula están dotadas de un fleje de fricción que hace contacto con el interior de la tubería de agarre. Las puertas de la válvula de circulación son cerradas elevando la tubería de producción y esta, aproximadamente, la cámara de cierre permanece esta- cionaria en el pozo hasta que se imparte nuevo movimiento a la tubería.

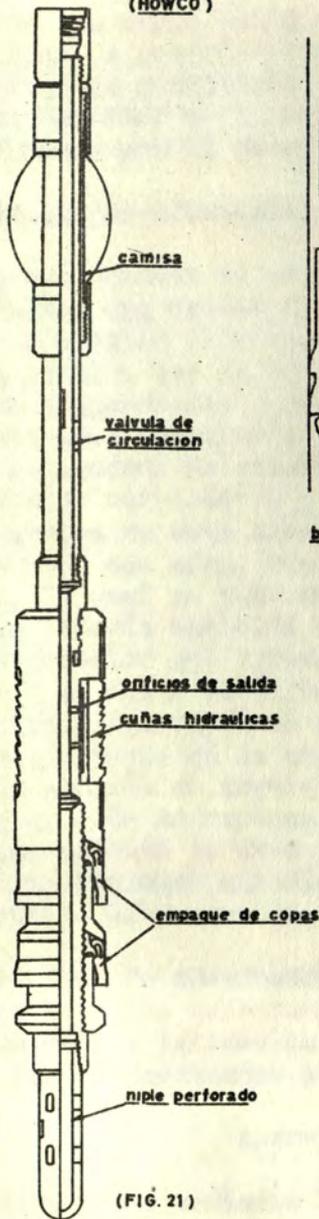
Una junta de seguridad es conectada abajo de la válvula de circulación con el objeto de:
1.- Bajar la válvula de circulación y la tubería de producción en el caso de que las empujes del cuerpo del cementador se "peguen" a la tubería de agarre.
2.- Abajar la válvula de circulación al cuerpo del cementador.

El cuerpo del cementador está constituido de material perforable, las cámaras de este cuerpo son fijadas a la tubería de agarre empujando presión al interior de la tubería de producción (ver fig. 23).

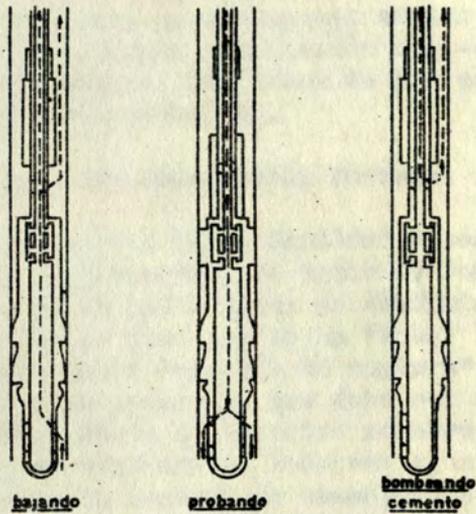
Inmediatamente abajo de las cámaras se encuentran dos empujes especiales de copas montados sobre un manillar.

CEMENTADOR RECOBRABLE
(HOWCO)

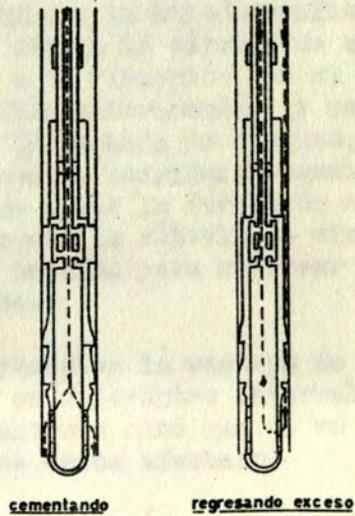
DIAGRAMA DE OPERACIONES



(FIG. 21)



(FIG. 22)



cementando

regresando exceso

SEMIENOS RECORRIABLES

Este aparato se utiliza para sembrar semillas en el campo sin necesidad de mano de obra. El sistema consiste en un tubo vertical que se introduce en el suelo y se acciona para que las semillas caigan en el agujero que se forma.



Fig. 1



Fig. 2



Fig. 3



Fig. 4



Fig. 5

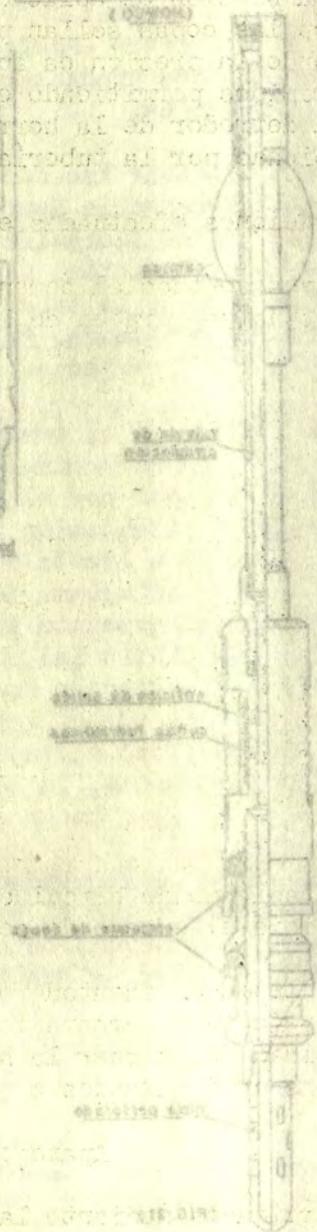


Fig. 6

Fig. 7

Fig. 8

Fig. 9

Fig. 10

Este aparato se utiliza para sembrar semillas en el campo sin necesidad de mano de obra. El sistema consiste en un tubo vertical que se introduce en el suelo y se acciona para que las semillas caigan en el agujero que se forma.

cuando una presión es aplicada a través de la tubería de producción las copas sellan perfectamente el espacio anular y cuando la presión es aplicada en el espacio anular son comprimidos permitiendo establecer circulación del fluido al derredor de la herramienta, por fuera de las copas y subiendo por la tubería de producción.

Operaciones efectuadas en una cementación forzada.

Una vez sentado el cementador a la profundidad deseada se efectúa una prueba de la formación, es decir se bombea lodo a presión a la formación hasta tener un abatimiento en la presión que es cuando se dice que se ha "roto" la formación llamandosele a este punto "presión de ruptura" y nos da una idea aproximada de la presión a que debe ser inyectada la lechada de cemento, hecho lo anterior se abre la válvula de circulación y se desplaza el lodo con agua (1 m³), arriba de esta agua va la lechada de cemento desplazando todo con agua, cuando el agua inferior ha llegado al fondo, lo cual se sabe mediante el cálculo de la capacidad de la tubería empleada se desplaza la mitad de ella a la parte superior del empaque se cierra la válvula de circulación y el resto es inyectado a la formación con el objeto de limpiarla del lodo inyectado anteriormente y reducir la resistencia de la misma a la lechada de cemento, cuando la presión de inyección aumenta considerablemente sobre la presión de ruptura debido a que la formación no acepta más cemento se abre nuevamente la válvula de circulación estableciendo circulación inversa para regresar a la superficie el exceso de cemento.

Este tipo de cementadores presentan la ventaja de que se pueden efectuar cementaciones en diferentes intervalos sin necesidad de extraer la herramienta sino que se va sentando a las profundidades a que se desea efectuar.

Aparejo de Producción.

Determinados mediante las pruebas de producción los intervalos por explotar, se procede a terminar el pozo, cuando se trate de una terminación sencilla únicamente se corre tubería de producción de 2 3/8" J-55; 4.7 lbs/pié --

cuando una presión se aplica a través de la tubería de
producción las cosas se hacen perfectamente el espacio un-
lar y cuando la presión se aplica en el espacio unlar
sea conveniente permitiendo establecer circulación del
fluido al exterior de la tubería, por fuera de las
pas y cubiertas por la tubería de producción.

Operaciones efectuadas en una cementación forzada

Una vez sellado el cementador a la profundidad des-
de se efectúa una prueba de la formación, es decir se com-
pese todo a presión a la formación hasta tener un espes-
to en la presión que se cuando se dice que se ha "roto" la
formación llamándose a este punto "presión de ruptura" y
nos da una idea aproximada de la presión a que debe ser la
verdad la fecha de cemento, hecho lo anterior se abre
la válvula de circulación y se desliza el todo con
la válvula de esta agua va la fecha de cemento des-
plazando todo con agua, cuando el agua inferior se llega
al fondo, lo cual se sabe mediante el cálculo de la
dad de la tubería empalme se desliza la mitad de la
la parte superior del empalme se cierre la válvula de cir-
culación y el resto es invertido a la formación con el
falso de la tubería del todo invertido anteriormente y ver-
dadera la resistencia de la misma a la fecha de cemento,
cuando la presión de ruptura aumenta considerablemente
se abre la presión de ruptura debido a que la formación no
acepta más cemento se abre nuevamente la válvula de cir-
culación estableciendo circulación inversa para regresar a
la superficie el exceso de cemento.

Este tipo de cementaciones presentan la ventaja de que
se pueden efectuar cementaciones en diferentes intervalos
sin necesidad de exprimir la tubería, algo que se va sa-
lando a las profundidades a que se desea efectuar.

Aparato de Producción

Después de los métodos las pruebas de producción los
intervalos por explorar, se procede a sellar el fondo
cuando se tiene de una formación sencilla únicamente se
entre tubería de producción de 2 1/2" a 3 1/2" hasta

con un cople de barra en el extremo inferior.

En el caso de tratarse de un pozo de terminación doble lo primero que se hace es bajar con una "canasta" que sirve para darse cuenta si la tubería de revestimiento no presentará obstáculos a la hora de correr el empaque de producción ya que de presentarse alguna resistencia al paso de la canasta es lógico que el empaque tampoco pasará, la obstrucción podrá deberse a cuerpos sólidos que se encuentran en suspensión en el lodo tales como pedazos de hule de empaque de los probadores, residuos de tapones mecánicos empleados en cementaciones, de arena u otro material extraño que impida el paso de la canasta.

Quando se tiene dos ó mas tramos de tubería de diferente grado y peso es motivo suficiente para que la canasta se atore pues la medida de esta es exclusiva para ciertos diámetros de tubería, por ejemplo para tubería combinada de 15.5 y 17 lbs/pié j-55 se debe emplear una canasta con un anillo inferior de 4.750" de diámetro exterior, en caso de no pasar esta canasta es conveniente usar otro anillo ligeramente menor, que es exactamente igual al diámetro exterior del empaque, es decir se empleará uno de 4.590 de diámetro exterior, de pasar la canasta se puede tener cierta seguridad de lograr el empaque.

Otro motivo de mayor importancia es cuando la tubería de ademe esta aplastada, es decir cuando se tiene un colapso.

Lo indicado en este caso es tratar de enderezarla metiendo un enderezador (Casing Roller) o un trompo, de no lograrlo no quedará otro recurso que prescindir del empaque.

Empaque de producción. Una vez que la canasta pasó libremente se procede a bajar el empaque para lo cual, hay que tomar como origen cero unos 0.40 mts. arriba de la rotaria ya que es la medida que tienen los Kelly bushing y todas las medidas estan referidas a este.

con un copio de parte en el extremo inferior, dando un
En el caso de tratarse de un tipo de terminación de
die lo primero que se hace es bajar con una "cuchara" que
sirve para borrar cuenta de la tubería de revestimiento no
presentar obstáculos a la hora de correr el espigón de
producción ya que de presentarse alguna resistencia el
so de la canasta es lógico que el espigón tampoco pueda
La obtención podrá haberse a mayor solidez que se en-
encuentra en suspensión en el todo tales como pedruzcos de
nive de espigones de los productores, resacas de espigones
cánicos empleados en cementaciones, de arena u otros mate-
rial extraño que impida el paso de la canasta.

Quando se tiene dos o mas tramos de tubería de li-
ranje grado y peso es motivo suficiente para que la canas-
ta se abra pues la medida de esta es exclusiva para deter-
minar los diámetros de tubería, por ejemplo para tubería común
de 15.5 y 17 lbs/pie 3-5 se debe emplear una canasta
con un anillo interior de 1.750 de diámetro exterior en
caso de no pasar esta canasta es conveniente usar otro
anillo ligeramente menor, que es exactamente igual al di-
ámetro exterior del espigón, es decir se emplea uno de
1.590 de diámetro exterior, de pasar la canasta se puede
tener cierta seguridad de lograr el espigón.

Otro motivo de mayor importancia es cuando la tubería
de alguna está aplastada, es decir cuando se tiene un copio
de

Lo indicado en este caso es tratar de enderezarla me-
diante un enderezador (Casting Roller) o un trazo, de no
lograrse no quedará otro recurso que prescindir del espa-
que.

Espigones de producción. Una vez que la canasta pasó
fácilmente se procede a bajar el espigón para lo cual hay
que tomar como origen cero unos 0.40 mts. arriba de la
rotaria ya que es la medida que tienen los Kelly Washings
y todas las medidas están referidas a este.

El empaque de producción (fig. 23) es empleado en pozos de terminación doble con el objeto de aislar las dos formaciones abiertas a producción pero también es empleado en pozos de terminación sencilla cuando la presión de fondo es relativamente baja y la diferencia de diámetros entre la tubería de ademe y la tubería de producción es muy grande ya que en este caso el empaque permite el paso del gas o del aceite a través de la tubería de producción disminuyendo por lo tanto el peso de la columna por elevar.

Cuando el empaque ha llegado a la profundidad deseada se desconecta ya sea por corriente eléctrica cuando se emplea cable Mc Cullough ó Schlumberger o con presión de -- bomba si se emplea tubería, cualquiera de los dos métodos originan que se rompan los pasadores que sostienen el empaque ocasionando un fuerte impacto que hace que se abran las cuñas del empaque y se traben en la tubería de ademe.

Inmediatamente después de sentar el empaque se corre la tubería de producción quedando en el siguiente orden.

Pichancha

sellos de la tubería de producción.

Latching sub. ó Locator sub.

Niple Otis

X tramos de tubería de 2 3/8"

I tubo de 2 3/8" forrado de hule

X tramos de tubería de 2 3/8"

Los sellos de la tubería de producción van dentro del empaque de producción y evitan el flujo de la arena inferior a través del espacio anular entre la T.P. y la pared interior del empaque.

El espacio de producción (fig. 23) es empleado en po-
 zas de terminación doble con el objeto de alisar las dos
 formaciones abiertas a producción pero también es empleado
 en pozos de terminación sencilla cuando la presión de ter-
 do es relativamente baja y la diferencia de diámetros en-
 tre la tubería de adena y la tubería de producción es muy
 grande ya que en este caso el espacio permite el paso del
 gas o del aceite a través de la tubería de producción dis-
 minuyendo por lo tanto el peso de la columna por elevar.

Cuando el espacio ha llegado a la profundidad desada
 se desconecta ya sea por corriente eléctrica cuando se em-
 ples cable Mc Gillough ó Schnurheber o con presión de --
 bomba si se emplea tubería, cualquiera de los dos métodos
 originan que se rompan los pasadores que sostienen el em-
 paque ocasionando un fuerte impacto que hace que se rompan
 las curvas del espacio y se traben en la tubería de adena.

Inmediatamente después de sentir el espacio se corre
 la tubería de producción quedando en el siguiente orden.

Pichaneta

Sellos de la tubería de producción.

Latching sub. ó locutor sub.

Miple Oja

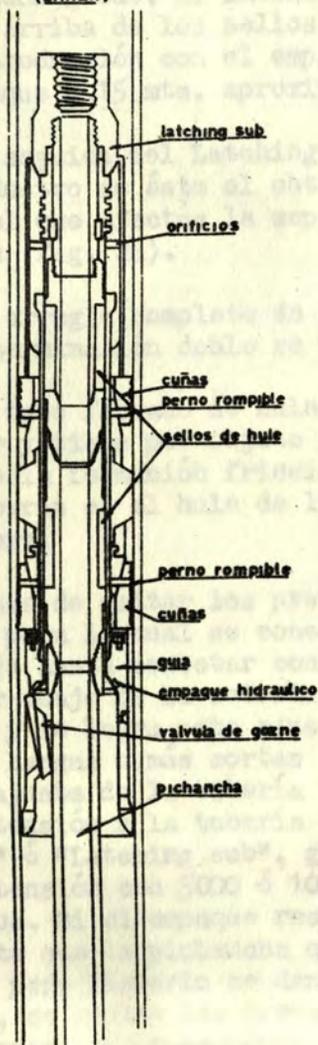
X tramos de tubería de 2 3/8"

I tubo de 2 3/8" forrado de hule

X tramos de tubería de 2 3/8"

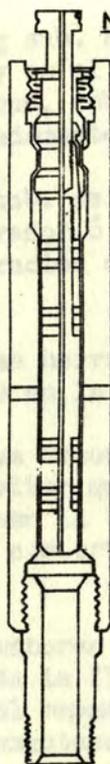
Los sellos de la tubería de producción van dentro del
 empaque de producción y evitan el flujo de la arena info-
 rior a través del espacio anular entre la T.P. y la pared
 interior del empaque.

**EMPAQUE DE PRODUCCION
(BAKER)**



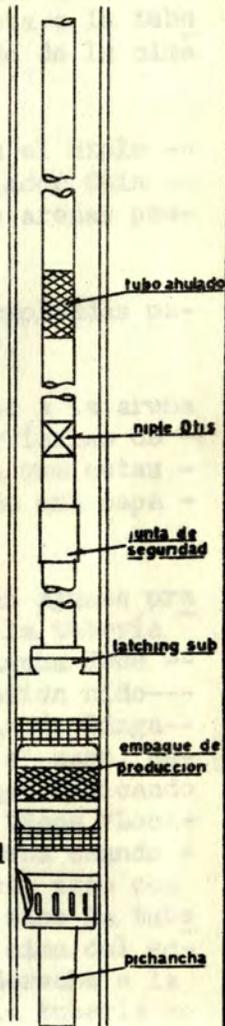
(FIG. 23)

**NIPLE Y OBTURADOR
(OTIS)**



(FIG. 24)

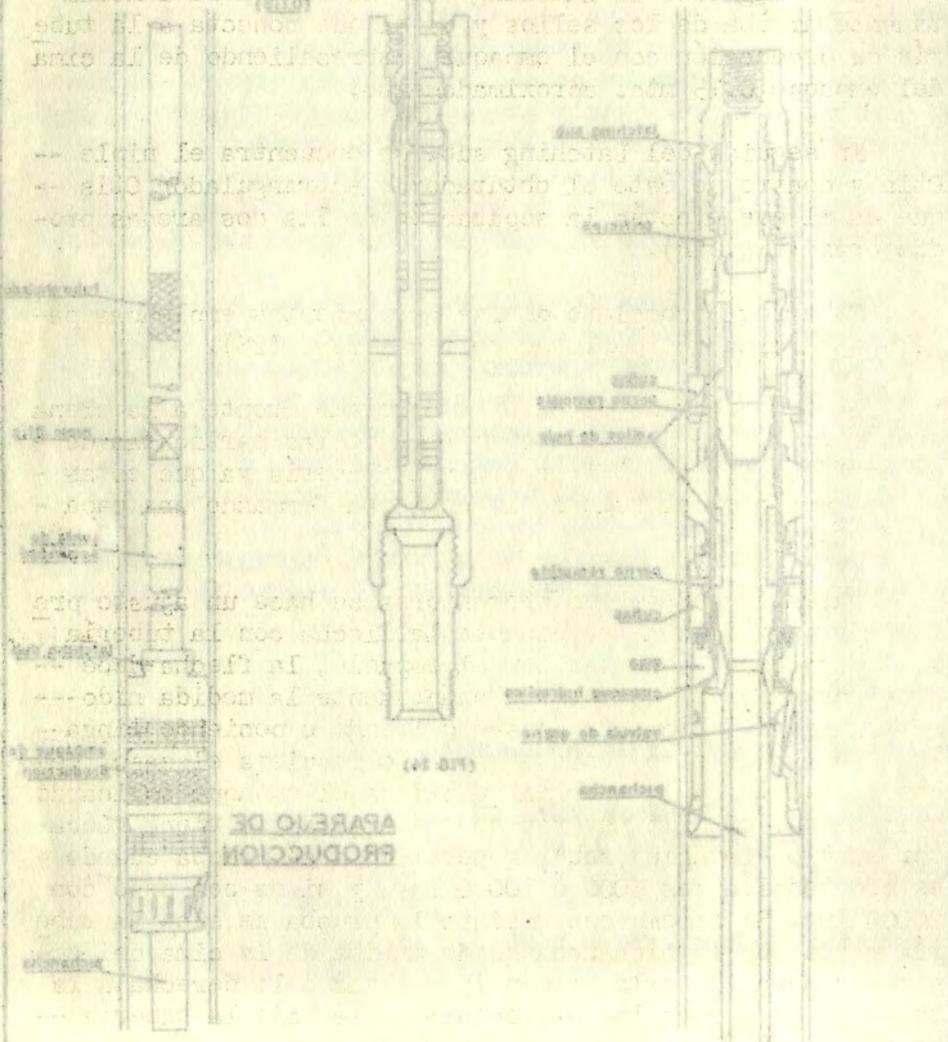
APAREJO DE PRODUCCION



(FIG. 25)

APARELO DE PRODUCCION

EMPAQUE DE PRODUCCION



(Fig. 12)

(Fig. 101)

Technical description text, partially mirrored and difficult to read due to bleed-through from the reverse side of the page. The text appears to describe the components and operation of the production apparatus and its packaging.

Latching sub. El Latching sub. se encuentra inmediatamente arriba de los sellos y es el que conecta a la tubería de producción con el empaque, sobresaliendo de la cima del empaque 0.15 mts. aproximadamente.

En seguida del Latching sub. se encuentra el niple -- Otis y dentro de éste el obturador ó estrangulador Otis -- que es el que efectúa la separación de las dos arenas productoras (fig. 24).

El arreglo completo de las herramientas empleadas para una terminación doble se ve en la fig. (25).

El tubo forrado de hule va colocado frente a la arena superior y tiene por objeto evitar que las partículas de arena de la formación friccionen la tubería ya que estas se entierran en el hule de la cubierta formando una capa protectora.

Antes de quitar los preventores se hace un ajuste preliminar para lo cual se conecta la flecha con la tubería y se baja hasta conectar con el empaque, la flecha debe penetrar abajo de la rotaria exactamente la medida nido--- rotaria y se logra este ajuste quitando o poniendo linga--- das más largas o más cortas según lo requiera el caso. Hecho el ajuste de la tubería se prueba el empaque aplicando peso o tensión a la tubería dependiendo si se tiene "Locator sub" ó "Latching sub", generalmente se prueba cuando es con tensión con 5000 ó 10000 lbs. y si es con peso con 20000 lbs. Si el empaque resiste la prueba se sube la tubería hasta que la pichancha quede arriba de la cima del empaque y para lograrlo se dan 15 vueltas a la derecha a la tubería, se quitan los preventores y se baja la tubería -- hasta conectarla nuevamente con el empaque.

Como la tubería sufre un alargamiento que está en --- función de la profundidad y de la tensión aplicada debe --- procurarse que quede un tramo de tubería (0.50m) libre --- arriba del nido, necesario para colocar la araña y las cuñas de 2 3/8" ya que una vez colocadas estas se conecta al

El ajuste de la tapa se hace un ajuste pre-
 liminar para lo cual se conecta la flacha con la tubería
 y se baja hasta conectar con el empaque, la flacha debe
 penetrar abajo de la rotura exactamente la medida indicada
 rotura y se hacen este ajuste cuidando o poniendo línea
 las mas largas o más cortas según lo requiera el caso. He-
 cho el ajuste de la tubería se giran el empaque aplicando
 peso o tensión a la tubería generalmente se giran cuando
 for sub" ó "Latching sub", generalmente se giran cuando
 es con tensión con 2000 ó 10000 lbs. y si es con peso con
 2000 lbs. Si el empaque resiste la prueba se sabe la tipo
 la pasta que la tubería queda arriba de la cinta del em-
 paque y para tornarlo se dan 15 vueltas a la derecha a la
 tubería, se giran los preventores y se baja la tubería
 hasta conectarla nuevamente con el empaque.

Como la tubería sufre un alargamiento que está en
 función de la profundidad y de la tensión aplicada debe
 procurarse que quede un tramo de tubería (0.50m) libre
 arriba del tubo, necesario para colocar la trena y las cu-
 llas de 2 1/2". Ya que una vez colocadas estas se conecta al

El tubo forrado de hule va colocado frente a la arena
 superior y tiene por objeto evitar que las partículas de
 arena de la formación friccionen la tubería ya que estas
 se entretan en el hule de la cubierta formando una capa
 protectora.

Antes de girar los preventores se hace un ajuste pre-
 liminar para lo cual se conecta la flacha con la tubería
 y se baja hasta conectar con el empaque, la flacha debe
 penetrar abajo de la rotura exactamente la medida indicada
 rotura y se hacen este ajuste cuidando o poniendo línea
 las mas largas o más cortas según lo requiera el caso. He-
 cho el ajuste de la tubería se giran el empaque aplicando
 peso o tensión a la tubería generalmente se giran cuando
 for sub" ó "Latching sub", generalmente se giran cuando
 es con tensión con 2000 ó 10000 lbs. y si es con peso con
 2000 lbs. Si el empaque resiste la prueba se sabe la tipo
 la pasta que la tubería queda arriba de la cinta del em-
 paque y para tornarlo se dan 15 vueltas a la derecha a la
 tubería, se giran los preventores y se baja la tubería
 hasta conectarla nuevamente con el empaque.

El arreglo completo de las herramientas empleadas pa-
 ra una terminación doble se ve en la fig. (25).

El tubo forrado de hule va colocado frente a la arena
 superior y tiene por objeto evitar que las partículas de
 arena de la formación friccionen la tubería ya que estas
 se entretan en el hule de la cubierta formando una capa
 protectora.

colgador o bola, hecho esto mediante el empleo de una - -
"madrina" se levanta un poco la sarta de tubería para qui-
tar la arafia y las cuñas quedando el colgador perfectamen-
te ajustado en el nido debido a la tensión que tiende a -
jalarlo hacia abajo. Terminada la operación anterior se -
instala el árbol de navidad y se desplaza el lodo con - -
agua por medio de circulación inversa, en caso de no - --
fluir se achica el pozo hasta inducirlo a producción.

Una vez que las presiones en la cabeza del pozo tan-
to en el espacio anular como en la tubería de producción
se han estabilizado con cable se corre el estrangulador -
de fondo Otis que separa las dos arenas con lo cual se da
por terminado el pozo.

FECHA DE DEVOLUCION

El lector se obliga a devolver este libro
antes del vencimiento de préstamo señala-
do por el último sello.



